

Anstoß für eine Neukonzeption der Strom-/Gasnetzregulierung ausgelöst durch das Urteil des EuGH vom 02.09.2021

Prof. Dr. Hans-Peter Schwintowski/ Prof. Dr. Jörg-Rafael Heim *

Vorbemerkung

Der regulatorische Rahmen in Deutschland für die Strom- und Gasnetze bedarf durch die Entwicklungen der Energie- und folglich auch der Netzwirtschaft einer grundlegenden Revision. Als Katalysator wirkt das Urteil des EuGH vom 02.09.2021¹, aus dem nicht nur eine inhaltliche, sondern auch eine organisatorische Neuordnung der Regulierung in Deutschland resultieren muss. Der folgende Text soll einen Beitrag zur Diskussion über die Fortentwicklung des Rahmens für die Regulierung liefern.

Den Verfassern des Beitrags ist klar, dass sie nur einen kleinen Teil der Fragen aufgreifen können, die einer Neuordnung zugeführt werden müssen. Der Beitrag erhebt nicht den Anspruch, ein vollständiges, neues Netzregulierungskonzept zu entwickeln. Es geht vielmehr darum, einen Anstoß zu geben, um zu zeigen, wie gedacht werden müsste, um zu einem neuen Konzept der Netzregulierung zu kommen. Letztlich müsste ein Zukunftsteam Netzregulierung gebildet werden, um die vielfältigen strategischen Grundfragen für die Netzregulierung zu entwickeln und zu beantworten. Eine davon wird sein müssen, ob es sinnvoll ist, am Konzept der **Anreizregulierung** festzuhalten.

I. Das Grundkonzept für einen neuen Netzregulierungsrahmen in Deutschland

1. Das Urteil des EuGH vom 02.09.2021

a. Die Vorwürfe der EU-Kommission

Das Urteil des EuGH vom 02.09.2021² betraf eine Vertragsverletzungsklage nach Art. 258 AEUV (eingereicht am 16.11.2018 von der Europäischen Kommission) gegen die Bundesrepublik Deutschland, unterstützt durch das Königreich Schweden. Das Vertragsverletzungsverfahren betraf vier Rügen der EU-Kommission gegen die Bundesrepublik. Mit der **4. Rüge**, um die es hier gehen wird, warf die Kommission der Bundesrepublik vor, sie habe bestimmte Regelungen der Strom-/Gasrichtlinien³ nicht ordnungsgemäß umgesetzt und zwar deshalb, weil die Zuständigkeiten für die Festlegung der Übertragungs- und Verteilungstarife, der Bedingungen für den Zugang zu den nationalen Netzen und der Bedingungen für die Erbringung für die Ausgleichsleistungen, anders als in § 24 Satz 1 EnWG geregelt, nicht der Bundesregierung, sondern ausschließlich der nationalen Regulierungsbehörde (im Folgenden: NRB) zugewiesen sei. Die von der Bundesregierung auf der Grundlage von § 24 Satz 1 EnWG erlassenen Rechtsverordnungen stellten detaillierte Anweisungen an die NRB dar, wie sie ihre Regulierungsaufgaben wahrzunehmen hätten. Die Festlegung solcher Details durch die Bundesregierung hindere die NRB jedoch daran, eine eigene Einschätzung vorzunehmen. Die Bundesregierung habe somit den NRB Zuständigkeiten genommen, die den NRB nach den Strom- und Gasrichtlinien ausschließlich zugewiesen seien. Das Unionsrecht stelle jedenfalls in Bezug auf Netzentgelte klare Grundsätze auf⁴, außerdem fänden sich, was Netzanschluss- und Netzzugangsbedingungen anbelange, in den jeweiligen europäischen Netzkodizes detaillierte Vorgaben, unter anderem für Laststellen, Erzeuger und Hochspannungsanlagen.⁵

¹ Rs C-718/18

² Rs C-718/18.

³ Richtlinie 2009/72 (Strom), Richtlinie 2009/73 (Gas).

⁴ Art. 37 Abs. 10 Rili 2009/72 (Strom) und VO (EU) 2017/460 (Erdgas).

⁵ Das Vorbringen der Kommission findet sich im Urteil in den Rn. 58-90.

Der EuGH hat diesen Vorwürfen der EU-Kommission voll inhaltlich zugestimmt.⁶ Er ist damit den Schlussanträgen des Generalanwaltes *Pitruzzella* vom 14.01.2021⁷ praktisch gefolgt. Im Ergebnis stellt der EuGH fest⁸, dass die Bundesrepublik Deutschland gegen ihre Verpflichtungen aus Art. 37 Abs. 1a und Abs. 6a,b Rili 2009/72, sowie Art. 41 Abs. 1a und Abs. 6a,b Rili 2009/73 verstoßen hat.

b. Der rechtliche Rahmen

In Art. 37 Abs. 1a Rili 2009/72 (Strom) heißt es:

„(1) Die Regulierungsbehörde hat folgende Aufgaben:

a) Sie ist dafür verantwortlich, anhand transparenter Kriterien, die Fernleitungs- oder Verteilungstarife, bzw. die entsprechenden Methoden festzulegen oder zu genehmigen“.

In Art. 37 Abs. 6 Rili 2009/72 (Strom) heißt es:

„(6) Den Regulierungsbehörden obliegt es, zumindest die Methoden zur Berechnung oder Festlegung folgender Bedingungen mit ausreichendem Vorlauf vor deren Inkrafttreten festzulegen oder zu genehmigen:

a) Die Bedingungen für den Anschluss an und den Zugang zu den nationalen Netzen, einschließlich der Tarife für die Übertragung und die Verteilung oder ihrer Methoden. Diese Tarife oder Methoden sind so zu gestalten, dass die notwendigen Investitionen in die Netze so vorgenommen werden können, dass die Lebensfähigkeit der Netze gewährleistet ist;

b) Die Bedingungen für die Erbringung von Ausgleichsleistungen, die möglichst wirtschaftlich sind und den Netzbenutzern geeignete Anreize bieten, die Einspeisung und Abnahme von Elektrizität auszugleichen. Die Ausgleichskriterien werden auf faire und nichtdiskriminierende Art und auf objektive Kriterien gestützt;“

Die Regelungen in der Richtlinie 2009/73 (Gas) sind praktisch wortgleich.⁹

Die Aufgaben und Befugnisse der Regulierungsbehörde beruhen auf Art. 35 Rili 2009/72 (Strom). Dort heißt es:

„(4) Die Mitgliedstaaten gewährleisten die Unabhängigkeit der Regulierungsbehörde und gewährleisten, dass diese ihre Befugnisse unparteiisch und transparent ausübt. Hierzu stellen die Mitgliedstaaten sicher, dass die Regulierungsbehörde bei der Wahrnehmung der ihr durch diese Richtlinie und zugehörige Rechtsvorschriften übertragenen Regulierungsaufgaben

a) rechtlich getrennt und funktional unabhängig von anderen öffentlichen und privaten Einrichtungen ist

b) und sicherstellt, dass ihr Personal und ihr Management

i) unabhängig von Marktinteressen handelt und

ii) bei der Wahrnehmung der Regulierungsaufgaben keine direkten Weisungen von Regierungsstellen oder anderen öffentlichen und privaten Einrichtungen einholt und entgegennimmt.“

(5) Zur Bewahrung der Unabhängigkeit der Regulierungsbehörde stellen die Mitgliedstaaten insbesondere sicher,

a) dass die Regulierungsbehörde unabhängig von allen politischen Stellen selbstständige Entscheidungen treffen kann und ihr jedes Jahr separate Haushaltsmittel zugewiesen werden, sodass sie den zugewiesenen Haushalt eigenverantwortlich ausführen kann und über eine für die Wahrnehmung ihrer Aufgaben angemessene personelle und finanzielle Ressourcenausstattung verfügt;“

Die Regelungen in der Richtlinie 2009/73 (Gas) sind auch insoweit praktisch wortgleich.¹⁰

Die für das Verfahren beim EuGH einschlägigen Richtlinien 2009/72 (Strom) und 2009/73 (Gas) wurden mit Wirkung vom 01.01.2021 durch die Richtlinie (EU) 2019/944 vom 05.06.2019 aufgehoben und teilweise neu gefasst. Im Ergebnis aber ändert sich an den zitierten Grundregelungen der Strom-/Gasrichtlinie 2009 nichts. Die Mitgliedstaaten gewährleisten nach wie vor die Unabhängigkeit der Regulierungsbehörde (Art. 57 Abs. 4) und stellen sicher, dass die Regulierungsbehörden keine direkten Weisungen von Regierungsstellen unterworfen sind. Der Wortlaut ist insoweit gleich geblieben.

Auch die Aufgaben und Befugnisse der Regulierungsbehörden sind in Art. 59 im wesentlichen wortgleich wie bisher geregelt. Die Regulierungsbehörde legt anhand transparenter Kriterien die Übertragungs- oder Verteilungstarife oder die entsprechenden Methoden oder beides fest oder genehmigt dieses (Art. 59 Abs. 1 a).

Ebenso wortgleich heißt es in Art. 59 Abs. 7a, dass die Regulierungsbehörden vor deren Inkrafttreten, den Bedingungen für den Anschluss an und den Zugang zu den nationalen Netzen einschließlich der Tarife für die

⁶ Urteil aaO. ab Rn. 98-133.

⁷ C-718/18 BeckRs 2021, 195.

⁸ Rn. 133

⁹ So auch EuGH in Rn. 9, 10.

¹⁰ So EuGH Rn. 9, 10.

Übertragung und die Verteilung oder ihrer Methoden festlegt oder genehmigt und zwar auf eine Art und Weise, die die *Lebensfähigkeit* der Netze gewährleistet.

Art. 60 regelt ein Beschwerdeverfahren, wonach Betroffene gegen Entscheidungen der Regulierungsbehörden in bestimmten Fällen innerhalb von 2 Monaten Beschwerde mit dem Ziel der Überprüfung der Entscheidung einlegen können. Außerdem können die Regierungsbehörden und die Kommission die ACER um eine Stellungnahme ersuchen, wenn es um die Frage geht, ob eine Entscheidung der Regulierungsbehörde mit den erlassenen NetzkodizesH und Leitlinien vereinbar ist (Art. 63 Abs. 1).

Schließlich sind die Regulierungsbehörden befugt, erforderlichenfalls die in Art. 59 genannten Vertragsbedingungen, einschließlich der Tarife oder Methoden zu ändern, damit sie gemäß Art. 18 der VO (EU) 2019/943 angemessen sind und diskriminierungsfrei angewendet werden (Art. 60 Abs. 1).

In der VO (EU) 2019/943 vom 5 Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt heißt es in Art. 18 Abs. 1, dass die Entgelte „*die die Netzbetreiber für den Zugang zu den Netzen erheben einschließlich der Entgelte für den Ausbau der Netze kostenorientiert und transparent sein müssen, und der Notwendigkeit der Netzsicherheit und der Flexibilität Rechnung tragen. Sie sollen einem effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreiber entsprechen und unterschiedslos angewandt werden.*“

Im **Ergebnis** kann man festhalten, dass die europäischen Grundregelungen, die die Aufgaben und Befugnisse der Regulierungsbehörden betreffen, im Kern so geblieben sind wie in den Strom/Gas-Richtlinien 2009. Dies bedeutet, auch die den EuGH leitenden Grundsätze und Argumente, mit denen er die Bundesrepublik Deutschland auffordert, die Regulierungsbehörden in Zukunft wirklich unabhängig zu machen, gelten fort. Die Frage, die im Folgenden zu vertiefen ist, lautet, welche Anforderungen der EuGH an das zukünftige Netzregulierungsregime der unabhängigen Regulierungsbehörden Deutschlands stellt.

c. Die Argumentation des EuGH

Zunächst einmal knüpft der EuGH an den Wortlaut von Art. 37 Rili 2009/42 und Art. 41 Rili 2009/73 an. Beide Richtlinien verlangen, so der EuGH, dass die NRB anhand transparenter Kriterien die Fernleitungs- und Verteilungstarife bzw. die entsprechenden Berechnungsmethoden festlegen oder genehmigen.¹¹ Insoweit, so der EuGH ausdrücklich, habe er bereits in einem früheren Urteil entschieden, dass die Zuweisung der Zuständigkeit für die Festlegung wichtiger, die Festsetzung der Tarife betreffender Gesichtspunkte, wie der **Gewinnspanne**, an eine andere Behörde nicht in Einklang mit diesen Regelungen stehe, da eine solche Zuweisung den Umfang der Zuständigkeit der NRB vermindere.¹²

Der Begriff der **Unabhängigkeit**, so der EuGH sei in den Richtlinien 2009/72 (Strom) 2009/73 (Gas) nicht definiert. Seinem Sinn nach bezeichne er eine Stellung, die **garantiert**, dass die betreffende Stelle im Verhältnis zu den Einrichtungen, denen gegenüber ihre Unabhängigkeit zu wahren ist, **völlig frei verhandeln könne** und dabei von **jeglicher Weisung und Einflussnahme von außen** geschützt sei.¹³ Diese Unabhängigkeit, so der EuGH weiter, bedeutet, dass die NRB im Rahmen der im Art. 37 Rili 2009/72 genannten Regulierungsaufgaben und –befugnisse ihre Entscheidungen **selbstständig** und allein auf der Grundlage des öffentlichen Interesses treffen, um die Einhaltung der mit dieser Richtlinie verfolgten Ziele zu gewährleisten, **ohne externen Weisungen anderer öffentlicher oder privater Stellen unterworfen zu sein.**¹⁴

Wie auch der Generalanwalt in Nr. 102 seiner Schlussanträge ausgeführt habe, sei die völlige Unabhängigkeit der NRB gegenüber Wirtschaftsteilnehmern und öffentlichen Einrichtungen notwendig, um zu gewährleisten, dass die von den NRB getroffenen Entscheidungen **unparteiisch und nicht diskriminierend** sind, was die Möglichkeit einer bevorzugten Behandlung der mit der Regierung, der Mehrheit oder jedenfalls der politischen Macht verbundenen Unternehmen und wirtschaftlicher Interessen ausschließe.¹⁵

Aus alledem folge, dass § 24 Satz 1 EnWG, der der Bundesregierung Zuständigkeiten übertrage, die ausschließlich den NRB vorbehalten seien, mit den Zielen der Richtlinien nicht in Einklang zu bringen ist.¹⁶ Keines

¹¹ EuGH Rn. 103.

¹² EuGH aaO Rn. 106 Hinweis: Urteil vom 29.10.2009 C-74/08 *Kommission/Belgien*; EU: C:2009: 681, Rn. 29/30- die *Entscheidung ist nicht veröffentlicht*.

¹³ EuGH aaO Rn. 108, unter Hinweis auf: EuGH v. 11.06.2020 –C-378/19, EU:C:2020:462 Rn. 32/33 *Prezident Slovenskej republiky*.

¹⁴ EuGH aaO Rn. 109 m.w.N.

¹⁵ EuGH aaO Rn. 112.

¹⁶ EuGH aaO Rn. 113-116.

der von der Bundesrepublik vorgebrachten Argumente vermöge diese Beurteilung in Frage zu stellen.¹⁷ Richtig sei, dass Art. 288 AEUV die Mitgliedstaaten verpflichte, bei der Umsetzung einer Richtlinie deren vollständige Wirksamkeit zu gewährleisten, wobei sie aber über einen weiten Wertungsspielraum hinsichtlich der Wahl der Mittel und Wege bei ihrer Durchführung verfügen.¹⁸ Daraus folge, dass die Mitgliedstaaten bei der Organisation und Strukturierung ihrer NRB zwar über eine Autonomie verfügen, diese Autonomie jedoch unter vollständiger Beachtung der in den Richtlinien 2009/72 und 2009/73 festgelegten Ziele und Pflichten auszuüben ist, mit denen sichergestellt werden soll, dass die NRB bei der Ausübung der ihnen vorbehaltenen Zuständigkeiten ihre Entscheidungen **autonom** erlassen.¹⁹ Insbesondere sei es auch dem nationalen Gesetzgeber nicht gestattet, einen Teil der Befugnisse den unabhängigen NRB zu entziehen.²⁰ Insbesondere sei die Übertragung genau umgrenzter Ausführungsbefugnisse unter Beachtung objektiver Tatbestandsmerkmale auf eine unabhängige Behörde zulässig.²¹ In diesem Zusammenhang weist der EuGH mehrfach auf die hinreichend genauen, materiellen Vorgaben zur Ausgestaltung der Netzzugangs- und Tarifierungsmethoden hin.²² Insbesondere würde sich aus den Richtlinien ergeben, dass die Fernleitungs- und Verteilungstarife und die entsprechenden Berechnungsmethoden **anhand transparenter Kriterien** zu bestimmen sein. Es sei zu berücksichtigen, dass die notwendigen Investitionen in die Netze so vorgenommen werden können, dass die Lebensfähigkeit der Netz gewährleistet sei. Außerdem müssten die Tarife und Berechnungsmethoden angemessen sein und in nicht diskriminierender Weise angewandt werden.²³

Hinzu komme, dass es Regelungen für Ausgleichsleistungen und weitere konkretisierende Rechtsakte gäbe. Diese Rechtsakte würden durch mehrere Netzkodizes ergänzt werden.²⁴

In Anbetracht eines **detaillierten normativen Rahmens auf Unionsebene** könne der Bundesrepublik Deutschland nicht darin gefolgt werden, dass es für die Umsetzung der Richtlinien 2009/72 und 2009/73 erforderlich sei, Kriterien für die Berechnung der Tarife auf nationaler Ebene aufzustellen.²⁵

2. Schlussfolgerungen aus dem Urteil des EuGH

Aus alledem folgt, dass der EuGH den nationalen Regulierungsbehörden auf der Grundlage des Richtlinienrechtes **eigenständige Befugnisse** zur Ausfüllung des Regulierungsrechtsrahmens zuweist.

a. Umsetzung des Regulierungsrechtes durch die NRB

Damit durchbricht der EuGH einen Grundsatz, auf den auch der BGH zutreffend hingewiesen hat, nämlich den Grundsatz, wonach die Umsetzung von Richtlinien an die **Mitgliedstaaten** adressiert ist. Genau das ist mit Blick auf die Richtlinien 2009/72 und 2009/73 und auch mit Blick auf die heute geltenden Richtlinien, wie oben gezeigt, nicht der Fall. Nicht der nationale Gesetzgeber hat die Richtlinien umzusetzen, sondern den unabhängigen nationalen Regulierungsbehörden ist es vorbehalten, ohne jeden fremden Einfluss, den Regulierungsrahmen selbst zu entwickeln. Lediglich Beschwerdestellen und/oder Gerichte können angerufen werden, um über die Frage nachzudenken, ob der Regulierungsrahmen mit den geltenden Grundprinzipien des übergeordneten Rechts, das sind insbesondere die europäischen Grundregeln der Verhältnismäßigkeit der Transparenz der Gleichheit und der Diskriminierungsfreiheit, in Einklang steht.

