

STELLUNGNAHME

Zum Entwurf der Bundesregierung eines Dritten Gesetzes zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften vom 29.08.2012,

der diesbezüglichen

Stellungnahme des Bundesrates vom 12.10.2012,

sowie der

Formulierungshilfe für einen Änderungsantrag der Fraktionen CDU/CSU und FDP vom 17.10.2012

Berlin, 17.10.2012



STELLUNGNAHME

Inhaltsverzeichnis

<u>I. Zum Entwurf der Bundesregierung eines Dritten Gesetzes zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften vom 29.08.2012</u>	S. 5-17
<ul style="list-style-type: none"> 1. Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes (Artikel 1) S. 6-14 <ul style="list-style-type: none"> a) Buchhalterische Entflechtung (§ 6b EnWG-E) S. 6 b) Offshore Regelungen (§§ 17a-e EnWG-E) S. 9 c) Umstellung der Gasqualität (§ 19a EnWG-E) S. 12 d) Wegenutzungsverträge S. 13 2. Änderung der Anreizregulierungsverordnung S. 15-16 <ul style="list-style-type: none"> a) Regulierungskonto (§ 5 ARegV-E) S. 15 b) Übergangsregelungen (§ 34 ARegV-E) S. 16 3. Änderung des Energiestatistikgesetzes S. 16 	
<u>II. Zur Stellungnahme des Bundesrates vom 12.10.2012</u>	S. 17 -23
<ul style="list-style-type: none"> 1. Umsetzung des Offshore-Netzentwicklungsplans (§17d Absatz 2 Satz 3 EnWG-E) S. 17 2. Entschädigung bei Störung oder Verzögerung der Anbindung von Offshore-Anlagen (§ 17e Absatz 2 Satz 4 EnWG-E) S. 18 3. Wegenutzungsverträge, Konzessionsabgaben (§§ 46, 48 EnWG) S. 18 4. Änderung der Strom- und Gasnetzentgeltverordnung S. 18-23 <ul style="list-style-type: none"> a) Preisindizes zur Ermittlung der Tagesneuwerte (§ 6 a StromNEV-E / GasNEV-E) S. 18 b) Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung (§ 7 Abs. 3a StromNEV-E/GasNEV-E) S. 21 	
<u>III. Zur Formulierungshilfe für einen Änderungsantrag der Fraktionen CDU/CSU und FDP vom 17.10.2012</u>	S. 24-37

1. Stilllegung von Erzeugungsanlagen (§ 13a EnWG-E)	S. 25-32
a) Verbindliche Meldepflicht für Kraftwerksstilllegungen	S. 27
b) Verhinderung endgültiger Stilllegungen systemrelevanter Kraftwerke gegen Entschädigung (§ 13a Abs. 2 bis 4 EnWG-E)	S. 28
2. Transparenz bei der Kontrahierung von Reservekraftwerken (§ 13b EnWG-E)	S. 32
3. Zusammenhang Gas- und Stromversorgung	S. 34-36
a) Für das Elektrizitätsversorgungssystem systemrelevante Kraftwerke (§ 13c EnWG-E)	S. 34
b) Systemverantwortung der Betreiber von Fernleitungsnetzen (§ 16 Abs. 1a EnWG-E)	S. 35
4. Einbau von Messsystemen und allgemeine Anforderungen (§§ 21c Abs. 5, 21e Abs. 5 EnWG-E)	S. 36

Kurzzusammenfassung

Der VKU begrüßt grundsätzlich den Gesetzentwurf der Bundesregierung für ein Drittes Gesetz zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften. Positiv ist die ausführliche Regelung der Offshore-Windkraft, die zu Rechts- und Investitionssicherheit führen wird, was in diesem besonders kapitalintensiven Segment besonders notwendig ist. Die vorgesehene „Offshore-Umlage“ muss unseres Erachtens politisch/öffentlich gegenüber den Endkunden vermittelt werden, insbesondere vor dem Hintergrund, dass selbst im Falle grob fahrlässiger Handlungen des Übertragungsnetzbetreibers die Allgemeinheit in erheblichem Maße herangezogen werden soll. Vor diesem Hintergrund sollte auch die im Entwurf vorgesehene Umlage grundsätzlich überdacht oder zumindest der Höchstsatz gesenkt werden.

Die Regierungsfractionen beabsichtigen, einen Änderungsantrag in das Gesetzgebungsverfahren einzubringen, in dem Maßnahmen zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit im Winter vorgeschlagen werden.

Der VKU teilt die Zielsetzung, dass möglichen Gefährdungen der Versorgungssicherheit entgegengesteuert werden muss. Jedoch dürfen dabei die Ziele des wettbewerbsorientierten Energiemarktes nicht aus den Augen verloren werden. Die nun vorliegenden Vorschläge der Bundesregierung sind ein weiterer Schritt in Richtung Regulierung. Diese Entwicklung ist bedenklich, da sie den verbleibenden Spielraum für den freien Wettbewerb zunehmend einengt. Regulatorische Maßnahmen auf dem Gebiet der Stromerzeugung dürfen nur ausnahmsweise und vorübergehend Anwendung finden. Die vorgesehene Evaluierungspflicht ist insofern begrüßenswert. Kraftwerksbetreiber müssen für alle Nachteile, die ihnen aus der Anwendung dieser Maßnahmen entstehen, vollumfänglich entschädigt werden. Insbesondere müssen alle Opportunitätskosten abgedeckt werden.

Zu begrüßen ist der Vorschlag, die Praxis der Nutzung und Vergütung von Reservekraftwerken zu kodifizieren und zu systematisieren. Die Nutzung und Vergütung von Reservekraftwerken sollte im Rahmen eines offenen Versteigerungsverfahrens erfolgen und die unterschiedlichen Erzeugungsgrößenklassen einbeziehen.

Die vorgesehene Einbaupflicht für Messeinrichtungen im Sinne von § 21c Abs. 5 EnWG-E sollte in den technisch und wirtschaftlich zumutbaren Fällen erst nach Ablauf der jeweils bestehenden Eichgültigkeit der verbauten Messeinrichtungen vorgesehen werden.

Nach Ansicht des VKU besteht kein Bedarf zur Änderung der Regelung zur buchhalterischen Entflechtung. Man sollte allerdings die Chance nutzen und die vom Bundesrat im Rahmen seiner Stellungnahme zum Gesetzentwurf der Bundesregierung vorgeschlagenen Änderungen der Regelung zur Konzessionsvergabe und Konzessionsabgaben übernehmen. Der VKU begrüßt diese Änderungsvorschläge, da hierdurch die notwendige Rechtssicherheit für das Konzessionsvergabeverfahren hergestellt würde. Die jetzige Rechtslage führt insbesondere zu Problemen in der Finanzierung und damit zu einer Abschreckung potentieller Bewerber und zu Erschwernissen bei der Finanzierung notwendiger Netzinvestitionen.

I. Zum Gesetzentwurf der Bundesregierung des Dritten Gesetzes zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften vom 29.08.2012

Der Verband kommunaler Unternehmen (VKU) vertritt über 1.400 kommunalwirtschaftliche Unternehmen in den Bereichen Energie, Wasser/Abwasser und Abfallwirtschaft. Mit 236.000 Beschäftigten wurden 2009 Umsatzerlöse von rund 94 Milliarden Euro erwirtschaftet und etwa 8 Milliarden Euro investiert. Die VKU-Mitgliedsunternehmen haben im Endkundensegment einen Marktanteil von 76,3 Prozent in der Trinkwasserversorgung und 12,8 Prozent in der Abwasserentsorgung sowie 54,2 Prozent in der Strom-, 67,7 Prozent in der Erdgas- und 58,2 Prozent in der Wärmeversorgung.

Aus VKU-Sicht ist es grundsätzlich zu begrüßen, dass in das EnWG detailliertere Offshore-Regelungen aufgenommen werden. Diese sind notwendig, um für Offshore-Anlagen und deren Anbindung an das Elektrizitätsübertragungsnetz ausreichende Rechts- und damit Investitionssicherheit zu gewährleisten.

In Bezug auf die konkreten Regelungsvorschläge empfiehlt der VKU für das folgende Verfahren vor allem die Prüfung, aufgrund der durch die Offshore-Umlage zusätzlichen Verteilung von Kosten der Energiewende - insbesondere auf Haushaltskunden und kleine Gewerbebetriebe - eine geeignetere Lösung zu entwickeln. Darüber hinaus ist auch die eingeschränkte Haftung der Übertragungsnetzbetreiber für Fahrlässigkeit nicht unproblematisch.

Die zusätzlich vorgesehenen Änderungen, insbesondere die Regelungen zur buchhalterischen Entflechtung, gehen teilweise weit über rein redaktionelle Änderungen hinaus. Soweit die bürokratischen Lasten für die Unternehmen durch diese Änderungen noch vergrößert werden, sollte auf sie verzichtet werden.

Der Gesetzgeber sollte diese EnWG-Novelle zum Anlass nehmen, die notwendigen Änderungen der Regelungen zu Konzessionsvergaben vorzunehmen und damit die in den nächsten Jahren anstehenden Konzessionsvergabeverfahren zu erleichtern.

Der VKU bedauert es außerordentlich, dass die im Gesetzentwurf des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi) vom 15.08.2012 noch vorgesehene sinnvolle jährliche Ermittlung und Auflösung des Regulierungskontensaldos im vorliegenden Entwurf nicht mehr vorgesehen ist. Für den VKU ist eine konsistente und in sich schlüssige Anpassung der Regelungen zum Regulierungskontoabgleich von besonderer Bedeutung. Insbesondere vor dem Hintergrund, dass bereits seit langer Zeit zu diesem Aspekt Auseinandersetzungen vorherrschen, ist es nicht nachvollziehbar, dass die Chance nicht genutzt werden soll, einen nicht vertretbaren Missstand zu beseitigen. Auch aus dem Kreise der Regulierungsbehörden wurde der in diesem Punkt bestehende verordnungstechnische Missstand eingeräumt und Änderungen der Regelungen als notwendig erachtet.

Die geplanten Änderungen im Energiestatistikgesetz sieht der VKU sehr kritisch und bekräftigt seine bereits in der Stellungnahme vom 20. August geäußerte Kritik. Besonders bedauerlich ist dabei, dass die vom VKU eingebrachten konstruktiven Ver-

besserungsvorschläge, die eine Reduktion der Bürokratiekosten zum Ziel hatten, nicht gewürdigt wurden.

1. Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes (Artikel 1)

a) Buchhalterische Entflechtung (§ 6b EnWG-E) :

Gem. **§ 6b Abs. 1 EnWG-E** soll der Kreis der Unternehmen, die unabhängig von ihrer Rechtsform einen Jahresabschluss nach den für Kapitalgesellschaften geltenden Bestimmungen des Handelsgesetzbuches (HGB) aufstellen, prüfen zu lassen und offen zu legen haben, erweitert werden. Insbesondere sollen künftig auch rechtlich selbständige Unternehmen, die zu einer Gruppe verbundener Elektrizitäts- oder Gasversorgungsunternehmen gehören und mittelbar oder unmittelbar energiespezifische Dienstleistungen erbringen, hiervon betroffen sein.

Folge der Einbeziehung dieser Unternehmen in den Anwendungsbereich des § 6b Abs. 1 EnWG ist – neben der Pflicht zur Aufstellung des Jahresabschlusses nach den für Kapitalgesellschaften geltenden HGB-Bestimmungen -, dass diese in den Anwendungsbereich des § 6b Abs. 3 EnWG-E fallen würden und somit die Grundsätze zur Kontentrennung beachten müssten. Zudem würden für diese Unternehmen künftig auch die Angabenpflichten nach § 6b Abs. 2 EnWG gelten und sie müssten ihren Prüfbericht nach § 6b Abs. 7 EnWG-E an die zuständige Regulierungsbehörde übermitteln.

Der VKU erachtet diese Ausdehnung der Vorgaben nach § 6b EnWG auf die Unternehmen, die energiespezifische Dienstleistungen erbringen, für unsachgerecht. Die Absicht, regulatorische Entflechtungs- und Berichtsvorschriften auf nicht der Regulierung unterworfenen Unternehmen auszuweiten, erscheint völlig unverhältnismäßig.

Die geplante Ausweitung des Kreises der Verpflichteten nach § 6b auf Unternehmen, die energiespezifische Dienstleistungen erbringen, würde zu einer ungerechtfertigten Benachteiligung der konzerninternen Dienstleister gegenüber ihren konzernexternen Konkurrenten führen.

Dabei ist festzustellen, dass der Begriff der mittelbaren oder unmittelbaren energiespezifischen Dienstleistungen zu unbestimmt ist und so einen gänzlich unüberschaubaren Anwendungsbereich der Regelung eröffnet. Damit könnten bei übertriebener Auslegung sogar Service- oder Holdinggesellschaften in einem integrierten EVU, in denen bestimmte Dienstleistungen (z.B. Rechtsberatung, Buchhaltung, Abrechnung, etc.) für den gesamten Konzern gebündelt sind, u.a. gezwungen werden, die Kontentrennungsgrundsätze des § 6b Abs. 3 EnWG einzuhalten.

