



SINTEG-WINDNODE

Bestandsaufnahme der rechtlichen Hemmnisse und Anreize für die umfassende Flexibilisierung des Energiesystems

Juli 2018



Erstellt durch IKEM

Hannes Doderer

Simon Schäfer-Stradowsky

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

Teil 1	Einleitung	4
Teil 2	Stromseitige Aspekte	5
A.	Netzentgelte	6
	I. Entstehung der Netzentgelte und Ermittlung der Höhe	6
	II. Netzentgeltbefreiungs-, reduzierungs- und individualisierungsmöglichkeiten	7
	1. Netzentgeltbefreiung nach § 118 Abs. 6 EnWG	7
	2. Reduziertes Netzentgelt nach § 14a EnWG	8
	3. Netzentgeltreduzierung wegen atypischer Netznutzung, § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV	9
	4. Netzentgeltreduzierung wegen intensiver und konstanter Netznutzung, § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV	10
	5. Individuelles Netzentgelt nach § 19 Abs 4 EnWG	11
B.	Netzentgeltgewälzte Umlagen und Abgaben	13
	I. Verhältnis zwischen Netzentgelten und netzentgeltgewälzten Umlagen und Abgaben	13
	II. Individuelle Privilegierungsoptionen bzgl. der netzentgeltgewälzten Abgaben und Umlagen	14
	1. Konzessionsabgabe	14
	2. KWK-Umlage	14
	3. § 19 Abs. 2 StromNEV-Umlage	15
	4. Offshore-Haftungs-Umlage	15
	5. Abschaltbare-Lasten-Umlage	15
C.	EEG	16
	I. Verbrauchsseitige Flexibilität (EEG-Umlage)	16
	1. Entstehen der EEG-Umlagepflicht	17
	2. Verringerung oder Entfallen der EEG-Umlage für Letztverbrauch für die Eigenversorgung	18
	3. Verringerung oder Entfallen der EEG-Umlage für Eigenversorgung in Bestandsanlagen	19
	4. Speicherprivileg nach § 61k EEG	20
	5. Besondere Ausgleichsregelung	20
	II. Erzeugungsseitige Flexibilität	21
	1. Verringerung der Marktprämie bei negativen Börsenstrompreisen („6 Stunden-Regel“)	21
	2. Zahlungen für Flexibilität nach dem EEG (Biogasanlagen)	22
	3. Technologieoffene und innovative EEG-Ausschreibungen	23
D.	Stromsteuer nach dem StromStG	25
	I. Entstehen der Stromsteuer	25
	II. Stromsteuerbefreiungen, -entlastungen und -ermäßigungen	26
	1. Ausschließlich erneuerbare Energien nach § 9 Abs. 1 Nr. 1 StromStG	26
	2. Strom zur Stromerzeugung nach § 9 Abs. 1 Nr. 2 StromStG	27
	3. Stromverbrauch im räumlichen Zusammenhang zu Kleinanlagen nach § 9 Abs. 1 Nr. 3 Lit. a) und b) StromStG	27
	4. Stromsteuerbefreiung für bestimmte Prozesse und Verfahren des Produzierenden Gewerbes nach § 9a StromStG	28
	5. Steuerentlastung für bestimmte Unternehmen nach § 9b StromStG	29
E.	Experimentelle Regelungen zum Nachteilsausgleich bei flexibler Fahrweise (SINTEG-V)	31

I.	Einordnung der SINTEG-V	31
II.	Adressaten der SINTEG-V	32
III.	Anwendungsfälle der SINTEG-V	32
1.	Nachteilsausgleich bei Letztverbrauchern	32
2.	Nachteilsausgleich bei Betreibern von Stromspeichern oder Sektorenkopplungsanlagen	33
3.	Zeiträume, in denen wirtschaftliche Nachteile erstattet werden können.....	34
4.	Nachteilsausgleich bei Betreibern von EE-Anlagen	35
Teil 3	Anlagen- und infrastrukturbezogene Aspekte	36
A.	Baukostenzuschuss	36
B.	„Nutzen statt abschalten“, § 13 Abs. 6a EnWG	38
Teil 4	Produktseitige Aspekte	40
A.	Kennzeichnungs- und Weitergabemöglichkeiten für „grünen“ Strom	40
B.	Produktseitige Aspekte am Beispiel des Wärmesektors	42
I.	Primärenergetische Bewertung von Wärme aus Stromanwendungen (EnEV)	43
II.	Anerkennung von Wärme aus Stromanwendungen als erneuerbare Energie (EEWärmG)....	44

Teil 1 Einleitung

Während sich in der Vergangenheit, in der die Stromerzeugung nahezu vollständig aus fossilen Quellen stammte, das Angebot der Stromerzeugung durch Anpassung der Erzeugungsleistung an der Nachfrage orientieren konnte, ist das Energiesystem mit hohen Anteilen fluktuierender erneuerbarer Energien, insbesondere aus Windenergie und Photovoltaik, vor die Herausforderung gestellt, dass die Erzeugungsleistung regelmäßig nicht mehr gesteuert werden kann. Aus ökologischer und ökonomischer Sicht, gilt es vielmehr, möglichst viel der günstigen und klimaschonenden Energie aus erneuerbaren Quellen in das System zu integrieren, sich folglich nach dem Dargebot von Wind und Sonne zu richten.

Damit der Wandel von einer nachfrageorientierten zu einer dargebotsabhängigen Energiebereitstellung unter Berücksichtigung des energiepolitischen Zieldreiecks (Versorgungssicherheit, Umweltverträglichkeit, Bezahlbarkeit) gelingt, muss das Energiesystem flexibel auf die dargebotsabhängige Einspeisung erneuerbarer Energien reagieren können.

Technisch existieren Flexibilitätsoptionen wie beispielsweise steuerbare Erzeuger, steuerbare Verbraucher und Speicher sowie Sektorenkopplungsanlagen bereits, oder stehen dem Energiesystem voraussichtlich in absehbarer Zeit mit zunehmender Digitalisierung und Wirkungsgradsteigerungen zur Verfügung.

Bislang bestehen aber keine oder kaum Marktmechanismen oder dahingehende wirtschaftliche Anreize, dass sich Flexibilitätanbieter dazu entscheiden, ihre Flexibilität bereitzustellen. Dabei ist zu berücksichtigen, dass dem marktwirtschaftlichen Grundgedanken unseres Energieversorgungssystems inhärent ist, dass sich Akteure zu einem Verhalten motivieren lassen, wenn damit wirtschaftliche Vorteile einhergehen. Aufgrund des starken Regulierungsdrucks der Energiewirtschaft spielt der Rechtsrahmen für Flexibilitätsoptionen eine erhebliche Rolle. Soll sich der Betrieb von Speichern, die Fahrweise von Erzeugungsanlagen und Lasten sowie der Einsatz von Sektorenkopplungsanlagen dem Dargebot fluktuierender erneuerbarer Energien anpassen, ist es notwendig, dass entsprechende regulatorische Hemmnisse für einen solchen Einsatz abgebaut werden.

Der vorliegende Bericht dient dazu, diese regulatorischen Anreize zu identifizieren und einzuordnen. Hierzu werden in Teil 2 stromseitige Aspekte erörtert, die sich mit den Voraussetzungen für eine flexible Stromerzeugung und insbesondere den Strompreisbelastungen bei verbrauchsseitiger Flexibilität auseinandersetzen. Dieser Teil bildet den Schwerpunkt des Berichts.

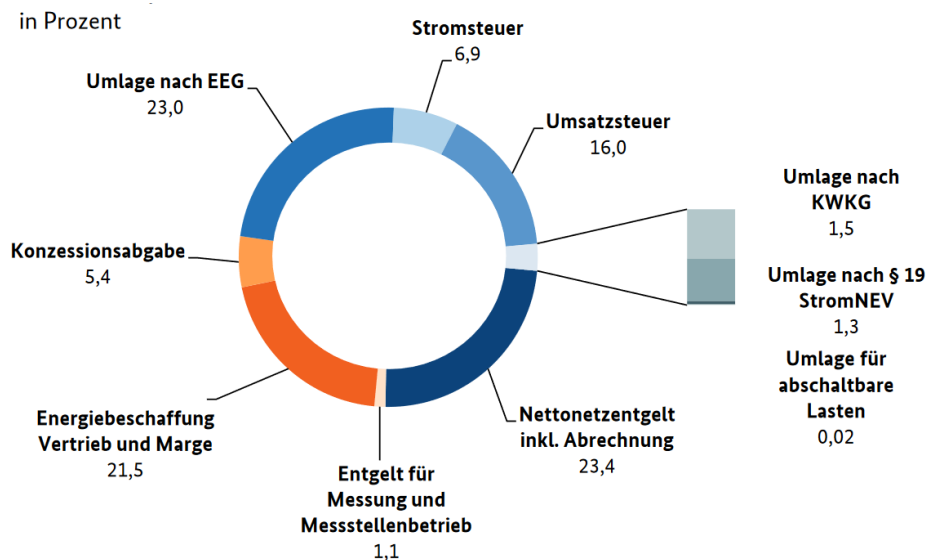
Teil 3 hat anlagen- und infrastrukturelle Aspekte bzgl. der Flexibilitätsbereitstellung zum Gegenstand und Teil 4 nimmt schließlich die Power-to-Heat-Technologie in den Fokus der Betrachtung, indem hemmende produktseitige Aspekte auch am Beispiel des Wärmesektors vorgestellt werden.

Teil 2 Stromseitige Aspekte

Im Rahmen dieses Teils werden Hemmnisse und Anreize dargestellt, die im Zusammenhang mit dem Strombezug von Flexibilitätsoptionen stehen bzw. den Einsatzstoff (Strom) für Sektorenkopplungstechnologien adressieren.

Insbesondere verbrauchsseitige Flexibilitätsoptionen und Sektorenkopplungstechnologien werden vom Rechtsbestand als Letztverbraucher i. S. d. § 3 Nr. 25 EnWG gewertet und müssen entsprechende Letztverbraucherabgaben beim Bezug von Strom entrichten. Entsprechend wird untersucht, inwiefern der regulatorische Rahmen und insbesondere die staatlich induzierten Strompreisbestandteile den Einsatz netz-, system- oder marktdienlicher Flexibilität anreizen oder hemmen.

Untenstehende Grafik gibt einen Überblick über die Abgaben- Umlagen- und Steuerlast, die grundsätzlich auf den Strombezug wirkt. Die entsprechenden Belastungstatbestände werden im Folgenden hinsichtlich ihrer Hemmnis- bzw. Anreizwirkung auf Flexibilisierung untersucht.



Quelle: BNetzA Monitoringbericht 2017

A. Netzentgelte

- Netzentgelte entstehen grundsätzlich nur, wenn Strom aus dem Netz der allgemeinen Versorgung bezogen wird (Strombezug über das Netz). Für den Bezug von Strom vor dem Netz besteht keine Netzentgeltspflicht
- Netzentgeltprivilegierende Normen, die die flexible Fahrweise von Anlagen anreizen bestehen im Rechtsbestand bislang kaum, oder sind, wie das Beispiel des § 14a EnWG zeigt, noch von einer Konkretisierung im Wege einer Rechtsverordnung abhängig
- Teilweise besteht die Möglichkeit, für Speicher oder Sektorenkopplungsanlagen Netzentgeltprivilegien zu erlangen. Diese Privilegierungsmöglichkeiten adressieren jedoch nur bestimmte Technologien und stellen Anforderungen an die jeweilige Anlagenkonzeption (technologiespezifische Privilegierungen)
- Der Rechtsrahmen setzt daher bislang kaum Anreize für eine netz-, system- oder marktdienliche Fahrweise von Flexibilitätsoptionen oder Sektorenkopplungsanlagen

Einen wesentlichen Anteil des Strompreises entfällt auf 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.

I. Entstehung der Netzentgelte und Ermittlung der Höhe

Grundsätzlich sind Netzentgelte von den Letztverbrauchern, die Strom aus dem Netz beziehen, zu tragen. Für die Einspeisung elektrischer Energie sind gem. § 15 Abs. 1 S. 3 StromNEV keine Netzentgelte zu entrichten. Wird Strom nicht aus einem Netz der allgemeinen Versorgung bezogen, sondern beispielsweise über eine Direktleitung, entsteht keine Netzentgeltzahlungspflicht.

§ 17 Abs. 2 StromNEV regelt die Grundlagen der Ermittlung der Netzentgelte. Nach dieser Norm besteht das Netzentgelt pro Entnahmestelle aus einem Jahresleistungspreis in Euro pro Kilowatt und einem Arbeitspreis in Cent pro Kilowattstunde. Das Jahresleistungsentgelt ist das Produkt aus dem jeweiligen Jahresleistungspreis und der Jahreshöchstleistung in Kilowatt der jeweiligen Entnahme im Abrechnungsjahr. Das Arbeitsentgelt ist das Produkt aus dem jeweiligen Arbeitspreis und der im Abrechnungsjahr jeweils entnommenen elektrischen Arbeit in Kilowattstunden.

Die Systematik dieser Netzentgeltermittlung kann als Hemmnis für die Flexibilitätsbereitstellung auf Verbraucherseite betrachtet werden. Oftmals werden flexible Verbraucher leistungsseitig überdimensioniert ausgestaltet. Sie fahren dann regelmäßig nur mit Teilleistung und die Leistungsreserve wird für den Flexibilitätseinsatz aufgespart. Beispielsweise wird die Leistung der Anlage hochgefahren, wenn Strommengenüberschüsse im Netz der allgemeinen Versorgung vorhanden sind und ein netzdienlicher Einsatz der Anlage erforderlich ist. Entsprechend zeichnen sich Anlagen mit der Möglichkeit zu einer netzdienlichen Fahrweise dadurch aus, dass sie über eine vergleichsweise hohe Aufnahmeleistung verfügen, jedoch nur wenige Stunden/Tage/Wochen mit voller Leistung Strom aus dem Netz beziehen. Folge eines solchen

Anlagennutzungskonzepts ist grundsätzlich der Ansatz eines hohen Leistungspreises („pro Kilowatt“) und damit auch eines relativ erhöhten Netzentgeltes im Vergleich zu Anlagen, die im Dauerbetrieb mit voller Leistung fahren. Dies kann ein grundsätzliches Hemmnis für system- bzw. netzdienlich betriebene Flexibilitäts- oder Sektorenkopplungsanlagen darstellen.

II. Netzentgeltbefreiungs-, Reduzierungs- und Individualisierungsmöglichkeiten

Nachdem im vorangegangenen Abschnitt die Entstehungstatbestände für die Netzentgelte ermittelt wurden, werden im Folgenden Netzentgeltbefreiungs-, Reduzierungs- und Individualisierungsmöglichkeiten vorgestellt und hinsichtlich ihrer Flexibilitätsanreizsetzenden Wirkung untersucht.

1. Netzentgeltbefreiung nach § 118 Abs. 6 EnWG

§ 118 Abs. 6 EnWG ermöglicht eine umfassende Befreiung von der Netzentgeltleistungspflicht für Speicheranlagen unter gewissen Voraussetzungen.

So werden nach § 118 Abs. 6 S. 1 EnWG zwischengespeicherte Strommengen in ab dem 31.12.2008 errichteten Anlagen, die binnen 15 Jahren ab dem 04.08.2011 in Betrieb genommen werden (vgl. § 118 Abs. 6 S. 6 EnWG), für 20 Jahre von den Netzentgelten befreit. Optimierte Pumpspeicherkraftwerke werden unter den Voraussetzungen des § 118 Abs. 6 S. 2 EnWG von der Zahlungspflicht für zehn Jahre freigestellt. Sinn und Zweck der Vorschrift ist die Schaffung wirtschaftlicher Anreize für Investitionen in Speicheranlagen.¹ Daher handelt es sich nicht um eine Dauerbefreiung, sondern um eine befristete, wobei sich die Befristung an Abschreibungszeiträumen der Anlagen orientiert.

Eine Netzentgeltbefreiung für elektrische Energiespeicher setzt gem. § 118 Abs. 6 S. 3 EnWG voraus, dass nach der Speicherung des Stroms eine zeitlich verzögerte Rückverstromung in dasselbe Stromnetz erfolgt. Kerngedanke des § 118 Abs. 6 EnWG ist die Förderung von Speicheranlagen, die in der Lage sind, insbesondere die volatile Stromerzeugung auf Basis von PV- und Windstrom auszugleichen. Der Privilegierungsgedanke des § 118 Abs. 6 EnWG enthält zwei Komponenten: Zum einen kann Strom in wind- und sonnenstarken Zeiten eingespeichert werden, anstatt bei einem Überschuss die Anlage entschädigungspflichtig abschalten zu müssen. Zum anderen kann in Zeiten geringen Wind- und PV-Stroms der Strom wieder gespeichert werden, ohne dass Zuschaltungen anderer Kraftwerke oder gar Stromimporte aus dem Ausland nötig werden. Da die Norm damit nach ihrer Grundkonzeption darauf ausgelegt ist, Strom zwischen zu speichern, können entsprechend auch nur Anlagen davon profitieren, die den Strom wieder in dasselbe Netz zurückspeisen. Sektorenkopplungsanlagen (mit Ausnahme von wasserelektrolytischen Power to Gas-Anlagen) können regelmäßig nicht davon profitieren, da der Strom hierbei nicht für die Zwischenspeicherung genutzt wird, sondern vielmehr in einen anderen Energieträger umgewandelt wird, wie beispielsweise in Wärme im Rahmen des Power to Heat Verfahrens.

Ein Verzicht auf diese Rückverstromungspflicht gilt nach § 118 Abs. 6 S. 7 EnWG jedoch für Anlagen, in denen durch Wasserelektrolyse Wasserstoff erzeugt oder in denen Gas oder Biogas durch wasserelektrolytisch erzeugten Wasserstoff und anschließende Methanisierung hergestellt wird. Entsprechend befreit die

¹ BT.-Drs. 17/6072, S. 97.

Privilegierungsmöglichkeit des § 118 Abs. 6 S. 8 EnWG darüber hinaus auch von den Einspeisenetzentgelten für das Gasnetz.

Von der Netzentgeltbefreiungsmöglichkeit des § 118 Abs. 6 EnWG können somit nur rückverstromende Stromspeicher und Power to Gas Anlagen Gebrauch machen und auch nur im Rahmen der Befristung. Andere Sektorenkopplungsanlagen oder Anlagen, die aufgrund einer netzdienlichen Fahrweise flexibel eingesetzt werden können, werden nicht privilegiert.

