

Deutscher Bundestag
17. Wahlperiode
Ausschuss für Wirtschaft
und Technologie

Ausschussdrucksache 17(9)516
23. Juni 2011

BDEW Bundesverband
der Energie- und
Wasserwirtschaft e.V.
Reinhardtstraße 32
10117 Berlin

bdew

Energie. Wasser. Leben.

Stellungnahme

BDEW-Stellungnahme zum Entwurf eines Gesetzes zur Neuregelung energiewirt- schaftsrechtlicher Vorschriften vom 6. Juni 2011

- Entwurf der Fraktionen der CDU/CSU und FDP -

Berlin, 23. Juni 2011

Die Bundesregierung hat am 6. Juni 2011 ein umfangreiches Maßnahmenpaket zur Energiewende beschlossen. Zu diesen Maßnahmen gehört auch der Entwurf des EnWG. Als Spitzenverband der deutschen Energie- und Wasserwirtschaft unterstützt der BDEW die Bundesregierung darin, das 3. Binnenmarktpaket nunmehr zügig in nationales Recht umzusetzen. Dabei sollte die Umsetzung nicht über die europarechtlichen Verpflichtungen hinausgehen, wie dies an einigen Stellen des Entwurfs leider geschehen ist.

Der BDEW begrüßt, dass neben den notwendigen Änderungen, die der Regierungsentwurf anstößt, bestehende Regelungen erhalten bleiben. Dies gilt namentlich für die De-minimis-Regelung, aber u. a. auch mit Blick auf die Kriterien für die Abgrenzung von Speicheranlagen. Die vorgeschlagene Lösung ermöglicht eine pragmatische Abgrenzung der für den effizienten Netzzugang wirtschaftlich und technisch erforderlichen Speicheranlagen. Zudem befürwortet BDEW die neu im Gesetzentwurf aufgenommene vorgesehene Entfristung und Flexibilisierung der Förderung des KWK-G.

Die vielfältigen Neuregelungen haben erhebliche Auswirkungen auf die Energiebranche und damit auf die gesamte deutsche Wirtschaft. Deswegen plädiert der BDEW für eine gründliche und sachliche Abwägung der Ziele des Energiewirtschaftsgesetzes für sämtliche darin aufgegriffene Themen. Jede Regelung sollte auf die mittel- und langfristigen Auswirkungen geprüft werden. Dabei sind die Grundprinzipien der Verhältnismäßigkeit und der Rechtssicherheit maßgebend. Aufgrund der Kürze der für die Kommentierung zur Verfügung stehenden Zeit, können die Anmerkungen nicht abschließend sein. BDEW verweist auch auf seine Stellungnahme vom 17. Mai 2011 zum Referentenentwurf des EnWG¹.

Im Kern setzt der Entwurf die Regelungen des 3. Binnenmarktpaketes um. Der BDEW steht dem Ziel der Bundesregierung aufgeschlossen gegenüber, die EnWG-Novelle jenseits der Themen des 3. Binnenmarktpaketes auch zum Umbau der Energiewirtschaft zu nutzen. Hervorzuheben sind in diesem Zusammenhang Regelungen, die der Heranführung der erneuerbaren Energien an den Markt dienen, wie etwa ihre Einbeziehung in den Regelenergiemarkt. Grundsätzlich positiv hervorzuheben sind ebenso die Regelungsansätze, die die Energieversorgung intelligenter machen sollen, namentlich die Vorschriften zur Förderung intelligenter Messsysteme, zu unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen oder auch zu abschaltbaren Lasten. Im Detail betrachtet sind diese Regelungsansätze allerdings oft noch unvollkommen, so dass hier erheblicher Verbesserungsbedarf besteht.

Veränderungen in der Erzeugungsstruktur werden erhöhte Anforderungen an die Systemstabilität der Übertragungsnetze mit sich bringen. Es ist wichtig, dass die Übertragungsnetzbetreiber in die Lage versetzt werden, diesen Anforderungen auch in der Zukunft gerecht werden zu können. Voraussetzung dafür sind Rechtssicherheit und eine verlässliche Energiepolitik. Der BDEW begrüßt es, dass die Novelle diese wichtigen Aufgaben auf den Weg bringt. Auch diese Regelungen bedürfen in ihrer konkreten Ausgestaltung noch einer gründlicheren Diskussion, insbesondere hinsichtlich ihrer Auswirkungen auf den Markt.

¹ BDEW-Stellungnahme zum Entwurf des Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWGÄndG) vom 3. Mai 2011

Kernforderungen des BDEW zum Entwurf der Bundesregierung zum Gesetz zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften vom 6. Juni 2011:

1. Entflechtung – hier Definition vertikal integriertes Energieversorgungsunternehmen, § 3 Nr. 38.

Vorschlag:

38. vertikal integriertes Energieversorgungsunternehmen

~~ein im Elektrizitäts- oder Gasbereich tätiges Unternehmen oder eine im Elektrizitäts- oder Gasbereich tätige Gruppe von Unternehmen, die im Sinne des Artikels 3 Abs. 2 der Verordnung (EG) Nr. 139/2004 des Rates vom 20. Januar 2004 über die Kontrolle von Unternehmenszusammenschlüssen (ABl. EU Nr. L 24 S. 1) miteinander verbunden sind, wobei das betreffende Unternehmen oder die betreffende Gruppe im Elektrizitätsbereich mindestens eine der Funktionen Übertragung oder Verteilung und mindestens eine der Funktionen Erzeugung oder Vertrieb von Elektrizität oder im Erdgasbereich mindestens eine der Funktionen Fernleitung, Verteilung, Betrieb einer LNG-Anlage oder Speicherung und gleichzeitig eine der Funktionen Gewinnung oder Vertrieb von Erdgas wahrnimmt.~~

„a. ein Elektrizitätsunternehmen oder eine Gruppe von Elektrizitätsunternehmen, über die ein und dieselbe Person berechtigt ist oder ein und dieselben Personen berechtigt sind, direkt oder indirekt Kontrolle auszuüben, wobei das betreffende Unternehmen oder die betreffende Gruppe von Unternehmen mindestens eine der Funktionen Übertragung oder Verteilung und mindestens eine der Funktionen Erzeugung von oder Versorgung mit Elektrizität wahrnimmt, oder

b. ein Erdgasunternehmen oder eine Gruppe von Erdgasunternehmen, über die ein und dieselbe Person berechtigt ist oder ein und dieselben Personen berechtigt sind, direkt oder indirekt Kontrolle auszuüben, wobei das betreffende Unternehmen oder die betreffende Gruppe von Unternehmen mindestens eine der Funktionen Fernleitung, Verteilung, LNG oder Speicherung und mindestens eine der Funktionen Gewinnung oder Lieferung von Erdgas wahrnimmt;

die Vorgabe allgemeiner Richtlinien in Bereichen, die nicht unmittelbar einer der Funktionen Übertragung oder Verteilung von Elektrizität oder Fernleitung, Verteilung, LNG oder Speicherung von Erdgas zuordenbar sind oder geeignet sind, Wettbewerber des vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmens zu diskriminieren, gelten nicht als Wahrnehmung einer der Funktionen Übertragung oder Verteilung von Elektrizität oder Fernleitung, Verteilung LNG oder Speicherung von Erdgas“.

Darüber hinaus sollte §10d Abs. 3 Satz 2 gestrichen werden.

Begründung:

Das Gesetz sollte sich mit Blick auf den Begriff des vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmens eng am Richtlinien text orientieren. Der Begriff des vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmens führt nach jetziger Fassung zu einer überschießenden Umsetzung des 3. Binnenmarktpaketes und würde wesentliche Punkte der ohnehin die Unternehmen schon sehr belastenden Entflechtungsbestimmungen erheblich verschärfen. Das schon sehr weitgehende Verbot des Wechsels von Leitungspersonal zwischen Netz und andern Teilen des vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmens (3 Jahre vor Aufnahme und 4 Jahre nach Beendigung der Tätigkeit) wird durch die Umsetzung unnötig verschärft und auf den Wechsel zwischen Stromunternehmen und Erdgasunternehmen erweitert. Zudem wird auch die Nutzung gemeinsamer Services durch Dienstleistungs-, IT- und Liegenschaftsverbote über das Notwendige hinaus eingeschränkt und führt zu unnötigen Effizienzverlusten.

Aber auch unabhängig davon fallen die Regelungen zu den Karenzzeiten im EnWG schärfer aus als in den Richtlinien vorgesehen. Die Mehrheit der Mitglieder des Aufsichtsorgans muss eine sog. Cooling-On-Phase von sechs Monaten einhalten. D.h. sie dürfen in den letzten sechs Monaten vor einer Ernennung keine Aufgaben im restlichen vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmen ausgeübt haben. Die Regelung ist unnötig und verschärft die ohnehin verfassungsrechtlich sehr fragwürdigen Bestimmungen.

2. Entflechtung – hier Steuerneutralität der freiwilligen Entflechtung, § 6 Abs. 4***Vorschlag:***

*(4) „Die Absätze 2 und 3 gelten **nicht-entsprechend** für diejenigen Unternehmen, die eine rechtliche Entflechtung auf freiwilliger Grundlage vornehmen.“*

Begründung:

Die Steuerneutralität sollte auch für diejenigen Unternehmen gelten, die eine Entflechtung auf freiwilliger Grundlage vornehmen. Hierdurch würden u. a. Netzkooperationen von zwei vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmen erleichtert, die ohne die Kooperation als Deminimis-Unternehmen von der Entflechtung freigestellt sind.

3. Systemverantwortung - § 13 Absatz 1a

Zu diesem Thema verweisen wir auf die vorliegende BDEW-Stellungnahme zum BNetzA-Festlegungsverfahren „Standardisierung vertraglicher Rahmenbedingungen für Eingriffsmöglichkeiten der Übertragungsnetzbetreiber in die Fahrweise von Erzeugungsanlagen“ vom 30. Mai 2011.

4. Smart Grid - Unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen - § 14 a

Vorschlag:

Satz 5 (neu): „**Betreiber von Gasverteilernetzen können Letztverbrauchern ein reduziertes Netzentgelt anbieten, das dem besonderen Netznutzungsverhalten angemessen Rechnung trägt.**“

Begründung:

Eine Ausdehnung auf Gasverteilernetze erschließt die Möglichkeit, Anreize für ein flexibles Netznutzungsverhalten zu schaffen.

5. Smart Meter - §§ 21b ff.

Vorschlag:

§ 21c Einbau von Messsystemen

(1) Messstellenbetreiber haben

a) in Gebäuden, die neu an das Energieversorgungsnetz angeschlossen werden oder einer größeren Renovierung im Sinne der Richtlinie 2002/91/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 16. Dezember 2002 über die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden (ABl. L 1 vom 4.1.2003, S. 65) unterzogen werden,

b) ~~bei Letztverbrauchern mit einem Jahresverbrauch größer 6000 Kilowattstunden~~
[...]

§ 21e Allgemeine Anforderungen an Messsysteme zur Erfassung elektrischer Energie

(5) Messsysteme, die zum Inkrafttreten dieses Gesetzes bereits verbaut sind und die den Anforderungen eines speziellen Schutzprofils nicht genügen, können bis zum nächsten Ablauf der bestehenden Eichgültigkeit, mindestens jedoch bis zum 31. Dezember 2013 weiter genutzt werden, ~~es sei denn, sie wären zuvor auf Grund eines Einbaus nach § 21c auszutauschen.~~ Näheres kann durch Rechtsverordnung nach § 21i Absatz 1 Nummer 11 bestimmt werden.

§ 7 Absatz 1 Satz 2 EEG

Für Messstellenbetrieb und Messung gelten **unbeschadet des § 6** die Vorschriften der §§ **21c, d, e** und ~~i 21b bis 21h~~ des Energiewirtschaftsgesetzes und der auf Grund von § 21i **des Energiewirtschaftsgesetzes** ergangenen Rechtsverordnungen.

Begründung:

Die in den EU-Richtlinien empfohlene Kosten-Nutzen-Analyse sollte die Grundlage für die Entscheidung über den flächendeckenden Einsatz der intelligenten Messsysteme sein. Durch die umfassende sofortige Verpflichtung zum Einbau von Messsystemen wird die im EnWG vorgesehene Kosten-Nutzenanalyse zum großen Teil obsolet machen.

Die Kundengruppe mit über 6000 kWh Jahresverbrauch (4-Personen-Einfamilienhaus mit hohem Strombedarf) entspricht einem Anteil von etwa 10 bis 15 % der Standardlastprofilkunden mit ca. 40 bis 50 % des Stromverbrauchs. Kunden, die mit registrierender Leistungsmessung gemessen werden, liegen ohnehin regelmäßig über dieser Grenze. Eine Kosten-Nutzenanalyse würde nur noch für den Klein- und Kleinstkundenbereich erfolgen.

