

Antwort

der Bundesregierung

**auf die Kleine Anfrage der Abgeordneten Ralph Lenkert, Eva Bulling-Schröter, Caren Lay, weiterer Abgeordneter und der Fraktion DIE LINKE.
– Drucksache 18/5610 –**

Ausgestaltung der Novelle der Anreizregulierungsverordnung

Vorbemerkung der Fragesteller

Am 16. März 2015 hat das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) die Eckpunkte für einen „Modernen Regulierungsrahmen für moderne Verteilernetze“ vorgelegt. Wesentlicher Inhalt dieser Eckpunkte ist eine Novellierung der Anreizregulierungsverordnung (ARegV).

Die ARegV greift mit Anreizen zur Kostensenkung in die Märkte der natürlichen Monopole der Strom- und Gasnetze ein mit dem Ziel, diese Kostensenkungen an die Verbraucherinnen und Verbraucher weiterzugeben. Der Kostensenkungsdruck darf sich nicht hemmend auf notwendige Investitionen in den Netzausbau auswirken und insbesondere im kommunalen Bereich nicht zu unzulässigen Einsparungen bei Instandhaltungsmaßnahmen führen.

Nach Bekanntwerden der vom BMWi vorgelegten Eckpunkte zur Novellierung der Verordnung äußerten sich verschiedene Marktteilnehmer zu den Vorschlägen, insbesondere auch kommunale Betreiber von Verteilnetzen.

Kritik wird unter anderem an der geplanten Verschärfung der Zugangskriterien für das so genannte vereinfachte Verfahren geäußert, nach dem sich kleine Netzbetreiber dem aufwändigen Effizienzvergleich aller Netzbetreiber nicht unterwerfen müssen. Die in den Eckpunkten erwähnte Absenkung der Kriterien für kleine Netzbetreiber (von 30 000 Endkunden bei Strom auf 15 000 Endkunden bei Strom bzw. 15 000 Endkunden bei Gas auf 7 500 Endkunden bei Gas) führt demnach dazu, dass eine unbekannte Anzahl kleiner Netzbetreiber zukünftig in das Prozedere des Effizienzvergleiches fallen. Bisher haben diese Unternehmen am vereinfachten Verfahren teilgenommen. Sowohl für diese Unternehmen als auch für die Bundesnetzagentur erhöhen sich der bürokratische und der finanzielle Aufwand in einem unbekanntem, jedoch erheblichen Maß.

Weiter wird kritisiert, dass das Prinzip „best of four“, nach dem bislang bei den verschiedenen Methoden zur Effizienzwertermittlung der beste Effizienzwert für einen Netzbetreiber angenommen wird, dem Prinzip des Durchschnittswertes weichen soll. Die Beibehaltung des Prinzips „best of four“ sei notwendig, um die immanenten Unterschiede zwischen nichtparametrischen und parame-

trischen Methoden sowie die Kostenkalkulation gemäß Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) und § 14 ARegV bei der Effizienzwertermittlung abzufangen. Eine unmittelbare Folge der Abkehr von diesem Prinzip wäre unter anderem, dass ein Netzbetreiber, der in das Netz investiert, automatisch seinen Effizienzwert verschlechtert.

Neben den Investitionen in die Energiewende sind enorme Ersatzinvestitionen in die Verteilnetze aufgrund der bestehenden Altersstruktur notwendig. Hierbei steht vor allem der Westen Deutschlands vor einer Welle an Ersatzinvestitionen.

