

Berlin, 3. März 2021

**bdeu**  
Energie. Wasser. Leben.

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

[www.bdeu.de](http://www.bdeu.de)

## Stellungnahme

# zum Entwurf eines Gesetzes zur Umsetzung unionsrecht- licher Vorgaben und zur Re- gelung reiner Wasserstoff- netze im Energiewirtschafts- recht

Regierungsentwurf vom 10. Februar 2021

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), Berlin, und seine Landesorganisationen vertreten über 1.900 Unternehmen. Das Spektrum der Mitglieder reicht von lokalen und kommunalen über regionale bis hin zu über-regionalen Unternehmen. Sie repräsentieren rund 90 Prozent des Strom- und gut 60 Prozent des Nah- und Fernwärme- absatzes, 90 Prozent des Erdgasabsatzes, über 90 Prozent der Energienetze sowie 80 Prozent der Trinkwasser-Förderung und rund ein Drittel der Abwasser-Entsorgung in Deutschland.

## Gliederung

### Stellungnahme

1	Einleitung .....	4
2	Kernpunkte .....	5
3	Zu den Regelungen des Gesetzes im Einzelnen .....	13
3.1	Änderungen des Energiewirtschaftsgesetzes, Artikel 1 .....	13
3.1.1	Energiespeicher Definition und Entgeltbefreiung, § 3 Nr. 15c und § 118 Abs. 22 EnWG-E ...	13
3.1.2	Ladepunkte für Elektromobile, § 7c EnWG-E .....	14
3.1.3	Ausschreibung von Energiespeicheranlagen § 11a EnWG-E .....	15
3.1.4	Systemverantwortung von Übertragungsnetzbetreibern, § 13 Abs. 6a EnWG-E (EE-Strom effizient Nutzen statt Abregeln) .....	16
3.1.5	Opportunitätskosten im Redispatch 2.0 von EE- und KWK-Anlagen, §13a Abs. 2 EnWG .....	18
3.1.6	Aufgaben der Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen, § 14 EnWG .....	20
3.1.7	Marktbasierte Beschaffung von Flexibilität durch Verteilnetzbetreiber § 14c EnWG-E .....	20
3.1.8	Gemeinsame Plattform der Verteilernetzbetreiber, § 14e EnWG-E .....	22
3.1.9	Netzausbaupläne, Festlegungskompetenz, § 14d EnWG-E .....	23
3.1.10	Lieferantenwechsel, § 20a EnWG-E .....	25
3.1.11	Bedingungen und Entgelte für den Netzzugang, § 21 EnWG .....	26
3.1.12	Regulierungsvorgaben für Kosten für das Engpassmanagement, § 21a Abs. 5a EnWG-E .....	26
3.1.13	Veröffentlichungen der Regulierungsbehörden und Schutz der Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse, § 23b EnWG-E .....	27
3.1.14	Sondervorschriften für selbstständige Betreiber von grenzüberschreitenden Elektrizitätsverbindungsleitungen, §§ 28d ff. EnWG-E .....	28
3.1.15	Regelungen zu Wasserstoffnetzen, §§ 28j bis 28q, 43l, 112b bis 113c EnWG-E .....	29
3.1.16	Rechnungen und Energielieferverträge, § 40 bis 41b EnWG-E .....	30
3.1.17	Stromkennzeichnung, § 42 EnWG-E .....	32
3.1.18	Definition des geschützten Kunden, § 53a EnWG- .....	33
3.1.19	Meldepflicht gegenüber der Europäischen Kommission, § 53b EnWG-E .....	34
3.1.20	Ordnungswidrigkeiten, § 95 Abs. 1e EnWG-E .....	34
3.1.21	Sonstige Anmerkungen zu Artikel 1 .....	35
3.1.22	Erneuerbare-Energien-Gesetz, Artikel 11 .....	36

3.2	Änderung der Anreizregulierungsverordnung, Artikel 7.....	36
3.2.1	Kosten für das Engpassmanagement .....	36
3.2.2	Übergangsregelung, § 34 ARegV.....	36
3.3	Änderung der Stromnetzentgeltverordnung, Artikel 5.....	38
3.4	Stromnetzzugangsverordnung, Artikel 6.....	38
3.5	Änderung des Kohleverstromungsbeendigungsgesetzes, Artikel 13 .....	39
3.6	Inkrafttreten, Artikel 15.....	40

### Themenpapiere

Themenpapier 1	Speicherdefinition und Entgeltbefreiung
Themenpapier 2	Umsetzung der Vorgaben für den Ladepunktbetrieb für Elektromobile
Themenpapier 3	§ 13 Abs. 6a - Nutzen statt Abregeln
Themenpapier 4	Art. 24 RED II - Keine Pflicht zur Umsetzung in § 14 Abs. 3 EnWG-E
Themenpapier 5	Regulierungsvorgaben für Kosten für das Engpassmanagement
Themenpapier 6	Schutz von Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen
Themenpapier 7	BDEW-Stellungnahme Regelungen zu Wasserstoffnetzen
Themenpapier 8	Rechnungen und Energielieferverträge, § 40 bis 41d EnWG-E
Themenpapier 9	Stromkennzeichnungsrelevante Anpassungen (§ 42 EnWG i.V.m. § 78 EEG)
Themenpapier 10	Anerkennung der Kosten der Netzbetreiber §§ 14c, 14d und 14e EnWG-E
Themenpapier 11	Folgeänderung in der Stromnetzzugangsverordnung, § 26 StromNZV

## A. Kernpunkte

### 1 Einleitung

Das vorliegende Gesetzgebungsverfahren dient vorrangig der Umsetzung der Richtlinie (EU) 2019/944 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU. Sie fasst die bisher geltende Strombinnenmarktrichtlinie (BMRL) neu. Ein Schwerpunkt der Richtlinie liegt darin, durch verschiedene Maßnahmen insgesamt die Rechte der Verbraucherinnen und Verbraucher und deren Teilnahme am Strommarkt weiter zu stärken und die Aufgabenbereiche der wettbewerblichen Marktteilnehmer und der Netzbetreiber hinsichtlich des Betriebs von Speichern und Ladeinfrastruktur abzugrenzen. **Die meist eng an der Richtlinie orientierte und in sich schlüssige Umsetzung begrüßt der BDEW grundsätzlich**, sieht aber zu verschiedenen Punkten noch Änderungs- bzw. Klarstellungsbedarf.

Der Gesetzentwurf dient auch der Umsetzung der nationalen Wasserstoffstrategie und soll erste Regelungen für reine Wasserstoffnetze und für die Umwidmung von Gasleitungen im Energiewirtschaftsrecht verankern. Der BDEW unterstützt einen zügigen Einstieg in die Regulierung von Wasserstoffleitungen. Auf dem Weg zur Klimaneutralität ist die Wasserstoffstrategie der BReg fundamental wichtig. **Der BDEW vermisst in diesem Gesetzesentwurf jedoch die Anschlussfähigkeit und hält die Wasserstoffregelungen nicht für ausreichend, um die ambitionierten klimapolitischen Ziele - insbesondere im Wärmesektor - zu erreichen** und Wasserstoff eine Schlüsselrolle bei der Erreichung der Klimaschutzziele zu ermöglichen. Anstatt fragmentarischer Regelungen müssen die etablierten und im Markt bekannten Regelungen für Gas konzeptionell-integriert auch für Wasserstoffnetze genutzt werden. Nur so kann für alle Marktteilnehmer eine Verlässlichkeit und Planbarkeit – gerade in Zeiten der Entwicklung einer solchen langlebigen Infrastruktur - erreicht werden. Die Frage der Finanzierung des Wasserstoffnetzes bleibt unbeantwortet.

Der BDEW nimmt gerne die Gelegenheit wahr, den vorgelegten Regierungsentwurf zu kommentieren. Wir möchten darauf hinweisen, dass auf Grund der extrem kurzen Fristsetzung (drei Arbeitstage!) im Rahmen der Verbändeanhörung eine den Themen angemessene fachliche Diskussion des Referentenentwurfes nicht möglich war und hoffen, dass diese Diskussion nun im Rahmen des Gesetzgebungsverfahrens genug Raum bekommt.

Die nachfolgenden **Kernpunkte** sprechen die aus Sicht des BDEW wesentlichsten Themen an und bewerten sie knapp. Anschließend greift der zweite Teil alle grundlegenden Regelungen in der Reihenfolge der Paragraphen auf. Die **Themenpapiere** bewerten die einzelnen Regelungen im Detail und weisen Vorschläge zur Änderung auf. So ist eine rasche Gesamtbewertung, wie auch eine gesonderte vertiefte Auseinandersetzung mit einzelnen Themen möglich. Die Darstellung folgt der Regelungsreihenfolge im Referentenentwurf.

## 2 Kernpunkte

### Regelungen für Wasserstoffnetze – **Verlässlichen Regulierungsrahmen für Wasserstoffnetze sowie für Transformation der Gasinfrastruktur schaffen**

- Der BDEW begrüßt, dass die Bundesregierung die Frage der Regulierung von Wasserstoffnetzen aufgreift und damit einen ganz zentralen Teil der künftigen Wasserstoffwirtschaft ins Auge fasst. Dabei sind die Maßnahmen noch zu selektiv auf Einzelprojekte und zu wenig auf die Transformation der Gasnetze hin zur umfassenden Nutzung klimaneutraler Gase ausgerichtet. Mit einer klugen Dekarbonisierungsstrategie können die werthaltigen 555.700 Kilometer Gasnetz langfristig weitergenutzt werden und einen wichtigen Beitrag zur Erreichung der klimapolitischen Ziele leisten. Deshalb muss die Ertüchtigung von Gasnetzen für mehr Wasserstoff („H2-Readiness“) auch regulatorisch berücksichtigt werden.
- Die Grundentscheidung, dass die Entwicklung des Gasnetzes und eines Wasserstoffnetzes voneinander unabhängig geplant und reguliert werden sollen, ist kritisch. Aus Sicht des BDEW wird damit die Chance vergeben, gesamtsystemisch den Aufbau des Wasserstoffnetzes und die Transformation der Gasnetze anzulegen und so volkswirtschaftlich zu optimieren. Die Behandlung des Wasserstoffs als Gas im Sinne des EnWG wäre aus unserer Sicht der richtige Weg und würde auch die Finanzierung der Wasserstoffnetzinfrastruktur vereinfachen.
- Entsprechend fehlt ein integrierter Ansatz für die Netzplanung (Wasserstoff, Gas, Strom). Parallel zu den Gasnetzen entsteht ein Nebeneinander von regulierten und unregulierten Wasserstoff-Netzen, deren Zusammenspiel unklar bleibt. Beim verhandelten Netzzugang drohen kleinteilige und unübersichtliche Strukturen, da eine Rechtsgrundlage für Branchenregelungen fehlt. Bleibt es bei der Grundentscheidung der Trennung von Gas- und Wasserstoffnetzen, ist aus BDEW-Sicht dringend erforderlich, bereits jetzt die integrierte Systemplanung aller Energieinfrastrukturen zu ermöglichen.
- Positiv zu bewerten sind die nun erfolgte Herausnahme der rechtlichen Entflechtungsanforderungen (Unbundling), die Aufnahme des Wasserstoffes in den Gesetzeszweck sowie die Verbesserungen bei der Umstellung von Gasleitungen auf den Wasserstofftransport. Positiv ist zudem, dass an Regelungen zur Transformation des Gasnetzes zu einem Gas- und Wasserstoffnetz durch das BMWi gearbeitet wird und bis 2022 ein schlüssiges Konzept vorgelegt wird.