Sollte die Regelung zum 6000 kWh Jahresverbrauch auch auf Gasmesseinrichtungen anzuwenden sein, vergrößerte sich der Anwendungsbereich noch weiter. Der durchschnittliche Jahresverbrauch pro m² beträgt ohne Warmwasseraufbereitung 143,3 kWh. Bei einer 80 m² großen Mietwohnung beträgt der Verbrauch im Durchschnitt über 10.000 kWh. Wenn § 21 c auch für Gasmesseinrichtungen gelten soll, würde dies im Gasbereich zu einem Massen-Rollout führen unabhängig von der Einbauverpflichtung für intelligente Messsysteme für Strom. Dies ist – sofern die Regelung nicht ohnehin gestrichen wird – klarzustellen.

Der Umbau der Messeinrichtungen orientiert sich einzig an den technischen Gegebenheiten, z. B. Wärmeversorgung in einem Mehrfamilienhaus. Dies wird insgesamt zu einem unstrukturierten Umbau führen.

Die Kosten-Nutzen-Analyse hat das Ziel, auch Verbundeffekte für den Umbau zu berücksichtigen und damit die Kosten für den Verbraucher positiv zu beeinflussen.

Bisher besteht überdies keine vollständige Konsistenz zwischen den Messregelungen des EEG / KWKG auf der einen Seite und denen des EnWG auf der anderen Seite. Der pauschale Verweis auf die §§ 21b ff. müsste z. B. hinsichtlich der Zuständigkeit für die Messung und den Messstellenbetrieb eingegrenzt werden, insbesondere für die reine Einspeisemessung. Auch bei der reinen Einspeisung wäre sonst für den Messstellenbetrieb nach § 21b EnWG grundsätzlich der **Netzbetreiber**, nach § 7 Absatz 1 EEG aber der **Anlagenbetreiber** zuständig. Diesen Widerspruch sollte der Verweis im EEG auf die Bestimmungen des EnWG ausräumen und klar regeln, welche Inhalte der §§ 21b ff. EnWG-RegE in das EEG-Messregime übernommen werden sollen.

6. Förderung von Netzinvestitionen - § 21a Absatz 3 und 4

Vorschlag:

*(3) [...] „Die Vorgaben bleiben für eine Regulierungsperiode unverändert, sofern nicht Änderungen staatlich veranlasster Mehrbelastungen aufgrund von Abgaben oder der Abnahme- und Vergütungspflichten nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz und dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz **sowie Kostenänderungen aus erforderlichen Investitionen für Maß-***

nahmen nach § 11 Absatz 1 Satz 1 oder aus anderen, nicht vom Netzbetreiber zu vertretenden, Umständen eintreten. [...]

(4) [...] Auf Antrag eines Netzbetreibers sind Kosten aus erforderlichen Investitionen für Maßnahmen nach § 11 Absatz 1 Satz 1 im Kostenanteil und in den Netzentgelten desjenigen Kalenderjahres zu berücksichtigen, in dem sie entstehen.“

Begründung:

Die Investitionsförderung zum erforderlichen Umbau der heutigen Energieversorgungsstrukturen sollte rechtlich verankert werden. Der bestehende und für das unternehmerische Handeln der Netzbetreiber maßgebliche Regulierungsrahmen muss dahingehend angepasst werden, dass neben den Anreizen zur Effizienzsteigerung auch ausreichend Investitionsanreize bestehen.

Derzeit kann den stark gestiegenen Anforderungen an die Investitionsfähigkeit der Netzbetreiber, u. a. aufgrund des herrschenden Zeitverzugs zwischen Investition und Beginn des Mittelrückflusses von bis zu 7 Jahren, nicht entsprochen werden.

7. Gleichberechtigter Einbezug der Netznutzer – § 24 Satz 2 Nr. 1

Vorschlag:

*“[...] Insbesondere können durch Rechtsverordnungen nach Satz 1
1. die Betreiber von Energieversorgungsnetzen verpflichtet werden, zur Schaffung möglichst einheitlicher Bedingungen bei der Gewährung des Netzzugangs in näher zu bestimmender Weise, insbesondere unter gleichberechtigtem Einbezug der Netznutzer zusammenzuarbeiten und die Netznutzer dazu zu konsultieren,“*

Begründung:

Die angestrebte Transparenz lässt sich durch Aufnahme einer Verpflichtung zur Konsultation der Netznutzer in § 24 Satz 2 Nr. 1 gewährleisten. Solche Konsultationen werden von der Energiebranche auch bereits z. B. im Rahmen von Netznutzerforen bei der Erarbeitung der Kooperationsvereinbarung der Gasnetzbetreiber, erfolgreich praktiziert. Der vorgeschlagene gleichberechtigte Einbezug der Netznutzer kann auch rechtlich schon deshalb nicht erfolgen, da die Netznutzer im Gegensatz zu den Netzbetreibern nicht zur Zusammenarbeit verpflichtet sind.

8. Übergangsfristen - § 118

Vorschlag:

„§ 20a, 40, 41 und die Neuregelungen des § 42 finden 18 Monate nach Inkrafttreten dieses Gesetzes Anwendung.“

Begründung:

Die Fristen zur Umsetzung der neuen Gesetzespflichten müssen realistisch sein. Der Lieferantenwechsel muss gemäß § 20a innerhalb von drei Wochen, statt wie bisher vier Wochen, zum Monatswechsel vollzogen werden können. Dies bedeutet eine grundlegende Überarbeitung sämtlicher Geschäftsprozesse zur automatisierten Abwicklung sowie die Änderung der entsprechenden Festlegungen der BNetzA. Die Einführung und Umsetzung dieser IT-gestützten Geschäftsprozesse in den Energieversorgungsunternehmen ist ebenfalls zeitintensiv. Auch wenn die Branche die Umsetzung bereits vorbereitet, so können die Umsetzungsarbeiten erst beginnen, wenn der Inhalt der Regelung (und dies umfasst auch die zu ändernden Festlegungen) feststeht. Eine Umsetzung der 3-Wochen-Frist ist daher erst realisierbar, wenn die BNetzA die entsprechenden Festlegungen abgeändert hat. Dies ist nach Einschätzung der Branche nicht in weniger als 18 Monaten zu schaffen.

9. Konsultationspflicht einzelner Netzbetreiber mit Netznutzerverbänden zu technischen Mindestanforderungen für Netzanschluss – § 19 Absatz 4

Vorschlag:

„(4) Betreiber von Energieversorgungsnetzen, an deren Energieversorgungsnetz mehr als 100.000 Kunden unmittelbar oder mittelbar angeschlossen sind oder deren Netz über das Gebiet eines Landes hinausreicht, haben die **bundesweiten** technischen Mindestanforderungen **aus dem Netzcodelprozess** rechtzeitig mit den Verbänden der Netznutzer zu konsultieren und diese nach Abschluss der Konsultation der Bundesnetzagentur vorzulegen.“

Begründung:

Die Konsultationspflicht sollte sich nur auf die Erstellung bundesweit einheitlicher Netzanschlussbedingungen aus dem Netzcodelprozess beziehen. Die Vorschrift liest sich derzeit so, dass jeder Netzbetreiber seine eigenen unternehmensindividuellen technischen Mindestanforderungen für den Netzanschluss mit allen Netznutzerverbänden konsultieren muss. Aufwand und Nutzen stünden dabei sowohl für Netzbetreiber als auch für Netznutzer in keinem Verhältnis.

In der Praxis werden auf Bundesebene vom BDEW bzw. vom FNN und DVGW einheitliche Netzanschlussbedingungen (z. B. technische Anschlussbedingungen Mittelspannung) formuliert, die dann in der Praxis vor Ort angepasst werden. Diese Praxis entspricht der Verpflichtung der Netzbetreiber zur Zusammenarbeit und zur Schaffung möglichst einheitlicher Netzzugangsbedingungen (z. B. § 16 StromNZV). Spezifische Regelungen zur Zusammenarbeit sind grundsätzlich gemäß § 24 in einer Rechtsverordnung vorzunehmen. Sofern mit der Vorschrift des § 19 Absatz 4 die europäischen Vorgaben auf nationaler Ebene eingeführt werden sollen, sind die dort geltenden Prozesse zu berücksichtigen. Die europäischen Regelungen gelten nicht für jegliche technische Mindestanforderungen einzelner Netzbetreiber oder für unverbindliche Verbändeempfehlungen, sondern nur für solche von Netzcodizes, in deren Erstellung neben ENTSO (Strom und Gas) auch ACER und die Kommission eingebunden sind.

Die Konsultationspflicht sollte sich daher in jedem Fall nur auf **Netzcodizes** beziehen, die mit den auf europäischer Ebene erarbeiteten Netzcodizes vergleichbar und Ausdruck der Zusammenarbeitsverpflichtung der Netzbetreiber sind. Nur solche technischen Mindestanforderungen werden einheitlich erstellt und angewendet. Sofern individuelle Mindestanforderungen überprüft werden müssen, kann dies – wie in der Vergangenheit auch – durch die Regulierungsbehörde erfolgen.

10. Verbraucherverträge – § 41 Absatz 3

Vorschlag:

(3) Lieferanten haben Letztverbraucher rechtzeitig, ~~in jedem Fall jedoch vor Ablauf der normalen Abrechnungsperiode~~ und auf transparente und verständliche Weise über eine beabsichtigte Änderung der Vertragsbedingungen und über ihre ~~Rücktritts~~ Rechte zu unterrichten. Ändert der Lieferant die Vertragsbedingungen einseitig, ~~kann der~~ ist dem Letztverbraucher ~~den Vertrag ohne Einhaltung einer Kündigungsfrist kündigen~~ ein Sonderkündigungsrecht einzuräumen.

Begründung:

Es ist unklar, was unter "**normaler Abrechnungsperiode**" zu verstehen ist. In Betracht käme die jährliche, aber auch die vierteljährliche oder monatliche Abrechnung. Auch diese Abrechnungsmodalitäten müssen dem Kunden gemäß § 40 EnWG stets angeboten werden. Je kürzer die Abrechnungsperiode ist, desto weniger sinnvoll ist eine vorherige Information über eine Vertragsänderung. Sie wäre auch kaum realisierbar.

Ferner ist unklar, was mit "**Rücktrittsrechten**" gemeint ist, da der Begriff in Absatz 3 und in Absatz 1 Nr. 1 neben "Kündigung" verwendet wird, also nicht als "Kündigungsrecht" gelesen werden kann. Ein echtes Rücktrittsrecht ist jedoch bei Energielieferverträgen grundsätzlich

weder gesetzlich noch vertraglich vorgesehen, da erfolgte Lieferungen nicht rückabgewickelt werden können.

Äußerst problematisch ist die Regelung, wonach Letztverbraucher den Vertrag ohne Einhaltung einer Kündigungsfrist kündigen können. Die Grundversorgungsverordnung sieht in § 20 ein monatliches Kündigungsrecht vor. Daher besteht ein Widerspruch zwischen der neuen Regelung im EnWG und der GVV. In der Branche werden aufgrund der aktuellen BGH-Rechtsprechung zur Leitbildfunktion der GVV in Sonderkundenverträgen üblicherweise Preisanpassungs- und Kündigungsklausel mit Bezug auf die Verordnung verwendet. Dies wäre zukünftig nicht mehr ohne Weiteres möglich.

Die fristlose Kündigung des Liefervertrages birgt zudem die Gefahr, dass der Kunde ungewollt in die Ersatzversorgung fällt, da der Lieferantenwechsel frühestens nach 3 Wochen ab Kündigung und Anmeldung erfolgen kann. Ferner ist Sinn und Zweck des Sonderkündigungsrechts insbesondere bei Preisänderungen, dass der Kunde die Möglichkeit haben soll, spätestens zum Wirksamwerden der Änderung den Lieferanten zu wechseln. Da gemäß § 41 Absatz 3 Satz 1 der Kunde ohnehin rechtzeitig auf die beabsichtigten Änderungen hinzuweisen ist, wird dieser Zweck auch mit einem monatlichen Kündigungsrecht erfüllt.

11. Stromkennzeichnung – § 42

Vorschlag:

Änderung des § 42 Absatz 1 Nr. 1 und Absatz 7 sollten gestrichen werden.

Begründung:

Die neuen Informationspflichten in Absatz 7 an die BNetzA/UBA zu Strommengen und Energieträgermix sind bürokratisch und daher abzulehnen. Die umfangreiche Angabe der einzelnen Energieträger auf Rechnungen, in Werbematerial sowie auf der Website spätestens zum 1. November ist übertrieben. Der erhebliche zu leistende Zusatzaufwand für den Ausweis einer deutlich höheren Energieträgeranzahl führt nur zu einem allenfalls gering steigenden Erkenntnisgewinn beim Letztverbraucher und durch Auswahl spezifischer Energieträger mangels Ausgewogenheit nur zu einer Scheingenauigkeit bei der Darstellung. Aufgrund des hohen Aufwands der Generierung der Datenbasis für die Ermittlung des Stromkennzeichens ist ein Vorziehen des Stichtages auf den 30. September nicht praktikabel. Außerdem muss die grafische Darstellung des Stromkennzeichens auch für kleine Versorgungsunternehmen technisch handhabbar sein. Bei der Versendung der Rechnungsunterlagen muss darauf geachtet werden, dass die Gestaltungs- und Layoutfreiheit des Unternehmens nicht unnötig beschnitten wird. Der Umfang der Darstellung darf sich darüber hinaus nicht negativ auf die Versandkosten und damit die Strompreise auswirken. Die Integration ausländischer EE-Herkunftsnachweise muss – soweit nach der EG-Richtlinie 2009/28/EG zulässig – im Rahmen von § 42 Absatz 5 EnWG (neu) sichergestellt sein.

