

# Studie

Rechtliche Rahmenbedingungen für Flexibilitätsoptionen für gewerbliche genutzte Gebäude und deren Auswirkungen auf drei Anwendungsfälle

**ERSTELLT VON**

Verena Lerm  
Jonathan Metz  
Johannes Antoni  
Julia Borger


**IM RAHMEN DES PROJEKTS FLEXGEBER**

Gefördert durch:




Bundesministerium  
für Wirtschaft  
und Energie

aufgrund eines Beschlusses  
des Deutschen Bundestages



Die Arbeiten des IKEM enthalten allgemeine, wissenschaftlich fundierte Informationen zu den behandelten rechtlichen Themen. Sie vermögen eine individuelle Rechtsberatung zu konkreten rechtlichen Fragestellungen jedoch nicht zu ersetzen. Insbesondere können konkrete Vorfragen für unternehmerische Entscheidungen durch Gutachten des IKEM nicht verbindlich geklärt werden. Geäußerte Rechtsmeinungen entsprechen grundsätzlich der wissenschaftlich fundierten Einschätzung der Autor\*innen, müssen aber nicht der Rechtsmeinung oder Entscheidungspraxis von Behörden oder Gerichten entsprechen, die mit Entscheidungen in Bezug auf den begutachteten Sachverhalt befasst sind oder befasst sein werden. Rechtsberatung und die dazu erforderliche rechtliche Prüfung des Einzelfalls kann und darf vom IKEM aufgrund § 3 Rechtsdienstleistungsgesetz nicht erbracht werden; dazu wird insbesondere auf anwaltliche Rechtsberatung verwiesen. Das IKEM übernimmt damit auch keine Haftung für rechtliche Fehleinschätzungen und Fehlentscheidungen aufgrund der geäußerten rein wissenschaftlichen Rechtsmeinungen.



# Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>Einleitung</b>	<b>6</b>
<b>2</b>	<b>Einordnung des Flexibilitätsbegriffs</b>	<b>9</b>
<b>2.1</b>	<b>Definitionen von Flexibilität</b>	<b>9</b>
<b>2.2</b>	<b>Arten von Flexibilität</b>	<b>11</b>
2.2.1	Begriff Netzdienlichkeit	12
2.2.2	Begriff Systemdienlichkeit	21
2.2.3	Begriff Marktdienlichkeit	31
<b>3</b>	<b>Umsetzung von Flexibilität</b>	<b>39</b>
<b>3.1</b>	<b>Stromerzeuger</b>	<b>39</b>
3.1.1	Ansprüche des EE-Anlagenbetreibers nach dem EEG 2017	40
3.1.2	Ansprüche des KWK-Anlagenbetreibers (Stromseitige Betrachtung)	47
3.1.3	Entgelt für dezentrale Einspeisung (vermiedene Netzentgelte)	52
3.1.4	Erzeugungssseitige Bereitstellung von Regelenergie	53
3.1.5	Exkurs: Neuerungen für erzeugungsseitige Flexibilität durch NABEG 2.0	55
<b>3.2</b>	<b>Letztverbraucher</b>	<b>56</b>
3.2.1	EEG-Umlage	58
3.2.2	Stromsteuer	63
3.2.3	Netzentgelte	66
3.2.4	Netzentgeltgekoppelte Kostenpositionen	69
3.2.5	Exkurs: Kompensation von Nachteilen auf Grundlage der SINTEG-Verordnung	71
3.2.6	Verbrauchsseitige Bereitstellung von Regelenergie	71
<b>3.3</b>	<b>Flexibilität begleitende und beeinflussende Infrastruktur</b>	<b>72</b>
3.3.1	Gebäudeeinsparrecht / Primärenergetische Betrachtung	73
3.3.2	Förderung von Flexibilitätsvorhaben	74
3.3.3	Rechtliche Voraussetzungen für die Errichtung von Energieinfrastrukturen	78
<b>4</b>	<b>Flexibilisierungsoptionen für die Anwendungsfälle</b>	<b>80</b>
<b>5</b>	<b>Fazit</b>	<b>81</b>
	<b>Literaturverzeichnis</b>	<b>84</b>

## Abkürzungsverzeichnis

a	Jahr
ABl.	Amtsblatt
AbLaV	Abschaltbare-Lasten-Verordnung
Abs.	Absatz
BAFA	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
BGBL.	Bundesgesetzblatt
BGH	Bundesgerichtshof
BHKW	Blockheizkraftwerk
BImSchG	Bundesimmissionsschutzgesetz
BioSt-NachV	Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung
BK	Beschlusskammer
BKV	Bilanzkreisverantwortlicher
BMF	Bundesministerium der Finanzen
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BNetzA	Bundesnetzagentur
BR	Bundesrat
bspw.	beispielsweise
BT	Bundestag
bzw.	Beziehungsweise
C	Celsius
ct.	Cent
d.h.	das heißt
Drs.	Drucksache
DSM	Demand-Side-Management
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEV	Erneuerbare-Energien-Verordnung
EEWärmeG	Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz
EG	Europäische Gemeinschaft
EnEG	Energieeinsparungsgesetz
EnEV	Erneuerbare-Energien-Verordnung
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EU	Europäische Union
EVU	Elektrizitätsversorgungsunternehmen
EWärmeG BW	Erneuerbare-Wärme-Gesetz Baden Württemberg
f.	folgende
ff.	folgenden
GasNEV	Gasnetzentgeltverordnung
GasNVZ	Gasnetzzugangsverordnung
GEG-E	Entwurf eines Gebäudeenergiegesetzes
gem.	gemäß
GemAV	Gemeinsame-Ausschreibungsverordnung
GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleistung
GWh	Gigawattstunde

Hs.	Halbsatz
i.S.d.	im Sinne des/der
i.S.v.	im Sinne von
i.V.m.	in Verbindung mit
InnAusV	Innovationsausschreibungsverordnung
kW	Kilowatt
kW <sub>el</sub>	Kilowatt elektrische Leistung
kWh	Kilowattstunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKAusV	KWK-Ausschreibungsverordnung
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
LBO BaWü	Landesbauordnung Baden-Württemberg
Lit.	Littera
m	Meter
m <sup>2</sup>	Quadratmeter
m <sup>3</sup>	Kubikmeter
mm	Millimeter
MsbG	Messstellenbetriebsgesetz
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
n.F.	Neue Fassung
NABEG	Netzausbaubeschleunigungsgesetz Übertragungsnetz
NAV	Niederspannungsanschlussverordnung
NetzResV	Netzreserveverordnung
Nr.	Nummer(n)
PEF	Primärenergiefaktor
PtH	Power-to-Heat
RL	Richtlinie
S.	Seite(n)
s.o.	siehe oben
SINTEG-V	SINTEG-Verordnung
sog.	sogenannt(er)
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
StromNZV	Stromnetzzugangsverordnung
StromStG	Stromsteuergesetz
StromStV	Stromsteuerdurchführungsverordnung
TWh	Terrawattstunden
u.a.	unter anderem
UEBELL	EU-Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014-2020
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
UVPG	Umweltverträglichkeitsprüfungsgesetz
vgl.	vergleiche
VNB	Verteilernetzbetreiber
VO	Verordnung
WI	Wuppertal Institut

# 1 Einleitung

Mit der Ratifizierung des Übereinkommens von Paris am 5. Oktober 2016 hat sich Deutschland dem internationalen Ziel einer Begrenzung der Erderwärmung auf deutlich unter 2 °C im Vergleich zum vorindustriellen Niveau angeschlossen. Das Übereinkommen legt fest, dass darüber hinaus Anstrengungen unternommen werden sollen, um den Temperaturanstieg auf nur 1,5 °C zu begrenzen.<sup>1</sup>

Um die notwendige Reduktion von Treibhausgasen zu erreichen, sieht der *Klimaschutzplan 2050* der Bundesregierung für den Gebäudebereich insbesondere vor, erstens den Energiebedarf des Gebäudebestandes zu minimieren; zweitens die verbleibenden Energiebedarfe weitgehend durch den Einsatz erneuerbarer Energieträger zu decken. Mit dieser Herangehensweise wird in Deutschland ein nahezu klimaneutraler Gebäudebestand bis 2050 angestrebt. Konkret soll der Primärenergiebedarf im Gebäudebereich um 80 % gegenüber 2008 gesenkt werden.<sup>2</sup>

Das von der Bundesregierung zur Umsetzung des Klimaschutzplans 2050 beschlossene *Klimaschutzprogramm 2030* sieht für den Gebäudebereich bis zum Jahr 2030 konkret eine Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen auf maximal 72 Mio. t vor. Im Jahr 2018 lagen die Emissionen noch bei 117 Mio. t.<sup>3</sup>

Für den in zur CO<sub>2</sub>-Reduktion in der zweiten Säule vorgesehenen Ausbau der Nutzung Erneuerbarer Energien (EE) kommt es maßgeblich darauf an, Lösungen zur Reaktion auf deren fluktuierende Bereitstellung zu finden und zu implementieren. Die Sektorenkopplung kann eine Antwort auf die fluktuierende Erzeugung sein. Durch die sektorenübergreifende Nutzbarmachung von EE-Strommengen nach deren Umwandlung in andere Energieträger, können Strommengen, die die Aufnahmekapazitäten des Stromnetzes übersteigen, als wertvolle Ressource unter Vermeidung von Abregelung der EE-Anlagen umfassend genutzt werden. Durch die Umwandlung in speicherbare Energieträger, können sie auch zeitlich verschoben in anderen Sektoren verwendet werden. Schwankungen in der Energieerzeugung können durch einen angepassten Energieverbrauch ausgeglichen werden. Voraussetzung dafür ist die Hebung dieser Flexibilisierungspotenziale.

Für die Bereitstellung systemerheblicher Flexibilitätsmengen sind insbesondere die Bereiche Gewerbe, Handel und Dienstleistung (GHD) sowie Industrie interessant. Zum einen entfielen im Jahr 2018 mit 44,5 % annähernd die Hälfte des gesamten Endenergieverbrauchs in Deutschland auf die Sektoren GHD und Industrie. In Bezug auf den Endenergieverbrauch von Strom betrug der Anteil dieser beiden Sektoren im selben Jahr mit 1338 Petajoule sogar 72,4 %.<sup>4</sup> Insoweit sind sie von erheblicher Relevanz für das gesamte Stromsystem. Außerdem gibt es im gewerblichen Bereich typischerweise eine Mehrzahl steuerbarer Prozesse, deren Energiebedarf zeitlich und mengenmäßig regelbar ist. Dies bietet gute Voraussetzungen, um den Strombezug und ggf. auch die eigene Stromerzeugung (bei Selbstversorgung) zumindest auch an den Bedürfnissen des Elektrizitätssystems ausrichten zu können.

Es kann bereits vorweggenommen werden, dass Flexibilisierung im Energiewirtschaftsrecht kaum direkt adressiert wird. Eine Lenkungswirkung zur Bereitstellung von Flexibilität könnte sich jedoch neben ordnungsrechtlichen Vorgaben insbesondere indirekt aus wirtschaftlichen Anreizen ergeben. Für das Strombezugsverhalten etwa spielen in wirtschaftlicher Hinsicht die staatlich veranlassten Strompreisbestandteile eine entscheidende Rolle. An ihnen knüpfen meist Privilegierungs- und

---

<sup>1</sup> Übereinkommen von Paris, deutsche Fassung, S. 3 f.

<sup>2</sup> *Bundesregierung*, Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung, S. 27.

<sup>3</sup> *Bundesregierung*, Klimaschutzprogramm 2030 der Bundesregierung zur Umsetzung des Klimaschutzplans 2050, S. 49 f.

<sup>4</sup> *AGEB e.V.*, Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschlands 1990 bis 2018, S. 11, 20 ff.

Befreiungstatbestände an (siehe dazu Abschnitt 3.2). Das Bestreben der Wirtschaftsakteure, aus Gründen der Kostenersparnis unter diese Tatbestände zu fallen, kann ein Strombezugsverhalten bedingen, das sich aus Sicht des Energiesystems als sinnvolle Flexibilisierung darstellt. Möglicherweise kann dies aber auch Fehlanreize aus Sicht des Energiesystems setzen.

Das Projekt zur Demonstration von Flexibilitätsoptionen im Gebäudesektor und deren Interaktion mit dem Energiesystem Deutschlands (*FlexGeber*) widmet sich der Frage, wie Flexibilitätspotenziale bei der Energieversorgung gewerblich genutzter Gebäude erschlossen werden können. Die Fragestellung wird anhand von drei Anwendungsfällen wissenschaftlich beleuchtet. Bei den Anwendungsfällen handelt es sich um das Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE (Freiburg), den Lebensmittelproduzenten Taifun-Tofu GmbH (Freiburg) und den Baustoffproduzenten Hermann Peter KG (Rheinau).

Leitplanken der Betrachtung sind erstens die Wirtschaftlichkeit der Flexibilisierung aus Unternehmenssicht. Das bedeutet, dass die Flexibilisierung den Akteuren aus den Anwendungsfällen keine Mehrkosten verursachen darf, die nicht im Projektrahmen kompensierbar sind. Und zweitens sollen die Maßnahmen zur Flexibilisierung, vor dem Hintergrund der Zielsetzung des Projekts *FlexGeber*, durch den verstärkten Einsatz von erneuerbaren Energieträgern zur Dekarbonisierung beizutragen, unter Berücksichtigung eines möglichst hohen EE-Anteils erfolgen.

Diese Studie stellt die Möglichkeiten dar, die sich nach derzeitiger Rechtslage für die drei Unternehmen der Anwendungsfälle zur Flexibilisierung bieten.

- Dafür soll zunächst geklärt werden, welches Verständnis von einer (Gebäude-)Flexibilisierung und eines *markt-, netz- und systemdienlichen* Verhaltens im Energiesystem der darauffolgenden Betrachtung unter Berücksichtigung von Wirtschaftlichkeit und hohem EE-Anteil zugrunde gelegt werden soll. Die Begriffe Markt-, Netz- und Systemdienlichkeit werden dabei zur Ermittlung eines einheitlichen Begriffsverständnisses rechtlich hergeleitet (Kapitel 2).
- Sodann wird schwerpunktmäßig der regulatorische Rahmen dahingehend überprüft, inwiefern eine Flexibilisierung gewerblich genutzter Gebäude bzw. deren Energieverbräuchen rechtlich darstellbar ist (Kapitel 3). In diesem Abschnitt werden insbesondere die für Flexibilität im gewerblich genutzten Gebäudebereich relevanten Normen des Energiewirtschaftsrechts abstrakt mit den jeweiligen Tatbeständen und Rechtsfolgen dargestellt. Die aufgefundenen Normen werden anschließend auf ihre Eignung zur Förderung von Flexibilität sowie netz- und systemdienlichem Verhalten hin überprüft und bewertet.

- Schließlich erfolgt auf Grundlage der allgemeinen Darstellung des relevanten Rechtsrahmens eine Fokussierung auf die drei Anwendungsfälle. Der positive rechtliche Spielraum wird überblicksartig für jeden Anwendungsfall dargestellt. Dabei sollen sowohl die gegebenen Rahmenbedingungen im jeweiligen Anwendungsfall als auch eine etwaige Planung hinsichtlich des Flexibilisierungspotenzials im Zeitpunkt der Bearbeitung bewertet werden. Für alle Anwendungsfälle wird abschließend ein denkbares und über die bereits geplanten Maßnahmen hinausgehendes Potenzial für Flexibilisierungsmaßnahmen aufgezeigt (Kapitel 4).<sup>5</sup>
- Die Studie schließt mit einem knappen Fazit (Kapitel 5).

Aufgrund der abschnittswisen Erstellung der Studie vereint diese zwei Bearbeitungsstände in sich: Die Bearbeitung am Kapitel 2 wurde Ende 2018 noch vor dem Erlass des Energiesammelgesetzes<sup>6</sup> abgeschlossen, während den weiteren Teilen der Studie der Sach- und Rechtsstand von Ende 2019 zugrunde liegt.

---

<sup>5</sup> Da die Ausführungen in Kapitel 4 unternehmensinterne Daten beinhalten, erfolgt die Veröffentlichung ohne diese Darstellung.

<sup>6</sup> Gesetz zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes, des Energiewirtschaftsgesetzes und weiterer energierechtlicher Vorschriften vom 17. Dezember 2018 (BGBl. I 2018, 2549).



## 2 Einordnung des Flexibilitätsbegriffs

*Flexibilität kann allgemein als **Veränderung der Einspeisung und Entnahme von Strom aus dem Netz als Reaktion auf ein externes Signal** definiert werden. Flexibilität kann dabei dienliche Wirkungen in verschiedenen Bereichen entfalten.*

*Wesentlich sind dabei die Begriffe der **Netz-, System- und Marktdienlichkeit**. Diese Dienlichkeiten sind im Gesetz nicht definiert, werden aber an verschiedenen Stellen vorausgesetzt. Daher erfolgt die Herleitung von begrifflichen Definitionen aus dem geltenden Rechtsrahmen durch klassische rechtliche Auslegungsmethodik.*

*Folgende Begriffsbestimmungen ergeben sich im Wege der Auslegung:*

- **Netzdienlichkeit:** Verhalten, das geeignet ist, die Erfüllung der gesetzlichen Übertragungs- oder Verteilungsaufgaben der Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen zu fördern
- **Systemdienlichkeit:** Verhalten, das geeignet ist, die ÜNB bei der Wahrnehmung der Systemverantwortung zu unterstützen
- **Marktdienlichkeit:** Verhalten, das den Betrieb einer Flexibilitätsoption an einem Preissignal orientiert, das sich an einem Strommarkt in einem freien und unverfälschten Wettbewerb bilden kann und dieses Signal für alle Akteure wirksam wird sowie der Ausgleich aller Bilanzkreise zu jeder Viertelstunde durch die Bilanzkreisverantwortlichen und damit der jederzeitige Ausgleich von Angebot und Nachfrage begünstigt wird.

Diese Studie fokussiert speziell die Gebäudeflexibilisierung. Es kann vorweggenommen werden, dass dadurch die rechtliche Untersuchung weniger beeinflusst wird. Das ist darauf zurückzuführen, dass die relevanten Vorschriften selten auf Gebäude abstellen und es deshalb in der Regel nicht auf die Gebäudeeigenschaft ankommt.

Grundlegend ist fraglich, was der Begriff Flexibilität eigentlich meint und welche Arten von Flexibilität unterschieden werden können.

### 2.1 Definitionen von Flexibilität

Flexibilität im Strombereich ist letztlich dann gefragt, wenn Stromerzeugung und -verbrauch nicht synchron erfolgen. Im „konventionellen Energiesystem“ folgte die steuerbare Stromerzeugung dem Verbrauch. Im neuen Energiesystem, das zunehmend von fluktuierenden erneuerbaren Energieträgern geprägt ist, kommt es vor dem Hintergrund der Geringhaltung der Integrationskosten darauf an, dass die Verbrauchsseite verstärkt zu einer Synchronisation beiträgt.

Für den Begriff Flexibilität gibt es unterschiedliche Definitionen. Die Bundesnetzagentur (BNetzA) orientiert sich an einem älteren Ansatz von Eurelectric:

*„Flexibilität ist die Veränderung von Einspeisung oder Entnahme in Reaktion auf ein externes Signal (Preissignal oder Aktivierung), mit dem Ziel eine Dienstleistung im Energiesystem zu erbringen. Die Parameter um Flexibilität zu charakterisieren beinhalten: die Höhe der*

*Leistungsveränderung, die Dauer, die Veränderungsrate, die Reaktionszeit, der Ort etc. (vgl. Eurelectric, 2014).“<sup>7</sup>*

Eine jüngere Definition ist im Rahmen des SINTEG<sup>8</sup>-Projektes WindNODE entstanden. Dort wird Flexibilität wie folgt bestimmt:

*„Flexibilität bezeichnet die Fähigkeit von Elementen im Energiesystem, aktiv auf ein externes Signal, das die Variabilität von Stromerzeugung und Stromverbrauch widerspiegelt, mit einer Leistungsänderung zu reagieren.“<sup>9</sup>*

Der Vergleich der beiden Ansätze ergibt, dass die Reaktion mit einer Leistungsänderung auf ein externes Signal hin, die entscheidende Gemeinsamkeit der beiden Definitionen darstellt. Die BNetzA unterscheidet ergänzend objektiv **zwei Arten der Netzinteraktion: Einspeisung** in oder **Entnahme von Strom** aus dem **Netz** der allgemeinen Versorgung.

Am Themenbereich Flexibilität können also sowohl Akteure im Bereich der Einspeisung als auch der Entnahme beteiligt sein. Regelmäßig wird es sich dabei um **Erzeuger** und **Verbraucher** handeln. Bei EE-Anlagenbetreibern ist zu berücksichtigen, dass bei volatilen erneuerbaren Energieträgern die planmäßige Zurverfügungstellung von Flexibilität erschwert ist, wobei sie beispielsweise im Abregelungsfall flexibel auf eine Verwendung des Stroms vor dem Netz reagieren könnten. Dient der Abruf von Flexibilität unmittelbar der Entlastung und effizienten Nutzung der Netzinfrastruktur bzw. der Verringerung des Netzausbaubedarfs, sind auch die **Netzbetreiber** betroffen, denen nach den §§ 11 ff. Energiewirtschaftsgesetz<sup>10</sup> (EnWG) die Verantwortung für die Elektrizitätsversorgungsnetze obliegt.

Die Bereitstellung der Flexibilität kann durch den Anlagenbetreiber (Erzeuger oder Letztverbraucher) erfolgen, indem die Erzeugungs- oder Verbrauchseinheit hoch- oder runtergefahren wird. Der Netzbetreiber wiederum könnte in einer (drohenden) Netzengpasssituation selbst steuernd auf die Erzeugungs- bzw. Verbrauchseinheiten zugreifen, um unmittelbar auf den Engpass zu reagieren.

Die Definitionen offenbaren deutliche Unterschiede: Während der Ansatz von WindNODE auf die Fähigkeit zur Leistungsanpassung abstellt, setzt die BNetzA-Definition direkt an der Leistungsänderung an. Sie grenzt dabei ein, dass diese Leistungsänderung mit dem Ziel erfolgen müsse, eine Dienstleistung im Energiesystem zu erbringen. WindNODE hingegen charakterisiert die Leistungsänderung nicht näher. Vielmehr erfolgt im Rahmen dieser Definition die Eingrenzung am Merkmal des externen Signals. Dieses müsse die Variabilität von Stromerzeugung und -verbrauch widerspiegeln.

Es wird bereits anhand dieser beiden Beispiele deutlich, dass nicht ein feststehender Flexibilitätsbegriff existiert, sondern zahlreiche Ansätze mit verschiedenen Schwerpunkten nebeneinander vertreten werden. Diese Definitionen unterliegen dabei einer beständigen Weiterentwicklung. Im Rahmen dieser Studie sollen jedoch, soweit es auf die Flexibilitätsdefinition ankommt, allein die beiden dargestellten Ansätze nebeneinander genutzt werden.

---

<sup>7</sup> BNetzA, Diskussionspapier: Flexibilität im Stromversorgungssystem - Bestandsaufnahme, Hemmnisse und Ansätze zur verbesserten Erschließung von Flexibilität; Bonn, S. 6.

<sup>8</sup> Förderprogramm „Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende“.

<sup>9</sup> Kondziella et al., Marktdesign, Regulierung und Gesamteffizienz von Flexibilität im Stromsystem – Bestandsaufnahme und Herausforderungen, S. 12.

<sup>10</sup> Gesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 5. Dezember 2019 (BGBl. I S. 2002) geändert worden ist.

## 2.2 Arten von Flexibilität

Mit Blick auf die genannten Definitionsansätze kann geschlossen werden, dass Flexibilität aus Sicht der Energieversorgung erstens ein dynamisches Verhalten ist, das zweitens eine dienende Funktion aufweist. Bei der juristischen Prüfung ist also im ersten Schritt zu diskutieren, ob und inwiefern ein dienliches Verhalten (Tun, Dulden oder Unterlassen) im Gesetz adressiert wird. Im zweiten Schritt ist zu prüfen, inwiefern das Verhalten flexibel oder flexibilisierbar ist. Denn: Die dienliche Flexibilität auf der Strom verbrauchenden Seite ist das notwendige Gegenstück zum energiewendebedingten Wechsel von der (starrten, durchgehenden) Energieerzeugung mit konventionellen Energieträgern hin zur Energieversorgung aus fluktuierenden erneuerbaren Energien. Voraussetzung für ein flexibles Verhalten ist, dass es auf ein Signal hin verändert werden kann. Im Stromsystem ist damit die dynamische Anpassungsfähigkeit des Einspeise- und Entnahmeverhaltens gemeint (vgl. oben 2.1).

Fraglich ist, wann Flexibilität *dienlich* ist. Die folgende Analyse wird zeigen, dass im Energiewirtschaftsrecht die Begriffe **Netz-, System- bzw. Marktdienlichkeit** oft verwendet werden, um ein bestimmtes Verhalten zu beschreiben. Hinter den Begriffen steht jeweils kein einheitliches Begriffsverständnis. Im Folgenden soll ein Begriffsverständnis herausgearbeitet werden, das für die Einordnung von Flexibilitätsoptionen dienen kann.

Um zu einem an der Rechtsordnung orientierten und damit praktisch verwertbaren Begriffsverständnis zu Netz-, System- und Marktdienlichkeit zu gelangen, ist vom geltenden Rechtsrahmen für die Energiewirtschaft auszugehen. Da das Energiewirtschaftsrecht die Begriffe nicht ausdrücklich einordnet<sup>11</sup>, muss deren Bedeutung im Wege der Auslegung ermittelt werden. Ausgangspunkt soll hier insbesondere das EnWG sein, das grundlegend die Ziele und Leitplanken für die Energieversorgung insgesamt formuliert. Die Grundsätze des EnWG nach § 1 EnWG lauten auszugsweise (eigene Hervorhebungen):

(1) Zweck des Gesetzes ist eine möglichst **sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente und umweltverträgliche** leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität und Gas, die zunehmend **auf erneuerbaren Energien beruht**.

(2) Die Regulierung der Elektrizitäts- und Gasversorgungsnetze dient den Zielen der Sicherstellung eines **wirksamen und unverfälschten Wettbewerbs** bei der Versorgung mit Elektrizität und Gas und der Sicherung eines **langfristig angelegten leistungsfähigen und zuverlässigen Betriebs von Energieversorgungsnetzen**.

(3) Zweck dieses Gesetzes ist ferner die Umsetzung und Durchführung des Europäischen Gemeinschaftsrechts auf dem Gebiet der leitungsgebundenen Energieversorgung.

(4) Um den Zweck des Absatzes 1 auf dem Gebiet der leitungsgebundenen Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität zu erreichen, verfolgt dieses Gesetz insbesondere die Ziele,

1. die **freie Preisbildung für Elektrizität durch wettbewerbliche Marktmechanismen zu stärken**,
2. den **Ausgleich von Angebot und Nachfrage nach Elektrizität an den Strommärkten** jederzeit zu ermöglichen,
3. dass Erzeugungsanlagen, Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie und Lasten insbesondere möglichst umweltverträglich, netzverträglich, effizient und flexibel in dem Umfang eingesetzt werden, der erforderlich ist, um die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems zu gewährleisten, [...].

---

<sup>11</sup> Ein Definitionsansatz für netzdienliches Verhalten kann aus § 19 Abs. 4 S. 4 i.V.m. Abs. 2 StromNEV entnommen werden. Zur Anwendbarkeit für Flexibilität im heutigen Sinne siehe unten 2.2.1.1.

Um sich jeweils einem geeigneten Begriffsverständnis weiter anzunähern, sollen darüber hinaus die Vorschriften des Energiewirtschaftsrechts zur Auslegung herangezogen werden, die bereits Anknüpfungspunkte für eine Flexibilisierung aufzeigen.

## 2.2.1 Begriff Netzdienlichkeit

Der Begriff der Netzdienlichkeit wird im Energiewirtschaftsrecht nicht bestimmt; es kann insbesondere nicht auf eine Legaldefinition zurückgegriffen werden.<sup>12</sup>

Im Folgenden werden überblicksartig die Vorschriften dargestellt, die auf den Begriff abstellen. Es wird sich zeigen, dass alle diese Vorschriften letztlich die Elektrizitätsversorgungsnetzbetreiber und deren Aufgaben im Rahmen der Netzbewirtschaftung betreffen. Um sich einer Begriffsbestimmung anzunähern, ist daher sodann zu klären, wie der Gesetzgeber den Aufgabenbereich der Betreiber dieser Netze ausgestaltet hat.

### 2.2.1.1 Vorschriften, die auf den Begriff Netzdienlichkeit abstellen

Wird der Begriff der Netzdienlichkeit im Kontext der Elektrizitätsversorgung im Gesetz genannt, adressieren die Vorschriften (zumindest vorrangig) den *Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen*. Sie stellen keine Anforderungen an die Art und Weise des Netzbetriebs, sondern betreffen tatbestandlich allein die Netzdienlichkeit des Betriebs anderer Strom verbrauchender bzw. erzeugender Einheiten im Energiesystem, wie steuerbare Verbrauchseinrichtungen, den Stromverbrauch eines Letztverbrauchers mit vorhersehbar abweichendem Nutzungsverhalten an einer Abnahmestelle oder EE- oder KWK-Anlagenbetreiber.

Das Gesetz differenziert bei den Elektrizitätsnetzbetreibern nach § 3 Nr. 2 EnWG nach Übertragungs- und Verteilernetzbetreibern (§ 3 Nr. 10 bzw. § 3 Nr. 3 EnWG). Das EnWG bestimmt den Betreiber eines Übertragungsnetzes (ÜNB) als:

*„natürliche oder juristische Personen oder rechtlich unselbständige Organisationseinheiten eines Energieversorgungsunternehmens, die die Aufgabe der Übertragung von Elektrizität wahrnehmen und die verantwortlich sind für den Betrieb, die Wartung sowie erforderlichenfalls den Ausbau des Übertragungsnetzes in einem bestimmten Gebiet und gegebenenfalls der Verbindungsleitungen zu anderen Netzen“ (§ 3 Nr. 10 EnWG)*

Die Legaldefinition des Betreibers eines Elektrizitätsverteilernetzes (VNB) lautet:

*„natürliche oder juristische Personen oder rechtlich unselbständige Organisationseinheiten eines Energieversorgungsunternehmens, die die Aufgabe der Verteilung von Elektrizität wahrnehmen und verantwortlich sind für den Betrieb, die Wartung sowie erforderlichenfalls den Ausbau des Verteilernetzes in einem bestimmten Gebiet und gegebenenfalls der Verbindungsleitungen zu anderen Netzen“ (§ 3 Nr. 3 EnWG)*

Die Unterscheidung liegt dabei allein darin, ob die Übertragung oder die Verteilung der Elektrizität Aufgabe der jeweiligen (natürlichen oder juristischen) Person ist.

---

<sup>12</sup> Insbesondere kann der Definitionsansatz des netzdienlichen Verhaltens aus § 19 Abs. 2, Abs. 4 S. 4 Strom-NEV für die Bewertung von Flexibilität im heutigen Verständnis nicht herangezogen werden. Näheres dazu unten.

- **§ 14a S. 1 EnWG**

Rechtfolgende ist in § 14a S. 1 EnWG vorgesehen, dass der VNB mit dem Betreiber einer steuerbaren Verbrauchseinrichtung<sup>13</sup> in Niederspannung eine Vereinbarung über ein reduziertes Netzentgelt treffen kann. Dafür muss der Anlagenbetreiber dem VNB die netzdienliche Steuerung über die steuerbare Verbrauchseinheit in Niederspannung überlassen. Im Gegenzug berechnet ihm der Netzbetreiber das Netzentgelt in der vereinbarten reduzierten Höhe. Insbesondere der Rahmen für die Netzentgeltreduzierung und die Steuerungshandlungen sollen in einer Rechtsverordnung konkretisiert werden,<sup>14</sup> deren Erlass noch aussteht (Stand Dez. 2018). Was eine *netzdienliche* Steuerung ist, lässt die Vorschrift offen. Da die Steuerung aufgrund der Vereinbarung durch den VNB erfolgt, dürfte die Steuerung zum eigenen Nutzen des Netzbetreibers erfolgen. Es liegt daher nahe, dass er die steuerbare Verbrauchseinrichtung zur Wahrnehmung der von ihm verantworteten Verteilungsaufgabe einsetzt. Es kommt mithin auf die Art und Weise der Steuerung an.

Ein weiterer Aspekt, der auf den Begriffsinhalt der *netzdienlichen* Steuerung hindeutet, kann sich aus der Normgeschichte ergeben: Die Fassung von § 14a S. 1 EnWG vor dem Inkrafttreten des Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende<sup>15</sup> sah vor, dass die Steuerung „vollständig unterbrechbarer Verbrauchseinrichtungen [...] zum Zweck der Netzentlastung“ gestattet wird. Die aktuelle Fassung stellt nunmehr auf die „netzdienliche Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen“ ab. Diese Wortlautänderung wäre unnötig gewesen, wenn eine Netzentlastung durch das bloße Abschalten von Verbrauchseinrichtungen alleiniges Merkmal für eine netzdienliche Steuerung wäre. Es folgt daraus, dass die Netzdienlichkeit nicht mit dem kurzzeitigen vollständigen Unterlassen des Strombezugs gleichzusetzen ist. Die Befugnis des VNB wird über die Abschaltung hinaus auf die gleitende Reduzierung des Netzstrombezugs (etwa als Reaktion auf Lastspitzen im Netz) erweitert. Nach der neuen Fassung kommen auch Maßnahmen in Betracht, die in Schwachlastzeiten eine Laststeigerung bewirken und so zu einer verstärkten Abnahme von Strom beitragen können, was die Integration volatiler Energieträger in das Energiesystem unterstützen soll.<sup>16</sup>

- **§ 19 Abs. 2, Abs. 4 S. 4 Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV)<sup>17</sup>**

In § 19 StromNEV werden verschiedene Stromnetzentgeltprivilegierungen für besondere Netznutzungen vorgesehen. Aus § 19 Abs. 4 StromNEV ergibt sich insbesondere eine individuelle Netzentgeltvergünstigung für die Betreiber von ausschließlich netzgebundenen Stromspeichern. Die Vergünstigung darf speziell bei einem „netzdienlichen“ Verhalten des Stromspeichers nicht weniger als 20 % des nach § 19 Abs. 4 S. 2 StromNEV ermittelten Jahresleistungspreises betragen.

Ein netzdienliches Verhalten liegt gem. § 19 Abs. 4 S. 4 StromNEV i. V. m. § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV vor, wenn der „[...] der Höchstlastbeitrag eines Letztverbrauchers vorhersehbar erheblich von der zeitgleichen Jahreshöchstlast aller Entnahmen aus dieser Netz- oder Umspannebene abweicht“. Der

---

<sup>13</sup> Der Begriff ist einzigartig im Energiewirtschaftsrecht und unbestimmt. Als steuerbare Verbrauchseinrichtungen „gelten“ Elektromobile“, § 14a S. 3 EnWG.

<sup>14</sup> BT-Drs. 18/7555, S. 94.

<sup>15</sup> Gesetz vom 29. August 2016 (BGBl. I S. 2034), das zuletzt durch Artikel 15 des Gesetzes vom 22. Dezember 2016 (BGBl. I S. 3106) geändert worden ist.

<sup>16</sup> So schon zur alten Fassung von § 14a EnWG vorgezeichnet von *Missling*, in Theobald/Kühling, Energierecht, § 14a EnWG, Rn. 11.

<sup>17</sup> Stromnetzentgeltverordnung vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2225), die zuletzt durch Artikel 1 der Verordnung vom 23. Dezember 2019 (BGBl. I S. 2935) geändert worden ist.



Wortlaut stammt aus dem Jahr 2005 und wurde und wurde vom Ordnungsgeber im Zuge einer Änderung des § 19 Abs. 2 StromNEV im Jahr 2013 wie folgt begründet (eigene Hervorhebung):

*„Für die energieintensive Industrie wird ein reduziertes Netzentgelt (wieder) eingeführt. Die Festlegung der Höhe des Netzentgelts berücksichtigt die positive Wirkung des gleichmäßigen Abnahmeverhaltens der energieintensiven Letztverbraucher auf das Netz und trägt dieser Rechnung. **Allerdings ist davon auszugehen, dass sich der Anteil erneuerbarer Energien am Strommix im Zeitablauf weiter erhöhen wird. Vor diesem Hintergrund wird zukünftig darüber diskutiert werden müssen, ob Aspekte der Nachfrageflexibilisierung stärker zu berücksichtigen sind. Dies könnte dann erforderlich werden, falls bei einer weiterhin zunehmend flexiblen Einspeisung von Energie in das Netz, ein gleichmäßiger Bezug von Energiemengen nicht mehr die positiven dämpfenden Wirkungen auf das Netz hat. In einem solchen Fall könnte es notwendig werden, eine Netzentgeltreduzierung an Aspekte der flexiblen Nachfragesteuerung zu knüpfen.**“<sup>18</sup>*

Die Verordnungsbegründung macht erstens deutlich, dass es für die Netzdienlichkeit auf die positive („dämpfende“) Wirkung auf das Stromnetz als physische Infrastruktur ankommt. Unabhängig von der Frage, ob die Tatbestandsvoraussetzungen zum Erreichen des gesetzgeberischen Ziels geeignet sind, kann gefolgert werden, dass die Netzdienlichkeit eine förderliche Wirkung für den technischen Netzbetrieb entfalten soll.

Zweitens ist abzulesen, dass im Zeitpunkt der Anpassung des § 19 StromNEV ein anderes Verständnis von netzdienlichem Verhalten herrschte, was dem Ordnungsgeber auch bewusst war. Es beruhte auf dem tradierten Elektrizitätsversorgungssystem, das sich durch eine nachfrage- und nicht dargebotsorientierte Strombereitstellung auszeichnet.

Dieses zugrunde gelegte Verständnis der Netzdienlichkeit ist zur Einordnung der Netzdienlichkeit im heutigen Energiesystem im Ergebnis ungeeignet, da keine Reaktion im Abnahmeverhalten auf ein externes Signal vorausgesetzt wird. In einem durch den vermehrten Einsatz volatiler Energieträger geprägten Energiesystem sollte aber das Stromdargebot Signalwirkung entfalten können, damit eine „dämpfende Wirkung“ vom flexiblen Strombezug auf die technische Netzinfrastruktur ausgehen kann. An die Stelle eines externen Signals, das das Verbrauchsverhalten flexibel steuert, tritt nach der Definition in § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV das voraussehbar von der Jahreshöchstlast aller anderen Entnahmen auf der jeweiligen Ebene abweichende gleichmäßige Verbrauchsverhalten. Ausgangspunkt für das abweichende Verbrauchsverhalten ist der Strombezug der anderen Letztverbraucher. Nicht berücksichtigt werden damit die Anforderungen, die aus der Bereitstellung von Strom aus volatilen Energieträgern resultieren. Die Privilegierung kann dadurch in Fällen eingreifen, die mit der Zielstellung von netzdienlichem Abnahmeverhalten, das flexibel auf ein Signal reagiert, nicht in Einklang zu bringen ist. Beispielsweise besteht die Privilegierung, wenn ein Letztverbraucher prognostisch seine Höchstlast in Zeiten abrufen, in denen eine geringe Erzeugung und regulärer Verbrauch durch die übrigen Letztverbraucher zusammenfallen. Im Sinne einer Reaktion auf die geringe Erzeugung wäre in diesem Beispiel jedoch eine Reduktion des Verbrauchs durch den privilegierten Letztverbraucher angezeigt. Die Definition führt an dieser Stelle zumindest teilweise zu einer Begünstigung eines Verbrauchsverhaltens, das den Anforderungen aus der Netzintegration fluktuierender Energien entgegenläuft. Dieses Ergebnis lässt sich vor der geschilderten Entstehungsgeschichte der Vorschrift erklären.

---

<sup>18</sup> BR-Drs. 447/13, S. 4.

Schließlich lassen sich aber bereits aus der ursprünglichen Verordnungsbegründung Anhaltspunkte für die Charakteristika netzdienlicher Flexibilität entnehmen, die auch für die gegenwärtigen Anforderungen des neuen Energiesystems an Flexibilität Geltung beanspruchen können (eigene Hervorhebungen):

*„Unter die Regelung des Absatzes 2 fallen beispielsweise solche Fälle, in denen eine **Unterbrechung oder Steuerung der Netznutzung** mit dem Netzbetreiber vereinbart ist. Auch unterbrechbare Belieferungen von Nachtspeicherheizungen (‐Wärmestrom‐) werden von den Regelungen des § 19 erfasst. Eine Unterbrechung oder Steuerung der Netznutzung eines Letztverbrauchers ermöglicht es z. B., die Fahrweise seiner Verbrauchseinheit so anzupassen, dass **in Zeiten hoher Netzbelastung durch Absenkung der von ihm bezogenen Last** das Netz entlastet wird. Fällt bei einem Netznutzer der überwiegende Teil seines Strombezugs in die Schwachlastzeit des Netzes, womit eine netzstabilisierende Wirkung einhergeht, und liegt seine individuelle Lastspitze in der Schwachlastzeit des Netzes, so trägt dieser Netznutzer zur Entlastung des Netzes bei.“<sup>19</sup>*

Es kann festgestellt werden, dass der in § 19 StromNEV enthaltene Definitionsansatz nicht herangezogen werden kann, um ein passfähiges Verständnis der Netzdienlichkeit abzuleiten. Allerdings lässt sich aus der Vorschrift entnehmen, dass es auf eine positive Wirkung für die Netzinfrastruktur ankommt, weshalb es letztlich auch in § 19 Abs. 2, Abs. 4 StromNEV auf das Interesse und damit die Perspektive der Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen bei der Bewertung netzdienlichen Verhaltens ankommt.

