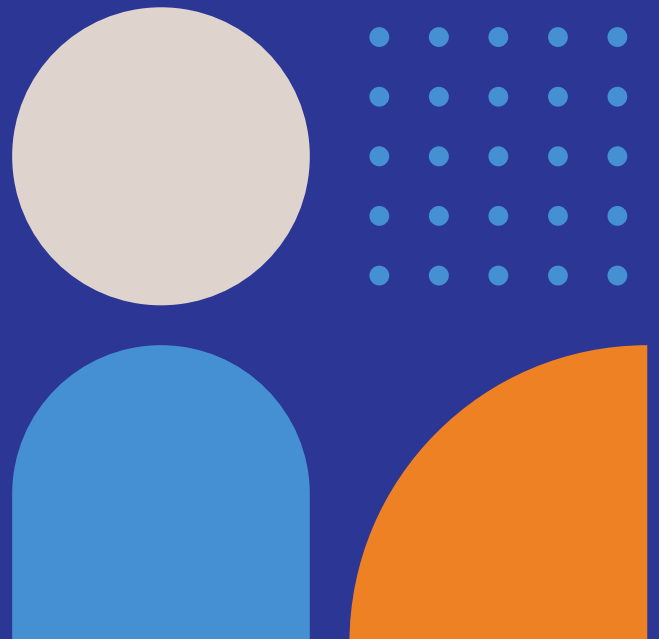


Stellungnahme zu dem Eckpunktepapier „Netze. Effizient. Sicher. Transformiert.“

Stuttgart, 29.02.2024



Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	1
2	Zusammenfassung wesentlicher Kritikpunkte und Vorschläge der Netze BW	2
3	Grundsätzliche Anmerkungen zum Verfahren und zur Neuorganisation der Bundesnetzagentur	5
4	Anmerkungen zu den Kapiteln D – E des Eckpunktepapiers	9
5	Anreizregulierung	10
5.1	Grundkonzeption	10
5.2	Dauer der Regulierungsperiode	13
5.3	Dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile und volatile Kosten	18
5.4	Genereller sektoraler Produktivitätsfaktor	22
5.5	Effizienzinstrumente	30
5.6	Erweiterung der Qualitätsregulierung um Anreize zur Steigerung der „Energiewendekompetenz“	34
6	Bestimmung der Netzkosten.....	39
6.1	Erhaltungskonzeption	39
6.2	Nutzungsdauern.....	42
6.3	Pauschalierte Kapitalkostenbestimmung (WACC)	50
6.4	Vereinfachung der Bestimmung des betriebsnotwendigen Umlaufvermögens	53
6.5	Kalkulatorischer EK-Zinssatz	55
6.6	Gewerbe- und Körperschaftssteuer (§ 8 StromNEV und GasNEV)	59
6.7	Sonderthema Gas: Rückstellungen für Stilllegung und Rückbau	61

1 Einleitung

Das Urteil des Europäischen Gerichtshofs vom 2. September 2021 zur Unabhängigkeit der Bundesnetzagentur wird den deutschen Regulierungsrahmen erheblich verändern. Mit den am 22. Dezember 2023 in Kraft getretenen Änderungen des Energiewirtschaftsgesetzes steht die deutsche Energieregulierung nun an einem sehr bedeutenden Meilenstein. Der Übergang von einer normativen zu einer administrativen Regulierung ist einerseits Pflicht infolge der europäischen Rechtsprechung, bietet andererseits jedoch auch die große Chance das deutsche Regulierungssystem auf den Prüfstand zu stellen, Lehren aus den vergangenen Regulierungsperioden zu ziehen und das Regulierungssystem im Hinblick auf die zukünftigen Herausforderungen anzupassen.

Dabei ergeben sich Anpassungsnotwendigkeiten in vielerlei Hinsicht. Die Versorgungsaufgabe der Stromverteilnetzbetreiber hat sich wesentlich verändert, zum einen infolge des immensen Netzausbaus und zum anderen infolge umfangreicherer und komplexerer Tätigkeiten, die bislang fast ausschließlich bei den Übertragungsnetzbetreibern angefallen sind, wie u.a. im Bereich der Netzplanung, der Netzbeobachtung, der Laststeuerung, beim Redispatch oder bei der operativen Abwicklung einer Massenzahl an dezentralen Erzeugungsanlagen und neuer Verbrauchsanlagen wie Wärmepumpen oder Ladesäulen. Die Gasverteilnetzbetreiber stehen hinsichtlich ihrer Versorgungsaufgabe ebenfalls vor maßgeblichen Veränderungen, da die Gasnetze zu einem derzeit noch höchst unklaren Anteil zu Wasserstoffnetzen transformiert oder langfristig eben nicht mehr benötigt werden. Weitere, wesentliche Anpassungsnotwendigkeiten ergeben sich aber auch, weil mit der Einführung des Kapitalkostenabgleichs im Rahmen der ARegV-Novelle 2016 bestimmte Elemente des Regulierungssystems (z.B. Effizienzbenchmark, Genereller Produktivitätsfaktor) nicht konsistent angepasst wurden. Und schließlich ergeben sich Anpassungsnotwendigkeiten, weil die bisherigen verordnungsrechtlichen Regelungen die methodischen Spielräume der Bundesnetzagentur in nicht sachgerechter Weise eingeschränkt haben, wie bspw. die falsche Kumulation beim Generellen Produktivitätsfaktor, die explizite Festschreibung der gleichen Strukturparameter bei beiden Effizienzvergleichsmethoden oder die Vorgaben bei der Ausreißeranalyse im Effizienzvergleich.

Seitens Netze BW plädieren wir daher dafür zumindest in konkreten Einzelfällen nicht erneut der Versuchung einer Übernominierung empirischer und methodischer Ansätze zu erliegen, insbesondere nicht in den Fällen, bei denen letztlich immer erst bei Vorliegen der Datenbasis sachgerecht entschieden werden kann, welche Methode am besten geeignet ist.

Darüber hinaus plädieren wir dafür, den Umsetzungsprozess auch wissenschaftlich begleiten zu lassen. Dies sollte in transparenter Weise und unter Einbezug der interessierten Öffentlichkeit geschehen.

2 Zusammenfassung wesentlicher Kritikpunkte und Vorschläge der Netze BW

Wesentliche Kritikpunkte

Die infolge des EuGH-Urteils geforderte Umstellung von einer normierenden zu einer administrativen Regulierung bei gleichzeitiger Überarbeitung des Regulierungssystems in Zeiten stark veränderter Versorgungsaufgaben der Strom- und Gasnetze stellt die Bundesnetzagentur und die Netzbetreiber vor große Herausforderungen. Die Ausgestaltung des Regulierungssystems muss den vielfältigen neuen Aufgaben und dynamischen Entwicklungen im Netzbetrieb Rechnung tragen. Das Regulierungssystem muss dabei insgesamt konsistent sein und darf in Zeiten des Wachstums nicht die Refinanzierung im System verringern. Das von der Bundesnetzagentur vorgelegte Eckpunktepapier und die dort vorgeschlagenen Änderungen im Regulierungsrahmen tragen diesen Anforderungen unseres Erachtens noch nicht ausreichend Rechnung.

Vereinfachungen dürfen kein Selbstzweck sein

Grundsätzlich scheint zentrales Motiv der vorgeschlagenen Eckpunkte in Vereinfachungen und damit zusammenhängend in der Pauschalierung von Regulierungsregeln zu liegen. Wir möchten an dieser Stelle ganz grundsätzlich darauf hinweisen, dass „schnell, unbürokratischer, effizient und einfach“ zwar grundsätzlich immer wünschenswert ist, aber kein Selbstzweck sein darf. Vereinfachungen und Pauschalierungen stehen in einem Spannungsverhältnis zu der auch von der Bundesnetzagentur festgestellten unterschiedlichen Betroffenheit der Verteilnetzbetreiber.

Ziele der Regulierung

In der Auflistung der Regulierungsziele in Abschnitt E des Eckpunktepapiers wäre es wünschenswert gewesen, wenn die Behörde auch das ganz grundsätzliche ökonomische Ziel der Regulierung natürlicher Monopole aufgenommen und reflektiert hätte. Eine konsistente und sachgerechte ökonomische Regulierung muss so ausgestaltet sein, dass dem Netzbetreiber in der mittelfristigen Erwartung seine effizienten Kosten erstattet werden. Die Ermittlung der effizienten Kosten ist mitunter nicht einfach und angesichts einer Gesamterlösobergrenze für Strom und Gas in einer Größenordnung von rund 50 Mrd.

Euro und eines geplanten Investitionsvolumens in einer Größenordnung von 450 Mrd. Euro bis 2045 (davon 300 Mrd. Euro in den Übertragungsnetzen) sollte man die Ermittlung auch nicht unbedingt nur „einfach“, „schnell“ und „unbürokratisch“ machen. Vielmehr bedarf es angesichts der Größenordnungen auch an verschiedenen Stellen komplexer Methoden, um eine ökonomisch sachgerechte Regulierung umzusetzen. Dies dient sowohl der Leistungs- und Lebensfähigkeit der Netzbetreiber als auch dem Interesse der Netznutzer.

Fehlende Inhalte und Randthemen

Auf der Grundlage der vorliegenden Eckpunkte können wir seitens Netze BW noch nicht erkennen, wie das angepasste Regulierungssystem insgesamt die zukünftigen Entwicklungen nachhaltig unterstützen soll. Insgesamt sehen wir in den vorliegenden Eckpunkten bislang keine ausreichenden und adäquaten Ansätze den regulatorischen Rahmen an die veränderten energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen anzupassen. Auf der anderen Seite werden in dem vorgelegten Eckpunktepapier Themen aufgegriffen, die aus unserer Sicht eher Randthemen darstellen, bei denen wir nicht unbedingt die Notwendigkeit für eine Anpassung sehen (bspw. die Erhaltungskonzeption oder die kalkulatorische Gewerbesteuer). Demgegenüber werden andere, zentrale Themen des Regulierungssystems sehr allgemein gehalten (bspw. die Reform des Generellen Produktivitätsfaktors, des Effizienzvergleichs oder die Bestimmung des Eigenkapitalzinssatzes). Insbesondere ist der Vorschlag einer dreijährigen Regulierungsperiode nicht ausreichend, die strukturelle Unterdeckung bei den wachsenden Betriebskosten innerhalb der Regulierungsperiode zu beheben.

Da die im Eckpunktepapier dargelegten Überlegungen der Bundesnetzagentur an vielen Stellen noch allgemeiner Art sind und sich mit dem grundsätzlichen Rahmen befassen, können wir zum aktuellen Zeitpunkt nur zu einzelnen, bereits klarer erkennbaren Überlegungen konkrete Anpassungsvorschläge in das laufende Konsultationsverfahren einbringen. Gerne werden wir im weiteren Verfahren diese Ideen um weitere Punkte ergänzen.

Einige erste Vorschläge der Netze BW

Wissenschaftliche Begleitung des Prozesses zur Weiterentwicklung des Regulierungsrahmens

Netze BW plädiert dafür, den gesamten Prozess der Weiterentwicklung des Regulierungsrahmens wissenschaftlich begleiten zu lassen. Dies sollte in transparenter Weise und unter Einbezug der interessierten Öffentlichkeit geschehen. Wir haben bereits verschiedene konkrete Vorschläge gemacht, externe ökonomische Expertise durch

Sachverständige zu institutionalisieren und regelmäßig bzw. systematisch in die Regulierungsverfahren einzubinden.¹

Korrektur der konzeptionellen Ausgestaltung des generellen Produktivitätsfaktors

Ein Instrument, dynamische Betriebskostenaufwüchse in den Erlösen besser abzubilden, stellt die Inflationierung mittels VPI und Xgen dar. Netze BW schlägt hier eine sachgerechte ökonomische Korrektur des generellen Produktivitätsfaktors vor, die sich auch sehr pragmatisch umsetzen lässt. Dieser Vorschlag beinhaltet, alle notwendigen Bestandteile der Erlösanpassung während Regulierungsperiode (Inputpreisänderung, Produktivitätsentwicklung und Outputmengenänderung) aggregiert durch die historische Entwicklung der regulatorisch genehmigten Betriebskosten abzubilden. Dies wäre pragmatisch umzusetzen und könnte einen Beitrag zur Lösung des Betriebskostenaufwuchses innerhalb der Regulierungsperiode darstellen.

Effizienzvergleich

Aus Sicht der Netze BW sind auch Anpassungen bei der Methodik des Effizienzvergleichs vorzunehmen. Zum einen gilt es Alternativen zu den Methoden DEA und SFA zu prüfen, zum anderen gibt es auch bei Beibehaltung dieser Methoden Anpassungsbedarf. Dies betrifft die abzufragenden Daten, den Umgang mit der strukturellen Heterogenität der Netzbetreiber, die Ausreißeranalyse und Parameterausgestaltung sowie die Übersetzung der berechneten Effizienzwerte in Effizienzvorschriften innerhalb der Regulierungsperiode.

Flexible Nutzungsdauern für Gasnetze

Für die Gasnetze sollte aufgrund des Risikos von strandenden Restbuchwerten zeitnah eine Option für eine Anpassung der Nutzungsdauern von Bestandsanlagen geschaffen werden. Hierzu schlägt Netze BW ein Modell vor, das ein im Zeitablauf anpassbares Menü aus mehreren Abschreibungsgeschwindigkeiten beinhaltet. Unser Modell erfüllt die ökonomischen Eigenschaften, die ein Instrument für die Anpassung der Nutzungsdauern von Bestandsanlagen benötigt: Neue Informationen über die Entwicklung der Gas- bzw.-

¹ Siehe im Einzelnen Staiger, B.; Pfrommer, T.; Streb, S. (2021): „Bessere Regulierungsentscheidungen durch ein ökonomisches Expertengremium für die Bundesnetzagentur: Zur Rechtsprechung des BGH und EuGH“, Diskussionspapier der Netze BW. Sowie Staiger B.; Pfrommer, T.; (2021): „Das EuGH-Urteil als Chance: Ein wissenschaftlicher Expertenrat für eine bessere Energieregulierung“, Energiewirtschaftliche Tagesfragen 71/12.

Wasserstoffnetze können im Zeitablauf berücksichtigt werden, das Modell setzt ökonomisch sinnvolle Anreize und kann praktikabel umgesetzt werden, da u.a. keine detaillierten Anpassungen für geographisch disaggregierte Teilnetze und Netzanlagen vorgenommen werden müssen.

Strukturdatenabfrage

Eine grundsätzliche, generelle Vereinfachung, die wir im Eckpunktepapier vermissen und die für alle Beteiligten eine Erleichterung bedeuten würde, sind Vereinfachungen bei den diversen Strukturdatenabfragen. Bislang sind die Netzbetreiber verpflichtet sämtliche Strukturdaten für unterschiedlichen Abfragen zu unterschiedlichen Zeitpunkten zu liefern: u.a. für das Qualitätselement, den Effizienzvergleich und den Generellen Produktivitätsfaktor sowie für weitere Veröffentlichungspflichten oder Abfragen zum Monitoringbericht. Unterschiede in den Datendefinitionen und unterschiedliche Abfragezeitpunkte erschweren die Vergleichbarkeit und sorgen für Rückfragen und Unklarheiten sowie Mehraufwand bei allen Beteiligten. Aus diesem Grund schlägt Netze BW vor, die Abfragen in einer jährlichen Gesamtabfrage mit festgelegtem Stichtag zu bündeln. Dieses Vorgehen erleichtert und vereinfacht für beide Seiten die Datenerhebung. Auf Seiten der BNetzA könnte diese Datenerhebung an einer zentralen Stelle gebündelt werden und es könnte eine einheitliche Prüfung der Datenqualität und Datenplausibilisierung vorgenommen werden. Die so erhobenen Daten sollten dann veröffentlicht werden. Im Hinblick auf die zunehmende Bedeutung von Datenerhebungen, Datenauswertungen und dem Einsatz quantitativer Analysen und Methoden in der Regulierung, wäre aus unserer Sicht eine zentrale Stelle bei der BNetzA geeignet, die Funktion eines statistischen Grundsatzreferats zu übernehmen.

3 Grundsätzliche Anmerkungen zum Verfahren und zur Neuorganisation der Bundesnetzagentur

Mit der Umsetzung des EuGH-Urteils durch die am 22. Dezember 2023 in Kraft getretene Änderung des EnWG, wurde das Ende der normierenden Regulierung in Deutschland vollzogen und der Kompetenzbereich der Bundesnetzagentur erheblich ausgeweitet. Die bisherigen verordnungsrechtlichen Grundlagen für die Energienetzregulierung werden durch Festlegungen der Bundesnetzagentur ersetzt. Gleichzeitig wurden durch die EnWG-Novelle Änderungen in Bezug auf die interne Organisationsstruktur der Behörde vorgenommen und die Einrichtung einer großen Beschlusskammer gesetzlich normiert.

Die Bundesnetzagentur hat im Rahmen der Auftaktveranstaltung und auf ihrer Internetseite dargestellt, wie sie sich die Umsetzung der Festlegungen zu den

Bedingungen und Methoden für den Netzzugang und die dafür erhobenen Entgelte vorstellt. Danach setzt sich die große Beschlusskammer aus dem Präsidium der Bundesnetzagentur und den sachlich zuständigen Beschlusskammervorsitzenden und Abteilungsleitungen der Bundesnetzagentur zusammen und ist zuständig für alle bundesweit einheitlichen Festlegungen aus dem Bereich der Kosten- bzw. Erlösermittlung und der Anreizregulierung, die den bisherigen Ordnungsrahmen ersetzen. In institutioneller Hinsicht sollen Festlegungen zu Methoden nicht von den gleichen Einheiten getroffen werden, die diese auch vollziehen.

Die Bundesnetzagentur plant eine hierarchische Festlegungsstruktur mit Rahmenfestlegungen zu den wesentlichen Elementen des Regulierungssystems (Dauer Regulierungsperiode, Vorgabe eines Effizienzvergleichs, Vorgabe eines generellen Produktivitätsfaktor, Anwendung eines vereinfachten Verfahrens), Methodenfestlegungen zur konkreten Ausgestaltung der wesentlichen Elemente und unternehmens- oder periodenbezogenen Einzelfestlegungen. Die Rahmen- und Methodenfestlegungen fallen in die Zuständigkeit der großen Beschlusskammer, die Einzelfestlegungen in die Zuständigkeit der bisherigen Beschlusskammern.

Seitens Netze BW möchten wir folgende Anmerkungen und Vorschläge zur Organisationsstruktur und zum geplanten Vorgehen der Behörde machen:

Grundsätzlich ist zu begrüßen, dass mittels der Einrichtung der Großen Beschlusskammer ein übergeordnetes Entscheidungsgremium geschaffen wird. Die Einzelelemente eines Regulierungssystems hängen inhaltlich zusammen und müssen einer Gesamtbetrachtung unterzogen werden. Die von der Behörde intendierte institutionelle Trennung von Methodenfestlegung und Vollzug ist über die teilweise Personenidentität von Mitgliedern der Großen Beschlusskammer und bisherigen Beschlusskammern aber nur teilweise gegeben.

Die von der Bundesnetzagentur vorgeschlagene Trennung von Rahmen- und Methodenfestlegung bleibt unscharf. Grundsätzlich sollte eine Rahmenfestlegung nicht nur die Frage beantworten, aus welchen Bestandteilen das Regulierungssystem besteht, sondern auch Ziel und Zweck der jeweiligen Bestandteile beschreiben und definieren. Als Beispiel kann hier der Generelle Produktivitätsfaktor genannt werden. Ziel und Zweck des Generellen Produktivitätsfaktors besteht darin, in einer Anreizregulierung mit Budgetprinzip Kostenänderungen innerhalb der Regulierungsperiode abzubilden. Auch für andere grundlegende Elemente des Regulierungssystems (Budgetprinzip an sich, Eigenkapitalverzinsung, Effizienzvergleich, Qualitätselement) sollte Ziel und Zweck in der Rahmenfestlegung benannt werden. In der Methodenfestlegung sollte dann begründet werden, wie und warum die jeweilige(n) Methoden(n), die in den Rahmenfestlegungen beschriebenen Ziele und Zwecke einzelner Elemente des Regulierungssystems erfüllen.