Die Ersatzinvestitionen unterliegen gewöhnlich einem zyklischen Verhalten; die Substanzerhaltung erfolgt somit in der Praxis wellenförmig. Bei einer kalkulatorischen Abschreibungsdauer von 40 Jahren, wie z. B. für die Netzleitungen, steht ein Verteilnetzbetreiber mit einem Anlagenalter von z. B. 35 Jahren kurz vor einem hohen Bedarf an Ersatzinvestitionen. Für diese Anlagengüter erhält der Netzbetreiber eine kalkulatorische Abschreibung, die der Finanzierung von Investitionen dienen kann. Aus Effizienzgründen ist es jedoch sinnvoll, Anlagegüter erst zum Ende ihrer technischen Nutzungsdauer zu ersetzen. Auch erst dann sind diese über die Rückflüsse aus der Abschreibung vollständig finanziert worden. Ein vorzeitiger Ersatz ist ökonomisch und volkswirtschaftlich nicht sinnvoll.

Die Verteilnetzbetreiber sind bereits durch die kapitalkostenintensiven Investitionen für den Ausbau der Netze im Rahmen der Energiewende äußerst stark belastet. Die Abschreibungen aus den Bestandsnetzen werden bereits für den Energiewende bedingten Netzausbau verwendet und stehen den Ersatzinvestitionen nicht mehr vollumfänglich zur Verfügung.

Die Erlöse der Netzbetreiber werden in der aktuellen Ausgestaltung der ARegV noch zu einem wesentlichen Teil aus den tatsächlichen Kosten des Unternehmens abgeleitet. Als Grundlage dient im Wesentlichen die handelsrechtliche Gewinn- und Verlustrechnung jeweils für die Tätigkeiten der Strom- und Gasverteilung. Diese bilden die so genannten OPEX (operative Kosten) ab.

Da die Kosten des Basisjahres die Grundlage der Kosten für die gesamte Regulierungsperiode bilden, werden zusätzliche Anforderungen an den Netzbetreiber nicht vergütet. Als Ausnahme ist hier lediglich der Erweiterungsfaktor zu nennen. Dieser kann vom Netzbetreiber beantragt werden, wenn es zu erheblichen Veränderung der Versorgungsaufgaben (Parameter bedingt) kommt.

Auf die Netzbetreiber ist in den vergangenen Jahren jedoch eine Vielzahl von neuen Aufgaben dazugekommen. Diese Aufgaben sind vor allem personalkostenintensive Sachverhalte. Die zusätzlichen Kosten können durch die Netzbetreiber nicht verdient werden (Basisjahreffekt). Dieser Basisjahreffekt wird durch die Effizienzwertbestimmung sowie den generellen sektoralen Produktivitätsfaktor noch verschärft. Sollte ein Netzbetreiber keine 100-prozentige Effizienz im Basisjahr erhalten haben, muss er über den Zeitraum einer Regulierungsperiode diese „Ineffizienz“ abschmelzen. Hierbei werden jedoch die oben genannten gestiegenen Anforderungen innerhalb der Regulierungsperiode nicht mehr berücksichtigt.

Im Rahmen der Kostenprüfung durch die Regulierungsbehörden werden gemäß den Grundsätzen der StromNEV bzw. Gasnetzentgeltverordnung (GasNEV) die von den Netzbetreibern angesetzten Kosten geprüft. Ein wesentlicher Verfahrensschritt ist dabei die Festlegung einer risiko- und marktadäquaten Eigenkapitalverzinsung durch die Bundesnetzagentur. § 7 Absatz 6 StromNEV bzw. GasNEV sieht vor, dass die Bundesnetzagentur vor Beginn einer Regulierungsperiode, durch Festlegung nach § 29 Absatz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) über die Eigenkapitalzinssätze nach § 21 Absatz 2 EnWG entscheidet. Diese Zinssätze werden auf das bei den Netzbetreibern gebundene betriebsnotwendige Eigenkapital angewendet und enthalten neben der Vergütung für die Kapitalbindung einen kalkulatorischen Gewinn für den Netzbetreiber.

