



SINTEG-WINDNODE

Denkbare Weiterentwicklungsoptionen für die umfassende Flexibilisierung des Energiesystems
und die Sektorenkopplung

Januar 2020



Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Erstellt durch IKEM

Hannes Doderer (Projektleiter)

Simon Schäfer-Stradowsky

Johannes Antoni

Jonathan Metz

Fanny Knoll

Julia Borger

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

Teil 1	Einleitung	3
Teil 2	Stromseitige Aspekte	4
A.	Netzentgelte	4
	I. Gleichlauf der Netzentgeltbefreiung nach § 118 Abs. 6 EnWG für alle Sektorenkopplungstechnologien.....	4
	II. Netzdienlichen Strombezug bei der Ermittlung der Netzentgelte nach § 17 Abs. 2 StromNEV unberücksichtigt lassen.....	5
	III. Netzdienlichen Strombezug bei der Berechnung des Höchstlastbetrages nach § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV unberücksichtigt lassen (atypische Netznutzung).....	6
	IV. Ergänzung von Netzzustandssignalen bei Netzentgeltprivilegierung für stromintensive Letztverbraucher, § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV.....	7
B.	Netzentgeltgewälzte Umlagen und Abgaben	7
C.	EEG-Umlage	8
	I. EEG-Umlagereduzierung für netzdienlich und marktorientiert bezogene Strommengen.....	8
	II. Flexibilität in Besondere Ausgleichsregelung integrieren.....	9
D.	Stromsteuer	10
	I. Technologieoffene und dynamische Ausgestaltung der Stromsteuer.....	11
	II. Ermittlung des Stromsteuerbetrages (Wert- vs. Mengensteuer).....	12
Teil 3	Anlagen- und infrastrukturbezogene Aspekte	13
A.	Baukostenzuschuss	13
B.	„Nutzen statt Abregeln“ ausweiten und technologieoffen ausgestalten, § 13 Abs. 6a EnWG	13
Teil 4	Produktseitige Aspekte (Sektorenkopplung)	15

Teil 1 Einleitung

Das vorliegende Papier widmet sich möglichen Weiterentwicklungsoptionen der rechtlichen Rahmenbedingungen, mit dem Ziel, die Flexibilität des Energiesystems zu forcieren und die Hemmnisse der Sektorenkopplung abzubauen. Es baut auf dem IKEM Papier „SINTEG-WindNODE – Bestandsaufnahme der rechtlichen Hemmnisse und Anreize für die umfassende Flexibilisierung des Energiesystems“ vom Juli 2018 auf und adressiert die dort ermittelten Hemmnisse. Ein besonderer Fokus wird dabei auf die Letztverbraucherabgaben gelegt, die für den Strombezug fällig werden.

Zu berücksichtigen gilt es, dass sich dieses Papier auf sog. evolutionäre Rechtsfortentwicklungsansätze fokussiert. Damit ist gemeint, dass bestehende Rechtssätze bruchlos den Anforderungen des Energiesystems angepasst werden, indem einzelne Tatbestandsmerkmale oder Paragraphen modifiziert werden, die grundsätzliche Rechtsarchitektur aber bestehen bleibt. Dieser evolutionäre Ansatz bietet den Vorteil, dass Anpassungen seitens Politik und insbesondere Gesetzgebung verhältnismäßig zügig und reibungsarm erfolgen können und so Hemmnisse zeitnah aus dem Weg geräumt werden können. Nachteil dieses Ansatzes ist, dass die bruchlose Fortentwicklung an systemische Grenzen stoßen kann und die Energiewende – soll sie erfolgreich weitergeführt werden – grundlegende Neuerung des Rechts verlangt. Solche revolutionären Ansätze, wie sie beispielsweise derzeit im Rahmen der CO₂-Bepreisung oder der Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik diskutiert werden, können die Herausforderungen der Energiewende ggfs. deutlich besser und verursachungsgerechter abbilden, bedürfen aber immensen politischen Willens und weitaus tiefgreifenderer Eingriffe in die Architektur des Energierechts. Die Weiterentwicklungsoptionen mit revolutionärem Charakter werden deshalb im Rahmen von SINTEG WindNODE durch das IKEM gesondert betrachtet und publiziert.

Teil 2 Stromseitige Aspekte

Wirtschaftlich größte Hemmnisse für die verbrauchsseitige Flexibilisierung und die Sektorenkopplung sind die hohen Letztverbraucherabgaben, die bei Netzstrombezug zu entrichten sind. Insbesondere die Netzentgelte, die EEG-Umlage und die Stromsteuer sind staatlich festgelegte Strompreisbestandteile, die der Geschäftsmodellentwicklung im Bereich netz- und marktdienlicher Flexibilität sowie der Übertragung des Stroms in die anderen Sektoren entgegenstehen. Zwar bestehen für bestimmte Branchen, Prozesse oder Technologien Privilegierungen bei den Letztverbraucherabgaben, diese richten sich jedoch nicht nach den Signalen von Strommarkt oder Stromnetz, sondern sind industriepolitisch oder technologiespezifisch getrieben, was beispielsweise die besondere Ausgleichsregelung im Rahmen der EEG-Umlage oder die spezielle Netzentgeltbefreiungen für Stromspeicher zeigen.

A. Netzentgelte

I. Gleichlauf der Netzentgeltbefreiung nach § 118 Abs. 6 EnWG für alle Sektorenkopplungstechnologien

Von der befristeten Netzentgeltbefreiung nach § 118 Abs. 6 EnWG können nur Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie profitieren, die nach Satz 3 die gespeicherte elektrische Energie zeitlich verzögert wieder in dasselbe Netz einspeisen. Eine technologiespezifische Ausnahme von diesem Rückverstromungserfordernis gilt gem. § 118 Abs. 6 S. 7 EnWG für Power-to-Gas-Anlagen (PtG-Anlagen).

Um einen Gleichlauf im Wettbewerb mit den anderen Sektorenkopplungstechnologien zu schaffen, könnte daran gedacht werden, das Netzentgeltprivileg auf sämtliche Anlagen zur Umwandlung von elektrischer Energie in einen anderen Energieträger auszuweiten.

Eine solche Erweiterung lässt sich mit dem Gesetzeszweck des § 118 Abs. 6 EnWG ebenso vereinbaren, wie bei PtGs-Anlagen. Ursprünglich wurde die Netzentgeltbefreiung gewährt, um den Bau von Energiespeicheranlagen finanziell anzureizen¹ und dadurch für Stabilität bei der Energieversorgung in Zeiten fluktuierender Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zu sorgen.² Erst mit dem Gesetz zur Neuregelung energiewirtschaftlicher Vorschriften im Jahr 2011³ wurden die Sätze 7 und 8 zu § 118 Abs. 6 EnWG ergänzt und eine spezifische Sonderregelung für PtG-Anlagen ins Gesetz geschrieben um solche Anlagen hinsichtlich ihrer Netzentgeltspflicht für den Strombezug des „umzuwandelnden“ Stroms genauso zu behandeln wie Pumpspeicherkraftwerke.⁴ Dabei ist anzunehmen, dass der Gesetzgeber bei der technologiespezifischen Privilegierung von PtG-Anlagen vor Augen hatte, dass PtG-Anlagen, ähnlich wie Pumpspeicherkraftwerke, grundsätzlich dazu geeignet sind, das Stromnetz sowohl durch Stromentnahme, als auch durch Stromeinspeisung (nach Verstromung des Speichergases) zu stützen. Auf die Pflicht zur Rückverstromung in *dasselbe* Netz wurde jedoch verzichtet, da sie dem elementaren Vorteil von Speichergas – nämlich der Transportierbarkeit über bestehende Gasnetze – entgegenstünde. Unter Zuhilfenahme von Instrumenten wie beispielsweise der Massenbilanzierung hätte er auch fordern können, dass PtG-Anlagen zwar rückverstromen müssen, aber eben nicht zwangsläufig in dasselbe Netz. Faktisch hat der Gesetzgeber aber durch die Normierung in

¹ BT-Drs. 17/6072, S. 97.

