

Stellungnahme

Novelle der Anreizregulierungsverordnung

Referentenentwurf des Bundeswirtschaftsminis-
teriums zur Novelle der Anreizregulierungsve-
rordnung (ARegV) vom 19. April 2016

Berlin, 2. Mai 2016

Inhalt

1. Zusammenfassung und Kernforderungen	3
2. Zusammenhang von Zeitverzug und Sockeleffekt	5
3. Bewertung der Kernelemente des Verordnungsentwurfs	6
3.1. Kapitalkostenabgleich bei Verteilernetzbetreibern	6
3.2. Effizienzvorgaben und Verkürzung der Regulierungsperioden	9
3.3. Effizienzvergleich der Verteilernetzbetreiber (Pflichtparameter und Heterogenität)	10
3.4. Berücksichtigung steigender Betriebskosten	11
4. Bewertung weiterer Aspekte des Verordnungsentwurfs	12
4.1. Regulierungskonto (§ 5 ARegV-E)	12
4.2. Genereller sektoraler Produktivitätsfaktor (§ 9 ARegV-E)	12
4.3. Personalzusatzkosten (§ 11 Abs. 2 Nr. 9 ARegV-E)	13
4.4. Entschädigungszahlungen für Einspeisemanagement (§ 11 Abs. 5 ARegV-E)	13
4.5. Effizienzbonus (§ 12a ARegV-E)	14
4.6. Sondervorschriften Effizienzvergleich ÜNB/FNB (§ 22 ARegV-E)	15
4.7. Anpassungen bei Investitionsmaßnahmen für ÜNB und FNB (§ 23 ARegV-E)	15
4.8. Vereinfachtes Verfahren (§ 24 ARegV-E)	16
4.9. Netzübergänge (§ 26 ARegV-E)	17
4.10. Veröffentlichung von Daten (§ 31 ARegV-E)	17
4.11. Mitteilungs- und Berichtspflichten (§§ 27, 28 und 33 ARegV-E)	18
4.12. Nutzungsdauern für intelligente Netztechnik (StromNEV Anlage 1)	18

1. Zusammenfassung und Kernforderungen

Im Zuge der Energiewende muss die Netzinfrastruktur aus- und umgebaut werden. Die Politik will die Anreizregulierungsverordnung (ARegV) novellieren mit dem Ziel, einen modernen Investitionsrahmen für moderne Verteilernetze zu schaffen. Zu dem Referentenentwurf des Bundeswirtschaftsministeriums vom 19. April 2016 nimmt der BDEW nachfolgend Stellung.

Aus Sicht des BDEW wird die Novelle in der derzeitigen Ausgestaltung für viele Netzbetreiber zu einer Verschlechterung gegenüber dem geltenden Rechtsrahmen führen. Problematisch sind insbesondere die Entwertung getätigter Investitionen durch die Eliminierung von Sockel-effekten und die Verschärfung des Kostensenkungsdrucks durch kürzere Regulierungsperioden und härtere Effizienzvorgaben sowie die Anpassung der Ersatzanteile bei Investitionsmaßnahmen. Positiv ist, dass der Entwurf zumindest teilweise die Bedingungen für zukünftige Investitionen der Verteilernetzbetreiber verbessert und nicht mehr an der Abschaffung von Sicherheitselementen im Effizienzvergleich („Best-of-4“) oder der Einschränkung des vereinfachten Verfahrens festhält.

Der aktuelle Referentenentwurf ist daher nicht geeignet, den enormen Herausforderungen an die Netzinfrastruktur und die Netzbetreiber in Zeiten der Energiewende einen passenden Regulierungsrahmen zur Seite zu stellen. Weiterhin wurden die aus Sicht des BDEW in diesem Zusammenhang zu berücksichtigenden Branchenvorschläge zur Sicherstellung einer wettbewerbsfähigen Verzinsung des eingesetzten Kapitals während der Finanzmarktkrise und zur Aussetzung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors „X Generell“ nicht aufgegriffen.

Kernforderungen des BDEW:

- Die Stabilität und Verlässlichkeit des Regulierungsrahmens ist wichtig für Netzbetreiber, deren Gesellschafter und Kapitalgeber.
- Die Investitionsbedingungen der Verteilernetzbetreiber müssen verbessert werden. Dabei müssen Investitionen in der Vergangenheit dauerhaft und vollständig über den Sockeleffekt auch nach der 3. Regulierungsperiode refinanziert werden können.
- Ineffiziente Erlösanteile sollen weiterhin über 5 Jahre abgebaut werden. Regulierungsperioden sollten auch zukünftig 5 Jahre dauern. Dies begrenzt den Anstieg des bürokratischen Umsetzungsaufwands bei Netzbetreibern und Regulierungsbehörden. Effizienzvorgaben müssen erfüllbar und übertreffbar bleiben. Ein Kapitalkostenabgleich und die Effizienzvorgaben der Netzbetreiber müssen zueinander passen.
- Beim Effizienzvergleich sind bisherige Pflichtparameter bei gleichzeitiger Festlegung von zusätzlichen Pflichtparametern beizubehalten. Der Heterogenität von Netzbetreibern muss Rechnung getragen werden, indem gebietsstrukturelle Unterschiede und die jeweiligen Versorgungsaufgaben besser als bisher berücksichtigt werden.
- Steigende Betriebskosten in Folge innovativen Netzaus- und -umbaus und bedingt durch zunehmende Aufgabenübernahme der Netzbetreiber müssen auch während der Regulierungsperiode berücksichtigt werden.

- Keine grundsätzliche Abkehr von der bewährten Methodik zur typisierten Ermittlung der Ersatzanteile bei Investitionsmaßnahmen der FNB und ÜNB.
- Ungelöst lässt der Referentenentwurf das Problem der konsistenten Ermittlung des Eigenkapital-Zinssatzes. Die Aussetzung der sektoralen Produktivitätsvorgabe „X Generell“ ist geboten, da eine sachgerechte Ermittlung derzeit nicht möglich ist.

2. Zusammenhang von Zeitverzug und Sockeleffekt

Zeitverzug und Sockeleffekt basieren beide auf dem sogenannten Budgetprinzip der Anreizregulierung, wonach die Erlösobergrenze für eine Regulierungsperiode auf Grundlage der Kosten des Netzbetreibers im Basisjahr festgelegt wird.

Zur regulatorischen Ermittlung der Erlösobergrenzen werden Investitionen über die betriebsgewöhnliche Nutzungsdauer abgeschrieben, das im Anlagevermögen gebundene Kapital wird kalkulatorisch verzinst. Während die Abschreibungen über die Nutzungsdauer gleich bleiben, sinken die Restbuchwerte und damit die kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung Jahr für Jahr. Regulatorisch gehen Investitionen durch das Budgetprinzip erst mit den im nächsten Basisjahr vorhandenen Restbuchwerten in die kalkulatorische Ermittlung von Abschreibungen und Eigenkapitalverzinsung für die folgende Regulierungsperiode ein.

