

Bundesnetzagentur  
Postfach 8001  
53105 Bonn

Mail: [evaluierungsprozess@bnetza.de](mailto:evaluierungsprozess@bnetza.de)

Netzwirtschaft  
Armin Becker  
Tel.: (6431) 2903 - 461  
Fax: (6431) 2903 - 99461  
[armin.becker@evl.de](mailto:armin.becker@evl.de)  
14.11.2014

## **Stellungnahme zu den Ergebnissen der Evaluierung der ARegV und den Empfehlungen der BNetzA (Bezug: BNetzA-Folien-Präsentation vom 23.10.2014)**

### **I. Grundsätzliche Anmerkungen**

Die Energieversorgung Limburg GmbH begrüßt den mit der EnWG-Novelle 2013 um zwei Jahre vorgezogenen Evaluierungsprozess der ARegV. Aufgrund der beschlossenen und zunehmend dynamischeren Energiewende, der damit stärker werdenden Verflechtungen zwischen den Strom- und den Gasnetzen sowie der bereits abgeschlossenen ersten Regulierungsperiode ist aktuell der richtige Zeitpunkt, die Herausforderungen für die Verteilnetze zu identifizieren und Anpassungsmaßnahmen der Regulierung zu entwickeln. Die notwendigen Anpassungen müssen in jedem Fall zeitnah umgesetzt werden. Der Zeitplan der Bundesregierung (BMWi 10-Punkte-Programm) für die Anpassung der relevanten Verordnungen für Anfang 2015 ist daher ebenso positiv zu sehen.

Trotz der kurzen Fristen war grundsätzlich im Evaluierungsprozess von Beginn an durch die BNetzA versucht worden, die Branche stetig einzubinden. Die vier Workshops haben dafür gesorgt, dass das Vorgehen weitgehend transparent und Zwischenergebnisse zeitnah der Branche kommuniziert werden konnten. Aus Sicht der Energieversorgung Limburg GmbH wäre ein noch intensiverer Austausch wünschenswert gewesen.

Im Sinne größtmöglicher Transparenz sollte der finale Abschlussbericht, durch die BNetzA oder das BMWi, zeitnah den beteiligten Netzbetreibern zur Verfügung gestellt werden. Ebenso sollten wesentliche Berechnungen, insbesondere zur Investitionskostendifferenz, öffentlich gemacht werden, damit eine ernsthafte Auseinandersetzung mit den Ergebnissen und eine sinnvolle Kommentierung durch die Branche erfolgen kann.

Die Stellungnahme ist nachfolgend in fünf Teile gegliedert:

- Bewertung grundsätzlicher Handlungsoptionen
- Bewertung einzelner Evaluierungsergebnisse
- Bewertung der modellunabhängigen Vereinfachungen
- Bewertung der vier Modellvorschläge
- Zusammenfassung

Grundsätzlich schließt sich die Energieversorgung Limburg GmbH auch den Stellungnahmen des BDEW und VKU an.

## II. Bewertung grundsätzlicher Handlungsoptionen der Evaluierung

Mit der Energiewende einhergehenden Herausforderungen, wie beispielsweise der erhebliche Aus- und Umbauebedarf der Verteilnetze, setzen auch eine Weiterentwicklung des Regulierungsrahmens voraus. Die Energieversorgung Limburg GmbH begrüßt, dass die Regulierungsbehörde wie auch das BMWi in der Verteilnetzstudie den Aus- und Umbauebedarf der Verteilnetze erkannt und akzeptiert hat. Entsprechend ist aus den Folien des vierten Workshops des Evaluierungsprozesses in Ansätzen die Bereitschaft zu erkennen, eine sinnvolle Weiterentwicklung der Regulierung vorzunehmen.

Was allerdings nicht vergessen werden darf: Zahlreiche Netzbetreiber sind neben dem EEG-bedingten Netzausbau auch von klassischen Erweiterungsmaßnahmen (Erschließung neuer Gewerbe- und Neubaugebiete, Hausanschlüsse, etc.) und erheblichen Erneuerungsinvestitionen tangiert. Diese Aspekte dürfen im Evaluierungsbericht und insbesondere bei der Anpassung des Regulierungsrahmens nicht vernachlässigt werden. Es erscheinen nur Weiterentwicklungen sinnvoll, die Erweiterungs- wie Ersatzinvestitionen gleichermaßen in der Regulierung berücksichtigen und für beide den Zeitverzug eliminieren. Entsprechend greifen Modelle zu kurz, die lediglich Anpassungen für den Erweiterungsfaktor beinhalten.