2. Reduziertes Netzentgelt nach § 14a EnWG

Ein weiterer Netzentgeltprivilegierungstatbestand ist in § 14a EnWG geregelt. Gemäß § 14a EnWG haben Betreiber von Elektrizitätsverteilnetzen Lieferanten und Letztverbrauchern im Bereich der Niederspannung, mit denen sie Netznutzungsverträge abgeschlossen haben, ein reduziertes Netzentgelt zu berechnen, wenn ihnen die Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen, die über einen separaten Zählpunkt verfügen, zum Zweck der Netzentlastung gestattet wird.

Der Zweck dieser Norm, die Netzentlastung, passt im Grunde auf die Potenziale von Flexibilitätsanlagen. Übergibt der Anlagenbetreiber dem Verteilnetzbetreiber die Steuerung der seiner Verbrauchseinrichtung, kann dieser die Anlage bei Überschussstrom ansteuern und dadurch einem Netzengpass zuvorkommen. Im Gegenzug berechnet der Verteilnetzbetreiber für diese netzdienliche Maßnahme ein reduziertes Netzentgelt.

Durch die Anpassung des sachlichen Anwendungsbereichs zugunsten sogenannter steuerbarer Verbrauchseinrichtungen im Rahmen des Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende werden nunmehr nicht nur unterbrechbare, sondern ganz allgemein steuerbare (also nicht nur abschaltbare) Verbrauchseinrichtungen von § 14 a EnWG adressiert. Der Anwendungsbereich der steuerbaren Verbrauchseinrichtungen scheint dabei sehr weit zu sein, sodass grundsätzlich alle Letztverbraucher (auf deren Steuerung Einfluss genommen werden kann) davon umfasst sein dürften. Ausdrücklich werden in § 14a S. 2 EnWG Elektromobile als steuerbare Verbrauchseinrichtungen angesehen.

Zur konkreten Ausgestaltung der Voraussetzungen für die reduzierte Netzentgeltberechnung wurde in § 14a EnWG ein neuer Satz 3 aufgenommen, der die Bundesregierung ermächtigt, durch Rechtsverordnung mit Zustimmung des Bundesrates die Verpflichtung nach den Sätzen 1 und 2 des § 14a EnWG näher auszugestalten, insbesondere einen Rahmen für die Reduzierung von Netzentgelten und die vertraglichen Vereinbarungen vorzusehen sowie Steuerungshandlungen zu benennen, die dem Netzbetreiber vorbehalten sind, und Steuerungshandlungen zu benennen, die Dritten, insbesondere dem Lieferanten, vorbehalten sind. Dabei sind von der Bundesregierung die weiteren Anforderungen des Messstellenbetriebsgesetzes an die Ausgestaltung der kommunikativen Einbindung der steuerbaren Verbrauchseinrichtungen zu beachten.

In Abhängigkeit der konkreten Ausgestaltung der Norm im Rahmen der Verordnung birgt § 14a EnWG große Chancen für Flexibilitätsteilnehmer. Ausweislich des Gesetzeswortlauts wird die Privilegierung des § 14a EnWG jedoch nur im Bereich der Niederspannung ermöglicht. Anlagen, die an die Mittel- oder Hochspannung angeschlossen sind, können nicht davon profitieren.

Die Fokussierung auf die Niederspannung ist insbesondere deshalb kritikwürdig, da der Nutzen, den ein Verteilernetzbetreiber aus der Steuerung einer Verbrauchseinrichtung ziehen kann, mit deren Größe wächst. Bei größeren Verbrauchseinrichtungen, die an höhere Spannungsebenen angeschlossen und steuerbar

ausgestaltet sind, besteht auch ein größeres Netzentlastungspotenzial. Insbesondere wird von der Verteilernetzebene auch die Mittelspannungsebene erfasst, deren Aussparung in der Vorschrift vor dem Hintergrund nicht unbedingt einleuchtet, zumal auf dieser Spannungsebene viele EE-Anlagen Strom einspeisen.

3. Netzentgeltreduzierung wegen atypischer Netznutzung, § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV

Weitere Privilegierungstatbestände sind der StromNEV zu entnehmen. § 19 StromNEV regelt Sonderformen der Netznutzung und adressiert solche Fälle, die eine unterbrechbare oder steuerbare Netznutzung des Netznutzers zum Gegenstand haben. Anders als § 118 Abs. 6 EnWG privilegiert § 19 StromNEV nicht einzelne Anlagen, sondern vielmehr Letztverbraucher aufgrund besonderer Formen der Netznutzung.

Zu beachten ist, dass der BGH mit Beschluss vom 12.04.2016 (Az. EnVR 25/13) die Regelung zum Umlageverfahren in § 19 Abs. 2 StromNEV für nichtig erklärt. Aus Sicht des BGH war das Umlageverfahren nicht hinreichend durch die Ermächtigungsgrundlage in § 24 EnWG gedeckt. Überwiegend wurde davon ausgegangen, dass damit auch die Netzentgeltbefreiungen bzw. Netzentgeltreduzierungen (die zwar nicht unmittelbar von der Aussage des BGH betroffen waren) nichtig sein würden. Der Gesetzgeber hat auf diese Situation umgehen reagiert und mit dem neuen Strommarktgesetz eine aus Sicht des Gesetzgebers hinreichende, rückwirkende Ermächtigungsgrundlage in § 24 EnWG geschaffen (vgl. BGBl. I S. 1786). Das Gesetz ordnet eine Rückwirkung auf den 01.01.2012 an und gibt damit eine Rechtsgrundlage für die Fortführung des Umlagemechanismus (und der entsprechenden Netzentgeltbefreiungen bzw. Netzentgeltreduzierungen).

Nach § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV haben Versorgungsnetzbetreiber Letztverbrauchern ein individuelles Netzentgelt anzubieten, wenn auf Grund vorliegender oder prognostizierter Verbrauchsdaten oder auf Grund technischer oder vertraglicher Gegebenheiten offensichtlich ist, dass der Höchstlastbetrag vorhersehbar erheblich von der zeitgleichen Jahreshöchstlast aller Entnahmen aus dieser Netz- oder Umspannungsebene abweicht. Mit einem solchen Verbrauchsprofil trägt der Netznutzer zur Stabilisierung des Stromnetzes und zu dessen Entlastung bei und wird entsprechend bei der Netzentgeltspflicht privilegiert. Die Privilegierung ist jedoch auf eine Entgeltreduzierung auf maximal 20 % des veröffentlichten Netzentgelts beschränkt, § 19 Abs. 2 S. 2 a. E. StromNEV. Nach § 19 Abs. 2 S. 5 StromNEV bedarf die Vereinbarung der individuellen Netzentgelte zwischen Netzbetreiber und Letztverbraucher der Genehmigung durch die Bundesnetzagentur als Regulierungsbehörde.

Durch Verlagerung von Prozessen in Zeiten, in denen andere das Netz wenig beanspruchen (bspw. nachts) und das damit einhergehende atypische bzw. azyklische Verhalten kann der Letztverbraucher so dazu beitragen, dass das Netz nicht überlastet wird. Dieser Privilegierungstatbestand klingt zunächst, als ob netzdienliches Verhalten im Sinne einer hier thematisierten Flexibilität angereizt wird, tatsächlich kann es sie jedoch sogar hindern. Die Norm stammt aus einer Zeit, als die benötigte Kapazität für den Stromtransport aufgrund von planbarer Stromerzeugung und planbarem Stromverbrauch vorhersehbar war und entsprechende Hochlastzeitfenster prognostiziert werden konnten. Mit der Zunahme fluktuierender erneuerbarer Energien ist aber die Stromerzeugung nicht mehr planbar und auch die benötigten Transportkapazitäten sind ungewiss, jedenfalls unter der Prämisse, dass alle Strommengen aus Erneuerbaren Energien in das System integriert werden sollen. So können bspw. aufgrund einer Starkwindfront auch in Hochlastzeitfenstern erhebliche Überkapazitäten bzw. Überschussstrommengen entstehen, bei denen es sinnvoll wäre, wenn ein

(industrieller) Letztverbraucher sie abnehmen würde. Die bloße Einteilung zwischen Hoch- und Niederlastzeitfenstern und darauf basierende Netzentgeltprivilegierungen bildet die Netzsituation und den Flexibilitätsbedarf daher nicht mehr hinreichend ab. Sie führt sogar dazu, dass der Letztverbraucher auch bei einem Strombedarf während eines Hochlastzeitfensters keinen Strom aus dem Netz entnehmen wird, um nicht in Gefahr zu geraten, seinen Anspruch auf individuelles Netzentgelt nach § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV zu verlieren.

Die BNetzA hat durch Festlegung die sachgerechte Ermittlung der individuellen Netzentgelte nach § 19 Abs. 2 S. 7 StromNEV konkretisiert und dabei festgelegt, dass Leistungsspitzen, die nachweislich durch kuratives Redispatch, aufgrund von Anforderungen des Netzbetreibers oder durch die Erbringung negativer Regelernergie induziert wurden, bei der Ermittlung der in die Hochlastzeitfenster fallenden Jahreshöchststast unberücksichtigt bleiben.² Beschränkt auf Maßnahmen des kurativen Redispatch und die negative Regelergiebereitstellung sind die oben beschriebenen Hemmnisse einer Flexibilitätsbereitstellung damit durch die Festlegung der BNetzA beseitigt worden.

4. Netzentgeltreduzierung wegen intensiver und konstanter Netznutzung, § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV

Einen weiteren Netzentgeltreduzierungstatbestand bietet § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV, der für solche Stromabnehmer ein reduziertes Netzentgelt ermöglicht, die konstant große Strommengen abnehmen und damit einen gut prognostizierbaren Lastverlauf haben. Durch ihr Verbrauchsverhalten leisten diese Abnehmer grundsätzlich einen Beitrag zur Netzstabilität.

Voraussetzung für das reduzierte Netzentgelt ist, dass die Stromabnahme aus dem Netz der allgemeinen Versorgung für den eigenen Verbrauch an einer Abnahmestelle (§ 2 Nr. 1 StromNEV) pro Kalenderjahr sowohl die Benutzungsstundenzahl von mindesten 7000 Stunden im Jahr erreicht, als auch der Stromverbrauch an dieser Abnahmestelle pro Kalenderjahr 10 GWh übersteigt. Bei der Berechnung des individuellen Netzentgelts wird das Modell des physikalischen Pfads angelegt. Ausgehend vom betreffenden Netzananschlusspunkt des Letztverbrauchers wird eine fiktive Leitungsnutzung bis zu einer geeigneten Stromerzeugungsanlage auf bereits bestehenden Trassen berechnet. Die Differenz zwischen den Kosten dieser fiktiven Leitungsnutzung und den allgemeinen Netzentgelten, die der Letztverbraucher zu zahlen hätte, stellt den Beitrag des Letztverbrauchers zu seiner Senkung oder einer Vermeidung der Erhöhung der Netzkosten der jeweiligen Netzebene dar.³

Auch bei diesem Netzentgeltprivilegierungstatbestand verhält es sich so, dass auf den ersten Blick ein Verhalten entlang von Netzdienlichkeitskriterien angereizt wird. Bei einem näheren Hinsehen wird jedoch deutlich, dass nur ein gleichmäßiger und dauerhaft hoher Strombezug privilegiert wird, der unabhängig von der jeweiligen Netzsituation ist. Entsprechend werden Letztverbraucher wenig Interesse an einer flexiblen Fahrweise, bspw. in Form von Leistungsrosselung in Knappheitssituationen haben, wenn sie dadurch Gefahr laufen unter die für die Netzentgeltreduzierung notwendige Anzahl an Vollbenutzungsstunden oder verbrauchte Gigawattstunden zu fallen. Dies gilt jedenfalls für solche flexiblen Anlagen, die durch eine

² BNetzA Festlegung, BK4-13-739.

³ BNetzA Festlegung, BK4-13-739.

Leistungsreduktion gekennzeichnet sind (bspw. abschaltbare Lasten oder gewisse Konstellationen der negativen Regelenenergiebereitstellung). Bei flexiblen Anlagen, die sich durch eine Zuschaltung auszeichnen, tritt das Hemmnis dagegen weniger in den Vordergrund, da sich hier sowohl die Vollbenutzungsstundenanzahl als auch der Stromverbrauch an der Abnahmestelle durch die Bereitstellung der Flexibilität erhöht.

Ursprünglich wurde in einer Festlegung der BNetzA auf Grundlage des § 19 Abs. 2 S. 7 StromNEV festgelegt, dass bei der Ermittlung der Benutzungsstunden und des Verbrauchs im Rahmen des § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV die physikalisch gemessene Jahreshöchstlast des Letztverbrauchers an der betreffenden Abnahmestelle zu berücksichtigen ist. Eine kaufmännisch-bilanzielle Verrechnung des Strombezugs solle nicht zulässig sein. Nachdem der BGH⁴ diese Festlegung als rechtswidrig aufgehoben hat, ist die entsprechende BNetzA-Festlegung geändert worden und bei der Ermittlung der Voraussetzungen des § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV eine kaufmännisch-bilanzielle Betrachtungsweise für zulässig erklärt.⁵

5. Individuelles Netzentgelt nach § 19 Abs 4 EnWG

§ 19 Abs. 4 StromNEV betrifft eine besondere Netzentgeltregelung für Betreiber von Stromspeichern. Die Vorschrift wurde 2016 durch das Strommarktgesetz in die StromNEV eingefügt (vgl. BGBl. I S. 1811): Wenn die Speicherbetreiber dem Netz Strom ausschließlich zur Speicherung in einem Stromspeicher entnehmen und den ausgespeicherten Strom wieder in das Netz einspeisen, haben ihnen Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen ein individuelles Netzentgelt anzubieten. Das Netzentgelt besteht im Fall des § 19 Abs. 4 StromNEV nur aus einem Jahresleistungspreis für diejenige Strommenge, die nicht wieder in das Stromnetzeingespeist wird (Speicherverluste). Ein Arbeitspreis ist nicht zu bezahlen.

Es werden von § 19 Abs. 4 StromNEV nur solche Stromspeicher erfasst, die Strom *ausschließlich* zur Speicherung entnehmen. Konstellationen bei denen nur eine anteilige Rückeinspeisung des Stroms angedacht sind, sind daher vom Wortlaut der Norm nicht gedeckt.

Anders als § 118 Abs. 6 EnWG, der zwar einen ähnlichen Anwendungsbereich wie § 19 Abs. 4 StromNEV hat, ist dort die Rede von elektrischen, chemischen, mechanischen oder physikalischen Stromspeichern. In § 19 Abs. 4 StromNEV werden vom Wortlaut hingegen nur Stromspeicher umfasst. Ggf. könnte daraus der Schluss gezogen werden, dass im Rahmen von § 19 Abs. 4 StromNEV nur elektrische Speicher privilegiert werden sollen. Der Gesetzesbegründung ist jedoch zu entnehmen, dass Stromspeicher unabhängig von der für die Speicherung eingesetzten Technologie entlastet werden sollen.⁶ Davon ausgehend könnten neben elektrischen Stromspeichern auch Technologien unter den Stromspeicherbegriff subsumiert werden, die elektrische Energie bspw. durch chemische, mechanische oder physikalische Verfahren in einen speicherfähigen Zustand umwandeln wie bspw. die Power to Gas Technologie.

Mit der Einführung des § 19 Abs. 4 StromNEV sollte der Tatsache Rechnung getragen werden, dass im Fall der Stromspeicher auf den ins Netz zurückgespeisten Strom beim Verbrauch durch einen anderen Letztverbraucher Netzentgelte bezahlt werden. Entsprechend kommt keine Privilegierung für Energiespeicher in

⁴ BGH, Beschl. V. 15.05.2017, EnVR 39/15 R. 13 – juris; BGH, Beschl. V. 15.05.2017, EnVR 40/15, Rn. 13.

⁵ BNetzA Festlegung, BK3-13-739A02.

⁶ BT-Drs. 18/8915, S. 40.

Frage, deren Zweck beispielsweise darin besteht, die dem Stromnetz entnommene Energie in anderen Sektoren wie dem Wärme- oder Verkehrssektor nutzbar zu machen.⁷

Aus diesen Gründen ist davon auszugehen, dass die Privilegierung des § 19 Abs. 4 StromNEV lediglich im Falle einer Rückverstromung und Wiedereinspeisung von Strom in das Netz greifen soll. Soweit im Falle einer Power to Gas-Anwendung daher eine Rückverstromung durchgeführt wird, könnten die Anlagenbetreiber ein individuelles Netzentgelt beanspruchen.

Im Hinblick auf eine Abgrenzung zu § 118 Abs. 6 EnWG gilt es zu beachten, dass bei § 118 Abs. 6 EnWG eine Ruckeinspeisung in *dasselbe* Netz erfolgen muss, bei § 19 Abs. 4 StromNEV reicht dagegen eine Ruckeinspeisung in das Netz. Auch dieser Umstand spricht dafür, dass von § 19 Abs. 4 StromNEV neben elektrischen Speichern insbesondere auch „Power to Gas-Speicher“ umfasst sind, die die Energie im Erdgasnetz zwischenspeichern und an anderer Stelle das Gas verstromen und wieder in das Netz einspeisen.

Da § 118 Abs. 6 EnWG vollständig von den Netzentgelten befreit, dürfte dessen Anwendung in der Praxis regelmäßig der Vorzug gegeben werden, sofern nicht die Energie über das Erdgasnetz transportiert werden soll oder die Fristen bzw. das Datum der Speicherinbetriebnahme im Rahmen des § 118 Abs. 6 EnWG dessen Anwendung ausschließen.

⁷ BT-Drs. 18/8915, S. 41.

B. Netzentgeltgewälzte Umlagen und Abgaben

- Netzentgeltgewälzte Umlagen und Abgaben (Konzessionsabgabe, KWK-Umlage, §19 StromNEV-Umlage, Offshore-Haftungsumlage, Abschaltbare-Lasten-Umlage) sind grundsätzlich isoliert von den Netzentgelten und diesbezüglicher Privilegierungsmöglichkeiten zu betrachten.
- Auch bei den netzentgeltgewälzten Umlagen bestehen kaum Anreize für eine flexible Anlagenfahrweise anhand von Netz-, System oder Marktdienlichkeitskriterien. Aufgrund der verhältnismäßig geringen Umlagebelastung sind die Potenziale bzgl. einer Steuerungswirkung grds. geringer als bei den Netzentgelten.