- **§ 33 Messstellenbetriebsgesetz (MsbG)<sup>20</sup> „Netzdienlicher und marktorientierter Einsatz“**

Die Norm adressiert grundzuständige Messstellenbetreiber mit der rechtsfolgenseitigen Verpflichtung, auf Verlangen den Einbau von modernen Messeinrichtungen und Smart-Meter-Gateways sowie die Einbindung und Steuerung von Anlagen hierüber vorzunehmen. Grundzuständige Messstellenbetreiber sind, außer in Fällen einer Übertragung der Grundzuständigkeit nach § 43 MsbG oder einer abweichenden Durchführung des Messstellenbetriebs gem. §§ 5 f. MsbG, die jeweiligen **Energieversorgungsnetzbetreiber**, § 2 S. 1 Nr. 4 MsbG.

Die Überschrift des § 33 MsbG „Netzdienlicher und marktorientierter Einsatz“ könnte darauf hindeuten, dass der Verpflichtung zur Ausstattung und dem Betrieb von modernen Messeinrichtungen oder Smart-Meter-Gateways eine gesetzgeberische Wertung entnommen werden könnte, die den Einbau und die Steuerung von Anlagen über solche Geräte bereits als netzdienlich erachtet. Die Norm ist jedoch zunächst unter Berücksichtigung des Regelungsbereichs des MsbG auszulegen. Nach § 1 MsbG enthält es Regelungen

1. zur Ausstattung von Messstellen der leitungsgebundenen Energieversorgung mit modernen Messeinrichtungen und intelligenten Messsystemen,

<sup>19</sup> BR-Drs. 245/05, S. 40.

<sup>20</sup> Messstellenbetriebsgesetz vom 29. August 2016 (BGBl. I S. 2034), das durch Artikel 9 des Gesetzes vom 20. November 2019 (BGBl. I S. 3106) geändert worden ist.

2. *zur Ausgestaltung des Messstellenbetriebs und zur freien Wahl eines Messstellenbetreibers,*
3. *zur Aufgabentrennung von Messstellenbetrieb und Netzbetrieb,*
4. *zu technischen Mindestanforderungen an den Einsatz von intelligenten Messsystemen,*
5. *zur energiewirtschaftlichen Datenkommunikation und zur allgemeinen Datenkommunikation mit Smart-Meter-Gateways,*
6. *zur Erhebung, Verarbeitung und Nutzung von Messwerten und weiteren personenbezogenen Daten zur Erfüllung von vorvertraglichen Verpflichtungen, von Verträgen, rechtlichen Verpflichtungen und zur Erfüllung von Aufgaben im öffentlichen Interesse.*

D.h., das MsbG und damit auch der § 33 MsbG stellen gesetzliche Regelungen für die Erhebung, Verarbeitung und Übertragung von Messwerten auf und zielen auf die Herstellung der Steuerbarkeit von Anlagen ab. Der Gesetzeszweck erschöpft sich mithin in der Schaffung der tatsächlichen Voraussetzungen für die Steuerung. Das Gesetz bestimmt gerade keine bestimmte Art und Weise der sinnvollen und damit ggf. netzdienlichen Anlagensteuerung. Anforderungen an die Art und Weise der Steuerung ergeben sich aus anderen Vorschriften, wie § 14 Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2017)<sup>21,22</sup>

Diese Bewertung wird auch durch die Gesetzesbegründung gestützt. Diese verdeutlicht, dass das MsbG Regelungen treffen soll

- zur Erfassung und Ermöglichung der notwendigen Kommunikation in intelligenten Energienetzen,
- zum technischen und praktischen Datenschutz,
- zur technischen Standardisierung,
- zur energiewirtschaftlichen Regulierung und zur Ausstattung von Messstellen mit intelligenten Messsystemen und modernen Messeinrichtungen.<sup>23</sup>

---

<sup>21</sup> Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 3 des Gesetzes vom 20. November 2019 (BGBl. I S. 1719) geändert worden ist.

<sup>22</sup> § 14 Abs. 1 EEG 2017 trifft Regelungen zum Einspeisemanagement für EE- und KWK-Anlagen und ermächtigt die Netzbetreiber unter bestimmten Voraussetzungen zur ferngesteuerten Reduzierung der Einspeiseleistung der Anlagen.

<sup>23</sup> BT-Drs. 18/7555, S. 72 f.



Konkret soll der Rahmen für einen kosteneffizienten, energiewendetauglichen und verbraucherfreundlichen künftigen Messstellenbetrieb gesetzt werden.<sup>24</sup> Dabei wird der Messstellenbetrieb ausdrücklich regulatorisch vom Netzbetrieb getrennt.<sup>25</sup>

Auch die Begründung zu § 29 MsbG geht davon aus, dass durch die standardmäßige Ausstattung von Erzeugungsanlagen mit Smart-Meter-Gateways u.a. netzdienliche Anwendungsfälle erst ermöglicht werden. Als Beispiel wird angeführt, dass der Netzbetreiber durch die Steuerungstechnik Maßnahmen des Einspeisemanagements durchführen kann.<sup>26</sup> Demnach ergibt sich aus § 33 MsbG kein Anhaltspunkt für den Begriff der Netzdienlichkeit.

- **§§ 39j, 88d EEG 2017**

Das EEG 2017 sieht in § 39j EEG 2017 ein spezielles Ausschreibungsdesign für Innovationsausschreibungen für erneuerbare Energien vor. Die Verordnungsermächtigung für die eigentlich bis spätestens 1. Mai 2018 zu erlassende Verordnung findet sich in § 88d EEG 2017. Die Innovationsausschreibungen sollen nach § 39j Abs. 2 S. 2 EEG 2017 auch „besonders netz- oder systemdienliche technische Lösungen“ fördern. Im Rahmen der Ausschreibungen können Gebote sowohl für einzelne als auch Kombinationen oder Zusammenschlüsse verschiedener Erneuerbarer Energien abgegeben werden (§ 39j Abs. 1 S. 2 und 3 EEG 2017). Adressaten der Regelung sind mithin vorrangig die EE-Anlagenbetreiber.

Die Verordnungsermächtigung sieht vor, dass im Rahmen des Ausschreibungsdesigns die Netzdienlichkeit folgendermaßen berücksichtigt werden kann:

**§ 88d Nr. 1 Lit. a) bb) EEG 2017:** Beim Verfahren und dem Inhalt der Ausschreibung hinsichtlich der Aufteilung des Ausschreibungsvolumens des Innovationspiloten in Teilmengen und dem Ausschluss von Anlagen, wobei insbesondere unterschieden werden kann nach Vorgaben aus Netz- und Systemsicht.

**§ 88d Nr. 3 Lit. b) und d) EEG 2017:** Bei besonderen Zuschlags- und Zahlungsanforderungen, mit denen der Innovationscharakter festgestellt wird, insbesondere zu innovativen Beiträgen von Anlagen zu einem **optimierten Netzbetrieb** mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien sowie innovativen Beiträgen von Anlagen zur **Netzstabilität** oder **-sicherheit**.

**§ 88d Nr. 5 Lit. b) EEG 2017:** Bei der Art, der Form und dem Inhalt der Zuschlagserteilung im Rahmen einer Ausschreibung und zu den Kriterien für die Zuschlagserteilung, insbesondere falls der Zuschlag nicht allein nach dem kostengünstigsten Gebot erteilt werden soll **Wertungskriterien für die Beurteilung des Beitrags insbesondere zur Netz- und Systemdienlichkeit** sowie deren Einfluss auf die Zuschlagswahrscheinlichkeit.

Weder aus § 39j Abs. 2 S. 2 EEG 2017, noch auch aus § 88d EEG 2017 lassen sich unmittelbar Aussagen zur begrifflichen Einordnung der Netzdienlichkeit entnehmen. Allerdings stellt insbesondere § 88d Nr. 5 Lit. b) EEG 2017 mit dem Wertungskriterium der Netzdienlichkeit eine für das Begriffsverständnis vielversprechende Regelung in der zu erlassenden Rechtsverordnung in Aussicht. Die Verordnungsermächtigung ist trotz der Fristsetzung bis zum 1. Mai 2018 bisher ungenutzt

---

<sup>24</sup> BT-Drs. 18/7555, S. 3.

<sup>25</sup> BT-Drs. 18/7555, S. 72.

<sup>26</sup> BT-Drs. 18/7555, S. 90.

geblieben. Auch sind derzeit keine Entwürfe oder Leitlinien bekannt, die einen Rückschluss auf den zukünftigen Inhalt der Verordnung zuließen (Stand Dez. 2018<sup>27</sup>).

Der Wortlaut von § 39j Abs. 2 S. 2 EEG 2017 ist nicht für das eigentliche Begriffsverständnis von netzdienlichem Verhalten ergiebig, gibt aber ein wenig Aufschluss über das Verhältnis von Netzdienlichkeit zu Systemdienlichkeit. Der Gesetzgeber hat formuliert, „dass besonders netz- oder systemdienliche technische Lösungen gefördert werden“ sollen. Der Konjunktion „oder“ lässt sich entnehmen, dass netz- und systemdienliche Lösungen zumindest in Teilen separate Anwendungsbereiche haben müssen.

- **Begründung zu § 24 Abs. 1 Nr. 5 KWKAusschreibungsverordnung (KWKAusV)**<sup>28</sup>

Eine weitere Nennung der Netzdienlichkeit erfolgt in der Begründung zu § 24 Abs. 1 Nr. 5 KWKAusV. Die Norm selbst bestimmt als eine Voraussetzung der Zuschlagserteilung für ein innovatives KWK-System, dass eine Zulassung durch das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) erfolgen soll. Diese Zulassung setzt wiederum u. a. voraus, dass das innovative KWK-System technisch dazu in der Lage ist, die Wärmeleistung, die aus dem KWK-Prozess maximal ausgekoppelt werden kann, zu mindestens 30 % mit einem mit der Anlage verbundenen elektrischen Wärmeerzeuger zu erzeugen.

Der Verordnungsentwurf führt zur Begründung aus (eigene Hervorhebungen):

*„Die KWK-Anlagen in innovativen KWK-Systemen müssen eine markt- und **netzdienliche** Fahrweise aufweisen. Diese kann ein angeschlossener elektrischer Wärmeerzeuger bei entsprechender Anwendung gewährleisten. In Zeiten von hohem Erzeugungsaufkommen kann durch den elektrischen Wärmeerzeuger die Last erhöht und somit das Netz entlastet werden. Der elektrische Wärmeerzeuger kann dabei die Wärmeversorgung der Wärmesenke nur dann gesichert übernehmen, wenn er die gleiche Wärmeleistung aufbringt wie die installierte KWK-Anlage.*

*Im Ergebnis kann der **Netzbetreiber den elektrischen Wärmeerzeuger damit zur Behebung von Netzengpässen** sowie der Anlagenbetreiber ihn zur Optimierung am Strommarkt einsetzen. Die Kosten für den elektrischen Wärmeerzeuger kann der Betreiber des innovativen KWK-Systems in sein Gebot einpreisen.“<sup>29</sup>*

Aus dem Zusammenhang der beiden Begründungsabsätze ergibt sich, dass die netzdienliche Fahrweise des innovativen KWK-Systems den Versorgungsnetzbetreiber in die Lage versetzen soll, damit Netzengpässe zu beheben. Es kommt mithin auf den technischen Netzbetrieb an. Dem steht die

---

<sup>27</sup> Insbesondere der Gesetzentwurf des Energiesammelgesetzes gibt keine neuen Hinweise auf die Ausgestaltung der Verordnung zu Innovationsausschreibungen (Referentenentwurf des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie v. 31.10.2018: Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes, des Energiewirtschaftsgesetzes und weiterer energierechtlicher Vorschriften).

<sup>28</sup> KWKAusschreibungsverordnung vom 10. August 2017 (BGBl. I S. 3167).

<sup>29</sup> Bundesregierung, Referentenentwurf einer Verordnung zu Ausschreibungen für KWK-Anlagen und innovative KWK-Systeme, zu den gemeinsamen Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen sowie zur Änderung weiterer Verordnungen vom 15. Mai 2017, S. 110.

marktdienliche Fahrweise gegenüber, die dem Anlagenbetreiber die Optimierung am Strommarkt ermöglicht (siehe hierzu unten 2.2.3.1).

Es wird wiederum deutlich, dass es für die Beurteilung der Netzdienlichkeit auf den Elektrizitätsversorgungsnetzbetreiber und dessen technische Netzbewirtschaftung ankommt. Außerdem benennt die Verordnungsbegründung ausdrücklich die Behebung von Netzengpässen durch den Netzbetreiber als netzdienliches Verhalten.

### **2.2.1.2 Versorgungsnetzbetreiber als Adressaten und der ihnen zugewiesenen Aufgabenbereich im Rahmen der Netzbewirtschaftung**

Bei den Vorschriften, welche ausdrücklich auf die Netzdienlichkeit abstellen, kommt es im Ergebnis auf Folgendes an:

- 1.) Die Perspektive der Elektrizitätsversorgungsnetzbetreiber ist für die Bewertung netzdienlichen Verhaltens einzunehmen.
- 2.) Das in den Vorschriften abgefragte netzdienliche Verhalten zielt darauf ab, das Versorgungsnetz in Kooperation mit den an es angeschlossenen Netznutzern (Verbrauchs- und Erzeugungsanlagenbetreibern) physikalisch technisch funktionsfähig zu halten (insbesondere Netzengpässen zu begegnen) bzw. dessen Betrieb zu erleichtern.

Die bisherige Untersuchung zeigt, dass es auf die Versorgungsnetzbetreiber (ÜNB und VNB) und ihre Aufgabe ankommt, ihr Netz technisch störungsfrei zu bewirtschaften. Dieses Ergebnis führt zu den Vorschriften des Energiewirtschaftsrechts, in denen der Gesetzgeber den Elektrizitätsversorgungsnetzbetreibern die Aufgabenwahrnehmung vorgegeben hat. Der Aufgabenbereich ergibt sich aus dem 1. Abschnitt des dritten Teils des EnWG mit der Überschrift „Aufgaben der Netzbetreiber“. Die im EnWG beschriebenen Aufgaben und Pflichten der Versorgungsnetzbetreiber sind vor dem Hintergrund zu interpretieren, dass die Stromnetze dem Daseinsvorsorgebereich der Energieversorgung zuzuordnen sind, für die der Staat eine Gewährleistungsverantwortung hat.<sup>30</sup> Aus dem Netzbetrieb erwachsen dem Netzbetreiber deshalb nicht nur Rechte, sondern auch Pflichten.

Ausgangsvorschrift der Regulierung des Netzbetriebs ist § 1 EnWG i.V.m. § 2 Abs. 1 EnWG. Demnach ist das Ziel ein diskriminierungsfreier Betrieb eines sicheren, zuverlässigen und leistungsfähigen Energieversorgungsnetzes. Die Grundsätze des § 1 EnWG sind in diesem Rahmen beachtlich, sodass sich der Netzbetrieb insbesondere an den Grundsätzen einer günstigen und auf Erneuerbaren Energien basierenden Energieversorgung orientieren muss.<sup>31</sup> Diese für alle Energieversorger allgemein geltende Verpflichtung wird durch § 11 EnWG für Versorgungsnetzbetreiber (im Bereich der Versorgung mit Elektrizität also sowohl für ÜNB als auch VNB) konkretisiert.<sup>32</sup> Pflicht der Versorgungsnetzbetreiber nach § 11 Abs. 1 S. 1 EnWG ist es, das Netz zu warten und bedarfsgerecht zu optimieren, zu verstärken und auszubauen, soweit es wirtschaftlich zumutbar ist. Die genannten Tätigkeiten sind Bestandteil der Betriebspflicht. Der Betrieb i. S. d. technischen Netzbetriebspflicht beschreibt die Aufgaben der Netzbereitstellung und Netzführung. Unter die Netzführung fällt die operative Netzbewirtschaftung, d. h. insbesondere die Sicherstellung der Steuerbarkeit des Netzzustands über Leitwarten. Die Netzbereitstellung meint einerseits die Netzinstandhaltung. Es wird von einem

<sup>30</sup> *Theobald/Nill-Theobald*, Grundzüge des Energiewirtschaftsrechts, S. 363 ff.

<sup>31</sup> *BT-Drucks. 15/3917*, S. 56.

<sup>32</sup> *BT-Drucks. 15/3917*, S. 56.

weiten Verständnis der Netzbetriebspflicht ausgegangen, das auch die Netzwartung umfasst.<sup>33</sup> Und andererseits die Netzentwicklung<sup>34</sup>, z. B. auf Basis der Netzentwicklungspläne. Die gesetzliche Wertung des bedarfsgerechten Ausbaus kommt im Zusammenhang der Netzentwicklung insbesondere durch die sog. Spitzenkappung nach § 11 Abs. 2 S. 1 EnWG zum Ausdruck. Die Kosten des Netzausbaus sollen gesenkt werden, indem die Netzbetreiber den Netzausbau nicht bis zur letzten Kilowattstunde planen müssen. Der Gesetzgeber geht vielmehr davon aus, dass durch Abregelung von Anlagen (letztlich also Flexibilitäten) die zu geringe Netzdimensionierung im Einzelfall aufgefangen werden kann.<sup>35</sup>

Es ist fraglich, ob darüber hinaus eine gesetzliche Intention besteht, den Netzausbau grundsätzlich zu beschränken. Dies könnte sich aus den Regelungen zu Verteilernetzausbaubieten gem. § 10 der Verordnung zu den gemeinsamen Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen (GemAV)<sup>36</sup> ergeben, welche auf eine geringere Zubaugeschwindigkeit von EE-Anlagen in Gebieten abzielen, in welchem der Zubau zu einem Verteilernetzausbaubedarf führen würde. Die dafür eingeführte Verteilernetzkomponente soll die Zubaugeschwindigkeit reduzieren und die Netz- und Systemintegrationskosten senken.<sup>37</sup> Ähnlich wirken sich die Regelungen des § 36c EEG 2017 zu Netzausbaubieten aus. Allerdings sind diese Instrumente ausdrücklich temporär angelegt, da die Begrenzung des Anlagenzubaues nur bis zu einer Beseitigung der Netzengpässe erfolgen soll.<sup>38</sup> Der Ausbau der Transportkapazitäten bleibt gerade gesetzliches Ziel und damit Aufgabe der Netzbetreiber. Eine gesetzlich vorgesehene Beschränkung des Netzausbaus liegt damit nicht vor.

Diese Netzbetriebspflichten der Versorgungsnetzbetreiber beziehen sich zunächst denknottwendig ausschließlich auf das vom Netzbetreiber jeweils selbst betriebene Netz. Denn nur für die eigene Infrastruktur übt der Versorgungsnetzbetreiber die Sachherrschaft aus, aus der sich Rechte (wie das Erheben von Netznutzungsentgelten) und Pflichten (wie z. B. aus § 11 Abs. 1 S. 1 EnWG) ergeben. Sachherrschaft an dem Netz wird bejaht, wenn der Versorgungsnetzbetreiber den Netzbetrieb technisch und wirtschaftlich steuern kann.<sup>39</sup> Die Netzbetriebspflicht obliegt deshalb grundsätzlich dem jeweiligen Netzbetreiber. Die Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Versorgungsnetzes in einem eng vermaschten Netz wie dem Stromnetz setzt die Kooperation der Versorgungsnetzbetreiber voraus. Eine isolierte Betrachtung wäre nicht zielführend. Unmittelbar aus § 11 EnWG ergibt sich jedoch kein Kooperationsgebot.<sup>40</sup> Durch den Verweis von § 11 Abs. 1 S. 2 EnWG auf die §§ 12 Abs. 1 und § 14 Abs. 1c EnWG ergibt sich, dass der Netzbetrieb der Übertragungsnetze im nationalen und internationalen Verbund<sup>41</sup> erfolgen muss und Verteilernetzbetreiber die Maßnahmen von Übertragungs- oder Verteilernetzbetreibern vorgelagerter Netze mit eigenen Maßnahmen und unter Umständen nach deren Vorgaben unterstützen müssen.<sup>42</sup> Bei der (weisungsgemäßen) Umsetzung dieser Kooperationsverpflichtung ist der Versorgungsnetzbetreiber auf den von ihm

---

<sup>33</sup> *Sötebier*, in: Britz/Hellermann/Hermes, Energiewirtschaftsgesetz, § 11 EnWG, Rn. 42.

<sup>34</sup> *Sötebier*, in: Britz/Hellermann/Hermes, Energiewirtschaftsgesetz, § 11 EnWG, Rn. 38 ff.

<sup>35</sup> *BT-Drs.* 18/7317, S. 60 und 79.

<sup>36</sup> Verordnung zu den gemeinsamen Ausschreibungen vom 10. August 2017 (BGBl. I S. 3167, 3180), das zuletzt durch Artikel 9 des Gesetzes vom 17. Dezember 2018 (BGBl. I S. 2549) geändert worden ist.

<sup>37</sup> *BMWi*, Referentenentwurf der Verordnung zu den gemeinsamen Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen (GemAV) vom 11. April 2017, S. 1 f.

<sup>38</sup> *BT-Drs.* 18/8860, S. 210.

<sup>39</sup> *Sötebier*, in: Britz/Hellermann/Hermes, Energiewirtschaftsgesetz, § 11, Rn. 15.

<sup>40</sup> Es gibt keine ausdrückliche Normierung der Pflicht zur Zusammenarbeit, aber diese ist allgemein anerkannt, so *Sötebier*, in: Britz/Hellermann/Hermes, Energiewirtschaftsgesetz § 11 Rn. 13 ff.

<sup>41</sup> Verbundnetz i. S. d. § 3 Nr. 35 Alt. 1 EnWG: eine Anzahl von Übertragungs- und Elektrizitätsverteilernetzen, die durch eine oder mehrere Verbindungsleitungen miteinander verbunden sind.

<sup>42</sup> *Sötebier*, in: Britz/Hellermann/Hermes, Energiewirtschaftsgesetz, § 11, Rn. 18.

verantworteten Netzbereich beschränkt. Er kann nicht auf Grundlage der Kooperationsverpflichtung Maßnahmen in Versorgungsnetzen anderer Netzbetreiber durchführen.

Die Betriebspflicht nach § 11 Abs. 1 EnWG kann demnach beschrieben werden, als technische und wirtschaftliche Bewirtschaftung des eigenen Netzes durch die Versorgungsnetzbetreiber zur Wahrnehmung der Übertragungs- bzw. Verteilungsaufgabe.

### 2.2.1.3 Herleitung einer Begriffsbestimmung „Netzdienlichkeit“

Letztlich ist für das Verständnis der Netzdienlichkeit der Begriffsteil „dienlich“ zu berücksichtigen. Das Adjektiv „dienlich“ wird in der Bedeutung mit „nützlich“ und „förderlich“ beschrieben.<sup>43</sup> Wenn die gesetzliche Verwendung des Begriffs Netzdienlichkeit die gesetzlichen Aufgaben der Elektrizitätsversorgungsnetzbetreiber adressiert, so bedarf es für eine Dienlichkeit einer Förderung dieser Aufgaben. Ausgehend von dem Aufgabenzuschnitt der Versorgungsnetzbetreiber ergibt sich folgende Definition:

**Ein Verhalten ist netzdienlich, wenn es geeignet ist, die Erfüllung der gesetzlichen Übertragungs- oder Verteilungsaufgaben der Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen zu fördern.**

**Das ist der Fall, wenn durch die Bereitstellung einer Flexibilitätsoption in dem jeweils von dem Betreiber eines Elektrizitätsversorgungsnetzes verantworteten Netz – unter Berücksichtigung des Kooperationsgebots –**

- 1. der regulierte Betrieb des Netzes (z.B. in Netzengpassituationen) erleichtert wird oder**
- 2. eine ursprünglich erforderliche Optimierung, Verstärkung oder Ausbau des Netzes vermieden oder eine weiterhin erforderliche Optimierung, Verstärkung oder Ausbau des Netzes erleichtert werden.**

## 2.2.2 Begriff Systemdienlichkeit

Neben der Netzdienlichkeit stellt die Systemdienlichkeit eine weitere Kategorie für die Einordnung eines Verhaltens im Energiesystem dar. Auch für die Systemdienlichkeit ist keine Legaldefinition in das Energiewirtschaftsrecht aufgenommen worden. Es ist daher erneut ein Begriffsverständnis her-zuleiten, wobei die Nennung der Systemdienlichkeit oder ähnlicher Begriffe in materiellen Gesetzen und Normbegründungen den Ausgangspunkt bilden soll.

### 2.2.2.1 Vorschriften, die auf den Begriff der Systemdienlichkeit abstellen

- §§ 39j, 88d EEG 2017

Das EEG 2017 sieht in § 39j EEG 2017 ein spezielles Ausschreibungsdesign für Innovationsaus-schreibungen für erneuerbare Energien vor (s. o. 2.2.1.1), die besonders netz- oder systemdienliche Lösungen fördern soll.

---

<sup>43</sup> „dienlich“, in Digitales Wörterbuch der deutschen Sprache, [www.dwds.de/wb/dienlich](http://www.dwds.de/wb/dienlich), abgerufen am 31. Januar 2020.



Die Verordnungsermächtigung sieht vor, dass im Rahmen des Ausschreibungsdesigns die Systemdienlichkeit berücksichtigt werden kann. Wie bereits im bei der Herleitung des Begriffs der Netzdienlichkeit dargestellt, lässt sich inhaltlich aus der Verordnungsermächtigung nichts herleiten. Erst in der zu erlassenden Verordnung werden wohl Anforderungen an ein systemdienliches Verhalten formuliert. Aus der Formulierung in § 39j Abs. 2 S. 2 EEG 2017 („netz- **oder** systemdienliche technische Lösung“) kann gefolgert werden, dass Netz- und Systemdienlichkeit zumindest teilweise separate Anwendungsbereiche haben.

- **§ 88c EEG 2017 i. V. m. GemAV**

Über die ausdrücklichen Nennungen der Systemdienlichkeit in den soeben dargestellten §§ 39j, 88d EEG 2017 hinaus wird der Begriff im untersuchten Rechtsrahmen nicht weiter verwendet. Auch in den Gesetzgebungsmaterialien wird nicht weiter auf ihn eingegangen. Dagegen wird häufig im Gesetzeswortlaut und in Normbegründungen auf die begriffsähnliche „Systemintegration“ sowie die sich daraus ergebenden Kosten abgestellt. In der Regel wird in diesem Zusammenhang auch die „Netzintegration“ angeführt.

In der Ermächtigungsgrundlage zum Erlass der Verordnung zu gemeinsamen Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen (§ 88c EEG 2017) wird die Systemintegration genannt:

**§ 88c Nr. 3 Lit. b) EEG 2017:** Bei der Regelung von Höchstwerten, wobei zur Vermeidung von Überförderungen und zur **Berücksichtigung von Netz- und Systemintegrationskosten** auch differenzierte Höchstwerte eingeführt werden dürfen

**§ 88c Nr. 4 Lit. b) EEG 2017:** Bei der Stellung von Anforderungen, die der **Netz- und Systemintegration** der Anlagen dienen.

**§ 88c Nr. 4 Lit. c) ff) EEG 2017:** Bei dem Vorsehen von Zu- oder Abschläge gegenüber dem Zuschlagspreis, die die **Kosten der Integration der Anlage in das Stromsystem abbilden**; dabei kann die Höhe der Zu- und Abschläge insbesondere berücksichtigen, welche weiteren Kosten die **Systemintegration** der Anlage verursacht.

Die Verordnungsermächtigung des § 88c EEG 2017 wurde in der GemAV umgesetzt. Nach der Verordnungsbegründung sollen die Systemintegrationskosten durch die sog. Verteilernetzkomponente gering gehalten werden.<sup>44</sup> Die Zielrichtung der Verteilernetzkomponente ist mit der der Vorschriften zu den Netzausbaubereichen vergleichbar. Zentrales Anliegen ist es, in Bereichen, in denen die Netzinfrastruktur überlastet ist oder zu überlasten droht, den Zubau von Erzeugungsanlagen zu verlangsamen. Dafür wird im Netzausbaubereich das Ausschreibungsvolumen reduziert. Durch die Verteilernetzkomponente wird bei entsprechenden Geboten eine Verringerung der Zuschlagswahrscheinlichkeit erreicht.

Es ist fraglich, welche Anforderungen sich aus der Nennung der Systemintegration für das Begriffsverständnis der Systemdienlichkeit ergeben. Im allgemeinen Sprachgebrauch wird mit der Systemintegration zumeist die Integration erneuerbar erzeugter Strommengen in das bestehende Stromsystem beschrieben<sup>45</sup>, während die Systemdienlichkeit als Merkmal für eine Verhaltensoption herangezogen wird. Eine 1:1-Übertragung der Begriffe schließt sich aus. Es fällt jedoch auf, dass dem begrifflichen Dreiklang Netz-, System- und Marktdienlichkeit die Entsprechungen aus Netz-, System- und

---

<sup>44</sup> BMWi, Referentenentwurf der Verordnung zu den gemeinsamen Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen (GemAV) vom 11. April 2017, S. 1 f.

<sup>45</sup> Vgl beispielsweise *Schütte/Preuß*, Die Planung und Zulassung von Speicheranlagen zur Systemintegration Erneuerbarer Energien, NVwZ 2012, 535 ff.

Marktintegration<sup>46</sup> gegenüberstehen. Da alle Begriffe im Rahmen des Energiewirtschaftsrechts verwendet werden, liegt es nahe, dass jeweils insbesondere „dasselbe“ Netz oder System gemeint sind. Der Unterschied könnte in einer zeitlichen Komponente liegen. Vor dem Hintergrund, dass das EEG der Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern durch deren Zubau dient und kein Regelwerk ist, das unmittelbar dienliches Verhalten abfragt, scheint sich der Begriff der (System- oder Netz-)„Integration“ im EEG speziell auf den Zubau von EE-Anlagen zu beziehen. Die Begriffe Netz-, System- bzw. Marktdienlichkeit könnten in Abgrenzung dazu eher an den zeitlich nachgelagerten Anlagenbetrieb anknüpfen.

Ausgehend von dieser Annahme, scheinen die Begriffe Netz-, System- bzw. Marktdienlichkeit die relevante inhaltliche Schnittmenge mit den Begriffen Netz-, System- und Marktintegration aufzuweisen. Die Ableitung einer Definition für die Systemdienlichkeit ergibt sich daraus allerdings nicht.

- **§ 8 Abs. 1 Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV)<sup>47</sup>**

Der § 8 StromNZV greift den Begriff der „Systemdienstleistung“ auf. „Als Systemdienstleistungen werden in der Elektrizitätsversorgung diejenigen für die Funktionstüchtigkeit des Systems erforderlichen Dienstleistungen bezeichnet, die Netzbetreiber für die Netznutzer zusätzlich zur Übertragung und Verteilung elektrischer Energie erbringen und damit die Qualität der Stromversorgung bestimmen: Frequenzhaltung, Spannungshaltung, Versorgungswiederaufbau und Betriebsführung“.<sup>48</sup> Der Begriff „Systemdienstleistung“ kann freilich nicht ohne Weiteres mit dem Begriff der Systemdienlichkeit gleichgestellt werden. Die Systemdienstleistung beschreibt die Erbringung (durch den ÜNB) einer Leistung (hier Regelenergieprodukte) zugunsten des „Systems“ gegen Entgelt. Der Begriff der Systemdienstleistung ist dem der Systemdienlichkeit sehr nahe. Wird auch hier angenommen, dass der energiewirtschaftsrechtliche Rahmen begrifflich von einem „System“ ausgeht, ist eine Systemdienstleistung ein systemdienliches Verhalten gegen Entgelt. Folgt man diesem Ansatz weiter, ist zu berücksichtigen, dass die „Systemdienstleistungen“ in einem Regelwerk zur Regulierung des Netzzugangs von Netznutzern eingebettet sind. Der Netzzugang fällt in die Verantwortungssphäre der Netzbetreiber. Dies kann nahelegen, dass es, wie bei der Netzdienlichkeit, bei der Bestimmung eines systemdienlichen Verhaltens auf die Perspektive der Versorgungsnetzbetreiber ankommt.

Die Auswertung von Regelwerken und Begleitdokumenten hat nicht zu einer Bestimmung des Begriffsinhalts der Systemdienlichkeit geführt. Daher soll der Ansatz weiterverfolgt werden, an der Perspektive der Versorgungsnetzbetreiber anzuknüpfen. Indem die Aufgaben der Versorgungsnetzbetreiber über die Betriebspflicht hinaus betrachtet werden, soll sich an die Perspektive der Versorgungsnetzbetreiber und deren wesentliche Charakteristika angenähert werden. Die möglichen Anforderungen der Versorgungsnetzbetreiber an systemdienliches Verhalten könnten zu einem Begriffsverständnis für die Systemdienlichkeit führen.

### 2.2.2.2 Versorgungsnetzbetreiber und ihre Aufgaben im Elektrizitätsversorgungssystem

Die Betriebspflichten aus § 11 EnWG (s. o. Abschnitt 2.2.1.2) werden um die besonderen Pflichten aus den §§ 12 ff. EnWG ergänzt, vgl. § 11 Abs. 1 S. 2 EnWG. Neben der Netzbetriebspflicht werden in

<sup>46</sup> Vgl. zu diesen Begriffen beispielsweise *Lehnert*, Markt- und Systemintegration der Erneuerbaren-Energien, ZUR 2012, 4 ff. bzw. die oben dargestellten Nennungen in § 88c EEG 2017.

<sup>47</sup> Stromnetzzugangsverordnung vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2243), die zuletzt durch Artikel 1 der Verordnung vom 19. Dezember 2017 (BGBl. I S. 3988) geändert worden ist.

<sup>48</sup> VDN, TransmissionCode 2007, S. 86.

§ 12 EnWG die Regelungs- und gem. § 13 EnWG die Systemverantwortung für das Elektrizitätsversorgungssystem festgelegt. Es ergeben sich also die folgenden wesentlichen Verpflichtungen der Versorgungsbetreiber:

- **Regelverantwortung**

Der persönliche Anwendungsbereich des § 12 EnWG richtet sich an die ÜNB. § 14 EnWG konkretisiert die allgemeinen Pflichten der VNB aus den §§ 11 ff. EnWG.<sup>49</sup> Durch den Verweis des § 14 Abs. 1 S. 1 EnWG insbesondere auf § 12 EnWG trifft die Regelverantwortung für das Elektrizitätsversorgungssystem analog auch die VNB; allerdings eingeschränkt „im Rahmen ihrer Verteilungsaufgabe“. Das bedeutet, dass die Anwendbarkeit des § 12 EnWG für VNB nur bejaht wird, „so weit diese sich im konkreten Einzelfall in einer von Aufgabenzuschnitt und tatsächlichen Einwirkungsmöglichkeiten vergleichbaren Situation befinden wie ein ÜNB.“<sup>50</sup> Da die Systemverantwortung im umfassenden Sinn für die Regelzone jedoch den ÜNB vorbehalten bleibt, können die Rechte und Pflichten aus den §§ 12 und 13 ff. EnWG die VNB nur subsidiär treffen.<sup>51</sup> Die VNB können für ihre eigenen Netze deshalb nur Aufgaben zur Sicherung der Funktionsfähigkeit des Elektrizitätsversorgungssystem wahrnehmen, sofern die Aufgabe nicht den ÜNB bereits ausdrücklich zugewiesen ist und sie nicht der Systemverantwortung der ÜNB zuwiderläuft.<sup>52</sup> Aufgaben, die den ÜNB zugewiesen sind, sind z. B.

- die Beschaffung von Regelenergie (§ 6 StromNZV),
- die Beschaffung von An- und Zuschaltleistungen (§ 13 Abs. 6 EnWG) sowie
- die Beschaffung von Kapazitäts- und Netzreserve (§ 13d Abs. 1 S. 1 EnWG und § 13e Abs. 1 S. 1 EnWG).

§ 12 EnWG regelt die besonderen Pflichten der ÜNB zur Wahrnehmung ihrer Übertragungsaufgabe in ihre jeweilige Regelzone<sup>53</sup> und weist ihnen eine Schlüsselposition für die Gewährleistung der Energieversorgungssicherheit zu.<sup>54</sup> Die ÜNB haben gem. § 12 Abs. 1 S. 1 EnWG insbesondere „die Übertragung durch das Netz unter Berücksichtigung des Austauschs mit anderen Verbundnetzen zu regeln“. Mit der Regelungspflicht beschreibt der Gesetzgeber die Art und Weise, wie die ÜNB die Pflicht zur Energieübertragung in ihrer Regelzone wahrnehmen sollen, damit in jeder Regelzone die Energieübertragung so organisiert ist, dass sie unter Berücksichtigung der regelzonenübergreifende Kooperation zur Sicherung der Funktionsfähigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems beiträgt. Jeder ÜNB bleibt für seine Regelzone regelverantwortlich.

Der Begriff **Elektrizitätsversorgungssystem** wird im EnWG nicht bestimmt. Man kann sich dem Begriffsverständnis mithin nur auslegungsweise nähern. Nimmt man eine Negativabgrenzung vor, kann es sich bei dem System nicht allein um die Zusammenfassung mehrerer Netze handeln. Die

<sup>49</sup> *Tüngler*, in: Kment, EnWG, § 14 Rn. 1.

<sup>50</sup> *BT-Drucks.* 15/3917, S. 57.

<sup>51</sup> *Sötebier*, in: Britz/Hellermann/Hermes, Energiewirtschaftsgesetz, § 14, Rn. 5.

<sup>52</sup> *Sötebier*, in: Britz/Hellermann/Hermes, Energiewirtschaftsgesetz, § 14, Rn. 6.

<sup>53</sup> *Theobald*, in: Theobald/Kühling, Energierecht, § 12 EnWG, Rn. 3 f.

<sup>54</sup> *Sötebier*, in: Britz/Hellermann/Hermes, Energiewirtschaftsgesetz § 12, Rn. 12 f.; *Tüngler*, in: Kment, Energiewirtschaftsgesetz, § 12, Rn. 1.



Verantwortung für das System kann nämlich nicht bedeuten, dass ein Netzbetreiber eine der Aufgaben aus den §§ 11 ff. EnWG im Netz eines anderen Netzbetreibers wahrnimmt. Die die Aufgaben des Netzbetreibers beschreibenden §§ 11, 12 und 13 EnWG stellen im sachlichen Anwendungsbereich ausnahmslos auf das jeweils eigene Netz ab. Die Herausforderung der isolierten Betrachtung wird über ein Kooperationsgebot (ggf. mit Weisungsbefugnis) gelöst. Die Verantwortung für das Elektrizitätsversorgungssystem geht über das eigene physische Netz hinaus, weist einem Netzbetreiber aber keine Betriebs- oder Regelungskompetenz in Bezug auf Netze zu, die unter der Sachherrschaft anderer Netzbetreiber stehen.

Das Elektrizitätsversorgungssystem muss mithin etwas anderes sein, als die bloße Netzinfrastruktur. Einen Anknüpfungspunkt zur Bestimmung des Energieversorgungssystems bietet § 1 Abs. 4 Nr. 3 EnWG. Er lautet (eigene Hervorhebung):

*„Um den Zweck des Absatzes 1 auf dem Gebiet der leitungsgebundenen Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität zu erreichen, verfolgt dieses Gesetz insbesondere die Ziele, (...)*

*3. dass **Erzeugungsanlagen, Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie und Lasten** insbesondere möglichst umweltverträglich, netzverträglich, effizient und flexibel in dem Umfang eingesetzt werden, der erforderlich ist, um die Sicherheit und Zuverlässigkeit des **Elektrizitätsversorgungssystems** zu gewährleisten, [...].“*

Leitet man in Anlehnung an § 1 Abs. 4 Nr. 3 EnWG ein Verständnis für das Elektrizitätsversorgungssystem in Deutschland ab, sind Stromerzeuger und Stromverbraucher, die über das Stromnetz miteinander verbunden sind, Bestandteil des Elektrizitätsversorgungssystems. Wäre dem nicht so, könnten sie nicht „eingesetzt“ werden, um die Sicherheit des Elektrizitätsversorgungssystems aufrecht zu erhalten. Im Ergebnis können daher neben dem Netz als verbindendes Medium, die hierüber vernetzten Erzeugungs-, Speicher- und Verbrauchseinheiten (mithin die Gesamtheit der Netznutzer) in ihrer Gesamtheit als das Elektrizitätsversorgungssystem betrachtet werden.

