

Die drängendsten Fragen der Energiewende aus juristischer Sicht

ERSTELLT DURCH

Simon Schäfer-Stradowsky (IKEM)

Denise Albert (IKEM)

Verena Lerm (IKEM)

Susan Wilms (IKEM)

Matthias Hartwig (IKEM)

Tim Sterniczuk (IKEM)

Denise Albert (IKEM)

Daniel Timmermann (IKEM)

Dr. Marc Zeccola (Universität Stuttgart)

Verena Lerm (IKEM)

Daniel Schnittker (Universität Münster)

Energiewirtschaft

Verkehr

Gebäude

Digitalisierung

**Partizipation
und Verbraucherschutz**

Planungsrecht

Im Rahmen des Kopernikus Projekts ENavi



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

Berlin • Greifswald • Stuttgart

Magazinstraße 15 – 16
10179 **Berlin**

t +49 (0)30 40 81 87 010
f +49 (0)30 40 81 87 029

ikem@info.de

Domstraße 20a
17489 **Greifswald**

t +49 (0)38 34 420 2100

lsrodi@uni-greifswald.de

Inhaltsverzeichnis

Die drängendsten Fragen der Energiewende aus juristischer Sicht
<i>I. Einleitung</i>	<i>..... 1</i>
<i>II. Energiewirtschaft</i>	<i>..... 3</i>
1. Stromerzeugung.....	3
a) Die Pläne der EU zur Begrenzung des Stromeinspeisevorrangs.....	3
b) Abkehr vom Ausschließlichkeitsprinzip	6
c) Kohleausstieg.....	9
d) Dezentrale Erzeugungsstrukturen.....	11
(1) Eigenversorgung und Autarkie	12
(2) Einbeziehung von Mietern in die Selbstversorgung: „Mietstrommodell“	13
2. Netze	15
a) Hürden für eine weitestgehende Elektrifizierung und Auswege.....	15
b) Kombination von zentralen und dezentralen Strukturen.....	16
c) Örtliche Steuerung des Zubaus von Erzeugungsanlagen über die Netzentgelte.	19
d) Ist „Unbundling“ noch zeitgemäß?.....	21
e) Systemverantwortung von Verteiler- und Übertragungsnetzbetreibern – „Operation-Center“	23
f) Bilanzkreise	25
g) Weiterentwicklung des Konzessionsverfahrens.....	27
3. Markt.....	30
a) Gewährleistung der Verfügbarkeit von Erzeugungskapazitäten zur Systemstabilisierung	30
b) Regionale Grünstromvermarktung	32
c) Wärmezertifikate	34
d) Reformbedürftigkeit des Emissionshandelssystems	36

4.	Verbrauch	38
a)	Stromseitige Belastungen als Wettbewerbsnachteil gegenüber fossilen Energieträgern	38
b)	Fehlende produktseitige Privilegierungen von PtX-Produkten	40
c)	Integration von zu- und abschaltbaren Lasten	42
III.	Verkehr	45
1.	Elektromobilität im motorisierten Individualverkehr	45
a)	Markteinführung	49
(1)	Verpflichtende, gestaffelte Verkaufsquote für Hersteller	52
(2)	Aufbau der Ladeinfrastruktur verstetigen und die AFI-Richtlinie umsetzen	55
(3)	Regelmäßiges Laden	56
(4)	Aufbau einer Schnellladeinfrastruktur zur Reichweiteverlängerung	60
b)	Netzintegration	63
(1)	Gesteuertes Laden	65
(2)	Dezentrales Laden	67
(3)	Ist der Bezug von Strom zum Laden von Elektroautos stromsteuerpflichtig?	68
c)	Integration Erneuerbarer Energien	69
(1)	Anwendbarkeit des EEG auf Ladeinfrastrukturbetreiber	69
(2)	Förderinstrumente für Grünstromladen	69
2.	Dekarbonisierung des Straßengüterfernverkehrs	70
a)	Alternative Kraftstoffe (Biomasse, Erdgas, Wasserstoff) im Straßengüterfernverkehr	71
b)	Elektrifizierung des Straßengüterfernverkehrs mit Oberleitungen	76
(1)	Energiewirtschaftsrechtliche Fragen	76
(2)	Alternative Kraftstoffe und Oberleitung-Hybride	79
3.	Ausblick: Einsatz weiterer alternativer Kraftstoffe im Straßenverkehr	79
a)	Technologieoffenheit als umfassender Ansatz	79

b) 37. BImSchV	81
<i>IV. Gebäude</i>	<i>83</i>
1. Steuerung von Nutzerverhalten	83
2. Sanierungspflicht für Bestandsgebäude und Versäumnisfolgen	84
3. Sicherstellung der Qualität von Sanierungen	86
4. Gebäude als Kraftwerke	87
<i>V. Digitalisierung</i>	<i>89</i>
1. Ausstattung mit intelligenten Messsystemen	90
2. Datenübermittlungen nach dem Messstellenbetriebsgesetz	92
3. Datenschutz- und Datensicherheitsrechtliche Herausforderungen	93
4. EU Datenschutzgrund-Verordnung	93
5. Wandel von Marktakteuren und Geschäftsfeldern	94
a) Virtuelle Kraftwerke	95
b) Smart-Home-Dienstleistungen	95
c) Die Blockchain	96
6. „Unbundling“ im Spannungsfeld	97
7. Energiemanagement in der Industrie 4.0	98
<i>VI. Partizipation und Verbraucherschutz</i>	<i>99</i>
1. Informations- bzw. Unterrichtungspflichten	99
2. Instrumente direkter oder sachunmittelbarer Demokratie	100
3. Instrumente planungsrechtlicher Beteiligung	100
4. Finanzielle Bürgerbeteiligung	101
<i>VII. Planungsrecht</i>	<i>103</i>

I. Einleitung

Nach der Unterzeichnung des Pariser Klimaabkommens von 2015 hat die Bundesrepublik 2016 eine Klimaschutzlangfriststrategie beschlossen. Der „Klimaschutzplan 2050“ definiert für das Jahr 2050 das Ziel, die CO₂-Emissionen im Vergleich zu 1990 um 80 bis 95 % zu senken.¹ Bisher wurde die Energiewende jedoch überwiegend als „Stromwende“ gedacht. Eine umfassende Dekarbonisierung des Energiesystems erfordert aber mehr, als nur den Stromsektor (weitestgehend) von CO₂ zu befreien, denn in den Sektoren Verkehr und Wärme werden ebenfalls erhebliche Mengen CO₂ freigesetzt. Die Energiewende muss also neben der „Stromwende“ eine „Wärme- und Verkehrswende“ einschließen. Hier setzt der Gedanke der Sektorenkopplung an. Sektorenkopplung bezeichnet den effizienten Einsatz von Strom aus erneuerbaren Energien auch im Wärme- und Verkehrssektor durch direkte oder indirekte Elektrifizierung, um den Anteil der erneuerbaren Energien sektorenübergreifend auf annähernd 100 % zu erhöhen. Der Klimaschutzplan formuliert die Kopplung der Sektoren als eines der Ziele der Energiewende.²

Damit einher geht das Erfordernis, die erneuerbaren Energien umfassend in das Energiesystem zu integrieren und das System neu zu gestalten. Es muss den veränderten Anforderungen gerecht werden, die insbesondere aus der zunehmenden Einspeisung fluktuierender erneuerbarer Energien und aus dem Erfordernis, System- und Marktverantwortung sektorenübergreifend zu verstehen, resultieren.

Im Folgenden sollen daher die zentralen Herausforderungen und Fragestellungen, die die Dekarbonisierung und die dadurch bedingte Transformation des Energiesystems mit sich bringen, dargestellt und erste Lösungsoptionen aufgezeigt werden. Dabei werden die Themenfelder Energiewirtschaft mit den Bereichen Erzeugung, Netze, Markt und Verbrauch, die Felder Verkehr, Gebäude, Digitalisierung, Partizipation, Verbraucherschutz sowie das Planungsrecht beleuchtet

Um eine praxisnahe rechtliche Bewertung vornehmen zu können, müssen die aktuellen Verhältnisse und die sich aus Forschungserkenntnissen ergebende Umstände zugrunde gelegt werden. Hier sind wir Juristen auf den Austausch mit den anderen Disziplinen und deren Unterstützung angewiesen. Die rechtliche Untersuchung erfüllt ihren Zweck nur, wenn sie die

¹ Bundesregierung, Klimaschutzplan 2050, S. 28.

² Bundesregierung, Klimaschutzplan 2050, S. 29.

Erkenntnisse der Wissenschaftler anderer Disziplinen berücksichtigt und einbezieht. Die Ausführungen sollen daher als Diskussionsgrundlage verstanden werden. Sie sollen Basis eines interdisziplinären Austausches mit den Partnern in ENavi sein. Aus diesem Grund freuen wir uns über Ihre Rückmeldungen, Anmerkungen und Kritik zu den angesprochenen Problemfeldern.

II. Energiewirtschaft

Zunächst wird auf die wesentlichen Fragen im Themenfeld Energiewirtschaft, untergliedert in die Bereiche Erzeugung, Netze, Markt und Verbrauch, eingegangen.

1. Stromerzeugung

Im Folgenden werden Fragen gesammelt, die im Rahmen des Ausbaus der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zu diskutieren sind. Dabei ist insbesondere zu beachten, dass zwar der Anteil erneuerbarer Energien im Stromsektor kontinuierlich gesteigert wurde, das Klimaschutzziel der Bundesregierung in Gestalt der schrittweisen Reduktion von CO₂-Emissionen aber noch nicht gleichermaßen abgebildet werden konnte.

a) Die Pläne der EU zur Begrenzung des Stromeinspeisevorrangs

- ✔ Wie weit können die erneuerbaren Energien bereits in den Markt integriert werden?
- ✔ Ist der Einspeisevorrang als regulatorisches Mittel weiterhin notwendig, um die Marktdurchdringung zu sichern?

Einspeisevorrang für erneuerbare Energien auf einen Blick

§ 11 Abs. 1 EEG 2017

- ✔ Strom aus erneuerbaren Energien und aus Grubengas muss vorrangig physisch abgenommen, übertragen und verteilt werden.
- ✔ Ratio: Investitionssicherheit, möglichst großer Anteil Erneuerbarer im Netz

§ 14 Abs. 1 EEG 2017

- ✔ Im Rahmen des Einspeisemanagement dürfen Erneuerbare-Energien-Anlagen nur nachrangig gegenüber den übrigen Anlagen abgeregelt werden.
- ✔ Ratio: s.o.

§ 15 Abs. 1 EEG 2017

- ✔ Ist der Netzengpass so groß, dass es dennoch zu einer Abregelung von erneuerbarem Strom kommt, haben die Anlagenbetreiber einen Anspruch auf Entschädigung von 95 % (bzw. 100 %) der entgangenen Einnahmen zuzüglich zusätzlicher Aufwendungen und abzüglich ersparter

Aufwendungen.

- ✔ Ratio: Investitionssicherheit

Vorschlag der Europäischen Kommission, „Winterpaket“ vom 30.11.2016. Artikel 11

- ✔ Begrenzung des Einspeisevorrangs auf Anlagen bis 500 kW
- ✔ Begrenzung des Einspeisevorrangs auf Anlagen mit 250 kW (ab 2026 125) kW, sobald der EE-Anteil in jeweiligen Land 15 % überschreitet
- ✔ Abschaffung des Einspeisevorrangs für Bestandsanlagen, an denen wesentliche Veränderungen vorgenommen wurden (neuer Netzanschlussvertrag)
- ✔ Ratio: Weitere Heranführung der erneuerbaren Energien an den Markt und Wettbewerb zu fossilen Energieträgern

Netzbetreiber sind grundsätzlich nach § 11 Abs. 1 Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2017) zur vorrangigen Abnahme, Übertragung und Verteilung von Strom aus erneuerbarem Energien oder aus Grubengas verpflichtet (Einspeisevorrang). Indem bei Netzengpässen Erneuerbare-Energien-Anlagen abgeregelt werden, wird in von diesem Grundsatz abgewichen. Die Abregelung gemäß § 14 Abs. 1 EEG 2017 im Rahmen des Einspeisemanagement darf jedoch nur nachrangig erfolgen. Kommt es zu Netzengpässen, sollen zunächst die konventionellen Anlagen abgeregelt werden und erneuerbare Energien-Anlagen nur als Ultima Ratio vom Netz genommen werden, damit die größtmögliche Strommenge aus erneuerbaren Energien abgenommen wird.³ Der Vorrang bleibt in physikalischer Hinsicht auch nach Einführung der verpflichtenden Direktvermarktung erhalten.⁴ Durch diese Privilegierung steigt die Investitions- und Planungssicherheit für Anlagenbetreiber, weil sich in der Kombination mit festen Vergütungssätzen der Ertrag und damit die Wirtschaftlichkeit einer Anlage relativ genau vorhersagen lässt. Erfolgt dennoch eine Abregelung von Erneuerbaren-Energien-Anlage, steht den Anlagenbetreibern ein Anspruch auf Entschädigung von 95 % der entgangenen Einnahmen zuzüglich zusätzlicher Aufwendungen und abzüglich ersparter Aufwendungen zu, bzw. 100 % sobald die entgangenen Einnahmen 1 % der Jahreseinnahmen übersteigen, § 15 Abs. 1 EEG 2017. Ziel der Entschädigungszahlungen ist es, Investitionen in Erneuerbare-Energien-Anlagen attraktiver zu machen und so der Ausbau beschleunigt werden.

³ Vgl. § 14 Abs. 1 S. 1 Nr. 2 und S. 2 EEG 2017 sowie 13 Abs. 1 und 2 EnWG.

⁴ BT-Drucks18/1304, vom 05.05.2014, S. 123.

Im Rahmen des sogenannten Winterpakets⁵ schlägt die Europäische Kommission vor, den bisher in der Erneuerbare-Energien-Richtlinie⁶ festgeschriebenen Einspeisevorrang für Strom aus erneuerbaren Energien zu begrenzen und in bestimmten Fällen sogar ganz abzuschaffen. Diese Regelungen sollen nunmehr in die Strommarktverordnung aufgenommen werden. Ungewiss ist, ob und wann dieser Vorschlag der Kommission umgesetzt wird.

Losgelöst hiervon stellt sich jedoch die Frage, ob der Einspeisevorrang weiterhin für die Integration der erneuerbaren Energien notwendig ist.

Mit der Einführung der spartenspezifischen Ausschreibungen für den Großteil der neu hinzukommenden Erneuerbaren-Energien-Anlagen nähert sich das EEG immer weiter einer wettbewerblichen Ermittlung der Förderhöhe an. Die Anlagen einer Sparte konkurrieren untereinander um den günstigsten Preis pro Kilowattstunde. Der Europäischen Kommission geht dies jedoch noch nicht weit genug. Die erneuerbaren Energien sollen sich vielmehr vollständig dem Markt stellen und mit den anderen Sparten und fossilen Erzeugungsanlagen konkurrieren. Dazu wird wie bereits erwähnt eine Begrenzung des Einspeisevorrangs vorgeschlagen. Dieser soll nur noch für Anlagen mit weniger als 500 Kilowatt Kapazität gelten. In Ländern, in denen der Anteil der erneuerbaren Energien an der gesamten Erzeugungskapazität 15 % überschreitet, sollen nur noch Anlagen vorrangig einspeisen dürfen, die eine Kapazität von maximal 250 Kilowatt (ab 2016 nur noch 125 kW). Bestandsanlagen, die vor Inkrafttreten der vorliegenden Verordnung in Betrieb genommen wurden und zu diesem Zeitpunkt vom Einspeisevorrang profitierten, sollen auch zukünftig vorrangig einspeisen dürfen. Bestandsanlagen, an denen wesentliche Veränderungen vorgenommen wurden, sollen den Einspeisevorrang jedoch gänzlich verlieren.⁷

Das hätte zur Folge, dass Erneuerbare-Energien-Anlagen sich vollständig dem Markt stellen und preislich mit konventionellen Kraftwerken konkurrieren müssten. Zwar sind Erneuerbare-Energien-Anlagen keine Nischentechnologie mehr. Es bestehen jedoch Zweifel, ob der Markt bereits reif dafür ist, die Privilegierungen zurückzufahren. Anlagenbetreiber hätten keine finanzielle Planungssicherheit dergestalt mehr, dass sich im Voraus berechnen lässt, wie viel Ertrag die Anlage abwerfen wird. Der Einspeisevorrang und die damit verbundene Investi-

⁵ Rund 1000 seitiges Vorschlagspaket der *EU-Kommission* vom 30.11.2016 für vier Richtlinien und vier Verordnungen.

⁶ Art. 16 Abs. 2 c Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG.

⁷ Article 11, Proposal for a REGULATION OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL on the internal market for electricity, Brussels, 30.11.2016 COM (2016) 861 final 2016/0379 (COD).

tionssicherheit erleichtern die Kreditfinanzierung von Projekten erheblich und senken die Zinskosten. In Netzengpasszeiten kann es dazu kommen, dass CO₂-intensive Anlagen weiter einspeisen, während erneuerbare Energien abgeregelt würden.⁸ Es besteht das Risiko, dass die Investitionen in Erneuerbare-Energien-Anlagen erheblich zurückgehen und der Ausbau massiv gebremst, statt vorangebracht würde.

b) Abkehr vom Ausschließlichkeitsprinzip

- ✔ Ist das Ausschließlichkeitsprinzip der richtige Weg zur umfassenden Integration der erneuerbaren Energien oder sollte dieses zumindest partiell aufgegeben werden?
- ✔ Wie können Ausnahmen und Einschränkungen normativ ausgestaltet werden?

Vorgaben für oder Vorteile durch den Einsatz erneuerbarer Energien

§ 19 Abs. 1 EEG 2017

- ✔ Nur Betreiber von Anlagen in denen ausschließlich erneuerbare Energien oder Grubengas eingesetzt werden, haben einen Anspruch auf die Marktprämie oder eine Einspeisevergütung.
- ✔ Ratio: Vermeidung falscher Anreize für die Aufrechterhaltung fossiler Feuerung

§§ 3 ff. EEWärmeG

- ✔ Eigentümer neu errichteter Gebäude müssen den Wärme- und Kältebedarf anteilig durch erneuerbare Energien decken.
- ✔ Ratio: Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmesektor

§§ 3 ff. Energieeinsparverordnung (EnEV) i.V.m. den Anlagen 1 und 2

- ✔ Vorgabe von Höchstwerten für den Jahres-Primärenergiebedarf für verschiedene Gebäudetypen.
- ✔ Ratio: hohe Energiestandards im Gebäudesektor, Energieeffizienz

§ 3 Abs. 2 Nr. 2 der 37. BImSchV

- ✔ Anrechnung von strombasierten Kraftstoffen, wenn der Strom auf Veranlassung der ÜNB im

⁸ Stellungnahme der Bundesregierung zum Winterpaket, S. 36 f., abrufbar unter: https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/stellungnahme-bundesregierung-vorbereitung-neue-eu-richtlinie.pdf?__blob=publicationFile&v=2 (Letzten Abruf: 15.12.2017).

Netzausbaugelände und zu Überschussstromzeiten erzeugt wurden

- ✔ Ratio: Nutzung des Überschussstroms und vermeiden von Netzengpässen

§ 3 Nr. 10c EnWG | RL 2009/28/EG

- ✔ Wasserstoff und Methan, die weit überwiegend aus erneuerbaren Energiequellen hergestellt wurden, gelten als „Biogas“
- ✔ Ratio: s.o.

Das in § 19 Abs. 1 EEG 2017 normierte Ausschließlichkeitsprinzip besagt, dass ein EEG-Zahlungsanspruch nur für Strom aus Anlagen besteht, in denen ausschließlich erneuerbare Energien oder Grubengas eingesetzt werden. Bisher entfällt der Vergütungsanspruch also vollständig, sobald eine Mischfeuerung vorliegt.

Um einen Förderanspruch nach dem EEG zu erlangen, müssen bestehende Kraftwerke vollständig auf erneuerbare Energieträger umgestellt werden. Das „Entweder-oder-Prinzip“ im deutschen Energierecht setzt Anreize ausschließlich für eine Umstellung in einem Zuge. Bei einer schrittweisen Umstellung von Bestandsanlagen werden keine Privilegien gewährt. Doch gerade ein schrittweiser Übergang würde die Umstellung erleichtern und attraktiver machen. Die Bestandsanlagen sind bereits gut netzseitig angebunden und es entstünden womöglich je nach Standort geringere Kosten als für die Errichtung neuer Anlagen.

Auf europäischer Ebene wird der Begriff der erneuerbaren Energiequellen potenziell weiter verstanden, RL 2009/28/EG.⁹ Das Ausschließlichkeitsprinzip ist nicht auf EU-Ebene verankert, sodass der deutsche Gesetzgeber durchaus einen Spielraum hat, um vom Ausschließlichkeitsprinzip Abweichungen zu normieren.

Problematisch an einer Abkehr vom Ausschließlichkeitsprinzip bzw. einer Zulässigkeit der Mischfeuerung ist, dass Fehlanreize für die Fortsetzung des Betriebs fossiler Kraftwerke, insbesondere von schadstoffintensiven Kohlekraftwerken, geschaffen werden könnten. Die Vergütung der Mischfeuerung muss den Weg zur vollständigen Ersetzung der fossilen Brennstoffe ebnen und darf keine Dauerlösung darstellen. Eine Mindest-EE-Beimischungsquote, die sich am jeweiligen Strommix des Netzes der allgemeinen Versorgung orientiert und sukzessive entsprechend der EEG-Ziele in § 1 Abs. 2 EEG 2017 erhöht wird, könnte eine Lösungsoption

⁹ Thomas, Henning, Rechtliche Rahmenbedingungen der Energiespeicher und Sektorkopplung, 2017, S. 49.

sein.¹⁰ Alternativ könnte eine progressiv steigende EEG-Vergütung in Betracht kommen. Für einen Anteil von 50 % Erneuerbaren könnte beispielsweise 35 % des EEG-Vergütungssatzes gezahlt werden.

Im Gasbereich wurde mit der 37. Bundesimmissionsschutzverordnung (BImSchV) bereits eine Abweichung vom strikten Ausschließlichkeitsprinzip normiert. Nach § 3 Abs. 2 Nr. 2 37. BImSchV können mittels Elektrolyse erzeugte Kraftstoffe auf die Treibhausgasminderungsquote angerechnet werden, die nicht ausschließlich mit Strom aus erneuerbaren Energien erzeugt wurden. Voraussetzung ist, dass der bei der Elektrolyse verwendete Strom in einer Anlage erzeugt wurden, die sich in einem Netzausbaugbiet befindet und deren Betrieb vom Übertragungsnetzbetreiber nach § 13 Abs. 6 EnWG (Zuschaltleistung) veranlasst wurde. In solchen Netzengpasszeiten befindet sich weit überwiegend Strom aus erneuerbaren Energien im Netz und es wird durch die Zuschaltung der Elektrolyseanlage anstelle der Abregelung von Anlagen zur Erzeugung erneuerbaren Stroms der Netzengpass aufgelöst. So wird erneuerbar erzeugter Strom, der andernfalls abgeregelt würde, einer Nutzung zugeführt. Zudem werden Emissionen vermieden, die entstünden, würde Strom aus fossilen Energieträgern eingesetzt.¹¹ Auch § 3 Nr. 10c EnWG fasst unter den Begriff „Biogas“ Wasserstoff und Methan, die mit Strom erzeugt wurde, der nachweislich weit überwiegend aus erneuerbaren Energiequellen stammt. Dieser Gedanke könnte auf den Stromsektor übertragen werden.

Auch Im Gebäudewärmebereich ist eine ausschließliche Nutzung erneuerbarer Energien nicht vorgeschrieben. Beispielsweise reicht es für Verpflichtung von Eigentümern neu errichteter Gebäude zur Nutzung von erneuerbaren Energien nach §§ 3ff. Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG) aus, wenn diese Nutzung anteilig erfolgt.

Der Primärenergiefaktor kennzeichnet die ökologische „Qualität“ der Wärme und ist damit ein sinnvolles Beispiel für eine Abstufung anstatt einer Betrachtung „schwarz und weiß“.¹² Es wird honoriert, wenn zumindest ein prozentualer Teil der Einsatzstoffe der Wärmeerzeugung aus regenerativen Quellen stammt. Die hat für Eigentümer den Vorteil, dass sie hiermit (teilweise) ihr Verpflichtungen aus § 3 EnEV erfüllen können. Jedoch wird bei Strom aus dem Netz der allgemeinen Versorgung, der zur Wärmeerzeugung eingesetzt wird, ein vergleichsweise

¹⁰ aktuell 30 % | 2025: 40 bis 45 % | 2035: 55 bis 60 % | 2050: min. 80 %.

¹¹ BT-Drucksache 18/11283 vom 22.02.2017, S. 16.

¹² Der Primärenergiefaktor gibt das Verhältnis von eingesetzter Primärenergie zur abgegebenen Endenergie an Je kleiner der Primärenergiefaktor desto umweltschonender und effizienter ist der Einsatz von der Energiequelle bis zum Endverbraucher.

schlechter Primärenergiefaktor von 1,8 angesetzt¹³, weil aufgrund des Energiemixes der Anteil erneuerbarer Energien im Netz allgemeinen Versorgung aktuell lediglich bei etwa 30 % liegt. Eine denkbare Lösung könnte es sein, eine Differenzierung zu implementieren, sodass der für die Wärmeerzeugung in Power to Heat-Anlagen eingesetzte Strom aus dem Netz der allgemeinen Versorgung den Primärenergiefaktor nicht mehr negativ beeinflusst, sofern der Strombezug system- oder netzdienlich erfolgt. In Zeiten, in denen die Abregelung von Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien notwendig wird, befindet sich ganz überwiegend Strom aus erneuerbaren Energien im Netz, weil die Erneuerbare-Energien-Anlagen erst nachrangig abregelt werden und vorher die fossilen Kraftwerke weitestgehend vom Netz genommen wurden, § 14 Abs. 1 EEG 2017. Auch hier sollte genügen, dass der weit überwiegende Teil des eingesetzten Stroms aus erneuerbaren Quellen stammt. Auf diese Weise würden Anreize geschaffen, die Power to Heat-Anlagen netz- und systemdienlich zu fahren.

c) Kohleausstieg

- ✔ Wie ist ein zeitnaher Kohleausstieg unter Systemstabilitätsgesichtspunkten realisierbar?
- ✔ Mit welchen rechtlichen Instrumenten kann ein zeitnaher Kohleausstieg umgesetzt werden?

Notwendigkeit und Umsetzbarkeit eines zeitnahen Kohleausstiegs

Klimaziele der Bundesregierung erfordern schnelle geeignete Maßnahmen

- ✔ Senkung der CO₂-Emissionen bis 2030 um 55 % im Vergleich zu 1990
- ✔ bis 2050 um 80 bis 95 %
- ✔ staatliche Förderung der Kohleverstromung bremst den Ausstieg

Erdgas kann Kohle kurzfristig kompensieren

- ✔ deutlich geringerer CO₂-Ausstoß und damit eine sofortige Minderung der Gesamt-CO₂-Menge
- ✔ Nutzung und Erhalt der Gasinfrastruktur

¹³ Anlage 1 Nr. 2.1.1 Satz 6 erster Halbsatz der Energieeinsparverordnung.

- es stehen ausreichend Erzeugungskapazitäten zur Verfügung, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten

Die Einhaltung der langfristigen Klimaschutzziele der Bundesregierung erfordert das schnelle Ergreifen geeigneter Maßnahmen. Bereits im Jahre 2030 sollen die CO₂-Emissionen im Vergleich zum Jahre 1990 um mindestens 55 % gesenkt werden, im Jahre 2050 um 80 bis 95 %.¹⁴ Eine Absenkung um schätzungsweise 27,2 % wurde bis zum Jahre 2015 erreicht.¹⁵ Ein weiteres Etappenziel ist die 40 % -Senkung bis 2020.¹⁶ Die verbleibende Zeitspanne ist kurz. Das Erreichen des 2020-Ziels erscheint bereits heute unwahrscheinlich.¹⁷ Schnelles Handeln ist erforderlich, weil heutige Investitionen aufgrund der langen Lebensdauer von Gebäuden, Kraftwerken und Industrieanlagen Auswirkungen bis weit in die Zukunft haben.¹⁸ Dies gilt aufgrund der langen Amortisationszeit insbesondere auch für Investitionen in Kohlekraftwerke. Soll eine Abschaltung vor der Refinanzierung der Investition erfolgen, stellt sich die Frage einer staatlichen Entschädigungspflicht. Ein erster Schritt in Richtung Kohleausstieg wäre ein Verbot von Neugenehmigungen für Kohlekraftwerke analog zum Atomausstieg in § 7 Abs. 1 S. 2 Atomgesetz (AtG).¹⁹

Bei der Kohleverstromung werden im Vergleich zur Verstromung anderer fossiler Energieträger am meisten Treibhausgase freigesetzt. Dennoch bewirkt das Merit Order Prinzip, dass vorrangig die Kohlekraftwerke zum Einsatz kommen, deren Grenzkosten geringer sind, als die von GuD- und Gaskraftwerken. Viele Gaskraftwerke sind daher nur in wenigen Stunden am Tag in Betrieb. Der Klimaschutzplan 2050 enthält keine konkreten Vorgaben für den Kohleausstieg. Vielmehr wird Kohle in Deutschland weiterhin staatlich gefördert. Damit wird die Chance auf eine schnelle Minderung der Treibhausgasemissionen gefährdet.

¹⁴ Klimaschutzplan 2050 der Bundesregierung, S. 21, abrufbar unter: http://www.bmub.bund.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Klimaschutz/klimaschutzplan_2050_bf.pdf.

¹⁵ Klimaschutzplan 2050 der Bundesregierung, S. 19.

¹⁶ BMUB, Aktionsprogramm Klimaschutz 2020, Kabinettsbeschluss vom 3. Dezember 2014, abrufbar unter: http://www.bmub.bund.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Aktionsprogramm_Klimaschutz/aktionsprogramm_klimaschutz_2020_broschuere_bf.pdf.

¹⁷ Die *Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“*, Stellungnahme zum fünften Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2015, S. Z-17, abrufbar unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/V/fuenfter-monitoring-bericht-energie-der-zukunft-stellungnahme.pdf?__blob=publicationFile&v=7.

¹⁸ Klimaschutzplan 2050 der Bundesregierung, S. 36.

¹⁹ Rodi, EnWZ 2017, 195; Gesetz über die friedliche Verwendung der Kernenergie und den Schutz gegen ihre Gefahren in der Fassung der Bekanntmachung vom 15. Juli 1985 (BGBl. I S. 1565), das zuletzt durch Artikel 2 Absatz 2 des Gesetzes vom 20. Juli 2017 (BGBl. I S. 2808) geändert worden ist

Ein Ausstieg aus der Kohleverstromung erfordert den Einsatz anderer Primärenergieträger zur Prävention von Versorgungslücken. Auf dem deutschen Strommarkt besteht ein Kapazitätsüberangebot, sodass der Strombedarf auch ohne die 20 ältesten Kohlekraftwerke durch einen Volllastbetrieb der Gaskraftwerke gedeckt werden kann.²⁰ Bis nur noch regenerative Energieträger zum Einsatz kommen, könnte daher der vorübergehende Rückgriff auf Erdgas aus Klimaschutzgründen angezeigt sein. Zwar verursacht die Nutzung von Erdgas als Energieträger ebenfalls Treibhausgasemissionen und muss daher perspektivisch Schritt für Schritt durch erneuerbarer Energieträger ersetzt werden. Im Vergleich zu Kohle und Erdöl werden jedoch wesentlich weniger Treibhausgase emittiert, da Gas den geringsten Gehalt an Kohlenstoff und den höchsten Anteil Wasserstoff aufweist. Zudem sollte die bestehende Gasinfrastruktur ohnehin erhalten bleiben, weil sie als Speicher für Biogas und synthetisches Gas die Fluktuation der erneuerbaren Energien ausgleichen und so erheblich zum Gelingen der Energiewende beitragen kann. Die Abschaltung alter Kohlekraftwerke könnte den CO₂-Ausstoß um bis zu 23 Millionen Tonnen senken.²¹ Ohne eine starke Reduzierung der Kohleverstromung sind die Klimaziele der Bundesregierung nahezu unerreichbar.²²

d) Dezentrale Erzeugungsstrukturen

- ✓ Mit welchen regulatorischen Mitteln lassen sich Anreize für Eigenversorgungsmodelle und dezentralere Strukturen setzen?
- ✓ Wie kann der Rechtsrahmen ausgestaltet werden, um die Flächenpotenziale von Mietshäusern für Photovoltaikanlagen zu heben? Besteht Anpassungsbedarf bezüglich des vorgelegten Referentenentwurfs zum Mieterstromgesetz?

Rechtsrahmen der Eigenversorgung auf einen Blick

§ 61 Abs. 1 Nr. 1, § 61a, § 61b i.V.m. § 3 Nr. 19 EEG 2017

- ✓ Wesentliche Merkmale: Der Anspruch auf die EEG-Umlage verringert sich bei Letztverbrauch

²⁰ *Agora Energiewende*, Kohleausstieg, Stromimporte und -exporte sowie Versorgungssicherheit, Kurz-Analyse, 10. November 2017, abrufbar unter: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/user_upload/Agora_Kurzanalyse-Kohleausstieg-und-Versorgungssicherheit_10112017.pdf

²¹ *Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DWI)*, Szenarien einer nachhaltigen Kraftwerksentwicklung in Deutschland, S. 22.

²² *Umweltbundesamt*, Kohleverstromung und Klimaschutz bis 2030, Oktober 2017, abrufbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2017-11-02_position_kohleverstromung-klimaschutz_fin_0.pdf

für die Eigenversorgung und kann in den Ausnahmefällen des § 61a EEG 2017 (insbesondere Kleinanlagen) ganz entfallen; Eigenversorgung ist der Verbrauch von Strom, den eine natürliche oder juristische Person im unmittelbaren räumlichen Zusammenhang mit der Stromerzeugungsanlage selbst verbraucht, wenn der Strom nicht durch ein Netz durchgeleitet wird und diese Person die Stromerzeugungsanlage selbst betreibt.

- ✔ Ratio: Solidaritätsgedanke, auch Eigenversorger sollen grds. einen Beitrag zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien leisten

§ 19 Abs. 1 Nr. 3, § 21 Abs. 3 EEG 2017

- ✔ Anspruch des Anlagenbetreibers auf Mieterstromzuschlag für Strom aus PV-Anlagen auf Wohngebäuden mit bis zu 100 kW installierter Leistung, Lieferung an Letztverbraucher und Verbrauch im gleichen Gebäude
- ✔ Ratio: Gleichstellung von Mietern, Potenzialhebung für PV-Ausbau

(1) Eigenversorgung und Autarkie

Eigenversorgungsmodelle bieten Anreize, erneuerbaren Strom selbst zu erzeugen und zu nutzen. Über das individuelle Interesse an solchen Lösungen hinaus, können diese Modelle den Ausbau erneuerbarer Energieerzeugungsanlagen vorantreiben und einen sinnvollen Beitrag zum kosteneffizienten Umbau des Energiesystems leisten. Wird Strom vor Ort erzeugt, entfällt für diesen Strom der Transportvorgang über das allgemeine Netz der Versorgung. Nur noch Strombedarfe, die nicht aus der Anlage vor Ort gedeckt werden können, müssen aus dem Netz bezogen werden. Konsequenterweise muss das Netz weniger leistungsfähig sein, was sich positiv, d.h. (kosten-)reduzierend auf den erforderlichen Netzausbauumfang auswirken kann.