### Energiespeicher Definition und Entgeltbefreiung (§ 3 Nr. 15c und § 118 Abs. 22 EnWG-E) – **Level playing field für Speicher herstellen**

- Energiespeicher sind ein entscheidender Baustein der Energiewende. Sie können u. a. Verbrauchsspitzen und -täler glätten. In Deutschland werden sie nach wie vor beim Ein- und Aus-

speichern zum Teil doppelt mit Abgaben und Umlagen beaufschlagt. Hierdurch werden Energiespeicher gegenüber anderen Flexibilitäten benachteiligt. Speicheranlagen sollten in dem Maße, in dem sie von den Netznutzungsentgelten entlastet sind, im Grundsatz auch von allen anderen Abgaben und Umlagen entlastet sein, die auf dem EnWG und den auf ihm beruhenden Verordnungen basieren (Entlastung von der Konzessionsabgabe, von Baukostenzuschüssen, der in der Stromnetzentgeltverordnung enthaltenen Umlage sowie der Umlage für abschaltbare Lasten).

- Sowohl die Binnenmarktrichtlinie als auch die Binnenmarktverordnung sehen Regelungen vor, die sicherstellen sollen, dass Netzentgelte nicht zu einer Benachteiligung der Energiespeicherung führen. Die in Deutschland geltenden Gesetze und Verordnungen enthalten bereits eine Reihe teils technologiespezifischer Ausnahmetatbestände. Noch immer werden jedoch Pumpspeicherwerke mit doppelten Netzentgelten belegt. Auch der Gesetzesentwurf beseitigt diesen Missstand nicht. Die Befreiungen müssen zudem zeitlich unbefristet gelten.
- Der BDEW fordert, die Definition der Begriffe Energiespeicherung und Energiespeicheranlage aus der Strombinnenmarktrichtlinie in das EnWG direkt zu übernehmen und die Entgeltbefreiung in der derzeit geltenden Fassung des § 118 Abs. 6 EnWG richtlinienkonform zu erweitern.

#### **Ladepunkte für Elektromobile (§ 7c EnWG-E) - Gute Grundlage für den Wettbewerb**

- Eine klare Rollenverteilung zwischen Verteilernetzbetreibern und anderen Marktteilnehmern hinsichtlich des Betriebs von Ladesäulen („Ladepunkten“) wichtig.
- Der Gesetzesentwurf trifft wie die Binnenmarktrichtlinie Strom die Grundentscheidung, dass der Betrieb von Ladepunkten grundsätzlich dem Markt zuzuordnen ist und nicht dem regulierten Netzbetrieb. Darüber hinaus erstreckt der Gesetzesentwurf die Regelung zum Umgang mit Ladepunkten auch auf Landstromanlagen, die dem Strombezug von Seeschiffen dienen.
- Der BDEW unterstützt die Einordnung des Ladepunktbetriebs als wettbewerbliche Tätigkeit. Allerdings sollte nicht nur der der Strombezug von See-, sondern auch von Binnenschiffen analog geregelt werden. Zu begrüßen ist, dass der Entwurf eine Ausnahme vom Vorrang des Wettbewerbs für den Eigengebrauch des Betreibers von Elektrizitätsverteilernetzen vorsieht.

#### **Flexibilität und Energiespeicheranlagen im Verteilnetz (§§ 14c und 11a EnWG-E) – Klare Aufgabenteilung stärkt moderne Netze und schafft neue Märkte**

- Verteilernetzbetreiber sind mit ihren Netzen die Ermöglicher der Energiewende vor Ort. Hierzu ist es wichtig, dass sie neben dem Netzausbau zusätzlich die Option erhalten, netzdienliche Fähigkeiten (Flexibilität, Speicher) am Markt zu beschaffen.
- Genau das sieht die Strombinnenmarktrichtlinie vor. Verteilernetzbetreiber sollen den Anreiz erhalten, alternativ zum Netzausbau Flexibilitäten (unter Einschluss von Speichern) einzusetzen. Flexibilitäten kommen überall da zum Einsatz, wo sie effizienter sind als der Netzausbau

und tragen somit zur Kostenreduktion bei. Dabei gilt der Grundsatz, Verteilernetzbetreiber bedienen sich grundsätzlich des Marktes und erbringen die Leistung nur dann selbst, wenn der Markt dies nicht leisten kann. Der Gesetzentwurf setzt diese Grundsätze um. Offen sind allerdings noch Ausgestaltungsfragen. Sie werden an die Bundesnetzagentur (BNetzA) delegiert.

- Der BDEW sieht in der Regelung eine Verbesserung, die sowohl den Verteilernetzbetreibern als auch den Anbietern von Flexibilitätsdienstleistungen und Speichern zugutekommt. Verteilernetzbetreiber können künftig fallweise entscheiden, ob es günstiger ist, mehr in Leitungen oder mehr in deren Steuerungsfähigkeit zu investieren. Hierdurch wird auch der Wettbewerb gestärkt. Damit das gelingt, hat der BDEW einen Markttest für Speicher in Form eines Prozessleitfadens entwickelt. Ein entsprechender Prozessleitfaden für die marktliche Beschaffung netzdienlicher Flexibilität ist in Arbeit. Im Gesetzesentwurf sollte allerdings noch klargestellt werden, dass auch definierte Teile eines Speichers dem Verteilernetzbetreiber und andere Teile dem Markt zur Verfügung gestellt werden können (multi-use).

#### **Zuschaltbare Lasten (§ 13 Abs. 6a EnWG-E) – EE-Strom Nutzen statt Abregeln**

- Die Regelung schafft ein Instrument zur Verwirklichung des Prinzips „Nutzen statt Abregeln“. In Zeiten drohender Netzüberlastung aufgrund hoher Einspeisung aus Erneuerbaren Energien werden zuschaltbare Lasten (Power-to-Heat in KWK-/Wärmenetzsystemen) aktiviert. Schon heute steht das Instrument im Übertragungsnetz des sog. Netzausbaugebiets zur Verfügung. Auch Anlagen außerhalb dieses Gebiets, die Fernwärmenetze bedienen, können Netzengpässen effizient entgegenwirken. Es gibt viele weitere Regionen mit signifikanten Abregelungsmengen aufgrund von Engpässen sowohl im Übertragungs- als auch im Verteilernetz.
- Der Gesetzesentwurf beschränkt sich aktuell auf eine Reparatur, die durch den Fortfall der Regelung zu Netzausbaugebieten erforderlich ist.
- Der BDEW fordert, dass die Regelung nicht nur für Übertragungs- sondern auch für Verteilernetzbetreiber nutzbar sein muss, die für den Übertragungsnetzbetreiber unterstützend durch die Steuerung von Anlagen im eigenen Netz tätig werden oder einen Netzengpass im eigenen Verteilernetz bewirtschaften müssen. Die Möglichkeit der Anwendung der Regelung bezüglich zuschaltbarer Lasten (Power-to-Heat in KWK-/Wärmenetzsystemen) sollte nicht auf das ehemalige Netzausbaugebiet beschränkt bleiben, sondern muss auf alle Regionen ausgeweitet werden, wo Redispatch-Maßnahmen ergriffen werden. Die bisher bis 2023 befristete Regelung muss außerdem mindestens bis Ende 2030 verlängert werden. Dies entspricht darüber hinaus dem Willen des Gesetzgebers, der in der BR- Drucksache 19/25302 (S. 10) festgehalten ist.

#### **Redispatch 2.0 (§13a Abs. 2 EnWG) – Fairer Ersatz der Kosten für EE- und KWK-Anlagen nötig**

- Auch bei EE-, KWK- und Speicher-Anlagen können Opportunitätskosten auftreten. Unstreitig werden diese für „normale“ Kraftwerke vergütet.

- Mit dem NABEG 2.0 in der ab dem 1. Oktober 2021 geltende Fassung ist nicht klargestellt, ob eine Gleichbehandlung für alle relevanten Anlagen erfolgt.
- Der BDEW plädiert dafür, auch auf EE-, KWK- und Speicher-Anlagen den Grundsatz anzuwenden wonach „der finanzielle Ausgleich [...] angemessen, wenn er den Betreiber der Anlage unter Anrechnung des bilanziellen Ausgleichs nach Absatz 1a wirtschaftlich weder besser noch schlechter stellt, als er ohne die Maßnahme stünde.“ Zur Umsetzung steht der BDEW-“Leitfaden zur Vergütung von Redispatch-Maßnahmen“ zur Verfügung.

