

Positionspapier enviaM-Gruppe

Novelle der Anreizregulierungsverordnung (ARegV)

Chemnitz, April 2015



1	Hintergrund der Novellierung	3
2	Evolution statt Revolution – Anreizregulierungsverordnung 2.0	3
2.1	Stabile und wirtschaftliche Investitionsbedingungen für Verteilnetzbetreiber	4
a.	Wirksame Verfahrensregulierung im § 11 (1) ARegV für Verteilnetzbetreiber entsprechend den Übertragungsnetzbetreiber-Festlegungen sicherstellen	5
b.	Betriebskostenpauschalen für EEG-Hochspannungs-Investitionsmaßnahmen erhöhen	6
c.	EEG-Mehrbelastungen im Effizienzvergleich bereinigen	7
d.	Beseitigung des Zeitverzugs für Härtefallentschädigungen im Rahmen des Netzsicherheitsmanagements	8
2.2	Anreize für innovative Lösungen setzen	8
2.3	Effizienzvergleich vergleichbar ausgestalten	8
3	Allgemeine Forderungen zum Regulierungsrahmen mit Wirkung für alle Netzbetreiber	10
3.1	Anreizregulierungsverordnung (ARegV)	10
a.	Generellen sektoralen Produktivitätsfaktor (X Generell) abschaffen	10
b.	Aufteilung der Erlösbergrenzen bei Konzessionswechsel fair gestalten	10
c.	Erweiterungsfaktor anpassen	11
d.	Personalzusatzkosten als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten anerkennen.....	11
3.2	Strom- und Gasnetzentgeltverordnung (Strom-/GasNEV)	12
a.	Vollständige Verzinsung der Investitionen in Netzanlagen sicherstellen	12
b.	Benachteiligung von Pachtmodellen abschaffen.....	12
c.	Stabile wettbewerbsfähige Eigenkapitalverzinsung sicherstellen	13
4	Zusammenfassende Bewertung der Anreizregulierungsverordnung 2.0 und Vorschläge der enviaM-Gruppe	15

1 Hintergrund der Novellierung

Die Energiewende stellt hohe Anforderungen an eine leistungsfähige Strom- und Gasnetzinfrastruktur. Massive Investitionen in den Ausbau, Umbau und die Erneuerung der Energieinfrastruktur sind notwendig, um dem Strukturwandel der Energiewirtschaft gerecht zu werden. Allein im Verteilnetz müssen aufgrund der Integration der erneuerbaren Energien in den nächsten Jahren bis zu ca. 50 Mrd. Euro investiert werden. Ein berechenbarer regulatorischer Rahmen für Netzbetreiber ist dafür wichtig. Nur stabile und auskömmliche Rahmenbedingungen ermöglichen das Gelingen der Energiewende.

Vor allem Netzbetreiber, die besonders von der Energiewende betroffen sind, stehen vor großen Herausforderungen. So sind 80 % der installierten Leistung aus erneuerbaren Energien in Deutschland in nur wenigen Verteilnetzen angeschlossen. Dazu gehören insbesondere die ostdeutschen Flächennetzbetreiber. Dies zeigt, dass stabile und wirtschaftliche Rahmenbedingungen für Investitionen in den Netzausbau besonders für Ostdeutschland von Relevanz sind.

Verschärfend kommt hinzu, dass in Ostdeutschland der Zubau von erneuerbaren Energien-Anlagen (eE-Anlagen) in dünn besiedelten Regionen mit einer geringen Absatzdichte erfolgt. Ein Transport der erneuerbaren Energie über lange Strecken zu Verbrauchsschwerpunkten ist notwendig. Die Dimensionierung des Netzes wird in diesen Fällen nicht durch den Verbrauch bestimmt, sondern richtet sich nach den dezentralen Erzeugungskapazitäten.

Zusätzlich erhöht die Wetterabhängigkeit der regenerativen Energieerzeugung die Verantwortung der Verteilnetzbetreiber (VNB) zur Erhaltung der Systemstabilität. So ist die Zahl der Abregelung von eE-Anlagen durch den Verteilnetzbetreiber zur Sicherstellung der Netzstabilität deutlich gestiegen. Vor diesem Hintergrund werden Verteilnetzbetreiber zu Systemkoordinatoren, die sogenannte Systemdienstleistungen für den Übertragungsnetzbetreiber durchführen sowie Maßnahmen zur Systemsicherheit mit allen nachgelagerten Netzbetreibern und Erzeugungsanlagen koordinieren.

Die anstehende Novellierung der ARegV schafft die Rahmenbedingungen für den notwendigen Aus- und Umbau der Netzinfrastruktur in den nächsten Jahren. Auf Grund der geschilderten besonderen Betroffenheit sollten die Belange der ostdeutschen VNB hierbei besondere Berücksichtigung finden.

Die Berücksichtigung und die Verteilung energiewendebedingter Sonderlasten können durch die Novelle der ARegV allerdings nicht allein geheilt werden. Wir haben daher auch Vorschläge zur Senkung der Mehrbelastungen für ostdeutsche Verbraucher entwickelt und in unserem Positionspapier „Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) und weitere zentrale Gesetzesvorhaben in 2015 („Frühjahrspaket“)" zusammengefasst.

2 Evolution statt Revolution – Anreizregulierungsverordnung 2.0

Die aktuelle Anreizregulierung hat zu Effizienzsteigerungen bei Netzbetreibern geführt. Diesen erfolgreichen Weg gilt es unter den veränderten Bedingungen der Energiewende fortzusetzen. Die Bundesnetzagentur (BNetzA) hat deshalb einen Evaluierungsbericht mit ihren Vorschlägen zur Zukunft der Anreizregulierung vorgelegt. Die zentralen Inhalte bei der Weiterentwicklung der Anreizregulierung sind die Verbesserung der Investitionsbedingungen für Verteilnetzbetreiber, Anreize für innovative Lösungen und ein verlässliches Regulierungssystem. Dieses soll ausreichend Planungssicherheit für eine marktgerechte Kapitalverzinsung sicherstellen.

Eine Anreizregulierungsverordnung 2.0, wie in den Modellen 1 und 2 des Evaluierungsberichtes vorgeschlagen, ist daher zu begrüßen. Dies gilt insbesondere für die Vorschläge einer optional differenzierten Regulierung für besonders von der Energiewende betroffene Verteilnetzbetreiber im sogenannten Modell 2. Zusätzlich unterbreitet die BNetzA Vorschläge zur übergeordneten Regulierungssystematik. Die daraufhin vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) veröffentlichten Eckpunkte zur ARegV-Novelle greifen viele der Vorschläge auf. Das BMWi baut jedoch auch neue Hemmnisse auf, insbesondere durch die geforderte Abschaffung des „Best-of-Four-Ansatzes“ beim Effizienzvergleich¹. Des Weiteren werden dringliche Themen nicht adressiert, z. B. eine Stabilisierung des Eigenkapitalzinses². Diese Punkte sollten seitens des BMWi angepasst werden, da sonst die angestrebten Verbesserungen verfehlt werden.