Es kann aber gar keinen Zweifel daran geben, dass es jedenfalls nicht die Mitgliedstaaten, und damit die gesetzgebenden Organe, sind, die das Richtlinienrecht im vorliegenden Falle umzusetzen haben. Es sind allein die unabhängigen nationalen Regulierungsbehörden (NRB). Sie werden vom EuGH zum Regulierungsgesetzgeber gemacht. Sie sind somit Adressaten der Richtlinien und nicht der nationale Mitgliedstaat.

¹⁷ EuGH aaO Rn. 117.

¹⁸ EuGH aaO Rn. 118.

¹⁹ EuGH aaO Rn. 119.

²⁰ EuGH aaO Rn. 130.

²¹ EuGH aaO Rn. 131.

²² EuGH aaO Rn. 120.

²³ EuGH aaO Rn. 120.

²⁴ EuGH aaO Rn. 121-122.

²⁵ EuGH aaO Rn. 123.

b. Horizontale Wirkung der Energierichtlinien

Aus dieser Grundentscheidung des EuGH folgt zunächst einmal, dass sich die betreffenden europäischen Energierichtlinien nicht *vertikal* an die Mitgliedstaaten, sondern **horizontal** an die Regulierungsbehörden und damit zugleich auch an die betroffenen Unternehmen richten, die automatisch vom Regulierungsrechtsrahmen, der zu setzen ist, betroffen sein werden. Diese Konsequenz lässt sich nicht vermeiden, denn der Regulierungsrechtsrahmen, den die Regulierungsbehörden zu schaffen haben, wendet sich materiell an die Netzbetreiber. Das heißt, anders als im Falle der vertikalen Wirkung einer Richtlinie, lässt sich nicht vermeiden, dass eine Richtlinie, die sich an die nationalen Regulierungsbehörden wendet, notwendigerweise auch (zumindest indirekte) Auswirkungen auf die betroffenen Netzbetreiber haben muss. Sie sind nämlich die Unterworfenen des zukünftigen Regulierungsrechtsrahmens.

- a) Aus diesen Gründen ist das **erste Kriterium**, das der EuGH zur Schaffung des neuen Regulierungsrechtsrahmens genannt hat, von großer materieller Bedeutung. Er hat nämlich darauf hingewiesen, dass die Berechnungsmethoden für die Fernleitungs- und Verteilungstarife **anhand transparenter Kriterien** zu bestimmen sind.²⁶ Transparente Kriterien setzen voraus, dass die Kriterien von der nationalen Regulierungsbehörde zunächst einmal benannt und dann mit allen betroffenen Unternehmen so diskutiert werden, dass sie davon Kenntnis nehmen und an der Gestaltung dieser Kriterien auch mitwirken können.
- b) Diese Mitwirkungsverantwortung der netzbetreibenden Unternehmen ergibt sich aus dem **zweiten Kriterium**, das der EuGH ausdrücklich benannt hat.²⁷ Danach haben die nationalen Regulierungsbehörden bei der Festlegung der Tarife und ihrer Berechnungsmethoden und beim Anschluss und Zugang zu den Netzen zu beachten, dass die notwendigen Investitionen in die Netze so vorgenommen werden können, dass die **Lebensfähigkeit der Netze gewährleistet ist**. Unter welchen Voraussetzungen dies der Fall ist, kann die nationale Regulierungsbehörde im Vorfeld etwaiger Festlegungen nur entscheiden, wenn sie diese Fragen zusammen mit den betroffenen Netzbetreibern diskutiert und dabei das Pro und Contra berücksichtigt.

Das bedeutet, die Schaffung eines neuen unabhängigen und eigenständigen Regulierungsrechtsrahmens ist überhaupt nur möglich, wenn die Regulierungsbehörde zunächst einmal diesen Rechtsrahmen entwickelt, sodann zur Diskussion stellt und im Rahmen eines daraus resultierenden Anhörungs- und Mitwirkungsverfahrens letztlich zu einem Rechtsrahmen kommt, der sodann praktiziert wird. Das schließt nicht aus, dass einige Fragen, die Gegenstand dieses Rechtsrahmens sind, in Zukunft auch vor den Gerichten streitig ausgetragen werden. Aber bevor es dazu kommt, muss der Rechtsrahmen selbst erst einmal in einem transparenten, diskriminierungsfreien Verfahren so entwickelt werden, dass nicht nur die nationalen Regulierungsbehörden, sondern vor allem auch die vom Regulierungsrahmen betroffenen Unternehmen, an der Entwicklung und Gestaltung dieses Rahmens teilnehmen können.

Das ergibt sich unmittelbar aus der Logik der Entscheidung des EuGH, aber auch aus der analogen Logik des Art. 288 AEUV. Diese Norm, die normalerweise an die Mitgliedstaaten adressiert ist, muss nunmehr an die Regulierungsbehörden adressiert werden. Dabei dürfen den von der Regulierungsentscheidung betroffenen Unternehmen und Organisationen aber keine Rechtsnachteile entstehen. Während die Mitgliedstaaten im Rahmen eines demokratisch geordneten Verfahrens für das Entstehen von Gesetzen und Rechtsverordnungen sorgen, muss es nunmehr die Regulierungsbehörde sein, die einen solchen Rahmen schafft, indem die betroffenen Unternehmen an der Entstehung des sie leitenden Regulierungsrahmens angemessen mitwirken können.

c. Die Mitwirkungsrechte der Netzbetreiber

Dabei müssen auch die Mitwirkungsrechte der Unternehmen im Vorfeld eines solchen Verfahrens geklärt werden. Das Minimum sind Anhörungs- und Vorschlagsrechte. Gewährleistet muss auch sein, dass jedes Unternehmen, das der Meinung ist, sich äußern zu wollen und zu sollen, dieses kann und darf. Gewährleistet muss schließlich sein, dass gewichtige Einwände von Netzbetreibern gegen das zukünftige Regulierungsrecht zu beachten und zu entkräften sind. Ob und inwieweit bei bestimmten Fragen – eventuell essenziellen Grundfragen – den Unternehmen möglicherweise ein Vetorecht zukommt, wird zu diskutieren sein.

²⁶ EuGH aaO Rn. 120.

²⁷ EuGH aaO Rn. 120.

Zu den Grundfragen werden beispielsweise solche gehören, die etwas mit der Festlegung der Gewinnspanne zu tun haben. Damit ist letztlich die Frage gemeint, wie die positive EK-Verzinsung zu berechnen ist. Darauf hat der Gerichtshof ausdrücklich unter Hinweis auf Vorentscheidungen aus dem Jahre 2009 hingewiesen.²⁸ Letztlich – und das ist die entscheidende Botschaft – folgt aus der Entscheidung des EuGH vom 02.09.2021 die **Rechtspflicht zur Schaffung eines neuen Regulierungsrechtsrahmens** in der Bundesrepublik Deutschland. Die bloße **Auswechslung** des Wortes **Rechtsverordnung** durch das Wort **Festlegung** wäre **rechtswidrig** und würde zu einer erneuten Verletzung des Unionsrechts führen. Dies bedeutet nicht, dass es nicht möglich und zulässig wäre, Teile des bisherigen Rechtsrahmens der Netzregulierung auch in zukünftigen Rahmen, wenn dies sachgerecht wäre, zu übernehmen. Es geht weniger um die Frage der Übernahme an sich, sondern um die Tatsache, dass der Regulierungsrechtsrahmen gestern wie heute den Anforderungen des Europäischen Richtlinienrechts nicht genügt. Hieraus ergibt sich die Pflicht, für die Regulierungsbehörden einen neuen, zeitgemäßen zukunftsweisenden Rechtsrahmen zu schaffen. Der neue Rechtsrahmen muss den Grundsätzen der Transparenz, der Gleichheit und der Nichtdiskriminierung entsprechen. Er muss auf der Grundlage von Vorschlägen, die von Unternehmen und/oder auch von Regulierungsbehörden kommen können, aber auch müssen, entwickelt werden. Das Verfahren dafür ist in angemessener Zeit so zu entwickeln und zu bestimmen, dass die Unternehmen an der Entstehung des Regulierungsrechtsrahmens sachgerecht mitwirken können. Letztlich geht es darum, den Strom- und Gasrichtlinien zur Wirksamkeit (Art. 4 Abs. 3 AEUV) zu verhelfen. Aus diesem Wirksamkeitsgebot des Primärrechtes ist letztlich auch das geeignete Verfahren zwischen den Netzbetreibern und den Regulierungsbehörden zu entwickeln, denn alle Beteiligten sind, so der EuGH, aufgefordert, die Energierichtlinien effektiv und damit wirksam umzusetzen. Sie haben also auch die Aufgabe, Prozesse zu schaffen, die diesen effet utile umsetzen und gewährleisten. Im Grundsatz sollte davon ausgegangen werden, dass der zukünftige Regulierungsrechtsrahmen im **gegenseitigen Einvernehmen** entwickelt wird. Das setzt natürlich zunächst einmal voraus, dass Entwürfe für den Regulierungsrechtsrahmen auf den Tisch kommen. Über diese wäre in geeigneten Gremien, die zu bilden wären, zu diskutieren und das Einvernehmen herzustellen.

d. Die Regulierungsschiedsstelle

Sollte es Fälle geben, in denen ein Einvernehmen nicht herstellbar ist und sollte der fehlende Konsens für Netzzugangs-, Netznutzungs- und Netzentgeltbestimmungen von wesentlicher Bedeutung sein, so sollte über eine **Regulierungsschiedsstelle** nachgedacht werden. Die Einrichtung einer solchen Regulierungsschiedsstelle läge in der Logik der Energierichtlinien, denen es letztlich darum geht, ein transparentes, diskriminierungsfreies und gleiches Verfahren über eine unabhängige, aber zugleich auch unbeeinflussbare und damit parteiliche, Regulierungsagentur zu entwickeln.

Gerade der Gedanke der **Parteilichkeit** spricht für die Einrichtung einer Regulierungsschiedsstelle für jene Fragen, denen es letztlich um die Strukturbausteine des Regulierungsrechts geht. Das sind die Bausteine, die letztlich den Netzzugang, die Netznutzung und die Höhe der Netzentgelte bestimmen. Beispielhaft ist auf den positiven EK-Zins, die Höhe des betriebsnotwendigen Umlaufvermögens, die Höhe des zulässigen Eigenkapitals, oder die Kapitalkosten neben dem X-gen Faktor zu verweisen. Auch die Frage, ob und in welchem Umfang Speicher als netzdienliche Bausteine in das Netz zu integrieren sind, wird in Zukunft zu den Grundfragen gehören; ebenso wie die Frage, ob und inwieweit bestehende Gasnetze zum Transport von Wasserstoff und zur Sektorenkopplung eingesetzt werden können und dürfen.

Bei allen diesen Fragen, die letztlich die Versorgungssicherheit einerseits und die Preisgünstigkeit der Energieversorgung andererseits betreffen, sollten die Netzbetreiber und die Regulierungsbehörden immer dann, wenn sie keine Einigung über den zukünftigen Regulierungsrahmen finden, die Regulierungsschiedsstelle anrufen.

Die Regulierungsschiedsstelle würde die streitigen Fragen entscheiden. Darin läge keine Bindung der Gerichtsbarkeit, denn die Schiedsstelle würde nicht die Judikative ersetzen, sondern den fehlenden Konsens zwischen den Regulierungsbehörden und den Netzbetreibern herstellen. Letztlich würden die Regulierungsbehörden im Zusammenwirken mit den Netzbetreibern und der Regulierungsschiedsstelle zum regelsetzenden Gremium werden, vergleichbar dem Gesetzgeber, der normalerweise Richtlinien nach Art. 288 AEUV in das nationale Recht umzusetzen hat.

²⁸ EuGH aaO Rn. 106.

Ebenso wie der Gesetzgeber wäre auch der Regulierungsrahmen, der auf diese Weise entstünde, von der Judikative auf Rechtmäßigkeit, Angemessenheit und Diskriminierungsfreiheit zu untersuchen, wenn dies im Einzelfall von Betroffenen verlangt werden würde.

aa. Die Grundfragen

Schließlich ist noch einmal zu betonen, dass das Urteil des EuGH die ausschließliche Kompetenzzuweisung des europäischen Richtlinienrechts zugunsten der Regulierungsbehörde betrifft. Es geht also letztlich um die Festlegung oder Genehmigung zumindest der Methoden zur Berechnung oder Festlegung der Netzanschluss- und Netzzugangsbedingungen, einschließlich der Netznutzungsentgelte für die nationalen Strom- und Gasnetze, die Zugangsbedingungen, einschließlich der Entgelte für LNG-Anlagen, der Bedingungen für die Erbringung von Ausgleichsleistungen im Strom- und Gasbereich, sowie der Bedingungen für den Zugang zu grenzüberschreitenden Infrastrukturen, einschließlich der Verfahren der Kapazitätszuweisung und des Engpass-Managements.²⁹ Es geht somit im Kern um die Neufassung und Neuordnung der normativen Vorgaben durch die StromNEV, die StromNZV, die GasNEV, die GasNZV, sowie die ARegV. Ferner geht es um die Ausgestaltung der Bedingungen für die Erbringung von Ausgleichsleistungen (heute Art. 59 Abs. 7b Rili; 2019, 944Art.41 Abs. 6b GasRL 2019).

Im Einzelnen wird darüber nachzudenken sein, wo genau die Grenze zwischen den den NRB ausschließlich zugewiesenen Regulierungsbefugnissen gegenüber der weiter bestehenden Zuständigkeit des nationalen Gesetzgebers verläuft. Entscheidend geht es im Einzelfall immer darum, etwaigen Missbrauchsgefahren aus dem natürlichen Netzmonopol durch Regulierung vorzubeugen und zu vermeiden. Zugleich muss es um die Lebensfähigkeit der Netze gehen, die für die Energieversorgung von systemrelevanter Bedeutung sind. Netze dienen letztlich der Versorgungssicherheit und damit dem Gemeinwohl. Netze müssen überall dort, wo sie gebraucht werden, vorhanden und zugänglich sein und die Netzentgelte müssen auskömmlich sein, sodass die Investition in die Netze die Versorgungssicherheit im Land garantieren.

ab. Zusammenfassung

Zusammenfassend ist festzuhalten, dass der Begriff **Unabhängigkeit**, wie der EuGH hervorhebt, weder in der Strom-, noch in der Gasrichtlinie definiert wird.³⁰ Der Gerichtshof definiert diesen Begriff selbst und zwar unter Rückgriff auf eine Entscheidung vom 11.06.2020.³¹ Danach meint der Begriff Unabhängigkeit eine Stellung, die garantiert, dass die betreffende Stelle im Verhältnis zu den Einrichtungen, denen gegenüber ihre Unabhängigkeit zu wahren ist, völlig frei handeln kann und dabei vor jeglicher Weisung und Einflussnahme von außen geschützt ist.³² Es geht, wie der Gerichtshof präzisiert, um externe Weisungen anderer öffentlicher oder privater Stellen.³³ Es geht um eine völlige Unabhängigkeit der NRB gegenüber Wirtschaftsteilnehmern und öffentlichen Einrichtungen, unabhängig davon, ob es sich bei letzteren um Verwaltungsorgane oder politische Stellen wie Träger der exekutiven oder der legislativen Gewalt handelt.³⁴ Dies sei notwendig, um zu gewährleisten, dass die von den NRB getroffenen Entscheidungen unparteiisch und nicht diskriminierend sind, was die Möglichkeit einer bevorzugten Behandlung der mit der Regierung, der Mehrheit oder jedenfalls der politischen machverbundenen Unternehmen und wirtschaftlichen Interessen ausschliesse. Die völlige Trennung von der politischen Macht gäben der NRB die Möglichkeit bei ihrem Handeln eine langfristige Perspektive zu verfolgen, die erforderlich sei, um die Ziele der Richtlinien Strom und Gas zu verwirklichen.³⁵

Dieser Begriff der Unabhängigkeit, der vom EuGH definiert wird, ist Ausgangspunkt für die Kompetenz, die den NRB europarechtlich zuwächst. Diese europarechtliche Kompetenz ergibt sich unmittelbar, so der EuGH, aus dem Richtlinienrecht, insoweit bedarf es keines Umsetzungsaktes durch die Mitgliedstaaten. Dies ist ungewöhnlich, da

²⁹ Wie hier *Weyer*, „Normative Regulierung“ in der Kritik des EuGH, KlimR 3/2022, 83, 85. *Mussaëus/Kuper/Lamott*, Auswirkungen der EuGH-Entscheidung vom 02.09.2021 zur Unabhängigkeit der Regulierungsbehörden auf die Praxis, RdE 2022, 9, 12.

³⁰ EuGH aaO Rn. 108.

³¹ C-378/19, EU: C: 2020: 462 *Prezident Slovenskej republiky*, Rn. 32, 33.

³² EuGH aaO Rn. 108.

³³ EuGH aaO Rn. 109.

³⁴ EuGH aaO Rn. 112.

³⁵ EuGH aaO Rn. 112.

eine Richtlinie im Normalfall keine unmittelbaren, horizontalen Wirkungen, sondern nur vertikale Wirkungen gegenüber den Mitgliedstaaten, die sie umzusetzen haben, entfaltet. Mit Blick auf die Regulierungskompetenz der NRB ist dies, so der EuGH, anders, da nur auf diese Weise die vollständige Wirksamkeit der Richtlinie entsprechend ihrer Zielsetzungen gewährleistet werden kann.³⁶ Dieser vom EuGH entwickelte Begriff der Unabhängigkeit der NRB bedeutet, dass die NRB gegenüber Wirtschaftsunternehmen und der exekutiven und der legislativen Gewalt völlig unabhängig und somit **weisungsfrei** sind.

Sie bleiben aber selbstverständlich an das geltende Recht, insbesondere an die europarechtlichen Vorgaben in der Strom- und Gasrichtlinie und an die Grundprinzipien des europäischen und nationalen Verfassungsrechts, wie etwa das Prinzip der Diskriminierungsfreiheit, das Transparenz- und an das Verhältnismäßigkeitsprinzip gebunden.

Den NRB ist somit in völliger Unabhängigkeit die Aufgabe zugewiesen, die Kriterien für die Festlegung oder Genehmigung, zumindest der Methoden zur Berechnung oder Festlegung der Netzanschluss- und Netzzugangsbedingungen, einschließlich der Netznutzungsentgelte für die nationalen Strom- und Gasnetze zu entwickeln. Bei dieser Aufgabe haben sie **transparente und diskriminierungsfreie Kriterien** zugrunde zu legen. Die Bewältigung der methodischen Festlegungen beim Netzzugang und bei den Netzentgelten setzt ein Verfahren voraus, das die NRB selbst schaffen müssen. Insoweit gibt es keinerlei Vorgaben durch die europäischen Richtlinien – allenfalls das Wirksamkeitsgebot (Art. 4 Abs. 3 AEUV) kann als Benchmark herangezogen werden. Bei der Entwicklung eines geeigneten Verfahrens, das Transparenzgleichheit und Diskriminierungsfreiheit einerseits gewährleistet und andererseits dafür sorgt, dass die Netze jederzeit **lebensfähig** sind, ist die Einbeziehung der Marktgegenseite, also der Netzbetreiber, **zwingend** erforderlich. Darin liegt keine Verletzung des Prinzips der Unabhängigkeit, denn dieses Prinzip verlangt nicht, dass die NRB in jeder einzelnen Frage das Letztentscheidungsrecht haben, sondern nur, dass die NRB unabhängig und völlig weisungsfrei ein Regulierungssystem entwickeln, das den Grundsätzen der Transparenz, der Gleichbehandlung und der Diskriminierungsfreiheit ebenso entspricht, wie dem Prinzip der Lebensfähigkeit der Netze.