Dadurch entstehen drei Sockeleffekte:

1. Negativer Sockeleffekt durch anfänglichen Zeitverzug von bis zu 7 Jahren bis zur Berücksichtigung von Abschreibungen und Eigenkapitalverzinsung in Erlösobergrenze.
2. Positiver Sockeleffekt über gesamte Nutzungsdauer durch kalkulatorische Verzinsung der Restbuchwerte im Basisjahr (Nichtberücksichtigung sinkender Restbuchwerte).
3. Positiver Sockeleffekt über max. eine Regulierungsperiode am Ende der Nutzungsdauer bei Abschreibungen (Nichtberücksichtigung des Nutzungsdauerendes).

In der Praxis sind die Wirkungen der negativen Sockeleffekte größer als die über die Nutzungsdauer entstehenden positiven Sockeleffekte, was zu einer Reduzierung der mit einer Investition erzielbaren Rendite führt. Die Höhe der Sockeleffekte ist u.a. abhängig vom Investitionszeitpunkt, von der Nutzungsdauer, von der Länge der Regulierungsperioden und von den angewendeten Zinssätzen. Netzbetreiberindividuelle Effizienzvorgaben und sektorale Produktivitätsvorgaben beeinflussen ebenfalls die Sockeleffekte. Weiterhin werden bereits die absehbare Absenkung der Eigenkapitalzinssätze und die geplante Verkürzung von Regulierungsperioden zu einer deutlichen Reduzierung zukünftiger Sockeleffekte führen.

Durch einen Kapitalkostenabgleich würden Investitionen zukünftig ohne Zeitverzug in den Erlösobergrenzen berücksichtigt. Es entstehen weder negative noch positive Sockeleffekte. Für das bestehende Anlagevermögen würden aber die zukünftigen positiven Sockeleffekte beseitigt, ohne einen Ausgleich für die bereits realisierten negativen Sockeleffekte zu schaffen. Bei Bestandsanlagen führt dies neben einer geringeren Verzinsung auch zu einem Verlust von Abschreibungsscheiben für mehrere Jahre.

Durch die Beseitigung der Sockeleffekte wird Anlagevermögen der Netzbetreiber substantiell entwertet und damit Eigenkapital vernichtet. Investierende Netzbetreiber werden rückwirkend bestraft, das Vertrauen in die Verlässlichkeit der Regulierung würde bei Netzbetreibern, Gesellschaftern und Kapitalgebern nachhaltig beschädigt.

3. Bewertung der Kernelemente des Verordnungsentwurfs

3.1. Kapitalkostenabgleich bei Verteilernetzbetreibern

Ab der dritten Regulierungsperiode (Beginn 2018 für Gas-, 2019 für Stromnetzbetreiber) sollen bei allen Verteilernetzbetreibern (VNB) die Erlösbergrenzen jährlich an die aktualisierten Kapitalkosten angepasst werden. Hierzu soll bereits bei der Erlösbergrenzenfestlegung die erwartete Absenkung bei den fortgeführten Kapitalkosten der Bestandsanlagen eingepreist werden („Kapitalkostenabzug“ - § 6 ARegV-E). Die derzeit systemimmanenten Sockeleffekte würden beseitigt; gemäß einer Übergangsregelung soll für vier Jahre (dritte Regulierungsperiode) der Sockeleffekt der Investitionen aus dem Zeitraum 2008 bis 2016 erhalten bleiben.

Demgegenüber wird für Kapitalkostensteigerungen durch geplante Investitionen auf Antrag ein „Kapitalkostenaufschlag“ gewährt (§ 10a ARegV-E). Abweichungen zwischen Plan- und Ist-Investitionen sollen nachträglich erfasst und über das Regulierungskonto ausgeglichen werden. Mit Umsetzung des Kapitalkostenabgleichs würden zur dritten Regulierungsperiode auch die Instrumente Erweiterungsfaktor und Investitionsmaßnahmen für Verteilernetzbetreiber entfallen. Für bereits genehmigte Investitionsmaßnahmen würde eine Überleitung spätestens bis zum Ende der dritten Regulierungsperiode erfolgen, auf Antrag auch früher.

Übertragungs- und Fernleitungsnetzbetreiber wären vom Kapitalkostenabgleich ausgenommen; hier bliebe es bei dem Instrument der Investitionsmaßnahmen. Zukünftig soll dabei der Ersatzanteil nicht mehr nach dem 2012 geschlossenen öffentlich-rechtlichen Vergleichsvertrag pauschal festgelegt, sondern projektspezifisch ermittelt werden (vgl. § 23 ARegV-E).

Bewertung:

Ein jährlicher Kapitalkostenabgleich wäre geeignet, den Zeitverzug für zukünftige Investitionen in die Verteilernetze zu beseitigen und so die Investitionsbedingungen zu verbessern. Ein Systemwechsel muss aber sorgfältig abgewogen werden. Die weitgehende Beseitigung der Sockeleffekte bereits getätigter Investitionen würde erhebliche Werte der Netzbetreiber (und deren Gesellschafter) vernichten, den Vertrauensschutz nicht gewährleisten und Investitionen der Vergangenheit bestrafen, wenn der Übergang nicht sachgerecht umgesetzt wird. Sofern Sockeleffekte nicht dauerhaft bis zum Ende der Nutzungsdauer gewährt werden sollen, ist ein barwertneutraler Ausgleich auch über einen kürzeren Zeitraum möglich.

Wirkung des Kapitalkostenabgleichs auf unter der Anreizregulierung getätigte Investitionen

Für Investitionen nach dem ersten Basisjahr 2006 mussten Netzbetreiber mit der 2009 gestarteten Anreizregulierung einen Zeitverzug von bis zu 7 Jahren hinnehmen (negative Sockeleffekte). In den Investitionsentscheidungen wurde berücksichtigt, dass die Anlagen über die weitere Nutzungsdauer positive Sockeleffekte generieren werden (welche jedoch den Nachteil des Zeitverzugs nicht vollständig ausgeglichen hätten). Würde nun durch den Kapitalkostenabgleich der Zeitverzug für Investitionen beseitigt, wird nur der positive Sockeleffekt, nicht aber der bereits realisierte negative Sockeleffekt abgeschafft. Folgt man der Logik des

Referentenentwurfs, so müssten zumindest auch die Investitionen des Jahres 2007 in die Übergangslösung einbezogen werden.