Infolge der Finanz- und Eurokrise sind die Renditen für festverzinsliche Wertpapiere seit dem Jahr 2008 auf ein historisch einmalig niedriges Niveau gesun-

ken („Zinsloch“). Die Risikozuschläge, die die Kapitalgeber für ihre Geldanlagen in risikobehaftete Investments fordern, sind jedoch nachweislich deutlich gestiegen. Die beschriebene Methodik zur Festlegung des Eigenkapitalzinssatzes bildet diese Effekte jedoch nicht ab. Die Ermittlung des risikolosen Basiszinssatzes erfolgt über einen zehnjährigen Beobachtungszeitraum und damit vergleichsweise kurzfristig.

Zur Novellierung der ARegV ist die Bundesregierung entsprechend § 21a EnWG vorbehaltlich der Zustimmung des Bundesrates ermächtigt; eine Beteiligung des Deutschen Bundestages findet nicht statt.

1. Wie plant die Bundesregierung bei der Novellierung der ARegV die Ersatzinvestitionen zu berücksichtigen?

Eine Positionierung der Bundesregierung liegt nicht vor, da die Meinungsbildung innerhalb der Bundesregierung noch nicht abgeschlossen ist. Insbesondere ist ein Kabinettsbeschluss, der Ausdruck der Positionierung der Bundesregierung ist, derzeit noch nicht ergangen. Vor Abschluss der Meinungsbildung in der Sache sind abschließende Aussagen nicht möglich.

2. Hält die Bundesregierung das vom Bundesrat vorgeschlagene Modell der Investitionskostendifferenz für geeignet, den Zeitverzug in den Verteilnetzen vollständig zu beseitigen (vgl. Bundesratsdrucksache 447/1/13, Empfehlungen der Ausschüsse zur Bundesratssitzung am 5. Juli 2013), und wie begründet die Bundesregierung ihre Einschätzung?

Es wird auf die Antwort zu Frage 1 verwiesen.

3. Wie plant die Bundesregierung bei der Novellierung der ARegV zukünftig die steigenden Anforderungen an die Netzbetreiber innerhalb einer Regulierungsperiode zu berücksichtigen, insbesondere im Hinblick auf die Personalkostenentwicklung?

Es wird auf die Antwort zu Frage 1 verwiesen. Ergänzend weist die Bundesregierung darauf hin, dass steigende Anforderungen an die Netzbetreiber nicht notwendigerweise mit Wirkungen auf die Personalkostenentwicklung verbunden sind.

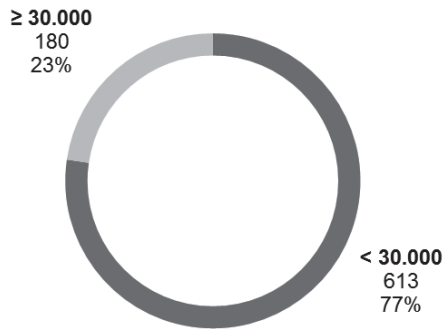
4. Wie viele Netzbetreiber nahmen bislang am vereinfachten Verfahren nach § 24 ARegV teil (bitte nach Stromnetzen, Gasnetzen und Bundesländern sowie bei länderübergreifenden Netzen nach dem Sitz des Unternehmens aufschlüsseln)?

Über die im Rahmen des Monitoringverfahrens nach § 35 EnWG von der Bundesnetzagentur erhobenen Daten der Verteilernetzbetreiber zu den versorgten Zählpunkten lässt sich analysieren, wie viele Netzbetreiber derzeit am vereinfachten Verfahren teilnehmen.