Die Regelungspflicht beschreibt die Art und Weise der Steuerung der Energieübertragung bzw. -verteilung. Die Regelungspflicht ist dann als erfüllt anzusehen, wenn die reibungslose Elektrizitätsübertragung bzw. -verteilung zugunsten der über das Netz miteinander verbundenen Systemteilnehmer oder Netznutzer sichergestellt ist. Fraglich ist, wie die Übertragungs- bzw. Verteilungsaufgabe erfüllt wird. Die Zurverfügungstellung einer angemessen leistungsstarken Netzinfrastruktur, zu der grundsätzlich alle Netznutzer Zugang haben, unterfällt bereits der Betriebspflicht (s.o. Abschnitt 2.2.1.2). Eine unkontrollierte Nutzung der Infrastruktur wäre aber geeignet, die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems zu gefährden, insbesondere wenn Frequenz- oder Spannungswerte nicht eingehalten werden. Um diesem Risiko zu begegnen, wird die Art und Weise der Netznutzung (Einspeisung und Entnahme), d. h. das Netznutzungsrecht, reguliert. Die StromNZV regelt die Bedingungen für die Einspeisung und die damit verbundene zeitgleiche Entnahme von elektrischer Energie an räumlich davon entfernt liegenden Entnahmestellen der Elektrizitätsversorgungsnetze, vgl. § 1 S. 1 StromNZV. § 3 StromNZV regelt die Grundlagen der Netznutzung. Er lautet auszugsweise folgendermaßen:

*„(1) Netznutzungsvertrag oder Lieferantenrahmenvertrag vermitteln den Zugang zum gesamten Elektrizitätsversorgungsnetz. Der Anspruch auf Netznutzung wird begrenzt durch die jeweiligen Kapazitäten der Elektrizitätsversorgungsnetze. Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen werden durch Netznutzungs- und Lieferantenrahmenverträge nicht gehindert, Änderungen an der Ausgestaltung ihrer Netze vorzunehmen. [...].“*

Das Netznutzungsrecht auf vertraglicher Grundlage wird naheliegender Weise durch das Vorhandensein ausreichender Netzkapazität eingeschränkt. Zum „Wie“ der Netznutzung regelt die StromNZV weiter: Netznutzer haben insbesondere für die Abwicklung des Stromhandels mittels eines Fahrplans zu bewirtschaftende Bilanzkreise zu bilden und einen Bilanzkreisverantwortlichen zu benennen (§§ 4 ff. StromNZV). In den Bilanzkreisen werden prognostizierte in einem Zeitpunkt eingespeiste und entnommene Strommengen bilanziert, die sich decken müssen. Ist der jeweilige Bilanzkreis über- oder unterdeckt wird er mit Ausgleichsenergie vom Versorgungsnetzbetreiber glatt gestellt. Die wirtschaftliche Verantwortung und damit die Kosten für die beschaffte Ausgleichsenergie, liegen beim Bilanzkreisverantwortlichen. Ausgleichsenergie ist zur Wahrung der Ausgeglichenheit von erzeugten und gelieferten Strommengen, also im Kontext von Stromtransaktionen relevant und bildet das bilanzielle oder virtuelle Gegenstück zur Regelenergie. Regelenergie dient dem physikalischen Ausgleich von erzeugten und gelieferten Strommengen im Netz. Physikalische Schwankungen bedeuten eine Abweichung von der Normalfrequenz von 50 Hertz. Das Stromnetz reagiert sehr empfindlich auf Frequenzschwankungen, weshalb die Funktionsfähigkeit des Elektrizitätsversorgungsnetzes bei kleinsten Abweichungen gefährdet ist. Der ÜNB beschafft die Regelenergie durch Ausschreibungen über eine Internetplattform bei Netznutzern, § 6 Abs. 1 StromNZV. Insoweit erbringt er neben der Übertragungs- eine Dienstleistung zugunsten des Elektrizitätsversorgungssystems, d. h. zugunsten der Allgemeinheit der Netznutzer. Die dafür anfallenden Kosten werden letztlich über die Netznutzungskosten an alle Netznutzer weitergegeben.

Betrachtet man die Regulierung des Netznutzungsrechts, kommt es beim „Wie“ der Netznutzung im Ergebnis entscheidend darauf an, dass Einspeisung und Entnahme sowohl in physikalischer als auch in virtueller oder bilanzieller Hinsicht synchron stattfinden. Da die Netznutzer nur soweit einen Beitrag leisten können, wie die Synchronisation in ihre Verantwortungssphäre fällt und deshalb beeinflussbar ist, liegt die Beschaffung der Ausgleichs- und Regelenergie selbst bei den Versorgungsnetzbetreibern. Das Netznutzungsrecht ist deshalb so ausgestaltet, dass die Netznutzer ihr Nutzungsverhalten für den Versorgungsnetzbetreiber wahrnehmbar machen (wie die Mitteilungspflichten im Rahmen der Bilanzkreisbewirtschaftung) oder die Kostenverantwortung für asynchrones Nutzungsverhalten tragen.

Die Vorgaben der StromNZV zu den Netznutzungsrechten geben Aufschluss darüber, was die Regelungspflicht ausmacht und besonders, wann sie erfüllt ist. Die Regelaufgabe ist danach dann erfüllt, wenn die Netznutzer von ihrem gesetzlich vorgesehenen Netznutzungsrecht unter Berücksichtigung vorhandener Netzkapazität zur Übertragung oder Verteilung von Strom Gebrauch machen können. Versorgungsnetzbetreiber müssen dafür die Synchronisation von Einspeisung und Verbrauch in ihrem Netz sicherstellen, sodass das Elektrizitätsversorgungssystem in seiner Funktionsfähigkeit insgesamt nicht beeinträchtigt wird.

Eine Folge der Regelungspflicht in der jeweiligen Regelzone ist vor diesem Hintergrund insbesondere der systemkonforme Einsatz der Kraftwerke, die Einrichtung von Bilanzkreisen, die geeignete Regelung der Übertragung zur Erfüllung der Fahrpläne und der Einsatz von Regelenergie. Zur Erhöhung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems sieht § 12 Abs. 1 EnWG ein Kooperationsgebot vor.<sup>55</sup> Die Regelverantwortung ist im Verbund mit anderen Übertragungsnetzbetreibern unter Einbeziehung der Erzeugerseite, der Verteilernetze und der Energieverbraucher wahrzunehmen.<sup>56</sup>

Die Regelungspflicht, § 12 Abs. 1 EnWG kann im Wesentlichen zusammengefasst werden als Pflicht der ÜNB zur Verwirklichung des Netznutzungsanspruchs der Netznutzer auf Netzzugang soweit

---

<sup>55</sup> BT-Drs. 15/3917, S. 56; *Theobald*, in *Theobald/Kühling*, *Energierrecht*, § 12 EnWG, Rn. 6.

<sup>56</sup> *Sötebier*, in: *Britz/Hellermann/Hermes*, *Energiewirtschaftsgesetz*, § 12, Rn. 2.

Netzkapazität vorhanden ist und zur zuverlässigen Energieübertragung durch Synchronisation von Einspeisung und Entnahme.

- **Systemverantwortung**

Die Regelverantwortung der ÜNB wird nach § 12 Abs. 1 S. 3 EnWG insbesondere durch § 13 EnWG ergänzt. § 13 EnWG regelt die Systemverantwortung der ÜNB für das Elektrizitätsversorgungssystem.<sup>57</sup> Im Vergleich zu § 12 EnWG weicht der vom sachlichen Anwendungsbereich des § 13 EnWG vorgesehene situative Kontext ab: Die in § 12 EnWG beschriebenen Aufgaben der ÜNB betreffen den „Normalzustand“ der Elektrizitätsübertragung und -verteilung.<sup>58</sup> Das bedeutet, alle Netznutzer verhalten sich synchron und können von ihrem Netznutzungsrecht Gebrauch machen. § 13 EnWG setzt eine Gefährdung oder Störung des Elektrizitätsversorgungssystems voraus. Eine Gefährdung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems liegt gem. § 13 Abs. 4 EnWG vor, wenn örtliche Ausfälle des Übertragungsnetzes oder kurzfristige Netzengpässe<sup>59</sup> zu besorgen sind oder zu besorgen ist, dass die Haltung von Frequenz, Spannung oder Stabilität durch die ÜNB nicht im erforderlichen Maße gewährleistet werden kann. Die Ursache für eine Gefährdung oder Störung liegt bei nicht netzbedingten Defekten meist in einem asynchronen Netznutzungsverhalten. Sofern die Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems in der jeweiligen Regelzone gefährdet oder gestört ist, sind die ÜNB nach § 13 Abs. 1 EnWG berechtigt und verpflichtet, die Gefährdung durch Ausnutzung der ihnen zugewiesenen Befugnisse zu beseitigen. Anders als § 12 EnWG macht § 13 EnWG den ÜNB keine Vorgaben zur operativen Organisation der Energieübertragung in ihrer Regelzone.<sup>60</sup> Im Rahmen der Systemverantwortung werden ihnen Eingriffsbefugnisse in die Rechte anderer Akteure im Elektrizitätssystem gewährt.<sup>61</sup> Die Befugnisse der Versorgungsnetzbetreiber gehen unterschiedlich weit. Die Entscheidung, von welcher Befugnis der ÜNB Gebrauch macht, muss verhältnismäßig sein und daher auf einer Abwägungsentscheidung basieren. Die Aufzählung der Befugnisse in § 13 Abs. 1 und 2 EnWG kann bereits als Abstufung nach Auswirkungsintensität betrachtet werden: Der Gesetzgeber hat die Befugnisse der ÜNB in netz- (§ 13 Abs. 1 Nr. 1 EnWG) und marktbezogene (§ 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG) Maßnahmen, zusätzliche Reserven (§ 13 Abs. 1 Nr. 3 EnWG) sowie Zwangsmaßnahmen (§ 13 Abs. 2 S. 1 EnWG) unterschieden. Die Maßnahmenbefugnis aus § 13 EnWG ergibt sich aus § 14 Abs. 1 EnWG grundsätzlich auch zugunsten der ÜNB, dürfte in der Praxis allerdings aufgrund des Subsidiaritätsverhältnisses eine vergleichsweise untergeordnete Rolle spielen.

Die Befugnisse aus § 13 EnWG werden im Folgenden überblicksartig dargestellt.

§ 13 Abs. 1 Nr. 1 EnWG erlaubt dem ÜNB netzbezogene Maßnahmen, wie Netzschaltungen zur Beseitigung der Gefährdung oder Störung des Elektrizitätsversorgungssystems. Es ist dabei verfehlt, die an dieser Stelle im Gesetz verwandten Begriffe der netzbezogenen Maßnahme mit dem der

---

<sup>57</sup> BT-Drs. 15/3917, S. 56.

<sup>58</sup> Tüngler, in: Kment: Energiewirtschaftsgesetz, § 12, Rn. 3.

<sup>59</sup> VDN, TransmissonCode 2007, S. 76: Engpassdefinition: Engpass ist auch die begründete Erwartung des Übertragungsnetzbetreibers, dass bei Akzeptanz aller bereits bekannten oder prognostizierten Fahrplananmeldungen ohne Sondermaßnahmen das betriebliche (n-1)-Kriterium nicht eingehalten werden kann. Gem. Sötebier, in: Britz/Hellermann/Hermes, Energiewirtschaftsgesetz, § 13, Rn. 9 liegt eine Gefährdung schon vor, wenn das Netz problemlos funktioniert, aber keine weiteren Reserven an den Betriebsmitteln zur Verfügung stehen. Da im Interesse der Störungsvermeidung die Verletzung des (n-1)-Kriteriums ausreicht, kommt es nicht auf einen tatsächlichen Gefährdungseintritt für das Gesamtsystem oder die Dauer der Gefährdung an.

<sup>60</sup> Sötebier, in: Britz/Hellermann/Hermes, Energiewirtschaftsgesetz, § 12, Rn. 12; Tüngler, in: Kment, Energiewirtschaftsgesetz, § 13, Rn. 1.

<sup>61</sup> Sötebier, in: Britz/Hellermann/Hermes, Energiewirtschaftsgesetz § 12, Rn. 12 f.

Netzdienlichkeit gleichzusetzen. Dem steht bereits der Wortlaut entgegen, der gerade nicht *netzdienliche* Maßnahmen benennt, sondern solche, die einen *Bezug* zu diesem Bereich aufweisen. Ob eine einzelne Maßnahme in dem entsprechenden Bereich vorteilhaft wirkt, ist für die Rechtsfolge nach § 13 Abs. 1 EnWG zunächst ohne Belang. Erst die gesetzliche Zielstellung („Beseitigung einer Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems“) gibt dem Netzbetreiber vor, welche Folge die netzbezogene Maßnahme haben soll. Das Ziel ist dabei gerade nicht eine isolierte Förderung von Netzdienlichkeit, sondern der Erhalt der Versorgungssicherheit und der Funktionsfähigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems insgesamt.

Netzbezogene Maßnahmen betreffen den technischen Netzbetrieb. Zur Definition wird von *Sötebier* formuliert: „Als netzbezogene Maßnahmen gem. § 13 Abs. 1 Nr. 1 EnWG gelten solche, die dem Netzbetreiber innerhalb des Netzbetriebs – auch in Kooperation mit anderen Netzbetreibern – zur Verfügung stehen.“<sup>62</sup> Die Norm führt „insbesondere Netzschaltungen“ als Beispiel an. Es ist aufgrund des Wortlauts davon auszugehen, dass die Nennung von Netzschaltungen nicht abschließend ist.<sup>63</sup> So kommen neben den Netzschaltungen als sog. Topologiemassnahmen<sup>64</sup> die Ausnutzung betrieblich zulässiger Toleranzbänder (kurzzeitige Überlastung von Betriebsmitteln)<sup>65</sup> und wohl auch die Nutzung von erzeugungsunabhängiger Netztechnik (vgl. § 12 Abs. 3 S 2 EnWG)<sup>66</sup> in Betracht. Alle Maßnahmen sind ggf. in Kooperation mit anderen ÜNB vorzunehmen. Bei Maßnahmen werden also keine Eingriffe in die Rechte anderer Netznutzer vorgenommen.<sup>67</sup> Die Funktionsfähigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems kann gesichert werden, indem der ÜNB auf seine eigenen Sicherungssysteme zurückgreift. Die Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 S. 1 EnWG sind aufgrund des Verhältnismäßigkeitsgrundsatzes vorrangig, da es aufgrund der ausschließlich internen Wirkung der Maßnahme Rechte Dritte nicht betroffen sind.<sup>68</sup>

Soweit Netzschaltungen durchgeführt werden, um die Stromeinspeisungen bzw. -abnahmen oder Transite anzupassen, ist dieses Handeln als marktbezogene Maßnahme oder Zwangsmaßnahme einzuordnen. Bei der Abgrenzung zwischen marktbezogenen und zwangsweisen Maßnahmen spielt die zeitliche Komponente jedenfalls keine Rolle. Beide Maßnahmen kann der ÜNB erforderlichenfalls instantan ergreifen. Marktbezogene Maßnahmen sind nach § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG insbesondere der Einsatz von Regelenergie, vereinbarte abschaltbare und zuschaltbare Lasten (§§ 13 Abs. 6 i. V. m. der

---

<sup>62</sup> *Sötebier*, in: Britz/Hellermann/Hermes, Energiewirtschaftsgesetz, §23 Rn. 23.

<sup>63</sup> *Sötebier*, in: Britz/Hellermann/Hermes, Energiewirtschaftsgesetz, §23 Rn. 23.

<sup>64</sup> S. *VDN*, TransmissionCode 2007, Anh. A.1, S. 1: Danach sind unter Topologiemassnahmen Schalthandlungen im eigenen Netzgebiet einschließlich der Kuppelleitungen zu verstehen, die den Lastfluss im Netz beeinflussen und ggf. mit benachbarten Netzbetreibern abzustimmen sind.

<sup>65</sup> *Tüngler*, in: Kment, Energiewirtschaftsgesetz, § 13, Rn. 27; *VDN*, TransmissionCode 2007, Anhang A.1., S. 1 f.

<sup>66</sup> So *Hartmann/Weise*, in: Theobald/Kühling, Energierecht, § 13 EnWG, Rn. 17; *Sötebier*, in: Britz/Hellermann/Hermes, Energiewirtschaftsgesetz, § 23, Rn. 24.

<sup>67</sup> *Sötebier*, in: Britz/Hellermann/Hermes, Energiewirtschaftsgesetz, § 23 Rn. 25; *Tüngler*, in: Kment, Energiewirtschaftsgesetz, § 13, Rn. 27.

<sup>68</sup> *Hartmann/Weise*, in: Theobald/Kühling, Energierecht, § 13 EnWG, Rn. 16; *Tüngler*, in: Kment, EnWG § 13 Rn. 44.

Verordnung zu abschaltbaren Lasten<sup>69</sup> (AblaV)<sup>70</sup>), Information über und das Management von Engpässen<sup>71</sup>.

Aus der Formulierung „insbesondere“ ergibt sich, dass weitere unbenannte marktbezogene Maßnahmen denkbar sind. Exemplarisch kann an dieser Stelle § 13 Abs. 6a EnWG genannt werden. Danach sind die ÜNB unter bestimmten Umständen zum Abschluss von vertraglichen Vereinbarungen mit Betreibern von KWK-Anlagen am Übertragungsnetz zur Reduzierung der Wirkleistungseinspeisung aus der KWK-Anlage und gleichzeitigen Lieferung von elektrischer Energie für die Aufrechterhaltung der Wärmeversorgung berechtigt. Die Anlagenbetreiber erhalten für die Reduzierung der Einspeisung eine angemessene Vergütung, § 13 Abs. 6a S. 2 Nr. 2 EnWG.

Der TransmissionCode 2007 benennt als weitere marktbezogene Maßnahmen präventives Engpassmanagement („Durch rechtzeitiges Ergreifen von Maßnahmen wie z. B. pro-rata-Kürzungen und Auktionen sowie die Nichtannahme von Fahrplänen intra-day kann das Entstehen von Engpässen im Vorfeld verhindert werden.“<sup>72</sup>), Mobilisierung zusätzlicher Reserven<sup>73</sup>, Countertrading und Redispatch.<sup>74</sup>

Marktbezogene Maßnahmen stellen grundsätzlich einen Eingriff in das Netznutzungsrecht einzelner Endkunden<sup>75</sup> dar. Die Eingriffsintensität ist allerdings dadurch abgemildert, dass der Eingriff auf Grundlage eines (teilweise gesetzlichen) Schuldverhältnisses<sup>76</sup> und gegen Gegenleistung erfolgt. Die Befugnis zum vereinbarungsgemäßen Zugriff kann sich deshalb zugunsten des Betreibers der in Anspruch genommenen Einheit auswirken.

§ 13 Abs. 1 Nr. 3 EnWG benennt als weitere Befugnis die zusätzlichen Reserven, insbesondere Netzreserve nach § 13d EnWG und Kapazitätsreserve nach § 13e EnWG. Grundsätzlich stehen diese daher neben den netz- und marktbezogenen Maßnahmen, sowie den Zwangsmaßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG. Die angeführten Reserven sind grundsätzlich mit keinem schwerwiegenderen Eingriff in das Netznutzungsrecht, als die marktbezogenen Maßnahmen, verbunden. Die Kapazitätsreserve wird durch wettbewerbliche Ausschreibungs- oder vergleichbare Verfahren in Verantwortung der ÜNB gebildet<sup>77</sup>; der Bildung der Netzreserve geht ein Interessenbekundungsverfahren voraus, § 4

---

<sup>69</sup> Verordnung zu abschaltbaren Lasten vom 16. August 2016 (BGBl. I S. 1984), die zuletzt durch Artikel 9 des Gesetzes vom 22. Dezember 2016 (BGBl. I S. 3106) geändert worden ist.

<sup>70</sup> Diese Verordnung regelt die Pflichten der Betreiber von Übertragungsnetzen zur Durchführung von Ausschreibungen nach § 13 Abs. 6 S. 1 des Energiewirtschaftsgesetzes und zur Annahme eingegangener Angebote zum Erwerb von Abschaltleistung aus abschaltbaren Lasten. Abschaltbare Lasten nach § 13 Abs. 6 EnWG werden von den ÜNB im Wege der Ausschreibung nach der beschafft. Die jeweiligen Anbieter, die sich in Vereinbarungen mit Betreibern von Übertragungsnetzen zu Leistungen verpflichtet haben, erhalten eine Vergütung, die sich nach dem Leistungs- und Arbeitspreis aus dem Angebot bestimmt, § 4 Abs. 1 und 2 AbLaV. Lasten ab 5 MW mit prognostizierbarem Lastverlauf können als Abschaltbare Lasten i. S. d. Verordnung präqualifiziert und für Maßnahmen zur Aufrechterhaltung der Netz- und Systemsicherheit vertraglich verpflichtet werden.

<sup>71</sup> „Ein Engpass besteht, wenn das (n-1)-Kriterium nicht eingehalten wird oder der Netzbetreiber die begründete Erwartung hat, dass bei Akzeptanz aller bereits bekannten oder prognostizierten Fahrplananmeldungen ohne durch ihn veranlasste Sondermaßnahmen das (n-1)-Kriterium nicht eingehalten werden kann.“ VDN, TransmissionCode 2007, S. 76.

<sup>72</sup> VDN, TransmissionCode 2007, Anhang A.1., S. 2.

<sup>73</sup> Aufgrund der Verschiebung von Netz- und Kapazitätsreserve in § 13 Abs. 1 Nr. 3 EnWG durch das Strommarktgesetz sollten diese nach aktueller Rechtslage aus dem Anwendungsbereich der marktbezogenen Maßnahmen entnommen werden.

<sup>74</sup> VDN, TransmissionCode 2007, Anhang A.1., S. 2.

<sup>75</sup> VDN, TransmissionCode 2007, S. 76: Endkunden sind Einspeiser und letztverbrauchende Kunden.

<sup>76</sup> Sötebier, in: Britz/Hellermann/Hermes, Energiewirtschaftsgesetz, § 13, Rn. 29.

<sup>77</sup> § 13e Abs. 2 S. 1 EnWG.



Abs. 2 S. 1 Netzreserveverordnung (NetzResV)<sup>78</sup>. Die Teilnahme an diesen Verfahren und damit die Aufnahme der Anlage in die Reserven beruht auf einer freien Entscheidung des Anlagenbetreibers. Der Einsatz der Anlagen der Reserven erfolgt sodann auf Anforderung der ÜNB, wobei die Anlagenbetreiber bei der Netzreserve entsprechend des mit dem ÜNB ausgehandelten Vertrages vergütet werden, § 6 Abs.1 S. 1, Abs. 2 NetzResV. Die Betreiber von in der Kapazitätsreserve gebundenen Anlagen erhalten eine Vergütung nach Maßgabe des wettbewerblichen Beschaffungsverfahrens<sup>79</sup>, § 13e Abs. 3 EnWG. Die Betreiber von in der Kapazitätsreserve gebundenen Anlagen erhalten u.a. eine gesonderte Vergütung für die vom ÜNB geforderte Herstellung oder Aufrechterhaltung der Schwarzstartfähigkeit und Fähigkeit zur Blindleistungseinspeisung ohne Wirkleistungseinspeisung gem. § 13e Abs. 3 S. 2 Nr. 4 EnWG. In dieser gesonderten Vergütung kommt die Systemrelevanz der Kapazitätsreserve insbesondere zum Erhalt der Versorgungssicherheit in kurzfristig auftretenden außergewöhnlichen Situationen<sup>80</sup> zum Ausdruck.

Die zusätzlichen Reserven sind gem. § 13 Abs. 1 Nr. 3 EnWG mit marktbezogenen Maßnahmen vergleichbar, in welchen auf Grundlage einer freien Willensbetätigung der Betroffenen und einer Kompensation von wirtschaftlichen Nachteilen ein Eingriff in das ungehinderte Netznutzungsrechte feststellbar ist.

Zwangselemente können sich zeitlich nachgelagert ergeben. Scheiden Anlagen aus der Netzreserve aus, dürfen diese nicht mehr an den Strommärkten eingesetzt werden.<sup>81</sup> Für Erzeugungsanlagen der Kapazitätsreserve besteht die Verpflichtung, diese nach dem Ausscheiden aus der Reserve endgültig stillzulegen.<sup>82</sup> Der auf die Betreiber wirkende Zwang ist dabei jedoch auch an die vorangehende Entscheidung des Anlagenbetreibers zur Aufnahme der Anlage in die Reserve gebunden. Der Anlagenbetreiber führt die Rechtsfolgen somit freiwillig herbei, so dass eine Vergleichbarkeit mit Zwangsmitteln nach § 13 Abs. 2 EnWG eher fernliegt. Die zusätzlichen Reserven nach § 13 Abs. 1 Nr.3 EnWG erscheinen somit vorrangig mit den marktbezogenen Maßnahmen vergleichbar.

Eingriffsstärker ist der Zugriff des Netzbetreibers, wenn er neben einer vereinbarten Befugnis eine direkte Befugnis aufgrund Gesetzes hat und ggf. unter bestimmten Voraussetzungen unmittelbar auf andere Einheiten zugreifen darf. Maßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG weisen demnach die vergleichsweise höchste Eingriffsintensität auf, weil sie von den Netznutzern entschädigungslos zu dulden sind. In diesen Kontext sind die Zwangsmaßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG einzuordnen, wobei der Anspruch der Betreiber von EE-Anlagen und hocheffizienten KWK-Anlagen auf vorrangige Einspeisung grundsätzlich bestehen bleibt, § 13 Abs. 3 EnWG. Der Eingriff erfolgt demnach insbesondere zulasten konventioneller Energieerzeuger.

Nach § 14 Abs. 1 EnWG sind die VNB ebenfalls dazu berechtigt, die Systemverantwortung in ihrem Netz wahrzunehmen und Maßnahmen nach § 13 EnWG zu ergreifen. Allerdings nur im Rahmen ihrer Verteilungsaufgabe und in den Grenzen des Kooperationsgebot gem. § 14 Abs. 1c EnWG. Danach sind sie dazu verpflichtet, die ÜNB oder andere (vorgelagerte) Netzbetreiber, mit denen sie (un-)mittelbar verbunden sind, nach deren Vorgaben zu unterstützen, sofern die Maßnahmen erforderlich sind, um Gefährdungen und Störungen zu vermeiden. Die Vorschrift implementiert zugleich das

---

<sup>78</sup> Verordnung vom 27. Juni 2013 (BGBl. I S. 1947), die zuletzt durch Artikel 15 des Gesetzes vom 13. Mai 2019 (BGBl. I S. 706) geändert worden ist.

<sup>79</sup> Darüber hinaus können im Einzelfall weitere Kosten der Anlagenbetreiber gesondert erstattet werden, § 13 Abs. 3 S. 3 EnWG.

<sup>80</sup> BT-Drs. 18/7317, S. 58 f., 96.

<sup>81</sup> § 5 Abs. 2 Nr. 2 NetzResV.

<sup>82</sup> § 13e Abs. 4 S. 1 Nr. 2 EnWG.

Kaskadensystem, das es den ÜNB erleichtern soll, wirksame Maßnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG umzusetzen.<sup>83</sup>

Die Systemverantwortung, § 13 Abs. 1 EnWG umfasst somit Maßnahmenbefugnisse der ÜNB zur Sicherstellung der Funktionsfähigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems im Fall der Gefährdung oder Störung.

### 2.2.2.3 Begriffsbestimmung „Systemdienlichkeit“

Unter Zugrundelegung der gesetzlichen Ausformung der Systemverantwortung ergibt sich folgende Begriffsbestimmung der Systemdienlichkeit:

**Ein Verhalten ist systemdienlich, wenn es geeignet ist, die ÜNB bei der Wahrnehmung der Systemverantwortung zu unterstützen. Das ist der Fall, wenn es dem Erhalt von Netzspannung, -frequenz oder -stabilität dient, insbesondere durch**

- den Einsatz von Regelenergie,
- den Einsatz abschaltbarer und zuschaltbarer Lasten,
- den Einsatz von Kapazitäts- und Netzreserve,
- die Schwarzstartfähigkeit einer Anlage sowie
- die Fähigkeit zur Blindleistungseinspeisung,

**und die Ausübung des Netznutzungsrechts der meisten Netznutzer ermöglicht und fördert.**

### 2.2.3 Begriff Marktdienlichkeit

Für den Begriff der Marktdienlichkeit kennt das Energiewirtschaftsrecht keine Legaldefinition. Weiterhin wird auch im untersuchten Rechtsrahmen der Begriff nicht ausdrücklich genannt. Es gibt jedoch Normen, die auf ähnliche Begriffe abstellen, so dass die Untersuchung an dieser Stelle ansetzen soll. Sodann sind die Begründungen von Gesetzen und Rechtsverordnungen heranzuziehen, die den Begriff der Marktdienlichkeit beinhalten.

#### 2.2.3.1 Vorschriften, die auf eine am Markt orientierte Betriebsweise Bezug nehmen

- „marktbezogenen Maßnahmen“ in § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG

---

<sup>83</sup> Tüngler, in: Kment, Energiewirtschaftsgesetz, § 14, Rn. 26.

Zunächst berechtigt und verpflichtet § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG den ÜNB zu sog. marktbezogenen Maßnahmen, um eine Gefährdung oder Störung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems zu beseitigen. Die marktbezogenen Maßnahmen wurden allerdings bereits im Rahmen der Herleitung des Begriffs der Systemdienlichkeit dargestellt. Auch können marktbezogene Maßnahmen nicht mit marktdienlichen Maßnahmen gleichgesetzt werden.

- **„marktorientierte Einsatz“ in der amtlichen Überschrift zu § 33 Messstellenbetriebsgesetz (MsbG)**

Die Norm adressiert grundzuständige Messstellenbetreiber mit der rechtsfolgenseitigen Verpflichtung, auf Verlangen von Netz- oder Anlagenbetreiber oder Direktvermarktungsunternehmer moderne Messeinrichtungen und Smart-Meter-Gateways einzubauen sowie die Anlagen hierüber einzubinden und zu steuern. § 33 MsbG formuliert indes selbst keine Anforderungen an einen marktorientierten Einsatz. Die technische Ausstattung soll einen marktdienlichen Einsatz ermöglichen.<sup>84</sup> Es lässt sich jedoch feststellen, dass der Gesetzgeber mit § 33 MsbG sämtlich die Teilnehmer am Strommarkt adressiert. So sind Netz- und Anlagenbetreiber sowie Direktvermarktungsunternehmer als Berechtigte normiert; der grundzuständige Messstellenbetreiber als Verpflichteter. Für das Begriffsverständnis ist also eine Berücksichtigung der Strommarktteilnehmer ableitbar.

Fraglich ist, ob sich aus § 46 Nr. 11 MsbG bzw. der darauf basierenden Verordnung (VO) Anforderungen an einen marktorientierten Einsatz ableiten lassen. § 46 MsbG lautet auszugswise:

*„Soweit es für das Funktionieren der **Marktkommunikation** mit intelligenten Messsystemen oder zur wettbewerblichen Stärkung der **Rolle des Messstellenbetreibers** erforderlich ist, wird die Bundesregierung ermächtigt, durch Rechtsverordnung ohne Zustimmung des Bundesrates (...) die Regeln zum netzdienlichen und marktorientierten Einsatz nach § 33 näher auszugestalten.“*

Die entsprechende Verordnung wurde bislang nicht erlassen, sodass sich hier kein Ansatzpunkt ergibt. Der Gesetzgeber geht zudem nach der Gesetzesbegründung davon aus, dass das MsbG aus sich heraus vollziehbar sei und daher grundsätzlich keiner Konkretisierung durch den Verordnungsgeber bedürfe.<sup>85</sup> Der Erlass einer Verordnung durch die Bundesregierung hängt demnach von ihrer Einschätzung der Erforderlichkeit einer Verordnung ab, sodass der VO-Erlass ungewiss ist.

Die VO-Ermächtigung sieht zwar eine Ermächtigung der Bundesregierung zur näheren Ausgestaltung der Regeln zum netzdienlichen und marktorientierten Einsatz vor. Allerdings nur „Soweit es für das Funktionieren der **Marktkommunikation** mit intelligenten Messsystemen oder zur wettbewerblichen Stärkung der **Rolle des Messstellenbetreibers** erforderlich ist“. Fraglich ist, ob und inwiefern sich aus diesen beiden Motiven ein Begriffsverständnis zur Marktdienlichkeit ableiten lässt.

Die VO-Ermächtigung fokussiert zum einen die Marktkommunikation, deren Funktionsfähigkeit ggf. durch weitere Regelungen herzustellen ist. Es kann davon ausgegangen werden, dass die

---

<sup>84</sup> Vgl. hierzu ausführlich oben unter 2.2.1.1.

<sup>85</sup> BT-Drs. 18/7555, S. 103.



reibungslose Kommunikation der Akteure am Strommarkt für den Gesetzgeber wesentlich ist und demnach die kommunikative Einbindung in die Strommarktstruktur auch ohne erneutes gesetzgeberisches Tätigwerden sichergestellt werden soll. Die Begrenzung auf die Marktkommunikation ergibt sich aus dem Gesetzeszweck, welcher grob unter dem Begriff Messstellenbetrieb zusammengefasst werden kann und somit ggf. eine Voraussetzung für ein dienliches Verhalten schaffen kann. Das Gesetz formuliert jedoch keine Anforderungen an einen marktdienlichen Einsatz. Dennoch lässt sich als übergeordnetes Element der Strommarkt und dessen Funktionsfähigkeit ableiten. Sie können einen wesentlichen Teil des marktorientierten Einsatzes gem. §§ 33, 46 Nr. 11 MsbG darstellen.

Mit der VO-Ermächtigung wird zum zweiten eine wettbewerbliche Stärkung der Rolle des Messstellenbetreibers verfolgt. Die Stellung des Messstellenbetreibers als eigenständiger Akteur am Strommarkt ist insbesondere mit dem Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende und der damit erfolgten ausgelagerten Regelung im MsbG verdeutlicht worden. In der Gesetzesbegründung wird die Trennung von dem Aufgabenbereich des Netzbetreibers betont, da der Messstellenbetrieb nicht Teil des Netzbetriebes sei.<sup>86</sup> Die gesteigerte Eigenständigkeit des Messstellenbetreibers kommt auch in der beabsichtigten Stärkung des Wettbewerbs im Messstellenwesen zum Ausdruck.<sup>87</sup> Der Messstellenbetreiber wird dabei als wesentlicher Akteur für den Systemwandel zum sog. Strommarkt 2.0<sup>88</sup> angesehen.<sup>89</sup>

Die **Funktionsfähigkeit** und die **Akteure des Strommarkts** sind nach dem gesetzgeberischen Willen somit maßgeblich für die VO-Ermächtigung und demnach für die Ausgestaltung des „marktorientierten Einsatzes“ im Sinne der §§ 33, 46 Nr. 11 MsbG.

- **Begründung zum MsbG allgemein im Gesetz zur Digitalisierung des Strommarktes**

Die Gesetzesbegründung zum MsbG benennt die Marktdienlichkeit ausdrücklich (eigene Hervorhebung):

*„Zum anderen ermöglichen Messsysteme die Umsetzung variabler Tarife, in denen der Letztverbraucher wirtschaftliche Anreize zu Verbrauchsverlagerungen erhält. Variable Tarife können hierbei für das Stromversorgungssystem netz- wie **marktdienliche** Zwecke haben.“<sup>90</sup>*

Die Begründung lässt dabei jedoch ungeklärt, welche marktdienlichen Zwecke variable Tarife haben könnten. Der Begründung kann die Aussage entnommen werden, dass variable Tarife im Grundsatz zur Marktdienlichkeit beitragen können. Im Umkehrschluss ergibt sich, dass das Begriffsverständnis variable Tarife nicht grundsätzlich ausschließen darf. Darüber hinaus ist die gesetzgeberische Wertung zu erkennen, die marktgeleitete Gestaltung von Stromtarifen zu ermöglichen. Das strommarktliche Preissignal könnte somit gestärkt werden, welches die Letztverbraucher zu einem vermehrten Bezug in Zeiten günstiger Strompreise und einer Reduzierung des Strombezugs bei

---

<sup>86</sup> BT-Drs. 18/7555, S. 76.

<sup>87</sup> Vgl. etwa BT-Drs. 18/7555, S. 9, 102.

<sup>88</sup> Genauer dazu unten.

<sup>89</sup> BT-Drs. 18/7555, S. 138.

<sup>90</sup> BT-Drs. 18/7555, S. 62.

Hochpreisphasen führen kann. Auch an dieser Stelle ist die gesetzgeberische Absicht zur **Stärkung des Strommarktes** sowie des sich bildenden **Preissignals** zu erkennen.

- **Begründung zu § 29 MsbG im Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende**

In der Gesetzesbegründung zu § 29 MsbG erfolgt die Nennung von „marktlichen [...] Anwendungsfällen“. Als Beispiel für einen solchen wird die marktorientierte Steuerung einer Anlage durch einen Direktvermarktungsunternehmer über ein intelligentes Messsystem mit Steuerungstechnik angeführt. Demnach ist auch bei den begriffsnahen marktlichen Anwendungsfällen und der marktorientierten Steuerung wesentliches Kriterium, dass (über den Direktvermarktungsunternehmer) ein Tätigwerden am Strommarkt erfolgt. Weiterhin ist eine **Orientierung an dem Markt**, also insbesondere an dem **wettbewerblich entstandenen Preissignal**, für den Gesetzgeber wesentlich.

- **Begründung zu § 24 Abs. 1 Nr. 5 KWKAusV**

Auch der Begründung des Verordnungsgebers zu § 24 Abs. 1 Nr. 5 KWKAusV benennt die Marktdienlichkeit (eigene Hervorhebung):

*„Die KWK-Anlagen in innovativen KWK-Systemen müssen eine **markt- und netzdienliche** Fahrweise aufweisen. Diese kann ein angeschlossener elektrischer Wärmeerzeuger bei entsprechender Anwendung gewährleisten. In Zeiten von hohem Erzeugungsaufkommen kann durch den elektrischen Wärmeerzeuger die Last erhöht und somit das Netz entlastet werden. Der elektrische Wärmeerzeuger kann dabei die Wärmeversorgung der Wärmesenke nur dann gesichert übernehmen, wenn er die gleiche Wärmeleistung aufbringt wie die installierte KWK-Anlage. Im Ergebnis kann der Netzbetreiber den elektrischen Wärmeerzeuger damit zur Behebung von Netzengpässen sowie der Anlagenbetreiber ihn zur Optimierung am Strommarkt einsetzen. Die Kosten für den elektrischen Wärmeerzeuger kann der Betreiber des innovativen KWK-Systems in sein Gebot einpreisen.“<sup>91</sup>*

Adressat der Marktdienlichkeit ist demnach der Anlagenbetreiber, der den elektrischen Wärmeerzeuger zur Optimierung am Strommarkt einsetzt. Er kann die Kosten des elektrischen Wärmeerzeugers in sein Gebot einpreisen. Auch hier wird deutlich, dass das Tätigwerden am Strommarkt ausschlaggebend für die Marktdienlichkeit ist.

### 2.2.3.2 Gesetzlich vorgesehene Strommarktdesign

Die Nennungen der Marktdienlichkeit und im Wortlaut ähnlicher Begriffe in den Normen des Energiewirtschaftsrechts und den zugrundeliegenden Begründungen stellen sämtlich auf die Funktionsfähigkeit des Strommarktes und das Tätigwerden seiner Akteure ab. Es kann daher bereits hier festgehalten werden, dass die Auswirkung einer Flexibilitätsoption auf den Strommarkt maßgeblich für das Begriffsverständnis ist. Es ist daher zu bestimmen, auf welchen Merkmalen der Strommarkt in Deutschland fußt. Ob eine Flexibilitätsoption marktdienlich ist, kann anhand dieser Merkmale

---

<sup>91</sup> BT-Drs. 18/12375, S. 97.

bestimmt werden. Es handelt sich mithin um einen Fragenkomplex, der durch das Strommarktdesign beeinflusst ist.

Das gesetzlich vorgesehen Strommarktdesign wird als **Strommarkt 2.0** bezeichnet. Das BMWi erklärt diesen allgemeinverständlich:

*„Mit dem sogenannten "Strommarkt 2.0" bezeichnen wir einen weiterentwickelten Strommarkt. Das bedeutet: Die bestehenden Mechanismen des Strommarkts bleiben grundsätzlich erhalten und werden gestärkt, damit die Versorgungssicherheit weiterhin gewährleistet ist. Ein zusätzlicher Kapazitätsmarkt - also ein zusätzlicher Markt, der die Vorhaltung von Stromkapazität gesondert vergütet - ist überflüssig. Im Strommarkt 2.0 refinanzieren sich die benötigten Kapazitäten über die bestehenden Marktmechanismen.*

*Wichtig beim Strommarkt 2.0 sind vor allem zwei grundlegende Mechanismen: Erstens müssen sich die Strompreise am Strommarkt weiterhin frei bilden und zweitens werden die Stromlieferanten konsequent dazu verpflichtet, ihre Lieferverpflichtungen zu erfüllen. Daneben tragen weitere Maßnahmen dazu bei, den Strommarkt zu flexibilisieren und damit eine kostengünstige Integration der erneuerbaren Energien zu ermöglichen.“<sup>92</sup>*

Dieses Strommarktdesign wurde mit dem sog. Strommarktgesetz<sup>93</sup> in der Rechtsordnung verankert. Grundlegende Regelungen finden sich im EnWG. Die Grundzüge der neugetroffenen Regelungen werden in der Gesetzesbegründung dargelegt (eigene Hervorhebungen):

*„Die bestehenden Mechanismen des Strommarktes werden gestärkt. Sie sorgen insbesondere dafür, dass der weiterentwickelte Strommarkt („Strommarkt 2.0“) die Ziele der Energiewende und Versorgungssicherheit zu **minimalen volkswirtschaftlichen Kosten** gewährleistet. Der **Kern eines weiterentwickelten Strommarktes ist das Preissignal**. Denn über die Strompreise können sich am Strommarkt die benötigten Kapazitäten refinanzieren. **Dabei sollen Marktpreissignale möglichst unverzerrt wirken**. Dazu werden in das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) die Ziele und Grundprinzipien des weiterentwickelten Strommarktes aufgenommen. Die Regelungen sichern die **freie wettbewerbliche Preisbildung** ab und lassen **Preisspitzen an den Strommärkten** zu. Die Regelungen zur Bilanzkreisbewirtschaftung und zum Ausgleichensystem werden als zentrales Instrument für eine sichere Stromversorgung weiterentwickelt. Dazu werden das EnWG und die Stromnetzanschlussverordnung (Strom-NZV) geändert. Die Bilanzkreisverantwortlichen werden stärker dazu angehalten, ihre **Bilanzkreise für jede Viertelstunde ausgeglichen zu halten**.“<sup>94</sup>*

Zusammengefasst bedeutet dies: Kernelement des Strommarkts 2.0 stellt die wirksame und unverfälschte wettbewerbliche Preisfindung dar. Diese soll aufgrund eines möglichst unverzerrt

---

<sup>92</sup> BMWi, Fragen und Antworten zum Strommarkt 2.0, abrufbar unter [www.bmwi.de/Redaktion/DE/FAQ/Weissbuch/faq-weissbuch.html](http://www.bmwi.de/Redaktion/DE/FAQ/Weissbuch/faq-weissbuch.html), zuletzt abgerufen am 31. Januar 2020.