Die Methodenfestlegungen werden auch als verordnungsersetzende Festlegungen bezeichnet. Sofern dies nicht lediglich der strukturellen Einordnung dient, sondern auch den inhaltlich angedachten Detaillierungsgrad der Ausgestaltung betreffen sollte, sehen wir dies seitens Netze BW kritisch. Die Erfahrung der vergangenen Regulierungsperioden hat gezeigt, dass die Netzentgeltverordnungen und die Anreizregulierungsverordnung zumindest teilweise zu detailliert („überreguliert“) angelegt waren und somit ökonomisch sinnvolle Lösungen durch eine ex ante rechtliche Normierung regelrecht verhindert haben. Besonders deutlich zeigt sich dies bei den Regelungen der Anreizregulierung zum Effizienzvergleich, die bspw. eine bestimmte Ausreißeranalyse vorschreiben, ohne dabei zu berücksichtigen, ob die Datengrundlage des Effizienzvergleichs hierfür überhaupt geeignet ist. Der teilweise hohe Detaillierungsgrad mag der Absicht geschuldet gewesen sein, Vorhersehbarkeit und Planbarkeit zu schaffen. Die vergangenen Regulierungsperioden zeigen jedoch, dass die zum Teil engen verordnungsrechtlichen Normierungen zu mitunter ökonomisch unbefriedigenden Ergebnissen geführt haben. Als weitere Beispiele lassen sich die mathematisch fehlerhafte Xgen-Inflationierung innerhalb der Regulierungsperiode und der Zehn-Jahresdurchschnitt für den risikolosen Basiszinssatz bei der Bestimmung des Eigenkapitalzinssatzes anführen. Hinsichtlich des Detaillierungsgrades der Methodenfestlegung sollte daher darauf geachtet werden, dass im Rahmen der nachrangigen perioden- bzw. unternehmensbezogenen Festlegungen die nötigen Entscheidungsspielräume vorhanden sind, um bspw. das für die jeweilige Datengrundlage am besten geeignete statistische Verfahren anzuwenden. Die Methodenfestlegungen sollten daher nicht zwangsläufig *eine* konkrete Methode für ein Element des Regulierungssystems festschreiben, sondern eher aufzeigen, welche Methoden herangezogen werden könnten und/oder nach welchen Grundsätzen methodisch vorzugehen ist. Dies ist aus unserer Sicht erforderlich, um darauf aufbauend einen entsprechend begründeten Beschluss zu fassen, aus dem hervorgeht, welche Abwägungen die Bundesnetzagentur getroffen hat und warum, und somit auch die erhöhte Begründungspflicht erfüllt werden kann.

Hinsichtlich der erweiterten Begründungspflicht gemäß § 73 Abs. 1b EnWG und der Anforderung, dass ökonomische Analysen, die den Festlegungen zugrunde liegen, dem Stand der Wissenschaft entsprechen sollten, stellt sich die Frage, wie die BNetzA beabsichtigt, diese Anforderung in den Festlegungsverfahren sicherzustellen. Netze BW hatte verschiedene konkrete Vorschläge gemacht, externe ökonomische Expertise durch Sachverständige zu institutionalisieren und regelmäßig bzw. systematisch in die Regulierungsverfahren einzubinden (sei es durch ein neu einzurichtendes externes ökonomisches Expertengremium oder den bestehenden wissenschaftlichen Arbeitskreis für Regulierungsfragen zu einem wissenschaftlichen Beirat auszubauen). Aus unserer Sicht genügt es nicht, die Wissenschaft zur Teilnahme an den Konsultationsverfahren einzuladen oder lediglich anlassbezogen wissenschaftliche Gutachten einzuholen.

Vielmehr ist eine transparente, öffentlich zugängliche wissenschaftliche Begleitung des Umsetzungsprozesses notwendig.

Aufgrund der grundlegenden Abkehr von der normierenden Regulierung und Etablierung einer administrativen Regulierung sind klarstellende Erläuterungen bspw. zum Rechtsverhältnis der Festlegungen untereinander aus Gründen der Rechtssicherheit erforderlich. Ebenso sind aus diesem Grund Bestimmungen zur zeitlichen Befristung und zur Evaluierung der in den Rahmen und Methodenfestlegungen verankerten Regelungen vorzusehen.

Abschließend möchten wir seitens Netze BW hinsichtlich der geforderten Stellungnahme über das Onlineformular anmerken, dass wir diese Vorgehensweise für die Durchführung von Konsultationsverfahren ebenso für ungeeignet halten wie Strukturvorgaben für eine Rückmeldung im Excel-Format wie bspw. bei der Konsultation der Eckpunkte zur Verteilung der EE-bedingten Mehrkosten. Es ist nachvollziehbar, dass die Bundesnetzagentur Lösungen sucht, die Stellungnahmen zügig elektronisch auswerten zu können. Die hier gewählten Vorgaben erzeugen jedoch auf Seiten der Konsultationsteilnehmer einen erheblichen und unnötigen Mehraufwand, obwohl zukünftig die Prozesse doch für alle Beteiligten einfacher, effizienter und digitaler werden sollen. Wir regen daher an, für die Durchführung von Konsultationsverfahren nach für alle Beteiligten gleichermaßen praktikablen Lösungen zu suchen. So könnte die Bundesnetzagentur bspw. eine inhaltliche Gliederungsstruktur im Word-Format vorgeben (wie bspw. beim Bericht zur Bestimmung des Ausgangsniveaus bei der Kostenprüfung) und dann die Stellungnahmen im PDF-Format elektronisch (ggfs. KI-gestützt) auswerten. Darüber hinaus regen wir an, unternehmensindividuelle Stellungnahmen, die als PDF-Dokumente eingereicht werden, aus Transparenzgründen zusätzlich auf der Internetseite der Bundesnetzagentur zu veröffentlichen. Dies erleichtert die Lesbarkeit und Nachvollziehbarkeit der Unternehmenspositionierungen für die Öffentlichkeit erheblich.

4 Anmerkungen zu den Kapiteln D – E des Eckpunktepapiers

Kapitel D: Geänderte Anforderungen an die Regulierung

Die Bundesnetzagentur beschreibt in Kapitel D das geänderte energiewirtschaftliche Umfeld für Strom- und Gasnetzbetreiber.

Für den Strombereich konstatiert sie eine deutliche Ausweitung der erneuerbaren Stromerzeugung und eine Ausweitung des Stromverbrauchs und hierdurch bedingt einen deutlich beschleunigten Netzausbau.

Für die Stromverteilernetzbetreiber gewinnt nach Auffassung der Behörde der beschleunigte Anschluss von EE-Erzeugungsanlagen und Verbrauchseinrichtungen wie Wärmepumpen und Ladesäulen an Bedeutung, der nur durch eine stärkere Digitalisierung und Standardisierung der Prozesse bewältigt werden kann. Diese neuen Anforderungen erforderten ein hohes Maß an „Energiewendekompetenz“, die sich u.a. in der Beobachtbarkeit und Steuerbarkeit der Verteilnetze, der weiteren Beschleunigung der Netzanschlussverfahren und des Netzausbaus sowie der flächendeckenden Digitalisierung der Marktprozesse zeigt.

Diese Beschreibung der Veränderung der Netzbetreiberaufgaben, insbesondere für die Stromverteilernetzbetreiber greift nach Auffassung der Netze BW als Beschreibung für geänderte Anforderungen an die Regulierung zu kurz. Die Versorgungsaufgabe der Stromverteilernetzbetreiber ändert sich in sehr grundlegender Weise und deutlich weitgehender als im Eckpunktepapier der Behörde angedeutet. Neben dem Netzausbau, der in Geschwindigkeit und Ausmaß ein im Verteilnetz nie gekanntes Maß annehmen wird und vielfältigen operativen Massenprozessen beim Anschluss und der Abwicklung der EE-Anschlüsse kommen auch grundsätzlich neue und stetig komplexere Aufgaben beim Redispatch, bei der Bereitstellung von Systemdienstleistungen, der Laststeuerung, der Entgeltgestaltung, dem Einsatz von weiterer netzdienlicher Flexibilität, der Netzbeobachtung und Netzsteuerung sämtlicher Netzebenen sowie der komplexer werdenden Netzplanung auf die Stromverteilnetze zu. Dies sind Aufgaben, die bisher vor allem auf der Übertragungsebene angefallen sind. Regulatorisch gehen diese neuen Aufgaben in der Regel mit einem erheblichen Zuwachs an operativen Betriebskosten und Mitarbeiterkapazitäten einher.

Die Bundesnetzagentur geht gemäß ihrer eigenen Ausführung davon aus, dass es eine sehr unterschiedliche Betroffenheit bei den Verteilnetzbetreibern geben wird. Dem ist nach Auffassung der Netze BW zuzustimmen. Die damit jedoch notwendige Fragestellung:

muss bzw. sollte man, ausgehend von dieser Erwartung, alle Verteilnetzbetreiber regulatorisch gleichbehandeln, stellt und beantwortet die Bundesnetzagentur in ihrem Eckpunktepapier nicht.

Kapitel E: Ziele der Regulierung

Die Behörde beschreibt in Kapitel E die Ziele der Regulierung; teilweise repliziert sie die in den europarechtlichen und nationalen gesetzlichen Grundlagen aufgeführten Ziele teilweise formuliert sie weitere behördlicherseits gesetzte Ziele, wie das Ziel „Aufbau von Energiewendekompetenz“ der Netzbetreiber, „Flexibilität in der Abbildung der Kostenentwicklung“ oder „Transparenz und Verständlichkeit“ der Regulierung.

Wünschenswert wäre es unseres Erachtens gewesen, wenn die Behörde auch das ganz ursprüngliche und grundlegende Ziel der Regulierung natürlicher Netzmonopole hier aufgelistet und erläutert hätte. Das Ziel der Regulierung natürlicher Monopole besteht darin, den regulierten Netzbetreibern im Erwartungswert ihre effizienten Kosten zu erstatten. Insgesamt muss das Regulierungssystem so kalibriert sein, dass ein effizienter Netzbetreiber erwarten kann, seine Kosten erstattet zu bekommen. Verbraucherschutz bedeutet nicht nur einseitig niedrige Netzentgelte, sondern insbesondere auch eine finanziell ausreichend ausgestattete Netzinfrastruktur, die es erlaubt die aktuellen und zukünftigen Anforderungen abzubilden.

5 Anreizregulierung

5.1 Grundkonzeption

Die Bundesnetzagentur formuliert in Abschnitt 1 des Kapitels ihre Vorstellungen zur Grundkonzeption des Regulierungssystems, die in These 1 zusammengefasst sind. Grundsätzlich beabsichtigt die Behörde das Grundprinzip der Anreizregulierung mit Budgetansatz und Kostenprüfung beizubehalten, alternative Modelle, wie die Cost-Plus oder Yardstick-Regulierung erscheinen ihr nicht angezeigt.

Thesen und Fragestellungen der Bundesnetzagentur

These 1: Die Grundkonzeption der Anreizregulierung mit einer Kostenprüfung und der darauf aufsetzenden Festlegung von Erlösobergrenzen für eine Regulierungsperiode hat sich im Strom- und im Gasbereich gleichermaßen bewährt. Sie soll auch unter den geänderten Rahmenbedingungen für die 5. Regulierungsperiode sowohl für Stromnetzbetreiber auf der Verteilernetzebene und Gasnetzbetreiber auf der Verteiler- und Fernleitungsnetzbetreiberebene angewendet werden.

Wird die These 1 geteilt oder welche alternativen Regulierungssysteme sollten vertieft geprüft werden?

Anmerkung der Netze BW

Die These, dass das Regulierungssystem in Form einer Anreizregulierung mit Kostenprüfung und Budgetprinzip sowohl im Gas- als auch im Strombereich für die fünften Regulierungsperiode fortgeführt werden sollte, teilen wir. Einen Wechsel zu einer Cost-Plus-Regulierung bzw. einem Yardstick-Ansatz halten wir nicht für geeignet. Geprüft werden könnte, ob den Verteilnetzbetreibern als alternative Möglichkeit die Wahl zwischen einer Anreizregulierung mit kurzer Regulierungsperiode (drei Jahre) oder langer Regulierungsperiode (sechs Jahre) überlassen werden könnte (Menüregulierung).

Begründung der Netze BW

Auch wenn These 1 grundsätzlich geteilt wird, stellt sich die Frage, ob langfristig (also über die fünfte Regulierungsperiode hinaus) das gleiche Regulierungssystem bei einer wachsenden Versorgungsaufgabe (Strom) und einer schrumpfenden (Gas) bzw. auf einen neuen Energieträger (H₂) transformierende Versorgungsaufgabe sinnvoll anwendbar ist. Insofern gehen wir insbesondere für den Bereich der Gasnetze davon aus, dass eine Überprüfung des grundsätzlichen Regulierungssystems für die sechste Regulierungsperiode erfolgt.

Im Stromnetz hat sich in den letzten Jahren ein grundsätzlicher Anstieg insbesondere der operativen Kosten gezeigt und diese Entwicklung wird sich auch kontinuierlich fortsetzen. Nach den Darlegungen der Bundesnetzagentur sind die operativen Betriebskosten der Stromverteilnetzbetreiber zwischen den Basisjahren 2016 und 2021 um 25% gestiegen. Der Anstieg der operativen Betriebskosten übersteigt den Anstieg der Kapitalkosten damit deutlich. Im Gasverteilnetz werden die Kosten zumindest langfristig sinken, gleichwohl ist mittelfristig davon auszugehen, dass die operativen Betriebskosten aufgrund von Stilllegungsmaßnahmen oder erhöhtem Instandhaltungsaufwand steigen.

Bei einer Beibehaltung des Budgetprinzips muss die Anreizregulierung durch geeignete Mechanismen zur Abbildung steigender operativer Kosten ergänzt werden. Hier steht bei geeigneter Konzeptionierung als Instrument grundsätzlich der generelle Produktivitätsfaktor sowie die Anpassung mit einem geeigneten exogenen Preisindex zur Verfügung. Zusätzlich könnten energiewendebedingte Betriebskostensteigerungen auf Basis geeigneter Energiewendeparameter und standardisierter Kostenansätze erfasst und in den Erlösen berücksichtigt werden.

Hinsichtlich alternativer Regulierungssysteme dürfte die Einführung einer Cost-Plus-Regulierung mit jährlicher Kostenprüfung aufgrund der Vielzahl an Netzbetreibern von vornherein am Verwaltungsaufwand scheitern. Insofern stellt dies lediglich eine theoretische Überlegung dar. Eine Yardstick-Regulierung mit noch stärkerer Entkopplung der Erlöse von den Kosten und des deutlich stärkeren Einflusses des Effizienzvergleichs ist vor dem Hintergrund des unterschiedlichen Kostenaufwuchses und der auch von der Behörde selbst in den Eckpunkten genannten heterogenen Betroffenheit zwischen den Stromverteilnetzbetreibern ungeeignet. Dies gilt erst recht für Gasverteilnetze, deren Vergleichbarkeit im Zuge des Transformationsprozesses die Anwendung des Effizienzvergleichs in absehbarer Zukunft zunehmend erschweren und vermutlich unmöglich machen wird.

Geprüft werden könnte, ob Verteilnetzbetreibern sowohl im Strom als auch im Gas die Möglichkeit gegeben wird, zwischen einer langen und einer kürzeren Regulierungsperiode zu wählen. Netzbetreiber, die einen überproportional steigenden Aufwuchs bei den operativen Kosten erwarten, würden tendenziell eine kürzere Regulierungsperiode wählen (Menüregulierung).

Frage der Bundesnetzagentur

Gilt eine Zustimmung in gleicher Weise für die Verteilernetze Strom und Gas? Wie ist insbesondere die Gasnetztransformation einzuordnen?

Anmerkung der Netze BW

Die Zustimmung zu These 1 gilt sowohl für Strom- als auch für Gasverteilnetze für die fünfte Regulierungsperiode. Für die Regulierung der Gasnetze schlagen wir eine Überprüfung und Neubewertung der Anreizregulierung rechtzeitig vor der sechsten Regulierungsperiode vor.

Begründung der Netze BW

Grundsätzlich gilt die Zustimmung der Netze BW zu These 1 der Bundesnetzagentur in gleicher Weise für die Verteilernetze Strom und Gas, wobei die Fortschritte der Gasnetztransformation einzubeziehen bzw. zu berücksichtigen sind. Der Effizienzvergleich wird aufgrund der zunehmend heterogenen Entwicklung der Gasnetzbetreiber zukünftig zu keinen validen Ergebnissen führen. Die Gasnetzregulierung wird sich mittelfristig stärker an den Istkosten des Gasnetzbetriebs und in Richtung eines Cost-Plus-Ansatzes orientieren müssen. Generell gilt, dass das Regulierungssystem für die Gasnetze für die sechste Regulierungsperiode einer neuerlichen Überprüfung unterzogen werden sollte. Die entsprechende Rahmenfestlegung wäre insofern mit einer Befristung zu versehen.

5.2 Dauer der Regulierungsperiode

In Bezug auf die Ausgestaltung der Anreizregulierung schlägt die Bundesnetzagentur vor, die Regulierungsperiode auf drei Jahre zu verkürzen, um Veränderungen bei den Betriebskosten schneller auf die Erlösobergrenze wälzen zu können. Eine Voraussetzung für eine Verkürzung der Regulierungsperiode wären deutliche Vereinfachungen bei der Kostenbestimmung. Nach Ansicht der Behörde stellt eine dreijährige Regulierungsperiode einen geeigneten Kompromiss aus einer regelmäßigen Anpassung der Kosten und Anreizen für eine Effizienzsteigerung dar. Die Kapitalkosten sollen weiterhin über das Modell eines Kapitalkostenaufschlags abgebildet werden.

Thesen und Fragestellungen der Bundesnetzagentur

These 2: Um den Netzbetreibern die Möglichkeit zu geben, starke Kostenänderungen im Bereich der OPEX kurzfristiger in die Bestimmung der Erlösobergrenze einbringen zu können, sollte die Regulierungsperiode deutlich verkürzt werden.

Wird These 2 geteilt?

Anmerkung Netze BW

Durch eine Verkürzung der Regulierungsperiode auf drei Jahre können Kostenänderungen innerhalb der Regulierungsperiode schneller auf die regulierten Erlöse gewälzt werden. Es bleiben jedoch weiterhin erhebliche Zeitverzögerungen bei dynamischem Kostenaufwachsen, so dass auch bei dreijährigen Regulierungsperioden zusätzliche Anpassungsmechanismen zur Abbildung von Kostensteigerungen innerhalb der Regulierungsperiode notwendig sind. Explizit ist die Netze BW der Auffassung, dass die Ausgestaltung des Regulierungssystems keine Frage eines „Kompromisses“ ist, sondern ökonomisch sachgerecht die veränderte Versorgungsaufgabe der Netzbetreiber und den damit einhergehenden strukturellen Kostenaufwuchs bei den Betriebskosten adressieren muss.

Begründung Netze BW

Grundsätzlich können durch eine verkürzte Regulierungsperiode Kostenänderungen schneller auf die Erlöse gewälzt werden. Eine Verkürzung der Regulierungsperiode von fünf auf drei Jahre löst das Kernproblem des systemimmanenten Zeitversatzes bei energiewendebedingt kontinuierlich steigenden operativen Kosten jedoch nicht. Der Zeitversatz sinkt nur von maximal sieben auf maximal fünf Jahre und von durchschnittlich fünf auf durchschnittlich vier Jahre. Unter der Annahme, dass in den nächsten Jahren weiterhin deutliche Kostenzuwächse bei den operativen Kosten auftreten werden, käme es

auch bei einer dreijährigen Regulierungsperiode noch zu deutlichen Verzögerungen bei der Anerkennung dieser Kosten.

Ganz grundsätzlich teilen wir nicht die Auffassung der Behörde, dass eine Verkürzung der Regulierungsperiode auf drei Jahre einen Kompromiss zwischen Kostenanpassung und Anreizen zur Effizienzsteigerung darstellt. Eine ökonomisch sachgerechte Regulierung ist keine Frage von Kompromissen. Die Ausgestaltung der Regulierung muss ihrem Ziel gerecht werden, Netzbetreibern in der Erwartung eine Erstattung ihrer effizienten Kosten zu ermöglichen. Eine strukturelle Kostenunterdeckung darf daher kein Element des Regulierungssystems sein und eine solche Kostenunterdeckung würde weiterhin bestehen, wenn man irrtümlich davon ausgeht, das Problem des operativen Kostenzuwachses lediglich mit einer Verkürzung der Regulierungsperiode lösen zu können. Die Verkürzung der Regulierungsperiode darf daher auch nicht als Feigenblatt für notwendige Anpassungen bei anderen Elementen des Regulierungssystems dienen.

Frage der Bundesnetzagentur

Wie bewerten Sie die Effektivität der Verkürzung der Regulierungsperiode hinsichtlich einer zeitgerechteren Abbildung von Kostenänderungen in der Erlösobergrenze der Netzbetreiber einerseits und hinsichtlich der Erhaltung des Budgetansatzes als Anreiz für die Erhaltung der Kosteneffizienz andererseits?

Anmerkung Netze BW

Eine Verkürzung der Regulierungsperiode auf drei Jahre ist nur bedingt geeignet, das Problem des Aufwuchses operativer Betriebskosten zu lösen. Auch bei einer dreijährigen Regulierungsperiode müssten weiterhin Anpassungsfaktoren wie der Produktivitätsfaktor und Preisindexierungen für eine Wälzung steigender Betriebskosten auf die Erlöse sorgen.

Begründung Netze BW

Eine Verkürzung der Regulierungsperiode auf drei Jahre ist hinsichtlich einer zeitgerechteren Abbildung von Kostenänderungen in der Erlösobergrenze der Netzbetreiber nur teilweise wirksam, weil dadurch das Kernproblem des Zeitversatzes in der regulatorischen Kostenanerkennung lediglich abgemildert, aber keinesfalls gelöst wird.