Die BNetzA hat in ihrer Präsentation einen breiten Lösungsraum aufgezeigt, was wir begrüßen. Allerdings sind alle vorgestellten Modellvorschläge – bis auf einige der modellunabhängigen Vereinfachungen – noch sehr vage und wenig ausgereift. Dies erschwert eine wirkliche und konkrete Bewertung.

Was bereits festgehalten werden kann: **Aus Sicht der Energieversorgung Limburg GmbH erscheint das Modell der Investitionskostendifferenz (IKD) – wie vom Wirtschaftsausschuss des Bundesrates 2013 präsentiert – immer noch das sinnvollste und sachgerechteste Modell für eine Weiterentwicklung der ARegV zu sein**, weil es eben gerade den Sockeleffekt beibehält, der eine regulative Funktion bei der Vermeidung unnötiger Investitionen beinhaltet, was mit dem von der BNetzA vorgeschlagenen Modell 2 Kapitalkostenabgleich nicht sichergestellt werden kann.

Die **Vor- und Nachteile der IKD für das Regulierungssystem** gegenüber dem Status-quo sind im Folgenden nochmals zusammengefasst:

<b>Vorteile</b>
Lösung des Zeitverzugs für alle Spannungsebenen und Druckstufen durch einen Planwertansatz mit Soll/Ist-Abgleich
Sowohl Erweiterungs- wie auch Erneuerungsinvestitionen werden berücksichtigt
Sowohl für Gasnetzbetreiber als auch Stromnetzbetreiber anwendbar
Rückgriff auf tatsächlich entstandene Kosten betriebswirtschaftlich sinnvoll
Vollständige Transparenz für Behörde bezüglich Investitionstätigkeit der Unternehmen
Erhöhte Planungssicherheit für die Netzbetreiber, da langwierige Genehmigungsverfahren für Erweiterungsfaktoren und Investitionsmaßnahmen entfallen
Einfachheit und Nachvollziehbarkeit des Instruments - damit verbunden sind auch Verfahrensvereinfachungen/-entlastung für Regulierungsbehörden wie Netzbetreiber, da keine jährliche Kostenprüfung stattfindet, sondern der Ausgleich über das Regulierungskonto erfolgt. In Grundzügen bekanntes und erprobtes Verfahren (Befüllung des B2-Bogens)

  

<b>Nachteile</b>
Für Investitionen seit 2006 fehlen weitere Rückflüsse: Die ursprünglich auf die Jahre nach dem Ende der Nutzungsdauer verschobenen Rückflüsse aufgrund der Zeitverzugsproblematik entfallen bei diesem Modell. Dadurch entsteht den Netzbetreibern ein Verlust
Unternehmensindividueller Mischzinssatz bei der Ermittlung der IKD

Die Einbeziehung der Erlöse aus dem Sockeleffekt der Altanlagen in die verfügbaren Mittel zur Finanzierung von künftigen Investitionen mag aus politischer Sicht erwünscht sein, ist jedoch investitionstheoretisch nicht korrekt. Aus Investoren-Sicht kommt es auf die Wirtschaftlichkeit jeder einzelnen Ersatz- und Erweiterungsinvestition an. Diese Thematik ist ein wesentliches Grundproblem in der Beurteilung der Regulierungswirkung durch die Branche und die BNetzA. Entsprechend unterschiedlich fallen die Einschätzungen zum Modell der Investitionskostendifferenz, vor allem hinsichtlich der Wirkung des Sockeleffektes, aus. Die Energieversorgung Limburg GmbH ist weiterhin der Ansicht, dass der Sockeleffekt nicht in die Berechnung von Investitionsentscheidungen einfließen darf. Gleichwohl erfüllt der Sockeleffekt eine wesentliche Steuerungsfunktion, um unnötige Investitionen zu vermeiden.

Ein Wegfall des Sockeleffekts würde darüber hinaus die von den Finanzierern der Netze geforderte Stabilität des Regulierungsrahmens in Frage stellen.

Die knappe Abhandlung des Instruments der Investitionskostendifferenz auf zwei Folien in der Präsentation der BNetzA erscheint der Dringlichkeit des Problems nicht angemessen. Ohne die Offenlegung der für die negative Beurteilung zugrundeliegenden Berechnungen durch die BNetzA, ist eine sachgerechte Kommentierung nicht möglich. Wir bitten daher, diese Berechnungen der Branche zur Verfügung zu stellen.