Besteht bei einer sogenannten Inselanlage gar kein Netzanschluss, so entsteht keine EEG-Umlagepflicht für den Eigenversorger.²³ Die lokale Leitungsstruktur darf also keinen Netzstatus haben, das heißt es muss sich um eine Kundenanlage ohne Netzanschluss oder eine Direktleitung handeln.²⁴ Der vollständige Verzicht auf den Netzanschluss dürfte indes wenig realistisch sein, da die sogenannte Stromautarkie insbesondere bei Nutzung volatiler erneuerbarer Energieträger im Spannungsverhältnis zum Bedürfnis nach permanenter Versorgungssicherheit steht, das auch durch den Einsatz von Speichern nicht vollständig aufgelöst werden kann.

²³ §§ 61 Abs. 2, 61a Nr. 2 EEG.

²⁴ Hampel, Gesetzliche Anreize für eine autarke Energieversorgung, EWeRK 2016, 209.

Wer zwar über einen Netzanschluss verfügt, aber mittels einer Photovoltaikanlage auf dem eigenen Dach Strom zum Eigenverbrauch erzeugt, profitiert bei von einer auf 40 % verringerten EEG-Umlagepflicht, was neben den ersparten Netznutzungskosten ein Anreiz für die Umsetzung eines solchen Konzepts sein kann.²⁵ Versorgt sich der Anlagenbetreiber aus einer Stromerzeugungsanlage mit einer installierten Leistung bis von höchstens 10 kW Nennleistung und für 10 MW selbst verbrauchten Stroms pro Kalenderjahr, kommt sogar ein Entfallen der EEG-Umlage in Betracht.²⁶ Durch ein Entfallen der EEG-Umlage in diesem Ausnahmefall wird die Installation einer Photovoltaikanlage für die Hausbesitzer wirtschaftlich interessant. Wesentliches Merkmal der Eigenversorgung ist die Personenidentität von Anlagenbetreiber und Verbraucher, weshalb das Modell grundsätzlich nur für Eigentümer einer Immobilie, die ausschließlich von ihnen selbst genutzt wird, in Betracht kommt.²⁷

(2) Einbeziehung von Mietern in die Selbstversorgung: „Mieterstrommodell“

Der Ausbau von Photovoltaik-Dachanlagen hat sich zuletzt verlangsamt. Aufgrund der Regelungen zur Eigenversorgung ist der Betrieb von Anlagen auf Mietshäusern nicht wirtschaftlich darstellbar. Der Anlagenbetreiber, meist der Vermieter, ist personenverschieden von den stromnutzenden Mietern. Es handelt sich mithin um ein schlichtes Lieferverhältnis und damit insbesondere nicht um Letztverbrauch der Mieter für die Eigenversorgung. Es gibt keine Geschäftsmodelle, die eine Mehrzahl von Parteien erfassen und infolge einer zumindest verringerten EEG-Umlage wirtschaftlich attraktiv sind. Mieter werden so bisher schlechter gestellt, als diejenigen, die sich ein Eigenheim leisten können, was oft als unbillig empfunden wird.

Der Gesetzgeber hat darauf reagiert, um insbesondere das große Potenzial von Mietshausdächern in Ballungsgebieten für den Ausbau der erneuerbaren Energien aufweisen, zu heben. In § 95 Nr. 2 EEG 2017 war eine Ermächtigung der Bundesregierung zum Erlass einer Rechtsverordnung zur Förderung von Mieterstrommodellen aufgenommen worden. Betreiber von Photovoltaikanlagen sollten eine verringerte EEG-Umlage für den Strom aus der Anlage auf dem Dach zahlen müssen. Die Tendenz des Gesetzgebers ging anschließend jedoch dahin, möglichst wenige Ausnahmen von der EEG-Umlagezahlungspflicht zuzulassen. Daher wird ein anderer Weg präferiert: Die PV-Anlagen sollen über eine feste Vergütung, statt einer Umlagereduzierung gefördert werden. Begründet wird dieser Vorschlag damit, dass die Förderung sich so genauer steuern ließe.²⁸ Eine direkte Förderung wäre jedoch nicht mehr von der Ermächti-

²⁵ § 61b EEG 2017

²⁶ § 61a Nr. 4 EEG 2017.

²⁷ Vgl. § 3 Nr. 19 EEG 2017

²⁸ Referentenentwurf des BMWi (IIIB2) „Gesetz zur Förderung von Mieterstrom“ vom 10.03.2017, S. 1.

gung in § 95 Nr. 2 EEG 2017 gedeckt gewesen, sodass hier statt einer untergesetzlichen Verordnung der Weg über ein formelles Gesetz eingeschlagen werden musste.

Am 25. Juli 2017 ist nun das Gesetz zur Förderung von Mieterstrom in Kraft getreten, welches einen Förderanspruch pro kWh für Betreiber von PV-Anlagen mit einer installierten Leistung von 100 kW für direkt gelieferten Strom aus PV-Anlagen auf Wohngebäuden im EEG 2017 verankert (sogenannter Mieterstromzuschlag).²⁹ Um die Attraktivität von Investitionen in Photovoltaikanlagen für Vermieter zu erhöhen, wäre darüber hinaus ein Anschluss- und Benutzungszwang, vergleichbar dem des Fernwärmesektors, denkbar. Bei der Heizung sind Mieter in gleicher Weise gebunden. Die Verpflichtung wäre für die Mieter daher wohl zumutbar. Zudem lässt die Gesetzesänderung Quartierslösungen außer Acht, bei denen der Strom auf dem Nachbardach erzeugt wird. Hier besteht weiteres Potenzial und es würden quartierübergreifende Versorgungskonzepte angereizt werden, die einen erheblichen Beitrag zur Stabilisierung des Energiesystems leisten könnten. Auf der anderen Seite steigt durch die Ausdehnung des Eigenversorgungsmodells die Umlagen- und Abgabenlast des Strombezugs, was den Einsatz von Strom in den Sektoren Verkehr und Wärme hemmt.

²⁹ Vgl. §19 Abs. 1 Nr. 3, § 21 Abs. 3 EEG 2017

2. Netze

a) Hürden für eine weitestgehende Elektrifizierung und Auswege

- ✔ Wie kann der Energiemix ausgestaltet werden, um trotz erheblicher Steigerung des Anteils fluktuierender erneuerbarer Energien das Gesamtenergiesystem stabil zu halten?
- ✔ Wie können ausreichende Anreize für eine ausgewogene Kombination der verschiedenen Energieträger zu setzen?

Weitestgehende Elektrifizierung verdoppelt den Strombedarf trotz Effizienzsteigerungen

Fluktuation der erneuerbaren Energien

- ✔ Nutzen von Überschussstrom in Power to Heat und Power to Gas Anlagen
- ✔ Gas- und Wärmenetze als Speicher
- ✔ Gasrückverstromung bei extremen Verbrauchspeaks

Infrastrukturbedarf

- ✔ geringerer Netzausbaubedarf durch Nutzung des Gas- und Wärmenetzes
- ✔ schrittweise Umrüstung dezentraler Wärmeerzeugungsanlagen, § 10 EnEV

Eine weitestgehende Elektrifizierung des Energiesystems führt trotz massiver Effizienzmaßnahmen zu einer Verdoppelung des Strombedarfs, der durch eine erhebliche Steigerung des Ausbaus der erneuerbaren Energien weit über den bisherigen Zielkorridor hinaus gedeckt werden muss.³⁰ Hiermit einher geht ein großer Netzausbaubedarf, der auf politische und gesellschaftliche Hürden trifft. Außerdem verstärkt eine weitestgehende Elektrifizierung die Probleme durch die Fluktuation der Erneuerbaren. Erzeugung und Verbrauch des Stroms decken sich vielfach nicht. Es müssen Zeiten überbrückt werden können, in denen keine Sonne scheint und wenig Wind weht. Der Strom muss also in großem Umfang gespeichert werden und ergänzend muss der Verbrauch an die Erzeugung angepasst werden, soweit dies möglich ist.

³⁰ Quaschnig, Sektorenkopplung durch die Energiewende, 2016, S. 3.

Der immense Netzausbaubedarf lässt sich möglicherweise reduzieren. So könnte ergänzend zur direkten Stromnutzung das Zwischenprodukt Gas, das durch Power to Gas gewonnen wird, die Fluktuation auffangen. Einerseits kann Gas dann erzeugt werden, wenn überschüssiger Strom im Netz ist und ansonsten Erneuerbare-Energien-Anlagen abgeregelt werden müssen. Andererseits kann Gas z.B. im Gasnetz zwischengespeichert werden und bei zusätzlichem Strombedarf rückverstromt werden oder direkt im Wärme- oder Verkehrssektor eingesetzt werden. Auf diese Weise ließe sich das Energiesystem stabilisieren und der Einsatz der Technologie könnte trotz der erheblichen Umwandlungsverluste volkswirtschaftlich sinnvoll sein. Im aktuellen Rechtsrahmen gibt es jedoch viele Hürden für den Einsatz von Power to Gas Anlagen, z.B. die Verteuerung des Stroms durch Abgaben und Umlagen (dazu II.4.a)).

Nah- und Fernwärmenetze könnten eine weitere vielversprechende Option mit hohem Flexibilitätspotenzial und ein Baustein unter mehreren für eine CO₂-neutrale Wärmebereitstellung sein. Die Nutzung der Wärmenetze und deren Speisung mit erneuerbaren Energien, z.B. durch Power to Heat, könnte Treibhausgasreduktionen ermöglichen, ohne eine zeitnahe flächendeckende Umrüstung der Verbrauchsanlagen in Haushalten erforderlich zu machen, welche aufgrund ihrer Langlebigkeit grundsätzlich nur schrittweise umgerüstet werden können. Die Speicherung von Strom ist sehr aufwendig, weswegen die Vorhaltung von ausreichenden Stromreserven für extreme Lastspitzen nur schwerlich umsetzbar ist. Entlastung könnte geschaffen werden, indem die bestehende Wärmeinfrastruktur zu Speicherzwecken einbezogen wird. Wärmenetze selbst können Wärme zu einem gewissen Grad speichern und können kostengünstig mit Wärmespeichern kombiniert werden. Ein weiterer Vorteil ist, dass aufgrund vorhandener Anschlüsse zunächst keine weiteren Kosten für den Infrastrukturausbau entstehen. Die Speicherung mittels Power to Gas in den Gasnetzen könnte so sinnvoll ergänzt werden. Es würde vermieden, dass allein die Stromnetze die Mehrbelastungen auffangen müssten und ein Netzausbau erforderlich werden würde, der aufgrund gesellschaftlicher und politischer Widerstände nicht zeitnah realisiert werden kann. Dies lässt sich jedoch mit dem bestehenden Abgaben- und Umlagenregime nicht verwirklichen, weil der Einsatz von Strom in den anderen Sektoren finanziell unattraktiv ist (Vgl. dazu II.4.a)).

b) Kombination von zentralen und dezentralen Strukturen

- ✓ Wie können dezentral erzeugte erneuerbaren Energien in das Gesamtsystem integriert werden?
- ✓ Wie kann auf normativer Ebene auf die vermehrt dezentrale Erzeugungsstruktur reagiert werden?

Rechtsrahmen der Dezentralität

Eigenversorgungsmodelle

- ✓ §§ 61a ff. EEG 2017: Zumindest verringerte EEG-Umlage für EE-Stromerzeugung zur Deckung eigener Bedarfe
- ✓ § 9 I Nr. 3a StromStG: Stromsteuerbefreiung für Strom aus der eigenen Anlage bis 2 MW zur Deckung eigener Bedarfe vor Ort
- ✓ Keine Netzentgelte, da keine Netznutzung § 17 Abs. 1 StromNEV

Stromspeicher

- ✓ § 61k Abs. 1, 1a S. 1 EEG 2017: EEG-Umlageprivilegierung für eingespeicherte Strommengen, die ausschließlich Strom zur Nutzung vor dem Netz ausspeichern
- ✓ § 61k Abs. 1, 1a S. 1, 3 EEG 2017: EEG-Umlageprivilegierung für gemischten Speicherbetrieb für begrenzte Strommengen
- ✓ § 61k Abs. 2 EEG 2017: EEG-Umlagebefreiung für Strom zur Erzeugung von Speichergas bei Rückverstromung
- ✓ § 118 Abs. 6 S. 1, 3 EnWG: befristete Netzentgeltbefreiung für ausschließlich in dasselbe Netz rückverstromende Stromspeicher
- ✓ Ratio: Vermeidung doppelter Umlagezahlungspflicht auf eine Strommenge

Kundenanlage, § 3 Nr. 24a b) Alt. 1, 24b b) Alt. 1 EnWG

- ✓ Ratio: kein Regulierungsbedürfnis, weil systemunerheblich

Geschlossenes Verteilnetz, § 110 EnWG

- ✓ Ausnahmen von den Anforderungen des EnWG vorgesehen

Geringere Entflechtungsvorgaben, §§ 7a f. EnWG

- ✓ für Verteilnetzbetreiber (VNB) mit weniger als 100.000 angeschlossenen Kunden

Entgeltanspruch von Betreiber dezentraler Erzeugungsanlagen gegen VNB für Einspeisung von

Strom, § 18 StromNEV

- ✓ Sofern dieser nicht nach EEG/KWKG gefördert ist
- ✓ Ratio: honoriert verminderte Netznutzung

Mit der fortschreitenden Umstellung der Energieerzeugung auf erneuerbare Energiequellen verändert sich auch die Erzeugungsstruktur. Das vormalige Energiesystem war in erster Linie durch Großkraftwerke und damit durch eine zentrale Energieerzeugung geprägt. Erneuerbarer Strom lässt sich jedoch im Wesentlichen aus Wind und Sonne gewinnen. Die entsprechenden Anlagen sind geringer dimensioniert und räumlich verteilt. Durch den verstärkten Ausbau entwickelt sich aktuell eine immer stärker dezentrale Struktur. Dieser Prozess muss von der Frage begleitet werden, wie die entstehenden Herausforderungen für die Netze bewältigt werden können.

Auf die erforderliche Dimensionierung der Netze haben dezentrale Anlagen unterschiedliche Wirkungen. Zum einen ist Dezentralität aus Netzsicht vorteilhaft, wenn die Erzeugung in räumlicher Nähe zum Verbrauch stattfindet. Die Übertragungsebene wird hier nicht beansprucht. Auf der anderen Seite speisen dezentrale Windenergie- und Photovoltaikanlagen volatil Strom in das Netz, was besondere Herausforderungen für die Netzstabilität mit sich bringt und dem zum Beispiel mit erzeugungsnahe Bau von Speichern begegnet werden könnte. Außerdem erhöht sich die Anzahl von Erzeugern erheblich, sodass die Steuerung von Ein- und Ausspeisung immer komplexer wird (Vgl. dazu II.2.e)). Aufgrund der erforderlichen Verästelung der Netze steigen die Ausbaurkosten. Auch sind nicht zwingend Verbraucher in räumlicher Nähe zu den Erzeugungsanlagen vorhanden, was insbesondere für Offshore-Windenergieanlagen oder die Stromerzeugung in Ostdeutschland gilt.

Daneben muss eine Abwägung zwischen dem in der Regel höheren Wirkungsgrad von großtechnischen Anlagen mit den Transportverlusten und den Infrastrukturkosten des Netzausbaus stattfinden. Bei einigen Anlagentypen stellt sich diese Frage jedoch mangels Umsetzbarkeit von zentralen Lösungen gar nicht, weil die Anlagen nicht beliebig groß skaliert werden können. Bei der Wärmeversorgung ist zu beachten, dass großtechnische Wärmeversorgungsanlagen regelmäßig einen höheren Wirkungsgrad haben, als dezentrale Anlagen. Erforderlich ist dafür aber der Transport der Wärme zum Kunden, der in der Regel über Wärmenetze er-

folgt. Die Transportverluste und die Kosten für die Wärmeinfrastruktur müssen in die Abwägung zwischen zentralen und dezentralen Lösungen einbezogen werden.

Aus Netzsicht könnten kleine Versorgungsinsellösungen, die größtmögliche Eigenbedarfsdeckung und Unabhängigkeit bei der Stromversorgung ermöglichen, Entlastung bringen. Eine solche Lösung setzt zunächst eine Erneuerbaren-Energien-Erzeugungsanlage und Speichermöglichkeiten, sowie Maßnahmen des Energiemanagements voraus und eignet sich insbesondere für kleine Verbrauchseinheiten wie Gewerbe- und Landwirtschaftsbetriebe, Hotels oder Wohneinheiten. Nachteilig ist, dass Versorgungsengpässe und -unterbrechungen bei vollkommenen Insellösungen nicht ausgeschlossen werden können. Dieses Risiko kann durch einen Anschluss an das allgemeine Netz der Versorgung gesenkt werden, über den zusätzlich benötigter Strom bezogen und überschüssiger Strom eingespeist werden kann. Entsprechend geht aber der Versorgungsinselcharakter insofern verloren. Zur Illustration der Deckung eigener Bedarfe durch vor Ort erzeugten Strom kann als Beispiel auf die Ausführungen zum Mieterstrommodell verwiesen werden (Vgl. 0). Solche autarken Lösungen sind jedoch nicht flächendeckend umsetzbar.

Es muss eine Lösung für die Integration der erneuerbaren Energien in das Gesamtsystem gefunden werden. Eine stärkere Wabenstruktur des Netzes und der Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch innerhalb dieser Waben könnte zur Entlastung der Netze beitragen.

c) Örtliche Steuerung des Zubaus von Erzeugungsanlagen über die Netzentgelte

- ✔ Wie kann die Netzentgeltsystematik angepasst werden, um eine Lenkungswirkung auf die Standortwahl der Erzeugungsanlagenbetreiber zu entfalten?
- ✔ Sind die Erhebung der Netzentgelte bei den Erzeugern und die Einführung einer G-Komponente sinnvolle Lösungen und wie kann dies rechtlich umgesetzt werden?

Rechtsrahmen für die Beteiligung von Erzeugungsanlagen an den Netzkosten

§ 36c EEG, § 10 EEA

- ✔ Wesentliche Merkmale: Netzausbaugebiete in denen der weitere Zubau von erneuerbaren Energien Anlagen begrenzt wird
- ✔ Ratio: Verhinderung der Verstärkung von Netzengpässen und in deren Folge Abschaltungen, die zu Entschädigungszahlungen führen

§ 15 Abs. 1 S. 3 StromNEV

- ✔ legt ausdrücklich fest, dass für Einspeisungen keine Netzentgelte zu entrichten sind
- ✔ Ratio: Verursacherprinzip; Kostentragung durch die Verbraucher

Art. 14 Abs. 1, 2 VO (EG) Nr. 714/2009

- ✔ Erhebung bei Verbrauchern oder Erzeugern zulässig
- ✔ Netzentgelte müssen den verursachten Engpässen und Infrastrukturkosten Rechnung tragen
- ✔ Ratio: Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit durch standortbezogene Einflussnahme auf Bau und Betrieb von Kraftwerken

Die Energiewende stellt an die Netzinfrastruktur völlig neue Anforderungen. Aufgrund der Fluktuation der erneuerbaren Energien im Gegensatz zur steuerbaren fossilen Stromerzeugung und dem stetigen Zubau von Erzeugungskapazitäten ergibt sich ein enormer Netzausbaubedarf. Insbesondere in einzelne Regionen mit besonders hohen Anteilen erneuerbarer Energien stoßen die Netze an ihre Grenzen und es kommt vermehrt zu Abschaltungen von Anlagen im Rahmen des Einspeisemanagements nach § 14 EEG. Um die Probleme nicht weiter zu verschärfen, sieht das EEG in § 36c sogenannte Netzausbaugebiete vor, in denen der weitere Zubau von erneuerbaren Energien Anlagen begrenzt wird. Die betroffenen Gebiete und der Umfang der höchstens zulässigen zu installierenden Leistung für die jeweiligen Gebiete sind in § 10 § Erneuerbare-Energien Ausführungsverordnung (EEAV) festgelegt.³¹

Deutliche Erleichterung würde geschaffen und die Ausweisung von Netzausbaugebieten obsolet, wenn der Zubau neuer erneuerbarer Energien Anlagen vermehrt dort stattfindet, wo die Netzkapazitäten für die Aufnahme der volatilen Stromeinspeisung ausreichen und keine Netzengpässe drohen. Die Standortauswahl darf nicht allein betriebswirtschaftlichen Erwägungen folgen, sondern muss die Folgekosten durch Netzausbau und -bewirtschaftung mit einbeziehen. Die aktuelle Netzentgeltsystematik läuft diesen Interessen zuwider. Weil die Verbraucher für die Netzentgelte aufkommen, müssen die Betreiber die Netzkosten nicht mit in ihre Kalkulationen einbeziehen.

³¹ Diese Gebiete umfassen im Wesentlichen die nördlichen Bundesländer.

Abhilfe könnte möglicherweise die Kopplung der Netzentgelte an die Erzeugung statt den Verbrauch schaffen. Dies hätte den Vorteil, dass eine Steuerungswirkung in Bezug auf den Standort der Erzeugungsanlage über die Höhe des Netzentgeltes erreicht werden kann. Die standortbedingten Folgekosten könnten über eine sogenannte G-Komponente bei der Höhe der Netzentgelte Berücksichtigung finden und so internalisiert werden. Je höher die Folgekosten, desto höher die G-Komponente. Auf diese Weise könnten regionale Investitionsanreize gesetzt werden.³² Die Anlagenbetreiber müssten die Netzkosten mit in ihre betriebswirtschaftliche Kalkulation einbeziehen und hätten so einen Anreiz, die Kosten möglichst gering zu halten. Zwar werden die Erzeuger die Netzentgelte in den Strompreis einpreisen, sodass letztendlich die Verbraucher diese als Teil des Strompreises tragen werden. Aufgrund volkswirtschaftlich sinnvoller Standortauswahlentscheidungen würden dennoch die Kosten für Netzausbau und -bewirtschaftung sinken, sodass im Ergebnis bei den Verbrauchern eine Kostensenkung eintreten könnte.

Betreiber von Neuanlagen müssten die ihnen entstehenden Netzkosten in den Gebotspreis der Ausschreibung mit einpreisen. So haben diejenigen Anlagen mit einem netztechnisch günstigen Standort einen Wettbewerbsvorteil. Bei fossilen Anlagen könnte über die G-Komponente auch auf die Einsatzreihenfolge der Kraftwerke im Rahmen der Merit Order Einfluss genommen werden, wenn die Erzeugung für diejenigen Anlagen verteuert wird, die aus Netzsicht einen ungünstigen Standort haben.

d) Ist „Unbundling“ noch zeitgemäß?

- ✔ Hemmt das „Unbundling“ die nächste Phase der Energiewende?
- ✔ Welche Anpassungen sind sinnvoll, um Integrationslösungen für die erneuerbaren Energien implementieren zu können?
- ✔ Hat der nationale Gesetzgeber ausreichenden Spielraum oder sind Anpassungen auf EU-Ebene erforderlich?

Rechtsrahmen für Unbundling und Netze

§§ 6 ff. EnWG

³² Sondergutachten der Monopolkommission gemäß § 62 Abs. 1 EnWG „Energie 2015: Ein wettbewerbliches Marktdesign für die Energiewende“, 2015, S. 98.

- ✔ Wesentliche Merkmale: Trennung des Netzbetriebs von der Erzeugung und dem Vertrieb
- ✔ Basierend auf dem 3. Energiebinnenmarktpaket der EU
- ✔ Ratio: Implementierung wettbewerblicher Strukturen

§§ 7 Abs. 2, 7a Abs. 7 EnWG

- ✔ De-minimis-Regelung für Versorger mit weniger als 100.000 Anschlussnehmern

§ 17 Abs. 1 EnWG

- ✔ Gewährung diskriminierungsfreien Netzzugangs für Erzeugungsanlagen und Speicher

§ 17 ARegV i.V.m. §§ 12 ff. StromNEV

- ✔ Regulierung der Netzentgelte zur Schaffung künstlichen Wettbewerbs

„Unbundling“ beschreibt die Trennung des Netzbetriebs von den Stufen Erzeugung und Vertrieb in informationeller, buchhalterischer, gesellschaftsrechtlicher, operationeller und eigentumsrechtlicher Hinsicht, §§ 6 ff. EnWG. Der deutsche Gesetzgeber setzt damit europäische Vorgaben aus dem 3. Energiebinnenmarktpaket der EU um.³³ Die Unbundling-Vorschriften verfolgen das Ziel, Wettbewerbsverzerrungen entgegen zu wirken. Betreibt ein Energieversorger oder -erzeuger ebenfalls das Netz, welches mangels Dopplung der Infrastruktur ein natürliches Monopol darstellt, könnte er die eigene Vertriebs- oder Erzeugungssparte gegenüber Konkurrenten bevorzugen. Dem soll durch die Unbundling-Vorschriften entgegengewirkt werden.

Die Senkung der CO₂-Emissionen erfordert den Einsatz von Strom aus erneuerbaren Energien in allen Sektoren und bedarf insofern auch einer engen Verflechtung der Sektoren. Insbesondere die Integration großer Mengen fluktuierenden erneuerbaren Stroms setzt eine vertiefte Zusammenarbeit und Informationsaustausch zwischen Erzeugern, Netzbetreibern sowie Speichern und Verbrauchern voraus. Das Unbundling hat jedoch gerade dazu geführt, dass viele einzelne Akteure agieren, deren Zusammenarbeit und Abstimmung sich schwierig gestaltet und die Prozesse verlangsamt. Den Kommunen wird durch das Unbundling verwehrt, Einfluss auf eine sektorübergreifende Steuerung der örtlichen Energieversorgungsstruktur zu nehmen,

³³ VO 2009/713/EG, VO 2009/714/EG, VO 2009/715/EG, RL 2009/72/EG, RL 2009/73/EG.

weil sie als Netzbetreiber grds. keine Letztverbraucher beliefern dürfen. Fraglich ist, ob dieses hohe Regulierungsniveau überhaupt noch notwendig ist, um wettbewerbliche Strukturen zu schaffen oder vielmehr der nächsten Phase der Umgestaltung des Energiesystems abträglich ist. Der Netzbetreiber ist bei der Erhebung der Netzentgelte ohnehin nicht völlig frei, sondern durch die Anreizregulierung gebunden und kann die Preise nicht netznutzerspezifisch festlegen.³⁴ § 17 Abs. 1 EnWG statuiert darüber hinaus eine Verpflichtung der Netzbetreiber zum diskriminierungsfreien Netzanschluss.

Ein dezentralerer Ansatz könnte die Sicherung der Systemstabilität erleichtern, wenn auf regionaler Ebene die genannten Versorgungsstufen aus einer Hand bedient und smarte Lösungen entwickelt würden. Kleinere Stadtwerke, die unter die bestehende De-Minimis-Regelung für Versorger mit weniger als 100.000 Anschlussnehmern fallen und für die einige Erleichterungen gelten, sind positive Beispiele.³⁵ Erste Stadtwerke entwickeln Lösungskonzepte, um die erneuerbaren Energien auf regionaler Ebene in das Gesamtsystem zu integrieren. Solche smarten Konzepte können überregionale entflochtene Unternehmen nicht implementieren. Doch auch kleinere Stadtwerke sind aktuell erheblich durch die Unbundling-Vorschriften eingeschränkt. Aufgrund der veränderten Anforderungen ist zu untersuchen, ob das bestehende Entflechtungsregime einer Anpassung bedarf. Zudem sollte in Erwägung gezogen werden, den Stadtwerken wieder eine zentralere Rolle zuzuweisen, um Synergien zu heben.

e) Systemverantwortung von Verteiler- und Übertragungsnetzbetreibern – „Operation-Center“

- ✔ Wie sollte in Anbetracht der veränderten Erzeugungsstruktur die Systemverantwortung zwischen Verteiler- und Übertragungsnetzbetreibern geregelt werden?
- ✔ Ist ein sogenanntes „Operation-Center“ geeignet die Systemstabilität zu gewährleisten?
- ✔ Wie kann ein Rechtsrahmen für ein solches „Operation-Center“ ausgestaltet werden?

Rechtsrahmen für die Netzbewirtschaftung

Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie 2009/72/EG, Art. 25, §§ 11, 12 EnWG

- ✔ Wesentliche Merkmale: Instandhaltung und Ausbau der Netze, Befriedigung der Versorgungs-

³⁴ § 17 ARegV i.V.m. §§ 12 ff. StromNEV.

³⁵ §§ 7 Abs. 2, 7a Abs. 7 EnWG.

nachfrage, diskriminierungsfreier Zugang

Übertragungsnetzbetreiber, § 13 EnWG

- ✔ Systemverantwortung, Engpassmanagement
- ✔ Ratio: übergeordnete Verantwortung für Sicherheit und Zuverlässigkeit

Verteilernetzbetreiber, § 14 EnWG

- ✔ Verweis auf § 13 EnWG entsprechende Zuständigkeiten auf Ebene der Verteilnetze
- ✔ § 14a EnWG
- ✔ Ratio: mitverantwortlich auf regionaler Ebene

Die aufgrund der Energiewende veränderte Erzeugungsstruktur führt dazu, dass verstärkt Erzeugungsanlagen auf Ebene der Verteilernetze angeschlossen sind und nicht wie die konventionellen Kraftwerke auf Übertragungsebene. Trotz dieser entstehenden dezentraleren Strukturen, liegt die Systemverantwortung weiterhin bei den Übertragungsnetzbetreibern. Diese sind damit konfrontiert, dass die Verteilernetzbetreiber kraftwerksähnlich agieren, indem sie nicht nur Strom aus dem Übertragungsnetz aufnehmen, sondern auch in dieses hochspeisen. Für die Übertragungsnetzbetreiber wird es immer schwieriger, dieser Koordinierungsaufgabe zwischen Ein- und Ausspeisung gerecht zu werden.

Erforderlich wird daher eine Regelbarkeit dieses „Kraftwerks“ Verteilernetz. Eine Lösung könnte sein, den Verteilernetzbetreibern mehr Verantwortung zu übertragen, damit die Verteilnetze selbst für einen Ausgleich von Ein- und Ausspeisung sorgen und auf diese Weise so autark wie möglich agieren. Die Integration der erneuerbaren Energien könnte leichter auf der Verteilnetzebene als diejenige Netzebene, in die eingespeist wird, stattfinden. Denkbar ist ein „Operation-Center“, das vom Verteilernetzbetreiber oder einem Zusammenschluss mehrerer Verteilernetzbetreiber, die physisch verbunden werden, betrieben wird. Dieses Operation-Center könnte neben derjenigen Erzeugung, die noch fossil und damit steuerbar ist, flexible Verbraucher steuern und so für ein Gleichgewicht sorgen, um das Übertragungsnetz nicht zu

überfordern. Die Europäische Kommission hat mit dem Winterpaket einen Vorschlag für die Einführung von „regionalen Einsatzzentren“ gemacht.³⁶

Es stellen sich in diesem Zusammenhang zahlreiche Fragen, die für eine Implikation solcher Steuerungscentren beantwortet werden müssten. Zum einen müssen eine geeignete Rechtsform für die Operation Center und geeignete Vertragsgestaltungen im Netzanschluss- und -nutzungsbereich gefunden werden. Die Verteilernetzbetreiber müssen durch geeignete Befugnisse und Instrumente, wie Regelenergie überhaupt in die Lage versetzt werden, die Systemicherheit zu gewährleisten. Auch stellt sich bei Schäden, die im Operation-Center verursacht werden, die Haftungsfrage.

f) Bilanzkreise

- ✓ Welche Anreize können für eine aktivere Bewirtschaftung von Bilanzkreisen gesetzt werden?
- ✓ Gibt es eine Möglichkeit, die grüne Eigenschaft des Stroms in den Bilanzkreisen zu erhalten?

Aktive Bewirtschaftung von Bilanzkreisen

- ✓ Die Kosten für die Ausgleichsenergie führen noch nicht zum flächendeckenden Einsatz von Flexibilitäten, um die Bilanzkreise ausgeglichen zu halten.

Grüne Eigenschaft des Stroms

- ✓ Aufgrund des separaten Handels der grünen Eigenschaft über Herkunftsnachweise ist der physikalisch gelieferte Strom grundsätzlich grau
- ✓ Umwandlungsprodukte können daher keine grüne Eigenschaft erhalten, wenn sie mit Netzstrom hergestellt werden.

Die Bilanzkreisverantwortlichen müssen für einen ausgeglichenen Bilanzkreis sorgen.³⁷ Die Summe von Ein- und Ausspeisung im Bilanzkreis sollte in jeder Viertelstunde Null betragen. Zum Ausgleich von Differenzen zwischen Ein- und Ausspeisung setzt der Übertragungsnetzbe-

³⁶ Art. 32, 34 Entwurf der Strommarkt-Verordnung (Novellierung der heutigen Verordnung 714/2009/EU.

³⁷ Vgl. § 1a Abs. 2, § 3 Nr. 10a, § 20 Abs. 1a EnWG; § 4 StromNZV

treiber Regelenenergie ein und berechnet dem betreffenden Bilanzkreisverantwortlichen die bilanzielle Fehlmengende als Ausgleichsenergie.³⁸ Zwar liegt der Preis der Ausgleichsenergie über dem Preis des Spotmarktes, was durch den reBAP³⁹ gewährleistet wird, es besteht aktuell dennoch kein ausreichender Anreiz für die Bilanzkreisverantwortlichen, die Ausgeglichenheit des Bilanzkreises durch die Vorhaltung von flexiblen Verbrauchern abzusichern, die im Bedarfsfall zu oder abgeschaltet werden können.

Flexibilitäten bekommen automatisch einen Wert, wenn der Anteil der Erneuerbaren am Strommix erheblich steigt und es ohne Flexibilitäten kaum möglich ist, den Bilanzkreis ausgeglichen zu halten. Bis es dazu kommt, könnten Anreizmechanismen für die aktive Bewirtschaftung der Bilanzkreise, z.B. die Verteuerung von Bilanzkreisabweichungen, implementiert werden um so den wirtschaftlichen Einsatz von Flexibilitäten ermöglichen und das Netz stabilisieren.

Durch Herkunftsnachweise erfolgt eine Entkopplung der grünen Eigenschaft des Stroms vom physikalischen Strom. Dadurch, dass die Eigenschaft „grün“ separat gehandelt wird, wird sie vom Strom losgelöst und der Strom im Netz grau. Zwar ist in einem Bilanzkreis, in den nur erneuerbarer Strom eingespeist wird zunächst grundsätzlich nur der Strom aus diesen erneuerbaren Energiequellen vorhanden. An der Börse wird der Strom jedoch nicht separat gehandelt, sodass es zu einer Vermischung kommt und die Eigenschaft des Stroms im Folgenden nicht mehr abgrenzbar ist. Diese Vermischung ist insofern problematisch, als eine physikalische Lieferung des grünen Stroms grundsätzlich ausscheidet. Zwar besteht die Möglichkeit für Erzeuger, sich die grüne Eigenschaft des Stroms durch einen Zertifizierer bestätigen zu lassen. Dies ist jedoch mit zusätzlichen Kosten verbunden und das Lieferverhältnis muss genau benannt sein, was den börslichen Handel der Strommengen ausschließt. Herkunftsnachweise werden in diesem Fall nicht mehr ausgestellt, weil die grüne Eigenschaft gerade mit dem Strom gemeinsam gehandelt wird.

Wünschenswert ist ein Instrument zur Erhaltung der erneuerbaren Eigenschaft über die gesamte Lieferkette, um die Speisung aus dem Netz der allgemeinen Versorgung von Power to Heat und Power to Gas Anlage sowie Speichern zu ermöglichen und dennoch das Produkt dieser Anlagen grün wird. Auf diese Weise könnte dem Produkt ein spezifischer Wert zugeordnet und die Wirtschaftlichkeit der Technologien verbessert werden (siehe dazu auch II.4.b)). Dem

³⁸ § 8 Abs. 2 StromNEV.