<sup>93</sup> Gesetz vom 26. Juli 2016 (BGBl. I S. 786).

<sup>94</sup> BT-Drs. 18/7317, S. 2.; einen Überblick über die Änderungen geben *Stelter/Ipsen*, EnWZ 2016, 483 ff.

wirkenden Preissignals und unter ausdrücklicher Zulassung von Preisspitzen<sup>95</sup> erfolgen. Dieser Vorgabe tragen verschiedene Normen des EnWG Rechnung. § 1 Abs. 4 Nr. 1 EnWG gibt als eine Zielstellung des EnWG vor, „die freie Preisbildung für Elektrizität durch wettbewerbliche Marktmechanismen zu stärken.“ In der Umsetzung dieser Ziele bestimmt § 1a Abs. 1 EnWG als ersten Grundsatz des Strommarktes, dass sich der Preis für Elektrizität nach wettbewerblichen Grundsätzen frei am Markt bilden und die Höhe der Preise am Großhandelsmarkt regulatorisch nicht beschränkt wird. Fraglich ist, bei wem das Preissignal ankommen soll. Der Gesetzgeber hat vorgesehen, dass die Wirkung des Preissignals nicht auf die Erzeugungs- und Handelsebene zu beschränken ist, sondern auch die Energieverbraucher erreichen soll.<sup>96</sup> Es ist daher wesentlich, dass das Preissignal eine Fortwirkung erreicht. Ein von dem Preissignal geleiteter Verbrauch kann zu einer verstärkten Berücksichtigung des fluktuierenden Angebots führen. Werden in erzeugungsschwachen Zeiten aufgrund der steigenden Strompreise Lasten reduziert (und umgekehrt), ergibt sich eine Steuerungswirkung hin zu einem an der fluktuierenden Erzeugung ausgerichteten Verbrauchsverhalten. Die Fortwirkung des Preissignals bis zum Letztverbraucher ist daher von großer Bedeutung für den Strommarkt 2.0 und damit für die Marktdienlichkeit.

Die Zielstellung einer freien wettbewerblichen Preisfindung basiert demnach auf der Annahme, dass an die Höhe des Strompreises eine Reaktion der Akteure (Erzeuger, Handel und Verbraucher) geknüpft ist. Es kann von einem preisgeleiteten Handeln gesprochen werden. Dieses ist als Prämisse des Wettbewerbsprinzips auch nicht regulierungsbedürftig. Ein entsprechendes Handeln kann von wirtschaftlich denkenden Akteuren im marktwirtschaftlichen System erwartet werden. Das gesetzgeberische Ziel und damit Anknüpfungspunkt für die Rechtssetzung ist vielmehr die Sicherstellung des freien und unverzerrt wirkenden Wettbewerbs.

Im Gegensatz zur Zielstellung einer freien unverzerrten Preisbildung ist bei Betrachtung der rechtlichen Grundlagen des Strommarktes festzustellen, dass eine Vielzahl an Regelungen einer reinen marktlichen Preisbildung entgegenstehen. Beispielsweise hat der Gesetzgeber auch mit dem EEG 2017 das umfangreiche Förderungsregime zugunsten der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien fortgeschrieben. Dabei kann schon die Begünstigung von EE-Anlagen durch das EEG 2017 als Beeinträchtigung des freien Wettbewerbs betrachtet werden. Zwar wurde zur Bestimmung der Höhe der Förderung ein Ausschreibungssystem eingeführt und so an wettbewerblichen Grundsätzen ausgerichtet. Es bestehen aber nach wie vor Ausnahmen für kleine Erzeugungsanlagen.<sup>97</sup> So ergeben sich etwa aus § 19 Abs. 1 EEG 2017 Zahlungsansprüche der Betreiber von EE-Anlagen auf eine Marktprämie, eine Einspeisevergütung oder einen Mieterstromzuschlag. Während die Marktprämie zumindest im Regelfall in einem Ausschreibungsverfahren nach § 22 EEG 2017 ermittelt wird, bestimmt sich die Höhe der Einspeisevergütung und des Mieterstromzuschlages nach dem gesetzlichen anzulegenden Wert, § 53 EEG 2017. Der Zahlungsanspruch wird so in der Höhe durch das Gesetz bestimmt und nicht durch eine freie wettbewerbliche Preisbildung.

Diese Abweichung von der Zielvorgabe „freier und ungehinderter Wettbewerb“ erklärt sich vor den differierenden Zwecken des Energiewirtschaftsrechts. Nach der Zweckbestimmung in § 1 Abs. 1 EnWG ist u.a. eine umweltverträgliche leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität anzustreben, die zunehmend auf Erneuerbaren Energien beruht. Die Förderung von Erneuerbaren Energien erfolgt daher primär zur vorgesehenen Steigerung des Anteils Erneuerbarer Energien. Die Vielzahl an Zweckbestimmungen als auch darüberhinausgehende politische Erwägungen führen dazu, dass der Gesetzgeber sich nicht allein an den Vorgaben für einen freien Wettbewerb orientiert, sondern diese Vorgabe mit anderen Zielen abwägt und diese ggf. unterschiedlich gewichtet.

---

<sup>95</sup> Hierzu auch *BT-Drs. 19/7317*, 75.

<sup>96</sup> *BT-Drs. 19/7317*, S. 75.

<sup>97</sup> Vgl. § 22 Abs. 2 ff. EEG 2017.

Stellenweise greifen gesetzliche Korrekture ein, um unerwünschte überschießende Wirkungen zu reduzieren oder zu vermeiden. § 51 Abs. 1 EEG 2017 bestimmt etwa, dass sich der anzulegende Wert<sup>98</sup> als Grundlage der Förderung für die Zeit negativer Strompreise auf null reduziert. Somit wird die Stromerzeugung aus der EE-Anlage für diese Zeit von der Förderung ausgenommen und steht sodann im unbeeinflussten Wettbewerb mit anderen nicht geförderten Stromerzeugern.

Die Einordnung einer Flexibilitätsoption als marktdienlich bestimmt sich jedoch allein anhand der rechtlichen Ausgestaltung des Strommarktes. Daher können weitere Zielvorgaben und Zwecke des Energiewirtschaftsrechts an dieser Stelle unberücksichtigt bleiben. Die Betrachtung ist an dieser Stelle auf die Vorgaben des Gesetzgebers zum Strommarkt beschränkt.

Die Vorhaltefunktion des Strommarktes<sup>99</sup> stellt eine weitere gesetzliche Vorgabe mit Bezug zum Strommarkt dar. Sie ist in § 1 Abs. 4 Nr. 2 EnWG normiert, wonach der Ausgleich von Angebot und Nachfrage nach Elektrizität an den Strommärkten jederzeit zu ermöglichen ist. Dieser Ausgleich ist primär Aufgabe des Strommarktes. Maßnahmen außerhalb des Marktes<sup>100</sup>, wie der Einsatz der Kapazitätsreserve gem. § 13e Abs. 1 EnWG, sind damit erst nachrangig zu ergreifen.<sup>101</sup>

Die Vorhaltefunktion ist insbesondere durch die ordnungsgemäße Bewirtschaftung der Bilanzkreise durch die Bilanzkreisverantwortlichen (BKV) zu erfüllen.<sup>102</sup> Als zweiten Grundsatz des Strommarktes normiert § 1a Abs. 2 EnWG diesbezüglich: „Das Bilanzkreis- und Ausgleichsenergiesystem hat eine zentrale Bedeutung für die Gewährleistung der Elektrizitätsversorgungssicherheit. Die Bilanzkreistreue der Bilanzkreisverantwortlichen und eine ordnungsgemäße Bewirtschaftung der Bilanzkreise soll sichergestellt werden.“ Der Gesetzgeber hat aus diesem Grund bestimmt, dass etwa bei Zwangsmaßnahmen nach § 13 Abs. 1 EnWG die Pflicht zur Bilanzkreistreue bestehen bleibt, § 13 Abs. 5 S.2 EnWG.<sup>103</sup>

Das Bilanzkreissystem rückt die Abwicklung von Lieferverhältnissen in den Fokus, da es letztlich um die Synchronisation von Erzeugung und Verbrauch geht. Die Abwicklung des Erfüllungsgeschäfts, d. h. die im Verpflichtungsgeschäft vereinbarte „Übergabe“ des Leistungsgegenstands Elektrizität, wird über die Bilanzkreise nachvollzogen.

Die Bewirtschaftung der Bilanzkreise erfolgt nach Fahrplänen<sup>104</sup>, die grundsätzlich viertelstundenscharf die Einspeisungen von Strom in sowie die Entnahmen von Strom aus dem Bilanzkreis bilanzieren. Der Fahrplan innerhalb einer Regelzone und regelzonenübergreifende Fahrpläne können bei Prognoseungenauigkeiten mit einem zeitlichen Vorlauf von mindestens 15 Minuten zu jeder Viertelstunde eines Tages angepasst werden. Ist der Bilanzkreis (z. B. infolge von sich realisierenden Wetterprognoserisiken) über- oder unterdeckt, müssen Strommengen (Ausgleichsenergie) ein- oder verkauft werden. Im Ergebnis muss die Bewirtschaftung so erfolgen, dass der Bilanzkreis ausgeglichen ist. D. h., dass im Saldo keine Überschüsse oder Defizite auftreten dürfen.

Um die marktliche Bewirtschaftung der Bilanzkreise und die netztechnisch-physikalische notwendige tatsächliche Synchronisation von Erzeugung und Verbrauch zusammenzuführen, kommt es auf den Ausgleich der Bilanzkreise an. Die tatsächliche Synchronisation gelingt ohne den Einsatz von

---

<sup>98</sup> Der anzulegende Wert bildet die Grundlage für die Bestimmung der Höhe der Förderung nach § 3 Nr. 3 EEG 2017.

<sup>99</sup> Theobald, in: Theobald/Kühling, Energierecht, § 1 EnWG, Rn. 52.

<sup>100</sup> BT-Drs. 19/7317, 76

<sup>101</sup> BT-Drs. 18/7317, S. 3.

<sup>102</sup> BT-Drs. 19/7317, 76; instruktiv zum Bilanzkreissystem Lüdtker-Handjery, in: Theobald/Kühling, Energierecht, § 20 Abs. 1a EnWG, Rn. 23 ff.

<sup>103</sup> BT-Drs. 19/7317, 54; Stelter/Ipsen, EnWZ 2016, 483, 484.

<sup>104</sup> § 5 StromNEV.



Regelenergie nur, wenn jeder Bilanzkreisverantwortliche zu jeder Viertelstunde seinen Bilanzkreis ausgeglichen hält.<sup>105</sup> In diesem Fall ist die Übereinstimmung von erzeugter und abgenommener Strommenge gewährleistet, wenn man von Schwankungen innerhalb der für die Abrechnung maßgeblichen Viertelstunde absieht. Der Ausgleich eines jeden Bilanzkreises zu jeder Viertelstunde ist vom Gesetzgeber als weiteres Kriterium für das normierte Strommarktdesign bestimmt worden und damit bei der Begriffsbestimmung der Marktdienlichkeit zu berücksichtigen.

Das Lieferverhältnis wird in der Praxis allerdings selten direkt zwischen dem Betreiber der Stromerzeugungsanlage und dem Letztverbraucher abgewickelt. Die Ausgeglichenheit des Bilanzkreises wird danach nicht durch eine (flexible) Reaktion seitens desjenigen, der Strom einspeist oder desjenigen, der Strom aus dem Bilanzkreis entnimmt hergestellt. Erfolgt der Stromhandel wie üblich über eine Strombörse, werden die Bilanzkreise in diesem Fall typischerweise durch den Vertrieb der Direktvermarkter glattgestellt (Verkauf an den Strombörsen des Day-Ahead- und Intraday-Handels). Es kann also die Frage aufgeworfen werden, ob der Handel an der Strombörse das Potenzial haben kann, Preissignale so weit zu transportieren, um einen dargebotsorientierten Stromeinkauf anzureizen. Mit einer Fortwirkung des Strompreissignals können die netz- und systembedingten Einflussfaktoren auf den Strommarkt an die Letztverbraucher weitergeleitet werden. Damit könnten sich ein marktlich orientiertes Verhalten gleichzeitig netz- und systemdienlich sein. Es käme zu einer Annäherung der drei Dienlichkeiten. Für die Bestimmung des Begriffs der „Marktdienlichkeit“ ist diese Frage jedoch nicht entscheidend. Ihr wird deshalb in dieser Studie nicht weiter nachgegangen.

### 2.2.3.3 Begriffsbestimmung „Marktdienlichkeit“

Ausgehend von diesen wesentlichen Vorgaben für den Strommarkt ergibt sich folgendes Begriffsverständnis des marktdienlichen Verhaltens:

**Ein Verhalten ist marktdienlich, wenn es sich an einem Preissignal orientiert, das sich an einem Strommarkt in einem freien und unverfälschten Wettbewerb bilden kann und dieses Signal für alle Akteure wirksam wird sowie der Ausgleich aller Bilanzkreise zu jeder Viertelstunde durch die Bilanzkreisverantwortlichen und damit der jederzeitige Ausgleich von Angebot und Nachfrage begünstigt wird.**

---

<sup>105</sup> *Kment*, in: *Kment*, Energiewirtschaftsgesetz, § 20, Rn. 56; *Theobald*, in: *Theobald/Kühling*, Energierecht, § 3 EnWG, Rn. 52.

## 3 Umsetzung von Flexibilität

Für eine Bereitstellung von Flexibilität sind auf Akteursebene insbesondere die Stromerzeuger und Letztverbraucher relevant. Im Folgenden wird zwischen dem Stromerzeuger und dem Letztverbraucher differenziert und das Potenzial zur, und die Herausforderungen bei, der Bereitstellung von netz-, system- bzw. marktdienlicher Flexibilität dargestellt. Eine Sonderstellung zwischen den Akteuren nimmt der Selbstversorger und der Betreiber von Stromspeichern ein. Diese sind daher mit ihren Interessen gesondert in die Betrachtung einzustellen.

Der Netzbetreiber als für die Verknüpfung der Erzeuger- und Letztverbrauchsebene verantwortlicher Akteur wird mit seinen Interessen an der jeweiligen Stelle berücksichtigt. Nach den unter 2.2 gefunden Begriffsverständnissen der Netz- und Systemdienlichkeit sind die spezifischen Interessen im Rahmen der Aufgabenerfüllung bereits in den Definitionen enthalten. In der Folge kann eine Wirkung einer Flexibilitätsoption als netz- und systemdienlich gewertet werden, wenn sie sich mit den Interessen des Netzbetreibers in Übereinstimmung befindet.

An anderer Stelle können jedoch die oben abgeleiteten Arten einer sinnvollen Flexibilisierung mit den jeweiligen Akteursinteressen kollidieren. Diese haben regelmäßig eigene, geschäftsmodellbedingte Interessen, die sich nicht immer mit einer dienlichen Flexibilität vereinbaren lassen.

### 3.1 Stromerzeuger

Die **rechtlichen Rahmenbedingungen für EE- und KWK-Stromerzeuger** betreffen im Wesentlichen folgende Bereiche:

- Netzanschlussansprüche
- Einspeisevorrang
- Härtefallregelung
- EEG-/KWKG-Zahlungsansprüche

Die Regelungen zielen auf die Förderung von EE und KWK-Strom durch Abnahme- und Zahlungsgarantien. Ein **dienliches Verhalten der Stromerzeuger ist nicht vorgesehen**.

Eine **Bereitstellung von Flexibilität** ist in der Regel nur bei **individuellem Abweichen** von den vorgesehenen Garantien und Ansprüchen möglich. Daraus ergeben sich häufig wirtschaftliche Nachteile für den Anlagenbetreiber. Entsprechende **Anreize zur Flexibilitätsbereitstellung gibt es in der Regel nicht**.

Es gibt jedoch **vereinzelte Ausnahmen**, die Anreize für Flexibilität setzen sollen. Das gilt etwa für Flexibilitätszuschlag und Flexibilitätsprämie bei der Stromerzeugung aus Biogas aus dem EEG sowie die Regelung zur vertraglichen Verpflichtung von KWK-Anlagen zur Reduzierung der Wirkleistungseinspeisung unter gleichzeitiger Nutzung von PtH. Auch wird ein marktlich orientiertes Verhalten durch die fixe Marktprämie im Rahmen der Innovationsausschreibungen angeleitet.

Auch forcieren die **Regelungen zum erweiterten Redispatch** die Bereitstellung von erzeugungsseitiger systemdienlicher Flexibilität durch ordnungsrechtlichen Zugriff der Netzbetreiber, wobei hierbei vollständig auf eine marktliche Orientierung verzichtet wird.

In diesem Kapitel werden die wesentlichen rechtlichen Rahmenbedingungen für den Betrieb einer EE- oder KWK-Stromerzeugungsanlage aus Betreibersicht dargestellt. Dies dient der Orientierung dahingehend, welche Interessen der Anlagenbetreiber bei der Bewertung des Flexibilitätspotenzials zu berücksichtigen sein können.

### 3.1.1 Ansprüche des EE-Anlagenbetreibers nach dem EEG 2017

Aus Sicht der EE-Anlagenbetreiber sind die folgenden EEG-Privilegien relevant:

- Anspruch auf vorrangigen Netzanschluss bzw. Netzkapazitätserweiterung (§§ 8, 12 EEG 2017) und Einspeisevorrang (§ 11 EEG 2017)
- Erstattungsanspruch nach Einspeisemanagementmaßnahmen (§ 15 Abs. 1 EEG 2017).
- Reguläre EEG-Zahlungsansprüche (§ 19 Abs. 1 EEG 2017)
- Flexibilitätszuschlag und -prämie für Biomasseanlagen (§§ 50 ff. EEG 2017)
- Zahlungsansprüche nach Innovationsausschreibungen (§§ 39j, 88d EEG 2017)

Alle Ansprüche werden dann relevant, wenn die EE-Anlage mit dem allgemeinen Netz der Versorgung (§ 3 Nr. 35 EEG 2017) verbunden sind oder verbunden werden sollen, um letztlich EE-Strom in das Netz einspeisen zu können.

#### 3.1.1.1 Vorrangiger Netzanschluss, Kapazitätserweiterung, §§ 8, 12 EEG 2017

Abweichend von der allgemeinen Regelung zum Netzanschluss nach § 17 EnWG bzw. § 18 EnWG, legt § 8 EEG 2017 fest, dass der jeweilige Netzbetreiber Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien (EE-Anlagen) und aus Grubengas unverzüglich vorrangig an sein Netz anschließen muss. Die Anschlussverpflichtung besteht in Bezug auf den sog. Netzverknüpfungspunkt und räumt dem Anlagenbetreiber dementsprechend an diesem Punkt einen gesetzlichen Anspruch auf Anschluss seiner EE-Anlage ein. Die räumliche Lage des Verknüpfungspunktes bestimmt der Netzbetreiber, gegen den sich der Anspruch auf Anschluss richtet. Der zeitliche Anwendungsbereich der Vorschrift ist weit gefasst, sodass sowohl Neu- als auch Bestandsanlagen erfasst werden. Der Anspruch nach § 8 EEG 2017 ist nahezu uneingeschränkt und besteht auch dann, wenn das Netz dazu optimiert, verstärkt oder ausgebaut werden muss, § 12 EEG 2017. Die Kosten für den Anschluss der EE-Anlage an den Verknüpfungspunkt sowie für die erforderlichen Messeinrichtungen trägt der Anlagenbetreiber (§ 16 EEG 2017). Die Kosten für die weitergehende Optimierung und Verstärkung des Netzes sowie dessen Ausbau fallen dem Netzbetreiber zur Last (§ 17 EEG 2017).

*Eine besondere Dienlichkeit ist im vorrangigen Netzanschluss nicht zu erkennen. Stattdessen reizen dieser Vorrang und Anspruch ein vom Betrieb des Netzes unabhängigen Zubau an. Anlagenbetreiber müssen etwaige Netzüberlastungen bei ihrer Anlagenplanung nicht beachten, da ihr Anspruch auf Anschluss weiterhin besteht. Ohnehin besteht beim Anschluss keine Flexibilitätsoption. Der (einmalig) stattfindende Anschluss gewährt dem Anlagenbetreiber kein abweichendes, flexibles Verhalten.*



*Flexibilität und Dienlichkeit kann allenfalls dort entstehen, wo Anlagenbetreiber und Netzbetreiber vom Vorrang abweichendes vereinbaren. Ein Anreiz für ein solches Verhalten besteht freilich nicht.*

### 3.1.1.2 Einspeisevorrang, § 11 EEG 2017

Der Einspeisevorrang für Strom aus erneuerbaren Energiequellen dient der Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien im Gesamtsystem und folgt damit den Vorgaben des allgemeinen § 1 Abs. 1 und 2 EEG 2017. Außerdem sollen die Marktzutrittsschranken für die EE-Anlagenbetreiber verringert werden. Wie bei den Netzanschlussprivilegien kommt es auch hier nicht darauf an, ob es sich um eine Neu- oder Bestandsanlage handelt.

Netzbetreiber müssen vorbehaltlich des § 14 EEG 2017<sup>106</sup> den gesamten Strom aus erneuerbaren Energien oder aus Grubengas, der in einer Veräußerungsform nach § 21b Abs. 1 EEG 2017<sup>107</sup> veräußert wird, unverzüglich vorrangig physikalisch abnehmen, übertragen und verteilen, § 11 Abs. 1 S. 1 EEG 2017. Die physikalische Abnahme meint den Fall, dass die EE-Anlage den EE-Strom direkt in ein allgemeines Netz der Versorgung einspeist. „Allgemein“ i. S. v. „öffentlich“ bedeutet im allgemeinen Sprachgebrauch im Wesentlichen: für einen im Vorhinein unbestimmten/nicht bestimmbar Personenkreis zugänglich. Nicht allgemein öffentlich zugänglich ist etwa das geschlossene Verteilernetz, § 110 EnWG<sup>108</sup>. Es liegt in der Natur der Sache, dass ein wesentliches Kriterium das Vorliegen eines Mindestmaßes an Netzinfrastruktur ist. Nach dem Normzweck des § 11 EEG 2017 sollte diese Netzinfrastruktur außerdem die Anbindung der EE-Anlagen erleichtern und dazu beitragen, dass Netzintegrationskosten gespart werden.

*Der Einspeisevorrang stellt das genaue Gegenteil einer dienlichen Flexibilität dar. Anlagenbetreiber können ihren erzeugten Strom, ohne Rücksicht auf die gegenwärtige Sicherheit und Zuverlässigkeit des Systems, den Zustand des Netzes und ohne Blick auf den Strommarkt, zu jeder Zeit einspeisen. Der Einspeisevorrang ist damit die Grundlage für ein starres „produce and forget“. Dienlichkeit und Flexibilität sind in diesem System nicht vorgesehen. Dies ist insoweit auch nachvollziehbar, als der Einspeisevorrang, neben der Förderung der erneuerbaren Energien, auf einen Ausgleich der fehlenden Plan- und Steuerbarkeit der fluktuierenden Stromerzeugung aus diesen Energieträgern abzielt. Die Schwankungen in der Stromerzeugung sind nach den Vorstellungen des Gesetzgebers vom Netzbetreiber abzufangen.*

---

<sup>106</sup> Aufgrund der NABEG 2.0-Novelle wird ab 1.10.2021 das EEG-Einspeisemanagement in den sog. erweiterten Redispatch überführt. Dieser wird einheitlich in § 13 EnWG n.F. geregelt, auf den § 11 Abs. 1 S. 1 EEG 2017 n.F. sodann statt auf § 14 EEG 2017 verweist. Die Auswahlentscheidung zur Abregelung von EE-Anlagen wird neu in § 13 Abs. 1a EnWG n.F. normiert und relativiert. Genauer unter 3.1.5.

<sup>107</sup> Insbesondere: geförderte Direktvermarktung (Marktprämie), Einspeisevergütung, sonstige Direktvermarktung.

<sup>108</sup> Altröck, in: Altröck/Oschmann/Theobald, Erneuerbare-Energien-Gesetz, § 8, Rn. 22 ff.

### 3.1.1.3 Härtefallregelung, § 15 EEG 2017<sup>109</sup>

Im Falle der Netzüberlastung dürfen Netzbetreiber EE-Anlagen unter bestimmten Voraussetzungen regeln, § 14 EEG 2017. Einspeisemanagementmaßnahmen bei EE-Anlagen gem. § 14 EEG 2017 stellen mithin eine Ausnahme von der vorrangigen Abnahmepflicht gem. § 11 Abs. 1 S. 1 EEG 2017 dar und dienen der Aufrechterhaltung der Netzsicherheit und -stabilität. Das Einspeisemanagement steht damit im Spannungsverhältnis zwischen möglichst vollständiger Einspeisung des EE-Stroms und der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Netzbetriebs. Werden Einspeisemanagementmaßnahmen ergriffen, löst das grundsätzlich eine verschuldensunabhängige Entschädigungspflicht des Netzbetreibers gem. § 15 Abs. 1 EEG 2017 aus. Die Härtefallregelung soll eine Verringerung des Investitionsrisikos beim EE-Anlagenbetreiber bewirken.

Gem. § 15 Abs. 1 EEG 2017 muss der Netzbetreiber, an dessen Netz die gem. § 14 Abs. 1 EEG 2017 geregelte Anlage angeschlossen ist, dem Anlagenbetreiber eine Entschädigung in der Größenordnung von 95 bis 100 % der entgangenen Einnahmen zuzüglich der zusätzlichen Aufwendungen und abzüglich der ersparten Aufwendungen für die Einspeisung zahlen. § 15 EEG 2017 ist eine Spezialvorschrift gegenüber § 13 Abs. 4 EnWG, die im Falle einer Anlagenregelung nach § 13 Abs. 2 EnWG eine Erstattung von Vermögensschäden ausschließt. War die Einspeisemanagementmaßnahme erforderlich und nicht vom Netzbetreiber verschuldet, kann dieser wiederum versuchen, die Entschädigungszahlung in seinen Netzentgelten in Ansatz zu bringen, § 15 Abs. 2 S. 1 EEG 2017. Dann werden die Kosten aus der Entschädigungszahlung von den Letztverbrauchern mittels einer Wälzung über die Netzentgelte getragen, was regelmäßig der Fall sein dürfte.

Nach Ansicht der BNetzA fallen unter den Begriff der entgangenen Einnahmen auch marktliche Erlöse, die nicht durch einen EEG-Zahlungsanspruch ergänzt werden. Der Anspruch könne auch für sonstig direktvermarkteten Strommengen, für die kein EEG-Zahlungsanspruch besteht, geltend gemacht werden.<sup>110</sup> Die Bewertung der BNetzA ist mangels einer abschließenden gerichtlichen Bestätigung nur bedingt rechtssicher.

*Die Härtefallregelung kompensiert letztlich den infolge einer Einspeisemanagementmaßnahme insoweit eingeschränkten Einspeisevorrang und den Verlust der damit verbundenen Zahlungsansprüche nach dem EEG. Die mangelnde Dienlichkeit und Flexibilität dieses Vorrangs setzt sich damit in der Härtefallregelung fort. Flexibilität und Dienlichkeit kann allenfalls bei einer abweichenden Vereinbarung der Beteiligten entstehen. So könnten die Erzeuger auf den Anspruch aus der Härtefallregelung verzichten. Ein Anreiz besteht hierfür bisher nicht.*

### 3.1.1.4 Regelmäßige EEG-Zahlungsansprüche

Für die Einspeisung von EE-Strom in das allgemeine Netz der Versorgung werden die EEG-Zahlungsansprüche auf die Marktprämie (geförderte Direktvermarktung nach § 21b Abs. 1 Nr. 1 2017) oder

<sup>109</sup> Die Härtefallregelung knüpft an dem Einspeisemanagement gem. § 14 EEG 2017 an. Dieses wird jedoch zum 1.10.2021 in den sog. erweiterten Redispatch überführt, der einheitlich im § 13a EnWG n.F. geregelt wird. Die Neureglungen für den bilanziellen und finanziellen Ausgleich trifft § 13a EnWG n.F. Genauer unter 3.1.5.

<sup>110</sup> BNetzA, Leitfaden zum EEG-Einspeisemanagement, S. 36.

die Einspeisevergütung (§ 20b Abs. 1 Nr. 2 EEG 2017) für eine Dauer von 20 Jahre gewährt (§ 25 EEG 2017).<sup>111</sup>

Ein Wechsel der Veräußerungsform (d.h. zwischen Marktprämie, Einspeisevergütung, Mieterstromzuschlag und sonstiger Direktvermarktung) kann der Anlagenbetreiber nur zum ersten Kalendertag eines jeden Monats vornehmen, § 21b Abs. 2 S. 2 EEG 2017. Das bedeutet, dass eine jederzeitige Ausrichtung an der jeweils günstigsten Vermarktungsform nicht möglich ist.

Beide Ansprüche setzen voraus, dass *ausschließlich* EE-Strom in das Netz eingespeist wird. Durch das Ausschließlichkeitskriterium soll vermieden werden, dass konventionelle Strommengen EEG-Förderzahlungen erhalten. In der Umsetzung bedeutet das, dass die EE-Strommenge von der EE-Anlage direkt in das Netz der allgemeinen Versorgung eingespeist werden.

Eine Zwischenspeicherung der EE-Strommenge in einem Speicher ist ohne Verlust der Förderfähigkeit denkbar, wenn der Speicher dezentral betrieben wird. Das bedeutet, dass er *ausschließlich* EE-Strom „einspeichern“ darf. Für die in das Netz der allgemeinen Versorgung „ausgespeicherte“ Strommenge kann ein EEG-Zahlungsanspruch geltend gemacht werden. Auch die Rückverstromung von Speichergas (§ 3 Nr. 42 EEG 2017) ist erfasst. Die EEG-Förderung bemisst sich allerdings an der ausgespeicherten Strommenge, sodass Speicherverluste in Kauf genommen werden müssen (§ 19 Abs. 3 EEG 2017). Zu beachten ist das Kumulierungsverbot von EEG-Zahlungsanspruch und Stromsteuerbefreiung für eine Strommenge aus § 53c EEG 2017. Der EEG-Zahlungsanspruch wird daher um eine etwaige für dieselbe Strommenge beanspruchte Stromsteuerbefreiung reduziert.

- **Einspeisevergütung**

Die Einspeisevergütung kann nach § 21 Abs. 1 Nr. 1 EEG 2017 nur noch in wenigen Ausnahmefällen in Anspruch genommen werden. Im Regelfall ist der EE-Strom über die geförderte Direktvermarktung mit Marktprämie oder über die sonstige Direktvermarktung zu veräußern. Im Januar 2012 wurde die Direktvermarktung im EEG 2012 implementiert. Insbesondere die immer restriktiver gefassten Anspruchsvoraussetzungen der Einspeisevergütung haben dazu geführt, dass die Relevanz dieses Zahlungsanspruchs im Zeitverlauf sukzessive abnahm. Die feste Einspeisevergütung kann für Inbetriebnahmen nach dem 1. Januar 2016 nur noch von Anlagen mit einer Nennleistung bis 100 kW beansprucht werden. Aufgrund der Kapazitätsgrenze werden praktisch wohl nur noch neu in Betrieb zu nehmende kleinere Solaranlagen adressiert.

- **Geförderte Direktvermarktung<sup>112</sup>**

---

<sup>111</sup> Als weiterer Zahlungsanspruch ist der Mieterstromzuschlag normiert, §§ 19 Abs. 1 Nr. 3, 21 Abs. 3 EEG 2017, der jedoch für die Sektoren GHD und Industrie im hiesigen Untersuchungsumfeld nicht von Relevanz ist.

<sup>112</sup> Abzugsgrenzen von der **sonstigen Direktvermarktung**: Der EE-Strom kann noch sonstig direktvermarktet werden. Ein EEG-Zahlungsanspruch wird in dieser Veräußerungsform nicht begründet. Dafür können für die Strommengen Herkunftsnachweise nach § 79 EEG 2017 verwendet werden, die es dem Anlagenbetreiber ermöglichen sollen, am Markt Mehrerlöse für den eingespeisten EE-Strom zu erwirtschaften. Praktisch spielt diese Vermarktungsoption allerdings bisher eine sehr untergeordnete Rolle.

Die Höhe der Marktprämie, die der EE-Anlagenbetreiber von dem jeweiligen Netzbetreiber erhält, errechnet sich aus der Differenz zwischen anzulegendem Wert (anvisierte Förderhöhe) und dem durchschnittlichen Monatsmarktwert. Der Anspruch des EE-Anlagenbetreibers auf die Marktprämie entsteht, wenn der EE-Strom unter bestimmten Voraussetzungen direktvermarktet wird (§ 20 EEG 2017). Mit dem EEG 2017 wurde für die Betreiber von EE-Neuanlagen (Wind an Land und auf See, Solar und Biomasse) die Teilnahme an Ausschreibungen als Anspruchsvoraussetzung auf die Marktprämie eingeführt. Für sie wird fortan der anzulegende Wert wettbewerblich ermittelt. Der anzulegende Wert entspricht mit Ausnahme von Wind an Land regelmäßig dem Gebotswert. Ziel ist es, mit den Ausschreibungen den mengenmäßigen Ausbau der EE-Anlagen über das spartenspezifische Ausschreibungsvolumen (siehe § 28 EEG 2017) zu steuern und die Marktintegration der EE-Anlagen voranzutreiben. Die regulären Ausschreibungsbedingungen werden spartenspezifisch konkretisiert und sind insoweit unterschiedlich ausgestaltet: z.B. für Windenergieanlagen an Land (§§ 36 ff. EEG 2017), Ausschreibungen für Solaranlagen (§§ 37 ff. EEG 2017) und Ausschreibungen für Biomasseanlagen (§§ 39 ff. EEG 2017). Eine Ausnahme bilden im Interesse des Erhalts der Akteursvielfalt die Kleinanlagen mit einer installierten Leistung bis 750 kW und die Biomasseanlagen bis zu 150 kW, vgl. § 28 EEG 2017. Sie können nach dem System des EEG 2014 weiterhin einen Anspruch auf die Marktprämie haben, ohne zuvor im Ausschreibungssystem bezuschlagt worden zu sein. Der anzulegende Wert wird in diesem Fall weiterhin gesetzlich bestimmt.

Der Anspruch auf die Marktprämie darf schließlich nicht entfallen sein. Die Regelung des § 51 EEG 2017 zu negativen Preisen adressiert (zusammengefasste) Anlagen mit Inbetriebnahmedatum ab 1. Januar 2016 allgemein ab 500 kW, und speziell bei Windenergieanlagen ab 3 MW. Treten danach an mindestens sechs aufeinanderfolgende Stunden negative Börsenstrompreise am Stück auf, entfällt der EEG-Zahlungsanspruch für diese Anlagen. Der §§ 51 EEG 2017 soll EE-Anlagenbetreiber, zu denen aufgrund der EEG-Förderzahlung kein am Markt zustande gekommenes Preissignal durchdringt, dazu veranlassen nicht ungeachtet der Nachfragesituation weiter Strom zu erzeugen.

*Die EEG-Zahlungsansprüche werden für die eingespeiste kWh bezahlt und veranlassen die EEG-Anlagenbetreiber grundsätzlich zur Einspeisung des Stroms in das Versorgungsnetz ungeachtet der Netz-, System- oder Marktsituation. Die Entscheidung zur durchgehenden Einspeisung wird wesentlich durch Wirtschaftlichkeitserwägungen beeinflusst. Die Kopplung von Zahlungsanspruch und Einspeisung lässt grundsätzlich keinen Raum für Flexibilität. Flexibles Verhalten des Stromerzeugers geht sogleich mit einer finanziellen Einbuße einher. Ein Ausgleich für dienliche Flexibilität findet grundsätzlich nicht statt.*

*Der Ausschluss des Anspruchs auf die Marktprämie bei negativen Preisen gem. § 51 EEG 2017 kann dabei als Anreiz für flexibles Verhalten gewertet werden. Der jeweilige Anlagenbetreiber wird durch die Senkung des anzulegenden Wertes auf Null dazu angeregt, die Erzeugung zu reduzieren. Sie stellt eine Sanktionierung von andauernder Erzeugung ohne Rücksicht auf die Strommarktlage dar. Durch diese Sanktion wird die Rückkehr zu einem am Strompreissignal orientierten und demnach marktdienlichen Verhalten gefördert. Allerdings wird der Anreiz nicht ausdifferenziert gesetzt, da keine Abstufungen bei der Reduktion des Zahlungsanspruchs vorgesehen sind. Auch erfolgt durch die Ausrichtung am Strompreissignal zwar eine marktorientierte Reaktion, die jedoch nicht zwingend auch netz- und systemdienliche Wirkung haben muss. Lokale Netzengpässe sind in den Börsenstrompreisen nicht abgebildet, so dass diese auch keinen Anreiz für eine netzdienliche Reaktion des Anlagenbetreibers darstellen.*

Im Rahmen einzelner Ausschreibungssysteme werden spezielle Mechanismen vorgesehen, die regionale Steuerungswirkung entfalten sollen und einen netz- bzw. systemverträglichen Zubau anreizen sollen. Ziel ist es, die Netz- oder Systemintegrationskosten möglichst gering zu halten.<sup>113</sup> Dafür soll in Bereichen, in denen die Netzinfrastruktur überlastet ist oder zu überlasten droht, der Zubau verlangsamt werden. In der regulären Ausschreibung für Windenergie an Land wird dafür das Ausschreibungsvolumen für sog. **Netzausbaugebiete** speziell geregelt und reduziert dieses, § 36c EEG 2017. Im speziellen Ausschreibungssystem der gemeinsamen Ausschreibungen für Windenergie an Land und Solar soll der netz- bzw. systemverträgliche Zubau durch die sog. Verteilernetzkomponente, die die Reihung der Gebote beeinflusst, sichergestellt werden. Durch die Verteilernetzkomponente wird letztlich eine Verringerung der Zuschlagswahrscheinlichkeit erreicht.

*Die Mechanismen für Netzausbaugebiete und die Verteilernetzkomponente setzen vor dem Anlagenbetrieb an und beeinflussen damit nicht das zeitlich nachgelagerte Betriebsverhalten der Anlagenbetreiber. Sie stellen eher ein nachträglich eingefügtes Korrektiv in einem Regelwerk dar, das förderseitig ungeachtet der Einbindung der Anlagen in das Netz respektive System auf eine Steigerung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen ausgelegt war. In diesem Kontext soll ein netz- bzw. systemdienlicher Zubau ausgehend von der durchschnittlichen Netzauslastung angereizt werden. Das Zubauverhalten an sich kann per se jedoch kein Flexibilitätspotenzial aufweisen.*

### 3.1.1.5 Flexibilitätzuschlag und -prämie für Biomasseanlagen, § 50 ff. EEG 2017

Die §§ 50 ff. EEG 2017 regeln einen Zahlungsanspruch für Flexibilität von EE-Anlagen, der neben den zuvor beschriebenen, regelmäßigen Ansprüchen nach dem EEG steht. Dabei wird zwischen dem Flexibilitätzuschlag und der Flexibilitätsprämie unterschieden. Beide Zahlungen richten sich an Anlagen zur Stromerzeugung aus Biogas. Für solche Anlagen ist die regelmäßige EEG-Förderung auf 50 % der erzeugten Strommenge begrenzt, wenn sie eine installierte Leistung von mehr als 100 kW<sub>el</sub> aufweisen, vgl. § 44b Abs. 1 S. 1 EEG 2017. Der Flexibilitätzuschlag gewährt diesen Anlagenbetreibern als Ausgleich einen Anspruch auf 40 Euro pro Kilowatt installierter Leistung und Jahr für die Bereitstellung flexibler installierter Leistung. Der Zuschlag läuft zeitlich parallel zum Anspruch nach § 19 Abs. 1 EEG 2017, vgl. § 50a Abs. 1, 3 EEG 2017. Der Flexibilitätzuschlag kann nur für neue Anlagen in Anspruch genommen werden.

Für bestehende Anlagen hat der Gesetzgeber eine Flexibilitätsprämie vorgesehen, § 50b EEG 2017. Anlagenbetreiber, die den Betrieb vor dem 1. August 2014 aufgenommen haben, können für die Bereitstellung zusätzlich installierter Leistung für eine bedarfsorientierte Stromerzeugung die Flexibilitätsprämie verlangen. Den Strom müssen sie direktvermarkten. Die Prämie liegt bei 130 Euro pro Kilowatt flexibel bereitgestellter zusätzlich installierter Leistung und Jahr, vgl. § 50b S. 2 EEG 2017. Die Flexibilitätsprämie ist durch einen Flex-Deckel beschränkt. Die Förderung über die Flexibilitätsprämie endet demnach am ersten Tag des 16. Kalendermonats, der auf den Monat folgt, in dem die BNetzA feststellt, dass die zusätzlich installierte Leistung erstmals die 1.000 MW-Grenze überschreitet, Anlage 3 Abs. 1, 5 EEG 2017. Durch den flexiblen Deckel soll der Unsicherheit bei der Investitionsentscheidung begegnet werden. Im Zeitpunkt der Investitionsentscheidung kann der Anlagenbetreiber im Zweifel nicht abschätzen, ob die Investition im Zeitpunkt der bedarfsgerechten flexiblen

---

<sup>113</sup> BMWi, Referentenentwurf der Verordnung zu den gemeinsamen Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen (GemAV) vom 11. April 2017, S. 1 f.