Deutscher Bundestag
17. Wahlperiode
Ausschuss für Wirtschaft
und Technologie

Ausschussdrucksache 17(9)516
23. Juni 2011

BDEW Bundesverband
der Energie- und
Wasserwirtschaft e.V.
Reinhardtstraße 32
10117 Berlin

bdew

Energie. Wasser. Leben.

Stellungnahme

Entwurf des Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWGÄndG) vom 3. Mai 2011

Änderungen am nicht ressortabgestimmten Referenten-
entwurf in der Fassung vom 13. Mai sind teilweise be-
rücksichtigt

Berlin, 17. Mai 2011

Gliederung

A. Kernpunkte	4
Einleitung	4
1. Entflechtung, § 6 bis 10e, 4a bis d, § 3 Nr. 38	8
a) Entflechtung Übertragungsnetzbetreiber/Fernleitungsnetzbetreiber, § 3 Nr. 38, §§ 4a-d, § 6, § 6a, §§ 8 bis 10e	8
b) Entflechtung Verteilernetzbetreiber, §§ 6 und 7, § 7a und 7b.....	9
c) Steuerneutralität der Entflechtungsmaßnahmen, § 6 Absatz 2 bis 4, § 118 Absatz 2...	9
d) Entflechtung der Rechnungslegung und internen Buchführung, § 6b.....	10
e) Definition Betreiber von Fernleitungsnetzen, § 3 Nr. 5	11
2. Vorschlag zur Förderung von Investitionen in die Netze, § 21a	11
3. Smart Grid / Smart Meter	12
a) Förderung intelligenter Messsysteme, §§ 21b bis i.....	12
b) Unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen, § 14a	13
4. Ausgestaltung der Übertragungs- und Ferngasleitungs- sowie Verteilernetze	15
a) Beschaffung von Regelenergie, §§ 22 und 24.....	15
b) Effizienzsteigerung beim Regelzonenbetrieb, § 12 Absatz 1 Satz 2	15
c) Netzentwicklungspläne, § 12a und § 15a	15
c) Entgelte Speicherkraftwerke, § 118.....	17
d) Clusteranbindung von Offshore-Parks, §§ 17 Absatz 2a und 118.....	17
5. Abschaltbare Lasten und Systemverantwortung / Erzeugungsmanagement Strom	18
a) Anpassung der Erzeugungsleistung, § 13 Absatz 1a	18
b) Abschaltbare Lasten, § 13 Absatz 4a.....	18
c) Systemverantwortung und Einspeisemanagement, § 13 Absatz 2a	19
d) Vorgaben für die Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen, § 14 Absatz 1b (neu)	20
6. Versorgungssicherheit Gas und kritische Infrastrukturen Strom, § 53a, § 54a und § 12b.....	21
7. Markttransparenzstelle, Monitoring / Berichtspflichten	22
a) Markttransparenzstelle, Artikel 3 § 48 Absatz 3 GWB, § 35 Nr. 3	22
b) Berichtspflichten, § 5a.....	22
8. Kompetenzen der Regulierungsbehörden, §§ 29, 65, 40.....	23

9. Stärkung der Verbraucherrechte	24
a) Verbraucherschlichtungsstelle, § 111a bis c.....	24
b) Verbesserung der Rechnungen für Verbraucher, § 40	25
c) Stromkennzeichnung, § 42.....	25
d) Netzzugang / Lieferantenwechsel, § 20 und § 20a	26
10. Konzessionsverträge, § 46.....	27
11. Berücksichtigung der durch die neuen Vorgaben entstehenden Kosten im Rahmen der Anreizregulierung.....	28
12. § 19a Umstellung der Gasqualität.....	29

A. Kernpunkte

Einleitung

Am 3. Mai 2011 hat das Bundeswirtschaftsministerium (BMWi) den Referentenentwurf für eine EnWG-Novelle zur Stellungnahme an die Verbände versendet, die am 13. Mai 2011 nochmals verändert wurde. Als Spitzenverband der deutschen Energie- und Wasserwirtschaft unterstützt der BDEW das BMWi darin, das 3. Binnenmarktpaket nunmehr zügig in nationales Recht umzusetzen. Dabei sollte die Umsetzung nicht über die europarechtlichen Verpflichtungen hinausgehen, wie dies an einigen Stellen des Entwurfs leider geschehen ist.

Der BDEW begrüßt, dass neben den notwendigen Änderungen, die der Referentenentwurf anstößt, bestehende Regelungen erhalten bleiben. Dies gilt namentlich für die De-minimis-Regelung, aber u. a. auch mit Blick auf die Kriterien für die Abgrenzung von Speicheranlagen. Die vorgeschlagene Lösung ermöglicht eine pragmatische Abgrenzung der für den effizienten Netzzugang wirtschaftlich und technisch erforderlichen Speicheranlagen.

Die vielfältigen Neuregelungen haben erhebliche Auswirkungen auf die Energiebranche und damit auf die gesamte deutsche Wirtschaft. Deswegen plädiert der BDEW für eine gründliche und sachliche Abwägung der Ziele des Energiewirtschaftsgesetzes für sämtliche darin aufgegriffene Themen. Jede Regelung sollte auf die mittel- und langfristigen Auswirkungen geprüft werden. Dabei sind die Grundprinzipien der Verhältnismäßigkeit und der Rechtssicherheit maßgebend. Aufgrund der Kürze der für die Kommentierung zur Verfügung stehenden Zeit, können die Anmerkungen nicht abschließend sein. Der BDEW behält sich vor, zusätzliche Punkte nachzureichen.

Im Kern setzt der Entwurf die Regelungen des 3. Binnenmarktpaketes um. Der BDEW steht dem Ziel des BMWi aufgeschlossen gegenüber, die EnWG-Novelle jenseits der Themen des 3. Binnenmarktpaketes auch zum Umbau der Energiewirtschaft zu nutzen. Hervorzuheben sind in diesem Zusammenhang Regelungen, die der Heranführung der erneuerbaren Energien an den Markt dienen, wie etwa ihre Einbeziehung in den Regelenergiemarkt. Grundsätzlich positiv hervorzuheben sind ebenso die Regelungsansätze, die die Energieversorgung intelligenter machen sollen, namentlich die Vorschriften zur Förderung intelligenter Messsysteme, zu unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen oder auch zu abschaltbaren Lasten. Im Detail betrachtet sind diese Regelungsansätze allerdings oft noch unvollkommen, so dass hier erheblicher Verbesserungsbedarf besteht.

Im Sinne eines zügigen Umbaus der Energieversorgung hatte das BMWi in seinen Eckpunkten zur EnWG-Novelle Vorschriften zur Clusteranbindung von Offshore-Parks angekündigt. Eine entsprechende Vorschrift ist in dem nun vorgelegten Entwurf der EnWG-Novelle nicht enthalten. Der BDEW geht davon aus, dass sie Eingang in eines der anderen anstehenden Gesetzgebungsverfahren findet. Andernfalls ist die Wiederaufnahme in die EnWG-Novelle notwendig. Wir plädieren grundsätzlich dafür, die Clusteranbindung von Offshore-Windparks rasch umzusetzen.

Veränderungen in der Erzeugungsstruktur werden erhöhte Anforderungen an die Systemstabilität der Übertragungsnetze mit sich bringen. Es ist wichtig, dass die Übertragungsnetzbetreiber in die Lage versetzt werden, diesen Anforderungen auch in der Zukunft gerecht werden zu können. Voraussetzung dafür sind Rechtssicherheit und eine verlässliche Energiepolitik. Der BDEW begrüßt es, dass die Novelle diese wichtigen Aufgaben auf den Weg bringt. Auch diese Regelungen bedürfen in ihrer konkreten Ausgestaltung noch einer gründlicheren Diskussion, insbesondere hinsichtlich ihrer Auswirkungen auf den Markt.

Kernforderungen des BDEW:

- **Erstens - Entflechtung:**

Enge Orientierung am Richtlinien text mit Blick auf den Begriff des vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmens – Der Begriff des vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmens führt nach jetziger Fassung zu einer überschießenden Umsetzung des 3. Binnenmarktpaketes und würde wesentliche Punkte der ohnehin die Unternehmen schon sehr belastenden Entflechtungsbestimmungen erheblich verschärfen (praktisch betrifft dies u. a. Regeln zum sehr weitgehenden Verbot von Personalrotation zwischen Netz und andern Teilen des vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmens, aber auch Dienstleistungs-, IT- und Liegenschaftsverbote, Vorgaben zur personellen Unabhängigkeit etc.).

- **Zweitens – Förderung von Investitionen in die Netze**

Verankerung der Investitionsförderung zum erforderlichen Umbau der heutigen Energieversorgungsstrukturen. Der bestehende und für das unternehmerische Handeln der Netzbetreiber maßgebliche Regulierungsrahmen muss dahingehend angepasst werden, dass neben den Anreizen zur Effizienzsteigerung auch ausreichend Investitionsanreize bestehen. Derzeit kann den stark gestiegenen Anforderungen an die Investitionsfähigkeit der Netzbetreiber, u. a. aufgrund des herrschenden Zeitverzugs zwischen Investition und Beginn des Mittelrückflusses von bis zu 7 Jahren, nicht entsprochen werden.

- **Drittens - Smart Grid:**

Grundsätzliche Überarbeitung der Regelung zu unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen und Einbeziehung von Gas - Soweit keine Erfordernisse des Verteilernetzes aufgrund der Gewährleistung der Versorgungsqualität, Netzsicherheit und insbesondere einer volkswirtschaftlich optimalen Dimensionierung entgegenstehen, ist es Sache des Marktes, entsprechende Produkte zur Unterbrechbarkeit zu entwickeln und anzubieten.

Darüber hinaus muss es eine äquivalente Regelung für Erdgasfahrzeuge bzw. für Gaswärmepumpen als vergleichbare Verbrauchseinrichtungen geben.

- **Viertens – Intelligente Messsysteme:**

Die vollständige Kostenanerkennung im Rahmen der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) ist zwingende Voraussetzung. Der Förderung intelligenter Messsysteme und den Erlass diesbezüglich klarstellender Regelungen steht der BDEW aufgeschlossen gegenüber, jedoch sind die Regelungen noch nicht in Gänze konsistent. Insbesondere sollten

Einbauverpflichtungen nicht dem Ergebnis der wirtschaftlichen Analyse vorweggenommen und Konflikte mit den Regelungen im Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) und Kraftwärmekopplungsgesetz (KWK-G) aufgelöst werden.

- **Fünftens – Systemverantwortung:**

Die Vorschrift bedarf einer gründlicheren Diskussion, insbesondere hinsichtlich der genauen Ausgestaltung der Abschaltung von Lasten, der sachgerechten Beschränkung von Zwangseingriffen in den Markt und der Gewährleistung ausreichender Blindleistung. Es ist den berechtigten Interessen der Kraftwerksbetreiber und der Anschlussnetzbetreiber ausreichend Rechnung zu tragen.

Der BDEW setzt sich im Fall erforderlicher Abschaltungen aus Gründen der Systemicherheit für einen Einspeisevorrang von KWK-Anlagen gegenüber EEG-Anlagen ein.

- **Sechstens - Kompetenzen der Regulierungsbehörden:**

Keine Veränderung des Adressatenkreises für Festlegungen der Bundesnetzagentur (BNetzA) – Die Änderung in § 29 Abs. 1 Satz 1 EnWG erweitert den Kreis der Verpflichteten erheblich. Diese Änderung beruht nicht auf den Richtlinien. Auch sonst sind die erheblichen Kompetenzerweiterungen für die BNetzA gerade in wettbewerblichen Bereichen abzulehnen, da dieser Bereich vielmehr in die Zuständigkeit des Bundeskartellamtes (BKartA) fällt.

- **Siebtens – Anreizregulierung:**

Berücksichtigung der durch die neuen Vorgaben entstehenden Kosten im Rahmen der Anreizregulierung auch außerhalb des Basisjahres – Viele der geplanten Regelungen wie z. B. zur Entflechtung von Übertragungs-, Ferngas- und Verteilernetzbetreibern oder die Regelungen zur Förderung intelligenter Messsysteme und Netze sind mit erheblichen zusätzlichen Kosten verbundenen. Grundsätzlich muss die ARegV den Erfordernissen eines modernen Energiesystems angepasst werden.