Aus dem Sockeleffekt und der OPEX-Pauschale abzuleiten, die IKD sei zu teuer, greift zu kurz. Bei jedem System der Anreizregulierung ist zunächst zu hinterfragen, inwieweit hier das gewollte Investitionsverhalten tatsächlich angereizt wird. Falls der Anreiz für das richtig Maß an Investition nicht gelingt, werden die ex ante vorgenommenen Einschätzungen nicht eintreten und ein zunächst günstig erscheinendes System wird sich im Nachhinein sehr viel teurer erweisen als erwartet. Grundsätzlich ist festzustellen, dass bei der Anwendung des von der BNetzA vorgeschlagenen Modells der Kapitalkostendifferenz die Vergütung des jeweils vorhandenen Kapitalkostenblocks stärker in den Fokus gerät, als dies bisher der Fall ist. Es ist daher zu befürchten, dass unter Berücksichtigung dieses Ansatzes künftig wieder stärker in Technologien mit hohem CAPEX-Anteil investiert wird, als dies derzeit der Fall ist.

Wie oben beschrieben, sind wir der Ansicht, dass der Sockeleffekt seine Berechtigung im Regulierungssystem hat. Bei den OPEX ist festzustellen, dass diese, beim erwünschten Einsatz von immer mehr innovativen Technologien im Verteilnetz, stark ansteigen werden (siehe BMWi-Verteilnetzstudie: OPEX-Anteil an den Investitionskosten (AHK) steigt von 16 % auf 40 % beim Einsatz innovativer Technologien). Diesen Sachverhalt erkennt auch die BNetzA in ihren Untersuchungen an. Vor diesem Hintergrund verwundert gerade beim Modell 2 des Kapitalkostenabgleichs, dass die BNetzA die Bezugsgröße für die OPEX-Pauschale gegenüber früheren Vorschlägen der Plattform Energienetze absenkt (von AHK auf Kapitalkostendifferenz).

### III. Bewertung einzelner Evaluierungsergebnisse:

#### • Folie 5: Ergebnisse und Befunde Investitionen

- Leicht positiver Einfluss ARegV auf Investitionsverhalten u. E. nicht zu erkennen
- Im betrachteten Zeitraum ist der Basisjahreffekt dominant: Falls dies als positiver Einfluss interpretiert wird, dann muss das auch so dargestellt werden.
- Anpassung der Unternehmensstrategie an neue Rahmenbedingungen geschieht in der Regel mit etwas Verzögerung; „Regulierung musste erst in die Köpfe“.
- Großteil der (Erweiterungs-)Investitionen ist extern vorgegeben (EEG, Neubau, Ausbau). Betrachtet werden bei den Quoten aber Gesamtinvestitionen, d.h. keine belastbare Aussage möglich.

#### • Folien 6 ff.: Ergebnisse und Befunde Investitionen (Planangaben)

- Wenn die Daten für Planangaben lückenhaft sind, dann ist auch Ableitung von Aussagen nicht möglich.
- Die BNetzA führt an, dass die vorgelegten Planwerte keinen Anstieg der Erweiterungsinvestitionen und keine Bugwelle der Ersatzinvestitionen aufzeigen. Das ist auch nicht zu erwarten, da die Investitionen unter nicht adäquaten Regulierungsbedingungen geplant wurden. Es wäre fragwürdig aus diesem Argument zu folgern, dass daher kein besonderer Ersatzinvestitionsbedarf vorhanden ist. Offensichtlich wird hier der Zusammenhang zwischen Ursache und Wirkung verwechselt. Der derzeitige Regulierungsrahmen setzt den Anreiz, Investitionen zu unterlassen, so dass auch die Planungen von diesem Anreiz beeinflusst werden. Dieser Zusammenhang müsste im Evaluierungsbericht sauber beschrieben werden.
- Bei uns liegen in der Regel nur für einen Zeitraum von 3-5 Jahren von den Gremien genehmigte Planungen vor und diese lassen teilweise einen Anstieg der (Erweiterungs-)Investitionen erkennen. Zudem sehen sich einige Netzbetreiber erheblichen und selten exakt vorhersehbaren Erneuerungsinvestitionen gegenüber.
- Die Planungsgenauigkeit nimmt allgemein ab, je weiter der Betrachtungszeitpunkt in der Zukunft liegt. Die Ursachen dafür liegen in Unsicherheiten und Risiken bezüglich der gesetzlichen, energiewirtschaftlichen und gesellschaftlichen Rahmenbedingungen, da sich diese teilweise sehr rasch ändern können.