Die mit der geplanten Neuregelung einhergehenden, zusätzlichen Berichts-, Rechnungslegungs- und Kontentrennungsvorschriften würden die Erbringung von Dienstleistungen konzerninterner Unternehmen zu marktfähigen Preisen erheblich erschweren. Die auch aus regulatorischer Sicht sicherlich eigentlich zu begrüßenden Synergien, die mit einer Dienstleistungsbündelung in einem Konzern zu heben sind, würden damit jedenfalls ohne jede Frage zunichte gemacht.

Daher plädieren wir nachdrücklich für die Streichung des Halbsatzes „einschließlich rechtlich selbständiger Unternehmen, die zu einer Gruppe verbundener Elektrizitäts- oder Gasunternehmen gehören und mittelbar oder unmittelbar energiespezifische Dienstleistungen erbringen, und rechtlich selbständige Netzbetreiber sowie Betreiber von Speicheranlagen“.

Zudem erscheint uns die geplante Ausweitung des Umfangs der Angabenpflicht nach **§ 6b Abs. 2 EnWG-E** als nicht sachgerecht. Danach sollen künftig Leistung und Gegenleistung angegeben werden. Die Regelung könnte so ausgelegt werden, dass die Gegenleistung – die typischerweise immer in einer Geldzahlung besteht – in der jeweils konkreten Höhe auszuweisen ist. Aus Sicht des VKU muss jedoch sichergestellt werden, dass durch derartige Wertangaben keinerlei Rückschlüsse auf Kalkulationsgrundlagen der zur Offenlegung gezwungenen Unternehmen gezogen werden können. Daher sollte gesetzlich zumindest klargestellt werden, dass auf eine Wertangabe verzichtet werden kann, wenn die Offenlegung schädlich für das Unternehmen wäre.

Es ist grundsätzlich zu begrüßen, dass Prüfungsschwerpunkte gem. **§ 6b Abs. 6 EnWG** künftig durch Festlegung spätestens sechs Monate vor dem Bilanzstichtag vorgegeben werden können. Die Einführung einer solchen Frist wird seitens des VKU unterstützt. Jedoch sollte in Erwägung gezogen werden, eine längere Frist einzuführen. Zumindest in den Fällen, in denen die Vorgaben mittelbar oder unmittelbar Auswirkungen auf das operative Rechnungswesen haben können, hätte eine Frist von lediglich sechs Monaten zur Folge, dass entsprechende Anpassungen im Rechnungswesen rückwirkend vorzunehmen wären.

Die in **§ 6b Abs. 7 EnWG-E** vorgesehene Neuregelung, nach der der Abschlussprüfer verpflichtet ist, der Regulierungsbehörde die einschlägigen Unterlagen zu übersenden, ist nicht zuletzt vor dem Hintergrund des Bürokratieabbaus zu begrüßen. Durch diese Bündelung der Übermittlungspflichten beim Prüfer wird die zur Zeit vorgesehene parallele Übermittlungspflicht des Auftraggebers der Prüfung des Jahresabschlusses obsolet.

Klarstellung zur Aufstellungspflicht von Tätigkeitsabschlüssen erforderlich

Die Neufassung des **§ 6b Abs. 7 S. 6 EnWG-E** wirft neue **Fragen im Zusammenhang mit der Pflicht zur Aufstellung von Tätigkeitsabschlüssen** auf. Nach **§ 6b Abs. 3 S. 6 EnWG** sind Tätigkeitsabschlüsse für die im Gesetz genannten Tätigkeits-

bereiche aufzustellen. Dies sind nach herrschender Auffassung nur die in § 6b Abs. 3 S. 1 EnWG genannten Tätigkeitsbereiche. Im Übrigen – insbesondere in § 6b Abs. 3 S. 3 und 4 EnWG – spricht das Gesetz nicht von Tätigkeitsbereichen sondern nur von **anderen Tätigkeiten**. Für die dort genannten Tätigkeiten sind insoweit derzeit keine Tätigkeitsabschlüsse aufzustellen.

Dies erscheint auch mit der weiteren Systematik des § 6b EnWG vereinbar. So sind gem. § 6b Abs. 4 EnWG die Tätigkeitsabschlüsse im elektronischen Bundesanzeiger zu veröffentlichen. Diese Anordnung kann sich offenkundig nicht auf die Tätigkeiten beziehen, die nicht in § 6b Abs. 1 S. 1 EnWG genannt sind, denn bezüglich dieser Tätigkeiten unterliegt die Regulierungsbehörde, denen insoweit „Geschäftsberichte“ zu übermitteln sind, nach § 6b Abs. 7 S. 8 EnWG der Geheimhaltungspflicht.

Diese für die betroffenen Unternehmen überaus bedeutsame Geheimhaltungspflicht würde durch die Pflicht zur Veröffentlichung eines Tätigkeitsabschlusses im elektronischen Bundesanzeiger unterlaufen werden. Auch aus diesem Grund entspricht es folglich der Systematik des § 6b EnWG, dass Tätigkeitsabschlüsse lediglich für die in § 6b Abs. 3 S. 1 EnWG genannten Tätigkeitsbereiche verpflichtend aufzustellen sind.

Dieser Argumentation scheint nun § 6b Abs. 7 S. 6 EnWG-E entgegenzustehen.

Danach hat die Regulierungsbehörde „Tätigkeitsabschlüsse“ zu den Tätigkeits**bereichen**, die nicht in § 6b Abs. 3 S. 1 EnWG genannt sind, als Geschäftsgeheimnis zu behandeln. Danach wäre die Pflicht zur Aufstellung von Tätigkeitsabschlüssen nicht auf die in § 6b Abs. 1 S. 1 EnWG genannten Tätigkeitsbereiche beschränkt.

Dies hätte freilich zur Folge, dass auch diese Tätigkeitsabschlüsse, die seitens der Regulierungsbehörde als Geschäftsgeheimnis zu behandeln sind, im elektronischen Bundesanzeiger nach § 6b Abs. 4 EnWG zu veröffentlichen wären. Derart widersprüchliche Regelungen erscheinen nicht sinnvoll und tragen den Interessen der betroffenen Unternehmen nicht hinreichend Rechnung.

Dabei ist zu beachten, dass es durch die Veröffentlichungspflicht für Wettbewerber ohne größere Anstrengung möglich wäre, genaue Aufschlüsse über die Ertrags- und Kostensituation von vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmen in den Wettbewerbsbereichen Vertrieb und Erzeugung zu erlangen und diese Kenntnisse für ihre Zwecke zu nutzen.

Diese Privilegierung nicht vertikal integrierter Unternehmen im Vertriebswettbewerb ist nicht zu rechtfertigen.

Vor diesem Hintergrund ist eine Klarstellung notwendig, dass Tätigkeitsabschlüsse nur für die in § 6b Abs. 1 S. 1 EnWG genannten Tätigkeitsbereiche aufzustellen sind. Zumindest aber muss gesetzlich sichergestellt werden, dass sich die Pflicht zur Ver-

öffentlichung im elektronischen Bundesanzeiger auf die Tätigkeitsabschlüsse i.S.d. § 6b Abs. 1 S. 1 EnWG beschränkt.

Wiedereinführung einer Teilbetriebsfiktion für Entflechtungsmaßnahmen

Im Rahmen der letzten EnWG-Novelle wurde die bis dahin bestehende steuerliche Privilegierung von Entflechtungsvorgängen gestrichen. Mit dieser Regelung wurde dem Umstand Rechnung getragen, dass sich der Nachweis eines Teilbetriebsbetriebs in der Praxis schwierig darstellt und gesetzlich angeordnete Entflechtungsmaßnahmen damit gravierende steuerliche Folgen für die betroffenen Unternehmen haben können. Die genannten praktischen Probleme beim Nachweis eines Teilbetriebs haben sich durch den jüngst veröffentlichten, überarbeiteten Umwandlungssteuererlass noch deutlich zugespitzt.

Trotz dieser Probleme in der Praxis hat selbst die zunächst geplante und sicherlich dringend erforderliche Teilbetriebsfiktion für Transportnetzbetreiber und Speicherbetreiber nie Gesetzeskraft erlangt. Dieses Versäumnis sollte mit der nun vorgesehenen, abermaligen Änderung des EnWG korrigiert werden.

Dabei ist darauf hinzuweisen, dass eine Beschränkung der Teilbetriebsfiktion für Transportnetzbetreiber und Speicherbetreiber keinesfalls sachgerecht erscheint. Sie muss nach Auffassung des VKU zumindest auch für sämtliche nach den Regelungen des EnWG verpflichtenden Entflechtungsmaßnahmen gelten. Damit müsste etwa eine Teilbetriebsfiktion auch für die Fälle greifen, in denen bei Verteilnetzbetreibern künftig die 100.000-Kunden-Grenze mit der Folge überschritten wird, dass eine rechtliche Entflechtung zwangsläufig erfolgen muss.

Gleiches gilt für die Fälle, in denen sich Energieversorgungsunternehmen zunächst für die Umsetzung eines Pachtmodells entschieden haben und nun – etwa im Zusammenhang zum regulatorisch ggf. sinnvollen Übergang von einer sogenannten „Schlanken Netzgesellschaft“ zu einer „Breiten Netzgesellschaft“ – das Eigentum am Netz auf den Netzbetreiber übertragen möchten.

b) Offshore-Regelungen (§ 17a – e EnWG-E):

Die ausführliche Regelung der Offshore-Windkraft im EnWG ist zu begrüßen. Klarere gesetzliche Grundlagen führen zu Rechts- und Investitionssicherheit, die in diesem besonders kapitalintensiven Segment besonders notwendig sind.

Ausdrücklich empfohlen wird allerdings – sofern die Regelung in dieser Form beibehalten werden soll -, diese politisch/öffentlich gegenüber den Endkunden zu vermitteln, die keinen Einfluss auf die Entstehung oder Höhe der Umlage haben. Dieser Vorschlag ist zusätzlich dadurch begründet, dass die Umlage Kosten abdeckt, die

entstehen, weil kein Strom erzeugt oder eingespeist wird. Zudem wird auch im Falle grob fahrlässiger Handlungen des Netzbetreibers die Allgemeinheit in erheblichem Maße herangezogen.

Dies entspricht nicht der erwartbaren Ausgestaltung von Haftungsregelungen. Schließlich bewirkt die Anlehnung an den Wälzungsmechanismus des KWK-Gesetzes, dass die Lasten im Wesentlichen von Stromverbrauchern mit einem Verbrauch von weniger als 100.000 kWh/a zu tragen ist.

Deswegen sollte die Umlage grundsätzlich überdacht oder zumindest im Rahmen des § 17e Abs. 7 EnWG-E unbedingt ein (relativ niedriger) Höchstsatz (§17e Abs.7 EnWG-E) definiert werden, damit er eine faktische Begrenzungswirkung entfalten kann.

Zu den einzelnen Regelungen der § 17a ff EnWG noch Folgendes:

§§ 17 a, b und c: Grundsätzlich ist es kritisch, dass der Offshore-Netzplan des BSH ein reiner Raumplan ist und die Zeitpunkte der Netzanbindungen nicht vorgibt, sondern die Zeitpunkte nur im Netzentwicklungsplan der Übertragungsnetzbetreiber festgelegt werden. Durch diese Zuordnung besteht das Risiko, dass das Ziel einer Beschleunigung vollkommen verfehlt wird.

Die in §17c vorgesehene Prüfung des Offshore-Netzentwicklungsplans durch die BNetzA und Abstimmung mit dem BSH genügt nicht, um hier die notwendige Beschleunigung und sachgemäße Entscheidung über die zeitliche Reihenfolge des Ausbaus der Offshore Windprojekte zu gewährleisten.

§17d: Der verbindliche Anspruch auf Netzanbindung soll erst 30 Monate vor Eintritt der voraussichtlichen Fertigstellung der Anbindungsleitung entstehen.

Wegen der schwierigen Planungen und dem Umstand, dass der Windparkinvestor zu diesem Zeitpunkt bereits eine finale Investitionsentscheidung getroffen und alle wesentlichen Verträge zur Errichtung des Windparks verbindlich ausgelöst haben muss, weil er nach § 17d Abs. 3 grundsätzlich verpflichtet ist, spätestens 12 Monate nach dem verbindlichen Fertigstellungstermin der Anbindungsleitung die technische Betriebsbereitschaft der Anlage sicherzustellen, sollte die Frist auf 36 Monate angehoben werden.

