

Entwurf einer Verordnung zur Änderung der Anreizregulierungsverordnung und der Stromnetzentgeltverordnung - BMWi-Referentenentwurf vom 19.04.2021

Netzregulierung für erfolgreiche Energiewende fit machen

STELLUNGNAHME, THÜGA AG | April 2021

Thüga bedankt sich für die Möglichkeit, zum Referentenentwurf der Verordnung zur Änderung der Anreizregulierungsverordnung und der Stromnetzentgeltverordnung Stellung nehmen zu können.

Die Strom- und Gasnetze in Deutschland sind das Fundament für eine sichere, klimafreundliche und bezahlbare Energieversorgung. Im Zuge der Energiewende steigen die Herausforderungen an diese Netze deutlich an. Die Netze müssen entsprechend ausgebaut, modernisiert und digitalisiert werden. Hierfür ist ein verlässlicher und nachhaltiger Regulierungsrahmen notwendig, der diesen Entwicklungen Rechnung trägt und damit die Netzbetreiber befähigt, die notwendigen Investitionen vornehmen zu können. Vor diesem Hintergrund begrüßen wir das Bestreben des Bundeswirtschaftsministeriums, die Anreizregulierungsverordnung noch in dieser Legislaturperiode zu novellieren.

Der vorliegende Verordnungsentwurf adressiert insbesondere notwendige Regelungen zur regulatorischen Berücksichtigung der Engpassmanagement-Kosten. Auch wenn der Entwurf durch die Einstufung dieser durch die Netzbetreiber nur bedingt beeinflussbaren Kosten als volatile Kosten ab der 4.

Regulierungsperiode und der vorgesehenen grundsätzlichen Berücksichtigung im Effizienzvergleich ab der 5. Regulierungsperiode durchaus Fragen aufwirft, halten wir die getroffenen Regelungen im Großen und Ganzen für den Bedürfnissen sowohl der Netzbetreiber als auch der Kunden Rechnung tragend.

Vollkommen unberücksichtigt bleiben jedoch dringend notwendige Anpassungen zur Sicherstellung der Investitionsfähigkeit der Netzbetreiber, was uns als größten kommunalen Verbund regionaler Energie- und Wasserversorgungsunternehmen in Deutschland sehr besorgt. Hierzu zählen die Sicherstellung einer international wettbewerbsfähigen und angemessenen Eigenkapitalverzinsung (EKI & EKII) sowie die Verlängerung der Übergangsregelung für die positiven Sockeleffekte bei Verteilnetzbetreibern. Thüga setzt den Schwerpunkt ihrer Stellungnahme auf ebendiese noch unberücksichtigten Aspekte:

EKI-Zinsfestlegung muss stärker international verprobt werden

Der Zinssatz zur Ermittlung der kalkulatorischen Verzinsung für eine Eigenkapitalquote (EKI-Zins) ist von herausragender Bedeutung für die Umsetzung der notwendigen Investitionen der Netzbetreiber zur Gewährleistung der Energiewende.

Als theoretisch zugestandener Gewinn beeinflusst der EKI-Zins wesentlich die Finanzkraft der Netzbetreiber und damit den Umfang, in dem diese in die Energienetze investieren können. Dabei wird durch die Höhe des Zinssatzes nicht nur die Höhe der eigenen Mittel begrenzt, die investiert werden können. Aufgrund der Bewertungsgrundsätze der kreditgebenden Banken wirkt die Höhe dieses Zinssatzes zusätzlich als Multiplikator

auf die Summe des für Investitionen insgesamt zur Verfügung stehenden Fremdkapitals.

Die Rechtsprechung des BGH sieht, soweit konkrete normative Vorgaben für die Festlegung der EKI-Zinssätze fehlen, einen sehr großen Ermessenspielraum bei der Bundesnetzagentur (BNetzA). Der vom BGH angelegte Bewertungsmaßstab ist für die pflichtgemäße Ausübung dieses Ermessens kritisch zu hinterfragen. Aus Sicht des BGH hat die Behörde ihr Ermessen bereits dann sachgerecht ausgeübt, sobald es im Vergleich zu dem von ihr gewählten Vorgehen bei der Festlegung kein wissenschaftlich überlegenes Verfahren gibt.