- Folien 10 ff.: Ergebnisse und Befunde Effizienz:

- In den Untersuchungen zum Effizienzvergleich sieht die BNetzA nur geringen Anpassungsbedarf. Diese Einschätzung wird von uns geteilt.
- Die Empfehlung zur Anpassung der Methodik der Bestabrechnung des Effizienzvergleichs von derzeit „Best-of-four“ zu einer „Best-of-two-of-two“ Methode wird von der Bundesnetzagentur damit begründet, dass die bisherige Methode bei Netzbetreibern, die ihren Effizienzwert nach TOTEX erhalten (§ 14 Abs. 1 Nr. 1 u. 2 ARegV), dazu führen könnte, dass diese über Investitionszurückhaltung versucht sein könnten, ihren Effizienzwert zu steigern. Die BNetzA liefert allerdings keinerlei Zahlen, um diese These zu belegen. Würde dieser Vorschlag für die 2. Regulierungsperiode für Strom und Gas angewendet werden, so würden sich die Effizienzwerte der Netzbetreiber in jedem Falle verschlechtern, wobei dies für die Netzbetreiber unterschiedlich stark ausfallen würde. Teilweise käme es zu Verschlechterungen des Effizienzwertes um bis zu 5 Prozentpunkte. Zudem würde der Methodenwechsel dazu führen, dass nicht nur die Gruppe der Netzbetreiber nach TOTEX-Benchmark betroffen wäre, sondern nach Anzahl und Gesamtvolumen der Absenkung insbesondere die Gruppe nach sTOTEX-Benchmark (Vergleichbarkeitsrechnung nach § 14 Abs. 1 Nr. 1 bis 3 iVm. Abs. 2 ARegV). Der von der BNetzA vorgeschlagene Methodenwechsel würde somit genau die Benchmark-Gruppe treffen, die nicht im Fokus steht. Die Energieversorgung Limburg GmbH lehnt den Methodenwechsel daher kategorisch ab.

- Folie 13 ff.: Ergebnisse und Befunde zu Kosten und Erlöse

- Die Aussagen und genannten Werte zu den Sockeleffekten sind qualitativ und quantitativ nicht nachvollziehbar.
- Bei der Ermittlung der Werte der vermeintlichen Überdeckung des Erweiterungsfaktors ist zu beachten, dass ein Großteil der Verteilnetzbetreiber nur Investitionen bis zu der Höhe angegeben hat, wie für die Überschreitung der Kostenhürde im Antrag notwendig war, um den Arbeitsaufwand im Unternehmen gering zu halten. Ebenso wurden nicht jährlich neue Anträge gestellt, so dass die von der BNetzA ermittelte Überdeckung / Unterdeckung nicht den tatsächlichen Gegebenheiten entspricht. Dieser Sachverhalt wurde im zweiten Workshop des Evaluierungsprozesses von Seiten der Netzbetreiber ausführlich dargestellt.
- Die Aussage zur Unterdeckung entspricht auch deshalb nicht den tatsächlichen Gegebenheiten, da nur Werte bis einschließlich 2012 abgefragt wurden und das Investitionsverhalten sich seither – vor dem Hintergrund des Ausbaubedarfs der Netze – verändert hat. Der BNetzA liegen seit 2012 überwiegend Antragswerte zugrunde, die bisher weder geprüft noch genehmigt wurden. Die genehmigten Werte liegen in der Regel unterhalb der kalkulierten Antragswerte, so dass die aktuelle Unterdeckung der Höhe nach tendenziell höher ausfallen wird.

- Folie 18 ff.: Ergebnisse und Befunde zu Innovationen
  - In der momentanen Ausgestaltung der ARegV sind kaum Anreize enthalten, die Innovationen fördern.
  - Der nachträglich eingeführte § 25a ARegV ist kaum praxistauglich. Nach unserem Kenntnisstand sind seit Bestehen des Paragraphen bislang lediglich 2 Anträge in die EOG der jeweiligen Netzbetreiber einbezogen worden.
  - Denkbar wäre eine Bonusregelung für innovative Netzbetreiber per jährlicher Ausschreibung, um diesem Mangel entgegen zu wirken. Orientieren könnte man sich ebenso am bereits seit mehreren Jahren existierenden und bewährten Low Carbon Networks Fund (LCNF) in Großbritannien.
  
- Produktivitätsfaktor:
  - In den Unterlagen zum vierten Workshop findet sich keine Aussage zur weiteren Handhabung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors ( $X_{gen}$ ).
  - Grundsätzlich ist die Energieversorgung Limburg GmbH der Ansicht, dass nach der 2. Regulierungsperioden, und damit 10 Jahren überproportionaler Produktivitätssteigerung der Netzbranche gegenüber der Gesamtwirtschaft, der evtl. existierende Nachholbedarf in der Produktivität erreicht ist. Die Energieversorgung Limburg GmbH spricht sich daher für die Abschaffung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors und damit für eine ersatzlose Streichung des § 9 ARegV aus.