2.1 Stabile und wirtschaftliche Investitionsbedingungen für Verteilnetzbetreiber

Die enviaM-Gruppe begrüßt, dass die BNetzA in allen vorgeschlagenen Modellvarianten Lösungsansätze für die zeitnahe Refinanzierung von Investitionen auf allen Spannungsebenen anbietet.

Modell 1 ist eine Weiterentwicklung der bestehenden ARegV und bietet den geforderten stabilen Regulierungsrahmen. So soll ein angepasster Erweiterungsfaktor den Zeitverzug reduzieren. Diese Forderung findet sich auch in den Eckpunkten des BMWi wieder.

Die mit Modell 1 vorgeschlagene Lösung für das Problem Zeitverzug ist positiv. Die Ausgestaltung des Erweiterungsfaktors sollte jedoch weiterhin von der individuellen Kostenbasis eines Verteilnetzbetreibers ausgehen und parameterbasiert erfolgen. Der von der BNetzA vorgeschlagene Summandenansatz³ berücksichtigt die individuellen Gegebenheiten eines Netzbetreibers nicht und ist daher abzulehnen.

Mit der bereits implementierten Öffnung der sog. Investitionsmaßnahmen für die 110 kV-Ebene ist der Erweiterungsfaktor dort entfallen. Dadurch können die Betriebskosten der neu gebauten Leitungen und Anlagen nur über einen pauschalen Faktor berücksichtigt werden. Alle darüber hinausgehenden operativen Aufwendungen – die ursprünglich über den Erweiterungsfaktor abgedeckt waren – werden nicht berücksichtigt.

Nicht zuletzt werden die Aufwendungen für die neuen Aufgaben der System- und Netzsicherheit der besonders von der Energiewende betroffenen Verteilnetzbetreiber in Modell 1 nicht berücksichtigt.

Das optionale Modell 2 beinhaltet, vorbehaltlich der konkreten Ausgestaltung, Anregungen für eine differenzierte Regulierung besonders von der Energiewende betroffenen Netzbetreiber. Dies ist positiv zu bewerten und wird auch vom BMWi gefordert. Durch diese Differenzierung erhalten Verteilnetzbetreiber für alle Spannungsebenen vergleichbare regulatorische Investitionsbedingungen wie Übertragungsnetzbetreiber.

Zur Abgrenzung der in Frage kommenden Netzbetreiber hat die BNetzA ein objektives Aufgreifkriterium zur Beurteilung der Belastung durch die Energiewende entwickelt. Hierzu wird das Verhältnis der dezentralen Erzeugungsleistung zur Last in einem Netzgebiet ermittelt. Dieses Vorgehen ist aus unserer Sicht angemessen. Wir schlagen ein Verhältnis von 1,5 als Grenzwert vor, d. h. mindestens 50 % mehr dezentrale Erzeugung als Last.

¹ Vgl. 2.3

² Vgl. 3.2 c

³ Zur Verbesserung der Treffgenauigkeit soll künftig jeder Anstieg der Erweiterungsfaktor-Parameter um eine Einheit mit einheitlichen Standardkosten bewertet werden (Summanden-Ansatz). Vgl. 3.1 c

Im Modell der differenzierten Regulierung soll der Erweiterungsfaktor auf allen Ebenen durch das Instrument der Investitionsmaßnahme ersetzt werden. Dadurch werden Investitionen vollständig berücksichtigt (CAPEX). Die zusätzlichen Betriebskosten (OPEX) fließen jedoch nur über einen pauschalen Faktor ein. **Die tatsächlichen und vollumfänglichen Betriebskosten, die mit den veränderten Versorgungsaufgaben der Energiewende zusammenhängen und ursprünglich über den Erweiterungsfaktor abgedeckt waren, werden im Modell 2 nicht einbezogen.**⁴

Die Aufwendungen für die neuen Aufgaben zur System- und Netzsicherheit der besonders von der Energiewende betroffenen Verteilnetzbetreiber werden wie bei Modell 1 nicht berücksichtigt.

Unsere Vorschläge:

Zur notwendigen Ausgestaltung des regulatorischen Rahmens für besonders von der Energiewende betroffene Netzbetreiber und zur Lösung der o. g. OPEX-Problematik schlagen wir folgende weitergehende Anpassungen vor:

- a. Wirksame Verfahrensregulierung im § 11 (1) ARegV entsprechend der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB)-Regelungen hinsichtlich Netzverlusten und Systemdienstleistungen**
- b. Höhere Betriebskostenpauschalen für EEG-Hochspannungs-Investitionsmaßnahmen**
- c. Bereinigung der EEG-Mehrbelastungen im Effizienzvergleich**
- d. Beseitigung des Zeitverzugs für Härtefallentschädigungen im Rahmen des Netzsicherheitsmanagements**

- a. Wirksame Verfahrensregulierung im § 11 (1) ARegV für Verteilnetzbetreiber entsprechend den Übertragungsnetzbetreiber-Festlegungen sicherstellen*

Da im Rahmen der differenzierten Regulierung für Verteilnetzbetreiber die gleiche regulatorische Behandlung wie für Übertragungsnetzbetreiber gewährleistet werden soll, ist für Verteilnetzbetreiber die Möglichkeit einer gesonderten Verfahrensregulierung für Systemdienstleistungen in der ARegV zu implementieren.

Aus der Energiewende resultieren für die Netzbetreiber vermehrt Aufgaben zur Aufrechterhaltung der Systemstabilität. Damit einher gehen hohe Mehraufwendungen. Dazu zählen:

- *Aufwendungen für Netzverluste:*

Die Refinanzierung der Kosten für die Beschaffung von Verlustenergie sollte abweichend von den volatilen Kostenfestlegungen für Verteilnetzbetreiber ausgestaltet werden. Bisher werden im Rahmen der Festlegung der Erlösobergrenzen für fünf Jahre geltende, maximale Verlustmengen festgeschrieben, die aus einer nationalen Durchschnittsbetrachtung resultieren und unabhängig von der Veränderung der tatsächlichen Verlustmengen konstant bleiben. Die Verlustenergiemengen von besonders von der Energiewende betroffenen Verteilnetzbetreibern sind im Wesentlichen durch die regionalen Transporte der EEG-Mengen und die Rückspeisungen in die vorgelagerten Ebenen geprägt. Dadurch ergeben sich im Vergleich zu anderen Netzbetreibern überdurchschnittliche Verlustenergiemengen.