³⁹ Regelzonenübergreifender einheitlicher Bilanzausgleichsenergiepreis: Der Ausgleichsenergiepreis berechnet sich nach den Kosten des Übertragungsnetzbetreibers für die eingesetzte Regelenenergie.

stehen gegenwärtig jedoch das System der Herkunftsnachweise und der gemeinsame Handel an der Börse als grauer Strom entgegen. Auch der Ankauf von Herkunftsnachweisen ist kein Mittel, um dem Produkt die grüne Eigenschaft zu geben, weil vielfach Herkunftsnachweise aus anderen europäischen Staaten auf den deutschen Markt transferiert werden, in denen erneuerbare Stromerzeugung in großem Umfang möglich ist, wie beispielsweise Norwegen mit großen Anteilen Wasserkraft.

Im Gasnetz hingegen bleibt eine bilanzielle Trennung von Biogas und Erdgas erhalten. Eine solche ist dort leichter, weil das Netz als Speicher fungiert und auch separate Gasspeicher kostengünstig zu integrieren sind, bzw. Scheiben in Speichern für Biogas gemietet werden können. Auf diese Weise ist es leichter, die Bilanzkreise ausgeglichen zu halten. Fraglich ist, ob sich dieses Modell auf den Stromsektor übertragen ließe. Denkbar könnte eine Finanzierung von Speichern über einen höheren Strompreis sein.

g) Weiterentwicklung des Konzessionsverfahrens

- ✓ Wie kann das Konzessionsverfahren vereinfacht werden, um insbesondere kleineren Kommunen einen Netzbetreiberwechsel zu erleichtern?
- ✓ Ist das Nebenleistungsverbot weiterhin erforderlich oder sollte es zugunsten kommunaler Energiekonzepte aufgegeben werden?

Rechtsrahmen des Konzessionsverfahrens auf einen Blick

§ 46 Abs. 4 S. 1 EnWG

- ✓ Die Gemeinde ist bei Auswahl des Netzbetreibers an alle Ziele des § 1 Abs. 1 EnWG gebunden.
- ✓ Ratio: Sicherung eines funktionierenden Wettbewerbs „um das Netz“⁴⁰

§ 3 Abs. 2 KAV

- ✓ Nebenleistungsverbot: Konzessionsverträge dürfen lediglich festgelegte Leistungen regeln.
- ✓ Ratio: Verhinderung von Wettbewerbsverzerrungen

§ 108 GWB ist unanwendbar

⁴⁰ BTag-DS 18/8184, S. 13.

- ✓ Eine In-House-Vergabe ist für Konzessionsverträge durch § 46 Abs. 6 EnWG ausgeschlossen, weil die Absätze 2 bis 5 für Eigenbetriebe entsprechend Anwendung finden.

Seit fast 200 Jahren wurden auslaufende Verträge über Wegerechte durch Kommunen für öffentliche Straßen und Wege zur Verlegung und zum Betrieb von Strom- und Gasversorgungsanlagen des allgemeinen Versorgungsnetzes lediglich bekannt gemacht und in der Regel ohne spezifisches Verfahren neu verhandelt und abgeschlossen. Die Praxis der Konzessionsverträge hat sich in den letzten Jahren jedoch zu einem komplexen und langwierigen Vergabeverfahren gewandelt. Ursache ist, dass sich auf dem Markt ein hart umkämpfter Wettbewerb eingestellt hat und nun das Kartellrecht auch in diesem Bereich angewandt wird. Hierauf reagierte der Gesetzgeber mit einer Neufassung des § 46 EnWG, die am 3. Februar 2017 in Kraft getreten ist.⁴¹ Nach der Neufassung ist die Gemeinde nunmehr bei der Auswahl des Netzbetreibers an die in § 1 Abs. 1 EnWG niedergelegten Ziele des EnWG gebunden.

Grundsätzlich ist zu begrüßen, dass insofern ein rechtsstaatliches Verfahren implementiert wurde. Jedoch müssen umfangreiche Kriterienkataloge den Entscheidungen zugrunde gelegt werden und die Beurteilung muss auf Basis einer Prognose für die kommenden 20 Jahre stattfinden. Das durch die Novelle geschaffene Rechtsregime für die Konzessionsvergabe ist deshalb nicht geeignet, sachgerechte Entscheidungen über die Konzessionsvergabe herbeizuführen. Gerade kleinere Kommunen können hierfür kein Fachpersonal beschäftigen und die Aufgabe kaum bewältigen.

Das Verfahren ist mittlerweile komplexer, als vergaberechtliche Verfahren. Durchschnittlich dauert das Auswahlverfahren zwei Jahre und ist aufgrund der Vielzahl möglicher Beschwerdepunkte und ungeklärten Rechtsfragen zumeist leicht angreifbar. Hohe Hürden stehen daher der Entscheidung von Kommunen für einen neuen Netzbetreiber entgegen. Insbesondere die Verpflichtung, die Entscheidung an allen Zielen des EnWG zu orientieren, die in § 1 Abs. 1 EnWG genannt sind, erschwert das Verfahren und verhindert eine individuelle Schwerpunktsetzung durch die Kommunen. Es ist vielmehr Aufgabe der Regulierungsbehörden und der Energieaufsicht, auf die Einhaltung der energiewirtschaftlichen Zielvorgaben hinzuwirken.

Das Nebenleistungsverbot in § 3 Abs. 2 KAV legt fest, dass in Konzessionsverträgen nur bestimmte, festgelegte Leistungen vereinbart werden dürften. Diese Vorschrift sollte verhindern,

⁴¹ *BGBI. I* 2017, 130.

dass das Höchstpreisrecht für Konzessionen durch die Bepreisung von Nebenleistungen umgangen wird. Die Regelung ist jedoch aufgrund der strengen regulatorischen Vorgaben mittlerweile obsolet geworden.⁴² Vielmehr nimmt sie den Netzbetreibern den Spielraum, um wünschenswerte Nebenleistungen, wie die Unterstützung des Netzbetreibers bei der Aufstellung kommunaler Energiekonzepte zu ermöglichen,⁴³ die insbesondere auch der Umsetzung der Sektorenkopplung dienen können. Der bestehende Schutz vor sachfremden Anreizen, wie ihn das Strafrecht bietet, könnte hier ausreichend sein.

⁴² Vgl. *BGH*, Urt. v. 07.10.2014, EnZR 86/13, Rn. 24 ff.

⁴³ Vgl. *Mober/Probst*, ZNER 2014, 141 ff.

3. Markt

a) Gewährleistung der Verfügbarkeit von Erzeugungskapazitäten zur Systemstabilisierung

- ✓ Welches ist ein geeignetes und notwendiges Instrument zur Gewährleistung ausreichender Kapazitäten zur Stabilisierung des Energiesystems?
- ✓ Wie kann ein solches Instrument normativ umgesetzt werden?

Bereitstellung von Kapazitäten

Energy-Only-Market

- ✓ Der Handel an der Börse beschränkt sich auf tatsächliche Energielieferungen.
- ✓ Ratio: Funktionieren des Marktes und ausreichende Anreize für die Vorhaltung von Kapazitäten, ohne dass zusätzliche Maßnahmen ergriffen werden müssen.

Kapazitätsreserve, § 13e EnWG

- ✓ Außerhalb des Strommarktes werden Kapazitätsreserven ausgeschrieben, die eine Vergütung für die Bereitstellung der Leistung erhalten.
- ✓ Diese Kapazitäten dürfen nicht an Strommarkt teilnehmen und werden nur bei Leistungsbilanzdefiziten eingesetzt.
- ✓ Ratio: Sicherung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems, wenn der Markt keine ausreichenden Anreize setzt.

Netzreserve, § 13d EnWG, Netzreserveverordnung (NetzResV)

- ✓ Wird aus nicht betriebsbereiten und stillzulegenden Anlagen gebildet.
- ✓ Ratio: Sicherung der Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems bei Netzengpässen, zur Spannungserhaltung und zum Versorgungswiederaufbau

Schaffung eines Kapazitätsmarktes als Alternative

Der bestehende Energiemarkt ist ein sogenannter Energy-Only-Market, also ein Markt, der auf tatsächliche Energielieferungen beschränkt ist. Aufgrund des beschriebenen Wandels in der

Erzeugungsstruktur, wird die Vorhaltung von Kapazitäten für die Stabilisierung des Energiesystems und die Deckung von Verbrauchsspitzen immer wichtiger. Für das Jahr 2022 wird eine Nachfrage an gesicherter Kapazität von 84 GW prognostiziert. Kommt es zu einer zeitnahen Stilllegung von Kohle- neben den Kernkraftwerken, werden im Jahr 2022 trotz des Zubaus von konventionellen Kraftwerken voraussichtlich nur zwischen 69 und 79 GW an gesicherter Kapazität zur Verfügung stehen. Es steht eine Deckungslücke von 5 bis 15 GW zu befürchten.⁴⁴ Im Süden zeichnen sich zudem bereits regionale Kapazitätsprobleme ab. Es sind daher Maßnahmen erforderlich, um diese Lücke zu schließen und Anreize für die ausreichende Vorhaltung von Kapazitäten zu setzen, die die Volatilität der erneuerbaren Stromerzeugung ausgleichen können. Bisher ist es jedoch wenig attraktiv, Kraftwerke zu betreiben, die nur selten zum Einsatz kommen, weil mangels Prognostizierbarkeit von extremen Preis-Peaks am Strommarkt in Zeiten von Stromknappheit, die Investitionen extrem unsicherheitsbehaftet sind.⁴⁵ Der reinen Bereitstellung von Leistung, wird derzeit kein Wert beigemessen.

Es gibt sind zwei verschiedene Lösungsansätze. Diese können auf der Ebene des Marktes oder außerhalb stattfinden.

Eine Möglichkeit außerhalb des Marktes ist eine strategische Reserve. Diese wird aktiviert, wenn die Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems infolge des nicht vollständigen Ausgleichs von Angebot und Nachfrage an den Strommärkten gefährdet ist (Kapazitätsreserve). Es wird somit also ein Versagen des Marktes abgesichert. Dazu werden Kapazitäten ausgeschrieben und deren reine Bereitstellung vergütet. Die Anlagen dürfen nicht am Strommarkt aktiv sein, sondern stehen allein für Leistungsbilanzdefizite zur Verfügung. Eine solche Reserve wird auf Übertragungsnetzebene durch § 13e EnWG geschaffen. Sie bezieht auch regelbare Lasten und Speicher mit ein und umfasst zunächst 2 GW. Kritisiert wird, dass Stromkunden bei diesem Modell die zeitweise extrem hohen Strompreise bezahlen müssen und daneben die Kosten für die Reserve tragen, die über die Netzentgelte gewälzt werden. Das Modell sei zudem ineffizient, weil flexiblen Kapazitäten zur Verfügung stünden, die aber nicht am Strommarkt teilnehmen dürfen.⁴⁶

Daneben werden aktuell nicht betriebsbereite oder stillgelegte Kapazitäten außerhalb des Marktes für die Gewährleistung der Zuverlässigkeit des Netzes bei Netzengpässen, für die

⁴⁴ *Agora Energiewende*, Kapazitätsmarkt oder strategische Reserve: Was ist der nächste Schritt?, 2013, S. 6.

⁴⁵ *Agora Energiewende*, Kapazitätsmarkt oder strategische Reserve: Was ist der nächste Schritt?, 2013, S. 7.

⁴⁶ *Agora Energiewende*, Kapazitätsmarkt oder strategische Reserve: Was ist der nächste Schritt?, 2013, S. 9.

Spannungserhaltung und zur Sicherstellung eines möglichen Versorgungswiederaufbaus bereitgehalten – die sogenannte Netzreserve, § 13d EnWG.

Ein anderer Ansatzpunkt könnte die Integration von Kapazitäten in den Markt sein. Es stellt sich die Frage, ob ein solcher Kapazitätsmarkt sinnvoll und erforderlich ist. Mit einem Kapazitätsmarkt ist das Risiko verbunden, dass sich die Knappheitssituation ins Gegenteil verkehrt und Kraftwerke aus wirtschaftlichem Interesse betriebsbereit gehalten werden, die zur Systemstabilisierung gar nicht mehr benötigt würden. Zudem sind zur Sicherung der Stabilität zukünftig nicht nur zuschaltbare Kapazitäten, sondern auch Speicher und flexible Verbraucher erforderlich. Statt auf Kohlekraftwerke zurückzugreifen, könnten Übertragungsnetzbetreiber Batterien und andere Speicher betreiben, um die Volatilität auszugleichen und Verbraucherspitzen abzudecken. Zudem kommt neben der Quantität auch der Qualität der Kapazität eine immer größere Bedeutung zu, denn die Kapazitäten müssen sich mit hoher Geschwindigkeit an Schwankungen des Angebots an erneuerbaren Energien anpassen können.⁴⁷

b) Regionale Grünstromvermarktung

- ✓ Welche Maßnahmen sind sinnvoll, um Anlagenbetreibern auch nach Ende des Förderzeitraums einen wirtschaftlichen Betrieb der erneuerbaren Energien Anlagen zu ermöglichen?
- ✓ Wie könnte eine regionale Grünstromkennzeichnung umgesetzt werden? Inwiefern muss der Rechtsrahmen angepasst werden, um ein solches Instrument zu implementieren?

Kennzeichnungsmechanismen im EEG 2017 auf einen Blick

§ 79 EEG 2017

- ✓ Wesentliche Merkmale: Herkunftsnachweise für bilanzielle EE-Strommengen, europäisches Handelssystem- kein Fördermechanismus, europaweit übertragbar
- ✓ Ratio: Verbraucherinformation

§ 79a EEG 2017

- ✓ Wesentliche Merkmale: Fördermechanismus, Kennzeichnung real und regional erzeugten EEG-

⁴⁷ Agora Energiewende, Kapazitätsmarkt oder strategische Reserve: Was ist der nächste Schritt?, 2013, S. 8.

förderfähigen Stroms, nur in Kombination mit gefördert direktvermarkteten Strommengen (20 Jahre) anwendbar, reduzierend bei gesetzlich bestimmter Förderung in Ansatz zu bringen

- Ratio: Primär soll Verbraucher Identifikationsmöglichkeit geboten und Akzeptanz für den Anlagenubau vor Ort geschaffen werden. Sekundär: (zusätzliche) Erlösoption für Anlagenbetreiber

Seit dem Jahr 2000 wird die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und damit der Anlagenubau maßgeblich durch das Förderregime des EEG vorangetrieben. Bei der EEG-Förderung handelt es sich um eine Betriebsbeihilfe, die konsequent auf 20 Jahre befristet ist. Das Ende des Förderzeitraumes nähert sich für die ersten Anlagen 2020. Besonders für die Branche Windenergieanlagen an Land wird diese Veränderung spürbar sein und Ende 2020 in einem Leistungsumfang von ca. 4,5 MW aus der Förderung fallender Anlagen betroffen sein.⁴⁸

Fraglich ist, wie sie unter Berücksichtigung der Weiterbetriebsinvestitionskosten, der Betriebskosten und der realistischen Einnahmepotenziale an der Börse weiter wirtschaftlich Windstrom produzieren kann. Stellt man basierend auf bisherigen Erfahrungen Prognosen an, werden sich allein an der Börse selbst bei optimistischer Schätzung kaum kostendeckende Erlöse realisieren lassen⁴⁹, weshalb neue Konzepte zu diskutieren sind.

Ein möglicher Ansatz ist eine Kennzeichnung des EE-Stroms, die dessen „grünen“, bzw. „regionalen“ Mehrwert kommerzialisierbar werden lässt und das Fundament eines wirtschaftlich darstellbaren Konzepts sein kann.

Die in § 79a EEG 2017 angelegte Regionalnachweise für zwingend reale, regional erzeugte Grünstrommengen können lediglich als Anregung dienen, da deren Anwendungsbereich durch die ausdrückliche Verknüpfung mit EEG-Zahlungsansprüchen ebenfalls auf den Förderzeitraum beschränkt ist.

Neben dem EEG-Förderregime steht das Handelssystem mit Herkunftsnachweisen, das auf bilanziellen Strommengen aus erneuerbaren Energien aus Europa aufsetzt und eine Kennzeichnung der Art und Weise der Stromerzeugung gegenüber dem Kunden ermöglicht. Die Regelung zu Herkunftsnachweisen wurde in § 79 EEG 2017 umgesetzt. Ausweislich der Erwä-

⁴⁸ DEUTSCHE WINDGUARD, Weiterbetrieb von Windenergie- Anlagen nach 2020; im Auftrag der NATURSTROM AG, Dezember 2016.

⁴⁹ DEUTSCHE WINDGUARD, Weiterbetrieb von Windenergie- Anlagen nach 2020; im Auftrag der NATURSTROM AG, Dezember 2016.

gungsgründe der zugrundeliegenden EU-Richtlinie⁵⁰ sind die Herkunftsnachweise aber von Zertifikaten für grünen Strom, die im Rahmen eines Förderregimes genutzt werden, unterscheiden. Auch im EEG stehen Herkunftsnachweise ausdrücklich allein neben den EEG-Zahlungsansprüchen, vgl. § 79 Abs. 1 Nr. 1 EEG 2017 Herkunftsnachweise sollten konsequent nach Ablauf des EEG-Förderzeitraumes weiter genutzt werden dürfen.

Ein neuer Kennzeichnungsmechanismus könnte abweichend von Regionalnachweisen bilanzielle Grünstrommengen kennzeichnen, damit EE-Strom auch andernorts abgerufen werden kann. Anders als bei den Herkunftsnachweisen sollte die Kennzeichnung jedoch einen Bezug zu der real erzeugten respektive verbrauchten EE-Strommenge behalten. Hier könnte ein digitalisiertes Vertriebssystem zum Tragen kommen, das EE-Stromerzeugung und Verbrauch entsprechend der vertraglichen Abreden in Echtzeit visualisiert und steuert.

c) Wärmezertifikate

- ✔ Sind Wärmezertifikate sinnvoll, um den Anteil erneuerbarer Energien im Wärmesektor mit möglichst geringem Aufwand zu erhöhen?
- ✔ Wie kann ein Zertifizierungssystem für Wärme normativ umgesetzt werden?

Rechtsrahmen für Wärmezertifikate

§§ 3 ff. EEWärmeG

- ✔ Eigentümer neu errichteter Gebäude müssen den Wärme- und Kältebedarf anteilig durch erneuerbare Energien decken.
- ✔ Ratio: Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmesektor

Art. 15 Abs. 2 S. 2 RL 2009/28/EG

- ✔ Mitgliedstaaten können vorsehen, dass Herkunftsnachweise auch für Wärme oder Kälte aus erneuerbaren Energiequellen ausgestellt werden.
- ✔ Ratio: Nachweis gegenüber Endkunden über Anteil erneuerbarer Energien

⁵⁰ Erwägungsgrund 52, RL 2009/28/EG.

Nach §§ 3ff. Erneuerbare-Energien-WärmeGesetz (EEWärmeG) müssen Gebäudeeigentümer einen gewissen Anteil des Wärme- und Kältebedarfs durch erneuerbare Energien decken, wobei der Anteil abhängig davon ist, welche erneuerbaren Energien eingesetzt werden.⁵¹ Diese Quotenverpflichtung muss überall erfüllt werden, obwohl dies für einige Gebäudeeigentümer aufgrund des Standortes leichter ist, als für andere.

Die (erneuerbare) Wärme oder der Energieträger aus dem sie produziert wird, muss in den meisten Fällen transportiert werden. Der Transport von Biomasse ist schwierig und läuft den ökologischen Zielen zuwider. Wärmetransporte sind durch hohe Verluste gekennzeichnet, weswegen der Transport über weite Strecken ausscheidet. Strom als Einsatzstoff für Wärmepumpen lässt sich aber nicht an jedem Netzverknüpfungspunkt netz- oder systemdienlich - also überwiegend erneuerbar - beziehen, sondern ein entsprechender Bezug ist auf gewisse Regionen mit Netzengpassprognose begrenzt.

Ein Massenbilanzierungssystem vergleichbar dem des Gassektors lässt sich im Wärmebereich nicht implementieren, weil die Wärmenetze aufgrund der Transportverluste regional ausgestaltet und untereinander physisch nicht verbunden sind.

Alternativ könnte die nur virtuelle Verschiebung der Wärme über ein Zertifikatsystem erreicht werden, das keine physische Verbindung der Netze voraussetzt. So könnte die grüne Eigenschaft der Wärme losgelöst von der Wärme selbst gehandelt werden. Die Erneuerbare-Energien-Richtlinie der EU ermächtigt die Mitgliedstaaten bereits dazu, Herkunftsnachweise für Wärme oder Kälte auszustellen.⁵² Es könnten Transportwege und damit auch Kosten für die Erhöhung des EE-Anteils im Wärmebereich gespart werden. Verwendet ein Gebäudebesitzer mehr Wärme aus erneuerbaren Quellen, als die Quotenverpflichtung vorsieht, könnte er den „überschüssigen“ Anteil erneuerbarer Wärme mittels Zertifikaten verkaufen. Hausbesitzer können Zertifikate kaufen, anstatt die Einsatzprodukte oder die grüne Wärme aufwendig transportieren zu lassen. Außerdem kann der Zertifikatehandel für Gebäudeeigentümer eine Möglichkeit darstellen, die Installation einer EE-Heizungsanlage zu finanzieren, indem er die überschüssigen Zertifikate verkauft.

Dies hat den Vorteil, dass mehr grüne Wärme dort erzeugt würde, wo es kostengünstig möglich ist, weil Biomasse vor Ort vorhanden ist oder in der näheren Umgebung system- und netz-

⁵¹ Erneuerbare Energien i.S.d. EEWärmeG sind Geothermie, Umweltwärme, solare Strahlungsenergie, fester, flüssiger und gasförmiger Biomasse (wobei synthetisches Gas aus Power to Gas nicht dazu zählt), vgl. § 2 Abs. 1 EEWärmeG-.

⁵² Art. 15 Abs. 2 S. 2 RL 2009/28/EG.

dienlich Strom von Power to Heat Anlagen bezogen werden kann. Begrenzt würde der Anteil erneuerbarer Energien durch die Nutzungspflichten im EEWärmeG, die sich stufenweise anpassen ließen bis der Wärmemarkt schließlich vollständig auf erneuerbare Energien umgestellt ist.

d) Reformbedürftigkeit des Emissionshandelssystems

- Mit welchen Maßnahmen kann erreicht werden, dass die Emissionshandelszertifikate einen Marktwert erreichen, der die gewünschte Lenkungswirkung entfaltet?

Mit Implementierung des European Union Emissions Trading Systems (EU ETS) wurde vom europäischen Gesetzgeber ein künstlicher Markt geschaffen, der den Handel von Treibhausgasemissionszertifikaten für bestimmte Treibhausgase vorsieht. Von dem Handelssystem sollen Preissignale ausgehen, die auf eine wirtschaftlich effiziente Weise auf eine Verringerung von Treibhausgasemissionen hinwirken. Angebot und Nachfrage bestimmen den Preis. Ein Cap soll zu einer künstlichen Verknappung der Zertifikate (Cap & Trade) führen, die so einen Wert erhalten und einen Anreiz bilden, CO₂ einzusparen, wo dies günstiger ist, als der Erwerb eines Zertifikats.

Aktuell werden die Zertifikate zu etwa 7,75 € pro Tonne Treibhausgase gehandelt⁵³ und entfalten daher nicht die anvisierte Wirkung. Aufgrund des niedrigen Preises vermögen die Zertifikate noch keine nennenswerte Lenkungswirkung zu entfalten und auch die Merit Order nicht zugunsten der im Vergleich zu Kohle CO₂-ärmeren Gaskraftwerke zu beeinflussen. Die realen Kosten einer Tonne Treibhausgase werden für Umwelt und Gesellschaft auf rund 80 € geschätzt (siehe Tabelle des UBA). Um dem Preisverfall Einhalt zu gebieten, wurde Anfang 2014 das sogenannte Backloading beschlossen. 900 Millionen Zertifikate wurden aus dem Markt genommen. Diese Maßnahme hat ebenso wenig zu einer Preissteigerung geführt. Problematisch ist, dass sie dem Markt in den Jahren 2019 und 2020 wieder zur Verfügung gestellt werden.⁵⁴ Um eine ausreichende Verknappung herzustellen, müsste die jährliche Reduktion der Emissionshandelszertifikate von derzeit 2,2 % auf mindestens 4,7 % gesteigert werden.⁵⁵

⁵³ <https://www.eex.com/de/marktdaten/umweltprodukte/spotmarkt/european-emission-allowances#!/2017/12/21>, zuletzt abgerufen am 21.12.2017.

⁵⁴ *Öko-Institut*, Die Zusatzgewinne ausgewählter deutscher Branchen und Unternehmen durch den EU-Emissionshandel, 2014, S. 4.

⁵⁵ *BEE*, Pressemitteilung vom 15.02.2017, abrufbar unter: <https://www.bee-ev.de/home/presse/mitteilungen/detailansicht/emissionshandel-bleibt-klimapolitisch-eine-leere-huelle-bee-fordert-wirksame-co2-bepreisung/>.

Fraglich ist, welche zulässigen nationalen Maßnahmen ergriffen werden können, die das Handelssystem nicht unterminieren. In Großbritannien wurde bereits für die Produktion von Kohlendioxid mit einem Mindestpreis von £18.08/Tonne (21,19 Euro/Tonne) eine CO₂-Steuer eingeführt, die neben dem Preis für das THG-Zertifikat zu entrichten ist.

UBA-Empfehlung zu den Klimakosten

Klimakosten in Euro ₂₀₁₀ pro Tonne Kohlendioxid	Kurzfristig 2010	Mittelfristig 2030	Langfristig 2050
Unterer Wert	40	70	130
Mittlerer Wert	80	145	260
Oberer Wert	120	215	390

Quelle: Umweltbundesamt 2013, Best-Practice-Kostensätze für Luftschadstoffe, Verkehr, Strom- und Wärmeerzeugung (Anhang B der Methodenkonvention 2.0)

4. Verbrauch

a) Stromseitige Belastungen als Wettbewerbsnachteil gegenüber fossilen Energieträgern

- Wie kann das Umlagen- und Abgabenregime normativ umgestaltet werden, um den Wettbewerbsnachteil von (erneuerbarem) Strom gegenüber fossilen Energieträgern zu beseitigen, mit dem Ziel die Sektorenkopplung anzureizen?

Bestehende Privilegierungen des Strombezugs auf einen Blick

§ 118 Abs. 6 S. 1 bis 6 EnWG

- Wesentliche Merkmale: befristete Stromnetzentgeltbefreiung für Stromspeicher bei vollständiger Rückverstromung in dasselbe Netz
- Ratio: Vermeidung der Doppelbelastung einer Strommenge

§ 14a EnWG

- Wesentliche Merkmale: vertraglich vereinbarte Reduktion Stromnetzentgelt für den Zugriff auf steuerbare Verbrauchseinrichtung in Niederspannung (nach Satz 3 auch E-Fahrzeuge), Zugriff des Verteilernetzbetreibers ausgesetzt, Rahmen für Vertragsgestaltung in zu erlassender VO geregelt
- Ratio: Flexibilisierung

§ 119 Abs.2 Nr. 2 EnWG i.V.m. §§ 6ff. SINTEG-Verordnung

- „Experimentierklausel“: Erstattung von Abgabe und Umlagen für Wandler, Letztverbraucher und Stromspeicher, die an Förderprogramm SINTEG teilnehmen

§ 19 Abs. 2 StromNEV

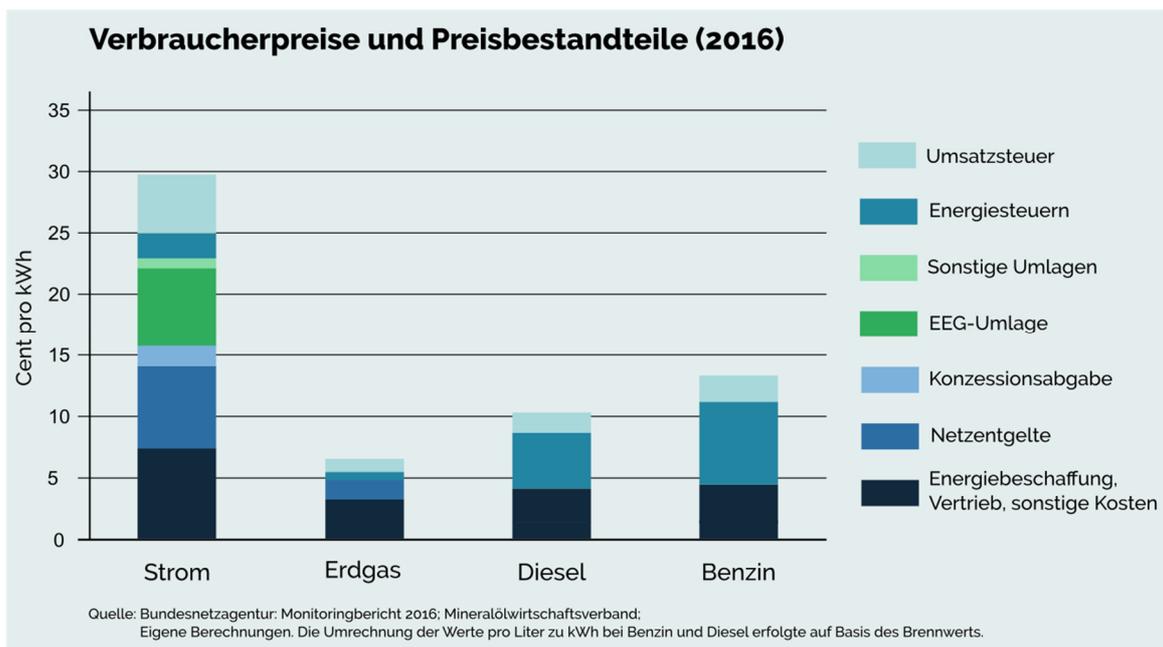
- Wesentliche Merkmale: Stromnetzentgeltreduzierung, Industrieprivilegien, für intensives, atypisches Nutzungsverhalten
- Ratio: Industrieprivilegien, Beitrag zur Stabilität des Netzes

§ 9 ff. StromStG

- Wesentliche Merkmale: Befreiung von oder Reduzierung der Stromsteuer in bestimmten Entnahmesituationen, kann sich reduzierend auf EEG-Förderung auswirken
- Ratio: Stromerzeugung aus erneuerbaren, Kleinanlagen oder zur Vermeidung einer Doppelbelastung einer Strommenge (in PSW, § 12 StromStV), Unternehmensprivilegien

§ 61k EEG 2017

- Wesentliche Merkmale: Befreiung des Stromletzverbrauchs des Stromspeichers oder der direkt gespeisten PtG-Anlagen (deren „Speichergas“ andernorts rückverstromt wird) von der EEG-Umlage in der Höhe, in der sie auf die ausgespeicherte Strommenge anfällt
- Ratio: Vermeidung der Doppelbelastung einer Strommenge



Die Umwandlung von Strom in andere Energieträger ist aktuell grundsätzlich nicht in Geschäftsmodellen wirtschaftlich darstellbar, da die Nutzung von Strom vergleichsweise teuer ist. Dabei verursachen nicht die Ressourcen bzw. die Gestehungskosten selbst die hohen Bezugskosten für die kWh Strom, sondern staatlich veranlasste Lasten, die rund 81 % des Strompreises ausmachen.⁵⁶ Diese Kostenbestandteile setzen sich aus der EEG-Umlage, der Strom-

⁵⁶ BDEW, BMWi, nach: <https://1-stromvergleich.com/strom-report/strompreis/>, zuletzt abgerufen am 21.12.2017.

steuer, den Stromnetzentgelten, den an die Netzentgelte gekoppelten Umlagen und Abgaben und der auf den Betrag anfallenden Umsatzsteuer zusammen.⁵⁷ Der maßgebliche regulatorische Rahmen sieht zwar Privilegierungen von Strommengen, die im Kontext von Sektorenkopplungstechnologien bezogen werden, vor. Diese sind aber entweder technologiespezifisch bzw. auf eine bestimmte Art und Weise der Nutzung des Stroms oder in zeitlicher oder mengenmäßiger Hinsicht eingeschränkt anwendbar. Sie dienen ausweislich der jeweiligen Gesetzesbegründung zudem meist lediglich der Vermeidung der doppelten Belastung einer Strommenge und nicht der Förderung des Einsatzes von Sektorenkopplungstechnologien. Die bestehenden Privilegierungen oder Nachteilsausgleiche genügen bei weitem nicht, den Wettbewerbsnachteil des Stroms gegenüber fossiler Energieträgern aufzuwiegen.

b) Fehlende produktseitige Privilegierungen von PtX-Produkten

- ✔ Wie können die Produkte von PtX-Anlagen privilegiert werden, wenn die Anlage mit Strom aus erneuerbaren Energien gespeist wird?

Vorteilhafte Berücksichtigung von PtX-Produkten im gesetzlichen Rahmen:

Stromspeicher

- ✔ § 19 Abs. 3 EEG 2017
- ✔ Wesentliche Merkmale: EEG-förderfähiger Strom verliert durch die Zwischenspeicherung im dezentral betriebenen Speicher nicht seine Förderfähigkeit, Förderanspruch besteht allein für die ausgespeicherte EE-Strommenge
- ✔ § 19 Abs. 4 StromNEV: Individuelles Netzentgelt, wenn Stromentnahme ausschließlich zur Speicherung in Stromspeichern entnommen wird und der zurückgewonnene Strom wieder in das Netz eingespeist wird

Speichergas, § 3 Nr. 42 EEG (Power to Gas)

- ✔ § 118 Abs. 6 S. 7 EnWG
- ✔ Wesentliche Merkmale: Verzicht auf das Erfordernis der vollständigen Rückverstromung in dasselbe Stromnetz aus § 118 Abs. 6 S. 3 EnWG bei der Inanspruchnahme der Stromnetzent-

⁵⁷ PtX-Anlagen und Speicher gelten als Letztverbraucher; beim Strombezug aus dem Netz der allgemeinen Versorgung sind daher grundsätzlich alle Letztverbraucherabgaben (Netzentgelte, netzentgeltgewälzte Belastungen, EEG-Umlage und Stromsteuer) zu entrichten.

geltbefreiung aus § 118 Abs. 6 S. 1 EnWG (s.o. 2.1.)

- ✔ § 118 Abs. 6 S. 8 EnWG
- ✔ Wesentliche Merkmale: Gasnetzeinspeiseentgeltbefreiung, Privileg mit begrenztem Wirkradius, weil die Einspeisung in das Gasverteilernetz gem. § 18 Abs. 1 S. 3 GasNEV und die Einspeisung von Biogas i.S.d. § 3 Nr. 10c EnWG in das Fernleitungsnetz gem. § 19 Abs. 1 S. 3 GasNEV ohnehin von dem Einspeisenentgelt befreit sind
- ✔ EEG-Förderung: Anspruch entsteht bei Rückverstromung von Speichergas

Grünes Gas

- ✔ § 3 Abs. 2 Nr. 2 der 37. BImSchV: Anrechnung von strombasierten Kraftstoffen, wenn der Strom auf Veranlassung der ÜNB im Netzausbauggebiet und zu Überschussstromzeiten erzeugt wurden

Wärme

- ✔ Keine direkte Privilegierung von Wärme aus EE-Strom
- ✔ Indirekt: Aus erneuerbaren Energieträgern erzeugte Wärme wirkt sich mit ihrem Primärenergiefaktor von im Idealfall Null rechnerisch positiv reduzierend auf den Primärenergiebedarf von Gebäuden aus und kann den Umfang teurer primärenergetischer Maßnahmen reduzieren.