Zu dem Gesamtstrompreis gehören neben den Netzentgelten noch weitere Abgaben und Umlagen, die der Letztverbraucher grundsätzlich zu entrichten hat. Diese nehmen zwar neben den Netzentgelten und der EEG-Umlage nur eine untergeordnete Größenordnung ein⁸, aber auch über sie kann Flexibilität angereizt oder gehemmt werden. Da diese sogenannten netzentgeltgewälzten Umlagen und Abgaben eng mit den Netzentgelten im Zusammenhang stehen, wird zunächst deren Verhältnis untereinander dargestellt und in einem zweiten Schritt auf individuelle Privilegierungsmöglichkeiten mit dem Ziel einer Anreizsetzung zu flexibler Fahrweise eingegangen. Zu den sogenannten netzentgeltgewälzten Umlagen und Abgaben werden folgende gezählt:

- Konzessionsabgabe, vgl. § 3 Nr. 18 EnWG
- KWK-Umlage, vgl. § 26 Abs. 1 S. 1 KWKG
- § 19 StromNEV-Umlage
- Offshore-Haftungsumlage, vgl. § 17f EnWG
- Abschaltbare-Lasten-Umlage, vgl. § 18 AbLaV⁹ i. V. m. § 9 KWKG

I. Verhältnis zwischen Netzentgelten und netzentgeltgewälzten Umlagen und Abgaben

Einige Normen die die Kostenregelungen bzgl. der genannten Umlagen und Abgaben zum Gegenstand haben, ermöglichen es, dass die entsprechenden Kosten als Aufschlag auf die Netzentgelte anteilig auf die Letztverbraucher umgelegt werden können.¹⁰

⁸ Im Jahr 2017 machte die Konzessionsabgabe 5,7 % und die übrigen Umlagen 2,8 % des Gesamtstrompreises für Haushaltskunden aus, vgl. Bundesverband des Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW), Pressemappe "Entwicklung der Strompreise", <https://www.bdew.de/presse/pressemappen/entwicklung-der-strompreise>.

⁹ Verordnung zu abschaltbaren Lasten vom 28. Dezember 2012 (BGBl. I S. 2998), die zuletzt durch Artikel 1 der Verordnung vom 16. Juni 2016 (BGBl. I S. 1359) geändert worden ist.

¹⁰ Vgl. bspw. § 18 Abs. 1 S. 2 AbLaV, § 26 Abs. 1 KWKG.

Da die Belastungen über die Netzentgelte gewälzt werden, könnte argumentiert werden, dass bei einer Befreiung von der Netzentgeltzahlungspflicht automatisch auch die netzentgeltwälzten Belastungen entfallen. Seit Mitte 2017 ist jedoch im Rahmen des Anwendungsbereichs des § 118 Abs. 6 EnWG höchststrichterlich geklärt, dass bei einem Anspruch auf Befreiung von den Netzentgelten nicht automatisch ein Befreiungsanspruch auch im Hinblick auf die netzentgeltgewälzten Belastungen entsteht.¹¹ Entsprechendes dürfte auch für andere Netzentgeltprivilegierungstatbestände gelten.

Da nicht automatisch von den netzentgeltgewälzten Umlagen und Abgaben befreit ist, wer Privilegierungen bzgl. der Netzentgelte beanspruchen kann, werden im Folgenden die einzelnen Umlagen- und Abgabentatbestände auf Flexibilitätskriterien untersucht.

II. Individuelle Privilegierungsoptionen bzgl. der netzentgeltgewälzten Abgaben und Umlagen

1. Konzessionsabgabe

Über die Konzessionsabgabe i. S. v. § 1 Abs. 2 Konzessionsabgabeverordnung (KAV) wird das Wegerecht des Energieversorgungsunternehmens finanziert, das dieses von der Gemeinde für die Nutzung öffentlicher Verkehrswege für die Verlegung und den Betrieb der Stromleitungen eingeräumt bekommt.

Die Konzessionsabgaben dürfen dabei gem. § 2 Abs. 11 KAV nur in Centbeträgen je gelieferter Kilowattstunde vereinbart werden. Für die Belieferung von Tarifkunden legt die KAV in § 2 Abs. 2 Höchstbeträge je Kilowattstunde fest, die nicht überschritten werden dürfen.

Anreize zu einer flexiblen Anlagenfahrweise werden im Rahmen des § 2 Abs. 2 S. 1 Nr. 1 KAV gesetzt, indem zwischen Stromlieferungen zu Schwachlastzeiten¹² (0,61 ct/kWh) und Strom der nicht als Schwachlaststrom geliefert wird, differenziert wird (ab 1,32 ct/kWh, abhängig von der Gemeindegröße). Ziel dieser Differenzierung war es, im Rahmen der Kostenorientierung zum rationelleren Verbrauchsverhalten Anreize zu setzen und eine Verbrauchsverlagerung in lastschwache Zeiten zu fördern.¹³

2. KWK-Umlage

Die KWK-Umlage dient der Finanzierung der durch das KWKG vorgesehenen Fördertatbestände. Dafür dürfen die Netzbetreiber gem. § 26 Abs. 1 KWKG die Kosten für die nach dem KWKG erforderlichen Kosten bei der Berechnung der Netzentgelte als Aufschlag in Ansatz bringen. Die KWK-Umlage beträgt seit dem 1. Januar 2018 0,345 ct/kWh.¹⁴

Für stromkostenintensive Unternehmen sind in Anlehnung an die besondere Ausgleichsregelung im Rahmen des EEG Begrenzungen der KWK-Umlage nach Maßgabe des § 27 Abs. 1 KWKG möglich. Danach ist für stromkostenintensive Unternehmen in den Kalenderjahren, in denen die EEG-Umlage für sie nach § 63 Nr. 1 i. V. m. § 64 des EEG begrenzt ist, auch die KWK-Umlage begrenzt. Die Begrenzung erfolgt dabei insoweit

¹¹ Bundesgerichtshof, Beschl. v. 20.06.2017, Az.: EnVR 24/26.

¹² Vgl. § 40 Abs. 5 EnWG.

¹³ Danner/Theobald/Theobald/Templin, 94. EL Juli 2017, KonAV § 2 Rn. 32.

¹⁴ https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/FAQs/DE/Sachgebiete/Energie/Verbraucher/PreiseUndRechnungen/umlagen_strompreis-table.html

als dass die von dem stromkostenintensiven Unternehmen zu zahlende KWK-Umlage für den Stromanteil über 1 Gigawattstunde den Wert von 0,03 ct/kWh nicht unterschreitet.

Ebenfalls an den Privilegierungen des EEG orientiert sich der Tatbestand der begrenzten KWK-Umlage für Stromspeicher im Rahmen des § 27b KWKG, indem § 61k EEG für Strom, der zum Zweck der Zwischenspeicherung in einem elektrischen, chemischen mechanischen oder physikalischen Stromspeicher verbraucht wird, für entsprechend anwendbar erklärt.

3. § 19 Abs. 2 StromNEV-Umlage

Die § 19 Abs. 2 StromNEV-Umlage dient der Finanzierung der Privilegierung bei stromintensiver oder atypischer Netznutzung im Rahmen des § 19 Abs. 2 StromNEV. Die Umlage beträgt für Letztverbraucher der Kategorie A, also solchen die einen Jahresverbrauch von unter 1 Mio. kWh aufweisen ab dem 1. Januar 2018 0,37 ct/kWh. Begrenzungen bei der Höhe der Zahlungspflicht der § 19 Abs. 2 StromNEV-Umlage bestehen zwar, sie sind aber nicht von netz-, system- oder marktorientierten Kriterien abhängig, sondern werden vielmehr gem. § 19 Abs. 2 S. 15 StromNEV für einen besonders hohen Stromverbrauch gewährt.

4. Offshore-Haftungs-Umlage

Die Offshore Haftungsumlage dient der Finanzierung der Entschädigungszahlung bei Netzanbindungs- und Funktionsproblemen bei Offshore Windenergieanlagen gem. §§ 17e und 17f EnWG. Letztverbraucher der Kategorie A, also solche die einen Jahresverbrauch unter 1 Mio. kWh aufweisen müssen 2018 0,037 ct/kWh bezahlen.¹⁵ Vergünstigungen gibt es gem. § 17f Abs. 5 EnWG für Letztverbrauchergruppen, die größere Strommengen verbrauchen. Aspekte der Anlagenflexibilität sind keine Kriterien bei der Ermittlung der Höhe der Offshore-Haftungsumlage.

5. Abschaltbare-Lasten-Umlage

Die Abschaltbare-Lasten-Umlage dient der Finanzierung der Vergütungszahlungen der Übertragungsnetzbetreiber im Hinblick auf vertraglich gebundene Anlagen, die der Übertragungsnetzbetreiber ferngesteuert nach den Grundsätzen der Abschaltbaren Lastenverordnung (AbLaV) abschalten darf. Die Rechtsgrundlage für die Umlage findet sich in § 18 AbLaV. Die Höhe der Umlage beträgt im Jahr 2018 0,011 ct/kWh. Privilegierungen für das Bereitstellen von Flexibilität im Rahmen der Abschaltbaren Lasten-Umlage existieren nicht.

¹⁵ <https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/FAQs/DE/Sachgebiete/Energie/Verbraucher/PreiseUndRechnungen/Offshore-Haftungsumlage.html>

C. EEG

- Das EEG adressiert über die EEG-Umlage sowohl die verbrauchsseitige Flexibilität, als auch über die Voraussetzungen der EEG-Vergütung die erzeugungsseitige Flexibilität
- Verbrauchsseitig sind dem EEG bislang kaum Anreize für eine flexible Anlagenfahrweise zu entnehmen. Lediglich Doppelbelastungssituationen im Hinblick auf Stromspeicher wurden durch die EEG-Novelle 2017 abgebaut.
- Erzeugungsseitig wird die Flexibilität von EE-Anlagen über die Regelung zur „Verringerung der Marktprämie bei negativen Börsenstrompreisen“, Flexibilitätsprämien und -zuschläge für Biogasanlagen und die Innovationsausschreibungen, die system- und netzdienliche Anlagen besonders fördern will (allerdings noch im Wege der Verordnung umgesetzt werden muss) angereizt

Die Förderung der erneuerbaren Energien und damit die Finanzierung der Energiewende erfolgt vor allem durch das EEG. Maßgebliche Instrumente des EEG sind zum einen die Anschluss- und Abnahmeverpflichtung der Netzbetreiber zur Aufnahme von Strom aus Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien in ihre Netze nach § 8 EEG und der Zahlungsanspruch, der sich für die Einspeisung des erneuerbaren Stroms in das Netz der allgemeinen Versorgung ergibt und der durch die EEG-Umlage gegenfinanziert wird.

Im Folgenden werden Anreize und Hemmnisse für die Flexibilitätsbereitstellung im Rahmen des EEG untersucht. Dabei kann zwischen verbrauchsseitiger Flexibilität, die insbesondere durch die EEG-Umlage adressiert wird und der erzeugungsseitigen Flexibilität differenziert werden, die insbesondere durch die Vorgaben für den Erhalt der EEG-Vergütung adressiert wird.

I. Verbrauchsseitige Flexibilität (EEG-Umlage)

Einen großen Bestandteil des Gesamtstrompreises macht die EEG-Umlage aus. Sie beträgt im Jahr 2018 6,79 ct/kWh¹⁶ und dient der Finanzierung der EEG-geförderten Erzeugungsanlagen. Die EEG-Umlage wird von den Übertragungsnetzbetreibern über die Verteilernetzbetreiber und letztlich im Regelfall über die Stromrechnungen des Elektrizitätsversorgungsunternehmens auf die Letztverbraucher umgelegt. Auch für Letztverbraucher, denen Strom in den Fällen von § 61 Abs. 1 EEG nicht von einem Elektrizitätsversorgungsunternehmen geliefert wird, sondern die sich eigenversorgen, entsteht die EEG-Umlage. Hintergrund der generellen Pflicht zur Zahlung der Umlage ist das Solidaritätsprinzip, wonach grundsätzlich jeder Letztverbraucher seinen Beitrag zur Energiewende leisten soll und diese Belastung sich auf eine möglichst große Anzahl an Zahlungspflichten verteilen soll.

¹⁶ https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2017/16102017_EEG-Umlage.html.

1. Entstehen der EEG-Umlagepflicht

Alle Entstehungstatbestände im Hinblick auf die EEG-Umlage stellen auf die Letztverbrauchereigenschaft ab. Letztverbraucher ist jede natürliche oder juristische Person, die Strom verbraucht, § 3 Nr. 33 EEG. Die Begriffsbestimmung ist dabei sehr ähnlich der des EnWG¹⁷ gefasst (vgl. § 3 Nr. 325 EnWG). Anders als dort, kommt es aber zur Bejahung der Letztverbrauchereigenschaft nach dem EEG nicht auf den Kauf des Stroms an, so dass Letztverbraucher demnach auch derjenige ist, der den verbrauchten Strom selbst erzeugt hat.¹⁸

Insbesondere im Hinblick auf Flexibilitätsoptionen im Rahmen des WindNODE-Projekts wirft diese weit gefasste Definition die Frage auf, ob Stromspeicher oder Sektorenkopplungsanlagen als Letztverbraucher anzusehen sind und dementsprechend EEG-umlagezahlungspflichtig sind. So könnte zum einen argumentiert werden, Speicher seien keine Letztverbraucher, denn sie verbrauchen den Strom nicht, sondern speichern ihn nur zwischen. Auf der anderen Seite kann argumentiert werden, Speicher verbrauchen den Strom zunächst und erzeugen im Anschluss neuen Strom, der wieder eingespeist werden kann. Eine ausdrückliche gesetzgeberische Entscheidung gibt es dazu bislang nicht. Hinsichtlich der Letztverbrauchereigenschaft von Speichern ist der Wortlaut der Begriffsbestimmung bewusst offengelassen worden, um das Ergebnis eines laufenden Prüfprozesses nicht vorweg zu nehmen. Sobald dessen Ergebnis vorliegt, soll die Definition ggf. angepasst werden.¹⁹

Der Wortlaut der Norm lässt die Frage der Einordnung als Letztverbraucher offen. Die Systematik des EEG spricht dagegen für eine Einordnung der Speicher als Letztverbraucher. Wie sich zeigen wird, wird der von Stromspeichern eingespeicherte Strom gem. § 61k EEG unter bestimmten Voraussetzungen von der Umlageverpflichtung befreit. Diese Befreiung von Stromspeichern scheint im Umkehrschluss nur Sinn zu ergeben, wenn Stromspeicher unter den Begriff des Letztverbrauchers subsumierbar sind. Denn nur Letztverbraucher können überhaupt umlagezahlungsverpflichtet sein.

Neben einer fehlenden eindeutigen Grundentscheidung des Gesetzgebers ist bisher keine Rechtsprechung zu Sektorenkopplungs-Anlagen und ihrer Einordnung als Letztverbraucher ergangen. Vorliegend kommt allein eine Übertragung der Rechtsprechung des BGH zu Pumpspeicherkraftwerken in Betracht. So wurde im Jahr 2009 entschieden, dass der Betreiber eines Pumpspeicherkraftwerks, der Strom aus dem Netz der allgemeinen Versorgung bezieht, Strom durch den Betrieb der Pumpen als Letztverbraucher i.S.d. § 3 Nr. 25 EnWG „verbraucht“ und er damit grundsätzlich zur Zahlung von Netzentgelten verpflichtet ist.²⁰ Für Sektorenkopplungs-Anlagen, die nicht auf eine Rückverstromung angelegt sind, sondern die Energie in andere Sektoren übertragen, dürfte erst recht gelten, dass der Strom verbraucht wird, so dass hier grundsätzlich die EEG-Umlagepflicht entsteht.

Demnach ist davon auszugehen, dass sowohl Stromspeicher als auch Sektorenkopplungsanlagen als Letztverbraucher anzusehen sind und demnach einer grundsätzlichen EEG-Umlagepflicht unterliegen.²¹

¹⁷ Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG) vom 7.7.2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das zuletzt durch Art. 2 Abs. 6 des Gesetzes vom 20.7.2017 (BGBl. I S. 2808) geändert worden ist.

¹⁸ BeckOK EEG/Böhme, 6. Ed. 1.7.2017, EEG 2017 § 3 Nr. 33 Rn. 1.

¹⁹ BT-Drs. 18/1304 S. 115.

²⁰ BGH, Beschluss vom 17. 11. 2009 – EnVR v. 17.11.2009.

²¹ So auch Danner/Theobald/Lietz, 94. EL Juli 2017, EEG 2017 § 61k Rn. 8a m. w. N.

Die Entstehungstatbestände für die EEG-Umlage knüpfen an verschiedene Versorgungskonzepte an.

Zumeist dürfte sich die Zahlungspflicht aus § 60 Abs. 1 S. 1 EEG ergeben. Danach sind die Übertragungsnetzbetreiber berechtigt und verpflichtet, von Elektrizitätsversorgungsunternehmen, die Strom an Letztverbraucher liefern, anteilig von dem jeweils von den Elektrizitätsversorgungsunternehmen an ihre Letztverbraucher gelieferten Strom die Kosten für die erforderlichen Ausgaben nach Abzug der erzielten Einnahmen und nach Maßgabe der EEV²² zu verlangen.

Wie bereits angedeutet, entsteht aufgrund des Solidaritätsprinzips gem. § 61 Abs. 1 Nr. 1 EEG ein Anspruch auf Zahlung der EEG-Umlage im Grundsatz auch für den Fall der Eigenversorgung i.S.d. § 3 Nr. 19 EEG.

In den Fällen des „sonstigen Letztverbrauchs“ i.S.d. § 61 Abs. 1 Nr. 2 EEG, bei denen keine Lieferung durch ein Elektrizitätsversorgungsunternehmen vorliegt, entsteht die EEG-Umlage ebenfalls. Der Umlageentstehungstatbestand erfasst als Unterfall des sonstigen Letztverbrauchs insbesondere den sog. „eigenerzeugten Letztverbrauch ohne Eigenversorgung“. Damit sind Fälle gemeint, in denen zwar selbst erzeugter Strom letztverbraucht wird, die restriktiven Voraussetzungen des § 3 Nr. 19 EEG 2017 - bspw. mangels Personenidentität oder räumlichen Zusammenhangs - nicht bejaht werden können.