§ 17e: Im Rahmen der Neuregelungen sollte zudem grundsätzlich klargestellt werden, dass die Schadensminderungspflicht des Netzbetreibers auch die Herstellung von Interimsnetzanbindungen einschließt, sofern eine solche Interimsnetzanbindung aufgrund verfügbarer Kapazitäten an bestehenden Netzanbindungen hergestellt werden kann und die Kosten der Herstellung des Interimsanschlusses zum erwarteten Schaden verhältnismäßig sind.

Dabei sollte auch sichergestellt werden, dass Turbinen, die an einem Interimsanschluss einspeisen können, stets dann Ersatzkompensation erhalten, wenn sie aufgrund von Kapazitätsengpässen tageweise an der Interimsanbindung nicht einspeisen können. Auch die Beweisanforderungen an den Nachweis des entgangenen Stromertrages (vergleichbare Windkraftanlage an diesem Tag) in § 17e sollten klar gestellt werden. Weitere Schadensersatzsprüche gegen den Netzbetreiber müssen bei schuldhaftem Handeln möglich sein.

Die Übergangsregelungen in § 118 Abs. 12 EnWG sehen vor, dass auf Offshore-Anlagen, die eine unbedingte Netzanschlusszusage bis zum 29. August 2012 erhalten haben, noch die alten Regelungen anwendbar sind. Diejenigen Offshore-Anlage, die bis dahin nur eine bedingte Netzanschlusszusage haben, müssen die Voraussetzungen für eine unbedingte Netzanschlusszusage bis zum 1. September 2012 nachweisen, damit altes Recht anwendbar bleibt.

Diese Übergangsregelung darf nicht dazu führen, dass unbedingte Netzanschlusszusagen nunmehr erst wieder nach Verabschiedung des ersten Offshore-Netzentwicklungsplans zu erwarten sind, was nach dem vorgesehenen Ablauf nicht vor Sommer 2013 der Fall sein wird.

Dies würde eine Verzögerung und nicht eine Beschleunigung bedeuten. Zumindest diejenigen Offshore-Windparks, die im Frühjahr und Sommer 2012 eine bedingte Netzanschlusszusage erhalten haben, müssen 2012 auch noch unbedingte Netzanschlusszusagen erhalten können. Deswegen sollte die Frist für den Nachweis in § 118 Abs. 12 EnWG von 1. September 2012 auf 31.12.2012 verlängert werden.

Exkurs zur Kostenverteilung:

Hinsichtlich der Wälzung auf den Letztverbraucher sollte von einer Umlage abgesehen werden.

Eine Umlage ist mit unnötigem finanziellem Mehraufwand für die Vertriebe verbunden, da IT-technische Anpassungen (Abrechnung, Rechnungsformularänderungen, Veröffentlichungen, Rechnungslegung, etc.) notwendig wären. Diese Aufwendungen werden mittelfristig auch in den Strompreisen Berücksichtigung finden müssen. Auch ist ein Weiterreichen einer Umlage aufgrund der unterschiedlichen Anpassungsfristen in den Verträgen nur mit ausreichend zeitlichem Vorlauf für Vertriebe ohne Probleme zu realisieren.

Auf keinen Fall darf es zu Subventionen bestimmter Industriezweige in Analogie zur EEG-Umlage oder der Netzentgeltsystematik kommen, die zur §19-Umlage geführt haben. Die Kosten der Energiewende können nicht allein durch den Haushaltskunden und die mittelständische Wirtschaft gezahlt werden.

Grundsätzlich sollte deshalb über eine andere Verteilung von Belastungen im Rahmen der Energiewende diskutiert werden.

c) Umstellung der Gasqualität (§ 19a EnWG-E):

Die Ausweitung des Anwendungsbereichs der Regelung des § 19a EnWG und damit der durch den Verteilernetzbetreiber vorzufinanzierenden Umstellungsaufwendungen wird für kritisch erachtet.

Wie der VKU bereits im Rahmen der letztjährigen EnWG-Novelle ausgeführt hat, erscheint grundsätzlich die durch die Umlegung im Marktgebiet gleichmäßige Belastung sämtlicher im Marktgebiet vorhandener Letztverbraucher sachgerecht, da dadurch erhebliche Entgelthöhendifferenzen zwischen den im Marktgebiet vorhandenen Gasnetzbetreibern zumindest aufgrund der Umstellung von L- auf H-Gas verhindert werden können.

Allerdings lässt die Regelung nach wie vor vollkommen offen, nach welchen Kriterien diese Kosten auf alle Gasversorgungsnetze innerhalb des Marktgebiets umgelegt werden und dadurch auch ein Kostenausgleich des belasteten Netzbetreibers erfolgt.

Dies bedarf unbedingt einer näheren Konkretisierung im Gesetz oder zumindest einer Ermächtigung der Bundesregierung, dies im Rahmen einer Verordnung zu konkretisieren.

Künftig soll der Netzbetreiber bei einer vom marktgebietsaufspannenden Netzbetreiber oder Marktgebietsverantwortlichen veranlassten Umstellung der Gasqualität von L-Gas auf H-Gas neben der notwendigen technischen Anpassung der Netzanschlüsse und Kundenanlagen nicht nur die Verbrauchsgeräte, die von Haushaltskunden genutzt werden, sondern vielmehr die Verbrauchsgeräte aller Netzkunden auf eigene Kosten umrüsten.

Hierdurch besteht die Gefahr, dass Verteilernetzbetreiber erhebliche Summen vorfinanzieren müssen, diese aber nicht zeitnah erstattet werden. Da der Verteilernetzbetreiber aber keinen Einfluss auf die Umstellungsentscheidung und den Zeitpunkt der Umstellung hat, sollte sichergestellt werden, dass die mit der Umstellung verbundenen Kosten ohne wesentlichen Zeitverzug und in voller Höhe erstattet werden.

Es sei nochmals darauf hingewiesen, dass gegebenenfalls auch eine Folgeänderung in § 7 Abs. 2 NDAV notwendig ist.

Nach § 7 Abs. 2 NDAV kann der Netzbetreiber u.a. die Gasart ändern, falls dies in besonderen Fällen aus wirtschaftlichen oder technischen Gründen zwingend not-

wendig ist; der Kunde ist davon unverzüglich zu unterrichten und seine Belange sind, soweit möglich, angemessen zu berücksichtigen.

Insoweit entsprach es bislang der herrschenden Rechtsprechung (zumindest bei der Umstellung von Stadt- auf Erdgas), dass nach den gesetzlichen Verantwortungsbereichen der Netzbetreiber die Umstellungskosten im Netz und der Anschlussnehmer die Umstellungskosten in seiner Kundenanlage (incl. Verbrauchsgeräte) zu tragen hat (so zuletzt LG Dresden, Urteile vom 01.06.1993).

Diese differenzierte Kostentragungspflicht wird nach wie vor durch § 19a EnWG abgeschafft und vollständig zu Lasten des Netzbetreibers geregelt, d.h. der Netzbetreiber hat sämtliche Umstellungskosten zu tragen und vorzufinanzieren.

d) Wegenutzungsverträge (§ 46 Abs. 3 Satz 1 EnWG-E)

Durch den Gesetzentwurf wird die derzeitige fehlerhafte Verweisung in § 46 Abs. 3 Satz 1 EnWG richtig gestellt.

Darüber hinaus sollten jedoch noch weitere Änderungen der §§ 46 und 48 EnWG aufgenommen werden.

Der Wettbewerb um Strom- und Gasnetzkonzessionen, der seit den 90er-Jahren im EnWG verankert ist, hat sich in den letzten Jahren als wichtiges Element der Förderung des Wettbewerbs auf den Energiemärkten und der dezentralen, kommunalen Unterstützung der Energiewende etabliert. Die EnWG-Änderungen des letzten Jahres sollten diese Entwicklung weiter fördern, allerdings wurde – entgegen der Forderung des Bundesrates – die Gelegenheit nicht genutzt, die weiterhin umstrittene Frage des angemessenen Netzkaufpreises im Gesetz zu klären. Damit setzt sich auch die bisherige Praxis fort, dass Altkonzessionäre vielmals den Sachzeitwert des Netzes als angemessenen Kaufpreis festsetzen. Sie sind zur Übereignung des Netzes nur gegen Zahlung dieses Preises bereit, die Angemessenheit des Preises ist dann Gegenstand eines nachfolgenden Gerichtsverfahrens. Im Regelfall muss deswegen zunächst bis zu dem Doppelten des eigentlich angemessenen Ertragswertes gezahlt werden, mit hohen Aufwendungen für die anschließenden Gerichtsverfahren.

Dies führt zu Problemen in der Finanzierung und damit zu einer Abschreckung potentieller Bewerber. Des Weiteren führen überhöhte Kaufpreise für den Neukonzessionär auch zu Erschwernissen bei der Finanzierung notwendiger Netzinvestitionen. Wie bereits im letzten Jahr von den Ausschüssen des Bundesrates gefordert, muss deswegen in § 46 Abs. 2 S. 2 nach „Vergütung“ die Einfügung der Worte „die unter Berücksichtigung der mit dem Netz zu erzielenden Erlöse nach dem Ertragswertverfahren zu ermitteln ist,“ vorgenommen werden.

Mit der letzten EnWG-Novelle ist in § 46 Abs. 3 Satz 5 aufgenommen worden, dass die Gemeinde bei der Auswahl des Unternehmens den Zielen des § 1 verpflichtet ist.

In der Anwendungspraxis der Gerichte und der Kartellbehörden wird teilweise aus dieser Formulierung eine weitgehende Eliminierung der durch das Selbstverwaltungsrecht der Kommunen geschützten Spielräume bei der Erbringung von Leistungen der Daseinsvorsorge systematisch im Rahmen der Konzessionsvergabe geschlossen.

Die Entscheidung einer Gemeinde, den Netzbetrieb wieder selbst, entweder allein oder auch in einer Kooperation zu übernehmen, ist nach Ansicht von Kartellbehörden kein Umstand, der Einfluss auf die Vergabe der Konzession haben darf. Alle (auch) fiskalischen Interessen der Gemeinde gelten von vornherein als unzulässige Vergabekriterien. Einzelne Landeskartellbehörden sehen sogar bereits in der Gründung eines gemeindlichen Unternehmens zum Netzbetrieb eine unzulässige Beeinflussung der Konzessionsvergabe.

Durch diese formalen Sichtweisen werden gerade auch die volkswirtschaftlich sinnvollen Kooperationsmodelle erschwert. Die Sicht der Behörden hat hier zu einer großen Rechtsunsicherheit geführt, weil auch der Verweis auf die Ziele des § 1 EnWG zu einer Vielzahl schwieriger Abwägungen der einzelnen Zielvorgaben führt.

Deswegen erscheint es sinnvoll, § 46 Abs. 3 S. 5 EnWG wie folgt zu fassen: „Bei der Auswahl des Unternehmens ist die Gemeinde im Rahmen der Ausübung ihres Rechts auf kommunale Selbstverwaltung auch gehalten, die Ziele des § 1 in die Entscheidung einzubeziehen.“

Diese Ergänzung ist geboten, um das Recht auf kommunale Selbstverwaltung zu wahren und insbesondere auch die für die Umsetzung der Energiewende notwendige kommunale Unterstützung zu sichern.

Im Rahmen der Neuvergabe von Konzessionen hat sich gezeigt, dass die Netzübergabe teilweise systematisch erschwert und verzögert wird.

Wegen der Regelung in § 48 Abs. 4 EnWG kann das dazu führen, dass keine Konzessionsabgabe mehr gezahlt wird, wenn die Netzübergabe mehr als ein Jahr verzögert wird. Es sind inzwischen auch Fälle bekannt, in denen die Zahlung von Konzessionsabgaben an die Gemeinde ganz eingestellt wurde, obwohl die Verzögerung vom Altkonzessionär verursacht wurde.

§ 48 Abs. 4 sollte also um folgenden Satz 2 ergänzt werden: „Bei einem Wechsel des Konzessionärs besteht die Verpflichtung des bisherigen Vertragspartners zur Zahlung der Konzessionsabgabe bis zum Zeitpunkt der Netzübergabe fort.“ Damit wird gewährleistet, dass die Gemeinde auch bei Konzessionärswechsel nicht ihres Anspruchs auf Konzessionsabgaben verlustig geht.

2. Änderung der Anreizregulierungsverordnung (Artikel 6)

a) Regulierungskonto (§ 5 ARegV-E):

Im Änderungsentwurf des BMWi vom 15.08.2012 waren Änderungen bezüglich des Ausgleichs des Regulierungskontos in der Anreizregulierungsverordnung vorgesehen, die in der vorliegenden Fassung nicht mehr enthalten sind. Danach sollte der Saldo des Regulierungskontos jährlich ermittelt und über die jeweils folgenden drei Jahre durch Zu- oder Abschläge auf die Erlösobergrenze aufgelöst werden.