Das Entwickeln eines solchen Regulierungsrahmens ist aber sachlich praktisch nicht möglich ohne Einbeziehung der Marktgegenseite, also ohne Einbeziehung der Netzbetreiber und der Letztverbraucher. Das folgt aus der Natur der Sache, denn das Wissen über technischen Möglichkeiten und Grenzen und über die Bedarfe bei Industrie, Gewerbe und Haushalten liegt nicht bei den NRB, sondern bei den Betroffenen. Anders als der Gesetzgeber hat ein NRB auch nicht die Eingriffs- und Untersuchungsmöglichkeiten, die einem Gesetzgeber zur Fundierung seines gesetzlichen Rahmens zur Verfügung stehen.

Da es auf der anderen Seite keine rechtlichen Grundprinzipien für die Frage gibt, wie eigentlich bei *horizontaler Direktwirkung* einer Richtlinie – wie hier – die von dieser Wirkung betroffenen Behörden und Unternehmen in den Rechtsgestaltungprozess einzubeziehen sind, ist über diese Frage aus der Perspektive des Wirksamkeitsgebots Art. 4 Abs. 3 AEUV angemessen und sachgerecht nachzudenken. Das bedeutet, es ist die Aufgabe der NRB und der Rechtswissenschaft ein Konzept zu entwickeln, das die Entstehung eines sachangemessenen Regulierungsrechtsrahmens gewährleistet, ganz im Sinne der Ziele der Strom- und Gasrichtlinien, ohne die Unabhängigkeit der NRB damit in Frage zu stellen. Es handelt sich um ein Konzept, das Willkür auf Seiten der NRB ebenso vermeidet, wie umgekehrt auf Seiten der betroffenen Wirtschaftsteilnehmer und das letztlich dafür sorgt, dass ein sachgerechtes, Monopolmissbrauch verhinderndes, Regulierungsnetzrecht entsteht, das Versorgungssicherheit und Preisgünstigkeit ebenso verwirklicht, wie eine effiziente und umweltverträgliche leitungsgebundene Versorgung.

Im Ergebnis heißt dies, dass die Unabhängigkeit der NRB auch dann noch gewährleistet ist, wenn das zukünftige Verfahren zur Schaffung eines Regulierungsrahmens an einigen, grundlegenden, systemrelevanten Stellen, die Mitwirkung von Unternehmen und möglicherweise auch Schiedsstellen vorsieht, deren Einbindung die Unabhängigkeit der NRB deshalb stärkt, weil sie den Sachverstand im Einzelfall erhöht und die Ausgewogenheit bei der Entscheidungsfindung am Funktionszusammenhang des Gesamtsystems orientiert. Zugleich erhöht ein solches mehrschultriges Verfahren die Transparenz des Entscheidungsprozesses und damit zugleich die Diskriminierungsfreiheit, sie stärkt das Vertrauen in die NRB und sie sorgt für klare, richtungsweisende Grundregelungen, die möglichst konsensual gefunden wurden, um die zukünftigen Abläufe bei den Netzbetreibern rechtssicher zu gestalten und damit die Inanspruchnahme der Gerichte zu vermeiden, denn der Weg durch die Instanzen dauert bekanntlich oft mehr als ein Jahrzehnt. Letztlich dient also das vom EuGH eingeforderte Regulierungsregime der NRB auch der Senkung der Transaktionskosten in einem Wirtschaftsbereich, der für das Gemeinwesen von existenzieller und grundlegender Bedeutung ist. Energie, so hat es einmal das Bundesverfassungsgericht formuliert, ist das Brot der modernen Zeiten. Der Zugang in dieses Grundnahrungsmittel sollte nicht, oder jedenfalls nur im Ausnahmefall, durch die Gerichte vermittelt werden.

³⁶ EuGH aaO Rn. 118 m.w.N.

Im Folgenden sollen einige grundlegende Fragen des Netzregulierungsrahmens aufgeworfen und Vorschläge für eine zukünftige Netzregulierung gemacht werden. Es geht dabei um neuralgische Grundfragen der Netzentgeltregulierung, die auf grundlegende Fehlsteuerungen hinweisen und die einer Neuordnung bedürfen.

II. Der Regulierungsrahmen für die Bestimmung des positiven EK-Zinses

1. Europarechtliche Vorgaben und Umsetzung im nationalen Recht

Nach § 21 Abs. 2 Satz 1 EnWG werden die Entgelte für den Netzzugang unter Berücksichtigung einer *angemessenen, wettbewerbsfähigen und risikoangepassten Verzinsung des eingesetzten Kapitals* gebildet. Damit hat der deutsche Gesetzgeber konzeptionell die europarechtlichen Vorgaben umgesetzt. Das ist vom EuGH am 02.09.2021 nicht beanstandet worden – dieses Konzept war nicht Gegenstand des auf § 24 EnWG fokussierten kompetenzbasierten Streitens vor dem EuGH.

Europarechtlich geht dieses Konzept bereits auf das 2. Energiebinnenmarktpaket (2003), das allgemeine Vorgaben für Anschluss und Zugang zu den nationalen Netzen, einschließlich der Festlegung und Genehmigung der Tarife enthielt, zurück.³⁷

Im 3. Energiebinnenmarktpaket (2009) wurde ergänzt, dass Tarife oder Methoden so zu gestalten sind, dass die notwendigen Investitionen in die Netze so vorgenommen werden können, dass die **Lebensfähigkeit der Netze gewährleistet** ist.³⁸ An dieser Formulierung hat die aktuelle Strombinnenmarkttrichtlinie des 4. Energiebinnenmarktpaketes³⁹ festgehalten. Sehr ähnlich heißt es in Art. 18 Abs. 1 der ab 01.01.2020 in Deutschland unmittelbar geltenden Verordnung über den Elektrizitätsbinnenmarkt⁴⁰, dass die Entgelte, die die Netzbetreiber für den Zugang zu den Netzen erheben, die tatsächlichen Kosten insofern zum Ausdruck bringen „*als sie denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen und unterschiedslos angewandt werden*“.

Entgelte, die einem effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreiber entsprechen, müssen, so wie es § 21 Abs. 2 Satz 1 EnWG zutreffend ausdrückt, eine *angemessene, wettbewerbsfähige und risikoangepasste Verzinsung des eingesetzten Kapitals enthalten*, da sie sonst einem strukturell vergleichbaren Netzbetreiber nicht entsprechen würden.⁴¹ Strukturell vergleichbare Netzbetreiber sind dann und nur dann tätig, wenn sie das von ihnen eingesetzte Kapital angemessen, wettbewerbsfähig und risikoangepasst verzinst bekommen. Wenn das nicht der Fall ist, werden sie in andere, eine angemessene Verzinsung realisierende, Kapitalanlagen ausweichen. Eine angemessene, wettbewerbsfähige und risikoangepasste Verzinsung ist somit zwingende Bedingung, um die notwendigen Investitionen in die Netze auf eine Art und Weise vorzunehmen, die die Lebensfähigkeit der Netze gewährleistet. Dies bedeutet § 21 Abs. 2 Satz 1 EnWG setzt die europarechtlichen Vorgaben für einen effizienten, kostenorientierten und zugleich preisgünstigen Netzbetrieb, materiell zutreffend und zugleich bindend für die NRB um.

Daran zweifelt die BNetzA ebenso wenig wie Literatur oder Rechtsprechung.⁴² So heißt es etwa im Beschluss des OLG Düsseldorf vom 24.04.2013⁴³: „*angemessen ist die Verzinsung dann, wenn die Kapitalgeber für das eingesetzte Kapital eine Rendite erhalten, die sie zum einen veranlasst, das Kapital in dem Unternehmen zu belassen und zum anderen Anreize für weitere Investitionen in das Unternehmen und die Netzinfrastruktur setzt.*“ Dabei ist „*die Frage der angemessenen Verzinsung des eingesetzten Kapitals mit Rücksicht auf die erforderliche Investitionsfähigkeit und die Sicherstellung der Leistungsfähigkeit des Netzbetriebes zu beantworten*“⁴⁴. „Dies

³⁷ Art. 23 Abs. 4 EltRL 2003/54/EG, sowie Art. 25 Abs. 4 GasRL 2003/55/EG.

³⁸ Art. 37 RL 2009/72/EG (Strom) und Art. 41 RL 2009/73/EG (Gas).

³⁹ Art. 59 Abs. 7 aRL 2019/944.

⁴⁰ VO (EU) 2019/943.

⁴¹ Wie hier *Schmidt-Preuß*, Aktuelles zur Zukunft der normierenden Regulierung im Energiesektor, RdE 2021, 173, 175.

⁴² Vertiefend *Schwintowski/Heim/Sauer*, Das Konzept der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung für Strom- und Gasnetzbetreiber – Europa- und verfassungsrechtliche Zielkorrektur von § 7 Abs. 4 Strom/GasNEV, EWeRK Sonderheft 2020, S. 1, 6ff.

⁴³ 6-3 Kart 61/08 Rn. 34.

⁴⁴ OLG Düsseldorf aaO Rn. 71 unter Hinweis auf Theobald/Zenke/Lange in: Schneider/Theobald, Recht der Energiewirtschaft, 2. Aufl., § 17 Rn. 34.

setzt voraus, dass der Investor für Investitionen, die der Erhaltung und dem bedarfsgerechten Ausbau im Sinne der gesetzlichen Zielrichtung nach § 21 EnWG dienen, auf eine angemessene Rendite vertrauen kann“.⁴⁵

Ganz in diesem Sinne hatte auch der BGH entschieden.⁴⁶ Es geht also um die angemessene Verzinsung des eingesetzten Kapitals. Diese Verzinsung muss im Vergleich zu alternativen Anlagemöglichkeiten *wettbewerbsfähig und risikoangepasst* sein. Diese Tatbestandsmerkmale sind klarstellend durch den Wirtschaftsausschuss vorgeschlagen und in das deutsche Recht aufgenommen worden.⁴⁷ Eine angemessene Verzinsung, so der Wirtschaftsausschuss, müsse sich an den Marktgegebenheiten im Versorgungsbereich und unter Berücksichtigung der Langfristigkeit der Kapitalanlage ausrichten. Insbesondere sei der Zinssatz so zu gestalten, dass der Kapitalgeber auch im Vergleich mit sonstigen Anlagemöglichkeiten auf den internationalen Kapitalmärkten ein Interesse an einer Investition in die Energieversorgungsnetze habe.⁴⁸

Diese in § 21 Abs. 2 Satz 2 EnWG normierten Voraussetzungen für die Verzinsung des eingesetzten Kapitals erfordern, so der BGH, eine **Gesamtbetrachtung**.⁴⁹ In diese Gesamtbetrachtung müssten wertende Elemente einfließen, die nicht nur Gegebenheiten in der Vergangenheit, sondern auch in den zukünftigen Anforderungen an den Betrieb von Netzen Rechnung zu tragen hätte. Diese Bewertung, so der BGH, habe der Gesetzgeber den Regulierungsbehörden übertragen. Diese Grundsätze sind allgemein anerkannt –sie spiegeln sich in der Literatur.⁵⁰

Die entscheidende Frage lautet also, wie die Verzinsung des eingesetzten Kapitals angemessen und zugleich wettbewerbsfähig und risikoangepasst von der NRB festzulegen und zu genehmigen ist.

2. Das Konzept von § 7 Abs. 4 Strom/GasNEV

In der Vergangenheit haben die NRB die Höhe des Eigenkapitalzinses für eine jeweils fünfjährige Regulierungsperiode nach § 7 Strom/GasNEV festgelegt. Die Festlegung erfolgte nach § 7 Abs. 4 Strom/GasNEV jeweils zweistufig. Zunächst legte die BNetzA den auf die letzten 10 abgeschlossenen Kalenderjahre bezogenen Durchschnitt der von der Deutschen Bundesbank veröffentlichten Umlaufrenditen festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten fest (**Stufe 1**). Darüberhinaus gewährte sie einen Zuschlag zur Abdeckung netzbetriebsspezifischer unternehmerischer Wagnisse (**Stufe 2**).

In der **ersten** Regulierungsperiode lag der Durchschnitt der 10-jährigen Umlaufrenditen bei 4,23%; der Risikozuschlag wurde mit 3,59% gewichtet –das heißt der EK-Zins für Neuanlagen wurde vor Steuern auf **9,29%** festgelegt.⁵¹

Die Zinssätze für die **zweite** Regulierungsperiode wichen hiervon kaum ab. In der Festlegung vom 31.10.2011⁵² wurde der EK-Zinssatz für Neuanlagen auf 9,05% vor Steuern festgelegt. Die Umlaufrendite festverzinslicher Wertpapiere sank von 4,23% auf 3,8%. Der Zuschlag zur Abdeckung netzbetriebsspezifischer Wagnisse wurde, wie in der ersten Regulierungsperiode, mit 3,59% festgelegt.⁵³

Mit der Festlegung zur **dritten** Regulierungsperiode am 05.10.2016 brach die Umlaufrendite drastisch ein. Aus den 4,23% des Jahres 2008 wurden **2,49%** im Jahre 2016.⁵⁴ Das bedeutete innerhalb von weniger als Jahren eine Halbierung der durchschnittlichen Umlaufrendite für festverzinsliche Wertpapiere. Dieser massive Einbruch hat sich in der Festlegung der **vierten** Regulierungsperiode fortgesetzt.⁵⁵ Der Durchschnitt der von der Bundesbank veröffentlichten Umlaufrenditen festverzinslicher Wertpapiere verminderte sich als Folge der Finanz- und der Coronakrise auf 0,74%. Dagegen verminderte sich der netzbetriebsspezifische Risikozuschlag nur geringfügig auf 3,39%. Der Eigenkapitalzinssatz für Neuanlagen wurde von der BNetzA für die **vierte** Regulierungsperiode (2024-2028) auf **5,07%** vor Steuern festgelegt.

⁴⁵ OLG Düsseldorf aaO Rn. 71.

⁴⁶ BGH v. 14.08.2008 – KVR 39/07 *Vattenfall* Rn. 39.

⁴⁷ BTDrucks 15/5268 vom 13.04.2005 S. 32 und S. 219.

⁴⁸ BTDrucks 15/5268 vom 13.04.2005 S. 219.

⁴⁹ BGH vom 27.01.2015 – EnVR 39/13 *Thyssengas GmbH*, Rn. 20.

⁵⁰ Misling in: Danner/Theobald, Energierecht, Werkstand 102 EL August 2019, §21 EnWG ab Rn. 74; *Laubenstein/Van Rossum* in: Holznapel/Schütz, Anreizregulierungsrecht, 2. Aufl. 2019, § 21 EnWG ab Rn. 64; *Schütte* in: Kment EnWG, 2. Aufl. 2019, § 21 Rn. 96; *Schütz/Schütte* in: Holznapel/Schütz, Anreizregulierungsrecht, 2. Aufl., 2019, § 7 Strom/GasNEV ab Rn. 98; *Busse von Colbe/Säcker* in: BerlkommEnR. vor §§ 21ff EnWG ab Rn. 66.

⁵¹ Festlegung vom 7.7.2008 für die erste Regulierungsperiode BK 4-08-68.

⁵² BK 4-11-304, S 4.

⁵³ BK 4-08-068 S. 10, BK 4-11-304, S. 6.

⁵⁴ BK 4-16-160 und BK 4-16-161 S. 5.

⁵⁵ Festlegung vom 12.10.2021 BK 4-21-055 (Strom) und BK 4-21-056(Gas).

Der Grund für die quasi Halbierung des Zinssatzes für das eingesetzte Kapital innerhalb von nur 12 Jahren liegt, wie gleich zu zeigen sein wird, nicht an grundlegenden Veränderungen auf den internationalen Kapitalmärkten, sondern ausschließlich am Zusammenbruch der Umlaufrenditen für festverzinsliche Wertpapiere inländischer Emittenten. Während der Durchschnittzinssatz in der ersten Regulierungsperiode (Festlegung am 7.7.2008) bei 4,23% lag, sind davon bei der Festlegung für die vierte Regulierungsperiode (12.10.2021) gerade noch 0,74% übrig geblieben.

Die von der BNetzA für die vierte Regulierungsperiode (2024-2028) vorgenommene Festlegung des Eigenkapitalzinssatzes, in Höhe von 5,07% vor Steuern ist –das lässt sich sehr leicht zeigen, in keinem Falle angemessen und schon gar nicht wettbewerbsfähig und risikoorientiert. Das hängt letztlich mit dem fehlerhaften 2-stufigen Konzept zusammen, das der nationale Gesetzgeber der BNetzA nach § 7 Abs. 4 Strom/GasNEV regulatorisch vorgegeben hat.

3. Der Grundfehler des regulatorischen Konzeptes von § 7 Abs. 4 Strom/GasNEV

Der Grundfehler des Konzeptes zur Bestimmung des Eigenkapitalzinssatzes nach § 7 Abs. 4 Strom/GasNEV ist so leicht zu zeigen und so auf der Hand liegend, dass man sich fragt, wie es zu diesem Fehler kommen konnte. Jedenfalls findet man in der Begründung des Ordnungsgebers zu § 7 Abs. 4 Strom/GasNEV keinerlei Hinweise, warum es der Ordnungsgeber für notwendig hielt, den Zinssatz für das eingesetzte Eigenkapital in zwei Schritten zu ermitteln. Es gibt auch keinerlei Hinweise darauf, warum der Ordnungsgeber den Durchschnitt der Umlaufrendite festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten bezogen auf die letzten 10 abgeschlossenen Kalenderjahre (sog. **risikoloser Zinssatz**) vorgab. Und es gibt keinerlei Hinweise darauf, warum der Ordnungsgeber einen Risikozuschlag zur Abdeckung netzbetriebsspezifischer unternehmerischer Wagnisse für erforderlich hielt.⁵⁶

Es ging damals wie heute nach den europarechtlichen Vorgaben darum, einen angemessenen Zinssatz für das eingesetzte Kapital zur ermitteln. Es ging also um die Sichtweise der Kapitalgeber. Angemessen ist, so das OLG Düsseldorf, die Verzinsung immer dann, wenn die Kapitalgeber für das eingesetzte Kapital eine Rendite erhalten, die sie zum einen veranlasst das Kapital im Unternehmen zu belassen und zum anderen Anreize für weitere Investitionen in das Unternehmen und die Netzinfrastruktur so setzt, dass die Lebensfähigkeit der Netze mittel- und langfristig gewährleistet ist.⁵⁷

Hiervon ausgehend fragt man sich zunächst einmal, wieso ein Kapitalgeber im Vergleich mit sonstigen Anlagemöglichkeiten auf dem internationalen Kapitalmarkt über die Frage der durchschnittlichen Verzinsung festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten und über die methodisch zutreffende Ermittlung eines Wagnisszuschlages nachdenken sollte. Überlegungen dieser Art sind für jeden Kapitalgeber, ganz gleich, ob er aus nationaler oder aus internationaler Perspektive denkt, völlig irrelevant. Die Perspektive der Kapitalgeber, ist sehr einfach; sie vergleichen Investitionsmöglichkeiten in Unternehmen am internationalen Kapitalmarkt und das damit verbundene Risiko. Der Zinssatz, so der Wirtschaftsausschuss im Jahre 2004 muss dabei so gestaltet sein, dass Kapitalgeber auch im Vergleich mit sonstigen Anlagemöglichkeiten auf dem internationalen Kapitalmarkt ein Interesse an der Investition in die Energieversorgungsnetze haben.⁵⁸ Eine Antwort auf diese Frage konnte das Zinsermittlungskonzept von § 7 Abs. 4 Strom/GasNEV noch nie geben. Denn für den Kapitalgeber, der nach Anlagemöglichkeiten auf dem internationalen Kapitalmarkt sucht, spielt die Durchschnittsverzinsung festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten keine Rolle, ebenso wenig, wie die Ermittlung der Marktrisikoprämie, die wie von der BNetzA auch in der Festlegung vom 12.10.2021 mit großer wissenschaftlicher Akribie und Präzision, geradezu lehrbuchartig, entwickelt wurde.