² Missling in: Danner / Theobald, Energierecht 99. EL. September 2018 § 118 EnWG Rn. 12.

³ BGBl. I S. 1554.

⁴ BT-Drs. 17/6365 S. 34.

§ 118 Abs. 6 S. 7 EnWG geregelt, dass PtG-Anlagen überhaupt nicht auf Rückverstromung angelegt sein müssen, um vom Netzentgeltbefreiungsprivileg profitieren zu können.

Entsprechend stehen nach derzeitiger Rechtslage PtG-Anlagen zur Stromnetzstützung nur als flexible Verbraucher zur Verfügung, während die gespeicherte Energie beispielsweise in anderen (wasserstoff- oder methanbenötigenden) Sektoren verbleibt oder ggfs. sogar durch zeitlich oder örtlich ungünstige Verstromung das Stromnetz belasten kann.

Da auch andere Sektorenkopplungstechnologien dazu geeignet sind, das Stromnetz durch ihren Strombezug zu stützen, erscheint die technologiespezifische Privilegierung von PtG-Anlagen einzig unter dem Gesichtspunkt der Förderung des spezifischen Investitionskostenbedarfs von PtG-Anlagen sinnvoll. Für einen Flexibilitäts-Wettbewerb verschiedener Sektorenkopplungstechnologien wäre eine solche Investitionskostenförderung über verbrauchsabhängige Kostenbestandteile jedoch nachteilhaft. Sinnvoller wäre es, die Anlagen bezüglich der Kostenbestandteile für den Strombezug gleich zu behandeln und Investitionskostenzuschüsse für bestimmte politisch gewollte Technologien über Steuermittel, Fondslösungen oder ähnliches zu gewähren.

II. Netzdienlichen Strombezug bei der Ermittlung der Netzentgelte nach § 17 Abs. 2 StromNEV unberücksichtigt lassen

Ein netzdienliches Verbrauchsverhalten kann unter Umständen höhere Netzentgelte zur Folge haben. Dies folgt daraus, dass nach § 17 Abs. 2 StromNEV das Netzentgelt aus einem Jahresleistungspreis und einem Arbeitspreis besteht. Das Jahresleistungsentgelt ist das Produkt aus dem jeweiligen Jahresleistungspreis und der Jahreshöchstleistung in Kilowatt der jeweiligen Entnahme im Abrechnungsjahr.

Wird die Jahreshöchstleistung durch einen netzdienlichen Strombezug erhöht, erhöht sich entsprechend auch der Jahresleistungspreis. Dieser Umstand kann ein Hemmnis für den flexiblen Einsatz von Stromverbrauchern und Sektorenkopplungsanlagen darstellen. Um diesem Hemmnis zu begegnen könnte in § 17 StromNEV eine Ausnahmeregelung eingeführt werden, nach der diejenigen Leistungsspitzen bei der Ermittlung der Jahreshöchstleistung unberücksichtigt bleiben, die die Stromnetze entlasten.

Ein ähnlicher Mechanismus ist auch § 15 Abs. 4 AbLaV zu entnehmen, der vorsieht, dass individuelle Netzentgelte nach § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV (Netzentgeltprivileg für gleichmäßig hohen Stromverbrauch) nicht aufgrund von Abrufen der Abschaltleistung im Rahmen der Abschaltbare-Lasten-Verordnung versagt werden dürfen. § 15 Abs. 4 HS 2 AbLaV gibt hierzu vor, dass die für die individuellen Netzentgelte maßgebliche Benutzungsstundenanzahl und der Stromverbrauch durch den Abruf der Abschaltleistung nicht reduziert werden.

Zur Bestimmung der Zeiten, zu denen die Stromabnahme, die über der ansonsten gemeldeten Jahreshöchstleistung liegt, netzdienlich ist, könnten die Netzbetreiber ein entsprechendes Signal senden.

Aus rechtlicher Sicht ergeben sich aus solch einer Ausnahmeregelung keine Bedenken, insbesondere eine Vereinbarkeit mit dem Verursacherprinzip, das der Netzentgeltermittlung zu Grunde liegt, dürfte gegeben sein. Nach dem den § 21 Abs. 1 EnWG sowie §§ 3 und 16 Abs. 1 S. 1 StromNEV zu entnehmenden Verursacherprinzip sollen Netznutzer grundsätzlich diejenigen Kosten tragen, die durch ihren Netzanschluss und ihre Netznutzung entstehen. Durch die Fokussierung der Ausnahmeregelung auf Zeiträume, in denen das

Stromnetz grundsätzlich überlastet ist oder droht zu überlasten, kann gewährleistet werden, dass die Stromabnahme nicht zur Erhöhung der Netzkosten führt.

Als Definition möglicher Zeiträume, in denen eine Leistungserhöhung über die gemeldete Jahreshöchstleistung hinaus nicht zur Erhöhung des Leistungspreises führt, bietet § 6 Abs. 2 Nr. 1 SINTEG-V mögliche Anknüpfungspunkte. Danach greifen die Privilegien der SINTEG-V in Zeiträumen, in denen der Netzbetreiber Maßnahmen zur Vermeidung eines Netzengpasses oder einer sonstigen Gefahr für die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems nach § 13 Abs. 1 und § 14 Abs. 1 S. 1 EnWG oder § 14 Abs. 1 EEG 2017 ergreifen muss.

Für die Akzeptanz der Ausnahmeregelung und damit den Abbau des Flexibilitätshemmnisses in § 17 Abs. 2 StromNEV dürfte Rechtssicherheit von oberster Bedeutung für potenzielle Flexibilitätsersteller sein. Die SINTEG-V, die eine eigenständige Dokumentation der relevanten Zeiträume durch den Anlagenbetreiber selbst und eine nachträgliche Prüfung des tatsächlichen Bestehens der Anspruchsvoraussetzungen vorsieht, vermag diesem Bedürfnis nach Rechtssicherheit nicht genügen. Anlagenbetreiber müssen vor dem Flexibilitätseinsatz die Gewähr haben, dass ihr Flexibilitätseinsatz nicht zur Erhöhung des Jahreshöchstlast führt. Dies könnte durch ein Signal des Netzbetreibers erfolgen.

III. Netzdienlichen Strombezug bei der Berechnung des Höchstlastbetrages nach § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV unberücksichtigt lassen (atypische Netznutzung)

Die derzeitige Ausgestaltung des § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV (atypische Netznutzung) kann zu einem Hemmnis für flexible Stromverbraucher führen, weil die tatsächliche Netzdienlichkeit eines Strombezugs nicht zwingend mit den durch den Netzbetreiber ein Jahr im Voraus vorgegebenen Zeiten der atypischen Netznutzung zusammenfallen muss. Die Bewertung der Atypik des Verbrauchsverhaltens erfolgt anhand eines Vergleichs mit üblichem und prognostiziertem Verbrauchsverhalten und orientiert sich nicht am tatsächlichen Flexibilitätsbedarf bzw. der Volatilität der EE-Stromerzeugung. Somit wird durch § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV allenfalls zufällig eine bedarfsgeführte Fahrweise angereizt. Letztlich kann die Norm sogar zur Verhinderung von Flexibilität führen, wenn bei Zeitgleichheit zwischen Hochlastzeitfenster und einer (stark windbedingten) Erzeugungsspitze eine grundsätzlich gewünschte zusätzliche Erhöhung der Entnahmelistung durch die Flexibilitätsoption unterbleibt, weil sie mit dem Verlust des Anspruchs auf reduzierte Netzentgelte bestraft wird.

