

Stellungnahme

BMWi-Eckpunkte zur ARegV-Novelle

Eckpunktepapier des
Bundeswirtschaftsministeriums
„Moderner Regulierungsrahmen für moderne
Verteilernetze“ vom 16. März 2015

Berlin, 28. April 2015

Inhalt

A.	Zusammenfassung	3
B.	Hintergrund.....	3
C.	Gesamtbewertung des Eckpunktepapiers.....	4
1.	Investitionen in eine leistungsfähige Energieinfrastruktur sind gefährdet.....	5
2.	Verschärfter Kostensenkungsdruck durch unrealistische Effizienzvorgaben	5
3.	Mehr Bürokratie durch Einschränkung des vereinfachten Verfahrens	6
4.	Keine Anreize für innovative Lösungen beim intelligenten Netzausbau	6
5.	Betriebswirtschaftlich nachvollziehbare Kostenrechnung notwendig	6
D.	Inkonsistenzen im BMWi-Eckpunktepapier	7
E.	Kommentierung der BMWi-Eckpunkte	8
1.	Investitionsbedingungen verbessern	8
2.	Effizienzanreize stärken	11
3.	Verfahren vereinfachen.....	16
4.	Transparenz erhöhen.....	19
5.	Qualität aufrechterhalten.....	20
F.	Weiterer Handlungsbedarf bei ARegV-Novelle	21
1.	Generellen sektoralen Produktivitätsfaktor abschaffen.....	21
2.	Wettbewerbsfähige Verzinsung des eingesetzten Kapitals	21
3.	Korrekturen an Methodik der Kapitalkostenkalkulation	22
4.	Reduzierung des Regulierungsaufwands	22
5.	Regulatorische Aspekte des Rollouts intelligenter Zähler und Messsysteme	22
6.	Personalzusatzkosten	23

A. Zusammenfassung

Das Bundeswirtschaftsministerium (BMWi) hat am 16. März 2015 Eckpunkte für die geplante Novellierung der Anreizregulierungsverordnung vorgelegt. Die Eckpunkte sind in den Details noch nicht konkretisiert, greifen aber Anpassungsvorschläge aus dem BNetzA-Evaluierungsbericht zur Anreizregulierung auf.

Ziele der Weiterentwicklung der Anreizregulierung sind die substantielle Verbesserung der Investitionsbedingungen für die Verteilnetzbetreiber und das Setzen von Anreizen für innovative Lösungen (u.a. um den konventionellen Ausbaubedarf zu reduzieren) in einem angemessenen und verlässlichen Regulierungsrahmen. Die vorliegenden Eckpunkte sind nicht geeignet, den Auftrag des Koalitionsvertrags zur Verbesserung der Investitionsbedingungen in den Verteilnetzen zu erfüllen. Stattdessen würde die Umsetzung einer Reihe der vorgeschlagenen Eckpunkte bei den Netzbetreibern zu einer deutlichen Verschlechterung der Investitionsbedingungen führen. So will das BMWi den Sicherheitsmechanismus „Best-of-4“ im Effizienzvergleich abschaffen und weniger Netzbetreibern den Zugang zum vereinfachten Verfahren ermöglichen. Auch das Problem des Zeitverzugs bei der Anerkennung von Investitionskosten bleibt für den Großteil der Verteilnetzbetreiber weiterhin ungelöst.

Der BDEW sieht daher dringenden Nachbesserungsbedarf bei den Eckpunkten zur ARegV-Novelle. Zusätzlich besteht hinsichtlich einiger Rahmenbedingungen weiterer Handlungsbedarf, der in den Eckpunkten nicht angesprochen wurde, der aber zur erfolgreichen Bewältigung der Energiewende nicht ignoriert werden darf.

B. Hintergrund

Am 16. März 2015 hat das Bundeswirtschaftsministerium (BMWi) das Eckpunktepapier „Moderner Regulierungsrahmen für moderne Verteilernetze“ veröffentlicht. In diesem Eckpunktepapier beschreibt das BMWi die Schwerpunkte bei der geplanten Novellierung der Anreizregulierungsverordnung (ARegV). Die ARegV-Novelle soll auf den Ergebnissen und Empfehlungen der Netzplattform-Studie „Moderne Verteilernetze für Deutschland“ und dem Evaluierungsbericht der Bundesnetzagentur zur Anreizregulierung basieren. Auf Basis der BMWi-Eckpunkte soll der Entwurf zur Änderung der Anreizregulierungsverordnung erarbeitet und noch vor der Sommerpause vom Bundeskabinett beschlossen werden.

C. Gesamtbewertung des Eckpunktepapiers

Es ist zu begrüßen, dass das Bundeswirtschaftsministerium frühzeitig informiert, welche Schwerpunkte bei der Novellierung der ARegV gesetzt werden sollen. Die Eckpunkte werden jedoch den energiepolitischen Herausforderungen und den selbst gesetzten Zielen nicht gerecht. In Summe ist das Eckpunktepapier nicht ausgewogen, da es an vielen Stellen methodisch nicht begründet den Kostensenkungsdruck für alle Netzbetreiber auf ein unrealistisch hohes Maß erhöht, aber nur wenig wirksame Verbesserungen vorsieht. Der BDEW sieht dringenden Nachbesserungsbedarf, um die notwendigen Investitionen in die Netzinfrastruktur nicht zu gefährden und Anreize für Investitionen und intelligente Lösungen zu setzen.

Politisches Ziel der Weiterentwicklung der Anreizregulierung ist die substantielle Verbesserung der Investitionsbedingungen für die Verteilnetzbetreiber, das Setzen von Anreizen für innovative Lösungen (u.a. um den konventionellen Ausbaubedarf zu reduzieren) und dabei für alle Netzbetreiber - auch für Transportnetzbetreiber - ein stabiles und verlässliches Regulierungssystem mit ausreichend Planungssicherheit für Investoren sicherzustellen. Mit den vorliegenden Eckpunkten werden diese Ziele nicht erreicht.

Der weitere Verfahrensablauf bis zur ARegV-Novelle ist unklar. Die beabsichtigten Änderungen sind in vielen Fällen erst grob umrissen und können daher vom BDEW noch nicht umfassend und abschließend beurteilt werden. Vor der Ausarbeitung des Entwurfs einer Verordnungsänderung sollten Einzelfragen und Ausgestaltung zwischen BMWi, Ländern und Branche konstruktiv erörtert werden. Aufgrund der enormen wirtschaftlichen Auswirkungen für Netzbetreiber, der hohen Komplexität des Regulierungsmodells und der Wechselwirkungen zwischen einzelnen Instrumenten sollte zwingend eine Konsultation zum Referentenentwurf zur ARegV-Novelle mit angemessener Frist zur Stellungnahme erfolgen.

Bei den Punkten, bei denen das BMWi entgegen den Empfehlungen aus dem BNetzA-Evaluierungsbericht Verschlechterungen für die Netzbetreiber beabsichtigt, sind weder der Handlungsbedarf noch die Eignung der Änderungsvorschläge erkennbar. Fundamentale Änderungen wie die Einführung eines Durchschnittseffizienzwertes und die Absenkung der Schwellenwerte für das vereinfachte Verfahren wirken investitionsschädlich und sind daher vor dem Hintergrund der Aufgaben der Energiewende höchst kontraproduktiv.

Es scheint das Ziel zu sein, die geplanten Änderungen zur dritten Regulierungsperiode (Gas ab 2018, Strom ab 2019) in Kraft treten zu lassen. Die Beseitigung des Zeitverzugs im Verteilnetz und Anreize für innovative Lösungen beim intelligenten Netzausbau und -umbau sollten aber schon vorher umgesetzt werden. Zu einzelnen Änderungen werden explizite Regelungen zum Umsetzungszeitpunkt und zur Überleitung notwendig sein. Dabei ist insbesondere zu gewährleisten, dass den Netzbetreibern keine Nachteile bei bereits genehmigten oder beantragten Verfahren, z.B. dem Erweiterungsfaktor, entstehen.

Das BMWi hat am 9. Februar 2015 Eckpunkte für das „Verordnungspaket Intelligente Netze“ veröffentlicht. Das Verordnungspaket soll gemeinsam mit der ARegV-Novelle vor der Sommerpause vom Bundeskabinett beschlossen werden. In den Eckpunkten zur ARegV-Novelle gibt es derzeit keinerlei Ansätze, wie die Anforderungen an Netzbetreiber aus dem geplanten Rollout von intelligenten Zählern und Messsystemen regulatorisch berücksichtigt werden.