- **Achtens – Bürokratieabbau:**

Prüfung zusätzlicher Berichts- und Veröffentlichungspflichten auf Notwendigkeit und auf damit verbundenen Aufwand für die betroffenen Unternehmen – Kritisch sind z. B. die zusätzlichen Anforderungen im Rahmen der rechnungsmäßigen Entflechtung.

Das Ziel der Vermeidung bzw. des Abbaus von Bürokratiekosten muss für Unternehmen aller Größenklassen gleichermaßen gelten und sollte explizit im EnWG gemeinsam mit einem Gebot für die vollziehenden Behörden, bei ihrem Handeln, Bürokratiekosten zu vermeiden, verankert werden.

Verschiedene Punkte berücksichtigt der Entwurf aus Sicht des BDEW bisher nicht ausreichend. Dazu gehören die durch die lange Dauer des Gesetzgebungsprozesses bereits aufgebrauchten Umsetzungsfristen für die Unternehmen. Zumindest die Begründung sollte klarstellen, dass die Regelungen in einem technisch und wirtschaftlich möglichen und zumutbaren Zeitrahmen in die Unternehmenspraxis umzusetzen sind. Dies gilt beispielsweise für die

Umsetzung der Entflechtungsregelungen aber auch für die Umstellung der Prozesse zum Lieferantenwechsel.

Nur wenn die Investitions-, Planungs- und Rechtssicherheit gewährleistet wird, kann im Sinne der Netzkunden die energiewirtschaftliche Zukunft der Bundesrepublik Deutschland und die Versorgungssicherheit nachhaltig gesichert werden.

In den nachfolgenden **Kernpunkten** werden die grundlegenden Regelungen des Gesetzes angesprochen und bewertet. Eine detaillierte Auseinandersetzung erfolgt in den **Themenpapieren** auf die bei den Kernpunkten verwiesen wird. So ist eine rasche Gesamtbewertung, wie auch eine gesonderte Auseinandersetzung mit einzelnen Themen im Detail möglich.

1. Entflechtung, § 6 bis 10e, 4a bis d, § 3 Nr. 38

a) Entflechtung Übertragungsnetzbetreiber/Fernleitungsnetzbetreiber, § 3 Nr. 38, §§ 4a-d, § 6, § 6a, §§ 8 bis 10e

Im Kern werden mit den Regelungen der §§ 8 bis 10e die Anforderungen der Richtlinien Strom und Gas an die Entflechtung der Transportnetzbetreiber umgesetzt. Die Vorschriften stellen sicher, dass der unabhängige Übertragungs-/Fernleitungsnetzbetreiber diskriminierungsfrei und frei von Einflüssen des vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmens agiert. Die Unabhängigkeit der Transportnetzbetreiber soll unter anderem auch durch die in § 10c festgelegten „Karenzzeiten“ sichergestellt werden. In dem darin festgelegten Zeitraum darf der genannte Personenkreis nicht im vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmen angestellt sein oder Interessens- oder Geschäftsbeziehungen zu einem dieser Unternehmen unterhalten.

Die Entflechtungsvorgaben für die Transportnetzbetreiber stellen insgesamt einen tiefen Eingriff nicht nur in die Grundrechte der betroffenen Unternehmen, sondern auch der Mitarbeiter in Führungspositionen dar. Sie sind in ihrem Umfang und ihrer Dauer einmalig in der freien Wirtschaft und bedeuten eine gravierende Einschränkung der Berufsausübung nach Art. 12 Grundgesetz. Schon an der Verfassungskonformität der europäischen Vorgaben bestehen vor diesem Hintergrund erhebliche Zweifel. Die in § 10c vorgesehenen Karenzzeiten gehen in ihrer Wirkung noch über das in der Richtlinie festgelegte Maß hinaus. Anders als die Richtlinien sehen die Vorschriften des EnWG nämlich keine sparten- und funktionsbezogene Betrachtung des Begriffes des vertikal integrierten Elektrizitäts- bzw. Gasunternehmens vor, so dass in der Folge auch für die Karenzzeiten keine spartenbezogene Betrachtung möglich ist. Damit würden die Entflechtungsvorgaben im Rahmen der nationalen Umsetzung noch mal erheblich verschärft.

Für die Frage, ob ein Unternehmen zum vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmen gehört, muss entscheidend sein, ob es eine einschlägige energiewirtschaftliche Betätigung ausübt. Ein Unternehmen, das zwar zum Konzern gehört, aber nicht im Bereich der Energieversorgung tätig ist und keine kommerziellen, technischen oder wartungsbezogenen Aufgaben im Zusammenhang mit dem Netzbetrieb, der Gewinnung, Erzeugung oder Lieferung wahrnimmt, ist kein Energieversorgungsunternehmen.

Kernforderung:

- Enge Orientierung am Richtlinien text mit Blick auf den Begriff des vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmens. Entsprechend den Europäischen Richtlinien sollte im EnWG der spartenbezogene Wortlaut (Differenzierung Strom/Gas) übernommen werden.

⇒ **Themenpapier 1 – Entflechtung Übertragungsnetzbetreiber/Fernleitungsnetzbetreiber**

b) Entflechtung Verteilernetzbetreiber, §§ 6 und 7, § 7a und 7b

Der BDEW plädiert für eine Umsetzung der europäischen Vorgaben zur Marken- und Kommunikationspolitik mit Augenmaß, zumal diese nicht für alle Unternehmen gelten, vgl. § 7a Absatz 7. Aufwand und Nutzen müssen in einem angemessenen Verhältnis stehen. Dem Verbraucher soll im geschäftlichen Verkehr klar werden, dass es sich beim Netzbetrieb und Vertrieb um zwei unterschiedliche Unternehmen handelt.

Der Gesetzestext geht allerdings über dieses Ziel hinaus. So bietet er dem vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmen nicht die Möglichkeit den Vertrieb anders zu benennen, da sich die Unterscheidung im Text auf den Netzbetrieb und das vertikal integrierte Energieversorgungsunternehmen insgesamt und nicht nur dessen Versorgungssparte bezieht. Unternehmen, die sich bereits vor einiger Zeit zu diesem Schritt entschlossen haben, wären dadurch ohne ersichtlichen Grund benachteiligt.

Darüber hinaus muss entweder der Gesetzestext selbst, zumindest aber die Begründung noch einmal angemessene Fristen zur Umsetzung durch die Unternehmen einräumen. Die Umsetzung der rechtlichen Anforderungen bedarf einer sicheren Rechtsgrundlage. An einer solchen fehlt es allerdings bisher. Aus diesem Grund sollte zumindest die Begründung ähnlich wie bei der erstmaligen Einführung der Entflechtung im Jahr 2005 darauf hinweisen, dass die Umsetzung im Rahmen des zeitlich, technisch und wirtschaftlich Machbaren erfolgen muss.

Kernforderungen:

- Einschränkung auf die Abgrenzung der **Versorgungssparte** des vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmens zum Netzbetreiber.
- Angemessene Übergangsregelung (ggf. im Vollzug).
- Klarstellung, dass der Gleichbehandlungsbeauftragte weiterhin beim vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmen angesiedelt sein kann.

⇒ Themenpapier 2 – Entflechtung Verteilernetzbetreiber

c) Steuerneutralität der Entflechtungsmaßnahmen, § 6 Absatz 2 bis 4, § 118 Absatz 2

Der BDEW begrüßt, dass der Entwurf des EnWG in § 6 Absatz 2 bis 4 eine Regelung zur Gewährleistung der Steuerneutralität der notwendigen Umstrukturierungsmaßnahmen enthält. Verschiedene Aspekte müssen jedoch ergänzt werden. So ist die Berücksichtigung des gesamten Entflechtungsprozesses dringend geboten. Es ist auch im Hinblick auf die Erfahrungen mit den Entflechtungsmaßnahmen in der Vergangenheit davon auszugehen, dass mehrere Maßnahmen bzw. Umstrukturierungsschritte erforderlich sein werden. Dementsprechend sollte gesetzlich geregelt werden, dass ein Organisationsakt der Entflechtung im Sinne von § 6 Abs. 2 Satz 2 auch in einer Mehrzahl von Übertragungsvorgängen bestehen kann.

Darüber hinaus sollte die Steuerneutralität auch für diejenigen Unternehmen gelten, die eine Entflechtung auf freiwilliger Grundlage vornehmen, beispielsweise in Vorbereitung auf eine zukunftsfähige Netzkooperation zweier vertikal integrierter Energieversorgungsunternehmen. Wir regen daher eine entsprechende Änderung des § 6 Abs. 4 an.

Zudem muss die Norm auch für entsprechende Umstrukturierungsmaßnahmen innerhalb von Konzernverbänden gelten. Des Weiteren ist eine Aktualisierung und Ergänzung des § 6 Abs. 2 um weitere relevante steuerliche Vorschriften erforderlich (z. B. für Verluste und für einbringungsgeborene Anteile).

Kernforderungen:

- Berücksichtigung des Prozesses der Entflechtung.
- Aufnahme relevanter steuerlicher Vorschriften.
- Berücksichtigung freiwilliger Entflechtungs-/Übertragungsmaßnahmen der Unternehmen.

⇒ **Themenpapier 3 – Steuerneutralität der Entflechtung**

d) Entflechtung der Rechnungslegung und internen Buchführung, § 6b

Die Regelungen zur Entflechtung der Rechnungslegung gehen deutlich über die Vorgaben in den Richtlinien hinaus. Sie stellen eine zusätzliche bürokratische Hürde dar, mit der kein erkennbarer Nutzen verbunden ist. Die Änderungen lassen sich daher auch nicht nur mit einem allgemeinen Verweis auf die Regulierungspraxis begründen.

Eine Pflicht vertikal integrierter Energieversorgungsunternehmen, Tätigkeitsabschlüsse zu veröffentlichen, begegnet erheblichen Bedenken. Tätigkeitsabschlüsse enthalten Daten, die als Geschäftsgeheimnisse zu qualifizieren sind. Die Veröffentlichungspflicht ist insbesondere deswegen abzulehnen, weil die betroffenen Unternehmen mit ihren Tätigkeiten im Wettbewerb stehen.

Zudem soll nach dem vorliegenden Entwurf die BNetzA Prüfungsschwerpunkte für die Tätigkeit des Wirtschaftsprüfers setzen können. Für die Richtigkeit des Jahresabschlusses kann der Jahresabschlussprüfer mit in Haftung genommen werden, die Festlegung der Prüfungsinhalte ist daher in seiner Verantwortung. Vorgaben über Inhalte und Umfang von Jahresabschlussprüfungen werden ergänzend in den IDW-Standards geregelt. Die Unabhängigkeit der Wirtschaftsprüfer darf nicht gefährdet werden. In dieses komplexe Regelungsgeflecht lassen sich zusätzliche und möglicherweise widersprechende Vorgaben durch die BNetzA nicht einfügen.

Im Übrigen bleibt offen, welchem Zweck die zusätzliche Befugnis dienen soll. Die Regelungen sind unnötig und führen zu höherem Aufwand, die dem Ziel des Bürokratieabbaus widersprechen.

Kernforderung:

- Streichung bzw. Änderung der entsprechenden Regelungen.

⇒ Themenpapier 4 – Rechnungsmäßige Entflechtung

e) Definition Betreiber von Fernleitungsnetzen, § 3 Nr. 5

Der BDEW begrüßt die Aufnahme der Definition für Betreiber von Fernleitungsnetzen. Mit dieser Definition lassen sich eindeutig die Unternehmensgruppen Fernleitungsnetzbetreiber und Verteilernetzbetreiber abgrenzen. Die getroffenen Kriterien „Vorliegen von durch Transportkunden buchbaren Grenzübergangspunkten“ und „Aufspannen eines Marktgebietes“ sind sachgerecht. Bereits das Vorliegen eines dieser Kriterien wird nun folgerichtig – neben dem optionalen Anschluss von Produktion oder LNG – eine eindeutige Abgrenzung zur Verteilernetzebene ermöglichen und die Unternehmen eindeutig identifizieren, die nach dem Geist der Richtlinien auch Adressaten der Regelungen zur Entflechtung und zur verstärkten europäischen Zusammenarbeit sind. Somit ist der Anwendungsbereich der Entflechtungsvorschriften richtigerweise auf die Netzbetreiber beschränkt, deren Transportnetze eine europäische Dimension aufweisen.

Nicht berücksichtigt ist jedoch, dass Gasverteilernetze aus örtlichen und regionalen Leitungsnetzen bestehen können. Insofern fehlt es insbesondere an einer Regelung wie sog. regionale Verteilernetzbetreiber einzuordnen sind.

Kernforderung:

- Es bedarf aufgrund der Anwendung von unterschiedlichen Netzzugangssystemen und unterschiedlichen Entgeltsystematiken bei den Verteilernetzbetreibern mit der Novellierung des EnWG einer Klarstellung durch die Ergänzung der §§ 3, 20 Abs. 1b um die fehlenden Punkte.