Zu diesem Ergebnis kommt auch die BNetzA in ihrem Diskussionspapier zu Flexibilität im Stromversorgungssystem.⁵ Um das ermittelte Hemmnis abzubauen, kann angedacht werden, solche Strommengen, die netzdienlich bezogen werden, bei der Berechnung des Höchstlastbetrages des jeweiligen Netzbetreibers unberücksichtigt zu lassen, damit diese aus stromnetzdienlichen Strommengen nicht zum Entfall des Privilegs nach § 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV führen können. Über ein Signal des Netzbetreibers über die lokale Netzauslastung könnten so die starren Hochlastzeitfenster modifiziert werden.

Der Vorschlag des Unberücksichtiglassens bestimmter Strommengen knüpft dabei an eine gängige Praxis an. So hat die BNetzA bereits 2013 beschlossen, dass Leistungsspitzen, die nachweislich durch kuratives Redispatch, aufgrund von Anforderungen des Netzbetreibers oder durch die Erbringung negativer

⁵ BNetzA, Flexibilität im Stromversorgungssystem, Diskussionspapier 3. April 2017, S. 24.

Regelenergie verursacht wurden, bei der Ermittlung der in die Hochlastzeitfenster fallenden Jahreshöchstlast nicht zu berücksichtigen sind.⁶

IV. Ergänzung von Netzzustandssignalen bei Netzentgeltprivilegierung für stromintensive Letztverbraucher, § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV

Nach § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV ist Letztverbrauchern ein individuelles Netzentgelt anzubieten, wenn die Stromabnahme aus dem Netz der allgemeinen Versorgung für den eigenen Stromverbrauch an einer Abnahmestelle pro Kalenderjahr sowohl die Benutzungsstundenanzahl von mindestens 7.000 Stunden im Jahr erreicht als auch der Stromverbrauch an dieser Abnahmestelle pro Kalenderjahr zehn Gigawattstunden übersteigt. Die Zahl der Benutzungsstunden ergibt sich aus der Gesamtarbeit, gemessen in einem Kalenderjahr, dividiert durch die Höchstlast innerhalb dieser Zeitspanne.⁷

Für Letztverbraucher, die in der Lage sind Flexibilität durch Leistungsreduzierung ihrer Anlage anzubieten, stellt diese starre Benutzungsstundenzahl und die starre Stromverbrauchsvorgabe ein Hemmnis zur Flexibilitätsbereitstellung dar. Denn wenn ein Letztverbraucher wegen (flexibilitätsbedingter) Leistungsreduzierung unter die 7.000 Stundenmarke oder die zehn GWh-Marke fällt, entfällt auch das Privileg des § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV.

Diese Normierung starrer Vorgaben ist erkennbar flexibilitätsfeindlich. Soweit aus anderen Gründen, beispielsweise einer (industrie-)politischen Perspektive ein Festhalten an diesem Privilegierungstatbestand bevorzugt wird, könnten die Flexibilitätshemmnisse jedenfalls reduziert werden, indem die Privilegierungsvorgaben um Netzzustandskriterien ergänzt werden.

So könnte angedacht werden, dass der Netzbetreiber ein Signal an Letztverbraucher im relevanten Netzbereich sendet, das eine Netzüberlastung im jeweiligen Netzbereich anzeigt. Wird aufgrund dieses Signals die Anlagenleistung reduziert, hat diese Leistungsreduktion keinen Einfluss auf die 7.000 Mindest-Benutzungsstundenanzahl und die zehn Gigawattstunden Mindestverbrauch. Auch hier ist jedoch aufgrund von Rechtssicherheit erforderlich, dass das Signal vorab gesendet wird und kein Verrechnungsverfahren wie bei der SINTEG-V stattfindet.

B. Netzentgeltgewälzte Umlagen und Abgaben

Durch höchstrichterlichen Beschluss wurde 2017 festgestellt,⁸ dass bei Vorliegen der Tatbestandsvoraussetzungen der Netzentgeltprivilegierung des § 118 Abs. 6 EnWG nicht automatisch ein Privilegierungsanspruch auch im Hinblick auf die netzentgeltgewälzten Umlagen und Abgaben entsteht (Konzessionsabgabe, KWK-Umlage, § 19 Abs. 2 StromNEV-Umlage, Offshore-Netzumlage,⁹ Abschaltbare Lasten-Umlage). Dieser Beschluss dürfte auch auf weitere Netzentgeltprivilegierungstatbestände, beispielsweise aus § 19 Abs. 2 StromNEV oder § 14a EnWG übertragbar sein.

⁶ BNetzA, Festlegung BK4-13-739 vom 11.12.2013, S. 3.

⁷ BNetzA, FAQ – Häufig gestellte Fragen zur Festlegung hinsichtlich der sachgerechten Ermittlung individueller Entgelte nach § 19 Abs. 2 StromNEV (BK4-13-739) vom 11.12.2013.

⁸ Bundesgerichtshof, Beschl. v. 20.06.2017, Az.: EnVR 24/26.

⁹ Bis einschl. 2018 als „Offshore-Haftungsumlage“ bezeichnet., Seit 2019 schließt sie nach § 17f EnWG nunmehr auch die Kosten der Anbindung der Offshore-Anlagen mit ein.

Für die einzelnen netzentgeltgewälzten Umlagen und Abgaben bestehen zwar Möglichkeiten, eigene tatbestandsspezifische Privilegierungen zu erhalten, diese knüpfen – mit Ausnahme der Konzessionsabgabe – aber regelmäßig nicht an Flexibilitätskriterien an, sondern lehnen sich beispielsweise an die Stromkostenintensität im Rahmen der besonderen Ausgleichsregelung (BesAR) nach §§ 64 ff. EEG 2017 an oder werden für einen besonders hohen Stromverbrauch gewährt.

Zur Steigerung der Flexibilitätsanreize erscheint es sinnvoll, die in Kapitel A und C vorgeschlagenen Weiterentwicklungsoptionen auch auf die netzentgeltgewälzten Umlagen und Abgaben zu übertragen.

So könnte über gesetzliche Verweise entweder klar normiert werden, dass entweder bei einer Privilegierung bzgl. der Netzentgelte automatisch auch eine Privilegierung bezogen auf die jeweiligen netzentgeltgewälzten Umlagen und Abgaben erfolgt oder alternativ könnten spezifisch für die jeweiligen Privilegierungstatbestände einzelne Kriterien festgelegt werden, durch die Flexibilitätshemmnisse abgebaut werden.

Die zweite Alternative hätte den Vorteil, dass individueller auf die jeweiligen Umlagen- und Abgabenzwecke und die Vorgaben für Privilegierungen eingegangen werden könnte.

Beispielsweise könnte bei der KWK-Umlage, die sich im Hinblick auf die Privilegierung eng an der besonderen Ausgleichsregelung (BesAR) für stromkostenintensive Unternehmen orientiert, normiert werden, dass auch diesbezüglich Flexibilitätsmaßnahmen umzusetzen sind, um in den Genuss der Privilegierung zu kommen.

Bei der § 19 Abs. 2 StromNEV-Umlage könnte beispielsweise in enger Anlehnung an die Weiterentwicklungsoptionen aus Teil 2A.IV. normiert werden, dass (auf ein Signal des Netzbetreibers) netzdienlich bezogene Strommengen nicht den Mindeststromverbrauch von 1 GWh nach § 19 Abs. 2 S. 15 StromNEV beeinflussen können.

Grundsätzlich ist jedoch zu beachten, dass aufgrund der verhältnismäßig geringen Kosten für die netzentgeltgewälzten Umlagen und Abgaben der Hebel zur Anreizsetzung für die Flexibilitätsbereitstellung deutlich geringer ist als bei den Netzentgelten selbst.