#### **IV. Bewertung der modellunabhängigen Vereinfachungen**

Zu den vorgestellten modellunabhängigen Vereinfachungen nimmt die Energieversorgung Limburg GmbH wie folgt Stellung. Die Stellungnahme ist auf die aus unserer Sicht wesentlichen Aspekte beschränkt.

##### **Allgemein:**

Die von der BNetzA vorgeschlagenen „modellunabhängigen Vereinfachungen“ bieten das Potenzial, künftige Verfahren zur Netzkostenermittlung und Erlösobergrenzenfestlegung zu vereinfachen. Zu berücksichtigen ist hierbei allerdings, dass vor allem eine Vereinfachung der kalkulatorischen Vermögensberechnung erhebliche Verwerfungen für einzelne Netzbetreiber mit sich bringen kann und deshalb nur mit Augenmaß umgesetzt werden sollte. Aus diesem Grund sollte eine weitere Konkretisierung der Vorstellungen der BNetzA zu diesem Punkt zwingend mit der Branche abgestimmt werden.

##### **Regulierungskonto (PÜS):**

- Zeitnahe Auflösung und Verstetigung der Zahlungsströme wäre abwicklungstechnisch von Vorteil und wünschenswert.
- In Ergänzung könnte geprüft werden, auf die Erlöse des vom Wirtschaftsprüfer testierten Jahresabschlusses anstelle von Menge\*Preis abzustellen.
- Aufnahme eines fiktiven Verwaltungsaktes bzw. einer Genehmigungsfiktion zur Beschleunigung des Prozesses. D. h. wenn bis beispielsweise 6 Monate nach Meldung der jährlichen Werte keine gegenteilige Äußerung der zuständigen Regulierungsbehörde erfolgt, gilt der gemeldete Wert als genehmigt.

### **Stärkere Pauschalierung Kapitalverzinsung:**

- Tendenziell ist eine Pauschalierung geeignet, um die Kostenprüfung bzw. die Ermittlung der kalkulatorischen EK-Verzinsung zu vereinfachen.
- Unklar ist allerdings die konkrete Ermittlung der Verzinsungsbasis, der Umgang mit Umlaufvermögen, erhaltenen Baukostenzuschüssen / Netzanschlusskostenbeiträgen, Pensionsrückstellungen etc. Aus unserer Sicht wäre eine Umstellung der Berechnungsmethode mit sehr vielen und schwer zu beantwortenden Umsetzungsfragen verbunden, so dass fraglich ist, ob eine sachgerechte Ausgestaltung möglich ist, die keinen Netzbetreiber benachteiligt.
- Der Aussage „hoher pauschaler Ansatz von 40 % EK denkbar“ kann die Energieversorgung Limburg GmbH nicht folgen. Momentan wird den Netzbetreibern eine kalkulatorische EK-Quote von 40 % auf das betriebsnotwendige Vermögen, also auf die regulatorische Asset-Base zuzüglich Umlaufvermögen, zugestanden. D. h. bei einem Ansatz von 40 % ohne Umlaufvermögen, wäre dies eine Verschlechterung für alle Netzbetreiber.
- Grundsätzlich vorstellbar ist eine Anpassung der Berechnung bzw. Genehmigungspraxis auch im bestehenden Modell, die ebenso deutliche Vereinfachungen mit sich bringen würde.

### **Personalzusatzkosten (PZK):**

- Mit allen vorgeschlagenen Varianten werden die Netzbetreiber angereizt, die Kosten – zu Lasten der Arbeitnehmer – in diesem Bereich zu senken.
- Variante 2 könnte grundsätzlich geeignet sein, um die seit Jahren unklare Rechtssituation für die Zukunft auf eine stabilere Basis zu stellen.
- Wesentlich ist allerdings, welche Personalzusatzkosten in der Pauschale beinhaltet sein sollen: §11 Abs. 2 Nr. 9 – 11 ARegV oder §11 Abs. 2 Nr. 9 ARegV? Es sollte daher vorab geklärt werden, welche PZK genau gemeint sind und ob auf die PZK des Basisjahres oder auf die jährlichen PZK abgestellt wird (Bezugsbasis).
- 25 % als pauschaler Ansatz erscheinen nach den uns vorliegenden Zahlen als nicht auskömmlich.
- Die Varianten 1 und 3 können von der Energieversorgung Limburg GmbH nicht mitgetragen werden.