Einspeisung noch förderfähig oder der Deckel bereits ausgeschöpft ist. Daher wurde die mehr als einjährige Vorwarnfrist eingeführt.

*Flexibilitätszuschlag und -prämie setzten bereits ausdrücklich eine Flexibilitätsoption voraus. Die Bereitstellung flexibler Leistung ist hier auch entsprechend finanziell angereizt. Unklar bleibt jedoch, ob mit der bereitgestellten, flexiblen Leistung tatsächlich ein dienliches Verhalten vorgesehen ist. Dies ist abhängig von der Fahrweise der Biomasseanlage und wird durch das EnWG nicht weiter mit Voraussetzungen belegt.*

### 3.1.1.6 Zahlungsansprüche nach der Innovationsausschreibungsverordnung

Am 16. Oktober 2019 hat das Bundeskabinett die Innovationsausschreibungsverordnung (InnAusV) beschlossen.<sup>114</sup> Damit wurde die Verordnungsermächtigung aus §§ 39j Abs. 1 S. 1, 88d Nr. 2 EEG 2017 umgesetzt.

Auf Grundlage der InnAusV sollen in den Jahren 2019 bis 2021 jährlich Innovationsausschreibungen durchgeführt werden. In diesem Rahmen sollen neue Preisgestaltungsmechanismen und Ausschreibungsmodalitäten bei den Ausschreibungen für EE-Anlagen erprobt werden, die zu mehr Wettbewerb und Netz- und Systemdienlichkeit führen sollen.<sup>115</sup>

Die InnAusV adressiert im Wesentlichen zwei Bereiche, in welchen neuartige Elemente für die EE-Förderung erprobt werden sollen. So wird die Möglichkeit geschaffen, statt der sich dynamisch am Strompreis ausrichtenden **gleitenden Marktprämie** gem. § 23 S. 2 i.V.m. Anlage 1 EEG 2017 eine konstante **fixe Marktprämie** in Anspruch zu nehmen. Weiterhin werden als technikbezogene Neuerung sog. **Anlagenkombinationen** adressiert. Im Übrigen sind die Regelungen des EEG 2017 weitgehend anzuwenden.

Teilnahmeberechtigt waren im Jahr 2019<sup>116</sup> Anlagen sofern ansonsten ihre Marktprämie nach § 22 Abs. 2 – 4 EEG 2017 durch Ausschreibungen ermittelt würde, im Jahr 2020 solche Anlagen sowie Anlagenkombinationen und im Jahr 2021 ausschließlich Anlagenkombinationen. Für die Ausschreibungen sind Höchstwerte festgesetzt, welche nach § 10 InnAusV für ein Gebot, das für eine Anlagenkombination abgegeben wird, 7,5 ct/kWh beträgt. Für andere Gebote liegt der Höchstwert bei 3 ct/kWh.

Die fixe Marktprämie wird in der Verordnung selbst definiert als Zahlung eines festen Betrags pro erzeugter Kilowattstunde im Sinne des § 8 InnAusV.<sup>117</sup> Im Unterschied zur bisherigen EEG-Regelung wird daher nicht auf den Monatsmarktwert abgestellt. Für die Zahlung besteht ein Anspruch des Anlagenbetreibers gegen den Netzbetreiber, § 8 Abs. 1 S. 1 InnAusV.

*Die fixe Marktprämie kann die Bereitstellung marktdienlicher Flexibilität positiv beeinflussen, da das Preissignal des Spotmarkts nicht durch die gleitende Marktprämie für den Anlagenbetreiber faktisch aufgehoben wird. Vielmehr erhält der Anlagenbetreiber den Anreiz, den erzeugten Strom möglichst vorteilhaft zu vermarkten, da er den fixen Betrag zusätzlich zu den Erlösen aus der Direktvermarktung erhält. Eine Orientierung am Strommarkt ist daher für den Anlagenbetreiber günstig. Ein netz- oder systemdienliches Verhalten wird hierdurch jedoch nicht angereizt.*

---

<sup>114</sup> Die Verkündung stand zum Ende der Bearbeitung noch aus.

<sup>115</sup> Verordnung der Bundesregierung zu den Innovationsausschreibungen und zur Änderung weiterer energie-wirtschaftlicher Verordnungen, S. 1.

<sup>116</sup> Bis zum Ende des Jahres 2019 wurden tatsächlich keine Innovationsausschreibungen durchgeführt.

<sup>117</sup> § 2 Nr. 2 InnAusV.



Nach § 2 Nr. 1 InnAusV ist eine Anlagenkombination ein Zusammenschluss

- a) von mehreren Anlagen verschiedener erneuerbarer Energien nach § 3 Nr. 21 EEG 2017 oder
- b) von Anlagen mit Einrichtungen, die zwischengespeicherte Energie, die ausschließlich aus erneuerbaren Energien stammt, aufnehmen und in elektrische Energie umwandeln,

wovon mindestens eine erneuerbare Energie Windenergie an Land oder solare Strahlungsenergie ist, und der über einen gemeinsamen Netzverknüpfungspunkt einspeist.

§ 13 InnAusV stellt weitere Anforderungen auf. So sieht etwa § 13 Abs. 2 InnAusV vor:

*„Anlagenkombinationen müssen technisch so beschaffen sein, dass sie für mindestens 25 Prozent ihrer installierten Leistung positive Sekundärregelleistung erbringen können, ansonsten verringert sich die fixe Marktprämie auf null. Die Voraussetzungen von Satz 1 gelten als erbracht, wenn 25 Prozent der installierten Leistung der Anlagenkombination auf eine Biomasseanlage, eine Geothermieanlage oder einen Speicher entfallen. Sofern kein Fall des Satz 2 vorliegt, sind die Voraussetzungen jährlich durch einen Umweltgutachter zu bestätigen und entsprechende Nachweise dem Anschlussnetzbetreiber vorzulegen.“*

Aufgrund dieser Vorgabe müssen Anlagenkombinationen die Fähigkeit besitzen, zumindest einen Teil ihrer installierten Leistung als positive Sekundärregelleistung bereitzustellen. Da andernfalls die fixe Marktprämie auf null reduziert wird, besteht ein starker Anreiz für die Anlagenbetreiber, diese Vorgabe einzuhalten.

*Insbesondere die Anforderung aus § 13 Abs. 2 InnAusV, die technische Fähigkeit zur Regelleistungserbringung vorzuhalten, schafft die Voraussetzung, dass die entsprechenden Anlagenkombinationen in diesem Sinne eingesetzt werden. Die Erbringung von Regelleistung ist als systemdienlich einzustufen. Zwar besteht keine Verpflichtung, am Regelleistungsmarkt teilzunehmen und im Bedarfsfall zur Frequenzhaltung beizutragen. Ein systemdienlicher flexibler Anlagenbetrieb wird demnach nicht direkt gefördert. Durch die Verpflichtung, die technische Fähigkeit zur Regelleistungserbringung vorzuhalten, besteht jedoch ein gewisser Anreiz für den Anlagenbetreiber, diese vorhandene Fähigkeit auch zu anbieten.*

### 3.1.2 Ansprüche des KWK-Anlagenbetreibers (Stromseitige Betrachtung)

Der Betreiber einer KWK-Anlage kann vergleichbar eines EE-Anlagenbetreibers von bestimmten Privilegien aus dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG)<sup>118</sup> profitieren. Sinn und Zweck des Gesetzes ist, dass die Nettostromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (§ 2 Nr. 14 KWKG) auf 110 TWh bis zum Jahr 2020 sowie auf 120 TWh bis zum Jahr 2025 im Interesse der Energieeinsparung sowie des Umwelt- und Klimaschutzes erhöht werden sollen, § 1 Abs. 1 KWKG.

---

<sup>118</sup> Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz vom 21. Dezember 2015 (BGBl. I S. 2498), das zuletzt durch Artikel 4 des Gesetzes vom 20. November 2019 (BGBl. I S. 1719) geändert worden ist.

### 3.1.2.1 Vorrangiger Netzanschluss und Einspeisevorrang

Die Netzbetreiber sind gem. § 3 Abs. 1 Nr. 1 KWKG verpflichtet, hocheffiziente<sup>119</sup> KWK-Anlagen unverzüglich und vorrangig an ihr Stromnetz anzuschließen. § 8 EEG 2017 gilt entsprechend (s. o. 3.1.1.1).

Gem. § 3 Abs. 1 Nr. 2 KWKG sind die Netzbetreiber überdies zur vorrangigen Abnahme, Übertragung und Verteilung des KWK-Stroms verpflichtet. Beim Einspeisevorrang gelten analog die §§ 9, 11 Abs. 5 sowie die §§ 14 und 15 EEG 2017 (s. o. 3.1.1.2).<sup>120</sup>

Abweichende Vereinbarungen zwischen Betreiber und ÜNB können nach § 3 Abs. 3 KWKG ausnahmsweise unter den Voraussetzungen des § 13 Abs. 6a EnWG getroffen werden. Danach sind die ÜNB unter bestimmten Umständen<sup>121</sup> zum Abschluss von vertraglichen Vereinbarungen mit Betreibern von KWK-Anlagen am Übertragungsnetz zur Reduzierung der Wirkleistungseinspeisung aus der KWK-Anlage und gleichzeitigen Lieferung von elektrischer Energie für die Aufrechterhaltung der Wärmeversorgung berechtigt. Die Anlagenbetreiber erhalten für die Reduzierung der Einspeisung eine angemessene Vergütung, § 13 Abs. 6a S. 2 Nr. 2 EnWG.

*Zur Dienlichkeit und Flexibilität des Vorrangs für Netzanschluss und Einspeisung gilt für KWK-Anlagen nichts anderes als für EE-Anlagen (3.1.1.1).*

*Eine Ausnahme bildet § 13 Abs. 6a EnWG, der im Ergebnis einen netz- und systemdienlichen Einsatz von KWK-Anlagen fördert. Die ÜNB können hierdurch vertraglich eine Unterstützung in ihrer Regelungsverantwortung (netzdienlich) als auch Systemverantwortung (systemdienlich) binden. Besteht ein Überschuss im Bereich der Stromerzeugung kann die KWK-Anlage hierauf in doppelter Hinsicht reagieren. Zunächst wird der Wirkleistungsbezug wie bei einer abschaltbaren Last allgemein reduziert. Um gleichzeitig die Wärmeversorgung mittels PtH aufrecht zu erhalten, wird Netzstrom bezogen. Somit wird das Netz doppelt entlastet und ggf. die Abschaltung von EE-Erzeugungsanlagen vermieden („nutzen statt abschalten“). § 13 Abs. 6a EnWG kann daher je nach Einsatzbereich netz- oder systemdienliche Wirkung entfalten. Es ist allerdings zu berücksichtigen, dass die Anforderungen an die jeweilige Anlage hoch sind. Da die Regelung bspw. nur für KWK-Anlagen im Netzausbaubereich gilt, ist bereits räumlich eine erhebliche Einschränkung gegeben.*

### 3.1.2.2 Zahlungsansprüche für KWK-Strom

Das KWKG knüpft zwar, anders als das EEG, nicht an den Anlagenbetrieb mit erneuerbaren Energien an, sondern an die Steigerung der Energieeffizienz durch gleichzeitige Nutzbarmachung der eingesetzten Energie als elektrische Energie und Nutzwärme, vgl. § 1 Abs. 1 und § 2 Nr. 13 KWKG. Auch

---

<sup>119</sup> § 2 Nr. 8 KWKG: eine KWK-Anlage ist „hocheffizient“, sofern sie den Vorgaben der Richtlinie 2012/27/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 25. Oktober 2012 zur Energieeffizienz, zur Änderung der Richtlinien 2009/125/EG und 2010/30/EU und zur Aufhebung der Richtlinien 2004/8/EG und 2006/32/EG (ABl. L 315 vom 14.11.2012, S. 1) in der jeweils geltenden Fassung entspricht.

<sup>120</sup> Aufgrund der NABEG 2.0-Novelle wird voraussichtlich ab 1.10.2021 das Einspeisemanagement in den sog. erweiterten Redispatch überführt. Dieser wird einheitlich in § 13 EnWG n.F. geregelt, auf den § 3 Abs. 1 S. 3 KWKG n.F. sodann über § 11 Abs. 1 S. 1 EEG 2017 verweist. Die Auswahlentscheidung zur Abregelung von KWK-Anlagen wird in diesem Zuge neu in § 13 Abs. 1b EnWG n.F. normiert und der Einspeisevorrang relativiert.

<sup>121</sup> Insbesondere Eignung zur effizienten Beseitigung von Gefährdungen oder Störungen der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems aufgrund von Netzengpässen im Höchstspannungsnetz, Lage in einem Netzausbaubereich nach § 36c Abs. 1 EEG 2017, Inbetriebnahme vor dem 1. Januar 2017 und eine installierte elektrische Leistung von mehr als 500 kW.

das KWKG verfolgt allerdings das Ziel des Umwelt- und Klimaschutzes, vgl. § 1 Abs. 1 KWKG, und begrenzt dementsprechend die Förderung auf KWK-Anlagen, die Strom und Wärme auf Basis von Abfall, Abwärme, Biomasse, gasförmigen oder flüssigen Brennstoffen gewinnen, § 6 Abs. 1 Nr. 2 KWKG. Seit der KWKG-Novelle im Jahr 2016 werden Anlagen mit dem Einsatzstoff Kohle nicht mehr gefördert, wenngleich andere fossile Energieträger nach wie vor eingesetzt werden können.

Für den in der KWK-Anlage erzeugten Strom kann der Anlagenbetreiber einen gesetzlichen Anspruch auf Förderzahlung haben. Dieser kann sich – meist in Abhängigkeit vom eingesetzten Energieträger – nach dem EEG 2017 oder KWKG richten. Der Anlagenbetreiber einer KWK-Anlage kann für den in der KWK-Anlage auf Basis von Abfall, Abwärme, Biomasse, gasförmigen oder flüssigen Brennstoffen erzeugten Strom einen Anspruch auf Zahlung eines KWK-Zuschlags nach dem KWKG haben, vgl. § 1 Abs. 2 Nr. 2 KWKG.

Die Förderfähigkeit des KWK-Stroms nach dem KWKG ist insbesondere dadurch bedingt, dass der KWK-Strom nicht bereits nach § 19 EEG 2017 finanziell gefördert wird, § 1 Abs. 3 KWKG. Die Klarstellung ist geboten, weil die Stromerzeugung in KWK-Anlagen aus Biogas oder Biomethan, Deponiegas, Klärgas oder Grubengas nach beiden Förderregimen förderfähig wäre.<sup>122</sup> Maßgeblich ist insbesondere, dass eine kWh nicht nach beiden Gesetzen gefördert wird. Diskutiert wird in der Literatur<sup>123</sup> aufgrund des insoweit nicht eindeutigen Wortlauts, ob Strom aus einer KWK-Anlage bei einem geteilten Verwendungszweck anteilig parallel gefördert werden kann. So könnte eine für die Eigenversorgung bestimmte Strommenge nach dem KWKG und die für die Netzeinspeisung bestimmte Strommenge über das EEG 2017 gefördert werden. Diskutiert wird auch ein Nacheinander der Förderung. Ist exemplarisch die Förderdauer nach § 25 EEG 2017 abgelaufen, könnte unter Umständen im Anschluss ein KWK-Zuschlag beansprucht werden, wenn die im KWKG maßgeblichen (regelmäßig 30.000) Volllaststunden der KWK-Anlage noch nicht erreicht wurden. Der Sinn und Zweck beider Gesetze – die Refinanzierung der Stromerzeugungsanlagen – der freilich nicht zwei Mal erreicht werden kann, dürfte jedoch letztlich dagegensprechen. Es bedarf daher grundsätzlich der Entscheidung, ob die Strommenge nach dem EEG 2017 oder dem KWKG gefördert werden soll.<sup>124</sup>

Das Vergütungssystem für den in KWK-Anlagen erzeugten Strom ist mit der KWKG-Novelle 2016 grundsätzlich umgestellt worden. Nach dem KWKG 2012 galt eine grundsätzliche Vergütungspflicht für die Netzbetreiber. Nunmehr haben die Betreiber von KWK-Anlagen mit einer Nennleistung von mehr als 100 kW grundsätzlich die Pflicht, den erzeugten Strom entweder direkt zu vermarkten oder selbst zu verbrauchen, um eine Förderung nach dem KWKG in Anspruch nehmen zu können, § 4 Abs. 1 KWKG. Der Begriff der Direktvermarktung ist dabei weiter gefasst als im EEG 2017. Der Strom muss nämlich – im Gegensatz zum EEG 2017 – grundsätzlich nicht in das Netz eingespeist werden. Kleinere Anlagen bis 100 kW können gem. § 4 Abs. 2 KWKG vom Netzbetreiber weiterhin die kaufmännische Abnahme des erzeugten KWK-Stroms verlangen. Kaufmännische Abnahme bedeutet dabei nach § 4 Abs. 3 S. 2 KWKG Ankauf zum üblichen Preis (ähnlich der Einspeisevergütung nach dem EEG 2017).

Zusätzlich zu dem Börsenstrompreis, den der KWK-Anlagenbetreiber durch die Direktvermarktung des KWK-Stroms erzielt, erhält er einen Zuschlag für den KWK-Strom nach §§ 5 ff. KWKG. Für die Inanspruchnahme des KWKG-Zuschlags ist nach § 10 Abs. 1 S. 1 KWKG eine Zulassung der Anlage durch das BAFA Voraussetzung.

---

<sup>122</sup> Peiffer, in: Assmann/Peiffer, KWKG, § 1, Rn. 27.

<sup>123</sup> Peiffer, in: Assmann/Peiffer, KWKG, § 1, Rn. 28 ff.

<sup>124</sup> Peiffer, in: Assmann/Peiffer, KWKG, § 1, Rn. 32.

Für eine neue oder modernisierte an ein Netz<sup>125</sup> angeschlossene KWK-Anlage mit einer elektrischen Leistung bis einschließlich 1 MW oder mehr als 50 MW sowie für eine nachgerüstete KWK-Anlage kommt gem. § 5 Abs. 1 Nr. 1 KWKG ein KWK-Zuschlag nach den §§ 6 bis 8 KWKG in Betracht. Dafür muss die hocheffiziente KWK-Anlage vor dem 31. Dezember 2025 in Dauerbetrieb gegangen sein, darf keine bereits bestehende Fernwärmeversorgung verdrängen und muss ab einer elektrischen Nennleistung von mehr als 100 kW fernsteuerbar sein, § 6 Abs. 1 KWKG. Insbesondere wird für diese KWK-Anlagen keine Teilnahme an Ausschreibungen nach § 8a KWKG vorausgesetzt. Die Höhe des Zuschlags richtet sich nach der Leistung und beträgt zwischen 3,1 Cent/kWh und 8 Cent/kWh, vgl. § 7 KWKG.

Neue und modernisierte Anlagen in dem Segment von mehr als ein bis einschließlich 50 MW elektrischer Leistung müssen für die Zuschlagszahlungen an Ausschreibungen teilnehmen § 5 Abs. 2, § 8a KWKG i.V.m. KWKAusV.

Abweichendes gilt nach § 6 Abs. 3 KWKG für KWK-Strom, der nicht in ein Netz der allgemeinen Versorgung eingespeist wird. Das betrifft u.a. neue KWK-Anlage, die eine elektrische Nennleistung von höchstens 100 kW aufweisen (Nr. 1) oder die den KWK-Strom an Letztverbraucher in einer Kundenanlage (§ 3 Nr. 24a oder § 3 Nr. 24b EnWG) oder in einem geschlossenen Verteilernetz (§ 110 EnWG) liefern, für den die volle EEG-Umlage entrichtet wird (Nr. 2).

Zur Vermeidung einer Überförderung besteht ein Kumulierungsverbot des KWK-Zuschlags mit anderweitigen Investitionszuschüssen, wovon nur in wenigen Fällen Ausnahmen vorgesehen sind, §§ 7 Abs. 6, 13 Abs. 3 S. 2 KWKG.

*Die Bewertungen von Dienlichkeit und Flexibilität des Zahlungsanspruches für KWK-Anlagen weichen im Wesentlichen nicht von demjenigen der EE-Anlagen nachdem EEG 2017 ab. Zu berücksichtigen ist jedoch der Verzicht auf den Zwang zur Einspeisung ins Netz u.a. für Kleinanlagen mit einer elektrischen Leistung bis zu 100 kW. Durch die Möglichkeit den Zahlungsanspruch geltend zu machen, ohne den Strom der allgemeinen Versorgung insgesamt bereitzustellen, entsteht eine Flexibilitätsoption. Diese kann netzdienlich sein, wenn die KWK-Anlage durch ein Ausbleiben der Netzeinspeisung zur weiteren Dezentralisierung und damit Minderung des Netzausbaubedarfs beiträgt. Der Netzdienlichkeit steht es jedoch entgegen, wenn der Anlagenbetreiber seinen Überschussstrom nicht bedarfsorientiert ins Netz einspeist.*

Innovative KWK-Systeme haben einen separaten Anspruch auf Förderung, die höher ausfallen kann, als die Förderung nach §§ 6-8 und 8a KWKG. Dafür müssen sie an einem separaten Ausschreibungsverfahren teilnehmen, §§ 5 Abs. 2, 8b KWKG i.V.m. KWKAusV. Innovative KWK-Systeme sind nach der Legaldefinition in § 2 Nr. 9a KWKG besonders energieeffiziente und treibhausgasarme Systeme, in denen KWK-Anlagen in Verbindung mit hohen Anteilen von Wärme aus erneuerbaren Energien KWK-Strom und Wärme bedarfsgerecht erzeugen oder umwandeln.

Ein Anspruch auf einen KWK-Zuschlag entsteht durch die erfolgreiche Teilnahme an einer Ausschreibung für innovative KWK-Systeme. Im Rahmen dieser Ausschreibung gelten neben den allgemeinen Anforderungen an KWK-Anlagen insbesondere folgende Besonderheiten:

---

<sup>125</sup> Peiffer, in: Assmann/Pfeiffer, KWKG, § 5, Rn. 8 ff.: Das Merkmal kann sowohl beim Anschluss an ein allgemeines Netz der Versorgung (§ 3 Nr. 17 EnWG) als auch an ein geschlossenes Verteilernetz (§ 110 EnWG) bejaht werden.

- Der Eigenverbrauch oder eine nicht vollständige Netzeinspeisung des erzeugten KWK-Stroms ist unzulässig. Wird der KWK-Strom nicht vollständig eingespeist, führt dies dazu, dass der Anspruch auf die Zuschlagszahlung für das komplette Kalenderjahr entfällt, § 19 Abs. 3 Nr. 1 f. KWKAusV. Lediglich Strommengen, die für den Betrieb der KWK-Anlage selbst oder in deren Neben- und Hilfsanlagen sowie der verbundenen Wärmeerzeugungsanlage verbraucht werden, sind von der Einspeiseverpflichtung ausgenommen, § 8a Abs. 2 Nr. 2 KWKG.
- Neben der eigentlichen KWK-Anlage bedarf es eines zusätzlichen Wärmeerzeugers zur Bereitstellung von Wärme auf Basis von Erneuerbaren Energien oder Umweltwärme, §§ 2 Nr. 9a KWKG, 2 Nr. 12 KWKAusV. Aufgrund der vorgegebenen Jahresarbeitszahl von mindestens 1,25 ist eine reine Verfeuerung von erneuerbaren Brennstoffen nicht ausreichend. Es bedarf vielmehr der Einbeziehung von Umweltenergien (Wärmepumpen, Geo-/Solarthermie).<sup>126</sup>
- Dieser zusätzliche Wärmeerzeuger muss einen Mindestanteil an sog. innovativer erneuerbarer Wärme bereitstellen, § 19 Abs. 5 KWKAusV. Dabei handelt es sich um erneuerbare Wärme aus Wärmetechniken, die jeweils eine Jahresarbeitszahl von mindestens 1,25 erreichen, deren Wärmeerzeugung außerhalb des innovativen KWK-Systems für die Raumheizung, die Warmwasseraufbereitung, die Kälteerzeugung oder als Prozesswärme verwendet wird und die, soweit sie Gas einsetzen, ausschließlich gasförmige Biomasse einsetzen.<sup>127</sup> Der Mindestanteil beträgt bei Anlagen, die ihren Zuschlag in den Jahren 2019 bis 2020 erhalten haben, 30 % der Referenzwärme<sup>128</sup>. Bei Anlagen, die erst 2021 einen Zuschlag erhalten, steigt der Mindestanteil an der Referenzwärme auf in der Regel 35 %.
- Das innovative KWK-System muss weiterhin in der Lage sein, mit einem zusätzlichen elektrischen Wärmeerzeuger zumindest 30 % der Wärme aus der KWK-Anlage zu ersetzen, § 24 Abs. 1 S. 3 Nr. 5 KWKAusV.
- Die Komponenten des innovativen KWK-Systems müssen gemeinsam geregelt und gesteuert werden können.<sup>129</sup>

---

<sup>126</sup> Pfeiffer, in: Assmann/Pfeiffer, KWKG, § 2 Rn. 63 ff.

<sup>127</sup> Legaldefinition gem. § 2 Nr. 12 KWKAusV.

<sup>128</sup> Die Referenzwärme bestimmt sich gem. § 2 Nr. 16 KWKAusV als die Summe aus der Nutzwärme, die die KWK-Anlage eines innovativen KWK-Systems mit 3.000 Vollbenutzungsstunden bereitstellen kann, und der von dem gleichen innovativen KWK-System innerhalb eines Kalenderjahres bereitgestellten innovativen erneuerbaren Wärme.

<sup>129</sup> § 24 Abs. 1 S. 3 Nr. 4 a) KWKAusV.



- Letztlich ist auch ein sog. Wärmetransformationsplan zu erstellen und mit dem Gebot im Zuge der Ausschreibung einzureichen, § 8 Abs. 1 Nr. 13 KWKAusV. Dieser soll nachvollziehbar darlegen, mit welchen Maßnahmen der Betreiber das innovative KWK-System in das Wärmenetz integrieren und die Dekarbonisierung des mit dem innovativen KWK-System verbundenen Wärmenetzes in den ersten zehn Jahren ab Aufnahme des Dauerbetriebs im Sinn des Klimaschutzes und einer sicheren Wärmeversorgung voranbringen will. Für den Fall, dass kein Anschluss an ein Wärmenetz erfolgt, hat der Wärmetransformationsplan nachvollziehbar darzu-legen, mit welchen Maßnahmen der Betreiber das innovative KWK-System in die Wärmeversorgung der Wärmesenke integrieren will und diese Wärmeversorgung in den ersten zehn Jahren ab Aufnahme des Dauerbetriebs weiter dekarbonisieren will.

*Die innovativen KWK-Systeme besitzen weitergehende Anknüpfungspunkte für eine Flexibilitätsbereitstellung als die regulären KWKG-Anlagen. Das gilt insbesondere für den zusätzlichen elektrischen Wärmeerzeuger, der als PtH-Anlage in der Lage sein muss, die Wärmeerzeugung im BHKW teilweise zu substituieren. Es ist davon auszugehen, dass die Anlagenbetreiber dies vorrangig zur marktlichen Optimierung des BHKW-Betriebes nutzen werden. Eine netz- oder systemdienliche Fahrweise kann demgegenüber mit wirtschaftlichen Nachteilen verbunden sein. Eine entsprechende netz- oder systemdienliche Bereitstellung der Flexibilitätsoption ist ohne weitere wirtschaftliche Anreize wohl eher unwahrscheinlich.*

### 3.1.3 Entgelt für dezentrale Einspeisung (vermiedene Netzentgelte)

§ 18 Abs. 1 S. 1 StromNEV sieht vor, dass Betreiber von dezentralen Erzeugungsanlagen von den VNB, an deren Netz sie angeschlossen sind, ein Entgelt erhalten. Die Regelung ist befristet wirksam für Anlagen, die vor dem 1. Januar 2023 in Betrieb genommen werden. Für volatile Erzeugungsanlagen ist das späteste Inbetriebnahmedatum der 31. Dezember 2018. Neue Anlagen mit volatiler Erzeugung sind demnach von dem Entgelt bereits ausgenommen.

Die Auszahlung der sog. vermiedenen Netzentgelte ist an eine Reihe weiterer Voraussetzungen geknüpft. So normiert § 18 Abs. 1 S. 4 StromNEV, dass das Entgelt nicht gewährt wird, wenn die Stromeinspeisung

- „1. nach § 19 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes gefördert wird,
2. nach § 6 Absatz 4 Satz 1 des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes und § 13 Absatz 5 vergütet wird und in dieser Vergütung vermiedene Netzentgelte enthalten sind oder
3. aus KWK-Anlagen nach § 8a Absatz 1 des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes gefördert wird.“



Es besteht also ein Kumulierungsverbot mit den Zahlungsansprüchen aus dem EEG 2017 sowie für KWK-Anlagen, deren Zuschlagshöhe im Ausschreibungswege ermittelt wurde.<sup>130</sup> Der KWK-Zuschlag wird i.d.R. bereits mit den vermiedenen Netzentgelte gemeinsam ausgezahlt, §§ 6 Abs. 4, 13 Abs. 5 KWKG, so dass der Ausschluss nach § 18 Abs. 1 S. 4 Nr. 2 StromNEV eine doppelte Begünstigung verhindert.

Die Bedeutung dieses Entgelts wird in Zukunft abnehmen. Dies ergibt sich einerseits aus der dargestellten Befristung für die Inbetriebnahme von volatilen und anderen dezentralen Erzeugungsanlagen. Darüber hinaus wird das vermiedene Netzentgelt ab 1. Januar 2018 jährlich um ein Drittel gesenkt, § 18 Abs. 5 StromNEV, so dass die wirtschaftliche Relevanz voraussichtlich abnehmen wird.

*Das Entgelt für die dezentrale Erzeugung reizt weder ein flexibles noch ein dienliches Verhalten an. Es gibt keinen Anlass, um die Erzeugung in einer bestimmten Art und Weise zu regeln, sondern honoriert nur eine (vermeintlich) förderliche Wahl der Netzebene, an welche die Anlage angeschlossen wird. Da mit der zunehmenden dezentralen Einspeisung allerdings nicht zwingend ein geringerer Netzausbaubedarf einher geht, ist die Wahl des Anschlusses an die Verteilernetzebene nicht zwingend netzdienlich.*

### 3.1.4 Erzeugungsseitige Bereitstellung von Regelernergie

Regelernergie wird eingesetzt, um Leistungsungleichgewichte in einer Regelzone auszugleichen.<sup>131</sup> Sie ist für die Stabilität des Stromnetzes unbedingt erforderlich, wenn die Synchronisation zwischen Erzeugung und Verbrauch nicht möglich ist, weil die benötigte Strommenge nicht bereitgestellt werden kann oder aber zu viel Strom erzeugt wird. In beiden Fällen kommt es zu einer Veränderung der Netzfrequenz, welche jenseits von Toleranzen zu schwerwiegenden Schäden und Ausfällen des Netzes führen kann. Positive Regelernergie wird dafür in das Netz eingespeist oder negative Regelernergie durch Zuschaltung von Lasten generiert, um die frequenzerhaltende Synchronisation zu ermöglichen. Regelernergie kann demnach sowohl von Erzeugern als auch von Verbrauchern<sup>132</sup> bereitgestellt werden.

Für die Beschaffung von Regelernergie durch die ÜNB gibt § 22 Abs. 2 EnWG die Durchführung eines diskriminierungsfreien und transparenten Ausschreibungsverfahrens vor. Die technischen Vorgaben, die von den Bereitstellenden als Voraussetzung für die Teilnahme an der Ausschreibung zu erfüllen sind, sind dabei, soweit technisch möglich, unter den ÜNB zu vereinheitlichen. Für die Ausschreibungen haben die ÜNB eine gemeinsame zentrale Internetplattform<sup>133</sup> einzurichten.

Das Beschaffungsverfahren und die Erbringung von Regelernergie wird in §§ 6 – 11 StromNZV detaillierter geregelt. Die StromNZV unterscheidet in verschiedene Regelernergieprodukte:

- **Primärregelung:** die im Sekundenbereich automatisch wirkende stabilisierende Wirkleistungsregelung der synchron betriebenen Verbundnetze durch Aktivbeitrag der Kraftwerke bei Frequenzänderungen und Passivbeitrag der von der Frequenz abhängigen Lasten (§ 2 Nr. 8 StromNZV);

<sup>130</sup> Mit Ausnahme von innovativen KWK-Systemen und solchen, deren Zuschlagshöhe im Ausschreibungswege ermittelt wird, gem. § 6 Abs. 4 S. 2 KWKG.

<sup>131</sup> § 2 Nr. 9 StromNZV.

<sup>132</sup> Zur Bereitstellung durch Verbraucher siehe unter 3.2.6.

<sup>133</sup> [www.regelleistung.net](http://www.regelleistung.net).

- **Sekundärregelung:** die betriebsbezogene Beeinflussung von zu einem Versorgungssystem gehörigen Einheiten zur Einhaltung des gewollten Energieaustausches der jeweiligen Regelzonen mit den übrigen Verbundnetzen bei gleichzeitiger, integraler Stützung der Frequenz (§ 2 Nr. 10 StromNZV);
- **Minutenreserve:** die Regelleistung, mit deren Einsatz eine ausreichende Sekundärregelreserve innerhalb von 15 Minuten wiederhergestellt werden kann (§ 2 Nr. 6 StromNZV).

Für potenzielle Ausschreibungsteilnehmer sind die Anforderungen aus § 6 Abs. 5 StromNZV zu beachten. Diese legen fest, dass vor der Teilnahme an der Ausschreibung eine sog. Präqualifikation zu durchlaufen ist:

*„Potenzielle Anbieter von Regelleistung haben den Nachweis zu erbringen, dass sie die zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit erforderlichen Anforderungen für die Erbringung der unterschiedlichen Regelenergiearten erfüllen. Nachzuweisen sind insbesondere die notwendigen technischen Fähigkeiten und die ordnungsgemäße Erbringung der Regelleistung unter betrieblichen Bedingungen.“*

Maßgebliche Bestimmungen für die Anforderungen, das Verfahren und die notwendigen Unterlagen im Rahmen der Präqualifikation treffen seit dem 18. Dezember 2019 die für alle ÜNB einheitlichen *PQ-Bedingungen*<sup>134</sup>.

Aufgrund von Festlegungen der BNetzA gelten für die Teilnahme an den Ausschreibungen u.a. Mindestwerte für die Anlagenleistung, die auch durch mehrere Anlagen gemeinsam erreicht werden können („Pooling“). Die Festlegungen unterscheiden nach den jeweiligen Regelenergieprodukten. Für Primärregelleistung wird eine Anlagenleistung von 1 MW verlangt<sup>135</sup>, für Sekundär- und Minutenreserve jeweils eine Anlagenleistung von mindestens 5 MW, wobei eine Angebotsgröße von 1 MW, 2 MW, 3 MW oder 4 MW unter der Maßgabe zulässig ist, dass ein Anbieter von Sekundärregelenergie bzw. Minutenreserve nur ein einziges Angebot je Produktzeitscheibe der positiven bzw. negativen Minutenreserve in der jeweiligen Regelzone abgibt.<sup>136</sup>

*Im Grundsatz verbindet sich mit der Bereitstellung von Regelenergie ein Anreiz für flexibles Verhalten. Der Betreiber einer Erzeugungsanlage erhält bei erfolgreicher Teilnahme am Ausschreibungsverfahren bereits eine Vergütung für das Vorhalten der Regelenergie (Leistungspreis), welche bei einem Abruf um die mengenbezogene Vergütung (Arbeitspreis) ergänzt wird. Auch ist die Regelenergie bereits aufgrund ihrer Aufgabe zum Erhalt der Netzfrequenz per se als systemdienlich einzustufen.*

*Einschränkungen ergeben sich aufgrund der Vorgaben zur Präqualifikation und der geforderten Mindestgrößen insbesondere für Betreiber kleinerer Erzeugungsanlagen. Die Mindestanlagengrößen können ggf. im Wege des Poolings überwunden werden. Es verbleiben jedoch Hürden für die Teilnahme am Regelenergiemarkt, die einer weitgehenden Hebung des Flexibilitätspotenzials entgegenstehen.*

---

<sup>134</sup> Präqualifikationsverfahren für Regelreserveanbieter (FCR, aFRR, mFRR) in Deutschland ("PQ-Bedingungen"), Stand: 23. Mai 2019, abrufbar unter [www.regelleistung.net/ext/download/PQ\\_Bedingungen\\_FCR\\_aFRR\\_mFRR](http://www.regelleistung.net/ext/download/PQ_Bedingungen_FCR_aFRR_mFRR), zuletzt abgerufen am 31. Januar 2020.

<sup>135</sup> Beschluss der 6. BK der BNetzA vom 12.04.2011 – BK6-10-097 –, S. 2.

<sup>136</sup> Beschluss der 6. BK der BNetzA vom 13.06.2018 – BK6-15-158 – S. 2; Beschluss der 6. BK der BNetzA vom 13.06.2018 – BK6-15-159 – S. 2.

*Aufgrund der erheblichen Bedeutung der Regelleistung für die Systemstabilität erscheint die Vorgabe gewisser Mindestanforderungen an die Sicherheit und Zuverlässigkeit der Regelleistungserbringung, wie sie das Präqualifikationsverfahren vorsieht, jedoch grundsätzlich sinnhaft.*

### 3.1.5 Exkurs: Neuerungen für erzeugungsseitige Flexibilität durch NABEG 2.0

Durch das Gesetz zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus (kurz NABEG 2.0)<sup>137</sup> wurden u.a. die Regelungen des Einspeisemanagements für EE- und KWK-Anlagen aufgehoben. Steuernde Zugriffe der Netzbetreiber werden nun auch für dieses Anlagensegment im EnWG-Regime des Redispatches abgewickelt. Um dennoch den Einspeisevorrang (in begrenzter Form) zu erhalten und die Regelungen konsistent auszugestalten, wurden die Normen zum sog. *erweiterten Redispatch* weiterentwickelt. Die Regelungen gelten voraussichtlich ab dem 1.10.2021. Bis dahin besteht das Nebeneinander von Einspeisemanagement und Redispatch fort.

Kernelement der Anpassung ist zunächst die Aufhebung der Regelungen zum Einspeisemanagement in §§ 14, 15 EEG 2017 sowie der entsprechenden Verweisung für KWK-Anlagen aus § 3 Abs. 1 S. 3 KWKG.

Im Gegenzug werden die Regelungen zur Systemverantwortung der ÜNB erweitert. Diese gelten über die Verweisung in § 14 Abs. 1 S. 1 EnWG auch für VNB mit Systemverantwortung. Ausgangspunkt der Regelung des erweiterten Redispatch ist § 13a Abs. 1 S. 1 EnWG n.F.:

*„Betreiber von Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie mit einer Nennleistung ab 100 Kilowatt sowie von Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie, die durch einen Netzbetreiber jederzeit fernsteuerbar sind, sind verpflichtet, auf Aufforderung durch Betreiber von Übertragungsnetzen die Wirkleistungs- oder Blindleistungserzeugung oder den Wirkleistungsbezug anzupassen oder die Anpassung zu dulden.“*

Damit wird der Zugriff durch den Netzbetreiber auf einen Großteil der Erzeugungs- und Speicheranlagen erweitert. Bisher galt für die Verpflichtung zur Anpassung der Einspeisung die Leistungsschwelle von 10 MW Nennleistung, § 13a Abs. 1 S. 1 EnWG. Somit unterwirft die NABEG-Novelle einen deutlich größeren Anlagenkreis der verpflichtenden Teilnahme am Redispatch.

Der Redispatch erfolgt dabei unter Wahrung etwaiger Einspeisevorränge. Daher sind in der Regel für die Abschaltfolge unter Beteiligung von vorrangberechtigter Erzeugung kalkulatorische Kosten zu berücksichtigen. Diese müssen zur Rechtfertigung einer Abschaltung von vorrangberechtigter Erzeugung etwa aus EE (§ 11 Abs. 1 und 3 EEG 2017) und KWK (§ 3 Abs. 1 und 2 KWKG) die Kosten einer Abschaltung von nicht-vorrangberechtigten Anlagen um einen Mindestfaktor übersteigen. Dieser Mindestfaktor wird durch die BNetzA festgelegt und ist gesetzlich auf einen Wert zwischen 5 und 15 begrenzt, § 13 Abs. 1a EnWG.

Dem Betreiber der für den Redispatch in Anspruch genommenen Anlage steht wie auch nach dem Einspeisemanagement ein finanzieller Ausgleich zu. Mit § 13a Abs. 2 S. 3 Nr. 5 EnWG n.F. wird im Wesentlichen die Regelung des § 15 EEG 2017 übernommen.<sup>138</sup>

<sup>137</sup> Gesetz vom 13. Mai 2019 (BGBl. I S. 706).

<sup>138</sup> Bundesregierung, Gesetzentwurf zum NABEG, S. 57.

Mittels Redispatch kann auf Flexibilitäten zugegriffen werden, so dass hier grundsätzlich ein erprobtes und wirksames Instrument zur Steuerung von Flexibilitäten besteht. Das erweiterte Redispatch-Regime des EnWG stellt dabei zunächst eine deutliche Absage des Gesetzgebers an marktliche Redispatchbeschaffung dar, wie sie etwas im Rahmen von (lokalen) Flexibilitätsplattformen diskutiert und bspw. im Rahmen von SINTEG auch erprobt wird. Zwar wird die Maßnahme nach § 13a EnWG ausdrücklich in § 13 Abs. 1 S. 1 EnWG unter Nr. 2 als marktbezogene Maßnahme benannt. Eine Marktdienlichkeit besteht jedoch nicht. Der Zugriff der Netzbetreiber ist ordnungsrechtlicher Natur und der finanzielle Ausgleich wird nicht durch Angebot und Nachfrage ermittelt, sondern erfolgt standardisiert.