⁴ Vgl. 2.1 b

Vorschlag:

Die tatsächlichen Verlustenergiemengen der betroffenen Verteilnetzbetreiber sind daher entsprechend der freiwilligen Selbstverpflichtung der Übertragungsnetzbetreiber in der Erlösobergrenze als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten anzuerkennen.

- *Aufwendungen für Systemdienstleistungen und Netzsicherheit:*

Die Netzbetreiber gewährleisten ein stabiles Energiesystem durch den Einsatz und Einkauf von Systemdienstleistungen. Diese führen bei stark von der Energiewende betroffenen Netzbetreibern zu hohen Mehraufwendungen (z. B. erhöhte Betriebskosten durch Maßnahmen zur Frequenzhaltung, Spannungshaltung, zum Versorgungswiederaufbau).

Die Aufwendungen für die Unterstützung der ÜNB durch die VNB bei der Koordination der Kaskade⁵ im Rahmen des Systemsicherheitsmanagements sowie der Spannungshaltung werden im Effizienzvergleich nicht ausgeblendet und bei der Festlegung der Erlösobergrenzen als beeinflussbare Kosten berücksichtigt. Dies betrifft z. B. das Datenmanagement für am Verteilnetz angeschlossene Verbraucher und Erzeugungsanlagen sowie die Verpflichtung der VNB, bei Maßnahmen zur Systemsicherheit oder einem Netzwiederaufbau mitzuwirken. Da diese durch die Energiewende bedingten Mehraufwendungen vollständig in den Effizienzvergleich einfließen, werden die besonders betroffenen Netzbetreiber im Effizienzvergleich benachteiligt.

Vorschlag:

Hinsichtlich der durch eine wirksame Verfahrensregulierung anfallenden Kosten sind die VNB den ÜNB gleichzustellen und diese Kosten als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten anzuerkennen.

b. Betriebskostenpauschalen für EEG-Hochspannungs-Investitionsmaßnahmen erhöhen

Im Bereich der Hochspannung steht den VNB bereits mit den Investitionsmaßnahmen ein geeignetes Instrument zur Verfügung, um die Kapitalkosten aus EEG-Investitionen ohne Zeitverzug über die Netzentgelte refinanzieren zu können. Allerdings entfällt hierdurch in der Ebene Hochspannung der Erweiterungsfaktor, welcher bisher die Veränderung sämtlicher Kosten im Zusammenhang mit der Veränderung der Versorgungsaufgabe abgebildet hat. Das Instrument der Investitionsmaßnahmen berücksichtigt die Änderung der Betriebskosten ausschließlich durch einen pauschalen Aufschlag von 0,8 % der Anschaffungs- und Herstellkosten. Die im Zusammenhang mit dem Zubau von EEG-Anlagen entstehenden operativen Aufwendungen wie z. B. das Handling von mehreren zehntausend Einspeisern werden über diese Betriebskostenpauschalen nicht berücksichtigt bzw. annähernd gedeckt.

Vorschlag:

Da die Investitionsmaßnahmen den Erweiterungsfaktor in der Hochspannungsebene ersetzen sollen, sind für diese Maßnahmen im § 23 Abs. 7 ARegV (oder abweichende Festlegung der BNetzA) angemessene Betriebskostenpauschalen zu bestimmen, die diese zusätzlichen operativen Aufwendungen berücksichtigen.

⁵ Als Kaskade wird die Koordination mit allen nachgelagerten Netzbetreibern und Erzeugungsanlagen bezeichnet.

c. EEG-Mehrbelastungen im Effizienzvergleich bereinigen

Die Mehrbelastungen der besonders von der Energiewende betroffenen Netzbetreiber werden im Effizienzvergleich derzeit nicht angemessen berücksichtigt. Dies betrifft insbesondere die folgenden Positionen:

- Aufwendungen für die Beschaffung von Verlustenergie
- Aufwendungen für Systemdienstleistungen
- Kapital- und Betriebskosten von Investitionsmaßnahmen für den EEG-Netzausbau

Diese Aufwendungen stellen insbesondere für Netzbetreiber mit einer hohen dezentralen Erzeugung bedeutende Kostenpositionen dar, die nicht beeinflussbar sind. Daher werden solche Netzbetreiber im Effizienzvergleich benachteiligt.

Außerdem möchte das Bundeswirtschaftsministerium der BNetzA größere Spielräume bei der Auswahl der Parameter zum Effizienzvergleich einräumen. Die in der ARegV festgeschriebenen Pflichtparameter sollen deshalb gestrichen werden.

Auch die Heterogenität der Versorgungsaufgaben und gebietsstrukturelle Gegebenheiten sollte der Effizienzvergleich berücksichtigen. In den bisher von der BNetzA verwendeten bzw. vorgeschlagenen Methoden fließt dies nicht ein. Die Parameterwahl des für alle Netzbetreiber einheitlichen Effizienzvergleichs berücksichtigt die Spezifika der besonders von der Energiewende belasteten Verteilnetzbetreiber nicht.

Vorschlag:

Investitionsmaßnahmen für den Netzausbau sind dauerhaft nicht beeinflussbar. Sie sind deshalb über die gesamte Nutzungsdauer dem Effizienzvergleich zu entziehen⁶. Die Mehrbelastungen der besonders von der Energiewende betroffenen Netzbetreiber aus dem EEG sollten ebenfalls als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten anerkannt werden.

Die BNetzA-Forderung nach größeren Entscheidungsspielräumen beim Effizienzvergleich wird abgelehnt, da sie zu einer großen Unsicherheit über zukünftige Effizienzvorgaben führt. Damit wird das Investitionsklima beeinträchtigt. Vor dem Hintergrund des erheblichen Investitionsbedarfs in den kommenden Jahren darf das regulatorische Risiko nicht weiter ansteigen. Eine Willkür bei Festlegungen im Rahmen des Effizienzvergleichs sollte ausgeschlossen werden. Viel mehr kommt es auf einen stabilen und verlässlichen Regulierungsrahmen an. **Die Mindestvorgaben für die zu verwendenden Parameter müssen erhalten bleiben.** Insbesondere sind die Belange von den durch die Energiewende besonders betroffenen Netzbetreibern bei der Parameterwahl zu berücksichtigen. So wird z. B. die dezentrale Erzeugungsleistung über alle Energieträger sowie Netz- und Umspannebenen bisher als Parameter genutzt. Die Spezifika der besonders von der Energiewende betroffenen Netzbetreiber würde durch die Summe der installierten Windkraftleistung besser abgebildet.⁷