Verschiedene Tatbestände nach dem EEG könne dazu führen, dass die EEG-Umlage nur in einem verringerten Maße zu zahlen ist, oder eine Zahlungsverpflichtung sogar gänzlich wegfällt. Auf diese Tatbestände wird im Folgenden mit einem Fokus auf Anreize zu einem flexiblen Anlageneinsatz näher eingegangen.

2. Verringerung oder Entfallen der EEG-Umlage für Letztverbrauch für die Eigenversorgung

Die im Fall der Eigenversorgung zu zahlende EEG-Umlage verringert sich oder entfällt in zahlreichen Fällen, vgl. § 61 Abs. 2 S. 1 EEG. Eigenversorgung stellt gem. § 3 Nr. 19 EEG den Verbrauch von Strom dar, 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. Ob im Einzelfall eine Eigenversorgung vorliegt, hängt demnach von der Erfüllung verschiedener Tatbestandsmerkmale ab, die größtenteils von der Rechtsprechung ausgelegt werden. Auf eine detaillierte Darstellung der Eigenversorgungsvoraussetzung wird an dieser Stelle verzichtet, insbesondere da die Netzdienlichkeitspotenziale in Eigenversorgungskonstellationen aufgrund der Nichtnutzung des Netzes beschränkt sind. Relevant sind aber die Erfüllung der folgenden Tatbestandsmerkmale: „unmittelbarer räumlicher Zusammenhang zwischen Erzeugung und Verbrauch“, „keine Netzdurchleitung“ und „Personenidentität zwischen Erzeuger und Verbraucher“.

Eigenversorger zahlen in der Regel eine auf 40 % verringerte EEG-Umlage, § 61b Nr. 1 EEG, wenn der Strom in einer Erneuerbaren-Energie-Anlage i.S.d. § 3 Nr. 1 EEG oder einer hocheffizienten KWK-Anlage i.S.d. § 53a Abs. 1 S. 3 EnergieStG erzeugt wurde.

Aufgrund der Begriffsbestimmung für EE-Anlagen nach § 3 Nr. 1 Hs. 2 EEG sind reine EE-Stromspeicher, d.h. Einrichtungen, die zwischengespeicherte Energie, die ausschließlich aus erneuerbaren Energien oder

²² Erneuerbare-Energien-Verordnung vom 17. Februar 2015 (BGBl. I S. 146), die zuletzt durch Artikel 3 des Gesetzes vom 10. August 2017 (BGBl. I S. 3102) geändert worden ist.

Grubengas stammt, aufnehmen und in elektrische Energie umwandeln, als Anlage im Sinne des EEG zu betrachten. Diese Fiktion führt dazu, dass bei Vorliegen der weiteren Voraussetzungen der Privilegierung aus § 61b Nr. 1 EEG auf die ein- und ausgespeicherte Strommenge nur die verringerte EEG-Umlage zu zahlen ist. Insbesondere das Merkmal der Personenidentität ist für diese Privilegierung von besonderer Bedeutung. Die unterschiedlichen Rollen des Speicherbetreibers als Letztverbraucher des eingespeicherten und als Stromerzeuger des ausgespeicherten Stroms sind deutlich zu unterscheiden. Die Personenidentität kann ausschließlich angenommen werden, wenn entweder

- der Stromerzeuger gleichzeitig auch der Speicherbetreiber ist (Reduzierung für die eingespeicherte Strommenge),
- der Speicherbetreiber gleichzeitig Letztverbraucher ist (Reduzierung für die ausgespeicherte Strommenge) oder
- der Stromerzeuger gleichzeitig Speicherbetreiber und Letztverbraucher ist (Reduzierung für aus- und eingespeicherte Strommengen).

Die bereits verringerte Umlagepflicht für Eigenversorger kann gem. § 61a EEG sogar vollständig entfallen, wenn sie Strom zur Stromerzeugung verbrauchen (gesetzlicher Kraftwerkseigenverbrauch, Nr. 1), wenn sie weder unmittelbar noch mittelbar an ein allgemeines Netz angeschlossen sind (Inselanlagen, Nr. 2), wenn sie sich selbst vollständig mit Strom aus erneuerbaren Energien versorgen und für den Strom, den sie nicht selbst verbrauchen, keine finanzielle Förderung nach dem Teil 3 des EEG in Anspruch nehmen (vollständige Eigenversorgung mit EE-Strom, Nr. 3) oder, auf 20 Jahre befristet, wenn sie Anlagen mit höchstens 10 kW Nennleistung und einem kalenderjährlichen Stromverbrauch von höchstens 10 MWh betreiben (Bagatellgrenze/De-minimis-Regel, Nr. 4).

3. Verringerung oder Entfallen der EEG-Umlage für Eigenversorgung in Bestandsanlagen

Für die Eigenerzeugung in Bestandsanlagen i.S.d. § 61c EEG oder in sog. älteren Bestbestandsanlagen gem. § 61d EEG fällt die EEG-Umlage nur zu 20 % bzw. gar nicht an. Diese Regelung dient dem Bestandsschutz für Anlagen, die nach vorherigen Fassungen des EEG mit vollständigem oder anteiligem Entfall der EEG-Umlage in Betrieb genommen wurden.²³ Die getroffenen Regelungen für diese Anlagentypen sind in ihrer Normstruktur komplex und mit zahlreichen Ausnahmen und Gegenausnahmen versehen. Dies lässt sich jedoch anhand der Systematik gut nachvollziehen.

So wird bei Bestandsanlagen die EEG-Umlage auf 0 % reduziert, wenn der Letztverbraucher die Erzeugungsanlage als Eigenerzeuger betreibt und dieser den Strom als Letztverbraucher und ohne Netzdurchleitung oder in räumlichem Zusammenhang mit der Anlage selbst verbraucht, § 61c Abs. 1 EEG. Die Merkmale einer Bestandsanlage ergeben sich aus § 61c Abs. 2 EEG.

Bei sog. älteren Bestandsanlagen i.S.d. § 61d Abs. 1 EEG verringert sich die EEG-Umlage auf 0 %, wenn der Letztverbraucher die Anlage als Eigenerzeuger betreibt und den Strom selbst verbraucht. Wann eine ältere Bestandsanlage vorliegt, ergibt sich aus § 61a Abs. 2 EEG.

Für Strom aus älteren Bestandsanlagen, auf den aufgrund einer Erneuerung oder Ersetzung nach dem 31.12.2017 die Verringerung auf 0 % der EEG-Umlage entfallen ist, kommt eine Reduktion auf 20 % nach

²³ BT-Drs. 18/1304, S. 106, 154.

§ 61e Abs. 2 EEG in Betracht. Voraussetzung dafür ist, dass die Anlage am selben Standort betrieben wird, keine Erweiterung der installierten Leistung erfolgt ist und die Nutzung durch den selben Letztverbraucher nach den Voraussetzungen des § 61d Abs. 1 EEG erfolgt. Es bestehen jedoch für das 20 %-Privileg bei älteren Bestandsanlagen Ausnahmen. Diese ergeben sich aus § 61d Abs. 4 EEG und sollen nicht im Fokus dieses Berichtes stehen.

4. Speicherprivileg nach § 61k EEG

Speziell für Stromspeicher wurde mit § 61k EEG ein Ausnahmetatbestand von der Pflicht zur Zahlung der EEG-Umlage geschaffen.

Nach § 61k Abs. 1 EEG reduziert sich der Anspruch auf die EEG-Umlage für den zur Zwischenspeicherung in einem elektrischen, chemischen, mechanischen oder physikalischen Stromspeicher eingespeicherten Strom um den Betrag, der auf die ausgespeicherte Strommenge zu zahlen ist. Ihre Rechtfertigung findet das Speicherprivileg in dem Umstand, dass die EEG-Umlage ansonsten doppelt anfallen würde. Zunächst beim Bezug des Stroms aus dem Netz der allgemeinen Versorgung zum Betrieb des Speichers, und ein weiteres Mal nach der Wiedereinspeisung des Stroms durch Entnahme eines anderen Letztverbraucher. Diese Doppelbelastung soll mit der dargestellten Saldierung vermieden werden.²⁴

Eine weitere Befreiung ergibt sich aus § 61k Abs. 2 EEG für die Stromentnahme zur Erzeugung von Speichergasen (Power-to-Gas-Technologie, sog. funktionale Speicher). Danach wird der Bezug von 100%igem EE-Strom zur Erzeugung von Speichergasen von der EEG-Umlage befreit, vorausgesetzt, dieses Speichergas wird in das Erdgasnetz eingespeist, andernorts wieder rückverstromt und für den Letztverbrauch dieses Stroms fällt die (anteilige) EEG-Umlage an. Gem. § 3 Nr. 42 EEG 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.

Das Speicherprivileg begünstigt bezogen auf die EEG-Umlage nach dem Gesagten die Zwischenspeicherung von Strom daher nicht besonders, sondern dient lediglich dem Abbau unverhältnismäßiger Hemmnisse durch eine ansonsten doppelte Belastung der gespeicherten Strommengen mit der EEG-Umlage.

5. Besondere Ausgleichsregelung

Begrenzungen im Hinblick auf die Zahlungspflicht der EEG-Umlage sind nach den §§ 63 ff. EEG auch nach den Grundsätzen der besonderen Ausgleichsregelung möglich. Davon profitieren können insbesondere Unternehmen, bei denen die Stromkosten einen erheblichen Anteil an den gesamten Unternehmenskosten ausmachen (stromkostenintensive Unternehmen) sowie Schienenbahnen. Hintergrund ist der internationale Wettbewerb in dem gewisse Branchen stehen (vgl. Anlage 4 zum EEG²⁵) und der intramodale Wettbewerb, in dem Schienenbahnen bestehen müssen. Die EEG-Umlagebegrenzung kann nach den Grundsätzen des § 63 EEG für ein Jahr beantragt werden (vgl. § 66 EEG). Das Vorliegen der Voraussetzungen ist nachzuweisen.

²⁴ BT-Drs. 18/10668, 145.

²⁵ Die Einordnung der jeweiligen Branche in Liste 1 und 2 beruht letztlich auf den Vorgaben der UEBLL (EU-KOM, Leitlinien für staatl. Umweltschutz und Energiebeihilfen 2014-2020, ABl. C 200, 28.06.2014, Anhang 3).

Zugunsten der **stromkostenintensiven Unternehmen** kommt eine Begrenzung der EEG-Umlage nach § 64 Abs. 2 ff. EEG in Betracht. 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 Leitlinien²⁶ neu geregelt. Die Begrenzung ist erst nach der ersten an der Abnahmestelle selbst verbrauchten GWh genehmigungsfähig (sog. Selbstbehalt, § 64 Abs. 2 Nr. 1 EEG). 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. Die Umlageentlastung ist - bedingt durch die Stromkostenintensität - in der Summe limitiert auf 4,0 % (Cap) oder 0,5 % (Supercap) der Bruttowertschöpfung des Unternehmens.²⁷ Im Ergebnis darf die Umlagebelastung nicht den branchenabhängigen Wert von grundsätzlich 1 ct/kWh und ausnahmsweise 0,5 ct/kWh unterschreiten. Die Privilegierung kann gem. § 64 Abs. 5 S. 1 EEG analog auch für selbständige Unternehmensteile²⁸ in Betracht kommen.

Die EEG-Umlagebegrenzung für **Schienenbahnen** i.S.d. § 3 Nr. 40 EEG dient auch der Entlastung eines vergleichsweise umweltfreundlichen Verkehrsmittels und ausdrücklich dem „intermodalen Wettbewerb“. Anspruchsberechtigt sind Unternehmen, die insbesondere unmittelbar zu Personen- und Güterverkehrszwecken mindestens 2 GWh Strom (ohne Rückspeiseenergie) im Geschäftsjahr an der Abnahmestelle selbst verbrauchen. Die EEG-Umlage kann sodann auf 20 % begrenzt werden.

Die besondere Ausgleichsregelung knüpft nach dem Ausgeführten insbesondere an hohe Stromkosten in Folge eines hohen Stromverbrauchs an. Privilegierungen für die Bereitstellung von Flexibilität sind den Grundsätzen der besonderen Ausgleichsregelung nicht zu entnehmen.

II. Erzeugungsseitige Flexibilität

1. Verringerung der Marktprämie bei negativen Börsenstrompreisen („6 Stunden-Regel“)

Seit einiger Zeit beschäftigt die Energiewirtschaft die Herausforderung negativer Börsenstrompreise. Diese können zustande kommen, wenn ein großes Angebot auf eine geringe Stromnachfrage trifft. 2017 hat es an insgesamt 146 Stunden negative Preise am Day Ahead Markt der EPEX-Spot gegeben, wobei die größte Anzahl der Stunden auf den Dezember entfallen ist, speziell in den Zeitraum der Feiertage.²⁹ Klassischerweise trifft zu solchen Zeiten ein hohes Angebot durch saisonbedingt starke Windkrafteinspeisung auf eine feiertagsbedingt geringe Nachfrage. Einigen Kraftwerken mangelt es an Flexibilität, sodass sich

²⁶ EU-KOM, Leitlinien für staatl. Umweltschutz und Energiebeihilfen 2014-2020, ABl. C 200, 28.06.2014, S. 1.

²⁷ § 64 Abs. 6 Nr. 2 EEG: 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.

²⁸ Vgl. § 64 Abs. 5 S. 2 EEG: 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.

²⁹ BMWi: Monitoring der Direktvermarktung, Quartalsbericht (12/2017) S. 13. Im Internet abrufbar unter: <http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Berichte/monitoring-direktvermarktung-strom-ee-quartalsbericht-12-2017.html>

Kraftwerksbetreiber dafür entscheiden (müssen), ihr Kraftwerk in Zeiten negativer Strompreise weiter Strom einspeisen zu lassen und den Strom mit Verlusten zu verkaufen, anstatt das Kraftwerk abzuschalten und später wieder hochzufahren. Durch die negativen Spotmarktpreise wird das EEG-Konto teilweise erheblich belastet, denn auch bei negativen Strompreisen wird der Strom aus erneuerbaren Energien am Spotmarkt vermarktet und die Marktprämie an die Anlagenbetreiber ausbezahlt. Um diesem Umstand entgegenzuwirken wurde die Förderung nach dem EEG gesetzgeberisch nachjustiert.

In den Anfängen des EEG wurde die Stromeinspeisung durch EE-Anlagen bedingungslos finanziell gefördert. EE-Anlagen erhielten für jede eingespeiste kWh eine Einspeisevergütung, unabhängig von der Stromnachfragesituation. Nachfolgend wurden mit Einführung der (verpflichtenden) Direktvermarktung EEG-Anlagen sukzessive an die Anforderungen des Marktes herangeführt. Um weitere Anreize für die Integration von Strom aus erneuerbaren Energien in den Markt zu schaffen, wurden von europäischer Seite mit den Umwelt- und Energiehilfeeitlinien der EU-Kommission (UEBLL³⁰) Vorgaben dahingehend gemacht, dass von den Mitgliedstaaten Maßnahmen getroffen werden müssen, die sicherstellen, dass Stromerzeuger keinen Anreiz haben, Strom zu negativen Preisen zu erzeugen.³¹ Entsprechend wurde § 24 EEG 2014 eingeführt, der die Verringerung der Förderung bei negativen Strompreisen für Neuanlagen regelt.³² Mittlerweile ist die Norm, die die Verringerung des Zahlungsanspruchs bei negativen Preisen regelt in § 51 EEG zu finden.

Nach § 51 Abs. 1 EEG verringert sich der anzulegende Wert für den gesamten Zeitraum, in dem die Stundenkontrakte ohne Unterbrechung negativ sind, auf null, wenn der Wert der Stundenkontrakte am Spotmarkt in der vortägigen Auktion in mindestens sechs aufeinanderfolgenden Stunden negativ ist.

Diese sog. „6-Stunderegeln“ gilt für alle EEG-Anlagen, soweit nicht ein Anwendungsausschluss aus § 51 Abs. 3 EEG greift. Danach ist die 6-Stundenregelung nicht anzuwenden auf Windenergieanlagen mit weniger als 3 MW Leistung, sonstige Anlagen mit weniger als 500 kW Leistung sowie auf Pilotwindenergieanlagen an Land und auf See.

Im Rahmen der Regelung zur Verringerung der Marktprämie bei negativen Börsenstrompreisen werden Anreize gesetzt, die EE-Erzeugungsanlagen stärker marktorientiert zu betreiben und die Fahrweise stärker an die Nachfrage anzupassen. Insoweit kann von Anreizen zu erzeugungsseitiger Flexibilität ausgegangen werden.

2. Zahlungen für Flexibilität nach dem EEG (Biogasanlagen)

Flexibilität auf Erzeugerseite adressieren weiterhin die § 50ff. EEG, indem sie einen Zahlungsanspruch für Flexibilität gewähren. Da Biogasanlagen das Gas zur Stromerzeugung in Gasspeichern speichern können und ihr Betrieb, anders als PV- oder Windkraftanlagen, nicht vom Wetter beeinflusst ist, haben sie grundsätzlich die Möglichkeit flexibel Strom zu erzeugen und in das Netz einzuspeisen. Voraussetzung hierfür ist jedoch, dass entsprechend die Blockheizkraftwerke (BHKW), welche mit dem Gas den Strom erzeugen über

³⁰ Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014-2020 (2014/C 200/01).

³¹ Randnummer 124 Buchstabe c der Umwelt- und Energiebeihilfeeitlinien der Kommission.

³² BT-Drs. 18/1891, S. 202.

ausreichende Leistungskapazitäten verfügen, um im Bedarfsfall ihre Leistung zu erhöhen. Dieser Kapazitätspuffer wird über die §§ 50ff. EEG angereizt.

Das EEG unterscheidet dabei zwischen einem Zahlungsanspruch für neue Anlagen nach § 50a EEG (Flexibilitätszuschlag) und einem Zahlungsanspruch für Bestandsanlagen nach § 50b EEG (Flexibilitätsprämie).