⇒ Themenpapier 5 – Definition Betreiber von Fernleitungsnetzen

2. Vorschlag zur Förderung von Investitionen in die Netze, § 21a

Die heutigen Energieversorgungsstrukturen werden grundlegend umgebaut werden müssen. Der Netzausbau und die Modernisierung der Netze müssen beschleunigt werden.

Der Regulierungsrahmen darf nicht wie bisher hemmend auf Investitionen in die Modernisierung und den Ausbau der deutschen Netzinfrastruktur wirken – gleichermaßen für Übertragungs-, Fernleitungs- und Verteilernetzbetreiber.

Das bestehende System der Anreizregulierungsverordnung zielt auf einen effizienten Betrieb bestehender Netze ab und vernachlässigt die Herausforderungen der Zukunft. Es wird den inzwischen stark gestiegenen Anforderungen an die Investitionstätigkeit der Netzbetreiber in vielen Fällen nicht mehr gerecht. Langwierige Planfeststellungs- und Genehmigungsverfahren wirken zusätzlich investitionshemmend.

Wenn die festgelegte Erlösobergrenze die insgesamt ansteigenden Kapitalkosten nicht abdecken kann, sind Investitionen für Netzbetreiber mit besonders hohem Ausbau- oder Moderni-

sierungsbedarf nicht rentabel. Grund ist vor allem der um bis zu 7 Jahre zeitverzögerte Kapitalrückfluss.

Investitionen müssen wirtschaftlich attraktiv sein. Dann werden die Netzbetreiber und andere Investoren das notwendige Kapital bereitstellen.

Zur Aufhebung des Zeitverzugs gibt es mehrere Möglichkeiten. Die bestehende Anreizregulierung sollte, unabhängig von der Ausgestaltung im Detail über eine sofortige Anerkennung der Kosten für getätigte Investitionen in der Erlösobergrenze zu einer Aufhebung des Zeitverzugs führen.

So könnten die Hemmnisse für die erheblichen Investitionen von Netzbetreibern in den Aus- und Umbau der Netzinfrastruktur reduziert werden.

Kernforderungen:

- Ergänzung des § 21a.
- Anpassung der bestehenden Anreizregulierung u. a. hinsichtlich des Zeitverzugs.

=> Themenpapier 6 - Regulierungsrahmen für beschleunigten Netzausbau

3. Smart Grid / Smart Meter

a) Förderung intelligenter Messsysteme, §§ 21b bis i

Die geplanten Regelungen zu intelligenten Messsystemen sind ein zentraler Baustein für die Einführung von intelligenten Verteilernetzen und in engem Zusammenhang mit dem Schutzprofil zu sehen, das die Anforderungen an die Messsysteme nicht nur in technischer Hinsicht festlegen wird.

Der Einführung und Förderung moderner „intelligenter“ Messsysteme steht der BDEW aufgeschlossen gegenüber und begrüßt, dass die in den EU-Richtlinien empfohlene Kosten-Nutzen-Analyse die Grundlage für die Entscheidung über den flächendeckenden Einsatz der intelligenten Messsysteme sein soll. Die Analyse sollte wie in der Richtlinie vorgesehen zeitnah bis September 2012 erfolgen.

Die Regelungen sind an verschiedenen Stellen in sich noch nicht ganz konsistent. Der Grund mag darin liegen, dass die konkrete Ausgestaltung der Einbindung der Messsysteme in die Kommunikationsnetze derzeit noch erarbeitet wird.

Kernforderungen:

- Die nationale Umsetzung im Bestand sollte erst nach Vorlage der Studienergebnisse der wirtschaftlichen Bewertung erfolgen.
- Klärung des Verhältnisses zu Regelungen für Messstellenbetreiber nach dem EEG und KWKG, § 21c Abs. 3.
- Berücksichtigung der besonderen Verhältnisse im Gasbereich, § 21f.

- Einvernehmliche Abstimmung der Anforderungen der BNetzA, des Bundesamtes für Sicherheit in der Informationstechnik und der Physikalisch-Technischen Bundesanstalt, § 21i Abs. 2 Nr. 10.
- Einfügen einer angemessenen Übergangsfrist erforderlich, ohne damit im Falle des Full-Rollouts eine Rollout-Strategie zu beeinträchtigen.
- Berücksichtigung der außerhalb des Basisjahres anfallenden Kosten und vollständige Anerkennung von stranded investments.

⇒ Themenpapier 7 – Förderung intelligenter Messsysteme

b) Unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen, § 14a

Der neu eingeführte § 14a soll augenscheinlich der Flexibilisierung der Netznutzung dienen und e-mobility fördern. In diesem Sinne stellt er den Kern einer gesetzlichen Regelung intelligenter Netze dar. Dieses Anliegen wird dadurch flankiert, dass der Gesetzgeber, in den §§ 21b bis i Vorschriften für intelligente Netze neu in das EnWG aufnimmt;

Die Bemühung, erste Voraussetzungen für eine intelligente Netzsteuerung im Bereich der Verteilernetze und eine Verbindung zu den neu geschaffenen §§ 21b ff. zu schaffen, verdient Anerkennung. Diese Absicht ist dabei grundsätzlich zu unterstützen.

In ihrer konkreten Gestalt wirft die Regelung allerdings eine Fülle grundsätzlicher Probleme auf. **Insbesondere sind die Rollen von Netzbetreibern und Marktteilnehmern unklar.** Soweit keine Erfordernisse des Verteilernetzes aufgrund der Gewährleistung der Versorgungsqualität, Netzsicherheit und insbesondere einer volkswirtschaftlich optimalen Dimensionierung vorliegen, ist es Sache des Marktes, entsprechende Produkte zur Unterbrechbarkeit und Steuerung zu entwickeln und anzubieten. Sollte eine entsprechende Regelung jetzt im EnWG verankert werden, müssen in den oben genannten Fällen folgende Grundsätze beachtet werden:

1. Die Steuerung von Letztverbrauchern und die damit verbundene Reduzierung der Netzentgelte muss eine Option und keine allgemeine Pflicht für den Verteilernetzbetreiber sein. Der Verteilernetzbetreiber muss nicht nur die indirekte Steuerung durch Dritte wegen mangelnder Gewähr ordnungsgemäßer Ausführung ablehnen können, sondern grundsätzlich auch das Begehren nach Unterbrechbarkeit und damit verbunden nach Reduzierung der Netzentgelte, falls dies nicht wirtschaftlich ist und sich somit die Kosten für andere Netznutzer unverhältnismäßig erhöhen. Gleiches gilt, wenn eine Gefährdung der Netzsicherheit oder eines effizienten Netzbetriebs zu besorgen sind.
2. Der einem intelligenten Netz zugrunde liegende Flexibilisierungsansatz trifft nicht nur auf Verbrauchseinrichtungen, sondern auch auf dezentrale Erzeugungsanlagen und Speicher zu und muss daher unter deren Einbeziehung geregelt werden.

3. Die Beschränkung auf Einrichtungen in Niederspannung erscheint nicht sachgerecht. Die Beschränkung auf den Elektrizitätssektor erscheint nicht zwingend. Die Möglichkeit für eine flexible Einbindung von Einrichtungen in Gasausspeisernetzen sollte eröffnet werden.
4. Darüber hinaus muss es eine äquivalente Regelung für Erdgastankstellen, Erdgasfahrzeuge bzw. für Gaswärmepumpen als vergleichbare Verbrauchseinrichtungen geben.
5. Bei der Ausgestaltung einer derartigen Regelung durch eine Festlegung oder einen Leitfaden ist die Einführung einer Erheblichkeitsschwelle, bspw. bezogen auf die Jahresarbeit, unverzichtbar. Anderenfalls ist mit einem starken Ungleichgewicht zwischen den aus der Netzentgeltreduktion und dem Umsetzungsaufwand entstehenden Belastungen für alle Letztverbraucher und den tatsächlich realisierbaren Einsparungen bei den Netzkosten zu rechnen. Die Reduktion der Netzentgelte bei unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen sind von dem verbleibenden Netznutzer, ohne besondere Regelungen, zu tragen.

Auch im Detail weist die Regelung zahlreiche Defizite auf. Insbesondere die Reduzierung auf 20 Prozent ist zwar grundsätzlich zu begrüßen, wird in ihrer Pauschalität jedoch nicht allen Fallgestaltungen gerecht.

Schließlich sollte aus rechtssystematischen Gründen

1. eine Regelung, die das intelligente Netz betrifft, im Abschnitt „Netzzugang“ in unmittelbarer Nähe der Vorschriften über intelligente Zähler eingefügt und
2. Details der jetzigen Regelung in einer Verordnung (z. B. Netzentgeltverordnung und Netzzugangsverordnung) und nicht im Gesetz geregelt werden.

Im Ergebnis sollte der aktuelle Vorschlag durch eine umfassendere Lösung ersetzt werden, deren Kern eine Verordnungsermächtigung bildet.

Kernforderungen:

- Die Regelung ist grundsätzlich zu überarbeiten.
- Gasnetze und Gasverbrauchseinrichtungen sind einzubeziehen.
- Bei der Überarbeitung sollte der konkrete Änderungs- und Ergänzungsvorschlag des BDEW Berücksichtigung finden.
- Nähere Ausgestaltung in Verordnungen bzw. Festlegungen vornehmen.

⇒ **Themenpapier 8 – Unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen und Abschaltbare Lasten**

4. Ausgestaltung der Übertragungs- und Ferngasleitungs- sowie Verteilernetze

a) Beschaffung von Regelenergie, §§ 22 und 24

Regelenergiemärkte weisen nur eine verhältnismäßig geringe Liquidität auf. Es besteht die Gefahr, dass die Schaffung eines gesonderten Marktes die Liquidität am konventionellen Regelenergiemarkt weiter reduziert. Eine solche Liquiditätsspaltung verursacht an beiden Märkten höhere Preise und führt zu einer stärkeren Marktkonzentration. Die Einbindung erneuerbarer Energien in den bestehenden Regelenergiemarkt ist möglich und sinnvoll. Sie sollte aber nicht zu einer Spaltung der Märkte und Schaffung eines neuen Verfahrens führen.

Kernforderungen:

- Regelung sollte gestrichen werden.
- Beibehaltung eines integrierten liquiden Regelenergiemarktes unter Einbindung erneuerbarer Energien.

=>Themenpapier 9 – Beschaffung von Regelenergie

b) Effizienzsteigerung beim Regelzonenbetrieb, § 12 Absatz 1 Satz 2

Die BNetzA prüfte 2009 und 2010 Vor- und Nachteile verschiedener Reglerkonzepte. Im Ergebnis ordnete sie die Anwendung des Netzregelverbundes an, da er schnell umzusetzen war und ein erhebliches kurzfristiges Einsparpotenzial versprach. Er verhindert das Gegeneinanderregeln. So lässt sich u. a. die Höhe der vorzuhaltenden Regelleistung durch den Verbund reduzieren. Er soll den deutschlandweiten Stromhandel und die Vorlaufzeiten für innerdeutsche Fahrplanänderungen vereinfachen und so eine größere Flexibilität der Handelsaktivitäten ermöglichen. Es ist fraglich, ob diesbezüglich zusätzliche Einsparungen möglich sind und in welchem Verhältnis sie zu ggf. entstehenden Sicherheitsrisiken stünden. Eine zusätzliche Befugnis der Regulierungsbehörde halten wir nicht für erforderlich.

Kernforderung:

- Keine zusätzliche Befugnis für die BNetzA.

c) Netzentwicklungspläne, § 12a und § 15a

Bereits jetzt ist die Bereitstellung und der Betrieb der Übertragungs- bzw. Fernleitungsnetze im nationalen und internationalen Verbund nach §§ 12 bzw. 15 Aufgabe der Transportnetzbetreiber.

Diese Aufgabe wird nun konkretisiert durch die jährliche Verpflichtung zur Erstellung von Szenariorahmen- und Netzentwicklungsplänen. Der Referentenentwurf sieht in § 12a vor, dass im Interesse von Versorgungssicherheit und Kosteneffizienz, die Interessenträger in die Planung angemessen einbezogen werden und so ein ausreichendes Mitspracherecht haben. Dieses positive Anliegen unterstützt der BDEW.

- Netzentwicklungsplan Strom, § 12a ff.

In verschiedenen Punkten besteht noch Verbesserungsbedarf. In diesem Zusammenhang ist beispielsweise eine Präzisierung des vorgesehenen Gesetzestextes auch mit Blick auf die Zusammenarbeit der Übertragungsnetzbetreiber und der Verteilernetzbetreiber wünschenswert.

Allerdings sollte auch hier die Umsetzung mit Augenmaß erfolgen. Zusätzliche bürokratische Anforderungen verlangsamen den Prozess, ohne einen erkennbaren Nutzen zu generieren und stehen dem anvisierten Ziel eines Bürokratieabbaus entgegen. Dem Interesse der frühzeitigen Berücksichtigung von Bürgerinteressen könnte auch dadurch Rechnung getragen werden, dass die separate Konsultation des Entwurfes des Netzentwicklungsplans durch die Übertragungsnetzbetreiber gemäß §12a Abs. 3 durch eine einmalige gemeinsame Konsultation des Netzentwicklungsplanes durch die Regulierungsbehörde und die Übertragungsnetzbetreiber ersetzt wird.