Eine Analyse zur bisherigen Effektivität des Regulierungsrahmens in Bezug auf die erlösseitige Abbildung von Betriebskostensteigerungen zeigt, dass Betriebskostensteigerungen während der Regulierungsperiode regelmäßig nicht vollständig durch den Korrekturmechanismus von VPI und Xgen abgebildet wurden. Wie die Bundesnetzagentur im Rahmen der Auftaktveranstaltung am 2. Februar 2024

aufgezeigt hat, sind die Betriebskosten der Stromverteilnetzbetreiber zwischen den Basisjahren für die dritte und die vierte Regulierungsperiode um 25% gestiegen.² Auch bei einer Verkürzung der Regulierungsperiode von fünf auf drei Jahren wäre der durchschnittliche Zeitverzug zwischen Basisjahr und dem Jahr der Anwendung in der Regulierungsperiode immer noch 4 Jahre (anstatt der bislang 5 Jahre). So wären systematisch immer noch 80% des Kostenaufwuchses nicht erfasst. Auch bei einer dreijährigen Regulierungsperiode müssten also weiterhin Anpassungsfaktoren wie der Produktivitätsfaktor und Preisindexierungen für eine Wälzung steigender Betriebskosten auf die Erlöse sorgen. Dabei sind die heutigen Anpassungsfaktoren schon bei weitem nicht ausreichend: Über den Korrekturmechanismus VPI und Xgen durfte die Erlösobergrenze 2021 nur um 2% über die Gesamtkosten des Basisjahres 2016 hinaus angepasst werden. Diese 2% entsprechen jedoch nur ca. einem Sechstel des 25%igen Betriebskostenwachstums in demselben Zeitraum.³ Die verbleibenden fünf Sechstel mussten netzbetreiberseitig getragen werden.

Hinsichtlich der Einhaltung des Budgetansatzes als Anreiz für die Erhaltung der Kosteneffizienz ist festzuhalten, dass die Effizienzanreize bei einer kürzeren Regulierungsperiode naturgemäß geringer sind, da Effizienzgewinne nur über einen kürzeren Zeitraum realisiert und einbehalten werden können. Effizienzanreize werden darüber hinaus zusätzlich durch den Effizienzvergleich geschaffen. Netze BW geht davon aus, dass die Effizienzanreize auch bei einer dreijährigen Regulierungsperiode noch ausreichend wirksam sind. Eine Verschärfung der Effizienzanreize sollte vermieden werden.

Frage der Bundesnetzagentur

Welche alternativen Instrumente sehen Sie, um Kostenänderungen in der Erlösobergrenze kurzfristiger abzubilden und gleichzeitig Anreize zur Erhaltung der Kosteneffizienz zu setzen?

Anmerkung Netze BW

Grundsätzlich steht mit den Anpassungsfaktoren VPI und Xgen bereits ein Mechanismus zur Verfügung, um Kostenveränderungen während der Regulierungsperiode abzubilden. Bei konzeptionell richtiger Ausgestaltung, sorgfältiger Prognose und empirisch

² Vgl. Folie 5 „Anpassung von OPEX“, Stefan Albrecht, bei der Auftaktveranstaltung NEST vom 02.02.2024.

³ Annahme: Verhältnis CAPEX/OPEX = 50%/50%; $2\% \cdot \text{Gesamtkosten}$ (reale Anpassung VPI - Xgen) ist knapp ein Sechstel von $25\% \cdot (\text{Gesamtkosten} \cdot 50\%) = 12,5\% \cdot \text{Gesamtkosten}$ (Kostenaufwuchs OPEX).

sachgerechter Ermittlung wäre dieser Mechanismus in der Lage Betriebskostenaufwüchse generell abzubilden. Spezifische energiewendebedingte Kostenveränderungen könnten zusätzlich auf Basis geeigneter Energiewendeparameter und standardisierte Kostenansätze erfasst und in den Erlösen berücksichtigt werden

Begründung Netze BW

Als grundsätzlicher anreizkompatibler Mechanismus zur Abbildung von Kostenänderungen in der Erlösobergrenze innerhalb der Regulierungsperiode steht mit dem Korrekturfaktor VPI und Xgen bereits ein Instrument zur Verfügung. Bei konzeptionell richtiger Ausgestaltung (Beseitigung des Zeitverzugs zwischen Basisjahr und ersten Jahr der folgenden Regulierungsperiode / Berücksichtigung des Outputmengenwachstums) sowie empirisch sachgerechter Ermittlung (Verkürzung des Betrachtungszeitraumes um aktuelle Veränderungen des wirtschaftlichen Umfeldes geeignet abzubilden und bessere Prognosen zu erhalten), könnte dieses Instrument einen wesentlichen Beitrag zu einer zeitnahen und sachgerechten Abbildung von Betriebskostensteigerungen ermöglichen.

Sofern die Bundesnetzagentur keine Abbildung der Betriebskostensteigerungen über den Xgen in Erwägung ziehen sollte, sollten zumindest spezielle, energiewendebedingte (operative) Kostenänderungen auf Basis geeigneter, messbarer Energiewendeparameter bewertet mit standardisierten Kostenansätzen in der Erlösobergrenze abgebildet werden. Im Kern ginge es hier darum einzelne energiewendebedingt stark zunehmende Aufgaben anhand von Kennzahlen zu parametrisieren und jährlich zu erheben, um die Entwicklung auch innerhalb einer Regulierungsperiode nachvollziehen zu können. Diese Tätigkeiten, wie beispielsweise der Anschluss jeder neuen EEG-Anlage, verursachen bei den Netzbetreibern beträchtliche operative Einmalkosten, die basierend auf dem derzeitigen Budgetprinzip erst im nächsten Basisjahr geltend gemacht werden können. Ein entscheidender Vorteil eines solchen Ansatz wäre, dass damit zielgerichtet klar definierte Aufgaben der Energiewende ohne größeren Zeitverzug vergütet werden können. Im Gegensatz zu dem ehemaligen Erweiterungsfaktor, der pauschal anhand weniger Kennzahlen eine Annahme über das Wachstum des Gesamtnetzes und die damit zusammenhängen Kosten hergestellt hat, würde sich ein Betriebskosten-Wachstumsfaktor an den spezifischen Kosten einzeln messbarer, klar umrissener Tätigkeiten orientieren, die im Netzbetrieb einmalig anfallen, wenn sich die Versorgungsaufgabe energiewendebedingt ändert. Mit dieser Methodik würde jedoch nur ein begrenzter Teil des OPEX-Aufwuchses in die Erlösobergrenze gewälzt werden können.

Frage der Bundesnetzagentur

Welche – über die in diesem Papier gemachten Vorschläge hinausgehenden – Anpassungen halten Sie für denkbar, um eine Verkürzung der Regulierungsperiode operativ umsetzen zu können?

Anmerkung Netze BW

Vor dem Hintergrund der von der Behörde in Abschnitt D herausgestellten unterschiedlichen Betroffenheit der Verteilnetzbetreiber stellt sich grundsätzlich die Frage, inwiefern pauschalierende Vereinfachungen diesen heterogenen Herausforderungen gerecht werden können. Dies gilt umso mehr, wenn diese Vereinfachungen nur dem Vorschlag einer Verkürzung der Regulierungsperiode und deren operativer Handhabung geschuldet sind. Weitere Vereinfachungen sollten nach Auffassung der Netze BW daher prinzipiell sorgfältig abgewogen werden.

Bereits der Vorschlag bei der Kostenprüfung nur auf Durchschnittskosten der vergangenen Jahre abzustellen führt bei wachsenden Kosten zu einer systematischen Kostenunterdeckung und stellt einen retrospektiven Ansatz dar, der dem sich dynamisch wandelnden netzwirtschaftlichen Umfeld unter Umständen nicht gerecht wird.

Begründung Netze BW

Die Bundesnetzagentur erläutert in Abschnitt D über die geänderten Herausforderungen an die Regulierung die „sehr unterschiedliche Betroffenheit“ zwischen den Stromverteilnetzbetreibern als auch die unterschiedliche Betroffenheit der Stromverteilnetzbetreiber auf den unterschiedlichen Spannungsebenen. Generell ist auch für Gasverteilnetzbetreiber im Zuge der Transformation des Sektors eine sehr divergierende Entwicklung zu erwarten. Vor diesem Hintergrund stellt sich die Frage, inwiefern pauschalierende Vereinfachungen diesen Herausforderungen gerecht werden. Diese gilt umso mehr, wenn diese Vereinfachungen nur dem Vorschlag einer Verkürzung der Regulierungsperiode und deren operativer Handhabung geschuldet sind.

Die Bundesnetzagentur betont in ihrem Eckpunktepapier insbesondere die Beschleunigung des Prüfzyklus als eine zentrale Voraussetzung für die Umsetzung einer Verkürzung der Regulierungsperiode, die wiederum mit einer deutlichen Vereinfachung der Kostenbestimmung einhergehen müsse. Hierzu schlägt die Bundesnetzagentur u.a. vor, in der Prüfpraxis grundsätzlich eher von einer Durchschnittsbildung auszugehen. Eine vergangenheitsorientierte Durchschnittsbildung führt jedoch bei zu erwartenden erheblichen Kostenzuwächsen systematisch zu deutlichen Kostenkürzungen und das Ziel der Regulierung, dem Netzbetreiber die effizienten Kosten zu erstatten, wird eindeutig verfehlt.

5.3 Dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile und volatile Kosten

Die Bundesnetzagentur erläutert in Kapitel G3 ihre Überlegungen zur Kostenkategorie der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten und der volatilen Kosten. Sie geht aktuell davon aus, dass beide Kostenkategorien im Grundsatz erhalten bleiben und beabsichtigt generelle Kriterien für die Einstufung einer Kostenkategorie als dauerhaft nicht beeinflussbar oder volatil festzulegen.

Thesen und Fragestellungen der Bundesnetzagentur

These 3: Für die Ableitung eines sachlich begründbaren Katalogs sieht die Bundesnetzagentur 1) die Werthaltigkeit einer Kostenkategorie (finanzielle Bedeutung der Position „der Höhe nach“) sowie 2) deren Exogenität als zentrale Kriterien für geeignet an.

Wird die These 3 geteilt? Wie bewerten Sie die Kriterien zur Bestimmung von nicht beeinflussbaren Kostenanteilen?

Anmerkung Netze BW

In der Tendenz wird die These geteilt, dass Exogenität und wirtschaftliche Bedeutung zentrale Kriterien für die Einstufung als nicht beeinflussbare Kostenanteile darstellen. Allerdings sind die genannten Kriterien nicht näher definiert und interpretationsbedürftig. Dies gilt insbesondere für die Exogenität einer Kostenart, die in vielen Fällen nur eine graduelle Einstufung von Kosten als nicht beeinflussbar erlauben dürfte. Diesbezüglich sollte in einer Rahmenfestlegung darauf geachtet werden, das Kriterium der Exogenität nicht verabsolutierend zu definieren. Zudem sind weitere Kriterien wie Volatilität und auch die Fragestellung, ob Kostenpositionen einem Effizienzdruck unterliegen sollen zu berücksichtigten (bspw. Tarifautonomie und Mitbestimmung). Die konkrete Einstufung einzelner Kostenarten in die verschiedenen Kostenkategorien sollte in einem zweiten Schritt, also im Rahmen der Methodenfestlegung erfolgen.

Begründung Netze BW

Bei der Einstufung von Kosten als dauerhaft nicht beeinflussbar geht es grundsätzlich um zwei Sachverhalte: Zum einen darum, dass Änderungen von Kosten, auf die der Netzbetreiber keinen oder nur wenig Einfluss im Verlauf der Regulierungsperiode hat, zeitnah auf die Erlösobergrenze gewälzt werden können. Zum zweiten geht es darum, dass diese Kosten nicht in den Effizienzvergleich einbezogen werden. Sofern Kosten größtenteils exogen sind und vom Netzbetreiber nicht beeinflusst werden können, wäre es unsinnig, diese Kosten den Anreizen des Budgetprinzips oder dem Effizienzvorgaben aus dem Effizienzvergleich zu unterwerfen.

Das Ausmaß der Exogenität einer Kostenposition ist daher das erste Kriterium für eine Einstufung von Kosten als nicht beeinflussbar. Wenn Kosten eindeutig exogen sind, wie beispielsweise bei der gesetzlich vorgeschriebenen Kostenübernahme für intelligente Messsysteme müssen diese auch zwingend als dauerhaft nicht beeinflussbar anerkannt werden. Ist die Exogenität grundsätzlich gegeben, ist die Einstufung als dauerhaft nicht beeinflussbar umso wichtiger, je werthaltiger und je volatiler eine Kostenposition ist.

Die Exogenität einer Kostenposition ist jedoch kein trennscharfes Kriterium. Kostenkategorien dürften in vielen Fällen nur mehr oder weniger exogen sein. Für die Entscheidung, ob eine Kostenkategorie als nicht beeinflussbar eingestuft wird, sollte daher ergänzend das Kriterium der Volatilität herangezogen werden. Wenn eine Kostenposition während der Regulierungsperiode sehr starken jährlichen Schwankungen unterliegt (und überwiegend exogen ist), kann die Einordnung als dauerhaft nicht beeinflussbar sicherstellen, dass diese Schwankungen in der Erlösbergrenze berücksichtigt werden. Zusätzlich werden damit auch Verzerrungen im Effizienzvergleich vermieden.

In Bezug auf das Kriterium der Gleichartigkeit der Kosten ist nicht klar, was hiermit genau gemeint ist. Aus dem Text des Eckpunktepapiers ließe sich interpretieren, dass Gleichartigkeit von Kosten zu einer Einstufung als dauerhaft nicht beeinflussbar führen könnte. Auf den Folien der Auftaktveranstaltung wird hingegen dargelegt, dass die Gleichartigkeit einer Kostenposition bei den verschiedenen Netzbetreibern für einen Einbezug in den Effizienzvergleich spreche. Da letzteres mehr Sinn ergibt, gehen wir im Weiteren davon aus, dass die Behörde meint, dass Gleichartigkeit einer Kostenposition dafürspricht, diese grundsätzlich in den Effizienzvergleich einzubeziehen.

Allerdings bleibt auch hier unklar, wie Gleichartigkeit definiert ist und worauf diese Bezug nimmt. Wenn mit der Gleichartigkeit der Kosten gemeint ist, dass eine Kostenposition grundsätzlich bei allen Netzbetreibern existiert, kann zugestimmt werden, dass dies ein notwendiges (aber nicht unbedingt hinreichendes) Kriterium dafür ist, Kosten in den Effizienzvergleich einzubeziehen. Denn wenn Kosten systematisch ungleich anfallen (beispielsweise aufgrund von volatilen Schwankungen im Zeitablauf), spricht dies dafür, diese weiterhin als dauerhaft nicht beeinflussbar anzuerkennen oder als volatile Kosten einzustufen.

Als ein weiteres (Hilfs-)Kriterium für die Einstufung als nicht beeinflussbare Kosten schlagen wir konkrete gesetzliche Verpflichtungen vor. Kosten, die sich unmittelbar aus gesetzlichen Pflichten (bspw. betriebliche Mitbestimmung) ergeben, sollten grundsätzlich auch zukünftig als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten anerkannt werden. In den Kriterienkatalog für die Einstufung als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten

(Rahmenfestlegung) sollte daher auch eine entsprechende Vermutungsregelung gesetzlicher Verpflichtungen für die Exogenität einer Kostenposition aufgenommen werden.

Frage der Bundesnetzagentur

Welche Kostenkategorien müssten aus Ihrer Sicht weiterhin als dauerhaft nicht beeinflussbare oder volatile Kostenkategorien betrachtet werden? Wie begründen Sie die Abgrenzung?

Anmerkung Netze BW

Nach Ansicht der Netze BW müssen die bisher als dauerhaft nicht beeinflussbar eingestuften Kostenpositionen auch weiterhin in dieser Kategorie eingestuft werden, da sie in hohem Maße exogen determiniert sind und die Netzbetreiber bestenfalls nur sehr eng begrenzte Möglichkeiten haben, diese Kosten zu beeinflussen. Insbesondere gilt dies für die Personalzusatzkosten, zu denen auch die stark schwankenden Aufwendungen aus Pensionsverpflichtungen gehören.

Begründung Netze BW

Der bisherige und etablierte Katalog der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenpositionen sollte auch in die Neuregelung überführt werden. Zudem sollte diese um neue gesetzliche Verpflichtungen ergänzt werden. Dies umfasst insbesondere die Kostenübernahme im Zuge des Rollouts der intelligenten Messsysteme.

Allein aus Gründen des bürokratischen Aufwands sollte es keine Anpassungen am Katalog der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten geben. Dies wäre auch mit den von der Bundesnetzagentur notwendigen Kriterien zur Identifikation von dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenpositionen nicht vereinbar.

Insbesondere sollte der Kostenblock der Personalzusatzkosten auch weiterhin als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenkategorie anerkannt werden. Unter anderem enthalten die Personalzusatzkosten Aufwendungen sowie Rückstellungen für Pensionen. Diese unterliegen erheblichen exogenen Schwankungen aufgrund von Marktinzinsvolatilitäten, die vor allem die Pensionsrückstellungen betreffen. Aber auch exogene Volatilität durch personelle und tariflohngebundene Änderungen beeinflussen die Höhe der Kostenposition.

Bei den Aufwendungen und Rückstellungen für Pensionen gibt es außerdem Unterschiede zwischen Netzbetreibern je nach gewähltem Altersvorsorgesystem. Der Einbezug dieser

Kosten in den Effizienzvergleich ist problematisch und würde zur systematischen Benachteiligung einiger Netzbetreiber durch exogene Kostenschwankungen führen. Zudem wäre ein Budgetansatz völlig ungeeignet, um eine Kostenerstattung zu gewährleisten.

Aber auch bei anderen Bestandteilen der Personalzusatzkosten ist die Beeinflussbarkeit durch den Netzbetreiber eingeschränkt. In der Vergangenheit eingegangene Zusagen und Betriebsvereinbarungen können nicht kurzfristig angepasst werden. Ein weiteres Thema, welche den Handlungsspielraum bezüglich der Kürzung von Personalzusatzkosten einschränkt, ist der Fachkräftemangel. Kürzungen von Lohnzusatzleistungen erschwert den Wettbewerb um Fachkräfte zusätzlich, Netzbetreiber konkurrieren nicht nur untereinander, sondern auch mit anderen Branchen um gut ausgebildete Fachkräfte. Hier spielen teilweise auch regionale Gegebenheiten eine Rolle. Auch das Angebot geeigneter Weiterbildungsmöglichkeiten spielt einerseits in Bezug auf das Werben um Fachkräfte, andererseits aber auch in Bezug auf die neuen Herausforderungen und Themenfelder, die die Energiewende mit sich bringt, eine zentrale Rolle für Netzbetreiber. Gerade wenn das Angebot an Arbeitskräften knapp ist, kann eine gute Weiterbildung dazu beitragen vorhandene Potenziale optimal auszuschöpfen was sich langfristig kostensenkend auswirken kann. Die Kosten für Betriebs- und Personalratstätigkeit sind ebenfalls größtenteils exogen vorgegeben, da diese eng mit dem Personalhochlauf verknüpft sind und es hierzu klare gesetzliche Vorgaben gibt.

Zur Verfahrensvereinfachung wäre für einige wirtschaftlich weniger bedeutsame Positionen im derzeitigen Katalog nicht beeinflussbarer Kosten eine geeignete Pauschalierung denkbar.

Insgesamt gilt, dass auch bei einer verkürzten Regulierungsperiode die Aussortierung von Kostenpositionen aus der Kategorie dauerhaft nicht beeinflussbarer Kosten substantielle Auswirkungen hätte, da Schwankungen während der Regulierungsperiode dann nicht mehr berücksichtigt werden könnten und über den Effizienzvergleich zudem ein falscher Effizienzdruck entstehen könnte, da die dahinterstehenden Kosten maßgeblich nicht durch den Netzbetreiber beeinflusst werden.

Die wichtige Bedeutung der Kostenkategorie volatile Kosten hat sich auch in den letzten Jahren erneut bestätigt. So waren sehr signifikante Preissprünge auf den Großhandelsmärkten für Strom zu verzeichnen. Nur dank der Einstufung der Verlustenergie als volatile Kosten, war es möglich diese exogenen Preisveränderungen über die Erlösobergrenzen zu vereinnahmen. Ein Budgetansatz hätte nicht absehbare Wirkungen auf die Lebensfähigkeit der Verteilnetze gehabt. Im Umkehrschluss führen die aktuell zu beobachtenden Preisrückgänge am Großhandelsmarkt zukünftig auch zu einem

Kostenrückgang in der Erlösobergrenze. Daher sollte auch zukünftig die Einstufung der Verlustenergiekosten als volatile Kostenbestandteile sichergestellt werden.

5.4 Genereller sektoraler Produktivitätsfaktor

In Kapitel G4 stellt die Bundesnetzagentur die grundsätzliche Notwendigkeit eines generellen sektoralen Produktivitätsfaktors zur Diskussion und kündigt die Prüfung von Optimierungspotentialen bei der Bestimmung und der Anwendung des Anpassungsfaktors aus Verbraucherpreisindex und Produktivitätsfaktor an.