C. EEG-Umlage

I. EEG-Umlagereduzierung für netzdienlich und marktorientiert bezogene Strommengen

Mit dem Aufkommen von Speichermöglichkeiten im Zusammenhang mit Strom sind auch Anpassungen der Regelungen zur EEG-Umlagebefreiung erfolgt. Diese sind auf die Zwischenspeicherung in elektrischen, chemischen, mechanischen oder physikalischen Stromspeichern fokussiert und sollen Doppelbelastungen im Hinblick auf die EEG-Umlagezahlungspflicht bei der Einspeicherung und der Ausspeicherung verhindern, § 61 EEG 2017 (§ 61k EEG 2017 a. F.). Es handelt sich dementsprechend um den Abbau von systembedingten (Doppel-)Hemmnissen. Entsprechend wird das sog. Speicherprivileg auch nur gewährt, wenn der Strom zwischengespeichert, also zeitlich verzögert wieder in das Stromnetz eingespeist wird. Anreize für Flexibilitätsanbieter, die den Strom anderweitig bspw. für die Sektorenkopplung nutzen sind dem EEG dagegen nicht zu entnehmen.

Mehr Flexibilität könnte angereizt werden, wenn EEG-Umlagereduzierungen weniger vom Merkmal der Rückverstromung abhängig gemacht würden, sondern vielmehr die Netzdienlichkeit und die Marktorientierung entscheidende Kriterien bei der entsprechenden Privilegierung wären.

Entsprechend könnte im EEG, beispielsweise nach § 61 EEG 2017 in Anlehnung an § 6 Abs. 2 SINTEG-V normiert werden, dass eine EEG-Umlagenreduzierung gewährt wird, wenn Strom in Zeiten bezogen wird, in denen der Netzbetreiber Maßnahmen zur Vermeidung eines Netzengpasses oder einer sonstigen Gefahr für die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems ergreifen müsste oder der Wert der Stundenkontrakte für die Preiszone Deutschland am Spotmarkt der Strombörse null oder negativ ist.

Aus juristischer Perspektive kann nicht beurteilt werden, wie hoch eine Privilegierung im Hinblick auf die EEG-Umlage tatsächlich ausfallen müsste, um einerseits Flexibilität anzureizen, aber gleichzeitig dem EEG-Konto genügend Mittel verbleiben, um daraus die erteilten Zuschläge zu decken.

Zudem ist aus juristischer Perspektive erwähnenswert, dass das Urteil des EuGH vom 28.03.2019,¹⁰ das klargestellt hat, dass die aus der EEG-Umlage finanzierte Förderung Erneuerbarer Energien zu Unrecht von der Europäischen Kommission als staatliche Mittel angesehen werden und infolgedessen das Umlagesystem als Beihilfe nach Art. 107 AEUV eingestuft wurde. Damit ist davon auszugehen, dass Umlagesysteme, die mit der EEG-Umlage vergleichbar sind grundsätzlich keine von der Europäischen Kommission zu genehmigenden Beihilfen darstellen.

Inwieweit das Urteil des EuGH praktische Auswirkungen in Bezug auf die hier vorgeschlagene Weiterentwicklungsoption hat, ist jedoch fraglich. Die Einstufung der EEG-Umlage als Nicht-Beihilfe bietet dem deutschen Gesetzgeber grundsätzlich bei der Rechtssetzung mehr Freiheiten, wie die Förderung erneuerbarer Energien zukünftig gestaltet wird. Jedoch ist nicht zwingend, dass die Kommission bei einer Änderung bzw. Anpassung z. B. der EEG-Umlage noch von einer Nicht-Beihilfe ausgeht, zumal das EEG 2017 ausdrücklich als Beihilfe von der Kommission genehmigt worden ist. Kurzum eine Notifizierung etwaiger Änderungen insbesondere im EEG dürfte weiterhin ratsam sein.

II. Flexibilität in Besondere Ausgleichsregelung integrieren

Für Unternehmen, bei denen die Stromkosten einen erheblichen Anteil an den gesamten Unternehmenskosten ausmachen (Besondere Ausgleichsregelung für stromkostenintensive Unternehmen) sind in §§ 63 ff. EEG 2017 Begrenzungen im Hinblick auf die Zahlungspflicht der EEG-Umlage vorgesehen.

Von der EEG-Umlagebegrenzung können grundsätzlich nur Unternehmen mit einem Stromverbrauch von mehr als 1 GWh profitieren. Entsprechend sind die stromkostenintensiven Unternehmen auch regelmäßig strombezugsintensive Unternehmen, die ein erhebliches Flexibilitätspotenzial bergen. Gleichzeitig stellt die (nichtprivilegierte) EEG-Umlage mit 6,405 ct/kWh (2019) einen erheblichen Hebel zur Hebung dieses Potenzials dar, wobei zu beachten ist, dass die Begrenzung nicht zu 100 % gewährt wird, sondern europarechtlich bedingt nur auf bis zu 15 % der EEG-Umlage, vgl. § 64 Abs. 2 EEG 2017.

¹⁰ EuGH, Urteil v. 28.03.2019 – C-405/16 P.

Bemerkenswert ist, dass dieser Hebel bislang nicht genutzt und vom Gesetzgeber nicht adressiert wird. Die Begrenzung der EEG-Umlagezahlungspflicht orientiert sich aus wettbewerbspolitischen Gründen nahezu ausschließlich an der Stromkostenintensität der Unternehmen. Die Flexibilitätsbereitstellung ist kein Erfordernis für die EEG-Umlagebegrenzung. Lediglich ein zertifiziertes Energie- und Umweltmanagementsystem wird nach § 63 Abs. 1 Nr. 3 EEG 2017 verlangt, mittels dessen Energieeinsparungs- und Effizienzpotenziale gehoben werden sollen.

Zur Hebung der Flexibilitätspotenziale bei stromkostenintensiven Unternehmen, könnte angedacht werden, Flexibilität in die Besondere Ausgleichsregelung zu integrieren bzw. zur Voraussetzung für deren Genuss zu machen.

Zur konkreten Umsetzung bieten sich verschiedene Optionen und Intensitäten an. So könnten als niederschwellige Voraussetzung reine Informationen zur Identifizierung von unternehmensinternen Flexibilitäten bereitgestellt werden. Es könnte darauf aufbauend, aber weitergehend, die Beschäftigung mit unternehmensinterner Flexibilität verpflichtend ausgestaltet werden, bspw. indem ein Bericht vorzulegen ist, wie hoch und bei welchen Prozessen Flexibilitätspotenziale vorhanden sind. Und es ist auch denkbar, Unternehmen zur Vorhaltung von Flexibilität in gewissem Umfang zu verpflichten. Der Umfang einer solchen Verpflichtung bedarf näherer juristischer und insbesondere verfassungsrechtlicher Prüfung, obgleich klarzustellen ist, dass es sich bei der Erweiterung der Voraussetzungen der BesAR nicht um ordnungsrechtliche Eingriffe in die unternehmerische Freiheit handelt, sondern vielmehr gesetzlich gewährte Privilegien modifiziert werden. Entsprechend dürfte die Schwelle der (verfassungs-)rechtlichen Zulässigkeit eines solchen Flexibilitätsanreizes deutliche geringer sein als im Falle des Ordnungsrechts.

Zu berücksichtigen sind neben den wirtschaftlichen Auswirkungen der Integration von Flexibilität in die BesAR die Wechselwirkungen mit den Vorgaben zur Energieeffizienzverbesserung nach § 64 Abs. 1 Nr. 3 EEG 2017 (Energiemanagementsystem). Denn gegebenenfalls gehen aufgrund technischer Restriktion und solcher im Betriebsablauf die Energieeffizienz und die Bereitstellung von Flexibilität nicht Hand in Hand, sondern widersprechen sich unter Umständen sogar.

D. Stromsteuer

Das Stromsteuerrecht bietet grundsätzlich wenige Anreize zur Flexibilitätsbereitstellung. Steuerermäßigungen und Steuerbefreiungen werden unter Anlegung anderer Kriterien als der Netzdienlichkeit oder der Marktorientierung gewährt. Beispielsweise für bestimmte gesetzgeberisch privilegierte Verbräuche („grüner Strom aus grünen Netzen“ oder Kleinanlagen) sowie für bestimmte Verfahren, Prozesse und Unternehmen.