Die lebhafte wissenschaftliche Diskussion zur sachgerechten Ermittlung von Eigenkapitalkosten der letzten Jahre kommt allerdings gerade zu

dem Ergebnis, dass es hier jedenfalls keine eindeutig überlegene wissenschaftliche Methode gibt. Stattdessen sind sich die Experten einig, dass jede der aktuell angewendeten Methoden - inklusive des derzeit von der BNetzA genutzten Capital Asset Pricing Model (CAPM) - Fehlerpotenziale beinhaltet. Diese müssen berücksichtigt werden. Aus diesem Grund muss unabhängig von der angewendeten Methode immer eine umfangreiche Plausibilisierung des Eigenkapitalzinssatzes erfolgen. Als Maßstäbe bieten sich hier die Festlegungen europäischer bzw. international vergleichbarer Regulierungsbehörden sowie die Empfehlungen einschlägiger Gremien zur Ermittlung der Eigenkapitalkosten im Rahmen der Unternehmensbewertung an.

Ein großer Teil der Entscheidungen europäischer Regulierungsbehörden der letzten Jahre hat den Aspekt der vorhandenen methodischen Schwächen berücksichtigt. Auch bei der Ermittlung von Eigenkapitalzinssätzen im Rahmen der Unternehmensbewertung wird dieser Sachverhalt berücksichtigt. Diese Zinssätze entsprechen methodisch den risikoadäquaten Opportunitätskosten für den Einsatz von Eigenkapital bei den Netzbetreibern.

In Anbetracht der enormen Bedeutung des EKI-Zinses sehen wir es als dringend notwendig an, dass der gesetzliche Regelungsrahmen in Deutschland den Maßstab für die pflichtgemäße Ausübung des Ermessens durch die BNetzA eindeutiger und treffender als bisher definiert. Konkret fordern wir, dass Entscheidungen der BNetzA stärker als bisher im Vergleich europäischer bzw. internationaler Regulierungsentscheidungen verprobt werden müssen. Ein internationaler Vergleich mit vergleichbaren Märkten sollte hier zwingend gesetzlich vorgeschrieben werden, im besten Fall im EnWG. Auf dieses Weise könnte unmittelbar sichergestellt werden, dass die Investitionsbedingungen in Deutschland dem internationalen Niveau entsprechen, das dringend benötigtes Investitionskapital auch nach Deutschland fließt und damit auf das Gelingen der Energiewende einzahlt.

Darüber hinaus muss gewährleistet sein, dass Regulierungszinssätze und Kapitalkostenempfehlungen im Rahmen der Unternehmensbewertung dauerhaft auf dem gleichen Niveau liegen. Ein signifikantes Unterschreiten der Bewertungszinssätze durch die Regulierungszinssätze hätte die unmittelbare und sofortige Entwertung des

Vermögens der Netzbetreiber zur Folge, da sie beispielsweise direkt zu Preisabschlägen bei der Übertragung von Netzteilen im Zusammenhang mit der Abgabe von Konzessionsgebieten führen. Bei unseren Partnerunternehmen führte dies zu einer direkten Entwertung kommunalen Vermögens.

Gleichbehandlung aller Netzbetreiber bei Zinssatz für Fremdkapitalkosten

Im Rahmen der Neufassung des § 10a ARegV soll - bislang ausschließlich für die Übertragungs- und Fernleitungsnetzbetreiber - ein neuer Maßstab zur Ermittlung der sachgerechten Höhe von Fremdkapitalkosten eingeführt werden. Zur Ermittlung des korrekten Zinssatzes für die fremdfinanzierten Kapitalanteile sollen dabei folgende Reihen zur Anwendung kommen:

1. Umlaufrendite festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten – Anleihen von Unternehmen und
2. Kredite an nicht finanzielle Kapitalgesellschaften über 1 Million Euro, bei einer anfänglichen Zinsbindung von einem Jahr bis zu fünf Jahren.

Dieser Ansatz ist zu begrüßen. Er führt jedoch zu einer ungerechtfertigten Ungleichbehandlung der Fernleitungs- und Übertragungsnetzbetreiber auf der einen und den Verteilnetzbetreibern auf der anderen Seite. Gleichzeitig sehen wir einen methodischen Bruch im Vergleich zur Definition des Zinssatzes zur Verzinsung des die Quote von 40% übersteigenden Zinssatzes gemäß § 7 Abs. 7 Strom-/GasNEV (EKII-Zinssatz). Die ursprüngliche Formulierung des § 7 Abs. 7 Strom-/GasNEV sah vor, dass das eine Quote von 40% übersteigende Eigenkapital „wie Fremdkapital zu verzinsen“ sei. Da die korrekte und rechtssichere Anwendung dieser Formulierung durch die Regulierungsbehörden mit erheblichen Problemen verbunden war, wurde zur Vereinfachung die derzeitige Formulierung des § 7 Abs. 7 Strom-/GasNEV eingeführt. Diese sieht zur Ermittlung des Zinssatzes für das übersteigende Eigenkapital den Mittelwert der letzten zehn Jahre aus drei Reihen vor.