Zu der Problematik, dass der Strombezug mit entscheidenden Kostenbelastungen einhergeht (II.4.a)), kommt für potenzielle Betreiber von Sektorenkopplungstechnologien hinzu, dass der Vertrieb des erneuerbaren Produkts die Wirtschaftlichkeit eines Konzepts nicht im erforderlichen Ausmaß positiv beeinflusst. Der rechtliche Rahmen sieht keine entscheidenden Vergünstigungen vor und die Veräußerung unter ausschließlich marktlichen Bedingungen ist trotz der grünen Eigenschaft nicht in relevantem Maße wirtschaftlich attraktiv.

Vor dem Hintergrund der politisch festgelegten Energiewendeziele, die neben dem Ausbau von EE-Erzeugungsanlagen insbesondere die Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien zur Bedarfsdeckung in allen Sektoren postulieren, sollten die lediglich punktuell im Gesetz vorgesehene Begünstigung von PtX-Produkten diskutiert werden. Vereinzelt existierende Vergünstigungen sind darüber hinaus generell technologiespezifisch bzw. auf bestimmte Anwendungsfälle beschränkt. Es verhält sich bei der juristischen Betrachtung des Produkts insofern ähnlich

wie beim Strombezug. Dabei empfiehlt sich eine produktspezifische Differenzierung zwischen den Produkten Strom, Wärme und Gas.

c) Integration von zu- und abschaltbaren Lasten

- ✓ Wie können flexible Lasten in das Gesamtenergiesystem integriert werden?
- ✓ Welche Hemmnisse müssen abgebaut werden, damit ein wirtschaftlicher Einsatz ermöglicht wird?

Wesentliche Berücksichtigung von flexiblen Lasten im gesetzlichen Rahmen:

§ 13 Abs. 6a EnWG

- ✓ Wesentliche Merkmale: Investitionsbeihilfe und Zahlung einer Vergütung für die Reduzierung der Wirkleistungseinspeisung, auf Übertragungsnetzebene, Vertragslaufzeit mind. 5 Jahre, auf 2 GW installierte elektrische Leistung von Wärmeerzeugern pro Netzausbaugebiet (§ 36c Abs. 1 i.V.m. § 88b EEG 2017 und den §§ 10 – 13 EEA) beschränkt, zeitlicher Anwendungsbereich von § 13 Abs. 6a EnWG endet gem. § 118 Abs. 22 S. 1 EnWG am 31. Dezember 2023

§ 14a EnWG (s.o. II.4.a)II.1)

§ 39j i.V.m. § 88d EEG 2017

- ✓ Wesentliche Merkmale: besonderes Ausschreibungsdesign für systemdienliche Konzepte, Inhalt wird maßgeblich von der zu erlassenden Verordnung bestimmt.

§ 27a EEG 2017

- ✓ Wesentliche Merkmale: Adressiert Anlagen, die an Ausschreibungen teilnehmen, grds. Verlust des Förderanspruchs bei nicht vollständiger Stromeinspeisung, § 52 Abs. 1 Nr. 4 EEG 2017

Der zunehmend dezentralen Energieerzeugung aus überwiegend fluktuierenden erneuerbaren Energieträgern müssen aus Netzsicht Verbraucher zur Seite gestellt werden. Zum einen trägt die Nutzung von Strom vor Ort zur Verringerung des Netzausbaubedarfs bei (vgl. 0 und II.2.b)). Zum anderen können flexible Verbrauchseinheiten in Zeiten, in denen die Stromerzeugung den Bedarf übersteigt, einspringen und die vorhandenen Netze vor Überlastung schützen

bzw. im Falle von Stromspeichern Energie zeitlich nach hinten verlagern für Zeiten erhöhten Bedarfs.

Aber nicht nur der Stromsektor ist auf den Einsatz flexibler Verbraucher in der dargestellten Art und Weise angewiesen bzw. kann davon profitieren. Neben dem Energiewendeziel, den Ausbau erneuerbarer Energieerzeuger voranzutreiben, steht das Ziel, erneuerbare Energien in alle Sektoren (Wärme und Verkehr) zu bringen, damit die Dekarbonisierung des Energiesystems gelingt. Nach aktuellem Kenntnisstand lässt sich dies nur über eine (indirekte) Elektrifizierung der übrigen Sektoren mit erneuerbarem Strom bewerkstelligen. Folglich können diese Sektoren durch die Nutzung von (überschüssigem) Strom vor Ort in die Lage versetzt werden, einen Beitrag zur Erreichung der Energiewendeziele zu leisten.

Sektorenkopplungstechnologien sind also ein ganz zentrales Element der Energiewende und werden bereits vereinzelt gesetzlich als Flexibilitätsvehikel berücksichtigt. Die Vorschriften, die Flexibilitäten adressieren, nehmen freilich vornehmlich die dargestellte Perspektive der Stromwirtschaft ein, können aber als Chance für die übrigen Sektoren wahrgenommen und genutzt werden. Neben den im Gesetz angelegten Anreizen, gibt es allerdings auch Hemmnisse für den Einsatz von Sektorenkopplungstechnologien.

Für Betreiber von Erneuerbaren-Energien-Anlagen die zur Begründung und Bemessung des EEG-Förderanspruchs an Ausschreibungen teilnehmen, kann der drohende Verlust des Förderanspruchs für ein Kalenderjahr bei Verstoß gegen das Gebot, den erzeugten Strom prinzipiell vollständig in das allgemeine Netz einzuspeisen, einem Geschäftsmodell, das den lokalen Einsatz von Energiespeichern vorsieht, entgegenstehen, § 27a EEG. Besonders Windenergieanlagenbetreiber dürften davon betroffen sein. Freilich sieht die Vorschrift auch Ausnahmen für bestimmte Situationen vor, bei deren Ausnutzung in der Praxis sich erweisen muss, ob die von der Ausnahme erfassten EE-Strommengen für eine wirtschaftliche Nutzung vor dem Netz genügen.

Vorteilhaft könnte sich dagegen perspektivisch die Verordnungsermächtigung zur probeweisen Durchführung sogenannter Innovationsausschreibungen auswirken, die bis spätestens 1. Mai 2018 zu erlassen ist und sparten- und sogar technologieneutral innovative und systemdienliche Konzepte adressiert (§ 39j i.V.m. § 88d EEG 2017).

Nach § 13 Abs. 6a EnWG können Betreibern von KWK-Anlagen mit insbesondere mehr als 500 kW installierter elektrischer Leistung vertragliche Vereinbarungen zur Reduzierung der Wirkleistungseinspeisung aus der KWK-Anlage und gleichzeitigen Lieferung von elektrischer

Energie für die Aufrechterhaltung der Wärmeversorgung (Power to Heat Anlage) mit ihrem ÜNB schließen. Im Gegenzug können dem Anlagenbetreiber die Investition für die elektrische Wärmeerzeugung erstattet werden. Auf diese Weise sollen die aktuell in Netzausbaubereichen besonders stark überlasteten Übertragungsnetze entlastet werden.

Insbesondere im Gebäudesektor kann § 14a EnWG (s.o. II.4.a)) mitberücksichtigt werden, wenn Gebäude über ihren Energiebedarf selbst zur Flexibilitätsoption werden sollen und sie einen Beitrag über die primärenergetische Betrachtung hinaus leisten. Steuerbare Verbrauchseinrichtungen sind neben der Fiktion für Elektromobile nicht gesetzlich determiniert. Orientiert man sich in der Praxis, werden aktuell beispielsweise Elektro-Speicherheizungen, Elektro-Wärmepumpen und gesteuerte Elektro-Warmwasserspeicher darunter verstanden und kontrahiert⁵⁸.

⁵⁸ Z.B.: Preisblatt der Bayernwerk AG, „Netzentgelte für steuerbare Verbrauchseinrichtungen gemäß § 14 a EnWG in der Niederspannung“, gültig ab 01. Januar 2017.

III. Verkehr

1. Elektromobilität im motorisierten Individualverkehr

Die Elektromobilität (Akku und Brennstoffzelle) muss primär in Angriff genommen werden, um die Energiewende im Verkehrssektor voranzutreiben. Hier wird ein „Dreischritt“ empfohlen, der auch für die rechtswissenschaftliche Forschung leitend sein muss:

- ✔ Akkuelektro- sowie Brennstoffzellenfahrzeuge in den Markt bringen und den prognostizierten Markthochlauf forcieren (Markteinführung).
- ✔ Um diesen Markthochlauf aufzufangen, müssen die Randbedingungen geschaffen werden oder bereits zur Verfügung stehen, d.h. insbesondere muss die richtige Lade- und Tankinfrastruktur in der richtigen Menge gewährleistet und eine Netzintegration der Fahrzeuge gesichert sein. Darüber hinaus ist auch eine Marktintegration der Fahrzeuge von Bedeutung (Netz- und Marktintegration).
- ✔ In einem dritten Schritt müssen Maßnahmen ergriffen werden, die langfristig die Versorgung von Elektrofahrzeugen mit Strom aus erneuerbaren Energien gewährleisten (Integration Erneuerbarer Energien).

Diese Forderungen sind nicht neu und wurden in vergleichbarer Form bereits vom ersten Zwischenbericht der Nationalen Plattform Elektromobilität (NPE) (2010) erhoben. In einer wesentlichen Grundannahme der NPE, die sich die Bundespolitik bisher zu Eigen gemacht hat, hat sich jedoch als falsch herausgestellt: die genannten Ziele sind nicht ohne weitreichende Regulierung zu erreichen, die Gegenstand rechtswissenschaftlicher Forschung und Diskussion sein muss.

Die Energiewende kann nicht unabhängig von der Verkehrswende betrachtet werden.

Der Verkehrsbereich entfaltet eine beträchtliche Hebelwirkung, wenn es um die Reduktion umweltschädlicher Emissionen (Treibhausgase und Luftschadstoffe, die durch die verschiedenen Verkehrsträger freigesetzt werden - im Detail: Kohlendioxid, Methan, Lachgas, Schwefeldioxid, Stickoxide, Kohlenmonoxid, flüchtige organische Verbindungen und Feinstaub⁻⁵⁹) geht. So war der Verkehrssektor im Jahr 2014 für 18 % der Treibhausgasemissionen in Deutschland

verantwortlich.⁶⁰ Diese entstehen durch die Verwendung fossiler Treibstoffe in klassischen Diesel- und Benzin-Verbrennungsmotoren. Um die umwelt- und klimapolitischen Ziele der Bundesregierung zu erreichen, muss in erster Linie die „Dekarbonisierung“ des Straßenverkehrs voranschreiten.

Es gibt verschiedenste Stellschrauben, die zum Erreichen dieses Ziels bedient werden können. Aus Sicht des Klima-, Umwelt- und Ressourcenschutzes sollte zu allererst über Strategien der Verkehrsverminderung und -verlagerung nachgedacht werden, die auf allen Ebenen des Planungsrechts (Raum-, Bau-, Straßenplanung etc.) aber auch des Steuer- und Abgabenrechts (Pendlerpauschale, fahrzeug- und energieverbrauchsbezogene Steuern bzw. Privilegien) stärker gewichtet werden müssten.⁶¹ Erheblicher Regelungsbedarf besteht auch im Bereich der Verkehrseffizienzsteigerung, z. B. durch stadtplanerische Mittel, Maßnahmen im Personenbeförderungsrecht oder die verstärkte Förderung von Null-Emissions-Beförderungsformen, wie z.B. dem Fahrrad oder dem Ausbau des Fußverkehrs.⁶² Diese bieten ein großes Potenzial um die Dekarbonisierungsziele zu erreichen. Auch hinsichtlich der Stärkung des gesamten Umweltverbunds, vieler neue Formen der Mobilität (insbesondere der *Sharing Economy*) und der Chancen der Digitalisierung gerade im Bereich der Multimodalität, besteht erheblicher Handlungs-, rechtswissenschaftlicher Forschungs- und Diskussionsbedarf.

Als die drängendsten Fragen der Energiewende im Verkehrsbereich sind die der **Straßen-
elektromobilität** hervorzuheben, da der Verkehr mit motorisierten Verbrennungsmotoren – gerade im **Individualverkehr** – die ganz wesentliche Quelle von Klimagasen und Luftschadstoffen ist. Gleichfalls bedeutend sind Maßnahmen für die Verkehrsträger Luft, Wasser, Schiene, auch wenn diese nicht dasselbe Gewicht wie die Straße haben. Weitgehender Konsens besteht dahingehend, dass Verkehrsverminderung, -verlagerung und -effizienzsteigerung nicht auf Kosten von Mobilität und Wohlstand gehen sollen. Andernfalls würden sich für eine entsprechende Verkehrspolitik nur unter großen Anstrengungen Mehrheiten im demokratischen Prozess finden. Ein erhebliches Aufkommen an motorisierten Individualverkehr muss daher unter diesen Rahmenbedingungen auf absehbare Zeit als verkehrspolitische Konstante aufgefasst werden. Ein Null-Emissionsverkehr muss somit auf mittlere Sicht die Elektrifizierung dieses Verkehrs – Elektromobilität – unter Einsatz erneuerbarer Energien umfassen. So müs-

⁶⁰ Ebenda.

⁶¹ Durchweg sinnvolle Maßnahmen in diesem Bereich schlägt etwa das UBA vor: Verkehrsvermeidende Siedlungs- und Verkehrsplanung, in: Rodt et al.: CO₂-Emissionsminderung im Verkehr in Deutschland, März 2010, S. 17f.

⁶² Als Beispiel kann z.B. die Fußverkehrsstrategie der *Senatsverwaltung für Umwelt, Verkehr und Klimaschutz Berlin* dienen, abrufbar unter: http://www.stadtentwicklung.berlin.de/verkehr/politik_planung/fussgaenger/strategie/index.shtml.

sen Wind und Photovoltaik künftig auch im Bereich des Straßenverkehrs zur der wichtigsten Primärenergiequelle werden, was auch der aktuellen Strategie der Bundesregierung⁶³ entspricht und durch unterschiedliche Untersuchungen gestützt wird.

Voranging sind Maßnahmen der Elektrifizierung des motorisierten Individualverkehrs mit Akkumulatoren als Energiespeicher (vollelektrische und Hybridfahrzeuge) sowie indirekter Elektrifizierung mittels Wasserstoff-Brennstoffzellen-Technologie. Dabei bleibt in der folgenden Darstellung die Gasmobilität überwiegend unberücksichtigt. Jedoch wird derzeit kontrovers diskutiert, welchen Beitrag Akku-, Gas- und Brennstoffzellenelektromobilität jeweils leisten sollten. Festzustellen ist aber, dass Wasserstoff für Brennstoffzellen an Tankstellen angeboten werden kann und die Schaffung einer entsprechenden Infrastruktur in diesem Bereich daher voraussichtlich weniger Regelungsbedarf auslöst (den Fall ausgenommen, dass eine Versorgung über ein Leitungssystem geplant würde). Die Brennstoffzellentechnik kann eine wichtige Nische, wenn nicht sogar mehr, füllen.

Gasmobilität auf der anderen Seite kann gerade im Bereich des Öffentlichen Personennahverkehrs (ÖPNV) und der Logistik bzw. des Straßengüterverkehrs eine wichtige Brückenfunktion einnehmen. Erdgas spielt als alternativer Kraftstoff eine große Rolle – insbesondere da es durch Biogas oder zukünftige Methanisierung ersetzbar wäre – und mit nahezu einer Million Fahrzeugen auf den Straßen und etwa 3.000 Tankstellen ist die Erdgastechnologie laut Europäischer Union bereits im allgemeinen Markt angekommen.⁶⁴ Hier ist auch die AFI-Richtlinie (Alternative Fuels Infrastructure)⁶⁵ eindeutig, die die Mitgliedstaaten anhält, ein dichteres Verteilungsnetz für CNG (Compressed Natural Gas) und LNG (Liquefied Natural Gas) mit kürzeren Abständen zwischen Tankstellen, auch in städtischen Gebieten, aufzubauen. Für Wasserstoff gilt der Aufbau einer geeigneten Anzahl von Tankstellen bis Ende 2025 mit Schwerpunkt auf transeuropäische Straßennetzwerke. Einen Umweltschutzbeitrag zum Verkehr kann also selbstverständlich auch durch andere alternative Antriebstechnologien generiert werden. Eine Auseinandersetzung mit diesen Alternativen sollte schon deshalb erfolgen, da die AFI-

⁶³ Vgl. u.a. Entwurf des Klimaschutzplans 2050, *Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit*, 21. Juni 2016.

⁶⁴ <https://www.zfk.de/newsticker/artikel/eu-parlament-verabschiedet-afi-richtlinie.html>.

⁶⁵ Richtlinie 2014/94/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 22. Oktober 2014 über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe.

Richtlinie sie ohne Differenzierung neben Wasserstoff und Elektrizität als alternative Kraftstoffe definiert (Art. 2 Nr. 1 AFI-Richtlinie⁶⁶), die dem Richtlinienziel dienen (vgl. dazu III.2.a)).

Als wichtigsten Baustein der Verkehrswende wird seit 2010 die Elektromobilität vorangetrieben.⁶⁷ Die Nationale Plattform Elektromobilität (NPE) und andere Verbände sprechen dabei von einem derzeit stattfindenden Markthochlauf. In einem als realistisch angesehenen „Mittleren Szenario“ aus dem Jahr 2014 wird der Elektrofahrzeugmarkt im Jahr 2020 rund 500.000 Fahrzeuge umfassen.⁶⁸ Jedoch war in verschiedenen Berichten der NPE, öffentlichen Verlautbarungen und Dossiers auf den Webseiten der Bundesministerien das offizielle Ziel 2020 1.000.000 Elektrofahrzeuge auf Deutschlands Straßen fahren zu haben. Tatsächlich waren am 1. Januar 2016⁶⁹ lediglich 25.502 ausschließlich elektrisch betriebene PKW zugelassen,⁷⁰ weshalb die Bundesregierung im Mai 2017 öffentlich von ihrem Ziel abrückte.

Richtig ist es, die Akkumobilität neben der Wasserstoff-Brennstoffzellentechnologie prioritär zu behandeln, obschon, wie oben gezeigt, aus Klimaschutzpolitischer Sicht auch andere erneuerbare Kraftstoff in Betracht kommen. So fordert die Bundesregierung richtigerweise Technologieoffenheit und so ist ein perspektivisch emissionsfreier Verkehrsbedarf vernünftigerweise ohne Technologiemix nicht zu befriedigen. Erneuerbaren Energien können im großen Umfang am besten im Stromsektor erzeugt werden, wobei in Deutschland mit Wind- und Sonnenenergie zwei in großem Maße zur Verfügung stehende, verlässliche und erneuerbare Energieträger bereitstehen. Es liegt also nahe, diesen zur Verfügung stehenden klimaneutralen Strom für die Energiewende im Bereich Mobilität einzusetzen und weiter auszubauen.

Da das für das Jahr 2020 ursprünglich vorgesehene Ziel von 1.000.000 Elektrofahrzeugen auf deutschen Straßen mangels eines entsprechenden Markthochlaufs nicht erreicht wird, zählt zu

⁶⁶ Danach sind „alternative Kraftstoffe“ Kraftstoffe oder Energiequellen, die zumindest teilweise als Ersatz für Erdöl als Energieträger für den Verkehrssektor dienen und die zur Reduzierung der CO₂-Emissionen beitragen und die Umweltverträglichkeit des Verkehrssektors erhöhen können. Hierzu zählen - neben Elektrizität und Wasserstoff u.a. auch Biokraftstoffe (flüssige oder gasförmige Kraftstoffe aus Biomasse), synthetische und paraffinhaltige Kraftstoffe, Erdgas, einschließlich Biomethan, gasförmig (komprimiertes Erdgas (CNG)) und flüssig (Flüssigerdgas (LNG)), und Flüssiggas (LPG).

⁶⁷ 2010: In einer „Gemeinsamen Erklärung“ beschließen Bundesregierung und Industrie gemeinsame Ziele und Maßnahmen zur Etablierung der Elektromobilität in Deutschland. Die Nationale Plattform Elektromobilität (NPE) wird gegründet und definiert in ihrem ersten Bericht ihre Ziele, abrufbar unter: <http://nationale-plattform-elektromobilitaet.de/die-npe/historie/>.

⁶⁸ Nationale Plattform Elektromobilität, Fortschrittsbericht 2014 – Bilanz der Marktvorbereitung, S. 44 mit Verweis auf Wietschel et. al. (2013): Markthochlaufszszenarien für Elektrofahrzeuge. Langfassung, abrufbar unter: <http://www.isi.fraunhofer.de/isi-wAssets/docs/e/de/publikationen/Fraunhofer-ISI-Markthochlaufszszenarien-Elektrofahrzeuge-Langfassung.pdf>.

⁶⁹ Statistische Mitteilungen des Kraftfahrt-Bundesamtes FZ (Fahrzeugzulassungen) 13, 1. Januar 2016, S. 14.

⁷⁰ Fahrzeuge mit Hybridantrieb: 130.365 (inkl. Plug-in-Hybrid), Stand: 01.01.2016.

den drängendsten Fragen der Verkehrs- und damit auch der der Energiewende die Stärkung der Elektromobilität auf deutschen Straßen.

Hierfür sollte ein „**Dreischritt**“ vorgenommen werden, der auch für die rechtswissenschaftliche Forschung leitend sein muss:

- ✓ Akkuelektro- sowie Brennstoffzellenfahrzeuge in den Markt bringen und den prognostizierten Markthochlauf forcieren (**Markteinführung**)
- ✓ Um diesen Markthochlauf ab- und aufzufangen, müssen die Randbedingungen geschaffen werden oder bereits zur Verfügung stehen, d.h. insbesondere muss die richtige Lade- und Tankinfrastruktur in der richtigen Menge gewährleistet und eine Netzintegration der Fahrzeuge gesichert sein. Darüber hinaus ist auch eine Marktintegration der Fahrzeuge von Bedeutung (**Netz- und Marktintegration**)
- ✓ In einem dritten Schritt müssen Maßnahmen ergriffen werden, die langfristig die Versorgung von Elektrofahrzeugen mit Strom aus erneuerbaren Energien gewährleisten (**Integration Erneuerbarer Energien**)

Diese Forderungen sind nicht neu und wurden in vergleichbarer Form bereits vom ersten Zwischenbericht der NPE (2010) erhoben.⁷¹ In einer wesentlichen Grundannahme der NPE, die sich die Bundespolitik bisher zu Eigen gemacht hat, hat sich jedoch als falsch herausgestellt:⁷² die genannten Ziele sind nicht ohne weitreichende Regulierung zu erreichen, die Gegenstand rechtswissenschaftlicher Forschung und Diskussion sein muss.

a) Markteinführung

Als wesentliche Hürde der Elektrifizierung des motorisierten Individualverkehrs (Marktdurchdringung) und damit für den erhofften Markthochlauf der Elektromobilität wurde in den Zeiten der Gründung der NPE das sogenannte „Henne-Ei-Problem“ identifiziert:⁷³ Der Kunde will kein Elektrofahrzeug erwerben, solange nicht gesichert ist, dass er zuverlässig und regelmäßig laden kann. Eine zuverlässige und ausreichende Ladeinfrastruktur (LIS) wird jedoch

⁷¹ NPE: Zwischenbericht der Nationalen Plattform Elektromobilität, Nov. 2010, S. 15ff. (Mit einem deutschen Weg zu Leitanieterschaft und Leitmarkt), S. 25ff. (Ladeinfrastruktur und Netzintegration), S. 16 („Die Einführung der Elektromobilität wird nur dann einen signifikanten Beitrag zum Klimaschutz leisten, wenn sichergestellt ist, dass der Energiebedarf der Elektrofahrzeuge mit erneuerbaren Energien gedeckt wird.“).

⁷² Ebd., S. 12: „Das Selbstverständnis ist, den Aufbau der Elektromobilität so weit wie möglich dem Markt zu überlassen und nur so weit wie nötig regulativ zu gestalten.“

⁷³ So etwa einer der Vorsitzenden der NPE: Kagermann, Wider das Henne-Ei-Problem – Henning Kagermann über die Zukunft der Elektromobilität in Deutschland, Interview in: Innovationsmanager, Sept. 2012, S. 12, 14.

erst dann gebaut, wenn der Bedarf groß genug ist, das heißt, genügend Elektrofahrzeuge auf den Straßen unterwegs sind. Die damit verbundene Erwartung war folgende: wenn alltags-taugliche Elektrofahrzeuge zu einem angemessenen Preis und dazu passende Ladeinfrastruktur herstellerseitig zur Verfügung stehen und die Ladeinfrastruktur aufgebaut wird, kommt der Markthochlauf von ganz allein ohne weitere regulative Eingriffe. Attraktive Fahrzeugmodelle und verschiedene Arten geeigneter Ladeinfrastruktur stehen herstellerseitig nunmehr zur Verfügung, jedoch mangels ausreichender Skaleneffekte noch zu einem relativ hohen Preis. Der roll-out der Infrastruktur hat begonnen, wenngleich hier noch einige Hausaufgaben unerledigt sind. Gleichwohl ist offensichtlich, dass auch bei einem weiteren Ausbau der Infrastruktur die Fahrzeuge trotz Kaufprämie nicht in großem Stile gekauft würden. Dass auch bei viel mehr Akkuelektrofahrzeugen auf den Straßen kein selbsttragendes Geschäftsmodell für eine flächendeckende Ladeinfrastruktur zur Verfügung stünde, wurde bereits in verschiedenen Studien beschrieben. Die Grundannahme der NPE, dass sowohl der Fahrzeugmarkt und der Markt für Ladeprodukte sich nahezu ohne regulatorisches Eingreifen nur aufgrund bestimmter finanzieller und verkehrsrechtlicher Anreize gleichsam von selbst entwickeln werden, ist also falsch.

Erstens ist es wichtig zu erkennen, dass es keine „zuerst-zunächst“-Lösung dieses Problems gibt. Vielmehr bedürfen beide Probleme einer systemoffenen und parallelen Lösung. Das heißt, dass sowohl die Ladeinfrastruktur auf- und ausgebaut werden muss und gleichzeitig mehr Elektrofahrzeuge erworben werden müssen. Beides wird ohne staatliche Regulierung nicht realisierbar sein. Diese kann dabei nicht als reine Industriepolitik verstanden und betrieben werden. Um die Verbrennermobilität gänzlich durch Elektromobilität abzulösen, wird ein massives regulatorisches und finanzielles Engagement des Staates erforderlich werden, dass sich weder haushälterisch noch in Bezug auf die damit ggf. verbundenen Eingriffe in die Berufs- und Eigentumsfreiheit der Unternehmen und in die Dispositionsfreiheit der Konsumenten durch industriepolitische Erwägungen rechtfertigen lässt. Vielmehr lautet sowohl die politische Hauptbotschaft als auch die Grundannahme für jede juristische Auseinandersetzung mit dem Thema: Die Umstellung des Verkehrs auf Elektromobilität ist zur Erreichung der Ziele der Energiewende (Klima-, Umwelt-, Gesundheitsschutz und Ressourcensparsamkeit und -unabhängigkeit) unabdingbar. Dass die Industrie in diesem Transformationsprozess immer mitgedacht und mitgenommen werden muss und dieser Prozess nicht ohne sie gelingen kann, ist dabei unbenommen. Vielmehr kann man folgende Annahme aufstellen: Wenn die deutsche/europäische Politik den zum Erreichen der Ziele der Energiewende richtigen regulatorischen Rahmen für einen schnellen Markthochlauf der Elektromobilität in Deutschland und

Europa nun schafft, wird die hier ansässige Industrie ihre unter den Zwängen dieser Regulierung entwickelten Produkte auch international verkaufen können, so dass dem Leitmarkt immer noch die Leitanbieterschaft folgen kann. Damit dieser Prozess die Industrie nicht überfordert, sondern ihren Übergang in das Zeitalter der Elektromobilität kanalisiert, muss die Regulierung mit Augenmaß und mit der richtigen Flankierung durch Förderung und Anreize erfolgen. Um die Ziele der Energiewende im Verkehrsbereich umzusetzen kann die Mobilitätswende daher nicht allein dem Markt überlassen werden, sondern die Politik und der Gesetzgeber muss hier die Führung übernehmen. Das Vorbild ist hier die durch das EEG klar politisch und regulatorisch gestaltete Energiewende im Elektrizitätsbereich, wenngleich die erforderlichen Mittel nicht dieselben sein werden.

Insoweit wurden bereits verschiedene Maßnahmen ergriffen, um den Markthochlauf von Elektrofahrzeugen zu unterstützen. Das Elektromobilitätsgesetz (EmoG)⁷⁴ ist in Kraft getreten, nach dessen § 3 Abs. 4 Bevorrechtigungen für Elektrofahrzeuge (definiert in § 2 Nr. 1) im öffentlichen Verkehr ermöglicht werden (z.B. im Bereich des Parkens auf öffentlichen Straßen und Wegen, bezüglich Ausnahmen von Zufahrtsbeschränkungen oder Durchfahrtsverboten oder im Hinblick auf das Entrichten von Parkgebühren). Ferner wurde der „Umweltbonus“ als Kaufprämie für den Erwerb eines Elektrofahrzeuges ins Leben gerufen (aktuell 4.000 Euro für ein batterieelektrisches bzw. Brennstoffzellen-Fahrzeug und 3.000 Euro für ein Plug-in-Hybrid-Fahrzeug)⁷⁵. Es wurde das Gesetz zur steuerlichen Förderung von Elektromobilität im Straßenverkehr⁷⁶ verabschiedet und in Form der Ladesäulenverordnung⁷⁷ die Investitionssicherheit durch die Schaffung einheitlicher Standards für den Aufbau von Ladesäuleninfrastruktur erhöht.

Allerdings scheinen diese Maßnahmen, wenngleich sie auch weiterhin zu begrüßen sind, alleine nicht den gewünschten Erfolg – nämlich einen Markthochlauf – gebracht zu haben. Dies mag an verschiedenen Faktoren liegen. Jedenfalls gilt es zu überlegen, ob nicht wegen des Schutzes überragend wichtiger Schutzgüter wie dem Umweltschutz (Klimaschutz, Schutz vor Luftschadstoffen insbesondere Feinstaub, Gesundheitsschutz) aber auch geostrategischer Er-

⁷⁴ Gesetz zur Bevorrechtigung der Verwendung elektrisch betriebener Fahrzeuge vom 5. Juni 2015 (BGBl. I S. 898).

⁷⁵ http://www.bafa.de/DE/Energie/Energieeffizienz/Elektromobilitaet/elektromobilitaet_node.html

⁷⁶ Gesetz zur steuerlichen Förderung von Elektromobilität im Straßenverkehr vom 7. November 2016, Änderungen des Kraftfahrzeugsteuergesetzes und des Einkommensteuergesetzes.

⁷⁷ Verordnung über technische Mindestanforderungen an den sicheren und interoperablen Aufbau und Betrieb von öffentlich zugänglichen Ladepunkten für Elektromobile vom 9. März 2016 (BGBl. I S. 457), die durch Artikel 1 der Verordnung vom 1. Juni 2017 (BGBl. I S. 1520) geändert worden ist.

wägungen, wonach die Abhängigkeit von Mineralölimporten und anderen fossilen Energieträgern gesenkt werden soll, von staatlicher Seite verstärkt eingegriffen werden soll.

Insbesondere zu überlegen ist hier die Einführung einer verpflichtenden, gestaffelten und handelbaren Verkaufsquote für Automobilhersteller.

(1) Verpflichtende, gestaffelte Verkaufsquote für Hersteller

- ✦ Ist die Einführung einer verpflichtenden, gestaffelten Verkaufsquote (Anteil Elektrofahrzeuge) ein rechtlich umsetzbares Mittel zur Steigerung des Anteils von Elektrofahrzeugen im Straßenverkehr?

- ✦ Im Ergebnis dürfte gerade im Niedrigprozentbereich ein Eingriff in die Grundfreiheiten der Europäischen Union sowie die Grundrechte der Hersteller zu rechtfertigen sein.
- ✦ Auch ein Verstoß gegen welthandelsrechtliche Normen oder Investitionsschutzabkommen der Bundesrepublik mit anderen Staaten sollte zu verhindern sein.

In Kalifornien wurde eine verpflichtende Verkaufsquote für Automobilhersteller eingeführt, wonach ein gewisser Prozentsatz der produzierten Fahrzeuge aus Elektrofahrzeugen bestehen muss. China plant eine entsprechende Quote voraussichtlich ab 2019. Norwegen plant voraussichtlich ab 2025 keine Neuzulassungen mehr für Fahrzeuge mit Verbrennungsmotor zu erteilen und würde damit faktisch eine Quote für Neuwagen von 100 %, jedoch mit etwas anderem Wirkmechanismus einführen. Hierzulande waren Bestrebungen in diese Richtung bisher nicht von Erfolg gekrönt, so z.B. in Nordrhein-Westfalen.⁷⁸

Eine verpflichtende, gestaffelte Verkaufsquote für Automobilhersteller und Neuwagenimporteure, Elektrofahrzeuge absetzen zu müssen (z.B. 2020: 3 %, 2022: 4 %, 2024: 5 %, auch ehrgeizigere Schritte wären denkbar), stellt sowohl einen verfassungsrechtlichen Eingriff in die Berufs- und Eigentumsfreiheit sowie das Gleichbehandlungsgebot hinsichtlich der Hersteller, als auch eine europarechtliche Beschränkung der Warenverkehrsfreiheit dar. Auch ist zu klären, ob durch eine allgemeine Verkaufsquote für Neuwagenimporteure und ausländische Hersteller mit Produktion in Deutschland internationale Verträge über Handelsfreiheit und Inves-

⁷⁸ NRW-Umweltminister Rimmel wird von Hannelore Kraft zurückgepiffen: <https://ecomento.tv/2017/02/03/verwirrung-um-elektroauto-quote-in-nrw/>.

tionsschutz verletzt werden. Zu der Rechtslage kann nur ein summarischer Überblick gegeben werden.

Die Rechtfertigung von Eingriffen in die genannten Grundrechte der Hersteller und in die Warenverkehrsfreiheit ist dabei zumindest für niedrige Quoten vielleicht sogar bis in den Bereich von 20-30 % sowohl aus verfassungs- und europarechtlicher Sicht möglich. Ein Verstoß gegen die Vorschriften des GATT (General Agreement on Tariffs and Trade - Allgemeines Zoll- und Handelsabkommen) dürfte nicht vorliegen. Dies ergibt sich insbesondere daraus, dass Fahrzeuge mit Verbrennungsmotor und Elektrofahrzeuge nicht als gleichartige Erzeugnisse im Sinne von Art. III:4 GATT anzusehen sein dürften. Im Ergebnis dürfte auch ein Verstoß gegen investitionsschutzrechtliche Vorschriften (Investitionsschutzabkommen der Bundesrepublik mit anderen Staaten) bei angemessener Gestaltung ausgeschlossen sein, wenn die europa- und verfassungsrechtlichen Vorgaben beachtet werden.

Sowohl für die Eingriffe in die Warenverkehrsfreiheit als auch in die genannten Grundrechtspositionen der Hersteller gilt jeweils ein vergleichbarer Rechtfertigungsmaßstab. Letztlich läuft es auf eine Verhältnismäßigkeitsprüfung hinaus, wobei hier mit Blick auf die Warenverkehrsfreiheit aus Art. 34 AEUV⁷⁹ die „zwingenden Erfordernisse des Allgemeinwohls“ zu prüfen sind. Auf das Europarecht gewendet, sind die hier abzuwägenden zwingenden Erfordernisse des Allgemeinwohls:

- ✔ Umweltschutz (Klimaschutz, Schutz vor Luftschadstoffen insbesondere Feinstaub, Gesundheitsschutz) und
- ✔ Geostrategische Erwägungen, wonach die Abhängigkeit von Mineralölimporten und anderen fossilen Energieträgern gesenkt werden soll.