Bei einem Systemwechsel zur dritten Regulierungsperiode wäre im Übrigen eine Übergangsregelung für die nach dem Basisjahr (Gas: 2015, Strom: 2016) und vor dem Beginn der dritten Regulierungsperiode (Gas: 2018, Strom: 2019) getätigten Investitionen erforderlich. Der Zeitverzug bis zur Berücksichtigung in der Erlösobergrenze wird zwar deutlich verringert (von 6-7 Jahre auf 1-2 Jahre), trotzdem entsteht durch die fehlende Abbildung der Kapitalkosten ein negativer Sockeleffekt. Bei einem Wechsel zum Kapitalkostenabgleich würden zukünftige positive Sockeleffekte verhindert. Im Ergebnis würden für Investitionen der Gasverteilernetzbetreiber in den Jahren 2016/2017 und der Stromverteilernetzbetreiber in den Jahren 2017/2018 die Kapitalkosten nicht vollständig erwirtschaftet werden können (u.a. Verlust von 1 bis 2 Abschreibungsscheiben). Dem Prinzip folgend, dass Investitionen nach dem Basisjahr der 3. Regulierungsperiode nicht in den Bestandsschutz einbezogen werden, muss sich der Bestandsschutz für Gasverteilernetzbetreiber nur auf die Investitionen bis einschließlich 2015 beziehen.

Durch die Beseitigung der Sockeleffekte ab der 3. Regulierungsperiode wird Anlagevermögen der Netzbetreiber substanziell entwertet und damit Eigenkapital vernichtet. Investierende Netzbetreiber werden rückwirkend bestraft, das Vertrauen in die Verlässlichkeit der Regulierung würde bei Netzbetreibern, Gesellschaftern und Kapitalgebern nachhaltig beschädigt. Die Übergangsregelung reicht bei weitem nicht aus. Für die 2007 bis 2016 im Stromverteilnetz bzw. 2007 bis 2015 im Gasverteilnetz getätigten Investitionen muss ein Vertrauensschutz für die Sockeleffekte bis zum Ende der Nutzungsdauer gewährt werden; für die nach dem Basisjahr bis Ende der zweiten Regulierungsperiode getätigten Investitionen ist zudem ein Ausgleich für entgangene Kapitalkosten zu gewähren.

Wirkung des Kapitalkostenabgleichs auf Investitionen vor der Anreizregulierung

Mit der Einführung der Anreizregulierung und dem zugrundeliegenden Budgetprinzip entstanden positive Sockeleffekte auch bei den vor der Anreizregulierung getätigten Investitionen. Bei den in den letzten Jahren vollzogenen Übernahmen von Netzen oder Netzbetreibern erfolgte die Netzbewertung in der Regel auf Grundlage des Ertragswertverfahrens. Dabei wurden auch die aus dem geltenden Recht resultierenden Sockeleffekte berücksichtigt. Eine zukünftige Beseitigung dieser Sockeleffekte hätte zur Folge, dass die Netze im Nachgang entwertet und die Käufer und deren Anteilseigner benachteiligt würden. Unsicherheiten für Investoren, die aus solchen einschneidenden Änderungen des Regulierungsregimes herrühren, wirken sich nachteilig für zukünftige Investitionsvorhaben aus. Dieser Sachverhalt ist auch bei Finanzierungen von Netzinvestitionen über Darlehensaufnahmen zu beachten, da auch hier die Ertragslage der Gesellschaft insgesamt für die Bewertung der Bonität der Netzgesellschaften herangezogen wird.

Eine systematische Differenzierung je nach Investitionszeitpunkt wäre ein Systembruch und würde verdeutlichen, dass langfristige Investitionsentscheidungen neben dem regulatorischen

Risiko von Effizienzbewertungen auch politischen Neubewertungen unterliegen. Beispielhaft genannt seien hier die enormen Investitionen im Osten Deutschlands in den 90er Jahren.

Die Beseitigung der Sockeleffekte führt zu einer Kapitalvernichtung und erschüttert das Vertrauen in die Verlässlichkeit des Regulierungsrahmens. Der Erhalt der Sockeleffekte über die dritte Regulierungsperiode hinaus ist daher zwingend erforderlich, um Regulierungskontinuität zu gewährleisten.

Weitere offene Aspekte des Kapitalkostenabgleichs

- Der Kapitalkostenaufschlag gemäß § 10a ARegV-E wird nur auf Antrag von den Regulierungsbehörden genehmigt, die Prüfkriterien und auch der Zeitpunkt der Bescheidung sind aber völlig unklar. Hier wird ohne Notwendigkeit und ohne Nutzen neue Regulierungsbürokratie geschaffen. Wenn ein Kapitalkostenabzug von den Regulierungsbehörden ex ante berücksichtigt wird, wird für den Kapitalkostenaufschlag kein bürokratisches Antragsverfahren benötigt, da Plan-Ist-Abweichungen ex-post erfasst und ausgeglichen würden.
- In den §§ 10a Abs. 3, 11 Abs. 2 Nr. 13 und 34 Abs. 8 ARegV-E wird geregelt, wie Baukostenzuschüsse (BKZ) und Anschlusskostenbeiträge im Rahmen des Kapitalkostenaufschlags behandelt werden. Richtigerweise dürfen per Zuschuss finanzierte Investitionen nicht nochmals über die Erlösobergrenze eingepreist werden. Aus diesem Grund wird im § 10a ARegV-E kalkulatorisch eine Einbeziehung der vereinnahmten Zuschüsse vorgegeben. Die Baukostenzuschüsse und Anschlusskostenbeiträge werden bereits über den bisherigen § 11 ARegV in Abzug gebracht. Dies geschieht über einen kalkulatorischen Ansatz nach § 9 StromNEV/GasNEV. Hier wird von einer Passivierung der Zuschüsse ausgegangen. Dieser Passivposten ist dann ratierlich über 20 Jahre kostenmindernd anzusetzen. Die Anpassung im § 11 ARegV-E soll gewährleisten, dass es nicht zu einem doppelten Abzug der Zuschüsse kommt. Deswegen sind die über den bisherigen § 11 ARegV in Abzug zu bringenden Zuschüsse für die jeweilige Regulierungsperiode auf Investitionen zu begrenzen, die bereits im betreffenden Basisjahr passiviert waren. Es sollte daher klargestellt werden, dass die kalkulatorische Einbeziehung der BKZ in § 10a ARegV nach demselben kalkulatorischen Ansatz erfolgt wie in § 9 StromNEV/GasNEV vorgegeben, nämlich über eine Passivierung und eine ratierliche Auflösung des Passivpostens über 20 Jahre. Die Anpassung im § 11 ARegV-E ist noch nicht vollständig sachgerecht. Es kommt zu einem ungewollten doppelten Abzug von zwei Jahresscheiben der Zuschüsse. Die ratierlichen Zuschüsse werden im Kapitalkostenaufschlag gemäß § 10a ARegV-E jahresscharf abgezogen. Im Fall des Übergangs der betreffenden bezuschussten Investition in die folgende Regulierungsperiode wären dann aber die letzten beiden Zuschussraten (die bereits kostenmindernd über den § 10a ARegV-E berücksichtigt wurden) aufgrund des Zweijahresversatz im § 11 ARegV-E nochmals kostenmindernd anzusetzen.
- Während die Sockeleffekte entfallen sollen, müssen die Abzugsbeträge gemäß § 23 Abs. 2a ARegV bei den bereits genehmigten Investitionsmaßnahmen der Verteilernetzbetrei-