1. Investitionen in eine leistungsfähige Energieinfrastruktur sind gefährdet

Die jetzt vorliegenden Eckpunkte des Bundeswirtschaftsministeriums führen in Summe nicht zu besseren Investitionsbedingungen. Obwohl die Bundesregierung laut Koalitionsvertrag das Ziel hat, die Investitionsbedingungen in den Verteilnetzen zu verbessern, wird der Zeitverzug zwischen Investitionen und den damit verbundenen Kapitalrückflüssen nicht nachhaltig aufgelöst. Lösungsansätze für energiewendebedingte Umstrukturierungen bei selektiv ausgewählten Verteilnetzbetreibern führen zu einer verschärften Ungleichbehandlung von Netzbetreibern und verschiedenen Investitionsarten. Die Netzbetreiber sollen auch nach zwei Regulierungsperioden noch mit einem generellen Produktivitätsfaktor belastet werden. Auch eine Reform der Methodik zur Eigenkapitalverzinsung, die aufgrund der Finanzmarktkrise notwendig ist und die langfristige Investitionsentscheidungen erleichtern würde, wird nicht angegangen.

2. Verschärfter Kostensenkungsdruck durch unrealistische Effizienzvorgaben

Das Bundeswirtschaftsministerium plant, den Kostendruck für alle Netzbetreiber durch unrealistische und methodisch nicht begründbare Effizienzvorgaben mittels Durchschnittseffizienzwert deutlich zu erhöhen. Durch den Abbau von notwendigen Sicherungsmechanismen im Effizienzvergleich ist die im Energierecht geforderte Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit von Effizienzvorgaben (§ 21a Abs. 5 EnWG) nicht mehr sichergestellt. Stattdessen würden Schwächen der Methoden und Verzerrungen in der Datenbasis direkt auf die Ertragskraft und damit auch Investitionsfähigkeit der Netzbetreiber durchschlagen. Durch die Einführung eines Durchschnittseffizienzwertes können z.B. bei Verteilnetzbetreibern im Mittel 6-8% und im Maximum 15-20% niedrigere Effizienzwerte resultieren; investierende Netzbetreiber würden „automatisch“ ihren Effizienzwert gegenüber nicht-investierenden Netzbetreibern verschlechtern. Das Motto „Wer investiert, verliert!“ kann und darf aber keine Strategie zur Bewältigung der Energiewende sein. Der verschärfte und methodisch nicht begründbare Kostensenkungsdruck ist ein Programm zur Vernichtung von Arbeitsplätzen und lokaler Wertschöpfung und steht in direktem Widerspruch zum Abbau von Hemmnissen für notwendige Investitionen und Innovationen. Durch eine Durchschnittsbildung würde zudem methodisch in der Praxis ausgeschlossen werden, dass ein Verteilnetzbetreiber einen Effizienzwert von 100% erreichen kann. Dies wäre nicht konsistent mit der Installation eines Effizienzbonus, der dann systemimmanent nicht erreichbar wäre.

In Summe sind die vorgeschlagenen Anpassungen zum Effizienzvergleich investitionsfeindlich, da sie eine Entwertung der Bestandsanlagen bedeuten und damit die Stabilität des Regulierungsrahmens vermissen lassen. An die Investoren würde hier ein falsches Signal gesendet. Die BNetzA hatte im letzten Evaluierungs-Workshop noch besonders betont, dass die Investoren nichts für wichtiger halten als einen stabilen Regulierungsrahmen. Der Effizienzvergleich hat wesentlichen Einfluss auf die wirtschaftliche Situation der Netzbetreiber in den kommenden Jahren. Zu Recht bezeichnet das BMWi den Effizienzvergleich als das „Kernstück des Systems der Anreizregulierung“. Es ist vor dem Hintergrund der im Rahmen der Energiewende zu stehenden Investitionen jedoch hochgradig riskant, dieses Kernstück in vier wesentlichen Punkten zu ändern. Jeder der vorgeschlagenen Eingriffe – „Vielfalt der Verteilnetzbetreiber berücksichtigen“ (Abschaffung der Pflichtparameter), „Durchschnittseffizienz einführen“ (pauschale Absenkung der Effizienzwerte für alle Netzbetreiber), „Konstante Ska-

lenerträge anwenden“ (Verschärfung der Effizienzvorgaben in der DEA) und „Verfahren vereinfachen“ (Vergrößerung des Datensatzes um viele kleine Netzbetreiber) – zielt darauf, einen größeren Anteil der Kosten des Netzbetriebes als ineffizient zu bewerten, ohne dass dies methodisch begründbar wäre. Jede einzelne Änderung für sich würde die wirtschaftliche Situation der Netzbetreiber bereits erheblich verschlechtern und die bestehenden Netze entwerten. Das Zusammenwirken aller vorgeschlagenen Maßnahmen hätte gravierende Folgen und würde die Umsetzung der Energiewende gefährden.

3. Mehr Bürokratie durch Einschränkung des vereinfachten Verfahrens

Nicht nachvollziehbar ist die willkürliche Halbierung der Schwellenwerte für Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren. Viele kleine und mittlere Unternehmen werden dadurch massiv mit bürokratischen Regulierungsanforderungen belastet und in eine aufwändige Regulierung getrieben. Dies widerspricht dem Ansatz, kleine und mittlere Unternehmen vor Bürokratie zu schützen, die ihre Kapazitäten übersteigt. Die Zwangsüberleitung einer großen Anzahl kleiner Netzbetreiber in das reguläre Verfahren geht zudem einher mit einer geplanten Verschärfung der Kostensenkungsvorgaben für Netzbetreiber im Effizienzvergleich.

4. Keine Anreize für innovative Lösungen beim intelligenten Netzausbau

Die Vorschläge des Bundeswirtschaftsministeriums enthalten bisher keine Anreize für den intelligenten Aus- und Umbau der Netze. Um den intelligenten Netzausbau zu fördern, dürfen Netzbetreiber wirtschaftlich nicht schlechter gestellt sein, als bei einem konventionellen Ausbau. Der eingeschlagene Weg, einseitig die Erlöse der Netzbetreiber weiter zu senken, führt nicht zu Innovationsanreizen. Das Gegenteil ist der Fall. Wie bereits dargestellt, würde bei Einführung eines Durchschnittseffizienzwertes der vorgeschlagene Effizienzbonus wirkungslos bleiben.

5. Betriebswirtschaftlich nachvollziehbare Kostenrechnung notwendig

Es besteht seit Jahren ein Reformstau hinsichtlich einer betriebswirtschaftlich korrekten Berechnung der Netzkosten. Durch Inkonsistenzen werden Netzbetreiber seit Jahren benachteiligt. Dies betrifft kleinteilige Prüfungen bei der Verpachtung von Netzen und Dienstleistungen für Netzbetreiber, Kürzungsvorgaben für Vermögensbestandteile bis hin zu einer fehlerhaften Ermittlung der Gewerbesteuer. Bei der Aufteilung von Erlösbergrenzen infolge von Konzessionswechseln darf das Streben nach Vereinfachungen nicht zu unsachgemäßen Ergebnissen führen. Die Aufteilung der Erlösbergrenzen muss weiterhin kostenbasiert und einzelfall-spezifisch erfolgen.

D. Inkonsistenzen im BMWi-Eckpunktepapier

Die BMWi-Eckpunkte enthalten mehrere Inkonsistenzen und logische Fehler, die verdeutlichen, dass die Anpassungsvorschläge nicht ausgewogen und aufeinander abgestimmt sind:

- Die Verschärfung des Effizienzdrucks bei mehreren Instrumenten beeinträchtigt nachhaltig die Fähigkeit der Netzbetreiber zu investieren und Innovationen voranzutreiben. Eine methodisch basierte Begründung seitens des BMWi für die Notwendigkeit eines verschärften Effizienzdrucks liegt nicht vor.
- Die Vorschläge zu den Verfahrensvereinfachungen (u.a. vereinfachtes Verfahren) führen in vielen Fällen zu einer erheblichen Vergrößerung des Regulierungsaufwands bei Netzbetreibern und Regulierungsbehörden.
- Die Einführung eines Durchschnittseffizienzwertes wird u.a. mit der Robustheit des Effizienzvergleichs in der Vergangenheit begründet. Die vergangenen Effizienzvergleiche waren aber gerade wegen des „Best-of-4“-Prinzips so robust, sodass dessen Abschaffung kontraproduktiv wäre. Methodisch bedingte Verzerrungen im Effizienzvergleich müssen weiterhin durch Sicherheitsmechanismen kompensiert werden. Unabhängig von der sachlichen Notwendigkeit für das Best-of-4-Verfahren würde durch die BMWi-Vorschläge (substanzielle Erhöhung der Anzahl von Netzbetreibern im Effizienzvergleich, Parameterauswahl ausschließlich durch BNetzA, Anwendung konstanter Skalenerträge) die Kontinuität bei Effizienzvergleichen und den resultierenden Effizienzvorgaben nicht gewahrt und damit das Vertrauen der Investoren in das deutsche Regulierungssystem geschwächt.
- Die Einführung eines Effizienzbonus ist Makulatur, wenn über die Umstellung auf einen Durchschnittseffizienzwert keine Netzbetreiber mehr als effizient eingestuft werden.
- Die Anwendung konstanter Skalenerträge wird mit der Annahme begründet, dass kleinste Netzbetreiber durch die Teilnahme am vereinfachten Verfahren nicht Teil des Effizienzvergleichs sind. Mit den geplanten Änderungen am vereinfachten Verfahren werden zukünftig weitaus mehr kleine und kleinste Netzbetreiber am Effizienzvergleich teilnehmen. Die Begründung für die Anwendung konstanter Skalenerträge entfällt damit.