### **Ausbaupläne für Verteilernetze (§ 14d EnWG-E) - Überregulierung vermeiden**

- Elemente zur vorausschauenden und transparenten Entwicklung der Verteilernetze können Synergien unter den Verteilernetzbetreibern und zwischen Verteilernetzbetreibern und Übertragungsnetzbetreibern sowie zwischen Verteilernetzbetreibern und Marktteilnehmern erzeugen. Der hierdurch erwachsende bürokratische Aufwand sollte in Grenzen gehalten und sicherheitsrelevanten Aspekten Beachtung geschenkt werden.
- Die Strombinnenmarktrichtlinie verlangt, dass Verteilernetzbetreiber alle zwei Jahre einen Ausbauplan für ihr jeweiliges Elektrizitätsverteilernetz vorlegen. Der Gesetzesentwurf geht weit dabei aber über die Anforderungen der Richtlinie hinaus. Zusätzlich soll z.B. die detaillierte Darstellung der engpassbehafteten Leitungsabschnitte nötig werden. Weiterhin soll Deutschland in 5 bis 15 Planungsregionen aufgeteilt werden, innerhalb derer ein Informationsaustausch zwischen den beteiligten Netzbetreibern stattfinden soll.
- Die Veröffentlichungspflichten sollten so begrenzt werden, dass kritische Infrastrukturen, insbesondere in der Hochspannungsebene nicht angreifbar gemacht werden. Die Schaffung einer pauschalen Anzahl von 5 bis 15 Planungsregionen erscheint nicht zielführend. Die Planungsregionen sollten anhand netztopologischer Gegebenheiten von den Verteilernetzbetreiber selbst definiert werden. In diesen Regionen könnten im Abstand von jeweils zwei Jahren Abstimmungsgespräche zu Netzausbauplanungen zwischen Verteilernetzbetreiber und zugehörigem Übertragungsnetzbetreiber stattfinden. Entscheidend ist, dass Planungshoheit und Planungsverantwortung über das jeweilige Netz/Netzgebiet immer beim jeweils zuständigen Netzbetreiber verbleiben.

### **Gemeinsame Plattform der Verteilernetzbetreiber (§ 14e EnWG-E) – Nicht übers Ziel hinausschießen**

- Der Gesetzesentwurf will Verteilernetzbetreiber verpflichten, eine gemeinsame Internetplattform einzurichten und zu betreiben. Hierauf sollen die Szenarien für die neu vorgeschlagenen Planungsregionen und die jeweiligen Netzausbaupläne veröffentlicht werden. Eine solche Internetplattform ist in der Strombinnenmarktrichtlinie nicht vorgesehen.
- Die Schaffung einer gemeinsamen Internetplattform aller Verteilernetzbetreiber lehnt der BDEW, jedenfalls in der vorliegenden Form ab. Das Verhältnis zwischen Aufwand und Nutzen ist nicht geprüft und jedenfalls für den vorliegenden Vorschlag zu hinterfragen. Der aktuelle

Vorschlag stellt die Netzbetreiber vor ungelöste Fragen zu Verantwortlichkeiten und Haftung. Ungeklärt bleibt auch, wer die Kosten für die Einrichtung und den Betrieb einer solchen Plattform (nach Gesetzesbegründung 2,5 Mio. € Anfangsinvestition und 1,4 Mio. € jährliche Betriebskosten) zu tragen hätte und ob solche Kosten vollständig regulatorisch anerkannt würden.

### **Bedingungen und Entgelte für den Netzzugang (§ 21 EnWG-E) - Lebensfähigkeit der Netze sicherstellen**

- Im Zuge der Energiewende ist der erforderliche Um- und Ausbau der Netze in den nächsten Jahrzehnten sicherzustellen. Bis 2030 soll der Anteil der Erneuerbaren Energien und deren Einspeisung in das Stromnetz auf 65% steigen, über 10 Mio. E-Fahrzeuge sollen ihren Fahrstrom aus dem Netz entnehmen. Hinzu kommen weitere flexible Verbrauchseinrichtungen. Gleichzeitig läuft der Ausstieg aus der Kern- sowie Kohleenergie. Diese Veränderungen müssen in den Netzen abgebildet werden.
- Gemäß der Strombinnenmarkttrichtlinie sind Tarife oder Methoden so zu gestalten, dass die notwendigen Investitionen in die Netze auf eine Art und Weise vorgenommen werden können, die die Lebensfähigkeit der Netze gewährleistet. Die Netzbetreiber müssen ihre Netze vorausschauend planen und entsprechend investieren. Die gesetzliche Regelung bildet diesen Aspekt nicht ab, sondern fokussiert sich einseitig auf die effiziente Leistungserbringung. Die Sicherstellung der Versorgungssicherheit durch vorausschauende Investitionen ist aber ein wichtiger, bei der Entgeltbestimmung zu berücksichtigender Aspekt.
- Damit die notwendigen Investitionen zur Gewährleistung der Lebensfähigkeit der Netze sichergestellt werden, ist eine entsprechende Erweiterung der Vorschrift notwendig.

### **Regulierungsvorgaben für Kosten des Engpassmanagements (§ 21a Abs. 5a EnWG-E) - Orientierung an der Beeinflussbarkeit erforderlich**

- Bei den Verteilernetzbetreibern und auch bei den Übertragungsnetzbetreibern sind durch die neuen Redispatch 2.0 Prozesse wesentlich komplexere bzw. vollkommen neue Prozesse aufzubauen. Speziell in der Hochspannungsebene sind die Kosten aufgrund des deutlich nachlaufenden Netzausbaus de facto nicht von den Netzbetreibern beeinflussbar.
- Eine in der Anreizregulierungsverordnung enthaltene Übergangsregelung berücksichtigt die Implementierungskosten nur bis zum 1. Oktober 2021. Offen ist nach wie vor, inwieweit berücksichtigt werden soll, dass die Kosten zur Behebung von Netzengpässen nicht vollständig durch den Netzbetreiber beeinflussbar sind.
- Der BDEW hat einen Vorschlag zur Anpassung des § 21a Abs. 5a EnWG-E sowie der zugehörigen Bestimmung der ARegV einschließlich einer neuen Übergangsregelung formuliert.

**Rechnungen (§ 40 bis 40b EnWG-E) – Komplexität reduzieren**

- Transparenz und umfassende Informationen sind ein wesentlicher Faktor, um Verbraucher aktive Teilhabe am Energiemarkt zu ermöglichen. Die Kundenrechnung kann hier vieles leisten, allerdings ist im Sinne der Transparenz auf ein ausgewogenes Verhältnis von Informationsbedarf und Übersichtlichkeit zu achten.
- Zahlreiche neue Detailregelungen im Gesetzesentwurf und veränderte Begriffe führen zu erhöhter Komplexität für Verbraucher und Energievertriebe und schaffen statt Transparenz eher Unklarheit. Dies führt, neben erhöhtem Aufwand, dazu, dass der Kunde ggf. von den vielen Informationen überfordert wird. Bereits jetzt haben Rechnungen für Strom und Gas teilweise zweistellige Seitenzahlen.
- Der BDEW fordert die umfassenden Vorgaben für Regelungen in der Kundenrechnung zu straffen und ggf. für interessierte Kunden diese Informationen online bereitzustellen. Regelungen, die nicht dringend notwendig sind, oder sich nicht aus einer unmittelbaren Umsetzung der Richtlinie ergeben, sollten gestrichen werden. Parallel dazu ist eine Differenzierung zwischen Haushaltskunden und Nicht-Nichthaushaltskunden bei den Rechnungs- und Zahlungszeiträumen notwendig. Weiterhin ist zum Beispiel die Angabe einer Vergleichsgrafik auch für Nicht-Haushaltskunden, die z.B. für gewerbe- oder kleine Industriebetriebe einen Vergleich nicht seriös abbilden kann oder zusätzliche Angaben zur Erläuterung der Faktoren zur Schätzung des Energieverbrauches, denn die Verfahren der Verbrauchsschätzung bzw. Ersatzwertbildung sind in den technischen Regelwerken verbindlich hinterlegt. Regelungen wie zum Beispiel die Verpflichtung, allen Verbrauchern ohne Anbindung an ein intelligentes Messsystem kostenfrei unterjährige Abrechnungsinformationen zur Verfügung zu stellen gehen am individuellen Bedarf der Kunden vorbei und führen in ihrer Pauschalität zu einem erhöhten administrativen Aufwand und damit zu höheren Kosten für alle Kunden.

**Energielieferverträge (§ 41 bis 41b EnWG-E) - Weniger wäre mehr**

- Der einfache und schnelle Vertragsabschluss für Energielieferverträge ermöglicht einen intensiven Wettbewerb. Das Vertrauen der Verbraucher in einen unkomplizierten und sicheren Lieferantenwechsel ist dafür Voraussetzung. Die bestehende Gesetzeslage sichert Verbraucher bereits umfassend ab. Eine große Rolle beim Lieferantenwechsel spielen online und telefonische Vertragsabschlüsse. Die Möglichkeit, Verträge telefonisch abzuschließen, wird insbesondere verstärkt von älteren Kunden genutzt.
- Durch die Erforderlichkeit einer generellen Textform bei Vertragsabschlüssen (§ 41b Abs.1 EnWG-E) werden Energieversorgungsunternehmen gegenüber anderen Branchen besonders benachteiligt, da der telefonische Vertragsabschluss als Vertriebskanal wegfällt und sich darüber hinaus die Anforderungen für Online-Vertragsabschlüsse auf Webseiten, Vergleichsportalen etc. erheblich erhöht. Zudem verkomplizieren zusätzliche Informations- und Fristenregelungen den Wechselprozess.

- Der BDEW regt bezüglich der telefonischen Vertragsabschlüsse an zu unterscheiden, wer angerufen hat (der Kunde oder das Unternehmen) und zu differenzieren, wer einen telefonischen Vertragsschluss initiiert hat. Hat nämlich der Kunde angerufen, so ist es nicht in seinem Interesse, den Vertragsschluss durch weitere Hürden zu blockieren. So kann der Zugang zu einem Anbieterwechsel auch ohne den Zugang zu elektronischen Medien gewährleistet werden. Das trägt damit insgesamt wieder zu mehr Wechselbereitschaft der Kunden und damit zu mehr Wettbewerb bei. Soweit an der Textform festgehalten wird, sollte diese auf den vom Lieferanten initiierten telefonischen Vertragsschluss beschränkt und einheitlich für alle gleichartigen Vertragsarten im BGB geregelt werden, um Unklarheiten bzgl. der Abgrenzung zwischen dem EnWG und dem aktuell ebenfalls im Gesetzgebungsprozess befindlichen Gesetz für faire Verbraucherverträge zu vermeiden. Damit wären die für intensiven Wettbewerb wichtigen Online-Verträge von der Regelung nicht betroffen.