ber weiterhin aufgelöst werden. Sockeleffekte, die mit dem Abzugsbetrag ausgeglichen werden sollen, existieren jedoch nach dem Systemwechsel nicht mehr. Dies führt zu einer deutlichen Schlechterstellung der Investitionsmaßnahmen z. B. zum EEG-bedingten Netzausbau sogar gegenüber reinen Ersatzmaßnahmen beim Kapitalkostenabgleich.

Bei einem Entfall der Sockeleffekte muss zu diesem Zeitpunkt für Verteilernetzbetreiber auch die Auflösung der Abzugsbeträge bei Investitionsmaßnahmen gemäß § 23 Abs. 2a ARegV enden.

- Für Erweiterungsfaktoren und Investitionsmaßnahmen für Verteilernetzbetreiber sind rechtssichere Übergangsregelungen notwendig, damit die Regulierungsbehörden die bis zum Ende der zweiten Regulierungsperiode gestellten und noch nicht beschiedenen Anträge abarbeiten und die Verteilernetzbetreiber dies auch vereinnahmen können.
- In der Anlage 2a (zu § 6) im Absatz 4 Ziffer 1 wird der Bewertungszeitpunkt für die Ermittlung der kalkulatorischen Abschreibungen zu Tagesneuwerten auf das Basisjahr bezogen. Damit erfolgt keine weitere Tagesneuwertfortentwicklung für den Bestand an Altanlagen nach 2016. Im Ergebnis ergibt sich dadurch ein höherer Abzugsbetrag gemäß § 6 für die Eigenkapitalzinsen und die Abschreibungen. Aus dem Wegfall der Inflationierung der Altanlagen folgt sich eine weitere indirekte Effizianzforderung. Eine Fortführung der Tagesneuwertindizierung gemäß heutiger ARegV würde dem entgegenwirken.

3.2. Effizienzvorgaben und Verkürzung der Regulierungsperioden

Die Regulierungsperiode soll von fünf auf vier Jahre verkürzt werden (§ 3 ARegV-E). Darüber hinaus sind die festgestellten Ineffizienzen nicht mehr bis zum Ende der Regulierungsperiode abzubauen, sondern bereits innerhalb von drei Jahren (§ 16 ARegV-E).

Beim Effizienzvergleich der Verteilernetzbetreiber bleibt es wie bisher bei der Bestabrechnung der Ergebnisse aus zwei Methoden (Dateneinhüllungsanalyse „DEA“ und stochastische Effizienzgrenzenanalyse „SFA“) und zwei Kostenbasen („Best-of-4“). Bei der DEA sollen zukünftig konstante Skalenerträge unterstellt werden (Anlage 3 ARegV-E). Damit würden auch kleine Netzbetreiber mit größeren Netzbetreibern verglichen werden.

Bewertung:

Die Verkürzung der Regulierungsperiode auf vier Jahre und der noch kürzere Zeitraum zum Abbau von Ineffizienzen würden den Kostensenkungsdruck substantiell verschärfen und gleichzeitig den bürokratischen Regulierungsaufwand erhöhen. Von den Regulierungsbehörden wurde bisher ein Großteil der Verfahren (etwa zur Festlegung der Erlösobergrenzen für die zweite Regulierungsperiode oder zur Genehmigung des Erweiterungsfaktors) nicht fristgerecht abgeschlossen. Der jetzt schon hohe Umsetzungsaufwand bei Netzbetreibern und Regulierungsbehörden wird bei kürzeren Regulierungsperioden weiter steigen.

Im letzten Jahr des Effizienzpfads wird bereits ein vollständiger Abbau der Ineffizienz unterstellt. Somit müssten Netzbetreiber faktisch bereits innerhalb von zwei anstatt bisher vier Jahren das definierte effiziente Niveau erlangen. Der Grundgedanke der Anreizregulierung wird auf diese Weise konterkariert, die gesetzlich vorgegebene Übertreffbarkeit der Effizienzvor-

gaben (§ 21a Abs. 5 EnWG) ist nicht mehr sichergestellt. Im Rahmen der Evaluierung der Anreizregulierung wurde in einem von der BNetzA beauftragten Gutachten¹ festgehalten, dass durch Verlängerung der Regulierungsperiode Effizienzwirkungen zunehmen und Investitionen in Innovationen attraktiver werden. Diese beiden wichtigen Effekte würden bei einer Verkürzung der Regulierungsperiode umgekehrt und wurden daher von der BNetzA in dem Evaluierungsbericht an das BMWi auch nicht weiter verfolgt.

In diesem Zusammenhang muss auch noch einmal die ursprüngliche Intention der Anreizregulierung betrachtet werden, deren elementarer Ansatz die Entkopplung der Kosten und Erlöse voneinander über den Verlauf der Regulierungsperiode ist. Den Netzbetreibern müssen jedoch ausreichend zeitliche Möglichkeiten gegeben werden, um die geforderten Kostenreduzierungen auch realisieren zu können. Nicht umsonst wurde der Abbau der Ineffizienzen in der 1. Regulierungsperiode über einen Zeitraum von 10 Jahren angesetzt.

Durch die Kombination der geplanten Verkürzungen der Regulierungsperiode und des Ineffizienzabbaus mit dem Kapitalkostenabzug, fokussiert sich der Ineffizienzabbau noch stärker als bisher auf die operativen Kosten. Gerade für Netzbetreiber mit geringeren Effizienzwerten ergeben sich durch die weiteren Verkürzungen drastische Vorgaben. Es ist ein deutlicher Unterschied, ob bei einem beispielhaften Effizienzwert von 70%, jährlich 6% der Kosten über 5 Jahre oder jährlich 10% der Kosten über 3 Jahre reduziert werden müssen.

Die Beibehaltung von „Best-of-4“ ist sachgerecht, da nur so Unterschiede der Methoden und Kostenbasen aufgefangen werden können. Bei der Umsetzung des Kapitalkostenabgleichs soll es gemäß BMWi zu keinem doppelten Abzug von Ineffizienzen kommen. Dazu soll der Abbaupfad der Ineffizienzen erst nach Abzug der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile und des Kapitalkostenabzugs von den Gesamtkosten angewendet werden. Korrekturbedürftig ist, dass Kapitalkosten von Anlagen, deren Sockeleffekte eliminiert wurden, überhaupt noch Effizienzvorgaben unterliegen, da deren Effizienzsteigerungspotenzial schon durch den jährlichen Kapitalkostenabgleich vollständig abgeschöpft wurde.