⁶ §14 (1) ARegV ist entsprechend anzupassen

⁷ §14 (4) ARegV ist entsprechend anzupassen

d. *Beseitigung des Zeitverzugs für Härtefallentschädigungen im Rahmen des Netzsicherheitsmanagements*

Bei Netzengpässen ist der Netzbetreiber dazu verpflichtet, eine temporäre Reduzierung der Einspeiseleistung zu veranlassen. Der Netzbetreiber, in dessen Netz die Ursache für die Notwendigkeit einer EEG-Einspeisemanagement-Maßnahme liegt, ist ebenfalls verpflichtet, die betroffenen Anlagenbetreiber für den nicht eingespeisten Strom zu entschädigen. Diese Entschädigungszahlungen können lediglich mit einem Zeitverzug von zwei Jahren in die Netzentgelte eingerechnet werden. Aufgrund des schnellen Zubaus von EEG-Anlagen und der langwierigen Genehmigungsabläufe – insbesondere für den 110 kV Netzausbau – steigen die Aufwendungen für Entschädigungszahlungen in Netzengpässen stetig und stellen eine hohe Liquiditätsbelastung der betroffenen Netzbetreiber dar.

Vorschlag:

Der Zeitverzug von zwei Jahren bei der Refinanzierung der Härtefallentschädigung sollte über den Ansatz von Planwerten in der Erlösobergrenze und einen nachträglichen Plan/Ist-Abgleich beseitigt werden. Dies kann ebenfalls über die o. g. Verfahrensregulierung erfolgen.⁸

2.2 *Anreize für innovative Lösungen setzen*

Für Investitionen in intelligente Technik sollen zusätzliche Anreize gesetzt werden. Eine Möglichkeit ist die Einführung eines Effizienzbonus, bei der effiziente Netzbetreiber nach einer Regulierungsperiode einen Aufschlag auf ihre nächste Erlösobergrenze erhalten. Dies ist aus unserer Sicht nicht zielführend. Damit werden nur solche Investitionen berücksichtigt, die kurzfristig zu Kostensenkungen führen. Ob damit langfristig wirkende innovative Lösungen und eine Senkung des Ausbaubedarfs erreicht werden können, ist fraglich. Beide Methoden bieten eher Anreize zu kurzfristiger Kostensenkung. Innovative, gesamtwirtschaftlich effiziente Lösungen führen jedoch häufig erst zu Mehrkosten. Ausgerechnet besonders von der Energiewende betroffene Netzbetreiber mit einem erhöhten Netzausbaubedarf und steigenden Betriebskosten können von diesen Mechanismen nicht profitieren.

Vorschlag:

Es sollten solche Anreize gesetzt werden, die langfristige Innovationen fördern, z. B. ein Zuschlag auf den Eigenkapitalzins. Dies kann kurzfristig zu Mehrkosten führen, die im Effizienzvergleich nicht zu negativen Auswirkungen führen dürfen und zeitnah in den Erlösobergrenzen berücksichtigt werden sollten.

2.3 *Effizienzvergleich vergleichbar ausgestalten*

Die BNetzA hatte im Rahmen der Bearbeitung des Evaluierungsberichtes überlegt, den Sicherungsmechanismus „Best-of-Four“ abzuschaffen, sich aber mit Vorlage des Berichtes entschieden, diesen Mechanismus nicht in Frage zu stellen. Bei „**Best-of-Four**“ wird der **Effizienzvergleich auf Basis von zwei unterschiedlichen Methoden und zwei unterschiedlichen Kostenbasen** zum Ausgleich unterschiedlicher Altersstrukturen durchgeführt. Damit sollen die Effizienzvorgaben für einen Netzbetreiber nicht von der zufälligen Auswahl einer Methode und nicht vergleichbaren Netzkosten abhängig gemacht werden. Das BMWi-Eckpunkte-Papier greift jedoch die Idee wieder auf und spricht sich für die Einführung eines Durchschnittseffizienzwertes aus.

⁸ § 4 (3) Nr. 2 ARegV erster Halbsatz ist entsprechend anzupassen

Vorschlag:

Den Vorschlag der BMWi, den „Best-of-Four-Ansatz“ durch einen Durchschnittseffizienzwert zu ersetzen, lehnen wir ab. Der „Best-of-Four-Ansatz“ beim Effizienzvergleich muss beibehalten werden, um für die Mehrzahl der Netzbetreiber einen systematischen Rückgang der Effizienz – ohne dass diese sich tatsächlich verändert – zu verhindern. Nur so können Benachteiligungen vieler Netzbetreiber vermieden werden, z. B. wegen unterschiedlicher Altersstrukturen. Zudem führt der Effizienzvergleich auf Basis der zwei in der ARegV verwendeten Methoden zu systematisch unterschiedlichen Ergebnissen, so dass auf keine der beiden Methoden verzichtet werden kann. Nur so kann die Validität der Ergebnisse sichergestellt werden.

Exkurs Investitionskostendifferenz

Sollte man in der politischen Diskussion zu dem Ergebnis kommen, dass eine möglichst schnelle Kapitalkostenanerkennung für alle Investitionen mit einem grundsätzlichen Systemwechsel der ARegV (Revolution statt Evolution) eingeführt werden soll, kommt aus Sicht der enviaM-Gruppe nur das von den Bundesländern in 2013 vorgeschlagene Modell der Investitionskostendifferenz (IKD) in Frage. Das IKD-Modell hält aufgrund seines Budgetcharakters am Grundprinzip der ARegV fest und löst gleichzeitig das Zeitverzugsproblem für alle während der Regulierungsperiode getätigten Investitionen. Im Vergleich dazu würde das Modell der Kapitalkostendifferenz – auch als Schäfer I Modell bezeichnet – zu einem vollständigen Systembruch führen. Dieser Systembruch hätte zur Folge, dass die in den vergangenen Jahren getätigten Investitionen erheblich entwertet würden, da mit dem Modellwechsel auf Schäfer I die Kapitalkosten der bislang getätigten Investitionen nicht mehr vollständig verdient werden könnten. Dies würde die ostdeutschen Netzbetreiber besonders benachteiligen, da in Ostdeutschland seit Beginn der 90er Jahre mit dem Um- und Ausbau der Netze eine besonders hohe Investitionstätigkeit zu verzeichnen war. Diese Problematik wird aufgrund der enormen Investitionen für den EEG-Netzausbau der letzten Jahre nochmals erheblich verschärft.