E. Kommentierung der BMWi-Eckpunkte

1. Investitionsbedingungen verbessern

a) Erweiterungsfaktor anpassen – Zeitverzug beseitigen

BMWi-Ansatz:

Um die notwendigen Investitionen für den Aus- und Umbau der Verteilernetze zu erleichtern, will das BMWi den **Zeitverzug** zwischen Investition und Erlöswirksamkeit **für das Instrument des Erweiterungsfaktors beseitigen**. Das BMWi will prüfen, ob dabei ein **Anreiz** gesetzt werden sollte, um die Differenz zwischen der geplanten Erweiterung und der tatsächlichen Erweiterung möglichst gering zu halten. Daneben soll die Zielgenauigkeit des Erweiterungsfaktors durch **passgenauere Ausgestaltung der Parameter** erhöht werden.

Bewertung BDEW:

Die Beseitigung des Zeitverzugs beim Erweiterungsfaktor ist positiv. Verteilnetzbetreiber tätigen aber eine Reihe von notwendigen und effizienten Investitionen, die systembedingt nicht über den Erweiterungsfaktor erfasst werden (z.B. Ersatz, Umstrukturierungen) und auch systembedingt erfasst werden können. Hier bliebe es beim Zeitverzug von bis zu 7 Jahren.

Bei einer Anpassung der Regelungen muss berücksichtigt werden, dass eine Vielzahl der in den letzten Jahren (!) gestellten Erweiterungsfaktor-Anträge noch nicht von den Regulierungsbehörden beschieden worden sind. Rechtsänderungen dürfen deshalb für die bereits gestellten Anträge keine nachteiligen Auswirkungen haben.

Unklar bleibt, wie und warum Anreize gesetzt werden sollen, um die Differenz zwischen der geplanten und der tatsächlichen Erweiterung möglichst gering zu halten. Der Erweiterungsfaktor stellt gerade nicht auf zusätzliche Kosten ab, sondern bildet Änderungen der Versorgungsaufgabe schematisch anhand von Parametern ab. Methodenbedingt kann er die tatsächliche Änderung von Kapital- und Betriebskosten nicht abbilden (fehlende Treffgenauigkeit). Anreize zur Minimierung der Differenz zwischen geplanten und tatsächlichen Parameterwerten sind in der im Evaluierungsbericht vorgeschlagenen Variante 1 zur Abschaffung des Zeitverzugs beim Erweiterungsfaktor von vorneherein obsolet, da in dieser Variante weiterhin auf Ist-Parameterwerte abgestellt wird. Nur bei der im Evaluierungsbericht vorgeschlagenen Variante 2 für die Modifikation des Erweiterungsfaktors wird überhaupt auf Planwerte bei den Parametern abgestellt. Sofern bei dieser Variante die Notwendigkeit zur Setzung von Anreizen zur Minimierung der Differenz zwischen Plan- und Istwerten für die Parameter des Erweiterungsfaktors als notwendig erachtet wird, müssen derartige Anreize symmetrisch ausgestaltet sein. Eine Unterschätzung der Parameterentwicklung durch einen asymmetrisch wirkenden Anreizmechanismus, der nur Anreize für eine vermeintliche Überschätzung der Plan-Parameterwerte setzt und damit systematisch zu einer Unterschätzung der Plan-Parameterwerte führt, würde die angestrebte Zielsetzung der Beseitigung des Zeitverzugs beim Erweiterungsfaktor konterkarieren. In jedem Fall ist klarzustellen, dass ein etwaiger Anreizmechanismus sich nur auf die Parameter des Erweiterungsfaktors bezieht und keinesfalls an die Kosten der Erweiterungsinvestitionen geknüpft wird.

Die Erhöhung der Zielgenauigkeit wird durch den BDEW unterstützt, ist aber im Modell Erweiterungsfaktor methodenbedingt nur begrenzt möglich. Auch der von der BNetzA vorgeschlagene Summandenansatz würde das Problem Treffgenauigkeit nicht lösen. Bei einer passgenaueren Ausgestaltung der Parameter muss bedacht werden, dass die Unsicherheit bezüglich der zukünftigen Parameter auch jetzt schon die Planungssicherheit der Investoren negativ beeinträchtigt.

Die Abschaffung des Zeitverzugs innerhalb des Erweiterungsfaktors ist positiv, löst allerdings nicht das grundsätzliche Problem des Zeitverzuges in den Verteilnetzen. Der Zeitverzug in den Verteilnetzen sollte für alle Investitionsarten umfassend gelöst werden. Hierzu liegen geeignete Lösungsansätze wie z.B. das BDEW-Antragsmodell vor.

b) Investitionserleichterungen für besonders geforderte Verteilernetze

BMW-Ansatz:

Um der unterschiedlichen Betroffenheit der Netzbetreiber von energiewendebedingten Umstrukturierungen Rechnung zu tragen, könnte nach Ansicht des BMWi das **Instrument der Investitionsmaßnahme** auf die **von der Energiewende besonders betroffenen Verteilernetzbetreiber** ausgedehnt werden. Zur Abgrenzung sollen **objektive und sachgerechte Kriterien** geschaffen werden. Für alle **Investitionsmaßnahmen** hält das BMWi einen zusätzlichen **Anreiz zur Vermeidung großer Differenzen zwischen den Plan- und Ist-Kosten** für angemessen.

Bewertung BDEW:

Es ist nachvollziehbar, differenzierte Ansätze zur Berücksichtigung der unterschiedlichen Herausforderungen in den Verteilnetzen zu verfolgen. Mit dem Instrument der Investitionsmaßnahme kann der Zeitverzug beseitigt werden. Die Beschränkung auf energiewendebedingte Umstrukturierungen bei besonders betroffenen Netzbetreibern führt jedoch zu einer verschärften Ungleichbehandlung von verschiedenen Investitionen und diskriminiert zwischen Netzbetreibern. Mit diesem Vorschlag würde das Problem Zeitverzug für einen Großteil der Investitionen in Verteilnetzen nicht gelöst (z.B. energiewendebedingte Umstrukturierungen bei Nicht-Erreichen des Abgrenzungskriteriums, Erneuerung/Ersatz, Versorgungssicherheit, Kundenanforderungen, Lastzuwächse).

Derzeit ist nicht abschätzbar, welche Abgrenzungskriterien gewählt werden. Sicher ist, dass eine Ja/Nein-Abgrenzung in vielen Konstellationen nicht sachgerecht sein wird und zu einer nicht gerechtfertigten Ungleichbehandlung von Verteilnetzbetreibern führt.

Differenzen zwischen Plan- und Istkosten werden bereits im bestehenden Regulierungssystem über das Regulierungskonto erfasst und über die folgende Regulierungsperiode ausgeglichen. Ein zusätzlicher Anreiz zur Vermeidung von Differenzen ist nicht notwendig und würde das bewährte Prinzip der Kostenorientierung in der Genehmigungsphase von Investitionsmaßnahmen durchbrechen. Auch die BNetzA hat in dem Evaluierungsbericht keine Anzeichen für einen Anpassungsbedarf am Instrument der Investitionsmaßnahme identifiziert. Zudem sollte berücksichtigt werden, dass das Regulierungssystem bereits heute sehr komplex ist und mit derartigen Feinjustierungen an Komplexität zunehmen wird.