Der VKU fordert, dass die im Entwurf des BMWi vom 15.08.2012 vorgesehene jährliche Ermittlung des Regulierungskontosaldos und den annuitätischen Ausgleich über die nächsten drei Jahre (§ 5 Abs. 3 ARegV-E) wieder aufgenommen werden.

Dies würde eine sachgerechte zeitnahe Berücksichtigung von auftretenden Differenzen tatsächlicher Erlöse zu den zulässigen Gesamterlösen aus den Netzentgelten ermöglichen, sowohl in die eine als auch in die andere Richtung.

Im Falle der Übernahme des § 5 Abs. 3 in der im Gesetzentwurf vom 15.08.2012 vorgesehenen Fassung muss zudem sichergestellt werden, dass der Netzbetreiber die notwendigen Informationen rechtzeitig erhält. Vor dem Hintergrund des im Entwurf des BMWi vom 15.08.2012 formulierten § 5 Abs. 3 ARegV-E und der Verpflichtung der Netzbetreiber aus § 20 Abs. 1 Satz 1 und 2 EnWG ist es aus Sicht des VKU notwendig, in der ARegV vorzusehen, dass die **Regulierungsbehörde** den Netzbetreibern jeweils bis zum **30. September** den über die drei folgenden Kalenderjahre durch Zu- oder Abschläge auf die Erlösobergrenze zu verteilenden **Saldo des Regulierungskontos** des letzten abgeschlossenen Kalenderjahres **mitzuteilen** hat. Nur so ist zu gewährleisten, dass die Netzbetreiber rechtzeitig diese erlösobergrenzenrelevanten Informationen in den zum 15. Oktober zu veröffentlichen (ggfls. voraussichtlichen) Netzentgelten gemäß § 20 Abs. 1 Satz 1 und 2 EnWG berücksichtigen können.

Allerdings wäre im Falle der Übernahme des § 5 Abs. 3 in der im Gesetzentwurf vom 15.08.2012 vorgesehenen Fassung der ersatzlose Wegfall des **§ 5 Abs. 3 ARegV in seiner noch aktuellen** Fassung nicht sinnvoll. Problematisch ist, dass Forderungen aus Mindererlösen gegenüber dem Regulierungskonto nicht bilanziert werden dürfen. Aus diesem Grunde ist weiterhin eine Regelung für die Bilanzierung von Forderungen gegenüber dem Regulierungskonto notwendig.

Zur konsistenten Verknüpfung des im Entwurf des BMWi vom 15.08.2012 neuen § 34 ARegV sollte in § 5 Abs. 3 ARegV in der im Gesetzentwurf vom 15.08.2012 vorgesehenen Fassung der folgender Satz eingefügt werden:

„Bei der Ermittlung des Saldos des Regulierungskontos ist § 34 Abs. 2 ARegV entsprechend zu berücksichtigen.“

Die im Entwurf des BMWi vom 15.08.2012 vorgesehene Fassung des § 5 Abs. 4 ARegV, die eine Rückfalloption zur noch bestehenden „alten“ Systematik vorsieht, sollte allerdings nicht übernommen werden. Der Regulierungsbehörde würde ansonsten ein Wahlrecht zum Umgang mit dem Regulierungskonto zugebilligt. Gleichzeitig bestünden keine näheren Vorgaben, in welchen Situationen die Ungleichbehandlung verschiedener Netzbetreiber hinsichtlich des Umgangs mit den auf dem Regulierungskonto aufgetretenen Salden zulässig ist. Dadurch bestünde die Gefahr der ungerechtfertigten Ungleichbehandlung.

b) Übergangsregelungen (§ 34 Abs. 2 ARegV-E)

Im Falle der Übernahme des § 5 Abs. 3 in der im Gesetzentwurf vom 15.08.2012 vorgesehenen Fassung bedarf es der in vorgenannter Fassung geplanten Übergangsregelung des § 34 Abs. 2 ARegV. Diese müsste nach Ansicht des VKU zudem ergänzt werden, damit eine doppelte Abschöpfung/Vereinnahmung von Mehr-/Mindererlösen vermieden wird und es in der dritten Regulierungsperiode nicht abermals zu Anpassungen kommt.

Dies kann – in Anlehnung an die Fassung des § 34 Abs. 2 in der im Gesetzentwurf vom 15.08.2012 vorgesehenen Fassung – mit der folgenden Ergänzung erreicht werden:

„Die Regulierungsbehörde ermittelt im letzten Jahr der ersten Regulierungsperiode für Gas den Saldo des Regulierungskontos für die ersten drei, für Strom für die ersten vier Kalenderjahre der ersten Regulierungsperiode. **Falls innerhalb der ersten Regulierungsperiode eine Anpassung der Netzentgelte nach § 5 Absatz 3 der Fassung erfolgte, die bis zum [einsetzen: Inkrafttreten des Gesetzes] galt, ist der Saldo nach Satz 1 um diese Anpassung zu korrigieren.** Die Regulierungsbehörde ermittelt aus dem resultierenden Saldo Zu- und Abschläge auf die Erlösobergrenzen der zweiten Regulierungsperiode nach der bis zum [einsetzen: Inkrafttreten des Gesetzes] geltenden Fassung dieser Verordnung. § 5 Absatz 3 gilt für Gas erstmals für den Saldo des Regulierungskontos des abgeschlossenen Geschäftsjahres 2012, für Strom erstmals für den Saldo des Regulierungskontos des abgeschlossenen Geschäftsjahres 2013.“

3. Änderung des Energiestatistikgesetzes (Artikel 2)

Der VKU bewertet die Änderung des Statistikgesetzes sehr kritisch. Quelldaten müssen grundsätzlich statistisch aufbereitet werden, um zu belastbaren Aussagen zu kommen. Hierfür verfügt das Statistische Bundesamt über wissenschaftlich fundierte Methoden und über entsprechend erfahrenes und qualifiziertes Personal. Bei einer Weitergabe von nicht aufbereiteten (und nicht anonymisierten) Quelldaten an die

Bundesnetzagentur (Hinweis im Gesetz: „...auch wenn Tabellenfelder nur einen einzigen Fall aufweisen...“) kann bewirken, dass das Material doppelt aufbereitet wird und es zu unterschiedlichen Aussagen zwischen Statistischem Bundesamt und der Bundesnetzagentur kommt. Schon aus ökonomischen Gründen (doppelter Bearbeitungsaufwand) sollte dies unterbleiben. Das Statistische Bundesamt kann durchaus eine „Dienstleisterfunktion“ für die Bundesnetzagentur übernehmen und entsprechende von BNetzA gewünschte statistische Auswertungen anonymisiert erstellen bzw. erforderliche Daten hierzu auch zusätzlich erheben. Aus diesem Grund sollte die vorgesehene Änderung entfallen.

Sollte dennoch in § 14 der neue Absatz 3 eingefügt werden, sollte der § 14 um folgenden Absatz ergänzt werden:

Das Statistische Bundesamt und die Bundesnetzagentur fragen keine Daten bei den Energieversorgungsunternehmen doppelt ab. Hierzu stimmen sich die beiden Behörden entsprechend ab.

Die Regelung ist erforderlich, da der Austausch von Tabellen mit statistischen Ergebnissen zwischen den Behörden nicht vermeidet, dass die Behörden vorher dieselben Daten getrennt bei den Netzbetreibern abfragen, so dass durch die doppelte Abfrage sinnloser bürokratischer Zusatzaufwand entsteht.

II. Zur Stellungnahme des Bundesrates vom 12.10.2012

1. Umsetzung des Offshore-Netzentwicklungsplans (§17d Absatz 2 Satz 3 EnWG-E)

Der Vorschlag des Bundesrates sieht einen verbindlichen Anspruch auf Netzanbindung 36 Monate vor Eintritt der voraussichtlichen Fertigstellung des Windparks vor. Dieser Vorschlag wird ausdrücklich unterstützt, da der Windparkinvestor zu diesem Zeitpunkt bereits eine finale Investitionsentscheidung getroffen und alle wesentlichen Verträge zur Errichtung des Windparks verbindlich ausgelöst haben muss, um ihn innerhalb dieser Zeitspanne fertig zu stellen. Gleichzeitig ist der Offshore-Windpark-Betreiber nach § 17d Abs. 3 grundsätzlich verpflichtet, spätestens 12 Monate nach dem verbindlichen Fertigstellungstermin der Anbindungsleitung die technische Betriebsbereitschaft der Anlage sicherzustellen, was einen zusätzlichen Termindruck auslöst.

Der VKU unterstützt den Vorschlag des Bundesrates:

"36 Monate vor Eintritt der voraussichtlichen Fertigstellung wird der bekannt gemachte Fertigstellungstermin verbindlich."

2. Entschädigung bei Störung oder Verzögerung der Anbindung von Offshore-Anlagen (§ 17e Absatz 2 Satz 4 EnWG-E)

Aus dem Vorschlag des Bundesrates leitet sich ein Entschädigungsanspruch ab dem Zeitpunkt ab, ab dem die Fundamente der Windkraftanlage fertig gestellt sind und sich die für diese Anlage notwendige Umspannanlage in Besitz des Vorhabenträgers befindet. Diese Regelung ist sehr zu begrüßen, da sie verhindert, dass erst die Umspannanlage auf See installiert sein muss um einen Entschädigungsanspruch geltend machen zu können. Zur Abwendung von Schäden muss dieser nämlich bis zum Anschluss an das Stromnetz mit Dieselgeneratoren betrieben werden, was aus Umwelt- und Kostenaspekten verhindert werden sollte. Um den Missbrauch dieser Regelung zu verhindern, schlägt der VKU vor die getroffenen Maßnahmen (Erstellung des Fundamentes, Vorhalten einer Umspannanlage) von Dritten bestätigen zu lassen.

Der VKU unterstützt den Vorschlag des Bundesrates und schlägt vor diesen in folgender Weise zu ergänzen:

"Das Fundament gilt als installiert, wenn die Rammarbeiten der Piles abgeschlossen sind und die jeweils zugehörigen Gründungsstrukturen fertig produziert sind und zur Offshore-Verbringung bereit stehen und dies vom Bundesamt für Seefahrt und Hydrografie (BSH) oder einem vom BSH beauftragten Zertifizierer bestätigt ist. Als Gründungsstruktur gilt der jeweils erste Bauteil der OWEA, der nicht mehr vollständig unter der Wasserlinie liegt. "

3. Wegenutzungsverträge, Konzessionsabgaben (§§ 46, 48 EnWG)

Die vom Bundesrat geforderten Änderungen der Regelungen zu Wegenutzungsverträgen und Konzessionsabgaben werden vom VKU begrüßt.

Wie bereits oben unter I. 1. d) ausgeführt, sind vorgeschlagene Änderungen notwendig, um den im Rahmen letztjähriger Novellierung der Regelung eingeführten Verweis auf die Ziele des § 1 EnWG zu präzisieren und die zur Zeit herrschende Rechtsunsicherheit zu beseitigen.

Ebenso ist die Änderung der Regelung zu Konzessionsabgaben erforderlich, um zu verhindern, dass bei oftmals in der Praxis auftretenden schwierigen und vor allem langwierigen Verkaufsverhandlungen Konzessionszahlungsausfälle für die Kommunen entstehen.

4. Änderung der Strom- und Gasnetzentgeltverordnung

a) Preisindizes zur Ermittlung der Tagesneuwerte (§ 6 a StromNEV-E / GasNEV-E)

Mit § 6 a Strom/GasNEV soll eine Vorschrift eingeführt werden, die inhaltlich die Ermittlung der Preisindizes neu regelt. Für die Anlagengruppe Grundstücksanlagen und Gebäude, Leitungen (Strom und Gas) und Stationen (Strom) sollen eigenen Index-

reihen entwickelt werden, allerdings nach einem sehr vereinfachten Verfahren und mit einem pauschalen prozentualen Anteil der Erzeugerpreise gewerblicher Produkte. Alle übrigen Anlagen sollen pauschal mit der Indexreihe der Erzeugerpreise gewerblicher Produkte indiziert werden.

Die Herausnahme der Verweise auf die Fachserie 16 ist grundsätzlich zu begrüßen, da hierdurch keine Gegenrechnung von willkürlich gewählten Produktivitätssteigerungen mehr erfolgen kann.

Ungeachtet des begrüßenswerten Ziels, die Rechtssicherheit für die Beteiligten zu erhöhen und den Handlungsspielraum der Regulierungsbehörden einzuschränken, sind vorgeschlagenen Änderungen abzulehnen. Nach Ansicht des VKU müssen die Änderungen angesichts der wirtschaftlichen Auswirkungen sorgfältig mit der Branche diskutiert werden, und nicht im Rahmen eines Gesetzgebungsverfahrens mit gänzlich anderen Schwerpunkten einfach am Rande mit verabschiedet werden. Vor allem muss bei derart gravierenden Änderungen der Nachweis erbracht werden, dass die geplante Neuregelung – im Gegensatz zu den Indexreihen der Bundesnetzagentur - tatsächlich zu sachgerechten Tagesneuwerten führt.