Die dafür herangezogene Datengrundlage aus dem Monitoringverfahren im Jahr 2014 setzt sich aus insgesamt 793 Datenmeldungen zu versorgten Zählpunkten von Stromverteilernetzbetreibern und 658 Datenmeldungen zu versorgten Zählpunkten von Gasverteilernetzbetreibern zusammen. Basierend auf diesen Daten sind im Elektrizitätsbereich insgesamt 613 Unternehmen im vereinfachten Verfahren nach § 24 ARegV tätig. Für den Gasbereich sind es 492 Unternehmen. Dabei besteht zwischen der Gesamtanzahl der für die Abfrage der Zählpunkte meldenden Unternehmen zu den insgesamt (mit Stand 27. März 2015) bei der

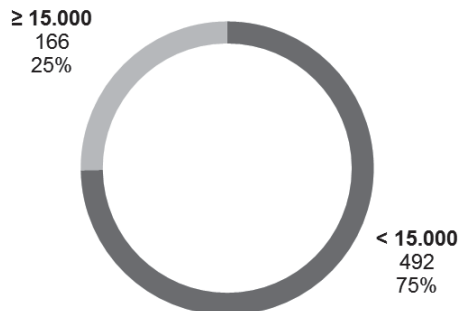
Bundesnetzagentur registrierten Verteilernetzbetreibern ein Delta (Strom: 880, Delta 87; Gas: 714, Delta 56). Bei diesen Verteilernetzbetreibern handelt es sich überwiegend um kleine und kleinste Netze mit nur wenigen Zählpunkten.

Stromverteilernetzbetreiber nach Anzahl der versorgten Zählpunkte im Jahr 2013



Quelle: Bundesnetzagentur, Monitoringverfahren nach § 35 EnWG

Gasverteilernetzbetreiber nach Anzahl der versorgten Zählpunkte im Jahr 2013



Quelle: Bundesnetzagentur, Monitoringverfahren nach § 35 EnWG

Anhand der Netzbetreiberstammdaten lässt sich ebenfalls die regionale Verteilung der Unternehmen im vereinfachten Verfahren ermitteln. Dazu wurden die verwendeten Daten nach Bundesländern aufgeschlüsselt. Dabei wurde der jeweilige Sitz des Netzbetreibers herangezogen.

**Regionale Gruppierung der Elektrizitätsverteilernetzbetreiber
nach versorgten Zählpunkten**

Größe des Netzbetreibers	< 30.000	≥ 30.000
Baden-Württemberg	79	23
Bayern	190	25
Berlin	1	1
Brandenburg	22	5
Bremen	3	2
Hamburg	0	1
Hessen	30	15
Mecklenburg-Vorpommern	13	6
Niedersachsen	46	15
Nordrhein-Westfalen	62	43
Rheinland-Pfalz	41	11
Saarland	19	3
Sachsen	29	8
Sachsen-Anhalt	23	6
Schleswig-Holstein	32	9
Thüringen	23	7
Summe	613	180

Quelle: Bundesnetzagentur, Monitoringverfahren nach § 35 EnWG

Regionale Gruppierung der Gasverteilernetzbetreiber nach versorgten Zählpunkten

Größe des Netzbetreibers	< 15.000	≥ 15.000
Baden-Württemberg	71	18
Bayern	85	14
Berlin	0	1
Brandenburg	23	4
Bremen	0	2
Hamburg	0	1
Hessen	33	13
Mecklenburg-Vorpommern	16	3
Niedersachsen	43	21
Nordrhein-Westfalen	71	50
Rheinland-Pfalz	20	13
Saarland	15	4
Sachsen	32	5
Sachsen-Anhalt	21	4
Schleswig-Holstein	37	7
Thüringen	25	6
Summe	492	166

Quelle: Bundesnetzagentur, Monitoringverfahren nach § 35 EnWG

5. Wie viele Netzbetreiber erfüllen die Kriterien für die Teilnahme am vereinfachten Verfahren nach § 24 ARegV (bitte nach Stromnetzen, Gasnetzen und Bundesländern sowie bei länderübergreifenden Netzen nach dem Sitz des Unternehmens aufschlüsseln)?

Es wird auf die Antwort zu Frage 4 verwiesen.