Das IKD-Modell, welches für alle Netzbetreiber gelten soll, löst jedoch ebenso nur den Zeitverzug für Investitionen bei gleichzeitiger Abschaffung des Erweiterungsfaktors und der Investitionsmaßnahmen. Insofern werden auch in einem IKD-Modell die Aufwendungen der besonders von der Energiewende betroffenen Netzbetreiber nicht ausreichend berücksichtigt, so dass zusätzlich zum IKD-Modell die Implementierung der unter Abschnitt 2.1 a beschriebenen Einführung einer wirksamen Verfahrensregulierung analog den bestehenden Regelungen für Übertragungsnetzbetreiber erforderlich ist.

3 Allgemeine Forderungen zum Regulierungsrahmen mit Wirkung für alle Netzbetreiber

3.1 Anreizregulierungsverordnung (ARegV)

a. Generellen sektoralen Produktivitätsfaktor (X Generell) abschaffen

Der generelle sektorale Produktivitätsfaktor wird im Rahmen der Erlösobergrenzenberechnung als Differenz zwischen der um die Einstandspreise bereinigten gesamtwirtschaftlichen und netzwirtschaftlichen Produktivitätsentwicklung berechnet. Damit soll eine sachlich korrekte Betrachtung der branchenspezifischen Preisentwicklung erreicht werden. Die Annahme eines generell über den gesamtwirtschaftlichen Durchschnitt hinausgehenden sektorspezifischen Produktivitätsfortschritts ist zu hinterfragen.

Die Energieversorgungsnetze sind gekennzeichnet durch vergleichsweise lange Nutzungsdauern und eine hohe Kapitalintensität. Im Vergleich zur Gesamtwirtschaft höhere Produktivitätssteigerungen sind mit belastbaren Methoden nicht aufzeigbar. Die Produktivitätssteigerung der Gesamtwirtschaft wird über die allgemeine Preissteigerung (VPI) in der Erlösobergrenze abgebildet. Mit einem generellen Produktivitätsfaktor i.H.v. 1,5 % p. a. wird unterstellt, dass entweder die Produktivitätsentwicklung im Betrieb eines Energieversorgungsnetzes um eineinhalb Prozent über der Produktivitätsentwicklung in der Gesamtwirtschaft liegt oder dass die Entwicklung der Einstandspreise im Netzbetrieb um 1,5 % unter der gesamtwirtschaftlichen Inflationsrate liegt. Beide Annahmen sind wenig plausibel und lassen sich empirisch im langfristigen Trend nicht nachweisen.

Mit dem individuellen Effizienzvergleich und hieraus resultierenden Effizienzvorgaben ist bereits ein hinreichender Mechanismus zur Vorgabe individueller Effizienzziele (Xindividuell) implementiert. Die zusätzliche Vorgabe des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors kommt einer doppelten Effizienzvorgabe gleich, die aufgrund des gesellschaftlich gewollten Netzausbaus und der besonderen Herausforderungen in den Verteilnetzen in den nächsten Jahren nicht mehr gerechtfertigt ist.

Vorschlag:

Der generelle sektorale Produktivitätsfaktor sollte für die 3. Regulierungsperiode entfallen. Die unterstellten Aufholeffekte wurden über die ersten zwei Regulierungsperioden bereits realisiert. Dies zeigt auch die deutliche Verbesserung der durchschnittlichen Effizienzwerte der Netzbetreiber. Darüber hinaus hat der generelle sektorale Produktivitätsfaktor auch aufgrund des energiewendebedingten dynamischen Umfelds der Netzbetreiber seine Berechtigung verloren.

b. Aufteilung der Erlösobergrenzen bei Konzessionswechsel fair gestalten

In Folge von Teilnetzübergängen z. B. bei einem Konzessionswechsel müssen die Erlösobergrenzen aufgeteilt werden. In der Praxis besteht dabei in Einzelfällen Uneinigkeit zwischen Käufer und Verkäufer. Die BNetzA schlägt daher vor, eine Aufteilung der Erlösobergrenzen auf Basis von Verbrauchsmengen vorzunehmen, wenn sich die Parteien nach sechs Monaten nicht einigen sollten. In den BMWi-Eckpunkten wird lediglich eine vereinfachte Handhabung der Teilnetzübergänge angeregt.

Vorschlag:

Die Festlegung der Erlösobergrenze eines Netzbetreibers erfolgt auf Basis seiner Kosten in einem Basisjahr und beinhaltet zusätzliche Effizienzvorgaben. Die Aufteilung der Erlösobergrenzen nach Verbrauchsmengen stellt eine Ungleichbehandlung des abgebenden und auf-

nehmenden Netzbetreibers dar, da nicht mehr die der Erlösobergrenze zu Grunde liegende Kostenstruktur, sondern die Verbrauchsmengen eine Rolle spielen. Eine solche Aufteilung führt in dicht besiedelten Gebieten zu höheren Erlösobergrenzen, ungeachtet ihrer tatsächlichen Kostensituationen.

Die „Notfalllösung“ der BNetzA bei fehlender Einigkeit sichert dem aufnehmenden Netzbetreiber die Maximalposition in der Erlösobergrenzen-Verhandlung zu. Die Blockadehaltung würde voraussichtlich zur führenden Verhandlungsstrategie. **Daher sollte die Erlösobergrenzen-Aufteilung bei einem Konzessionswechsel weiterhin individuell und kostenbasiert erfolgen.**

c. Erweiterungsfaktor anpassen

Der Erweiterungsfaktor bildet Veränderungen der Versorgungsaufgabe anhand von Parameteränderungen schematisch ab und stellt Netzbetreibern bei einer Erhöhung der Versorgungsaufgabe ein zusätzliches Budget zur Verfügung. Die Vorschläge der BNetzA beziehen sich auf die Weiterentwicklung des Instruments. Hierbei werden die Beseitigung des Zeitverzugs zwischen Änderung der Versorgungsaufgabe und Gewährung des zusätzlichen Budgets sowie eine Verbesserung der Treffgenauigkeit der Höhe des Zusatzbudgets vorgeschlagen.

Zur Verbesserung der Treffgenauigkeit soll künftig jeder Anstieg der Erweiterungsfaktor-Parameter um eine Einheit mit einheitlichen Standardkosten bewertet werden (Summanden-Ansatz). Diese Standardkosten sollen sich am effizientesten Netzbetreiber orientieren, auch wenn dieser nicht mit einer vergleichbaren Änderung der Versorgungsaufgabe konfrontiert ist. Alternativ kann sich die BNetzA zur Verbesserung der Treffgenauigkeit vorstellen, in den Umspannebenen auf die Anwendung sog. Schwellenwerte zu verzichten. Hintergrund ist eine signifikante Unterfunktion des Erweiterungsfaktors in Netzgebieten mit heterogener Verteilung der dezentralen Erzeugung. Diese heterogene Verteilung führt dazu, dass der Schwellenwert in Teilgebieten deutlich überschritten wird, im Gesamtgebiet jedoch noch nicht. Bisher kann erst nach Überschreiten des Schwellenwertes die Auswirkung der dezentralen Einspeisung auf die Stationslasten unmittelbar im Zusatzbudget berücksichtigt werden.