Thesen und Fragestellungen der Bundesnetzagentur

These 4: Es gibt in der Netzwirtschaft weiterhin eine sektorspezifische Produktivitätsentwicklung (technischer Fortschritt). Diese ist abzubilden und methodische Anpassungen bei der Ermittlung und Anwendung des PF sind zu erwägen.

Wird These 4 geteilt? Kommen Sie für die Sektoren der Strom- und Gasverteilernetzbetreiber zu unterschiedlichen Einschätzungen? Wenn ja, warum?

Anmerkung Netze BW

Grundsätzlich wird die These geteilt, dass es in der Netzwirtschaft eine sektorspezifische Produktivitätsentwicklung (technischen Fortschritt) gibt, der in einer Anreizregulierung mit Budgetprinzip abzubilden ist. Neben dem in der Regel kostensenkend wirkenden technischen Fortschritt ist auch die in der Regel kostenerhöhend wirkende sektorspezifische Inputpreisentwicklung zu berücksichtigen.

Es ist der These 4 auch dabei zuzustimmen, dass methodische Anpassungen bei der Ermittlung und Anwendung des Produktivitätsfaktors zu erwägen sind. Anpassungen sind nach Auffassung der Netze BW nicht nur zu erwägen, sondern konzeptionell auch geboten.

Sinn und Zweck eines Produktivitätsfaktors in der Anreizregulierung bestehen darin, Kostenänderungen während der Regulierungsperiode in den Erlösen abzubilden. Der sektorale Produktivitätsfaktor muss im Falle einer Erlösobergrenzenregulierung um die Entwicklung der Outputmengen angepasst werden. Die bisherige Definition des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors nach §9 ARegV, die lediglich auf die sektorspezifische Produktivitäts- und Inputpreisentwicklung abstellt, ist für eine Preisobergrenzenregulierung konzipiert und nicht für eine Erlösobergrenzenregulierung. Bei konzeptionell richtiger Ausgestaltung (Beseitigung Zeitverzug zwischen Basisjahr und erstem Jahr der Regulierungsperiode, Berücksichtigung des Outputmengenwachstums) sowie empirisch

sachgerechter Ermittlung (Verkürzung des Stützintervalls um dynamische Veränderungen des wirtschaftlichen Umfeldes besser zu erfassen) könnten die Prognosefähigkeit des Produktivitätsfaktors erhöht und allgemeine Betriebskostensteigerungen besser abgebildet werden. Hierdurch kann der generelle Produktivitätsfaktor auch einen wesentlichen Beitrag dazu leisten, den als strukturelles Problem für die Anreizregulierung erkannten Aufwuchs der Betriebskosten innerhalb der Regulierungsperiode zu lösen.

Neben der Beseitigung des Zeitverzugs zwischen Basisjahr und erstem Jahr der Regulierungsperiode sowie dem Einbezug des Outputmengenwachstums ist die Anwendung des generellen Produktivitätsfaktors auf die Kapitalkosten mit Einführung des Kapitalkostenabgleichs obsolet geworden. Kostensteigerungen bei den Kapitalkosten werden bereits über den Kapitalkostenzuschlag erfasst.

Begründung Netze BW

Sinn und Zweck des Produktivitätsfaktors in einer Anreizregulierung mit Budgetprinzip bestehen darin, Kostenanpassungen während der Regulierungsperiode zu ermöglichen. Theoretischer Hintergrund ist die Simulation von Wettbewerbsbedingungen, da im Wettbewerb sowohl Produktivitätsentwicklungen als auch Inputpreissteigerungen über die Marktpreise an die Konsumenten weitergegeben werden. Der Bundesnetzagentur zustimmend stellt der Produktivitätsfaktor daher auch ein Standardinstrument der Anreizregulierung dar. Um der Wettbewerbsfiktion (ökonomische Nullgewinnbedingung) Rechnung zu tragen ist der Produktivitätsfaktor in einer Erlösbergrenzenregulierung um das Wachstum der Outputmenge zu ergänzen; denn Kostenänderungen setzen sich zusammen aus der Veränderung der Inputmengen pro Outputmenge (Produktivität), der Inputpreise und der Veränderung der Outputmengen (Versorgungsaufgabe des Netzbetreibers). In einer Preisobergrenzenregulierung dagegen muss nicht das Kostenwachstum, sondern das Stückkostenwachstum angepasst werden. Dies wird mit der Anpassung von Inputpreisen und Produktivität ausreichend erfasst.

In der Anreizregulierung in Deutschland wird die Kostenanpassung innerhalb der Regulierungsperiode gemäß §§ 8 und 9 ARegV über den generellen sektoralen Produktivitätsfaktor und den Verbraucherpreisindex abgebildet. Im generellen sektoralen Produktivitätsfaktor werden die Veränderungen der Inputpreise und der Produktivität des Netzbetriebs in Differenz zur Gesamtwirtschaft abgebildet. Änderungen der Versorgungsaufgabe werden nicht erfasst.

Ein „Produktivitätsfaktor“ muss auch in Zukunft sowohl Inputpreis- wie Produktivitätsänderungen der Netzbranche abbilden. Gleichzeitig sollte er um die Entwicklung der Outputmenge ergänzt werden. Im Regelfall ist von steigenden Inputpreisen und einer steigenden Produktivität auszugehen. Steigende Inputpreise der

Netzbranche erhöhen dabei die Erlösobergrenze, eine steigende Produktivität verringert die Erlösobergrenze. Wenn die Inputpreise stärker steigen als die Produktivität, muss sich in Summe die Erlösobergrenze erhöhen. Dies gilt unabhängig von den entsprechenden Änderungen in der Gesamtwirtschaft. Insofern als der generelle sektorale Produktivitätsfaktor in der bisherigen Konzeption der ARegV die Differenz zwischen Netzwirtschaft und Gesamtwirtschaft abbildet, kann aus einer positiven Produktivitätsentwicklung aber nicht auf einen positiven generellen sektoralen Produktivitätsfaktor geschlossen werden.

Die derzeitige konzeptionelle Fassung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors weist neben der Vernachlässigung der Outputmengenentwicklung noch weitere konzeptionelle Probleme auf:

- Zum einen findet die Kostenanpassung über den Produktivitätsfaktor mit einem zweijährigen Verzug statt. Die genehmigten Erlöse des Jahres X entsprechen somit konzeptionell regelmäßig den Kosten des Jahres X-2. Dieser Zeitverzug ist zu beseitigen.
- Zum anderen ist mit der Einführung des Kapitalkostenabgleichs das Budgetprinzip für Kapitalkosten aufgehoben. Eine Anpassung der Kapitalkosten über Verbraucherpreisindex und Produktivitätsfaktor kann entfallen, da die Kostenentwicklung bei Kapitalkosten direkt in der Erlösobergrenze erfasst wird. Der zukünftige Produktivitätsfaktor sollte nur auf Basis der operativen Betriebskosten ermittelt und nur auf diese angewandt werden.

Vor diesem Hintergrund ist die Notwendigkeit grundlegender methodischer Anpassungen bei der Ermittlung eines zukünftigen „Produktivitätsfaktor“ im Vergleich zum bestehenden Xgen klar zu bejahen.

Frage der Bundesnetzagentur

Welche alternativen Ansätze zur Bestimmung und Berücksichtigung sektorspezifischer Produktivitätsfortschritte und zur Abbildung der Inflation sollten geprüft werden?

Anmerkung Netze BW

Es sollten zwei alternative Ansätze zur Kostenanpassung während der Regulierungsperiode im Vergleich zur heutigen Vorgehensweise geprüft werden.

Der erste Ansatz ist ein OPEX-Produktivitätsfaktor. Dieser behebt die unzureichende Deckung der energiewendebedingten Kostenaufwüchse. Zentrale Änderungen bei diesem Ansatz sind

- die Abschaffung des Zweijahresverzugs in der Anwendung der Kosteninflationierung,
- die Abschaffung der Anwendung der Kosteninflationierung auf die Kapitalkosten,
- eine Berechnung des OPEX-Produktivitätsfaktors auf der Entwicklung der geprüften Betriebskosten der Netzbranche.

Durch das Aufsetzen auf der Entwicklung der Betriebskosten passt dieser Ansatz die Basisjahrkosten nicht nur hinsichtlich der Veränderung der Inputpreise und der Produktivität sondern auch hinsichtlich der Veränderung der Versorgungsaufgabe an. Somit ist dieser Ansatz nicht nur operativ sehr einfach umsetzbar, sondern liefert auch einen substantziellen Beitrag zur Lösung des Problems des OPEX-Aufwuchses. Analog zum heutigen Vorgehen würde der OPEX-Produktivitätsfaktor als Differenz zwischen der historischen Entwicklung des VPI und der historischen Entwicklung der Betriebskosten berechnet werden. Gleichermaßen erfolgt die Kostenanpassung dann über die aktuelle VPI-Änderung, die durch den OPEX-Produktivitätsfaktor korrigiert wird.

Der zweite Ansatz ist ein Netzbetreiberpreisindex nach dem Vorbild Österreichs. Hier wird ein Index der Inputpreise erstellt, der laufend erhoben wird. Mit diesem Netzbetreiberpreisindex wird die Erlösbergrenze direkt relativ zum Basisjahr angepasst. Zusätzlich wird auf Grundlage von Kostendaten eine Produktivität berechnet. Die Produktivität muss weiterhin als Prognose auf Basis vergangener Daten für die Regulierungsperiode geschätzt werden. Da der Netzbetreiberpreisindex laufend ermittelt wird, entfällt die Notwendigkeit den Verbraucherpreisindex in diesen Ansatz einzubeziehen. Bei diesem alternativen Ansatz werden wie bisher Inputpreisänderungen und Produktivitätsänderungen des Netzbetriebs abgebildet. Die Änderung der Versorgungsaufgabe muss an anderer Stelle in der Regulierungssystematik abgebildet werden.

Begründung Netze BW

Grundsätzliche Möglichkeiten der Ausgestaltung eines Produktivitätsfaktors

Die einzelnen Komponenten eines Produktivitätsfaktors können auf verschiedene Weise ermittelt werden. Es kann entweder auf Daten der Netzbetreiber zurückgegriffen werden oder es können Daten anderer Wirtschaftszweige verwendet werden. Die einzelnen Komponenten des Produktivitätsfaktors können entweder separat oder zusammengefasst bestimmt werden. Die Bundesnetzagentur hat sich bisher dafür entschieden Daten der Netzbetreiber zu verwenden. Das Ergebnis der so bestimmten netzwirtschaftlichen

Inputpreis- und Produktivitätsänderung wird um Abweichungen zwischen der aktuellen Inflationsrate und deren längerfristigen Durchschnitt (abgebildet durch die aktuelle VPI-Änderung nach §8 ARegV bzw. den längerfristigen Durchschnitt der VPI-Änderung bei der Berechnung des Produktivitätsfaktors) korrigiert. Der VPI fungiert hier als Hilfsindex um Abweichungen zwischen aktuellen, kurzfristigen Preisentwicklungen und historischen, längerfristigen Preisentwicklungen zu korrigieren.

Inputpreisänderung

Die Inputpreisänderung kann entweder durch einen laufend ermittelten aktuellen Preisindex festgelegt werden, der die Inputpreisentwicklung des Netzbetriebs hinreichend widerspiegelt (Netzbetreiberpreisindex) oder auf Grundlage historischer Kostendaten der regulierten Netzbetreiber ermittelt und dann als Prognose fortgeführt werden. Ein Netzbetreiberpreisindex wird fortlaufend ermittelt und kann somit direkt zur Anpassung der Inputpreissteigerungen während der Regulierungsperiode verwendet werden. Bedingung ist, dass dieser Preisindex die Inputpreisveränderungen des Netzbetriebs ausreichend gut repräsentiert. Aufgrund der direkten, aktuellen Anpassung der Kosten durch den Netzbetreiberpreisindex entfällt die Notwendigkeit eines Hilfsindex wie des VPI.

Alternativ kann die Preisentwicklung der Branche aus historischen Kostendaten der Netzbetreiber ermittelt werden, die dann für eine Prognose der zukünftigen Entwicklung der Inputpreise herangezogen werden. Kostendaten müssen für die isolierte Ermittlung der Inputpreisänderung jedoch mit geeigneten Mengenindizes deflationiert werden. Da Preisentwicklungen (im Gegensatz zu Produktivitätsentwicklungen) häufig volatil sind, unterscheiden sich historische Preisentwicklungen oft von aktuellen, kurzfristigen Preisbewegungen. Als Beispiel sei hier die Differenz zwischen der aktuellen Entwicklung von Verbraucherpreisindex oder Erzeugerpreisindex und deren langfristigen Trends genannt.

Aus diesem Grund ist es bei der Verwendung der historischen Kostendaten der Netzbetreiber sinnvoll die Inputpreisentwicklung mit Hilfe der Differenz zwischen den historischen Inputpreisen des Netzbetreibers und beispielsweise dem historischen Verbraucherpreisindex zu prognostizieren. Diese Differenz ist stabiler gegenüber Preisschocks (d.h. kurzfristigen Preisbewegungen), da Inputpreise und Verbraucherpreise korreliert sind und auf Änderungen ähnlich reagieren. Die Erlösobergrenze wird dann mit dem aktuellen Jahreswert des Verbraucherpreisindex angepasst, der um die Differenz zwischen dem längerfristigen, historischen Durchschnitt der netzwirtschaftlichen Inputpreisentwicklung und der Verbraucherpreisentwicklung korrigiert wird.

Produktivitätsänderung

Auch die Produktivität kann entweder auf Basis von Daten anderer (ähnlicher) Wirtschaftszweige oder alternativ auf Grundlage historischer Kostendaten der Netzbetreiber ermittelt werden. Die Produktivität soll den technischen Fortschritt und die damit verbundenen Kostensenkungen im Netzbetrieb abbilden. Im Gegensatz zu Preisbewegungen bei den Inputfaktoren ist der technische Fortschritt keinen kurzfristigen Schwankungen unterworfen. Seine Entwicklung sollte sich, ökonomisch betrachtet, in der Regel nicht volatil verhalten sondern einen eher konstanten Wert aufweisen.⁴ Die Ermittlung des Produktivitätsfortschritts auf Basis anderer Wirtschaftszweige oder andere Länder wäre zwar verhältnismäßig einfach, grundsätzlich stellt sich hier aber die Frage der Vergleichbarkeit und Validität der ermittelten Produktivitätsänderung für den Netzbetrieb.

Sofern die Produktivitätsentwicklung auf Basis von historischen Kostendaten der Netzbetreiber ermittelt wird, muss ein Output für den Netzbetrieb definiert werden. Die Definition des Outputs ist dabei eine zentrale Herausforderung für die Ermittlung einer validen Produktivität des Netzbetriebs, insbesondere in Zeiten, in denen sich die Aufgaben des Netzbetriebs stark erweitern. Die Definition muss gewährleisten, dass der Output ein guter Maßstab für der kostenverursachenden Aufgaben des Netzbetriebs ist, dass sich diese Aufgabe über den Ermittlungszeitraum und den Anwendungszeitraum nicht zu stark ändert und dass der Output die Aufgaben des Netzbetriebs für den Großteil der Netzbetreiber gemeinsam abbildet.

Kostendaten müssen für die isolierte Ermittlung der Produktivitätsänderung mit geeigneten Preisindizes deflationiert werden, um die für die Berechnung der Produktivität notwendigen Input- und Outputmengen zu erhalten. Im gegenwärtigen Vorgehen der Bundesnetzagentur (sowohl im Rahmen des Malmquist- als auch des Törnquistindex) werden für die Inputfaktoren Arbeit und Vorleistungen de facto jedoch die jeweiligen Kosten herangezogen. Inputpreis- und Produktivitätsänderungen werden also gemeinsam und nicht getrennt ermittelt. Dies gilt im Malmquistindex auch für die Kapitalkosten.

⁴ Sofern sich erhebliche Sprünge oder Volatilitäten in der empirischen Schätzung des technischen Fortschritts eines Wirtschaftszweiges ergeben, wären diese auf grundsätzliche innovative technologische Neuerungen oder aber auf eine schwankende Kapazitätsauslastung zurückzuführen.

OPEX-Produktivitätsfaktor

Mit der Umsetzung des Kapitalkostenabgleichs werden Änderungen der Kapitalkosten auf Ist-Basis direkt in der Erlösobergrenze der Netzbetreiber abgebildet. Der Produktivitätsfaktor ist dann nur noch auf Basis der Betriebskosten zu ermitteln und auch nur auf die Betriebskosten anzuwenden. Daraus folgt, dass bei der Ermittlung der Inputpreise die Preise für Kapital nicht einbezogen werden dürfen. Die Berechnung der Produktivitätsentwicklung kann entweder auf Basis aller Produktionsfaktoren einschließlich Kapital erfolgen (Annahme Hicks-neutraler technischer Fortschritt) oder ausschließlich auf Basis der operativen Betriebskosten (OPEX-Produktivität). In Österreich hat man sich bspw. für den zweiten Weg entschieden.

Berücksichtigung der Änderung der Versorgungsaufgabe (Outputmengenänderung)

In einer Erlösobergrenzenregulierung ist neben der Entwicklung von Produktivität und Inputpreisen auch die Änderung der Versorgungsaufgabe zu erfassen. Dies ist bei einem mehrere Dimensionen umfassenden heterogenen Output wie in der Energiewirtschaft eine schwierige Aufgabe, die sich sowohl bei der (separaten) Ermittlung der Produktivitätsentwicklung als auch beim Einbezug der Outputmengenänderung in einer Erlösobergrenzenregulierung stellt.

Ein einfacher Ansatz alle notwendigen Bestandteile (Inputpreisänderung, Produktivitätsentwicklung und Outputmengenänderung) im Produktivitätsfaktor zu erfassen bestünde darin, die Fortschreibung der Erlösobergrenze innerhalb der Regulierungsperiode auf die historische Entwicklung der regulatorisch genehmigten Betriebskosten zu stützen. Eine getrennte Ermittlung von Inputpreis- und Produktivitätsänderung könnte entfallen und auch die Veränderung der Versorgungsaufgabe wäre erfasst. Dies würde nicht nur den bisher großen Aufwand der Ermittlung des Produktivitätsfaktors drastisch reduzieren, sondern könnte auch einen wesentlichen Beitrag zur Lösung OPEX-Aufwuchs innerhalb der Regulierungsperiode darstellen.

Da bei dieser Vorgehensweise die Inputpreisänderung (gemeinsam mit den anderen Kostenbestandteilen) als Prognose auf Grundlage historischer Kostendaten der Netzbetreiber bestimmt wird, ist auch beim OPEX-Produktivitätsfaktor die Anwendung eines Hilfsindex notwendig, um Preisschocks abzufangen. Der OPEX-Produktivitätsfaktor würde also als Differenz zwischen historischer Entwicklung der Betriebskosten der Netzbetreiber und der historischen Entwicklung des VPI berechnet werden. Gleichermaßen erfolgt die Kostenanpassung dann analog zum heutigen Vorgehen über die aktuelle VPI-Änderung, die durch den OPEX-Produktivitätsfaktor korrigiert wird. Nach

Auffassung der Netze BW sollte diese Methode des OPEX-Produktivitätsfaktors von der Bundesnetzagentur erwogen und geprüft werden.

In der anstehenden Rahmenfestlegung zur Ausgestaltung und methodischen Anpassung des generellen Produktivitätsfaktors sollte das grundsätzlich damit verbundene regulatorische Ziel aufgeführt werden: Die Erlösanpassung an die erwartete Kostenentwicklung des Netzbetriebs während der Regulierungsperiode unter Beibehaltung von Effizianzanreizen. Darüber hinaus sollte in einer Rahmenfestlegung verankert werden, welche Bestandteile im Produktivitätsfaktor zu berücksichtigen sind (Produktivität, Inputpreise, Outputveränderung). Zudem sollte die Rahmenfestlegung auch regeln, inwiefern und unter welchen Umständen der Kostenanpassungsmechanismus einen Hilfsindex wie den Verbraucherpreisindex zur Abbildung kurzfristig volatiler Preisänderung enthalten sollte. Nicht zuletzt sollte die Charakterisierung des generellen Produktivitätsfaktors als Prognose für die Kostenentwicklung des Netzbetriebs Teil der Rahmenfestlegung sein. Als grundlegende Kriterien für die Erreichung des regulatorischen Ziels sollten die Prognosegüte des generellen Produktivitätsfaktors für die Kostenentwicklung und die Repräsentativität des Berechnungszeitraums für den Anwendungszeitraum aufgenommen werden.