6. Wie viele Netzbetreiber, die nach geltender ARegV am vereinfachten Verfahren teilnehmen, würden nach Kenntnis der Bundesregierung nach Absenkung der Zugangskriterien entsprechend der Eckpunkte des BMWi nicht mehr am vereinfachten Verfahren teilnehmen können (bitte nach Stromnetzen, Gasnetzen und Bundesländern sowie bei länderübergreifenden Netzen nach dem Sitz des Unternehmens aufschlüsseln)?

Es wird auf die Antwort zu Frage 1 verwiesen.

7. Wie viele kommunale Unternehmen wären hiervon nach Kenntnis der Bundesregierung betroffen?

Es wird auf die Antwort zu Frage 1 verwiesen.

8. Welche Kenntnisse hat die Bundesregierung über Abschätzungen zum bürokratischen, personellen und finanziellen Mehraufwand bei Unternehmen, die bislang am vereinfachten Verfahren teilgenommen haben und sich nach Verschärfung der Zugangskriterien dem regulären Effizienzvergleich unterziehen müssten?

Es wird auf die Antwort zu Frage 1 verwiesen.

9. Sollte die Bundesregierung keine Kenntnisse hierüber besitzen, auf welche Erkenntnisse oder Überlegungen stützt sie die Annahme der wirtschaftlichen Durchführbarkeit der Teilnahme am regulären Effizienzvergleich für kleine Netzbetreiber, die bislang am vereinfachten Verfahren teilgenommen haben?

Es wird auf die Antwort zu Frage 1 verwiesen, insbesondere auf den Umstand, dass eine abschließende Positionierung der Bundesregierung in der Sache noch nicht erfolgt ist.

10. Inwiefern deckt sich nach Auffassung der Bundesregierung die bürokratische und finanzielle Mehrbelastung kleiner Netzbetreiber durch einen Wegfall der Möglichkeit zur Teilnahme am vereinfachten Verfahren mit dem ausgesprochenen Ziel der Anreizregulierung, die Kosten zu senken?

Es wird auf die Antworten zu den Fragen 1 und 9 verwiesen. Im Übrigen weist die Bundesregierung darauf hin, dass Ziel der Anreizregulierung ist, einen kosteneffizienten Netzbetrieb zu gewährleisten, damit Netzkunden kosteneffizient gebildete Netzentgelte zahlen. Es ist daher nicht ausgesprochenes Ziel der Anreizregulierung Kosten zu senken, sondern vorhandene Ineffizienzen abzubauen.

11. Mit welchem Mehraufwand rechnet die Bundesregierung bei der Bundesnetzagentur nach Verschärfung der Zugangsbedingungen zum vereinfachten Verfahren entsprechend den Eckpunkten des BMWi, und wie stellt sich dieser Mehraufwand im Einzelnen dar hinsichtlich des
 - a) bürokratischen Mehraufwands,
 - b) finanziellen Mehraufwands,
 - c) Personalbedarfs?

Es wird auf die Antwort zu Frage 1 verwiesen.

12. Wie wird der Effizienzwert eines Netzbetreibers der Verteilnetzebene durch die Bundesnetzagentur konkret und exakt ermittelt (bitte anhand eines fiktiven Beispiels darstellen)?

Für jeden Netzbetreiber werden auf der Verteilernetzebene vier Effizienzwerte nach den in Anlage 3 zur ARegV genannten Methoden DEA und SFA und unter Verwendung von zwei unterschiedlichen Kostenbasen berechnet. Die beiden Kostenpositionen unterscheiden sich dadurch, dass in der einen Kostenbasis die

tatsächlichen Kapitalkosten in die Kostenbasis einfließen (Totex), während in der anderen Kostenbasis hypothetische Kapitalkosten verwendet werden, die auf Basis gleicher (standardisierter) Annahmen hinsichtlich Abschreibungsdauer und Verzinsung berechnet werden (sTotex).

Aus der Kombination von zwei Effizienzvergleichsverfahren (DEA und SFA) und zwei Kostenbasen (Totex und sTotex) ergeben sich somit vier Effizienzwerte:

DEA (Totex),

SFA (Totex),

DEA (sTotex),

SFA (sTotex).