Vorschlag:

Insgesamt sind die Vorschläge der BNetzA zur Beseitigung des Zeitverzuges und zum Entfall der Schwellenwerte in den Umspannebenen zu begrüßen. **Die geplante Ausgestaltung des Erweiterungsfaktors als Summand ist abzulehnen, da dieser die individuellen Gegebenheiten und die Ausgestaltung der Versorgungsaufgabe nicht abbilden kann.** Das Ziel der Verbesserung der Treffgenauigkeit des Erweiterungsfaktors würde damit nicht erreicht werden. Die in den BMWi-Eckpunkten geforderte Anpassung der Parameter des Erweiterungsfaktors ist sachgerecht durchzuführen, um die Planbarkeit und Abbildung der Änderung der Versorgungsaufgabe für die besonders von der Energiewende betroffenen Netzbetreiber gewährleisten zu können.

d. Personalzusatzkosten als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten anerkennen

Die BNetzA sieht die bisherige Regelung zur Anerkennung der Personalzusatzkosten als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten (dnbK) als reformbedürftig an und schlägt 3 Lösungsmöglichkeiten vor:

- Personalzusatzkosten als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten komplett abschaffen
- Personalzusatzkosten z. B. mit 25 % pauschal berücksichtigen
- Personalzusatzkosten auf dem Niveau der 2. Regulierungsperiode einfrieren und abschmelzen lassen.

Die Einstufung der Personalzusatzkosten als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten soll dazu dienen, dass trotz des Kosten- und Effizienzdruckes auf Netzbetreiber die tarifvertraglichen Regelungen zu Gunsten der Arbeitnehmer beibehalten werden können, da die dnbK aus dem Effizienzvergleich ausgeklammert werden und jährlich in voller Höhe in die Netzentgelte eingepreist werden können. Dieses Anliegen hat weiterhin Gültigkeit, sollte jedoch durch die BNetzA-Vorschläge komplett abgeschafft oder stark eingeschränkt werden.

Vorschlag:

Personalzusatzkosten aufgrund betrieblicher und tariflicher Vereinbarungen sind weiterhin als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten zu behandeln. Der Stichtag 31.12.2008 soll entfallen, damit Tarif- und Betriebsvereinbarungen an aktuelle Gegebenheiten angepasst werden können.

3.2 Strom- und Gasnetzentgeltverordnung (Strom-/GasNEV)

a. *Vollständige Verzinsung der Investitionen in Netzanlagen sicherstellen*

Die bisherige Methodik zur Festlegung der kalkulatorischen Kosten durch die Regulierungsbehörden enthält nachweislich betriebswirtschaftliche Inkonsistenzen. Der methodisch schwerwiegendste Fehler besteht darin, dass die Regulierungsbehörden bei der Bestimmung des verzinsungsrelevanten Eigenkapitals das Umlaufvermögen (i. W. Forderungen, Kassenbestand) auf der Aktivseite der Bilanz einseitig kürzen. Gleichzeitig mindert das korrespondierende Abzugskapital auf der Passivseite der Bilanz in der Regel ungekürzt die regulatorische Verzinsungsbasis. Diese einseitige Kürzung des Umlaufvermögens führt bei sehr vielen Netzbetreibern dazu, dass das in Netzanlagen investierte Kapital unvollständig verzinst wird. Die in § 21 EnWG geforderte angemessene Verzinsung des eingesetzten Kapitals kann nicht erreicht werden, wenn Teile des Anlagevermögens der Netzbetreiber überhaupt nicht verzinst werden.

Vorschlag:

Die Diskussion zur Verbesserung der Investitionsbedingungen darf sich nicht nur auf die Frage der Heilung des Zeitverzugs während einer Regulierungsperiode beschränken. Vorab sollte sichergestellt werden, dass das bis zum nächsten Basisjahr der Kostenprüfung in Netzanlagen investierte Kapital auch vollständig mit den vorgesehenen regulatorischen Zinssätzen verzinst und im Ausgangsniveau nach § 6 ARegV berücksichtigt wird.

Dieses Problem lässt sich durch die von der BNetzA vorgeschlagene Pauschalierung der Kapitalverzinsung lösen. Ein derartiger – auch mit komplexeren Umstellungsfragen verbundener – Wechsel der Kalkulationsmethode ist aber gar nicht erforderlich. Die naheliegendste Lösung besteht in einer dringend erforderlichen Klarstellung in § 7 Strom/GasNEV, wonach die bilanziellen Zusammenhänge zwischen Aktiv- und Passivseite der Bilanz zu berücksichtigen sind und eine einseitige Kürzung des Umlaufvermögens bei der Ermittlung des betriebsnotwendigen Eigenkapitals auszuschließen ist.

b. *Benachteiligung von Pachtmodellen abschaffen*

Der zweite betriebswirtschaftliche Fehler der Regulierungsbehörden bei der Ermittlung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung besteht darin, dass Netzbetreiber mit Pächter-Verpächter-Verhältnissen ggü. Netzbetreibern im reinen Eigentumsmodell nachweislich benachteiligt werden. Die Benachteiligung entsteht dadurch, dass das in Verbindung mit der einseitigen Kürzung des Umlaufvermögens in den kalkulatorischen Bilanzen der Pächter

(Netzbetreiber ohne Anlagevermögen) entstehende sogenannte negative Eigenkapital ausschließlich mit dem höheren Eigenkapitalzinssatz für Neuanlagen (9,05 %) verzinst wird. Im Eigentumsmodell resultiert aus einer Kürzung von Umlaufvermögen hingegen nur eine Minderung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung im Ausmaß der durchschnittlichen Eigenkapitalverzinsung (Mischung aus Zinssätzen für Neu- und Altanlagen oder dem niedrigeren EKII-Zinssatz).