Für den Investor am internationalen Kapitalmarkt spielt ausschließlich die Höhe des Zinssatzes für das eingelegte Kapital eine Rolle. Der Investor kann zwischen Unternehmen, die im Wettbewerb stehen, wählen und solchen, die wie Netzbetreiber, reguliert werden. Dabei ist bekannt, dass die Höhe der Eigenkapitalverzinsung für Unternehmen im Wettbewerb regelmäßig zwischen 12-14% jährlich schwankt, wobei ein Totalverlust nicht ausgeschlossen werden kann. Umgekehrt ist bekannt, dass die Eigenkapitalzinssätze für regulierte Unternehmen deutlich niedriger liegen. Selbst in der ersten Regulierungsperiode in Deutschland lag der Zinssatz bei ca. 9% und damit ca. 5% unter dem durchschnittlichen Zinssatz für eingesetztes Kapital in Wettbewerbsunternehmen. Ein

⁵⁶ Nichts davon findet sich in BR-Drucks 245/05 oder BR-Drucks 247/05 ab S. 35 und BR-Drucks 247/05 ab S. 29.

⁵⁷ OLG Düsseldorf vom 24.04.2013-VI-3 Kartt 61/08 Rn. 91; bestätigend BGH vom 14.08.2008-KVR 39/07 *Vattenfall* Rn. 39; Ebenso die Gesetzesbegründung in BTDrucks 15/5268 vom 13.04.2009, S. 119.

⁵⁸ BTDrucks 15/5268 vom 13.04.2005 S. 219.

Investor wird sich folglich nur dann für die Investition in einen Netzbetreiber entscheiden, wenn ihm das Risiko eines Totalverlustes zu hoch ist und es ihm um eine mittel- und langfristig relativ sicherere Kapitalanlage geht. Dabei wird er sich allerdings dann und nur dann für die Investition in einen Netzbetreiber entscheiden, wenn er keine alternativen Anlagemöglichkeiten am internationalen Kapitalmarkt findet, die vergleichbar risikolos sind, aber womöglich einen höheren Durchschnittszinssatz pro Jahr ausweisen.

Kapitalanlagen dieser Art sind am internationalen Kapitalmarkt vorhanden. Darüber wird gleich zu sprechen sein. Es geht um große Dachfonds, die den internationalen Investoren geöffnet sind und die durch die Risikostreuung, die sie über die Vielzahl von Unternehmensanteilen realisieren, eine Durchschnittsrendite abwerfen, die als Benchmark für die Verzinsung von eingesetztem Kapital bei Netzbetreibern heranzuziehen ist. Denn es gibt keinen rationalen Sachgrund für einen Investor in einen Netzbetreiber zu investieren, wenn er einen höheren Durchschnittszins am Kapitalmarkt über die Investition in entsprechende Dachfonds mittel- und langfristig erwirtschaften kann.

Über diese Anlagemöglichkeiten als Benchmark für den Zinssatz für das eingesetzte Kapital der Netzbetreiber wird gleich mehr zu sagen sein.

Zunächst aber einmal ist festzuhalten, dass der Grundansatz von § 7 Abs. 4 Strom/GasNEV von Anfang an mit dem Grundgedanken des europäischen Rechts, ein Konzept für eine angemessene Eigenkapitalverzinsung zu entwickeln, nicht vereinbar war. Der Grund ist einfach: die durchschnittlichen Umlaufrenditen festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten plus Risikozuschlag spiegelt nun einmal den Zinssatz für die Verzinsung von eingelegtem Kapital am internationalen Kapitalmarkt nicht wieder. Dieses Konzept ist völlig irrelevant für diesen Zinssatz.

Das belegt mit letzter Konsequenz auch die Festlegung der BNetzA für die **vierte** Regulierungsperiode. Die Beschlusskammer hält sich –wie könnte es auch anders sein– an die Vorgabe der nationalen Rechtsverordnung und ermittelt zunächst einmal die Umlaufrendite mit 0,74%. Am Ende weist die Beschlusskammer lakonisch daraufhin, dass sich der Marktzins auf einem deutlich niedrigeren Niveau als zum Zeitpunkt des Erlasses der Verordnung befinde. Dies führe jedoch nicht zu einem unbilligen vom Verordnungsgeber nicht gewollten Ergebnis.⁵⁹

Dass die Bestimmung des Risikozuschlages sodann zu ähnlichen Ergebnissen führt, wie in den Jahren zuvor, ist nicht verblüffend. Der Risikozuschlag wird als Marktrisikoprämie entwickelt. Diese ist definiert „als der Aufschlag auf die Verzinsung einer risikolosen Anlage, den ein Investor für Investitionen in ein vollständig diversifiziertes Portfolio verlangt.“⁶⁰ Dabei legt die BNetzA eine weltweite Marktrisikoprämie zugrunde.⁶¹ Die BNetzA differenziert zwischen einem arithmetischen und einem geometrischen Mittelwert.⁶² Auf diese Weise entsteht der Zuschlag in Höhe von 3,39%. Da der Zuschlag nach der Capital Asset Pricing Market-Theory (CAPM) aus der Perspektive des weltweiten Kapitalmarktes entwickelt wurde, kann die Addition mit der national ermittelten Umlaufrendite kaum zu einem stimmigen Ergebnis für einen Investor führen, dem es letztlich gleichgültig ist nach welchen Theorien Zinssätze entwickelt werden, sondern dem es darauf ankommt, ob er durch die Investition in einen Netzbetreiber in etwa den Zinssatz erwirtschaftet, den er bei einem vergleichbaren Investment in einen hochdiversifizierten Kapitalanlagefonds weltweit erreichen würde.

Es ist deshalb letztlich gleichgültig, ob der Webfehler in der deutschen Ermittlungsformel des § 7 Abs. 4 Strom/GasNEV letztlich darin liegt, dass an durchschnittliche Umlaufrenditen nationaler Emittenten und eben nicht weltweiter Emittenten angeknüpft wird. Jedenfalls dürfte der Prozentsatz für internationale festverzinsliche Wertpapiere völlig anders aussehen als für nationalen Emittenten, einfach deshalb, weil die Eingriffe der europäischen Zentralbank in die Europäischen Märkte zu völlig anderen Zinssätzen geführt haben, als beispielsweise in Australien, Lateinamerika, Afrika, Asien oder den USA.

Letztlich kann diese Frage dahingestellt bleiben, obwohl es aus kapitalmarkttheoretischer Perspektive sicher interessant wäre einmal zu untersuchen, wie hoch eigentlich die durchschnittliche **Verzinsung festverzinslicher Wertpapiere** auf internationalen Kapitalmärkten in den vergangenen Jahren gewesen ist.

Letztlich kann diese Frage deshalb dahingestellt bleiben, weil der gesamte Ansatz von § 7 Abs. 4 Strom/GasNEV aus der Perspektive eines Investors völlig verfehlt ist. Es geht darum für einen Investor einen Maßstab für die angemessene Verzinsung seines Eigenkapitales zu finden, der für ihn einfach, klar, verständlich und verlässlich ist. Dies wird europarechtlich zwingend verlangt.

⁵⁹ BK 4-21-055 S. 9/10; für Gas identisch.

⁶⁰ BK 4-21-055 S. 12 (Gas identisch)

⁶¹ aaO S. 14 ff

⁶² aaO S. 17 und ermittelt so eine art Risikoprämie von 3,7% einen Risikofaktor in Höhe von 0,81% und einen Zuschlag in Höhe von 0,395%. aaO S. 10

Dieser Maßstab ergibt sich ganz sicher nicht aus dem Durchschnitt der Umlaufrenditen von festverzinslichen Wertpapieren und einem Risikozuschlag, denn beides kann der Investor am internationalen Kapitalmarkt nirgendwo finden.

Die Frage, wie man ein Konzept für die Bestimmung des Zinssatzes für eingesetztes Kapital bei Netzbetreibern in Zukunft sachgerecht und europarechtsgemäß entwickeln kann und sollte, wird nunmehr zu vertiefen sein.

4. Ein zukünftiges Konzept für die Bestimmung des angemessenen Zinssatzes für ein-gesetztes Kapital

aa. Die Grundfragen

Ausgangspunkt des Konzeptes ist zunächst einmal die Frage, ob es möglich ist ein **wirklichkeitsbasiertes** Konzept zu entwickeln oder ob es notwendig ist ein **modelltheoretisches** Konzept zu praktizieren.

Die folgenden Überlegungen werden zeigen, dass es mit Blick auf die Eigenkapitalverzinsung ohne weiteres möglich ist ein **wirklichkeitsbasiertes Konzept** zu praktizieren, so dass es keine Notwendigkeit gibt, auf modelltheoretische Konzepte zurückzugreifen.

Im zweiten Schritt wird es um die Frage gehen, ob es notwendig ist den Eigenkapitalzinssatz für 5-jährige Regulierungsperioden festzulegen. Die Antwort liegt im Grunde auf der Hand: es gibt keinerlei Sachgrund für eine solche fünfjährige Festlegung. Jeder weiß, dass Zinsen am internationalen Kapitalmarkt schwanken. Auslöser von Schwankungen sind beispielsweise Krisen, wie etwa die Coronakrise, die Finanzkrise und jetzt der Ukrainekrieg. Krisen können die Zinsen für Kapital sowohl nach unten als auch nach oben treiben. Festlegungen von Zinssätzen über Zeiträume, die länger als ein Jahr sind, waren und sind schon immer schwierig gewesen. Das liegt an der Schnelllebigkeit industrieller Prozesse und der hohen Volatilität auf dem internationalen Kapitalmärkten. Das Kapital sucht sich im Zweifel taggenau die Anlagemöglichkeiten, die letztlich profitabler sind als andere.

Wenn es, wie gleich zu zeigen sein wird, möglich ist ein **wirklichkeitsbasiertes** Konzept für die Ermittlung des Zinssatzes für das eingesetzte Kapital bei Netzbetreibern zu entwickeln, dann gibt es keinerlei Grund eine Festlegung für vier Jahre vorzunehmen. Stattdessen wird hier vorgeschlagen, dass die Festlegung **jahresweise** erfolgt, so wie es typischerweise auch am internationalen Kapitalmarkt angesichts der Bilanzierung der Unternehmen üblich ist. Dies bedeutet der Zinssatz der beispielsweise im Jahr 2022 für das Jahr 2023 festgelegt wird, kann am Ende des Jahres 2023 zu hoch oder zu niedrig gewesen sein. Das wird in der Festlegung für das Jahr 2024 ausgeglichen und auf diese Weise können Zinsentwicklungen am internationalen Kapitalmarkt schnell nachhaltig und für die Investoren nachvollziehbar und verlässlich in ihre Anlagekonzeption einbezogen werden.

Eine solche flexible, zeitangemessene Festlegung für jeweils ein Jahr im voraus ist mit Blick auf den Eigenkapitalzins auch deshalb sinnvoll und sachgerecht, weil dieser Zinssatz nicht der Anreizregulierung unterliegt. Das Kapital, das Investoren in Netzbetrieben anlegen, ist seinerseits zwar den Schwankungen am internationalen Kapitalmarkt ausgesetzt, nicht aber selbst Teil der Kostenregulierung, der es darum gehen muss, einen effizienten Netzbetreiber trotz Innehaben einer Monopolstellung zu simulieren. Eine solche **als-ob-Simulation** von Wettbewerb ist mit Blick auf das eingesetzte Kapital nicht erforderlich, weil hier der Wettbewerb am internationalen Kapitalmarkt funktioniert und ein deutliches Signal dafür gibt, bei welchen Zinssätzen es sich lohnt, in Netzbetreiber zu investieren und wann das nicht mehr der Fall ist.

Aus diesem Grunde ist das Konzept der wirklichkeitsbasierten Festlegung des angemessenen Zinses für das eingesetzte Kapital auch deshalb von größter Bedeutung, weil dieses Konzept letztlich für die **Lebensfähigkeit der Netze** sorgen muss. Diese Lebensfähigkeit der Netze ist, wie gerade der Ukrainekrieg zeigt, für die deutsche Wirtschaft von allergrößter Bedeutung. Ohne funktionsfähiges Netz ist die Wirtschaft nicht leistungsfähig und damit letztlich auch nicht wettbewerbsfähig, sondern angreifbar und ausbeutbar.

So gesehen zeigt sich, dass die **Versorgungssicherheit** ein Gut ist, über das wir in den letzten Jahrzehnten wahrscheinlich zu wenig nachgedacht haben. Jedenfalls muss die angemessene Bestimmung des Eigenkapitalzinssatzes insbesondere auch dafür sorgen, dass der dringend notwendige Ausbau der Netze in Deutschland und Europa schnell und zügig so vorangetrieben wird, dass an die Stelle der Gaswirtschaft eine Elektrizitätswirtschaft auch und insbesondere im Bereich der Wärmeversorgung und der Versorgung der E-Mobile treten kann.

ab. Das Konzept der Wirklichkeitsbasierten Festlegung des Eigenkapitalzinses

Schon im Jahre 2005 formulierte der Gesetzgeber, dass der Eigenkapitalzinssatz so zu gestalten sei, dass „*Kapitalgeber auch im Vergleich mit sonstigen Anlagemöglichkeiten auf den internationalen Kapitalmärkten ein Interesse an einer Investition in die Energieversorgungsnetze hätten.*“⁶³ Ein solches Interesse besteht jedoch nicht mehr, wenn der Investor auf den internationalen Kapitalmärkten für vergleichbar sichere Kapitalanlagen eine sehr viel höhere Rendite als die erzielen kann, die für die vierte Regulierungsperiode für die Investitionen in Energienetze (5,07% vor Steuern) festgelegt worden sind. Dabei wird sich der Investor an Anlagemöglichkeiten auf dem internationalen Kapitalmarkt orientieren, die auf der Portfoliotheorie von *Markowitz* aufbauen und im Kern darauf beruhen, das Kapital auf eine Vielzahl von Unternehmen am Markt zu streuen, sodass der Kapitalanleger letztlich einen Risikoausgleich zwischen den Unternehmen so erreicht, wie es typischerweise bei der Bildung einer Gefahrengemeinschaft im Versicherungsbereich der Fall ist. Die Grundidee für die moderne Portfoliotheorie publizierte *Harry Markowitz* bereits im Jahre 1952 und erweiterte diese dann im Jahre 1956 und im Jahre 1959.⁶⁴ Die Ansätze von Markowitz wurden später durch Sharpe und *Tobin* vertieft und verfeinert. Markowitz und Sharpe erhielten im Jahr 1990 zusammen mit *Merton Miller* für ihre Arbeiten den Nobelpreis für Wirtschaftswissenschaften.

Ein gutes Portfolio ist nach *Markowitz* nicht nur eine lange Liste von Wertpapieren, sondern eine ausbalancierte Einheit, die dem Investor gleichermaßen Chance und Absicherung unter einer Vielzahl von möglichen zukünftigen Entwicklungen bietet.⁶⁵ Formal erbrachte Markowitz den Nachweis, dass die Varianz eines Portfolios riskanter Anlagen höchstens so groß ist, wie die durchschnittliche Varianz der Portfoliobestandteile.⁶⁶ Aus der Kombination verschiedener Anlagealternativen resultiert somit eine Reduktion des Gesamtrisikos, was als **Diversifikation** bezeichnet wird.⁶⁷ Als langfristig sicherste und erfolgreichere Strategie hat sich das *passive* Portfoliomanagement herauskristallisiert. Dabei wird auf eine gezielte Auswahl von Assetklassen und Einzeltiteln weitgehend verzichtet. Es geht im Kern um eine Nachbildung von Indexportfolios. Die Wertpapiere werden gekauft und dann gehalten. Dabei zeigt die empirische Forschung, dass es zwar immer wieder einigen Managern gelingt mit aktivem Management bessere Ergebnisse zu erreichen im Vergleich zum Index oder zum passiven Management. Im Durchschnitt aber schneidet das aktive Management schlechter ab als der Index, was insbesondere auch mit den Kosten des aktiven Managements zusammenhängt.⁶⁸ Dabei wird regelmäßig von einem langfristigen Anlagehorizont ausgegangen und damit einer Situation, die derjenigen eines Investors in Energienetze ähnlich ist, denn auch dieser investiert in aller Regel langfristig. Ein nationaler Anleger wird sein Geld somit in passiv gemanagte Kapitalmarktfonds anlegen, da durch eine solche Anlagestrategie das Gesamtanlagerisiko auf den Marktdurchschnitt minimiert wird. In diesem Sinne haben auch die Nobelpreisträger für Wirtschaftswissenschaften des Jahres 2013 *Eugene Fama* und *Robert J. Shiller* formuliert: „Keiner schlägt auf Dauer den Markt.“⁶⁹

Ausgehend von diesen Annahmen eines rationalen Kapitalanlegers wäre es merkwürdig, wenn dieser bereit wäre sein Geld in Energienetze zu stecken, wenn deren Ertrag nicht zumindest demjenigen eines breitstreuenden World-Indexfonds entspricht. Der bekannteste und weltweit aufgestellte Aktienindex ist der von Morgan Stanley Capital International, New York aufgelegte MSCI World. Der MSCI World bezieht sich auf Industriestaaten, bezieht ca. 1600 große und mittlere Unternehmen ein. Er beruht auf einem Kurs- und Performanceindex und ist kapitalisierungsgewichtet.