Die ARegV sieht vor, dass für jeden Netzbetreiber der maximale der vier errechneten Effizienzwerte als individueller Effizienzwert verwendet wird. Zusätzlich wird dabei eine in der Verordnung verankerte Mindesteffizienz von 60 Prozent berücksichtigt, d. h., sollten die vier ermittelten Effizienzwerte alle niedriger als 60 Prozent sein, so wird dem Netzbetreiber ein individueller Effizienzwert von 60 Prozent zugestanden.

Beispiel:

Für einen Netzbetreiber ermittelt die Bundesnetzagentur die folgenden vier Effizienzwerte:

DEA (Totex): 80 Prozent,

SFA (Totex): 85 Prozent,

DEA (sTotex): 90 Prozent,

SFA (sTotex): 85 Prozent.

Die in der ARegV verankerte Bestabrechnung führt dazu, dass für jeden Netzbetreiber der beste (also der höchste) der vier berechneten Effizienzwerte als individueller Effizienzwert angesetzt wird, im Beispiel also 90 Prozent.

Mathematisch exakt – d. h. auch unter Berücksichtigung der Mindesteffizienz von 60 Prozent – wird diese Vorgehensweise durch die Maximumfunktion ausgedrückt. Im Beispiel lautet diese

maximal (0,60; 0,80; 0,85; 0,90; 0,85)

und führt zum Ergebnis 0,90.

Die Ermittlung der einzelnen Effizienzwerte mittels der Methoden DEA und SFA ist in den Abschlussberichten der jeweiligen Beratungsprojekte, welche auf der Internetseite der Bundesnetzagentur abrufbar sind, ausführlich dargestellt.

13. Welche Kenntnisse über Abschätzungen der Auswirkungen einer Abkehr vom Prinzip „best of four“ hin zu einem Durchschnittswert der Methoden bei der Effizienzwertermittlung hat die Bundesregierung hinsichtlich
 - a) der durchschnittlichen Absenkung der Effizienzwerte bundesweit,
 - b) der durchschnittlichen Absenkung der Effizienzwerte nach Bundesländern (bei länderübergreifenden Netzen bitte mit Angabe des Sitzes des Unternehmens),
 - c) der durchschnittlichen Absenkung der Effizienzwerte nach Netzbetreibern (Gas und Strom),

- d) der durchschnittlichen Absenkung der Effizienzwerte nach Stromnetzebene?

Es wird auf die Antwort zu Frage 1 verwiesen. Im Übrigen weist die Bundesregierung darauf hin, dass der Effizienzwert pro Netzbetreiber und nicht für einzelne Netzebenen ermittelt wird.

14. Mit welchen finanziellen Auswirkungen rechnet die Bundesregierung bei Einführung des Prinzips des Durchschnittswertes beim Methodenvergleich der Effizienzwertermittlung
- a) auf die Netzbetreiber,
 - b) auf die Höhe der Netzentgelte?

Es wird auf die Antwort zu Frage 1 verwiesen.

15. Bis zu welcher minimalen Unterbrechungszeit plant die Bundesregierung, das Monitoring von Versorgungsunterbrechungen von weniger als drei Minuten auszuweiten?

Es wird auf die Antwort zu Frage 1 verwiesen.

16. Wie stellt sich nach Kenntnis der Bundesregierung die Entwicklung des sektoralen Produktivitätsfortschritts seit Beginn der Regulierung im Verhältnis zum Verbraucherpreisindex dar, und wie schätzt die Bundesregierung die Entwicklung dieses Verhältnisses für die kommenden Jahre ein?