Die Verkürzung der Regulierungsperiode auf vier Jahre und der noch kürzere Zeitraum zum Abbau von Ineffizienzen würden den Kostensenkungsdruck substantiell verschärfen und gleichzeitig den bürokratischen Regulierungsaufwand erhöhen. Die Dauer der Regulierungsperiode sollte weiter 5 Jahre betragen. Realistische Effizienzvorgaben sollten den Abbau von Ineffizienzen bis zum Ende der Regulierungsperiode vorsehen. Nach wie vor müssen Effizienzvorgaben erreichbar und übertreffbar sein.

3.3. Effizienzvergleich der Verteilernetzbetreiber (Pflichtparameter und Heterogenität)

Beim Effizienzvergleich der Verteilernetzbetreiber sollen die bisher im § 13 ARegV vorgeschriebenen Pflichtparameter entfallen, die Auswahl soll der BNetzA überlassen bleiben. Um die Unsicherheit bei den Netzbetreibern über künftige Vergleichsparameter zu reduzieren, sollen die Auswahlmaßstäbe in § 13 ARegV ergänzt werden.

¹ E-Bridge: Internationale Regulierungssysteme, Endbericht vom 18.08.2014.

Bewertung:

Die beschriebenen Auswahlmaßstäbe können die Unsicherheit über die Ausgestaltung und Ergebnisse zukünftiger Effizienzvergleiche nicht spürbar verringern. Beim Effizienzvergleich muss der Heterogenität Rechnung getragen werden, indem die gebietsstrukturellen Unterschiede und die jeweiligen Versorgungsaufgaben besser als bisher berücksichtigt werden.

Grundsätzlich ist eine mögliche Voraussetzung hierfür die Beibehaltung der bisherigen Pflichtparameter bei gleichzeitiger Festlegung von zusätzlichen Pflichtparametern auch für zukünftige Regulierungsperioden. Dabei ist auf eine sinnvolle Kontinuität der Effizienzvergleichsmodelle zu achten.

3.4. Berücksichtigung steigender Betriebskosten

Anders als bei den ebenfalls diskutierten Ansätzen „Schäfer-Modell“ und „Investitionskosten-differenz“ und anders als bei dem aktuellen Instrument der Investitionsmaßnahmen soll es beim Kapitalkostenabgleich keinen Ausgleich für während der Regulierungsperiode steigende Betriebskosten geben. Bisher wurden solche steigenden Aufwendungen durch den TOTEX-Erweiterungsfaktor oder die Betriebskostenpauschale bei Investitionsmaßnahmen abgebildet.

Bewertung:

Der geplante Entfall des Erweiterungsfaktors in Kombination mit dem Verzicht auf eine Betriebskostenpauschale beim Kapitalkostenabgleich benachteiligt intelligente Lösungen mit höheren Betriebskostenanteilen gegenüber kapitalintensiven Investitionen und behindert damit den innovativen Netzaus- und Umbau. Die energiewendebedingten Herausforderungen verursachen nicht nur Investitionen und anlagenbezogene Wartungsaufwendungen, sondern auch erheblichen Umsetzungs- und Abwicklungsaufwand (z.B. EEG-Abrechnung).

Bei Entfall des Erweiterungsfaktors wird als Kompensation ein neues Instrument für die Abbildung extern ausgelöster Betriebskostensteigerungen benötigt. Alternativ zu einer an die Kapitalkostendifferenz gekoppelten Betriebskostenpauschale sind auch andere Lösungen wie ein an bestimmte Parameter (z.B. Ein- und Ausspeisepunkte) gekoppelter Betriebskostenfaktor denkbar/zu prüfen.

4. Bewertung weiterer Aspekte des Verordnungsentwurfs

4.1. Regulierungskonto (§ 5 ARegV-E)

Das Regulierungskonto soll wie bei der periodenübergreifenden Saldierung jährlich saldiert und über drei Jahre ausgeglichen werden. Die Ermittlung und Führung des Regulierungskontos soll dabei zukünftig durch die Netzbetreiber erfolgen. Die erste Auflösung des Regulierungskontos nach dem Inkrafttreten der Novelle umfasst alle noch offenen Jahre seit 2012 für den Gasbereich und seit 2013 für den Strombereich (§ 34 Abs. 4 ARegV-E).

Bewertung:

Die Änderung wird grundsätzlich unterstützt. Es ist jedoch sicherzustellen, dass die Übertragung der Pflicht zur Führung des Regulierungskontos von der Regulierungsbehörde auf den Netzbetreiber nicht zu Rechtsunsicherheit über die Höhe des ansetzbaren Regulierungskontosaldos beim Netzbetreiber führt. Von daher sollte die Regulierungsbehörde zur Prüfung des Regulierungskontos verpflichtet werden.

Aufgrund der zum Teil recht hohen Salden auf dem Regulierungskonto sollte außerdem eine Übergangsregelung verankert werden, die die Auflösung dieser hohen Beträge über mehrere Jahre vorsieht oder nicht gleichverteilt, sodass es nicht zu hohen Schwankungen aufgrund des Systemwechsels kommt.

4.2. Genereller sektoraler Produktivitätsfaktor (§ 9 ARegV-E)

Der generelle sektorale Produktivitätsfaktor („X Generell“) ist für die erste und zweite Regulierungsperiode in der ARegV normativ festgelegt. Ab der dritten Regulierungsperiode ist der X Generell durch die BNetzA zu ermitteln und festzulegen (vgl. § 32 Abs. 1 Nr. 2 ARegV-E). Durch eine Änderung in § 9 Abs. 3 ARegV-E soll nun ermöglicht werden, dass die BNetzA ausschließlich Daten von Netzbetreibern verwendet, die nicht die Teilnahme am vereinfachten Verfahren gewählt haben.

Bewertung:

Der X Generell berücksichtigt die erwarteten Produktivitätssteigerungen bereits während einer Regulierungsperiode und beeinflusst die wirtschaftliche Situation der Netzbetreiber maßgeblich. Dies stellt hohe Anforderungen an die Methodik und Datenbasis der Festlegung. Durch die vorgesehene Einschränkung der Datenbasis auf eine Teilgruppe von Netzbetreibern könnte die Ermittlung eines für die Grundgesamtheit aller Netzbetreiber repräsentativen technologischen Fortschritts („Frontier Shift“) zusätzlich beeinträchtigt werden.