Als legitimes Ziel im Rahmen der Verhältnismäßigkeitsprüfung können letztlich alle Ziele der Energiewende (Klima-, Umwelt-, Gesundheitsschutz, Ressourcensparsamkeit und -unabhängigkeit) in die Abwägung zur Rechtfertigung des Eingriffs eingestellt werden.

Das eine Quote generell geeignet ist, die Ziele der Energiewende zu erreichen, ergibt sich bereits aus der in der Einleitung dargelegten Bedeutung der Mobilitätswende hin zum Elektrofahrzeug. Tatsächlich ist sie jedoch nur dann geeignet, wenn die Einführung der Elektrofahrzeuge wirklich einen Beitrag zu den Zielen der Energiewende leistet. Im konkreten heißt

⁷⁹ Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union; Fassung aufgrund des am 1.12.2009 in Kraft getretenen Vertrages von Lissabon

dies, dass der verwendete Strommix klimaschonender als fossile Brennstoffe sein muss. Zudem sollte - insbesondere bei höheren Quoten - auch der Markt ständig analysiert werden. Andernfalls könnte z. B. ein Ausweichen auf den europäischen Gebrauchtwagenmarkt oder andere Umgehungsstrategien dazu führen, dass eine höhere Quote nur zu einer geringfügigen Steigerung der Zulassungszahlen für Elektrofahrzeuge führt. Solche Zusammenhänge sollten gesetzesbegleitend fortwährend evaluiert werden.

Bezugnehmend auf allgemeine Ausführungen zur Erforderlichkeit einer Quote im Rahmen des Punktes Markteinführung wird deutlich, dass mildere Mittel in Form von Kaufquote, Steuererleichterungen und Verkehrsprivilegien für Elektrofahrzeuge bereits versucht wurden und letztlich den Markthochlauf nicht herbeiführen konnten. In diesem Rahmen spielt auch die Technologieneutralität der Quote eine Rolle. So könnte es insbesondere in der Übergangszeit angezeigt sein, die Quotenerfüllung auch durch andere Fahrzeugkonzepte mit alternativen Antrieben zuzulassen, oder andere mildere Mittel, wenn so der Anteil an Elektrofahrzeugen gesteigert werden kann und damit einen Beitrag zum Erreichen des Ziels geleistet wird. Als milderes Mittel ist insbesondere an einen Gutschrifthandel zu denken, im Rahmen dessen die Hersteller die Möglichkeiten zum bilanziellen Ausgleich ähnlich dem Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten nach dem Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz (TEHG) eröffnet wäre.

Hinsichtlich der Erforderlichkeit zeichnet sich ein weiteres Problem ab, dass an dieser Stelle nicht erschöpfend diskutiert werden kann. Ein milderes, weil flexibleres, Mittel könnte ein Handel mit Emissionszertifikaten sein. Allerdings zeichnet sich hier eine Maßnahmendoppelung mit den europäischen Treibhausgasemissionszertifikaten ab. Der Handel mit diesen gibt aber derzeit kaum Ziele vor, die anspruchsvoll genug wären, um die Einführung von Elektrofahrzeugen in den Markt im ausreichenden Maße zu erzwingen. Der deutschen Gesetzgeber kann hier daher durchaus ergänzend tätig werden. Insoweit steht ihm eine relativ breite Einschätzungsprärogative zu, mit welchen Maßnahmen er Elektrofahrzeuge in den Markt zwingen möchte. Im Ergebnis bedeutet dies, dass, solange nicht klare Argumente dafür vorgebracht werden, weshalb ein Emissionszertifikatshandel den Markthochlauf gleichermaßen gewährleistet, dabei aber die Hersteller deutlich weniger belastet, der Gesetzgeber sich frei zwischen den Mitteln entscheiden kann.

Die interessantesten Fragen stellen sich jedoch hinsichtlich der Angemessenheit der Quote, in der letztlich eine umfassende Abwägung von den genannten Zielen mit der Schwere des Eingriffs stattfinden muss. Vereinfacht kann hier festgehalten werden: Die Quote kann nur dann

angemessen sein, wenn diese für die Hersteller erfüllbar ist. Der Staat kann sich in dieser Sache nicht zurücklehnen und die Hersteller mit den Herausforderungen des Markthochlaufs allein lassen. Er muss letztlich alle flankierenden Maßnahmen prüfen, welche die Hersteller dabei unterstützen, für die produzierten Fahrzeuge auch einen Markt zu finden. Dabei können die bereits ergriffenen Maßnahmen – wie Kaufprämie, Steuererleichterungen und verkehrliche Privilegien – eine Marktbereitung durchaus unterstützen. Insbesondere kann ein Markt nur dann entstehen, wenn für die Fahrzeuge ausreichende Lademöglichkeiten zur Verfügung stehen, wofür der Staat weiterhin bessere regulative Voraussetzungen schaffen muss. Hinsichtlich der Bereitstellung von Schnellladestationen zur Reichweiteveränderung trifft den Staat sogar eine Gewährleistungsverantwortung (vgl. 3.1.1.2). Für den Aufbau der Ladeinfrastruktur sind von verschiedenen staatlichen Stellen bereits einige Anstrengungen unternommen worden, wenngleich auch hier noch weiterer Handlungsbedarf auf verschiedenen staatlichen Ebenen besteht. Umso höher die Quote ausfällt, umso mehr steht der Staat auch in der Pflicht, die Umstellung von Produktion und Vertrieb durch geeignete Maßnahmen zu flankieren. Im Bereich Forschung und Entwicklung sind bereits viele Bemühungen unternommen worden. Werden durch hohe Quoten jedoch einzelne Standorte der Industrie unrentabel, können auch Sonderabschreibungen, wie die Unterstützung bei der Ausbildung und Umschulung von Fachpersonal oder vergleichbare Schritte hilfreich sein. Auch bei den flankierenden Maßnahmen steht den staatlichen Stellen eine relativ breite Auswahl- und Gestaltungsfreiheit zu. Umso ehrgeiziger jedoch die Quote ist, umso mehr ist er auch in der Pflicht, die Hersteller und Importeure mit der Marktumstellung nicht allein zu lassen.

(2) Aufbau der Ladeinfrastruktur verstetigen und die AFI-Richtlinie umsetzen

Wie bereits erwähnt, trifft den Staat in Bezug auf die Sicherstellung der Mobilität von Fahrzeugnutzern eine Gewährleistungsverantwortung, da ein Grundbedürfnis nach Mobilität unter den gegebenen Umständen – gerade im ländlichen und suburbanen Bereich – nur durch motorisierten Individualverkehr befriedigt werden kann. Wenn es zunehmend schwerer wird, Fahrzeuge mit Verbrennungsmotor zu erwerben, muss sichergestellt sein, dass die Bürger ihre Mobilitätsbedürfnisse anderweitig befriedigen können. Soweit der Staat dabei auf Elektromobilität setzt, muss er z. B. gewährleisten, dass eine angemessene Ladeinfrastruktur zur Verfügung steht (insbesondere für Bundesfernstraßen lässt sich aus Art. 90 GG eine Gewährleistungsverantwortung des Bundes ableiten). Ein konkret mit Zahlen bezifferter Anspruch kann daraus bisher nicht abgeleitet werden. Wie er seiner Gewährleistungsverantwortung gerecht wird, bleibt weitgehend dem Staat überlassen.

Die Alternative-Fuels-Infrastructure-Richtlinie (AFI-Richtlinie)⁸⁰ verpflichtet die Mitgliedstaaten insbesondere, „einen nationalen Strategierahmen für die Marktentwicklung bei alternativen Kraftstoffen im Verkehrsbereich“ vorzulegen (Art. 3). Hierzu unter III.3.

(3) Regelmäßiges Laden

🔩 Wie kann das regelmäßige Laden gefördert werden?

„Regelmäßiges Laden“ meint hier sowohl privates Laden im eigenen Heim/am eigenen Wohnort als auch Laden am Arbeitsplatz sowie das Beherbergungsgewerbe. Es meint nicht Schnellladen an Fernstraßen oder das Laden zur Reichweiteverlängerung, z.B. auf Supermarktparkplätzen.

Die prioritäre Förderung von regelmäßigem Laden über den ebenfalls begrüßenswerten Ausbau von „Zwischendurch-Lademöglichkeiten“ oder den Aufbau einer umfassenden Schnellladeinfrastruktur lässt sich aus verschiedenen Gründen rechtfertigen:

Zum einen ist regelmäßiges Laden immer auch Laden im privaten Raum. Das bedeutet, dass das Fahrzeug grundsätzlich so lange, wie es will/braucht an das Netz angeschlossen werden kann, was auch dem „normalen“ Ladeverhalten des Elektromobilisten entspricht.

Darüber hinaus bietet regelmäßiges Laden im privaten Raum vor allem Möglichkeiten für die Netzintegration, z.B. durch gesteuertes Laden als Lastmanagement, um dem bei gesteigerter Anzahl von Elektrofahrzeugen und damit höheren Lasten in Peak-Zeiten notwendig erscheinenden Netzausbau entgegenzuwirken. Gesteuertes Laden, also z.B. die Unterbrechung von Ladevorgängen zum Ausgleich von Ladebedarfen, kann gerade dort effizient gestaltet werden, wo die Elektrofahrzeuge über längere Zeit an das Netz angeschlossen sind.

Privates Laden

🔩 Welche Hemmnisse bestehen für den Aufbau privater Ladeinfrastruktur?

Der Aufbau einer Ladesäule im privaten Umfeld ist baurechtlich genehmigungsfrei; Hemmnisse müssen indes gerade im Bereich des Zivilrechts (WEG/Mietrecht) überkommen werden.

Der Sondereigentümer oder ähnlich Berechtigte bedarf je nach Auslegung des § 22 Abs. 2 WEG bei Errichtung einer Ladestation jedenfalls die Zustimmung von $\frac{3}{4}$ der Mitglieder der Wohnungseigentü-

⁸⁰ Richtlinie 2014/94/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 22. Oktober 2014 über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe.

mergemeinschaft oder die Zustimmung aller Wohnungseigentümer, da er mit dem Anbau auf das Gemeinschafts- und nicht das Sondereigentum baulich einwirken wird.

- ✔ Es sollte gesetzlich geregelt werden, dass der Wohnungseigentümer oder ähnlich Berechtigte das Recht hat, seinen Stellplatz auf seine Kosten mit einer geeigneten Lademöglichkeit auszustatten und auf eigene Kosten zu betreiben (z. B. in einem neuen § 22 Abs. 2a WEG).
- ✔ Für eine angemessene Kostenverteilung in der Wohnungseigentümergeinschaft und über den wesentlichen Inhalt des „Plan über den Bau der Lademöglichkeit“ sollten Vorgaben durch eine Verordnung gemacht werden.

Bei der Einrichtung einer Lademöglichkeit handelt es sich um eine Modernisierung i. S. d. § 559 BGB. Die Kosten können danach vom Vermieter auf den Mieter umgelegt werden.

Der Mieter hat bisher keinen Anspruch auf die Bereitstellung einer Lademöglichkeit.

- ✔ Um dem Stellplatzmieter einen Anspruch zu verschaffen, müsste eine entsprechende Regelung in das Mietrecht aufgenommen werden.
- ✔ Ergänzend sollte geregelt werden, dass der Vermieter seiner Pflicht auch durch das Angebot eines angemessenen Alternativparkplatzes nachkommen kann, für den Fall dass er andere Parkplätze bereits mit einer Lademöglichkeit ertüchtigt hat.
- ✔ Darüber hinaus sollte in der Regelung auch eine Rückausnahme für den Vermieter vorgesehen werden, die beispielsweise in Anlehnung an § 17 Abs. 2 EnWG dem Vermieter die Herstellung einer Lademöglichkeit bei technischer oder wirtschaftlicher Unzumutbarkeit ersparen könnte.

Abgesehen von der Kosten- und Reichweitefrage stellt sich der potenzielle Käufer eines Elektrofahrzeugs vor seiner Kaufentscheidung eine weitere wesentliche Grundsatzfrage: werde ich mein Fahrzeug regelmäßig zuverlässig laden können? Aufgrund der noch spärlichen öffentlichen Lademöglichkeiten, fehlenden Reservierungsmöglichkeiten öffentlicher Parkplätze, der fehlenden Begrenzung der Parkzeit an Ladeeinrichtungen auf die Ladezeit und nicht zuletzt der häufigen Parkordnungswidrigkeiten werden öffentlichen Lademöglichkeiten auf absehbare Zeit noch nicht die erforderliche dauerhafte Zuverlässigkeit bieten. Daher wird der regelmäßige Ladepunkt aller Voraussicht nach ein privater Ladepunkt sein müssen. Auch für das gesteuerte Laden von Elektrofahrzeugen nach Netzparametern haben private Ladepunkte eine besondere Bedeutung, da die entsprechenden Voraussetzungen (insbesondere eine Netzver-

bindung deutlich über der erforderlichen Ladezeit) voraussichtlich zunächst nur hier gewährleistet werden können (vgl.III.1.b)(1). – Gesteuertes Laden)

Laden am Arbeitsplatz

Wie kann das Laden am Arbeitsplatz angereizt werden?

Gerade im Verhältnis Arbeitgeber-Arbeitnehmer müssen rechtliche Unsicherheit beseitigt und die Rollen klar definiert werden. Geschieht dies nicht, wird ein Arbeitgeber aller Voraussicht nach keine Ladestationen für seine Mitarbeiter errichten lassen.

Der Arbeitgeber ist kein Stromlieferant i. S. d. EnWG. § 3 Nr. 25 EnWG ordnet den Strombezug des Ladepunktes als Letztverbrauch ein und stellt damit klar, dass der Ladevorgang keine energiewirtschaftsrechtlichen Pflichten auslöst.

Der Arbeitgeber wird dadurch, dass er seinen Arbeitnehmern Ladeinfrastruktur zur Nutzung zur Verfügung stellt, auch nicht zum Versorger i. S. d. Stromsteuerrechts. § 1a Abs. 2 StromStV regelt nunmehr: „Wer [...] Strom bezieht und diesen ausschließlich [...] zur Nutzung durch oder unmittelbar an elektrisch betriebene Fahrzeuge [...] als Letztverbraucher leistet, gilt nicht als Versorger, sondern als Letztverbraucher“.

Die bislang fehlenden Richtlinien für die Bemessung des geldwerten Vorteils bei einem kostenlosen bzw. vergünstigten Aufladen privater Fahrzeuge durch Arbeitnehmer am Arbeitsplatz, stellen ein wesentliches Hemmnis für Arbeitgeber dar, die ihren Mitarbeitern eine Nutzung von Ladeinfrastruktur für private Fahrten ermöglichen wollen. Dabei ist das Laden am Arbeitsplatz eine wesentliche Voraussetzung dafür, dass Arbeitnehmer Elektrofahrzeuge für den täglichen Weg zur Arbeit nutzen.

Vorgeschlagene Maßnahmen:

Angleichung der Definition des Ladepunktes als Letztverbraucher auch im EEG. Ein Auseinanderfallen der Einordnung nach EnWG und EEG ist inkonsequent. Eine Pflicht für Arbeitgeber zur Erfüllung der Meldepflichten nach § 74 EEG und zur Zahlung der EEG-Umlage hindert Arbeitgeber daran, eine private Nutzung von Ladeinfrastruktur am Arbeitsplatz zu ermöglichen. Bei einer – dem EnWG entsprechenden – Einordnung des Ladepunktes als Letztverbraucher würde der Lieferant des Arbeitgebers die EEG-Umlage abführen. Im Gegensatz zum Arbeitgeber ist dieser mit dem Prozedere vertraut und daher ein verlässlicher Anspruchsgegner für

den Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB). Damit wird zusätzlicher Abwicklungsaufwand für den ÜNB vermieden.

Bei der steuerrechtlichen Bewertung der privaten Nutzung der Ladeeinrichtungen des Arbeitgebers durch den Arbeitnehmer ist zunächst zwischen dem Laden eines E-Dienstfahrzeugs sowie dem Laden eines privaten E-Fahrzeugs zu unterscheiden. Daneben muss insbesondere bei der Beurteilung des Ladens eines privaten E-Fahrzeugs zwischen einer unentgeltlichen (bzw. vergünstigten) Nutzung der Ladeeinrichtungen und dem Laden gegen marktübliches Entgelt differenziert werden.

Ein geldwerter Vorteil für Arbeitnehmer aus der Nutzung von Ladeinfrastruktur beim Arbeitgeber für private Zwecke sollte steuerfrei gestellt werden.

LIS-Pflicht im Bauordnungsrecht

- ✔ Kann ein bauordnungsrechtlicher Zwang für den Aufbau von Ladeinfrastruktur gesetzlich verankert werden?

Pflicht zur Ergänzung von Stellplätzen mit Ladepunkten:

- ✔ Zur Förderung des flächendeckenden Aufbaus von Ladeinfrastruktur sollte die Stellplatzpflicht um die Anforderung ergänzt werden, dass für einen bestimmten Prozentsatz neu zu schaffender Stellplätze jeweils auch ein Ladepunkt für Elektrofahrzeuge vorzusehen ist. Dieser Prozentsatz kann angepasst an den Markthochlauf der Elektromobilität sukzessive gesteigert werden.

Die Bauordnung NRW (und andere)⁸¹ schreibt in § 51 vor, dass bei der Errichtung oder wesentlichen Änderung von baulichen Anlagen und anderen Anlagen, bei denen ein Zu- und Abgangsverkehr mittels Kraftfahrzeug zu erwarten ist, grundsätzlich Stellplätze oder Garagen auf dem Baugrundstück oder in der näheren Umgebung hergestellt werden müssen (notwendige Stellplätze und Garagen). Die Zahl der erforderlichen Stellplätze kann je nach baulicher Nutzung, Art und Zahl der vorhandenen und zu erwartenden Kraftfahrzeuge der Nutzer einschließlich der Besucher der Anlagen von den Kommunen durch Satzung festgelegt werden. „Ist die Herstellung notwendiger Stellplätze oder Garagen nicht oder nur unter großen Schwierigkeiten möglich, so kann die Bauaufsichtsbehörde unter Bestimmung der Zahl der notwendi-

⁸¹ Vgl. z.B. § 49 Abs. 1 Musterbauordnung (MBO); beachte: z. B. Berlin hat keine bauordnungsrechtliche Stellplatzpflicht.

gen Stellplätze im Einvernehmen mit der Gemeinde auf die Herstellung von Stellplätzen verzichten, wenn die zur Herstellung Verpflichteten an die Gemeinde einen Geldbetrag nach Maßgabe einer Satzung zahlen“ (§ 51 Abs. 5 Satz 1 BauO NRW).

Die Stellplatzpflicht könnte um die Pflicht zur Bereitstellung diskriminierungsfreier Ladepunkte erweitert werden. Zur Förderung des flächendeckenden Aufbaus von Ladeinfrastruktur sollte die Stellplatzpflicht um die Anforderung ergänzt werden, dass für einen bestimmten Prozentsatz neu zu schaffender Stellplätze jeweils auch ein Ladepunkt für Elektrofahrzeuge vorzusehen ist. Dieser Prozentsatz kann angepasst an den Markthochlauf der Elektromobilität sukzessive gesteigert werden. Die Öffnung dieser Ladepunkte für die Öffentlichkeit sollte vom Land finanziell gefördert werden.

(4) Aufbau einer Schnellladeinfrastruktur zur Reichweiteverlängerung

- ✔ Trifft den Staat die rechtliche und nicht nur politische Pflicht zum Aufbau einer Schnellladeinfrastruktur auf Bundesfernstraßen?
- ✔ Wie ist die sich abzeichnende marktbeherrschende Stellung von Ladeinfrastrukturbetreibern bei dem Aufbau einer Schnellladeinfrastruktur auf Bundesfernstraßen rechtlich einzuordnen?
- ✔ Wie muss der Aufbau einer Schnellladeinfrastruktur sondernutzungs- und wirtschaftsrechtlich ausgestaltet sein, um eine Wettbewerbsverzerrung zu verhindern? Wie ist mit einer marktbeherrschenden Stellung umzugehen?

Der Aufbau einer Schnellladeinfrastruktur gerade an Bundesfernstraßen ist neben dem prioritären Ausbau einer Ladeinfrastruktur für regelmäßiges Laden begrüßenswert. Gerade in diesem Bereich sollte jedoch beachtet werden, dass es sich bei der Verteilung von öffentlichem Straßenraum zum Betrieb von Ladepunkten um ein wirtschaftlich relevantes Gut handelt, über welches nicht ohne Regulierung disponiert werden sollte.

Neben der Förderung des regelmäßigen Ladens (vgl. (3)) welches aus den o. g. Gründen der Netzflexibilisierung prioritär berücksichtigt werden sollte, gilt es natürlich auch die Schnellladeinfrastruktur (S-LIS) weiter auszubauen.

Der Aufbau einer S-LIS wird bereits von der Bundesregierung gefördert und vorangetrieben. Dies ist primär Ausdruck des politischen Willens, ein umfassendes Ladepunktnetz zur Reich-

weitenverlängerung für Elektromobile zu schaffen, um nicht zuletzt auch die Attraktivität von Elektromobilen zu erhöhen. Eine Pflicht des Staates zum Aufbau einer Schnellladeinfrastruktur lässt sich indes argumentativ aus dem rechtlichen Gesichtspunkten herleiten, dass der Staat und seine Entscheidungsträger als Volksrepräsentanten die politischen Leitentscheidungen hin zu einem emissionsfreien Verkehr – unter anderem mittels der direkten Elektrifizierung des Verkehrs– treffen und damit auch daran gekoppelte Gewährleistungsverantwortung begründen, ein dementsprechendes Versorgungsnetz zu fördern und aufrechtzuerhalten. Im Lichte der Wende hin zum elektrischen Verkehr stellt sich diese Verantwortung als klassischer Fall der Daseinsvorsorge des Staates dar. Aber auch einfachgesetzlich lässt sich eine solche Pflicht verankern. § 1 Abs. 1 und 2 Bundesfernstraßengesetz (FStrG) führt aus:

„(1) Bundesstraßen des Fernverkehrs (Bundesfernstraßen) sind öffentliche Straßen, die ein zusammenhängendes Verkehrsnetz bilden und einem weiträumigen Verkehr dienen oder zu dienen bestimmt sind. In der geschlossenen Ortslage (§ 5 Abs. 4) gehören zum zusammenhängenden Verkehrsnetz die zur Aufnahme des weiträumigen Verkehrs notwendigen Straßen.

(2) Sie gliedern sich in

- 1. Bundesautobahnen,*
- 2. Bundesstraßen mit den Ortsdurchfahrten (§ 5 Abs. 4).“*

Der Aufbau von S-LIS zur Reichweiteverlängerung wird derzeit primär auf Bundesautobahnen betrieben. Diese dienen als Bundesfernstraßen einem weiträumigen Verkehr (§ 1 Abs. 1 S. 1 FStrG). Einem weiträumigen elektrischen Verkehr kann eine Bundesfernstraße indes nur „dienen“, wenn für eine hinreichende Ladeinfrastruktur – vorzugsweise Schnellladeinfrastruktur – gesorgt ist.

Der Aufbau einer S-LIS auf Bundesfernstraßen ist begrüßenswert, jedoch sind in der konkreten Ausgestaltung einige Probleme zu berücksichtigen. So findet der Aufbau von S-LIS derzeit hauptsächlich auf Autobahnrastanlagen statt. Autobahnrastanlagen bestehen in rechtlicher Hinsicht einerseits aus Verkehrsanlagen, die überwiegend zum Straßenkörper i. S. d. § 1 Abs. 4 Nr. 1 FStrG gehören, andererseits aus den Nebenbetrieben. Letztere sind im Rahmen von Konzessionsverträgen für eine gewisse Dauer vom Bund auf Konzessionäre übertragen, während die verbleibenden Verkehrsanlagen im Eigentum des Bundes verbleiben und durch die Straßenbauverwaltung der Länder im Rahmen der Bundesauftragsverwaltung betrieben werden. Der Aufbau einer Schnellladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge auf Autobahnrastanlagen kann

also einerseits auf den Nebenbetrieben, andererseits auf den Verkehrsanlagen des Bundes erfolgen. Letztere Flächen sind nach dem FStrG als öffentliche Straßen dem verkehrlichen Gemeingebrauch gewidmet. Im Ergebnis bedarf sowohl die Errichtung als auch der Betrieb einer Schnellladestation auf den Verkehrsanlagen einer Sondernutzungserlaubnis der zuständigen Straßenbaubehörde, da sie weder dem verkehrlichen oder kommunikativen Gemeingebrauch, noch dem Anliegergebrauch zuzurechnen sind.⁸²

Eine Sondernutzungserlaubnis, im Unterschied zu einer Konzession (Nebenbetriebe), verlangt von dem Erlaubnisinhaber indes derzeit unter Umständen keine Sondernutzungsabgabe, so dass der wirtschaftliche Vorteil des Inhabers mit dem „Nachteil“ der Allgemeinheit, den öffentlichen Straßenraum nicht uneingeschränkt nutzen zu können, insoweit nicht in Ausgleich gebracht wird. Zwar kann die Straßenbaubehörde für die Sondernutzung Sondernutzungsgebühren erheben; das regelt § 8 III 1 FStrG in Verbindung mit der jeweiligen landesrechtlichen Gebührenordnung. Derzeit werden beispielsweise in Berlin Sondernutzungsgebühren nach dem Auffangtatbestand Nr. 4.9 Anlage 1 Sondernutzungsgebührenverordnung (SNGebV) für „Sonstige bauliche Anlagen und Gegenstände je Monat/qm“ erhoben, nach welchem 15 Euro je Monat/qm nebst einmaligen Verwaltungsgebühren für eine Ladestation an allen Standorten anfallen. Da nur für die Ladestation selbst, nicht aber für die jeweils zum Laden ausgewiesenen, vorgelagerten Parkplätze, deren Benutzung Gemeingebrauch darstellt, Gebühren erhoben werden, fällt nach geltendem Recht in Berlin für Schnellladestationen mit einem Fundament unter 1 qm letztlich eine Sondernutzungsgebühr von 15 Euro im Monat für jede Ladestation auf einer öffentlichen Straße an. Das Berliner Landesrecht entbehrt damit eines speziellen Gebührentatbestandes für Ladeinfrastruktur. In anderen Bundesländern fehlt teilweise sogar ein vergleichbarer Auffanggebührentatbestand für Ladestationen. Der Sondervorteil, Zugang zu den sehr großen Verkehrsströmen zu haben, die die Bundesautobahnen nutzen, wird also nicht abgeschöpft und selbst wenn (wie in Berlin) eine Abgabe erhoben wird, steht sie in keinem Verhältnis zum für das Laden (d. h. mit Parkplätzen) verbrauchten Platz. Verglichen damit wird jede Kilowattstunde Strom, den Elektrofahrzeuge auf einem Nebenbetrieb laden, mit einer Abgabe von 1,1 % des Umsatzes im Sinne des Umsatzsteuergesetzes belastet, vgl. § 1 III BAB-KAbgV⁸³. Da der Konzessionsnehmer den Nebenbetrieb auch anders als zum Parken nutzen kann, muss er an dieser Stelle für die Ladeparkplätze darüber hinaus Opportunitätskosten

⁸² Vgl. De Wyl/Ringwald/Sinning in Rodi, Die Eisenbahn im Zeitalter der Elektromobilität, 2014, 33 ff. (48).

⁸³ Verordnung über Höhe und Erhebung der Konzessionsabgabe für das Betreiben eines Nebenbetriebs an der Bundesautobahn (BAB-Konzessionsabgabenverordnung) vom 24. Juni 1997 (BGBl. I S. 1513), die durch Artikel 10 des Gesetzes vom 15. Dezember 2001 (BGBl. I S. 3762) geändert worden ist.

kalkulieren. Dieses Beispiel lässt erahnen, weshalb auch für die Konzessionsnehmer der Aufbau von Ladeinfrastruktur vornehmlich außerhalb der Nebenbetriebe interessant erscheint.

Für die Erteilung einer Sondererlaubnis gilt indes grundsätzlich das Prioritätsprinzip. Für wirtschaftliche und wettbewerbliche Erwägungen sei das Sondernutzungsrecht blind.⁸⁴ Zwar ist bereits vermehrt in erstinstanzlicher Rechtsprechung eine Abwendung von diesem Prinzip zu erkennen,⁸⁵ es wäre jedoch wünschenswert entweder eine strengere Abwägung bei der Erteilung von Sondernutzungserlaubnissen entsprechend der Praxis im Marktzugangsrecht zu verfolgen, oder den Aufbau von S-LIS vergaberechtlichen Maßstäben zu unterwerfen. Es lässt sich mit gutem Recht behaupten, dass dort, wo eine Ressourcenknappheit besteht – wie beim Parkraum auf Verkehrsanlagen von Autobahnrastanlagen – und diese Ressourcen wirtschaftlich nutzbar zu machen sind, eine klassische Vergabesituation besteht. Zudem muss kritisch hinterfragt werden, ob nicht der Wirtschaftlichkeitsgedanke bereits in das (Straßen-)Sondernutzungsrecht Einzug gehalten hat: denn immerhin spricht § 8 III 3 FStrG davon, dass bei der Erhebung von Sondernutzungsgebühren neben Art und Ausmaß der Einwirkung auf die Straße und den Gemeingebrauch auch „das wirtschaftliche Interesse des Gebührenschuldners“ zu berücksichtigen sei.

b) Netzintegration

Wenn es zu einem erheblichen Markthochlauf im Bereich Elektromobilität kommt, müssen zunehmend mehr Elektrofahrzeuge mit Strom beladen werden. Den zusätzlichen Strom von der Erzeugerseite zur Verfügung zu stellen, ist dabei voraussichtlich keine Hürde. Bereits hier ist jedoch zu bedenken, dass das Versprechen der Elektromobilität eines Null-Emissions-Verkehrs nur mit Strom aus erneuerbaren Energien eingelöst werden kann. Dazu kann einerseits darauf gesetzt werden, dass im Prozess der fortschreitenden Energiewende ohnehin Jahr für Jahr ein steigender Anteil des Standardenergiemixes aus erneuerbaren Energien stammt: Mobilitäts- und Energiewende müssen also weiterhin konsequent zusammengedacht werden. Zumindest für eine Übergangszeit sollte jedoch unabhängig von diesem Prozess dafür gesorgt werden, dass Grünstrom für die Fahrzeuge zur Verfügung steht. Nur so kann verhindert werden, dass die Elektromobilität in Bezug auf ihren maßgeblichen Treiber, nämlich das wachsende Klimabewusstsein, in der Markthochlaufphase diskreditiert wird.

⁸⁴ VG Köln, Urt. v. 28.11.2014 – 18 K 4839/13, BeckRS 2015, 40515.

⁸⁵ Vgl. VG Braunschweig, GewArch 2014, 464; VG Gießen, NVwZ-RR 2001, 436 (438).

Eine bedeutendere Hürde wird im Verlauf des Markthochlaufes jedoch voraussichtlich der Transport des Stroms zu den Fahrzeugen darstellen. Insbesondere wird die Nutzung von Elektrofahrzeugen sich nicht in allen Teilen Deutschlands gleichzeitig und gleichmäßig durchsetzen. Vielmehr zeichnet sich bereits jetzt ab, dass Elektrofahrzeuge zuerst in städtischen Wohnvierteln mit gut ausgebildeter und gut verdienender Wohnbevölkerung angeschafft werden, während die Anschaffung solcher Fahrzeuge für Haushalte mit geringerem Einkommen, ggf. ohne eigenen Stellplatz erst in Frage kommt, wenn die Fahrzeuge im Massenmarkt preiswerter werden und das Ladeproblem auch für Wohnviertel mit vielen Menschen und wenigen eigenen Stellplätzen weitgehend gelöst ist. Elektrofahrzeuge werden also zunächst in erheblichem Maße nur in einigen wenigen Gegenden angeschafft werden. Die dortigen Verteilernetze werden sich daher schnell mit einer erheblich höheren Stromnachfrage konfrontiert sehen. Diese Nachfrage wird sich nach den Gewohnheiten der Wohnbevölkerung richten: abends zwischen 18 und 22 Uhr wird das Laden des Elektrofahrzeugs zum Betrieb der übrigen häuslichen Geräte hinzutreten.

Bei einem beginnenden Markthochlauf von Elektrofahrzeugen können so Netzüberlastungen verursacht werden. Diesem Phänomen kann auf verschiedene Weise begegnet werden. Freilich ist es möglich, den Netzausbau verstärkt voranzutreiben. Der offensichtliche und aus volkswirtschaftlicher Perspektive zu vermeidende Nachteil ist die Kostenintensität eines solchen Ausbaus. Ein ggf. weniger einschneidendes und kostenintensives Mittel könnte eine Verbesserung der Netzdienlichkeit der Nutzung von Elektrofahrzeugen darstellen. In diesem Bereich dreht sich die Debatte um das „gesteuerte Laden nach Netzparametern“ (Lastmanagement) im Gegensatz zum ungesteuerten Laden wann und wie der Nutzer will. Beim Lastmanagement wird die mögliche Anzahl zeitlich paralleler Ladevorgänge durch die Belastungsgrenzen von Leitungen und Transformatoren bestimmt. Fahrzeugladevorgänge sollen dabei so gesteuert werden, dass die Stromstärke an einem Netzanschluss und anderen Netzübergabepunkten immer unter der Maximallast gehalten wird. Grundsätzlich können auch andere Restriktionskriterien eingesetzt werden, z. B. die Einhaltung definierter Grenzwerte der Spannung oder maximalen Wirkleistung. Die hierfür relevanten Restriktionsfunktionen basieren auf netzanschlusspezifischen Informationen (z. B. Normwerte der Sicherungen im Hausanschlusskasten oder in einer Ladeeinrichtung mit eigener Absicherung). Beim Lastmanagement werden die Ladevorgänge (Ladestrom/ Ladeleistung) von Elektrofahrzeugen unter Berücksichtigung der lokalen Netzsituation begrenzt. Vom Hausanschluss bis zum ersten Ortsnetz-Trafo werden passive und aktive Netzdaten zu einer Restriktion für den maximal zulässigen Ladestrom verarbeitet. Zur Berücksichtigung der netztechnischen Restriktionen wird neben der Stromtrag-

fähigkeit der Betriebsmittel die Einhaltung des Spannungsbands direkt am Netzanschluss und an den Verknüpfungspunkten des Verteilnetzes herangezogen.

Wird das Lastmanagement entsprechend ausgestaltet, kann die Einhaltung der Grenzwerte für die Belastung der Betriebsmittel zu jedem Zeitpunkt sichergestellt werden.

Ladevorgänge können auch im Hinblick auf andere Parameter, nämlich solche des Marktes, gesteuert werden. Dies kann Anreize für Endnutzer schaffen, indem bspw. vertraglich geregelt wird, dass das Elektrofahrzeug nur dann geladen wird, wenn der Strom am günstigsten ist (Laden nach statischen Marktparametern, wie z.B. dem Niederstromtarif, oder dynamischen Marktparametern, wie z.B. dem Spotmarktpreis).

(1) Gesteuertes Laden

Gesteuertes Laden nach Netzparametern hat hier jedoch eindeutig Priorität.

Es gilt, Netzstabilitätsnachteilen bzw. einem eventuellen Netzausbau, der vor allem sehr kostenintensiv sein wird, entgegenzuwirken. Gesteuertes Laden muss hierfür verstärkt angereizt werden, d.h. es müssen mehr und wirkungsvollere „Netzentlastungs-Hebel“ gesetzlich verankert werden.