### **Vereinfachtes Verfahren:**

- Die Anpassung der Pauschale für den Anteil der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten (dnb-Kosten) unter der Überschrift „Vereinfachung“ kann nicht nachvollzogen werden, da es auch weiterhin bei einer Pauschale bleiben soll.
- Grundsätzlich ist die Intention vor dem Hintergrund der Gleichbehandlung der Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren mit den Netzbetreibern im Regelverfahren nachvollziehbar. Die konkrete Bewertung hängt allerdings von der inhaltlichen Ausgestaltung ab.
- Bei einer zu geringen Pauschale besteht die Gefahr, dass es für Netzbetreiber, die zur Teilnahme am vereinfachten Verfahren berechtigt sind, sinnvoller ist, sich für das Regelverfahren zu entscheiden. Dies würde sowohl bei den Regulierungsbehörden als auch den Netzbetreibern den bürokratischen Aufwand deutlich erhöhen.

### **EOG Festlegung bei Teilnetzübergängen:**

- Diesen Vorschlag lehnt die Energieversorgung Limburg GmbH grundsätzlich ab. Es besteht ein großes Risiko, dass bei Festlegung eines möglichen Maßstabes bzw. bei behördlich durchgeführten Aufteilungen der Erlösobergrenze, bei künftigen Verhandlungen zwischen abgebendem und aufnehmendem Netzbetreiber, eine Blockade-Politik zur Regel wird.

### **Transparenz:**

- Die Energieversorgung Limburg GmbH sieht für zusätzliche Veröffentlichungspflichten keine Notwendigkeit, da die Regulierung im direkten Verhältnis von Behörde zu Netzbetreiber abläuft. Zwischen diesen Parteien herrscht bereits Transparenz.
- Durch zusätzliche Veröffentlichungspflichten dürfte es vielmehr zu stärkeren Ineffizienzen kommen, da zusätzliche Konflikte mit Marktpartnern, etwa in Bezug auf die Angemessenheit der Netzentgelthöhe aus Händler-/Kundensicht die Folge wären. Es besteht die Gefahr, dass Marktteilnehmer nicht fundierte Benchmarks durchführen und eine Klagewelle auslösen. Dadurch könnte auch die Entscheidungsbefugnis der Regulierungsbehörde untergraben werden.
- Es existieren bereits zahlreiche Veröffentlichungspflichten hinsichtlich Struktur und Jahresabschluss. Anderweitige Veröffentlichungspflichten sind daher unverhältnismäßig, da kein Mehrwert/Nutzen erkennbar.

## **V. Bewertung der vier Modellvorschläge**

Zu den vorgestellten Modellvorschlägen nimmt die Energieversorgung Limburg GmbH wie folgt Stellung. Die Stellungnahme ist auf die aus unserer Sicht wesentlichen Aspekte beschränkt.

### **Modell 1: ARegV-Reform**

#### **Anpassung des Erweiterungsfaktors um Planwerte (EWF):**

- Die Berücksichtigung von Planwerten in den Strukturparameteränderungen sowie die angedachte Anpassung der Schwellenwerte wird begrüßt.
- Die Treffgenauigkeit des EWF wird damit allerdings nicht wesentlich verbessert, da die Veränderung der Strukturparameter und die damit einhergehenden notwendigen Investitionen nicht in einem linearen Verhältnis zu einander stehen.

#### **Anpassung des Erweiterungsfaktors als Summand (EWF):**

- Die Ausgestaltung als Summand erscheint nicht zielführend; diese Variante sollte nicht weiterverfolgt werden.
- Die Ermittlung eines Summanden lässt sich eventuell für eine Veränderung der Anzahl der Anschlusspunkte noch mit einer gewissen Genauigkeit ermitteln. Für die Veränderung der zeitgleichen Jahreshöchstlast oder der versorgten Fläche ist dies, aufgrund der starken Heterogenität der Netzbetreiber, weder theoretisch noch praktisch sachlich möglich.

### **Efficiency-Carry-Over-Mechanismus (ECM):**

- Erscheint auf den ersten Blick als interessantes Modell; allerdings besteht die Gefahr, dass damit ein kompliziertes Instrument geschaffen wird, dessen Nutzen unklar ist.
- Der Verbleib von lediglich 50 % der Differenz zwischen Erlösobergrenze und Kosten stellt keinen ausreichenden Anreiz dar.
- Nicht hinreichend konkretisiert ist zudem, welche Erlösobergrenze (inkl. oder exkl. EWF, Q-Element, etc.) mit welchen Kosten (genehmigte Kosten, beantragte Kosten, GuV-Kosten, etc.) gegenüber gestellt werden sollen.