Die Beschränkung auf energiewendebedingte Umstrukturierungen bei besonders betroffenen Netzbetreibern führt zu einer Ungleichbehandlung von verschiedenen Investitionen (Erweiterung, Ersatz), diskriminiert in sachlich nicht gerechtfertigter Weise zwischen Verteilnetzbetreibern und lässt das Problem Zeitverzug für einen Großteil der Investitionen in Verteilnetzen ungelöst. Der Zeitverzug in den Verteilnetzen sollte für alle Investitionsarten und alle Verteilnetzbetreiber umfassend gelöst werden. Hierzu liegen geeignete Lösungsansätze vor.

c) Investitionen in intelligente Technologien und Netze ermöglichen

BMWi-Ansatz:

Es wird geprüft, ob **Investitionen in innovative und intelligente Netze** mit den vorhandenen Instrumenten der Anreizregulierung **zeitnah in den Erlösbergrenzen** abgebildet werden können oder ob dazu **Anpassungen** notwendig sind.

Bewertung BDEW:

Die BMWi-Verteilernetzstudie hat neben dem konventionellen Ausbaubedarf in den Stromverteilnetzen auch aufgezeigt, wie durch Nutzung innovativer Planungskonzepte, Anwendung intelligenter Netztechnologien und Erzeugungsmanagement der Ausbaubedarf erheblich reduziert werden kann. Für die Erschließung dieser Einsparpotenziale muss die Regulierung nachjustiert werden. Ein Lösungsansatz des BMWi ist derzeit nicht erkennbar.

Intelligente Maßnahmen können langfristig die Gesamtkosten senken, sind aber zunächst mit höheren Kosten und mit einer Verschiebung von Kapital- zu Betriebskosten verbunden. Im derzeitigen Regulierungsmodell fehlen gezielte Anreize für intelligente Lösungen bzw. es besteht die Gefahr, dass innovative Lösungen im Benchmarking sogar bestraft werden.

Klar ist, dass die begrenzte Beseitigung des Zeitverzugs beim Erweiterungsfaktor und die Ausdehnung der Investitionsmaßnahmen auf besonders betroffene Verteilernetzbetreiber nicht die erforderlichen Anreize für intelligente Lösungen liefern.

Um Anreize für den intelligenten Aus- und Umbau der Netze zu setzen, dürfen Netzbetreiber hierbei wirtschaftlich nicht schlechter gestellt sein, als bei einem konventionellen Ausbau. Zudem muss geprüft werden, ob die Methodik der Verzinsung von kalkulatorischem Eigenkapital ergänzt werden sollte, um Anreize für einen intelligenten Netzausbau und -umbau auch bei steigendem Betriebskostenanteil zu setzen.

d) Monitoring zum Investitionsverhalten

BMWi-Ansatz:

Das **Investitionsverhalten** der Netzbetreiber und dessen **Angemessenheit** zur Sicherung der Versorgungsqualität soll **fortlaufend beobachtet** werden, um frühzeitig auf Fehlentwicklungen reagieren zu können. Hierzu ist ein **Indikatorsystem** denkbar, welches aber **nicht zu erheblichem Mehraufwand** bei Netzbetreibern und Regulierungsbehörden führen sollte.

Bewertung BDEW:

Es ist unklar, wie die Angemessenheit des Investitionsverhaltens bewertet werden soll und ob das Indikatorsystem hierfür geeignet ist. Grundsätzlich ist anzumerken, dass den Regulierungsbehörden bereits heute zahlreiche Informationen regelmäßig zur Verfügung gestellt werden und dass weitere Berichtspflichten für die Netzbetreiber deren Kosten weiter erhöhen werden.

Ein Monitoring setzt keine Investitionsanreize. Ein Monitoring kann nur nachträglich Fehlentwicklungen feststellen, die sich aufgrund der langfristigen Investitionsentscheidungen kurzfristig nicht korrigieren lassen.

2. Effizianzanreize stärken

a) Effizienzbonus einführen

BMW-**A**nsatz:

Für **Investitionen in intelligente Technik**, deren Nutzen sich nicht voll innerhalb einer laufenden Regulierungsperiode realisiert, sollen **zusätzliche Anreize** gesetzt werden. Eine denkbare Maßnahme wäre die Einführung eines **Effizienzbonus**, bei der effiziente Netzbetreiber nach einer Regulierungsperiode einen **Aufschlag** auf ihre nächste Erlösobergrenze erhalten. Damit sollen Investitionen angereizt werden, die mittel- und langfristig zur Erhöhung der Effizienz führen (bspw. intelligente Lösungen).

Bewertung BDEW:

Die BNetzA hat im Evaluierungsbericht empfohlen, zum Abbau von Innovationshemmnissen entweder ein Bonussystem oder einen Efficiency-Carry-Over-Mechanismus einzuführen. Das BMWi nennt als „denkbare Maßnahme“ die Einführung eines Effizienzbonus. Es ist unklar, ob auch ein Efficiency-Carry-Over-Mechanismus in Erwägung gezogen wird.

Ein Effizienzbonus setzt nur einen Anreiz für eine kleine Gruppe von Netzbetreibern (100% effizient in DEA). Ausgeschlossen vom Bonus und damit benachteiligt würden Netzbetreiber, deren Effizienzwert aus der SFA-Methode herrührt, und auch alle Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren. Durch die Einführung eines Durchschnittseffizienzwertes würde zukünftig gegebenenfalls gar kein Netzbetreiber den Effizienzbonus erreichen können.

Der Effizienzbonus würde – wenn überhaupt – nur bei wenigen Netzbetreibern solche Investitionen anreizen, die kurzfristig zu Effizienzgewinnen im nächsten Basisjahr führen. Bei Einführung eines Durchschnittseffizienzwertes wird der Effizienzbonus wirkungslos. Das Ziel, Investitionen in intelligente Technik anzureizen, kann mit dem Effizienzbonus nicht erreicht werden.

Innovative und gesamtwirtschaftlich effiziente Lösungen, die den konventionellen Investitionsbedarf reduzieren und dafür höhere Betriebskosten verursachen (wie z.B. das von der BMWi-Verteilnetzstudie präferierte Einspeisemanagement), würden von dem Effizienzbonus nicht erfasst und damit auch nicht angereizt. Eine gegebenenfalls zu befürchtende Bestrafung kurzfristig höherer Kosten bei intelligenten Lösungen ist

unbedingt zu vermeiden. Für die Förderung von notwendigen Innovationen werden treffsicherere Instrumente benötigt.

b) Vielfalt der Verteilernetze berücksichtigen

BMW-Ansatz:

Die zunehmende **Vielfalt der Netzbetreiber** soll schon bei der **Festlegung der Vergleichsparameter** oder Vergleichsparameterkombinationen möglichst realistisch berücksichtigt werden. Die **Auswahl der Vergleichsparameter** für den Effizienzvergleich wird künftig vollständig **der Bundesnetzagentur überlassen**. Effizienzvorgaben sollen zielgenauer wirken und **Effizianzanreize gestärkt** werden.

Bewertung BDEW:

Nicht zu akzeptieren ist, dass die Pflichtparameter für den Effizienzvergleich in Zukunft entfallen sollen. Die vollständig durch die BNetzA vorgenommene Auswahl der Vergleichsparameter führt zu einer größeren Unsicherheit bezüglich zukünftiger Effizienzvorgaben. Ein solches Zusatzrisiko führt zu einer Entwertung der Netze und beeinträchtigt somit auch das Investitionsklima. Mindestvorgaben in der ARegV für die zu verwendenden Parameter würden die Heterogenität der Versorgungsaufgaben und gebietsstrukturellen Gegebenheiten der Verteilnetzbetreiber berücksichtigen können und außerdem den Netzbetreibern ein größeres Maß an Planungssicherheit geben.

Die bisher von der BNetzA bzw. deren Gutachtern verwendeten bzw. vorgeschlagenen statistischen Methoden zur Parameterauswahl berücksichtigen die Vielfalt der Netzbetreiber, die Unterschiedlichkeit der Versorgungsaufgaben und die abweichenden gebietsstrukturellen Gegebenheiten der Netzbetreiber („Heterogenität“) nicht. Relevante Merkmale kleiner Gruppen von Netzbetreibern bleiben bei der Kostentreiberanalyse unberücksichtigt.

Analysen zeigen, dass eine Parameterauswahl allein nach statistischer Signifikanz nicht die heterogenen Versorgungsaufgaben abbilden kann. Bestimmte Parameter haben für eine Teilmenge der Netzbetreiber einen hohen Kostenerklärungsgehalt, sind in der Gesamtbeurteilung aller Netzbetreiber aber statistisch nicht signifikant. Geeignete Lösungen des Problems liegen derzeit nicht vor.