- ✔ Wie kann das gesteuerte Laden nach Netzparametern rechtlich angereizt werden? Welche Flexibilisierungsoptionen (nach u.a. volkswirtschaftlich, betriebswirtschaftlich erforschten Anwendungsfällen) sind rechtlich umsetzbar?
- ✔ Wie müssen die vertraglichen Gestaltungen zwischen Netzbetreiber und Stromlieferant, Stromlieferant und Ladesäulenbetreiber oder (ggf.) Fahrzeughalter mit selbst betriebener Ladevorrichtung sowie (ggf.) Ladesäulenbetreiber und Fahrzeughalter ausgestaltet sein, um gesteuertes Laden nach erfolgter Marktdurchdringung von Elektrofahrzeugen rechtssicher zu gestalten? Inwiefern bedarf es staatlicher Regulierung?
- ✔ Wie kann gesteuertes Laden nach Netzparametern mit gesteuertem Laden nach Marktparametern in Einklang gebracht werden?
- ✔ Welche datenschutzrechtlichen Probleme können beim gesteuerten Laden aus der Bereitstellung persönlicher Daten als Berechnungs- und Organisationsgrundlage entstehen?

Es müssen Maßnahmen ergriffen werden, damit sich die Elektrofahrzeuge in ihrem Ladeverhalten an die Anforderungen der Elektrizitätsversorgungsnetze und des Strommarkts anpassen (Netz- und Marktintegration der Elektromobilität). Dies gilt insbesondere, um über die Netzdienlichkeit der Fahrzeuge einen kostenintensiven Ausbau des Stromnetzes zu verhindern. Die Netzintegration und folglich das gesteuerte Laden nach Netzparametern hat hier eindeutig Priorität. Für eine umfassende rechtliche Prüfung bedarf es zunächst umfangreicher technischer und wirtschaftlicher Forschung. Basierend auf den entwickelten Anwendungsfällen kann eine rechtliche Einordnung und Bewertung vorgenommen werden.

Den rechtlichen Herausforderungen im Bereich des (jedenfalls zuverlässigen, d.h. unter Berücksichtigung von Endnutzerbedürfnissen und -prämissen) gesteuerten Ladens nach Netzparametern (Lastmanagements) liegen vor allem die schwierigen Akteurskonstellationen, die in schwierigen vertraglichen Ausgestaltungen kulminieren, zugrunde.

Ein Beispiel dafür ist das vertragliche Dreiecksverhältnis, in dem Netzbetreiber, Stromlieferant und Letztverbraucher zueinanderstehen. Zumindest Haushaltskunden haben in aller Regel keinen Netznutzungsvertrag und bekommen vom Stromlieferant den Strom gleichsam direkt an den Anschluss geliefert. Der Stromlieferant hat einen Netznutzungsvertrag mit dem Netzbetreiber, zahlt in diesem Verhältnis die Netznutzungsentgelte und kann in diesem Verhältnis auch verpflichtet werden, einen Beitrag zur Netzstabilität zu leisten. Die Netzentgelte gibt er über den Strompreis an den Letztverbraucher weiter. Über den mit ihm bestehenden Stromliefervertrag kann er diesem auch Pflichten auferlegen. Ein hier relevantes Vertragsverhältnis zwischen Letztverbraucher und Netzbetreiber besteht dagegen nicht. Letztlich muss daher der Stromlieferant eingebunden werden, um seinerseits dem Letztverbraucher vertraglich einen Beitrag zur Netzstabilität aufzuerlegen, indem er seine Pflichten aus dem Netznutzungsvertrag gleichsam weitergibt und dem Netzbetreiber die Steuerung des Ladens aufgrund von Netzparametern ermöglicht wird. Dafür schafft das Digitalisierungsgesetz⁸⁶ nunmehr die Voraussetzungen.

In Form des ebenfalls im Rahmen des Digitalisierungsgesetzes geänderten § 14a EnWG als Netzentgeltprivilegierungstatbestand bestand indes bereits ein Anreiz. Dieser besagt in seinen Sätzen 1 und 2:

⁸⁶ Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende vom 29.08.2016 (BGBl. I S. 2034), in Kraft getreten am 02.09.2016.

„Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen haben denjenigen Lieferanten und Letztverbrauchern im Bereich der Niederspannung, mit denen sie Netznutzungsverträge abgeschlossen haben, ein reduziertes Netzentgelt zu berechnen, wenn mit ihnen im Gegenzug die netzdienliche Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen, die über einen separaten Zählpunkt verfügen, vereinbart wird. Als steuerbare Verbrauchseinrichtung im Sinne von Satz 1 gelten auch Elektromobile.“

Der netzbetreiberseitige Ansatz über das Netzentgelt dürfte indes eine zu geringe Hebelwirkung entfalten. Zwar machen die Netzentgelte 22,7 % des Gesamtstrompreises für Verbraucher aus⁸⁷ (Stand: Juni 2017). Es muss dabei aber berücksichtigt werden, dass es sich bei dem gesteuerten Laden um einen einschneidenden Eingriff in die Freiheit und das Wohlbefinden des Elektromobilisten handelt. Zudem sollte ein Netzausbau aus volkswirtschaftlicher Perspektive zunächst so gering wie möglich gehalten werden. Eine umfassende Flexibilisierung des Strompreises, über eine Flexibilisierung der Netzentgelte hinaus, scheint insofern unumgänglich.

Die Marktintegration, z.B. nächtliches Laden im Niederstromtarif oder nach dynamischen Marktparametern (z.B. Spotmarktpreis) sollte ebenfalls mitgedacht werden. Es spielt indes gegenüber dem Laden nach Netzparametern eine untergeordnete Rolle. Vereinfacht gesagt ist der Nutzen der durch das Laden nach Marktparametern gesparte Kosten im Vergleich zu den zu erwartenden Kosten eines Netzausbaus zu vernachlässigen. Zudem kann gesteuertes Laden nach Marktparametern den Zielen eines gesteuerten Ladens nach Netzparametern zur Vermeidung eines Netzausbaus konträr entgegenlaufen. Wird z.B. gesteuertes Laden anhand von Spotmarktpreisen angeboten, so ist vorhersehbar, dass der Großteil aller Elektrofahrzeughalter ihre Fahrzeuge in diesem Zeitraum laden lassen wollen, was zu einer Netzüberlastung führen würde.

Bei der technischen Realisation des gesteuerten Ladens ist abzusehen, dass der Netzbetreiber über gewisse Mittel Zugriff auf – auch personenbezogene – Daten haben wird und haben muss. In diesem sensiblen Bereich können sich, je nach technischer Ausgestaltung, datenschutzrechtliche und Fragen der Datensicherheit stellen.

(2) Dezentrales Laden

- ✍ Wie kann gesteuertes Laden in dezentralen (Insel-)Systemen angereizt und rechtlich ausgestaltet werden?

⁸⁷ <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Infografiken/Energie/strompreise.html>.

Am meisten werden die Netze entlastet, wenn der dezentral erzeugte Strom nicht in die Netze gelangt, sondern am Ort der Erzeugung verbraucht wird und durch sogenannte Versorgungsinseln auch kein Strom aus den Netzen bezogen wird. Aus Sicht der Versorgungsinsel handelt es sich bei einem an einem Ladepunkt vor Ort geladenen Elektrofahrzeug grundsätzlich um ein dezentrales Verbrauchsgerät und bei dessen Akku um einen Stromspeicher.

Für Versorgungsinseln ist es jedoch besonders vorteilhaft, dass das Fahrzeug nur geladen wird, wenn dezentral erzeugter Strom aus der Insel zur Verfügung steht. Es handelt sich also um einen Unterfall des gesteuerten Ladens. Die oben vorgeschlagenen Maßnahmen zum gesteuerten Laden nach Netzparametern greifen für Elektrofahrzeuge auf solchen Versorgungsinseln jedoch dann nicht, wenn es sich um Hausnetze oder Kundenanlagen handelt, da hier kein „Betreiber eines Energieversorgungsnetzes“ als „grundzuständiger Messstellenbetreiber“ (§ 2 Nr. 4 MsbG) für den Messstellenbetrieb zuständig ist. Auf geschlossene Verteilernetze ist nach § 110 Abs. 1 EnWG zumindest § 14a EnWG nicht anwendbar, so dass entsprechende Anreize für gesteuertes Laden gesetzlich nicht vorgesehen sind. Darüber hinaus kann darüber nachgedacht werden, den Einbau von intelligenten Messsystemen (einfaches gesteuertes Laden nach Netzparametern) und ggf. auch einer entsprechenden Steuerungselektronik (zuverlässiges gesteuertes Laden nach Netzparametern) für Inselösungen gesondert finanziell zu fördern, um zu verhindern, dass Ladestrom für die Elektrofahrzeuge aus den Netzen der allgemeinen Versorgung bezogen werden muss.

Nach weiterer ökonomischer Prüfung könnte es sich anbieten, den Einbau von intelligenten Messsystemen (einfaches gesteuertes Laden nach Netzparametern) und ggf. auch einer entsprechenden Steuerungselektronik (zuverlässiges gesteuertes Laden nach Netzparametern) für Inselösungen gesondert finanziell zu fördern, um zu verhindern, dass Ladestrom für die Elektrofahrzeuge aus den Netzen der allgemeinen Versorgung bezogen werden muss.

(3) Ist der Bezug von Strom zum Laden von Elektroautos stromsteuerpflichtig?

✍ Ist die Implementierung eines Ausnahmetatbestandes möglich und sinnvoll?

Ladestrom ist grds. stromsteuerpflichtig und unterfällt keinem der Befreiungs- oder Ermäßigungstatbestände des § 9 StromStG.

Strom für Ladeleistungen sollte in den ermäßigten Stromsteuersatz von 11,42 Euro für eine Megawatt-

stunde nach § 9 Abs. 2 StromStG einbezogen werden, wenn

- ✔ die Lieferung des Stroms an einem Zählpunkt erfolgt, der in einer Vereinbarung nach § 14a EnWG einbezogen ist und
- ✔ die Ladeleistung im Rahmen eines zertifizierten Grünstromladevertrags bezogen wird.

Ladestrom unterfällt keinem der Befreiungs- oder Ermäßigungstatbestände von der Stromsteuer nach § 9 StromStG. Für umwelt- und klimavorteilhafte Stromversorgung von Verkehrsmitteln sehen hier § 9 Abs. 2 (ÖPNV) und Abs. 3 (landseitige Stromversorgung der gewerblichen Schifffahrt) StromStG bereits eine Ermäßigung vor. Daran anknüpfend wäre somit auch ein ermäßigter Steuersatz in Bezug auf separate Zählpunkte denkbar, die in eine Vereinbarung nach § 14a EnWG einbezogen sind und die Ladeleistung im Rahmen eines zertifizierten Grünstromladevertrags bezogen wird. Es liegt jedoch nahe, Elektrofahrzeuge hier nicht besser zu behandeln als den ÖPNV, so dass ein Steuersatz von 11,42 Euro für eine Megawattstunde vorgeschlagen wird.

c) Integration Erneuerbarer Energien

(1) Anwendbarkeit des EEG auf Ladeinfrastrukturbetreiber

- ✔ Findet das EEG Anwendung auf Ladeinfrastrukturbetreiber? Ist ggf. eine rechtliche Klarstellung, dass dies nicht der Fall ist, sinnvoll und wie kann eine solche rechtlich umgesetzt werden?

Vorgeschlagen wird eine eindeutige rechtliche Festlegung, dass das EEG auf Ladeinfrastrukturbetreiber nicht anwendbar ist. Zudem bedarf es einer Klarstellung, dass der Ladeinfrastrukturbetreiber kein Elektrizitätsversorgungsunternehmen i. S. d. § 3 Nr. 20 EEG 2017 ist, beispielsweise indem auch § 3 Nr. 33 EEG 2017 in Anlehnung an § 3 Nr. 25 EnWG ergänzt wird: „der Strombezug der Ladepunkte für Elektromobile steht dem Letztverbrauch im Sinne dieses Gesetzes gleich“.

(2) Förderinstrumente für Grünstromladen

- ✔ Wie können die Förderinstrumente ausgestaltet werden, um das Laden mit Grünstrom anzureizen?

Die derzeitigen Förderinstrumente (Kfz-Steuerbefreiung, Kaufprämie etc.) und zukünftige Förderinstrumente für Anschaffung und Nutzung von Elektrofahrzeugen sollten an den **Ab-**

schluss eines Grünstromladevertrags mit einem Mobilitätsanbieter für das Laden des geförderten Elektrofahrzeugs geknüpft werden. Für Einmalzuschüsse (z. B. Kaufprämie) sollte die Förderung an eine Mindestvertragslaufzeit (z. B. zwei Jahre) geknüpft werden. Fortlaufende Förderung (Abgabenbefreiung) sollte an das Fortbestehen eines solchen Vertrags geknüpft werden. Es ist jedoch darauf zu achten, Pioniere der Elektromobilität nicht über den verpflichtenden Abschluss eines Grünstromladevertrags für ihre Pionierleistung zu „bestrafen“.

Voraussetzung dafür ist ein Anspruch der Mobilitätsanbieter, ihre Vertragskunden auch über öffentliche Ladeeinrichtungen beliefern zu können und für die Erbringung ihrer Ladeleistung ihren eigenen Strom einsetzen zu können. Nur so kann ein Markt entstehen, in dem die Mobilitätskunden effektive Auswahlmöglichkeiten zwischen einer Vielzahl von Ladeleistungen haben, die auch unterschiedliche Grünstromladeprodukte umfassen.

Verbesserte Fördermöglichkeiten sollten Käufern und Nutzern von Elektrofahrzeugen geboten werden, die **zertifizierte Grünstromladeprodukte** nutzen, die sich auf bestimmte Qualitätsmerkmale des Grünstroms beziehen, der der Ladeleistung zugrundliegt. Wichtigstes Qualitätsmerkmal ist die Zusätzlichkeit des eingesetzten Grünstroms. In den Förderinstrumenten muss dazu festgelegt werden, welche Grünstromladeprodukte sich für welche Förderung oder welche Förderstufe qualifizieren. Dazu sollte eine staatliche Grünstromzertifizierung eingeführt werden, die unterschiedliche Qualitätsstandards abbildet.

2. Dekarbonisierung des Straßengüterfernverkehrs

Die Notwendigkeit zur Etablierung alternativer Kraftstoffe ist naturgemäß nicht auf den Straßengüterfernverkehr begrenzt, sondern beansprucht ein Daseinsrecht in jedem Verkehrsbereich. Einige der im folgenden aufgeworfenen Forschungsfragen stellen sich folglich so oder in leicht abgewandelter Form auch für andere Verkehrsformen (siehe z.B. unter III.3)

Als Kraftstoffe werden im Verkehrssektor heute überwiegend Mineralölprodukte in Verbrennungsmotoren eingesetzt, vor allem Diesel im Straßengüterverkehr.

In Bezug auf die Gründe, die hinter den politischen Bemühungen um die Elektromobilität stehen (insbesondere Umwelt- und Klimaschutz sowie die Minderung der Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen), muss der Straßengüterverkehr eine besondere Aufmerksamkeit genießen. Der Straßengüterverkehr ist der dominierende Modus des Güterverkehrs und wird es nach

einheitlicher Auffassung auch in Zukunft bleiben⁸⁸. Aufgeteilt nach Verkehrsträgern hatte der Straßengüterverkehr im Jahr 2010 mit 434 Mrd. Tonnenkilometer einen Anteil an der gesamten Güterverkehrsleistung von 70 % (Schienengüterverkehr 17 %, Binnenschifffahrt 10 %, Rohrfernleitungen und Luftverkehr 3 %).⁸⁹ Auf ihn entfielen 20 % des Energieverbrauchs des gesamten Verkehrssektors – etwa 704 Petajoule pro Jahr. Einige Schätzungen gehen davon aus, dass sich die Güterverkehrsleistung in Tonnenkilometern bis 2050 sogar noch verdoppeln und damit auch ihren Anteil am gesamten Verkehrsaufkommen und am Energiebedarf deutlich ausbauen wird. Die CO₂-Emissionen des Straßengüterverkehrs bezeichnet der Sachverständigenrat für Umweltfragen daher auch als eines der großen ungelösten Probleme der deutschen Klimapolitik. Als maßgebliches Handlungsfeld die „prognostizierte Lücke zwischen den CO₂-Emissionen des Güterverkehrs und den Klimaschutzziele“ zu schließen, schlägt der Sachverständigenrat für Umweltfragen daher die Elektrifizierung des Güterverkehrs, primär durch eine Verlagerung auf die Schiene, ergänzend durch oberleitungsgeführte Systeme für mit Elektromotoren ausgestattete Lkw (Trolley-Trucks) auf den wichtigen Autobahnkorridoren vor.

Für schwere Lkw (ab 7,5 t) stehen auf der Kraftstoffseite in der Praxis langfristig vor allem Biokraftstoffe mit hoher Energiedichte in der Beimischung sowie die Nutzung von Erdgas in komprimierter oder flüssiger Form (Stichwort: CNG und LNG) als Diesel-Alternativen zur Verfügung.⁹⁰

a) Alternative Kraftstoffe (Biomasse, Erdgas, Wasserstoff) im Straßengüterfernverkehr

- ✓ Wie sollte der Rechtsrahmen für die Umsetzung der AFI-Richtlinie im Bereich der alternativen Kraftstoffe, insbesondere Erdgas und Wasserstoff, konzipiert werden? Wie ist der rechtliche Status quo, wo gibt es noch rechtliche Hemmnisse für eine technologieoffene Entwicklung?
- ✓ Wie können ökonomische Modelle zur Erhaltung der Gasnetze und deren Ertüchtigung für Wasserstofftransporte rechtlich umgesetzt und abgesichert werden?

⁸⁸ Einen Überblick bietet das Gutachten des Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU), Umweltgutachten 2012, S. 141 f.

http://www.umweltrat.de/SharedDocs/Downloads/DE/01_Umweltgutachten/2012_06_04_Umweltgutachten_HD.pdf?__blob=publicationFile

⁸⁹ Ebenda S. 138.

⁹⁰ Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie der Bundesregierung, S. 44.

- ✔ Im Rahmen der Genehmigungsplanungen für feste LNG-Tankstellen muss geprüft werden, inwieweit eine Beschleunigung der für Tankstellenerrichtung/-umbau erforderlichen administrativen Prozesse beispielsweise durch ein Mustergenehmigungsverfahren möglich ist.
- ✔ Im Hinblick auf die Steigerung der Erdgasnutzung im Straßenverkehr (an festen Erdgastankstellen) ist zu überprüfen, wie die Richtlinie 98/6/EG (Preisangabenrichtlinie) verändert werden kann, sodass der energetische Preisvorteil an den Preismasten der Tankstellen dargestellt wird.
- ✔ Inwiefern kann die Umrüstung von CNG-Tankstellen, um neben CNG-Pkw auf Nutzfahrzeuge versorgen zu können, gefördert werden?
- ✔ Wie kann eine EU-weite Harmonisierung der Schnittstellen zwischen Fahrzeug und Tankstelle ausgestaltet sein?
- ✔ Sollten Netzentgelte für Erdgas pauschaliert und rabattiert werden?
- ✔ Wie können bei der Biomassegewinnung die negativen Auswirkungen der indirekten Landnutzungsveränderungen (ILUC) rechtlich gebannt werden? Wie zielführend ist die Änderung der Erneuerbaren-Energien- und Kraftstoffqualitätsrichtlinie (98/70/EG) durch die neue Richtlinie 2015/1513/EU⁹¹?
- ✔ Sollten Umweltvorschriften für den Straßenverkehr, wie z.B. die EURO-Normen, verschärft werden, um z.B. LNG anstelle von Diesel stärker zu etablieren? Wie sollte so eine Verschärfung dann ausgestaltet sein?

Als alternative Kraftstoffe bezeichnet die AFI-Richtlinie in Art. 2 Nr. 1 Kraftstoffe oder Energiequellen, die zumindest teilweise als Ersatz für Erdöl als Energieträger für den Verkehrssektor dienen und die zur Reduzierung der CO₂-Emissionen beitragen und die Umweltverträglichkeit des Verkehrssektors erhöhen können. Hierzu zählen u.a.: Elektrizität, Wasserstoff, Biokraftstoffe gemäß der Definition in Artikel 2 Buchstabe i der Richtlinie 2009/28/EG⁹², synthetische und paraffinhaltige Kraftstoffe, Erdgas einschließlich Biomethan, gasförmig (CNG) oder flüssig (LNG) sowie Flüssiggas (LPG).

⁹¹ Richtlinie (EU) 2015/1513 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 9. September 2015 zur Änderung der Richtlinie 98/70/EG über die Qualität von Otto- und Dieselmotorkraftstoffen und zur Änderung der Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen.

⁹² „Biokraftstoffe“: flüssige oder gasförmige Kraftstoffe für den Verkehr, die aus Biomasse hergestellt werden.

Die AFI-Richtlinie verpflichtet die Mitgliedstaaten nicht nur zur Schaffung einer angemessenen Anzahl von öffentlich zugänglichen Ladepunkten für Elektrofahrzeuge bis zum 31.12.2020 (Art. 4 Abs. 1 AFI-RL), sondern auch zur Einrichtung einer angemessenen Zahl von LNG-Tankstellen in Seehäfen zum Betrieb von LNG-Binnen- und Seeschiffen im TEN-V-Kernnetz⁹³ bis zum 31.12.2025 (Art. 6 Abs. 1 AFI-RL) sowie in Binnenhäfen (Art. 6 Abs. 2 AFI-RL). Ferner verpflichtet sie für den Fall, dass sich die Mitgliedstaaten dafür entscheiden Wasserstoff in ihre Nationalen Strategierahmen aufzunehmen, zur Bereitstellung einer angemessenen Anzahl von Wasserstofftankstellen bis zum 31.12.2025 (Art. 5 Abs. 1 AFI-RL). Eine angemessene Anzahl ist erreicht, wenn der Verkehr von Kraftfahrzeugen mit Wasserstoffantrieb (resp. Brennstoffzellenantrieb) innerhalb der festgelegten Netze und ggf. grenzüberschreitend sichergestellt ist (Art. 5 Abs. 1 AFI-RL). Bis 2020 sollen 100, bis 2025 400 und **bis 2030 1000 Wasserstoff-tankstellen** aufgestellt worden sein.

Laut der Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie der Bundesregierung (MKS)⁹⁴ sind alternative Kraftstoffoptionen und/oder innovative Antriebstechnologien (Stichwort: Elektrifizierung) für den schweren Lkw-Verkehr kurz- und mittelfristig nicht oder nur eingeschränkt vorhanden. Die Dominanz des Dieselmotors wird hier vorerst vorherrschend bleiben. Aufgrund verschärfter Umweltvorschriften insbesondere in den sogenannten SECA-Zonen ist LNG als alternativer Kraftstoff im maritimen Bereich von Bedeutung. Im Straßenverkehr zeigt sich ein anderes Bild: Diesel-Lkw können die aktuellen EURO-Normen erfüllen. Der Anreiz, alternative Antriebe einzusetzen, ist zudem aufgrund des bestehenden Kostennachteils noch gering. Hier käme eine **Verschärfung der Umweltvorschriften im Straßenverkehr** auf europäischer Ebene in Betracht. Dafür spricht auch Art. 11 AEUV (ex-Artikel 6 EGV), der ausführt: *„Die Erfordernisse des Umweltschutzes müssen bei der Festlegung und Durchführung der Unionspolitiken und -maßnahmen insbesondere zur Förderung einer nachhaltigen Entwicklung einbezogen werden.“*

Der Nationale Strategierahmen über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe (NSR)⁹⁵ und die MKS haben klare Zielsetzungen und Vorgaben, was den Ausbau einer Erdgas- und Wasserstoffinfrastruktur in den kommenden Jahren angeht. Entsprechend der AFI-Richtlinie wird die Versorgung mit LNG insbesondere im TEN-V-Kernnetz der See- und Bin-

⁹³ Transeuropäische Verkehrsnetze (TEN-V), Verordnung (EU) Nr. 1315/2013 über Leitlinien für die transeuropäischen Verkehrsnetze.

⁹⁴ BMVBS, Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie der Bundesregierung (MKS), Energie auf neuen Wegen, Juni 2013.

⁹⁵ BMVI, Nationaler Strategierahmen über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe, als Teil der Umsetzung der Richtlinie 2014/94/EU, August 2016, (NSR).

nenschifffahrt aber auch des schweren Lkw-Verkehrs gefordert. Darunter sei gemäß der Richtlinie sowohl stationäre als auch mobile Infrastruktur zu verstehen.⁹⁶ Zur Ermittlung der erforderlichen Standorte zur Grundabdeckung entsprechend der Richtlinienanforderung für den Aufbau einer angemessenen LNG-Versorgungsinfrastruktur für den schweren Straßengüterverkehr wurden die Anzahl an Fahrten im Personen- und Güterverkehr auf Basis verschiedener Statistiken ermittelt, u.a. BVWP 2030 und „Kraftfahrzeugverkehr in Deutschland“.⁹⁷ Erklärtes Ziel ist insofern der Ausbau und die optimierte Standortstruktur von LNG-Tankstellen für das TEN-V-Kernnetz bei einem maximalen Tankstellenabstand von 400 km. Dies entspricht der Errichtung weiterer sechs **LNG-Tankstellen**. Der Aufbau solle indes **bedarfsgerecht** erfolgen, also an den Bedürfnissen des Erstnutzers, vor allem im Lkw-Verkehr, orientiert sein. Diesen Ansatz unterstützen Erfahrungen aus dem Aufbau eines initialen LNG-Netzwerks in den Niederlanden. Hinsichtlich **CNG-Tankstellen** sei **bereits eine ausreichende Versorgung** im TEN-V-Kern- und Gesamtnetz sichergestellt (hier ein maximaler Tankstellenabstand von 150 km). LNG könne bereits heute – im Gegensatz zur Elektromobilität – im Bereich des schweren Güterfernverkehrs auf der Straße als Alternative zum Diesel eingesetzt werden. Der Umwelt- und Klimanutzen der Gas-Technologie könne zusätzlich durch die Beimischung von nachhaltig hergestelltem Methan noch erhöht werden.

Der NSR nimmt dabei grundsätzlich die Wirtschaft beim Aufbau von Infrastruktur für alternative Kraftstoffe in die Pflicht.⁹⁸ **Öffentliche Versorgungsnetze sollen nicht geschaffen werden.** Um entsprechende Investitionen für den Markthochlauf anzureizen, könnten in der Anfangsphase finanzielle Mittel für den Infrastrukturaufbau bereitgestellt werden, bis sich wirtschaftliche Geschäftsmodelle herausgebildet haben. Die öffentlichen Investitionen stellen somit einen Hebel für die zu tätigenen Gesamtinvestitionen in den Aufbau einer Infrastruktur für alternative Kraftstoffe dar.

Gerade im Bereich LNG kann der Bedarf für den Verkehrsbereich derzeit über **Gasimporte** aus Belgien, den Niederlanden und Polen gedeckt werden. Um allerdings mittel- und langfristig eine Versorgung sicherzustellen, müsse gewährleistet sein, dass es sich für den Tankstellenbetreiber/-pächter um einen positiven Business Case handelt. Hier seien vor allem hohe Anfangsinvestitionen und unsichere Verdienstmöglichkeiten ein Hemmnis. Hier könnten Unterstützungsmaßnahmen über eine Förderung der LNG-Nachfrage, d.h. der Transportunternehmen,

⁹⁶ NSR, S. 25.

⁹⁷ NSR, S. 27.

⁹⁸ NSR, S. 31.

in der ersten Aufbauphase ansetzen.⁹⁹ Die ersten LNG-Tankstellen sind dabei **mobile Lösungen**. Im Rahmen der Genehmigungsplanungen für feste LNG-Tankstellen muss geprüft werden, inwieweit eine Beschleunigung der für Tankstellenerrichtung/-umbau erforderlichen administrativen Prozesse beispielsweise durch **Mustergenehmigungsverfahren** möglich ist.¹⁰⁰

Im Hinblick auf die Steigerung der Erdgasnutzung im Straßenverkehr (an festen Erdgastankstellen) ist zu überprüfen, wie die Richtlinie 98/6/EG (**Preisangabenrichtlinie**) verändert werden kann, sodass der energetische Preisvorteil an den Preismasten der Tankstellen dargestellt wird.¹⁰¹ Dies wurde auch bereits in der MKS diskutiert. Es könnte eine einheitliche Energiekennzeichnung eingeführt werden, bei der der Verbraucher direkt vergleichen kann, z.B. Auszeichnung von Kraftstoffverbrauch und Kraftstoffpreisen nach Benzin-Äquivalent oder Energiegehalt.¹⁰²

Im Rahmen der Weiterentwicklung der MKS sollten weitere rechtliche Maßnahmen im Bereich Erdgas überprüft werden. Inwiefern kann die Umrüstung von CNG-Tankstellen, um neben CNG-Pkw auf Nutzfahrzeuge versorgen zu können, gefördert werden? Wie kann eine EU-weite Harmonisierung der Schnittstellen zwischen Fahrzeug und Tankstelle ausgestaltet sein? Sollten Netzentgelte für Erdgas pauschaliert und rabattiert werden?¹⁰³

Was die Versorgung angeht (vor allem importierten Gases), muss gewährleistet sein, dass das Gasnetz ertüchtigt bleibt und bewahrt wird. Dies gilt vor dem Hintergrund einer technologie-offenen Betrachtungsweise vor allem für den Fall, dass in Zukunft die Gasmobilität eine stärkere Rolle spielen sollte, wenngleich derzeit der Elektromobilität der Vorrang eingeräumt wird. Gleichzeitig können aus denselben Beweggründen die Gasnetze auch **für den Transport von Wasserstoff** ertüchtigt werden.

Im Bereich der Biomassekraftstoffe sorgt sich die MKS insbesondere um die negativen Auswirkungen von **indirekter Landnutzungsänderung (ILUC)**. Indirekte Landnutzungsänderungen (ILUC) entstehen, wenn Biomasse für energetische Zwecke auf zuvor landwirtschaftlich genutzten Flächen produziert wird und infolgedessen die herkömmlichen Nutzungen zumindest teilweise auf Flächen mit hohem Kohlenstoffgehalt oder mit hoher biologischer Vielfalt verdrängt werden. Auf diesem Wege könnte die energetische Nutzung von Bioenergie

⁹⁹ NSR, S. 37.

¹⁰⁰ NSR, S. 38.

¹⁰¹ NSR, S. 38.

¹⁰² MKS, S. 68.

¹⁰³ MKS, S. 68.

(auch wenn die Biomasse hierfür selbst nicht in ökologisch sensiblen Gebieten angebaut wird) mittelbar Treibhausgas-Emissionen verursachen und ökologisch wertvolle Gebiete gefährden.¹⁰⁴ Die Europäische Kommission hat am 17. Oktober 2012 einen Vorschlag zur Änderung der Erneuerbare-Energien- und Kraftstoffqualitätsrichtlinie vorgelegt. Ziel war die Vermeidung von indirekten Landnutzungsänderungen durch die Verwendung von Biokraftstoffen.¹⁰⁵ Am 28. April 2015 hat das Europäische Parlament die Richtlinie zur Änderung der Kraftstoffqualitätsrichtlinie (98/70/EG) und zur Änderung der Richtlinie zur Förderung der Nutzung von Energien aus erneuerbaren Quellen beschlossen. Damit wurde der Legislativprozess, beginnend mit dem Vorschlag der EU-Kommission vom Oktober 2012, nunmehr abgeschlossen.

Wichtige Änderungsregelungen sind:¹⁰⁶

- Einführung einer Kappungsgrenze für Biokraftstoffe aus Anbaubiomasse (Getreide, Zuckerpflanzen, Ölpflanzen) in Höhe von 7 % (energetisch), die Mitgliedsstaaten werden ermächtigt, national niedrigere Kappungsgrenzen festzulegen;
- „ILUC-Faktoren“: Berücksichtigung im Wege der Berichterstattung, „Quotenverpflichtete“ (Mineralölwirtschaft) sind berichtspflichtig
- „fortschrittliche“ Biokraftstoffe (2. u. 3. Generation): Einführung einer für die Mitgliedsstaaten unverbindlichen Unterquote in Höhe von 0,5 % – die Mitgliedsstaaten müssen aber dennoch dieses Ziel bei der EU-Kommission notifizieren und die Zielerreichung darlegen;
- Artikel 3: Berichtspflichten der Kommission zur Evaluierung des Wissensstands zum Thema iLUC, Beeinflussung der Marktsituation an den Rohstoffmärkten bedingt durch die EU-Biokraftstoffpolitik etc.

b) Elektrifizierung des Straßengüterfernverkehrs mit Oberleitungen

(1) Energiewirtschaftsrechtliche Fragen

- ✔ Lässt sich der Betrieb von Oberleitungs(Hybrid)-Lkw unter Geltung des Energiewirtschaftsrechts regeln?
- ✔ Gilt Oberleitungsinfrastruktur als Elektrizitätsversorgungsnetz i. S. d. § 3 Nr. 16 EnWG?

¹⁰⁴ MKS, S. 26.

¹⁰⁵ Ebd.

¹⁰⁶ <http://www.ufop.de/biodiesel-und-co/biodiesel/rechtsgrundlagen/richtlinien/>.

- ✔ Wie ist das rechtliche Zusammenspiel von straßenrechtlichem Gemeindegebrauch und Netzanschluss- und Zugangsansprüchen der §§ 17 und 20 EnWG?
- ✔ Wie wirkt sich das Vergaberecht (insb. § 97 Abs. 3 GWB) auf die Versorgung der Oberleitungen mit Strom aus?
- ✔ Wer ist bei verschiedenen Fahrstromnetzbetreibern grundzuständiger Messstellenbetreiber i. S. d. § 3 Abs. 1 und § 2 Nr. 4 Messstellenbetriebsgesetz (Messeinrichtungen in den Trolleys)?
- ✔ Passt das System der Grund- und Ersatzversorgung der §§ 36 ff. EnWG und der StromGVV auf das Oberleitungssystem?
- ✔ Sollten Anpassungen der Straßenverkehrsordnung und des Zulassungsrechts mittels einer eigenen „Fahrstromverordnung“ vorgenommen werden, um Missbrauch, technischen Gefahren und unentgeltlicher Stromentnahme wirksam entgegenzuwirken?

Zur Elektrifizierung des Straßengüterverkehrs erscheinen leitungsgeführte Lkw, sogenannte Trolley-Trucks (E-Trolleys), eine vielversprechende Option zu sein. Ihre Technik ist mit der von Trolley-Bussen (Oberleitungsbusse – Obusse) vergleichbar, wie sie beispielsweise in Genf, Luzern und auch Solingen im öffentlichen Personennahverkehr eingesetzt werden. In einem Trolley-Truck werden Elektromotoren (zentrale Antriebseinheit oder Radnabenmotoren) mithilfe eines Stromabnehmers und Umrichters über eine fest verlegte Versorgungsleitung mit Elektrizität gespeist, wobei ein Schleifschuh oder eine Schleifleiste im Stromabnehmer an die Versorgungsleitung gedrückt wird.¹⁰⁷

Die Frage, wie die leistungsstarken Elektro-Lkw in die bestehenden Elektrizitätsversorgungsnetze möglichst unter Nutzung erneuerbarer Energien integriert werden können, ist nicht nur technisch, sondern auch rechtlich und ökonomisch weitgehend ungeklärt. Die ordnungsrechtliche Integration des Oberleitungsverkehrs der Elektro-Lkw in den Straßenverkehr, die Anforderungen an das Zulassungsrecht, um diese neue Verkehrsart umzusetzen, die planungs- und fernstraßenrechtlichen Erfordernisse, um eine Oberleitungsinfrastruktur an der Autobahn in der Praxis errichten zu können, sind wesentliche Vorfragen für die verkehrs- und energietechnischen, ökologischen und ökonomischen Aspekte der Umsetzung.

¹⁰⁷ SRU, Umweltgutachten 2012, S. 150.