Letzteres ist besonders dann von Relevanz, wenn die Rahmenbedingungen der Netzwirtschaft sich wie in Zeiten der Energiewende schnell ändern. Prognosen, die auf sehr lange zurückliegenden historischen Daten beruhen, sind dann nicht in der Lage die zu erwartenden Kostenänderung des Netzbetriebs treffend vorherzusagen. Eine hohe Repräsentativität ist eine notwendige Voraussetzung für eine valide Prognose. In Anerkennung dessen wurde bspw. in den Niederlanden das Stützintervall zur Berechnung des dortigen X-Faktors gerichtlich von 2005 - 2020 auf 2017 - 2021 verkürzt.⁵

⁵ Siehe [ECLI:NL:CBB:2023:321](#) - College van Beroep voor het bedrijfsleven, 04-07-2023 / 21/1171, 21/1172, 21/1173 en 21/1175

5.5 Effizienzinstrumente

In Kapitel G5 stellt die Bundesnetzagentur ihre bisherigen Überlegungen zum Effizienzvergleich der Strom- und Gasnetze dar. Grundsätzlich geht sie dabei davon aus, dass Instrumente zur Steigerung der Kosteneffizienz sowohl im Strom- als auch im Gasbereich ein konstitutives Element der Netzentgeltregulierung sind.

Thesen und Fragen der Bundesnetzagentur

These 5: Der Effizienzvergleich für die Stromverteilernetzbetreiber ist ein geeignetes Instrument und sollte ausgehend von der bisherigen Systematik im Strombereich weiterentwickelt werden

These 6: Ein Effizienzvergleich für Gasnetzbetreiber muss sorgfältig weiterentwickelt werden und muss Rücksicht auf die Entwicklungen in der Gasversorgungslandschaft nehmen. Vor Beginn einer Regulierungsperiode sollte die Anwendbarkeit des Effizienzvergleichs jeweils überprüft werden. Könnte ein Effizienzvergleich nicht mehr angewendet werden, müssen andere Anreizelemente herangezogen werden

Werden die Thesen 5 und 6 geteilt?

Anmerkung Netze BW

Die Thesen 5 und 6 werden geteilt. Allerdings vermischen wir im Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur konkretere Aussagen zur Weiterentwicklung des Effizienzvergleichs, die wir für notwendig halten. Die betrifft unter anderem die Auswahl der Methoden, die Prüfung von Alternativen zur Abbildung der Heterogenität, die Ausreißeranalyse und Parameterauswahl sowie konzeptionelle Überlegungen zur Anwendung des Effizienzvergleichs auf die Kostenpositionen OPEX und CAPEX.

Begründung Netze BW

Grundsätzlich können wir den Thesen 5 und 6 zustimmen. Im Strombereich ist ein Effizienzvergleich weiterhin sinnvoll, im Gasbereich muss dieser vor Beginn einer neuen Regulierungsperiode jeweils überprüft und auf die Entwicklungen der Gasversorgungslandschaft sowie gegebenenfalls auch der angewandten Regulierungselemente angepasst werden. Es ist dabei nicht auszuschließen, dass eine Effizienzvergleich im Bereich der Gasnetze mittelfristig aufgrund stark unterschiedlicher Entwicklungen der Netzbetreiber in der Transformationsphase nicht mehr angewandt werden kann.

Allerdings vermissen wir im Eckpunktepapier konkretere Aussagen bzw. Absichtserklärungen zur Weiterentwicklung des Effizienzvergleichs, die wir für notwendig halten. Die betrifft unter anderem die Auswahl der Methoden, die Prüfung von Alternativen zur Abbildung der Heterogenität, die Ausreißeranalyse und Parameterauswahl sowie konzeptionelle Überlegungen zur Anwendung des Effizienzvergleichs auf die Kostenpositionen OPEX und CAPEX.

Frage der Bundesnetzagentur

Welche Alternativen zu den etablierten Effizienzvergleichsmethoden sehen Sie im Strom- bzw. im Gasbereich?

Anmerkung Netze BW

Aus Sicht der Netze BW sind verschiedene Anpassungen für den Effizienzvergleich sinnvoll und notwendig. Zum einen gilt es Alternativen zu den Methoden DEA und SFA zu prüfen, zum anderen gibt es auch bei Beibehaltung dieser beiden Methoden Anpassungsbedarf. Dies betrifft die abzufragenden Daten, den Umgang mit der strukturellen Heterogenität der Netzbetreiber, die Ausreißeranalyse und Parameterausgestaltung sowie die Übersetzung der berechneten Effizienzwerte in Effizienzvorschriften innerhalb der Regulierungsperiode.

Begründung Netze BW

Nach Auffassung der Netze BW sind verschiedene Anpassungen für den Effizienzvergleich sinnvoll und notwendig.

Die Rahmenfestlegung sollte festschreiben, ob ein Effizienzvergleich weiterhin zur Anwendung kommt. Ebenso sollte diese festschreiben, dass es zentrale Aufgabe des Benchmarks sein muss, die objektiven strukturellen Unterschiede der Netzbetreiber (Heterogenität) abzubilden. Hierzu müssen Methoden verwendet werden, die dem Stand der Wissenschaft entsprechen. Die Rahmenfestlegung sollte hier explizit darauf hinweisen, dass alternative methodische Ansätze geprüft werden müssen und sich die Wahl der Parameter immer auch an den gegebenen Daten orientieren muss.

Auch bei einer Verkürzung der Regulierungsperiode auf drei Jahre halten wir die Anwendung des Effizienzvergleichs für sinnvoll. Eine mögliche häufiger stattfindende Datenabfrage sollte entsprechend vereinfacht und reduziert werden. Im Rahmen dieser Vereinfachungen stellt sich auch die Frage, ob ein größerer Teil der Netzbetreiber in den Effizienzvergleich einbezogen werden könnte, z.B. durch Adaption des vereinfachten Verfahrens.

Bei der Festlegung des Abbaupfads sollte gewährleistet werden, dass sich die durchschnittlichen jährlichen Effizienzvorgaben bei einer Verkürzung der Regulierungsperiode für die Netzbetreiber nicht weiter verschärfen.⁶

Auch die Frage, auf welche Kostenpositionen der Effizienzwert angewandt werden soll, sollte neu diskutiert und in der Rahmenfestlegung festgeschrieben werden. Aus Sicht der Netze BW ist - insbesondere nach Einführung des Kapitalkostenabgleichs - eine Anwendung ausschließlich auf OPEX angezeigt: Die Kapitalkosten eines Netzbetreibers sind sogenannte versunkene Kosten, da Investitionen nicht rückgängig gemacht werden können. Eine einmal getätigte Investition verursacht fortdauernd Kosten. Ineffizienzen können somit nicht über die CAPEX abgebaut werden, so dass alle über TOTEX identifizierten Ineffizienzen Kosten über die operativen Kosten abgebaut werden müssen und hier einen überproportionalen Kostendruck verursachen. Dies ist im aktuellen Kontext der stark steigenden OPEX innerhalb der Regulierungsperiode - bei gleichzeitigem Budgetprinzip für OPEX - besonders problematisch.

Die Betrachtung von TOTEX und STOTEX sowie der Sicherungsmechanismus der Bestabrechnung ist beizubehalten und in der Rahmenfestlegung zu verankern.

Die Wahl der grundsätzlichen Methodik sollte innerhalb der Methodenfestlegung getroffen werden. Neben den derzeit angewandten Methoden DEA und SFA gibt es weitere Methoden (z.B. STONED-Methode) oder Erweiterungen der bestehenden Methodik (Panelschätzungen), die geprüft werden sollten.

Sollten die bislang in der ARegV vorgeschriebenen Methoden beibehalten werden, ist die Best-of-4-Abrechnung ebenfalls zu erhalten und in der Methodenfestlegung festzuschreiben. Diese sichert den Netzbetreibern Schutz vor methoden- und datenbedingten Unsicherheiten und korrigiert bezüglich des unterschiedlichen Netzalters.

Falls die Methoden DEA und SFA beibehalten werden, sollte zudem ermöglicht werden eine unterschiedliche Parametrierung vorzunehmen. Die DEA und SFA sind zwei vollständig unterschiedliche Methoden, die auf unterschiedlichen Annahmen und Prämissen beruhen. In der Rahmenfestlegung sollte außerdem festgehalten werden, dass die Parameterauswahl für jede Methode, die im Effizienzvergleich zur Anwendung kommt, getrennt durchzuführen ist. Die Auswahl der Parameter beruht dabei auf den jeweiligen,

⁶ Bei 5-jähriger RP müssen 20%,40%,60%,80%,100% = durchschnittlich 60% der Kosten pro Jahr abgebaut werden. Dieser Durchschnitt sollte sich auch bei einer 3-jährigen RP nicht erhöhen.

den Methoden inhärenten mathematischen und statistischen Anforderungen und Annahmen.

Das novellierte EnWG macht, wie auch die bisherige Fassung des EnWG, die Vorgabe, dass die Bundesnetzagentur Festlegungen treffen kann „zu Effizienzvorgaben durch Bestimmung von Effizienzzielen, die die objektiven strukturellen Unterschiede der einzelnen Netzbetreiber angemessen berücksichtigen, auf Grundlage eines oder mehrerer Verfahren zur Effizienzmessung“. Diese Entscheidungen müssen laut EnWG - unter Anwendung ökonomischer, ökonometrischer und regulatorischer Methoden - dem Stand der Wissenschaft entsprechen.

Bezüglich des Effizienzvergleichs besteht eine der großen Herausforderungen somit weiterhin in der Abbildung der Heterogenität der Netzbetreiber und insbesondere dem Umgang mit strukturell besonderen Netzbetreibern. Die Entscheidung des Bundesgerichtshofs zum Effizienzvergleich Gas der dritten Regulierungsperiode - der Effizienzvergleich trage den objektiven strukturellen Unterschieden der einbezogenen Netzbetreiber nicht hinreichend Rechnung - wäre aus Sicht der Netze BW auch unter dem novellierten EnWG und nach Wegfall der ARegV so getroffen worden. Dies impliziert, dass eine neue Festlegung zur Ausgestaltung eines Effizienzvergleichs sich dieser Thematik in besonderem Maße widmen muss.

Die Netze BW schlägt vor, dass innerhalb der Methodenfestlegung eine nicht abschließende Liste von möglichen Herangehensweisen genannt wird, die einzeln oder gemeinsam zur Anwendung kommen können. Diese Herangehensweisen können beispielsweise in einer weiter ausgestalteten Ausreißeranalyse, einer Gruppenbildung der Netzbetreiber nach objektiven Kriterien oder in Latent Class Modellen bestehen, die sich am Stand der Wissenschaft orientieren. Hierzu kann es auch sinnvoll sein, sich die internationale Praxis anzusehen.

Die endgültige Wahl der Herangehensweise sollte aber - wie bei empirischem Arbeiten üblich - erst bei Vorliegen der Datenbasis, also innerhalb der regulierungsperiodenspezifischen Festlegung, erfolgen. Erst an dieser Stelle sollte auch das Vorgehen bei der Parameterauswahl entschieden werden (Kostentreiberanalyse). Wir halten es nicht für sinnvoll, dass die Parameter, die ins Effizienzmodell einfließen, längerfristig festgelegt werden. Diese sollten weiterhin in jeder Regulierungsperiode anhand der vorliegenden Daten und Entwicklungen (Fortschreiten der Energiewende etc.) ermittelt werden können.

Frage der Bundesnetzagentur

Wie bewerten Sie die Anwendbarkeit des Effizienzvergleichs für Verteilernetzbetreiber und Gasfernleitungsnetzbetreiber für die anstehende fünfte Regulierungsperiode mit dem Basisjahr 2025?

Anmerkung Netze BW

Für die fünfte Regulierungsperiode halten wir einen Effizienzvergleich bei den Gasverteilernetzbetreibern noch für anwendbar. Allerdings sind dabei aufgrund optionaler unterschiedlicher Abschreibungsdauern (KANU und mögliche Festlegung zur Verkürzung von Nutzungsdauern für Bestandsanlagen) die Kapitalkosten für den Effizienzvergleich in geeigneter Weise zu standardisieren.

Begründung Netze BW

Für die fünfte Regulierungsperiode ist ein Effizienzvergleich im Gasbereich aus Sicht der Netze BW vermutlich noch anwendbar. Hier ist jedoch zwingend darauf zu achten, dass die Netzbetreiber aufgrund von KANU und ggf. weiteren Festlegungen in Bezug auf die Nutzungsdauern von Bestandsnetzanlagen in Hinblick auf ihre Kapitalkosten nicht mehr vergleichbar sind. Um den Effizienzvergleich unter diesen Voraussetzungen weiterhin anwenden zu können, müssen die Kapitalkosten mit gleichen Annahmen zu Nutzungsdauern „vereinheitlicht“ werden.

Dass ein Effizienzvergleich im Gasbereich zu einem bestimmten Zeitpunkt nicht mehr sinnvoll ist, könnte ggf. dadurch festgestellt werden, dass sich die Strukturparameter der einzelnen VNB stark verändern, sich die Rangfolge der Verteilernetzbetreiber in Bezug auf die Effizienzwerte stark ändert bzw. die ermittelten Effizienzwerte der Netzbetreiber bei gegebenem Modell in beträchtlicher Weise von denen der vorherigen Regulierungsperioden abweichen.

5.6 Erweiterung der Qualitätsregulierung um Anreize zur Steigerung der „Energiewendekompetenz“

In Abschnitt G6 stellt die Bundesnetzagentur ihre Überlegungen zu einer Erweiterung der Qualitätsregulierung vor. Nach den Ausführungen beabsichtigt die Bundesnetzagentur das Qualitätselement um Anreize zur Steigerung der „Energiewendekompetenz“ zu erweitern. Hierzu wäre es nach Auffassung der Behörde denkbar, zunächst Indikatoren für die Servicequalität und Energiewendeorientierung eines Netzbetreibers zu erheben, in einem

zweiten Schritt zu veröffentlichen und schließlich in einem dritten Schritt mit finanziellen Anreizen zu belegen.

Als mögliche Kennziffern bzw. Indikatoren zur Messung der Energiewendekompetenz führt die Behörde die Geschwindigkeit zur Realisierung eines Netzanschlusses, die Häufigkeit der Abregelungen von Erzeugungsanlagen oder von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen an.

Thesen und Fragen der Bundesnetzagentur

These 7: Es ist sinnvoll, das bekannte Qualitätselement im Strombereich, um Elemente zu ergänzen, welche die „Energiewendekompetenz“ der Netzbetreiber abbilden. Damit sollen diejenigen Netzbetreiber belohnt werden, die bei der Transformation ihrer Stromnetze in der Energiewende eine besonders hohe Kompetenz zeigen.

Wird These 7 geteilt?

Anmerkung Netze BW

Die These wird nur bedingt geteilt. Netze BW kann den Ansatz das bisherige Qualitätselement, um Elemente zu erweitern, die die Transformation der Stromnetze und die damit verbundenen neuen Kompetenzen von Netzbetreibern abbilden sollen, grundsätzlich nachvollziehen. Wir sehen jedoch bei der Ausgestaltung und Wirkung eines passenden Anreizmechanismus vielfältige Herausforderungen, die insbesondere in der Bildung von geeigneten Kennzahlen, in der Konsistenz der Anreize und in einer sachgerechten Monetarisierung bestehen. Grundsätzlich können mit finanziellen Anreizen für einzelne Outputindikatoren auch sehr verzerrende Wirkungen einhergehen.

Begründung Netze BW

Hinsichtlich der Ausgestaltung von Kennzahlen zur „Energiewendekompetenz“ erachtet Netze BW den Aspekt der Beeinflussbarkeit als notwendige Bedingung für ein sinnvolles Funktionieren der Kennzahl. So muss gewährleistet sein, dass ein Netzbetreiber mit seinen Verantwortlichkeiten auf die Kennzahl einwirken kann. Zum Beispiel ist bei einer Kennzahl, die die Geschwindigkeit zur Realisierung eines Netzanschlusses messen soll, genau zu prüfen, inwiefern der Netzbetreiber die Geschwindigkeit auch tatsächlich beeinflussen kann. Hierbei kann es auch beim Netzanschluss zu besonderen Umständen kommen, die der Netzbetreiber selbst nicht beeinflussen kann (Höhere Gewalt, Verantwortung Dritter, etc.). Sowohl für die Netzbetreiber als auch für die Bundesnetzagentur bedeutet dies einen weiteren und nicht unerheblichen Prüfaufwand.

Ein weiterer Aspekt für ein funktionierendes Anreizsystem in Verbindung mit einer Kennzahl, die die Energiewendekompetenz abbilden soll, ist die Definition eines sinnvollen Referenzwertes. Bei der Abbildung der Energiewendekompetenz in Form von Kennzahlen müsste von Seiten der Bundesnetzagentur erläutert werden, wie sie die Ermittlung der Referenz abbilden möchte. Unserer Ansicht nach ergeben sich drei Möglichkeiten: Eine Referenz mit Bezug zur Geschwindigkeit, mit Bezug zur netzbetreiberindividuellen Vergangenheit und in Bezug zu anderen Netzbetreibern.

Darüber sollten nach Auffassung der Netze BW die möglichen Kennzahlen, ihre Berechnung und die zugrundeliegenden Ausgangsdaten transparent veröffentlicht werden. Somit kann die Ermittlung und die Akzeptanz der Kennzahlen von der interessierten Öffentlichkeit und von den Netzbetreibern von Beginn an nachvollzogen und erhöht werden. Beispielsweise könnte eine jährliche Veröffentlichung wie bei den Daten gemäß § 23b EnWG sinnvoll sein oder in Verbindung mit der vorgeschlagenen generellen einheitlichen Erhebung von Strukturdaten.

Frage der Bundesnetzagentur

Welche Parameter sollten in die Messung der Energiewendekompetenz der Netzbetreiber aus Ihrer Sicht einfließen? Wie könnten diese monetarisiert werden?

Anmerkung Netze BW

Bereits die Definition von Kennziffern zur Beschreibung der Energiewendekompetenz ist herausfordernd. Kennziffern sollten exakt definierbar, klar messbar, vom Netzbetreiber beeinflussbar sein und keine inkonsistenten Anreize vermitteln. Um sachgerechte Anreize zu setzen, müsste eine Monetarisierung grundsätzlich an den Kosten des Netzbetreibers ansetzen. Zum aktuellen Stand haben wir daher noch keine konkreten Vorschläge für sinnvolle Parameter, die wir für die Messung der „Energiewendekompetenz“ als sachgerecht und geeignet ansehen.

Begründung Netze BW

Bereits die Definition von Kennziffern zur Beschreibung der Energiewendekompetenz ist herausfordernd. Es ist zunächst zu betonen, dass in einem ersten Schritt Kriterien und Anforderungen an geeignete Kennzahlen definiert werden müssen, um anschließend geeignete Kennzahlen zu formulieren. Die Kennziffern müssen exakt definiert werden, entsprechende Daten müssen in ausreichender und vergleichbarer Qualität erhoben werden und es dürfen keine widersprüchlichen Anreize gesetzt werden. Eine Monetarisierung muss in sachgerechter Weise auf Basis der Kosten des Netzbetreibers erfolgen. Finanzielle Anreize für einzelne Outputindikatoren können zu erheblichen

Verzerrungen führen, da dann möglicherweise andere Outputs/Aufgaben des Netzbetreibers nachrangig behandelt werden. Aus diesen Gründen begrüßen wir explizit das angedachte schrittweise Vorgehen der Bundesnetzagentur.

Den Aufbau einer passenden und zielgerichteten Kennzahlen-Metrik und die mögliche Einführung einer finanziellen Anreizwirkung, in der diese Bereiche abgedeckt werden, schätzen wir als ressourcenintensiv und komplex an. Die Herausforderungen und die Notwendigkeit einer intensiven Auseinandersetzung bei einer Einführung und Umsetzung einer Servicequalitätsregulierung oder der Abbildung von Energiewendekompetenz mithilfe von Kennzahlen wird auch in der wissenschaftlichen Literatur hierzu hervorgehoben.⁷ Insbesondere wird es bei solchen Kennzahlen als schwierig erachtet die regional unterschiedliche Betroffenheit von Netzbetreibern zu reflektieren. Denn wie auch bei anderen Regulierungsinstrumenten muss der Heterogenität der Netzbetreiber Rechnung getragen werden. Darüber hinaus ist es mit der Einführung einer solchen Kennzahlen-Metrik allein nicht getan, sondern je nach Ausgestaltung der Kennzahlen oder des Anreizinstrumentes, muss dies fortlaufend überprüft und gegeben der dynamischen Entwicklung ggf. nachjustiert werden.

Die eingeführten Kennziffern sollten zudem keine verzerrenden Anreize vermitteln, die zu unerwünschten Ergebnissen führen. Beispielsweise könnte ein alleinstehendes Anreizinstrument über die Geschwindigkeit des Netzanschlusses von PV-Anlagen dazu führen, dass der Netzbetreiber prioritär den Prozess zum Netzanschluss von PV-Anlagen verbessert. Andere Elemente wie zum Beispiel der Netzanschluss der Ladesäuleninfrastruktur würde dann möglicherweise weniger schnell bedient.

Darüber hinaus werden im Eckpunktepapier Indikatoren für die Energiewendekompetenz genannt, unter anderem die Geschwindigkeit zur Realisierung eines Netzanschlusses oder die Häufigkeit, mit der Erzeugungsanlagen bzw. steuerbare Verbrauchseinrichtungen abgeregelt werden. Insbesondere der Vorschlag die Häufigkeit von Abregelungen bei Erzeugungsanlagen oder steuerbaren Verbrauchseinrichtungen mit zusätzlichen finanziellen Anreizen zu belegen weist auf ein weiteres grundsätzliches Problem der outputorientierten Regulierung hin: es sollten grundsätzlich keine sich überlagernden oder sogar inkonsistenten Anreize für den Netzbetreiber gesetzt werden.