Aus der Sicht eines Kapitalinvestors, der über die Frage nachdenkt, ob er sich möglicherweise bei einem deutschen Netzbetreiber beteiligen sollte, liegt es nahe einen Vergleich mit dem MSCI World anzustreben, da Deutschland zu den Industriestaaten zählt und demnach die Vergleichbarkeit zwischen den Unternehmen, die im MSCI World zusammengefasst sind, besonders groß ist. Das ist beim MSCI All Country World Index (ACWI) nicht in gleicher Weise der Fall, weil in diesem Index auch Schwellen- und Entwicklungsländer einbezogen sind. Das gilt auch für den S & P Global 1200 Index und für den FTSE All World Index, der von der London Stock Exchange Group aufgelegt wird.

⁶³ BT Drucks 15/5268 vom 13.04.2005 S. 119.

⁶⁴ *Harry M. Markowitz*, *Portfolioselection*, *Journal of Finance* 7 (1952), 77-81; vertiefend Spreemann, *Portfoliomanagement*, 4. Aufl. 2008 S. 59.

⁶⁵ Specht/Gohout, *Grundlagen der Kapitalmarkttheorie und des Portfoliomanagements*, 2009, S. 2.

⁶⁶ Specht/Gohout aaO S. 2.

⁶⁷ Specht/Gohout aaO. S. 2.

⁶⁸ *Spreemann aaO. ab S. 43ff.* Um die Preisbildung auf Kapitalmärkten zu erklären wurde das Capital-Asset-Pricing-Modell (CAPM) nahezu zeitgleich von Sharpe (1964) Treynor (1963) und Lintner (1965) entwickelt. Vertiefend Specht/Gohout aaO ab S. 108.

⁶⁹ So zitiert vom *Quirin Navigator* 31.03.2017 S. 5.

Aus diesem Grunde wird **hier vorgeschlagen**, für die Festlegung der Höhe des Eigenkapitalzinssatzes an die jährliche Entwicklung des MSCI World anzuknüpfen.

Auf diese Weise wird den Kapitalgebern im Vergleich zu sonstigen Anlagemöglichkeiten auf den internationalen Kapitalmärkten signalisiert, dass die Investition in ein Energieversorgungsnetz mit der sichersten und risikoärmsten Investition am internationalen Kapitalmarkt vergleichbar ist. Der rationale Kapitalanleger wird also so behandelt, als hätte er im Sinne der modernen Portfoliotheorien sein Kapital nicht auf ein einzelnes Unternehmen, sondern auf den Gesamtmarkt gestreut.

Allerdings kann nicht geleugnet werden, dass der Investor sein Kapital nicht am Gesamtmarkt, sondern in ein einzelnes Unternehmen, nämlich einen Netzbetreiber in Deutschland angelegt hat. Das bedeutet, er trägt in jedem Falle das **Insolvenzrisiko** dieses Unternehmens, das mit dem Insolvenzrisiko aller Unternehmen am Gesamtmarkt nicht vergleichbar ist. Deshalb wird **angeregt** dem Investor, der sein Geld in ein Energienetz investieren will einen Zinssatz zu versprechen, der um 1% günstiger ist als derjenige, der sich am Stichtag für den MSCI World Index ergibt.

Angenommen der Stichtag wird auf den 31. Oktober eines jeden Jahres festgelegt. Dann könnte die **Formel lauten**: Eigenkapitalzinssatz (für das nächste Jahr) = Durchschnittsperformance des MSCI World am 31. 10. eines jeden Jahres + 1%

Auf diese Weise würde das Insolvenzrisiko, das der Investor trägt, ausgeglichen werden und es gäbe einen zusätzlichen Anreiz für die Investition in Energienetze, die für die Versorgungssicherheit in der Bundesrepublik Deutschland von existenzieller Bedeutung sind.

Das bedeutet der EK-Zinssatz für das jeweils nächste Jahr wird am 31.10. des jeweils vorhergehenden Jahres festgelegt. Er ist somit **vergangenheitsbasiert**. Die Folge hiervon ist, dass sich der Zins im anschließenden Jahr anders entwickeln kann, als im Vorjahr festgelegt. Der Zinssatz kann nach oben aber auch nach unten abweichen. Das stellt sich am 31.10. des nachfolgenden Jahres heraus. An diesem Tag wird der Zinssatz für das dann anschließende Jahr festgelegt. Bei der Festlegung dieses Zinssatzes müsste die Abweichung, die der MSCI World im Festlegungsjahr tatsächlich hatte, berücksichtigt werden. Das heißt: war der MSCI World im Festlegungsjahr tatsächlich höher als prognostiziert (zum Beispiel 7% statt 6,5%) so ist der Zinssatz für das anschließende Jahr um 0,5% zu erhöhen, um den Investor so zu stellen, wie er stünde, wenn er tatsächlich in den MSCI World investiert gehabt hätte. Umgekehrt gilt das gleiche bei einer Negativentwicklung des MSCI World.

Ausgehend von diesen Überlegungen könnte die **Festlegung für den Eigenkapitalzinssatz** durch die nationalen Regulierungsbehörden wie folgt **formuliert** werden können:

„Der Zinssatz für das eingesetzte Kapital wird von der nationalen Regulierungsbehörde jeweils am 31. Oktober eines jeden Jahres für das jeweils kommende Jahr festgelegt. Der Höhe nach orientiert sich der Zinssatz am Durchschnittszinssatz des MSCI World, gemessen am 31.10 eines jeden Jahres, plus 1%.

Sollte sich am 31. Oktober der Folgejahres herausstellen, dass der zugrunde gelegte Zinssatz für das Festlegungsjahr nach dem tatsächlichen Verlauf der MSCI World-Zinskurve zu hoch oder zu niedrig war, so ist der entstehende Positiv- oder Negativsaldo für das jeweils nächste Festlegungsjahr auszugleichen.“

Beispiel: 31.10.2022: Durchschnittszinssatz MSCI World für 2022 6,5%.

Das bedeutet der Durchschnittszinssatz von 6,5% zzgl. 1% (für das Tragen des Insolvenzrisikos) wird für das Jahr 2023 mit 7,5 festgelegt.

31. Oktober 2023: Durchschnittszinssatz MSCI World für 2023 lag tatsächlich bei 7%, also 0,5% über dem festgelegten Niveau.

Folge: Festlegung am 31.10.2023 für das Jahr 2024:

MSCI World Durchschnittszins für 2023: 7%+1% zzgl. 0,5% Saldo wegen zu niedriger Bewertung in 2023: Der Durchschnittszins für das Jahr 2024 beträgt somit 8,5%

Um **unvorhergesehene Ereignisse** sowohl auf den nationalen Energienetzmärkten, als auch auf den internationalen Kapitalmärkten angemessenen berücksichtigen zu können wird **ergänzend festgelegt**, dass die nationalen Regulierungsbehörden berechtigt sind, im Interesse der Netzbetreiber und des Allgemeinwohls unter Berücksichtigung der Interessen der Kapitalgeber den Zinssatz nach oben und nach unten zu korrigieren, wenn dies aus Gründen, die die nationalen Regulierungsbehörden darlegen und beweisen müssen, sachlich zwingend erforderlich ist. Zwingende Gründe des Allgemeinwohls zur Korrektur des Zinssatzes nach unten oder oben könnten beispielsweise in internationalen Krisen begründet sein, die inflationäre Tendenzen auslösen, so dass das gesamte Zins- und Preisniveau auf Märkten einer Angemessenheit und Gerechtigkeitskorrektur unterworfen werden muss.

Dieses Konzept zur Bestimmung eines wirklichkeitsbasierten Eigenkapitalzinssatzes ist nicht nur angemessen, sondern auch **wettbewerbsfähig**, denn es orientiert sich an einem Kapitalmarktindex, der für den rationalen Kapitalanleger die Benchmark für sein Zinsinteresse immer dann bildet, wenn er das einzelwirtschaftliche Risiko minimieren möchte. Das wirklichkeitsbasierte Konzept zur Bestimmung des Eigenkapitalzinssatzes ist außerdem **risikoangepasst**. Denn es berücksichtigt, dass der Investor in ein nationales Energienetz das Insolvenzrisiko

dieses Einzelunternehmens tragen muss. Insoweit unterscheidet sich sein Risiko gegenüber einer Anlage am Gesamtkapitalmarkt.

Das wirklichkeitsbasierte Konzept zur Festlegung des Eigenkapitalzinses entspricht somit den **europarechtlichen** Voraussetzungen für die Bestimmung des Eigenkapitalzinses. Es ist infolge der Rechtsprechung des EuGH vom 02.09.2021 an die Stelle des europarechtswidrigen bisherigen Eigenkapitalbestimmungskonzeptes nach § 7 Abs. 4 Strom/GasNEV zu setzen. Insoweit besteht eine Rechtspflicht für die Um- und Durchsetzung des wirklichkeitsbasierten Konzeptes zur Bestimmung des EK-Zinses, weil die NRB dem Anwendungsvorrang des europäischen Rechtes unterworfen sind und Art. 4 Abs. 3 EUV für die Wirksamkeit des europäischen Richtlinienrechts zu sorgen hat.

III. Der neue Regulierungsrahmen für den negativen Eigenkapitalzins

Im zukünftigen Regulierungsrahmen ist klarzustellen, dass die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung zu keinem Abzugsposten in der Kostenrechnung führen darf. Ist kein Eigenkapital vorhanden, so fehlt es schlichtweg an einer Basis für die Eigenkapitalverzinsung. Alles andere widerspräche § 21 Abs. 2 EnWG, der seinerseits auf europäischem Recht beruht. Den Netzbetreibern darf demnach die Erstattung ihrer effizienten Kosten durch die Veranlagung einer negativen Eigenkapitalverzinsung nicht versagt werden.

Dies gilt ganz generell auch im Pachtmodell (sog. schlanke Netzgesellschaft). Die relevanten Kosten- und Vermögensbestandteile von Netzbetreiber und Eigentümer sind ganz unabhängig davon, ob eine einheitliche Netzgesellschaft oder ein Pachtmodell praktiziert wird, kalkulatorisch zusammenzulegen. Folglich ist dazu auch das Abzugskapital, so wie das verzinsliche Fremdkapital dieser kalkulatorisch zusammengefassten Großen Netzgesellschaft in Rahmen einer Pachtzinsberechnung im Abzug zu bringen.

Bei der Berechnung der Eigenkapitalverzinsung im Rahmen der Pachtzinsanerkennung ist vom betriebsnotwendigen Vermögen des Eigentümers der Anteil am gesamten Abzugskapital und verzinslichen Fremdkapital von Eigentümer und Netzbetreiber in Abzug zu bringen, der dem Anteil (Quote) seines betriebsnotwendigen Vermögen am gesamten betriebsnotwendigen Vermögen von Eigentümer und Netzbetreiber entspricht. Bei der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung des Netzbetreibers kann dementsprechend nur noch derjenige Anteil am gesamten Abzugskapital der hypothetischen großen Netzgesellschaft im Abzug gebracht werden, der noch nicht bei der Berechnung der Pachtzinsanerkennung berücksichtigt wurde.

Damit wird gewährleistet, dass das beim Betreiber und Eigentümer insgesamt vorhandene Abzugskapital und verzinsliche Fremdkapital vollständig berücksichtigt wird. Durch die Überlassung betriebsnotweniger Anlagegüter können keine höheren Netzentgelte entstehen. Zugleich wird sichergestellt, dass eine den Vorgaben des §21 Abs. 2 EnWG entsprechende kalkulatorische Zuordnung des Abzugskapitals stattfindet. Eine negative Eigenkapitalverzinsung ist rechnerisch nicht möglich. Dem Netzbetreiber werden sämtliche effizienten Kosten erstattet.

Dies entspricht im Übrigen auch dem Zinsbegriff des Darlehensrechtes. Zinsen im Sinne des Darlehensrechtes können nicht negativ sein.⁷⁰

Die bisherigen Entscheidungen des BGH zur negativen EK-Verzinsung finden weder im EnWG, noch im europäischen Recht eine Stütze.⁷¹ Im europäischen, wie im nationalen Recht geht es um die Erstattung der *tatsächlichen Kosten*, soweit diese einem effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreiber entsprechen (Art. 18 Abs. 1 Satz 1. VO)(EU) 2019/943). Nach Art. 59 Abs. 7 a der Rili 2019/944(Strom) sind die Tarife und Methoden für die Netzentgelte so zu gestalten, dass die Lebensfähigkeit der Netze gewährleistet ist. Das gleiche gilt im Gasbereich.⁷²

Die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung bildet eine Kostenposition der kalkulatorischen Kostenrechnung der Strom- und Gas Netzentgelte. Kommt es durch einen negativen Eigenkapitalzins zu einer Verkürzung dieser Kostenposition, so bleiben insoweit tatsächlich Kosten unberücksichtigt. Die Regulierungspraxis setzt sich damit in Widerspruch zum europäischen Recht der Entgeltregulierung. Zugleich werden im Pachtmodell die nationalen Netzpächter diskriminiert und in mehreren Verfassungsrechten verletzt.⁷³

⁷⁰ OLG Stuttgart vom 27.03.2019 – 4 U 184/18 Rn. 204 juris; OLG Hamburg vom 11.05.2022-13 U 1/21 juris Rn. 30; Beck OGK/Weber § 488 Rn. 225; Träger vertragsrechtliche Fragen negativer Zinsen auf Einlagen; NJW 2015, 675, 659.

⁷¹ BGH vom 03.03.2009/ EnVR 79/07 Rn. 39ff; *SWU Netze*; BGH vom 25.04.2017-EnVR 57/15 Rn. 42, *SWL Verteilungsnetzgesellschaft mbH*; BGH vom 17.10.2017-EnVR 23/13 Rn. 35; *SW Kiel Netz GmbH*; BGH vom 29.01.2019-EnVR 62/17 Rn. 16.

⁷² Art. 41 Abs. 6 a RI. 2009/73 EG.

⁷³ Vertiefend *Sauer/Schwintowski/Heim/Meyer*, Das Netzpachtmodell in der Entgeltregulierung – Rechtswissenschaftliche Studie zur Rechtmäßigkeit der negativen Eigenkapitalverzinsung im Pachtmodell, EWeRK 2020, 49ff.

Im Ergebnis ist im neuen Regulierungsrahmen seitens der NRB somit festzulegen:

Bei der Berechnung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung des Netzbetreibers ist eine negative Eigenkapitalverzinsung rechnerisch nicht möglich und folglich nicht zu berücksichtigen. Das gilt ganz unabhängig davon, ob eine große Netzgesellschaft oder ein Pachtmodell oder ein ähnliches Modell für die Durchführung des Netzbetriebes gewählt wird.

IV. Der neue Regulierungsrahmen für das betriebsnotwendige Umlaufvermögen

Betriebsnotwendig, so wird es in Zukunft von den NRB festzulegen sein, sind Vermögensgegenstände des Anlage- oder Umlaufvermögens, auf die der Strom- oder Gasnetzbetreiber für die künftige Lebensfähigkeit des Netzes (Art. 59 Abs. 7 a Rili 2019/944) angewiesen ist. Die Bestimmung der Betriebsnotwendigkeit entscheidet über die künftige Angewiesenheit des Netzbetreibers auf den jeweils betrachteten Vermögensgegenstand.

Die Betriebsnotwendigkeit ist für jede Bilanzposition der Aktivseite **separat** zu bestimmen.

Dabei genügt der Netzbetreiber seiner Mitwirkungspflicht nach § 26 VwVfG (im Rahmen der Amtsermittlungspflicht der NRB nach § 68 Abs. 1 EnWG) und damit seiner Darlegungslast, wenn er die einzelnen Aktivpositionen des Tätigkeitsabschlusses die Gegenstand der Bilanzierung sind, erläutert und die für die Bestimmung der Betriebsnotwendigkeit erforderlichen objektiven Tatsachen, so wie die Gründe der daraus (subjektiv abgeleiteten) Betriebsnotwendigkeit, der Regierungsbehörde gegenüber darlegt.

Im einzelnen umfasst die Darlegungslast des Netzbetreibers folgende Angaben:

1. Die Betriebsnotwendigkeit der **Vorräte** ist dargelegt, wenn der Netzbetreiber die darin enthaltenen Einzelpositionen (Vermögensgegenstände) benennt und erläutert, inwiefern diese zur Beseitigung geplanter sowie ungeplanter Versorgungsstörungen oder zur Wartung /Instandhaltung benötigt und zur effizienten Beschaffung in geeigneten Losgrößen erworben werden.
2. Die Betriebsnotwendigkeit der **Forderungen aus Lieferungen und Leistungen** ist dargelegt, wenn der Netzbetreiber die Zulässigkeit der Aktivierung dieser Forderung (Beachtung des Realisationsprinzips § 225 Abs. 1 Nr. 4 HGB) sowie die Sachgerechtigkeit der Zuordnung der Forderung zum Tätigkeitsabschluss Strom oder Gasverteilung glaubhaft macht). Für das Vorliegen beider Voraussetzungen besteht eine widerlegliche Vermutung aufgrund der Prüfungspflicht nach § 6 b Abs. 3 Satz 6 EnWG .
3. Die Betriebsnotwendigkeit der übrigen Forderungen ist dargelegt, wenn der Netzbetreiber glaubhaft macht, dass die betroffene Forderung einen gesetzlichen Ausgleichsanspruch beinhaltet für eine vorhergehende gesetzlich vorgeschriebene Auszahlung an einen Anlagenbetreiber (in der Vergangenheit zum Beispiel EEG-Vergütung oder KWK-Zuschlag heute: Umlagen oder Konzessionsabgaben oder Zahlungen an das Finanzamt oder einen Träger der Sozialversicherungen).
4. Die Betriebsnotwendigkeit des finanzierten **Finanzmittelbestands** ist dargelegt, wenn der Netzbetreiber glaubhaft macht, dass er diesen Bestand als Liquiditätsreserve zur Verhinderung unterjähriger Illiquidität in den auf das Basisjahr folgenden sieben Plangeschäftsjahren benötigt. Hierzu hat der Netzbetreiber den im Durchschnitt der dem Basisjahr vorangegangenen fünf Geschäftsjahre im Mittelmaß erforderlichen Finanzmittelbestand (Differenz zwischen Finanzmittelbestand am Anfang und niedrigstem Finanzmittelbestand im Laufe des jeweiligen Geschäftsjahres) nachzuweisen und auf diesen einen angemessenen Unsicherheitszuschlag zur Gewährleistung der jederzeitigen Zahlungsfähigkeit innerhalb der auf das Basisjahr folgenden sieben Geschäftsjahre aufzuschlagen. Weiterhin aufzuschlagen ist der für den Ersatz beschäftigter oder zerstörter Netzbestandteile sowie die Maßnahmen zur Beseitigung und ungeplanter Versorgungsstörungen und den voraussichtlichen Wegfall von Plan-Einzahlungen aus Netzentgelten erforderliche Durchschnittswert (Erfahrungswert) an liquiden Mitteln.⁷⁴

⁷⁴ Zur vertieften Begründung dieser Festlegungen für den zukünftigen Regulierungsrahmen vergleiche Heim/Hagemann/Sauer/Schwintowski: EWeRK-Gutachten zur Betriebsnotwendigkeit des Umlaufvermögens zum Stichtag im Auftrag des VKU, vorgelegt am 16.05.2021, sowie Heim/Schwintowski/Sauer/Meyer/Vogel, Das Konzept der Wettbewerbsanalogen Ermittlung des betriebsnotwendigen Umlaufvermögens, EWeRK 2018 ab S. 135.