### **Stromkennzeichnung (§ 42 EnWG-E) – Chance für grüne Herkunftsnachweise nutzen**

- Eine Reform ist nötig, um die Aussagekraft der Stromkennzeichnung zu stärken. Ziel sollte eine einfache, transparente, verständliche Regelung mit einer einhergehenden Vereinfachung und Verschlankung sein. Vor allem müssen aussagekräftige Herkunftsnachweise mit einer konsistenten Bilanzierungssystematik einher gehen.
- Der Entwurf sieht vor, den „Gesamtenergieträgermix“ in einen Beschaffungsmix des Stromlieferanten umzuwandeln.
- Der BDEW fordert eine ganzheitliche Überarbeitung der Stromkennzeichnung und setzt sich für die Umsetzung eines alternativen Bilanzierungsansatzes für Grünstromprodukte ein, statt Umwandlung des „Gesamtenergieträgermix“ in einen Beschaffungsmix.
- Weiterhin fordert der BDEW eine optionale Möglichkeit zur Grünstellung von Energiemengen, welche über die klassische Stromkennzeichnung nicht abgebildet werden können.

### **Kohlestrombeendigungsgesetz (Art. 13) - Erhalt der 2027er-Ausschreibungsrunde für die Steinkohle**

- Die 2027er-Ausschreibungsrunde ist auf expliziten Wunsch des Wirtschaftsausschusses des Bundestages in das KVBG aufgenommen worden und ermöglicht es, das Kapazitätsreduktionsziel für die Steinkohle von 8 GW im Jahr 2030 ausschließlich durch Ausschreibungen zu erreichen und sichert den Betreibern damit eine gewisse – wenn auch durch den degressiven Höchstpreis geringe – Entschädigungssumme.
- Der vorliegende Entwurf der EnWG-Novelle sieht eine Streichung der Ausschreibungsrunde für das Zieljahr 2027 (achte Ausschreibungsrunde) vor und verweist zur Begründung auf die Notwendigkeit des wettbewerblichen Charakters des Ausschreibungssystem bzw. der beihilferechtlichen Genehmigung der EU-Kommission zum Steinkohle-Ausschreibungssystem aus dem November 2020.

- Der BDEW sieht keine Notwendigkeit für die Streichung der 2027er-Ausschreibungsrunde. Für das Zieljahr 2027 stehen noch rund 9,2 GW Steinkohle-Kapazitäten zur Teilnahme an der achten Ausschreibungsrunde zur Verfügung. Ein hoher Wettbewerbsdruck bleibt also erhalten. Gleichzeitig bezieht sich die vorliegende beihilferechtliche Genehmigung der EU-Kommission lediglich auf die ersten sieben Ausschreibungsrunden bis zum Zieljahr 2026, wobei sich die Möglichkeit einer Genehmigung der 2027er-Ausschreibungsrunde durchaus daraus ableiten lässt. Daher sollte – auch im Hinblick auf den expliziten Wunsch des Bundestages eine 2027er-Ausschreibung zu ermöglichen – hier auf eine Streichung im Rahmen der EnWG-Novelle verzichtet und stattdessen eine separate Notifizierung dieser Ausschreibungsrunde bei der EU-Kommission beantragt werden. Neben den energiewirtschaftlichen Aspekten wäre dies auch im Sinne des Rechts- und Vertrauensschutzes positiv.

### **3 Zu den Regelungen des Gesetzes im Einzelnen**

#### **3.1 Änderungen des Energiewirtschaftsgesetzes, Artikel 1**

##### **3.1.1 Energiespeicher Definition und Entgeltbefreiung, § 3 Nr. 15c und § 118 Abs. 22 EnWG-E**

Der BDEW begrüßt sehr, dass für das EnWG nun endlich – wie vom BDEW seit Jahren gefordert – eine Definition für die Energiespeicheranlage vorgesehen ist. Die Definition ist für mehrere regelungsbedürftige Punkte im Umgang mit Energiespeichern wichtig. Im Vordergrund stehen dabei das generelle Verbot und die Möglichkeit für Netzbetreiber im Ausnahmefall Energiespeicher zu betreiben und der Umgang mit Entgelten, Umlagen und Abgaben.

Der Regierungsentwurf setzt die Definitionen der Binnenmarktrichtlinie aus Art. 2 Nr. 59 und 60 in § 3 Nr. 15c EnWG leider nicht wörtlich um, sondern deutlich verkürzt und verändert. Die EU-Strombinnenmarktrichtlinie (EU) 2019/944 definiert „Energiespeicherung“ im Elektrizitätsnetz als:

- die Verschiebung der endgültigen Nutzung elektrischer Energie auf einen späteren Zeitpunkt als den ihrer Erzeugung oder
- die Umwandlung elektrischer Energie in eine speicherbare Energieform, die Speicherung solcher Energie
- und ihre anschließende Rückumwandlung in elektrische Energie oder Nutzung als ein anderer Energieträger.

Die Definition in der Richtlinie verwendet, anders als der vorliegende Regierungsentwurf, weder die Begriffe „Verbrauch“ oder „verbrauchen“ noch „Erzeugung“ oder „erzeugen“. Letztlich kommt es für diese Einordnung auf den konkreten Einsatz der Anlage an. Darüber hinaus hat die vorliegende Definition keinen Bezug zum Elektrizitätsnetz. Sie würde also auch Energiespeicheranlagen umfassen, die gar nicht an das Elektrizitätsnetz angeschlossen sind.

Sowohl die Binnenmarktrichtlinie als auch die Binnenmarktverordnung sehen Regelungen vor, die sicherstellen sollen, dass Netzentgelte nicht zu einer Benachteiligung der Energiespeicherung führen. Ein durch die nationalen Vorgaben festgeschriebenes Entgeltgefüge, wonach sowohl für den Vorgang des Strombezugs zur Einspeicherung Netzentgelte, Abgaben und Umlagen erhoben werden als auch beim Letztverbrauch, entspricht diesen Vorgaben nicht.

Das EnWG sieht bereits Befreiungstatbestände für diese Speichervorgänge in § 118 Abs. 6 EnWG vor, die aber vor diesem Hintergrund technologieneutral formuliert werden müssen und auch nicht befristet sein dürfen.

Speicheranlagen sollten in dem Maße, in dem sie von den Netznutzungsentgelten entlastet sind, im Grundsatz auch von allen anderen Abgaben und Umlagen entlastet sein, die auf dem EnWG und den auf ihm beruhenden Verordnungen basieren. Regelungen zur Entlastung von Speichern von der Konzessionsabgabe, der § 19 Abs. 2 StromNEV Umlage sowie der Umlage für abschaltbare Lasten müssen dementsprechend umgesetzt werden.

➤ **BDEW-Vorschlag**

Definition der Begriffe Energiespeicherung und Energiespeicheranlage sollten aus der Binnenmarktrichtlinie übernommen und das EnWG diesbezüglich ebenso wie die Entgeltbefreiung in § 118 Abs. 6 EnWG angepasst werden.

⇒ **siehe dazu Themenpapier 1 – Speicherdefinition und Entgeltbefreiung**

### 3.1.2 Ladepunkte für Elektromobile, § 7c EnWG-E

Die Binnenmarktrichtlinie Strom trifft in Art. 33 die Grundentscheidung, dass der Betrieb von Ladepunkten grundsätzlich dem Markt zuzuordnen ist und nicht dem regulierten Netzbetrieb. Diese grundsätzliche Einordnung des Ladepunktbetriebs als wettbewerbliche Tätigkeit unterstützt der BDEW. Sie entspricht der in Deutschland bestehenden Einordnung. Marktliche Aktivitäten unterliegen der Aufsicht der Kartellbehörden. Sie sind nicht Gegenstand der regulatorischen Vorschriften des Energierechts (Sonderkartellrecht). Die Marktaufsicht erfolgt dementsprechend über die allgemeinen kartellrechtlichen Vorschriften. Dementsprechend hat sich zu diesem Bereich die Monopolkommission in ihrem 7. Sondergutachten geäußert. Zudem hat das Bundeskartellamt eine Sektoruntersuchung gestartet, die der BDEW grundsätzlich begrüßt. Sie stärkt das Vertrauen in den Markt und stellt klar, dass sich die Ladeinfrastruktur in Deutschland in einem wettbewerblichen Markt befindet, der, schon heute funktioniert. Darüber hinaus reizen eine Vielzahl von Förderprogrammen die Errichtung von Ladeinfrastruktur bereits an. Dabei verknüpfen sie attraktive mit weniger attraktiven Standorten.

Dies unterstreicht der Regierungsentwurf des Energiewirtschaftsrechtsänderungsgesetzes, der die Richtlinie diesbezüglich umsetzt, sowohl hinsichtlich des Verbots als auch hinsichtlich der Möglichkeit zur Ausnahmegenehmigung für Elektrizitätsverteilernetzbetreiber. Dabei erscheint die Verlagerung der genauen Ausgestaltung eines solchen Genehmigungsprozesses auf eine Rechtsverordnung sinnvoll.