Die im neuen § 6a StromNEV dargestellten Wägungsanteile scheinen willkürlich festgelegt worden zu sein. Zumindest bleibt der vorgeschlagene Verordnungstext, bzw. die Begründung hierzu, einen Nachweis der Sachgerechtigkeit der Wägungsanteile schuldig.

Die durch das OLG Düsseldorf in seinem Beschluss v. 06.06.2012 (VI-3 Kart 241/07 (V)) geforderte Überprüfung der Sachgerechtigkeit der Indexreihen anhand von Angebotspreisen fehlt auch in diesem Verordnungsentwurf.

Dem Verordnungsentwurf ist nicht zu entnehmen, ob die unter dem neuen § 6a Abs. 1 Nr. 2 und 3 genannten "Kabel" bzw. "Freileitungen" sämtliche Spannungsstufen sowie die Hausanschlussebene umfassen.

Inhaltlich lässt sich zu den im Verordnungsentwurf dargestellten Indexreihen folgendes feststellen. Die im Verordnungsentwurf bezeichneten Indexreihen setzen sich im Wesentlichen aus dem Bauleistungspreisindex "Ortskanäle" sowie verschiedenen Erzeugerpreisindizes zusammen. Hierbei bildet der Bauleistungspreisindex "Ortskanäle" die Tätigkeiten "Graben" sowie "Oberflächenwiederherstellung" ab und beinhaltet eine Material- und Lohnkomponente (Lieferung und Montage). Die jeweiligen Erzeugerpreisindizes bilden jedoch lediglich die Kosten der Lieferung eines gewerblichen Produktes zur Baustelle ab, während die technischen Einbindungsarbeiten (Montagearbeiten) nicht abgebildet werden. Die im Verordnungsentwurf dargestellten Indexreihen beinhaltet demnach keine Komponente zur Abbildung der Montagekosten von bspw. Kabelleitungen oder Freileitungsmasten. Die entsprechenden Erzeugerpreisindizes (elektrische Leiter bzw. Türme und Gittermasten aus Stahl) müssten daher zuerst durch Verknüpfung mit dem Index "Lohnstückkosten des Baugewerbes" in einen Bauleistungspreisindex überführt werden. Dieser "neugewonnene Bauleistungspreisindex" könnte anschließend mit dem Index "Ortskanäle" verbunden wer-

den. Eine Verbindung von Bauleistungspreisindizes (Fachserie 17, Reihe 4) mit Erzeugerpreisindizes (Fachserie 17, Reihe 2) sollte in jedem Fall unterbleiben, da in dem Ergebnis einer solchen Verknüpfung der Montageanteil unterrepräsentiert ist.

Ebenfalls muss kritisch angemerkt werden, dass die in dem neuen § 6a Abs. 1 Nr. 4 StromNEV dargestellte Indexreihe für die Anlagengruppe "Stationen" zu 65 Prozent auf der hochaggregierten Indexreihe "Erzeugerpreise gewerblicher Produkte" beruht. Inhaltlich lässt sich bemängeln, dass sich der Index "Erzeugerpreise gewerblicher Produkte" zu nahezu 80 Prozent aus dem verarbeitenden Gewerbe speist, in welches wiederum das Ernährungsgewerbe, die Tabakverarbeitung, das Textilgewerbe, das Holzgewerbe, das Papiergewerbe, die Herstellung von chemischen Erzeugnissen sowie viele weitere energiefremde Gewerbe eingehen. Ausweislich des "Index für Erzeugerpreise" (Fachserie 17 Reihe 2, Stand August 2012) haben elektrische Ausrüstungen gerade einmal einen Anteil in Höhe von 4 Prozent am Gesamtindex "Erzeugerpreise gewerblicher Produkte". Die hochaggregierte Indexreihe "Erzeugerpreise gewerblicher Produkte" ist demnach nachweislich ungeeignet, die Preissteigerungen bei elektrischen "Stationen" abzubilden.

In Bezug auf den Bereich Gas lässt sich feststellen, dass die Anlagengruppen "Rohrleitungen" lt. Verordnungsentwurf zu 100 Prozent durch den Bauleistungspreisindex "Ortskanäle" abgebildet werden sollen. Der Veröffentlichung "Preisindizes für die Bauwirtschaft" (Fachserie 17, Reihe 4, Stand August 2012) ist zu entnehmen, dass in den Index "Ortskanäle", zu 44 Prozent, der Sub-Index "Entwässerungskanalarbeiten" eingeht. Die Indexreihe "Ortskanäle" dient demnach der Abbildung von Preissteigerungen beim Bau von Abwasserkanälen. Die materialspezifischen Preissteigerungen beim Gasrohrleitungsbau werden durch die vorgeschlagene Indexreihe daher überhaupt nicht abgebildet, weshalb der Index "Ortskanäle", für sich genommen, ungeeignet ist, die Preissteigerungen beim Gasrohrleitungsbau abzubilden. Besonders kritisch sehen wir auch die empfohlene neue Vorgehensweise bei der **Bewertung der DDR-Anlagengüter**. Ein Heranziehen der DM-Eröffnungsbilanz für die erstmalige Bewertung der Anlagegüter wird bei den meisten Netzbetreibern in den neuen Bundesländern nicht möglich sein, da eine solche in den meisten Fällen nicht vorliegt. Aus historischen Gründen waren die Erstbewertungen des Strom- und Gasversorgungsnetzes in vielen Fällen unzutreffend. Deshalb wurden bei späteren Jahresabschlüssen nach § 36 DM-BilG die Wertansätze berichtigt.

Für den ersten Netzentgeltantrag wurde aus diesem Grund eine sachgerechte Neubewertung durch den Netzbetreiber gem. § 6 Abs. 3 Strom-/GasNEV vorgenommen. Der Bundesrat empfiehlt für den Fall, dass eine DM-Eröffnungsbilanz nicht vorliegt, durch die Bundesnetzagentur eine Schätzung vorgenommen werden kann. Es ist nicht nachvollziehbar, warum der Gesetzgeber eine Neubewertung der DDR-Anlagegüter durch den Netzbetreiber ausschließen will. Eine sachgerechte Neubewertung kann unter Berücksichtigung der unternehmensindividuellen und netztechnischen Besonderheiten nur vom Netzbetreiber vorgenommen werden. Für die erste Regulierungsperiode wurde die vom Netzbetreiber neu ermittelten historischen Anschaffungs- und Herstellungskosten der Erlösbergrenzen-Ermittlung zugrunde ge-

legt. Mit der vorgeschlagenen Änderung würde der Grundsatz der Stetigkeit und Kontinuität verletzt. Eine neue behördliche Schätzung würde sehr wahrscheinlich zu einer Entwertung des Anlagevermögens führen und damit die Planungssicherheit und Investitionsfähigkeit der ostdeutschen Netzbetreiber einschränken und verschlechtern. Mit dieser Änderung würde der Gesetzgeber unseres Erachtens gegen das Vertrauensschutzprinzip verstoßen. Diese Änderung ist demzufolge vehement abzulehnen. Eine Begründung für diese vorgeschlagene geänderte Vorgehensweise bleibt der Bundesrat schuldig.

Der möglichen Reduktion von Arbeitsaufwand durch Pauschalierungen und Vereinfachungen steht ein großer wirtschaftlicher Schaden, der durch unsachgemäße Festlegung von Preisindizes entstehen würde, gegenüber. Durch die Indexreihen werden die Tagesneuwerte und damit letztendlich auch Refinanzierungsmöglichkeiten für Netzbetreiber bestimmt. Bei falsch bestimmten Preisindizes können die notwendigen Investitionen nicht mehr sachgemäß finanziert werden. Obwohl eine Bestimmung anlagengruppenspezifischer Indexreihen sehr komplex ist, kann auf eine sachgerechte Ermittlung nicht verzichtet werden. Der VKU fordert daher ein Verfahren zur Ermittlung der Preisindizes, dass die spezifische Kostenentwicklung bei allen Netzanlagen ausreichend berücksichtigt. Der einmalige Aufwand ist in Anbetracht der großen Bedeutung für alle Betroffenen nicht unangemessen. Die Fortschreibung etablierter Indexreihen wäre nicht mehr so arbeitsintensiv. Die Indexreihen sollen seit der Kostenprüfung Basisjahr 2006 feststehen, die Versäumnisse bei der Ermittlung geeigneter Indexreihen durch die Regulierungsbehörden sollten zeitnah behoben werden.

Letztlich sollte aus der Formulierung unter Nr. 4 eindeutig hervorgehen, dass der Startzeitpunkt der Beginn der 2. Regulierungsperiode ist. Hilfreich wäre aus Gründen der Rechtssicherheit auch eine Regelung in der Verordnung, wie man mit Nachholeffekten umgeht, d.h. mit den bis zum Änderungszeitpunkt kumulierten Differenzen aus alten und neuen Reihen.

b) Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung (§ 7 Abs. 3a StromNEV-E/GasNEV-E)

In der Stellungnahme des Bundesrates wird zur Verzinsung des die zulässige Eigenkapitalquote übersteigenden Anteils an Eigenkapital eine vollkommen neue Berechnungsmethodik gewählt. Der VKU ist der Ansicht, dass, die vorgeschlagenen Anpassungen nicht erfolgen sollten.

Zumindest müsste konsequenterweise die Eigenkapitalverzinsung für die ersten 40 % Eigenkapital ebenfalls angepasst werden, da ansonsten die veränderte Berechnungsmethode der Eigenkapitalverzinsung nur unvollständig umgesetzt würde. Die Zurechnung von Anlagevermögen zum übersteigenden Eigenkapital – wie vom Bundesrat vorgesehen - hätte nämlich konsequenterweise die Folge, dass dieser Anteil bei der Berechnung der Verzinsung für die ersten 40 % des Eigenkapitals abgezogen wird. Dies würde dazu führen, dass der Eigenkapitalzinssatz von 9,05 % nicht nur für Neuanlagen anzusetzen wäre, sondern auch für den Anteil des Eigenkapitals, in dem

noch keine Teuerungsrate enthalten ist, d.h. der jetzt dem übersteigenden Anteil zugerechnet wird.

Um dies zu vermeiden, müsste auch hier eine Aufteilung zwischen realen und nominalen Anteil und Anpassung des Zinssatzes von derzeit 7,14% auf 9,05% für den nominalen Teil erfolgen. Unterbliebe, wie in der Stellungnahme des Bundesrates, der zweite Schritt der Anpassung, würde bei der Verzinsung eine Teuerungsrate abgezogen, die gar nicht enthalten ist. Damit würde ein systematischer Fehler in das Modell der EK-Verzinsung installiert werden.

Die seitens des Bundesrates vorgeschlagenen Änderungen zur Höhe des Zinssatzes sind nach Ansicht des VKU abzulehnen. Vielmehr sollten die Erkenntnisse aus den bereits vorhandenen Gutachten zur Ermittlung eines angemessenen Risikozuschlages bei der Bemessung eines geeigneten Fremdkapitalzinses berücksichtigt werden.

Der Bundesrat geht zudem im Rahmen seiner Stellungnahme von falschen Voraussetzungen aus. Bei der Bestimmung des Zinssatzes wird von sehr geringen unternehmerischen Risiken bei Netzbetreibern ausgegangen, entsprechend niedrig ist auch der vorgeschlagene Fremdkapitalzins. Die bestimmende Prämisse hierfür ist, dass die Betreiber der Energieversorgungsnetze im Eigentum der öffentlichen Hand sind, entsprechend niedrig wird annahmegemäß bei Kreditgebern das Risiko eingestuft. Dass diese Annahme nicht zutrifft, ist selbst den Ausführungen des Bundesrates zu entnehmen. Die Aussage: „Energieversorger stehen häufig...“, wird der Einschränkung in Klammern „(jedenfalls teilweise)“ ...im Eigentum der öffentlichen Hand“ versehen. Die Prämissen erscheinen somit fragwürdig, dennoch wird bei der Ermittlung des unternehmerischen Risikos die Annahme, es handle sich ausschließlich um öffentliche Unternehmen, zu Grunde gelegt und eine nahezu risikofreier Zinssatz vorgeschlagen.

Der Bundesrat gibt auch keinerlei Auskunft darüber, welche Restlaufzeit die der Ermittlung des Zinssatzes zugrunde gelegten Wertpapiere aufweisen. Generell sollte sich die Restlaufzeit der Wertpapiere an der Restnutzungsdauer der Anlagegegenstände des Netzbetreibers orientieren, da die Wertpapiere ein Investitionssubstitut zur Beteiligung an einem Netzbetreiber darstellen. Im vorliegenden Fall des Verordnungsentwurfes scheinen die Restlaufzeiten in jedem Fall zu kurz zu sein, da diese sich an einer mittleren Restlaufzeit von ca. 6 Jahren orientieren dürften.