V. Sektoraler Produktivitätsfaktor

Der sektorale Produktivitätsfaktor (§ Abs. 1 ARegV) ist eine regulatorische Größe, die wegen ihres prognostischen Charakters und der für die Prognose zur Verfügung stehenden statistischen und sonstigen empirischen Grundlagen nicht gemessen und nicht exakt bestimmt, sondern nur abgeschätzt werden kann.⁷⁵ Die Abschätzung des künftig möglichen branchenspezifischen Produktivitätsfortschritts stößt trotz aller, auch internationaler Erkenntnisbemühungen, auf erhebliche Schwierigkeiten und hat sich, so der BGH, als eine der schwierigsten Fragen bei der Anreizregulierung erwiesen.⁷⁶ Zutreffend verweist der BGH auch darauf, dass eine von der Bundesnetzagentur gewählte Methode dann beanstandet werden muss, wenn sich feststellen lässt, dass der methodische Ansatz von vornherein ungeeignet ist, die Funktion zu erfüllen, die ihm zukommt, nämlich den Produktivitätsfortschritt im voraus zumindest ansatzweise zutreffend abzuschätzen.⁷⁷

Nach den Erfahrungen der empirischen Ökonomie gibt es bisher kein belastbares Verfahren, um den Produktivitätsfortschritt unter Wettbewerbsbedingungen für Branchen generell und im allgemeinen festzulegen. Die Aussagen der Ökonomen sind schwankend und in sich widersprüchlich. Teilweise wird angenommen, dass mit zunehmender wirtschaftlicher Konzentration ein Produktivitätsfortschritt zu verzeichnen ist. Das hängt mit Größeneffekten und mit Effekten der Kosteneinsparung durch Digitalisierung zusammen. Allerdings lässt sich auch das Gegenteil empirisch beobachten. Es gibt Branchen in denen es zeitweise keinen technischen Fortschritt gibt, während in anderen Zeiten der technische Fortschritt deutlich an Fahrt aufnimmt.

Paradigmatisch sind Konzentrationsentwicklungen etwa im Handelsbereich, wo in den 1960er Jahren das Tante-Emma-Konzept durch Aldi revolutioniert und grundlegend verändert wurde. An die Stelle der kleinteiligen Krämerstrukturen sind heute einige wenige Supermarktketten getreten, die das Angebot um Nahrungsmittel praktisch beherrschen. Diese Ketten üben eine erhebliche Nachfragemacht auf die Erzeuger aus und haben einen Preisdruck verursacht, der dazu geführt hat, dass die Preise für Lebensmittel, jedenfalls zu Beginn der Umstrukturierung, bei gleichem Output, erheblich gefallen sind. Heute hingegen dürfte der Produktivitätsfortschritt in diesen Branchen gegen Null tendieren –im Gegenteil die Ökologisierung der Landwirtschaft ist teuer. Der Wunsch der Kunden nach nachhaltiger Erzeugung und Berücksichtigung auch des Tier- und Pflanzenwohls (Stichwort Bienensterben) löst neue Erzeugungsformen aus, die im Sinne eines ökologischen Denkens fortschrittlich sein mögen, aber zu Preissteigerungen führen. An die Stelle preissenkender Effizienzfortschritte sind heute Denkweisen getreten, die ein **qualitatives** Wachstum begünstigen. Dabei nehmen die Verbraucher*innen Preissteigerungen in Kauf. Das betrifft auch den Einsatz von erneuerbarer Energie etwa beim Einsatz von landwirtschaftlichen Erzeugungsformen. Das betrifft aber auch den Übergang zu Energieerzeugungsformen, die biomassebasiert sind. All das sind Entwicklungen, die aus der Perspektive der Internalisierung von Kosten des Klimawandels nachvollziehbar sind, aber das klassische Denken im Grenzkosten- und Produktivitätsfortschritten ins Gegenteil verkehren.

Im Bereich der Energieerzeugung und der Netztechnik ist dieser Aspekt in vollem Gange. Die Energiewirtschaft ist dabei zu dekarbonisieren und gleichzeitig die Erzeugung zu dezentralisieren. Beides führt zu deutlich erhöhten Kosten bei der Herstellung einer Kilowattstunde. Von einem Produktivitätsfortschritt im klassischen Sinne kann in der gesamten Energiewirtschaft nicht mehr gesprochen werden. Das wird in den nächsten Jahren und Jahrzehnten so bleiben, da der Um- und Ausstieg aus klassischen Erzeugungsformen hin zu erneuerbaren Energien, zu Speicherlösungen und zur Dezentralisierung (Stichwort: Quartierslösung) unaufhaltsam ist. Bis zum Jahre 2050 (Stichwort: Green Deal) soll die Klimaneutralität in der gesamten europäischen Wirtschaft, auch der Energiewirtschaft, erreicht sein. Dies alles wird sehr viel Geld kosten und dazu führen, dass die Energiewirtschaft insbesondere auch die Netzwirtschaft, zu völlig neuen Techniken übergehen muss.

Statt der großen Backbones wird es zunehmend kleinteilige Verteilnetze geben. Diese werden die Primärenergie aufnehmen und den Energieverbrauch systematisch absichern müssen. Das ist nur mithilfe von teuren Speichern und Formen der Sektorkopplung möglich. Integriert werden müssen die E-mobile, die zunehmend in den Markt drängen. Es wird zu hochkomplizierten Ausgleichmechanismen im Netz zwischen Tag- und Nachtzeiten kommen. Die Systemtechnik wird sehr teuer sein. Die digitale Anfälligkeit und die Datensicherheit wird ihren Preis haben. Kleine-, Mittel-, und Großspeicher werden das Netz stabilisieren müssen. Kurz: allein die Dezentralisierung der Energieerzeugung und Versorgung wird die Netzpreise in die Höhe schnellen lassen. An die Stelle eines sektoralen Produktivitätsfaktors werden **sektorale Dezentralisierungszuschläge** für die Absicherung des Netzbetriebes treten müssen.

Aus alledem folgt: schon auf Wettbewerbsmärkten sind Produktivitätsfaktoren nicht generell messbar und vorhanden, sondern partiell und zwar in Abhängigkeit von bestimmten technischen und nachfragebedingen

⁷⁵ BGH vom 26.10.2021-EnVR 17/20 juris Rn. 17 m.w.N.

⁷⁶ BGH aaO. Rn. 17

⁷⁷ BGH aaO. Rn. 16

Entwicklungen. Auch Krisen, wie etwa die Coronakrise, der Ukrainekrieg oder die Finanzkrise können auf den Produktivitätsfortschritt erheblichen Einfluss nehmen. Das alles ist weder vorhersagbar, noch valide messbar. Wenn aber schon auf Wettbewerbsmärkten ein genereller Produktivitätsfaktor nicht messbar ist, dann kann dieser Faktor methodisch auch nicht zum Gegenstand eines regulierenden Sektors gemacht werden, denn die Aufgabe der Regulierung besteht darin einen „**als-ob-Wettbewerb**“ zu simulieren. Wo es keinen Wettbewerb zu simulieren gibt, weil wettbewerbliche Entwicklungen nicht vorhersagbar und messbar sind, kann ein solcher Faktor auch nicht Gegenstand einer Regulierung sein. Das ist ein rein formales, denkgesetzliches Argument.

Daneben steht die Empirie. Auf Wettbewerbsmärkten lassen sich Produktivitätsfortschritte ohne weiteres erkennen und messen. Beispiele sind Veränderungen als Folge der Digitalisierung, die durch die Entdeckung des Internets ab Anfang der 1990er Jahre möglich geworden sind. Der Produktivitätsfortschritt durch das Internet ist in einigen Bereichen erheblich, während er andere Bereiche zum Erliegen gebracht hat. Diese Janusköpfigkeit des technischen Fortschritts ist übrigens ebenfalls immer zu berücksichtigen. Sie lässt sich methodisch aber nicht durch eine generelle dauerhaft kontinuierliche anwendbare Formel erfassen, sondern nur im Einzelfall empirisch zeigen und berücksichtigen.

Überträgt man diese Überlegungen auf zu regulierende Bereiche, wie etwa die Energienetze, so lässt sich auch in diesen Bereichen ein technischer Fortschritt immer nur punktuell und in Abhängigkeit von bestimmten Entwicklungen feststellen. Genau das könnten die Regulierungsbehörden auch tun und sie könnten Entwicklungen dieser Art ohne weiteres in die Erlösobergrenze bei der Festlegung von Kosten einbeziehen. Eine generelle Aussage, wonach es einen sektoralen Produktivitätsfortschritt im Bereich der Energienetze gibt, ist demgegenüber methodisch nicht angemessen und nachvollziehbar möglich. Jeder Versuch eine solche Formel aufzustellen muss, wie die Wirklichkeit zeigt, scheitern. Deshalb kann es nur **eine** Lösung bei dieser Frage geben, nämlich die, zunächst einmal festzuhalten, dass jeder methodische Ansatz, der davon ausgeht, dass es einen **generellen** sektoralen Produktivitätsfortschritt im Bereich der Netzwirtschaft geben kann, **fehlerhaft ist**. Stattdessen ist festzuhalten, dass es einen solchen generellen Fortschrittfaktor **nicht** gibt, was aber nicht ausschließt, dass auch in der Netzwirtschaft Effizienzen gehoben werden können und Kostenvorteile möglich sind. Das kann die BNetzA bei der Kostenerhebung in den jeweiligen Festlegungsperiode ohne weiteres empirisch feststellen. Das sollte zusammen mit der Netzwirtschaft diskutiert und im Einzelfall festgelegt werden.

Generell wird sich **für die nächsten Jahre** und Jahrzehnte allerdings sagen lassen, dass der Umbau der gesamten Energiewirtschaft die Grenzkosten für die Kilowattstunden nach oben schnellen lassen wird, einfach deshalb, weil der Umbau im Sinne einer erneuerbaren Energieerzeugung derartig große Investitionen und strukturelle Veränderungen erfordert, dass jedenfalls zunächst einmal nicht von einem sektoralen Produktivitätsfaktor, sondern umgekehrt von einem **sektoralen Dekarbonisierungs-** und einem **Dezentralisierungszuschlag** gesprochen werden muss.

Diese beiden Komponenten sollten zunächst einmal Teil der Festlegungen sein, die in Zukunft die BNetzA zusammen mit der Netzwirtschaft- sinnvollerweise einvernehmlich –in Zeiträumen festlegt, die überschaubar sind. Vier Jahre erscheinen deutlich zu lang. Sinnvoll sind im Moment eher 1-Jahres bis 2-jahres Zeiträume und starke regionale Differenzierungen. Es ist ein großer Unterschied, ob man die Netzwirtschaft in einem Flächenland mit wenig Einwohnern, wie etwa Mecklenburg-Vorpommern betrachtet, oder städtische Ballungsgebiete, wie etwa das Rhein-Main Gebiet oder Hamburg, München, Köln, Düsseldorf oder Berlin.

Aus alledem folgt: Der Produktivitätsfortschrittsfaktor (**X-Gen**) ist zunächst einmal **ersatzlos aufzugeben**, weil er die Bedingungen für den Netzbau konterkariert und im Kern die Gefahr beinhaltet, die **Lebensfähigkeit** der Netze, um die es dem europäischen Recht im Kern geht, womöglich aufs Spiel zu setzen. Dies sollte in Zeiten, in denen die Versorgungssicherheit hochproblematisch ist, unter allen Umständen vermieden werden.

Das schließt, wie betont, nicht aus, dass die BNetzA im Einzelfall bei dem einen oder anderen Unternehmen einen Produktivitätsfaktor positiv feststellen kann, wenn es ihm denn empirisch nachweisbar gibt. In diesem Fall kann die BNetzA die Erlösobergrenze für dieses Unternehmen kürzen. Aber eine generelle Kürzung, über alle Unternehmen hinweg ist nach dem derzeitigen Stand der Erkenntnis nicht nur willkürlich, sondern absolut nicht zeitgemäß und sachgerecht.

VI. Kapitalkosten (CAPEX)

1. Grundsätzliches

Abweichend von der strengen Ausrichtung der Jahres-⁷⁸ und Tätigkeitsabschlüsse⁷⁹ an den Regelungen im Dritten Buch des Handelsgesetzbuches zu den handelsrechtlichen Jahresabschlüssen – externes Rechnungswesen – kodifizieren die NEVStrom/Gas in den §§ 4 ff.⁸⁰ Die betriebswirtschaftlichen Regeln der Kostenrechnung (internes Rechnungswesen)⁸¹. Durchbrechungen sind nur insoweit kodifiziert, als der Ordnungsgeber ausdrücklich Ausnahmen geregelt hat, wie z.B. die Begrenzung der Eigenkapitalverzinsung auf maximal 40% des betriebsnotwendigen Vermögens⁸².

Diese Übernahme der Prinzipien des internen Rechnungswesens ist konsequent, bilden nach § 21 Abs. 2 Satz 1 EnWG bei der kostenorientierten Entgeltbildung⁸³ doch die „Kosten einer Betriebsführung“⁸⁴, also die eigenen, vom Netzbetreiber für die Netzbetriebsführung aufgewendeten Kosten die „Grundlage“ der Netzentgelte. Geht es mithin für die Netzentgeltkalkulation um die Separierung der tatsächlichen, vom Netzbetreiber allein für sein **Kerngeschäft** (Netzbetrieb) aufgewendeten „Kosten“ von den gesamten „Aufwendungen“ der Netzsparte im Verbundunternehmen oder der Netzgesellschaft,⁸⁵ so ist die Anknüpfung an die Kosten- und Erlösermittlung des internen Rechnungswesens im Rahmen der Netzentgeltmittlung methodisch gelungen. Sie sollte daher im Rahmen der gebotenen Neuordnung beibehalten werden.

Dabei müssen die aus dem internen Rechnungswesen übernommenen Begriffe und Rechenmethoden konsequent angewendet werden. Vom Ordnungsgeber getroffene Abweichungen bedürfen dabei einer Revision.

Nach den betriebswirtschaftlichen Regeln des internen Rechnungswesens gehören zu den Kapitalkosten (CAPEX) die **Abschreibungen** und die **Zinskosten**⁸⁶. Die Gewerbesteuer gehört demgegenüber als Aufwandsposition der Gewinn- und Verlustrechnung (GuV) „Steuern vom Einkommen und Ertrag“⁸⁷ zu den sog. Grundkosten, bei denen der in der GuV für das betroffene Geschäftsjahr ausgewiesene Aufwand in die Kostenrechnung übernommen wird. Abweichend hiervon hat der Ordnungsgeber in § 8 NEVStrom/Gas durch die Bezeichnung als „kalkulatorische Kostenposition“ eine eigenständige Ermittlung der Gewerbesteuer angeordnet, ohne allerdings einen konkreten Berechnungsmodus zu kodifizieren.

2. Kalkulatorische Abschreibungen

1. Grundkonzeption

⁷⁸ Gemäß § 6b Abs. 1 Satz 1 EnWG finden insoweit die für Kapitalgesellschaften geltenden HGB-Vorschriften des Dritten Buchs Anwendung.

⁷⁹ § 6b Abs. 3 Satz 6 EnWG verweist mit der Bezugnahme auf § 6b Abs. 1 Satz 1 EnWG wiederum auf die für Kapitalgesellschaften geltenden Vorschriften im Dritten Buch des HGB.

⁸⁰ Z.B. die Ermittlung des betriebsnotwendigen Eigenkapitals als Grundlage der Eigenkapitalverzinsung durch Abzug des Abzugskapitals sowie des verzinslichen Fremdkapitals vom betriebsnotwendigen Vermögen, § 7 Abs. 1 Satz 2 NEV.

⁸¹ Zu den Unterschieden zwischen externem und internem Rechnungswesen siehe etwa *Kilger*, Einführung in die Kostenrechnung, 3. Aufl. 1992, S. 6 ff., *Götze*, Kostenrechnung und Kostenmanagement, 5. Aufl. 2010, S. 3 m.w.N. in Fn.4; zur zutreffenden Übernahme dieser ökonomischen Differenzierung in die Bestimmungen des § 6b EnWG zu Jahres-/Tätigkeitsabschlüssen einerseits und zur Netzentgeltkalkulation andererseits siehe *Heim*, EWeRK 2018, 49 [51] unter 4.b.

⁸² § 7 Abs. 1 Satz 5 NEV.

⁸³ Auch die Anreizregulierung nach § 21a EnWG gehört entgegen dessen missverständlichen Wortlauts methodisch zur kostenorientierten Entgeltbildung (schon aufgrund der Anknüpfung der Erlösbergrenzen an den **Netzkostenblock** des Basisjahres), vgl. zutreffend *Groebel* in: Britz/Hellermann/Hermes, EnWG, 3. Aufl. 2015, § 21a Rdn. 14: „D.h. die Anreizregulierung tritt an die Stelle der kostenorientierten Entgeltbildung und löst die Einzelgenehmigung ab, aber **beide gehören intrinsisch zusammen**.“

⁸⁴ Mit der Begrenzung auf Effizienz und Drittvergleich (externes Benchmarking).

⁸⁵ Zum Verhältnis – Unterschiede und Gemeinsamkeiten – von „Kosten“ und „Aufwendungen“ sowie zur Ableitung der „Kosten“ aus den „Aufwendungen“ der Gewinn- und Verlustrechnung siehe z.B. *Götze*, Kostenrechnung und Kostenmanagement, 5. Aufl. 2010, S. 7 ff.

⁸⁶ Vgl. z.B. *Friedl/Hofmann/Pedell*, Kostenrechnung, 2. Aufl. 2013, Kap. 5.5 Anlagenkosten, S. 173.

⁸⁷ § 275 Abs. 2 Nr. 14 HGB.

Die Abbildung des Werteverzehrs des Anlagevermögens, im Wesentlichen bestehend aus den (materiellen) Netzkomponenten, erfolgt nach § 6 NEVStrom/Gas in Verbindung der Vorgabe der betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauern gemäß Anlage 1 zu den NEVStrom/Gas nach den folgenden Regeln:

- Bemessungsgrundlage: 100% der historischen Anschaffungs-/Herstellungskosten (AK/HK) bei Neuanlagen (ab 01.01.2006), minimal 60% der historischen AK/HK sowie maximal 40% der Tagesneuwerte bei Altanlagen (bis 31.12.2005)
- Abschreibungsmethode: ausschließlich linear,
- Nutzungsdauer ausschließlich nach Anlage 1 (überwiegend Spannen von Nutzungsdauern je Vermögensgegenstand),
- einmal angesetzte Nutzungsdauer nicht veränderbar,
- keine zeitanteilige Abschreibung mit Zugangsfiktion 01.01. im Jahr des Zugangs,
- keine „Abschreibung unter Null“, auch nicht bei Umstrukturierungen und Netzübernahmen.