Der Aufbau des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors basiert auf der Analogie zur Gesamtwirtschaft, bzw. zu im Wettbewerb stehenden Sektoren. Ausgehend von der Gesamtwirtschaft bildet der Verbraucherpreisindex (VPI) die Differenz von gesamtwirtschaftlicher Einstandspreisentwicklung und gesamtwirtschaftlichem technischen Fortschritt ab. Dies bedeutet, dass durch einen gesamtwirtschaftlich positiven technischen Fortschritt die gesamtwirtschaftlichen Outputpreise (VPI) langsamer als die gesamtwirtschaftlichen Einstandspreise steigen. Analog dazu stellen sich auch in wettbewerblich organisierten Sektoren die sektoralen Outputpreise aus der Differenz von sektoralen Einstandspreisen und dem sektoralen technischen Fortschritt dar.

Zur regulierungstechnischen Abbildung dieser wettbewerblichen Preisstruktur müssen sich daher auch in der Energiewirtschaft die Outputpreise aus der Differenz der Einstandspreisentwicklung und dem technischen Fortschritt der Energiewirtschaft bilden. Da die ARegV jedoch einen Outputpreis (d. h. den VPI) zur Inflationierung der Kostenbasis verwendet, bedarf es eines Korrektivs in Form des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors. Dieser berücksichtigt hierzu einerseits den Abstand der gesamt- von der energiewirtschaftlichen Einstandspreisentwicklung sowie andererseits die Differenz des sektoralen vom gesamtwirtschaftlichen Produktivitätsfortschritt.

Das Instrument des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors begründet sich demzufolge vollständig aus der Imitation wettbewerblicher Strukturen. Etwaige Aufholprozesse der Energiewirtschaft gegenüber der Gesamtwirtschaft machen daher den generellen sektoralen Produktivitätsfaktor als Instrument nicht obsolet, sondern wirken sich allenfalls auf seine Höhe aus. Eine quantifizierbare Abschätzung der zukünftigen Entwicklung des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors ist derzeit allerdings nicht möglich, da hierzu zunächst noch umfassende Untersuchungen durchgeführt werden müssen.

Infolge dieses grundlegenden ökonomischen Zusammenhangs von VPI und sektorialem Produktivitätsfaktor, ist es sachgerecht, beide Elemente auch zukünftig zu berücksichtigen.

17. Welche Schlussfolgerung zieht die Bundesregierung aus der Antwort zu Frage 16?

Es wird auf die Antwort zu Frage 1 verwiesen.

18. Plant die Bundesregierung, Netzbetreiber weiterhin durch den generellen sektoralen Produktivitätsfaktor bei gleichzeitig gestiegenen energiewen-
debedingten Herausforderungen zu belasten, und wie begründet die Bundesregierung ihre Planung?

Es wird auf die Antwort zu den Fragen 1 und 16 verwiesen. Es dürfte aber grundsätzlich sachgerecht sein, von Netzbetreibern zu verlangen, gegenüber dem Verbraucherpreisindex höhere generelle sektorale Produktivitätssteigerungen nachzuvollziehen, wenn diese vorliegen.

19. Was plant die Bundesregierung konkret zur Vereinfachung der Handhabung bei der Prüfung des Umlaufvermögens?

Es existiert eine etablierte Praxis der Regulierungsbehörden bei der Prüfung des Umlaufvermögens.

20. Mit welchem Mehraufwand bei der Datenerhebung bei den Netzbetreibern rechnet die Bundesregierung durch ein gezieltes Monitoring zum Investitionsverhalten, und inwiefern sind nach Kenntnis der Bundesregierung die bisher bei den Netzbetreibern eingeholten Daten bereits geeignet, ein derartiges Monitoring durchzuführen?

Es wird auf die Antwort zu Frage 1 verwiesen.

21. Plant die Bundesregierung, bei der Novellierung der ARegV Zinseffekte aus der Finanz- und Eurokrise bei der Festlegung der Eigenkapitalverzinsung zu berücksichtigen?

Wenn ja, wie?

Wenn nein, warum nicht?

Es wird auf die Antwort zu Frage 1 verwiesen.