Auch die in Nr. 21 Artikel 6 a neu und zu Nr. 23 Artikel 6b vorgeschlagene Mittelwertbildung erachten wir als nicht sachgerecht. Der Anteil des Umlaufvermögens und der Grundstücke müsste einbezogen werden, die TNW-Anteile, die mit dem EK- I Zinssatz verzinst wurden, müssten aus der Mittelwertbildung herausgenommen werden. Der Änderungsvorschlag sollte daher aus folgenden Gründen nicht aufgegriffen werden: In der Nettosubstanzerhaltung gemäß Netzentgeltverordnungen wird durch die anteilige Indizierung der Restbuchwerte mit zunehmender Abschreibung ein immer höherer Anteil an Eigenkapital ausgewiesen. Dies ist auch dann der Fall, wenn die Finanzierung ursprünglich der von den Netzentgeltverordnungen vorgegebenen Eigenkapitalquote von 40 % entsprach. Um die Eigenkapitalverzinsung für die Tages-

neuwerte zu begrenzen, hat der Verordnungsgeber deshalb die Beschränkung des Eigenkapitalanteils auf 40 % nach § 7 Abs. 1 Satz 5 StromNEV / GasNEV eingeführt. Eine weitere Beschränkung der Eigenkapitalverzinsung wäre nicht sachgerecht.

Hilfsweise ist Ziffer b folgendermaßen anzupassen (die Anpassungen sind im Fettdruck markiert).

"Der zu Anschaffungs- und Herstellungskosten bewertete Anteil bestimmt sich nach dem Anteil, den der Restwert des Sachanlagevermögens nach Absatz 1 Satz 2 Nummer 1 und 3 **bis 4 sowie Satz 3** an der Summe der Restwerte des Sachanlagevermögens nach Absatz 1 Satz 2 Nummer 1 **bis 4 und Satz 3** hat. Der zu Tagesneuwerten bewertete Anteil bestimmt sich nach dem Anteil, den die Summe der Restwerte des Sachanlagevermögens nach Absatz 1 Satz 2 Nummer 2 an der Summe der Restwerte des Sachanlagevermögens nach Absatz 1 Satz 2 Nummer 1 **bis 4 und Satz 3** hat. **Bei den Restwerten des Sachanlagevermögens nach Absatz 1 Satz 2 Nummer 2 ist der Anteil abzuziehen, der den nach § 7 Absatz 1 Satz 5 zulässigen Eigenkapitalanteil nicht übersteigt.**

Die vorgeschlagene Anpassung wird wie folgt begründet:

Mit dem Zinssatz des übersteigenden Eigenkapitals wird nicht nur das Sachanlagevermögen nach Absatz 1 Satz 2 Nummer 1 bis 3, sondern das gesamte betriebsnotwendige Vermögen anteilig finanziert. Dazu gehören auch die Vermögensbestandteile des Umlaufvermögens (incl. AiB) der Nummer 4 sowie die Grundstücke zu AHK nach Satz 3. Bei den Restwerten des Sachanlagevermögens nach Absatz 1 Satz 2 Nummer 2 ist der Anteil der Tagesneuwerte abzuziehen, der den zulässigen Eigenkapitalanteil nicht übersteigt. Denn durch die Begrenzung des Eigenkapitalanteils nach § 7 Abs. 1 Satz 5 StromNEV / GasNEV ist sichergestellt, dass höchstens ein Teil der Restwerte des Sachanlagevermögens nach Absatz 1 Satz 2 Nummer 2 in den übersteigenden Anteil des Eigenkapitals eingeht. Deshalb dürfen nicht die kompletten Restwerte des Sachanlagevermögens nach Absatz 1 Satz 2 Nummer 2 zur Aufteilung des übersteigenden Anteils des Eigenkapitals nach § 7 (3a) herangezogen werden.

III. Zur Formulierungshilfe für einen Änderungsantrag der Fraktionen CDU/CSU und FDP vom 17.10.2012 (Ausschussdrucksache 17(9)970)

Mit der geplanten Gesetzesänderung soll ein System geschaffen werden, durch das Übertragungsnetzbetreiber und Bundesnetzagentur über geplante Stilllegungen von Kraftwerken informiert, die endgültige Stilllegung systemrelevanter Kraftwerke verhindert und die Möglichkeit der Einspeisung auch dieser Kraftwerke im Fall der Gefährdung der Netzstabilität sichergestellt wird.

Diese beabsichtigten regulatorischen Maßnahmen stehen im Widerspruch zur Zielsetzung eines wettbewerbsorientierten Energiemarktes. Das Energieregulierungsrecht, welches bisher auf Netzbetrieb und Netznutzung beschränkt war, wird – auch vor dem Hintergrund des neuen § 13 Abs. 1a EnWG – zunehmend auf die Stromerzeugung ausgedehnt. Aus Sicht des VKU ist diese Entwicklung bedenklich, da sie den verbleibenden Spielraum für den freien Wettbewerb zunehmend einengt.

Der VKU weist darauf hin, dass regulatorische Maßnahmen auf dem Gebiet der Stromerzeugung die absolute Ausnahme sein müssen und nur als Provisorium akzeptabel sein können. Dies sollte in der Gesetzesänderung zum Ausdruck gebracht werden. Die vorgesehene Pflicht zur Evaluierung ist insofern begrüßenswert. Allerdings ist diese erst Mitte 2016 vorgesehen. Um möglichst schnell auf Anpassungsbedarfe reagieren zu können, sollte die Evaluierung spätestens im Frühjahr 2015 stattfinden, nachdem die Erfahrungen aus zwei Wintern vorliegen.

Keinesfalls dürfen vollendete Tatsachen geschaffen werden, die die – aufgrund des Ausbaus der erneuerbaren Energien – erforderliche Weiterentwicklung des Energiemarktdesigns behindern. Die geplanten Maßnahmen dürfen daher allenfalls befristet gelten und müssen spätestens, wenn das neue Energiemarktdesign wirksam wird, aufgehoben werden.

Sofern sich regulatorische Eingriffe in den Erzeugungsmarkt aufgrund der angespannten Versorgungslage im Winter vorübergehend nicht vermeiden lassen, so müssen die Kraftwerksbetreiber für alle Nachteile, die ihnen daraus entstehen, vollumfänglich entschädigt werden. Insbesondere müssen alle Opportunitätskosten abgedeckt werden.

Weiterhin beabsichtigt der Gesetzgeber, die Praxis der Nutzung und Vergütung von Reservekraftwerken zu kodifizieren und zu systematisieren. Dieser Schritt ist aus Sicht des VKU zu begrüßen:

Die Bundesnetzagentur hat zur Überbrückung kurzfristiger, regional begrenzter Engpässe im letzten Winter Verträge mit einzelnen Kraftwerksbetreibern in Deutschland, Österreich und der Schweiz geschlossen. Gegenstand war die Verpflichtung, die Kraftwerkskapazitäten in Form einer Kaltreserve für den Bedarfsfall vorzuhalten. Der

Verfahrensablauf war allerdings intransparent und berücksichtigte nur wenige Kraftwerksbetreiber. Für potentielle Anbieter von Kraftwerkskapazitäten ergaben sich keine Möglichkeiten für die Abgabe eines Bereitstellungsangebots.

Die Nutzung und Vergütung von Reservekraftwerken sollte im Rahmen eines offenen Versteigerungsverfahrens erfolgen und die unterschiedlichen Erzeugungsgößenklassen einbeziehen. Die Nutzung eines Auktionierungsverfahrens ist effizienter als die bislang angewendete Vergabep Praxis.

Angesichts der großen Bedeutung für die Versorgungssicherheit und der wirtschaftlichen Auswirkungen auf die Kraftwerksbetreiber sollte die Nutzung und Vergütung von Reservekraftwerken zumindest in ihren Grundzügen durch den Gesetzgeber selbst geregelt werden.

Die weitergehende Ausgestaltung wird dann an den Verordnungsgeber delegiert werden und sollte von diesem abschließend geregelt werden. Weitere Kompetenzverlagerungen, insbesondere an die Bundesnetzagentur, sollte es nicht geben, um nicht die verfassungsrechtlich gebotene Trennung von gesetzgeberischer Funktion und Überwachungsfunktion zu verwischen. Alle im Entwurf vorgesehen Festlegungskompetenzen für die Bundesnetzagentur sind daher zu streichen.

Zudem fordert der VKU, die vorgesehene Einbaupflicht für Messeinrichtungen im Sinne von § 21c Abs. 5 EnWG-E nur in den technisch und wirtschaftlich zumutbaren Fällen erst nach Ablauf der jeweils bestehenden Eichgültigkeit der verbauten Messeinrichtungen vorzusehen.

1. Stilllegung von Erzeugungsanlagen (§ 13a EnWG-E)

Diese beabsichtigten regulatorischen Maßnahmen stehen im Widerspruch zur Zielsetzung eines wettbewerbsorientierten Energiemarktes. Das Energieregulierungsrecht, welches bisher auf Netzbetrieb und Netznutzung beschränkt war, wird – auch vor dem Hintergrund des neuen § 13 Abs. 1a EnWG – zunehmend auf die Stromerzeugung ausgedehnt. Aus Sicht des VKU ist diese Entwicklung bedenklich, da sie den verbleibenden Spielraum für den freien Wettbewerb zunehmend einengt.

Der VKU weist darauf hin, dass regulatorische Maßnahmen auf dem Gebiet der Stromerzeugung die absolute Ausnahme sein müssen und nur vorübergehend angewendet werden dürfen. Die Kraftwerksbetreiber müssen für alle Nachteile, die ihnen durch diese Maßnahmen entstehen, vollumfänglich entschädigt werden. Insbesondere müssen alle Opportunitätskosten abgedeckt werden.

Im Einzelnen schlägt der VKU folgende Änderungen vor:

Vorschlag 1:

Die vorgesehene entsprechende Anwendung der Regelungen zum Unterlassungsanspruch, zur Schadensersatzpflicht und zur Vorteilsabschöpfung (§§ 32, 33 EnWG) im Falle eines Verstoßes gegen die in § 13a EnWG-E statuierten Pflichten ist zu streichen.

Durch die in § 13a Abs. 4 EnWG-E vorgesehene entsprechende Anwendung der vorgenannten Regelungen würde anderen Marktakteuren ein Unterlassungs- und Schadensersatzanspruch für den Verstoß gegen Verpflichtungen zugestanden, die offensichtlich nicht dem Schutz eines Einzelnen, sondern der Allgemeinheit dienen. Die entsprechende Anwendung vorgenannter Regelungen ist demnach systematisch verfehlt. § 13a Abs. 4 EnWG-E sollte daher ersatzlos gestrichen werden.

Vorschlag 2:

Der Adressatenkreis des geplanten § 13a EnWG sollte insgesamt auf Betreiber von Anlagen mit einer Nennleistung ab 50 MW (und nicht bereits ab 10 MW) begrenzt werden.

In § 13 Abs. 1a sollte die Leistungsgrenze von 50 MW beibehalten werden. Zudem sollte § 13 Abs. 1a weiterhin nur für Anlagen gelten, die an Netze mit einer Spannung von mindestens 110 kV angeschlossen sind. Zumindest muss klargestellt werden, dass die Verantwortung und das Haftungsrisiko für Maßnahmen gegenüber Anlagen im Verteilernetze beim Übertragungsnetzbetreiber liegt.

Der im Entwurf vorgesehene Schwellenwert von 10 MW in Bezug auf die Anzeigepflicht nach Absatz 1 sowie die Maßnahmen nach § 13 Abs. 1a würde dazu führen, dass auch Anlagen betroffen sind, die in ein Verteilernetz einspeisen und damit der direkten Einflussnahme durch den Übertragungsnetzbetreiber gar nicht zugänglich sind. Dadurch würden kleine und mittlere Unternehmen mit neuen Anforderungen belastet, ohne dass dem ein erkennbarer Mehrwert gegenübersteht.

Zudem wird auch die Erweiterung des Anwendungsbereichs des § 13 Abs. 1a EnWG für kritisch erachtet. Neben der Absenkung des Schwellenwertes von 50 MW auf 10 MW sollen Übertragungsnetzbetreiber nunmehr auch Anlagen zur Einspeisung anweisen können, die sich in einer niedrigeren Spannungsebene als 110 kV befinden.

Damit wird die Möglichkeit des Übertragungsnetzbetreibers erweitert, auf Erzeugungsanlagen zuzugreifen, die sich in nachgelagerten Verteilernetzen befinden. Dies ist umso problematischer als ungerregelt ist, welcher Netzbetreiber die Verantwortung für die jeweilige Maßnahme trifft.