Ein hinreichendes Maß an Kontinuität beim Einsatz von Parametern stärkt das Vertrauen und damit die Anreizwirkung der Regulierung. Die Berater der BNetzA haben beim Effizienzvergleich für Stromverteilnetzbetreiber 2013 dargestellt, dass aus rein statistischer Sicht sechs Parameter für den Effizienzvergleich ausreichen. Solch ein Modell könnte jedoch die Heterogenität nicht ausreichend berücksichtigen. Zur Abbildung der Versorgungsaufgabe und der strukturellen Besonderheiten von jeweils wenigen Verteilnetzbetreibern sollten in § 13 ARegV zusätzlich zu den bekannten Kostentribern folgende Parameter festgeschrieben werden:

- Regionale, überregionale Flächenverteilnetzbetreiber: **Parameter „Netzlängen“** getrennt nach Netzebenen (der einzige bekannte Parameter, der die gebietsstrukturelle Zergliederung und Kosten hinreichend abbildet),

- **Parameter „Zeit-(un)gleiche Jahreshöchstlasten“** (die einzigen bekannten Parameter, die die notwendigen Kapazitäten der Netze und Dimensionierungen beim Ausbau hinreichend abbilden),
- stark von dezentraler Einspeisung betroffene Verteilnetzbetreiber: **Parameter „installierte Erzeugungs-Leistungen in den einzelnen Spannungsebenen“** (Parameter, die dies berücksichtigen, wurden im Benchmarking 2013 systembedingt nicht identifiziert),
- Von hoher Versorgungsdichte- und -struktur betroffene Verteilnetzbetreiber: **Parameter „Zählpunkte“ bzw. „Messstellen“** inkl. Messstellen für dezentrale Erzeugungsanlagen (hohe Abrechnungskosten können so angemessen berücksichtigt werden).

Unbedingt zu berücksichtigen ist bei der stärker werdenden Vielfalt der Netzbetreiber das Problem von Ausreißern. Zu begrüßen ist der Vorschlag der BNetzA im Evaluierungsbericht zur erweiterten Ausreißeranalyse, die eine Prüfung von mit der SFA ermittelten Ausreißern in der DEA ermöglichen soll. Dies trägt der zunehmenden breiteren Streuung der Versorgungsaufgaben zumindest Rechnung. Zu begrüßen wäre es, wenn Ausreißer der SFA auch auf die DEA angewendet würden und umgekehrt, denn die bisherigen Methoden zur Ausreißeranalyse bei der DEA laufen zum Teil ins Leere.

Der Grundsatz, dass die Heterogenität der Versorgungsaufgabe und (gebiets-) strukturellen Besonderheiten jeweils weniger Verteilnetzbetreiber im Benchmarking zu berücksichtigen ist, sollte einerseits explizit aber auch durch die zusätzlich Aufnahme geeigneter Parameter in der ARegV verankert werden. Die Methoden, die die BNetzA bisher anwendet, sind hierfür nicht geeignet.

Die weitere Festlegung von den o.g. Pflichtparametern auch für zukünftige Regulierungsperioden würde die wesentlichen Heterogenitäten der Verteilnetzbetreiber im Benchmarking berücksichtigen und ein größeres Maß an Planungssicherheit und Stabilität im Effizienzvergleich garantieren.

Die Ausreißeranalyse sollte mit der steigenden Vielfalt der Netzbetreiber Schritt halten.

c) **Durchschnittseffizienzwert einführen**

BMW-Ansatz:

Der für die Effizienzvorgaben maßgebliche Effizienzwert soll **nicht mehr** über eine **Bestabrechnung aus vier individuellen Effizienzwerten** („Best-of-4“) ermittelt werden, stattdessen soll **zukünftig** auf den **durchschnittlichen Effizienzwert** abgestellt werden. Die Ermittlung des maßgeblichen Effizienzwertes soll damit gestrafft und **Effizianzanreize verstärkt** werden. Da der Effizienzvergleich robuster geworden ist und seine Ergebnisse entsprechend belastbarer sind, kann das „Sicherheitsnetz“ nun engheriger gezogen werden.

Bewertung BDEW:

Der Sicherungsmechanismus „Best-of-4“ mit einer Bestabrechnung aus vier individuellen Effizienzwerten ist notwendig, um methodenimmanente Unterschiede zwischen den Verfahren DEA (Data Envelopment Analysis) und SFA (Stochastic Frontier Analysis) sowie der Kos-

tenkalkulationsmethoden gem. NEV und § 14 ARegV aufzufangen. Die bisherigen Effizienzvergleiche haben gezeigt, dass die vier Methoden individuell zu stark unterschiedlichen Ergebnissen führen. Eine wissenschaftlich fundierte Aussage darüber, welche der Methoden die Effizienz jedes einzelnen Netzbetreibers „besser“ bestimmt, liegt nicht vor. Um einen sachgerechten Effizienzvergleich zu gewährleisten ist es daher zwingend erforderlich, dass alle vier Methoden bei der Bestimmung des individuellen Effizienzwertes der Verteilnetzbetreiber zur Anwendung kommen.

Über die Berücksichtigung der methodisch bedingten Verzerrungen von DEA und SFA hinaus ist es notwendig, Verzerrungen aus der Altersstruktur der Netze zu berücksichtigen. Würden die Netzbetreiber ausschließlich auf Grundlage der genehmigten Kosten verglichen werden, entstünden Verzerrungen, da die unterschiedliche Altersstruktur der Anlagen und die unterschiedlichen Abschreibungs- und Aktivierungspraktiken unberücksichtigt blieben. Gleichzeitig ist das Vorgehen hinreichend nachvollziehbar und transparent. Eine Abschaffung würde zudem von Investoren als Unberechenbarkeit des Regulierungssystems wahrgenommen. Die Ermittlung der individuellen Effizienzwerte auf Grundlage zweier unterschiedlicher Kostengrundlagen muss daher unbedingt beibehalten werden.

Es müssten auch jene Verzerrungen eliminiert werden, die im Zusammenhang mit der Genehmigungspraxis gemäß Netzentgeltverordnung § 32 Abs. 3 entstanden sind: Denn beim Start der Regulierung wurden bei Netzbetreibern, für die in vorherigen Regulierungssystemen niedrige Nutzungsdauern gegolten haben, sowie bei Netzbetreibern, die aufgrund gängiger und zulässiger Aktivierungspraxis einen geringen Aktivierungsumfang hatten, die Erlösobergrenzen erheblich abgesenkt. Die Vergleichbarkeitsrechnung gemäß § 14 ARegV soll lediglich eine signifikante Benachteiligung der Netzbetreiber ausgleichen, die die Möglichkeit einer schnelleren Abschreibung nicht hatten.

Diese Einflüsse dürfen nicht als Ineffizienz bewertet werden, da ansonsten unrealistische und nicht erreichbare Effizienzvorgaben resultieren. Die Sicherstellung von erreichbaren und übertreffbaren Effizienzvorgaben ist jedoch eine wesentliche Grundlage der Anreizregulierung und auch in § 21a Abs. 5 EnWG gefordert. Dies hat auch die BNetzA anerkannt und im Evaluierungsbericht keine Änderungen an den Sicherheitsmechanismen vorgeschlagen.

Die Einführung eines Durchschnittseffizienzwertes wird u.a. mit der Robustheit des Effizienzvergleichs in der Vergangenheit begründet. Die vergangenen Effizienzvergleiche waren aber gerade wegen des „Best-of-4“-Prinzips so robust, sodass dessen Abschaffung kontraproduktiv wäre. Methodische Unsicherheiten im Effizienzvergleich müssen daher auch zukünftig zwingend durch Sicherheitsmechanismen kompensiert werden. Unabhängig von der sachlichen Notwendigkeit für das Best-of-4-Verfahren würde durch die BMWi-Vorschläge (substantielle Erhöhung der Anzahl von Netzbetreibern im Effizienzvergleich, Parameterauswahl ausschließlich durch BNetzA, Anwendung konstanter Skalenerträge) die Kontinuität bei Effizienzvergleichen und den daraus resultierenden Effizienzvorgaben nicht gewahrt und damit das Vertrauen der Investoren in das deutsche Regulierungssystem geschwächt

Durch einen Durchschnittseffizienzwert würde methodisch in der Praxis ausgeschlossen, dass ein Verteilnetzbetreiber einen Effizienzwert von 100% erreichen kann. Die Effizienzvorgaben müssen aber so gestaltet sein, dass es den Netzbetreibern unter Nutzung der ihnen

möglichen und zumutbaren Maßnahmen gelingt, die Effizienzvorgaben zu erreichen oder zu übertreffen. Die BNetzA selbst sieht diese Bedingung dadurch gegeben, dass es effiziente Unternehmen gibt, die einen Effizienzwert von 100% erreichen.