Nach § 50a EEG beträgt der Flexibilitätszuschlag für die Bereitstellung flexibler installierter Leistung 40 € pro Kilowatt installierter Leistung und Jahr in Biogasanlagen mit mehr als 100 kW installierter Leistung wenn der anzulegende Wert gesetzlich bestimmt ist und für Biogasanlagen deren anzulegender Wert durch Ausschreibung ermittelt wurde. Nach § 50a Abs 2 EEG wird der Flexibilitätszuschlag nur gewährt, wenn der Anlagenbetreiber für den in § 44b Abs. 1 EEG bestimmten Anteil der in einem Kalenderjahr erzeugten Strommenge einen Anspruch nach § 19 Abs. 1 i. V. m. § 38,42 oder 43 EEG in Anspruch nimmt und dieser Anspruch nicht nach § 52 EEG verringert ist.

Nach § 44b Abs. 1 EEG wird die finanziell förderfähige Bemessungsleistung der Biomasseanlage auf maximal 50 Prozent der installierten Leistung begrenzt. Zusätzlich zu dieser Förderung wird der Flexibilitätszuschlag gewährt, wodurch gewährleistet wird, dass flexibel verfügbare Erzeugungskapazitäten vorgehalten werden.

Mit der Flexibilitätsprämie nach § 50b EEG wird eine bedarfsgerechte Stromeinspeisung aus Biogasanlagen gefördert, die nach dem am 31.07.2014 geltenden Inbetriebnahmebegriff vor dem 01.08.2014 in Betrieb genommen worden sind. Ergänzend zu einer Veräußerung des Stroms in den Veräußerungsformen der Direktvermarktung kann der Anlagenbetreiber vom Netzbetreiber eine Prämie für die Bereitstellung zusätzlich installierter Leistung für eine bedarfsgerechte Stromerzeugung verlangen. Nach § 50b S. 2 EEG beträgt der Anspruch 130 € pro kW flexibel bereitgestellter zusätzlich installierter Leistung und Jahr, wenn die Voraussetzungen nach Anlage 3 Nummer I erfüllt sind. Die Höhe der Flexibilitätsprämie ergibt sich aus Anlage 3 Nummer II des EEG.

Grundidee der Flexibilitätsprämie ist es, den notwendigen Teil der Investitionskosten (Leistungszubau) auszugleichen, der nicht über die Zusatzeinnahmen aus dem Strompreisspread und der Marktprämie abgedeckt wird. Damit soll ein zusätzlicher Anreiz geschaffen werden, damit der Anlagenbetreiber den Strom aus steuerbaren erneuerbaren Energien während solcher Zeiträume anbietet, in denen eine hohe Stromnachfrage besteht.³³

Laut Monitoring Direktvermarktung³⁴ liegt die in der Praxis eingesetzte Flexibilität im Rahmen der Flexibilitätszahlungen des EEG bislang deutlich unter den technischen Möglichkeiten. Auch im Bereich der Anreizsetzung für die flexible Fahrweise von Biogasanlagen besteht folglich Optimierungsbedarf.

3. Technologieoffene und innovative EEG-Ausschreibungen

Mit dem EEG 2017 hat der Gesetzgeber das Instrument der Innovationsausschreibungen im EEG eingeführt. Ziel der Neuregelung ist es, technologieneutrale Ausschreibungen zu ermöglichen, mit denen besonders

³³ BeckOK EEG/ Walter 6. Ed. 1.7.2017, EEG 2017 § 50b Rn. 5.

³⁴ Monitoring der Direktvermarktung von Strom aus Erneuerbaren Energien (Quartalsbericht 12/2017), S. 51. Im Internet abrufbar unter: https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Berichte/monitoring-direktvermarktung-strom-ee-quartalsbericht-12-2017.pdf?__blob=publicationFile&v=2

innovative, system- oder netzdienliche Anlagen in Ausschreibungen Zuschläge erhalten können³⁵. Entsprechend führt die Bundesnetzagentur gemäß § 39j Abs. 1 EEG in den Jahren 2018 bis 2020 Innovationsausschreibungen für erneuerbare Energien durch. Ein großer Unterschied zwischen diesen und den konventionellen Ausschreibungen im EEG ist, dass die Innovationsausschreibungen gemäß § 39j Abs. 1 EEG nicht auf einzelne erneuerbare Energien beschränkt sind, sondern auch Gebote für Kombinationen oder Zusammenschlüsse verschiedener erneuerbarer Energien abgegeben werden können. Insofern gehen die Innovationsausschreibungen noch über den Regelungsbereich der gemeinsamen Ausschreibungen aus § 39i EEG hinaus, die Solaranlagen und Windenergie an Land in der Ausschreibung kombinieren.

Gemäß § 39j Abs. 2 EEG i.V.m. § 88d EEG sind die Einzelheiten der Innovationsausschreibungen in einer Rechtsverordnung zu bestimmen. § 88d EEG legt hierfür detailliert fest, wozu die Bundesregierung in der Verordnung Regelungen treffen kann. Hiervon sind praktisch die gesamten formellen und materiellen Anforderungen an Ausschreibung, Zuschlagskriterien und –verfahren betroffen: Gemäß § 88 d Nr. 1 EEG kann die Bundesregierung Regelungen treffen zum allgemeinen Verfahrensablauf und zum Inhalt der Ausschreibungen. Gemäß Nr. 2 kann sie von § 19 bis 35a EEG abweichende Regelungen zu den Zahlungsansprüchen treffen. Nr. 3 ermächtigt sie, anlagenbezogene Voraussetzungen aufzustellen. Nr. 4 ermächtigt sie zur Regelung bieterbezogener Voraussetzungen. Für Kriterien und Inhalt der Zuschlagserteilung Regelungen zu treffen, ermächtigt Nr. 5. Regelung zur Sicherung des Betriebes der Anlagen kann die Bundesregierung gemäß Nr. 6 treffen. Nr. 7 bis 10 enthalten Ermächtigungen zur Regelung weiterer Formalien des Verfahrens. Da die Vorgaben des § 88d EEG jeweils festlegen, dass die Bundesregierung „insbesondere“ die jeweils genauer ausgeformten Teile der angegebenen Bereiche regeln kann, hat sie hierbei einen erheblichen Spielraum. Wie Innovationsausschreibung in der Realität ausgestaltet werden, hängt deshalb annähernd vollständig von der Verordnung ab. Gem. § 39j Abs. 2 S.3 EEG wird die Verordnung erstmals spätestens bis Mai 2018 erlassen. Bislang ist die Verordnung allerdings noch nicht in Kraft getreten.

Insbesondere aufgrund des Ziels der Innovationsausschreibungen, dass system- und netzdienliche Anlagen besonders gefördert werden sollen, besteht für Flexibilitätsoptionen im Rahmen von WindNODE eine besondere Relevanz dieser Ausschreibungen. Dafür ist besonders relevant, welche Wertungskriterien für die Beurteilung des Beitrags zur Netz- und Systemdienlichkeit im Rahmen der Verordnung nach § 88 Nr. 5b EEG angelegt werden.

³⁵ BT-Drucks. 18/9096, S. 364.

D. Stromsteuer nach dem StromStG

- Die Stromsteuer entsteht grundsätzlich für den Strombezug, unabhängig davon, ob er aus dem Netz der allgemeinen Versorgung entnommen oder vor dem Netz bezogen wird
- Die Stromsteuer, ausgestaltet als Mengensteuer, verhindert eine Verstärkung des Marktsignals des auf der Strombörse ermittelten Börsenstrompreis und vermag so eine verbrauchsseitige Flexibilität stärker zu hemmen als es bei einer Wertsteuer der Fall wäre
- Übergreifende Privilegierungen die an Netz-, Markt- oder Systemdienlichkeitskriterien anknüpfen sind dem StromStG fremd
- Einzelne Privilegierungstatbestände für Sektorenkopplungsanlagen insbesondere Power-to-Heat- oder Power-to-Gas-Anlagen bestehen nach dem StromStG, werden aber an die Erfüllung gewisser Voraussetzungen geknüpft (technologiespezifische Privilegien)

Bezüge zur Flexibilitätsbereitstellung auf Verbraucherseite und der Sektorenkopplung sind auch dem Stromsteuerrecht nach dem Stromsteuergesetz zu entnehmen. Mit 2,05 ct/kWh entfällt ein nicht unerheblicher Teil des Gesamtstrompreises auf diese Steuer.

Wie auch im Bereich der anderen Strompreisbestandteile wird zunächst vorangestellt, in welchen Konstellationen und Fällen die Stromsteuer entsteht und in einem zweiten Schritt werden die verschiedenen Befreiungs-, Privilegierungs- und Entlastungsmöglichkeit mit Flexibilitätsbezug im Rahmen des Stromsteuerrechts aufgezeigt.

I. Entstehen der Stromsteuer

Elektrischer Strom unterliegt nach § 1 Abs. StromStG im Steuergebiet der Bundesrepublik Deutschland der Stromsteuer. Das StromStG kann grundsätzlich drei Steuerentstehungstatbestände, die an die Entnahme von Strom anknüpfen, § 5 Abs. 1 StromStG. Schuldner ist in diesem Fall nach § 5 Abs. 2 StromStG der Versorger, welcher die Stromsteuer jedoch regelmäßig auf vertraglicher Basis mit der Stromrechnung auf den Letztverbraucher wälzt.

Nach § 5 Abs. 1 S. 1 Alt. 1 StromStG entsteht die Stromsteuer 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 (Entnahme von durch Versorger geleisteten Strom durch Letztverbraucher).

Weiterhin entsteht die Stromsteuer dann, wenn der Versorger dem Versorgungsnetz den Strom zum Selbstverbrauch entnimmt, § 5 Abs. 1 S. 1 Alt. 2 StromStG. Nach § 5 Abs. 2 StromStG ist Steuerschuldner in diesem Fall der Versorger (Entnahme von Strom durch Versorger zum Letztverbrauch).

Der dritte Steuerentstehungstatbestand ist in § 5 Abs. 1 S. 2 StromStG geregelt. Danach entsteht die Stromsteuer bei Eigenerzeugern mit der Entnahme von Strom zum Selbstverbrauch im Steuergebiet. Eigenerzeuger ist nach § 2 Nr. 2 StromStG derjenige, der Strom zum Selbstverbrauch erzeugt. Nach § 5 Abs. 2 StromStG

ist in diesem Fall Steuerschuldner der Eigenerzeuger (Entnahme von Strom durch Eigenerzeuger zum Selbstverbrauch).

Im Hinblick auf sog. „stationäre Batteriespeicher“ wurde § 5 StromStG um einen vierten Absatz erweitert. Danach kann das Hauptzollamt auf Antrag zulassen, dass stationäre Batteriespeicher, die dazu dienen Strom vorübergehend zu speichern und anschließen in ein Versorgungsnetz für Strom einzuspeisen, als Teile des Versorgungsnetzes gelten. Batteriespeicher werden in § 2 Nr. 9 StromStG definiert als wiederaufladbarer Speicher für Strom auf elektrochemischer Basis, der während des Betriebs ausschließlich an seinem geografischen Standort verbleibt, dauerhaft mit dem Versorgungsnetz verbunden und nicht Teil eines Fahrzeuges ist.

Hintergrund dieser Novellierung ist, dass ansonsten die Stromsteuer doppelt entstände. Einmal bei der Entnahme des Stroms aus dem Versorgungsnetz zur Einspeicherung in die Batterie und erneut nach der Zwischenspeicherung im Rahmen der Ausspeicherung. Mit der Neuregelung wird verhindert, dass bei der Einspeicherung die Stromsteuer anfällt. Entsprechend wurde das Hemmnis der Doppelbesteuerung durch den Gesetzgeber aus dem Weg geräumt.

Ist die Stromsteuer dem Grunde nach entstanden beträgt sie 2,05 ct je entnommener kWh Strom. Entsprechend handelt es sich bei der Stromsteuer um eine sog. Mengensteuer, bei der die Menge eines Produkts besteuert wird, unabhängig davon, wie hoch der Wert des Produkts ist. Ein alternatives Besteuerungskonzept stellt die Wertsteuer dar, bei der nicht die Menge des Produkts ausschlaggebend ist, sondern der Wert. Regelmäßig werden diese sog. Wertsteuern prozentual in Höhe des Verkaufspreises angegeben. Ein Beispiel hierfür ist die Wehrwertsteuer (welche in Höhe von regelmäßig 19 % auf den Verkaufspreis anfällt).

Die Ausgestaltung der Stromsteuer als Mengensteuer als solches kann bereits als Hemmnis angesehen werden, da Knappheits- oder Überschusssignale von der Strombörse über die Stromsteuer nicht weitergegeben werden können. So beträgt die Stromsteuer auch 2,05 ct/kWh, wenn Strom zu negativen Preisen an der Strombörse gehandelt wird. Umgekehrt wird das Marktsignal auch bei sehr hohen Börsenstrompreisen nicht durch die Stromsteuer verstärkt, da weiterhin nur 2,05 ct/kWh Stromsteuer anfallen.

II. Stromsteuerbefreiungen, -entlastungen und -ermäßigungen

Die Stromsteuer entsteht damit grundsätzlich mit der Stromentnahme. In den § 9 ff. StromStG werden bestimmte Konstellationen und Fälle normiert, in denen von der Stromsteuer befreit wird, diese ermäßigt, erlassen oder vergütet wird. Anknüpfungspunkte für diese Privilegierungen sind dabei bestimmte Versorgungskonstellationen, Einsatzzwecke oder Prozesse und Verfahren.

Die für Flexibilitätsanbieter und Sektorenanlagenbetreiber wichtigsten und relevantesten Privilegierungstatbestände werden im Folgenden erörtert.

1. Ausschließlich erneuerbare Energien nach § 9 Abs. 1 Nr. 1 StromStG

Nach § 9 Abs. 1 Nr. 1 StromStG ist Strom aus erneuerbaren Energieträgern von der Stromsteuer befreit, wenn dieser aus einem ausschließlich aus erneuerbaren Energieträgern gespeisten Netz oder einer entsprechenden Leitung entnommen wird (*grüner Strom aus grünem Netz*). Bei diesem Befreiungstatbestand

handelt es sich um einen ökologisch motivierten.³⁶ Regelmäßig dürfte es sich bei Flexibilitäten, die netzdienlich eingesetzt werden sollen um solche handeln, die über einen Anschluss an das allgemeine Versorgungsnetz verfügen. Entsprechend handelt es sich in diesen Fällen nicht um ein „grünes Netz“ und eine Stromsteuerbefreiung kommt nicht in Betracht. Sofern aber eine Sektorenkopplungsanlage bspw. über eine Direktleitung mit einer EE-Erzeugungsanlage verbunden ist, ist für die entnommene Strommenge keine Stromsteuer zu entrichten.

2. Strom zur Stromerzeugung nach § 9 Abs. 1 Nr. 2 StromStG

Nach § 9 Abs. 1 Nr. 2 StromStG ist Strom, der zur Stromerzeugung entnommen wird, von der Stromsteuer befreit. Hiermit soll eine Doppelbesteuerung des zur Stromerzeugung eingesetzten Stroms vermieden werden.³⁷ Der Bundesfinanzhof legt das Merkmal der Stromerzeugung restriktiv aus und privilegiert keine Anlagen, welche den entnommenen Strom zur Herstellung anderer Energieerzeugnisse nutzen.³⁸ Für Flexibilitätsanlagen die lediglich Strom entnehmen und keine Erzeugungskomponenten beinhalten dürfte dieser Befreiungstatbestand regelmäßig nicht in Betracht kommen.

Sektorenkopplungsanlagen, die aus Strom Wasserstoff herstellen und diesen Wasserstoff (ggf. nach einer Methanisierung) anschließend wieder rückverstromen (Power-to-Gas bzw. Wasserelektrolyse) können von diesem Privilegierungstatbestand nicht profitieren, denn Voraussetzung ist nach dem Wortlaut der Norm, dass die entnehmende Anlage selbst Strom erzeugt. Der Wasserstoff selbst würde zwar später bspw. dem Betrieb einer Brennstoffzelle dienen können, die ihrerseits Strom erzeugt. Die Herstellung des Wasserstoffs dient aber nur der Brennstoffherstellung als die der Stromerzeugung vorgelagerten Tätigkeit, hingegen nicht unmittelbar der Stromerzeugung selbst.

3. Stromverbrauch im räumlichen Zusammenhang zu Kleinanlagen nach § 9 Abs. 1 Nr. 3 Lit. a) und b) StromStG

Eine Stromsteuerbefreiung nach § 9 Abs. 1 Nr. 3 a) und b) StromStG kommt für kleine Anlagen (bis 2 MW Nennleistung), deren Strom in räumlichen Zusammenhang entnommen wird, vom Anlagenbetreiber als Eigenzeuger zum Selbstverbrauch (Lit. a)) oder durch einen Letztverbraucher, dem der Strom vom Anlagenbetreiber geleistet wurde (Lit. b)), in Betracht. Der Befreiungstatbestand setzt in beiden Varianten die 2 MW-Grenze und einen räumlichen Zusammenhang zwischen Erzeugungsanlage und Entnahmestelle voraus.

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 (vgl. § 12b Abs. 2 S. 2 StromStV) Stromerzeugungsanlage.

Für Anlagen zur Bereitstellung von Flexibilität oder Sektorenkopplungsanlagen dürfte diese Norm in der Praxis nur eine untergeordnete Rolle spielen, da beim Konzept der Verhinderung von Netzengpässen und Abnahme von Überschussstrom, Strom aus dem Netz der allgemeinen Versorgung entnommen wird und eben nicht notwendigerweise im räumlichen Zusammenhang mit der Erzeugungsanlage.

³⁶ Rodi, in Schneider/Theobald, EnWR, § 22 Rn. 106.

³⁷ Rodi, in Schneider/Theobald, EnWR, § 22 Rn. 106.

³⁸ BFH, Urteil v. 09.09.2011, VII R 75/10.

Unter Umständen kann der Stromlieferant einer Sektorenkopplungsanlage nach der aktuellen Rechtslage eine Stromsteuerbefreiung für die Entnahme von Strom aus dezentralen Kleinanlagen gemäß § 9 Abs. 1 Nr. 3 Lit. b) StromStG beanspruchen. Ob der Betreiber der Sektorenkopplungsanlage Strom im „räumlichen Zusammenhang“ im Sinne von § 9 Abs. 1 Nr. 3 Lit. b) StromStG entnimmt, ist davon abhängig, ob sich die Stromerzeugungsanlage in räumlicher Nähe zur Sektorenkopplungsanlage befindet. Dies ist vom Einzelfall abhängig.