### **Allgemeine Bewertung:**

- Das Modell ist – wie von der Branche gefordert – eine evolutionäre Weiterentwicklung des bestehenden Modells und würde damit Stabilität der Bedingungen gewährleisten.
- Allerdings wird das vor allem für Verteilernetzbetreiber bestehende Zeitverzugs-Problem damit nicht gelöst.
- Zudem werden die Bedingungen für die Ersatzinvestitionen nicht verbessert – Modell zielt lediglich auf Erweiterungsinvestitionen ab, was zu kurz greift.

### **Modell 2: Kapitalkostenabgleich**

#### **Jährlicher CAPEX-Abgleich (Plankosten) inkl. OPEX-Pauschale:**

- Die Grundidee ist nachvollziehbar und beseitigt den Zeitverzug für Erweiterungs- und Ersatzinvestitionen.
- Die pauschale OPEX-Anpassung auf Basis der Kapitalkostendifferenz bleibt weit hinter dem notwendigen Umfang zurück und dadurch ist das Modell nicht innovationsfreundlich. Basis für eine OPEX-Pauschale müsste der AHK-Zugang bzw. -Abgang bilden, wie es auch in § 23 Abs. 1 Satz 4 verfolgt wird.
- Allerdings scheiterte eine Branchen-/BNetzA-Einigung für dieses Modell bereits in 2012 an der vollständigen Abschöpfung des Sockeleffektes, der aus unserer Sicht seine Berechtigung hat. Daher ist der Vorschlag als nicht auskömmlich abzulehnen.
- Anlagenzugänge ab 2006 sind mit einem Zeitverzug von bis zu 7 Jahren in der Erlösobergrenze berücksichtigt. Das vorgeschlagene Kapitalkostenmodell entzieht dem Netzbetreiber zusätzlich zum Zeitverzug weitere Rückflüsse am Ende der Nutzungsdauer, die im bisherigen Modell und auch der IKD durch die Beibehaltung des Sockeleffektes ausgeglichen werden. Somit werden im Modell 2 diese Investitionen nachträglich schlechter gestellt.

#### **Alle 5 Jahre TOTEX-Benchmarking mit Justiergröße:**

- Die Justiergröße, die dem Zweck dient, ein doppeltes Abschmelzen der anzupassenden Kapitalkostenanteile zu verhindern, verlangt eine komplexe und netzbetreiberindividuelle Ausgestaltung, um den Anspruch einer ungerechtfertigten Benachteiligung nachzukommen.

### **Allgemeine Bewertung:**

- Modell 2 wird von der BNetzA als Gegenvorschlag zur IKD präsentiert, weist für uns allerdings deutliche Schwächen auf. Eine Schwäche ist der Anreiz zur Überkapitalisierung.
- Die Schwächen führen zu einer Destabilisierung und durch die Abschöpfung der Sockeleffekte zu einer deutlichen Verschlechterung der Rahmenbedingungen.

### **Modell 3: Gesamtkostenabgleich mit Bonus**

#### **Jährlicher CAPEX-Abgleich (Plankosten):**

- Die Grundidee ist nachvollziehbar und beseitigt den Zeitverzug für Erweiterungs- und Ersatzinvestitionen.
- Kritikpunkte bezüglich des Wegfalls des Sockeleffekts und der zu starken Anreizung von kapitalintensiven Investitionen bestehen im gleichen Maße wie im Modell 2.

#### **Alle 2 Jahre TOTEX-Abgleich & Benchmarking:**

- Eliminierung des Basisjahreffekts ist ein positiver Aspekt des Modells.
- Fraglich ist, wie die Regulierungsperioden praktisch von 5 auf 2 Jahre umgestellt werden sollen, da bislang bereits Probleme mit der Einhaltung des Zeitrahmens bestehen. Ein derartiger Methodenwechsel bedarf massiver Vereinfachungen, Automatisierungen und fiktiver Verwaltungsakte.
- Es besteht Unklarheit, in welcher zeitlichen Abfolge die einzelnen Schritte zur Festlegung einer Erlösobergrenze tatsächlich erfolgen sollen. Beispielsweise:



An diesem Beispiel wird deutlich, dass die Taktung der einzelnen Verfahrensschritte sehr kurz ist und die Prozesse bei allen Beteiligten deutlich beschleunigt werden müssten.