Vorschlag:

Um Pachtmodelle ggü. Eigentumsmodellen nicht länger zu benachteiligen⁹, ist die von der BNetzA vorgeschlagene Pauschalierung der Kapitalverzinsung nicht zwingend erforderlich. Auch dieses Problem lässt sich bei Beibehaltung der bisherigen Kalkulationsmethodik nach Strom/GasNEV lösen, in dem in § 7 Strom/GasNEV klargestellt wird, dass bei Pachtmodellen im Rahmen der Ermittlung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung eine konsolidierte Betrachtung von Pächter- und Verpächterbilanzen vorgenommen wird.

c. Stabile wettbewerbsfähige Eigenkapitalverzinsung sicherstellen

In Folge der Finanz- und Eurokrise sind die Renditen quasi-risikofreier festverzinslicher Wertpapiere seit 2008 auf ein historisch einmalig niedriges Niveau gesunken („Zinsloch“). Gleichzeitig sind jedoch die Risikozuschläge, die die Kapitalgeber für ihre Geldanlagen in risikobehaftete Investments fordern, nachweislich deutlich gestiegen. Im Ergebnis verbleiben die Renditeanforderungen der Eigenkapitalgeber an die besonders langfristigen Investitionen in Strom- und Gasnetze auf einem relativ stabilen Niveau.

Die bislang von der BNetzA angewandte Methodik zur Festlegung des Eigenkapitalzinssatzes bildet diese Effekte jedoch nicht ab. Während der risikolose Basiszinssatz über einen 10-jährigen Beobachtungszeitraum vergleichsweise kurzfristig ermittelt wird, wird die für den Risikozuschlag maßgebliche Marktrisikoprämie über einen Zeitraum von über 110 Jahren bestimmt. Hieraus resultiert eine einseitige Berücksichtigung des aus der Finanz- und Eurokrise resultierenden Zinsverfalls. Während der historische Einbruch der Renditen der festverzinslichen Anlagen stark auf den risikolosen Basiszinssatz durchschlägt, bleibt der gegenläufige Anstieg des Risikozuschlags durch den langen Referenzzeitraum (110 Jahre) im Eigenkapitalzinssatz nahezu unberücksichtigt.

Sollte die BNetzA auch für die Zukunft an dieser Methodik festhalten, droht eine massive Unterschätzung der Kapitalkosten für die zur Umsetzung der Energiewende dringend erforderlichen Investitionen. Dieses Szenario droht sich dann zu verschärfen, wenn Inflation und Zinssätze in den nächsten Jahren wieder steigen werden.

Darüber hinaus ist zu berücksichtigen, dass sich Netzinvestoren aufgrund der hohen Anlagenintensität und der besonders langen Anlagennutzungsdauern in der Regel fristenkongruent und damit vergleichsweise langfristig finanzieren. Investoren vertrauen dabei besonders auf die Stabilität des aktuellen Regulierungsrahmens. Ein starkes Absinken des regulatorischen Eigenkapitalzinssatzes würde die Wirtschaftlichkeit der Entscheidungen für langfristig angelegte Investitionen in Netze nachträglich stark gefährden und damit auch ein mögliches Investitionshemmnis für den anstehenden Netzausbau hervorrufen.

Um eine Unterschätzung der Kapitalkosten der Netzinvestoren zu vermeiden und den volkswirtschaftlich gewünschten Netzausbau nicht zu gefährden, lohnt sich auch ein Blick in die europäische Regulierungspraxis. Während sich die Regulierungsbehörde in Österreich bei ihren jüngsten Entscheidungen zum regulatorischen Zinssatz ganz bewusst an den oberen Rand einer möglichen Bandbreite des gutachterlich ermittelten Eigenkapitalzinssatzes legt, werden in Großbritannien die regulatorischen Zinssätze über einen sehr langfristigen Beo-

⁹ So auch von der BNetzA im Evaluierungsbericht S. 339 festgestellt: „Zudem sei darauf hingewiesen, dass durch eine stärkere Pauschalierung eine Gleichbehandlung von Pächter- und Verpächterkonstellationen erreicht werden kann.“

bachtungszeitraum ermittelt. Damit kann ein über die Regulierungsperioden hinweg möglichst stabiler regulatorischer Zinssatz generiert werden.

Vorschlag:

Es besteht daher dringender Korrekturbedarf bei der Methodik zur Eigenkapitalzinssatzfestlegung mit dem Ziel, der Langfristigkeit der Entscheidung für Investitionen in Strom- und Gasnetze durch stabile regulatorische Eigenkapitalzinssätze besser Rechnung zu tragen. Eine Lösung besteht u. a. darin, den Durchschnittszeitraum für die Ermittlung des Basiszinssatzes in § 7 Abs. 4 Strom/GasNEV für die 3. Regulierungsperiode von bislang 10 Jahren auf 20 Jahre zu erhöhen, um das historische einmalige Zinstief für die 3. Regulierungsperiode in Verbindung mit der längerfristigen Ermittlung der Marktrisiko­prämie zu glätten.

4 Zusammenfassende Bewertung der Anreizregulierungsverordnung 2.0 und Vorschläge der enviaM-Gruppe

Die ostdeutschen Flächennetzbetreiber gehören zu den besonders von der Energiewende betroffenen Verteilnetzbetreibern (VNB). Die Novellierung der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) muss dieser Sondersituation Rechnung tragen.

Die mit der ARegV 2.0 (Modell 1) vorgeschlagene „evolutionäre“ Weiterentwicklung sichert einen verlässlichen Regulierungsrahmen. Die Lösung des Zeitverzugsproblems ist positiv zu bewerten. Die Ausgestaltung des Erweiterungsfaktors sollte jedoch weiterhin von der individuellen Kostenbasis eines VNB ausgehen und parameterbasiert erfolgen.

Mit Blick auf die speziellen Herausforderungen der besonders von der Energiewende betroffenen Flächennetzbetreiber hat die Bundesnetzagentur eine differenzierte Regulierung vorgeschlagen (Modell 2). Dies begrüßen wir grundsätzlich. Bei der konkreten Ausgestaltung besteht aber noch Diskussionsbedarf. So werden z.B. die tatsächlichen und vollumfänglichen Betriebskosten, die mit den veränderten Versorgungsaufgaben der Energiewende zusammenhängen und ursprünglich über den Erweiterungsfaktor abgedeckt waren, in Modell 2 nicht berücksichtigt.

Zur notwendigen Ausgestaltung des regulatorischen Rahmens für besonders von der Energiewende betroffene Netzbetreiber und zur Lösung der Betriebskosten-Problematik schlagen wir folgende weitergehende Anpassungen vor:

- a. Eine Gleichstellung zwischen Übertragungsnetz- und Verteilnetzbetreibern ist auch hinsichtlich anfallender Kosten für Netzverluste, Systemdienstleistungen und Netzsicherheit notwendig. **Eine wirksame Verfahrensregulierung im § 11 (1) ARegV entsprechend der Regeln für Übertragungsnetzbetreiber ist notwendig.** Die entstehenden Kosten sind als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten anzuerkennen.
- b. Der hohe operative Aufwand zur Bewältigung des immensen Zubaus von EEG-Anlagen **erfordert höhere Betriebskostenpauschalen für EEG-Hochspannungs-Investitionsmaßnahmen.**
- c. Die Mehrbelastungen der besonders von der Energiewende betroffenen Flächennetzbetreiber werden im Effizienzvergleich nicht angemessen berücksichtigt. **Eine Bereinigung des Effizienzvergleichs um EEG-Mehrbelastungen und Investitionsmaßnahmen für den Netzausbau ist erforderlich.**
- d. Der Zeitverzug zur Refinanzierung von Härtefallentschädigungen im Rahmen des Netzsicherheitsmanagements ist zu beseitigen.