Da die Netzbetreiber im Rahmen der Kaskade aus § 13 Abs. 1 EnWG den erweiterten Redispatch bei Gefährdungen und Störungen der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Energieversorgungssystems (kurz: im Zuge ihrer Systemverantwortung) nutzen dürfen, ist die Maßnahme auf eine systemdienliche Erschließung von Flexibilitäten ausgerichtet. Eine Netzdienlichkeit liegt aufgrund der fehlenden lokalen Adressierung im Rahmen der Systemverantwortung eher nicht vor.

### 3.2 Letztverbraucher

Eine entscheidende Größe für die Bereitstellung von Flexibilität durch Letztverbraucher ist der **Strompreis**. Dieser ist wesentlich für die **Wirtschaftlichkeit von Flexibilitätsoptionen**. Aufgrund des großen Einflusses des Gesetzgebers und dem großen Anteil am Gesamtstrompreis sind dabei **vorrangig die staatlich veranlassten Strompreisbestandteile** zu betrachten.

Diese Strompreisbestandteile setzen regelmäßig **keine Dienlichkeit** voraus und schaffen regelmäßig **keine Flexibilität**. Eine Ausnahme bildet die Netzentgeltprivilegierung für steuerbare Verbrauchseinheiten in der Niederspannung.

**EEG-Umlage:** (solidarische) Umverteilung der Kosten für den EE-Ausbau

- **Eigenversorgungsprivileg**
  - Entfall bzw. Reduzierung der Umlage unter engen Voraussetzungen
  - Kann Netzdienlich sein durch Verringerung des Netzausbaubedarfs bei dezentraler Eigenversorgung mit planbarer Überschusseinspeisung ins Netz
  - Keine Flexibilität vorausgesetzt; wird als starres Modell gefahren
- **Speicherprivileg**
  - Gleicht nur Härten durch Doppelbelastung mit EEG-Umlage aus; Speicher können netzdienlich arbeiten, durch gezielte Stromentnahme bzw. verzögerte Rückverstromung
  - Keine Flexibilität vorausgesetzt oder angereizt

**Stromsteuer:** soll sparsamen Umgang mit Strom anreizen

- Privilegierungen für grünen Strom aus grünem Netz und besondere Prozesse/Verfahren im produzierenden Gewerbe
- Selbstverbrauch kann netzdienlich sein durch zunehmende Dezentralisierung und verringerten Netzausbaubedarf
- Flexibilität wird aber nicht vorausgesetzt

- *Produzierendes Gewerbe kann im Einzelfall durch gleichbleibenden Bezug netzdienlich wirken*
- *Flexibilität aus Gründen der Wirtschaftlichkeit regelmäßig nicht angereizt*

**Netzentgelte:** Umverteilung der Netzkosten

- *Privilegierung für atypisches und azyklisches Nutzerverhalten*
  - *Knüpfen an altes Verständnis der Netzdienlichkeit unter Prämisse der gleichbleibenden und planbaren Stromerzeugung*
  - *Flexibilität bei azyklischem Nutzerverhalten gefördert, jedoch ohne Blick auf tatsächliche Netzdienlichkeit*
- *Privilegierung von Stromspeichern*
  - *Speicher können durch gezielte Stromentnahme und verzögerte/planbare Rückverstromung netzdienlich wirken und flexibel fahren*
  - *Privilegierung setzt netzdienliches/flexibles Verhalten aber nicht voraus*

**Netzentgeltgekoppelte Umlagen:** Umverteilung verschiedener spezifischer Kosten

- *Privilegierungen bestehen entweder nicht oder gelten nur für stromintensive Unternehmen*
- *Weder netzdienlich, noch flexibel*

Bei einer Betrachtung der Wirtschaftlichkeit von Flexibilitätsoptionen spielt der jeweilige Strompreis eine herausragende Rolle. Gerade in Unternehmen der Sektoren GHD und Industrie können die Aufwendungen für den Strombezug erhebliche Ausmaße erreichen. Für die Attraktivität von Flexibilisierungsmaßnahmen kommt es demnach entscheidend darauf an, welche Kostenvorteile sich dadurch für das Unternehmen generieren lassen. Kostenvorteile im Bereich der Aufwendungen für Elektrizität können daher eine Motivation für flexibles Verhalten darstellen. Beachtet werden muss aber auch, dass solche Vorteile bei konstant gleichlaufendem Verhalten keine Flexibilität anreizen. Die Vorschriften zu den Strompreisbestandteilen müssen daher auch auf ihre Eignung, Flexibilitätsoption zu fördern, hin untersucht werden.

Die Betrachtung orientiert sich dabei an den verschiedenen Bestandteilen des Strompreises. Dabei sind vorliegend nur die durch staatliche Regulierung veranlassten Bestandteile zu berücksichtigen. Die vom Stromlieferanten beeinflussbaren Strompreisbestandteile (im wesentlichen Kosten für Erzeugung und Vertrieb sowie Gewinnmarge) liegen im Durchschnitt in Deutschland bei einem für einen Gewerbebetrieb beispielhaften Verbrauch von 50 MWh/a bei 5,69 ct/kWh. Dem steht ein Gesamtstrompreis in diesem Segment von im Mittel 22,22 ct/kWh gegenüber (Stand: 1.4.2019).<sup>139</sup> Demnach sind diese nichtstaatlich veranlassten Strompreisbestandteile mit einem Anteil von 26 % für den Gesamtstrompreis nur von nachrangiger Bedeutung. Auch unterliegt die Höhe der staatlich veranlassten Preisbestandteile nicht grundsätzlich der Privatautonomie der Vertragsparteien, sondern kann durch rechtliche Vorgaben leichter geändert werden.

<sup>139</sup> Bundesnetzagentur/Bundeskartellamt, Monitoringbericht 2019, S. 290.



### 3.2.1 EEG-Umlage

Die EEG-Umlage stellt mit im Mittel 29 % den größten Bestandteil des Gesamtstrompreises bei Netzstrombezug für einen beispielhaften Gewerbebetrieb in Deutschland mit einem Stromverbrauch von 50 MWh/a dar (Stand: 1.4.2019).<sup>140</sup> Sie dient der Finanzierung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen und wird von den ÜNB und im Regelfall über die Stromrechnung des Elektrizitätsversorgers auf die Letztverbraucher umgelegt.

#### 3.2.1.1 Entstehung der EEG-Umlage

Die EEG-Umlage wird in § 60 Abs. 1 S. 1 EEG 2017 legaldefiniert. Danach sind ÜNB berechtigt und verpflichtet, von Energieversorgungsunternehmen (EVU), die Strom an Letztverbraucher liefern anteilig zu dem jeweils von den EVU an ihre Letztverbraucher gelieferten Strom die Kosten für die erforderlichen Ausgaben nach Abzug der erzielten Einnahmen und nach Maßgabe der Erneuerbare-Energien-Verordnung (EEV)<sup>141</sup> zu verlangen. Abweichend hiervon regeln die §§ 60a S. 1, 61 Abs. 1 EEG 2017 die Berechtigung und Verpflichtung der Versorgungsnetzbetreiber die EEG-Umlage abseits von Lieferverhältnissen<sup>142</sup> direkt vom Letztverbraucher zu verlangen. Im Ergebnis entsteht die EEG-Umlage in jeder Letztverbrauchskonstellation. Letztverbraucher ist gemäß § 3 Nr. 33 EEG 2017 jede natürliche oder juristische Person, die Strom verbraucht. Abweichend von § 3 Nr. 25 EnWG knüpft das EEG 2017 damit an den tatsächlichen Stromverbrauch und nicht dem ggf. vorgelagerten Stromkauf an. Wann ein Verbrauch i.S.d. § 3 Nr. 33 EEG 2017 vorliegt, ist gesetzlich nicht definiert. Die Frage kommt insbesondere bei der Einordnung von Stromspeichern und (sonstigen) Power-to-X-Anlagen<sup>143</sup> als Letztverbraucher auf. In seiner Pumpspeicherkraftwerke-Rechtsprechung ordnete der BGH Pumpspeicher als Letztverbraucher ein.<sup>144</sup> Mit der Umwandlung des Stroms finde zugleich dessen Verbrauch statt. Dem stehe auch nicht der Umstand der Rückverstromung und Wiedereinspeisung entgegen. Für diese Einordnung als Letztverbraucher sprechen auch die Privilegierungstatbestände für Stromspeicher nach § 61k EEG 2017 und § 118 Abs. 6 EnWG, da eine entsprechende Befreiung von der EEG-Umlage bzw. den Netzentgelten überflüssig wäre, spräche man ihnen die Letztverbrauchereigenschaft ab.

#### 3.2.1.2 Privilegierungen

Das EEG 2017 sieht verschiedene Privilegierungen bei der EEG-Umlage vor. Hierbei kann grundsätzlich zwischen dem Entfall der Umlage und deren Verringerung unterschieden werden.

- **Eigenversorgung**

Die Verringerungen der EEG-Umlage setzen einen Letztverbrauch für die Eigenversorgung voraus, § 3 Nr. 19 EEG 2017. Die §§ 61b ff. EEG 2017 privilegieren hocheffiziente KWK- und EE-Anlagen in Eigenversorgung, so dass sich unter bestimmten Voraussetzungen die EEG-Umlage auf 40 % des normalen Umlagesatzes ermäßigt. Eigenversorgung ist gemäß § 3 Nr. 19 EEG 2017 der Verbrauch

---

<sup>140</sup> Bundesnetzagentur/Bundeskartellamt, Monitoringbericht 2019, S. 290.

<sup>141</sup> Verordnung vom 17. Februar 2015 (BGBl. I S. 146), die zuletzt durch Artikel 8 des Gesetzes vom 17. Dezember 2018 (BGBl. I S. 2549) geändert worden ist.

<sup>142</sup> Im Falle der „Eigenversorgung“ oder des „sonstigen Letztverbrauchs“.

<sup>143</sup> Anlagen zur Umwandlung elektrische Energie in sonstige Energieträger.

<sup>144</sup> BGH, Beschluss vom 17. November 2009 – EnVR 56/08 –, ZNER 2010, 173 = NVwZ-RR 2010, 431.



von Strom, den eine natürliche oder juristische Person im unmittelbaren räumlichen Zusammenhang mit der Stromerzeugungsanlage selbst verbraucht, wenn der Strom nicht durch ein Netz durchgeleitet wird und diese Person die Stromerzeugungsanlage selbst betreibt. Neben der Personenidentität von Stromerzeuger und Stromverbraucher ist der unmittelbare räumliche Zusammenhang Kernelement der Eigenversorgung. Nach dem (nicht rechtsverbindlichen) *Leitfaden zur Eigenversorgung* der BNetzA liegt ein unmittelbarer räumlicher Zusammenhang vor, wenn eine geringe räumliche Entfernung oder unmittelbare Umgebung zwischen der Stromerzeugungsanlage und der Verbrauchsstelle besteht.<sup>145</sup> Dies wäre etwa in demselben Gebäude oder auf demselben Grundstück gewährleistet.

Die Eigenversorgung darf nicht ausgeschlossen sein. Nach § 27a S. 1 EEG 2017 ist die Eigenversorgung für Anlagen im Ausschreibungssystem für den Zeitraum ausgeschlossen, in dem sie einen EEG-Zahlungsanspruch in Anspruch nehmen. Damit soll das Risiko einer Überförderung, zu der es durch einen auf die EEG-umlageprivilegierten Eigenversorgung optimierten Betrieb kommen kann<sup>146</sup>, vermieden werden. Ausnahmsweise ist die Eigenversorgung doch zulässig. Das ist etwa der Fall in den Stunden, in denen der Wert der Stundenkontrakte für die Preiszone für Deutschland am Spotmarkt der Strombörse in der vortägigen Auktion negativ ist (§ 27a S. 2 Nr. 4 EEG 2017, vgl. § 51 EEG 2017) oder in denen die Einspeiseleistung bei Netzüberlastung nach § 14 Abs. 1 EEG 2017<sup>147</sup> reduziert wird, § 27a S. 2 Nr. 5 EEG 2017. In beiden Fällen entfällt der EEG-Zahlungsanspruch, sodass eine Überförderung nicht zu befürchten ist.

Die EEG-Umlage entfällt für bestimmte Eigenversorgungskonstellationen vollständig nach § 61a EEG 2017, soweit die Anlagenbetreiber Strom zur Stromerzeugung verbrauchen (Kraftwerkseigenverbrauch, Nr. 1), wenn sie weder unmittelbar noch mittelbar an ein allgemeines Netz angeschlossen sind (Inselanlage, Nr. 2), wenn sie sich selbst vollständig mit EE-Strom versorgen und für den Strom, den sie nicht selbst verbrauchen, keine finanzielle Förderung nach dem Teil 3 des EEG 2017 in Anspruch nehmen (vollständige Eigenversorgung/Stromautarkie) oder, auf 20 Jahre befristet, wenn sie Anlagen mit höchstens 10 kW Nennleistung und einen kalenderjährlichen Stromverbrauch von höchstens 10 MWh aufweisen (De-minimis-Regel, Nr. 4).

- **Eigenerzeugung Bestands- und Altbestandsanlagen**

Für die Bestandsanlagen sowie ältere Bestandsanlagen, die zu bestimmten Stichtagen zur Eigenerzeugung i. S. d. zu dem Stichtag geltenden EEG betrieben wurden, gelten besondere Privilegierungstatbestände aus §§ 61e ff. EEG 2017.

- **Stromspeicherprivileg**

Nach § 61l Abs. 1 EEG 2017 reduziert sich die zu zahlende EEG-Umlage für den zur Zwischenspeicherung in einem elektrischen, chemischen, mechanischen oder physikalischen Stromspeicher eingespeicherten Strom um den EEG-Umlagebetrag, der letztlich auf die ausgespeicherte Strommenge zu zahlen ist (höchstens auf null). Seine Rechtfertigung findet das Speicherprivileg in dem Umstand, dass die EEG-Umlage ansonsten doppelt anfallen würde. Zunächst fällt die Umlage bei Bezug des Stroms aus einem Netz oder der EE-Anlage zum Betrieb des Speichers an und ein weiteres Mal nach

---

<sup>145</sup> BNetzA, Leitfaden zur Eigenversorgung, S. 36.

<sup>146</sup> BT-Drs. 18/8860, S. 253.

<sup>147</sup> Da nach der NABEG 2.0-Novelle das Einspeisemanagement gem. EEG in den erweiterten Redispatch aufgeht, erfolgt ab 1.10.2021 der Verweis auf die Kaskade und damit auch den Redispatch nach § 13 EnWG n.F.

„Auspeicherung“ des Stroms beim Letztverbrauch der ausgespeicherten Strommenge. Diese Doppelbelastung soll mit der Saldierung vermieden werden.<sup>148</sup>

Das Speicherprivileg setzt insbesondere keine Eigenversorgungskonstellation voraus.

Die Privilegierung ergibt sich für vom elektrischen (Kondensatoren), chemischen (z.B. Elektrolyse), mechanischen (z.B. Pumpspeicherwerken) oder physikalischen Speicher<sup>149</sup> in einer Saldierungsperiode (ein Kalenderjahr, § 61l Abs. 1a S. 1 EEG 2017) „verbrauchten“ (d.h. eingespeicherten) Strom ohne Mengenbegrenzung, in der Höhe und in dem Umfang, in der die EEG-Umlage auf die ausgespeicherte Strommenge anfällt, § 61l Abs. 1 S. 1 EEG 2017. Die Voraussetzungen des § 61l Abs. 1, Abs. 1a S. 1 EEG 2017 setzen einen Speicherbetrieb voraus, bei dem die ausgespeicherte Strommenge ausschließlich entweder in das Netz der allgemeinen Versorgung oder davor verbraucht wird (§ 61l Abs. 1a S. 2 EEG 2017 modifiziert die Voraussetzungen bei einem gemischten Stromspeichereinsatz, siehe Ausführungen im nächsten Absatz). Letzteres betrifft Konzepte, bei denen der Speicher zur Eigenversorgung betrieben, zur Direktlieferung eingesetzt oder mit Erzeugungsanlagen vor Ort kombiniert wird. Das Gesetz stellt zudem in § 61l Abs. 1 S. 2 EEG 2017 eine Vermutung für vollständig in ein Netz oder in einen Bilanzkreis ausgespeicherte Strommengen auf, dass für sie die volle EEG-Umlage gezahlt worden ist. Die Regelung erleichtert die Beweislast des Anspruchstellers. Die Betreiber von Speichern können für die auftretenden Speicherverluste in gewissem Umfang von der EEG-Umlageprivilegierung profitieren, § 61l Abs. 1 S. 3 und 4 EEG 2017.

Abweichend von den soeben dargestellten Privilegierungsvoraussetzungen werden für gemischt betriebene Speicher andere und zusätzliche Voraussetzungen in § 61l Abs. 1a S. 2 und 3 EEG 2017 festgelegt. Die Saldierungsperiode ist, abweichend vom Grundsatz (ein Kalenderjahr), ein Kalendermonat, wenn der Stromspeicher in einem Kalenderjahr nicht ausschließlich in ein Netz oder ausschließlich für den Verbrauch des Betreibers vor dem Netz auspeichert, § 61l Abs. 1a S. 2 EEG 2017. Die Privilegierung ist zudem auf eine Strommenge von höchstens 500 vom Speicher eingespeicherten kWh pro kWh installierter Speicherkapazität und pro Kalenderjahr begrenzt, § 61l Abs. 1a S. 3 EEG 2017.<sup>150</sup>

Eine spezielle Konstellation der Stromspeicherung regelt § 61l Abs. 2 EEG 2017. Der Einsatz von physikalischem EE-Strom zur Erzeugung von Speichergasen (Power-to-Gas-Technologie, sog. funktionale Speicher) kann nach § 61l Abs. 2 EEG 2017 insoweit EEG-umlageprivilegiert werden, wie dieses Speichergas in das Erdgasnetz eingespeist und unter Beachtung der Anforderungen an die Massenbilanzierung von Gasen aus § 44b Abs. 5 Nr. 1 und 2 EEG 2017 wieder entnommen und rückverstromt wird und die EEG-Umlage auf diese Strommenge anfällt. Gem. § 3 Nr. 42 EEG 2017 ist Speichergas jedes Gas, das keine erneuerbare Energie ist, aber zum Zweck der Zwischenspeicherung von Strom aus erneuerbaren Energien ausschließlich unter Einsatz von Strom aus erneuerbaren Energien erzeugt wird. Würde das Speichergas nicht in das Erdgasnetz eingespeist, sondern vor Ort gespeichert, um am Ort der Erzeugung rückverstromt zu werden, kommt dagegen die Anwendbarkeit von § 61l Abs. 1 EEG 2017 in Betracht. Dieser Strom-zu-Strom-Pfad ohne Nutzung des Erdgasnetzes dürfte als „chemischer Stromspeicher“ bereits unter § 61l Abs. 1 EEG 2017 fallen.<sup>151</sup>

Wer von der Privilegierung des § 61l EEG 2017 profitieren möchte, muss zudem im Regelfall Mitteilungspflichten nachkommen und eine Nachvollziehbarkeit der Pfade, die die (ggf. in

<sup>148</sup> BT-Drs. 18/10668, S. 167.

<sup>149</sup> Hinweis: Gem. § 85 Abs. 3 Nr. 5 EEG 2017 kann die BNetzA weitere Festlegungen nach § 29 Abs. 1 EnWG im Zusammenhang mit § 61l EEG 2017 treffen, die bspw. nach Nr. 5 Lit. a) die technischen Anforderungen an Stromspeicher oder gem. Nr. 5 Lit. e) die Vorgabe zu privilegierten Höchstmengen betreffen können.

<sup>150</sup> Hinweis: Für gemischt betriebene Speicher wird § 61l Abs. 1-1b EEG 2017 von der BNetzA bis zum 31.12.2020 gem. § 61l Abs. 1c EEG 2017 für die Bundesregierung evaluiert.

<sup>151</sup> Lietz, in: Theobald/Kühling, Energierecht, § 61k EEG 2017, Rn. 28.

unterschiedlicher Höhe) EEG-umlagebelasteten Strommengen genommen haben, durch geeignete Messeinrichtungen (erforderlichenfalls intelligente Messsysteme) sicherstellen, § 61l Abs. 1b EEG 2017.

- **Besondere Ausgleichsregelung**

Bei der besonderen Ausgleichsregelung kommt es auf ein Letztverbrauchsverhalten nur insoweit an, als gewisse Strommengen verbraucht werden müssen, um die relevanten Schwellen der Umlagebegrenzungsfälle zu überschreiten. Es wurde beobachtet, dass die Vorschrift damit einen erhöhten Stromverbrauch anreizen kann.<sup>152</sup> Insbesondere ist es in diesem Kontext zunächst unerheblich, ob der Strom aus einem Netz oder bspw. direkt bezogen wird. Wie sogleich dargestellt wird, können von dieser Vorschrift allerdings nur einzelne Gewerbetreibende profitieren.

Nach der besonderen Ausgleichsregelung (§§ 63 ff. EEG 2017) zugunsten stromkostenintensiver<sup>153</sup> Unternehmen bestimmter Branchen (vgl. Anlage 4 zum EEG 2017<sup>154</sup>), die im internationalen Wettbewerb stehen, kann eine EEG-Umlagebegrenzung nach den Grundsätzen des § 64 EEG 2017 für ein Jahr beantragt werden (vgl. § 66 EEG 2017). Das Vorliegen der Voraussetzungen ist nachzuweisen. Die Vorschriften wurden im Zuge der Novellierung des EEG 2012 bereits im EEG 2014 in Abstimmung mit der Europäischen Kommission im Einklang mit den maßgeblichen Leitlinien<sup>155</sup> neu geregelt.

Die Begrenzung ist erst nach der ersten an der Abnahmestelle selbst verbrauchten Gigawattstunde genehmigungsfähig (sog. Selbstbehalt, § 64 Abs. 2 Nr. 1 EEG 2017). Für den Stromanteil über 1 GWh kann die EEG-Umlage in Abhängigkeit von Branchenzugehörigkeit respektive Stromkostenintensität auf 15 oder 20 % reduziert werden, § 64 Abs. 2 Nr. 2 EEG 2017. Die Umlageentlastung ist – bedingt durch die Stromkostenintensität – in der Summe limitiert auf 4,0 % (Cap) oder 0,5 % (Supercap) der Bruttowertschöpfung des Unternehmens.<sup>156</sup> Im Ergebnis darf die Umlagebelastung nicht den branchenabhängigen Wert von grundsätzlich 0,1 ct/kWh und ausnahmsweise 0,05 ct/kWh unterschreiten.<sup>157</sup> Die Privilegierung kann gem. § 64 Abs. 5 S. 1 EEG 2017 analog auch für selbständige Unternehmensteile<sup>158</sup> in Betracht kommen.

---

<sup>152</sup> *Prognos/BH&W*, Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines EEG-Erfahrungsbericht, Besondere Ausgleichsregelung und Eigenversorgung.

<sup>153</sup> Die Legaldefinition und Berechnung der Stromkostenintensität ergeben sich aus § 64 Abs. 6 Nr. 3 EEG 2017.

<sup>154</sup> Die Einordnung der jeweiligen Branche in Liste 1 und 2 beruht letztlich auf den Vorgaben der UEBLL (EU-Kommission, Leitlinien für staatl. Umweltschutz und Energiebeihilfen 2014-2020, ABl. C 200, 28.06.2014, Anhang 3).

<sup>155</sup> *EU-Kommission*, Leitlinien für staatl. Umweltschutz und Energiebeihilfen 2014-2020, ABl. C 200, 28.06.2014, S. 1.

<sup>156</sup> § 64 Abs. 6 Nr. 2 EEG 2017: Die Bruttowertschöpfung des Unternehmens zu Faktorkosten nach der Definition des Statistischen Bundesamtes, Fachserie 4, Reihe 4.3, Wiesbaden 2007, ohne Abzug der Personalkosten für Leiharbeitsverhältnisse; die durch vorangegangene Begrenzungsentscheidungen hervorgerufenen Wirkungen bleiben bei der Berechnung der Bruttowertschöpfung außer Betracht.

<sup>157</sup> § 64 Abs. 2 Nr. 4 EEG 2017.

<sup>158</sup> Vgl. § 64 Abs. 5 S. 2 EEG 2017: Ein selbständiger Unternehmensteil liegt nur vor, wenn es sich um einen Teilbetrieb mit eigenem Standort oder einen vom übrigen Unternehmen am Standort abgegrenzten Betrieb mit den wesentlichen Funktionen eines Unternehmens handelt, der Unternehmensteil jederzeit als rechtlich selbständiges Unternehmen seine Geschäfte führen könnte, seine Erlöse wesentlich mit externen Dritten erzielt und über eine eigene Abnahmestelle verfügt. Für den selbständigen Unternehmensteil sind eine eigene Bilanz und eine eigene Gewinn- und Verlustrechnung in entsprechender Anwendung der für alle Kaufleute geltenden Vorschriften des Handelsgesetzbuchs aufzustellen. Die Bilanz und die Gewinn- und Verlustrechnung nach Satz 3 sind in entsprechender Anwendung der §§ 317 bis 323 des Handelsgesetzbuchs zu prüfen.

### 3.2.1.3 Fazit EEG-Umlage

*Die dargestellten Privilegierungstatbestände weisen auf den ersten Blick keine besonderen Bezüge zur Netz- oder Systemdienlichkeit auf.*

*Das Eigenversorgungsprivileg ist nicht per se dazu geeignet, ein netzdienliches Verhalten anzuregen. Marktbeobachtungen zeigen, dass Anlagen, die zur Deckung eigener Strombedarfe errichtet werden, für die Eigenversorgung optimiert werden. Das betrifft im typischerweise Solaranlagen und hocheffiziente KWK-Anlagen.<sup>159</sup> In der Folge wird Netzstrom nur bezogen, soweit die eigene Anlage den Bedarf nicht decken kann. Abhängig vom Umfang der für die eigenen Energiebedarfe genutzten bzw. vor Ort gelieferten Energie, werden die aus Sicht des Anlagenbetreibers überschüssigen Strommengen meist in das Netz der allgemeinen Versorgung eingespeist. Wird der eingespeiste Strom mit einem Zahlungsanspruch gefördert, dürfte der Anlagenbetreiber ein großes Interesse daran haben, ungeachtet der Netzsituation den Strom umfassend einzuspeisen.*

*Hier stellt sich primär die Frage, inwiefern eine Steuerung der Erzeugungsanlagen aus Systemsicht Flexibilitätspotenzial bergen kann. Dies könnte insbesondere in nachfragestarken bzw. erzeugungsschwachen Zeiten der Fall sein. Die Netzeinspeisung könnte in diesen Situationen möglicherweise dazu beitragen, dass konventionelle Stromerzeuger nicht zugeschaltet werden müssten*

*Die schlichte Eigenversorgung kann damit durchaus ein netzdienliches Verhalten darstellen. Denn selbst bei einer Inselanlage, die keinen Bezug zum Netz der allgemeinen Versorgung hat, tritt ein Entlastungseffekt für die Netzkapazität ein. Für die Versorgung des Letztverbrauchers müssen keine allgemeinen Leitungskapazitäten für die Übertragung vom Erzeuger in Anspruch genommen werden. Auch wenn über die Eigenversorgung hinaus in nachfragestarken Zeiten die Strommenge im Netz durch Einspeisung aus der eigenen EE-Anlage ergänzt wird, liegt eine Netzdienlichkeit vor, da insoweit Engpässe im Netz begegnet werden kann.*

*Für die Systemdienlichkeit spricht weiterhin, dass bei einer umfassenden Implementierung von Flexibilitätsoptionen Schwankungen in Stromerzeugung und -bezug zumindest anteilig ausgeglichen werden können. Gerade unter Berücksichtigung des systemischen Aspekts, kann der Kopplung von Netzstrombezug mit der Eigenversorgung und ggf. Einspeisung in erzeugungsschwachen Zeiten eine Schlüsselrolle zukommen.*

*Diese Form der Flexibilisierung kann eine wesentliche Voraussetzung für eine vermehrte Nutzung von EE-Strom darstellen. Im Bereich der Stromerzeugung durch den Letztverbraucher ist dafür jedoch Voraussetzung, dass der zur Eigenversorgung bestimmte Strom in einer EE-Anlage erzeugt wird, da andernfalls das aus dem Klimaschutzplan 2050 resultierende übergeordnete Ziel der Steigerung des EE-Anteils bei der Gebäudeversorgung aus dem Blick geriete.*

*Für die letztverbrauchenden Unternehmen wesentlich dürften die unterschiedlichen betriebswirtschaftlichen Auswirkungen sein. Während bei dem Bezug von Netzstrom im Jahr 2014 für die Industrie<sup>160</sup> im Durchschnitt Strompreise von 15,32 ct/kWh zu zahlen waren<sup>161</sup>, lagen die Stromgestehungskosten für*

---

<sup>159</sup> Prognos/BH&W, Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines EEG-Erfahrungsbericht, Besondere Ausgleichsregelung und Eigenversorgung.

<sup>160</sup> Industrie wird hier bei einem Jahresverbrauch ab 160.000 kWh angenommen.

<sup>161</sup> BDEW, Strompreisanalyse Mai 2018, S. 25.

*eine 500 kW-PV-Referenzanlage im März 2014 bei 12 ct/kWh.<sup>162</sup> Daher erscheint eine Eigenversorgung durch eine entsprechende PV-Anlage der wirtschaftlichere Ansatz zu sein.*

*Ob die Ausnahme vom Verbot der Eigenversorgung nach § 27a S. 2 Nr. 5 EEG 2017 ein netzdienliches Verhalten auslöst, kann hinterfragt werden. Bei genauerer Betrachtung ist fraglich, ob sich die ausnahmsweise zulässige Eigenversorgung für die Vermeidung des Netzengpasses förderlich erweist. Der positive Effekt für das überlastete Netz tritt zwar zunächst durch die reduzierte Einspeisung aus der geregelten Anlage ein. Die zulässige Eigenversorgung kann dabei jedoch verhindern, dass ein sekundärer Effekt für das Netz wirksam wird. Würde die Eigenversorgung in diesem Fall nicht zugelassen, so könnte das Netz durch den Bezug von Strom durch den Eigenversorger weiter entlastet werden. Der Netzengpass könnte so nicht nur durch eine Reduzierung der Einspeisung, sondern auch durch eine Laststeigerung und somit doppelt entlastet werden. Der Wirkmechanismus wäre vergleichbar mit § 13 Abs. 6a EnWG. Indem der Anlagenbetreiber jedoch zur Eigenversorgung berechtigt wird, dürfte das Eintreten des doppelten Entlastungseffekts unwahrscheinlicher werden.*

*Schließlich ist die Eigenversorgung im Regelfall kein flexibles Betriebskonzept. Als Faustformel gilt in der Praxis: je mehr Eigenversorgung, desto wirtschaftlicher. Sie stellt deshalb im Regelfall keine Flexibilitätsoption dar, weil den Betreibern kein Anreiz im Sinne eines externen Signals gesetzt wird, der sie veranlasst, bspw. zwischen den Geschäftsmodellen (EEG- oder KWKG-geförderte) Einspeisung in das Netz und Eigenversorgung flexibel zu wechseln.*

*Für das Stromsystem kommen bei den privilegierten Stromspeichern sowohl marktdienliche Verwendungen in Betracht als auch eine netz- bzw. systemdienliche. Batteriespeicher können Strom in das Netz einspeisen oder Strom aus dem Netz aufnehmen. Da sie diese Leistung insbesondere fast instantan erbringen können, weisen sie ein Flexibilitätspotenzial auf. Wie bei anderen potenziellen Flexibilitäten steht ein flexibler Betrieb meist im Spannungsverhältnis mit einem dienlichen Nutzungsverhalten. Ein netzdienlicher Einsatz kann dem Markt Liquidität entziehen, ein marktdienlicher Einsatz von Speichern kann regelmäßig zu einer höheren Netzauslastung oder zu einem Netzausbaubedarf führen. Ein marktdienlicher Einsatz von Speichern bedeutet, dass der Speicherbetreiber die Preisunterschiede am Strommarkt für zeitliche Arbitragegeschäfte ausnutzt und dadurch zu einer Minderung der Strompreisvolatilitäten beiträgt. Dieser Einsatz von Speichern ist traditionell z.B. das Geschäftsmodell der Pumpspeicherkraftwerke. Das bestehende Speicherprivileg greift diese Optionen nicht auf. Es soll lediglich Hemmnisse für die Investitionen in Stromspeicher abbauen. Aus der Vermeidung einer Doppelbelastung ergibt sich jedoch kein unmittelbarer Anreiz für den netz- oder systemdienlichen Einsatz eines Stromspeichers.*

### 3.2.2 Stromsteuer

Ein weiterer Bestandteil des Gesamtstrompreises ist die Stromsteuer. Es handelt sich um eine sog. Verbrauchsteuer gem. § 1 Abs. 1 S. 3 Stromsteuergesetz (StromStG)<sup>163</sup>, die auf die entnommene Strommenge zu bezahlen ist. Die Besteuerung soll im Sinne des Klimaschutzes zu einem sparsamen Umgang mit Strom anhalten.

---

<sup>162</sup> ZSW, Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichts 2014 gemäß § 65 EEG, Solare Strahlungsenergie, S. 44.

<sup>163</sup> Gesetz vom 24. März 1999 (BGBl. I S. 378; 2000 I S. 147), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 22. Juni 2019 (BGBl. I S. 856, 908) geändert worden ist.



### 3.2.2.1 Entstehung der Stromsteuer

Die Steuer entsteht gem. § 5 Abs. 1 S. 1 Alt. 1 StromStG dadurch, dass von einem im Steuergebiet ansässigen Versorger Strom an einen Letztverbraucher geleistet wird und durch den Letztverbraucher im Steuergebiet aus dem Versorgungsnetz entnommen wird. Versorger ist gem. § 2 Nr. 1 StromStG derjenige, der Strom leistet. Bei Eigenerzeugern entsteht die Steuer mit der Entnahme des Stroms zum Selbstverbrauch im Steuergebiet, § 5 Abs. 1 S. 2 StromStG. Die Steuer fällt beim Versorger bzw. Eigenerzeuger an, wird jedoch grundsätzlich auf den Letztverbraucher abgewälzt. Da die Stromsteuer in jedem Fall zunächst entsteht, kommt es auf ein Eingreifen der Rückausnahme nach § 5 Abs. 1a StromStG an. Maßgeblich ist dafür, ob die Voraussetzungen für eine Stromsteuerbefreiung vorliegen.

### 3.2.2.2 Privilegierungen

Die Steuerbefreiungen und -ermäßigungen sind in §§ 9 ff. StromStG normiert. Insbesondere die Privilegierungen, die an dem Selbstverbrauch von Strom anknüpfen, wurden durch das Gesetz zur Neuordnung von Stromsteuerbefreiungen sowie zur Änderung energiesteuerrechtlicher Vorschriften<sup>164</sup> mit Wirkung zum 1. Juli 2019 geändert. Durch die Neuordnungen wurden Schwierigkeiten in der Anwendung der Befreiungstatbestände etwa aufgrund der unklaren und im Zweifel sehr restriktiv ausgelegten Reichweite der „Entnahme aus einer ausschließlich grünen Leitung bzw. einem ausschließlich grünen Netz“ aus § 9 Abs. 1 Nr. 1 StromStG a.F. behoben.

§ 9 Abs. 1 Nr. 1 StromStG sieht eine Stromsteuerbefreiung für Strom vor, der in Anlagen mit einer elektrischen Nennleistung von mehr als zwei Megawatt aus erneuerbaren Energieträgern erzeugt und vom Betreiber der Anlage am Ort der Erzeugung zum Selbstverbrauch entnommen wird. Dabei ist zu beachten, dass die Steuerbefreiung entfällt, wenn der Strom in ein Netz der allgemeinen Versorgung eingespeist wird. Dabei liegt ein Einspeisen auch dann vor, wenn Strom lediglich kaufmännisch-bilanziell weitergegeben und infolge dessen als eingespeist behandelt wird, § 9 Abs. 1a StromStG.

Weiterhin ist zu berücksichtigen, dass Zeitgleichheit von Erzeugung und Verbrauch nach § 11a Stromsteuerverordnung (StromStV)<sup>165</sup> vorliegen muss, welche durch Messung oder auf andere geeignete Weise nachzuweisen ist.

Nach § 9 Abs. 2 Nr. 2 StromStG ist Strom zur Stromerzeugung von der Steuer ebenfalls befreit. Nach § 12 Abs. 1 StromStV fällt darunter auch der Strom, der in den Neben- und Hilfsanlagen einer Stromerzeugungseinheit insbesondere zur Wasseraufbereitung, Dampferzeugerwasserspeisung, Frischluftversorgung, Brennstoffversorgung oder Rauchgasreinigung oder der in Pumpspeicherkraftwerken von den Pumpen zum Fördern der Speichermedien zur Erzeugung von Strom im technischen Sinne verbraucht wird.

Eine Stromsteuerbefreiung nach § 9 Abs. 1 Nr. 3 Lit. a) und b) StromStG kommt für kleine EE- oder hocheffiziente KWK-Anlagen (bis zu 2 MW Nennleistung) in Betracht, wenn deren Strom im räumlichen Zusammenhang entnommen wird,

- vom Anlagenbetreiber als Eigenerzeuger zum Selbstverbrauch (Lit. a)) oder

<sup>164</sup> Gesetz vom 22. Juni 2019 (BGBl. I S. 856, 908).

<sup>165</sup> Verordnung zur Durchführung des Stromsteuergesetzes (Stromsteuer-Durchführungsverordnung) vom 31.05.2000 (BGBl. I S. 794), die zuletzt durch Artikel 4 des Gesetzes vom 22. Juni 2019 (BGBl. I S. 856, 908) geändert worden ist.



- durch einen Letztverbraucher, dem der Strom vom Anlagenbetreiber geleistet wurde (Lit. b)).

Der Befreiungstatbestand sieht in beiden Varianten die 2 MW-Grenze und einen räumlichen Zusammenhang zwischen Erzeugungsanlage und Entnahmestelle vor. Gegenüber der früheren Rechtslage knüpft die Privilegierung nunmehr auch an eine ökologisch vorteilhafte Erzeugungsart an. So sind nunmehr nur noch Anlagen privilegiert, die Strom aus erneuerbaren Energieträgern oder in hocheffizienten KWK-Anlagen erzeugen.

Der räumliche Zusammenhang wird in § 12b Abs. 5 StromStV legal definiert: Ein räumlicher Zusammenhang ist danach gegeben bei Entnahmestellen im Radius von 4,5 km um die jeweilige Stromerzeugungsanlage. Der in § 9 Abs. 1 Nr. 3 StromStG verwendete Begriff des räumlichen Zusammenhangs schließt nicht aus, dass der Strom in das öffentliche Stromnetz eingespeist wird.<sup>166</sup> Eine kaufmännisch-bilanzielle Übergabe genügt.<sup>167</sup>

Die 2 MW-Grenze bestimmt sich bei mehreren Anlagen nach § 12b Abs. 1 und 2 StromStV. Abs. 1 verklammert unmittelbar verbundene Anlagen vor Ort (insbesondere Anlagen in Modulbauweise im selben baulichen Objekt). Abs. 2 verklammert Anlagen an unterschiedlichen Standorten, vorausgesetzt die einzelnen Anlagen werden zentral (insbesondere durch den Direktvermarkter) gesteuert, was insbesondere bei Fernsteuerbarkeit nach § 20 Abs. 2 EEG 2017 der Fall ist, und wenn der erzeugte Strom zumindest teilweise in das Netz eingespeist werden soll. Auch Anlagen verschiedener Energieträger, wie Solar und Wind, können zur Bemessung der Kapazitätsgrenze verklammert werden.

Auch hier ist die Zeitgleichheit von Erzeugung und Verbrauch zu erfassen und nachzuweisen, § 11a StromStV.

Die Variante des § 9 Abs. 1 Nr. 3 b) StromStG soll ausweislich der Gesetzesbegründung die Fälle des sog. Contracting erfassen. Es wird deshalb nicht jeglicher in Anlagen mit einer elektrischen Nennleistung von bis zu zwei Megawatt erzeugte und von einem Letztverbraucher im räumlichen Zusammenhang zu der Anlage entnommene Strom steuerbefreit. Sondern es wird eine auf diesen erzeugten Strom aus dieser Anlage gerichtete Leistungsbeziehung zwischen dem Betreiber der Anlage (bzw. demjenigen, der die Anlage betreiben lässt) und dem Letztverbraucher vorausgesetzt. An der Leistungsbeziehung dürfen im Regelfall ausschließlich die genannten Personen beteiligt sein, § 12b Abs. 4 StromStV. Insbesondere die Zwischenschaltung eines Direktvermarktlers ließe den Tatbestand grundsätzlich entfallen.<sup>168</sup>

Einen weiteren Befreiungstatbestand normiert § 9 Abs. 1 Nr. 6 StromStG. Dieser greift in Fällen, in welchen Strom, der in Anlagen mit einer elektrischen Nennleistung von bis zu zwei Megawatt erzeugt und am Ort der Erzeugung verwendet wird, sofern die Anlagen weder mittel- noch unmittelbar an das Netz der allgemeinen Versorgung mit Strom angeschlossen sind und zur Stromerzeugung nachweislich versteuerte Energieerzeugnisse eingesetzt werden. Hierbei kommt es also nicht auf die EE-Eigenschaft des eingesetzten Energieträgers an, sondern auf den unterbliebenen Netzanschluss. Kleinere Anlagen bis zu 2 MW Nennleistung, die im Inselbetrieb laufen und dabei nachweislich bereits versteuerte Energieträger einsetzen, können demnach auch von der Stromsteuer befreit werden.