Die Erfahrung zeigt, dass der Mittelwert dieser drei Reihen entgegen der ursprünglichen Absicht bei Ihrer Einführung nicht geeignet ist, um dauerhaft die Fremdfinanzierungskosten der

Netzbetreiber sachgerecht abzubilden. Der Grund hierfür liegt darin, dass der Kapitalmarkt sowohl die Anleihen der öffentlichen Hand als auch die Hypothekenpfandbriefe mit deutlich geringeren Risiken bewertet als das Fremdkapital der Netzbetreiber. Da Netzbetreiber ihrerseits nicht in der Lage sind, Anleihen der öffentlichen Hand oder in nennenswerten Umfang Hypothekenpfandbriefe auszugeben, bleiben ihnen diese Finanzierungswege und die damit einhergehenden günstigen Konditionen verschlossen.

Um sicherzustellen, dass die Regelung in § 7 Abs. 7 Strom-/GasNEV nach wie vor ihrer beabsichtigten Zielsetzung gerecht wird und sowohl die methodische Stringenz wie auch eine Gleichbehandlung aller Netzbetreiber gewährleistet ist, sollten die beiden im Rahmen der Neufassung von § 10a ARegV für die Übertragungs- und Fernleitungsnetzbetreiber vorgesehenen Zinsreihen auch in den § 7 Abs. 7 Strom-/GasNEV übernommen werden und damit die bisherigen drei ersetzen.

Übergangssockel für VNB antragsbasiert auf Basis belastbarer Indikatoren verlängern

Wir haben es sehr begrüßt, dass mit der Novelle der Anreizregulierungsverordnung im Jahr 2016 ab der dritten Regulierungsperiode eine Anerkennung der Kosten zukünftiger Investitionen ohne Zeitverzug erfolgt und damit ein schnellerer Rückfluss von Investitionsmitteln gegeben ist. Wir haben aber auf der anderen Seite schon im Rahmen der damaligen Novelle immer wieder darauf hingewiesen, dass für den Teil der Netzinvestitionen, der vor Beginn der dritten Regulierungsperiode getätigt wurde, eine Refinanzierung gesichert sein muss. Denn unter dem vor der dritten Regulierungsperiode geltenden Regime der Anreizregulierung konnten die Kosten dieser Investitionen erst mit einem Zeitverzug von bis zu sieben Jahren erwirtschaftet werden. Der Ausgleich für diesen Zeitverzug, der sog. „Übergangssockel“, hat den entstandenen Schaden nur zu einem kleineren Teil gemildert. Wenn - wie nach aktuellem Stand der ARegV-Novelle vorgesehen - der Übergangssockel tatsächlich zum Jahr 2023 entfallen sollte, wären bei vielen unserer Partnerunternehmen Kosten aus den Investitionen der Jahre 2007 – 2018 in die Verteilnetze in Millionenhöhe nicht refinanziert. Der entstehende Schaden erreicht

bei einzelnen Unternehmen der Thüga-Gruppe bis zu 40 Mio. Euro. Im bundesweiten Durchschnitt würden rd. 7 Prozent der Investitionen unserer Partnerunternehmen nicht gedeckt.

Daher muss bei der ARegV-Novelle durch eine Änderung des § 34 Abs. 5 den betroffenen Unternehmen eine Verlängerung des Übergangssockels zugebilligt werden. Der Nachweis einer Betroffenheit oberhalb einer Erheblichkeitsschwelle sollte - um die Regulierungsbehörden zu entlasten - durch die Unternehmen geführt werden. Zu diesem Zwecke sollte sie anhand einfacher, aber belastbarer Prüfkriterien nachgewiesen werden können.