Ferner lehnen wir die Forderung der BNetzA nach größeren Entscheidungsspielräumen beim Effizienzvergleich ab. Sie führt zu einer großen Unsicherheit über zukünftige Effizienzvorgaben und erweckt den Eindruck von Willkür. Damit wird das Investitionsklima beeinträchtigt. Die Mindestvorgaben für die zu verwendenden Parameter sollten erhalten bleiben.

Auch der „Best-of-Four-Ansatz“¹⁰ im Effizienzvergleich hat sich bewährt. Ein realistisches und gerechtes Benchmarking unterschiedlicher Verteilnetzbetreiber ist damit möglich. Den Vorschlag des BMWi, diesen Ansatz durch einen Durchschnittseffizienzwert zu ersetzen, lehnen wir ab. Der „Best-of-Four-Ansatz“ sollte beibehalten werden, um für die Mehrzahl der Netzbetreiber einen systematischen Rückgang der Effizienz – ohne dass diese sich tatsäch-

¹⁰ Bei „Best-of-Four“ wird der Effizienzvergleich auf Basis von zwei unterschiedlichen Methoden und zwei unterschiedlichen Kostenbasen zum Ausgleich unterschiedlicher Altersstrukturen durchgeführt.

lich verändert – zu verhindern. Nur so können Benachteiligungen vieler Netzbetreiber vermieden werden, z. B. wegen unterschiedlicher Altersstrukturen der Netze.

Die Bedingungen für Innovationsprozesse im Netz gilt es ebenfalls zu verbessern. Der Fokus der BNetzA auf kurzfristig wirkende „Effizienz“-Innovationen ist nicht zielführend. Ein langfristiger Ansatz ist notwendig. Dies kann kurzfristig zu Mehrkosten führen. Negative Auswirkungen im Effizienzvergleich sind zu vermeiden und F&E-Kosten zeitnah in den Erlösobergrenzen zu berücksichtigen. Auch ein Zuschlag auf den Eigenkapitalzins wäre denkbar.

Die folgenden Vorschläge sind allgemeine Forderungen mit Wirkung für alle Netzbetreiber:

- Der generelle sektorale Produktivitätsfaktor (Xgen) sollte für die 3. Regulierungsperiode entfallen. Die unterstellten Aufholeffekte wurden über die ersten zwei Regulierungsperioden bereits realisiert.
- Die Erlösobergrenzen-Aufteilung bei einem Konzessionswechsel sollte weiterhin individuell und kostenbasiert erfolgen.
- Die geplante Ausgestaltung des Erweiterungsfaktors als Summand ist abzulehnen, da dieser die individuellen Gegebenheiten und die Ausgestaltung der Versorgungsaufgabe nicht abbilden kann.
- Personalzusatzkosten aufgrund betrieblicher und tariflicher Vereinbarungen sind weiterhin als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten zu behandeln. Der Stichtag 31.12.2008 sollte entfallen, damit Tarif- und Betriebsvereinbarungen an aktuelle Gegebenheiten angepasst werden können.
- Die Diskussion zur Verbesserung der Investitionsbedingungen darf sich nicht nur auf die Frage der Heilung des Zeitverzugs während einer Regulierungsperiode beschränken. Vorab sollte sichergestellt werden, dass das bis zum nächsten Basisjahr der Kostenprüfung in Netzanlagen investierte Kapital auch vollständig mit den vorgesehenen regulatorischen Zinssätzen verzinst und im Ausgangsniveau nach § 6 ARegV berücksichtigt wird.
- Es besteht dringender Korrekturbedarf bei der Methodik zur Eigenkapitalzinssatzfestlegung mit dem Ziel, der Langfristigkeit der Entscheidung für Investitionen in Strom- und Gasnetze durch stabile regulatorische Eigenkapitalzinssätze besser Rechnung zu tragen. Eine Lösung besteht u.a. darin, den Durchschnittszeitraum für die Ermittlung des Basiszinssatzes in § 7 Abs. 4 Strom/GasNEV für die 3. Regulierungsperiode von bislang 10 Jahren auf 20 Jahre zu erhöhen, um das historische einmalige Zinstief für die 3. Regulierungsperiode in Verbindung mit der längerfristigen Ermittlung der Marktrisikoprämie zu glätten.

Die enviaM-Gruppe

Die enviaM-Gruppe ist der führende regionale Energiedienstleister in Ostdeutschland. Der Unternehmensverbund versorgt rund 1,4 Millionen Kunden mit Strom, Gas, Wärme, Wasser und Energie-Dienstleistungen. Zur Unternehmensgruppe mit mehr als 4.100 Beschäftigten gehören die envia Mitteldeutsche Energie AG (enviaM), Chemnitz, sowie weitere Gesellschaften, an denen enviaM mehrheitlich beteiligt ist. Gemeinsam gestalten sie die Energiezukunft für Ostdeutschland. Anteilseigner der enviaM sind die RWE AG mit 58,7 Prozent und rund 650 ostdeutsche Kommunen mit 41,3 Prozent.

Netzbetreiber der envia Mitteldeutsche Energie AG (enviaM) ist die 100-prozentige Tochtergesellschaft Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH (MITNETZ STROM) mit Sitz in Halle (Saale). Als größter regionaler Verteilnetzbetreiber in Ostdeutschland ist MITNETZ STROM unter anderem für Planung, Betrieb und Vermarktung des enviaM-Stromnetzes verantwortlich. Das durch das MITNETZ STROM betreute Stromverteilnetz hat eine Länge von rund 76.000 Kilometern.

Ansprechpartner:

envia Mitteldeutsche Energie AG
Unternehmenskommunikation/Umfeldmanagement
Herren Sven Schulze/Christoph Eger/Mathias Drücker
Chemnitztalstraße 13
09114 Chemnitz

svenschulze@enviam.de
christoph.eger@enviam.de
mathias.druecker@enviam.de
www.enviam.de
www.Energiezukunft-Ostdeutschland.de

Bildnachweis:
Michael Setzpfandt