Dabei geht der BDEW davon aus, dass die Ausnahmegenehmigung nach Art. 33 Abs. 3 BMRL in der Praxis nicht zur Anwendung kommen wird. In Deutschland bestehen bereits heute ein wettbewerblicher Markthochlauf für Ladeinfrastruktur und ein Markt für Ladedienstleistungen. In den letzten Jahren hat sich bereits ein stetig wachsender Markt mit einer Vielzahl von Investoren und Betreibern entwickelt. Der BDEW geht angesichts der künftig geplanten, umfangreichen politischen Aktivitäten und Maßnahmen und erwarteten Hochlaufkurven für die Errichtung von Ladeinfrastruktur von einem weiter stark wachsenden Zubau aus. Um den marktlichen Hochlauf nicht zu gefährden, sollte das EnWG sicherstellen, dass bei der Ausgestaltung der Verordnung folgende Punkte beachtet bzw. geklärt werden:

- Nachweis konkreter Indizien für den Nachweis des fehlenden Interesses von Wettbewerbern am Aufbau von Ladeinfrastruktur (Definition des regionalen Marktversagens)
- Kriterien zur Abgrenzung des betroffenen Gebietes und des Betrachtungszeitraums für die Feststellung eines Marktes
- Diskriminierungsfreie Ausgestaltung der Bedingungen für die Ausnahmegenehmigung im wettbewerblichen Umfeld

- Pflicht zur Abstimmung der Regulierungsbehörde mit Kartellbehörde und Kommunen
- Klare Regeln für die erforderliche regelmäßige Konsultation durch die zuständige Behörde hinsichtlich des bestehenden oder fehlenden Fortbestehens eines regionalen Marktversagens

➤ **BDEW-Vorschlag**

- Positiv ist, dass die Verordnungsermächtigung in § 7c EnWG-E wesentliche zu klärende Punkte aufgreift (Gebiet, Verhältnis zu Bestandsladeinfrastruktur, Regeln für regelmäßige Konsultation).
  - Es fehlt aber an einer Übergangsregelung für bei Inkrafttreten bestehende Anlagen, die von Netzbetreibern betrieben werden.
  - Die Binnenschifffahrt muss bei der Definition der Landstromanlagen Berücksichtigung finden.
- ⇒ **siehe dazu Themenpapier 2 – Umsetzung der Vorgaben für den Ladepunktbetrieb für Elektromobile nach Art. 33 BMRL**

### 3.1.3 Ausschreibung von Energiespeicheranlagen § 11a EnWG-E

Die Binnenmarktrichtlinie Strom trifft in Art. 36 (für Verteilernetzbetreiber) und Art. 54 (für Übertragungsnetzbetreiber) die in § 7 Abs. 1 EnWG (für Verteilernetzbetreiber) bzw. § 8 Abs. 2 Satz 4 und § 10b Abs. 3 (für Übertragungsnetzbetreiber) umgesetzte Grundentscheidung, dass diese nicht berechtigt sind, Eigentümer einer Energiespeicheranlage zu sein oder diese zu errichten, zu verwalten oder zu betreiben. Das Verbot bezieht sich auf Energiespeicheranlagen im Sinne der Binnenmarktrichtlinie. Soweit die Definition im EnWG von der Binnenmarktrichtlinie abweicht, setzt sich dies auch für die Regelung in § 11a EnWG-E fort. Der BDEW plädiert dafür die Definition für Energiespeicheranlagen aus der Binnenmarktrichtlinie zu übernehmen. Die Regelung in § 11a EnWG-E muss zu dieser Definition passen.

Eine Ausnahme von diesem Grundsatz wird vorgesehen, soweit die Notwendigkeit zur Errichtung eines solchen Speichers für den sicheren Systembetrieb nach § 11 Abs. 1 Satz 1 EnWG-E vorliegt und nach erfolgter Ausschreibung kein marktlicher Anbieter, weder die Dienstleistung noch die Errichtung, anbieten kann. Grundsatz und Ausnahme geben den Willen des europäischen Normgebers zutreffend wieder. Allerdings wird für das Eintreten bzw. die Umsetzung dieser Ausnahme in § 11a EnWG-E definiert, dass „die Leistung oder Arbeit der Anlage [darf] weder ganz noch teilweise auf den Strommärkten veräußert werden“ dürfe. Um Marktverzerrungen zu vermeiden, aber dennoch den möglichst flexiblen und vielfältigen Einsatz von Speicheranlagen zu gewährleisten (multi-use), schlägt der BDEW eine auf die Errichtungskosten fokussierende Abgrenzung vor. Dies ermöglicht die Einbindung von Speichern in das bestehende Stromsystem durch im Markt befindliche Speicheranlagen auf Basis von Dienstleistungen, die sowohl marktlichen als auch regulierten Nachfragern zur Verfügung gestellt werden können. Das Auftreten von Marktverzerrungen sieht der BDEW hierdurch als nicht gegeben.

In Bezug auf die Prüfung der Angemessenheit der Kosten gemäß der Formulierung in § 11a EnWG-E („Angemessen sind die Kosten, wenn sie die Kosten für die Errichtung, die Verwaltung und den Betrieb

einer vergleichbaren Anlage im Eigentum eines Netzbetreibers nicht übersteigen.“) weist der BDEW auf Folgendes hin:

Einen reinen Kostenwettbewerb zwischen Netzbetreibern und der Marktseite sieht die BMRL nicht vor. Die Kosten des Netzbetreibers, die er für Errichtung, Betrieb usw. ansetzt, sind nur bedingt mit dem Preis, den der Marktteilnehmer anbietet, vergleichbar. Zum einen wird eine Indikation mit einem realen Gebot verglichen und zum anderen unterliegt der regulierte Bereich anderen Grundvoraussetzungen für Investitionstätigkeiten als der nicht-regulierte Bereich. Diese umfassen zum Beispiel Voraussetzungen zur Fremdkapitalbeschaffung, zur möglichen Wälzung von Kosten, zur Berücksichtigung von Opportunitätskosten und dem Einpreisen von Risikoprämien.

Die in § 11a Abs. 2 enthaltene Übertragung einer Festlegungskompetenz zur näheren Ausgestaltung des Ausschreibungsverfahrens erscheint sachgerecht. Mit Blick auf die anstehende Konkretisierung weist der BDEW auf den von ihm wertschöpfungsstufenübergreifend erarbeiteten Prozessleitfaden und auf die zugehörigen Erläuterungen vom Dezember 2019 hin.

Darüber hinaus führt § 11a aus, dass „die Leistung oder Arbeit der Anlage [...] weder ganz noch teilweise auf den Strommärkten veräußert werden“ [darf]. Ebenso darf entsprechende Energie weder ganz noch in Teilen in andere Energieformen umgewandelt werden.

Außerdem weist der BDEW darauf hin, dass die Formulierung „Zahlung des Restbuchwertes“ ersetzt werden sollte durch „Zahlung eines angemessenen Ausgleichs“. Ob Energiespeicher steuerlich/handelsrechtlich abgeschrieben sind, ist für die angemessene Entschädigung irrelevant.

#### ➤ **BDEW-Vorschlag**

§ 11 Abs. 1 muss klarstellen, dass multi-use (nur ein Teil der Errichtungskosten wird vom Netzbetreiber getragen) möglich ist und sich das Vermarktungsverbot nur auf den netzfinanzierten Teil der Energiespeicheranlage bezieht. Dies muss sowohl den Zeitraum, in dem der für diese Entscheidung relevante Markttest stattgefunden hat, umfassen, als auch den Zeitraum der darüber hinausgeht.

#### **3.1.4 Systemverantwortung von Übertragungsnetzbetreibern, § 13 Abs. 6a EnWG-E (EE-Strom effizient Nutzen statt Abregeln)**

Die durch das EEG 2017 eingeführte Regelung des § 13 Abs. 6a EnWG bleibt weit hinter ihren Möglichkeiten für die Realisierung der Energiewende und Sektorkopplung zurück. Zur Erschließung des notwendigen, weiteren Flexibilisierungspotentials sind folgende Änderungen an der geltenden Regelung notwendig:

Die Regelung in § 13 Abs. 6a EnWG muss natürlich unter Einhaltung der Regeln zur Entflechtung auch für **Verteilernetzbetreiber** nutzbar sein, die für den Übertragungsnetzbetreiber unterstützend durch die Steuerung von Anlagen im eigenen Netz tätig werden oder einen Netzengpass im eigenen Verteiler-

netz bewirtschaften müssen. Auch hier sind die Kriterien der Netzdienlichkeit und der volkswirtschaftlichen Effizienz zu beachten. Zudem sollte technologieoffen nach weiteren kosteneffizienten Alternativen zur Abregelung von Strom aus Erneuerbaren Energien gesucht werden (bspw. Speicher und andere Sektorkopplungsanlagen).

Die Möglichkeit der Anwendung der Regelung bezüglich zuschaltbarer Lasten (Power-to-Heat in KWK-/Wärmenetzsystemen) sollte nicht auf das ehemalige Netzausbaugebiet beschränkt bleiben. Eine entsprechende Änderung ist erforderlich, damit auch in Gebieten, in denen es häufig zu Redispatch-Maßnahmen aufgrund von Netzengpässen kommt, das durch den Gesetzgeber verfolgte Prinzip **„Nutzen statt Abregeln“** angewendet werden kann. Unter anderem durch diese Änderung kann das Instrument erst seine volle Wirksamkeit und maximale Effektivität erzielen. Auch Anlagen außerhalb des Netzausbaugebiets, die Fernwärmenetze bedienen, können den großräumigen Nord-Süd-Engpässen effizient entgegenwirken. Zudem gibt es auch in Ostdeutschland und andere Regionen signifikante Abregelungsmengen aufgrund von Engpässen sowohl im Übertragungs- als auch im Verteilernetz. Auch in diesen Regionen kann das Instrument des § 13 Abs. 6a EnWG sinnvoll eingesetzt werden, um Strom aus Erneuerbaren Energien effizient bspw. über Wärmenetze zur weiteren Dekarbonisierung des Gebäudesektors (grüne Fernwärme aus Power-to-Heat (= PtH)) zu nutzen, statt diesen Strom abzuregeln. Daher sollte mit einer Ergänzung des § 13 Abs. 6a Satz 1 Nr. 2 EnWG die Möglichkeit geschaffen werden, dass auch in anderen Regionen, in denen es zu Redispatch-Maßnahmen aufgrund von Netzengpässen kommt, entsprechende Verträge zwischen Netzbetreibern und KWK-Anlagenbetreibern geschlossen werden können.

Mit Blick auf den weiteren Ausbau der Erzeugung aus volatilen Erneuerbaren Energien (EE) sowie der nötigen weiteren Flexibilisierung der Stromerzeugung aus KWK zur komplementären Flankierung der EE-Stromerzeugung und den damit einhergehenden Investitionsbedarf sollte die Möglichkeit zur Anwendung des § 13 Abs. 6a EnWG unbedingt auch über das Jahr 2023 hinaus möglich sein. Dies schafft mehr Sicherheit für die nötigen Investitionen in flexible KWK-/Wärmenetzsysteme, die nicht nur die Versorgungssicherheit Wärme realisieren, sondern auch einen essentiellen Beitrag zur Strom-Versorgungssicherheit bei hoher Residuallast („kalte Dunkelflaute“) leisten. Eine entsprechende Änderung des § 118 Abs. 22 EnWG mit der Ausdehnung der Befristung auf den 31. Dezember 2030 erscheint im Kontext sowohl nationaler wie europäischer Zielhorizonte sachgerecht und notwendig.