⁷ Siehe dazu beispielsweise Joskow, P.L.: "The Expansion of Incentive (Performance Based) Regulation of Electricity Distribution and Transmission in the United States", CEEPR Working Paper, Januar 2024 und Fumagalli E., Lo Schiavo L., Delestre F.: "Service Quality Regulation in Electricity Distribution and Retail", Springer Berlin, September 2007.

Sofern Redispatchkosten aus der Abregelung von Erzeugungsanlagen als volatile Kosten zukünftig in den Effizienzvergleich eingehen, werden darüber schon wirtschaftliche Anreize vermittelt und Abregelungen über eine Effizienzwertverschlechterung sanktioniert. Selbst wenn Redispatchkosten als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten eingestuft würden, wäre es für einen sachgerechten Effizienzvergleich notwendig die entsprechenden Strukturparameter anzupassen, so dass auch in diesem Fall die Häufigkeit der Abregelung einem indirekten finanziellen Anreiz unterläge. Zusätzliche finanzielle Anreize über den Einbezug der Abregelungen in das Qualitätselement wären somit obsolet.

Auch hinsichtlich der Steuerungseingriffe bei steuerbaren Verbrauchseinrichtungen wären finanzielle Anreize in Bezug auf den Umfang der Eingriffe inkonsistent. Mit den Festlegungen der Bundesnetzagentur wurden bereits Anreize zur Begrenzung der Steuerungseingriffe implementiert. Der Kern der Neuregelung ist das übergangsweise Einräumen einer Steuerungsmöglichkeit für die Anschlussnetzbetreiber im lokalen Engpassfall. Damit kann ein effizienterer und damit kostengünstigerer Netzausbau gewährleistet werden. Mit der Ausübung der Steuerungsmöglichkeit bei dauerhaften Netzengpässen ergibt sich für den Netzbetreiber die Verpflichtung zur Netzertüchtigung. Es besteht also bereits aus den Festlegungen heraus das klare Ziel der Behörde Eingriffe nur auf das absolut notwendige Maß zu beschränken. Eine Abwägung (und finanzielle Anreize bedeuten immer eine Abwägung) ist mit den Vorgaben der Bundesnetzagentur also erst gar nicht vorgesehen. Hierzu möchten wir auch auf die umfangreichen Transparenz- und Veröffentlichungspflichten bei Steuereingriffen verweisen. Mit der Schaffung von zusätzlichen, überlagerenden und ggf. inkonsistenten Anreizen würde die bisher konsistente Regelung der Festlegungen untergraben. Weitere Anreize für Steuerungseingriffe bei steuerbaren Verbrauchseinrichtungen sind daher abzulehnen.

Um jedoch abschließend eine ausführliche Bewertung des Mehraufwands bei einer Erweiterung der Qualitätsregulierung und insbesondere bezüglich der Datenerhebungen machen zu können, wäre im weiteren Verlauf eine Beschreibung der Informationen, die die Bundesnetzagentur von den Netzbetreibern zu erheben beabsichtigt, notwendig. Im Speziellen sei hierbei auch an die jeweiligen Definitionen möglicher Kandidaten von Variablen zur Erfassung der „Energiewendekompetenz“ zu denken. Nur so kann im weiteren Verlauf der Mehraufwand abgeschätzt und eine sinnvolle Abwägung zwischen Aufwand und Nutzen gemacht werden.

Frage der Bundesnetzagentur

Ist ein solcher Indikator auch für Gasnetzbetreiber vorstellbar? Welche messbaren Parameter halten Sie für geeignet? Wie könnten diese monetarisiert werden?

Anmerkung Netze BW

Ein solcher Indikator halten wir für Gasnetzbetreiber als ungeeignet.

Begründung Netze BW

Für Gasnetzbetreiber erachten wir solche Indikatoren, insbesondere aufgrund der zukünftigen und heterogenen Entwicklungspfade der einzelnen Gasnetzbetreiber, als noch herausfordernder als bei Stromnetzbetreibern. Noch weitaus unklarer als im Strombereich ist darüber hinaus die Frage, was unter Energiewendekompetenz zu verstehen ist. Für Gasnetzbetreiber halten wir daher die Einführung eines Qualitätselementes auf Basis von Energiewendeindikatoren für ungeeignet.

6 Bestimmung der Netzkosten

6.1 Erhaltungskonzeption

Die Bundesnetzagentur stellt in Kapitel G1 eine Abschaffung des Nettosubstanzerhalts zur Diskussion und plädiert für die einheitliche Anwendung des Realkapitalerhalts auf alle Anlagegüter. Vorteilhaft hierfür sind nach ihrer Einschätzung die damit verbundenen Bürokratieentlastungen und der Zugewinn an Rechtssicherheit. Die Behörde betont dabei insbesondere die jahrelangen gerichtlichen Auseinandersetzungen in Bezug auf die für die Nettosubstanzerhaltung notwendigerweise festzulegenden Preisindizes. Die mit der Umstellung möglicherweise verbundenen Vermögensnachteile sollen angemessen ausgeglichen werden.

These und Frage der Bundesnetzagentur

These 8: Das Mischsystem aus Realkapitalerhaltung und Nettosubstanzerhaltung sollte abgelöst und auf eine einheitliche Bewertung gemäß der Realkapitalerhaltung umgestellt werden. Hierfür spricht schon grundsätzlich ein erhöhtes Maß an Transparenz, die damit einhergehende Bürokratieentlastung und Komplexitätsreduktion.

Wird These 8 geteilt?

Anmerkung Netze BW

Eine Abschaffung des Nettosubstanzerhalts und die einheitliche Umstellung auf den Realkapitalerhalt ist nach unserer Auffassung nicht notwendig und lässt sich nicht allein aufgrund der angeführten Vereinfachungen in der operativen Umsetzung rechtfertigen.

Begründung Netze BW

Die bisherige Systematik ist sowohl auf Seiten der Netzbetreiber als auch der Regulierungsbehörden etabliert und eingespielt. Mit den aktuell noch verordnungsrechtlich festgelegten Indexreihen liegt zudem eine, auch zukünftig anwendbare, Datenbasis vor. Zwar würde eine Umstellung auf eine einheitliche Bewertung das Maß an Transparenz und Verständlichkeit erhöhen, dem gegenüber steht jedoch ein möglicher Vermögensnachteil, verbunden mit einem Vertrauensverlust in die Verlässlichkeit des Regulierungsrahmen auf Seiten der Kapitalgeber. Diese Nachteile sind nach Auffassung der Netze BW gewichtiger als mögliche Vorteile durch Bürokratienteilung und Komplexitätsreduktion.

Frage der Bundesnetzagentur

Gibt es Sachargumente für die Beibehaltung des Systems der Nettosubstanzerhaltung getrennt nach Strom- und Gasverteilernetzen?

Anmerkung Netze BW

Es gibt keine Sachargumente für eine unterschiedliche Behandlung von Strom- und Gasverteilernetzen.

Begründung Netze BW

Nach unserer Einschätzung gibt es keine Argumente, weshalb in der Bewertung eine Differenzierung zwischen Strom- oder Gasverteilernetzen vorgenommen werden sollte. Sowohl ein Erhalt des Nettosubstanzerhalts als auch eine Überführung in den Realkapitalerhalt unter Einbezug eines sachgerechten Ausgleichs für den Vermögensnachteil ist für beide Sparten einheitlich möglich.

Frage der Bundesnetzagentur

Wie können denkbare Vermögensnachteile aus einer Umstellung von dem bisherigen Bewertungssystem auf eine ausschließliche Bewertung nach der Realkapitalerhaltung bestimmt und ausgeglichen werden? Oder sind bereits erhaltene auf Tagesneuwerten

basierende Abschreibungsanteile Netznutzern zurückzuerstatten, da eine Wiederbeschaffung ausbleibt?

Anmerkung Netze BW

Vermögensnachteile aufgrund einer Umstellung auf den Realkapitalerhalt sind zeitnah und vollständig unter Fortschreibung der bisherigen Indexreihen auszugleichen. Eine nachträgliche Anpassung des Regulierungsrahmens ohne einen vollständig kompensierenden Vermögensausgleich ist grundsätzlich abzulehnen und würde einen enormen Vertrauensverlust in die Verlässlichkeit der Regulierung mit sich bringen.

Begründung Netze BW

Vermögensnachteile, die sich durch eine Umstellung auf den Realkapitalerhalt ergeben, müssen vollständig und zeitnah ausgeglichen werden. Für die Ermittlung des Vermögensnachteils muss eine Fortschreibung der Preisindizes für die Tagesneuwerte und für den VPI erfolgen. Anhand dieser zukünftigen Preisindizes und der jeweiligen Restbuchwerte kann dann der Vermögensnachteil ermittelt werden. Für die Prognose der Preisindizes wäre es naheliegend auf einen historischen Durchschnitt der Preisreihen beispielsweise seit Einführung der Anreizregulierung zurückzugreifen. Der auf Basis dieser Methodik ermittelte Vermögensnachteil ist in einem weiteren Schritt auf den oder die Auszahlungszeitpunkte zu diskontieren. Denkbar wäre es den Vermögensnachteil in der Regulierungsperiode, in der die Umstellung erfolgen sollte, in den Erlösobergrenzen zu berücksichtigen, um einen klaren und eindeutigen Systemwechsel durchzuführen.

Im Zuge der Vorstellung der Eckpunkte durch die Bundesnetzagentur in der Auftaktveranstaltung am 2. Februar wurde für eine mögliche Umstellung auch ein Einfrieren der Restbuchwerte auf Basis der zum Umstellungszeitpunkt vorhandenen Tagesneuwerte in den Raum gestellt. Nach erster Einschätzung wird es mit diesem Ansatz voraussichtlich zu einer Unterschätzung des Vermögensnachteils kommen. Daher ist auch bei einem Einfrieren der Restbuchwerte auf Tagesneuwertbasis weiterhin für die Ermittlung des verbleibenden Vermögensnachteils eine Fortschreibung der Preisindizes notwendig.

Auch mit dem Ausstieg aus der Erdgasverteilung im Jahr 2045 bedarf es weiterhin zwischenzeitlicher Ersatzinvestitionen, um die sichere Versorgung mit Erdgas zu gewährleisten. Diese liegen erwartbar unterhalb der historischen Investitionen,

gleichwohl war die Gefahr einer Investitionszurückhaltung Mitauslöser für die KANU-Festlegung der Bundesnetzagentur.⁸

Eine nachträgliche Anpassung durch eine Rückabwicklung des Nettosubstanzerhalts für Anlagen des Gasverteilnetzes ist prinzipiell abzulehnen. Rückwirkende Korrekturen bei Abschreibungen und Verzinsung würden einen nicht absehbaren Vertrauensschaden in die Verlässlichkeit des Regulierungshandeln nach sich ziehen (und dürften auch auf rechtliche Bedenken stoßen). Auch würde sich aus solch einem Vorgehen erhebliche negative Auswirkungen auf die zukünftige Investitionsbereitschaft ergeben und die Wirkungen nicht nur auf die Sparte Erdgas begrenzen.

6.2 Nutzungsdauern

In Kapitel H2 stellt die Bundesnetzagentur die bisherigen Bandbreiten der Nutzungsdauern im Strom zur Diskussion und sieht die Notwendigkeit die Nutzungsdauern im Gas zu flexibilisieren und optional zu verkürzen.

Thesen und Frage der Bundesnetzagentur

These 9: Im Strombereich besteht möglicherweise punktueller Änderungsbedarf. Die bestehenden Nutzungsdauern sind in geeigneter Weise weiter festzulegen, ggf. zu ergänzen. Zu prüfen ist die Einschränkung der Spannen oder das konsequente Abstellen auf einen einheitlichen Wert.

These 10: Im Gasbereich sollten für diejenigen Netzteile, die absehbar keiner Folgenutzung durch Wasserstoff- oder Biomethan-Transport unterliegen, 1) eine Verkürzung der Nutzungsdauern und 2) die Umstellung auf einen degressiven Abschreibungsverlauf geprüft werden. Für Netze, die einer Folgenutzung unterliegen, könnten hingegen möglicherweise auch die aktuellen Abschreibungsverläufe beibehalten werden

Werden die Thesen 9 und 10 geteilt?

⁸ Vgl. hierzu BK9-22/614, S. 12: „Ohne die Flexibilisierung der Abschreibungszeiträume bestünde das Risiko, [...] Dies könnte nicht nur die Netzbetreiber langfristig in erhebliche finanzielle Schwierigkeiten bringen, sondern auch ein gewichtiges Hemmnis für notwendige Investitionen in die heute noch benötigten Infrastrukturen darstellen.“

Anmerkung Netze BW

Die These 9 wird im Grundsatz nicht geteilt. Im Strombereich besteht lediglich punktueller und sehr marginaler Änderungsbedarf. Im Gegensatz dazu teilt Netze BW ausdrücklich die Aussage der These 10, wonach im Gasbereich für diejenigen Netzteile, für die keine Folgenutzung durch Wasserstoff oder Biomethan absehbar ist, eine Verkürzung der Nutzungsdauern geprüft werden sollte, ausdrücklich.

Begründung Netze BW

Von der Behörde wird nicht begründet, warum die in These 9 formulierte Aussage zur Verringerung der Bandbreiten bei den Nutzungsdauern für Stromnetzanlagen einzuschränken sind und ggfs. sogar auf einen einheitlichen Wert abzustellen sei. Aus Sicht der Netze BW besteht keine Notwendigkeit einheitliche Werte für die Nutzungsdauern im Strom festzulegen. Vielmehr sollten die bestehenden Bandbreiten erhalten bleiben und damit die Wahlmöglichkeiten im Hinblick auf die Nutzung des Anlagengutes weiterhin Bestand haben.

Lediglich sehr punktuell liegt nach unserer Einschätzung Änderungsbedarf vor, der den Aspekt der betrieblichen Messeinrichtungen betrifft. Durch den Einsatz von digitaler Technik sinkt die technische Nutzungsdauer. Dies sollte sich auch in den kalkulatorischen Nutzungsdauern widerspiegeln. Mit einer neuen Anlagenklasse für Messeinrichtungen mit einer kalkulatorischen Nutzungsdauer von 8 bis 10 Jahre kann diesem Aspekt Rechnung getragen werden.

Grundlegenden Anpassungsbedarf sieht Netze BW dagegen für den Gasbereich. Die These 10, wonach im Gasbereich für diejenigen Netzteile, für die keine Folgenutzung durch Wasserstoff oder Biomethan absehbar ist, eine Verkürzung der Nutzungsdauern vorgenommen werden sollte, wird daher ausdrücklich unterstützt. Dabei sollte die Anpassung der Nutzungsdauern als Wahlmöglichkeit für den Netzbetreiber ausgestaltet werden, so dass für Netzteile, für die sich eine Folgenutzung durch Wasserstoff oder Biomethan abzeichnet, die aktuellen Abschreibungsverläufe beibehalten werden können und für Netzteile, die absehbar keiner Folgenutzung zugeführt werden, eine verkürzte Nutzungsdauer angesetzt werden kann. Ein Optionsmodell zur Verkürzung der Nutzungsdauern im Gasbereich sollte zur Vermeidung von nicht zurückverdienten Investitionen zeitnah eingeführt werden, solange noch möglichst viele Netznutzer die Gasinfrastruktur nutzen. Um der aktuellen Ungewissheit hinsichtlich des Umfangs der zukünftigen Folgenutzung der Gasinfrastruktur für den Transport von Wasserstoff (und Biomethan) Rechnung zu tragen, sollte der Netzbetreiber die Möglichkeit erhalten, die Nutzungsdauern im Zeitablauf anzupassen und gegebenenfalls auch wieder zu verlängern. Zudem sollte keine 1:1 Zuordnung der Netzteile auf die jeweiligen (verkürzten)

Nutzungsdauern notwendig sein, da es zum aktuellen Zeitpunkt noch nicht möglich ist zu entscheiden, welche Netzteile eine alternative Verwendung als Wasserstoffnetze haben werden.

Frage der Bundesnetzagentur

Wie kann ein pauschales Abschreibungssystem im Gasbereich konkret ausgestaltet werden?

Anmerkung Netze BW

Da auch Bestandsnetzanlagen mit Zugangsjahr vor 2023 in erheblichem Umfang dem Risiko strandender Vermögenswerte ausgesetzt sind, ist auch für den Bestand eine Anpassung der regulatorischen Abschreibungsregeln notwendig. Diese regulatorisch festzulegenden Abschreibungsregeln sollten aus ökonomischer Sicht folgende Eigenschaften haben:

Neue Informationen sollten berücksichtigt werden können

Vor dem Hintergrund der zum gegenwärtigen Zeitpunkt großen Unsicherheit über die eventuelle Weiternutzung von Gasnetzanlagen als Wasserstoffnetze auf der einen Seite und der nicht auszuschließenden Möglichkeit, dass Teile des Gasnetzes bereits vor 2045 endgültig stillgelegt werden müssen auf der anderen Seite, sollten neu festzulegende Abschreibungsmethoden im Zeitablauf grundsätzlich anpassbar sein, um flexibel auf zusätzlichen Informationsgewinn reagieren zu können.

Es sollten ökonomisch sinnvolle Anreize gesetzt werden

Die für die Transformationsphase der Gasnetzinfrastruktur festzulegenden Abschreibungsregeln sollten Netzbetreibern außerdem ökonomisch sinnvolle Anreize geben. Netzanlagen, die absehbar vor 2045 oder früher nicht mehr benötigt werden, sollten kürzer abgeschrieben werden, um das Risiko strandender Vermögenswerte zu reduzieren. Netzanlagen, die als Teil der Wasserstoffnetze weitergenutzt werden können, sollten dagegen über Zeiträume abgeschrieben werden, die näher an den technischen Nutzungsdauern orientiert sind, um auch in der Weiternutzung noch verzinsungsfähige Restbuchwerte aufzuweisen.

Die Umsetzung sollte praktikabel sein

Die Abschreibungsmethodik sollte zudem auch in Hinblick auf den operativen Umsetzungsaufwand für die Regulierungsbehörde und die Netzbetreiber praktikabel sein und etablierte Prozesse sowie Vorgehensweisen berücksichtigen.

Diese Anforderungen können durch ein im Zeitablauf anpassbares Menü aus mehreren Abschreibungsgeschwindigkeiten erreicht werden. Die Grundidee des Modellvorschlags der Netze BW besteht darin, zum Einführungszeitpunkt initial je Anlagenklasse und Zugangsjahr bspw. drei Afa-Scheiben nach linearer Abschreibungsmethode zu berechnen: Eine jährliche Afa-Scheibe nach GasNEV-Nutzungsdauern, eine Afa-Scheibe gemäß der KANU-Logik (mit Enddatum 2045) und eine dritte Afa-Scheibe analog KANU, jedoch mit einem früheren Enddatum als 2045. Der Netzbetreiber erhält die Möglichkeit (wiederum je Anlagenklasse und Zugangsjahr) die tatsächlich anzuwendende Abschreibungsscheibe als gewichteten Durchschnitt dieser drei Afa-Scheiben festzulegen. Die Aufteilung bzw. die Gewichte sind vom Netzbetreiber frei wählbar und können in regelmäßigen Zeitabständen (beispielsweise im Rahmen der Kostenprüfung und damit zur jeweiligen Regulierungsperiode) angepasst werden. Mit der Anpassung des Gewichtungsverhältnisses kann der Netzbetreiber auf im Zeitablauf sich ergebenden neuen Erkenntnisse zur Weiternutzung oder Stilllegung von Gasnetzanlagen reagieren. Die zugrunde liegenden drei Afa-Werte je Anlagenklasse und Zugangsjahr bleiben grundsätzlich in absoluter Höhe konstant (abgesehen von Anlagenabgängen in der jeweiligen Anlagenklasse).

Ein solches pauschales Abschreibungsmodell erfüllt die beschriebenen Anforderungen und bietet weitere Vorteile:

- Eine flexible Anpassung der Abschreibungshöhe im Zeitablauf je nach Informationsfortschritt.
- Eine Begrenzung des Risikos strandender Vermögenswerte und die Notwendigkeit für Sonderabschreibungen durch Stilllegung von Netzanlagen vor 2045, dadurch dass ein zusätzliche Abschreibungsoption mit Enddatum vor 2045 eingeführt wird.
- Keine Notwendigkeit, Abschreibungen auf geographisch disaggregierte Teilnetze und Netzanlagen direkt zuzuordnen.
- Begrenzung der maximale Höhe der in Ansatz zu bringenden jährlichen Abschreibungsscheibe je Anlagenklasse und Zugangsjahr.