Gewisse Flexibilitätshemmnisse in Form von (Doppel-)Belastungen im Hinblick auf die Stromsteuer bei stationären Batteriespeichern wurden vom Gesetzgeber durch den § 5 Abs. 4 StromStG gemindert, indem die Stromsteuer nur noch beim Ausspeichervorgang anfällt, nicht mehr aber bei der Speisung des stationären Batteriespeichers mit Strom.

Sektorenkopplung wird durch das StromStG in einer technologiespezifischen Art und Weise angereizt, indem insbesondere die Stromsteuer für die Elektrolyse gem. § 9a Abs. 1 Nr. 1 StromStG erlassen wird oder Steuerentlastungen unter engen Voraussetzungen für die Wärmeproduktion aus Strom möglich sind.

Weiterentwicklungsoptionen im Stromsteuerrecht bestehen unter mehreren Gesichtspunkten. Zum einen im Hinblick auf die eine technologieoffene und dynamisierte Ausgestaltung der Stromsteuer und im Hinblick auf die Ermittlung des Stromsteuersatzes.

I. Technologieoffene und dynamische Ausgestaltung der Stromsteuer

Im Rahmen von WindNODE wurde festgestellt, dass einzelne Flexibilitätsoptionen verschiedene Stärken und Schwächen haben und ein technologieoffener Wettbewerb zwischen diesen Flexibilitätsoptionen dazu führen kann, dass jede Flexibilitätsoption die Art von Flexibilität bereitstellen kann, für die sie technisch und wirtschaftlich besonders geeignet ist.¹¹ Insbesondere beim Stromsteuerrecht ist zu verzeichnen, dass sich diese Technologieoffenheit nicht im Rechtsrahmen widerspiegelt, sondern einzelne Sektorenkopplungstechnologien wie PtG (§ 9a Abs. 1 Nr. 1 StromStG) oder PtH (§ 9b StromStG) besonders privilegiert werden.

Andere Sektorenkopplungstechnologien oder Flexibilitätsoptionen werden vom Stromsteuerrecht hingegen nicht angereizt.

Flexibilitätsanreizend wäre ein stromsteuerlicher Rechtsrahmen, der technologieoffen diejenigen Letztverbraucher privilegiert, deren Strombezug sich an den Netz- und Marktzuständen orientiert. Entsprechend könnte in Anlehnung an § 6 Abs. 2 SINTEG-V eine Stromsteuerreduzierung im StromStG aufgenommen werden, die in solchen Zeiten greift, bei denen der Netzbetreiber Maßnahmen zur Vermeidung eines Netzengpasses oder einer sonstigen Gefahr für die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems ergreifen müsste oder der Wert der Stundenkontrakte für die Preiszone Deutschland am Spotmarkt der Strombörse null oder negativ ist.

Entsprechend wäre ein höherer Stromsteuersatz für solche Strommengen zu entrichten, die das Netz belasten oder die sich nicht an Marktsignalen orientieren und ein niedrigerer Steuersatz für solche Strommengen, die dem Netz dienlich sind oder sich am Strommarkt orientieren, wobei der Mindeststeuerbetrag nach der EU-Energiesteuerrichtlinie zu beachten ist. Eine gewisse Dynamisierung der Stromsteuer ist dem StromStG dabei nicht fremd. So galt gem. § 9 Abs. 2a StromStG a. F. für Strom, der zum Betrieb einer Nachtspeicherheizung aus dem Stromnetz entnommen wurde bis zum 31. Dezember 2006 ein ermäßigter Stromsteuersatz. Dabei ist davon auszugehen, dass es darum ging, die Stromnachfrage in Zeiten geringen Verbrauchs (vor allem nachts) anzureizen. Entsprechendes könnte in Zeiten von Netzengpässen oder negativen Strompreisen ebenfalls geeignete Lenkungswirkung entfalten.

Bei der Ausgestaltung wäre darauf zu achten, dass die jeweiligen Signale (Netzzustands- und Marktsignal) nicht zu einer unerwünschten Wechselwirkung führen, indem beispielsweise die Stromentnahme bei negativen Strompreisen zu lokalen Netzengpässen führt.

Anzumerken ist, dass die vorgeschlagene Weiterentwicklungsoption sich nicht gegen eine steuerliche Begünstigung von PtG richtet, sondern dazu dient, ein level-playing-field zwischen den einzelnen Flexibilitätsoptionen zu eröffnen. Soweit bestimmte Technologien mit politischem Willen gefördert werden sollen, weil diese Technologien kostenaufwändig sind, aber beispielsweise in Energieszenarien dennoch als

¹¹ Doderer, et. al: et – energiewirtschaftliche Tagesfragen, 69 (1/2), 2019: Technologieneutralität und ökologische Wirkung als Maßstab der Regulierung von Flexibilitätsoptionen im Energiesystem, S. 93 ff.

Langfristspeicher zur Verfügung stehen sollen (PtG), wäre es sinnvoller dies über Förderprogramme zu unterstützen, die die Investitionen bezuschussen und nicht über Privilegien beim Einsatzstoff (Strom).

II. Ermittlung des Stromsteuerbetrages (Wert- vs. Mengensteuer)

Ein weiteres Hemmnis für einen flexiblen Anlagenbetrieb besteht in der Ermittlung des Stromsteuerbetrages beim Strombezug. Bislang ist die Stromsteuer nach § 3 StromStG als Mengensteuer festgesetzt. Für eine Megawattstunde Strom beträgt sie 20,50 Euro. Dabei spielt es keine Rolle, für wieviel Euro die Megawattstunde an der Strombörse oder im Stromhandel verkauft wurde. Andere Steuern, wie beispielsweise die Umsatzsteuer sind hingegen Wertsteuern, die nicht an die Menge eines verkauften Gutes anknüpfen, sondern an deren Wert (bspw. 19 % des Verkaufspreises). Würde die Stromsteuer ebenfalls als Wertsteuer ausgestaltet, die sich nach einem bestimmten, noch zu ermittelnden Prozentsatz des Börsenstrompreises richtet, könnte dies dazu führen, dass sich Flexibilitätstechnologien stärker marktorientiert verhalten. Bei geringen Strompreisen fiel die Stromsteuer entsprechend auch in geringerer Höhe an. Der geringere (bereits versteuerte) Strompreis würde entsprechend die Nachfrage erhöhen und so wiederum zu einer Stabilisierung der Börsenstrompreise führen. Ob bei negativen Strompreisen sogar eine Stromsteuergutschrift in Betracht kommt oder ob eine Deckelung der Stromsteuer in diesen Fällen auf 0 oder einen anderen Betrag geeigneter wäre, bedarf einer näheren (volkswirtschaftlichen) Untersuchung.

Auch gilt es weiterhin zu berücksichtigen, dass bei einer solchen Reform der Strombesteuerung etwaige Wechselwirkungen mit der Netzsituation zu beleuchten sind, damit nicht der marktorientierte Anlagenbetrieb zu (lokalen) Netzengpässen führt.

Im Hinblick auf die vorgeschlagene Weiterentwicklungsoption ist das Europarecht zu berücksichtigen, das die Besteuerung von Energie und Strom mit der RL 2003/96/EG vereinheitlicht und deren Vorgaben durch die Mitgliedstaaten umzusetzen sind.

Demgemäß regelt Art. 4 Abs. 1 und 2 RL 2003/96/EG, dass Steuerbeträge der Mitgliedstaaten für elektrischen Strom die in der Richtlinie vorgesehenen Mindeststeuerbeträge nicht unterschreiten dürfen und der Steuerbetrag anhand der Menge an elektrischem Strom zu berechnen ist. In Art. 10 i. V. m. Anhang I Tabelle C RL 2003/96/EG wird der Mindeststeuerbetrag auf 0,5 €/MWh für elektrischen Strom zur betrieblichen Verwendung und auf 1 €/MWh für elektrischen Strom zur nichtbetrieblichen Verwendung festgelegt.