Dies lässt sich aber nur dann realisieren, wenn der höchste Effizienzwert aus den vier möglichen bei jedem Netzbetreiber angesetzt wird. Eine Durchschnittsbetrachtung würde dieser Anforderung nicht gerecht werden. Dies wäre zudem nicht konsistent mit der Installation eines Effizienzbonus, der dann für Verteilnetzbetreiber nicht erreichbar wäre.

Anzumerken ist auch, dass der Durchschnittseffizienzwert nicht nur die Netzbetreiber im regulären Verfahren betrifft, sondern auch negativ auf die Verteilnetzbetreiber im vereinfachten Verfahren durchschlägt.

Keiner der vier ermittelten Effizienzwerte kann methodisch als allein „richtig“ bezeichnet werden. Eine methodisch nicht begründbare Absenkung der Erlösbergrenze schränkt die Investitionsfähigkeit eines Netzbetreibers unsachgemäß ein.

Zusätzlich zu diesen vier errechneten Effizienzwerten darf eine bestimmte Mindesteffizienz nicht unterschritten werden. In § 12 Abs. 4 ARegV wird ein Mindesteffizienzwert von 60% vorgegeben. Die Mindesteffizienz ist ein weiteres Sicherungselement, um die Auswirkungen der mangelnden Robustheit des Effizienzvergleichs in den Rechtsfolgen zu begrenzen.

Durch die Einführung eines Durchschnittseffizienzwertes können nach einer ersten Abschätzung bei Verteilnetzbetreibern im Mittel in 6-8% und im Maximum 15-20% niedrigere Effizienzwerte resultieren; der Kostensenkungsdruck würde somit drastisch erhöht und die Investitionsfähigkeit erheblich beeinträchtigt. Investierende Netzbetreiber würden automatisch ihren Effizienzwert gegenüber nicht-investierenden Netzbetreibern verschlechtern. Das Motto „Wer investiert, verliert!“ kann aber keine Strategie zur Bewältigung der Energiewende sein. Der verschärfte und methodisch nicht begründbare Kostensenkungsdruck ist ein Programm zur Vernichtung von Arbeitsplätzen und lokaler Wertschöpfung und steht in direktem Widerspruch zum Abbau von Hemmnissen für notwendige Investitionen und Innovationen.

d) Konstante Skalenerträge anwenden

BMWi-Ansatz:

Bei der Anwendung der **Dateneinhüllungsanalyse** (DEA) sollen zukünftig **konstante Skalenerträge unterstellt** werden. Die Methodik soll dadurch fairer werden. **Kleinste Netzbetreiber** würden auch zukünftig **nicht aufgrund ihrer Größe benachteiligt**, da sie fast ausnahmslos am **vereinfachten Verfahren** teilnehmen.

Bewertung BDEW:

Mit der Absenkung der Schwellenwerte und den geplanten Verschlechterungen für das vereinfachte Verfahren werden zukünftig weitaus mehr kleine und kleinste Netzbetreiber am Effizienzvergleich teilnehmen. Die Grundlage für die Anwendung konstanter Skalenerträge ist somit entfallen.

Wenn die Regelungen zum vereinfachten Verfahren verändert werden, dürfen dadurch weder kleine noch große Netzbetreiber im Effizienzvergleich benachteiligt werden. Mit der Anreizregulierung darf keine Strukturpolitik gemacht werden.

3. Verfahren vereinfachen

a) Vereinfachtes Verfahren: Absenkung Schwellenwerte

BMWi-Ansatz:

Das vereinfachte Verfahren hat sich als **bürokratiesenkendes Instrument** für kleinere Netzbetreiber bewährt. Da der **Verfahrensaufwand** insgesamt **gesunken** ist und der hohe Anteil von Netzbetreibern im vereinfachten Verfahren auch bei der **Europäischen Kommission** auf **rechtliche Bedenken** stößt, erscheinen die Schwellenwerte nicht mehr angemessen. Es wird eine **Absenkung** der bestehenden **Schwellenwerte** auf **7.500 angeschlossene Kunden für Gasnetzbetreiber** (bisher 15.000) und **15.000 angeschlossene Kunden für Stromnetzbetreiber** (bisher 30.000) geprüft. Durch die Erhöhung der Zahl der Netzbetreiber im Regelverfahren soll der **Effizienzvergleich belastbarer** gemacht und vorhandene **Ineffizienzen gehoben** werden.

Bewertung BDEW:

Das vereinfachte Verfahren ist ein Gesamtpaket und unterscheidet sich in folgenden Punkten vom regulären Verfahren:

- 45% der Kosten gelten als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile (dnbK),
- kein Effizienzvergleich, Anwendung eines gewichteten Mittelwerts aus Vorperiode der Netzbetreiber im regulären Verfahren,
- keine Verfahrensregulierung § 11 Abs. 2 Sätze 2 und 3 ARegV,
- keine Geltendmachung struktureller Besonderheiten § 15 ARegV,
- kein Qualitätselement § 19 ARegV,
- auf HS-Ebene beschränkte Investitionsmaßnahmen nach § 23 ARegV,
- kein pauschalierter Investitionszuschlag § 25 ARegV (2013 ausgelaufen),
- weniger Berichtspflichten (u.a. § 21 ARegV).

Mehrere der vom BMWi angedachten Änderungen würden die Attraktivität des vereinfachten Verfahrens deutlich verringern:

- Die Ausdehnung von Investitionsmaßnahmen gemäß § 23 Abs. 6 ARegV würde derzeit nicht gelten aufgrund des Ausschlusses in § 24 Abs. 3 ARegV.
- Die Einführung eines Durchschnittseffizienzwertes verschlechtert die zugewiesene Effizienz im vereinfachten Verfahren.
- Der pauschal festgelegte Anteil der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile soll drastisch abgesenkt werden.

Nicht nachvollziehbar ist die willkürliche Halbierung der Schwellenwerte für Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren. Die BNetzA hat nach 14 Monaten Evaluierung keine entsprechende Empfehlung ausgesprochen. Viele kleine und mittlere Unternehmen werden dadurch massiv mit bürokratischen Regulierungsanforderungen belastet und in eine aufwändige Regulierung getrieben. Dies widerspricht dem Ansatz, kleine und mittlere Unternehmen vor Bürokratie zu schützen, die ihre Kapazitäten übersteigt. Die Zwangsüberleitung einer großen Anzahl kleiner Netzbetreiber in den Effizienzvergleich wird dort zu erheblichen Verzerrungen führen und passt nicht zum geplanten Wegfall des Schutzes kleiner Netzbetreiber durch Umstellung auf konstante Skalenerträge.

Kernziel muss weiterhin sein, dass kleine, effiziente Netzbetreiber nicht allein durch den bürokratischen Aufwand aus dem Markt gedrängt werden. Mit der Anreizregulierung darf keine Strukturpolitik gemacht werden.

b) Vereinfachtes Verfahren: Anteil dauerhaft nicht beeinflussbarer Kosten

BMW-Ansatz:

Der (bisher pauschal auf 45% festgelegte) Anteil der **dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten**, mit Ausnahme der vermiedenen Netzentgelte und vorgelagerten Netzkosten, für Netzbetreiber die am vereinfachten Verfahren teilnehmen, wird **künftig** aus dem **Mittelwert** aller am **Regelverfahren** teilnehmenden Netzbetreiber gebildet.

Bewertung BDEW:

Das vereinfachte Verfahren hat Vor- und Nachteile und bietet Chancen und Risiken gegenüber dem regulären Verfahren. Die bestehende Pauschale für dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile (dnbK) deckt die in der Praxis vorkommende Bandbreite ab und kompensiert einzelne Nachteile.

Grundsätzlich ist bei der Festsetzung der Pauschale bzw. einem Vergleich der dnbK mit den Netzbetreibern im Regelverfahren zu beachten, dass Netzbetreiber im vereinfachten Verfahren in der Regel keine so genannte „kleine“ Netzgesellschaft haben, das Personal (und damit auch die Personalzusatzkosten) also direkt beim Netzbetreiber anfallen.