2. lineare Abschreibungen

Die Vorgabe **linearer** Abschreibung mit den vorgegebenen, regelmäßig sehr langen Nutzungsdauern ist **sachlich nicht zu beanstanden**. Angesichts der grundsätzlichen Langlebigkeit der im Energienetz eingesetzten Netzkomponenten trotz physischer Beanspruchung erscheint keine der übrigen Abschreibungsmethoden⁸⁸ vorrangig einschlägig. Die **Vorgabe von Nutzungsdauern** mit der Möglichkeit, innerhalb geringer Spannen die individuell anzuwendende Nutzungsdauer wählen zu können, vermag dabei eine weitgehend einheitliche Handhabung der Bemessung der Abschreibungen innerhalb der Netzbetreiber untereinander zu gewährleisten. Die Begrenzung der anzuerkennenden Netzkosten auf die Netzbetriebskosten eines strukturell vergleichbaren Netzbetreibers in § 21 Abs. 2 Satz 1 EnWG dürfte eine derartig einheitliche Handhabung ohnehin gebieten.

3. Änderungsverbot

Das **Verbot einer Änderung** der zum Zeitpunkt der Aktivierung gewählten⁸⁹ Nutzungsdauer im Abschreibungsverlauf ist indes mit dem Grundprinzip einer bestmöglichen Abbildung des tatsächlichen Werteverzehrs durch die Abschreibungen⁹⁰ **unvereinbar**. Bei anfänglichen wesentlichen Fehleinschätzungen der Nutzungsdauer⁹¹ muss die Möglichkeit bestehen, dass der Netzbetreiber mit entsprechender Begründung innerhalb der Spanne zur im Abschreibungsverlauf als sachgerecht erkannten Nutzungsdauer wechselt. Dies gilt insbesondere angesichts der hohen Volatilität der im Zuge der Energiewende zunehmend in den Netzen transportierten erneuerbaren Energien. Dabei ist die nach der Nutzungsdauer-Änderung anzusetzende Abschreibung im Wege der Division des Restwertes durch die Restnutzungsdauer zu bemessen, um eine Begrenzung der Summe der Abschreibungsbeträge auf die historischen Anschaffungs-/Herstellungskosten sicherzustellen.⁹²

§ 6 Abs. 5 Satz 2 NEV sollte daher ersatzlos gestrichen werden.

4. Jahresabschreibungen

Die generelle Anordnung einer **Jahresabschreibung** einschließlich einer **Zugangsfiktion** auf den 01.01. des Zugangsjahres enthält eine pragmatische Vereinfachungsregelung und erleichtert zudem die für Netzbetreiber und Regulierungsbehörden aufwendige Entwicklung der Kostenprüfung. Da das Gebot ausschließlicher Jahresabschreibung lediglich zu einer Verschiebung von Abschreibungsbeträgen vom letzten Abschreibungsjahr in das Jahr des Zugangs führt und damit weder Vor- noch Nachteile für den Netzbetreiber generiert, ist eine solche Vereinfachungsregelung sachlich uneingeschränkt tragfähig.

5. Verbot der Abschreibung unter „Null“

Das **Verbot einer „Abschreibung unter Null“** gemäß § 6 Abs. 6 Sätze 1, 2 und 6 NEV ist sachgerecht, soweit es um die Bemessung der Abschreibungen bei demjenigen Rechtsträger geht, der die Anschaffungs-/

⁸⁸ geometrisch-degressive, arithmetisch-degressive, leistungsabhängige Abschreibung, siehe z.B. *Friedl/Hofmann/Pedell*, Kostenrechnung, 2. Aufl. 2013, Kap. 5.5 Anlagenkosten, S. 176 ff. mit Beispielen.

⁸⁹ aus der Nutzungsdauerspanne der Anlage 1 zu den NEV.

⁹⁰ Deshalb werden Abschreibungen in der Kostenrechnung häufig abweichend von der regelmäßig pauschalen Handhabung im externen Rechnungswesen separat gerechnet, sog. **Anderskosten**, so ausdrücklich *Friedl/Hofmann/Pedell*, Kostenrechnung, 2. Aufl. 2013, Kap. 5.5 Anlagenkosten, S. 174.

⁹¹ Im Falle einer erheblichen Fehleinschätzung der Nutzungsdauer besteht sogar im externen Rechnungswesen trotz der grundsätzlichen Prämisse der Vornahme planmäßiger Abschreibungen nach dem ursprünglichen Abschreibungsplan (§ 253 Abs. 3 Satz 1 HGB) eine **Pflicht zur Berichtigung** der künftigen Abschreibungen, vgl. *Schubert/Andrejewski* in: Beck'scher Bilanzkommentar, 13. Aufl. 2022, § 253 HGB Rdn. 260.

⁹² Dies entspricht der Vorgabe des § 6 Abs. 6 Satz 4 NEV.

Herstellungskosten des Vermögensgegenstands tatsächlich getragen hat, also wirtschaftlich mit diesen Kosten belastet worden ist.

6. Perpetuierung der Abschreibungen

Nicht sachgerecht ist eine betragsmäßige **Perpetuierung der Abschreibungen** im Falle eines Rechtsträgerwechsels (z.B. Übereignung von Netzkomponenten), losgelöst von den eigenen Anschaffungs-/Herstellungskosten, die der übernehmende Rechtsträger hierfür getragen hat (§ 6 Abs. 7 NEV).

Denn sind Grundlage der Netzentgelte nach § 21 Abs. 2 Satz 1 EnWG die „Kosten der Betriebsführung“, so sind das diejenigen Kosten, mit denen der **jeweilige** Netzbetreiber wirtschaftlich belastet ist, um den Netzbetrieb zu verwirklichen. Es darf dabei nicht unbeachtet bleiben, dass die Kostenposition „Abschreibungen“ lediglich eine Verteilung der Anschaffungs-/Herstellungskosten über die Nutzungsdauer verkörpert, wie § 253 Abs. 3 Satz 2 HGB unmissverständlich klarstellt (sog. Aufwandsverteilungsfunktion⁹³). Die Summe der Abschreibungen eines Netzbetreibers (Rechtsträgers) über den gesamten Abschreibungszeitraum darf daher die von diesem Netzbetreiber (Rechtsträger) tatsächlich getragenen Anschaffungs-/Herstellungskosten nicht unterschreiten. Ansonsten wären für diesen Netzbetreiber (Rechtsträger) entgegen § 21 Abs. 2 Satz 1 EnWG weniger Kosten netzentgeltwirksam geworden, als dieser Netzbetreiber (Rechtsträger) **tatsächlich** zur Durchführung des Netzbetriebs getragen hat.

Dies gilt namentlich im Fall der **Netzübernahme**. Hat ein Altkonzessionär beispielsweise für eine Verdichterstation im Gasnetz 1 Mio.€ Herstellungskosten getragen (Restbuchwert bei Netzübernahme: 100 T€) und zahlt der Neukonzessionär im Rahmen der Netzübernahme für diese Station 1,5 Mio.€, so wäre die Kostenerstattungsfunktion der Netzentgelte aus § 21 Abs. 2 Satz 1 EnWG in signifikanter Weise verletzt, wenn der Neukonzessionär lediglich die Abschreibungen des Altkonzessionärs auf die Herstellungskosten von 1 Mio.€ – reduziert auf das verbliebene Abschreibungsvolumen von 100 T€ – fortsetzen dürfte, obwohl er selbst 1,5 Mio.€ für den Erwerb dieser Verdichterstation zur Fortsetzung des Gasnetzbetriebs aufgewendet hat. Eben dies sehen die Netzentgeltverordnungen derzeit in § 6 Abs. 7 jedoch vor.

So verständlich die Perspektive des Netznutzers und sein Interesse an einer unveränderten Abschreibungsgrundlage gerade im Falle eines Konzessionärwechsels auch ist, eine von der eigenen Kostentragung des Rechtsnachfolgers/Neukonzessionärs vollständig losgelöste Perpetuierung der Abschreibungen des Rechtsvorgängers/Altkonzessionärs widerspricht der derzeitigen Gesetzeslage – der Kostenerstattungsfunktion der Netzentgelte aus § 21 Abs. 2 Satz 1 EnWG.

Dies gilt in beide Richtungen. Denn hat der Neukonzessionär mit dem Netzkaufpreis weniger für die einzelne Netzkomponente aufgewendet als ursprünglich der Altkonzessionär, so reduzieren sich die Abschreibungen des Neukonzessionärs entsprechend. Hat er mehr aufgewendet, erhöhen sich die Abschreibungen proportional. Das Interesse des Netznutzers an möglichst geringen Netzentgelten fließt nach § 21 Abs. 2 Satz 1 EnWG ausschließlich über die Korrektive der Effizienz und das externe Benchmarking mit anderen strukturell vergleichbaren Netzbetreibern in die finale Netzentgeltbemessung ein. Die Bemessung der Abschreibungen des Neukonzessionärs nach dessen Anschaffungskosten ist allerdings weder ineffizient noch widerspricht sie den Ergebnissen eines Drittvergleichs. Vielmehr ist die Abhängigkeit der Abschreibungen eines Unternehmens von den durch das Unternehmen **selbst** getragenen Anschaffungs-/Herstellungskosten gerade das tragende Prinzip der Abschreibungen in der Kostenrechnung. Die Bemessung der eigenen Abschreibungen anhand der Anschaffungs-/Herstellungskosten eines Dritten (Rechtsvorgängers) wird von niemandem erwogen. Die eigenen Anschaffungs-/Herstellungskosten bilden in der Kostenrechnung vielmehr die Untergrenze der kalkulatorischen Abschreibungen.⁹⁴

Die von der Literatur⁹⁵ zur Rechtfertigung des § 6 Abs. 7 NEV Strom/Gas herangezogene Entscheidung des BGH *Stadtwerke Neustadt*⁹⁶ übersieht, dass diese Entscheidung zu der Frage eines Netzkaufpreises in Höhe des (damaligen) Sachzeitwertes ergangen ist. Eine derartige substanzwertorientierte Netzkaufpreisbemessung ist seit der Legaldefinition des „*objektivierten Ertragswerts*“ als den vom Neukonzessionär zu zahlenden Netzkaufpreis in

⁹³ Grundlegend zur Aufwandsverteilungsfunktion der Abschreibungen – die AK/HK sollen nicht bereits zu 100% im Jahr des Zugangs erfolgswirksam werden – *Tiedchen* in: MünchKomm. zum Bilanzrecht, 1. Aufl. 2013, § 253 HGB Rdn. 84 m.w.N.

⁹⁴ Die Ökonomie erwägt zur Bemessung eines möglichst realistischen Wertverzehr in der Kostenrechnung die Wiederbeschaffungskosten, wenn diese signifikant höher als die (eigenen) AK/HK sind, siehe etwa *Friedl/Hofmann/Pedell*, Kostenrechnung, 2. Aufl. 2013, Kap. 5.5 Anlagenkosten, S. 175 unter „Ausgangsbasis für die Abschreibungsberechnung“.

⁹⁵ Vgl. z.B. *Schütz/Schütte* in: Holznapel/Schütz, Anreizregulierungsrecht, 2. Aufl. 2019, § 6 StromNEV/GasNEV Strom/Gas Rdn. 75.

⁹⁶ BGH-Beschluss vom 14.08.2008 – KVR 35/07, RdE 2008, 341, NVwZ 2008, 1392, BeckRS 2008, 20434.

§ 46 Abs. 2 Satz 4 EnWG nicht mehr zulässig⁹⁷. Mit der gesetzgeberischen Bestimmung des objektivierten Ertragswertes als (alleinigem) Maßstab des wirtschaftlich angemessenen Netzkaufpreises ist zugleich die früher verbreitete Erwägung entfallen, der Neukonzessionär würde die wesentlich auf Schätzungen beruhenden Sachzeitwerte aus taktischen Gründen höher als die kalkulatorischen Restbuchwerte des Altkonzessionärs schätzen, um beim Konzessionswettbewerb den Zuschlag zu erhalten. Denn mit der Begrenzung der Kaufpreisermittlungsmethoden auf das **objektivierte** Ertragswertverfahren ist die Wertermittlung stark standardisiert⁹⁸ und gut überprüfbar. Die BGH-Entscheidung ist demgemäß zu einer zwischenzeitlich vollständig überholten Sach- und Gesetzeslage ergangen.

Überdies hat der BGH selbst eingeräumt, dass sich aus der Bemessung der Kapitalkosten des Neukonzessionärs nach denen des Altkonzessionär trotz höherer Kaufpreiszahlung „*Härten ergeben können*“. Weitergehend führt der BGH aus, es könne „*eine Korrektur nach § 21 Abs. 2 EnWG in Betracht zu ziehen sein, um dem Netzbetreiber eine angemessene und wettbewerbsfähige Verzinsung zu sichern*.“⁹⁹ Dabei versteht der BGH unter „Verzinsung“ die Summe aus Eigenkapitalverzinsung und Abschreibungen.¹⁰⁰ Einer derart im Wege des Richterrechts eingeführten Härtefallklausel¹⁰¹ bedarf es indes schon nicht, wenn die Prinzipien der Ökonomie zur Bemessung von Abschreibungen konsequent und den Vorgaben des § 21 Abs. 2 Satz 1 EnWG entsprechend umgesetzt werden.

Da eine "Abschreibung unter Null" durch lediglich konzerninterne Umverteilung eines Energienetzes oder einzelner Netzkomponenten weiterhin vermieden werden soll, sollte § 6 Abs. 7 NEV um folgenden Satz 2 ergänzt werden:

„Das Verbot des Satzes 1 gilt nicht im Falle eines vollentgeltlichen Erwerbs des zivilrechtlichen oder wirtschaftlichen Eigentums an Anlagegütern nach Abs. 1.“

3. Eigenkapitalverzinsung

a. Grundkonzept

Die Kapitalkostenposition der **Zinskosten** in der Kostenrechnung umfasst den Eigen- sowie den Fremdkapitalzins.¹⁰² Die Entscheidung des Verordnungsgebers für eine **getrennte** Ermittlung dieser beiden Positionen ist dabei der in der jüngeren Literatur zur Kostenrechnung verbreiteten vereinfachenden Gesamtkapitalverzinsung mittels eines gewichteten Kapitalkostenzinssatzes (WACC¹⁰³) mit Eigen- und Fremdkapitalzinsanteilen vorzuziehen. Denn die getrennte Ermittlung vermag zum einen den allein dem **Eigenkapitalzins** immanenten **Opportunitätskostencharakter**¹⁰⁴ – Zinskosten bestehen in Höhe der besten entgangenen Anlage-Alternative für das in den Netzbetrieb investierte Eigenkapital¹⁰⁵ – gerecht zu werden. Zum anderen ist die Zuordnung des aus Darlehensverhältnissen des Netzbetreibers mit fremden Banken bekannten Marktzinses zum hiervon betroffenen Kapital (verzinsliches Fremdkapital) präziser möglich als bei einer pauschalierenden Gesamtkapitalverzinsung.

⁹⁷ Ausführlich zur Ermittlung des Sachzeitwertes im Rahmen eines „rechtshistorischen Exkurses“ *Theobald/Schneider* in: *Theobald/Kühling, Energierecht*, 116. EL Mai 2022, § 46 EnWG Rdn. 80 ff.

⁹⁸ Vgl. *Gemeinsamer Leitfaden von BKartA und BNetzA zur Vergabe von Strom- und Gaskonzessionen und zum Wechsel des Konzessionsnehmers*, 2. Aufl. 2015, Kap. 3, S. 23/24; grundlegend zu den Ermittlungsschritten *Theobald/Schneider* in: *Theobald/Kühling, Energierecht*, 116. EL Mai 2022, § 46 EnWG Rdn. 75 ff.

⁹⁹ BGH-Beschluss vom 14.08.2008 – KVR 35/07, BeckRS 2008, 20434, Rdn. 53.

¹⁰⁰ Wie die Benennung der §§ 6, 7 StromNEV/Strom/Gas unter der zusammenfassenden Bezeichnung eines „kalkulatorischen Ansatzes“ zeigt, BGH-Beschluss vom 14.08.2008 – KVR 35/07, BeckRS 2008, 20434, Rdn. 53.

¹⁰¹ So das Verständnis der Ausführungen des BGH von *Schütz/Schütte* in: *Holzengel/Schütz, Anreizregulierungsrecht*, 2. Aufl. 2019, § 6 StromNEV/GasNEV/Strom/Gas Rdn. 76.

¹⁰² Vgl. *Friedl/Hofmann/Pedell, Kostenrechnung*, 2. Aufl. 2013, Kap. 5.5 Anlagenkosten, S. 181 unter „Zinskosten“.

¹⁰³ *Weighted Average Cost of Capital*, primär entwickelt für die schnelle Ermittlung des Shareholder Value in der Wertorientierten Unternehmensführung, siehe Nachweise hierzu und zum Ansatz des WACC in der Kostenrechnung bei *Götze, Kostenrechnung und Kostenmanagement*, 5. Aufl. 2010, Kap. 1.5, S. 55/56 sowie Fn. 39.

¹⁰⁴ Siehe *Götze, Kostenrechnung und Kostenmanagement*, 5. Aufl. 2010, Kap. 1.5, S. 55.

¹⁰⁵ Vgl. *Friedl/Hofmann/Pedell, Kostenrechnung*, 2. Aufl. 2013, Kap. 2.2 Kostenbegriffe, S. 60 unter Opportunitätskosten und Versunkene Kosten, wonach Opportunitätskosten „die durch die Wahl einer Entscheidungsalternative entgangenen Erfolge der besten verdrängten Alternative“ abbilden.

Die Regelung der Netzentgeltverordnungen zur Fremdkapitalzinssatzermittlung – Übernahme der tatsächlich vom Netzbetreiber gezahlten Zinsen, gedeckelt auf den kapitalmarktüblichen Zins für vergleichbare Kreditaufnahmen¹⁰⁶ – ist sachgerecht. Bezüglich der ungleich schwierigeren Eigenkapitalzinssatzermittlung wird auf die Ausführungen oben in Teil B. Bezug genommen. Hier bedarf § 7 Abs. 4 NEVStrom/Gas, wie ausgeführt, einer vollständigen Novellierung.