Vor dem Hintergrund der Investitionsherausforderungen und der bestehenden Probleme bei der sachgerechten Ermittlung eines X Generell plädiert der BDEW dafür, für die dritte Regulierungsperiode den generellen Produktivitätsfaktor auszusetzen.

4.3. Personalzusatzkosten (§ 11 Abs. 2 Nr. 9 ARegV-E)

Der für die Zuordnung zu den dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteilen relevante Stichtag soll auf den 31. Dezember 2016 verschoben werden.

Bewertung:

In der aktuellen Regulierungspraxis fallen Personalzusatzkosten, die im Rahmen des Netzbetriebs bei einem vom Netzbetreiber unmittelbar oder mittelbar beauftragten Energieversorgungsunternehmen (Dienstleister) entstehen, nicht unter die Regelungen des § 11 Abs. 2 Nr. 9 ARegV. Dies führt dazu, dass Netzbetreiber, die ihre Leistung unter Einbindung von konzerninternen Dienstleistern oder durch überlassene Mitarbeiter erbringen, für deren Personalzusatzkosten den Effizienzvorgaben unterliegen, was im Falle einer Direktanstellung dieser Mitarbeiter beim Netzbetreiber nicht der Fall wäre.

Zur Vermeidung von Verzerrungen im Effizienzvergleich und zur Reduzierung des Prüfungsaufwandes ist klarzustellen, dass Personalzusatzkosten, die im Rahmen des Netzbetriebs bei einem vom Netzbetreiber unmittelbar oder mittelbar beauftragten Energieversorgungsunternehmen (Dienstleister) entstehen, auch unter die Regelungen der Personalzusatzkosten gemäß § 11 Abs. 2 Nr. 9 ARegV fallen.

4.4. Entschädigungszahlungen für Einspeisemanagement (§ 11 Abs. 5 ARegV-E)

Kosten der Verteilnetzbetreiber für Entschädigungszahlungen nach § 15 EEG (für Einspeisemanagement-Maßnahmen) sollen zukünftig den volatilen Kostenanteilen zugeordnet werden, es sei denn, die Maßnahme wurde durch den Übertragungsnetzbetreiber auf Grundlage des § 13 Abs. 2 EnWG angewiesen. Diese Kosten können somit bereits auf Plankostenbasis geltend gemacht werden, fließen aber zukünftig auch in den Effizienzvergleich ein.

Bewertung:

Zu Recht fallen die Maßnahmen zum Einspeisemanagement bisher vollständig unter die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten. Die erheblich kostenerhöhende Wirkung im Effizienzvergleich kann durch eine empfehlende und nicht einmal verpflichtende Berücksichtigung eines Vergleichsparameters im Effizienzvergleich gem. §13 ARegV nicht kompensiert werden. Zumal bislang keine Methodik gefunden wurde, die kostenerklärenden Parameter für heterogene Netzbetreiber überhaupt zu identifizieren. Es sind relativ wenige Netzbetreiber, diese aber sehr wesentlich betroffen. Schon vom Netzbetreiber nicht zu verantwortende Verzögerungen im Netzausbau können starke pönalisierende Wirkung entfalten. Das (Effizienz-) Risiko tragen damit die Netzbetreiber, die stark von der Energiewende betroffen sind.

Die Berücksichtigung der Entschädigungszahlungen für Einspeisemanagement im Effizienzvergleich verringert außerdem die Anreize für die Anwendung der Spitzenkappung und der damit verfolgten Reduzierung der Netzausbauinvestitionen durch Implementierung intelligenter Netze. Den hohen sofort wirkenden Ausgleichszahlungen stehen nur langsam wachsende Einsparungen durch vermiedenen Netzausbau gegenüber. Zudem ist die Höhe der Entschädigungszahlungen im Basisjahr zu großen Teilen von nicht beeinflussbaren Faktoren wie Wit-

terung abhängig. Des Weiteren kann der Ausbau der Netze mit dem Zubau der erneuerbaren dezentralen Einspeisekapazität kurzfristig nicht Schritt halten.

Desweiteren ist die Einschränkung auf die durch die Übertragungsnetzbetreiber auf Grundlage des § 13 Abs. 2 EnWG angewiesenen Maßnahmen einerseits unzureichend, da auch vorgelagerte Verteilernetzbetreiber entsprechende Anweisungen treffen können, andererseits würde die getrennte Kostenzuordnung zusätzliche Bürokratie verursachen.

Grundsätzlich ist die Beseitigung des Zeitverzugs bei der Berücksichtigung der Entschädigungszahlungen zu begrüßen. Ein Systemwechsel von einem Modell mit einem Zeitverzug von 2 Jahren hin zu einem Modell ohne Zeitverzug muss jedoch sachgerecht umgesetzt werden. So ist sicherzustellen, dass zum Zeitpunkt der Umstellung auch noch die Kosten der vergangenen zwei Jahre in den Erlösobergrenzen berücksichtigt werden dürfen, welche vom Netzbetreiber bereits verauslagt wurden, aber durch den Zeitverzug von 2 Jahren bisher nicht in der Erlösobergrenze angesetzt werden durften.

Kosten für Maßnahmen nach § 15 EEG müssen daher vollständig als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten ohne Zeitverzug und nicht als volatile Kosten behandelt werden.

Das Problem Zeitverzug kann analog zum Vorgehen bei den vorgelagerten Netzkosten und den vermiedenen Netzentgelten geheilt werden. Um hinreichende Anreize für eine Spitzenkappung zu setzen, ist eine entsprechende Anreizkomponente zur Abdeckung der mit zunehmendem Einspeisemanagement verbundenen Betriebskosten und Risiken erforderlich.

4.5. Effizienzbonus (§ 12a ARegV-E)

Für besonders effiziente Verteilernetzbetreiber soll zukünftig ein Effizienzbonus möglich sein. Dieser soll auf Grundlage einer Supereffizienzanalyse ermittelt (Supereffizienzwert maximal 5 Prozent) und über die nächste Regulierungsperiode verteilt werden (d.h. 1,25 Prozent p.a.).

Bewertung:

Grundsätzlich ist die Implementierung eines Effizienzbonus für besonders effiziente Netzbetreiber zu begrüßen. Leider setzt der Supereffizienzbonus nur einen Anreiz für eine kleine Gruppe von Netzbetreibern (100% effizient in DEA). Durch die Deckelung auf 5 % (1,25%/a) bleibt hier die Wirkung und damit der Anreiz begrenzt. Ausgeschlossen vom Bonus und damit benachteiligt würden Netzbetreiber, deren Effizienzwert aus der SFA-Methode herrührt, und auch alle Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren.