In der Regelung ist lediglich vorgesehen, dass sich der Übertragungsnetzbetreiber gegebenenfalls mit dem Verteilernetzbetreiber, in dessen Netz die Anlage eingebun-

den ist, abspricht, ohne dass ersichtlich ist, ob der Verteilernetzbetreiber die Maßnahme in eigener Verantwortung - und damit auch mit eigenem Haftungsrisiko - oder als Bote des Übertragungsnetzbetreibers – und damit ohne eigenes Haftungsrisiko - umsetzen muss.

Da der Übertragungsnetzbetreiber derjenige ist, der nach § 13 Abs. 1a EnWG entscheidet, ob eine Anweisung erfolgt, sollte klargestellt werden, dass dieser auch das Haftungsrisiko übernimmt und verpflichtet ist, den Verteilernetzbetreiber, in dessen Netz die Erzeugungsanlage eingebunden ist, von sämtlichen Haftungsansprüchen aufgrund dieser Maßnahme freizustellen.

Ohne eine solche Klarstellung ist die Änderung des § 13 Abs. 1a EnWG für den VKU inakzeptabel.

**a) Verbindliche Meldepflicht für Kraftwerksstilllegungen
(§ 13a Abs. 1 EnWG-E)**

Vorschlag 3:

Die Frist zur Anzeige vorläufiger Stilllegungen sollte im Vergleich zur Frist endgültiger Stilllegungen (12 Monate) deutlich verkürzt werden, vor allem wenn die Stilllegungen außerhalb der Wintermonate erfolgen. Wenn die vorläufige Stilllegung in den Wintermonaten erfolgt, sollte die Meldung bis zum 01.09. des laufenden Jahres erfolgen, ansonsten sollte ein Monat ausreichen.

Durch die vom VKU vorgeschlagene Regelung würde die Meldefrist an die tatsächlichen Erfordernisse angepasst. Die Fristen sollten nicht länger sein als zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit im Winter erforderlich ist.

Vorschlag 4:

Die Information über vorläufige Stilllegungen sollte nur von Kraftwerken gefordert werden, die systemrelevant sind.

Es besteht kein Bedürfnis, Kraftwerksstilllegungen, welche die Versorgungssicherheit nicht gefährden, einer Meldepflicht zu unterwerfen. Eine Meldepflicht würde den Betreibern solcher Kraftwerke nicht nur einen zusätzlichen administrativen Aufwand, sondern auch das Risiko eines Bußgeldes in Millionenhöhe aufbürden, ohne dass diesen Belastungen ein erkennbarer Nutzen gegenübersteht.

Vorschlag 5:

Der vorgesehene Bußgeldrahmen für Verstöße gegen die Meldepflicht für Kraftwerksstilllegungen sollte nach Leistungsklassen gestaffelt werden.

Die Höhe der Geldbuße muss von der Größe und Bedeutung der einzelnen Erzeugungsanlage für das Funktionieren des Gesamtsystems abhängig sein. Dies muss bei der Festlegung des Bußgeldrahmens zum Ausdruck kommen.

Der Nutzen der geplanten Regelung, nämlich frühzeitige Information über den Austritt einer Erzeugungsanlage, und die drohende Sanktionierung einer unterlassenen Meldung müssen in einem angemessenen Verhältnis stehen. Versäumt ein Anlagenbetreiber versehentlich eine Meldung, ohne dass dadurch die Versorgungssicherheit bedroht ist, wäre ein Bußgeld in Millionenhöhe unverhältnismäßig, zumal wenn es sich um eine kleinere Anlage im zweistelligen MW-Bereich handelt.

Vorschlag 6:

Es sollten Tatbestände definiert werden, bei deren Vorliegen eine Meldepflichtverletzung ausnahmsweise nicht mit einem Bußgeld geahndet wird.

Die Bußgeldandrohung wäre unverhältnismäßig, wenn sie nicht Fälle berücksichtigen würde, in denen eine Meldung unterbleibt, ohne dass der Kraftwerksbetreiber dies zu vertreten hat.

b) Verhinderung endgültiger Stilllegungen systemrelevanter Kraftwerke gegen Entschädigung (§ 13a Abs. 2 bis 3 EnWG-E)

Vorschlag 7:

Das Verbot der Stilllegung systemrelevanter Kraftwerke und alle sich daraus für den Anlagenbetreiber ergebenden Konsequenzen müssen an eine umfassende Entschädigungsregelung geknüpft werden. Aufgrund der hohen Bedeutung für Anlagenbetreiber sollte bereits im Gesetz der Inhalt des Entschädigungsanspruchs näher konkretisiert und nicht die grundlegende Ausgestaltung dem Verordnungsgeber und/oder der Bundesnetzagentur überlassen werden.

Kommunale Energieerzeuger tragen jederzeit zur Systemsicherheit bei. Die daraus resultierenden Kosten müssen seitens der einbezogenen Unternehmen geltend gemacht werden können. Dabei ist zu beachten, dass für unterschiedliche Kraftwerke verschiedene Kostenpositionen anfallen können.

Jede einzelne Maßnahme, die der Anlagenbetreiber auf Anforderung des Übertragungsnetzbetreibers durchführt, muss - dies gebieten die Grundsätze eines betriebswirtschaftlich geführten Unternehmens - von der Erhaltung bis zum Betrieb vollumfänglich entschädigt werden.

aa) Maßnahmen zum Erhalt der Anlage in einem Zustand, der eine Anforderung zur weiteren Vorhaltung oder Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft ermöglicht (§ 13a Absatz 3 des Entwurfs)

Vorschlag 7a:

Alle Kosten, die dem Anlagenbetreiber infolge der Erhaltungsmaßnahmen entstehen, insbesondere auch die Opportunitätskosten (Standortflexibilität), müssen durch die Entschädigungsregel abgedeckt sein. Des Weiteren sind die Vorhaltungskosten für Brennstoffe (Transport, Logistik, Lager) oder Füllung des Oberbeckens bei Pumpspeicherkraftwerke (PSW) etc. zu erstatten.

Der Anlagenbetreiber ist wirtschaftlich so zu stellen, als wäre das Stilllegungsverbot nicht ergangen.

bb) Maßnahmen zur Vorhaltung und Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft für Anpassungen der Einspeisung auf Anforderung des Übertragungsnetzbetreibers (§ 13 Absatz 1b des Entwurfs).

Vorschlag 7b:

Alle Kosten, die dem Anlagenbetreiber infolge von Maßnahmen zur Wiederherstellung und Vorhaltung der Betriebsbereitschaft entstehen, müssen ersetzt werden.

Vor dem Hintergrund, dass der Anlagenbetreiber bei Inanspruchnahme der Betriebsbereitschaftsauslagen die Anlage für die Dauer von fünf Jahren nicht eigenständig einsetzen darf, ist es essentiell, dass sämtliche Kosten, die dem Anlagenbetreiber im Rahmen der Herstellung und Vorhaltung der Betriebsbereitschaft entstehen, erstattet werden. Andernfalls würde er für die Dauer von fünf Jahren Verluste erleiden.

Im Einzelnen müssen folgende Kosten ersetzt werden:

- Unterhaltungskosten
 - Instandsetzungs-/ Ertüchtigungskosten
 - Instandhaltungsmaterial
 - Instandhaltungsleistungen (intern/extern)
- Kosten für die Kapazitätsbuchung Gas
- Personalkosten
- Versicherungen

- Abgaben
- Betriebliche Steuern
- Vorhaltungskosten für Brennstoffe (Transport, Logistik, Lager) oder Füllung des Oberbeckens bei PSW
- Kosten für die Umwälzung des Wassers zur Verhinderung des Einfrierens bei PSW
- Sonstige Kosten (bspw. Anteil der Netzentgelte für singulär genutzte Betriebsmittel gem. § 19 Abs. 3 StromNEV, soweit diese bei planmäßiger Stilllegung hätten eingespart werden können)
- zurechenbare Gemeinkosten (u.a. IT-, Personal-, Audit-Kosten)
- kalkulatorische Abschreibungen
- kalkulatorische Zinsen

Vorschlag 7c:

Die Betriebsbereitschaftsauslagen, die der Anlagenbetreiber für die Vorhaltung oder die Herstellung der Betriebsbereitschaft erhalten hat, muss der Anlagenbetreiber bei Einsatz der Anlage nach Ablauf der Ausschlussfrist nur soweit zurückzahlen, wie sich die Auslagen auf lebensverlängernde Maßnahmen beziehen.

Es besteht kein Grund, Auslagen zur Deckung der fixen Kosten, die im Rahmen der Betriebsbereitschaft anfallen (z.B. Personal, Wartung, TÜV, Versicherungen) zurückzufordern, wenn der Anlagenbetreiber die Anlage nach Ablauf der Ausschlussfrist wieder eigenständig einsetzt. Von diesen Auslagen profitiert der Anlagenbetreiber beim Weiterbetrieb der Anlage nicht. Die Gefahr von Fehlanreizen oder Mitnahmeeffekten ist insoweit nicht gegeben. Ein Rückerstattungsanspruch ist nur insoweit sachgerecht, wie er sich auf Auslagen bezieht, von denen der Anlagenbetreiber nach Ablauf der Ausschlussfrist profitiert, also für lebensverlängernde Maßnahmen (z.B. Turbinenrevision).

cc) Die Inbetriebsetzung und der Betrieb der Anlage auf Anforderung des Übertragungsnetzbetreibers (im Entwurf derzeit unklar).

Vorschlag 7d:

Alle Kosten, die dem Anlagenbetreiber infolge der Inbetriebsetzung und des Betriebs der Anlage auf Anforderung des Übertragungsnetzbetreibers entste-

hen, müssen ersetzt werden. Für den Fall, dass beim Anlagenbetrieb ein Schaden entsteht, muss eine Haftungsregelung getroffen werden.

Im Einzelnen müssen folgende Kosten entschädigt werden:

- Brennstoffkosten
- Kosten für CO₂-Zertifikate
- Sonstige Hilfs- und Betriebsstoffe
- Variable Instandhaltungskosten in Abhängigkeit vom Betrieb der Anlage (sonstiger Verschleiß, Anfahrkosten)
- Kosten für Netznutzung (Leistungspreis, Arbeitspreis), ggf. auch unter Beachtung der Einsatzkriterien für atypische Netznutzung – (§ 19 Abs. 2 S. 1 StromNEV)
- Opportunitätskosten

Durch den Weiterbetrieb der Anlage darf dem Kraftwerksbetreiber kein Nachteil im Vergleich zur beabsichtigten Stilllegung entstehen.

Vorschlag 8:

Ein Stilllegungsverbot darf nicht ausgesprochen werden, wenn ein Kraftwerk durch Neubau ersetzt werden soll.

Die notwendige Modernisierung des Kraftwerksparks hin zu effizienteren und flexibleren Anlagen darf nicht durch ein Stilllegungsverbot blockiert werden, wenn anstelle der stillgelegten Anlage eine neue Anlage errichtet werden soll.

Vorschlag 9:

Die Liste der systemrelevanten Kraftwerke sollte regelmäßig veröffentlicht und aktualisiert werden.

Im Sinne größtmöglicher Transparenz und Fairness ist es erforderlich, dass alle Marktteilnehmer erfahren, welche Kraftwerke von den Übertragungsnetzbetreibern als systemrelevant angesehen werden.

Vorschlag 10:

Nur wenn der Bericht, den das Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie spätestens zum 31. Juli 2014 vorliegt, ergibt, dass die Maßnahmen weiterhin not-

wendig sind, sollten die Eingriffsbefugnisse, wiederum für maximal 2 Jahre, verlängert werden dürfen.

Die Eingriffsbefugnisse nach § 13 Abs. 1a EnWG und nach §§ 13a bis c EnWG-E sowie § 16 Abs. 1a und 2a EnWG-E dürfen nur solange aufrechterhalten bleiben wie dies zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit unerlässlich ist. Daher muss sichergestellt sein, dass diese Maßnahmen nach Ablauf eines überschaubaren Zeitraums außer Kraft treten, wenn nicht im Rahmen der Evaluation festgestellt wird, dass eine Verlängerung erforderlich ist.

Ziel muss es außerdem sein, die geplanten regulatorischen Maßnahmen möglichst schnell durch ein zukunftsfähiges Energiemarktdesign abzulösen. Ein zu langer Übergangszeitraum birgt das Risiko, dass aus dem Provisorium ein Dauerzustand wird, der die Bestrebungen zur Schaffung eines neuen Energiemarktdesign konterkariert.

2. Transparenz bei Kontrahierung von Reservekraftwerken (§ 13b EnWG-E)

Vorschlag 11:

Die Nutzung und Vergütung von Reservekraftwerken sollte zumindest in ihren Grundzügen durch den Gesetzgeber selbst geregelt und nicht an den Verordnungsgeber delegiert werden.