4. Stromsteuerbefreiung für bestimmte Prozesse und Verfahren des Produzierenden Gewerbes nach § 9a StromStG

Nach § 9a Abs. 1 StromStG kann die Steuer für nachweislich versteuerten Strom erlassen, erstattet oder vergütet werden, der von einem Unternehmen des produzierenden Gewerbes entnommen wird.

Unternehmen des Produzierenden Gewerbes sind nach § 2 Nr. 3 StromStG Unternehmen, die in den Bereichen des Bergbaus und der Gewinnung von Steinen und Erden, des verarbeitenden Gewerbes, der Energie- und Wasserversorgung oder des Baugewerbes tätig sind. Näheres ist der „Klassifikation der Wirtschaftszweige“ des Statistischen Bundesamtes zu entnehmen.³⁹

Die Befreiung kommt dabei nur für solche Unternehmen des produzierenden Gewerbes in Betracht, die den Strom für die Elektrolyse (§ 9a Abs. 1 Nr. 1 StromStG), die Herstellung und Verarbeitung bestimmter Produkte (Nr. 2), die Herstellung von Verarbeitung von Metallprodukten (Nr. 3) oder chemische Reduktionsverfahren (Nr. 4) entnommen haben.

Betreiber von Power-to-Gas-Anlagen, die Strom und Wasser im Elektrolyseverfahren zur Herstellung von Wasserstoff und Sauerstoff einsetzen können von dieser Steuerbefreiungsnorm profitieren, soweit es sich beim dem Elektrolyseurbetreiber um ein Unternehmen des Produzierendes Gewerbes handelt.

Klärungsbedürftig erscheint aber, ob jeglicher im Rahmen der Elektrolyse eingesetzte Strom (insbesondere auch der für Nebengeräte) entlastungsfähig ist. Da das Gesetz den „für“ die Elektrolyse verwendeten Strom begünstigen will, wird in der Literatur zudem vertreten, dass auch Strom einzuschließen sei, der etwa für Nebengeräte eingesetzt wird, wenn und soweit sie notwendigerweise der Durchführung der Elektrolyse dienen. Es sei ferner nicht notwendig, dass die Elektrolyse der einzige Zweck des Strombezugs ist. Hierfür ließe sich auch anführen, dass die Richtlinie 2003/96/EG des Rates vom 27.10.2003 zur Besteuerung von Energieerzeugnissen und elektrischem Strom nach deren Art. 2 Abs. 4 nicht für elektrischen Strom gilt, der hauptsächlich für die Zwecke der chemischen Reduktion, bei der Elektrolyse und bei Prozessen in der Metallindustrie verwendet wird. Der Bundesfinanzhof legte § 9a Abs. 1 Nr. 1 StromStG demgegenüber restriktiver aus. Die Steuerentlastung für den für die Elektrolyse entnommenen Strom erfasst nur den Strom, der an den Elektroden angelegt wird, nicht jedoch Strom, der für andere Zwecke, z. B. in Mess-, Steuerungs- oder Beleuchtungsanlagen oder als Kraftstrom zum Antrieb von Motoren eingesetzt wird (vgl. BFH, Urt. v. 30.06.2015 – VII R 52/13 – Leitsatz 2).

³⁹ Statistisches Bundesamt, Gliederung der Klassifikation der Wirtschaftszweige, Ausgabe 2008 (WZ 2008). https://www.destatis.de/DE/Methoden/Klassifikationen/GueterWirtschaftsklassifikationen/klassifikationenwz2008.pdf?__blob=publicationFile

5. Steuerentlastung für bestimmte Unternehmen nach § 9b StromStG

Ein weiterer Steuerentlastungstatbestand ist in § 9b Abs. 1 StromStG geregelt. Danach können Strommengen von der Stromsteuer befreit werden, die ein Unternehmen des Produzierenden Gewerbes oder ein Unternehmen der Land- und Forstwirtschaft für betriebliche Zwecke entnommen hat und nicht bereits eine Steuerbefreiung nach § 9 Abs. 1 StromStG gegeben ist. Für die Erzeugung von Licht, Wärme, Kälte, Druckluft und mechanischer Energie mittels Strom kommt die Entlastung nur in Betracht, wenn die genannten Erzeugnisse nachweislich von einem Unternehmen genutzt worden sind das ebenfalls als Unternehmen des Produzierenden Gewerbes oder als Unternehmen der Land- und Forstwirtschaft eingeordnet wird.

Relevant kann dieser Steuerentlastungstatbestand insbesondere für Power-to-Heat-Anlagen sein, die Strom zur Wärmeerzeugung verwenden. Entsprechend müssten die Betreiber solcher Anlagen als Unternehmen des Produzierenden Gewerbes eingeordnet sein. Die Voraussetzungen für eine solche Einordnung sind der „Klassifikation der Wirtschaftszweige“ des Statistischen Bundesamtes zu entnehmen.⁴⁰ Dort ist in Abschnitt D unter 35.3 die Wärme- und Kälteversorgung genannt, worunter auch die Erzeugung, Sammlung und Verteilung von Dampf und Warmwasser zum Heizen, zur Energiegewinnung und zu anderen Zwecken fällt. Somit sind Power-to-Heat-Anlagen, die Fernwärme erzeugen, von dem Begriff des Produzierenden Gewerbes i. S. d. StromStG umfasst.

Die weitere Voraussetzung, nämlich, dass die erzeugte Wärme nachweislich durch ein Unternehmen des Produzierenden Gewerbes, bzw. durch ein Unternehmen der Land- und Forstwirtschaft genutzt werden muss, führt jedoch zu erheblichen Einschränkungen dieses Entlastungstatbestands in Bezug auf PtH-Anlagen.

So kann der Betreiber einer PtH-Anlage eine Steuerentlastung nur beantragen, soweit durch seine erzeugte Wärme ein Unternehmen des Produzierenden Gewerbes beliefert wird. Im Hinblick auf Haushalte, die beispielsweise mittels eines Wärmenetzes beliefert werden, greift die Privilegierung nicht, da es sich bei ihnen nicht um Unternehmen des Produzierenden Gewerbes handelt.

Fraglich ist jedoch, ob die Voraussetzung der Belieferung von Unternehmen des Produzierenden Gewerbes mit aus Strom erzeugter Wärme in Bezug auf die gesamte Strommenge erfüllt sein muss, oder ob eine Steuerprivilegierung auch bei einer Mischbelieferung zumindest anteilig bestehen bleibt. Nach der Gesetzeslektüre dürfte die Möglichkeit gegeben sein, hinsichtlich der gelieferten Wärmemengen zu differenzieren und bei einer Lieferung von Wärme über ein Wärmenetz diejenige Wärme, die von einem Unternehmen des Produzierenden Gewerbes genutzt wird, steuerlich zu entlasten und diejenige Wärme, die von bspw. Privathaushalten genutzt wird, nicht steuerlich zu entlasten.

Hierfür spricht der Wortlaut der Norm, der eine Steuerentlastung vorsieht, „soweit“ die Wärme von Unternehmen des Produzierenden Gewerbes genutzt wird. Das Wort „soweit“ wird typischerweise vom Gesetzgeber verwendet, wenn eine Differenzierung möglich sein soll. Auch in systematischer Hinsicht stellt das StromStG in keiner Regelung auf die Befreiung aller verbrauchten Strommengen ab, sondern es wird immer nur von Strommengen ausgegangen, die die Voraussetzungen für eine Befreiung erfüllen. Zu beachten gilt

⁴⁰ Statistisches Bundesamt, Gliederung der Klassifikation der Wirtschaftszweige, Ausgabe 2008 (WZ 2008). https://www.destatis.de/DE/Methoden/Klassifikationen/GueterWirtschaftsklassifikationen/klassifikationenwz2008.pdf?__blob=publicationFile

es jedoch, dass eine Steuerentlastung nicht für die in Unternehmen des Produzierenden Gewerbes genutzte Wärme, sondern für den Strom der zur Wärmeherstellung benötigt wird, gewährt wird. Insofern sind die Strommengen zu bilanzieren, nicht lediglich die Wärmemengen.

Ausweislich des § 9b Abs. 2 StromStG beträgt die Steuerentlastung 5,13 € je Megawattstunde. Im Vergleich zum allgemeinen Steuertarif i.H.v. 20,50 € je MWh beträgt die Entlastung daher annähernd 25 %. Die Steuerentlastung wird jedoch nur gewährt, soweit der Entlastungsbetrag im Kalenderjahr die Bagatellgrenze von 250,00 € übersteigt.

Hinzuweisen ist darauf, dass für Strom, der für Elektromobilität verwendet wird, nach § 9b Abs. 1 S. 4 StromStG keine Steuerentlastung im Rahmen des § 9b StromStG in Frage kommt.

E. Experimentelle Regelungen zum Nachteilsausgleich bei flexibler Fahrweise (SINTEG-V)

- Die SINTEG-V gewährt im Wege einer befristeten und eng umgrenzten Experimentierklausel einen Nachteilsausgleich für eine netz- und marktdienliche Anlagenfahrweise von Letztverbrauchern, Sektorenkopplungsanlagen und EE-Anlagen in Kombination mit zuschaltbaren Lasten
- Dadurch werden wirtschaftliche Nachteile für den SINTEG-Betrieb der Anlagen ausgeglichen, wirtschaftliche Anreize sind jedoch nicht gegeben, da wirtschaftlich Vorteile in großem Umfang angerechnet werden müssen
- Die SINTEG-V legt in § 6 SINTEG-V erste Grundsteine für die Definition der Netzdienlichkeit (*Maßnahme zur Vermeidung von Netzengpässen oder sonstigen Gefahren für die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Energieversorgungssystems oder zur Vermeidung von Einsparungen*) und der Marktdienlichkeit (*Zeiträume, in denen der Wert der Stundenkontrakte am Spotmarkt in der Vortagesauktion null oder negativ ist*)
- Die SINTEG-V legt auch erste Grundsteine für eine Definition der Sektorenkopplung und beschreibt diese in § 6 SINTEG-V als Anlagen zur Umwandlung von elektrischer Energie in einen anderen Energieträger. Nähere Anforderungen an diese Anlagen werden jedoch nicht getroffen.
- Die SINTEG-V privilegiert Sektorenkopplungsanlagen nach § 8 SINTEG-V gegenüber sonstigen Letztverbrauchern § 7 SINTEG-V und verpflichtet beim Nachteilsausgleich von EE-Erzeugungsanlagen-zuschaltbaren-Lasten-Kombinationen, dass die zusätzlich eingesetzte Last den Strombezug nicht nur zeitlich verschiebt. Dadurch werden industrielle Flexibilitätten gehemmt, die bspw. Produktionsprozesse verschieben können.

Eine im Rahmen dieses Berichts besonders hervorzuhebende Rechtsvorschrift stellt die Verordnung zur Schaffung eines rechtlichen Rahmens zur Sammlung von Erfahrungen im Förderprogramm „Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende (SINTEG-V)⁴¹ dar.

I. Einordnung der SINTEG-V

Die SINTEG-V ist ein Novum in der deutschen Rechtssetzung. Sie ermöglicht im Rahmen einer Experimentierklausel speziell für das Forschungs- und Entwicklungsprogramm SINTEG befristete und eng umgrenzte Abweichungen vom ansonsten gültigen Rechtsrahmen. Dabei werden durch die SINTEG-V bestimmte im Rahmen der vorangegangenen Kapitel ermittelte rechtliche Hemmnisse adressiert und teilweise entschärft.

⁴¹ SINTEG-Verordnung vom 14. Juni 2017 (BGBl. I S. 1653).

Ermächtigungsgrundlagen für die Schaffung der SINTEG-V sind § 119 EnWG; § 85 Nr. 6 EEG sowie § 33 Abs. 1 Nr. 3 KWKG.

Im Rahmen des SINTEG-Förderprogramms wird anhand großflächiger Modellregionen demonstriert, welchen Anforderungen sich das Energieversorgungssystem zukünftig stellen muss. Mit der SINTEG-V sollen Technologien und Verfahren erprobt werden, mit denen eine stabile Stromversorgung in einem System mit zeitweilig bis zu 100 % Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien gewährleistet werden kann.

Hierzu passt die SINTEG-V den energiewirtschaftlichen Rechtsrahmen im Rahmen eines groß angelegten Experiments an, um zu erreichen, dass Teilnehmer von SINTEG keine wirtschaftlichen Nachteile erleiden, wenn sie entweder zu einem stabilen und sicheren Netzbetrieb beitragen oder durch Anpassung des Verbrauchs den Ausgleich von Stromangebot und –nachfrage erleichtern. Die SINTEG-V ist mit Veröffentlichung im Bundesanzeiger am 21.06.2017 in Kraft getreten.⁴² Konkret etabliert die SINTEG-V den Mechanismus eines wirtschaftlichen Nachteilsausgleichs. Wirtschaftliche Vorteile für eine netz- oder systemdienliche Fahrweise werden durch die SINTEG-V nicht gewährt.

Wie bereits angedeutet, hat die SINTEG-V Experimentiercharakter. Demnach ist die Laufzeit bis zum 30. Juni 2022 begrenzt. Danach tritt die SINTEG-V außer Kraft.⁴³ Ein Präjudiz für den künftigen regulatorischen Rahmen kann daraus nicht abgeleitet werden.

II. Adressaten der SINTEG-V

Die Regelungen zum Nachteilsausgleich setzen die Teilnahmeeigenschaft am Forschungsprojekt SINTEG voraus. Teilnehmer können SINTEG-Zuwendungsempfänger, Unterauftragnehmer und assoziierte Partner sein.⁴⁴

III. Anwendungsfälle der SINTEG-V

Grundsätzlich differenziert die SINTEG-V im Hinblick auf die Erstattung wirtschaftlicher Nachteile zwischen drei verschiedenen Fallgestaltungen. Gemein ist diesen Fallgestaltungen, dass die Regelungen in Bezug auf die Letztverbraucherabgaben modifiziert werden. Zunächst bleiben die entsprechenden Zahlungsverpflichtungen jedoch bestehen. Über einen nachträglichen Ausgleichsmechanismus können im Rahmen der SINTEG-V zu viel entrichtete Beträge erstattet werden.

1. Nachteilsausgleich bei Letztverbrauchern⁴⁵

Grundsätzlich sind auch Letztverbraucher im Rahmen der SINTEG-V verpflichtet, die Netzentgelte nach der StromNEV zu entrichten. Letztverbraucher sind nach § 2 S. 2 SINTEG-V i. V. m. § 3 Nr. 25 EnWG natürliche oder juristische Personen, die Energie für den eigenen Verbrauch kaufen.

Der wirtschaftliche Nachteil, der erstattet werden kann, errechnet sich nach der Differenz zwischen diesem grundsätzlich geschuldeten Netzentgelt und einem fiktiven Netzentgelt, bei dem die folgenden Parameter

⁴² BGBl. I S. 1653.

⁴³ § 14 Abs. 2 SINTEG-V.

⁴⁴ § 2 S. 1 Nr. 5 SINTEG-V.

⁴⁵ § 7 SINTEG-V.

unberücksichtigt bleiben, sofern die Nachteile im Rahmen der Projektstätigkeit in bestimmten Zeiträumen entstehen (vgl. zu den Zeiträumen sogleich):

- Die Entnahmeleistung bei der Bestimmung der Jahreshöchstleistung nach § 17 Abs. 2 StromNEV
- Die Entnahmeleistung innerhalb des Hochzeitlastfensters des Anschlussnetzes nach § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV
- Die Veränderung der Entnahmeleistung bei der Bestimmung der Benutzungsstunden nach § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV

Werden folglich aufgrund einer Flexibilitätsbereitstellung Anschlussleistungen betreffender Anlagen erhöht oder Strommengen außerhalb von Hochzeitlastfenster oder unterhalb vorgegebener Benutzungsstunden im Rahmen der Sonderformen der Netznutzung nach § 19 Abs. 2 StromNEV aus dem Netz bezogen, die eigentlich zu einem Verlust der privilegierten Netzentgelte führen würden, helfen hierüber §§ 6 und 7 SINTEG-V hinweg, indem ein wirtschaftlicher Nachteilsausgleich gewährt wird.

2. Nachteilsausgleich bei Betreibern von Stromspeichern oder Sektorenkopplungsanlagen⁴⁶

Grundsätzlich sind Betreiber von Stromspeichern und Betreiber von Anlagen zur Umwandlung von elektrischer Energie in einen anderen Energieträger (Sektorenkopplungsanlagen) auch im Rahmen der SINTEG-V verpflichtet, Netzentgelte und Umlagen zu entrichten.

Eine nachträgliche Erstattung wirtschaftlicher Nachteile kann für folgende Preisbestandteile geltend gemacht werden, sofern die Nachteile im Rahmen der Projektstätigkeit in bestimmten Zeiträumen entstehen (vgl. zu den Zeiträumen sogleich):

- Netzentgelt nach § 17 Abs. 1 StromNEV
- Individuelles Netzentgelt für Stromspeicher nach § 19 Abs. 4 StromNEV
- Netzentgeltzuschlag nach § 19 Abs. 2 S. 15 StromNEV („19 Abs. 2 Umlage“)
- Netzentgeltzuschlag nach § 17f Abs. 5 S. 1 EnWG („Offshore-Haftungsumlage“)
- Netzentgeltzuschlag nach § 26 Abs. 1 KWKG („KWK-Umlage“)
- Netzentgeltzuschlag nach § 18 Abs. 1 S. 2 AbLaV („AbLaV-Umlage“)
- 60 % der Umlage nach §§ 60 und 61 EEG („EEG-Umlage“)

Da Stromspeicher und Anlagen zur Umwandlung elektrischer Energie in andere Energieträger (Sektorenkopplungsanlagen) grundsätzlich auch Letztverbraucher i. S. d. Energierechts sind, können diese regelmäßig auch von § 7 SINTEG-V profitieren.

Im Ergebnis werden damit Stromspeicher und Sektorenkopplungsanlagen in bestimmten Zeiträumen stark privilegiert. Und lediglich der (Börsen-)Strompreis, die anteilige EEG-Umlage und die Stromsteuer sind im Hinblick auf den Bezugsstrom zu bezahlen. Dadurch soll dem Umstand Rechnung getragen werden, dass bisher Strom stärker mit Entgelten und Umlagen belastet ist, als Brennstoffe. Da insbesondere Anlagen, die Brennstoffe durch Strom ersetzen, nach der Rechtslage ohne SINTEG-V vergleichsweise höhere

⁴⁶ § 8 SINTEG-V.