Für eine Änderung der Stromsteuer im oben genannten Sinne bedürfte es somit auch Anpassungen im europäischen Recht, insbesondere einer Änderung des Art. 4 RL 2003/96/EG dahingehend, dass der Steuerbetrag auch anhand des Wertes des elektrischen Stroms berechnet werden kann.

Teil 3 Anlagen- und infrastrukturbezogene Aspekte

A. Baukostenzuschuss

Soweit mit einer geplanten Flexibilitätsbereitstellung auf Verbraucherseite eine Verstärkung der örtlichen Verteileranlagen des Niederspannungsnetzes einschließlich Transformatorenstationen oder Verstärkung von Stromnetzen höherer Spannungsebenen einhergehen muss, kann ein Baukostenzuschuss der nach § 11 NAV vom Anschlussnehmer zu entrichten ist, solche technischen Kapazitätserweiterungen ggfs. kostenintensiv gestalten und damit die Flexibilität hemmen.

Denkbar wäre es, den durch den Anschlussnehmer zu tragenden Kostenanteil nicht mehr nur anhand des Verhältnisses zu ermitteln, in dem an seinem Netzanschluss vorzuhaltende Leistung zur Summe der Leistungen steht, die in den im betreffenden Versorgungsbereich insgesamt vorgehalten werden können, sondern in Abhängigkeit der lokalen Netzsituation.

So könnte der Netzbetreiber im Vorhinein für die Netzsituation besonders günstige Standorte für verbrauchsseitige Flexibilität ausweisen und diese mit einem reduzierten Baukostenzuschuss belegen. Umgekehrt könnten besonders belastende Kapazitätserweiterungen mit einem erhöhten Baukostenzuschuss belegt werden. Dadurch würde die Höhe des Baukostenzuschusses eine gewisse Dynamisierung erfahren, die besonders netzentlastende Flexibilität finanziell anreizt.

B. „Nutzen statt Abregeln“ ausweiten und technologieoffen ausgestalten, § 13 Abs. 6a EnWG

Eine finanzielle Beteiligung von Übertragungsnetzbetreibern bei den Investitionskosten für elektrische Wärmeerzeuger (PtH-Anlagen), die die Aufrechterhaltung der Wärmeversorgung bei netzengpassbedingter Abregelung von KWK-Anlagen gewährleisten soll, sieht § 13 Abs. 6a EnWG vor.

Die Möglichkeit des § 13 Abs. 6a EnWG ist beschränkt auf die Netzausbaugebiete nach § 36c Abs. 1 EEG 2017 und technologiespezifisch verengt auf die Technologie der elektrischen Wärmeerzeugung (PtH). Zudem besteht im Hinblick auf den oben bereits erörterten Aspekt des Baukostenzuschusses ggfs. Rechtsunsicherheit, ob diesbezügliche Kosten ebenfalls vom Übertragungsnetzbetreiber entrichtet werden oder vom Anlagenbetreiber selbst zu tragen sind.

Bedenkenswert erscheint es, die Möglichkeit des § 13 Abs. 6a EnWG auf das gesamte Bundegebiet auszuweiten, denn die Ausweisung eines Netzausbaugebietes hat (lediglich) die (Mengen-)Steuerung des weiteren Zubaus von Windenergieanlagen zum Gegenstand. Durch die Verweisung auf das Netzausbaugebiet geht der Gesetzgeber von einem Zusammenhang zwischen dem regulierten Zubaugebiet für Windenergie und Gebieten mit Netzengpasspotenzial und pauschalisiert entsprechend. Diese Pauschalisierung ist jedoch vereinfacht und verkürzt Flexibilitätspotenziale. Regulatorische Zubaubeschränkungen können zwar Anhaltspunkte dafür liefern, dass im entsprechenden Gebiet Netzengpässe drohen, eine Kongruenz dahingehen, dass Netzengpässe nur im Netzausbaugebiet drohen kann daraus jedoch nicht abgeleitet werden.

Weiterhin wird das Flexibilitätspotenzial durch die technologische Fokussierung auf PtH nicht umfangreich gehoben. Wünschenswerter wäre diesbezüglich eine technologische Ausweitung der Norm auf weitere verbrauchsseitige Flexibilitätsanlagen, wie bspw. PtG. Eine solche Technologieoffenheit würde zwar den

Charakter und Grundgedanken des § 13 Abs. 6a EnWG verändern, da Grundidee der KWK-PtH-Kombination die Aufrechterhaltung der Wärmeerzeugung ist. Eine technologieoffene Erweiterung hat der Gesetzgeber jedoch selbst in § 13 Abs. 6a S. 7 EnWG für den Fall angelegt, dass die Zielmarke von zwei GW elektrischer Wärmeerzeugungskapazität im Netzausbaubereich nicht erreicht wird. Entsprechend ist normiert, dass die Bundesregierung einen Vorschlag für eine Rechtsverordnung vorlegt, damit auch andere Technologien als zuschaltbare Lasten zum Einsatz kommen können, sofern diese geeignet sind, zur Beseitigung von Gefährdungen oder Störungen der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungsnetzes aufgrund von Netzengpässen im Höchstspannungsnetz effizient beizutragen.

Teil 4 Produktseitige Aspekte (Sektorenkopplung)

Verbrauchsseitige Flexibilitätstechnologien sind insbesondere gehemmt, da für den Strombezug entsprechende Letztverbraucherabgaben zu entrichten sind (vgl. Teil 2). Betrachtet man Sektorenkopplungstechnologien als „erweiterte Flexibilitätsinstrumente“ die zusätzlich das Potenzial haben, die „grüne“ Eigenschaft des Stroms in andere Sektoren zu transferieren, bestehen Hemmnisse weiterhin auf Seiten des Nachweises und der Weitergabe dieser „grünen“ Produkteigenschaft.

So bestehen für Sektorenkopplungsprodukte grundsätzlich nur dann die Möglichkeiten der Weitergabe der grünen Eigenschaft des EE-Stroms nur bei direktem (physikalischen) Grünstrombezug. Dies erfordert, dass der Strom in räumlichen Zusammenhang der EE-Anlage über eine Direktleitung bezogen werden wird.¹² Sektorenkopplungsanlagen, die Strom über das Netz der allgemeinen Versorgung beziehen, sind einer produktseitigen Berücksichtigung der grünen Eigenschaft des EE-Stroms auch dann entzogen, wenn die Anlage auf Basis von Herkunftsnachweisen grünen Strom bezieht. Herkunftsnachweise (§§ 3 Nr. 29, 79 EEG 2017) dienen ausschließlich als Kundeninformation auf der Stromrechnung darüber, dass in den europäischen Mitgliedstaaten eine entsprechende Menge EE-Strom in einer bestimmten Anlage erzeugt wurde. Sie können unabhängig von der Strommenge, für die sie ausgestellt wurden, europaweit gehandelt werden, sodass auch konventionell erzeugter Strom damit versehen werden kann. Es lässt sich daher mit den Herkunftsnachweisen keine Aussage darüber treffen, dass eine bestimmte Menge erneuerbar erzeugter Strom tatsächlich der tatsächlich bezogenen Strommenge entspricht.¹³

Dasselbe gilt für privatautonome Grünstromkennzeichnungen, wie beispielsweise dem Grünstromlabel.¹⁴ Regionalnachweise (§ 3 Nr. 38 EEG 2017) erlauben ebenfalls keine unmittelbare Aussage über die grüne Eigenschaft des Stroms. Sie kennzeichnen EEG-geförderten Strom ausschließlich als „regional“.

Die Möglichkeit zur Weitergabe der „grünen“ Eigenschaft hat für Unternehmer der jeweiligen Sektoren unmittelbare wirtschaftliche Auswirkungen, da Verbraucher zum Teil bereit sind, höhere Preise für ökologisch wertvoll erzeugte Energie bzw. Produkte zu entrichten. Durch die fehlende Möglichkeit der produktseitigen Berücksichtigung der grünen Eigenschaft des EE-Stroms gibt es aus Sicht der Betreiber der Sektorenkopplungsanlagen jedoch keinen Grund, Grünstromprodukte gegenüber konventionellen, häufig günstigeren Graustromprodukten zu bevorzugen.