Wenn die Attraktivität des vereinfachten Verfahrens verschlechtert wird muss damit gerechnet werden, dass zukünftig mehr kleine Netzbetreiber sich für das reguläre Verfahren entscheiden. Infolgedessen würde der regulatorische Aufwand bei Netzbetreibern und Regulierungsbehörden erhöht werden. Damit ist auch die Begründung für die Anwendung konstanter Skalenerträge beim Effizienzvergleich hinfällig.

Die Absenkung des Anteils der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile bildet nicht die Kostenstrukturen kleiner Netzbetreiber ab und führt dazu, dass mehr kleine und kleinste Netzbetreiber das Regelverfahren wählen. Der regulatorische Aufwand bei Netzbetreibern und Regulierungsbehörden wird hierdurch deutlich erhöht.

c) Regulierungskonto

BMWi-Ansatz:

Die **Handhabung des Regulierungskontos** soll erheblich **erleichtert** und **zeitlich gestrafft** werden. Dazu soll die Methodik der früheren **periodenübergreifenden Saldierung** (PÜS) aufgegriffen und das Regulierungskonto **schneller ausgeglichen** werden.

Bewertung BDEW:

Der BDEW unterstützt eine Anpassung der Regelungen zum Regulierungskonto mit dem Ziel eines zeitnahen und fortlaufenden Ausgleichs sowie einer Abkopplung von der Erlösobergrenzenfestlegung zu Beginn einer Regulierungsperiode.

Über die Höhe der zu saldierenden Auflösungsbeträge sollte die Regulierungsbehörde dem Netzbetreiber rechtzeitig vor der Kalkulation der Netzentgelte einen Kontoauszug übermitteln.

d) Teilnetzübergänge

BMWi-Ansatz:

Die Handhabung bei Teilnetzübergängen soll vereinfacht werden.

Bewertung BDEW:

Es ist unklar, mit welchen Änderungen die Handhabung von Teilnetzübergängen vereinfacht werden soll.

Die von der BNetzA vorgeschlagene Festlegung eines pauschalen Maßstabs zur Aufteilung von Erlösobergrenzen wird vom BDEW abgelehnt. Eine gütliche Einigung und sachgerechte Netzbewertung im Verkaufsprozess würde durch einen pauschalen Aufteilungsmaßstab in der ARegV eher erschwert als erleichtert werden: Jene Partei, die vom pauschalen Aufteilungsmaßstab profitiert, hätte einen Anreiz, sachgerechtere Lösungen zu blockieren.

Bei der Aufteilung von Erlösobergrenzen infolge von Konzessionswechseln darf das Streben nach Vereinfachungen nicht zu unsachgemäßen Ergebnissen führen.

Es besteht kein Bedarf für die Festlegung eines Aufteilungsmaßstabs in der ARegV. Bei Teilnetzübergängen darf eine Erlösobergrenzenaufteilung von Amts wegen nur für den Fall greifen, dass keine Einigung zwischen den Parteien erreicht wird. Die Aufteilung muss weiterhin kostenbasiert und einzelfallspezifisch erfolgen.

e) Prüfung Umlaufvermögen

BMWi-Ansatz:

Die Prüfung des Umlaufvermögens soll vereinfacht werden.

Bewertung BDEW:

Es ist zu präzisieren, mit welchen Änderungen die Prüfung des Umlaufvermögens vereinfacht werden soll. Diese Vereinfachungen dürfen jedoch keineswegs betriebswirtschaftliche Inkonsistenzen bei der Ermittlung der Kapitalkosten verursachen. Der BNetzA-Evaluierungsbericht

enthält hierzu keine Empfehlungen, rät jedoch grundsätzlich von Pauschalierungen bei der Berechnung der Kapitalkosten ab.

f) Abwicklung grenzüberschreitender Kostenaufteilungsentscheidungen

BMWi-Ansatz:

Die Abwicklung von grenzüberschreitenden Kostenaufteilungsentscheidungen (Cross Border Cost Allocation, vgl. Art. 12 VO (EU) 347/2013) soll in die Verordnung aufgenommen werden.

Bewertung BDEW:

Die Schaffung einer klaren Regelung in der ARegV zur Abwicklung von grenzüberschreitenden Kostenaufteilungsentscheidungen wird begrüßt.

4. Transparenz erhöhen

BMWi-Ansatz:

Verfahren und Ergebnisse der Anreizregulierung sollen unter Berücksichtigung möglicher **Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse** der Unternehmen **so transparent wie möglich dargestellt** werden. Auch das dürfte zu einer **Verbesserung der Investitionsbedingungen** beitragen. Daneben sollen öffentlich zugängliche **Informationen über Versorgungsunterbrechungen** dazu beitragen, dass die Versorgungsqualität in Deutschland auch zukünftig überdurchschnittlich hoch bleibt.

Bewertung BDEW:

Die Netzbetreiber unterliegen bereits einer Reihe von Berichts- und Veröffentlichungspflichten. Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse müssen auch mit Blick auf den bestehenden Wettbewerb zwischen Netzbetreibern (beim Effizienzvergleich oder um Konzessionen) weiterhin geschützt werden. Die Veröffentlichung von disaggregierten Informationen zu einzelnen Versorgungsunterbrechungen generiert hohen Aufwand ohne entsprechenden Nutzen. Aggregierte Informationen über Versorgungsunterbrechungen wurden für die Stromverteilnetzbetreiber im regulären Verfahren bereits in der Vergangenheit in nicht anonymisierter Form von der BNetzA veröffentlicht (3-Jahresmittelwert, Referenzwert, Strukturparameter je Netzbetreiber).

Bei Netzbetreibern im vereinfachten Verfahren wurden Daten zu Versorgungsunterbrechungen nicht veröffentlicht, trotzdem liegen die SAIDI-Werte unterhalb des gewichteten Durchschnitts im Regelverfahren, eine Tendenz zur Verschlechterung ist auch für BNetzA nicht erkennbar.

Die Erhöhung der Transparenz führt nicht zur Verbesserung der Investitionsbedingungen und trägt auch nicht zur überdurchschnittlich hohen Versorgungsqualität bei.

Es ist fraglich, ob der Nutzen von mehr Transparenz den Aufwand rechtfertigt.

5. Qualität aufrechterhalten

BMWi-Ansatz:

Die **Versorgungsqualität Strom** soll auch im Bereich der **Kurzunterbrechungen** beobachtet werden. Die Bundesnetzagentur wird dafür ein **Monitoring der Versorgungsunterbrechungen von weniger als 3 Minuten** durchführen.

Bewertung BDEW:

Kurze Versorgungsunterbrechungen (ab 1 Sekunde bis 3 Minuten) gehen häufig auf technische Maßnahmen zur Verhinderung von Langunterbrechungen (z.B. automatische Wiedereinschaltung) zurück und haben nur für einzelne Kunden eine wirtschaftliche Relevanz – für die Allgemeinheit nicht. Kurzunterbrechungen mit einer Dauer von unter 1 Sekunde („Spannungseinbrüche“) liegen häufig nicht im Einflussbereich des Netzbetreibers (atmosphärische Erscheinungen, Schalthandlungen, Netzurückwirkungen von Erzeugungsanlagen und Verbrauchsgeräten). Eine flächendeckende Datenerhebung - gerade der transienten Störungen kürzer 1 Sekunde - würde sehr hohe Kosten für die flächendeckende Installation von Messtechnik verursachen und liefert keinen entsprechenden Nutzen. Auch die BNetzA hat im Evaluierungsbericht darauf hingewiesen, dass die Datenerhebung zu Versorgungsunterbrechungen von weniger als 3 Minuten zu einem erheblichen Mehraufwand führen wird.

Der BDEW sieht die Einführung zusätzlicher Berichtspflichten und den damit verbundenen Aufwand kritisch. Um die Versorgungsqualität bei industriellen Verbrauchern mit sensiblen industriellen Prozessen zu beobachten, ist ein umfassendes Monitoring bis auf die Niederspannungsebene weder notwendig noch effizient.

F. Weiterer Handlungsbedarf bei ARegV-Novelle

1. Generellen sektoralen Produktivitätsfaktor abschaffen

Der generelle sektorale Produktivitätsfaktor („X Generell“) wird als Differenz zwischen der um die Einstandspreise bereinigten gesamtwirtschaftlichen und netzwirtschaftlichen Produktivitätsentwicklung berechnet. Die Annahme eines generell über den gesamtwirtschaftlichen Durchschnitt hinausgehenden sektorspezifischen Produktivitätsfortschritts ist zu hinterfragen.