Gestehungskosten aufweisen hält der Ordnungsgeber die Befreiung von entsprechenden Strompreisbestandteilen für opportun.⁴⁷

Im Rahmen des SINTEG-Programms wird ein Teil der oben erörterten Hemmnisse von Anlagen zur Flexibilitätsbereitstellung in Bezug auf die Letztverbraucherabgaben abgebaut. Anzumerken ist jedoch, dass dieser besondere Nachteilsausgleich nach § 8 SINTEG-V nicht für sämtliche Flexibilitätsbereitstellung gilt, sondern nur für Stromspeicher und Anlagen zur Umwandlung von elektrischer Energie in einen anderen Energieträger.

Andere Flexibilitätsoptionen, wie beispielsweise industrielle Lasten können hingegen nur von § 7 SINTEG-V profitieren und müssen entsprechend (modifizierte) Netzentgelte, grundsätzlich die gesamte EEG-Umlage und grundsätzlich sämtliche netzentgeltgewälzten Abgaben und Umlagen entrichten. Dieser Umstand kann sich hemmend auf die Flexibilitätsbereitstellung durch industrielle Lasten oder andere Letztverbraucher, die keine Stromspeicher der Sektorenkopplungsanlagen sind, auswirken.

Weiterhin kann sich hemmend auswirken, dass der Begriff der „Anlage zur Umwandlung von elektrischer Energie in einen anderen Energieträger“ von der SINTEG-V nicht näher definiert wird und entsprechend nicht eindeutig ist, welche Anlagen konkret vom Nachteilsausgleich profitieren können.

3. Zeiträume, in denen wirtschaftliche Nachteile erstattet werden können

Wie bereits angedeutet, wird der Nachteilsausgleich nicht für sämtlichen Strombezug gewährt, sondern nur für den Strombezug in Zeiträumen nach § 6 Abs. 2 SINTEG-V. Die SINTEG-V legt folglich Zeiträume fest, zu welchen die wirtschaftlichen Nachteile für Letztverbraucher, und Betreiber von Stromspeichern und Sektorenkopplungsanlagen erstattungsfähig sind.

Wirtschaftliche Nachteile sind danach nur solche 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 ergreifen muss⁴⁸ (Netz- und Systemdienlichkeit)
- Der Wert der Stundenkontrakte am Spotmarkt der Strombörse in der Auktion des Vortages oder des laufenden Tages null oder negativ ist⁴⁹ (Marktdienlichkeit)

Diese Zeiträume sind vom Teilnehmer zu dokumentieren und ggf. auf Anforderung der BNetzA vorzulegen.⁵⁰

Die SINTEG-V legt damit die Grundsteine für die Bestimmung der Begriffe Netz-, System- und Marktdienlichkeit.

⁴⁷ https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/E/entwurf-sinteg.pdf?__blob=publicationFile&v=4 S. 22.

⁴⁸ § 6 Abs. 2 Nr. 1 SINTEG-V.

⁴⁹ § 6 Abs. 2 Nr. 2 SINTEG-V.

⁵⁰ § 6 Abs. 3 SINTEG-V.

4. Nachteilsausgleich bei Betreibern von EE-Anlagen⁵¹

Die dritte Fallgestaltung, bei der SINTEG-Teilnehmer von der SINTEG-V profitieren können ist in § 9 SINTEG-V geregelt. Betreiber von EE-Erzeugungsanlagen, die vom Netzbetreiber geregelt werden können, dürfen danach bei Netzengpässen oder zur Vermeidung von Netzengpässen anstelle der Reduzierung der Erzeugungsleistung die Einspeiseleistung der Anlage durch die Nutzung einer zuschaltbaren Last *vor dem Netzverknüpfungspunkt* der Anlage reduzieren. Teilnehmer, die von dieser Regelung Gebrauch machen, erhalten keine Entschädigung nach § 15 Abs. 1 EEG (Härtefallregelung), können aber den durch die entgangene Entschädigung entstandenen wirtschaftlichen Nachteil vom Netzbetreiber erstattet bekommen.

Voraussetzung dafür ist, dass:

- Die zusätzlich eingesetzte Last ausschließlich in der Zeit der Anforderung zum Einspeisemanagement eingesetzt wird (Nr. 1),
- Die zusätzliche Last dem Strombezug nicht nur zeitlich verschiebt und (Nr. 2)
- Die einer Reduzierung der Erzeugungsleistung der Anlage entsprechende entlastende physikalische Wirkung für das Elektrizitätsversorgungsnetz gewahrt ist (Nr. 3).

Diese Norm ermöglicht es demnach, dass die Energie aus EE-Erzeugungsanlagen in Einspeisemanagementsituationen nicht ungenutzt bleibt, sondern vielmehr zur Versorgung von zuschaltbaren Lasten eingesetzt werden kann. Die Voraussetzungen, die hierfür zu erfüllen sind, sind jedoch denkbar streng. Insbesondere die Nr. 1 und 2 setzen voraus, dass entsprechende Lasten spezifisch für Einspeisemanagementsituation genutzt werden müssen und schließen zudem aus, dass durch den zusätzlichen Lasteinsatz nur eine zeitliche Verschiebung des Strombezugs stattfindet. Insbesondere industrielle Flexibilitätsanbieter, die in der Lage sind, Flexibilität durch zeitliche Verschiebung von Produktionsprozessen anzubieten, können von § 9 SINTEG-V nicht profitieren, sondern müssen die Last zusätzlich einsetzen.

Der Einsatz von Flexibilitätsoptionen wie beispielsweise Stromspeichern oder industriellen Lasten wird hierdurch gehemmt, insbesondere weil die SINTEG-V unbeantwortet lässt, welche Tatbestandsvoraussetzungen bzw. welcher zeitliche Horizont bei der Tatbestandsvoraussetzung anzulegen ist, dass die zusätzlich eingesetzte Last den Strombezug nicht nur zeitlich verschieben darf. Hierfür ist er auch nachweispflichtig gem. § 12 SINTEG-V.

⁵¹ § 9 SINTEG-V.

Teil 3 Anlagen- und infrastrukturbezogene Aspekte

Nachdem im vorangegangenen Kapitel stromseitige Hemmnisse und diesbezüglich zu beachtende Aspekte erörtert wurden, widmet sich das vorliegende Kapitel den Anlagen- und infrastrukturbezogenen Aspekten, die für die Flexibilitätsbereitstellung und die Sektorenkopplung von Relevanz sind.

A. Baukostenzuschuss

- Wird durch die Bereitstellung von zusätzlichen Kapazitäten zur Flexibilitätsbereitstellung eine Verstärkung des Stromnetzes erforderlich, ist durch den Flexibilitätsanbieter ggf. ein Baukostenzuschuss zu entrichten. Dies gilt sowohl für die Niederspannung als auch für höhere Spannungsebenen.
- Durch diese finanzielle Belastung wird u.U. der Ausbau von Flexibilitäten gehemmt.

Ein anlagenbezogenes Hemmnis für den Aufbau bzw. Ausbau von Flexibilitäten oder Sektorenkopplungsanlagen könnte auch ein ggf. erforderlicher Baukostenzuschuss darstellen. Bei Baukostenzuschüssen handelt es sich um einmalige Aufwendungen für die Erstellung oder Verstärkung von Verteilungsanlagen des Netzbetreibers bei wirtschaftlich effizienter Betriebsführung. Die Bereitstellung von Flexibilitäten für das Stromsystem geht regelmäßig mit dem Bereitstellen von (zusätzlichen) Kapazitäten einher. Gängige Konzepte auf Last- bzw. Verbraucherseite können dabei sein, dass der jeweilige Letztverbraucher entweder seine regelmäßige Leistung reduziert und damit Flexibilitätskapazitäten generiert, oder dass er bestehende Kapazitäten ausbaut und die ausgebauten Leistung für die Flexibilitätsbereitstellung nutzt.

Im zweiten Fall kann der Kapazitätszubau dazu führen, dass ein Neubau oder eine Verstärkung der örtlichen Verteileranlagen erforderlich wird.

Anschlussnehmer sind gegenüber dem Netzbetreiber grundsätzlich zur Zahlung eines Baukostenzuschusses verpflichtet, der die notwendigen Kosten für die Erstellung oder Verstärkung der örtlichen Verteileranlagen des Niederspannungsnetzes teilweise deckt, § 11 NAV.

Der Baukostenzuschuss verfolgt eine Lenkungsfunction. Der Netzbetreiber soll nicht gezwungen werden, eine völlig überzogene Netzanschlusskapazität vorhalten zu müssen, die zu einem überbelegten Netz führt. Die Höhe des Baukostenzuschusses bemisst sich nach dem Verhältnis der am Netzanschluss vorzuhaltenden Leistung zur Summe der Leistungen, die in den im betroffenen Versorgungsgebiet erstellten oder verstärkten Verteileranlagen insgesamt vorgehalten werden können, § 11 Abs. 2 NAV.

Auch für die Erstellung oder Verstärkung von Stromnetzen höherer Spannungsebenen können Baukostenzuschüsse erhoben werden. Der entsprechende Anspruch wird aus § 17 EnWG abgeleitet. Diesbezüglich hat die BNetzA ein Positionspapier zur Erhebung von Baukostenzuschüssen für Netzanschlüsse im Bereich von

Netzebenen oberhalb der Niederspannung veröffentlicht⁵² und bestätigt darin ausdrücklich die Möglichkeit der Erhebung von Baukostenzuschüssen. Dieser Anspruch folge zwar nicht aus dem Gesetz, jedoch handelt es sich bei der dauerhaften Bereitstellung von Anschlusskapazität um ein vermögenswertes Gut, welches in privatwirtschaftlich organisierten Verhältnissen nur gegen Entgelt überlassen zu werden pflegt.

Für Flexibilitäts- oder Sektorenkopplungsanlagen, bei denen gegebenenfalls bauliche Maßnahmen in Bezug auf eine Erhöhung der Anschlussleistung erforderlich werden, kann der Baukostenzuschuss teils einen ganz erheblichen Kostenblock darstellen, der die Rentabilität der Anlage in Frage stellt.

Dieser Umstand kann zu einem Hemmnis für die Errichtung bzw. den Betrieb entsprechender Anlagen führen.

⁵² BNetzA, Positionspapier v. 27.3.2009 – BK6 p-06-041. http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Be-schlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK6-GZ/2006/2006_0001bis0999/2006_001bis099/BK6-06-003/BK6p-06-003_Positionspapier%20BKZ.pdf?__blob=publicationFile&v=2

B. „Nutzen statt abschalten“, § 13 Abs. 6a EnWG

- Nach § 13 Abs 6a EnWG können zwischen Übertragungsnetzbetreibern und KWK-Anlagenbetreibern vertragliche Vereinbarungen über die Reduzierung der Wirkleistung getroffen werden. Gleichzeitig wird die Wärmeversorgung mittels Power to Heat aufrechterhalten und dafür die entsprechende elektrische Energie geliefert. Der KWK-Anlagenbetreiber erhält hierfür die Investitionskosten für die Power-to-Heat-Anlage und einen Nachteilsausgleich. Der Übertragungsnetzbetreiber erhält die Steuerbarkeit über die Anlagenkombination
- Die Regelung adressiert technologiespezifisch KWK-Anlagen im Netzausbaubereich. Perspektivisch ist eine technologiebezogene Öffnung der Norm auf Verordnungswege denkbar und absehbar.
- Ein Hemmnis bei der praktischen Umsetzung der Regelung könnte sich daraus ergeben, dass es Überschneidungen zur Regelenergiebereitstellung gibt, und dort Gewinne erwirtschaftet werden können, während sich § 13 Abs. 6a EnWG im Wesentlichen auf einen Nachteilsausgleich beschränkt.

Durch vertragliche Vereinbarungen zwischen Übertragungsnetzbetreiber und KWK-Anlagenbetreibern auf Grundlage des § 13 Abs. 6a EnWG können Investitionskosten für Power-to-Heat-Anlagen sowie Nachteilsausgleiche durch den Übertragungsnetzbetreiber im Gegenzug zur Überlassung der Steuerbarkeit der KWK- und PtH-Anlage gewährt werden. Diese zunächst komplex anmutende Systematik hat folgenden Hintergrund:

Das deutsche Energiesystem ist unter anderem dadurch charakterisiert, dass im Norden Deutschlands ein großer Anteil erneuerbarer Energien (insb. Windkraft) erzeugt wird, die großen Energieverbraucher sich jedoch im Süden Deutschlands befinden. Da der Netzausbau zum Transport der Energie noch geraume Zeit in Anspruch nehmen wird, und Flexibilitätsinstrumente bislang nicht in ausreichender Form zu Verfügung stehen, führt dies dazu, dass erneuerbare Energien-Anlagen in nennenswertem Umfang im Rahmen des sog. Einspeisemanagement abgeregelt werden, um die Netze zu entlasten.

Aus Klimaschutzgesichtspunkten wäre es jedoch sinnvoller, zunächst die oftmals erdgasbefeuelten KWK-Anlagen abzuschalten, bevor erneuerbare Energien-Anlagen von einer Abschaltung betroffen werden. Dies ist jedoch regelmäßig nicht möglich, weil die durch die KWK-Anlagen bereitgestellte Wärme benötigt wird. Hier setzt § 13 Abs. 6a EnWG an, der es ermöglichen soll, verstärkt die KWK-Anlagen vom Netz zu nehmen.

Dazu können zwischen Übertragungsnetzbetreibern und KWK-Anlagenbetreibern vertragliche Vereinbarungen über die Reduzierung der Wirkleistung getroffen werden. Gleichzeitig wird die Wärmeversorgung mittels Power to Heat aufrechterhalten und dafür die entsprechende elektrische Energie geliefert. Vorteilhaft ist, dass durch die KWK-Anlagen nicht weiter Strom in das Netz einspeist wird und eine weitere Last – die Power to Heat Anlage - zusätzlichen Strom aus dem Netz entnimmt und so dem Engpass entgegenwirkt. Der KWK-Anlagenbetreiber profitiert davon, dass der Übertragungsnetzbetreiber die Investitionskosten für die Power to Heat Anlage übernimmt.

Sofern mit diesen freiwilligen Vereinbarungen nicht das gesetzliche Ziel von mindestens 2 GW neuer Wärmeerzeuger erreicht wird, wird die Bundesregierung einen Vorschlag für eine Rechtsverordnung in Verbindung mit § 13i Abs. 1 und 2 EnWG zur Implementierung eines technologieoffenen Ausschreibungsverfahrens machen. Dies könnte dazu führen, dass an dem Verfahren nach § 13 Abs. 6a EnWG nicht wie bisher nur Power to Heat Anlagen teilnehmen könnten, sondern auch andere sektorenkoppelnde Technologien, wie bspw. Power to Gas Anlagen.

Der Regelung des § 13 Abs. 6a EnWG kann nicht mit abschließender Gewissheit entnommen werden, welche Kosten zu den Investitionskosten für die elektrische Wärmeerzeugung gezahlt werden. Satz 2 Nr. 3 konkretisiert, dass sich die Übertragungsnetzbetreiber in Vereinbarungen nach Satz 1 und 2 bereit erklären, „die erforderlichen Kosten für die Investition für die elektrische Wärmeerzeugung [...] einmalig“ erstatten. Hinsichtlich der bis dahin umstrittenen Frage, ob zu den erforderlichen Investitionskosten auch die Kosten für den Netzanschluss der Power-to-Heat-Anlage sowie ggf. durch den Anlagenbetreiber gezahlte Baukostenzuschüsse nach § 11 NAV zählen, hat die BNetzA festgelegt, dass diese Kosten zu den erforderlichen Investitionskosten zählen.⁵³ Entsprechend wurde das Hemmnis der Rechtsunsicherheit durch dieses Festlegungsverfahren beseitigt. Die Kosten werden von den Übertragungsnetzbetreibern jedoch nicht selbst getragen, sondern können bei der Netzentgeltermittlung in Ansatz gebracht werden und so auf die Gesamtheit der Netznutzer umgelegt werden.

Ein weiteres Hemmnis im Bereich der Anwendung des § 13 Abs. 6a EnWG dürfte im Verhältnis zur Regelenergie liegen. Bei der Maßnahme nach § 13 Abs. 6a EnWG handelt es sich gemäß § 13 Abs. 6a S. 2 Nr. 1 EnWG um eine marktbezogene Maßnahme i.S.d. § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG. Auch die Regelenergiebereitstellung ist eine marktbezogene Maßnahme i.S.d. § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG. Beide Flexibilitätsinstrumente sind dadurch geprägt, dass sich der Anlagenbetreiber auf vertraglicher Ebene dazu verpflichtet, seine Anlage für einen etwaigen Abruf bereitzuhalten. Daraus ergibt sich die Problematik, dass sich die Zwecke der jeweiligen Maßnahme in ihrer Wirkung nicht zwangsläufig decken. Die Frequenz- bzw. Spannungshaltung auf Grundlage der Regelenergiebereitstellung muss nicht zwingend mit einem netzengpassbedingten Abruf zusammentreffen. Eine KWK-Anlage, die auf dem Regelenergiemarkt kontrahiert ist, wird daher nicht von § 13 Abs. 6a EnWG profitieren können. Umgekehrt gilt, dass für eine Kombination aus KWK- und PtH-Anlage der Regelenergiemarkt nicht eröffnet sein dürfte.

Da auf dem Regelenergiemarkt grds. Gewinne erwirtschaftet werden können, bei der Kontrahierung nach § 13 Abs. 6a EnWG jedoch insbesondere der wirtschaftliche Nachteilsausgleich gepaart mit einem Investitionszuschuss im Vordergrund steht, bleibt fraglich, welche Anlagenbetreiber sich für die Variante des § 13 Abs. 6a EnWG entscheiden – und 5 Jahre binden – werden.

⁵³ BNetzA BK8-17-0009-A S. 12.