- Netzentwicklungsplan Gas, § 15a

Die in § 15a vorgesehene Anzahl von insgesamt drei Konsultationen ist weder von der Binnenmarktrichtlinie Gas gefordert noch innerhalb der einzuhaltenden Jahresfrist zu schaffen.

Die Richtlinie regelt zwei hintereinandergeschaltete Konsultationen des Netzentwicklungsplanes durch den Fernleitungsnetzbetreiber und die Regulierungsbehörde. Diese Anzahl sollte im EnWG nicht unnötig überschritten werden. Die Konsultation des Netzentwicklungsplanes und der Szenarien durch den Fernleitungsnetzbetreiber kann zusammengefasst werden.

Die durch die Neuregelung in § 15a Abs. 6 bestehende Option, die Konsultation des Netzentwicklungsplanes nach seiner erstmaligen Aufstellung auf Änderungen des Szenariorahmens oder des Netzentwicklungsplanes gegenüber dem Vorjahr zu beschränken, entzerrt den Prozess zeitlich und ist damit ein Schritt in die richtige Richtung.

Kernforderungen:

- Alle mit § 12a entstehenden Verfahrenskosten sollten als unbeeinflussbare Kostenbestandteile anerkannt werden.
- Überprüfung der Zahl der Konsultationen in § 12a und § 15a.

⇒ **Themenpapier 10 – Netzentwicklungspläne**

c) Entgelte Speicherkraftwerke, § 118

Das BMWi will durch verbesserte Bedingungen Investoren ermutigen, in Speicherkraftwerke zu investieren. Der BDEW darin einen Schritt in die richtige Richtung. Energiespeicher sind neben dem Netzausbau Grundvoraussetzung für den weiteren Ausbau der regenerativen Stromerzeugung. Darüber hinaus leisten sie einen unverzichtbaren Beitrag für die Versorgungssicherheit, denn sie stellen Systemdienstleistungen wie Regelleistung und Blindleistung bereit.

Wir empfehlen daher, die dauerhafte Befreiung aller Stromspeichertechnologien von der Verpflichtung zur Zahlung von Netzentgelten festzuschreiben.

Des Weiteren ist aus Sicht des BDEW die Klarstellung erforderlich, dass Stromspeichertechnologien keine Letztverbraucher im Sinne des EnWG sind. Die begrüßenswerte Handlungsempfehlung innerhalb des EEG-Erfahrungsberichts vom 3. Mai 2011 erfordert hierbei eine entsprechende Berücksichtigung im Referentenwurf.

Kernforderung:

- Schaffung einer unbefristeten Regelung zur Befreiung aller Stromspeichertechnologien von Netzentgelten.

⇒ **Themenpapier 11 – Entgelte Speicherkraftwerke**

d) Clusteranbindung von Offshore-Parks, §§ 17 Absatz 2a und 118

Im Sinne eines zügigen Umbaus der Energieversorgung hatte das BMWi in seinen Eckpunkten zur EnWG-Novelle eine Vorschrift zur Clusteranbindung von Offshore-Parks angekündigt. Diese entsprechende Vorschrift fehlt in dem vorgelegten Entwurf der EnWG-Novelle. Der BDEW geht davon aus, dass eine entsprechende Vorschrift Eingang in eines der anderen anstehenden Gesetzgebungsverfahren finden wird.

Das Thema Clusteranbindung von Offshore-Parks sollte ohne Zeitverzug aufgegriffen werden. Im Vorgriff hierauf bringt der BDEW seine Vorschläge zur konkreten Ausgestaltung bereits jetzt ein.

Kernforderung:

- Regelung der Clusteranbindung von Offshore-Parks.

⇒ **Themenpapier 12 – Clusteranbindung von Offshore-Parks**

5. Abschaltbare Lasten und Systemverantwortung / Erzeugungsmanagement Strom

a) Anpassung der Erzeugungsleistung, § 13 Absatz 1a

Nach der aktuellen Rechtslage können marktbezogene Maßnahmen nach Maßgabe des § 13 Abs. 1 Satz 1 Nr. 2 durchgeführt werden.

Mit der Einführung des § 13 Abs. 1a werden die Vorgaben für die Durchführung von marktbezogenen Maßnahmen nach Abs. 1 Nr. 2 konkretisiert. Betreiber von Anlagen zur Speicherung von elektrischer Energie und von Anlagen zur Erzeugung von elektrischer Energie (Erzeugungsanlagen) mit einer Nennleistung ab 50 Megawatt an Elektrizitätsversorgungsnetzen mit einer Spannung von mindestens 110 Kilovolt verpflichtet werden, auf Anforderung durch die Übertragungsnetzbetreiber und erforderlichenfalls in Abstimmung mit dem Betreiber desjenigen Netzes, in das die Erzeugungsanlage eingebunden ist, gegen angemessene Vergütung die Wirkleistungs- oder Blindleistungseinspeisung anzupassen. § 13 Abs. 1a räumt der BNetzA eine entsprechende Festlegungsbefugnis ein.

Aufgrund der kurzen Stellungnahmefrist konnte sich der BDEW zu diesem komplexen Thema nicht abschließend positionieren und behält sich vor, einen Vorschlag nachzureichen, der die berechtigten Interessen der Marktteilnehmer berücksichtigt.

b) Abschaltbare Lasten, § 13 Absatz 4a

§ 13 Abs. 4a soll die bisher schon mögliche aber tatsächlich nur geringfügig eingesetzte Nutzung von freiwilligen Vereinbarungen anreizen, mit denen die Übertragungsnetzbetreiber industrielle Lasten zur Netzstabilisierung ab- und zuschalten dürfen. Die Einführung von Anreizen zum Abschluss entsprechender Vereinbarungen ist grundsätzlich positiv. Die Regelung geht allerdings weit über die Vorgaben des 3. Binnenmarktpaketes hinaus und sollte insgesamt im Detail noch einmal geprüft werden, um eine tragfähige Lösung der anstehenden Probleme zu ermöglichen.

Ihr Erfolg in der tatsächlichen Umsetzung wird davon abhängen, ob nicht nur für die Übertragungsnetzbetreiber, sondern auch für deren potenzielle Vertragspartner ausreichende Anreize bzw. Verpflichtungen zum Abschluss derartiger Verträge eingeführt werden. Steht der Abschluss im Belieben des anderen Vertragspartners, können die Übertragungsnetzbetreiber den Abschluss derartiger Verträge nur anbieten. Darüber hinaus ist es nach dem Wortlaut für die Haftung des Netzbetreibers nicht erforderlich, dass die fehlende Lastvereinbarung kausal für die Netzstörung war. Auch werden die Übertragungsnetzbetreiber die in der Vorschrift genannten Anforderungen an die Vertragsinhalte und die Gesamtumstände kaum erfüllen können. Schon eine mögliche Schadenssumme lässt sich kaum beziffern. In der Zusammenschau begegnet es grundsätzlichen rechtlichen Bedenken, den Nichtabschluss derartiger Verträge mit einem nicht überschaubaren Haftungsrisiko zu sanktionieren.

Soweit im Rahmen einer solchen Vereinbarung Kosten zur Beseitigung bzw. Verhinderung temporärer Netzengpässe, an deren Entstehen den Netzbetreiber kein Verschulden trifft, entstehen, müssen diese letztlich an den Kunden weitergegeben werden können.

Kernforderungen:

- Der grundsätzlich positive Ansatz der Regelung ist im Detail noch nicht tragfähig und sollte daher gestrichen werden.
- Einheitlicher Markt soll erhalten bleiben – kein Parallelmarkt für abschaltbare Lasten.
- Marktmaßnahmen sollen Regulierungsmaßnahmen vorgehen.
- Maßnahmen nach § 13 dürfen nicht zu einer Verfälschung des Wettbewerbs führen.
- Pflicht der Übertragungsnetzbetreiber zum Vertragsschluss muss mit Pflicht der potenziellen Vertragspartner korrespondieren.
- Verhältnis zum Verteilernetzbetreiber muss klargestellt werden.

c) Systemverantwortung und Einspeisemanagement, § 13 Absatz 2a

§ 13 Abs. 2a soll unter anderem das Verhältnis von Maßnahmen im Rahmen der Systemverantwortung und Maßnahmen im Rahmen des EEG-Einspeisemanagements gesetzlich eindeutig regeln. Das ist zu begrüßen. Zutreffend ist in diesem Zusammenhang die Berücksichtigung von Ausnahmefällen, insbesondere die Notwendigkeit einer netztechnisch erforderlichen Mindesteinspeisung aus bestimmten Anlagen, die für die Spannungs- und Frequenzhaltung und die Grundversorgung in dem jeweiligen Netzgebiet erforderlich ist.

Die Regelung geht im Übrigen jedoch weit über die Vorgaben des 3. Binnenmarktpaketes hinaus und sollte insgesamt im Detail noch einmal geprüft werden, um eine tragfähige Lösung der anstehenden Probleme zu ermöglichen. Der BDEW sieht folgenden Verbesserungsbedarf:

Nicht nachvollziehbar ist die ersatzlose Aufhebung von Satz 3 des § 13 Abs. 1. Die Vorgabe bei entsprechenden Maßnahmen, auch also bei Maßnahmen nach dem nun neuen Abs. 2a nach sachlich-energiewirtschaftlichen Grundsätzen im Sinne des § 1 Abs. 1 vorzugehen, sollte aufrecht erhalten werden.

In § 13 Abs. 2a sollte klar und unmissverständlich zum Ausdruck kommen, dass das EEG-Einspeisemanagement nur dann eingreift, wenn die im EEG 2009 genannten Voraussetzungen vorliegen (§ 11 Abs. 1 EEG 2009).

Das Einspeisemanagement infolge von Kapazitätsengpässen nach dem EEG 2009 kommt nur bis zum Abschluss des erforderlichen Netzausbaus in Betracht. Im Rahmen der Systemverantwortung nach § 13 gilt es dagegen konkrete Krisensituationen zu bewältigen. Soweit in Satz 3 des neu eingeführten § 13 Abs. 2a auf eine Gefährdung oder Störung aufgrund einer „Überlastung der Netzkapazität“ abgestellt wird, ist daher beispielsweise, insbesondere im Zusammenhang mit § 11 Abs. 1 EEG, näher zu konkretisieren, wann ein solcher Fall vorliegt.

In diesem Zusammenhang müssen Maßnahmen nach § 13 Abs.1 auch mit Blick auf EEG- und KWK-G-Anlagen möglich sein.

Es fehlt die Klarstellung, wie eine „Überlastung der Netzkapazität“ im Sinne des § 13 Abs. 2a Satz 3 als Ursache für die Gefährdung oder Störung des Elektrizitätsversorgungssystems seitens des Übertragungsnetzbetreibers festzustellen ist. So ist insbesondere abzugrenzen, ob die Ursache der Überlastung im eigenen Übertragungs- oder im nachgelagerten Verteilernetz liegt.

In Satz 4 des neu eingefügten § 13 Abs. 2a sollte klargestellt werden, welche „Verpflichtungen“ – vermutlich die nach dem EEG und KWK-G – hier gemeint sind.

Die Festlegungsbefugnis der BNetzA in § 13 Abs. 5 mit Blick auf zusätzliche Informations- und Berichtspflichten der Netzbetreiber ist abzulehnen. Die enorm umfangreiche Liste der Berichtspflichten wird an dieser Stelle ohne zwingenden Grund erweitert. Ein hieraus entstehender Nutzen wird dem Aufwand nicht zwingend gerecht. Der daraus resultierende Aufwand steht in keinem Verhältnis zum Nutzen und überdies nicht im Einklang mit dem geplanten Bürokratieabbau durch die EnWG-Novelle.

Kernforderungen:

- Unmissverständliche Darstellung des Verhältnisses von § 13 EnWG zu §§ 11, 12 EEG 2009, insbesondere unter Berücksichtigung der konkreten Voraussetzungen des § 11 Abs. 1 EEG 2009.
- Klarstellung der Möglichkeit der Vornahme von Maßnahmen nach § 13 Abs.1 an EEG- und KWK-G-Anlagen.
- Beibehaltung des Verweises in § 13 Abs. 1 Satz 3 auf § 1 Abs. 1.
- Streichung der Regelung über weitere Berichtspflichten im Rahmen der Einrichtung einer Internetplattform, Festlegungsbefugnis der BNetzA, § 13 Abs. 5.

d) Vorgaben für die Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen, § 14 Absatz 1b (neu)

Betreiber von 110 kV-Netzen sollen der Regulierungsbehörde jährlich einen Bericht vorlegen, indem sie einerseits der Zustand ihres Netzes und andererseits der zu erwartende Ausbau von Energieerzeugungsanlagen beschreiben. Besonderes Augenmerk liegt dabei auf EE-Anlagen (Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien). Die Berichtspflichten der Netzbetreiber mit einer Spannung von 110 kV sind bereits erheblich.