Hierbei sind vor allem folgende Aspekte zu berücksichtigen:

- ✔ Gilt die Oberleitungsinfrastruktur als Elektrizitätsversorgungsnetz i. S. d. § 3 Nr. 16 EnWG?
- ✔ Wie ist das Zusammenspiel von straßenrechtlichem Gemeingebrauch und Netzan-schluss- und Zugangsansprüchen der §§ 17 und 20 EnWG ausgestaltet?
- ✔ Wie wirkt sich das Vergaberecht (insb. § 97 Abs. 3 GWB) auf die Versorgung der Ober-leitungen mit Strom aus? Diese Frage geht von dem (realistischen) Szenario verschie-dener Fahrstromnetzbetreiber aus. Zudem erstreckt sich die Oberleitungsinfrastruktur über vier Regelzonen.
- ✔ Sollten verschiedene Fahrstromnetzbetreiber vorhanden sein: Wer ist grundzuständi-ger Messstellenbetreiber i. S. d. § 3 Abs. 1 und § 2 Nr. 4 Messstellenbetriebsgesetz (hin-sichtlich der Messeinrichtungen in den Trolleys). Außerdem sollen nach dem Messstel-lenbetriebsgesetz in aller Regel die Messstellenbetreiber das Eigentum an den Messein-richtungen haben. Dies könnte indes schwierig sein, da ein beweglicher Zählpunkt nicht jederzeit lückenlos lokalisierbar sein dürfte. Auch erscheint fraglich, ob die Automobil-hersteller einen solchen Eingriff dulden.
- ✔ Passt das System der Grund- und Ersatzversorgung der §§ 36 ff. EnWG und der StromGVV auf das Oberleitungssystem? Oder kommt es ohne eine Rückfallversorgung (wie u.a. bei der Bahnstromversorgung) aus? Die Niederspannungsanschlussverord-nung (NAV)¹⁰⁸ bietet dahingehend nur eine erste Orientierung. Ferner wird z.B. eine An-schlussunterbrechung (§§ 17 und 24 NAV) unter den Bedingungen des Gemeinge-brauchs und einer ständig unter Spannung stehenden Oberleitung wohl nicht möglich sein.

¹⁰⁸ Niederspannungsanschlussverordnung vom 1. November 2006 (BGBl. I S. 2477), die zuletzt durch Artikel 7 des Gesetzes vom 29. August 2016 (BGBl. I S. 2034) geändert worden ist.

- ✔ Es müssen neue rechtliche Wege durchdacht werden, um Missbrauch, technischen Gefahren und unentgeltlicher Stromentnahme wirksam entgegenzuwirken. Anpassungen der Straßenverkehrsordnung und des Zulassungsrechts könnten hier bspw. durch eine eigene Fahrstromverordnung ergänzt werden, die einen Großteil der genannten energiewirtschaftsrechtlichen Problemstellungen eigenständig regeln könnte, ohne den Rahmen gänzlich aufzugeben, den EnWG und der Entwurf des Messstellenbetriebsgesetzes vorzeichnen.

(2) Alternative Kraftstoffe und Oberleitung-Hybride

- ✔ Wie lassen sich alternative Kraftstoffe in den Betrieb von Hybrid-Oberleitungs-Lkws integrieren?

Die oben (vgl. a)) erwähnten Maßnahmen der Bundesregierung zur Förderung von Erdgas- und Wasserstoff sind begrüßenswert. Sie ergänzen sich grundsätzlich mit dem Konzept der Oberleitungs-Lkw. Denn als Hybride könnten sich die Lkw neben der Oberleitungselektrifizierung auch mit Gas oder Wasserstoff versorgen.

3. Ausblick: Einsatz weiterer alternativer Kraftstoffe im Straßenverkehr

a) Technologieoffenheit als umfassender Ansatz

- ✔ Wie würden Alternativen zu einem technologieoffenen Ansatz aussehen und wären diese rechtliche durchzusetzen? Welche Probleme stellen sich insbesondere in verfassungsrechtlicher und europarechtlicher Hinsicht?

Basierend auf der AFI-Richtlinie verfolgen sowohl der NSR als auch die MKS einen technologieoffenen und –neutralen Ansatz. Im Fokus stehen hier neben dem Aufbau von Ladeinfrastruktur für elektrisch betriebene Fahrzeuge vor allem Schaffung eines Tankstellennetzwerks für die Wasserstoffversorgung von Brennstoffzellen-Fahrzeugen sowie für die LNG (Liquefied Natural Gas)-Versorgung schwerer Nutzfahrzeuge, um vor allem den pan-europäischen Verkehr von LNG-Lkw zu ermöglichen.¹⁰⁹

Aktuelle Studien zeigen, dass perspektivisch ein emissionsfreier Verkehr ohne TechnologiemiX nicht zu befriedigen ist. Darüber hinaus sprechen rechtliche Gründe *für* einen technologieoffenen Ansatz. Insbesondere aus rechtlicher Perspektive ist zu berücksichtigen, dass die Schaffung eines Rechtsrahmens, um ggf. nicht vorhersehbare technologische Fortschritte (außer-

¹⁰⁹ NSR, S. 5.

halb z.B. eines primär oder ausschließlich geförderten Energieträgers) regulatorisch einfangen zu können, ein sehr zeitintensiver Prozess ist. Es ist also bereits jetzt dafür Sorge zu tragen, dass der Rechtsrahmen – entsprechend der technologischen Entwicklung – möglichst technologieoffen gehalten und fortentwickelt wird.

Demgegenüber muss die Frage gestellt werden, wie denn ein technologiespezifischer Ansatz aussähe und ob ein solcher rechtlich vertretbar wäre. Möglich wäre zum einen die konkrete und gezielte **Förderung** eines bestimmten Weges, z.B. von Wasserstoff durch einseitige Fördermaßnahmen. Dabei gilt als gedankliche Prämisse, dass die Förderung anderer Kraftstoffe infolge dessen unterbliebe – sonst hätte man gerade wieder keinen technologiespezifischen, sondern einen technologieoffenen Ansatz. Bei der speziellen Förderung folgen rechtlich allerdings sowohl auf Verfassungsebene (Art. 3 Abs. 1 GG) als auch europarechtlich Schwierigkeiten. Hier stellen sich insbesondere beihilferechtliche Fragen, da eine gezielte (und insofern diskriminierende) Subvention grundsätzlich nach europäischem Recht verboten ist, Art. 107 AEUV¹¹⁰. Es bedürfte hierfür einer der Ausnahmen des Art. 107 Abs. 3 AEUV (Abs. 2 wäre nicht einschlägig).

Denkbar wären auch **ordnungsrechtliche Vorgaben**, also Maßnahmen der Wirtschaftsüberwachung, wie z.B. das Verbot einer spezifischen Antriebsart oberhalb einer bestimmten Quote. Ein solcher verfassungsrechtlich relevanter Eingriff müsste indes jedenfalls verhältnismäßig sein, um gerechtfertigt werden zu können. Vorliegend wäre indes wahrscheinlich bereits schwer zu argumentieren, worin der legitime Zweck zu sehen wäre. Dies würde nämlich bedeuten in der Nachweispflicht zu sein, dass die Förderung eines bestimmten Kraftstoffes und bestimmter Antriebsformen bis zu einem Maß effektiver und förderungswerter als andere sein, welches es rechtfertigte, die übrigen Formen auszuschließen (wiederum bedenken: technologiespezifischer Ansatz).

Im Übrigen wird auf die Ausführungen zum Einsatz alternativer Kraftstoffe im Straßengüterfernverkehr verwiesen (vgl. 2).

¹¹⁰ Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union, Fassung aufgrund des am 1.12.2009 in Kraft getretenen Vertrages von Lissabon (Konsolidierte Fassung bekanntgemacht im ABl. EG Nr. C 115 vom 9.5.2008, S. 47).

b) 37. BImSchV

- ✔ Können Kraftstoffhersteller sich bei der Verwendung von Wasserstoff, der aus grünen Power to Gas-Anlagen gewonnen wird, in ihrem Raffinerieprozess die dadurch hergestellten Kraftstoffe auf ihre Treibhausgasquote anrechnen lassen?
- ✔ Wäre das nur möglich, wenn der dem Elektrolyseur zur Verfügung gestellte Strom direkt – also ohne das Netz der allgemeinen Versorgung zu benutzen – an den Elektrolyseur geleitet wird?
- ✔ Wäre eine Anrechnung nicht auch dann zu wünschen, wenn der Strom zwar über das Netz der allgemeinen Versorgung geleitet wird, die Power to Gas-Anlage indes netz- und systemdienlich betrieben wird?

Die Mineralölwirtschaft wird gemäß Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG) verpflichtet, die Treibhausgasemissionen – bezogen auf die jährliche Gesamtabsatzmenge an Otto- und Dieselkraftstoff (einschließlich des Biokraftstoffanteils) – durch das Inverkehrbringen von Biokraftstoffen zu senken.¹¹¹ Die jeweilige Treibhausgaseinsparung ist prozentual festgelegt und steigt in den nächsten Kalenderjahren. Um dieses Ziel zu erreichen, wurden zur Durchführung bereits die 36. BImSchV (Verordnung zur Durchführung der Regelungen der Biokraftstoffquote)¹¹² sowie die Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung¹¹³ erlassen. Diese betreffen Kraftstoffe aus bspw. Biomasse.¹¹⁴

Mit der 37. BImSchV¹¹⁵ - Integration von Wasserstoff aus Power to Gas-Anlagen in den Otto-kraftstoff- und Dieselkraftstoff-Raffinerieprozess zur Anrechnung auf die Treibhausgasquote - soll die Erfüllung der Treibhausgasminderung bei Kraftstoffen auch für den Bereich der strombasierten Kraftstoffe und mitverarbeiteten biogenen Öle geöffnet werden und der Mineralölwirtschaft damit eine weitere Option geboten werden, ihre Vorgaben zu erfüllen.¹¹⁶

¹¹¹ §§ 37ff. Gesetz zum Schutz vor schädlichen Umwelteinwirkungen durch Luftverunreinigungen, Geräusche, Erschütterungen und ähnliche Vorgänge in der Fassung der Bekanntmachung vom 17. Mai 2013 (BGBl. I S. 1274), das zuletzt durch Artikel 3 des Gesetzes vom 18. Juli 2017 (BGBl. I S. 2771) geändert worden ist.

¹¹² Sechsendreißigste Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (Verordnung zur Durchführung der Regelungen der Biokraftstoffquote) vom 29. Januar 2007 (BGBl. I S. 60), die zuletzt durch Artikel 1 der Verordnung vom 4. April 2016 (BGBl. I S. 590, 1318) geändert worden ist.

¹¹³ Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung vom 30. September 2009 (BGBl. I S. 3182), die zuletzt durch Artikel 2 der Verordnung vom 4. April 2016 (BGBl. I S. 590) geändert worden ist.

¹¹⁴ Definition von Biokraftstoffen in § 37b BImSchG.

¹¹⁵ Siebenunddreißigste Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (Verordnung zur Anrechnung von strombasierten Kraftstoffen und mitverarbeiteten biogenen Ölen auf die Treibhausgasquote - 37. BImSchV) vom 01.01.2018.

¹¹⁶ BT-Drs. 18/11283 S. 21 f..

Die Verordnung dient der Umsetzung der Richtlinie (EU) 2015/652 des Rates vom 20. April 2015 zur Festlegung von Berechnungsverfahren und Berichterstattungspflichten gemäß der Richtlinie 98/70/EG des Europäischen Parlaments und des Rates über die Qualität von Otto- und Dieselmotorkraftstoffen. Mit dieser Verordnung werden weitere Erfüllungsoptionen für die Treibhausgasquote geschaffen. Es ist davon auszugehen, dass die Quotenverpflichteten von diesen Optionen nur dann Gebrauch machen, wenn sie in der Gesamtkalkulation kostengünstiger als die bestehenden Erfüllungsoptionen sind. In der Summe ist daher davon auszugehen, dass es zu Kosteneinsparungen kommt.¹¹⁷

Neben den unterschiedlichen Anwendungsmöglichkeiten dürften vor allem die folgenden Fragen von maßgeblichem Interesse sein:

Die oben aufgeworfenen Fragen sollten in Zukunft genau geprüft werden. Dies böte eine Möglichkeit, mittelbar den Ausbau von netz- und systemdienlichen Power to Gas-Anlagen zu fördern, was langfristig auch die Nutzung von Power to Gas-Wasserstoff im Rahmen der Wasserstoff-Brennstoffzellen-Technologie anreizen und erleichtern könnte.

¹¹⁷ BT-Drs. 18/11283 S. 21 f..

IV. Gebäude

1. Steuerung von Nutzerverhalten

- ✔ Mit welchen normativen Mitteln kann Einfluss auf das Nutzerverhalten genommen werden?
- ✔ Welche Eingriffstiefe sollte hier gewählt werden?

Nutzerverhalten

Einsparpotenzial durch umweltbewusstes Verbraucherverhalten

Rebound-Effekt hebt Effizienzsteigerungen (teilweise) auf

Potenzielle normative Lösungsansätze

- ✔ Schaffung von Bewusstsein durch Informationen und Transparenz
- ✔ Lenkung durch gesetzliche Verpflichtungen
- ✔ Schaffung von finanziellen Anreizen für ein umweltbewusstes Verhalten

Technologien werden zunehmend effizienter wodurch große Einsparpotenziale gehoben werden können. Neben der technischen Effizienzsteigerung ist das Nutzerverhalten ein wesentlicher Aspekt für die Senkung des Energiebedarfs und damit der Treibhausgase. Durch eine bedachte Steuerung und Nutzung der elektrischen Geräte und Heizungen kann der Energieverbrauch deutlich gesenkt werden.

Das Nutzerverhalten läuft jedoch häufig konträr zu den Einsparzielen. Der sogenannte Rebound-Effekt beschreibt das Phänomen, dass Effizienzsteigerungen die Kosten senken, was dazu führen kann, dass der Verbrauch oder die Nutzung steigen und so die erzielten Einsparungen (teilweise) wieder aufgehoben werden.¹¹⁸ Beispielsweise wird nach einer Gebäudesanierung auf eine höhere Raumtemperatur geheizt, als dies vorher der Fall war.

¹¹⁸ UBA, Rebound-Effekte, abrufbar unter: <http://www.umweltbundesamt.de/themen/abfall-ressourcen/oekonomische-rechtliche-aspekte-der/rebound-effekte>.

Hier ist die Frage zu adressieren, wie auf normativer Ebene diesem Effekt entgegengewirkt werden kann und das Verbraucherverhalten ganz allgemein positiv beeinflusst oder gesteuert werden kann. Hier müssen sowohl die individuelle Freiheit im Sinne des Art. 2 Abs. 1 GG, als auch die Klimaschutzziele Berücksichtigung finden. Auf einer ersten Stufe könnte über die Bereitstellung und Transparenz von Informationen ein stärkeres Bewusstsein geschaffen werden. Beispielsweise könnte eine Verpflichtung implementiert werden, Betriebskostenabrechnungen mit mehr Informationen und gegebenenfalls Einspartipps zu versehen. So können Verbraucher ihr Nutzungsverhalten anpassen. Denkbar könnte auch der Einsatz einer App für die Informationsbereitstellung sein. Darüber hinaus könnte mit Verpflichtungen gearbeitet werden, wie der Aufrüstung von Heizungen mit programmierbaren Thermostaten oder der Gewährung von Zugriff auf den Ladevorgang von Elektromobilen durch den Netzbetreiber, sogenanntes gesteuertes Laden. (vgl. III.1.b)(1)). In diesem Zusammenhang kommen zudem zahlreiche Fragen des Datenschutzes und der Datensicherheit auf.

Schließlich ist in Erwägung zu ziehen, zusätzliche finanzielle Anreize für die Einsparung von Energie zu implementieren. Die Kosten des CO₂-Ausstoßes könnten eingepreist werden oder Mechanismen geschaffen werden, die CO₂-arme Energieträger im Vergleich zu den fossilen Energieträgern vergünstigen.

2. Sanierungspflicht für Bestandsgebäude und Versäumnisfolgen

- Mit welchen Mitteln kann die Sanierungsrate von Bestandsgebäuden gesteigert werden?

Sanierung von Bestandsgebäuden

§ 9 i.V.m. Anlage 3 Nr. 1 bis 6 EnEV

- Effizienzvorgaben bei Erneuerung oder Zubau von Außenwänden, Fenster, Dächern etc.

§ 10 EnEV

- Verpflichtender Austausch von Heizungsanlagen, die mit flüssigen oder gasförmigen Brennstoffen beschickt werden, und ein bestimmtes Alter erreicht haben

26d EnEV

- Kontrollen eines „statistisch signifikanten Prozentanteils aller in einem Kalenderjahr neu ausgestellten Energieausweise“

§ 8 Abs. 1 Nr. 1, Abs. 3 EnEG

- ✓ Verstöße gegen die §§ 9, 10 EnEV sind Ordnungswidrigkeiten, die mit bis zu 50.000 € Bußgeld geahndet werden können.

Für Bestandsgebäude enthält die Energieeinsparverordnung (EnEV)¹¹⁹ lediglich Effizienzanforderungen für den Fall, dass ohnehin Erneuerungen, wie der Austausch von Außenwänden, Fenstern oder Dächern vorgenommen werden.¹²⁰ Eine Pflicht zur Sanierung erwächst hieraus nicht. Lediglich der Austausch von Heizungsanlagen eines bestimmten Alters, die mit flüssigen oder gasförmigen Brennstoffen beschickt werden, ist vorgeschrieben.¹²¹

Dies führt dazu, dass die aktuelle Sanierungsrate von Bestandsgebäuden unter einem Prozent jährlich liegt.¹²² Der Gebäudebestand wäre folglich bei Beibehaltung dieser Geschwindigkeit erst in 100 statt 30 Jahren vollständig saniert. Dies führt zwangsläufig zu einer Verfehlung der Klimaziele der Bundesregierung.

Erfolgt eine Erneuerung des Gebäudes (Änderung, Erweiterung, Ausbau) und besteht daher die Verpflichtung gewisse Effizienzstandards einzuhalten, handelt ordnungswidrig, wer dies vorsätzlich oder leichtfertig unterlässt.¹²³ Die Geldbuße kann bis zu 50.000 € betragen.¹²⁴ Kontrolliert werden soll die Einhaltung der Vorschriften durch Stichprobenkontrolle der Energieausweise.¹²⁵ Die geringe Aussagekraft der Energieausweise wird kritisiert. Diese ermöglichen keine Kontrolle der Einhaltung der Sanierungspflichten. Wird eine Erneuerung - beispielsweise eines Fensters - durchgeführt, so ist dies aus dem Energieausweis allein nicht ersichtlich. Es kann nicht geprüft werden, ob die neu eingebauten Fenster den Effizienzanforderungen der EnEV entsprechen. Zudem sind die Kontrollen der Energieausweise in den meisten Bundesländern ungenügend, wie eine Befragung der Deutschen Umwelthilfe ergab.¹²⁶ Die EnEV

¹¹⁹ Verordnung über energiesparenden Wärmeschutz und energiesparende Anlagentechnik bei Gebäuden vom 24. Juli 2007 (BGBl. I S. 1519), die zuletzt durch Artikel 3 der Verordnung vom 24. Oktober 2015 (BGBl. I S. 1789) geändert worden ist.

¹²⁰ § 9 i.V.m. Anlage 3 Nr. 1 bis 6 EnEV.

¹²¹ § 10 EnEV.

¹²² Vgl. z.B. <https://www.dena.de/themen-projekte/energieeffizienz/gebaeude/>

¹²³ § 27 Abs. 1 Nr. 3 bis 6 EnEV.

¹²⁴ § 8 Abs. 1 Nr. 1, Abs. 3 Gesetz zur Einsparung von Energie in Gebäuden (Energieeinsparungsgesetz - EnEG) in der Fassung der Bekanntmachung vom 1. September 2005 (BGBl. I S. 2684), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 4. Juli 2013 (BGBl. I S. 2197) geändert worden ist.

¹²⁵ § 26d EnEV.

¹²⁶ DUH, Regelungs- und Vollzugsdefizite der Energieeinsparverordnung (EnEV) bei der Durchsetzung des Energieausweises als Lenkungsinstrument, April 2015.

schreibt lediglich sehr unbestimmt Kontrollen eines „statistisch signifikanten Prozentanteils aller in einem Kalenderjahr neu ausgestellten Energieausweise“ vor.¹²⁷ Die Umsetzung der EnEV obliegt den Bundesländern. Berlin beispielsweise hat die EnEV-Durchführungsverordnung Berlin¹²⁸ erlassen. Regelungen zur Kontrolle der Einhaltung der EnEV-Standards enthält diese jedoch nicht. Die wendigsten Länder haben für die Kontrollen überhaupt eine Zuständigkeit eingerichtet.¹²⁹

Um die Sanierungsrate zu erhöhen, ist die Implementierung von Sanierungspflichten in das Gesetz notwendig. Ein möglicher Ansatzpunkt ist die Nutzung von bestimmten Zeitfenstern zur Sanierung, wie Mieterwechsel oder Veräußerungen von Gebäuden. Ergänzt werden müsste eine derartige Verpflichtung um zureichende Kontrollen der Einhaltung.

3. Sicherstellung der Qualität von Sanierungen

- ✔ Wie kann die Qualität der Sanierungsarbeiten gesichert werden?
- ✔ Sollten zusätzliche Anforderungen an Unternehmen und Handwerker gestellt werden und eine Kontrolle der Arbeiten etabliert werden?

§ 26 Abs. 2 EnEV normiert eine Verantwortung für die Einhaltung der Vorschriften der EnEV der im Auftrag des Bauherrn tätigen Personen. Ordnungswidrig kann daher nicht nur der Bauherr, sondern auch die mit der Errichtung oder Änderung von Gebäuden betraute Personen, handeln.¹³⁰ Zudem muss der mit der Sanierung Beauftragte in einer Unternehmererklärung bestätigen, dass die Arbeiten den Anforderungen der EnEV entsprechen.¹³¹

Folglich sind Handwerker und andere Unternehmer an die EnEV gebunden und die Arbeiten müssen den enthaltenen Standards entsprechen. In der Praxis haben die Handwerksbetriebe jedoch das Problem, ihr Mitarbeiter, deren Ausbildung teilweise Jahrzehnte zurückliegt, auf dem aktuellen Stand der Technik zu halten. Aufgrund der sich wandelnden gesetzlichen Anforderungen an die Errichtung und Sanierung von Gebäuden, fällt es schwer, Schritt zu halten. Die Folge ist, dass zahlreiche Handwerker nicht entsprechend ausgebildet sind und es zu Mängeln bei der Sanierung oder der Nichterreicherung der Effizienzziele kommt. Hinzu kommt, dass

¹²⁷ § 26d Abs. 2 EnEV.

¹²⁸ Verordnung zur Durchführung der Energieeinsparverordnung in Berlin (EnEV-Durchführungsverordnung Berlin – EnEV-DV Bln) vom 18.12.2009 (GVBl. S. 889), geändert durch Verordnung vom 17. Dezember 2010 (GVBl. S. 665).

¹²⁹ *DUH*, ebenda, S. 4.

¹³⁰ § 27 Abs. 1 EnEV.

¹³¹ § 26a Abs. 1 EnEV.

die ausgeführten Arbeiten keinem Monitoring unterliegen und die versprochenen Effizienzsteigerungen nicht nachgeprüft werden.

4. Gebäude als Kraftwerke

- ✔ Mit welchen gesetzlichen Maßnahmen kann erreicht werden, dass Neubauten flächen-deckend so errichtet werden, dass sie kraftwerksähnlich agieren und nicht auf die Rolle der Energieverbraucher beschränkt bleiben?
- ✔ Wie kann der regulatorische Rahmen ausgestaltet werden, um einen intelligenten Netzausbau und eine Netzbewirtschaftung anzureizen, damit die Netze mit den veränderten Verbrauchs- und Erzeugungsstrukturen zurechtkommen?

Neubauten können technisch so errichtet werden, dass sie mehr Energie liefern, als sie verbrauchen

- ✔ Erhöhung des erneuerbare Energien Anteils
- ✔ Senkung des Transportbedarfs von Strom
- ✔ Systemstabilisierung durch Einsatz als steuerbare Last

Neue Anforderungen an die Netze

- ✔ Fluktuierende Einspeisung auf Verteilnetzebene
- ✔ Intelligente Steuerung der Netze wird erforderlich

Technologische Entwicklungen können den Energieverbrauch von Gebäuden auf ein Minimum senken. Gleichzeitig werden die Gebäude zunehmend mit erneuerbaren Energien, vorwiegend mit Strom aus Photovoltaikanlagen, versorgt. Die Rolle der Gebäude als Energieverbraucher wandelt sich hin zur Rolle eines Kraftwerks, das zeitweise Strom in das Netz einspeist. Bei Neubauten lässt sich sogar erreichen, dass die Gebäude im Schnitt mehr Energie liefern, als sie verbrauchen. Erforderlich sind dafür integrierte Konzepte, die auf das jeweilige Gebäude oder den Gebäudekomplex zugeschnitten werden. Weiteres Potenzial lässt sich heben, wenn ganze Quartiere abgestimmt agieren und Versorgungslösungen implementiert werden, die mehrere Häuser oder ein ganzes Quartier gemeinsam vorsorgen. Durch diese dezentralen Strukturen wird der Transportbedarf über die Strom- und Wärmenetze vermindert und weniger zentrale

Erzeugungskapazitäten werden benötigt. Können Gebäude oder Quartiere selbst einen Ausgleich zwischen Bedarf und Erzeugung herstellen, indem Speicher verbaut und die Lasten flexibel gesteuert werden, gewinnt das Gesamtsystem trotz Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien an Stabilität und der Ausgleichsbedarf auf zentraler Ebene nimmt ab.

Durch diese zunehmend dezentralen Strukturen erfolgt die Einspeisung jedoch nicht mehr, wie in der Vergangenheit ganz überwiegend auf Ebene der Übertragungsnetze, die den Strom nach unten verteilen. Vielmehr fließt zukünftig auch Strom in die entgegengesetzte Richtung über die Verteilnetze hoch in die Übertragungsnetze. Diese Entwicklung stellt die Netze und Netzbetreiber vor die unter II.2.e) beschriebenen Probleme. Es müssen Lösungen gefunden werden, um die zunehmend dezentralen und fluktuierenden Erzeuger in das Energiesystem zu integrieren. Erforderlich sind ein intelligenter Netzausbau und eine intelligente Netzsteuerung. Auch dezentrale Speicherlösungen werden unentbehrlich. Hierfür müssen auf normativer Ebene die richtigen Anreize geschaffen und Hürden abgebaut werden.

V. Digitalisierung

§ 29 Abs. 1 MsbG, § 55 MsbG

- ✔ Wesentliche Merkmale: Pflicht zum Einbau intelligenter Messsysteme (§ 2 Nr. 7 MsbG) für Letztverbraucher mit Jahresstromverbrauch über 6T kWh, Letztverbraucher, die gem. § 14a EnWG steuerbare Verbrauchseinrichtungen zur Verfügung stellen, Anlagenbetreiber mit über 7 kW installierter Leistung
- ✔ Grundsätzliche Messwerterhebung von Strom durch intelligente Messsysteme durch Zählerstandsgangmessung (eine Reihe viertelstündig ermittelter Zählerstände von elektrischer Arbeit, § 2 S. 1 Nr. 27 Alt. 1 MsbG)
- ✔ Ratio: Das MsbG soll den neuen Anforderungen des erneuerbaren dezentralen Energiesystems begegnen, das insbesondere durch bidirektionale Strom- und Informationsflüsse und neue Akteure (z.B. sog. Prosumer) gekennzeichnet ist

§ 9 EEG 2017

- ✔ Wesentliche Merkmale: Pflicht zur Vorhaltung technischer Einrichtungen zur Fernsteuerbarkeit der Anlage ab 100 kW installierter Leistung
- ✔ Ratio: Steuerung in Netzeinspeisemanagementsituationen, § 14 EEG 2017

§ 20 EEG 2017

- ✔ Wesentliche Merkmale: Vorhaltung technischer Einrichtungen zur Fernsteuerbarkeit insbesondere zu Gunsten des Direktvermarkters als Anspruchsvoraussetzung der Marktprämienzahlung

Die Flexibilisierung des Energiesystems ist unverzichtbar¹³² und allein denkbar, wenn die Abläufe darstell- und mithin nachvollziehbar und zudem steuerbar werden. Nur dann wird der jeweilige Akteur in die Lage versetzt, auf die Impulse (volatiler) Erzeugung bzw. des Verbrauchs reagieren zu können. Die perfekte Abstimmung von Erzeugung und Verbrauch in Echtzeit kann nur mit Hilfe der Digitalisierung von Abläufen gelingen. Da die ausführenden Programme auf Daten basieren, ist deren Erhebung im geeigneten, erforderlichen und zumut-

¹³² Vgl. § 1a Abs. 3 EnWG.

baren, d.h. verhältnismäßigen Umfang notwendig. Alle Akteure, die systemrelevante Daten durch Erzeugung und Verbrauch produzieren, sollten von der Erhebung, die sich an den Parametern des Verhältnismäßigkeitsgrundsatzes orientieren, erfasst werden.

Darüber hinaus ist die erforderliche Steuerbarkeit der Erzeugungs- bzw. Verbrauchseinheiten zu problematisieren. Eine Steuerbarkeit ist, wie die Pflicht zur Vorhaltung eines intelligenten Messsystems, gesetzlich für bestimmte Anlagen vorgesehen, damit sie insbesondere aus Gründen der Gewährleistung der Systemsicherheit angesteuert werden können. Dies betrifft jedoch oft - dem konkreten Normzweck entsprechend - systemrelevante Anlagen. Wenn sich die, dem Gesetzgeber diesbezüglich eingeräumte, Einschätzungsprärogative manifestiert, dann oft in Gestalt einer vorausgesetzten konkreten installierten Leistung, die den Anwendungsbereich der jeweiligen Regelung begrenzt.

1. Ausstattung mit intelligenten Messsystemen

- ✔ In welchem Umfang ist der Rollout von Smart Metern notwendig und sollte ein Opting-Out ermöglicht werden?
- ✔ Wie können lastvariable Tarife geschaffen werden?

Die enge computergestützte Verzahnung von Erzeugung und Verbrauch setzt zunächst geeignete Messsysteme voraus, die zum digitalen Transfer von Messergebnissen geeignet sind, um sie anschließend verarbeiten zu können und eine automatisierte Steuerung zu ermöglichen.

Der regulatorische Rahmen bietet hier als Ansatzpunkt das verhältnismäßig junge Messstellenbetriebsgesetz (MsbG)¹³³, welches die obligatorische Installation von sogenannten intelligenten Messsystemen für bestimmte Verbraucher und Erzeuger vorsieht. Mit diesem intelligenten Messsystem können Daten in bestimmten Umfang erhoben werden, die sodann auf eine bestimmte Art und Weise übertragen werden. Eine Messung und Datenübertragung in Echtzeit ist gesetzlich prinzipiell nicht vorgesehen.

Verbraucherschützer sowie der Bundesrat kritisieren die fehlende Möglichkeit eines „Opting-Out“ für Letztverbraucher.¹³⁴ Eine verbleibende Wahlmöglichkeit der Verbraucher wäre zum einen datenschutzrechtlich zu begrüßen. Zum anderen würde sie den Verbraucherschutz stär-

¹³³ Gesetz über den Messstellenbetrieb und die Datenkommunikation in intelligenten Energienetzen vom 29. August 2016 (BGBl. I S. 2034), das durch Artikel 15 des Gesetzes vom 22. Dezember 2016 (BGBl. I S. 3106) geändert worden ist.

¹³⁴ BT-DS 18/7555, S. 125.

ken, denn nach dem Gesetz dürfen für intelligente Messsysteme auch Einpersonenhaushalten bis zu 100 Euro jährlich in Rechnung gestellt werden.¹³⁵

Auf der anderen Seite mahnen die Übertragungsnetzbetreiber an, dass im Falle der (gewünschten) Zunahme der Attraktivität von Eigenversorgungsmodellen (vgl. dazu II.1.d)), eine Ausrüstung aller Prosumer mit intelligenten Messsystemen wünschenswert wäre, damit deren Verhalten im System sichtbar wird. Ab einer gewissen kritischen Masse wird eine Vielzahl kleiner Erzeugungsanlagen systemrelevant.¹³⁶

Es gilt daher in beide Richtungen zu untersuchen, bei welchen Erzeugern und Letztverbrauchern intelligente Messsysteme künftig verbaut werden sollten. Dabei ist eine praktische Konkordanz mit datenschutz- und datensicherheitsrechtlichen Gesichtspunkten herzustellen. Die Gewinnung der Daten durch intelligente Messsysteme ist nicht alternativlos: Auf Erzeugerseite könnte die Ist-Einspeisung von PV-Anlagen beispielsweise über Wetterdaten von Automobilen gewonnen werden. Tennet und VW planen hier eine Kooperation.¹³⁷ Auf Lastseite könnten Letztverbraucher auch über verbesserte Standardlastprofile prognostiziert werden. Seit deren Erstellung vor einigen Jahren hat sich das Verbrauchsverhalten deutlich gewandelt. Die Rollout-Vorschrift des Messstellenbetriebsgesetzes¹³⁸ gilt es daher nochmal zu überdenken.

Um die Kosten der intelligenten Messsysteme refinanzieren zu können, müssten Verbraucher die Möglichkeit haben, mindestens 100 Euro jährlich durch die Nutzung lastvariabler Tarife einsparen zu können. Sowohl die EU¹³⁹ als auch der Bundesgesetzgeber¹⁴⁰ drängen auf die Einführung lastvariabler Tarife. Durch die intelligenten Messsysteme werden nun die technischen Rahmenbedingungen geschaffen. Dennoch ist ein flächendeckender Einsatz lastvariabler Tarife derzeit nicht absehbar. Entsprechend dem Wortlaut des § 40 Abs. 5 S. 1 EnWG haben Lieferanten lediglich irgendeinen Lastvariablen Tarif für Letztverbraucher anzubieten. Der Tarif muss nicht attraktiv sein, sofern er die zivilrechtlichen Schranken der §§ 134, 138 BGB

¹³⁵ § 31 Abs. 1 Nr. 6 MsbG.

¹³⁶ Stellungnahme der Übertragungsnetzbetreiber vom 01.03.2016, abrufbar unter: http://www.50hertz.com/Portals/3/Content/NewsXSP/50hertz_flux/Dokumente/20160301_GDE_Stellungnahme_4UENB.PDF (abgerufen am 25.04.2017).

¹³⁷ <http://www.faz.net/aktuell/wirtschaft/unternehmen/fuer-stromleitungsbetreiber-vw-fahrer-sollen-wetterdaten-sammeln-14983868.html> (abgerufen am 25.04.2017).

¹³⁸ § 29 MsbG.

¹³⁹ http://europa.eu/rapid/press-release_MEMO-16-3961_de.htm.

¹⁴⁰ Vgl. § 40 Abs. 5 EnWG.

wahrt. Zu diskutieren gilt, durch welche Nudges der Gesetzgeber *de lege ferenda*¹⁴¹ die Schaffung eines breiten Angebots an attraktiven lastvariablen Tarifen veranlassen kann.

2. Datenübermittlungen nach dem Messstellenbetriebsgesetz

- ✓ Inwiefern sollten die standardmäßig vorgesehenen Datenübermittlungen nach dem Messstellenbetriebsgesetz angepasst werden?

Mit dem Messstellenbetriebsgesetz scheint der Gesetzgeber kein umfassendes Gesamtkonzept zu verfolgen, sondern das Konzept des „learning by doing“ fortzusetzen. Die Halbwertszeit der Normen könnte daher gering sein.