2. Bemessungsgrundlage

Hinsichtlich der Ermittlung der **Bemessungsgrundlage** der Eigenkapitalverzinsung kodifiziert § 7 NEVStrom/Gas in Abs. 1 und 2 folgende, den ökonomischen Prinzipien prima vista entsprechende Rechenformel:

kalkulatorische Restwerte Sachanlagevermögen	€
o (betriebsnotwendige Alt- und Neuanlagen)		
o Bewertung zu historischen AK/HK bzw. TNW		
+ Bilanzwerte betriebsnotwendige Finanzanlagen	€
+ Bilanzwerte betriebsnotwendiges Umlaufvermögen	€
= betriebsnotwendiges Vermögen	€
- Steueranteil der Sonderposten mit Rücklageanteil	€
- Abzugskapital	€
- verzinsliches Fremdkapital	€
= betriebsnotwendiges Eigenkapital	€

Tatsächlich entsprechen diese Formel und die für ihre Befüllung erforderlichen Definitionen des Abzugskapitals (§ 7 Abs. 2 Satz 1 NEVStrom/Gas) sowie des verzinslichen Fremdkapitals (§ 7 Abs. 1 Satz 2 NEVStrom/Gas) im Detail nicht den ökonomischen Prinzipien der Kostenrechnung, die **Definitionen** sind **unvollständig**. Die Kostenrechnungsgrundsätze enthalten vielmehr folgende Prämissen:

- Bemessungsgrundlage = betriebsnotwendiges **Vermögen** (bnV)
- abzüglich
 - o **davon** verzinslich fremdfinanziert (verzinsliches Fremdkapital)
 - o **davon** unverzinslich fremdfinanziert (Abzugskapital)

eigenfinanziertes bnV = betriebsnotwendiges Eigenkapital

Ist danach Ausgangspunkt der Eigenkapitalverzinsung das betriebsnotwendige Vermögen, soweit dieses eigenfinanziert ist, handelt es sich bei den Abzugspositionen für Fremdfinanzierung um „**davon**“-**Größen** vom bnV. Denn es geht bei diesen Abzugspositionen um die Aussonderung **desjenigen Teils** des bnV, der nicht eigenfinanziert ist¹⁰⁷ und deswegen nicht die Grundlage einer Eigenkapitalverzinsung bilden darf. Hieraus folgt: Ist das bnV vollständig fremdfinanziert, verbleibt ein eigenfinanzierter Teil am bnV von 0,00 €. Der eigenfinanzierte Teil des bnV kann aber – anders das bilanzielle Eigenkapital – nicht negativ werden. Ist das gesamte bnV fremdfinanziert, gibt es schlichtweg kein eigenfinanziertes bnV, für das ein Eigenkapitalzins zu gewähren wäre. Dies folgt bereits aus dem Opportunitätscharakter des Eigenkapitalzinses: hat der Eigenkapitalgeber (Gesellschafter) seiner Gesellschaft kein Kapital zur Finanzierung ihres bnV zur Verfügung gestellt, hat er folgerichtig keine Opportunitätskosten in Gestalt entgangener Erträge aus einem anderweitigen Einsatz seines Kapitals, da er kein Kapital anderweitig einsetzen konnte.

3. Negatives Eigenkapital

Die abweichende Handhabung in der Regulierungspraxis in Gestalt einer fehlenden Berücksichtigung des „davon“-Charakters des Abzugskapitals sowie des verzinslichen Fremdkapitals führt häufig – bei der „schlanken“ Netzgesellschaft im Pachtmodell regelmäßig – zu einem (rechnerischen) negativen Eigenkapital. Tatsächlich kann sich bei konsequenter Anwendung der vorbenannten ökonomischen Grundsätze zur Ermittlung des

¹⁰⁶ § 5 Abs. 2 NEV.

¹⁰⁷ Vgl. *Friedl/Hofmann/Pedell*, Kostenrechnung, 2. Aufl. 2013, Kap. 5.5 Anlagenkosten, S. 185 unter „Ermittlung des betriebsnotwendigen Kapitals“, wonach es bei der Ermittlung des Abzugskapitals um die **Herkunft** des betriebsnotwendigen Vermögens (= betriebsnotwendigen Gesamtkapitals) geht.

eigenfinanzierten Anteils am bnV kein negativer Wert ergeben. Der Anteil an einem (positiven) Vermögen kann kein negatives Vermögen sein. Der Anteil an einem positiven Vermögen beträgt minimal 0,00 €.

Kann mithin die sachgerechte Ermittlung des eigenfinanzierten Anteils am bnV (= betriebsnotwendiges Eigenkapital) für Zwecke der Ermittlung eines etwaigen Eigenkapitalzinses in der Kostenrechnung des internen Rechnungswesens – abweichend von der bilanziellen Eigenkapitalermittlung im externen Rechnungswesen – nicht zu einem negativen Wert, also zu keinem negativen Eigenkapital führen, gibt es **keinen negativen Eigenkapitalzins** in der Kostenrechnung.

Der in der Regulierungspraxis gleichwohl verbreitete Ansatz eines **negativen Eigenkapitalzinses** ist daher in **doppelter Hinsicht rechtswidrig**: zum einen wegen des Ansatzes einer Abzugsposition von den anzuerkennenden Netzkosten ohne Rechtsgrundlage (vgl. hierzu ausführlich Teil C.), zum anderen wegen Verstoßes gegen die in § 7 NEVStrom/Gas kodifizierten Grundlagen des internen Rechnungswesens (Kostenrechnung) zur Ermittlung des betriebsnotwendigen Eigenkapitals für Zwecke der Berechnung eines etwaigen Eigenkapitalzinses.

Bei konsequenter Umsetzung der vorbenannten ökonomischen Grundsätze bedürfen die Definitionen des Abzugskapitals und des verzinslichen Fremdkapitals in § 7 NEVStrom/Gas wie folgt der Ergänzung:

§ 7 Abs. 1 Satz 2 NEV:

*„Das betriebsnotwendige Eigenkapital ergibt sich ... und unter Abzug des Abzugskapitals und des verzinslichen Fremdkapitals, **soweit dieses der Finanzierung des anzusetzenden betriebsnotwendigen Vermögens dient.**“*

§ 7 Abs. 2 Satz 1 NEV:

*„Als Abzugskapital ist das zinslos zur Verfügung stehende Kapital zu behandeln, **soweit dieses der Finanzierung des nach Abs. 1 Satz 2 anzusetzenden betriebsnotwendigen Vermögens dient.**“*

Dadurch würde die rein rechnerische Ermittlung eines tatsächlich in der Kostenrechnung nichtexistierenden negativen Eigenkapitals ebenso entfallen wie die der Regulierungspraxis derzeit immanente **Disproportionalität** zwischen dem auf den betriebsnotwendigen Teil gekürzten Vermögen und dem ungekürzten Abzugskapital/verzinslichen Fremdkapital.

4. Deckelung des EK-I-Zinssatzes

Die **Deckelung** des mit dem EK I-Zinssatz zu verzinsenden eigenfinanzierten Vermögens (Eigenkapital) auf höchstens **40% des bnV** ist sachlich nicht zu beanstanden. Eine ungedeckelte Eigenkapitalverzinsung könnte zu (ineffizient) hohen Eigenkapitalquoten anreizen. Die dadurch entstehenden hohen Eigenkapitalzinsen müssten aufgrund des Korrektivs der Effizienz in § 21 Abs. 2 Satz 1 EnWG wiederum auf das effiziente Maß gekürzt werden. Dieses resultiert aus dem **positiven Leverage-Effekt**.¹⁰⁸ Denn ist der Zinssatz für zusätzlich aufgenommenes Fremdkapital niedriger als die Eigenkapitalrentabilität – das ist auch bei aktuell steigenden Marktzinssätzen angesichts minimaler Eigenkapitalrentabilität bei Eigenkapitalquoten über 80% in der Regel der Fall –, steigt die Eigenkapitalrentabilität mit zunehmender Aufnahme von Fremdkapital. Das Erreichen einer höheren Eigenkapitalrentabilität indes ist als „effizient“ i.S.v. § 21 Abs. 2 Satz 1 EnWG einzuordnen. Der aus einer sehr hohen Eigenkapitalquote resultierende Eigenkapitalzins wäre demgemäß auf den Zinsbetrag zu kürzen, der sich bei einer deutlich rentableren Eigenkapitalquote aufgrund des positiven Leverage-Effekts ergäbe.

Der Leverage-Effekt ist allerdings nicht immer positiv und lässt sich nicht grenzenlos steigern. Ist nämlich die Eigenkapitalquote sehr niedrig (z.B. 20%), ist es für den Netzbetreiber entweder nicht mehr möglich oder mit hohen Zinssätzen verbunden, zusätzliches Fremdkapital aufzunehmen (negativer Leverage-Effekt). Dies gilt insbesondere im Zuge der verschärften Anforderungen an die Kreditvergabe durch Basel IV.

Eine Eigenkapitalquote von 40% erscheint vor diesem Hintergrund sachgerecht, um einerseits laufende Kreditaufnahmen zu günstigen Zinskonditionen zu gewährleisten, andererseits keine ineffizient hohen Eigenkapitalquoten anzureizen, die dann auf das nach Maßgabe des positiven Leverage-Effekts effiziente Maß zu kürzen wären. Zur Wahrung der **Einheitlichkeit** der Begrenzung hinsichtlich der Bemessungsgrundlage der Eigenkapitalverzinsung bei allen bundesdeutschen Netzbetreibern ist eine Deckelung auf eine maximale Eigenkapitalquote – nicht auf einen bestimmten Betrag – sachgerecht. Die in den NEVStrom/Gas aktuell verankerten Regelungen zur Deckelung der Bemessungsgrundlage für den (hohen) EK I-Zins sollten daher beibehalten werden.

¹⁰⁸ Hebelwirkung des Fremdkapitals, vgl. grundlegend zum Leverage-Effekt *Wöhe*, Einführung in die Allgemeine Betriebswirtschaftslehre, 26. Aufl. 2016, S. 602 f.

4. Kalkulatorische Gewerbesteuer

Gemäß § 8 NEV kann „die dem Netzbereich sachgerecht zuzuordnende Gewerbesteuer als kalkulatorische Kostenposition in Ansatz gebracht werden“. Die Anordnung der Gewerbesteuer als **kalkulatorische**, im Rahmen der Netzentgeltkalkulation also selbständig zu berechnende Kostenposition soll danach offenbar sicherstellen, dass die Netzkostenposition Gewerbesteuer maximal in Höhe des auf den Netzbereich entfallenden Betrages zum Ansatz kommt.

Bei dieser kalkulatorischen Berechnung wird nach der BGH-Rechtsprechung „auf eine **rein fiktive Bemessungsgrundlage, die kalkulatorisch ermittelte Eigenkapitalverzinsung nach § 7 NEV abgestellt**“¹⁰⁹. Denn aus Sicht des BGH verfolgt § 8 den Zweck,

„dem Netzbetreiber die Eigenkapitalverzinsung zu erhalten (vgl. Senatsbeschlüsse vom 14. August 2008 ...).“¹¹⁰

Eine solche Handhabung widerspricht in jeglicher Hinsicht dem gelungenen und dem Kostenerstattungsgrundsatz des § 21 Abs. 2 Satz 1 EnWG am besten entsprechenden Konzept des Verordnungsgeber, die anzuerkennenden Netzkostenpositionen unter Anwendung der betriebswirtschaftlichen Prinzipien der Kostenrechnung (internes Rechnungswesen) zu bestimmen (siehe oben unter I.). Nach diesen Prinzipien handelt es sich bei der Gewerbesteuer

- um eine in der GuV zu den „Steuern vom Einkommen und vom Ertrag“ nach § 275 Abs. 2 Nr. 14 HGB gehörende Aufwandsposition (**Gewerbeertragsteuer**),
- bei der der auszuweisende Aufwand (der Höhe nach) nach dem für das jeweilige Geschäftsjahr entstandenen Gewinn **entsprechend den Vorschriften des Gewerbesteuergesetzes** im Wege der Steuerrechnung zu ermitteln ist,¹¹¹
- die als Grundkosten-Position in Höhe des **in der GuV ausgewiesenen Aufwands** in die Kostenrechnung übernommen wird.¹¹²

Dabei wird die Gewerbesteuer **nach Abschaffung der Gewerkekapitalsteuer** zum 1. Januar 1998¹¹³ gemäß § 7 Satz 1 GewStG ausschließlich auf Grundlage des nach den Vorschriften des Einkommensteuer-/Körperschaftsteuergesetzes ermittelten **gewerblichen Gewinns** zzgl. etwaiger Hinzurechnungen (§ 8 GewStG) und abzgl. etwaiger Kürzungen (§ 9 GewStG) berechnet. Damit hat sich die nur noch als „Gewerbeertragsteuer“ existente Gewerbesteuer besteuersdogmatisch weitgehend von einer Objektsteuer zu einer (echten) Ertragsteuer entwickelt.¹¹⁴

Insbesondere nach der Abschaffung der Gewerkekapitalsteuer aus verfassungsrechtlichen Erwägungen heraus¹¹⁵ ist ohnehin kein Sachgrund ersichtlich, warum für die Bestimmung der Gewerbesteuer als Netzkostenposition im Rahmen der Erstattung der dem Netzbetreiber für die Betriebsführung **tatsächlich** entstandenen Kosten (§ 21 Abs. 2 Satz 1 EnWG) eine Kostenposition „rein fiktiv“ berechnet wird, die in der Realität gar **nicht existiert**, anstatt – entsprechend den in die NEV übernommenen Kostenrechnungs-Prinzipien – auf die **real existente Gewerbeertragsteuer** abzustellen. Überdies führt die nach der BGH-Rechtsprechung vorzunehmende Ermittlung der kalkulatorischen Gewerbesteuer auf Grundlage der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung zu vielerlei **systemwidrigen Verwerfungen**, die aus der derzeit unrichtigen betragsmäßigen Zuordnung von Abzugskapital und verzinslichem Fremdkapital bei der Ermittlung des betriebsnotwendigen Eigenkapitals (siehe oben unter III.) resultieren. Beispielhaft sei nur der fiktive, ausschließlich kalkulatorische Ansatz einer Gewerbesteuerrückstellung bei einem Netzbetreiber benannt, der im Basisjahr einen Verlust erlitten, deswegen tatsächlich keine Gewerbesteuer zu zahlen und folgerichtig in der Bilanzierungsrealität keine Rückstellung zu bilden hat, da keine der Fallgruppen des § 249 HGB¹¹⁶ gegeben ist. Hier wird nicht nur eine

¹⁰⁹ BGH, Beschluss vom 10.11.2015 – EnVR 26/14, juris, unter 3.b.aa.

¹¹⁰ BGH, Beschluss vom 10.11.2015 – EnVR 26/14, a.a.O.

¹¹¹ Vgl. *Justenhoven/Kliem/Müller* in: Beck'scher Bilanz-Kommentar, 13. Aufl. 2022, § 275 HGB Rdn. 226-228.

¹¹² Vgl. *Friedl/Hofmann/Pedell*, Kostenrechnung, 2. Aufl. 2013, Kap. 5.6 Weitere Kostenarten, S. 190 „Sonstige Kosten“

¹¹³ Art. 4 des Gesetzes zur Fortsetzung der Unternehmenssteuerreform, BGBl. I 1997, 2590, vgl. dazu im Einzelnen *Karthauss*, DB 1997, 1887.

¹¹⁴ Siehe ausführlich *Montag* in: *Tipke/Lang*, Steuerrecht, 23. Aufl. 2018, § 12 Rz. 1 m.w.N.

¹¹⁵ Zur historischen Entwicklung der Gewerbesteuer und ihrer ursprünglichen Bemessungsgrundlagen Gewinn (Gewerbeertrag), Kapital (Gewerkekapital), Lohnsumme siehe aktuell *Brinkmann*, Zur Rechtfertigung der Gewerbesteuer im aktuellen Steuersystem, DStR 2021, 579 [579/580] unter 2.

¹¹⁶ Zur Abgrenzung der zu passivierenden Gewerbesteuerrückstellung (vor Erlass des entsprechenden Gewerbesteuermessbescheides/-bescheides) von der Gewerbesteuerverbindlichkeit (nach bestandskräftiger Gewerbesteuer-

in der Realität nichtexistierende Abzugskapitalposition geschaffen, sondern dadurch zugleich die Bemessungsgrundlage der Eigenkapitalverzinsung gemindert, ohne dass tatsächlich ein Minderungsgrund vorläge.

Eine betragsmäßig unveränderte **Übernahme** des Aufwands für Gewerbesteuer aus der GuV des **Tätigkeitsabschlusses Netz** (§ 6b Abs. 3 Satz 6 EnWG) in die Kostenrechnung nach Maßgabe des § 5 Abs. 1 NEV (**aufwandsgleiche Kosten**) würde dagegen zu einer Netzkostenposition führen, die gleichzeitig den Vorgaben des § 21 Abs. 2 Satz 1 EnWG (Erstattung der tatsächlich entstandenen Kosten des Netzbetriebs) und des § 8 NEV (Ansatz nur der sachgerecht dem Netzbetrieb zuzuordnenden Gewerbesteuer) entspricht. Denn der in der GuV des § 6b EnWG-Tätigkeitsabschlusses Netz ausgewiesene **Aufwand** für Gewerbesteuer

- beinhaltet die auf den Gewinn des jeweiligen Geschäftsjahres **betragsmäßig zutreffend** entfallende Gewerbesteuer, unabhängig von der Höhe der im jeweiligen Geschäftsjahr geleisteten Gewerbe-(Voraus-)Zahlungen¹¹⁷,
- berücksichtigt bereits die **Nichtabzugsfähigkeit** der Gewerbesteuer bei der steuerlichen Gewinnermittlung (§ 4 Abs. 5b EStG),
- ist durch die Vorgaben zum buchhalterischen Unbundling nach § 6b Abs. 3 EnWG sachgerecht auf die Gewerbesteuer **begrenzt**, die auf den **Gewinn des Netzbetriebs** entfällt.

Bedarf nach einer weiteren Begrenzung der Netzkostenposition „Gewerbesteuer“ – etwa im Hinblick auf etwaige **Kostenkürzungen** der Regulierungsbehörden im Rahmen der Kostenprüfung – besteht nicht. Denn jede **Kostenkürzung** der Regulierungsbehörde, bezogen auf die Kostenpositionen des jeweiligen Basisjahres, führt zu einem **höheren** Gewinn, damit zu einer höheren Bemessungsgrundlage für die Gewerbesteuer und damit zu einer höheren Gewerbesteuer für dieses Basisjahr. Der in der GuV des § 6b EnWG-Tätigkeitsabschlusses ausgewiesene Aufwand für Gewerbesteuer bildet damit bereits die **Untergrenze** der im Basisjahr aus dem Saldo der Netzerlöse und Netzkosten entstandenen, dem Netzbetreiber im Rahmen der Kostenerstattungsfunktion des § 21 Abs. 2 Satz 1 EnWG zu erstattenden Gewerbesteuer.

Ist der sachgerechte Ansatz der Netzkostenposition „Gewerbesteuer“, wie ausgeführt, bereits durch § 5 Abs. 1 NEV gewährleistet, wird vorgeschlagen, § 8 NEV ersatzlos zu streichen.

/Gewerbesteuermessbescheidsfestsetzung) vgl. *Hennrichs* in: MünchKomm. zum Bilanzrecht, 1. Aufl. 2013, § 249 HGB Rdn. 72 „Ertragsteuern“ unter Hinweis auf BFHE 227, 469.

¹¹⁷ Aufgrund der in der Jahresabschlusserstellung durchzuführenden Steuerrechnung bildet der „Aufwand“ laut GuV exakt die letztlich für dieses Geschäftsjahr zu zahlende Gewerbesteuer entsprechend § 252 Abs. 1 Nr. 5 HGB ab; bilanziell wird das entweder durch Aktivierung eines Gewerbesteuererstattungsanspruchs (im Falle zu hoher GewSt-Vorauszahlungen) oder durch Passivierung einer Gewerbesteuerrückstellung (im Falle zu niedriger GewSt-Vorauszahlungen) erreicht.