Darüber hinaus sollten unbedingt auch neue KWK-Anlagen, die nach dem **11. August 2020** den Dauerbetrieb erstmalig aufgenommen haben, die Regelung nach § 13 Abs. 6a EnWG in Anspruch nehmen können. Beispielsweise werden derzeit zur Sicherstellung der Wärmeversorgung hocheffiziente Gas-KWK-Anlagen geplant, die die Wärmeversorgung der außer Betrieb gehenden Kohle-KWK-Kraftwerke – zumindest teilweise – ersetzen. In vielen Fällen soll die verbleibende Lücke im Wärmebedarf in den Wärmenetzen bereits mit Wärme aus Erneuerbaren Energien (z.B. Power-to-Heat, Biomasse, Geothermie, Solarthermie) und Abwärme sowie mit Umweltwärme über Großwärmepumpen (insgesamt = grüne Fernwärme) gedeckt werden. Auch für diese künftigen KWK-Anlagen sollte die Möglichkeit zur Nutzung des § 13 Abs. 6a ins EnWG aufgenommen werden.

Das neu in den **EnWG-Regierungsentwurf** aufgenommene Datum **31. Dezember 2028** stellt sogar eine Verschlechterung des Status quo der aktuell geltenden Regelungen dar, weil bei einer Mindestlaufzeit

von fünf Jahren der Verträge diese spätestens bis zum 31. Dezember 2023 abgeschlossen werden müssten. **Allein aufgrund der langen Projektierungs- und Genehmigungszeiträume für große Power-to-Heat-Module würde dies ein KO-Kriterium für die wichtige Sektorkopplungstechnologie Power-to-Heat im Rahmen des EnWG darstellen.** Insofern hat sich die Bundesregierung mit dem im Kabinettsentwurf enthaltenen Vorschlag auch über den Willen des Gesetzgebers – des Deutschen Bundestags als Legislativorgan – hinweggesetzt, der in der Bundestagsdrucksache 19/25302 (S. 10. Ziffer 15) niedergelegt ist. Im Sinne der Energiewende und der sinnvollen Nutzung von Überschussstrom aus Erneuerbaren Energie in Form von grüner Wärme in der Fernwärmeversorgung muss die Regelung des § 13 Abs. 6a EnWG endlich so ausgestaltet werden, dass sie ihr Potenzial voll entfalten kann.

➤ **BDEW-Vorschlag**

- Räumliche Ausweitung des Anwendungsbereichs von § 13 Abs. 6a EnWG auf alle Regionen Deutschlands, wo Redispatch-Maßnahmen ergriffen werden
  - Verlängerung der Möglichkeit zur Inanspruchnahme der Regelung bis 31. Dezember 2030; Verträge die bis zu diesem Datum abgeschlossen worden sind, laufen bis zu ihrem vereinbarten Vertragsende, mindestens jedoch fünf Jahre, folglich in dem Fall bis 31. Dezember 2035
  - Gleichzeitig sollten auch KWK-Anlagen, die nach dem 11.08.2020 erstmalig den Dauerbetrieb aufgenommen haben, die Regelung nach § 13 Abs. 6a in Anspruch nehmen können
  - Nutzen statt Abregeln für KWK-Anlagen und weitere Power-to-X-Lösungen als zeitlich vorgeschaltete Alternative zur Umsetzung von Redispatch-Maßnahmen ermöglichen
  - Erweiterung des Anwendungsbereichs auf die Ebene der Verteilnetzbetreiber
- ⇒ **siehe dazu Themenpapier 3 – § 13 Abs. 6a Nutzen statt Abregeln**

### **3.1.5 Opportunitätskosten im Redispatch 2.0 von EE- und KWK-Anlagen, §13a Abs. 2 EnWG**

Vor dem Hintergrund der Umsetzung des Redispatch 2.0 auf Basis von Erneuerbaren Energien (EE) und KWK-Anlagen, weist der BDEW darauf hin, dass die Ausführungen des EnWG in Bezug auf die Vergütung von Opportunitätskosten nicht ausreichend ausgestaltet sind bzw. nicht den Anforderungen des § 13a Abs. 2 Satz 2 EnWG (in der ab dem 1. Oktober 2021 geltenden Fassung) entsprechen.

Nach eingehender Prüfung des BDEW vor dem Hintergrund der Ausgestaltung der Prozesse des Redispatch 2.0 zeigt sich, dass auch bei EE-, KWK- und Speicher-Anlagen Opportunitätskosten auftreten können. Die Anlagen unterliegen denselben prozessualen Anforderungen und Charakteristiken, wie die übrigen Anlagen, die bereits nach aktueller Rechtslage im Zuge des Redispatch (1.0) geregelt werden.

Erzeugungsanlagen stellen eine Realloption dar, die dem Einsatzverantwortlichen (EIV) zu jedem Zeitpunkt die Möglichkeit bietet Leistung, aus der Anlage zu beziehen oder nicht zu beziehen. Durch die

Ausübung der Option (Mehr- oder Minderbezug von Leistung) generiert der EIV Deckungsbeiträge. Auf Grund von Redispatch-Anforderungen im Planwertmodell sowie im Prognosemodell (insofern im Prognosemodell eine Änderung der marktbasierter Abregelung keine Berücksichtigung im bilanziellen Ausgleich findet, die der EIV - auch zeitlich nach der Redispatch-Anweisung durch einen Netzbetreiber - kommuniziert), erfolgt ein Verlust der Anlagenflexibilität, so dass entsprechende Opportunitätskosten entstehen.

Dem Grundsatz des § 13a Abs. 2 Satz 2 EnWG (in der ab dem 1. Oktober 2021 geltenden Fassung) nach ist „*der finanzielle Ausgleich [...] angemessen, wenn er den Betreiber der Anlage unter Anrechnung des bilanziellen Ausgleichs nach Absatz 1a wirtschaftlich weder besser noch schlechter stellt, als er ohne die Maßnahme stünde.*“

Die Ausführungen in der Gesetzesbegründung zum Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG 2.0) einerseits, wonach die in § 13a Abs. 2 Satz 3 EnWG (in der ab dem 1. Oktober 2021 geltenden Fassung) aufgeführten Nummern 1 bis 4 EnWG nicht für EE- und KWK-Anlagen anwendbar seien, und der Wortlaut des § 13a Abs. 2 Satz 3 Nummer 5 EnWG (in der ab dem 1. Oktober 2021 geltenden Fassung) andererseits, wonach ein angemessener finanzieller Ausgleich für EE- und KWK-Anlagen die „entgangenen Einnahmen zuzüglich der zusätzlichen Aufwendungen“ beinhalte, führen zu Unsicherheiten .

Opportunitätskosten stellen entgangene Einnahmen dar, so dass diese auch entsprechend vergütet werden sollten. Eine Ungleichbehandlung dieser Anlagen im gleichen System wie „konventionelle“ Anlagen wäre nicht gerechtfertigt.

Aufgrund der dargelegten widersprüchlichen Ausführungen des EnWG sieht der BDEW dringenden Klärungsbedarf.

Da Opportunitätskosten bestehen können und insofern diese nachgewiesen, d.h. durch einen geeigneten Nachweis belegt werden, sieht der BDEW eine entsprechend eindeutige Regelung zu deren finanziellem Ausgleich als dringend notwendig an.

Ebenso sieht der BDEW die Notwendigkeit, die Anerkennungsfähigkeit in den Netzentgelten für den betroffenen Netzbetreiber zu regeln.

### ➤ **BDEW-Vorschlag**

- Vergütung von Opportunitätskosten auch bei EE- und Speicher-Anlagen gegen geeigneten Nachweis durch den Anlagenbetreiber/Einsatzverantwortlichen
- Abrechnung von KWK-Anlagen nach dem BDEW-“Leitfaden zur Vergütung von Redispatch-Maßnahmen“, dies beinhaltet entsprechend auch Opportunitätskosten gegen geeigneten Nachweis durch den Anlagenbetreiber/Einsatzverantwortlichen
- Die Nachweisprüfung muss durch den Anschlussnetzbetreiber erfolgen
- Anerkennungsfähigkeit der Kosten in der Regulierung für den betroffenen Netzbetreiber

### 3.1.6 Aufgaben der Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen, § 14 EnWG

§ 14 Abs. 3 EnWG-E sieht eine Zusammenarbeit von Netzbetreibern und Betreibern von Fernwärme- und/oder Fernkältesystemen vor. Diese Regelung dient laut Gesetzesbegründung der Umsetzung des Art. 24 Abs. 8 der Erneuerbaren-Energien-Richtlinie (RED II).

#### ➤ **BDEW-Vorschlag**

- Die Regelung in § 14 Abs. 3 EnWG-E ist zu streichen. Sie ist europarechtlich nicht erforderlich.
  - Art. 24 Abs. 10 RED II regelt, dass ein Mitgliedstaat von der Umsetzung der Vorgaben des Art. 24 Abs. 2 bis 9 RED II absehen kann, wenn der Anteil der effizienten Fernwärme- und -kälteversorgungssysteme und der Anteil von Fernwärme- und -kältesystemen mit einer Gesamtfeuerungsleistung unter 20 MW in zusammen über 90 % an der Gesamtversorgung beitragen. Das trifft in Deutschland zu.
- ⇒ **siehe dazu Themenpapier 4 – Art. 24 RED II - Keine Pflicht zur Umsetzung in § 14 Abs. 3 EnWG-E**

### 3.1.7 Marktbasierter Beschaffung von Flexibilität durch Verteilnetzbetreiber § 14c EnWG-E

Art. 32 Abs. 1 der Strombinnenmarktrichtlinie verpflichtet die Mitgliedstaaten, „den erforderlichen Regelungsrahmen [zu schaffen], durch den die Verteilernetzbetreiber in die Lage versetzt werden und Anreize erhalten, Flexibilitätsleistungen einschließlich Engpassmanagement in ihrem Bereich zu beschaffen, um die Effizienz bei Betrieb und Ausbau des Verteilernetzes zu verbessern.“ Die Binnenmarktrichtlinie trifft die Grundentscheidung, dass diese Flexibilität im Markt zu beschaffen ist. Hiervon kann nur in engen Ausnahmefällen abgewichen werden.