- **Setzung von Anreizen für eine unverzerrte Einschätzung seitens des Netzbetreibers:** Eine initial zu hoch gewählte Afa (hohe Gewichte bei Abschreibungen nach KANU) reduziert die verzinlichen Restbuchwerte derjenigen Anlagen, die später in ein Wasserstoffnetz übergehen. Eine initial zu niedrig gewählte Afa (hohe Gewichte bei Abschreibungen nach GasNEV) geht mit einem erhöhten Risiko strandender Vermögenswerte einher.
- **Begrenzung des Umsetzungsaufwands:** Das Modell erfordert lediglich eine einmalige Kalkulation der Abschreibungsscheiben für jede Anlagenklasse und jedes Zugangsjahr. Anschließend erfolgt nur noch eine Anpassung der Gewichte in regelmäßigen zeitlichen Abständen.
- **Die Vorteile einer degressiven Abschreibungsoption können in dem Modell gewährleistet werden,** in dem eine dritte Abschreibungsoption mit Enddatum vor 2045 festgelegt wird, ohne dass degressive und lineare Abschreibungslogiken integriert bzw. in diesem Modell kombiniert werden müssen. Das hier skizzierte pauschale Modell könnte jedoch auch mit lediglich zwei Abschreibungsoptionen ausgestaltet werden.

Begründung Netze BW

Die Anpassung der Nutzungsdauern für Gasnetzbetreiber muss einerseits den Verlust von Restbuchwerten im Gasnetz vermeiden, andererseits auch der aktuell vorhandenen unklaren Informationslage zur Weiternutzung einzelner Leitungsabschnitte in einem zukünftigen Wasserstoffnetz Rechnung tragen. Denn die längerfristige Weiternutzung von Gasverteil- und Gasfernleitungsnetzen ist vor dem Hintergrund des politischen anvisierten Endes der Erdgasversorgung ungewiss und insbesondere nicht auf einzelne Leitungsabschnitte im Verteilnetz identifizierbar. Zum gegenwärtigen Zeitpunkt lässt sich nicht belastbar einschätzen, in welchem Umfang Gasnetze eine mögliche Weiternutzung als Wasserstoffnetze haben werden bzw. in welchem Umfang Gasnetzanlagen bis spätestens 2045, möglicherweise aber auch früher, stillgelegt werden müssen. Da Investitionen in Gasnetze einen sehr langfristigen Charakter haben und entsprechend langfristige kalkulatorische Abschreibungszeiträume aufweisen, werden nicht nur weiterhin notwendige Neuinvestitionen, sondern in erheblichem Umfang auch heutige Bestandsanlagen im Jahr 2045 nicht vollständig abgeschrieben sein und somit regulatorisch nicht zurückverdient werden können. Die Bundesnetzagentur ist dem Risiko strandender Vermögenswerte bereits mit der sog. KANU-Festlegung begegnet, die Gasnetzbetreibern die Möglichkeit eröffnet für Investitionen ab 2023 die Abschreibungsdauern so zu verkürzen, dass jeweils im Jahr 2045 das Kapitalgut vollständig abgeschrieben und die ursprüngliche Investitionssumme zurückverdient ist.

Falls teilweise jedoch auch Anlagegüter mit Zugangsjahr nach 2023 vor dem Jahr 2045 stillgelegt werden müssen, kann KANU das Risiko strandender Vermögenswerte für Investitionen ab 2023 nicht gänzlich beseitigen. Zusätzlich erscheint KANU insofern inflexibel, als die Wahl der Nutzungsdauern im Aktivierungsjahr festgelegt wird und im Anschluss nicht wieder angepasst werden kann. Eine spätere Änderung der Nutzungsdauer ist jedoch dann ökonomisch sinnvoll, wenn der Netzbetreiber im Zeitverlauf neue Informationen zur Möglichkeit der Weiternutzung von Gasnetzanlagen im Wasserstoffnetz erhält. Falls sich bspw. herausstellt, dass ein größerer Teil des Netzes als Wasserstoffnetz weitergenutzt werden kann als ursprünglich gedacht, ist es sinnvoll die Nutzungsdauern wieder auf längere Abschreibungszeiträume anzupassen.

Frage der Bundesnetzagentur

Auf Grundlage welcher Überlegungen würden Netzbetreiber ihre Nutzungsdauern bzw. Abschreibungsquoten im Gasbereich abschätzen? Wie kann die Angemessenheit der vorgenommenen Parametrierung gegenüber der Bundesnetzagentur belegt werden?

Anmerkung Netze BW

Die Abschätzung der zukünftigen Weiternutzung und damit die Frage der Abschreibungsquoten/Nutzungsdauern sollte in den Händen des Netzbetreibers liegen. Dieser wird die Abschätzung auf Basis der aktuell vorliegenden Informationen und individuellen Einschätzung vornehmen. Hierbei gilt es die regional sehr unterschiedliche Entwicklung zu berücksichtigen. Einer der Parameter wird dabei die Existenz und inhaltliche Ausgestaltung der kommunalen Wärmeplanungen sein. Weitere Anhaltspunkte werden generell die Entwicklung der Anzahl der Netzkunden und die durchgeleitete Gasmenge sein, da Wärmekunden ihre individuellen Entscheidungen möglicherweise nicht zwangsläufig von der kommunalen Wärmeplanung abhängig machen werden. Entscheidend für die Zuordnung dieser Rolle ist die Fragestellung wer die wirtschaftlichen Folgen einer falschen Einschätzung bei der Wahl der Nutzungsdauer trägt: dies ist allein der Netzbetreiber. Eine Prüfung der Angemessenheit ist unserer Einschätzung nach nicht notwendig. Eventuell mögliche Fehlanreize gilt es bereits bei der Konzeption des regulatorischen Rahmens zu berücksichtigen und damit auszuschließen.

Begründung Netze BW

Wenn man unterstellt, es würde ein Modell mit Abschreibungsbandbreiten eingeführt werden, so obliegt es dem Netzbetreiber, auf Basis der ihm vorliegenden Informationen, bestmöglich den Anteil der Netzanlagen abzuschätzen, der zukünftig Teil eines Wasserstoffnetzes sein wird. Die bereits beschriebene Ungewissheit wird im Zeitablauf abnehmen und die Entwicklung wird zu einem sukzessiv verbesserten Informationsstand

bei den Netzbetreibern führen, so dass diese im Zeitablauf ihre Einschätzungen nachjustieren können und auch können sollten. Idealerweise sollte der Aufsatzpunkt für die Abschätzung eine sehr individuelle Betrachtung der einzelnen Versorgungsgebieten zugrunde liegen.

Nach unserer Einschätzung bedarf es keiner Überprüfung der vorgenommenen Parametrierung durch die Regulierungsbehörden. Einerseits wird dies - zumindest aktuell - mangels Prüfmaßstab derzeit nicht leistbar sein und andererseits sollten die Rahmenbedingungen durch die Bundesnetzagentur so gewählt werden, dass eine Anreizkompatibilität gewährleistet werden. Ist der Rahmen durch die Bundesnetzagentur gesteckt, sollte der Netzbetreiber frei in der Wahl der Parametrierung sein. Zu der Ausgestaltung gehören selbstverständlich auch Regelung wie beim Übergang von Leitungen aus dem Gas- in ein Wasserstoffnetz umgegangen werden muss, gleiches gilt auch für Konzessionsübergänge. Abgesehen davon wird der Rahmen durch die Bandbreite sowie die Wechselmöglichkeiten und deren Zeitpunkt definiert.

Frage der Bundesnetzagentur

Was sagen Sie zur Einschränkung der Bandbreite der kalkulatorischen Nutzungsdauern - insbesondere im Strombereich?

Anmerkung Netze BW

Nach Ansicht der Netze BW sollten die bestehenden Bandbreiten der Nutzungsdauern nicht eingeschränkt werden.

Begründung Netze BW

Auf Basis der Ausführungen im Eckpunktepapier ist für Netze BW nicht ersichtlich, weshalb eine Vereinheitlichung der kalkulatorischen Nutzungsdauern zielführend ist. Die aktuellen Bandbreiten ermöglichen den Netzbetreibern anhand der unternehmensindividuellen Situation und Betriebsführung eine Auswahl vorzunehmen. Aufgrund der heterogenen Netzbetreiberlandschaft und der sehr großen Anzahl an Pachtnetzen ist vorstellbar, dass die Nachhaltung der unterschiedlichen Nutzungsdauern auf Seiten der Regulierungsbehörden mit Aufwand verbunden ist. Dieser könnte vereinfacht werden, wenn die kalkulatorischen Nutzungsdauern bei einem Netzbetreiber und dessen Pachtgesellschaften innerhalb der Bandbreiten einheitlich verwendet werden.

Frage der Bundesnetzagentur

Welche Herausforderungen ergeben sich bei der Umsetzung, wenn die beschleunigte oder degressive Abschreibung der Gasnetze schon vor Beginn der fünften Periode eingeführt werden sollte?

Anmerkung Netze BW

Die wesentliche Herausforderung besteht in der Umsetzung in einer bereits laufenden Regulierungsperiode. Eine Abbildung über den Erlösobergrenzenbescheid scheint damit für die vierte Regulierungsperiode ausgeschlossen. Folglich muss eine Anpassung übergangsweise über alternative Instrumente zur Anpassung der Erlösobergrenze erfolgen. Dies kann nach unserer Einschätzung im Zuge der EOG-Anpassungen und des Abgleichs über das Regulierungskonto erfolgen. Um den damit verbundenen Aufwand möglichst gering zu halten, sollte geprüft werden ob eventuell übergangsweise ein pauschaler Ansatz für das Gesamtnetz in Betracht kommen kann. Hierbei würden die Abschreibungsquoten einheitlich auf alle Anlagengüter, die unter die Neuregelung fallen, angewendet werden. Erst mit dem Start der fünften Regulierungsperiode wäre dann eine differenzierte Wahl der Abschreibungsquoten je Anlagengruppe und Zugangsjahr möglich.

Begründung Netze BW

Die frühzeitige Anpassung der kalkulatorischen Nutzungsdauern ist zielführend und notwendig. Eine Verzögerung führt dann c.p. zu einer stärkeren Erhöhung der jährlichen kalkulatorischen Kapitalkosten aufgrund höherer Abschreibungsbeträge. Zudem ist davon auszugehen, dass die resultierenden Kosten von einer zunehmend geringeren Anzahl an Gaskunden getragen werden müssen. Die Herausforderungen bestehen in der operativen Umsetzung in einer laufenden Regulierungsperiode. Hierzu müssen die jährlichen Kapitalkosten in den Erlösobergrenzen der jeweiligen Netzbetreiber angepasst werden.

Da die vierte Regulierungsperiode bereits 2023 begonnen hat und eine Anpassung frühestens mit der Erlösobergrenzen 2025 möglich ist, sollte eine vereinfachte Umsetzung geprüft werden, die bis zum Ende der 4. Regulierungsperiode Anwendung findet und den Erlösobergrenzenbescheid unberührt lässt. Danach sollte der reguläre Umsetzungsprozess über den Erlösobergrenzenbescheid Anwendung finden.

Sofern den Gasnetzbetreibern eine wie oben skizzierte Bandbreitenoption eingeräumt wird, könnte beispielsweise übergangsweise auf eine Aufteilung der Nutzungsdauern auf die unterschiedlichen Anlagenklassen und das Zugangsjahr verzichtet werden. Stattdessen wird nur eine einzige Auswahl der Abschreibungsanteile für sämtliche Anlagengüter getroffen. Ausgehend von dieser dann getroffenen Auswahl muss der

Netzbetreiber seine jährlichen Kapitalkosten neu berechnen und die Unterschiede zum Erlösobergrenzenbescheid ermitteln. Die so ermittelten Deltas dürfen jährlich über die EOG-Anpassungen in die Netzentgelte gewälzt werden. Die Prüfung der aktualisierten Kapitalkosten kann dann entweder einmalig im Rahmen der Kostenprüfung für die fünfte Regulierungsperiode erfolgen, oder, und das wäre naheliegender, im Rahmen der Prüfung des Regulierungskontos erfolgen. Eventuell vorhandene Abweichungen im Zuge der Prüfung würden über das Regulierungskonto ausgeglichen und in den Folgejahren in den Erlösobergrenzen abgebildet. Mit Beginn der fünften Regulierungsperiode wären die angepassten kalkulatorischen Nutzungsdauern dann Bestandteil des Erlösobergrenzenbescheid. Anstatt der pauschalen einheitlichen Anwendung für das Gesamtnetz könnte dann eine Differenzierung zwischen den verschiedenen Anlagengütern und dem Zugangsjahr bei den Nutzungsdauern vorgenommen werden.

6.3 Pauschalierte Kapitalkostenbestimmung (WACC)

Die Bundesnetzagentur stellt in Kapitel H3 eine mögliche Umstellung der Ermittlung der regulatorischen Kapitalkosten vor. Unter Verwendung eines WACC-Ansatzes könnte die bisherige sehr individuell angelegte und prüfungsintensive Ermittlung der Kapitalkosten ersetzt werden. Darüber hinaus sei eine WACC-Regulierung ein international etabliertes Verfahren und würde zu einer höheren Akzeptanz bei Investoren führen.

These und Frage der Bundesnetzagentur

These 11: Mit der Einführung eines WACC würde eine Angleichung an den internationalen Standard und mit der stärkeren Standardisierung eine höhere Transparenz und Planbarkeit für Investoren erreicht. Zudem stellt der WACC ein von den tatsächlichen Kosten entkoppeltes Zinskostenbudget dar. Das Zinskostenbudget ist dabei unabhängig von der tatsächlichen Finanzierungsstruktur des Netzbetreibers. Anreize zu rein regulatorisch optimierten Finanzierungsstrukturen, die oft hohe Transaktions- bzw. Beratungskosten verursachen, werden dadurch vermieden. Im Ergebnis kann zudem eine reduzierte Komplexität und damit eine erheblich erleichterte Administrierbarkeit erreicht werden.

Wird These 11 geteilt?

Anmerkung Netze BW

In der Pauschalität wird die These nicht geteilt. Zwar kann das Modell eines WACC als ein internationaler Standard betrachtet werden, da es in vielen Regulierungsregimen zur Anwendung kommt. Jedoch ginge bei einer Einführung in Deutschland damit nicht sofort

und automatisch eine höhere Transparenz und Planbarkeit für Investoren einher, weil die bisherige Ermittlung der Eigenkapitalverzinsung im Investorenfeld durchaus als etabliert und nachvollziehbar angesehen wird. Auch die im Rahmen eines WACC-Ansatzes von der Bundesnetzagentur genannte effiziente Finanzierungsstruktur auf Seiten der Netzbetreiber würden Transaktions- bzw. Beratungskosten verursachen. Die postulierten Einsparungen sind daher zu hinterfragen.

Begründung Netze BW

Ein Übergang zu einem WACC-Ansatz ist per se kein Allheilmittel und sollte sich nicht nur auf den Aspekt der Komplexitätsreduktion fokussieren. Daher darf ein eventueller Systemwechsel in der Kapitalverzinsung, gerade angesichts der enormen Herausforderungen der Energienetze und den massiv ansteigenden Investitions- und Finanzierungsbedarfe, nicht zu einer Verschlechterung der Investitionsbedingungen für die Netzbetreiber führen.

Entsprechend gilt es bei den Überlegungen auch zu bedenken, dass im aktuellen System der Eigenkapitalzinssatz auf das betriebsnotwendige Vermögen angewandt wird. Dieses berücksichtigt keinerlei Abzugskapital. Den bisherigen Ausführungen der Bundesnetzagentur zur Folge, würde sich die Verzinsungsbasis innerhalb eines WACC-Ansatzes ausgehend von den kalkulatorischen Restwerten des Sachanlagevermögens zzgl. einer Pauschale für Umlaufvermögen und abzüglich der Baukostenzuschüsse/ Anschlusskostenbeiträge ergeben. Dies stellt gegenüber der aktuellen Systematik eine strukturelle Verschlechterung der Verzinsungsbasis für den Eigenkapitalanteil dar. Entsprechend muss in der Frage zur zukünftigen Kapitalkostenbestimmung stets das Zusammenspiel zwischen Verzinsungsbasis und resultierender Kapitalverzinsung beachtet werden.

Frage der Bundesnetzagentur

Wie bewerten Sie den Vorteil einer vereinfachten Kapitalkostenbestimmung für die Vermittelbarkeit des Regulierungssystems, bspw. gegenüber Investoren?

Anmerkung Netze BW

Der zentrale Aspekt für Investoren ist eine marktgerechte Vergütung des eingesetzten Kapitals. Ist dies auch bei einer vereinfachten Kapitalkostenbestimmung gegeben, so ist dies aus Sicht von Investoren erwartbar positiv. Allerdings sollte dieser Vorteil angesichts des aktuell langjährigen etablierten Vorgehens zur Kapitalkostenbestimmung nicht überschätzt werden.

Begründung Netze BW

Eine vereinfachte Kapitalkostenbestimmung ist grundsätzlich im Hinblick auf Investoren begrüßenswert, sofern die Kapitalverzinsung keine strukturelle Verschlechterung gegenüber den status-quo bedeutet. D.h. der zentrale Maßstab für Investoren ist nicht die Einfachheit eines Systems, sondern die marktgerechte und wettbewerbsfähige Vergütung des eingesetzten Kapitals. Zudem sollte der Effekt einer vereinfachten Kapitalkostenbestimmung aus Investorenperspektive nicht überschätzt werden. Das jetzige System ist über viele Jahre etabliert, auf Seiten des Kapitalmarktes bekannt und verstanden. Daher sind die Vorteile einer Vereinfachung vermutlich nur von begrenzter Natur.

Frage der Bundesnetzagentur

Bedarf es aus Ihrer Sicht der Vorgabe einer Mindesteigenkapitalquote?

Anmerkung Netze BW

Nein, es bedarf keine Vorgabe für die Mindestausstattung mit Eigenkapital. Die Vorgabe einer Mindestausstattung würde dem intendierten Ziel, der Abstrahierung der tatsächlichen Finanzierungsstruktur, widersprechen und keine Vereinfachung in der Bestimmung der Kapitalkosten mit sich bringen.

Begründung Netze BW

Bereits aus dem Kapitalmarkt heraus ergeben sich Anforderungen an eine ausreichende Eigenkapitalausstattung der Netzbetreiber. Andernfalls wäre die Aufnahme von Fremdkapital erschwert. Zudem gilt es zu beachten, dass bereits der WACC-Ansatz als solcher systemimmanente Anreize für eine optimale Kapitalstruktur setzt.

Die Vorgabe einer Mindesteigenkapitalquote würde zudem die Vorteile der Vereinfachung zum größten Teil wieder auflösen. Die individuelle Prüfung müsste in diesem Fall stets im Rahmen der Kostenprüfungen stattfinden. Die seitens der Regulierungsbehörde angeführte aufwendige Prüfung wäre also weiterhin vorhanden und eventuelle positive Effekte durch die freie Wahl der Finanzierungsstruktur könnten nicht realisiert werden. Es gilt zudem abzuwägen und zu prüfen, welche Anreize sich aus einer Mindesteigenkapitalquote für Netzbetreiber ergeben würden.

Frage der Bundesnetzagentur

Wie sollte mit Zinsaufwendungen oder -erträgen aus langfristigen Rückstellungen umgegangen werden?

Anmerkung Netze BW

Die Zinsaufwendungen und -erträge aus langfristigen Rückstellung sollten, unabhängig von der Fragestellung einer möglichen Anpassung der Kapitalkostenbestimmung, weiterhin vollständig als dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenbestandteile eingestuft werden und entsprechend in der Erlösobergrenzen berücksichtigt werden können (vgl. hierzu auch die Ausführungen unter 5.3.).

Begründung Netze BW

Zinsaufwendungen und -erträge aus langfristigen Rückstellungen, dies betrifft insbesondere die Rückstellungen im Rahmen der Altersversorgung, unterliegen großen exogenen Schwankungen, die nicht durch den Netzbetreiber beeinflusst werden können. Dies ist im Wesentlichen auf Veränderungen des Marktzinses zurückzuführen. Die Niedrigzinsphase der letzten Jahre hat deutlich gezeigt, dass die daraus resultierenden Belastungen für Unternehmen teils existentiell hohe Belastungen bedeuten kann. Entsprechend ist es erforderlich, die daraus resultierenden Kosten und Erträge vollständig über die Erlösobergrenze als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenposition abzubilden.

6.4 Vereinfachung der Bestimmung des betriebsnotwendigen Umlaufvermögens

In Kapitel H4 legt die Bundesnetzagentur ihre Überlegungen zu einer vereinfachten, pauschalen Bestimmung des Umlaufvermögens dar. Die bisherige Praxis zeichnet sich im Gegensatz dazu durch eine sehr individuelle Bestimmung aus. Das anerkannte Umlaufvermögen fließt dann in die Bestimmung der Kapitalverzinsung ein.

These und Fragestellung der Bundesnetzagentur

These 12: Es kann je nach Anwendungsfall eine pauschale Quote zur Bestimmung des betriebsnotwendigen Umlaufvermögens für Netzbetreiber, Verpächter und Dienstleister bestimmt werden. Die Höhe der Pauschale kann sich bspw. an denjenigen Werten orientieren, die im Rahmen der Verwaltungspraxis in den letzten Jahren seitens der Bundesnetzagentur als betriebsnotwendig anerkannt und von einer Vielzahl von Netzbetreibern ohne weitere Verfahren akzeptiert wurden.