Die §§ 9a und 10 StromStG sehen weitere Steuererlasse und -entlastungen für bestimmte Prozesse, Verfahren und Unternehmen vor.

Gemäß § 9a Abs. 1 StromStG wird auf Antrag die Steuer für Strom erlassen, den ein Unternehmen des produzierenden Gewerbes nachweislich für die Elektrolyse, die Herstellung bestimmter

<sup>166</sup> Möhlenkamp, in: Möhlenkamp/Milewski, Energiesteuergesetz/Stromsteuergesetz, § 9 StromStG, Rn. 17.

<sup>167</sup> BMF Schreiben v. 23.3.2015, III B 6 – V 4250/05/10003, S. 2.

<sup>168</sup> BMF Schreiben v. 23.3.2015, III B 6 – V 4250/05/10003, S. 4.

Produkte, bspw. Zement, für die Metallerzeugung oder für chemische Reduktionsverfahren entnommen hat.

§ 10 Abs. 1 StromStG sieht eine Steuerentlastung für Unternehmen des produzierenden Gewerbes vor, wenn die Steuer im Jahr den Wert von 1.000 Euro übersteigt.

### 3.2.2.3 Zwischenfazit Stromsteuer

*Die Stromsteuerbefreiungen knüpfen nicht an ein bestimmtes Entnahmeverhalten an, sodass keine netz- oder systemdienliche Entnahme von Strom aus dem Netz angereizt wird.*

*In der Steuerbefreiung für grünen oder KWK-Strom kann ein netzdienlicher Effekt darin gesehen werden, dass eine (weitere) Dezentralisierung der Energieversorgung gefördert wird, die mit einer Reduzierung des Netzausbaubedarfs einhergeht. Allerdings lassen sich die Steuerbefreiungen für grünen Strom und Kleinanlagen mit Verbrauch im räumlichen Zusammenhang bestmöglich im Rahmen von Eigenversorgungsmodellen realisieren, sodass die oben unter 3.2.1.3 beschriebenen Zweifel an der Flexibilitätsoption entsprechend gelten.*

*Eine dienliche Flexibilitätsoption könnte der Betrieb eines Elektrolyseurs im produzierenden Gewerbe bieten. Der Elektrolyseur kann netzdienlich betrieben werden, indem etwa zur Vermeidung eines Netzengpasses vermehrt Strom entnommen wird. Er kann aber auch systemdienlich als Last zur Synchronisation von Erzeugung und Verbrauch eingesetzt werden. Die bestehende Vorschrift reizt einen netz- oder systemdienlichen Betrieb nicht an. Die Steuerbefreiung wird durchgehend gewährt, ohne dass die Entnahme von Strom für die Elektrolyse als Reaktion auf ein Signal vorgesehen ist.*

*Überdies wäre in der Praxis fraglich, ob sich im produzierenden Gewerbe ein flexibler Betrieb des Elektrolyseurs wirtschaftlich darstellen ließe. Außerhalb des produzierenden Gewerbes könnte womöglich der Elektrolyseur ähnlich einem Stromspeicher als Flexibilitätsoption wirken. Mit einer weiteren Veredelung des Wasserstoffs zu synthetischem Methan könnte über die kostenfreie Gasnetzeinspeisung und die Zahlung von vermiedenen Netzentgelten ein Anreiz zum Betrieb entstehen, vgl. § 34 Abs. 1 Gasnetzzugangsverordnung (GasNVZ)<sup>169</sup>, § 20a Gasnetzentgeltverordnung (GasNEV)<sup>170</sup>.*

*Insgesamt geben die steuerlichen Begünstigungen keinen Raum für Flexibilität, da sie pauschal an bestimmte Erzeugungsanlagen, Prozesse oder Unternehmen anknüpfen. Eine erhöhte Flexibilität könnte bei den Steuerbefreiungen durch die Einführung einer zeitlichen oder mengenmäßigen Komponente sowie einer stufenweisen Steuerreduzierung erreicht werden. So könnte die Steuerlast stufenweise bis auf null gesenkt werden, abhängig vom Zeitpunkt und Umfang des Strombezugs. Hierdurch könnte ein echter Anreiz für flexibles, netz- oder systemdienliches Verhalten entstehen.*

### 3.2.3 Netzentgelte

Ein wesentlicher Bestandteil des Strompreises ist das Netzentgelt, das beim Bezug des Stroms vom Letztverbraucher entsprechend der Netzebene, an welche die Verbrauchseinrichtung angeschlossen ist, zu zahlen ist. Netzentgelte dienen der Finanzierung der Netze und Systemdienstleistungen. Für einen Gewerbebetrieb mit einem Strombezug von 50 MWh/a aus dem allgemeinen Versorgungsnetz

---

<sup>169</sup> Verordnung vom 3. September 2010 (BGBl. I S. 1261), die zuletzt durch Artikel 1 der Verordnung vom 13. Juni 2019 (BGBl. I S. 786) geändert worden ist.

<sup>170</sup> Verordnung vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2197), die zuletzt durch Artikel 2 der Verordnung vom 23. Dezember 2019 (BGBl. I S. 2935) geändert worden ist.

macht das Netzentgelt mit im Mittel 27 % des Gesamtstrompreises einen erheblichen Anteil aus (Stand: 01.04.2019).<sup>171</sup>

### 3.2.3.1 Entstehung der Netzentgeltspflicht

Netzentgelte sind Entgelte für den Zugang zu den Elektrizitätsübertragungs- und Elektrizitätsverteilernetzen, § 1 StromNEV. Es handelt sich daher bei ihnen um eine Zahlung der Letztverbraucher an die Netzbetreiber für die Nutzung der Versorgungsnetze (§ 3 Abs. 2 StromNEV). Wird der Strom nicht aus dem allgemeinen Versorgungsnetz bezogen, entsteht auch keine Netzentgeltzahlungspflicht.

### 3.2.3.2 Privilegierungen

Die Grundlagen und Methoden zur Ermittlung der Netzentgelte sind gesetzlich bestimmt. Die StromNEV regelt zudem auch Abweichungen von den regelmäßig vorgesehenen Netzentgelten. Privilegierungen bei den Netzentgelten knüpfen an Sonderformen der Netznutzung an, vgl. § 19 StromNEV. Für atypisches Netznutzungsverhalten sieht § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV ein individuelles Entgelt vor. Die Entgeltreduzierung ist in diesem Fall jedoch auf maximal 20 % des veröffentlichten Netzentgelts beschränkt. Atypisch ist das Nutzungsverhalten, wenn auf Grund vorliegender oder prognostizierter Verbrauchsdaten oder auf Grund technischer oder vertraglicher Gegebenheiten offensichtlich ist, dass der Höchstlastbeitrag eines Letztverbrauchers vorhersehbar erheblich von der zeitgleichen Jahreshöchstlast aller Entnahmen aus dieser Netz- oder Umspannebene abweicht.<sup>172</sup>

Ein individuelles Netzentgelt ist auch für stromintensive Nutzer vorgesehen, § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV. Die Reduzierung liegt, abhängig von der Benutzungstundenzahl im Jahr, bei maximal 20 %, 15 % bzw. 10 % des veröffentlichten Netzentgeltes. Stromintensiv ist die Nutzung, wenn die Stromabnahme aus dem Netz der allgemeinen Versorgung für den eigenen Verbrauch an einer Abnahmestelle pro Kalenderjahr sowohl die Benutzungstundenzahl von mindestens 7.000 Stunden im Jahr erreicht als auch der Stromverbrauch an dieser Abnahmestelle pro Kalenderjahr zehn Gigawattstunden übersteigt.

Eine weitere Sondernutzungsform nach der StromNEV stellt die Speicherung und Rückverstromung dar.<sup>173</sup> Gemäß § 19 Abs. 4 StromNEV haben Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen Letztverbrauchern, die Strom dem Netz ausschließlich zur Speicherung in einem Stromspeicher entnehmen und den zurückgewonnenen Strom wieder in das Netz einspeisen, ein individuelles Netzentgelt anzubieten.

Darüber hinaus ist für Speichieranlagen eine befristete Netzentgeltbefreiung nach § 118 Abs. 6 S. 1 EnWG vorgesehen. Für bestehende Pumpspeicherkraftwerke gelten weitere Anforderungen. § 118 Abs. 6 S. 2 EnWG verlangt zunächst eine Optimierung der Pumpspeicher. Diese müssen für die befristete Netzentgeltbefreiung ein atypisches Nutzungsverhalten beibehalten. Grund für diese Einengung bei Pumpspeichern ist die Befürchtung, dass andernfalls eine Konkurrenz zwischen atypischen Verhalten und grundsätzlicher Netzentgeltbefreiung bestünde. Die Pumpspeicher sollen weiterhin ein atypisches Verhalten aufweisen, die Optimierungskosten sollen jedoch durch die vollständige Netzentgeltbefreiung amortisiert werden.

<sup>171</sup> Bundesnetzagentur/Bundeskartellamt, Monitoringbericht 2019, S. 290.

<sup>172</sup> Genauere Anforderungen an die Ermittlung der individuellen Entgelte die *BNetzA* in dem Beschluss BK4-13-739 vom 11.12.2013 festgelegt.

<sup>173</sup> Siehe hierzu auch eingehend unter 2.2.1.1.

Ein weiterer Netzentgeltprivilegierungsbestand ist in § 14a EnWG geregelt. Danach haben die Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen Lieferanten und Letztverbraucher im Bereich der Niederspannung, mit denen sie Netznutzungsverträge abgeschlossen haben, ein reduziertes Netzentgelt zu berechnen, wenn ihnen die netzdienliche Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen (z.B. Elektro-Speicherheizungen, Elektrowärmepumpen, Elektromobile), die über einen separaten Zählpunkt verfügen, gestattet wird.

### 3.2.3.3 Zwischenfazit Netzentgelte

*Nach der Vorstellung des Gesetzgebers stellen die atypische und stromintensive Nutzung netzdienliches Verhalten dar. Hieraus begründet er die Reduzierung des Netzentgeltes. Eine atypische bzw. azyklische Lastnutzung außerhalb des Hochlastzeitraums kann durchaus netzstabilisierend und damit netzdienlich sein. Dies ist jedoch nur unter der Prämisse gegeben, dass eine etwa gleichbleibende, zentralisierte Stromlieferung vorliegt. Mit Zunahme der fluktuierenden Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien kann jedoch auch zu Zeiten der Jahreshöchstlast ein Stromüberschuss vorliegen. Der verengte Blick auf den Stromverbrauch ohne Berücksichtigung der Stromerzeugung hat für die Netzstabilität bei zunehmendem Einsatz von volatilen Energieträgern nur geringe Aussagekraft. Die Netzentgeltreduzierung fördert bei atypischem Verhalten die Flexibilität des Verbrauchs. Diese Flexibilität ist jedoch nicht zwingend netzdienlich.*

*Eine ggf. netz- und systemdienliche Wirkung kann sich bei der Inanspruchnahme eines individuellen Entgelts aus § 19 Abs. 1 S. 1 StromNEV aus der Festlegung der BNetzA im Beschluss BK4-13-739 vom 11.12.2013 ergeben. In dem Beschluss wird neben Vorgaben zu Bestimmungen der Entgelte festgelegt, dass Leistungsspitzen, die nachweislich durch kuratives Redispatch, aufgrund von Anforderungen des Netzbetreibers oder durch die Erbringung negativer Regelenergie induziert wurden, bei der Ermittlung der in die Hochlastzeitfenster fallenden Jahreshöchstlast nicht zu berücksichtigen sind.<sup>174</sup> Im Ergebnis werden damit diese netz- und systemdienlichen Verhaltensweisen nicht durch einen etwaigen Verlust der Netzentgeltprivilegierung aus § 19 Abs. 1 S. 1 StromNEV pönalisiert. Es wird kein positiver Anreiz für entsprechende Maßnahmen gesetzt, aber es erfolgt auch keine Schlechterstellung gegenüber Verbrauchern, die entsprechende Maßnahmen nicht ergreifen.*

*Auch die gleichbleibende stromintensive Nutzung betrachtet der Gesetzgeber als netzdienlich und legt dabei eine (vollständig) planbare und prognostizierbare Stromerzeugung zu Grunde. Mit Zunahme der volatilen erneuerbaren Energien und der damit einhergehenden Schwankung auf Seiten der Stromerzeugung kann die grundsätzlich stabilisierende Wirkung der gleichbleibenden, stromintensiven Nutzung nicht durchgreifen. Zugleich kann auch bei Annahme einer Netzdienlichkeit dieses Nutzungsverhaltens nicht von einer Flexibilität gesprochen werden. Bereits tatbestandlich wird eine hohe Betriebsstundenzahl verlangt, die eine flexible Fahrweise ausschließt.*

*Die Netzentgeltbefreiung und damit Förderung von Speichern fußt gleichermaßen auf der Überzeugung des Gesetzgebers, dass Speicher netzstabilisierend und damit netzdienlich arbeiten und wirken können. Dem Grunde nach kann die Stromspeicherung und spätere Rückverstromung etwaige Ausfälle der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (Dunkelflaute) ausgleichen und damit netz- bzw. systemdienlich arbeiten. Da die Netzentgeltbefreiung jedoch nur eine zeitlich versetzte Rückverstromung voraussetzt, ohne weitere Voraussetzungen festzulegen, ist ein netzdienliches Verhalten nicht zwingend gewährleistet. Unter der Prämisse, dass die Speicherung und Rückverstromung netzdienlich erfolgen, kann von einer Flexibilitätsoption ausgegangen werden. Die Netzentgeltbefreiung fällt (nur) für den zur Rückverstromung zwischengespeicherten Strom an. Mithin kann ein Speicher insoweit flexibel fahren, als er einen Teil des Stroms netzentgeltbefreit planmäßig ins Netz rückverstromt und einen Teil des*

<sup>174</sup> BNetzA, Beschluss BK4-13-739, S. 3 f.

*Stroms gegebenenfalls für eine andere Nutzung vorsieht. Demgegenüber kann bei einer wirtschaftlich optimierten Be- und Entladung des Speichers von einem marktdienlichen Verhalten gesprochen werden, da die Orientierung am Strompreissignal wohl in aller Regel ökonomisch vorteilhaft sein dürfte.*

*Die Netzentgeltprivilegierung für steuerbare Verbrauchseinrichtungen in der Niederspannung stellt eine Netzdienlichkeit bereits ausdrücklich im Wortlaut fest. Die netzdienliche Steuerung durch den Verteilernetzbetreiber ist zumindest für diesen eine Flexibilität. Für den Betreiber der betroffenen Verbrauchseinrichtungen stellt die Inanspruchnahme der Steuerbefreiung selbst keine Flexibilität dar. Hingegen ist die Bereitstellung der Steuerbarkeit womöglich als Flexibilitätsoption einzuordnen.*

### 3.2.4 Netzentgeltgekoppelte Kostenpositionen

Zu dem Gesamtstrompreis gehören noch weitere Abgaben und Umlagen in untergeordneter Größenordnung, die der Letztverbraucher grundsätzlich zu entrichten hat. Diese sind namentlich:

- KWK-Umlage
- § 19 StromNEV-Umlage
- Konzessionsabgabe
- Offshore-Netzumlage, § 17f EnWG
- Abschaltbare-Lasten-Umlage, § 18 AbLaV i.V.m. § 9 KWKG

Die genannten Abgaben und Umlagen werden regelmäßig als mit den Netzentgelten gekoppelt bezeichnet. Die Frage, ob hieraus ein gleichlaufender Entfall der gekoppelten Kosten bei Entfall der Netzentgelte folgt, ist höchstrichterlich verneint worden.<sup>175</sup> Die gekoppelten Kosten fallen lediglich zeitgleich mit den Netzentgelten an, werden zusammen mit diesen erhoben und abgerechnet. Ihr Entfall oder eine Reduzierung folgt jedoch nicht den Vorschriften zu den Netzentgelten, sondern den speziellen Vorschriften zur entsprechenden Abgabe oder Umlage.

#### 3.2.4.1 KWKG-Umlage

Die KWK-Umlage dient der Finanzierung der durch dieses Gesetz vorgesehenen Fördertatbestände, vgl. § 26 Abs. 1 S. 1 KWKG. § 26 Abs. 1 KWKG berechtigt die Netzbetreiber, geleistete Zuschlagszahlungen und Ausgleichszahlungen bei der Berechnung der Netznutzungsentgelte in Ansatz zu bringen. Liegt kein Netzstrombezug vor, entfällt die Zahlungspflicht.

Die KWK-Umlage ist nach §§ 27 Abs. 1, 27b KWKG für stromkostenintensive Unternehmen bzw. Stromspeicher entsprechend den §§ 63, 64 EEG 2017 bzw. § 611 EEG 2017 reduziert.

---

<sup>175</sup> BGH, Beschluss vom 20. Juli 2017 – EnVR 24/16 –.



#### 3.2.4.2 § 19-StromNEV-Umlage

Die Umlage nach § 19 Abs. 2 S. 15 StromNEV dient der Finanzierung der Privilegierung bei stromintensiver oder atypischer Netznutzung und fällt nur bei Netzstrombezug an.

Eine Umlageprivilegierung mit Bezug zu einem bestimmten Strombezugsverhalten ist nicht vorgesehen. Der zu zahlende Betrag ist jedoch in Abhängigkeit zur verbrauchten Strommenge (> 1 GWh/a) gedeckelt.

#### 3.2.4.3 Offshore-Netzumlage

Die Offshore-Netzumlage nach § 17f Abs. 1 S. 2, Abs. 5 S. 1 EnWG dient der Finanzierung der Entschädigung bei Störungen oder Verzögerungen der Netzanbindung von Offshore-Anlagen gem. § 17e EnWG. Ab dem 1. Januar 2019 gelten die bereits dargestellten KWK-Umlage-Privilegien über den Verweis aus § 17f Abs. 5 S. 2 EnWG auf §§ 26a – 28 und 30 KWKG (vgl. oben 3.2.4.1). Die Umlage fällt nur bei Netzstrombezug an.

#### 3.2.4.4 Abschaltbare-Lasten-Umlage

Mit der Umlage nach § 18 Abs. 1 S. 2 AbLaV werden die Zahlungen und Aufwendungen der Übertragungsnetzbetreiber zum Erwerb abschaltbarer Lasten nach § 13 Abs. 6 S. 1 EnWG i. V. m. AbLaV ausgeglichen. Sie fällt nur bei Bezug von Netzstrom an.

Privilegierungs- und Befreiungstatbestände sind gesetzlich nicht vorgesehen.

#### 3.2.4.5 Konzessionsabgabe

Über die Konzessionsabgabe i. S. v. § 1 Abs. 2 Konzessionsabgabenverordnung (KAV)<sup>176</sup> wird das Wegerecht des Energieversorgungsunternehmens finanziert, das dieses von der Gemeinde für die Stromleitungen eingeräumt bekommt. Wie alle anderen gekoppelten Strompreisbestandteile, kann die Abgabe bei der Abrechnung der Netzentgelte an den Letztverbraucher abgewälzt werden. In der Folge der oben dargestellten Entscheidung des BGH besteht die Zahlungspflicht aber auch bei einer Befreiung von den Netzentgelten.

Von der Konzessionsabgabe sind keine Befreiungs- oder Privilegierungstatbestände vorgesehen. Es kann ein reduzierter Satz (11 ct/kWh) für Sondervertragskunden in Betracht kommen.

#### 3.2.4.6 Fazit staatlich veranlasste Strompreisbestandteile

*Netz-, System- und Marktdienlichkeit spielen bei der Zusammensetzung und Erhebung der staatlich veranlassten Strompreisbestandteile im Wesentlichen keine Rolle. Die Kosten dienen der Umwälzung und Umverteilung verschiedener Förder- und Finanzierungsinstrumente. Sie fußen damit auf den Prinzipien der Kostenteilung und Solidarität. Etwaige Befreiungen und Reduzierungen dienen daher zumeist dem Ausgleich möglicher Härten, etwa für Unternehmen im internationalen Wettbewerb. Lediglich im Rahmen der Netzentgelte adressiert der Gesetzgeber besonders vermeintlich netzdienliches Verhalten. Dabei legt er jedoch regelmäßig ein überkommenes Verständnis der Elektrizitätsversorgung zu Grunde. Flexibilitätsoptionen bilden die Vorschriften zu den Strompreisbestandteilen nur unzureichend ab.*

---

<sup>176</sup> Verordnung vom 9. Januar 1992 (BGBl. I S. 12, 407), die zuletzt durch Artikel 3 Absatz 4 der Verordnung vom 1. November 2006 (BGBl. I S. 2477) geändert worden ist.



*Mit der Einführung des § 14a S. 1 EnWG zeichnet sich ein Wechsel ab. Mit dieser Vorschrift schafft der Gesetzgeber eine ausdrücklich netzdienliche Flexibilitätsoption. Trotz des engen Anwendungsbereichs der Norm (Verbrauchsanlage in Niederspannung) kann sie als Anknüpfungspunkt zur Entwicklung weiterer Flexibilitätsoptionen dienen. Dabei müssen die (Fern-)Steuerbarkeit, die Kostenreduzierung und das tatsächliche Vorliegen einer Netzdienlichkeit die Kernpunkte sein. Zieht man diesen Dreiklang heran, könnten bestehende Privilegierungen, wie bspw. das Eigenversorgungsprivileg, zu Flexibilitätsoptionen modifiziert werden.*

### 3.2.5 Exkurs: Kompensation von Nachteilen auf Grundlage der SINTEG-Verordnung

Mit der Verordnung zur Schaffung eines rechtlichen Rahmens zur Sammlung von Erfahrungen im Förderprogramm „Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende“ hat der Gesetzgeber einen Rahmen zur Erprobung der Digitalisierung der Energiewende geschaffen. Teil des Rahmens sind aber auch Flexibilitätsoptionen. Ausdrücklich zielt das Programm auf die Hebung von Effizienz- und Flexibilitätpotenzialen, vgl. § 119 Abs. 4 Nr. 2 EnWG. Für die Teilnehmer am Programm sieht die SINTEG-Verordnung (SINTEG-V)<sup>177</sup> die Erstattung wirtschaftlicher Nachteile vor, vgl. § 1 SINTEG-V. Die Verordnung richtet sich an Teilnehmer des gleichnamigen Förderprogramms des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi). Die Projektstätigkeit umfasst die Erzeugung von Strom, die Übertragung oder Verteilung von Strom, den Verbrauch von Strom, die Einspeisung von Strom in das Netz und die Umwandlung von Strom in einen anderen Energieträger, vgl. § 2 Nr. 4 SINTEG-V. Für Nachteile, die in Zeiträumen entstehen, in denen der Netzbetreiber Maßnahmen zur Vermeidung eines Netzengpasses oder einer sonstigen Gefahr für die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems nach § 13 Abs. 1 und § 14 Abs. 1 S. 1 EnWG oder § 14 Abs. 1 EEG 2017 ergreifen muss oder der Wert der Stundenkontrakte für die Preiszone Deutschland am Spotmarkt der Strombörse im Sinne des § 3 Nr. 43a EEG 2017 in der Auktion des Vortages oder des laufenden Tages null oder negativ ist, kann nach den §§ 7 ff. SINTEG-V ein Nachteilsausgleich erfolgen, vgl. § 6 Abs. 2 SINTEG-V. Für Letztverbraucher ist eine Reduzierung der Netzentgelte vorgesehen, für Stromspeicher eine vollständige Erstattung der Netzentgelte und eine Reduzierung der EEG-Umlage in Höhe von 60 %, vgl. §§ 7, 8 SINTEG-V. Besonderes Augenmerk verdient § 9 Abs. 1 SINTEG-V. Diese Norm gestattet Anlagenbetreibern das Zuschalten einer Last und verlangt hierbei insbesondere eine der Reduzierung der Erzeugungsleistung der Anlage entsprechende entlastende physikalische Wirkung für das Elektrizitätsversorgungsnetz.

*Mit dem Nachteilsausgleich im Sinne der SINTEG-V fördert der Gesetzgeber netzdienliches Verhalten. Die Netzdienlichkeit wird durch die Beschränkung der Förderung auf Zeiträume der Systemgefährdung gesichert. Die Verordnung verlangt von den Programmteilnehmern aber keine besondere Flexibilität. Lediglich der § 9 Abs. 1 SINTEG-V stellt eine echte Flexibilitätsoption dar. Die ausnahmsweise zulässige Lastzuschaltung durch den Stromerzeuger zur Vermeidung der Reduzierung der Erzeugungsleistung verlangt ein flexibles Verhalten des Stromerzeugers.*

### 3.2.6 Verbrauchsseitige Bereitstellung von Regelleistung

Für die verbrauchsseitige Bereitstellung von Regelleistung – sog. negativer Regelleistung – gilt zunächst sinngemäß das oben zur erzeugungsseitigen Bereitstellung Ausgeführte.<sup>178</sup>

<sup>177</sup> Verordnung vom 14. Juni 2017 (BGBl. I S. 1653), die zuletzt durch Artikel 16 des Gesetzes vom 13. Mai 2019 (BGBl. I 706) geändert worden ist.

<sup>178</sup> Vgl. dazu unter 3.1.4.

Es ist jedoch ergänzend darauf hinzuweisen, dass die Erbringung negativer Regelleistung als Letztverbrauch von Elektrizität anzusehen ist, der sodann auch mit den vorhergehend aufgeführten Abgaben und Umlagen belastet ist. Dies führt dazu, dass die Wirtschaftlichkeit von verbrauchsseitiger gegenüber der erzeugungsseitigen Flexibilität reduziert ist. Eine Ausnahme bildet das sog. Stromspeicherprivileg nach § 61l Abs. 1 EEG 2017, wonach die EEG-Umlage bei Ein- und Ausspeicherung insgesamt nur einmal anfällt. Diese Regelung gilt entsprechend § 27b KWKG auch für die KWK-Umlage, welche somit bei Ein- und Ausspeicherung ebenfalls nur einmal anfällt.

*Für die Bewertung der negativen Regelleistung als Anreiz für flexibles Verhalten gilt das zu positiver Regelleistung dargestellt entsprechend (vgl. oben 3.1.4). Die Abgaben- und Umlagenbelastung des letztverbrauchenden Regelleistungsanbieters ist jedoch ein weiteres Hemmnis für potenzielle Anbieter, ihre verfügbare Leistung auf dem Regelleistungsmarkt zur Verfügung zu stellen. Die Speicherprivilegien können dabei die Wirtschaftlichkeit solcher Modelle wiederum steigern.*

### 3.3 Flexibilität begleitende und beeinflussende Infrastruktur

Die für das sog. **Gebäudeeinsparrecht relevanten Vorschriften** finden sich im EEWärmeG, EnEG, EnEV sowie im Entwurf des GEG. Ziel ist es, durch Einsparmaßnahmen die **Energieeffizienz von Gebäuden** zu erhöhen und den verbleibenden Energiebedarf möglichst weitgehend durch **Einsatz erneuerbarer Energien** zu decken. Die Regelungen betreffen dabei in der Regel **nur Neubauten**.

Die Energieeinsparpflichten führen zu einem geringeren Energiebedarf und können **grundsätzlich dienlich wirken**. Allerdings **verringert sich das Flexibilitätspotenzial** der Gebäude bei geringerem Energiebedarf gleichermaßen.

Für die **Förderung von Flexibilitätsvorhaben** sind u.a. zu berücksichtigen

- Zuschlag nach dem KWKG für KWK-Anlagen, Sonderregelungen für innovative KWK-Systeme und solche mit Einsatz von erneuerbaren Energien
- Errichtung und Umrüstung von Wärmespeichern mit zumindest teilweise Wärmebezug aus KWK-Anlagen unter bestimmten Voraussetzungen zuschlagsberechtigt

Bei der Errichtung von Anlagen und Infrastruktur sind ferner die **bauplanungs- und -ordnungsrechtlichen Regelungen** sowie ggf. Planfeststellungsanforderungen und umweltfachliche Vorprüfungen zu berücksichtigen.

Nach der oben beschriebenen Definition ist Flexibilität die Reaktion auf Veränderungen in der Stromeinspeisung oder Stromentnahme. Vorschriften zur Energieinfrastruktur, zur Energieerzeugung und zum Energieverbrauch sind als Bestandteile der Flexibilität zwingend mitzudenken. Zwischen der Energieinfrastruktur und insbesondere dem Energieeinsparrecht, können mit Flexibilitätsoptionen Wechselwirkungen bestehen. So führt das Energieeinsparrecht zwar zu einem verringerten Energiebedarf. Damit einher geht jedoch die Reduzierung des Flexibilitätspotenzials der Verbrauchseinheit.

Im Folgenden sollen entsprechend des Projektfokus Fragen der Wärme- und Kälteinfrastruktur betrachtet werden.

### 3.3.1 Gebäudeeinsparrecht / Primärenergetische Betrachtung

Durch das Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz<sup>179</sup> (EEWärmeG) und die Energieeinsparverordnung<sup>180</sup> (EnEV) werden ordnungsrechtliche Anforderungen an Neu- und Bestandsgebäude formuliert, welche bei einer Flexibilisierung im Gebäudebereich zu berücksichtigen sein können. Die Regelungen sollen dem Ziel eines nahezu klimaneutralen Gebäudebestandes bis 2050 dienen.

Im Folgenden werden überblicksartig die wesentlichen Charakteristika der EnEV und des EEWärmeG dargestellt. Während die EnEV Energieeffizienzvorgaben macht, gibt das EEWärmeG Nutzungspflichten für Erneuerbare Energien für die Wärme- bzw. Kälteversorgung im Gebäude vor.

Das EEWärmeG verpflichtet Gebäudeeigentümer zur anteiligen Nutzung von erneuerbaren Energien bei der Deckung ihres Wärme- bzw. Kältebedarfs, vgl. § 3 Abs. 1 EEWärmeG. Dies gilt für alle Gebäude mit einer Nutzfläche von mehr als 50 Quadratmeter, vgl. § 4 EEWärmeG. Verpflichtet sind die Eigentümer jedoch nur bei der Neuerrichtung von Gebäuden. Die Nutzungspflicht bei Bestandsbauten gilt nur, wenn diese im Eigentum oder Besitz der öffentlichen Hand sind, vgl. § 3 Abs. 2, 3 EEWärmeG. Es besteht außerdem eine Öffnungsklausel für weitergehende und abweichende landesrechtliche Vorgaben gem. § 3 Abs. 4 EEWärmeG. Die Nutzungspflicht kann auch durch Ersatzmaßnahmen erfüllt werden, die insbesondere Energieeinsparmaßnahmen umfassen, § 7 Abs. 1 EEWärmeG. Ersatzmaßnahmen sind zudem die Deckung des Wärme- bzw. Kältebedarfs durch Abwärme, KWK-Anlagen oder Fernwärme.

Die EnEV trifft Regelungen zur Energieeffizienz von Wohn- und Nichtwohngebäuden, die vom Bauherrn einzuhalten sind. Die Energieeffizienzanforderungen richten sich primär an neu zu errichtende Gebäude, vgl. § 3 Abs. 1, § 4 Abs. 1 EnEV. Eine allgemeine Modernisierungspflicht existiert nach der EnEV nicht. Für Bestandsbauten gilt nur im Falle von Sanierungen eine Pflicht zur Einhaltung der Einsparvorgaben gem. § 9 EnEV. Die Einhaltung der Anforderungen wird über den maximal zulässigen Jahres-Primärenergiebedarf bewertet. Bei der Ermittlung des Jahres-Primärenergiebedarfs wird insbesondere der Energiebedarf im Gebäude für die Wärme- bzw. Kälteerzeugung berücksichtigt. Dafür werden die zur Wärme- bzw. Kälteerzeugung genutzten Energieträger mit Primärenergiefaktoren (PEF) versehen, die reflektieren, wie umweltschonend der jeweilige Energieträger ist. Je geringer der PEF, desto geringer ist dessen Einfluss in der Berechnung des maximal zulässigen Jahres-Primärenergiebedarfs im Gebäude. Für vor Ort erzeugte erneuerbare Energieträger wird ein PEF von null angesetzt. Geringe PEF werden für die Wärmeerzeugung durch KWK-Anlagen, Fernwärme sowie Umgebungswärme angesetzt. Die Verwendung von gebäudenah erzeugtem elektrischem Strom zur Wärmeerzeugung wird aktuell (noch<sup>181</sup>) nicht mit einem günstigen PEF berücksichtigt. Netzstrombezug zur Wärme- bzw. Kälteerzeugung wird mit einem (relativ) hohen PEF von 1,8 angesetzt. Grund für diesen hohen PEF ist die Tatsache, dass bei Netzstrombezug grundsätzlich „Graustrom“ bezogen wird. Da nicht ausgeschlossen werden kann, dass bei Netzstrombezug auch Strom aus fossilen Energieträgern genutzt wird, scheidet nach Konzeption des Gesetzes eine positive Berücksichtigung des bilanziell im Versorgungsnetz befindlichen Stroms aus erneuerbaren Energien aus.

<sup>179</sup> Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz vom 7. August 2008 (BGBl. I S. 1658), das zuletzt durch Artikel 9 des Gesetzes vom 20. Oktober 2015 (BGBl. I S. 1722) geändert worden ist.

<sup>180</sup> Energieeinsparverordnung vom 24. Juli 2007 (BGBl. I S. 1519), die zuletzt durch Artikel 3 der Verordnung vom 24. Oktober 2015 (BGBl. I S. 1789) geändert worden ist.

<sup>181</sup> Der Gesetzentwurf der Bundesregierung zum „Gesetz zur Vereinheitlichung des Energieeinsparrechts für Gebäude“, Stand 01.11.2018 sieht vor, dass gebäudenah erzeugter und direkt zur Wärme- bzw. Kälteerzeugung genutzter EE-Strom vom ermittelten Jahres-Primärenergiebedarf abgezogen werden darf, § 25 GEG-E.

Mit Stand vom 23. Oktober 2019 wurde ein weiterer Entwurf der Bunderegierung für ein Gesetz zur Vereinheitlichung des Energieeinsparrechts für Gebäude bekannt. Wesentlicher Bestandteil ist der Entwurf des Gesetzes zur Einsparung von Energie und zur Nutzung erneuerbarer Energien zur Wärme- und Kälteerzeugung in Gebäuden (Gebäudeenergiegesetz – GEG-E).

Der GEG-E soll der Zusammenführung von drei Regelwerken dienen: dem EEWärmeG, dem Energieeinsparungsgesetzes (EnEG)<sup>182</sup> und der EnEV. Die EnEV soll damit in einem formellen Gesetz aufgehen. Das Nebeneinander der drei nicht vollständig aufeinander abgestimmten Regelungen und die damit verbundenen Herausforderungen in der Anwendung sollen damit beendet und Energieeffizienz und erneuerbare Energien zusammen gedacht werden. Der GEG-E setzt die Anforderungen aus der EU-Gebäudeenergie richtlinie für Niedrigstenergiegebäude um. Die Richtlinie ist soll dazu beitragen, das EU-weite Ziel für die Energieeffizienz im Gebäudebereich bis 2020 gegenüber 1990 um 20 % zu steigern.

### 3.3.2 Förderung von Flexibilitätsvorhaben

Wenngleich die Flexibilisierung gesetzlich kaum ausdrücklich adressiert ist, so lässt sich doch anhand der gesetzlichen Fördertatbestände eine Sensibilisierung der öffentlichen Hand für das Thema erkennen. Darüber hinaus können insbesondere Anlagenbetreiber, die etwa eine KWK- oder eine EE-Anlage zur Eigenversorgung betreiben, unter bestimmten Voraussetzungen Förderungen nach den jeweiligen Gesetzen beanspruchen.

Einen ersten Regelungskomplex stellt der Bereich der Energieinfrastruktur dar. Darunter fallen die eigentlichen Erzeugungsanlagen sowie die Leitungen und Netze, die zur Energieverteilung notwendig sind, aber auch Energiespeicher. Der folgende Abschnitt widmet sich ausgewählten Rechtsnormen, die Anforderungen an die Ausgestaltung, Zulässigkeit und Nutzung von Energieinfrastrukturen stellen. Mit Blick auf die Relevanz der Energieinfrastruktur für die Anwendungsfälle wird dabei die Wärmeinfrastruktur fokussiert.

Abschließend erfolgt eine exemplarische Darstellung von Förderprogrammen, die im GHD- und Industriebereich die Infrastrukturbereitstellung für Flexibilitätsvorhaben im Gebäudesektor fokussieren.

#### 3.3.2.1 Leitungsgebundene Wärmelieferung

Gem. § 18 Abs. 1 KWKG haben Wärmenetzbetreiber gegenüber dem ÜNB einen Anspruch auf Zahlung eines Zuschlags für insbesondere den Neubau eines Wärmenetzes, wenn die Inbetriebnahme des neuen oder ausgebauten Wärmenetzes spätestens bis zum 31. Dezember 2025 erfolgt ist und eine Zulassung nach § 20 KWKG erteilt wurde. Wärmenetze sind Einrichtungen zur leitungsgebundenen Versorgung mit Wärme, die eine horizontale Ausdehnung über die Grundstücksgrenze des Standorts der einspeisenden KWK-Anlage hinaus haben, an die als öffentliches Netz eine unbestimmte Anzahl von Abnehmenden angeschlossen werden kann und an die mindestens ein Abnehmender angeschlossen ist, der nicht Eigentümer, Miteigentümer oder Betreiber der in das Wärmenetz einspeisenden KWK-Anlage ist.

Der Neubau eines Wärmenetzes ist gegeben, wenn die erstmalige Errichtung eines Wärmenetzes einschließlich aller Komponenten, die zur Übertragung von Wärme vom Standort der einspeisenden

---

<sup>182</sup> Gesetz in der Fassung der Bekanntmachung vom 1. September 2005 (BGBl. I S. 2684), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 4. Juli 2013 (BGBl. I S. 2197) geändert worden ist.

KWK-Anlage bis zum Verbraucherabgang i.S.v. § 2 Nr. 30 KWKG erforderlich ist und in einem Gebiet erfolgt, welches zuvor nicht mit Wärme durch Wärmenetze versorgt wurde.

Im Gegensatz zur Hausanschlussstation ist der Verbraucherabgang Bestandteil der Trasse (§ 2 Nr. 29 KWKG) und damit förderfähig. Der Verbraucherabgang endet mit der Übergabestation an der Kundenanlage. Dies hat der Gesetzgeber mit der Novellierung des KWKG im Jahr 2009 klargestellt.

Die Versorgung der Anschlussnehmer muss innerhalb von 36 Monaten ab Inbetriebnahme des Netzes zu mindestens 75 % mit Wärme aus KWK-Anlagen erfolgen (sog. KWK-Quote) oder aber zu mindestens 50 % aus einer Kombination aus Wärme aus KWK-Anlagen, Wärme aus erneuerbaren Energien oder industrieller Abwärme erfolgen, wenn mindestens 25 % der Wärme in der KWK-Anlage erzeugt wird (sog. kombinierte Wärmequote).

Für spezielle Maßnahmen besteht ebenfalls ein Anspruch auf den Zuschlag. Diese dem Ausbau gleichgestellten Maßnahmen nach § 18 Abs. 4 KWKG sind solche zur Netzverstärkung, dem Zusammenschluss bestehender Wärmenetze, zur Anbindung von KWK-Anlagen an ein Wärmenetz und der Umbau eines bestehenden Wärmenetzes zur Umstellung von Heißdampf- auf Heißwassernutzung.

Die Zuschlagshöhe beträgt für Wärmeleitungen mit bis zu 100 mm Durchmesser 100 Euro je laufenden Meter, maximal jedoch 40 % der ansatzfähigen Investitionskosten. Für Leitungen mit einem größeren Durchmesser, beträgt der Zuschlag maximal 30 % der ansatzfähigen Investitionskosten, § 19 Abs. 1 KWKG. Der Zuschlag darf insgesamt 20 Millionen Euro je Projekt nicht überschreiten.

Die Regelungen zur Förderung des Aus- und Neubaus von Wärmenetzen gelten entsprechend für den Aus- und Neubau von Kältenetzen, § 21 KWKG. Die Legaldefinition in § 2 Nr. 10 KWKG entspricht der für Wärmenetze, mit der Ausnahme, dass die Einrichtung der leitungsgebundenen Kälte- und nicht der Wärmeversorgung dienen muss.

### 3.3.2.2 Wärmespeicher

Wärmespeicher sind technische Vorrichtungen zur befristeten Speicherung von Nutzwärme einschließlich aller technischen Vorrichtungen zur Be- und Entladung des Wärmespeichers, vgl. § 2 Nr. 33 KWKG. Der Neubau von Wärmespeichern sowie die Umrüstung bestehender mit fabrikneuen Teilen wird nach dem KWKG gefördert. Betreiber von Speichern haben gegen den ÜNB Anspruch auf Zuschlagszahlung, wenn die Inbetriebnahme des Speichers bis zum 31. Dezember 2022 erfolgt, die Wärme des Wärmespeichers überwiegend aus KWK-Anlagen stammt, die an das Netz der allgemeinen Versorgung angeschlossen sind und die in dieses Netz einspeisen können, die mittleren Wärmeverluste entsprechend einer nach den allgemein anerkannten Regeln der Technik erstellten Berechnung weniger als 15 Watt je Quadratmeter Behälteroberfläche betragen und eine Zulassung gemäß § 24 KWKG erteilt wurde, vgl. § 22 Abs. 1 KWKG. Industrielle Abwärme sowie Wärme aus erneuerbaren Energien stehen Wärme aus KWK-Anlagen gleich, solange der Anteil der Wärme aus KWK-Anlagen 25 % der eingespeisten Wärmemenge nicht unterschreitet, vgl. § 22 Abs. 2 KWKG.