§ 60 MsbG sieht lediglich Datenübermittlungen für den Vortag als regulatorischen Standard vor. Es gilt zu klären, ob innerhalb dieses Rechtsrahmens die angestrebte Flexibilisierung der Lastseite erreicht werden kann oder regulatorische Nachbesserungen – z.B. die standardisierte Übermittlung von Echtzeitdaten – nötig sind.

Widersprüchlich erscheint auch, dass Letztverbraucher mit einem Jahresstromverbrauch über 6.000 kWh von der Rollout-Pflicht der intelligenten Messsysteme erfasst sind,¹⁴² aber erst ab einem Jahresstromverbrauch über 10.000 kWh eine Bilanzierung auf Basis von Zählerstandsgängen erfolgt¹⁴³. Die Ausstattung mit intelligenten Messsystemen und gleichzeitige Bilanzierung nach Standardlastprofilen ist inkohärent. Zu untersuchen gilt, auf welchen Wegen Kohärenz hergestellt werden kann. Die Frage drängt, da durch den fortschreitenden Rollout der intelligenten Messsysteme zunehmend Fakten determiniert werden und somit der regulatorische Gestaltungsspielraum eingeschränkt wird.

Die §§ 56, 64 MsbG sehen die Übermittlung von Netzzustandsdaten vor. Zu untersuchen gilt, ob die enumerativ aufgelisteten „begründeten Fälle“ der Erhebung den Netzbetreibern eine ausreichende Datenbasis zur Wahrnehmung ihrer Regelverantwortung verschaffen. Neben den enumerativ aufgelisteten Fällen dürfen Netzzustandsdaten ohne Personenbezug erhoben werden.¹⁴⁴ Zu klären gilt, welche Daten personenbezogen im Sinne der Norm sind.

¹⁴¹ Nach noch zu erlassendem (zukünftigem) Recht.

¹⁴² § 29 Abs. 1 Nr. 1 MsbG.

¹⁴³ § 12 Abs. 1 StromNZV i.V.m. § 60 Abs. 3 MsbG.

¹⁴⁴ § 56 Abs. 2 MsbG i.V.m. § 3 Abs. 1 BDSG.

3. Datenschutz- und Datensicherheitsrechtliche Herausforderungen

- ✔ Erweisen sich die technischen Richtlinien des BSI als praxistauglich?

Stromverbrauchsdaten ermöglichen tiefe Einblicke in die Privatsphäre der Bürger sowie Betriebsgeheimnisse von Unternehmen. Ein adäquater Datenschutz ist nicht nur verfassungsrechtlich geboten, sondern auch die politische Grundvoraussetzung für die gesellschaftliche Akzeptanz der Digitalisierung der Energiewende.. Ob das Messstellenbetriebsgesetz insoweit ausreichend ist, erscheint äußerst zweifelhaft. Die Diskussion und Normierung des Datenschutzes drängt. Andernfalls würden durch den Markt – ähnlich wie bei Suchmaschinen (Google) – Fakten geschaffen werden.

Datensicherheitsrechtlich steigt die Vulnerabilität des Energiesystems. Neben der staatlichen Verantwortung für die Energieversorgung als Teil der Daseinsvorsorge gilt auch hier das Vertrauen der Bevölkerung zu wahren: Sollte es beispielsweise am Tag der Bundestagswahl zu flächendeckenden Blackouts durch Systemangriffe kommen, würde dies zu einer Verunsicherung der Bevölkerung hinsichtlich der staatlichen Handlungsfähigkeit führen. Zu diskutieren sein wird, ob bestimmte Bereiche der Daseinsvorsorge wie beispielsweise Krankenhäuser, Müllverbrennungsanlagen oder die Flugsicherung von der Rollout-Pflicht intelligenter Messsysteme ausgenommen werden sollten, da deren Funktionsfähigkeit für die Gesellschaft gewissermaßen das *conditio-sine-qua-non* bildet.

Das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik hat eine technische Richtlinie mit sechs Anhängen veröffentlicht, welche Vorgaben zu Datensicherheit und Funktionsumfang von Smart Metern normiert.¹⁴⁵ Deren Praxistauglichkeit muss sich erweisen und fortlaufend kritisch hinterfragt werden.

4. EU Datenschutzgrund-Verordnung

- ✔ Was bedeutet die Datenschutzgrundverordnung für das Messstellenbetriebsgesetz?
- ✔ Kommt ein neues Bundesdatenschutzgesetz?

¹⁴⁵ Technische Richtlinie TR-03109.

Ab dem 25. Mai 2018 gilt die Datenschutzgrund-Verordnung der EU.¹⁴⁶ Der Bundesgesetzgeber hat diese beim Erlass des Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende nicht berücksichtigt. Dennoch ist anzunehmen, dass der nationale Gesetzgeber (unbeabsichtigt) von der Öffnungsklausel des Art. 6 Abs. 1 lit. e, Abs. 2 Datenschutzgrund-Verordnung Gebrauch gemacht hat. Würde man die Energieverbrauchsdaten hingegen zu den besonderen Kategorien personenbezogener Daten nach Art. 9 Abs. 1 Datenschutzgrund-Verordnung zählen, so wäre deren Verarbeitung grundsätzlich untersagt. Insoweit muss das Verhältnis der Datenschutzgrund-Verordnung zum Messstellenbetriebsgesetz hinsichtlich eines möglichen Anwendungsvorrangs der Datenschutz-Grundverordnung beleuchtet werden. Gleichzeitig ist ein neues Bundesdatenschutzgesetz in Planung.¹⁴⁷ Daraus werden weitere Fragestellungen resultieren. Daher bestehen aktuell offene Fragen zum anwendbaren Rechtsrahmen der Digitalisierung der Energiewende.

5. Wandel von Marktakteuren und Geschäftsfeldern

✍ Wer wird / bleibt Stakeholder der digitalen Energiewelt?

Der rasante Wandel der Energiewirtschaft durch die Digitalisierung der Energiewende wird die Rollen der vorhandenen Marktakteure verändern, neue Marktakteure schaffen und bisherige Marktakteure unter Umständen entbehrlich machen. Hier sind viele Fragen offen: Werden Smart-Meter-Gateway-Administratoren auf einer „Mittalebene“ zwischen Verteilernetzbetreibern und Übertragungsnetzbetreibern zum zentralen Stakeholder der informatischen Energiewende aufsteigen? Werden Energielieferanten als Bilanzkreisverantwortliche bei der Energiebeschaffung von der heutigen Planabsatzstrategie auf eine Istabsatz-orientierte Beschaffungsstrategie wechseln (können)¹⁴⁸ und / oder über das Demand-Side-Management ihren Bilanzkreis ausgeglichen halten? Werden Prosumer die klassischen Energielieferanten entbehrlich machen? Und werden energiefremde Branchen, v.a. aus dem IT-Bereich, den klassischen Energieversorgungsunternehmen ihre Geschäftsfelder streitig machen? Fest steht lediglich, dass angesichts der beschleunigten Digitalisierung ein Gefühl der Unsicherheit die Energiewirtschaft beherrscht. Wer keine Flexibilität besitzt und neue Wege nicht beschreiten kann

¹⁴⁶ Verordnung (EU) 2016/679 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 27. April 2016 zum Schutz natürlicher Personen bei der Verarbeitung personenbezogener Daten, zum freien Datenverkehr und zur Aufhebung der Richtlinie 95/46/EG (Datenschutz-Grundverordnung).

¹⁴⁷ Gesetzentwurf der *Bundesregierung*: Entwurf eines Gesetzes zur Anpassung des Datenschutzrechts an die Verordnung (EU) 2016/679 und zur Umsetzung der Richtlinie (EU) 2016/680 (Datenschutz-Anpassungs- und -Umsetzungsgesetz EU – DSAnpUG-EU), BT-DS 18/11325, v. 24.02.2017.

¹⁴⁸ Dazu *Kammel/Hollmann*, in: *Köhler-Schulte*, Die Digitalisierung der Energiewende, S. 48 f.

oder will, wird von cleveren Geschäftsmodellen ausgestochen werden.¹⁴⁹ Wer sich der neuen digitalisierten Welt hingegen anpasst, dem tun sich neue Chancen auf.

a) Virtuelle Kraftwerke

- Ist für das virtuelle Kraftwerk eine Veränderung des regulatorischen Rahmens notwendig?

Strom wurde durch konventionelle Kraftwerke stetig und zentral erzeugt. Mit dem Anstieg der erneuerbaren Energien geht eine dezentrale und volatile Erzeugung einher. Zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit werden Erneuerbare-Energien-Anlagen mit Stromspeichern wie Batterien, Elektrofahrzeugen und Pumpspeicherkraftwerken zu sogenannte virtuellen Kraftwerken zusammengefasst. Deren Steuerung erfolgt zentral. Zwischen der Steuerungszentrale und den beteiligten Anlagen des virtuellen Kraftwerks müssen in Echtzeit Daten über die technische Verfügbarkeit der Anlagen, deren Ist-Einspeisung sowie die (potentielle) Kann-Einspeisung ausgetauscht werden. Die Einspeiseleistung muss ferngesteuert regelbar sein. Schließlich benötigt die Steuerungszentrale fortlaufend Wetterprognosen und Strompreisprognosen. Nach der gegenwärtigen KRITIS-Verordnung¹⁵⁰ bezieht sich der Schwellwert zur Einstufung einer Erzeugungsanlage als kritische Infrastruktur auf die einzelne Anlage als solche.¹⁵¹ Zu diskutieren sein wird, ob de lege ferenda das virtuelle Kraftwerk als solches ab einer bestimmten installierten Leistung als kritische Infrastruktur angesehen werden sollte, auch wenn die einzelnen Anlagen des Kraftwerks für sich betrachtet den Schwellwert nicht übersteigen.

Virtuelle Kraftwerke werden eine zunehmende Bedeutung für den Regenergiemarkt gewinnen. § 6 Abs. 4 S. 4 StromNZV ermöglicht bereits gegenwärtig die Bildung von Anbietergemeinschaften zur Erreichung der Mindestangebotsgröße. Dieses Pooling ist notwendig, da die einzelnen Erneuerbare-Energien-Anlagen des virtuellen Kraftwerks für sich betrachtet wegen ihrer volatilen Erzeugung die Präqualifikationsvoraussetzungen einer Zeit- und Arbeitsverfügbarkeit von 100 % nicht erfüllen können. Überlegenswert erscheint eine Herabsetzung der Mindestangebotsgröße.

b) Smart-Home-Dienstleistungen

- Welche Anforderungen bestehen de-lege-lata für Smart-Home-Dienstleistungen?

¹⁴⁹ *Niederhaus/Fuchs*, Digitalisierung braucht Leadership, S. 130, 133.

¹⁵⁰ BSI-Kritisverordnung vom 22. April 2016 (BGBl. I S. 958).

¹⁵¹ Gegenwärtig liegt der Schwellwert bei einer installierten Leistung von 420 MW.

Ein entscheidender Mehrwert der intelligenten Messsysteme kann nur durch lastvariable Tarife und darauf aufbauenden Smart-Home-Anwendungen realisiert werden. Für Letzteres wird eine komplexe Infrastruktur benötigt. Regulatorisch hat der Gesetzgeber die Anforderungen an die Interoperabilität der Kommunikationseinheit konkretisiert.¹⁵² Datenschutzrechtlich ist fraglich, welche Anforderungen an die Wirksamkeit einer Einwilligung im Sinne des Art. 6 Abs. 1 lit. a, Art. 7 Datenschutzgrund-Verordnung zu stellen sind. Die Datenübermittlungen und -verarbeitungen in der Energiewirtschaft sind komplex. Dementsprechend stellt sich die Frage, welcher Grad an Einsichtsfähigkeit für eine wirksame Einwilligung erforderlich ist. Außerdem gilt zu klären, ob der Gesetzgeber ein Koppelungsverbot dergestalt normieren sollte, dass der Vertragsabschluss von Smart-Home-Dienstleistungen seitens des Dienstbieters nicht von der Preisgabe personenbezogener Daten abhängig gemacht werden darf, die hierfür nicht erforderlich sind.¹⁵³ Datensicherheitsrechtlich gilt zu klären, ob der Gesetzgeber proaktiv die Nutzung des Smart-Meter-Gateways als Kommunikationsinfrastruktur jeder energievorsorgungsfremden Mehrwertdienstleistung determinieren sollte. Hinsichtlich der Wahrnehmung der Regelverantwortung der Netzbetreiber ist fraglich, ob die Bereitstellungspflicht von Informationen¹⁵⁴ durch die Smart-Home-Dienstleister normativ konkretisiert werden muss.

c) Die Blockchain

✦ Ist die Blockchain eine Utopie oder ein Energielieferungsmodell der Zukunft?

Es gilt zu klären, ob die sogenannte Blockchain nur ein Modebegriff oder ein neues Marktmodell der Zukunft ist. Dabei wird jeder Prosumer als eigener Lieferant am Markt tätig, mithin entsteht ein Peer-to-Peer-Handel. Die Variablen einer Transaktion werden dabei verschlüsselt und mit den Variablen anderer Transaktionen zu Blöcken zusammengefasst, wodurch eine „Datenblockkette“ entsteht. Eine Realisierung der Idee innerhalb des bestehenden Rechtsrahmens erscheint nicht möglich: Wenn der Plattformbetreiber der Blockchain nicht selbst als Lieferant auftreten soll, bleibt die Frage der haftungsrechtlichen Verantwortlichkeit bei Störfällen sowie die Bilanzkreisverantwortung offen.¹⁵⁵ Unklar ist auch, ob die Blockchain als solche als Kritische Infrastruktur i.S.d. KRITIS-Verordnung anzusehen ist bzw. angesehen werden sollte. Sofern die Blockchain mit einer virtuellen Währung (wie z.B. Bitcoins) verknüpft

¹⁵² Technische Richtlinie BSI TR-03109-1 Anlage 1.

¹⁵³ Der Anwendungsbereich des § 49 Abs. 5 MsbG erstreckt sich nur auf die Belieferung mit Energie und den Zugang zu Tarifen, nicht hingegen auf die Steuerung von Lasten durch Smart-Home-Dienstleister.

¹⁵⁴ § 12 Abs. 4 S. 1 Nr. 6 EnWG normiert das sog. Energieinformationsnetz.

¹⁵⁵ Dazu u.a.: Scholtka/Martin, RdE 2017, 113 – 119.

werden sollte, wären schließlich die Vorgaben des Kreditwesengesetzes¹⁵⁶ zu beachten. In technischer Hinsicht fehlen gegenwärtig noch die intelligenten Messsysteme, welche die notwendige Bilanzierung und Abrechnung auf der Basis von Zählerstandsgängen ermöglichen.¹⁵⁷ Unter Netzstabilitätsgesichtspunkten wird die „Kupferplatte“ fingiert. In Hamburg entsteht derzeit die Open Energy Exchange Plattform. Die Idee wurde 2015 mit dem European Utility Award ausgezeichnet. Lösungen der rechtlichen (und physikalischen) Probleme finden sich auf der Homepage der OEEX nicht.

6. „Unbundling“ im Spannungsfeld

- Zwischen welchen Akteuren sollte eine informatorische Entflechtung vollzogen sein / werden und wo hemmt diese die Energiewende?

In der vergangenen Dekade hat die Zahl der Marktakteure in der Energiewirtschaft zugenommen. Ursächlich ist zum einen die Entflechtung vertikal integrierter Energieversorgungsunternehmen¹⁵⁸. Zum anderen werden durch die Digitalisierung der Energiewende gegenwärtig neue Marktrollen wie die des Smart-Meter-Gateway-Administrators¹⁵⁹ und des Smart-Home-Diensteanbieters geschaffen. Bereits oben haben wir die Frage aufgeworfen, ob Unbundling noch zeitgemäß ist (dazu II.2.d)). Informatorische Entflechtungen sollen teils dem Wettbewerb, teils dem Datenschutz und somit in allen Fällen letztendlich dem Verbraucherschutz dienen. Andererseits könnte die informatorische Entflechtung ein Hemmnis für die Energiewende darstellen. In dem jeweiligen Verhältnis der Akteure ist eine Interessenabwägung vorzunehmen. Für vertikal integrierte Versorgungsunternehmen ist de lege lata eine informatorische Entflechtung zwischen Netzbetrieb und Lieferantensparte vorgesehen.¹⁶⁰ Zu klären sein wird, ob dadurch verfügbares Datenmaterial zur Wahrnehmung der Systemverantwortung der Netzbetreiber ungenutzt bleibt. Zwischen dem Messstellenbetreiber¹⁶¹ (grundzuständiger Messstellenbetreiber sind die Verteilernetzbetreiber¹⁶²) und dem Verteilernetzbetreiber ist keine informatorische Entflechtung vorgesehen. Der im Referentenentwurf zunächst vorgesehene § 3 Abs. 4 S. 2 MsbG wurde gestrichen. Durch die Norm sollte verhindert werden, dass der grundzuständige Messstellenbetreiber anderen Sparten innerhalb des vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmens Wettbewerbsvorteile verschafft. Ob dies allein durch die

¹⁵⁶ Kreditwesengesetz in der Fassung der Bekanntmachung vom 9. September 1998 (BGBl. I S. 2776), das durch Artikel 6 des Gesetzes vom 13. April 2017 (BGBl. I S. 866) geändert worden ist.

¹⁵⁷ Vgl. § 12 Abs. 4 StromNZV.

¹⁵⁸ § 3 Nr. 38 EnWG.

¹⁵⁹ § 2 S. 1 Nr. 20 MsbG.

¹⁶⁰ § 6a EnWG.

¹⁶¹ § 2 Satz 1 Nr. 12 MsbG.

¹⁶² § 2 Satz 1 Nr. 4, § 3 Abs. 1 MsbG.

Regelungen zur Zweckbindung der Datenverwendung erreicht werden wird, kann angezweifelt werden. Auch bestehen keine Entflechtungsvorgaben hinsichtlich potentieller Smart-Home-Dienstanbieter hinsichtlich von Smart-Home-Dienstleistungen und anderen Geschäftsfeldern des Unternehmens. Die Beseitigung dieser Unterregulierung drängt, sofern der Gesetzgeber nicht – in der nächsten Branche – durch Google und Co. vor vollendete Tatsachen gestellt werden möchte.

7. Energiemanagement in der Industrie 4.0

✦ Wie kann die Digitalisierung zu Energiesuffizienz beitragen?

Die Verdoppelung der Energiebezugskosten in der letzten Dekade¹⁶³ führt dazu, dass die Energieeffizienz für die energieintensive Industrie ein entscheidender Wettbewerbsfaktor geworden ist. Neben dieser wirtschaftlichen Komponente, sind stromkostenintensive Unternehmen regulatorisch zur Durchführung eines systematischen Energiemanagements verpflichtet, sofern sie von der EEG-Umlagenbegrenzung profitieren möchten, §§ 63 Nr. 1, 64 Abs. 3 Nr. 2 EEG 17.¹⁶⁴ Das Potential der Energieeffizienz durch den Austausch von Maschinen ist begrenzt und teilweise weitestgehend ausgeschöpft. Ein professionelles Energiemonitoring mit automatisierter Datenauswertung leistet wertvolle Dienste bei der Identifikation weiterer Einsparpotentiale.¹⁶⁵ Die sauberste Energie ist und bleibt diejenige, die nicht verbraucht wird. Die Digitalisierung der Energiewende im weiteren Sinne sollte daher bei der Energiesuffizienz im Rahmen der Industrie 4.0 – also außerhalb der klassischen Energiewirtschaft – beginnen.

¹⁶³ <http://de.statista.com/statistik/daten/studie/154012/umfrage/grosshandelspreise-fuer-strom-in-deutschland-seit-2008/> (abgerufen am 23.04.2017).

¹⁶⁴ Die politische Entscheidung der EEG-Umlagenbegrenzung sowie deren Verfassungsmäßigkeit sollen i.R.d. Digitalisierung nicht erörtert werden.

¹⁶⁵ *Junge*, in: *Köhler-Schulte*, Industrielles Energiemanagement im Zeichen der Digitalisierung und der Energiewende, S. 44 f.

VI. Partizipation und Verbraucherschutz

Die Beteiligung von Bürgern bei der in den politischen Energiewendezielen wurzelnden Umstrukturierung des Energiesystems sollte mitgedacht werden. Partizipation schafft unabhängig von ihrer Art oder Ebene, auf der sie ermöglicht ist, Identifikationsmöglichkeiten für die die Energiewende tragende Bevölkerung und mithin Unterstützungsbereitschaft. Diese ist aktuell gegeben, droht jedoch zu schwinden, was sich in Form vereinzelt lokal geleisteten Widerstands bemerkbar macht und einem kosteneffizienten Umbau, insbesondere im Kontext des Zubaus von Erzeugungs- und Netzanlagen, abträglich ist.

Die Vorschriften zur Öffentlichkeitsbeteiligung haben in den letzten Jahren kontinuierlich zugenommen und spielen auch im Rahmen der Energiewende eine immer bedeutendere Rolle. Immer häufiger finden sich in den Gesetzesbegründungen ausdrückliche Hinweise auf Öffentlichkeitsbeteiligung und Akzeptanz.¹⁶⁶ Ablehnendem Bürgerwillen und potentiell Protest der Öffentlichkeit soll mit gesetzlich neuen Instrumenten begegnet werden, um so große Verwaltungsentscheidungen zu legitimieren. Diese Beteiligungsverfahren variieren allerdings noch in den verschiedenen rechtlichen Bereichen. So enthalten beispielsweise die Verfahren zur Endlagersucher nach dem Standortauswahlgesetz¹⁶⁷ sehr detaillierte Regelungen bezüglich der Transparenz und der Beteiligung. Auch im Bereich des Ausbaus von Energieleitungen hat der Gesetzgeber im Rahmen des EnLAG¹⁶⁸ und des NABEG¹⁶⁹ die Öffentlichkeitsbeteiligungsvorschriften erweitert, um so zu einer größeren Akzeptanz dieser Vorhaben zu gelangen. Da allerdings gerade in diesem Bereich das grundsätzliche „Ob“ feststeht, versuchen die gesetzlichen Regelungen das „Wie“ mit mehr Mitsprache auszugestalten. Ob sie damit allerdings dem gestiegenen Bedürfnis der Öffentlichkeit nach mehr Beteiligung nachkommen, ist höchst umstritten.¹⁷⁰

1. Informations- bzw. Unterrichtungspflichten

- ✓ Führen die gesetzlichen Informations- und Unterrichtungspflichten in der Praxis tatsächlich zu mehr Transparenz?

¹⁶⁶ S. beispielhaft BT-Drucksache 18/4655, S. 21; BT-Drs. 17/6073, S. 2.

¹⁶⁷ Gesetz zur Suche und Auswahl eines Standortes für ein Endlager für hochradioaktive Abfälle (Standortauswahlgesetz - StandAG) vom 5. Mai 2017 (BGBl. I S. 1074), das zuletzt durch Artikel 2 Absatz 16 des Gesetzes vom 20. Juli 2017 (BGBl. I S. 2808) geändert worden ist.

¹⁶⁸ Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen (Energieleitungsausbaugesetz - EnLAG) vom 21. August 2009 (BGBl. I S. 2870), das zuletzt durch Artikel 14 des Gesetzes vom 22. Dezember 2016 (BGBl. I S. 3106) geändert worden ist.

¹⁶⁹ Netzausbaubeschleunigungsgesetz Übertragungsnetz (NABEG) vom 28. Juli 2011 (BGBl. I S. 1690), das zuletzt durch Artikel 2 Absatz 13 des Gesetzes vom 20. Juli 2017 (BGBl. I S. 2808) geändert worden ist.

¹⁷⁰ Beispielhaft zum Bundesverkehrswegeplan schon *Wulfhorst*, DVBl 2012, S. 466 – 475.

Informations- bzw. Unterrichtungspflichten waren lange Zeit der betroffenen Öffentlichkeit vorbehalten, sind aber mit dem UIG¹⁷¹ und dem IFG¹⁷² deutlich erweitert worden, so dass auch die nicht betroffene Öffentlichkeit mittlerweile gesetzliche Ansprüche auf Informationen geltend machen kann. Zwar bieten diese Rechte zunächst keine direkte Einflussmöglichkeit im Sinne einer Beteiligung, doch dienen sie als notwendige Vorstufe dazu. Deshalb gilt es die Ausgestaltung der Informations-, bzw. der Unterrichtungspflichten, die sich auf die Energiewende beziehen, genauer zu überprüfen und der Frage nachzugehen, ob sie das Kriterium der Transparenz auch tatsächlich erfüllen.¹⁷³

2. Instrumente direkter oder sachunmittelbarer Demokratie

- ✓ Welche Wirkungen und Grenzen haben Instrumente direkter oder sachunmittelbarer Demokratie?

Die direktdemokratischen oder sachunmittelbaren Instrumente betreffen alle Formen einer nicht repräsentativen, unmittelbaren Verfahrensbeteiligung des wahl- und damit auch abstimmungsberechtigten Volkes. Solche Entscheidungen gewinnen zunehmend vor allem auf Landes- aber mehr noch auf kommunaler Ebene an Bedeutung, da gerade hier die Öffentlichkeit die Möglichkeit sieht, Entscheidungen direkt und nicht durch ihre gewählten Repräsentanten zu beeinflussen. Gerade bei großen Infrastrukturprojekten, wie im Energiebereich, sollten diese Instrumente mit Möglichkeiten und Grenzen rechtlich aufgezeigt und eruiert werden, denn sie können maßgeblich die Planung konkreter Vorhaben bestimmen.

3. Instrumente planungsrechtlicher Beteiligung

- ✓ Wie sollte die planungsrechtliche Beteiligung ausgestaltet werden? Ist die Implementierung neuer Instrumente sinnvoll?
- ✓ Sollte der Rechtsschutz bei der planungsrechtlichen Beteiligung gestärkt werden?

Gerade dem Bereich planungsrechtlicher Beteiligung kommt juristisch gesehen eine große Bedeutung zu, da die verfahrensrelevante Beteiligung in den einzelnen Fachplanungen geregelt ist. Die Energiewende mit Atomausstieg, Netzausbau, Windkraft, usw. wird erheblich in

¹⁷¹ Umweltinformationsgesetz (UIG) in der Fassung der Bekanntmachung vom 27. Oktober 2014 (BGBl. I S. 1643), das zuletzt durch Artikel 2 Absatz 17 des Gesetzes vom 20. Juli 2017 (BGBl. I S. 2808) geändert worden ist.

¹⁷² Gesetz zur Regelung des Zugangs zu Informationen des Bundes (Informationsfreiheitsgesetz - IFG) vom 5. September 2005 (BGBl. I S. 2722), das durch Artikel 2 Absatz 6 des Gesetzes vom 7. August 2013 (BGBl. I S. 3154) geändert worden ist.

¹⁷³ Beispielhaft § 12 f EnWG, das einen sog. „konditioniertem Herausgabeanspruch“ enthält (BT-Drs. 17/6072, S. 70).

diesen Bereich vordringen, so dass die partizipationsrechtlichen Vorschriften von besonderem Interesse sind. Fragen stellen sich deshalb hinsichtlich der Ausgestaltung der Beteiligungsvorschriften im jeweiligen Verfahren, die beispielweise auch die rechtliche Verbindlichkeit betrifft. So enthält das StandAG sehr genaue Vorgaben, wie die Öffentlichkeit beteiligt werden soll, schafft aber wenig bis gar keinen Rechtsschutz für diese Beteiligung.¹⁷⁴ Auch die Frage, ob sich in den energiewenderelevanten Verfahren, die Beteiligung auf Anhörungs-, Auslegungs- und Unterrichtungspflichten beschränkt oder ob tatsächlich neue Instrumente gesetzlich eingeführt wurden, soll Teil der Untersuchung sein.

4. Finanzielle Bürgerbeteiligung

✍ Wie können Bürger finanziell an der Energiewende partizipieren?

Die finanzielle Partizipation von Bürgern am Energiesystem kann unterschiedliche Bezugspunkte haben und in verschiedenen Gestalten vorkommen, die den Grad der Beteiligung (mittelbar/unmittelbar) beeinflussen. Insbesondere eine finanzielle Beteiligung mit Renditeerwartung an Gesellschaften, die Erzeugungsanlagen betreiben, ist nicht die einzig denkbare Beteiligungsoption.

Als Bezugspunkte können sowohl das Energienetz als auch Energieerzeugungsanlage ausgemacht werden. In der Praxis werden Arten der Beteiligung jedoch im weit überwiegenden Umfang im Zusammenhang mit Erzeugungseinheiten diskutiert oder angeboten.

Zunächst kann eine informatorische Beteiligung von Bürgern, die vorzugsweise Mitbestimmungsmöglichkeiten vorsieht, bei der Planung und Errichtung von Anlagen (Netz- und Erzeugungsanlage) stattfinden. Insbesondere das dem ordnungsgemäßen Betrieb von (Wind-)Energieerzeugungsanlagen zugrundeliegende BImSchG sieht einen solchen Mechanismus nicht vor. Das im Rahmen der Genehmigungserteilung nach BImSchG zu berücksichtigende und insbesondere eine Öffentlichkeitsbeteiligung bei der Aufstellung von Bauleitplänen vorschreibende Bauleitplanungsrecht, lässt nur eine Inzidenzprüfung des bei Wind meist ausschlaggebenden Flächennutzungsplans zu. Als hoheitliche Handlungsform sui generis ohne Regelungswirkung ist dieser nur in raren Ausnahmefällen, die eine Annahme der Antragsbefugnis rechtfertigen, analog § 47 VwGO justiziabel. Das Recht, den Flächennutzungsplan bereits im Verwaltungsverfahren zu beanstanden, ist nur bezüglich erheblicher Mängel zulässig

¹⁷⁴ Siehe zur alten Fassung des StandAG, *Wiegand*, NVwZ, 2014, S. 838 f.

und präkludiert vergleichsweise schnell. Im Zeitpunkt der Planung und Durchführung des Vorhabens ist die Frist deshalb meist abgelaufen.

Infolge eines hoheitlichen Eingriffs aufgrund eines formellen Gesetzes, kann in Betracht gezogen werden, den Vorhabenträger im Planungsstadium zur Offerte bestimmter Beteiligungsarten zu verpflichten.¹⁷⁵ Denkbar ist in diesem Rahmen eine Beteiligung lokaler Wohnsitzinhaber mit Gesellschaftsanteilen des Vorhabenträgers, das Profitieren von einem günstigeren Strompreis bzw. sonstige finanziellen Vorteilen. Diese Mechanismen sind zwar geeignet, die Akzeptanz der lokalen Bevölkerung für die Anlage positiv zu beeinflussen; eine gesamtgesellschaftliche Teilhabe ergibt sich aber nicht.

Es ist möglich, dass im Wirkungsbereich der Anlage lebende Personen von deren Betrieb negativ beeinflusst werden. Fraglich ist, ob auf eine Geldzahlung gerichtete zivilrechtliche Kompensationsansprüche als eine Form der Beteiligung in Betracht kommen. Da der Betrieb einer Anlage durch eine juristische Person des öffentlichen Rechts regelmäßig der Fiskalverwaltung zugeordnet werden muss, sind auch in diesen Konstellationen grundsätzlich zivilrechtliche Anspruchsgrundlagen relevant. Hier bieten sich jedoch generell keine Anknüpfungspunkte, wenn die Anlage formell und materiell rechtmäßig betrieben wird, da es in diesen Fällen meist bereits an einer anspruchsbegründenden Pflichtverletzung durch den Anlagenbetreiber als Anspruchsgegner fehlen dürfte.

Ist die Anlage in Betrieb, kann eine mittelbare Beteiligung der lokalen Wohnsitzinhaber durch eine von der Kommune erhobene Finanzabgabe – worunter Gebühren, Beiträge, Steuern und ganz ausnahmsweise Sonderabgaben fallen – denkbar sein. Die Passfähigkeit, bzw. Zulässigkeit der jeweiligen Form der Finanzabgabe ist nicht unproblematisch.

¹⁷⁵ S. z.B. das Bürger- und Gemeindebeteiligungsgesetz Mecklenburg-Vorpommern oder § 36g Abs. 3 Nr. 3 b) EEG 2017.

VII. Planungsrecht

Die Energiewende wirft neben den bereits adressierten eher wirtschafts- und ordnungsrechtlich orientierten Fragestellungen auch solche auf, deren Bewältigung Aufgabe des Raumordnungs- und Planungsrechts ist. Dessen Überfachlichkeit bzw. Querschnittscharakter führt zwar dazu, dass stets Anknüpfungspunkte zum Fachrecht bestehen, gleichwohl birgt gerade eine föderale Staatsstruktur insoweit Konfliktpotenzial, als dass mehrere staatliche Akteure und ihre Handlungen aufeinandertreffen. Besonderes Augenmerk gilt dabei der Verteilung der Gesetzgebungskompetenzen und der Planungshoheiten.

Im erstgenannten Spannungsfeld bewegt sich die jüngere Klimaschutzgesetzgebung der Länder. Klimaschutz durch Rechtssetzung wird von verschiedensten Akteuren verfolgt, so dass sich entsprechende Rechtsakte auf allen normenhierarchischen Ebenen finden. Mittlerweile reihen sich auch die Bundesländer in den Kanon derjenigen Akteure ein, die klimaschutzrechtliche Bemühungen an den Tag legen. Während mit Nordrhein-Westfalen, Baden-Württemberg, Rheinland-Pfalz, Bremen, Berlin und Schleswig-Holstein bereits fünf Bundesländer Klimaschutzgesetze mit eigenen Reduktionsverpflichtungen hinsichtlich der landesweiten Treibhausgasemissionen (sog. Klimaschutzziele) erlassen haben, beabsichtigen weitere Länder ähnliche Gesetzesakte oder streben Klimaschutz über politische Pläne, Programme und Konzepte an. Diese Klimaschutzgesetze der Länder sind zu analysieren und in den vorhandenen Bestand des Klimaschutzrechts einzuordnen. Hierbei aufgeworfene Fragestellungen betreffen die Gesetzgebungskompetenz der Länder und damit eng verbunden das Verhältnis zum Emissionszertifikatehandel sowie die Möglichkeiten der raumordnungs- und planungsrechtlichen Durchsetzung der Klimaschutzziele. Als Beispiel kann auf die Vorschrift des § 12 LPIG NRW¹⁷⁶ verwiesen werden, dessen Tragweite im Lichte von §§ 2 und 7 ROG¹⁷⁷ ermittelt werden muss.

Auch die Verteilung und Abgrenzung der Planungshoheiten ist im Zuge der Energiewende erneut in den Fokus geraten. Neben der kommunalen Planungshoheit spielt das Verhältnis zwischen Bund und Ländern bei der Verwirklichung von Infrastrukturmaßnahmen und diesbezüglicher Planung eine Rolle. Die normenhierarchische Konfliktlösung sollen dabei Normen

¹⁷⁶ Landesplanungsgesetz Nordrhein-Westfalen vom 3. Mai 2005 (Fn 1) (Fn 2) (Fn 10) in der Fassung der Bekanntmachung vom 11. Februar 2001 (GV. NRW. S. 50), zuletzt geändert durch Gesetz vom 3. Februar 2004 (GV. NRW. S. 96).

¹⁷⁷ Raumordnungsgesetz vom 22. Dezember 2008 (BGBl. I S. 2986), das zuletzt durch Artikel 2 Absatz 15 des Gesetzes vom 20. Juli 2017 (BGBl. I S. 2808) geändert worden ist.

wie §§ 5 und 6 ROG sowie §§ 37, 38 BauGB¹⁷⁸ fördern. Von gesteigertem Interesse ist dabei die Frage, in welchem Umfang spezialgesetzliche Normen wie § 12 Abs. 2 StandAG daneben einen Beitrag zu Konfliktlösung leisten.

¹⁷⁸ Baugesetzbuch in der Fassung der Bekanntmachung vom 3. November 2017 (BGBl. I S. 3634).