Bislang ist das Energiewirtschaftsrecht durch die Unterscheidung zwischen Erzeuger und (Letzt-)Verbraucher gekennzeichnet. Einerseits könnte durch die Einführung einer neuen Art der sonstigen Direktvermarktung auf Basis von sortenreinen Bilanzkreisen ein bilanzieller Nachweis und Weitergabe der „grünen“ Eigenschaft bei Netzstrombezug ermöglicht werden.¹⁵ Zudem könnte durch die Schaffung eines neuen Anlagentypus im energiewirtschaftsrechtlichen Gefüge – einer sog. „Anlagenkopplung“ – sowohl ein Ausgleich im Hinblick auf die Letztverbraucherabgaben zur Ermöglichung eines wirtschaftlichen Anlagenbetriebs (vgl.

¹² Vertiefend dazu IKEM (2017), Direkte Vermarktung von Windstrom und anderem erneuerbaren Strom im B2B-Bereich, S. 17 f.

¹³ Vgl. Gesetzentwurf zum EEG 2012, BT-Drs. 17/6071, S. 88. Im Internet abrufbar unter: <http://dipbt.bundestag.de/doc/btd/17/060/1706071.pdf>.

¹⁴ So zertifiziert z. B. das Grüner Strom Label e.V. grüne Energieprodukte und vergibt zu diesem Zweck privatautonom zwei Gütesiegel: Das Grüner Strom-Label für Ökostrom mit Mehrwert und das Grünes Gas-Label für umweltverträgliches Biogas, www.gruen-erstromlabel.de.

¹⁵ Vertiefend dazu IKEM (2017), Direkte Vermarktung von Windstrom und anderem erneuerbaren Strom im B2B-Bereich, S. 17 f.

Teil 2), als auch eine Abkehr von dem Ausschließlichkeitserfordernis des direkten EE-Strombezugs zur produktseitigen Berücksichtigung der grünen Eigenschaft erreicht werden.

Die nachfolgend vorgeschlagene Idee zur Überwindung von rechtlichen Hemmnissen der Sektorenkopplung durch die Schaffung eines neuen Anlagentypus ist nicht neu. Bereits in der rechtswissenschaftlichen Studie für das Ministerium für Energie, Infrastruktur und Digitalisierung Mecklenburg-Vorpommern¹⁶ hat das IKEM 2018 diesen Gedanken vorgetragen.

Grundlage der Weiterentwicklungsoption ist die (virtuelle) Verknüpfung einer (oder mehrerer) Anlage(n) zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien mit einer (oder mehreren) Anlage(n) zur Umwandlung von Strom aus erneuerbaren Energien in andere Energieträger, mit der die rechtliche Aufspaltung zwischen der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und der Weitergabe in andere Sektoren aufgehoben wird. Trotz räumlicher Trennung und Personenverschiedenheit der Betreiber könnten die gekoppelten Anlagen als Einheit fungieren und über ein abgestimmtes Erzeugungs- und Entnahmemanagement ein besonders netz- und systemdienliches Verhalten ermöglichen. Die Sektorenkopplungsanlage soll dabei weit überwiegend Strom aus erneuerbaren Energien beziehen, also mindestens 80 %.

Da Sektorenkopplungsanlagen innerhalb einer Anlagenkopplung mit dem EE-Strom gekoppelter Erzeugungsanlagen betrieben werden, besteht in dieser Hinsicht ein dem Einspeisevorrang gleichlaufender Vorrang und ein wesentlicher Grund für den uneingeschränkten, d. h. nicht bedarfsorientierten Einspeisevorrang nach § 11 Abs. 1 EEG 2017 würde entfallen. Dies führt letztlich zu einer stärkeren Netz- und Marktintegration von EE-Stromerzeugungsanlagen. Die Marktintegration würde zudem dadurch unterstützt, dass aufgrund des Doppelvermarktungsverbots eine EEG-Vergütung der eingespeisten Strommengen nicht erfolgen würde.

Um zu vermeiden, dass leistungsstarke Sektorenkopplungsanlagen den Strom aus erneuerbaren Energien lediglich in andere Sektoren umleiten und ein Zubau von EE-Erzeugungsanlagen unterbleibt, kann für die Anlagenkopplung ein Leistungsverhältnis verlangt werden, bei welchem die Leistung von Sektorenkopplungsanlagen im Vergleich zur Erzeugungsanlage bspw. höchstens 50 % beträgt. Verbunden mit einer fehlenden Anrechenbarkeit des – im Rahmen von Anlagenkopplung erfolgten – Zubaus von Erzeugungsanlagen auf den Ausbaupfad würde dies einen Anreiz für den Neubau von Anlagen zur EE-Stromerzeugung schaffen.

Rechtsfolgende können Anlagenkopplungen von Privilegierungen bezüglich der für die Integration von Sektorenkopplungsanlagen hinderlichen Letztverbraucherabgaben profitieren, dies gilt insbesondere für die EEG-Umlage und die Stromsteuer. Die Vergünstigungen könnten grundsätzlich auch ohne das Erfordernis einer Personenidentität zwischen den Anlagenbetreibern, des Strombezugs über eine Direktleitung sowie unabhängig von der räumlichen Entfernung gewährt werden. Bei einer Netznutzung und der damit einhergehenden Auslastung des Netzes ist eine Befreiung von den Netzentgelten jedoch nur schwer vertretbar. Im Übrigen besteht ein weiterer Gestaltungsspielraum bezogen auf die teilweise oder vollständige Befreiung von Letztverbraucherabgaben. Neben den strombezugsseitigen Hemmnissen können auch die rechtlichen Hemmnisse bei der produktseitigen Berücksichtigung der grünen Eigenschaft von EE-Strom abgebaut werden. Hierfür kann etwa in Anlehnung an das bestehende Bilanzierungssystem für Strom in § 20 Abs. 1 Nr. 4

¹⁶ IKEM (2018), Experimentierklauseln für verbesserte Rahmenbedingungen bei der Sektorenkopplung.

EEG 2017 eine Weitergabe der grünen Eigenschaft des EE-Stroms analog zur Massenbilanzierung für Gas (§ 44b Abs. 5 EEG 2017) eingeführt werden (sortenreine Bilanzkreise).¹⁷ Ergänzend kann durch einen gesetzlichen Vermutungstatbestand entsprechend des § 3 Abs. 2 37. BImSchV¹⁸ geregelt werden, dass unter engen Voraussetzungen von dem Erfordernis eines direkten Grünstrombezugs abgesehen wird. Die regulatorischen Anpassungen zur Ermöglichung der Weitergabe der grünen Eigenschaft von EE-Strom sind dabei nicht zwingend an die Anlagenkopplung gebunden.

In den folgenden zwei Abbildungen werden die Unterschiede zwischen der derzeit geltenden, jedoch hemmenden Rechtslage, sowie deren Abbau durch das Konstrukt der Anlagenkopplung veranschaulicht. Dabei wird zwischen dem Strombezug per Direktleitung und dem Strombezug aus dem Netz der allgemeinen Versorgung differenziert.