Die Verteilernetze sind äußerst unterschiedlich von der Einbindung erneuerbarer Energien betroffen; zum großen Teil auch außerhalb der Hochspannungsebene. Der Nutzen der pauschalen Abfrage eines begrenzten Netzbetreiberkreises ist daher unklar.

Der hieraus entstehende Nutzen wird dem Aufwand nicht gerecht. Des Weiteren steht der daraus resultierende Aufwand nicht im Einklang mit dem geplanten Bürokratieabbau durch die EnWG-Novelle.

Außerdem regelt der Absatz nicht, ob sich der potenzielle Bericht auf das gesamte Netz oder nur auf die Hochspannungs- und überlagerte Ebenen beziehen soll.

Kernforderung:

- Streichung von § 14 Absatz 1b (neu).

⇒ **Themenpapier 13 – Abschaltbare Lasten und Systemverantwortung / Erzeugungsmanagement Strom**

6. Versorgungssicherheit Gas und kritische Infrastrukturen Strom, § 53a, § 54a und § 12b

Mit Blick auf die Zuständigkeiten gemäß der Verordnung (EU) Nr. 994/2010, Verordnungsermächtigung, § 54a sollte eine Klarstellung hinsichtlich der Adressaten möglicher Informationspflichten erfolgen, da sich die Verpflichtungen an Unternehmen unterschiedlicher Wertschöpfungsstufen mit unterschiedlichem Marktrollen und Verantwortlichkeiten richten.

Der BDEW begrüßt die Einführung von Bestimmungen zum Schutz kritischer Infrastrukturen im Strombereich. Aufgrund der gesamtwirtschaftlichen Bedeutung der Energieversorgung sind entsprechende Regelungen unabdingbar.

Ergänzend weisen wir darauf hin, dass den betroffenen Strom- und Gasnetzbetreibern durch Einführung dieser Regelungen zusätzliche Kosten entstehen werden. Die aus den Verpflichtungen resultierenden zusätzlichen Kosten (administrative Kosten sowie mögliche Investitions- und Betriebskosten) dürfen für die Netzbetreiber zu keinen wirtschaftlichen Nachteilen im Rahmen der Anreizregulierung führen.

Kernforderungen:

- Klarstellung der Adressaten möglicher Informationspflichten unter Berücksichtigung der Marktrollen und Verantwortlichkeiten.
- Anerkennung der aus der Umsetzung der Verordnung resultierenden Mehrkosten im Rahmen der Anreizregulierung als nicht beeinflussbare Kosten.
- Etablierung praktikabler Mechanismen zum Umgang mit einer Versorgungsunterbrechung verbunden mit Regelungen zu Zuständigkeiten sowie Verantwortlichkeiten der betroffenen Akteure.

⇒ **Themenpapier 14 – Versorgungssicherheit Gas**

7. Markttransparenzstelle, Monitoring / Berichtspflichten

a) Markttransparenzstelle, Artikel 3 § 48 Absatz 3 GWB, § 35 Nr. 3

Die Marktteilnehmer der Großhandelsmärkte für Strom und Gas unterliegen bereits dem allgemeinen Kartellrecht und in Teilbereichen der Finanzmarktregulierung. Die im Referentenentwurf geplanten Regelungen sollen das Vertrauen in das ordnungsgemäße Funktionieren dieser Großhandelsmärkte stärken und Zweifel an der Integrität der Märkte ausräumen. Solche Unsicherheiten sind für den Wettbewerb schädlich und aus diesem Grund sieht der BDEW die Einrichtung einer zentralen Markttransparenzstelle beim BKartA als sinnvoll an, die die vielfältigen Großhandelsaktivitäten im Energiebereich effektiv und effizient beobachten und kontrollieren kann.

Aufgabe der Markttransparenzstelle soll sein, als zentrale Sammelstelle zeitnah und laufend alle marktrelevanten Daten und Informationen zu erheben und auszuwerten. Dabei müssen der Aufwand für die betroffenen Unternehmen und der Nutzen für den Wettbewerb und letztlich der Schutz der Verbraucher in einem angemessenen Verhältnis stehen.

Der Gesetzentwurf enthält weitreichende Transparenzaufgaben im Handels- und auch im Vertriebsbereich (Handelspreise, Umfang des Wettbewerbs, Wirksamkeit der Marktöffnung). Die vorgesehene Markttransparenzstelle enthält ebenfalls umfassende Auflagen zur Lieferung von Transaktionsinformationen.

Vor diesem Hintergrund darf es nicht zur Doppelabfrage ähnlicher Daten durch unterschiedliche Behörden auf nationaler, aber auch europäischer Ebene (z. B. ACER oder ESMA) kommen.

b) Berichtspflichten, § 5a

Die Energieversorgungsunternehmen unterliegen neben den nationalen Wettbewerbs- und Regulierungsregelungen auch den europäischen Vorgaben für den Energie- und den Finanzmarkt. Den Vollzug dieser Regelungen werden dementsprechend mehrere Institutionen übernehmen. Unter anderem werden mit unterschiedlichen Schwerpunkten die nationalen Regulierungsbehörden, die europäische Regulierungsbehörde ACER, aber auch die deutschen und europäischen Kartellbehörden mit der Überwachung befasst sein. Vor diesem Hintergrund unterstreichen wir noch einmal die Bedeutung folgender Punkte:

- Prüfung zusätzlicher Berichts- und Veröffentlichungspflichten auf Notwendigkeit und auf den damit verbundenen Aufwand für die betroffenen Unternehmen – Bürokratieabbau.
- Abstimmung und Abgrenzung der Zuständigkeiten der unterschiedlichen Behörden (insbesondere Kartell- und Regulierungsbehörden).
- Bürokratieabbau: Das Ziel des Bürokratiekostenabbaus muss für Unternehmen aller Größenklassen gleichermaßen gelten und sollte explizit im EnWG verankert werden. Kleine Unternehmen sollten besonders im Fokus der Prüfung zum Bürokratieabbau stehen.

Gleiches gilt für die Regelung zu den Aufbewahrungspflichten nach § 5a.

Die Europäische Kommission erarbeitet aktuell ein sektorspezifisches Transparenz- und Marktintegritätsregime (REMIT), das auch Aufbewahrungs- und Veröffentlichungspflichten in Bezug auf Handelsdaten zum Gegenstand haben wird. Die Datenabfrage und Ausgestaltung der Markttransparenzstelle müssen sich an dem mit der REMIT angelegten Konzept orientieren. Nur hierdurch kann die Doppelabfrage von Daten zum selben Tatbestand vermieden und eine konsistente Umsetzung gewährleistet werden. Gleichzeitig muss durch die Lieferung von Daten an die Markttransparenzstelle die Lieferverpflichtung nach weiteren Transparenz- und Aufsichtsregimen gewährleistet sein.

c) Monitoringbericht

Die Ergebnisse des von der BNetzA durchgeführten Monitorings und die vom BKartA ermittelten Ergebnisse der Marktbeobachtung sollten in einen geschlossenen Bericht einfließen.

Kernforderungen:

- Vermeidung von Doppelabfragen.
- Keine weitere Verschärfung der Berichts- und Veröffentlichungspflichten über das 3. Binnenmarktpaket hinaus.
- Harmonisierung mit anderen Vorgaben (z. B. REMIT).
- Aufnahme des Gebotes für die vollziehenden Behörden, Bürokratiekosten zu minimieren.

⇒ Themenpapier 15 – Markttransparenzstelle, Monitoring / Berichtspflichten

8. Kompetenzen der Regulierungsbehörden, §§ 29, 65, 40

Zu kritisieren ist vor allem die Neufassung der Festlegungskompetenzen. Sie erweitert durch die Änderung des § 29 Abs. 1 Satz 1 den Kreis der Verpflichteten erheblich. Kaum eine der Änderungen beruht auf den Vorgaben des 3. Binnenmarktpaketes. Es sollte über die Vorgaben des 3. Binnenmarktpaketes hinaus keinen Zuwachs der Befugnisse der BNetzA in wettbewerblichen Bereichen geben.

Grundsätzlich sollen nur die Netzbetreiber der Regulierung durch die BNetzA bzw. die Landesregulierungsbehörden unterliegen. Der Wettbewerbsbereich ist dagegen kein reguliertes Geschäft. Hier sollte die Regulierungsbehörde auch keine Festlegungsbefugnisse besitzen, wie dies beispielsweise in § 40 des Referentenentwurfes für die Ausgestaltung der Rechnungen angedacht ist. Dies sollte durch eine klare Zuständigkeitsbegrenzung auch deutlich werden. Der BDEW hält die Erweiterung des Adressatenkreises des § 29 Abs. 1 daher für ein falsches Signal.

Auch die klare Trennung der Aufgaben von BNetzA und BKartA sollen eingehalten werden. Darüber hinaus muss auch die Grundlage für die Bemessung von Bußgeldern angemessen sein. Die Bezugnahme auf den weltweiten Umsatz aller Tochtergesellschaften eines Kon-

zerns geht weit über die Vorgaben des 3. Binnenmarktpaketes hinaus. Abhilfemaßnahmen struktureller Art sind vor dem Hintergrund der bestehenden Befugnisse der Regulierungsbehörden auch mit Blick auf die Entflechtung nicht erforderlich.

Kernforderungen:

- Keine Veränderung des Adressatenkreises für Festlegungen der BNetzA.
- Bezugnahme auf den weltweiten Umsatz aller Tochtergesellschaften des vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmens ist unverhältnismäßig.
- Streichung des § 65 Abs. 1 Satz 2.

⇒ **Themenpapier 16 – Kompetenzen der Regulierungsbehörden**

9. Stärkung der Verbraucherrechte

a) Verbraucherschlichtungsstelle, § 111a bis c

Die Schaffung einer unabhängigen Verbraucherschlichtungsstelle kann zu effizientem Verbraucherschutz und zur Entlastung der Gerichte beitragen. Die privatrechtliche Organisation in Form eines Vereins stärkt die Eigenverantwortlichkeit der Energiebranche.

Voraussetzung dafür ist aber, dass alle Beteiligten am Markt die Schlichtungsstelle als unbürokratisches, effektives und effizientes Mittel akzeptieren, um Streitigkeiten rasch beizulegen. Dafür muss folgendes gewährleistet sein:

- Neutralität der Schlichtungsstelle aus Sicht aller Beteiligten (Verbraucher auf der einen und Energieversorgungsunternehmen und Messdienstleister bzw. Messstellenbetreiber auf der anderen Seite).
- Effizientes und unbürokratisches Verfahren (einfache Anrufung und Streitschlichtung in angemessenem Zeit- und Kostenrahmen, keine Doppelzuständigkeiten z. B. BNetzA und Schlichtungsstelle).
- Rechtsfragen grundsätzlicher Bedeutung sollten durch die Gerichte geklärt werden.
- Rechtsweg muss den Beteiligten offen stehen.

Es muss sichergestellt werden, dass Verbraucherbeschwerden nicht missbräuchlich beantragt werden können, um berechnete Mahnverfahren auszusetzen.

Kernforderungen:

- Pragmatische, zeitnahe, kostengünstige unbürokratische Abwicklung der Verfahren vor der Schlichtungsstelle.
- Freiwilligkeit der Schlichtung.
- Klare Abgrenzung der Zuständigkeit zu Behörden (keine Doppelzuständigkeit).

- Ausschließliche Zuständigkeit für Beschwerden aus Verbraucherverträgen.
- Laufende Gerichtsverfahren inklusive gerichtlicher Mahnverfahren schließen Schlichtungsverfahren aus, da Schlichtung keine Prozessvoraussetzung.

⇒ **Themenpapier 17 – Verbraucherschlichtungsstelle**

b) Verbesserung der Rechnungen für Verbraucher, § 40

Rechnungen sind einfach und verständlich zu gestalten und die wesentlichen Berechnungsfaktoren vollständig und nachvollziehbar auszuweisen. Dies liegt auch im Sinne der Energielieferanten und entspricht der ständigen BGH-Rechtsprechung.

In ihrer Kombination werden die bereits bestehenden und zukünftigen Informationspflichten im Zusammenhang mit der Rechnungsstellung diesem Ziel nicht gerecht und lassen vielmehr eine unüberschaubare Informationsflut befürchten. Sie stehen sogar in deutlichem Widerspruch zur geforderten Rechnungstransparenz.

Sollten die Pläne tatsächlich umgesetzt werden, würde die Energieabrechnung neben den für jede Rechnung wesentlichen Bestandteilen (Verbrauch und Preis) weit über 20 Mindestinhalte und Informationen umfassen, die sich zum Teil nur in einem umfangreicheren Text umsetzen lassen.