Die Regelungen in § 14c EnWG-E sehen vor, dass Verteilernetzbetreiber Flexibilitätsdienstleistungen für das Netz in einem transparenten, diskriminierungsfreien, marktgestützten Verfahren zu beschaffen haben. Verteilernetzbetreiber müssen in einem und transparenten Verfahren, an dem alle relevanten Netznutzer und die Übertragungsnetzbetreiber teilnehmen, Spezifikationen für die Beschaffung und für geeignete Marktprodukte erarbeiten. Alternativ kann die BNetzA diese Aufgabe übernehmen. Zudem können die - in der Binnenmarktrichtlinie vorgegebenen - Ausnahmen für eine marktgestützte Beschaffung für bestimmte Flexibilitätsdienstleistungen durch die BNetzA festgelegt werden. Die Ausgestaltung des Beschaffungsmechanismus und der Ausnahmen sowie der Festlegungskompetenz der BNetzA begrüßt der BDEW. Insbesondere das Prinzip der Richtlinie, dem Netzbetreiber mehr Optionen an die Hand zu geben sowie Anreize zu setzen, Flexibilitätsdienstleistungen im Markt zu beschaffen, um die Effizienz zu erhöhen, wird begrüßt.

Zu beachten ist jedoch eine Abgrenzung der neuen Flexibilitätsdienstleistungen gegenüber den bestehenden Werkzeugen zur Systembilanzstützung in Form der Frequenzhaltung (Regelreserve). Ferner

sollten die neuen Flexibilitätsdienstleistungen hinsichtlich des Einsatzzwecks auf Netzdienlichkeit fokussiert sein. Auch in Anbetracht der Umsetzung des Redispatch 2.0 werden zudem Regelungen für Konsortien und Poolingvorschriften für Aggregatoren notwendig werden, um die Wirksamkeit auf relevante Netzknoten der Verteilernetzbetreiber sicherzustellen. Die Nutzbarkeit dieser Flexibilitätsdienstleistungen muss für Verteilernetzbetreiber und Übertragungsnetzbetreiber gleichermaßen im Sinne des volkswirtschaftlichen Gesamtoptimums gewährleistet werden.

Zum prozessualen Ablauf arbeitet der BDEW derzeit bereits an einem Vorschlag zur Nutzbarmachung von netzdienlichen Flexibilitäten für das Verteilernetz.

Der BDEW geht davon aus, dass nach Absatz 1 die Regelungen des § 14a EnWG zu Steuerbaren Verbrauchseinrichtungen in der Niederspannung davon ausgenommen sind. Darüber hinaus möchte der BDEW auf eine fehlerhafte Formulierung in § 14c Abs. 1 EnWG hinweisen.

Dort ist Folgendes angeführt: „Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen, die Flexibilitätsdienstleistungen für ihr Netz beschaffen, um die Effizienz bei Betrieb und Ausbau ihres Verteilernetzes zu verbessern, haben dies in einem transparenten, diskriminierungsfreien und marktgestützten Verfahren durchzuführen, **dies gilt nicht für Dienstleistungen nach § 12h**. Die §§ 13, 13a, 14 Absatz 1 und 1a sowie § 14a bleiben unberührt.“

Die angeführte Formulierung lässt die Interpretation zu, dass die nicht frequenzbezogenen Systemdienstleistungen gem. § 12h nicht in einem transparenten, diskriminierungsfreien und marktgestützten Verfahren zu beschaffen seien. Dies widerspricht auch schon der Formulierung in § 12h EnWG.

### ➤ **BDEW-Bewertung und Vorschlag**

Der BDEW begrüßt die Ausgestaltung des Beschaffungsmechanismus und der Ausnahmen sowie der Festlegungskompetenz der BNetzA. Der BDEW arbeitet derzeit an einem Vorschlag zum prozessualen Ablauf, um netzdienliche Flexibilitäten für das Verteilernetz nutzbar zu machen.

Grundsätzlich ist es auch richtig, dass Verteilernetzbetreiber die Möglichkeit erhalten, Spezifikationen und Marktprodukte zu erarbeiten und dadurch den lokalen Gegebenheiten Rechnung tragen zu können. Diese Regelung sollte jedoch nicht verpflichtend, sondern optional ausgestaltet sein. Macht der Verteilernetzbetreiber von dieser Option Gebrauch, sollten solche lokalen Spezifikationen und Produkte einer allgemeinen Festlegung durch die BNetzA unterliegen. Unklar ist, warum der Regierungsentwurf anders als noch der Referentenentwurf die wichtige Frage der Beteiligung relevanter Netznutzer offenlässt.

BDEW schlägt für § 14 c folgende Formulierung vor:

(1) Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen, die Flexibilitätsdienstleistungen für ihr Netz beschaffen, um die Effizienz bei Betrieb und Ausbau ihres Verteilernetzes zu verbessern, haben dies in einem transparenten, diskriminierungsfreien und marktgestützten Verfahren

durchzuführen. **Für die marktgestützte Beschaffung nicht frequenzgebundener Systemdienstleistungen gilt § 12h.** Die §§ 13, 13a, 14 Absatz 1 und 1a sowie 14a bleiben unberührt.

### **3.1.8 Gemeinsame Internetplattform der Verteilernetzbetreiber, § 14e EnWG-E**

Der BDEW betont, dass die BMRL die unternehmensübergreifende Schaffung einer Internetplattform aller Verteilernetzbetreiber ausdrücklich nicht vorgibt. Eine gemeinsame Internetplattform aller Verteilernetzbetreiber ist aus Sicht des BDEW auch nicht erforderlich. Die Regelung würde neue Sicherheitsrisiken schaffen. Sie wäre aufwändig in der Umsetzung, ohne dass der entstehende Mehrwert geprüft worden wäre, der in Relation zum Aufwand stehen müsste.

Zudem ergeben sich zahlreiche offene Fragen, etwa zur Übernahme der Kosten für die Einrichtung und den Betrieb solch einer Plattform, zur Informationssicherheit, Pflichten für Plattform-/Webseitenbetreiber, Haftung für falsche Daten etc. Für den Fall, dass auch (private) Anschlussnehmer über die Plattform kommunizieren sollen, könnten auch Haftungsfragen aufgrund von Datenschutzanforderungen entstehen. Eine Lösung der Datenschutzthematik kann auch nicht durch die vorgenommenen Ergänzungen in § 14e Abs.1 und Abs. 2 EnWG erreicht werden. Hier soll geregelt werden, dass die Internetplattform mit "nicht personenbezogenen Daten einzurichten und zu betreiben" sowie vom Anschlussnehmer Informationen "in nicht personenbezogener Form" zu übermitteln seien. Vielmehr stellen sich dadurch neue datenschutzrechtliche Fragen, z. B. wie und durch wen eine datenschutzkonforme Anonymisierung erfolgen kann, wenn bereits IP-Adressen von Nutzern der Internetplattform nach geltender Rechtslage personenbezogene Daten darstellen. Zudem führt ein Verzicht auf die Verarbeitung personenbezogener Daten dazu, dass eine Internetplattform einen deutlich eingeschränkten Nutzen hätte, da beispielsweise die Bearbeitung eines Netzanschlussbegehrens einer natürlichen Person ausgeschlossen ist, wenn dieses anonymisiert übermittelt würde.

Die Regelung würde außerdem weitreichend in die operativen Prozesse der Netzbetreiber für den Netzanschlussvertrieb eingreifen. Diese Prozesse sind zum Teil schon auf der Ebene der Netzbetreiber digitalisiert.

Die Netzausbaupläne sollten daher weiterhin auf der Internetseite der Verteilernetzbetreiber veröffentlicht und der Aufwands- und Abstimmungsbedarf sollte so gering wie möglich gehalten werden. Die Meldung der aktuellen Internetseite könnte i. V. m. § 14 EnWG verpflichtend über das Energiedaten-Portal der BNetzA übermittelt werden. Eine aggregierte Listung der Internetseiten (Verlinkung der Verteilernetzbetreiber-Internetseiten) könnte auf einer durch die BNetzA betriebenen Internetseite erfolgen.

Es kommt folgendes hinzu: Ein Anschlussbegehren richtet in der Regel der Anschlussnehmer und nicht der Netznutzer an den Netzbetreiber. Anschlussbegehren und -anträge sollten nicht über eine gemeinsame Internetplattform eingereicht und veröffentlicht werden, denn sie enthalten Informationen, Geschäfts- und Betriebsgeheimnisse und sind wirtschaftlich sensible Informationen nach § 6a Abs. 1 EnWG, die die Netzbetreiber grundsätzlich nicht veröffentlichen dürfen.

Schließlich werden derartige Begehren häufig verschoben und/oder zurückgezogen, so dass es nicht sachgerecht erscheint, die Antragslage mit Stichtag für eine Planung auf 10 Jahre anzusetzen. Hierbei ist zudem darauf hinzuweisen, dass größere Kundenanschlussbegehren bereits in den Netzausbauszenarien über die Lastenentwicklung enthalten sind.

Der BDEW begrüßt, dass die Konsultation der Netzausbaupläne den Nutzern der Hochspannungsebene vorbehalten sein soll. Dies ist mit Blick auf die eingeschränkten Prognostizier- bzw. Darstellbarkeit der Detailplanung in der MS- und NS-Ebene sachgerecht und dient der praktischen Handhabbarkeit der Prozesse sowie vor dem Hintergrund der Kosteneffizienz letztlich den Interessen aller Netznutzer.

§ 14e Abs. 5 Satz 2 EnWG-E sieht ausweislich der Begründung indes vor, dass durch Festlegung der Regulierungsbehörde der Kreis der Netznutzer, denen durch den Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen Gelegenheit zu Stellungnahme zu dem Netzausbauplan zu geben ist, über Absatz 2 Satz 2 hinaus erweitert werden können soll. Im Sinne einer effizienten Netzplanung sollte klargestellt werden, dass damit keine Ausweitung über den Kreis der Netznutzer der Hochspannung zu verstehen ist.