So könnte ein Netzbetreiber eine Verlängerung des Übergangssockels erhalten, falls:

1. $(\text{Summe der Investitionen aus den Jahren 2009-2018} / \text{Summe der Erlöse kalkulatorische Abschreibung aus den Jahren 2009-2018}) > 1,1$

oder

2. $(\text{Kapitalkosten im Ausgangsniveau zur 3. Regulierungsperiode [KoPrü-CAPEX 2016]} \text{ abzüglich der in der Erlösobergrenze enthaltenen Erlöse aus dem Erweiterungsfaktor des Jahres 2016 und abzüglich der in der Erlösobergrenze enthaltenen Erlöse aus Investitionsmaßnahmen des Jahres 2016} / \text{Kapitalkosten im Ausgangsniveau zur 1. Regulierungsperiode [KoPrü-CAPEX 2009]} \text{ abzüglich der Erlöse Erweiterungsfaktor des Jahre 2009}) > 1,01$

Beide Vorschläge stellen belastbare Indikatoren dar, die es ermöglichen, nur die Netzbetreiber zu identifizieren, die in den ersten beiden Regulierungsperioden auf Grund von Netzwachstum und Investitionszyklen stark vom Zeitverzug und damit von einer Kapitalkostenunterdeckung betroffen waren.

Damit würde im Übrigen auch - gerade noch rechtzeitig - dem 2016 gefassten Bundesratsbeschluss nachgekommen, in dem die Bundesregierung gebeten wird, zu prüfen, ob der Übergangssockel auf die vierte Regulierungsperiode ausgedehnt werden muss, um einen größeren Teil der Investitionen in die Verteilnetze refinanzieren zu können. Die Notwendigkeit dieser zeitlichen Ausdehnung sehen wir als klar gegeben.

Thüga unterstützt ferner BDEW-Stellungnahme

Im Übrigen schließt sich Thüga den Ausführungen des BDEW und dessen Stellungnahme zum vorliegenden Verordnungsentwurf vollumfänglich an.

Besonders hinweisen möchten wir auf die folgenden beiden Punkte:

- a) In § 34 Absatz 15 ARegV findet sich eine Übergangsregelung, mit der die Berücksichtigung im Zuge der Umsetzung der neuen Redispatch-Vorgaben entstehenden Kosten in der Regulierung sichergestellt werden soll. Im vorliegenden Entwurf ist in Satz 2 des § 34 Absatz 15 eine Einschränkung enthalten, wonach die entstehenden Kosten nur dann anerkannt werden, wenn die mit ihnen bewirkten Dienstleistungen unentgeltlich und diskriminierungsfrei allen verpflichteten Netzbetreibern zur Verfügung gestellt werden.

Die Einschränkung ist nach der aktuellen Formulierung also für alle Redispatch-Umsetzungskosten vorgesehen.

Dies kann weder sachlogisch noch gemäß der Begründung des Entwurfs gewollt gewesen sein. Andernfalls würde bei den Verteilnetzbetreibern eine Finanzierungslücke für den Betrieb der zur Umsetzung der neuen Redispatch-Vorgaben erforderlichen internen Tools über einen Zeitraum von mehr als zwei Jahren entstehen.

Wir bitten daher dringend darum, die entsprechende Formulierung in § 34 Absatz 15 ARegV-Novelle zu korrigieren. Am einfachsten wäre dies aus unserer Sicht möglich durch eine Verlängerung der bisherigen Übergangsregelung des § 34 Absatz 15 Satz 1 bis 31. Dezember 2023.

- b) Neben der Umsetzung des Redispatch 2.0 entstehen den Verteilnetzbetreibern aufgrund erhöhter Anforderungen wie der fortschreitenden Dezentralisierung der Energieerzeugung, Flexibilisierung von Erzeugung und Verbrauch und Sektorenkopplung weitere erhebliche Kosten bei der Digitalisierung ihrer Netze. Um die erhöhten Anforderungen erfüllen zu können, unterstützen wir daher die vom BDEW vorgeschlagene Einführung eines sog. „Erweiterungsfaktors Digitalisierung“

nachdrücklich. Mit diesem Vorschlag könnten die bereits erkennbaren Zuwächse bei den aufwandsgleichen Kosten (OPEX) bei grundsätzlicher Fortgeltung des Budgetprinzips für OPEX adäquat abgebildet werden.

Ansprechpartner:

Patrick Kunkel
Leiter Kompetenzteam Regulierung
T: 089-38197-1295
patrick.kunkel@thuega.de

Markus Wörz
Leiter Stabsstelle Energiepolitik
T: 089-38197-1201
markus.woerz@thuega.de