Teil 4 Produktseitige Aspekte

In den vorangegangenen Teilen dieses Berichts wurden stromseitige und infrastrukturelle Aspekte in Bezug auf Hemmnisse für die Flexibilitätsbereitstellung und die Sektorenkopplung erörtert. Insbesondere für die Sektorenkopplung ist jedoch nicht nur der Einsatzstoff, vornehmlich der Strom, relevant, sondern auch Regelungen und Bestimmungen aus dem jeweiligen Sektor, der mit dem Stromsektor gekoppelt wird. Der Darstellung der diesbezüglichen Hemmnisse widmet sich dieses Kapitel.

Eine Kernherausforderung stellt es dabei dar, dass die aus Strom hergestellten Produkte bzw. Energieträger wirtschaftlich in starkem Konkurrenzdruck zu Produkten bzw. Energieträgern aus fossilen Quellen stehen. So muss sich beispielsweise Wärme, die mittels Wärmepumpen oder Power-to-Heat-Anlagen produziert wird, mit der Wärme aus Erdgas am Markt messen lassen. Selbst bei einem Abbau der oben erörterten strombezogenen Hemmnisse erscheint dies bei den relativ geringen Erdgaspreisen nur schwer möglich.

Im Grundsatz existieren zwei Stellschrauben, wie dieser Konflikt aufgelöst werden kann. Zum einen kann der Preis für fossile Energieträger in Abhängigkeit ihrer klimaschädlichen Wirkung erhöht werden (bspw. über eine CO₂-Bepreisung), oder der Wert der Produkte, die aus Strom hergestellt werden, wird erhöht (bspw. über eine Kennzeichnung der Wärme als „grün“ und die Anrechnungsmöglichkeit dieser Wärme auf verpflichtende Quoten, die vom Ordnungsrecht vorgegeben werden).

Im Rahmen dieses Berichts wird jedoch noch nicht zu den spezifischen Optionen bzgl. Änderungen der Rahmenbedingungen Stellung genommen werden, sondern vielmehr aufgezeigt, wo die Hemmnisse einer produktseitigen Werterhöhung bei dem Einsatz von Sektorenkopplung rechtlich zu verorten sind und am Beispiel des Wärmesektors aufgezeigt, wie der Wert der Wärme durch ordnungsrechtliche Vorgaben beeinflusst wird, und wie sich Wärme aus Stromanwendungen derzeit einordnen lässt.

A. Kennzeichnungs- und Weitergabemöglichkeiten für „grünen“ Strom

- Das Energiewirtschaftsrecht kennt verschiedene Kennzeichnungspflichten und Herkunftsnachweise für erneuerbare und regionale Strommengen.
- Kennzeichnungsmöglichkeiten, die die Deklaration von Strom aus dem Netz der allgemeinen Versorgung als „grün“ und die Weitergabe in anderen Sektoren ermöglichen, bestehen nach derzeitiger Rechtslage jedoch nicht, was sich hemmend auf die Geschäftsmodellentwicklung für die Sektorenkopplung auswirken kann.

Damit Produkte aus Sektorenkopplungsanlagen auf die Dekarbonisierungsziele angerechnet werden können und sich nachhaltige Geschäftsmodelle in Bezug auf die Sektorenkopplung entwickeln können, ist es erforderlich, dass der Einsatzstrom aus erneuerbaren Energien erzeugt wird. Die Energiewirtschaft unterliegt der Besonderheit, dass beispielsweise der zwischen Verkäufer und Käufer auf der Strombörse gehandelte Strom physikalisch nicht den Strommengen entspricht, die tatsächlich geliefert werden. Im Stromnetz, der Transportinfrastruktur der Energiewirtschaft, wird der gehandelte Strom physikalisch untrennbar mit anderen gehandelten Strommengen vermischt. Wird also „grüner“ Strom, beispielsweise aus einer Windkraftanlage ins Netz eingespeist, färbt er sich dort „grau“ und spiegelt in seiner Zusammensetzung den Strommix des Netzes der allgemeinen Versorgung wider.

Nach derzeitiger Rechtslage wird ausschließlich der direkt physikalische Bezug von Strom aus erneuerbaren Energien ohne Netznutzung als privilegierter Strom behandelt. Dieser Umstand greift zu kurz, den werden Sektorenkopplungsanlagen als Flexibilitätsoption eingesetzt ist regelmäßig der Bezug von Strommengen aus dem Netz erforderlich und für die Etablierung von Geschäftsmodellen für den Einsatz von Sektorenkopplungsanlagen ist es erforderlich, dass sie „Grünstrom“ beziehen und in den jeweiligen Anlagen auch ein Produkt erzeugen können, das sie als „grün“ vermarkten dürfen.

Die derzeitige Rechtslage sieht für Strom eine Kennzeichnungspflicht und gewisse Kennzeichnungsmöglichkeiten vor. Zentrale Norm für die Kennzeichnungspflicht ist § 42 Abs 1 EnWG, nach der ein Elektrizitätsversorgungsunternehmen den Anteil der einzelnen Energieträger am Gesamtenergieträgermix anzugeben hat, den der Lieferant in der Vergangenheit verwendet hat, bzw. für das konkrete Stromprodukt verwendet hat. Die Kennzeichnungspflicht dient insbesondere zu Vergleichszwecken für den Verbraucher, eine Aussage über die Qualität bzw. „grüne“ Eigenschaft der konkret gelieferten Strommenge wird durch die Kennzeichnung nach § 42 Abs. 1 EnWG nicht getroffen.

In den §§ 78 bis 79a EEG sind Kennzeichnungsoptionen vorgesehen, die jedoch ebenfalls rein informativen Charakter haben und dem bezogenen Strom keine besondere Qualität oder Eigenschaft zuweisen.

EEG-geförderte Strommengen können und müssen nach § 78 EEG seitens der Elektrizitätsversorgungsunternehmen als „Erneuerbare Energien, finanziert aus der EEG-Umlage“ gekennzeichnet werden. Auf Grundlage dieser Kennzeichnung kann in der Stromrechnung insbesondere keine explizit „grüne“ Eigenschaft herausgestellt werden. Die Eigenschaft des physikalisch gelieferten Stroms ist „grau“, da nur der in das allgemeine Netz der Versorgung eingespeiste Strom EEG-Zahlungen erhält und entweder im Fall der Einspeisevergütung von den ÜNB an der Börse oder im Fall der Direktvermarktung regelmäßig von Direktvermarktern oder ausnahmsweise durch den Anlagenbetreiber selbst veräußert wird. Es wird mithin Netzstrom geliefert, der energiewirtschaftsrechtlich betrachtet aktuell im Allgemeinen „grau“ ist. Das Energiewirtschaftsrecht kennt die Berücksichtigung eines dekarbonisierenden Beitrags bilanzieller Grünstrommengen kaum. Die Kennzeichnungspflicht bzw. -möglichkeit nach § 78 EEG ermöglicht daher die Kennzeichnung von Strommengen als „grün“ und die Weitergabe in andere Sektoren nicht.

Auch sog. Herkunftsnachweise nach § 79 EEG treffen keine Aussage über die Qualität bzw. Eigenschaft des konkret gelieferten Stroms. Herkunftsnachweise sind gem. § 3 Nr. 29 EEG elektronische Dokumente, die *ausschließlich* dazu dienen, gegenüber einem Letztverbraucher im Rahmen der Stromkennzeichnung nach § 42 Abs. 1 Nr. 1 EnWG nachzuweisen, dass ein bestimmter Anteil oder eine bestimmte Menge des Stroms aus erneuerbaren Energien erzeugt wurde. Herkunftsnachweise bescheinigen, wie und wo Strom aus erneuerbaren Energien produziert wurde und sie sorgen dafür, dass die Qualität bzw. Eigenschaft des Stroms nur einmal verkauft werden kann, indem sie entwertet werden. Ein Herkunftsnachweis wird für eine MWh kennzeichnungsfähigen EE-Strom ausgestellt. Herkunftsnachweise bieten einzig die Möglichkeit, dem Letztverbraucher eine explizit „grüne“ Eigenschaft bilanzieller Strommengen mitzuteilen. Über diese bloße Mitteilungsfunktion hinaus können sie auf dem weiteren Verwertungspfad keine Rolle spielen. In der Praxis entfalten sie keine Preissignale, die Investitionen in erneuerbare Energien anreizen. Durch ihre abstrahierte Handelbarkeit von der EE-Strommenge, für die sie ursprünglich ausgestellt wurden, können auch Strommengen aus konventioneller Erzeugung als grün deklariert werden; es handelt sich deshalb eher um einen bilanziellen EE-Stromumverteilungsmechanismus zwischen den Mitgliedstaaten der Europäischen Union, als um eine Deklarierungs- und Weitergabemöglichkeiten für EE-Strom.

Für gefördert direktvermarktete Strommengen kommt die Verwendung von Regionalnachweisen nach § 79a EEG in Betracht. Mit Ihnen kann dem Stromkunden die regionale Eigenschaft der „Erneuerbaren Energien, finanziert aus der EEG-Umlage“ mitgeteilt werden. Diese Information soll ein Bewusstsein des Letztverbrauchers für die Anlagen in dessen Nähe begründen und damit Akzeptanz für die Energiewende schaffen. Regionalnachweise spiegeln daher die regionale Erzeugung des Stroms wider, ermöglichen aber nicht die Kennzeichnung und sektorenübergreifende Weitergabe der Strommenge als „grün“.

B. Produktseitige Aspekte am Beispiel des Wärmesektors

Die Klimaschutzziele erfordern es, dass alle Sektoren weitgehend dekarbonisiert werden. Die Möglichkeiten zur Dekarbonisierung des Wärmesektors sind jedoch stark begrenzt, denn Biomasse ist nur in begrenztem Rahmen verfügbar, da der Anbau in Flächenkonkurrenz zur Nahrungsmittelproduktion steht. Solarthermie kann ihre Stärken insbesondere in den Sommermonaten ausspielen, in denen der Wärmebedarf regelmäßig am geringsten ist. Tiefengeothermie stellt ein wichtiges Modul zur Dekarbonisierung des Wärmesektors dar, stößt jedoch schnell an die Grenzen der Wirtschaftlichkeit.

Zur vollständigen Dekarbonisierung des Wärmesektors wird daher der Einsatz von Strom im Wärmesektor voraussichtlich ein ganz wesentlicher Aspekt sein. Sei es, dass die Wärme über Heizstäbe (Power-to-Heat) oder dezentrale Wärmepumpen zur Verfügung gestellt wird oder nach Temperaturerhöhung mittels zentraler Wärmepumpen in Wärmenetze eingespeist und verteilt wird. Für die Dekarbonisierung ist vorausgesetzt, dass der Strom für die Wärmeerzeugung aus erneuerbaren Energien stammt, also solche im Rahmen des Wärmesektors gekennzeichnet werden darf (zu den Hemmnissen s. o.) und diese erneuerbare Eigenschaft sich in den jeweiligen ordnungsrechtlichen Vorschriften widerspiegelt.

Relevant für die regulatorische Auseinandersetzung mit der Thematik der Power-to-Heat- oder Wärmepumpenwärme sind insbesondere die Regelwerke der Energieeinsparverordnung (EnEV), auf Grundlage des Energieeinspargesetzes (EnEG) und des Erneuerbare-Energien-WärmeGesetz (EEWärmeG). Während die EnEV insbesondere Energieeinsparung in den Blick nimmt, dient das EEWärmeG dem verstärkten Einsatz erneuerbarer Energien im Wärmesektor.

Im Folgenden werden die gebäude- und energiebezogenen Voraussetzungen, die die EnEV und das EEWärmeG auf Ebene des Ordnungsrechts stellen, dargestellt und herausgearbeitet, wie durch Strom-zu-Wärme-Anwendungen diesen Pflichten nachgekommen werden kann.

I. Primärenergetische Bewertung von Wärme aus Stromanwendungen (EnEV)

- Wird Strom aus dem Netz der allgemeinen Versorgung zur Wärmeerzeugung eingesetzt, wird diese Wärme mit einem relativ schlechten Primärenergiefaktor bewertet, was die Wirtschaftlichkeit von Power-to-Heat-Anwendungen hemmt.

Die Energieeinsparverordnung (EnEV) enthält mit Mitteln des Ordnungsrechts Anforderungen insbesondere an die Gebäudeerrichtung um Energieeinsparungen im Gebäudesektor zu forcieren. Neue Gebäude sind beispielsweise so zu errichten, dass der Jahres-Primärenergiebedarf für Heizung, Warmwasserbereitung, Lüftung und Kühlung den Wert des Jahres-Primärenergiebedarfs eines Referenzgebäudes gleicher Art nicht übersteigt.

In der konkreten Ausführung der EnEV-Anforderungen ist der Gebäudeeigentümer grundsätzlich frei, so kann er beispielsweise entscheiden, welche Anlagentechnik oder welche Dämmbaustoffe Verwendung finden um die Höchstwerte einzuhalten. Ihm steht es ferner frei, die Höchstwerte auch durch Kombination von eingesetzter Anlagentechnik und baulichen Wärmeschutzes einzuhalten. Je effizienter und umweltfreundlicher dabei die eingesetzte Heizanlagentechnik ist, desto weniger Voraussetzungen werden an den Wärmeschutz gestellt. Der Einsatz einer verhältnismäßig schlechten Heizanlagentechnik erfordert umgekehrt die Verwendung eines erhöhten Wärmeschutzes, um die Referenz-Höchstwerte der EnEV nicht zu überschreiten.

Der Primärenergiefaktor, der ein maßgebliches Element bei der Berechnung des Primärenergiebedarfs eines Gebäudes darstellt, gibt das Verhältnis von eingesetzter Primärenergie zur abgegebenen Endenergie an und berücksichtigt dabei alle Schritte der Primärenergieerzeugung.⁵⁴ Diese normativen Vorgaben für den Primärenergiefaktor führen dazu, dass der Faktor eines Brennstoffs und die Einordnung der Wärme aus Power to Heat Anlagen als erneuerbare Energie einen erheblichen Einfluss auf den Marktwert und das Wertschöpfungspotential von Power to Heat Anlagen hat. Für Strom aus dem Netz der allgemeinen Versorgung liegt der Primärenergiefaktor derzeit bei 1,8 für den nicht erneuerbaren Anteil. Dieser vergleichsweise hohe Primärenergiefaktor kann das Gesamtprimärenergiefaktor eines Wärmenetzes oder einer Heizungsanlage negativ beeinflussen und den Einsatz der Power to Heat Technologie unattraktiv machen. Diese hemmt die Integration von Power to Heat in das Energiesystem.

⁵⁴ vgl. vertiefend und m. w. N.: Schäfer-Stradowsky/Doderer, Beck-Kommentar KWKG 1. Aufl. 2018, vor §§ 18 ff. KWKG, Rn. 31 ff.

II. Anerkennung von Wärme aus Stromanwendungen als erneuerbare Energie (EEWärmG)

- Wird Strom aus dem Netz der allgemeinen Versorgung zur Wärmeerzeugung eingesetzt (Power-to-Heat-Technologie auf Basis des Widerstandprinzips), kann diese Wärme nicht auf die EE-Quoten nach dem EEWärmG angerechnet. Hierdurch wird die Wirtschaftlichkeit von solchen Power-to-Heat-Technologien gehemmt.
- Geothermie, Umweltwärme und Abwärme können auf die verpflichtenden EE-Quoten angerechnet werden, wenn sie durch effiziente und elektrisch angetriebene Wärmepumpen genutzt werden. Dadurch bestehen gewisse Anreize für die Wärmepumpentechnologie.

Im Rahmen des Erneuerbare-Energien-Wärmegesetzes (EEWärmG) wird an Gebäudeeigentümer gewisse Pflichten im Hinblick auf die Nutzung erneuerbarer Energien zur Deckung des Kälte- und Wärmebedarfs gestellt.

Gem. § 1 Abs. 1 EEWärmG dient das EEWärmG dem Zweck, insbesondere im Interesse des Klimaschutzes, der Schonung fossiler Ressourcen und der Minderung der Abhängigkeit von Energieimporten, eine nachhaltige Entwicklung der Energieversorgung zu ermöglichen und die Weiterentwicklung von Technologien zur Erzeugung von Wärme und Kälte aus erneuerbaren Energien zu fördern.

Als Instrument bedient sich das EEWärmG einer ordnungsrechtlichen Nutzungspflicht für anteilige erneuerbare Energien zur Deckung des Wärme- und Kälteenergiebedarfs für Gebäude, § 3 Abs. 1 EEWärmG. Wärme die aus Strom aus dem Netz der allgemeinen Versorgung erzeugt wird, fällt aber nicht unter den erneuerbaren Energien Begriff des § 2 Abs. 1 EEWärmG und kann daher grundsätzlich nicht zur Erfüllung der Verpflichtung aus § 3 i.V.m §§ 5 und 6 EEWärmG eingesetzt werden, was Geschäftsmodelle der Power to Heat Technologie hemmen kann. Wärme aus Power-to-Heat-Technologien auf Basis des Widerstandprinzips kann folglich nicht im Rahmen des EEWärmG auf die Quoten angerechnet werden.

Zur Erfüllung der Nutzungspflicht nach § 3 EEWärmG kommt aber in Betracht, die jeweilige Quote durch Nutzung von Geothermie und Umweltwärme nach Maßgabe der Nummer III der Anlage zum EEWärmG zu erfüllen. Danach wird vorausgesetzt, dass die Geothermie und Umweltwärme durch elektrisch angetriebene Wärmepumpen genutzt wird, an die gewisse Effizienzvorgaben gestellt werden. Entsprechendes gilt für mögliche Ersatzmaßnahmen nach § 7 EEWärmG, wie beispielsweise bei der Nutzung von Abwärme. Auch hier ist die Abwärme durch elektrisch betriebene Wärmepumpen zu nutzen. Gleiches gilt auch, wenn Abwärme, Geothermie oder Umweltwärme im Rahmen eines Fernwärmenetzes eingesetzt werden soll. Auch hier ist über § 7 EEWärmG i.V.m. Nummer VIII der Anlage zum EEWärmG die entsprechende Geltung der Nummern I bis VI zur Anlage des EEWärmG festgelegt und somit die Nutzung der jeweiligen Wärme über elektrisch betriebene Wärmepumpen vorgegeben.

Durch diese Regelungen bestehen Anreize zur Verwendung von Wärmepumpen und dem Produkt der jeweiligen Wärme wird über die Anrechenbarkeit auf die EE-Quote ein gewisser finanzieller Wert zugeschrieben.