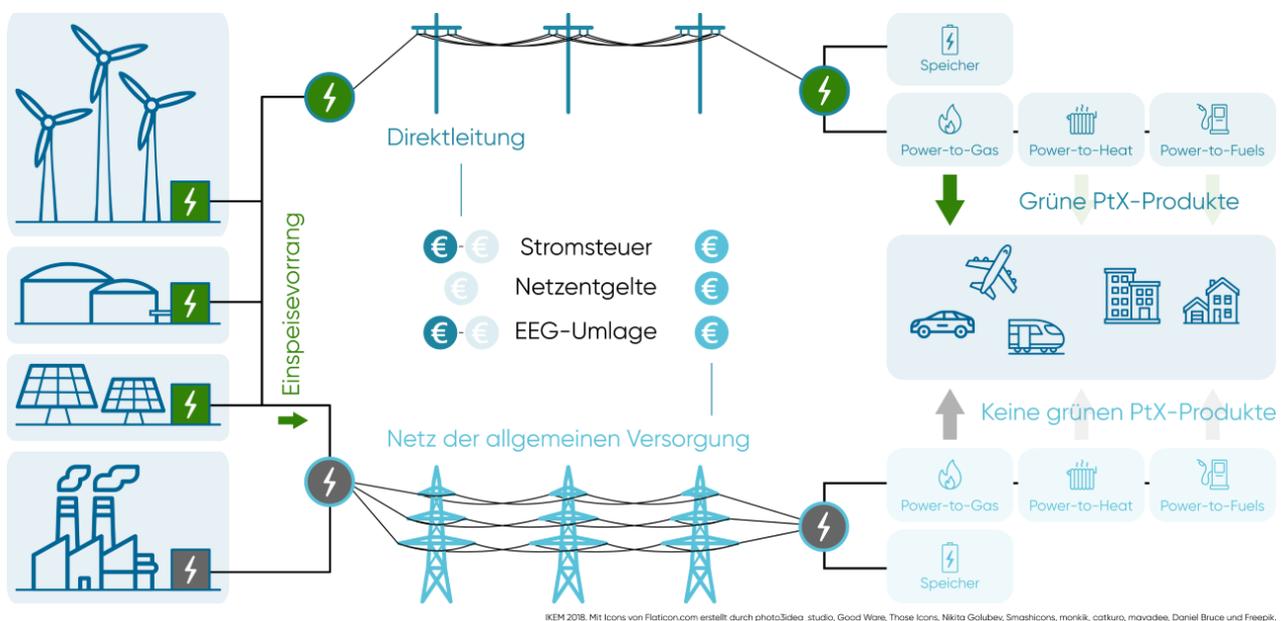
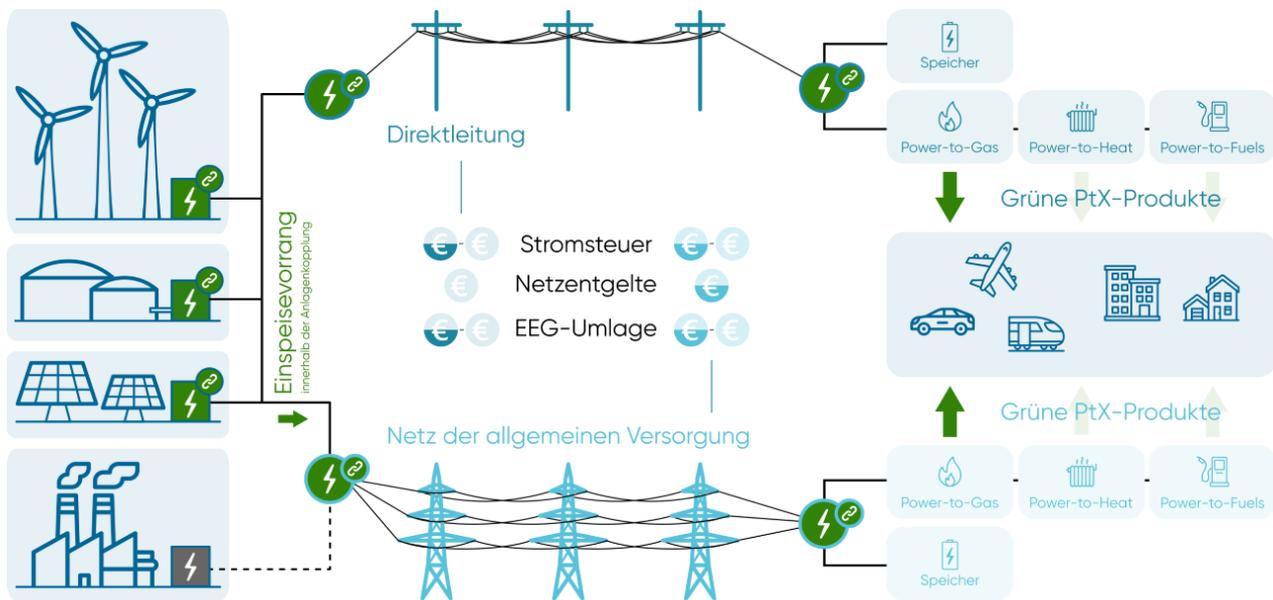


Abbildung 1: Rechtliche Hemmnisse für die Sektorenkopplung (Quelle: IKEM)

Erkennbar ist, dass die Letztverbraucherabgaben beim Netzstrombezug in der Ausgangslage grundsätzlich vollständig zu entrichten sind. Nur im Falle eines direkten Strombezugs entfallen die Netzentgelte und unter den engen Voraussetzungen des räumlichen Näheverhältnisses nach § 9 Abs. 1 Nr. 1 bzw. 3 StromStG auch die Stromsteuer. Eine Reduzierung der EEG-Umlage kommt vor allem in den Fällen der Eigenversorgung i. S. v. § 3 Nr. 19 EEG 2017 – welche wiederum ein räumliches Näheverhältnis voraussetzt – in Betracht. Eine produktseitige Weitergabe der grünen Eigenschaft des EE-Stroms ist bei Netzstrombezug bislang nicht möglich.

¹⁷ Vertiefend dazu IKEM (2017), Direkte Vermarktung von Windstrom und anderem erneuerbaren Strom im B2B-Bereich, S. 17 f.

¹⁸ Siebenunddreißigste Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (Verordnung zur Anrechnung von strombasierten Kraftstoffen und mitverarbeiteten biogenen Ölen auf die Treibhausgasquote) vom 15. Mai 2017 (BGBl. I S. 1195).



IKEM 2018. Mit Icons von Flaticon.com erstellt durch photoSidea_studio, Good Ware, Those Icons, Nikita Golubev, Smashicons, monik, catkuo, mavadee, Daniel Bruce und Freepik.

Abbildung 2: Abbau der Hemmnisse durch Anlagenkopplungen (Quelle: IKEM)

In Abbildung 2 ist zu sehen, dass die strombezugsseitigen Hemmnisse durch eine Anlagenkopplung fast vollständig abgebaut werden können. Mit einem Modell zur Weitergabe der grünen Eigenschaft von EE-Strom können zudem grüne Sektorenkopplungsprodukte auch bei Netzstrombezug erzeugt und vermarktet werden.

Die vorgeschlagenen Weiterentwicklungsmöglichkeiten des Rechtsrahmens stellen nicht unerhebliche Abweichungen vom bestehenden System dar. Daher bietet es sich ggfs. an, die regulatorischen Anpassungen zu erproben, bevor sie endgültig in geltendes Recht umgesetzt werden. Zu diesem Zweck kann an eine Experimentierklausel gedacht werden, ähnlich § 119 EnWG. Bei der Ausgestaltung einer Experimentierklausel wäre zu beachten, dass der Experimentiercharakter regulatorischer Abweichungen erhalten bleiben muss. Daraus folgt, dass zwingend eine Höchstdauer mit der Zielsetzung festzulegen ist, möglichst repräsentative und aussagekräftige Ergebnisse zu erzielen. Solche Ergebnisse sind spätestens mit dem Eintritt der Amortisierung einer Anlage zu erwarten, da vorliegend die Wirtschaftlichkeit der Sektorenkopplung unter bestimmten regulatorischen Rahmenbedingungen überprüft werden soll. Der Teilnehmerkreis an dem Experiment kann mithilfe von Ausschreibungen bestimmt werden, wobei durch geeignete Zuschlagskriterien besonders innovative und förderungswürdige Technologien selektiert werden können. Die Erfahrungen aus der SINTEG-V haben zudem gezeigt, dass unbürokratischen Wegen der Nutzung der Experimentierklausel der Vorzug zu geben ist.