Die Regelungen zur Förderung von Wärmespeichern gelten entsprechend für Kältespeicher, § 25 KWKG. Kältespeicher sind Anlagen zur Speicherung von Kälte, die direkt oder über ein Kältenetz mit einer KWKK-Anlage verbunden sind, § 2 Nr. 11 KWKG.

### 3.3.2.3 Öffentliche Förderprogramme für flexibilitätsgeeignete Infrastruktur

Es werden ausgewählte Förderprogramme der öffentlichen Hand sowohl auf Bundes- als auch auf Landesebene dargestellt. Der regionale Fokus liegt dabei aufgrund der räumlichen Verortung der Anwendungsfälle auf dem Land Baden-Württemberg.



### „Bundesförderung für Energieeffizienz in der Wirtschaft“ – BAFA-Zuschuss<sup>183</sup> oder KfW-Kredit (KfW-Programm 295)<sup>184</sup>

Im *Modul 2: Prozesswärme aus Erneuerbaren Energien* werden Ersatz oder die Neuanschaffung von Anlagen zur Bereitstellung von Wärme aus Solarkollektoranlagen, Wärmepumpen oder Biomasse-Anlagen gefördert, deren Wärme zu über 50% für Prozesse, d. h. zur Herstellung, Weiterverarbeitung oder Veredelung von Produkten oder zur Erbringung von Dienstleistungen verwendet wird. Weiterhin können u.a. gefördert werden: ergänzende Wärmespeicher, die Anbindung der beantragten Wärmeerzeuger an die Wärmesenken und bei Wärmepumpen an eine oder mehrere erneuerbare Wärmequellen, die Aufständerrückführung und Unterkonstruktion für Solarkollektoren und die zur Ertragsüberwachung und Fehlererkennung installierten Mess- und Datenerfassungseinrichtungen. Die maximale Förderung durch das BAFA beträgt 10 Mio. Euro pro Investitionsvorhaben bei einer Förderquote von bis zu 55 % der förderfähigen Investitionskosten.<sup>185</sup> Die KfW stellt in dem Förderprogramm 295 bis zu 25 Mio. Euro Kreditbetrag und bis zu 55 % Tilgungszuschuss bereit.

Im *Modul 3: MSR, Sensorik und Energiemanagement-Software* werden der Erwerb, die Installation und die Inbetriebnahme von Energiemanagement-Software, Sensoren sowie Analog-Digital-Wandlern zur Erfassung von Energieströmen sowie sonstiger für den Energieverbrauch relevanter Größen zwecks der Einbindung in das Energie- oder Umweltmanagementsystem sowie von Steuer- und Regelungstechnik zur Beeinflussung von Systemen und Prozessen, sofern der vornehmliche Zweck ihres Einsatzes in der Reduktion des Energieverbrauchs liegt, gefördert. Die maximale Förderung durch die BAFA beträgt 10 Mio. Euro pro Investitionsvorhaben bei einer Förderquote von bis zu 40 % der förderfähigen Investitionskosten.<sup>186</sup> Die KfW stellt bis zu 25 Mio. Euro Kreditbetrag und bis zu 55 % Tilgungszuschuss bereit.

Im *Modul 4: Energiebezogene Optimierung von Anlagen und Prozessen* werden investive Maßnahmen zur energetischen Optimierung von industriellen und gewerblichen Anlagen und Prozessen zur Steigerung der Energieeffizienz sowie zur Nutzung von Wärme aus erneuerbaren Energien und von Abwärme für gewerbliche Prozesse in Unternehmen gefördert. Förderfähig sind insbesondere Prozess- und Verfahrensumstellungen auf effiziente Technologien und energetische Optimierung von Produktionsprozessen, Maßnahmen zur Abwärmenutzung und an Anlagen zur Wärmeversorgung, Kühlung und Belüftung, Maßnahmen zur energieeffizienten Bereitstellung von Prozesswärme oder -kälte und zur Vermeidung von Energieverlusten im Produktionsprozess. Die maximale Förderung durch das BAFA beträgt 10 Mio. Euro pro Investitionsvorhaben bei einer Förderquote von bis zu 40 % der förderfähigen Investitionskosten. Die Förderung ist pro jährlich eingesparte Tonne CO<sub>2</sub> begrenzt auf einen Betrag von 500 Euro bzw. 700 Euro für KMU.<sup>187</sup>

---

<sup>183</sup> [https://www.bafa.de/DE/Energie/Energieeffizienz/Energieeffizienz\\_und\\_Prozesswaerme/energieeffizienz\\_und\\_prozesswaerme\\_node.html](https://www.bafa.de/DE/Energie/Energieeffizienz/Energieeffizienz_und_Prozesswaerme/energieeffizienz_und_prozesswaerme_node.html), zuletzt abgerufen am 31. Januar 2020.

<sup>184</sup> [https://www.kfw.de/inlandsfoerderung/Unternehmen/Energie-Umwelt/F%C3%B6rderprodukte/Energieeffizienz-und-Prozesswaerme-aus-Erneuerbaren-Energien-\(295\)/](https://www.kfw.de/inlandsfoerderung/Unternehmen/Energie-Umwelt/F%C3%B6rderprodukte/Energieeffizienz-und-Prozesswaerme-aus-Erneuerbaren-Energien-(295)/), zuletzt abgerufen am 31. Januar 2020.

<sup>185</sup> [https://www.bafa.de/DE/Energie/Energieeffizienz/Energieeffizienz\\_und\\_Prozesswaerme/Modul2\\_Prozesswaerme/modul2\\_prozesswaerme\\_node.html](https://www.bafa.de/DE/Energie/Energieeffizienz/Energieeffizienz_und_Prozesswaerme/Modul2_Prozesswaerme/modul2_prozesswaerme_node.html), zuletzt abgerufen am 31. Januar 2020.

<sup>186</sup> [https://www.bafa.de/DE/Energie/Energieeffizienz/Energieeffizienz\\_und\\_Prozesswaerme/Modul3\\_Energiemanagementsysteme/modul3\\_energiemanagementsysteme\\_node.html](https://www.bafa.de/DE/Energie/Energieeffizienz/Energieeffizienz_und_Prozesswaerme/Modul3_Energiemanagementsysteme/modul3_energiemanagementsysteme_node.html), zuletzt abgerufen am 31. Januar 2020.

<sup>187</sup> [https://www.bafa.de/DE/Energie/Energieeffizienz/Energieeffizienz\\_und\\_Prozesswaerme/Modul4\\_Energiebezogene\\_Optimierung/modul4\\_energiebezogene\\_optimierung\\_node.html](https://www.bafa.de/DE/Energie/Energieeffizienz/Energieeffizienz_und_Prozesswaerme/Modul4_Energiebezogene_Optimierung/modul4_energiebezogene_optimierung_node.html), zuletzt abgerufen am 31. Januar 2020.



### **BAFA „Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (Wärmenetzsysteme 4.0)“<sup>188</sup>**

Die Förderung begünstigt innovative Wärmenetzsysteme mit überwiegendem EE- oder Abwärmeanteil. Das Förderprogramm ist in vier Modulen konzipiert.

Im Fördermodul I werden bis zu 60 % der förderfähigen Kosten für die Erstellung einer Machbarkeitsstudie übernommen.

Die Realisierung des Wärmenetzsystems 4.0 wird im Fördermodul II mit bis zu 50 % der förderfähigen Ausgaben gefördert, wobei der Gesamtbetrag je Vorhaben auf 15 Mio. Euro begrenzt ist.

Das Fördermodul III adressiert die Kundeninformation im Gebiet eines zu errichtenden Wärmenetzsystems 4.0.

Die Ausgaben von wissenschaftlichen Einrichtungen bei Kooperation im Rahmen einer Maßnahme nach dem Modul II werden im Modul IV gefördert.

### **BAFA „Förderung von Kälte- und Klimaanlageanlagen (Kälte-Klima-Richtlinie)“<sup>189</sup>**

Die Förderung im Rahmen dieses Programms umfasst stationäre Kälte- und Klimaanlageanlagen, die neu errichtet bzw. installiert werden und neu erstellte Kälteerzeugungsanlagen, die in ein bestehendes Kühlsystem eingebunden werden. Es werden auch ergänzende Komponenten gefördert, wie etwa Wärmepumpen sowie Wärme- und Kältespeicher.

Die Förderung ist auf 150.000 Euro pro Maßnahme sowie auf 50 % der förderfähigen Ausgaben begrenzt.

### **KfW- Energieeffizienzprogramm (276 ff.) „Energieeffizient Bauen und Sanieren“<sup>190</sup>**

In diesem KfW-Förderrahmen wird die Steigerung der energetischen Qualität von Neu- und Bestandsgebäuden gefördert. Es werden jeweils Kredite bis zu 25 Mio. Euro mit bis zu 17,5 % möglichen Tilgungszuschüssen gewährt.

Das Programm zielt auf die Senkung von Energiekosten in Gewerbegebäuden und fördert sowohl die umfassende energetische Sanierung von gewerblichen Nichtwohngebäuden zur Erreichung des Standards eines KfW-Effizienzgebäudes als auch Einzelmaßnahmen, die der Steigerung der Energieeffizienz gewerblich genutzter Bestandsgebäude dienen.

### **KfW-Energieeffizienzprogramm (292) – Produktionsanlagen/-prozesse<sup>191</sup>**

Mit diesem Programm fördert die KfW Energieeffizienzmaßnahmen im Bereich Produktionsanlagen und -prozesse. Dies kann Investitionskosten in die Neubeschaffung und Modernisierung verschiedener Produktionsanlagen umfassen. Es wird ein Kredit bis zu 25 Mio. Euro pro Vorhaben gewährt, der bis zu 100 % der Investitionskosten abdecken darf.

<sup>188</sup> [https://www.bafa.de/DE/Energie/Energieeffizienz/Waermenetze/waermenetze\\_node.html](https://www.bafa.de/DE/Energie/Energieeffizienz/Waermenetze/waermenetze_node.html), zuletzt abgerufen am 31. Januar 2020.

<sup>189</sup> [https://www.bafa.de/DE/Energie/Energieeffizienz/Klima\\_Kaeltetechnik/klima\\_kaeltetechnik\\_node.html](https://www.bafa.de/DE/Energie/Energieeffizienz/Klima_Kaeltetechnik/klima_kaeltetechnik_node.html), zuletzt abgerufen am 31. Januar 2020.

<sup>190</sup> <https://www.kfw.de/inlandsfoerderung/Unternehmen/Energie-Umwelt/F%C3%B6rderprodukte/EE-Bauen-und-Sanieren-Unternehmen-276-277-278/>, zuletzt abgerufen am 31. Januar 2020.

<sup>191</sup> <https://www.kfw.de/inlandsfoerderung/Unternehmen/Energie-Umwelt/F%C3%B6rderprodukte/EE-Produktion-292-293/>, zuletzt abgerufen am 31. Januar 2020.

### **Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg „Klimaschutz-Plus“<sup>192</sup>**

Das Förderprogramm gliedert sich in drei Säulen: CO<sub>2</sub>-Minderungsprogramm, ein Struktur-, Qualifizierungs- und Informationsprogramm sowie als dritte Säule die nachhaltige, energieeffiziente Sanierung. Im Projektrahmen kommt insbesondere die erste Säule in Betracht, da die dritte Säule sich wohl allein an Schulträger in Bezug auf die energetische Sanierung von Schulgebäuden richtet.

Das CO<sub>2</sub>-Minderungsprogramm fördert etwa die energetische Sanierung der Gebäudehülle, der technischen Gebäudeausstattung und die Wärmegewinnung aus erneuerbaren Energien. Dabei sind auch kleine und mittlere Unternehmen antragsberechtigt. Die Förderung beträgt 50 Euro je vermiedener Tonne CO<sub>2</sub> bzw. bis zu 46,2 % der Investitionen mit Boni. Die Förderhöhe ist auf einen Betrag von maximal 200.000 Euro begrenzt.<sup>193</sup>

### **Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg „Energieeffiziente Wärmenetze“<sup>194</sup>**

Im Förderbaustein 3 werden Investitionen in energieeffiziente Wärmenetze unter Nutzung von erneuerbaren Energien, industrieller Abwärme und hocheffizienter Kraft-Wärme-Kopplung gefördert. Die Förderung wird als Zuschuss von bis zu 20 % der förderfähigen Kosten und maximal bis zu 200.000 Euro (mit Boni bis zu 400.000 Euro) gewährt. Die Landesförderung ist mit Bundesprogrammen kumulierbar. Die Antragsfrist für Anträge im Förderbaustein 3 ist Freitag, der 13. März 2020.

### **3.3.3 Rechtliche Voraussetzungen für die Errichtung von Energieinfrastrukturen**

Der Errichtung von Energieinfrastrukturen als bauliche Anlagen unterliegen umfangreichen baurechtlichen Vorgaben und regelmäßig einem Genehmigungsbedürfnis. Aber auch genehmigungsfreie Vorhaben sind an die Anforderungen des Baurechts gebunden. Daher ist für die Errichtung von baulichen Anlagen im Zuge von Flexibilitätsvorhaben sowohl die Frage relevant, ob eine Baugenehmigung notwendig ist, um das Vorhaben formell baurechtsgemäß zu errichten, als auch, ob das Vorhaben nach dem Bauplanungsrecht zulässig und damit materiell dem Baurecht entspricht.

Maßgeblich für das baurechtliche Genehmigungsbedürfnis und das Genehmigungsverfahren ist die jeweils geltende Landesbauordnung. Für die Anwendungsfälle sind die §§ 49 ff. Landesbauordnung Baden-Württemberg (LBO BaWü)<sup>195</sup> heranzuziehen, wonach bauliche Anlagen grundsätzlich genehmigungspflichtig sind. Ausnahmen bestimmen u.a. die §§ 50 ff. LBO BaWü. So entfällt das Genehmigungsbedürfnis bspw. für die Errichtung von Feuerungs- und bestimmte andere Energieerzeugungsanlagen (ortsfeste BHKW, Verbrennungsmotoren in Gebäuden, Wärmepumpen, kleinere Solaranlagen, Windenergieanlagen bis 10 m Höhe)<sup>196</sup>, von Leitungen aller Art sowie von Anlagen zur Verteilung von Wärme bei Warmwasser- und Niederdruckdampfheizungen.<sup>197</sup>

<sup>192</sup> <https://um.baden-wuerttemberg.de/index.php?id=5836>, zuletzt abgerufen am 31. Januar 2020.

<sup>193</sup> [https://um.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/Dateien/Dokumente/4\\_Klima/Klimaschutz/F%C3%B6rderm%C3%B6glichkeiten/KlimaschutzPlus/191119-Uebersicht-der-Foerderangebote.pdf](https://um.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/Dateien/Dokumente/4_Klima/Klimaschutz/F%C3%B6rderm%C3%B6glichkeiten/KlimaschutzPlus/191119-Uebersicht-der-Foerderangebote.pdf), zuletzt abgerufen am 31. Januar 2020.

<sup>194</sup> <https://um.baden-wuerttemberg.de/de/energie/informieren-beraten-foerdern/foerdermoeglichkeiten/energieeffiziente-waerменetze/>, zuletzt abgerufen am 31. Januar 2020.

<sup>195</sup> Gesetz vom 5. März 2010 (GBl. 2010, 357, 358, ber. S. 416), das zuletzt durch Artikel 3 des Gesetzes vom 21. November 2017 (GBl. S. 612, 613) geändert worden ist.

<sup>196</sup> § 50 Abs. 1 LBO BaWü i.V.m. Ziff. 3 der Anlage 1 zur LBO BaWü.

<sup>197</sup> § 50 Abs. 1 LBO BaWü i.V.m. Ziff. 4 a), c) der Anlage 1 zur LBO BaWü.

Bei der Verlegung von Leitungen aller Art ist eine Baugenehmigung nur notwendig, wenn diese auf Baugrundstücken verlegt werden, da die LBO BaWü nur für diese Fälle gilt.<sup>198</sup>

Über die baurechtlichen Anforderungen hinaus, können sich insbesondere bei größer dimensionierten Anlagen und Leitungsnetzen Genehmigungspflichten nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG)<sup>199</sup> ergeben. Auch kann die Verpflichtung zur Durchführung einer Umweltverträglichkeitsprüfung nach dem Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVPG)<sup>200</sup> bestehen. In Einzelfällen ordnen dieses Gesetz<sup>201</sup> oder das EnWG<sup>202</sup> die Durchführung eines Planfeststellungsverfahrens bei der Errichtung von Versorgungsleitungen an.

Liegen die genehmigungsrechtlichen Voraussetzungen vor, bedarf es für die Inbetriebnahme der Anlage zur Bereitstellung von Flexibilität eines Anschlusses an das Netz der allgemeinen Versorgung. Über den Netzanschluss wird die Verbindung zum Energiesystem realisiert, in welchem nach den obigen Definitionen die Flexibilität ansetzt. Die Versorgungsnetzbetreiber sind nach § 17 Abs. 1 EnWG grundsätzlich dazu verpflichtet, u.a. Letztverbraucher und Erzeugungs- und Speichereinrichtungen an ihr Netz anzuschließen. Für die Betreiber von Energieversorgungsnetzen der allgemeinen Versorgung von Letztverbrauchern in Niederspannung gilt ebenfalls eine allgemeine Anschlusspflicht.<sup>203</sup> Vorrangige Anschlusspflichten ergeben sich bei der Netzverknüpfung von EE- und KWK-Anlagen.<sup>204</sup> Die Kosten für die Herstellung des Netzanschlusses in Niederspannung kann der jeweilige Versorgungsnetzbetreiber nach § 11 Niederspannungsanschlussverordnung (NAV)<sup>205</sup> von dem Anschlussnehmer teilweise erstattet verlangen.

---

<sup>198</sup> § 1 Abs. 2 Nr. 4 LBO BaWü.

<sup>199</sup> Gesetz in der Fassung der Bekanntmachung vom 17. Mai 2013 (BGBl. I S. 1274), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 8. April 2019 (BGBl. I S. 432) geändert worden ist.

<sup>200</sup> Gesetz in der Fassung der Bekanntmachung vom 24. Februar 2010 (BGBl. I S. 94), das zuletzt durch Artikel 2 des Gesetzes vom 12. Dezember 2019 (BGBl. I S. 2513) geändert worden ist.

<sup>201</sup> § 65 UVPG i.V.m. mit Ziff. 19.3 bis 19.9 der Anlage 1 zum UVPG.

<sup>202</sup> § 43 Abs. 1 S. 1 EnWG.

<sup>203</sup> § 18 Abs. 1 S. 1 EnWG.

<sup>204</sup> Siehe hierzu oben unter 3.1.1.1 und 3.1.2.1.

<sup>205</sup> Verordnung über Allgemeine Bedingungen für den Netzanschluss und dessen Nutzung für die Elektrizitätsversorgung in Niederspannung vom 1. November 2006 (BGBl. I S. 2477), die zuletzt durch Artikel 3 des Gesetzes vom 14. März 2019 (BGBl. I S. 333) geändert worden ist.

## 4 Flexibilisierungsoptionen für die Anwendungsfälle

*Aufgrund der enthaltenen unternehmensinternen Daten erfolgt die Veröffentlichung der Studie ohne den Inhalt zum Kapitel 4.*

## 5 Fazit

In dieser Studie waren die rechtlichen Rahmenbedingungen für Flexibilitätsoptionen in gewerblich genutzten Gebäuden zu untersuchen. Neben einer rein an den Rechtsnormen orientierten Betrachtung waren in einem zweiten Schritt exemplarisch die Auswirkungen des Rechtsrahmens auf Flexibilitätsvorhaben in gewerblich genutzten Gebäuden zu betrachten.

Um den abstrakten und konkreten Bewertungen ein einheitliches Begriffsverständnis zugrunde zu legen, war zunächst ein **Verständnis des Begriffs „Flexibilität“** zu entwickeln. Anhand der Definitionen der BNetzA und aus dem Projekt WindNODE wurde festgestellt, dass derzeit kein einheitliches Begriffsverständnis besteht. Jedoch bietet die parallele Nutzung dieser beiden Definitionen für die anschließenden Ausführungen hinreichende Genauigkeit.

Die Bereitstellung und Nutzung von Flexibilitätsoptionen sind kein Selbstzweck. So lassen die Kategorien **netz-, system- und marktdienliche Flexibilität** erkennen, dass diese bestimmten Zielen zugutekommen sollen. Der betrachtete Rechtsrahmen gibt jedoch für diese drei Arten von flexiblem Verhalten keine Begriffsbestimmung vor. Da die Begriffe der Netz-, System- und Marktdienlichkeit aber an verschiedenen Stellen im Energiewirtschaftsrecht vorausgesetzt werden, waren auf dieser Grundlage einheitliche Begriffsverständnisse zu entwickeln.

Im Ergebnis der rechtlichen Auslegung sind folgende Definitionen entstanden:

- **Netzdienlichkeit:** Verhalten, das geeignet ist, die Erfüllung der gesetzlichen Übertragungs- oder Verteilungsaufgaben der Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen zu fördern. Das ist der Fall, wenn durch die Bereitstellung einer Flexibilitätsoption in dem jeweils von dem Betreiber eines Elektrizitätsversorgungsnetzes verantworteten Netz – unter Berücksichtigung des Kooperationsgebots –
  1. der regulierte Betrieb des Netzes (z.B. in Netzengpassituationen) erleichtert wird oder
  2. eine ursprünglich erforderliche Optimierung, Verstärkung oder Ausbau des Netzes vermieden oder eine weiterhin erforderliche Optimierung, Verstärkung oder Ausbau des Netzes erleichtert werden.
- **Systemdienlichkeit:** Verhalten, das geeignet ist, die ÜNB bei der Wahrnehmung der Systemverantwortung zu unterstützen. Das ist der Fall, wenn es dem Erhalt von Netzspannung, -frequenz oder -stabilität dient, insbesondere durch
  - den Einsatz von Regelenergie,
  - den Einsatz abschaltbarer und zuschaltbarer Lasten,
  - den Einsatz von Kapazitäts- und Netzreserve,
  - die Schwarzstartfähigkeit einer Anlage sowie
  - die Fähigkeit zur Blindleistungseinspeisung,und die Ausübung des Netznutzungsrechts der meisten Netznutzer ermöglicht und fördert.

- **Marktdienlichkeit:** Verhalten, das den Betrieb einer Flexibilitätsoption an einem Preissignal orientiert, das sich an einem Strommarkt in einem freien und unverfälschten Wettbewerb bilden kann und dieses Preissignal für alle Akteure wirksam wird, sowie der Ausgleich aller Bilanzkreise zu jeder Viertelstunde durch die Bilanzkreisverantwortlichen womit der jederzeitige Ausgleich von Angebot und Nachfrage begünstigt wird.

Diese Definitionen dienen der Bewertung im Rahmen der **abstrakten Darstellung des Rechtsrahmens für Flexibilitäten in gewerblich genutzten Immobilien**. In dieser Darstellung des Rechtsrahmens war dieser darauf hin zu untersuchen, ob und wenn ja, welche flexiblen Verhaltensweisen verschiedener Akteure durch die jeweiligen Normen angereizt oder gehemmt werden.

Dabei ist festzustellen, dass für **Stromerzeuger** in der Regel kaum Anreize zur Flexibilitätsbereitstellung bestehen. Flexibilitätsfreundliche Ausnahmen bilden etwa Flexibilitätszuschlag und -prämie bei der Stromerzeugung aus Biogas sowie die Regelung zur vertraglichen Bindung von KWK-Anlagen zur Reduzierung der Wirkleistungseinspeisung unter gleichzeitiger Nutzung von PtH („Nutzen statt abregeln“). Auch wird ein marktlich orientiertes Verhalten durch die fixe Marktprämie im Rahmen der EEG-Innovationsausschreibungen angereizt.

Weiterhin wird durch den zukünftigen sog. erweiterten Redispatch grundsätzlich allen Erzeugungsanlagen mit einer Leistung ab 100 kW, sowie generell bei einer Fernsteuerbarkeit der Anlagen, im Redispatchfall ein netz- und systemdienlicher Einsatz dieser Anlagen durch die Netzbetreiber vorgegeben. Eine Marktdienlichkeit ist dabei jedoch nicht gegeben.

Abweichend verhält es sich bei der Teilnahme am Regelenergiemarkt. Die Bereitstellung von positiver als auch negativer Regelleistung stellt ein systemdienliches Verhalten zur Frequenzhaltung dar, welches aufgrund der Nutzung eines regulierten Marktes auch marktorientiert erfolgt. Dabei werden sowohl Elektrizitätserzeuger als auch -letzterverbraucher adressiert.

Auch bei dem **Akteur Letztverbraucher** bestehen zunächst kaum Anreize zu flexiblem und dienlichem Verhalten. In der Mehrzahl der Fälle, etwa bei den Strompreisbestandteilen und den entsprechenden Privilegierungen, wird ein solches Verhalten nicht vorausgesetzt. Dementsprechend werden keine Anreize gesetzt, den Strombezug flexibel oder anhand der Netz- oder Systemerfordernisse auszurichten.

Etwas anders gilt grundsätzlich für das marktorientierte Verhalten. Eine marktliche Optimierung beim Strombezug ist grundsätzlich möglich und geeignet, im Zusammenspiel von Dargebot und Nachfrage ein an der Knappheit ausgerichtetes Bezugsverhalten anzureizen. Einschränkend ist zu berücksichtigen, dass das marktliche Strompreissignal je nach Verbrauchersegment nur einen Bruchteil der Gesamtkosten ausmacht. Durch die hinzutretenden staatlich induzierten Preisbestandteile wird das Preissignal teils deutlich überlagert und verwässert. Dementsprechend ist die gegebene Marktdienlichkeit beim Letztverbrauch nur mit Einschränkungen anzunehmen.

Der Rechtsrahmen bietet im Bereich der Letztverbraucher jedoch stellenweise Anreize, um Voraussetzungen für Flexibilität und dienliches Verhalten zu schaffen. Das betrifft einerseits Privilegierungen von Speichern als wesentliche Flexibilitätsoption sowie von Elektrolyseuren im Rahmen der Stromsteuer und der Netzentgelte. Weiterhin ist § 14a EnWG anzuführen, welcher Verbrauchsanlagen der Steuerung durch den VNB auf freiwilliger vertraglicher Grundlage unterwirft. Der VNB erhält so die Möglichkeit, die gebundenen Anlagen netz- und systemdienlich zu steuern, womit eine Flexibilität im Bereich DSM entsteht. Der Anlagenbetreiber hat im Gegenzug ein reduziertes Netzentgelt zu zahlen. Hierzu ist einschränkend anzumerken, dass die Regelung nur für Verbrauchsanlagen in der Niederspannung gilt und darüber hinaus eine vielfach angekündigte konkretisierende Rechtsverordnung seit Jahren nicht erlassen wird.



Letztlich setzen einige Regelungen für Letztverbraucher jedoch auch deutlich flexibilitätsfeindliche Anreize, wie etwa die Privilegierungen für stromintensive Unternehmen und lineares Verbraucherverhalten aus § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV, die bereits tatbestandlich mit einem flexiblen Verhalten nicht in Übereinstimmung zu bringen sind.

Diese Bewertung wird auch bei der Betrachtung der im **Gebäudebereich relevanten Infrastruktur** gestützt. Demnach werden etwa KWK-Anlagen, Wärme- und Kältenetze sowie Wärme- und Kältespeicher nach dem KWKG gefördert, so dass hierbei die Errichtung flexibilitätsermöglichender Anlagen und Infrastrukturen angereizt wird. Insbesondere die Förderbedingungen für innovative KWK-Systeme stellen weitgehende Anforderungen an die Anlage als Flexibilitätsoption. In der Ausschreibung werden technische Voraussetzungen für eine flexible Fahrweise der Anlagen verlangt, ohne dass jedoch eine tatsächlich marktorientierte Anlagenfahrweise notwendig ist.

Über die Förderung des KWKG bestehen weitere **staatliche Förderprogramm**, die eine Errichtung und Umrüstung von Wärminfrastruktur vorantreiben wollen. Auch in diesem Rahmen wird vielfach nur die Schaffung von Voraussetzungen für Flexibilität angereizt (beispielsweise die Errichtung flexibel steuerbarer Anlagen oder Speichertechnologien). Eine Anknüpfung an konkrete flexible Verhaltensweisen ist dabei jedoch in der Regel nicht vorgesehen.

Das sich bereits daraus ergebende Gesamtbild einer in sich nicht konsistenten Behandlung von Flexibilität und Dienlichkeiten verfestigt sich bei der **Betrachtung der drei exemplarischen Anwendungsfälle aus dem Projekt FlexGeber**.

Die flexibilitätsrelevanten Anreize liegen dabei nach wie vor primär bei der Herstellung der notwendigen Voraussetzungen für Flexibilitätsbereitstellung. Die Anreizwirkung lässt bei dem nächsten notwendigen Schritt, der tatsächlichen Bereitstellung von Flexibilität über die strommarktliche Optimierung hinaus, deutlich nach. Dementsprechend werden langfristig tragfähige flexibilitätsbezogene Geschäftsmodelle erheblich gehemmt.

Anreize bestehen vorrangig bei der Eigenversorgung (ggf. intern flexibilisiert durch Speicher) und der Errichtung von Wärme- und ggf. Kälteinfrastruktur. Die meisten im Projektrahmen vorgesehenen Maßnahmen führen dabei überwiegend nur zu einer internen, marktlichen und ggf. netzentgeltrelevanten Optimierung des Strombezugs in den Anwendungsfällen.

Ein systemdienlicher Einsatz des gehobenen Flexibilitätspotenzials ist häufig im Rahmen der Bereitstellung von Regelleistung denkbar, ggf. unter Einsatz eines Aggregators. Ob die hierfür nötigen technischen Voraussetzungen vorliegen, wäre jedoch vertieft zu prüfen und ggf. sodann das Präqualifikationsverfahren der ÜNB zu durchlaufen.

**Um zukünftig die Bedingungen für die Nutzung der bestehenden Flexibilitätsoptionen zu verbessern und die Entwicklung weiterer Flexibilitäten anzureizen, ist die Anpassung des bestehenden Rechtsrahmens notwendig.** Dieser ist konsequent und in sich schlüssig darauf auszurichten, die Bedingungen für die Errichtung, aber insbesondere auch für den Einsatz von Flexibilitätsoptionen signifikant zu verbessern. Gleichzeitig sollten Vorgaben, die ein flexibilitätsfeindliches Verhalten privilegieren, abgebaut und ggf. mit Negativanreizen belegt werden.

**Mit einem solchen konsistenten Rechtsrahmen könnte die Hebung des Potenzials gewerblich genutzter Gebäude für das Energiesystem allgemein und der Deckung des nötigen Flexibilitätsbedarfs im Besonderen deutlich vorangebracht werden.**

## Literaturverzeichnis

- Altrock, Dr. Martin; Oschmann, Dr. Volker & Theobald, Prof. Dr. Christian et al. (2011). *EEG Kommentar, 3. Auflage*. München: Verlag C.H. Beck.
- Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. (AGEB). (August 2019). *Auswertungstabellen zur Energiebilanz für die Bundesrepublik Deutschland 1990 bis 2018*. Abgerufen am 31. Januar 2020 von [www.ag-energiebilanzen.de/10-0-Auswertungstabellen.html](http://www.ag-energiebilanzen.de/10-0-Auswertungstabellen.html)
- Assmann, Dr. Lukas; Peiffer, Dr. Max. (2018). *KWKG Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz Kommentar*. München: C.H. Beck.
- BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (2018). *BDEW-Strompreisanalyse Mai 2018, Haushalte und Industrie*. Berlin: BDEW.
- bnNETZE GmbH. (2019). *Netzzugangsentgelte Strom Preisblatt für den Netzzugang Strom (gültig ab 01.01.2019) der bnNETZE GmbH*. Abgerufen am 31. Januar 2020 von [bnnetze.de/web/Downloads/Marktpartner/Lieferanten/Lieferanten-Strom/Netzentgelte/2019/bnNETZE\\_Preisblatt\\_Strom\\_2019\\_10-12-2018\\_endg%C3%BCltig.pdf](http://bnnetze.de/web/Downloads/Marktpartner/Lieferanten/Lieferanten-Strom/Netzentgelte/2019/bnNETZE_Preisblatt_Strom_2019_10-12-2018_endg%C3%BCltig.pdf)
- Boewe, D., & Greb, D. (2019). *BeckOK EEG, 9. Edition*. München: Verlag C.H. Beck.
- Britz, Prof. Dr. Gabriele; Hellermann, Prof. Dr. Johannes & Hermes, Prof. Dr. Georg. (2015). *EnWG Energiewirtschaftsgesetz Kommentar, 3. Auflage*. München: Verlag C.H. Beck.
- Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen & Bundeskartellamt. (27. November 2019). *Monitoringbericht 2019*. Abgerufen am 31. Januar 2020 von [www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2019/Monitoringbericht\\_Energie2019.pdf](http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2019/Monitoringbericht_Energie2019.pdf)
- Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. (Juli 2016). *Leitfaden zur Eigenversorgung*. Abgerufen am 31. Januar 2020 von [www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen\\_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Eigenversorgung/Finaler\\_Leitfaden.pdf](http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Eigenversorgung/Finaler_Leitfaden.pdf)
- Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. (3. April 2017). *Flexibilität im Stromversorgungssystem - Bestandsaufnahme, Hemmnisse und Ansätze zur verbesserten Erschließung von Flexibilität*. Abgerufen am 31. Januar 2020 von [www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen\\_Institutionen/NetzentwicklungUndSmartGrid/BNetzA\\_Flexibilitaetspapier.pdf](http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungUndSmartGrid/BNetzA_Flexibilitaetspapier.pdf)
- Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. (Juni 2018). *Leitfaden zum EEG-Einspeisemanagement Version 3.0*. Abgerufen am 31. Januar 2020 von [www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehm](http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehm)

en\_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Einspeisemanagement/Leitfaden3\_0\_E/Leitfaden3.0  
final.pdf

Bundesregierung. (28. September 2010). *Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung*. Abgerufen am 31. Januar 2020 von [archiv.bundesregierung.de/resource/blob/656922/779770/794fd0c40425acd7f46afacbe62600f6/energiekonzept-final-data.pdf](http://archiv.bundesregierung.de/resource/blob/656922/779770/794fd0c40425acd7f46afacbe62600f6/energiekonzept-final-data.pdf)

Bundesregierung. (Oktober 2019). *Klimaschutzprogramm 2030 der Bundesregierung zur Umsetzung des Klimaschutzplans 2050*. Abgerufen am 31. Januar 2020 von [www.bundesregierung.de/resource/blob/975226/1679914/e01d6bd855f09bf05cf7498e06d0a3ff/2019-10-09-klima-massnahmen-data.pdf](http://www.bundesregierung.de/resource/blob/975226/1679914/e01d6bd855f09bf05cf7498e06d0a3ff/2019-10-09-klima-massnahmen-data.pdf)

Klein, P., Gersch, D.-M., Jäger, P., Rätke, B., Ratschow, D., Rüsken, R., & Werth, P. (2020). *Abgabenordnung einschließlich Steuerstrafrecht*. München: Verlag C.H. Beck.

Kment, Prof. Dr. Martin. (2019). *Energiewirtschaftsrecht, 2. Auflage*. Augsburg: Nomos Verlagsgesellschaft.

Kondziella, D. H., Graupner, S., Bruckner, P. D., Doderer, H., Schäfer-Stradowsky, S., Koch, C., . . . Holst, D. J.-C. (April 2019). *Marktdesign, Regulierung und Gesamteffizienz von Flexibilität im Stromsystem – Bestandsaufnahme und Herausforderungen*. Abgerufen am 31. Januar 2020 von [www.windnode.de/fileadmin/Daten/Downloads/Publikationen/PRP\\_Marktdesign\\_Regulierung\\_und\\_Gesamteffizienz\\_von\\_Flexibilit%C3%A4t\\_im\\_Stromsystem.pdf](http://www.windnode.de/fileadmin/Daten/Downloads/Publikationen/PRP_Marktdesign_Regulierung_und_Gesamteffizienz_von_Flexibilit%C3%A4t_im_Stromsystem.pdf)

Lehnert, W. (Januar 2012). Markt- und Systemintegration der Erneuerbaren-Energien: Eine rechtliche Analyse der Regeln zur Direktvermarktung im EEG 2012. *ZUR*, S. 4-17.

Möhlenkamp, D., & Milewski, K. (2020). *Energiesteuergesetz - Stromsteuergesetz - Kommentar*. München: Verlag C.H. Beck.

Möhlenkamp, Dr. Karen; Milewski, Knut. (2012). *Energiesteuergesetz Stromsteuergesetz Kommentar*. München: C.H. Beck.

Prognos AG / Boos Hummel & Wegerich PartGmbB (BH&W). (Juni 2019). *Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz – Evaluierung der Besonderen Ausgleichsregelung und der Umlagebefreiung von eigenerzeugtem und-genutztem Strom im EEG, i.A. BMWi*. Abgerufen am 31. Januar 2020 von [www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/bmwi\\_de/bhundw-prognos-wiss-endbericht-vorbereitung-begleitung-erstellung-erfahrungsbericht.pdf](http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/bmwi_de/bhundw-prognos-wiss-endbericht-vorbereitung-begleitung-erstellung-erfahrungsbericht.pdf)

Schütte, Peter & Preuß, Malte. (2012). Die Planung und Zulassung von Speicheranlagen zur Systemintegration von Erneuerbaren Energien. *Neue Zeitschrift für Verwaltungsrecht (NVwZ)*, 535 ff.

Statistisches Bundesamt. (April 2003). *Klassifikation der Wirtschaftszweige - mit Erläuterungen, Ausgabe 2003*. Abgerufen am 31. Januar 2020 von

[www.destatis.de/DE/Methoden/Klassifikationen/Gueter-Wirtschaftsklassifikationen/Downloads/klassifikation-wz-2003-erlaeuterung.pdf](http://www.destatis.de/DE/Methoden/Klassifikationen/Gueter-Wirtschaftsklassifikationen/Downloads/klassifikation-wz-2003-erlaeuterung.pdf)

Statistisches Bundesamt. (Dezember 2008). *Klassifikation der Wirtschaftszweige - Mit Erläuterungen - 2008*. Abgerufen am 31. Januar 2020 von [www.destatis.de/static/DE/dokumente/klassifikation-wz-2008-3100100089004.pdf](http://www.destatis.de/static/DE/dokumente/klassifikation-wz-2008-3100100089004.pdf)

Stelter, Dr. Christian & Ipsen, Dr. Nils . (2016). Das Gesetz zur Weiterentwicklung des Strommarktes (Strommarktgesetz). *Zeitschrift für das gesamte Recht der Energiewirtschaft (EnWZ)*, 483 ff.

Theobald, Prof. Dr. Christian & Kühling, Prof. Dr. Jürgen. (2019). *Energierrecht Kommentar, 104. Ergänzungslieferung*. München: Verlag C.H. Beck.

Theobald, Prof. Dr. Christian & Nill-Theobald, Dr. Christiane. (2013). *Grundzüge des Energiewirtschaftsrechts - Die Liberalisierung der Strom- und Gaswirtschaft, 3. Auflage*. München: Verlag C.H. Beck.

*Übereinkommen von Paris*. (12. Dezember 2015). Abgerufen am 31. Januar 2020 von [www.bmu.de/fileadmin/Daten\\_BMU/Download\\_PDF/Klimaschutz/paris\\_abkommen\\_bf.pdf](http://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Klimaschutz/paris_abkommen_bf.pdf)

UBP. (August 2016). *Machbarkeitsstudie – Wärme- und Stromversorgung Firma Hermann Peter KG, Breisach*.

Verband der Netzbetreiber VDN e.V. beim VDEW. (2007). *TransmissionCode 2007 – Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber*. Berlin: Verband der Netzbetreiber Verband der Netzbetreiber – VDN – e.V. beim VDEW.

Wuppertal Institut (WI). (Februar 2019). *Analysen zu Prozessen der Flexibilisierung des Gebäudesektors in Deutschland - Analyse von Änderungen des Nutzerverhaltens und Optimierung der Organisationsprozesse zur Schaffung von Flexibilität auf Basis des Akteursworkshops vom 22. bis 23. Oktober 2018*. Wuppertal.

Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW). (Juni 2019). *Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichts 2014 gemäß § 65 EEG, Vorhaben IIc, Solare Strahlungsenergie, i.A. BMWi*. Abgerufen am 31. Januar 2020 von [www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Berichte/erfahrungsbericht-evaluierung-eeg-2014-2c.pdf](http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Berichte/erfahrungsbericht-evaluierung-eeg-2014-2c.pdf)

**Ansprechpartner beim IKEM:**

**Simon Schäfer-Stradowsky**  
*Geschäftsführer / Projektleiter*

[simon.schaefer-stradowsky@ikem.de](mailto:simon.schaefer-stradowsky@ikem.de)

**Jonathan Metz**  
*Wissenschaftlicher Referent*

[jonathan.metz@ikem.de](mailto:jonathan.metz@ikem.de)



**IKEM** – Institut für Klimaschutz,  
Energie und Mobilität e.V.

**Berlin • Greifswald • Stuttgart**

[www.ikem.de](http://www.ikem.de)

Magazinstraße 15 – 16  
10179 **Berlin**

**T** +49 (0)30 408 1870 10  
**F** +49 (0)30 408 1870 29

[info@ikem.de](mailto:info@ikem.de)

Domstraße 20a  
17489 **Greifswald**

**T** +49 (0)38 34 420 2100  
**F** +49 (0)38 34 420 2002

[Isrodi@uni-greifswald.de](mailto:Isrodi@uni-greifswald.de)