Der Effizienzbonus würde damit bei wenigen Netzbetreibern solche Aktivitäten anreizen, die kurzfristig zu Effizienzgewinnen im nächsten Basisjahr führen. Innovative und mittel- und langfristig effiziente Lösungen, die den konventionellen Investitionsbedarf reduzieren und dafür höhere Betriebskosten verursachen, würden von dem Effizienzbonus nicht erfasst und damit auch nicht angereizt.

4.6. Sondervorschriften Effizienzvergleich ÜNB/FNB (§ 22 ARegV-E)

Der Effizienzvergleich bei Übertragungsnetzbetreibern und Fernleitungsnetzbetreibern erfolgt nach Sondervorschriften des § 22 ARegV.

Bewertung:

Für ÜNB und FNB ist keine Bestabrechnung aus vier Effizienzwerten („Best-of-4“) wie bei den Verteilernetzbetreiber vorgesehen. Für Übertragungsnetzbetreiber ist weiterhin nur die Methode der Effizienzwertermittlung auf Basis des internationalen Effizienzvergleichs oder hilfsweise der Referenznetzanalyse vorgesehen. Allerdings sind weder die Referenznetzanalyse noch der internationale Effizienzvergleich allein geeignet, belastbare Ergebnisse für einen Effizienzwert zu liefern. Daher sind Maßnahmen zur Absicherung der jeweiligen Ergebnisse des Effizienzvergleichs durch eine „best of Abrechnung“ zu ergreifen, z.B. durch Abrechnung über mehrere Effizienzergebnisse auf Basis verschiedener Methoden, verschiedener Parameterkombinationen bzw. differenzierter Standardkostensätze.

Zur Sicherstellung der Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit von Effizienzvorgaben sollte auch für Übertragungsnetzbetreiber und Fernleitungsnetzbetreiber ein Sicherheitsmechanismus implementiert werden, analog dem „Best-of-4“ für Verteilernetzbetreiber.

4.7. Anpassungen bei Investitionsmaßnahmen für ÜNB und FNB (§ 23 ARegV-E)

ÜNB und FNB sind vom Kapitalkostenabgleich ausgenommen; hier bleibt es bei dem Instrument der Investitionsmaßnahmen. Zukünftig soll dabei der Ersatzanteil projektspezifisch ermittelt werden.

Bewertung:

Die grundsätzliche Beibehaltung der Investitionsmaßnahmen (IMA) für ÜNB und FNB wird begrüßt, da hiermit eine sachgerechtere Abbildung von den hier typischen Großprojekten möglich ist. Der projektspezifische Ersatzanteil und die Verkürzung der Regulierungsperioden werden jedoch - entgegen der Stabilitätsanforderungen der ÜNB und FNB - erhebliche negative Auswirkungen auf alle Investitionsmaßnahmen haben, die von dem Bestandschutz im Referentenentwurf nicht erfasst werden. Die Einführung eines in jedem Einzelfall zu ermittelnden projektspezifischen Ersatzanteils steht im Widerspruch zu der derzeitigen Regulierungspraxis. Die Bundesnetzagentur und die betroffenen Netzbetreiber hatten sich erst 2012 im Rahmen eines öffentlich-rechtlichen Vergleichsvertrages auf die Beilegung langwieriger Rechtsstreitigkeiten und die Vorgehensweise bei der Genehmigung von Investitionsmaßnahmen geeinigt. Ein Abweichen vom aktuellen Prinzip des Vergleichsvertrags wirft erneut Fragen bezüglich der konkreten Ermittlung und Umsetzung auf und schafft somit erhebliche Rechtsunsicherheit.

Die Verkürzung der Regulierungsperioden würde sich ebenfalls auf die Genehmigungsdauer bei IMA auswirken. Solche maßgeblichen Veränderungen haben einen direkten Einfluss auf die Projektrenditen und sind den Investoren im In- und Ausland nicht vermittelbar. Bei einer Verkürzung der Regulierungsperioden wäre auch das derzeit angewandte Bemessungs-

dell für die Berechnung des Abzugsbetrages in § 23 Abs. 2a ARegV von drei Jahren korrekturbedürftig. Auch deshalb sollte die Dauer der Regulierungsperioden bei fünf Jahren belassen werden.

Ferner weist der BDEW darauf hin, dass in der nunmehr enthaltenen Aufzählung des § 23 Absatz 2b ARegV der beispielhaften Investitionstypen, die keinem Ersatzanteil unterliegen sollen, unter der lit. 5 noch die Nennung von Erdgasverdichtern und ihrer notwendigen Peripherieanlagen fehlt.

4.8. Vereinfachtes Verfahren (§ 24 ARegV-E)

Beim vereinfachten Verfahren gemäß § 24 ARegV sollen die Schwellenwerte für die Teilnahme unverändert bei 15.000 angeschlossenen Kunden bei Gasverteilernetzbetreibern und 30.000 angeschlossenen Kunden bei Stromverteilernetzbetreibern bleiben. Anträge für das vereinfachte Verfahren sollen zukünftig bereits zum 31. März des vorletzten der Regulierungsperiode vorangehenden Kalenderjahr gestellt werden (bisher 30. Juni).

Der bisher pauschal auf 45 Prozent festgelegte Anteil der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten (dnbK) soll auf 5 Prozent abgesenkt werden. Zusätzlich sollen vorgelagerte Netzkosten und vermiedene Netzentgelte netzbetreiberscharf berücksichtigt werden.

Bewertung:

Die Beibehaltung der Schwellenwerte wird begrüßt.

Die schlagartige Absenkung des Anteils dauerhaft nicht beeinflussbarer Kostenanteile von 45% auf 5% zzgl. vorgelagerte Netzkosten und vermiedene Netzentgelte würde zu einer erheblichen Mehrbelastung kleiner Netzbetreiber führen. Viele Gasverteilernetzbetreiber haben unter Berücksichtigung der geltenden Rechtslage (Antragsfrist 30. Juni 2016, dnbK-Anteil 45%) das vereinfachte Verfahren bereits beantragt. Von mehreren Regulierungsbehörden wurden die Anträge auch schon bearbeitet und genehmigt. Um Verwerfungen und Fehlanreize zu vermeiden sowie im Sinne des Vertrauensschutzes wäre allenfalls eine moderate Absenkung des dnbK-Anteils (z.B. 15% + vorgelagerte Netzkosten + vermiedene Netzentgelte) angemessen. Eine weitere Absenkung des dnbK-Anteils könnte in der dritten Regulierungsperiode auf Basis des von der BNetzA vorzulegenden Berichts zur Struktur und Effizienz von Netzbetreibern im vereinfachten Verfahren (§ 33 Abs. 7 ARegV-E) geprüft werden.