Die Energieversorgungsnetze sind gekennzeichnet durch vergleichsweise lange Nutzungsdauern. Im Vergleich zur Gesamtwirtschaft höhere Produktivitätssteigerungen sind mit belastbaren Methoden nicht aufzeigbar. Die Produktivitätssteigerung der Gesamtwirtschaft wird über die allgemeine Preissteigerungsrate (VPI) in der Erlösobergrenze abgebildet. Angesichts der langen Kapitalbindungsdauer, der hohen Kapitalintensität und der begrenzten Möglichkeiten zu technischem Fortschritt im Netzbetrieb bzw. fehlender Möglichkeit der Verlagerung ins kostengünstige Ausland scheint eine im Vergleich zur gesamtwirtschaftlichen Produktivitätsentwicklung sogar langsamer verlaufende netzwirtschaftliche Produktivitätsentwicklung sehr wahrscheinlich.

Die Beibehaltung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors bei gleichzeitiger Verschärfung der Effizienzvorgaben (siehe unter E.2) liefe der gesetzlichen Regelung gem. § 21a Abs.4 EnWG zur Erreichbarkeit und Übertreffbarkeit der Vorgaben zu wider.

Sofern durch den generellen Produktivitätsfaktor vermeintliche beschleunigte Produktivitätsfortschritte aufgrund der Liberalisierung der Energieversorgung abgebildet werden sollten, besteht hierfür nach zwei Regulierungsperioden und einer für alle Netzbetreiber festgeschriebenen zusätzlichen Produktivitätsvorgabe von rund 14% keine Grundlage mehr.

2. Wettbewerbsfähige Verzinsung des eingesetzten Kapitals

Infolge 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 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. Aus dem vergleichsweise kurzen Betrachtungszeitraum beim Basiszinssatz resultiert eine unangemessen starke 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) nahezu unberücksichtigt. Sollte am ver-

gleichsweise kurzen Referenzzeitraum beim Basiszinssatz festgehalten werden, droht eine massive Unterschätzung der Kapitalkosten für die dringend erforderlichen Investitionen. Dieses Szenario droht sich dann zu verschärfen, wenn Inflation und Zinssätze in den nächsten Jahren wieder steigen werden.

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. Dies betrifft insbesondere die Inkonsistenz der Referenzzeiträume bei Basiszins und Risikozuschlag.

3. Korrekturen an Methodik der Kapitalkostenkalkulation

Bei der Bestimmung des Ausgangsniveaus der Erlösbergrenzen besteht dringender Reformbedarf, weil die bisherige Methodik der Kapitalkostenkalkulation bei folgenden Punkten betriebswirtschaftliche Inkonsistenzen aufweist:

- Benachteiligung Pachtmodell gegenüber dem Eigentumsmodell,
- einseitige Kürzung des Umlaufvermögens,
- unvollständige Berücksichtigung der Investitionen im Basisjahr,
- fehlerbehaftete Ermittlung der kalkulatorischen Gewerbesteuer.

Diese Kalkulationsfehler führen bei sehr vielen Netzbetreibern dazu, dass das in Netzanlagen investierte Kapital unvollständig verzinst wird und die regulatorisch festgelegte Eigenkapitalverzinsung nicht erreicht wird.

Die genannten Inkonsistenzen können im Rahmen der Kalkulationsmethodik nach den Vorgaben der Strom/GasNEV behoben werden. Der BDEW hat hierzu konkrete Lösungsvorschläge unterbreitet.

4. Reduzierung des Regulierungsaufwands

Der BDEW unterstützt Ansätze zur **Reduzierung des Regulierungsaufwands**, die damit auch allgemeinen Bestrebungen nach einer Entbürokratisierung folgen. Auch ohne Rechtsänderungen können Datenerhebungen vereinfacht und Verfahrensdauern verkürzt werden.

Zukünftig sollte bei allen Datenerhebungen der Regulierungsbehörden stärker die Relation von Aufwand zu Nutzen betrachtet werden. Verfahrensdauern können durch verbindliche Fristen und eine Genehmigungsfiktion bei Fristablauf verkürzt werden.

5. Regulatorische Aspekte des Rollouts intelligenter Zähler und Messsysteme

Das BMWi hat am 9. Februar 2015 Eckpunkte für das „Verordnungspaket Intelligente Netze“ veröffentlicht. Das Verordnungspaket soll gemeinsam mit der ARegV-Novelle vor der Sommerpause vom Bundeskabinett beschlossen werden. In den Eckpunkten zur ARegV-Novelle gibt es derzeit keinerlei Ansätze, wie die Anforderungen an Netzbetreiber aus dem geplanten Rollout von intelligenten Zählern und Messsystemen regulatorisch berücksichtigt werden.

Die mit dem Rollout verbundenen Zusatzkosten bei den Netzbetreibern müssen in der Regulierung berücksichtigt und ohne Zeitverzug in die Netzentgelte eingerechnet werden können. Die vorhandenen Instrumente können eine sachgerechte und zeitnahe Finanzierung nicht sicherstellen.

Da der Messstellenbetrieb in den meisten Fällen durch die Netzbetreiber erfolgt, müssen die Wechselwirkungen zwischen Rollout und Anreizregulierung berücksichtigt werden. Der Regulierungsrahmen muss im Regelfall einen Rollout durch den grundzuständigen Messstellenbetreiber ermöglichen. Zu klären ist insbesondere, wie die diskutierten bundesweit einheitlichen Kosten- und Preisobergrenzen für Einbau und Betrieb von intelligenten Messsystemen und Zählern mit dem Regulierungsrahmen verknüpft werden und welche Änderungen in der ARegV hierfür erforderlich wären.

Bei der ARegV-Novelle sind die regulatorischen Aspekte des geplanten Rollouts intelligenter Zähler und Messsysteme angemessen zu berücksichtigen.

6. Personalzusatzkosten

Die Einstufung der Personalzusatzkosten als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten soll dazu dienen, dass trotz des Kosten- und Effizienzdrucks tarifvertragliche Regelungen zugunsten der Arbeitnehmer beibehalten werden können. Dieses Anliegen hat weiterhin Gültigkeit. Durch eine Abschaffung bzw. Modifikation der Stichtagsregelung sollten zukünftig auch Neuabschlüsse oder Änderungen von Tarif- und Betriebsvereinbarungen berücksichtigt werden können.

Darüber hinaus führt die aktuelle Regulierungspraxis dazu, dass Personalzusatzkosten, die im Rahmen des Netzbetriebs bei einem vom Netzbetreiber unmittelbar oder mittelbar beauftragten Energieversorgungsunternehmen (Dienstleister) entstehen, nicht unter die Regelungen der Personalzusatzkosten fallen. 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.

Die Netzbetreiber haben eine Vielzahl von Organisationsformen zur Umsetzung der Vorgaben zur Entflechtung gewählt. Diese Modelle – insbesondere das Modell des „schlanken Netzbetreibers“ – versucht die Bundesnetzagentur, ohne dass es hierfür eine rechtliche Grundlage gäbe, in Frage zu stellen. Eine Differenzierung bei den Personalzusatzkosten innerhalb eines Konzerns, der in Erfüllung der Entflechtungsvorschriften einen rechtlich selbständigen Netzbetreiber gegründet hat, ist mit geltendem Recht nicht vereinbar.

Personalzusatzkosten dürfen weiterhin nicht einer Effizienzbewertung unterliegen und als durch die Netzbetreiber beeinflussbar eingestuft werden. Nach Auffassung des BDEW ist die Einstufung der Personalzusatzkosten als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile auch aus Gründen des Bestandsschutzes unbedingt beizubehalten.

Darüber hinaus ist durch eine Abschaffung bzw. Modifikation der Stichtagsregelung dem Sachverhalt Rechnung zu tragen, dass der geltende Stichtag 31. Dezember 2008

Anpassungen der betrieblichen und tarifvertraglichen Vereinbarungen faktisch unmöglich macht.

Zur Vermeidung von Verzerrungen und Reduzierung des Prüfungsaufwandes sollte zudem klargestellt werden, dass Personalzusatzkosten von Unternehmen, die in vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmen verbunden sind und im Rahmen des Netzbetriebs bei einem vom Netzbetreiber unmittelbar oder mittelbar beauftragten Energieversorgungsunternehmen (Dienstleister) entstehen, auch unter die Regelungen der Personalzusatzkosten fallen und als solche berücksichtigt werden.

Ansprechpartner:

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

Katja Hintz
Telefon: +49 30 300199-1663
katja.hintz@bdew.de