Wird These 12 geteilt?

Anmerkung Netze BW

Netze BW teilt die Einschätzung, dass bei der Ermittlung des Umlaufvermögens, unabhängig von anderen möglichen Anpassungen, eine pauschale Ermittlung erwogen werden sollte. Das Abstellen auf der bisherigen Prüfungspraxis führt jedoch zu keiner ausreichenden Berücksichtigung von notwendigen Umlaufvermögen. Dies gilt insbesondere dann, wenn die pauschale Bestimmung auch die Vorräte beinhalten soll.

Begründung Netze BW

Die bisherige Prüfungspraxis verursacht sowohl auf Seiten der regulierten Netzbetreiber als auch der Regulierungsbehörde erheblichen Aufwand. Eine Pauschale für das Umlaufvermögen könnte hierbei eine Erleichterung für beide Seiten darstellen, da aufwändige individuelle Betrachtungen entfallen. Die Höhe der Pauschale sollte jedoch von Seiten der Bundesnetzagentur ausreichend begründet werden. Nach Einschätzung von Netze BW führt eine reine Orientierung an der bisherigen Prüfungspraxis zu einer unzureichenden Ausstattung mit Umlaufvermögen. Eine erste mögliche und adäquate Plausibilisierungsmöglichkeit stellt nach unserer Einschätzung die Orientierung an die Umlaufvermögensquote von wettbewerblichen Unternehmen mit Bezug zu infrastrukturellen Aufgaben dar.

Frage der Bundesnetzagentur

Welche Gesichtspunkte sind bei der Bestimmung des zu berücksichtigen Umlaufvermögens zu berücksichtigen?

Anmerkung Netze BW

Die Bestimmung des pauschalen Umlaufvermögens muss die vielfältigen Vorbehalte der Netzbetreiber im Hinblick auf die aktuelle Prüfungspraxis berücksichtigen. Insbesondere die Bedeutung der Vorräte wird, angesichts der hohen Investitionssummen in den kommenden Jahren und den weiterhin unbeständigen Lieferketten, weiter steigen. Sollten die Vorräte auch in die pauschale Ermittlung einfließen, muss der steigende Charakter auch in einer Zukunftsbetrachtung Berücksichtigung finden. Die reine Vergangenheitsbetrachtung würde hier zu einer konsequenten Unterschätzung des Finanzierungsbedarf führen.

Zu prüfen wäre, ob ein pauschales Vorgehen allein auf Basis einer Bezugsgröße zu ermitteln ist oder aber ob unterschiedliche Bezugsgrößen zielführender wären. Denkbar

wäre ggf. die pauschale Bestimmung der Vorräte als Bestandteil des Umlaufvermögens auf Basis der getätigten Investitionen und ggf. den Instandhaltungsbudgets. Für das restliche Umlaufvermögen dagegen könnte auf die Erlösbergrenze abgestellt werden. Inwieweit ein differenziertes Vorgehen vorteilhafter ist, kann zunächst mithilfe der historischen Daten verifiziert werden.

Begründung Netze BW

Ein exorbitanter Netzausbau geht für die Stromnetzbetreiber auch mit einer steigenden Vorhaltung von Vorräten einher, da beispielsweise für Tätigkeiten in der Fläche die Vorräte vermehrt dezentral verfügbar sein müssen (doppelte Lagerhaltung). Ein Abstellen der Pauschale für Umlaufvermögen, die den Zusammenhang von Vorräten und Investitionen bzw. Instandhaltungsbudget nicht ausdifferenziert, geht zu Lasten einer effizienten und zukunftsorientierten Vorhaltung von Vorräten.

6.5 Kalkulatorischer EK-Zinssatz

In Abschnitt H5 erläutert die Bundesnetzagentur ihre Überlegungen zur zukünftigen Methodik und Vorgehensweise zur Bestimmung und Anwendung des kalkulatorischen Eigenkapitalzinssatzes.

These und Fragestellung der Bundesnetzagentur

These 13: Vorzugswürdig ist die Festlegung eines Eigenkapitalzinssatzes für mindestens eine Regulierungsperiode. Es soll in einem Regulierungssystem mit Effizienzvergleich – insbesondere angesichts verkürzter Regulierungsperioden – keine jährliche Anpassung erfolgen. Es sollte einen für Neu- und Bestandsanlagen einheitlichen Zinssatz geben.

Wird These 13 geteilt?

Anmerkung Netze BW

Die Netze BW teilt die These insoweit, dass der kalkulatorische Eigenkapitalzinssatz für eine Regulierungsperiode festgelegt werden sollte und dies einheitlich für alle Anlagengüter gilt. Sofern sich die Rahmenbedingungen am Kapitalmarkt fundamental geändert haben sollten, muss jedoch eine Nachjustierung wie im bestehenden Rahmen möglich sein.

Entsprechend sollte in der Rahmenfestlegung die grundsätzliche Frage, welche Leitplanken und Zielsetzung bei der Festlegung des Eigenkapitalzinssatzes erfüllt werden müssen, festgehalten werden. Auch Vorgaben zum adäquaten Vorgehen bei der Ermittlung von Eigenkapitalzinssätzen wie die Anwendung verschiedener, nicht nur vergangenheits- sondern auch zukunftsgerichteter Methoden und der Vergleich der resultierenden Ergebnisse könnten in der Rahmenfestlegung festgeschrieben werden. Gleiches gilt auch für Vorgaben zur Plausibilisierung der Ergebnisse mit Blick auf die im internationalen Umfeld übliche Eigenkapitalverzinsung sowie der Entwicklung des Marktzinsniveaus im Allgemeinen. Die detaillierte Ausgestaltung dieser allgemeineren Vorgaben und Maßstäbe sollte dann im Rahmen der Methodenfestlegung erfolgen.

Vorgaben zur Auswahl des geeigneten Kapitalmarktmodells oder der heranzuziehenden Datenreihen und des hierbei betrachteten Zeitraums sollten nicht in der Rahmenfestlegung verortet werden.

Begründung Netze BW

Zentraler Maßstab für den kalkulatorischen Eigenkapitalzinssatz muss die Erstattung der Opportunitätskosten des Eigenkapitalgebers sein. Dies bedingt zwingend einen einheitlichen Zinssatz für Bestand- und Neuinvestitionen. Ein unterschiedlicher Zinssatz könnte ökonomisch nur durch ein unterschiedliches Risikoprofil begründet werden. Ein unterschiedliches Risikoprofil von Bestandsvermögen und Neuinvestitionen ist aber nicht festzustellen, vielmehr unterliegen Neuinvestitionen denselben regulatorischen und kalkulatorischen Regeln wie das Bestandsvermögen. Folgerichtig wurde daher in der bisherigen Regulierungspraxis derselbe Zinssatz für die Kalkulation der Eigenkapitalkosten im Basisjahr und im Kapitalkostenaufschlag angewendet. Ein differenziertes Vorgehen, wie die Behörde bei der aktuellen Festlegung zum Eigenkapitalzinssatz im Kapitalkostenaufschlag vorgenommen hat, ist ökonomisch nicht begründbar und fehlerhaft.

Die Anwendung eines einheitlichen und für eine Regulierungsperiode gültiger Zinssatz gibt den Kapitalgebern Sicherheit und Planbarkeit, die nach unserer Auffassung grundsätzlich positiv zu bewerten ist. Gleichwohl muss auch zukünftig eine Nachjustierung möglich sein, sofern sich die Rahmenbedingungen am Kapitalmarkt fundamental geändert haben sollten. Dies gilt für fünfjährige Regulierungsperioden, ebenso wie für eine eventuell verkürzte Regulierungsperiode.

Frage Bundesnetzagentur

Für welche Zeiträume soll der Eigenkapitalzinssatz aus Ihrer Sicht bestimmt werden?

Anmerkung Netze BW

Der kalkulatorische Eigenkapitalzinssatz sollte für jeweils eine Regulierungsperiode festgelegt werden.

Begründung Netze BW

Die Festlegung des kalkulatorischen Eigenkapitalzinssatzes für jeweils eine Regulierungsperiode führt auf Seiten der Kapitalgeber zu einer erhöhten Planbarkeit und Stabilität. Gleichwohl sollte auch eine nachträgliche Anpassung des Eigenkapitalzinssatzes, wie es im bisherigen Rechtsrahmen auch der Fall ist, ebenfalls zukünftig möglich sein. Dies ist dann von Relevanz, wenn sich im Vorfeld oder im Laufe einer Regulierungsperiode die Rahmenbedingungen auf den Kapitalmärkten fundamental ändern, so dass eine Anpassung erforderlich ist. Nur damit kann es gelingen einen marktgerechten und wettbewerbsfähigen Eigenkapitalzinssatz dauerhaft zu erreichen.

Frage Bundesnetzagentur

Sollte der Zeitraum zur Ableitung des Basiszinssatzes von 10 Jahren auf eine geringere Zahl an Jahren abgesenkt werden?

Anmerkung Netze BW

Die Frage kann auf Basis der aktuell vorliegenden Informationen nicht beantwortet werden. Zentral ist, dass der risikolose Zinssatz auch konsistent bei der Ermittlung der Marktrisikoprämie berücksichtigt wird.

Begründung Netze BW

Die Fragestellung ist im Rahmen der periodenbezogenen Festlegungen für den kalkulatorischen Eigenkapitalzinssatz zu beantworten. Wesentlich hierfür ist die Methodik und die Datengrundlage zur Ermittlung des kalkulatorischen Eigenkapitalzinssatzes. Ohne deren Kenntnis kann hierzu keine sachgerechte Antwort gegeben werden. Daher ist diese Ausgestaltungfrage nicht für eine Rahmenfestlegung geeignet.

Unabhängig von der Fragestellung, in welcher Festlegungsebene hierzu eine Auswahl zu treffen ist, muss zukünftig sichergestellt sein, dass bei der Verwendung des CAPM der risikolose Zinssatz auch konsistent bei der Ermittlung der Marktrisikoprämie Eingang findet.

Frage Bundesnetzagentur

Wie lässt sich gewährleisten, dass eine gewählte Methode dauerhaft und konsistent Anwendung findet?

Anmerkung Netze BW

Die gewählte Methodik zur Ermittlung des Eigenkapitalzinssatzes muss insbesondere dem Stand der Wissenschaft entsprechen und eine kapitalmarktgerechte und wettbewerbsfähige Eigenkapitalverzinsung ermöglichen. Dies bedingt auch eine gewisse Flexibilität, wenn sich der Stand der Wissenschaft oder das Kapitalmarktumfeld sehr fundamental ändert.

Begründung Netze BW

Der Anspruch der Bundesnetzagentur im Eckpunktepapier „Konstanz und Verlässlichkeit der regulatorischen Rahmenbedingungen“ ist nicht mit einer dauerhaften Anwendung einer einzigen Methode zu verwechseln. Vielmehr sollte der Rahmen so gesteckt werden, dass die übergeordneten Ziele aus dem EnWG erreicht werden können. Dies setzt ein Auseinandersetzen mit der aktuellen Situation auf den Kapitalmärkten und der konkret verwendeten Datengrundlage zur Ermittlung des kalkulatorischen Eigenkapitalzinssatzes voraus. Entsprechend kann auch die Ermittlungsmethodik im Zeitablauf Anpassungen erfordern, um das Ziel einer angemessenen, risikoangepassten und wettbewerbsfähigen Eigenkapitalverzinsung zu erreichen.

Frage Bundesnetzagentur

Sollte der Zinssatz für Strom- und Gasnetzbetreiber differenziert werden? Welche Methoden zur Ermittlung sektorspezifischer Zinssätze kämen hier in Frage?

Anmerkung Netze BW

Sofern die Bundesnetzagentur Möglichkeiten zur Vermeidung von stranded investments durch verkürzte Nutzungsdauern im Gasnetz schafft und wirtschaftliche Risiken aus Stilllegungskosten, sieht die Netze BW aktuell keine Notwendigkeit unterschiedliche Methodiken zur Ermittlung der kalkulatorischen Eigenkapitalzinssätze für Strom und Gas zu verwenden.

Begründung Netze BW

Mit der geplanten Regelung zur Anerkennung von Stilllegungskosten und der Option zur Verkürzung von Nutzungsdauern sieht die Netze BW aktuell keine Notwendigkeit unterschiedliche Methodiken zur Ermittlung der kalkulatorischen Eigenkapitalzinssätze für Strom und Gas zu verwenden. In der konkreten periodenbezogenen Festlegung kann, wie es bisher Praxis war, auf unterschiedliche Risikoprofile zwischen Strom- und Gasnetzbetreiber geprüft werden. Zum aktuellen Zeitpunkt und unter Annahme der geplanten Anpassungen am Regulierungsrahmen für Gas sieht Netze BW keine wesentliche Differenzierung zwischen Strom- und Gasnetzbetreiber. Gleichwohl sollte einer eventuellen Entwicklung in der Zukunft Rechnung getragen werden können.

6.6 Gewerbe- und Körperschaftssteuer (§ 8 StromNEV und GasNEV)

In Kapitel H6 wirft die Bundesnetzagentur die Frage auf, wie zukünftig mit der kalkulatorischen Gewerbe- und Körperschaftssteuer umgegangen werden soll bzw. wie dies ermittelt werden soll. Das heutige Vorgehen ist ein pauschaler Ansatz, der sich durch ein hohes Maß an Einfachheit und Transparenz auszeichnet.

These und Frage der Bundesnetzagentur

These 14: Bei der Neuordnung des Regulierungsrahmens ist neu zu bewerten, ob die Anerkennung der Gewerbesteuer weiterhin auf kalkulatorischer Basis ermittelt oder auf den dem Netzbetreiber zugeordneten Anteil der tatsächlich gezahlten Gewerbesteuer begrenzt werden soll.

Wird These 14 geteilt?

Anmerkung Netze BW

Die These wird von Netze BW nicht geteilt. Es gibt nach unserer Einschätzung keine Gründe für eine Abkehr vom bisher praktizierten Vorgehen der Bundesnetzagentur.

Begründung Netze BW

Die Abkehr von der pauschalen kalkulatorischen Ermittlung der Gewerbesteuer stünde in diametralen Widerspruch zu dem an anderen Stellen des Eckpunktepapiers hochgehaltenen Ziel und Anspruch der Bundesnetzagentur zu Vereinfachungen. Eine Ermittlung der tatsächlich gezahlten Gewerbesteuer, wobei unklar ist, was genau darunter verstanden wird, ist aufgrund der häufig vorhandenen Organschafts- und

Querverbundsfälle nicht einfach möglich. Vielmehr muss dies aufwändig auf Seiten der Netzbetreiber ermittelt werden.

Frage der Bundesnetzagentur

Wie kann die dem Netzbetreiber zuzurechnende tatsächlich gezahlte Gewerbesteuer der steuerlichen Organschaft eindeutig zugeordnet und ermittelt werden? Welcher zusätzliche Aufwand würde hierdurch entstehen?

Anmerkung Netze BW

Eine Aufteilung der Gewerbesteuer in Organschafts- oder Querverbundsfälle könnte durch getrennte Steuerberechnungen erfolgen. Es müsste eine stand-alone Steuerberechnung für jeden Netzbetreiber und die restlichen Einheiten in der steuerlichen Organschaft durchgeführt werden. Hieraus resultieren entsprechende erhebliche Mehraufwände.

Begründung Netze BW

Ohne isolierte Berechnung der Steuer für jeden einzelnen Netzbetreiber kann keine Aufteilung der Gewerbesteuer erfolgen. Insbesondere für integrierte EVU mit möglicherweise mehreren Netzbetreibern ist mit dieser notwendigen Vorgehensweise ein deutlicher Mehraufwand verbunden. Gleiches gilt auch für die vielfältig vorhandenen Netzpachtgesellschaften.

Frage der Bundesnetzagentur

Würde man die Anerkennung der Gewerbesteuer auf die tatsächliche Gewerbesteuerzahlung begrenzen, gäbe es dann Gründe, die Körperschaftsteuer weiterhin auf kalkulatorischer Basis zu gewähren?

Anmerkung Netze BW

Sowohl die Gewerbe- als auch die Körperschaftssteuer sollten, wie bisher auf Basis kalkulatorischer Annahmen bzw. als Bestandteil der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung in der Erlösobergrenze berücksichtigt werden.

Begründung Netze BW

Es sind keine Gründe ersichtlich, die für eine unterschiedliche von Gewerbe- und Körperschaftssteuer im Rahmen der Kostenanerkennung sprechen. Beide Positionen

sollten, wie bisher, als pauschaler kalkulatorischer Kostenbestandteil in der Erlösobergrenze berücksichtigt werden.

Frage der Bundesnetzagentur

Welche Auswirkungen auf die Kommunen bzw. die Höhe der Netzentgelte erwarten Sie, würde man die Anerkennung der Gewerbesteuer auf die tatsächliche Gewerbesteuerzahlung begrenzen?

Anmerkung Netze BW

Die Auswirkungen sind nicht eindeutig absehbar, gleiches gilt auch für die Höhe der Netzentgelte. Entscheidend wäre der Vergleich zum status-quo über alle Netzbetreiber in Deutschland hinweg und ob die bisherige kalkulatorische Gewerbesteuer ober- oder unterhalb der Gewerbesteuer bei einer stand-alone Betrachtung liegen würde.

6.7 Sonderthema Gas: Rückstellungen für Stilllegung und Rückbau

Das letzte Kapitel des Eckpunktepapiers der Bundesnetzagentur dreht sich um die Frage, wie mit nicht vermeidbaren Kosten für Stilllegungen und Rückbaumaßnahmen regulatorisch umgegangen werden soll.

These und Fragestellung der Bundesnetzagentur

These 15: Für die nicht vermeidbaren Kosten für Stilllegungen und Rückbaumaßnahmen von Leitungen sollten Netzbetreiber Rückstellungen bilden. Die hierfür erforderlichen Zuführungen sollten auf Grund der erhöhten Ungewissheit der Inanspruchnahme auch regulatorisch als jährlich anpassbare Kostenposition anerkannt werden. Damit würden die zu erwartenden Kosten frühzeitig antizipiert und „zeitlich vorgezogen“, sie würden damit auch von der aktuell noch größeren Zahl an Netzkunden getragen werden.

Wird die These 15 geteilt?

Anmerkung Netze BW

Netze BW teilt die These, dass Netzbetreiber für nicht vermeidbare Kosten für Stilllegungen und Rückbaumaßnahmen Rückstellungen bilden und diese sowie die hierfür erforderlichen Zuführungen grundsätzlich regulatorisch anerkannt werden sollten.

Begründung Netze BW

Über die Zustimmung zur grundsätzlichen regulatorischen Kostenanerkennung hinaus stimmt Netze BW auch den weiteren Ausführungen zu, die hierfür erforderlichen Zuführungen aufgrund der erhöhten Ungewissheit hinsichtlich der Höhe als auch hinsichtlich des Zeitpunktes der Inanspruchnahme regulatorisch als jährlich anpassbare Kostenposition anzuerkennen. Diese Vorgehensweise ermöglicht, dass die Kosten zeitnah in der Erlösbergrenze berücksichtigt werden und noch von möglichst vielen Netznutzern getragen werden können.

Frage der Bundesnetzagentur

In welchem Umfang sind Sie zum Rückbau oder zur Stilllegung von Leitungen verpflichtet?
In welchem Umfang rechnen Sie tatsächlich mit der Inanspruchnahme?

Anmerkung Netze BW

Der Umfang von eventuellen Rückbauverpflichtungen ist regelmäßig Gegenstand des Konzessionsvertrags und wird somit zwischen Konzessionsgeber und Konzessionsnehmer vertraglich vereinbart. Es ist grundsätzlich sinnvoll, Rückbaumaßnahmen auf ein Minimum zu begrenzen und diese nur dann durchzuführen, wenn bspw. besondere Gründe des Umwelt- und Naturschutzes vorliegen.

Begründung Netze BW

Der Umfang von eventuellen, nicht vermeidbaren Rückbaumaßnahmen und insbesondere Stilllegungsmaßnahmen wird sich erst nach Fortschritt der Entwicklung und Verbindlichkeit der kommunalen Wärmeplanungen im Zeitverlauf abzeichnen und im weiteren Verlauf konkretisieren.

Auch wenn zum aktuellen Zeitpunkt noch keine Aussagen zum Umfang eventueller Rückbau- oder Stilllegungsverpflichtungen gemacht werden können, ist es möglich, dass sowohl die initiale Bildung als auch die im Zeitverlauf eventuell notwendigen Anpassungen von Rückstellungen für Stilllegungen und Rückbaumaßnahmen zu außerordentlich hohen Einmaleffekten in einzelnen Jahren führen könnten. Um hohe jährliche Schwankungen in der Erlösbergrenze und den Netznutzungsentgelten zu vermeiden, sollte den Netzbetreibern die Möglichkeit eingeräumt werden, die Berücksichtigung dieser Aufwendungen bzw. kostenmindernder Erlöse in der Erlösbergrenze über einen längeren Zeitraum zu verteilen (bspw. analog Regulierungskontosaldo), um die Be- bzw. Entlastung für Netzkunden zu verstetigen.