Die Umsetzung der gesetzlichen Vorgaben wird neben erhöhten Abrechnungskosten insbesondere bei monatlicher Abrechnung zu erheblichen Schwierigkeiten führen, die Rechnung für den Kunden einfach und verständlich zu gestalten. Zusätzliche Mindestinhalte, die diesen ohnehin wesentlich zu umfangreichen Kanon sinnvoll ergänzen könnten, sind nicht ersichtlich.

Kernforderungen:

- Keine Festlegungskompetenz für die BNetzA hinsichtlich zusätzlicher Inhalte.
- Beschränkung der Mindestinhalte für turnusmäßige Energieabrechnungen auf abrechnungsrelevante Inhalte.
- Keine Überfrachtung der Abrechnung mit Vielzahl von Zusatzinformationen.

⇒ **Themenpapier 18 – Verbraucherrechnungen**

c) Stromkennzeichnung, § 42

Mit der Vermarktung des EEG-Stroms nach § 2 AusglMechV (Inkrafttreten am 17. Juli 2009) am Spotmarkt einer Strombörse durch die Übertragungsnetzbetreiber verfällt für den gesamten, seit dem 1. Januar 2010 eingespeisten EEG-Strom, der in den EEG-Belastungsausgleich eingebracht wird, die "grüne" Eigenschaft. Dieses besondere Attribut des EEG-Stroms kann

im Rahmen der Börsenvermarktung derzeit nicht mit übergeben werden. Auch die Anlagenbetreiber, die EEG-Strom an die Netzbetreiber liefern und dafür eine gesetzliche Vergütung in Anspruch nehmen, können gemäß § 56 Abs. 2 EEG 2009 keine EEG-Herkunftsnachweise an den Netzbetreiber weitergeben. „Grüner“ EEG-Strom weist gegenüber Strom aus anderen, konventionellen Energieträgern einen Mehrwert auf, der von den Letztverbrauchern durch Zahlung der bundeseinheitlichen EEG-Umlage finanziert wird. Er lässt sich den Letztverbraucher gegenüber aufgrund der Neuregelung aber nicht mehr ausweisen. Der BDEW setzt sich daher dafür ein, den Ausweis dieses „Grünen“ EEG-Stroms wieder zu ermöglichen.

Kernforderung:

- Anpassung des § 42

⇒ **Themenpapier 19 – Stromkennzeichnung – Grüne Eigenschaft von EEG-Strom**

d) Netzzugang / Lieferantenwechsel, § 20 und § 20a

Die klarstellenden Regelungen des § 20 Abs. 1c und 1d hinsichtlich des Rechts zum Wechsel des Messstellenbetreibers und der Zuständigkeit des vorgelagerten Netzbetreibers für Kundenanlagen sind zu begrüßen. Allerdings ist darauf zu achten, dass bestehende Prozesse dadurch nicht beeinträchtigt bzw. erschwert werden. Insofern ist die Regelung des Abs. 1d im Sinne einheitlicher bzw. reibungsloser Prozesse der Abrechnung und Bilanzierung von Summen- und Unterzählern zu ergänzen.

Die Regelungen zum Lieferantenwechsel im § 20a entspricht mit Blick auf den Abwicklungszeitraum den Richtlinien. Der BDEW bedauert allerdings, dass die Forderung, für den Lieferantenwechsel 15 Werktage zu veranschlagen, nicht übernommen wurde.

Es muss sichergestellt sein, dass geschlossene Verträge weiter Bestand haben und der neue Lieferant wirksam bestehende Verträge nur entsprechend den Vertragsbedingungen beenden kann.

Zudem lässt sich die diskriminierungsfreie prozessuale Umsetzung der Lieferantenwechsel binnen 3 Wochen nur durch die Gewährung einer Übergangsfrist erreichen. Mit der 3-Wochenfrist ist ein Systemwechsel vom Fristenmonat hin zur rollierenden Anmeldung für den Lieferantenwechsel erfolgt. Damit verbunden ist eine komplette Umstellung der bisherigen Prozesse und Systeme sowohl beim Netzbetreiber als auch bei den Lieferanten / Bilanzkreisverantwortlichen. Um diese zu realisieren sind angemessene Übergangsfristen und eine Vereinfachung der Prozesse zwingend erforderlich.

Darüber hinaus sollten sich die Regelungen des § 20a in die Vorschriften des allgemeinen Zivilrechts einpassen. Fraglich ist, ob es eines zusätzlichen gesetzlichen Schadensersatzanspruches bedarf. Jedenfalls sollte ein solcher Anspruch vom Verschulden von demjenigen abhängen, der die Verzögerung verursacht hat.

Die derzeitige Änderung des Referentenentwurfs zu § 24 sieht außerdem die gleichberechtigte Einbeziehung der Netznutzer vor. Sie berücksichtigt nicht, dass nur die Netzbetreiber Adressat der Regelung sind. Sie schließen aufgrund dieser Regelung Vereinbarungen zur Zusammenarbeit, wie die Kooperationsvereinbarung Gas. Im Gegensatz zu den Netznutzern sind sie verbindlich verpflichtet, diese Regelungen anzuwenden und umzusetzen. Es ist jedoch in jedem Fall sinnvoll, den Netznutzern frühzeitig vor Abschluss solcher Vereinbarungen Gelegenheit zur Stellungnahme zu geben. So können sie ihre Interessen während des Prozesses in die Entscheidungsfindung einbringen.

Kernforderungen:

- Berücksichtigung von Übergangsfristen für die aufwendige Umstellung der Prozesse.
- Klarstellende Regelung zwecks einheitlicher bzw. reibungsloser Prozesse bei der Bilanzierung und Abrechnung von Summen- bzw. Unterzählern.
- Streichung des § 20a aus dem EnWG und Aufnahme in die StromNZV bzw. GasNZV.
- Haftung gegenüber Letztverbrauchern setzt Verschulden voraus.
- Änderung des § 24 – Verpflichtung zur Konsultation der Marktteilnehmer bei Zusammenarbeit der Netzbetreiber.

⇒ Themenpapier 20 – Netzzugang / Lieferantenwechsel**10. Konzessionsverträge, § 46**

Die Regelungen zu § 46 werden aufgrund der unterschiedlichen Ausgangslagen in der Energiewirtschaft kontrovers diskutiert. Unternehmen, die derzeit Netze betreiben, sind bestrebt, diese Netze weiterzubetreiben. Unternehmen, die noch keine Netze betreiben oder ihr Netzgebiet erweitern wollen, sind bestrebt Netze zu übernehmen.

Der BDEW spricht sich dafür aus, dass neue gesetzliche Regelungen sich danach ausrichten müssen, dass sie die berechtigten Interessen der verschiedenen Marktteilnehmer in einen angemessenen Ausgleich bringen. Gleichzeitig müssen die Regelungen klar, rechtssicher und verfassungskonform ausgestaltet sein.

Der BDEW spricht sich für einen transparenten und fairen Wettbewerb aus. Insbesondere muss die Vergabe von Konzessionen durch die Gemeinde in einem transparenten Verfahren diskriminierungsfrei erfolgen. Im Sinne der Transparenz bietet daher die in Abs. 3 aufgenommene Verpflichtung der Kommune, dass bei der Auswahl des neuen Unternehmens § 1 zu beachten ist, Orientierung. Jedoch sollte gesetzlich - und nicht nur in der Gesetzesbegründung - klargestellt werden, dass sich die Kriterien für die Entscheidung der Gemeinde aufgrund der Vorgabe der Entflechtung des Netzbetriebs von Vertrieb und Erzeugung aus-

schließlich auf Aspekte des Netzbetriebs unter Berücksichtigung der angestrebten Laufzeit beschränken müssen.

⇒ **Themenpapier 21 – Konzessionsverträge**

11. Berücksichtigung der durch die neuen Vorgaben entstehenden Kosten im Rahmen der Anreizregulierung

Viele der geplanten Regelungen stellen zudem einen erheblichen zusätzlichen mit Kosten verbundenen Aufwand dar. Diese Kosten müssen im Rahmen der Vorgaben der Anreizregulierung auch außerhalb des Fotojahres Berücksichtigung finden können. Dies gilt vor allem für folgende Regelungen:

- Entflechtung Verteilernetzbetreiber (Änderung des Außenauftritts)
- Entflechtung Transportnetzbetreiber (Umfangreiche Umstrukturierung)
- Entflechtung Speicheranlagen (soweit einschlägig: umfangreiche Umstrukturierung)
- Rechnungsmäßige Entflechtung (zusätzliche Veröffentlichungspflichten)
- Umsetzung der Regelungen zur Netzausbauplanung, § 12a
- Förderung intelligenter Messsysteme, § 21b bis i
- Unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen, § 14a
- Umstellung der Gasqualität, § 19a (Regelung gehört in NDAV)
- Neuregelung zum Lieferantenwechsel, § 20a (Anpassung der Prozesse)
- Konsultation Netzentwicklungspläne, § 12a (aufwendiges 3-stufiges Verfahren)
- Ggf. auch für Verteilernetzbetreiber 110 kV
- Kritische Infrastrukturen § 12b und Versorgungssicherheit Gas
- Abschaltbare Lasten, § 13 Abs. 4a
- Markttransparenzstelle, § 35 EnWG, § 48 GWB (zusätzliche Datenerhebungen sind zu erwarten)
- Verbraucherschlichtungsstelle, § 111a bis c (insbesondere bei Doppelzuständigkeit BNetzA-Schlichtungsstelle)
- Umstellung der Marktprozesse (Messwesen, Lieferantenwechselprozess)

Die durch die EnWG-Novelle ausgelösten zusätzlichen Kosten bei den Netzbetreibern müssen über Netzentgelte erwirtschaftet werden können. Im System der Anreizregulierung werden Kostenänderungen außerhalb der Basisjahre (2010 für Gasnetzbetreiber, 2011 für Stromnetzbetreiber) nur in bestimmten Ausnahmefällen (z. B. bei dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteilen gemäß § 11 Abs. 2 ARegV) berücksichtigt. Im EnWG muss deshalb

festgelegt sein, dass zusätzliche Kosten, die aus geänderten Vorgaben des EnWG oder der Regulierungsbehörden entstehen, im Rahmen der Anreizregulierung berücksichtigt werden.

Neben der grundsätzlichen Regelung im EnWG ist hierzu die Ergänzung von § 11 ARegV Abs. 2 vorzunehmen um Nummer 14 „Kosten aus behördlichen Verpflichtungen“. Die Einordnung als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten ist vorübergehend gerechtfertigt, da es sich um kurzfristige, meist Einmalkosten außerhalb der Kostenjahre handelt. Sollten sich die Kosten als dauerhaft erweisen, ist dies in der betreffenden Kostenprüfung nachzuweisen.

Eine Erfassung und Abwicklung wäre über das Regulierungskonto möglich. Hierzu müsste § 5 ARegV entsprechend ergänzt werden.

Formulierungsvorschlag für ARegV § 5 Absatz 1 Satz 3 neu:

Entstehen aus der Umsetzung geänderter rechtlicher Vorgaben oder behördlicher Anordnungen Kosten, die über die in der Erlösbergrenze enthaltenen Ansätze hinausgehen, so wird die Differenz jährlich auf dem Regulierungskonto verbucht.

12. § 19a Umstellung der Gasqualität

Zur Schaffung klarer rechtlicher Rahmenbedingungen ist die Zuständigkeit für die generelle Entscheidung über den Umstellungsprozess zu regeln. Diese Regelung muss festlegen, dass der zwischen den Marktbeteiligten abgestimmte und veröffentlichte Masterplan (Fahrplan zur Umstellung von Markträumen von L-Gas auf H-Gas) für alle Marktbeteiligten verbindlich erklärt wird. Darin wird verbindlich geregelt, welches Gastransportnetz einschließlich der betroffenen nachgelagerten Netze teilweise oder vollständig von einer Umstellung der Gasbeschaffenheit zu einem definierten Zeitpunkt betroffen ist. Dieser Masterplan wird zunächst mit der Bundesnetzagentur und den betroffenen Marktteilnehmer konsultiert, anschließend festgelegt und regelmäßig (jährlich) der entsprechenden aktuellen Versorgungslage im Rahmen des Netzentwicklungsplanes angepasst. Der Masterplan berücksichtigt prioritär die Gewährleistung der Versorgungssicherheit. Aufgrund rechtlicher und prozessualer Aspekte muss die Gasbeschaffenheitsanpassung spätestens 3 Jahre vor der Umstellung angezeigt werden. Darüber hinaus muss eine geeignete Kostenallokation der mit der Umstellung verbundenen Kosten sichergestellt werden.

Kernforderung:

- Schaffung von Rechtssicherheit bei der Umstellung der Gasqualität durch Festlegung der Zuständigkeit für den Umstellungsprozess
- Konkrete Kostenallokation und Festlegung der Wälzungsmechanismen für die in den verschiedenen Netzen und bei unterschiedlichen Arten von Anschlussnehmern anfallenden Kosten
- Gesetzliche Verankerung einer Vorfinanzierungsmöglichkeit