Die Nutzung und Vergütung von Reservekraftwerken ist von großer Bedeutung für die Versorgungssicherheit und hat erhebliche wirtschaftliche Auswirkungen auf die Kraftwerksbetreiber. Bei der Ausgestaltung der Vergabep Praxis handelt es sich um wesentliche Entscheidungen, die der parlamentarische Gesetzgeber selbst treffen muss und die er nicht an die Exekutive delegieren darf. Daher müssen bereits im Gesetz Kriterien zur Ausgestaltung einer Verordnung mit Regelungen für einen strukturierten Beschaffungsprozess zur Kontrahierung einer Netzreserve aus vorläufig stillgelegten Anlagen zur Netzentlastung vorgesehen werden.

Vorschlag 12:

Die Kontrahierung von Reserve muss transparent sein. Dies lässt sich am besten durch ein offenes Versteigerungsverfahren, welches alle Erzeugungsgrößenklassen einbezieht, erreichen.

Die Nutzung eines Auktionsverfahrens ist effizienter als die bislang angewendete Vergabepaxis. Die Auktionierung sollte unter Berücksichtigung der folgenden Kriterien erfolgen:

- die Auswahl der benötigten Erzeugungskapazitäten muss durchgängig transparent ausgestaltet werden
- die Akquirierung von Erzeugungskapazitäten sollte in Form einer Versteigerung erfolgen
- zur Versteigerung sollten die für ab dem Winter 2013/14 benötigten Erzeugungskapazitäten zum Zuge kommen
- der Versteigerungszeitraum sollte mit ausreichender Vorlaufzeit gewählt werden, damit gewährleistet ist, dass z. B. notwendige Gaskapazitäten gebucht und Revisionen durchgeführt werden können
- die Reihenfolge des Abrufs der im Bedarfsfall benötigten Erzeugungskapazitäten muss klar geregelt werden
- die zur Versteigerung kommenden Lose sollten bis zu einer Untergrenze von 10 MW unterteilt werden, um das Risiko eines Ausfalls im Bedarfsfall zu streuen und die Erzeugungskapazitäten mit den volkswirtschaftlich günstigsten Kosten zum Zuge kommen zu lassen.

Vorschlag 13:

Die Kontrahierung von Reservekraftwerken, die idealerweise im Rahmen einer Auktionierung erfolgt, sollte nur übergangsweise eingesetzt werden, bis die notwendigen Anpassungen des Energiemarktdesigns wirksam werden.

Die mit der Energiewende verbundenen Herausforderungen, insbesondere der Ausbau und die Integration erneuerbarer Energien, der Bau flexibler Kraftwerke und Speicher sowie die Weiterentwicklung der Netzinfrastruktur setzen ein konsistentes und integriertes Energiemarktdesign voraus.

3. Zusammenhang Gas- und Stromversorgung

Allgemein bleibt zunächst anzumerken, dass es für die Bundesnetzagentur spätestens zum jetzigen Zeitpunkt angebracht ist, ihre Ansichten zur Anerkennung der Kosten für nachgelagerte Gasspeicher und Netzpuffer grundlegend zu überdenken. Die höchst restriktive Handhabung der Bundesnetzagentur in Sachen nachgelagerte Gasspeicher und Netzpuffer in den vergangenen Jahren hat dazu geführt, dass ent-

sprechende kapazitätsrelevante Instrumente in Gasverteilernetzen kaum wirtschaftlich betrieben werden können und dementsprechend auch erheblich zurückgefahren werden mussten.

Kein Gasverteilernetzbetreiber kann es sich leisten, in seinem Gasnetz Kugel- oder Röhrenspeicher zu betreiben, wenn er dafür keine Kosten im Rahmen der Netzentgeltregulierung geltend machen kann. Analog zum Stromthema „Pooling“ zeigt sich hier eindrücklich, dass durch ein ausschließlich auf (vermeintliche) Netzentgeltsenkungen ausgerichteten Handeln des Regulierers die für Netzstabilität und Versorgungssicherheit sinnvollen und vor dem Hintergrund einer zukünftig verstärkt volatilen Erzeugungsstruktur dringend benötigten Flexibilitäten in den Strom- bzw. Gasverteilernetzen unnötig gefährdet wurden.

a) Für das Elektrizitätsversorgungssystem systemrelevante Gaskraftwerke (§ 13c EnWG-E)

Vorschlag 14:

Eine Pflicht zum Brennstoffwechsel sollte nicht vorgesehen werden.

Erdgas hat unter den fossilen Brennstoffen den geringsten Emissionsfaktor. Ein Wechsel zu einem anderen Brennstoff würde also den CO₂-Ausstoß erhöhen. Beim Einsatz von Öl würde sich zudem der Kraftwerksbetrieb verteuern, dessen Wirtschaftlichkeit aufgrund sinkender Einsatzzeiten ohnehin schon gefährdet ist.

Sollte eine Verpflichtung zum Brennstoffwechsel trotz der vorgebrachten Bedenken als unvermeidlich erachtet werden, ist es wichtig und richtig, diesen unter den Vorbehalt der technischen und rechtlichen Möglichkeit sowie wirtschaftlichen Zumutbarkeit zu stellen.

Vorschlag 15:

Betreiber systemrelevanter Gaskraftwerke sollten nicht zum Abschluss von Verträgen mit ausschließlich festen Kapazitäten verpflichtet werden.

Soweit der Weiterbetrieb eines Gaskraftwerks auch mit einem milderem Mittel erreicht werden kann - z.B. Buchung von kurzfristigen Kapazitäten auf Anforderung – sollte es keine generelle Verpflichtung zur Buchung von festen Kapazitäten geben.

Es muss auch dafür Sorge getragen werden, dass Wettbewerbsverzerrungen vermieden werden: Ein Kraftwerk, das – von der Allgemeinheit bezahlte – feste Kapazitäten hat, hat einen Wettbewerbsvorteil. Sollte dennoch an der geplanten Verpflichtung

tung festgehalten werden, ist es wichtig und richtig, dass dies nur unter den Vorbehalt der rechtlichen und technischen Möglichkeit und der wirtschaftlichen Zumutbarkeit erfolgt.

Allerdings muss gleichzeitig durch die Bundesnetzagentur sichergestellt werden, dass Gasverteilernetzbetreiber für die in ihrem Netzgebiet angeschlossenen systemrelevanten Kraftwerke ausreichend feste Kapazitäten beim vorgelagerten Fernleitungsnetzbetreiber bestellen können.

b) Systemverantwortung der Betreiber von Fernleitungsnetzen (§ 16 Abs. 1a EnWG-E)

Vorschlag 16:

Die vorgesehenen Eingriffsbefugnisse von Fernleitungsnetzbetreibern gegenüber Betreibern von Gasspeichern sollten gestrichen werden.

Der Speicherbetreiber ist nicht Eigentümer des gespeicherten Gases. Er speichert dieses lediglich aufgrund eines Vertrages mit dem Eigentümer ein. Durch die geplante Regelung würde der Betreiber der Gasspeicheranlage verpflichtet, in fremdes Eigentum einzugreifen. Dadurch würde er sich gegenüber dem Eigentümer schadensersatzpflichtig machen. Der dem Eigentümer des eingespeicherten Gases durch eine Maßnahme nach § 16 Abs. 1a EnWG-E entstehende Schaden dürfte erhebliche Ausmaße haben, da dieser infolge des Eingriffs nicht in der Lage wäre, bereits eingegangene Lieferverpflichtungen Dritten gegenüber zu erfüllen, und sich dadurch seinerseits schadensersatzpflichtig machen würde.

Falls der Gesetzgeber trotz dieser erheblichen Bedenken derartige Eingriffsmöglichkeiten zulassen will, muss zumindest sichergestellt werden, dass die dadurch entstehenden Mehrkosten sowie die Schäden, die sich aus den bestehenden Speicherverträgen für den Betreiber von Speicheranlagen sowie mittelbar für den Speicherkunden (Transportkunden) nach Beendigung der Maßnahme ergeben, vom Netzbetreiber vollständig erstattet werden.

4. Einbau von Messsystemen und allgemeine Anforderungen (§§ 21c Abs. 5, 21e Abs. 5 EnWG-E)

Vorschlag 17:

Die vorgesehene Einbaupflicht für Messeinrichtungen im Sinne von § 21c Abs. 5 EnWG-E sollte in den technisch und wirtschaftlich zumutbaren Fällen erst nach Ablauf der jeweils bestehenden Eichgültigkeit der verbauten Messeinrichtungen vorgesehen werden.

Es ist im Grundsatz zu begrüßen, dass in der aktuellen Entwurfsfassung des **§ 21c Abs. 5 EnWG-E** die technische Möglichkeit und die wirtschaftliche Zumutbarkeit als Voraussetzungen für eine Verpflichtung zum Einbau des "EDL21+Schnittstelle Zähler" festgelegt werden und die weitere Ausgestaltung mit dem nötigen zeitlichen Vorlauf in einer nachgelagerten Verordnung erfolgen soll.

Damit wird ein der Komplexität des Vorhabens angemessener legislativer Rahmen geschaffen, es muss jedoch gewährleistet sein, dass bei der Ausgestaltung der Regelungen der Verordnung die Ergebnisse der Kosten-/Nutzen-Analyse (KNA) des Bundeswirtschaftsministeriums umfassend Berücksichtigung finden.

Weiterhin ist für einen gleitenden Übergang zu „intelligenten Messeinrichtungen“, wie er auch im Rahmen der Gesetzesbegründung gefordert wird, die in dem § 21c Abs. 5 EnWG-E statuierte Einbauverpflichtung für Messeinrichtungen sich nur an die Fälle richten kann, bei denen die jeweils bestehende Eichgültigkeit des eingebauten Zählers abläuft.

Andernfalls sähe diese Verpflichtung - bei Verfügbarkeit entsprechender EDL21plus-Zähler - für die positiven Fälle der KNA eine unmittelbare, flächendeckende Einbaupflicht vor. Dies würde zwangsläufig zu einer Überhitzung des Marktes und damit zu unnötigen Kosten für den Endkunden führen, da ja der Messstellenbetreiber verpflichtet wäre, diese Messeinrichtungen auch zu deutlich höheren Preisen einzubauen, wenn die KNA für bestimmte Fallgruppen grundsätzlich zu einem positiven Kosten-/ Nutzenverhältnis kommt.

Die Umsetzung dieser neuen Einbaupflicht entlang der auslaufenden Eichgültigkeiten der Bestandszähler vermeidet diese Überhitzungseffekte, gewährleistet einen gleitenden Übergang zu diesen neuen Messeinrichtungen und vermeidet damit unnötige Kosten beim Endkunden.

Durch diese Kriterien wird sichergestellt, dass Messstellenbetreiber nicht verpflichtet ist, einen "EDL21+Schnittstelle -Zähler" einzubauen, obwohl die spätere Einbindbarkeit in ein Messsystem nicht sichergestellt werden kann, weil die technischen Vorgaben noch nicht verbindlich feststehen.

Auch die Voraussetzung, dass der Einbau vorgenannter Messeinrichtungen nur dann erfolgen muss, wenn er auch wirtschaftlich vertretbar ist, ist nach Ansicht des VKU sinnvoll. Der Verweis auf die Definition der wirtschaftlichen Vertretbarkeit in § 21c Abs. 2 Satz 2 EnWG ist dabei entscheidend für die zukünftige Planungssicherheit.

Die **Änderung des § 21e Abs. 5 EnWG** erachten wir für richtig. Wir begrüßen, dass eine Weiternutzung von Messsystemen, die den Anforderungen eines Schutzprofils nicht genügen, auf jetzt acht Jahre erfolgt ist. Jedoch sollte auf die in § 21e Abs. 5 Satz 1 Ziffer 3 EnWG-E enthaltene Möglichkeit des Kunden, in jedem Falle einen Vertrag über den Einbau und den Betrieb eines Messsystems, das den Anforderungen eines Schutzprofils nicht genügt, verzichtet werden. Sobald ein Messsystem nicht den allgemeinen datenschutzrechtlichen Anforderungen genügt, ist dem Verbraucher das Festhalten am Vertrag nicht mehr zumutbar und er kann diesen nach allgemeinen zivilrechtlichen Regelungen ohnehin kündigen. Es ist kein Grund ersichtlich, weshalb dem Verbraucher auch in den Fällen, in denen keine konkreten datenschutzrechtlichen Gefahren ersichtlich sind, ein fristloses Kündigungsrecht zustehen soll. Für den Messstellenbetreiber, der Messsysteme einbaut, welche den Anforderungen eines Schutzprofils nicht genügen, bedarf es einer gewissen Planbarkeit, die aufgrund eines in jedem Falle vorhandenen fristlosen Kündigungsrecht des Verbrauchers nicht mehr gegeben ist. Ein solches unbeschränktes fristloses Kündigungsrecht dürfte in der Praxis dazu führen, dass die Regelung des § 21e Abs. 5 EnWG-E keinen oder kaum einen praktischen Anwendungsbereich haben wird.