#### **Bonus für NB die (obere) Effizienzgrenze setzen:**

- Die Bonus-Idee für übereffiziente Netzbetreiber ist grundsätzlich zu begrüßen. Die Erreichbarkeit des 100 % Effizienzziels ist für die große Mehrheit der Netzbetreiber aber nicht gegeben, bzw. liegt nicht im Einflussbereich der Netzbetreiber.
- Durch einen solchen Bonus würde es zu einer weiteren Bevorteilung von „DEA-Unternehmen“ kommen. Die bereits methodisch benachteiligten „SFA-Unternehmen“ werden faktisch vom Bonus-System ausgeschlossen. Dies wird von der Energieversorgung Limburg GmbH abgelehnt.
- Der Anreiz für Innovation ist fraglich, wenn durch die Innovation die Strukturparameter so verändert würden, dass sie die Übereffizienz reduzieren würden.

#### **Allgemeine Bewertung:**

- Vor allem hinsichtlich der Praktikabilität des Modells bestehen starke Bedenken.

## **Modell 4: Differenzierte Regulierung**

### **Öffnung Investitionsmaßnahme für besonders ausbaubetroffene VNB:**

- Die Feststellung, dass die Netzbetreiber sehr heterogen sind und keine Kriterien für eine sachgerechte Differenzierung bzw. Gruppierung definiert werden können, ist aus unserer Sicht korrekt. Die Ableitung in dieses Modell wird kritisch gesehen.
- Vor allem die Leistbarkeit der einzureichenden Anforderungen, der Planungen inkl. deren Finanzierung halten wir für nicht gegeben, wobei eine Konkretisierung der Anforderungen nicht vorliegt.
- Dieses Modell bevorzugt tendenziell größere Netzbetreiber, die aufgrund einer größeren Personalausstattung die bürokratischen Anforderungen leichter werden erfüllen können.
- Unklar ist, ob die Differenzierung tatsächlich allen Netzbetreibern offen stehen soll oder ob es eine Begrenzung durch die Regulierungsbehörden geben wird.
- Unklar ist ebenso, ob nur vom EE-Ausbau betroffene Netzbetreiber als „ausbaubetroffene VNB“ klassifiziert werden sollen oder dies für jeglichen Ausbau gilt – also auch andere Erweiterung sowie Ersatz.

### **Allgemeine Bewertung:**

- Da dieses Modell keine grundsätzliche Lösung für das bestehende Problem des Zeitverzugs anbietet, wird dieses Modell nur als denkbare Ergänzung für das Modell 1 angesehen, aber nicht als eigenständiges Modell.

## VI. Zusammenfassung

Alle vorgeschlagenen Modelle erfüllen unseres Erachtens nicht die notwendigen Bedingungen, um die Regulierung für die Zukunft so auszugestalten, dass investitions- und innovationsfreundliche Rahmenbedingungen geschaffen werden.

Modellunabhängige Vereinfachungen	1. Modell ARegV-Reform	2. Modell Kapitalkostenabgleich	3. Modell Gesamtkostenabgleich	4. Modell Differenzierte Regulierung
Regulierungskonto (PÜS): 	Angepasster EWF durch Planwerte:  	Jährlicher CAPEX-Abgleich (Plankosten) inkl. OPEX-Pauschale: 	Jährlicher CAPEX-Abgleich (Plankosten) inkl. OPEX-Pauschale: 	Öffnung IMA für besonders ausbaubetroffene VNB: 
Stärkere Pauschalierung Kapitalverzinsung:  	Anpassung des EWF als Summand: 	Alle 5 Jahre TOTEX-Benchmarking:  	Alle 2 Jahre TOTEX-Abgleich & Benchmarking:  	Differenzierungsmerkmal:  
Personalzusatzkosten:  	Efficiency Carry Over:  	Justiergröße:  	Bonus für NB die (obere) Effizienzgrenze setzen: 	Praktikabilität: 
Vereinfachtes Verfahren:  	Die IKD ist unseres Erachtens das beste Instrument, um das Problem des Zeitverzugs zu lösen. Der Vorschlag der Bundesländer trifft auf einen breiten Konsens in der Branche. Von daher wird das IKD-Modell von der Energieversorgung Limburg GmbH weiter favorisiert. Um der Heterogenität der Netzbetreiber zu begegnen, könnte die IKD mit Antragsverfahren, wie bereits vom BDEW vorgeschlagen, sinnvoll sein.			
EOG Festlegung bei Teilnetzübergängen: 				
Transparenz: 				

Als Ansprechpartner steht Ihnen Herr Becker unter der Durchwahl 461 gerne zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen

Energieversorgung Limburg GmbH

ppa. 

i.A. 