Aufgrund der laufenden Antragsfrist für die dritte Regulierungsperiode Gas (Frist: 30. Juni 2016) und der Unsicherheit über die zukünftigen Regelungen im vereinfachten Verfahren ist eine Übergangsregelung notwendig. Da nicht nur der pauschale Anteil der dnbK, sondern auch andere Inhalte der ARegV-Novelle relevant für die Bewertung des vereinfachten Verfahrens (z.B. Ausgestaltung Effizienzvergleich, Personalzusatzkosten) sind, sollte die Antragsfrist verlängert werden (z.B. 4 Wochen nach Inkrafttreten) und für bereits gestellte/beschiedene Anträge eine Rücktrittsoption eingeräumt werden.

4.9. Netzübergänge (§ 26 ARegV-E)

Wenn sich die beteiligten Netzbetreiber nicht über die Aufteilung der Erlösobergrenze innerhalb von sechs Monaten einigen, soll die Aufteilung durch die Regulierungsbehörde erfolgen. Der Erlösobergrenzenanteil berechnet sich dann aus den Kapitalkosten des übergehenden Netzteils zuzüglich eines Pauschalbetrages für die übrigen Kosten.

Bewertung:

Bei der Aufteilung von Erlösobergrenzen infolge von Netzübergängen darf das Streben nach Vereinfachungen nicht zu unsachgemäßen Ergebnissen führen. **Eine Festlegung eines pauschalen Maßstabs zur Aufteilung von Erlösobergrenzen wird abgelehnt.** Der vorgesehene Restwertschlüssel ist zur Aufteilung des OPEX-Anteils nicht verursachungsgerecht. Eine gütliche Einigung und sachgerechte Netzbewertung im Verkaufsprozess würde durch einen pauschalen Aufteilungsmaßstab in der ARegV eher erschwert als erleichtert: Jene Partei, die vom pauschalen Aufteilungsmaßstab profitiert, hätte einen Anreiz, sachgerechtere Lösungen zu blockieren. Die **Aufteilung muss weiterhin kostenbasiert und einzelfallspezifisch erfolgen.** Die Begründung weist selbst darauf hin, dass abhängig u.a. von Personalübergängen und Betriebskonzepten unterschiedliche Kosten entstehen; dies spricht gegen eine Pauschalierung. Zudem ist unklar, wie bei verspäteter Bescheidung von Erlösobergrenzen vorgegangen wird.

4.10. Veröffentlichung von Daten (§ 31 ARegV-E)

Zukünftig sollen von den Regulierungsbehörden deutlich mehr netzbetreiberbezogene Daten veröffentlicht werden (Erlösobergrenze, angepasste Erlösobergrenze, Effizienzwert, Aufwandsparemeter, Vergleichsparemeter, Supereffizienzwert, Effizienzbonus, Erweiterungsfaktor, Investitionsmaßnahmen, Kapitalkostenaufschlag, dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile, volatile Kostenanteile, Kennzahlen Versorgungsqualität, Regulierungskonto).

Bewertung:

Zielgenaue Ansätze für mehr Transparenz werden vom BDEW mitgetragen. Unklar ist aber, welches Ziel mit der Veröffentlichung der genannten Daten verfolgt werden soll. Aufgrund der Komplexität des Regulierungssystems ist fraglich, ob die erhöhte Transparenz tatsächlich zu mehr Akzeptanz führen wird oder eher mehr Fragen aufwerfen würde. Neben der Veröffentlichung netzbetreiberbezogener Daten wäre die Bereitstellung aggregierter netzwirtschaftlicher Daten und die Erläuterung der sachlichen Zusammenhänge sinnvoll. Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse müssen mit Blick auf den Wettbewerb zwischen Netzbetreibern weiterhin geschützt werden. Im Weiteren ist der Umgang mit nicht bestandskräftigen bzw. verspäteten Bescheiden bzw. Beschlüssen unklar. Zur Begrenzung des bürokratischen Aufwands sollte in einer Übergangsvorschrift überdies klargestellt werden, dass die Umsetzung einheitlich zur dritten Regulierungsperiode erfolgt.

4.11. Mitteilungs- und Berichtspflichten (§§ 27, 28 und 33 ARegV-E)

Neu eingeführt werden folgende Monitoring- und Berichtspflichten der BNetzA:

- Evaluierungsbericht zur Anreizregulierung - bis Ende 2023 (§ 33 Abs. 1 ARegV-E),
- Bericht zur Weiterentwicklung der Effizienzvergleichsmethoden - bis Ende 2023 (§ 33 Abs. 4 ARegV-E),
- Monitoring des Investitionsverhaltens der Netzbetreiber (§ 33 Abs. 5 ARegV-E),
- Bericht zum Monitoring kurzer Versorgungsunterbrechungen unter drei Minuten bei Stromverteilnetzbetreibern – im Laufe der dritten Regulierungsperiode (§ 33 Abs. 6 ARegV-E),
- Bericht zur Ausgestaltung eines Qualitätselements Netzleistungsfähigkeit – bis Ende 2020 (§ 33 Abs. 7 ARegV-E),
- Bericht zur Struktur und Effizienz von Netzbetreibern im vereinfachten Verfahren mit Vorschlägen zur weiteren Ausgestaltung und zur Höhe der Schwellenwerte - im Laufe der dritten Regulierungsperiode (§ 33 Abs. 8 ARegV-E).

Bewertung:

Es ist unklar, wie die Angemessenheit des Investitionsverhaltens bewertet werden soll und ob das Indikatorsystem hierfür geeignet ist. Ein Monitoring setzt keine Investitionsanreize. Ein Monitoring kann nur nachträglich Fehlentwicklungen feststellen, die sich aufgrund der langfristigen Investitionsentscheidungen kurzfristig nicht korrigieren lassen.

Es wird begrüßt, dass das Monitoring kurzer Versorgungsunterbrechungen nur bei den Netzbetreibern umgesetzt werden soll, die über die erforderliche Technik bereits verfügen.

4.12. Nutzungsdauern für intelligente Netztechnik (StromNEV Anlage 1)

In die Anlage 1 der StromNEV sollen Nutzungsdauern für intelligente Netztechnik (regelbare Ortsnetztransformatoren und Spannungslängsregler) aufgenommen werden.

Bewertung:

Die Nutzungsdauern für die verschiedenen Bestandteile der regelbaren Ortsnetzstationen sollten zum Teil kürzer angesetzt werden. Der Ansatz für Transformatoren mit 30-35 Jahren erscheint grundsätzlich geeignet, die Nutzungsdauer der Längsregler sollte ebenfalls bei 30-35 Jahren, die Nutzungsdauer der Regeleinheiten sollte eher bei 15 Jahren fixiert werden.

Ansprechpartner:

Jan Kiskemper
Telefon: +49 30 300199-1132
jan.kiskemper@bdew.de

Dr. Michael Koch
Telefon: +49 30 300199-1530
michael.koch@bdew.de