### ➤ **BDEW-Bewertung**

*Die Schaffung einer gemeinsamen Internetplattform aller Verteilernetzbetreiber lehnt der BDEW jedenfalls in der vorliegenden Form ab. Das Verhältnis zwischen Aufwand und Nutzen ist nicht geprüft und jedenfalls für den vorliegenden Vorschlag zu hinterfragen. Anschlussbegehren werden grundsätzlich vom Anschlussnehmer gestellt, nicht vom Anschlussnutzer. Anschlussbegehren sind wirtschaftlich sensible Informationen nach § 6b Abs. 1 EnWG und sollten nicht veröffentlicht werden. Bleiben die Regeln zur Internetplattform dennoch bestehen, sollte unbedingt ergänzt werden, die Kosten für die Einrichtung und den Betrieb einer solchen Plattform vollständig regulatorisch anzuerkennen sowie die Rechte und Pflichten der Beteiligten klar zu regeln.*

### **3.1.9 Netzausbaupläne, Festlegungskompetenz, § 14d EnWG-E**

Der BDEW bewertet die weitgehenden Vorgaben zu den Angaben in den Netzausbauplänen (NAP) kritisch.

So umfassen diese z.B. die detaillierte Darlegung der engpassbehafteten Leitungsabschnitte. Stromnetze zählen zu den kritischen Infrastrukturen. Bei der Veröffentlichung von NAP ist in besonderer Weise auf sicherheitstechnische Aspekte zu achten. Dies betrifft im Verteilnetz insbesondere Anlagen in der Hochspannungsebene, an denen aufgrund ihrer besonderen Bedeutung und Sichtbarkeit ein erhöhtes öffentliches Interesse besteht. Ferner interpretiert der BDEW den vorliegenden Gesetzesentwurf so, dass die der Hochspannungsebene unterlagerte Infrastruktur nicht im Einzelnen, sondern nur als summarischer Wert je Netzbetreiber und auch nur über einen Planungszeitraum von bis zu 5 Jahren bei der Veröffentlichung darzustellen ist. Dies erscheint auch angemessen, da für die Netzausbauplanungen in der Hochspannung insbesondere die summarischen Werte der prognostizierten Entwicklung

der Jahreshöchstlast und der prognostizierten Entwicklung der maximalen Rückspeisung aus den nachgelagerten Netzebenen ausschlaggebend sind.

Hinsichtlich der in § 14d Abs. 2 EnWG-E vorgesehenen Planungsregionen/Regionalszenarien stellt der BDEW fest:

Der Szenariorahmen der Übertragungsnetzbetreiber bildet die Umsetzung politischer Zielsetzungen hinsichtlich des Ausbaus Erneuerbarer Energien und des Ausstiegs aus Kernenergie und Kohleverstromung auf Übertragungsebene ab. Last- und Erzeugung auf lokaler und regionaler Ebene entwickeln sich dazu nicht notwendigerweise synchron beziehungsweise orientieren sich an anderen Erfordernissen und stärker an lokalen Gegebenheiten, wie beispielsweise regional unterschiedlichen rechtlichen Vorgaben.

Dessen unbenommen stimmen sich Übertragungsnetzbetreiber und direkt unterlagerte Hochspannungsnetzbetreiber in der Netzausbauplanung bereits heute intensiv ab. Dieser Prozess bedarf keiner aufwändigen Formalisierung. Gleichwohl könnte es ein Ziel der Regionalszenarien sein, diesen Prozess mit geringem Aufwand koordinierter und transparenter zu gestalten. Die Planungsregionen selbst sollten dabei anhand netztopologischer Gegebenheiten definiert werden. In diesen Regionen könnten im Abstand von jeweils zwei Jahren Abstimmungsgespräche zu Netzausbauplanungen zwischen Verteilernetzbetreibern und zugehörigem Übertragungsnetzbetreiber stattfinden. Eine bedarfsorientierte Abstimmung zwischen angrenzenden und physikalisch verbundenen Verteilernetzbetreiber könnte diesen Prozess sinnvoll ergänzen. Die daraus entstehenden Regionalszenarien könnten anhand eines von den Netzbetreibern zu erarbeitenden und abzustimmenden Punktekataloges erstellt werden. Die Definition der Regionen und den Punktekatalog sollte im direkten Austausch der Netzbetreiber erarbeitet und anschließend mit der BNetzA beraten werden.

Regionalszenarien, die auf Grundlage eines entsprechenden Konsenses zwischen Netzbetreibern und BNetzA künftig entstehen, könnten in geeigneter Weise veröffentlicht werden. Eine direkte Kontaktaufnahme zwischen Anschlussbegehrenden und Netzbetreibern erübrigt sich auch künftig nicht.

Entscheidend ist bei all diesen Überlegungen, dass Planungshoheit und Planungsverantwortung über das jeweilige Netz/Netzgebiet immer beim jeweils zuständigen Netzbetreiber verbleiben.

Hinsichtlich § 14d Abs. 3 EnWG-E ist schließlich darauf hinzuweisen, dass nicht klar hervor geht, ob die Anforderung gemäß zweitens, "Planungsgrundlagen einschließlich gesonderter Angaben zum Anschluss neuer dezentraler Erzeugungskapazitäten sowie von Lasten und Ladepunkten für Elektrofahrzeuge für die in den nächsten fünf Jahren, im Hochspannungsnetz in den nächsten zehn Jahren, zu erwartenden Ein- und Ausspeisungen", lediglich auf die Mittelspannungs- und Hochspannungsebene abzielt. In diesem Zusammenhang betont der BDEW, dass eine belastbare Abschätzung von Anschlüssen dezentraler Anlagen und/oder zusätzlicher Ladepunkte in der Niederspannungsebene nicht möglich erscheint.

Mit Blick auf den Aufwand, der in die Erstellung der Regionalszenarien und Netzausbaupläne fließen wird, empfiehlt der BDEW mit Nachdruck, die jederzeitige Bedarfsanforderungen durch die Regulierungsbehörde auf solche Verteilernetzbetreiber zu begrenzen, die nicht ohnehin zur Erstellung von Netzausbauplänen verpflichtet sind.

Vor dem Hintergrund, dass der vorliegende Regierungsentwurf hinsichtlich der Regelungen zum Aufbau von Planungsregionen und Regionalszenarien über die Richtlinie 2019/944 hinaus geht, sollte eine längere Frist für den Aufbau der Planungsregionen und die Einrichtung der gemeinsamen Internetplattform eingeräumt werden. Nicht zuletzt auch mit Blick auf u. a. die laufende Umsetzung des Redispatch 2.0 sind die personellen Kapazitäten der Netzbetreiber gebunden, so dass eine angemessene Umsetzung bis zum Jahr 2022 nicht gewährleistet werden kann.

➤ **BDEW-Vorschlag**

*Die Festlegung der Planungsregionen ist demnach durch Verteilernetzbetreiber selbst vorzunehmen und sollte sich maßgeblich an netztechnischen Zusammenhängen orientieren. Für die Nutzung von netzdienlichen Flexibilitäten, erscheinen gewisse Aggregationsgrößen jedoch als notwendig. Insbesondere die Einhaltung einer pauschalen Anzahl von 5-15 Planungsregionen erscheint hierbei als nicht zielführend und sollte gestrichen werden.*

*Die jederzeitige Bedarfsanforderungen durch die Regulierungsbehörde sollten auf solche Verteilernetzbetreiber begrenzt werden, die nicht ohnehin zur Erstellung von Netzausbauplänen verpflichtet sind.*

*Es sollte eine längere Frist für den Aufbau der Planungsregionen und für eine ggf. -erforderliche Einrichtung einer gemeinsamen Internetplattform eingeräumt werden.*

### **3.1.10 Lieferantenwechsel, § 20a EnWG-E**

Der BDEW unterstützt den vorliegenden Entwurf zu § 20a EnWG-E zur Umsetzung der EU-Vorgaben zum technischen Lieferantenwechsel in 24 Stunden.

Die aktuell vorgeschlagenen Regelungen sind in ihrem Detaillierungsgrad für eine entsprechende Anpassung und Weiterentwicklung der heute bestehenden Marktkommunikationsprozesse ausreichend. Weitere Detaillierungen der Prozesse, Datenformate und Fristen sollten im Abgleich mit der bestehenden Prozesslandschaft im Energiemarkt vertiefend durch eine regulatorische Festlegung sowie unter Berücksichtigung der von der BNetzA vorgegebenen Fristen zum Änderungsmanagement ausgestaltet werden. Gerne unterstützt der BDEW konstruktiv und zügig den Prozess zur Ausgestaltung und Weiterentwicklung der erforderlichen Marktkommunikationsprozesse und der dazugehörigen Datenformate.

Im Sinne einer kostenadäquaten und effizienten Ausgestaltung der erforderlichen Marktkommunikation und zur Vermeidung von Verwerfungen mit bestehenden und parallel in Bearbeitung befindlichen Prozessen in der Energiewirtschaft sollte die Einbindung von Aggregatoren in Marktkommunikation zeitlich analog zu den Regelungen zum Lieferantenwechsel im Jahr 2026 erfolgen.

Es sollte die Möglichkeit bestehen, fachlich miteinander verbundene Prozessabwicklungen effektiv zu bündeln, um dadurch eine Kosten- und Aufwandentlastung bei der Umsetzung in den Unternehmen zu erreichen („Vermeidung des Umstands, mehrmals in kurzer Zeit die gleichen IT-Systeme anzupassen“).

➤ **BDEW-Vorschlag**

*Einbindung der Aggregatoren in Lieferantenwechselprozess zum 01.04.2026; § 20a Abs. 2 EnWG-E wird angefügt:*

*“Die erstmalige Einbindung des Aggregators in den Lieferantenwechselprozess erfolgt ab dem 1. April 2026.”*

### 3.1.11 Bedingungen und Entgelte für den Netzzugang, § 21 EnWG

Gemäß Art. 59 Abs. 7 BMRL sind Tarife oder Methoden so zu gestalten, dass die notwendigen Investitionen in die Netze auf eine Art und Weise vorgenommen werden können, dass die Lebensfähigkeit der Netze gewährleistet ist. Zur Lebensfähigkeit der Netze gehört es auch, den im Zuge der Energiewende erforderlichen Um- und Ausbau der Netze in den nächsten Jahrzehnten sicherzustellen. Bis 2030 soll der Anteil der Erneuerbaren Energien und der Einspeisung in das Stromnetz auf 65% steigen über 10 Mio. E-Fahrzeuge sollen ihren Fahrstrom aus dem Netz entnehmen. Gleichzeitig läuft der Ausstieg aus der Kern- sowie Kohleenergie und muss in den Netzen abgebildet werden. Hinzu kommt die Umstellung der Gasnetze auf grüne Gase bzw. Wasserstoff.

Für diese notwendigen Investitionen ist daher ein nachhaltiger Regulierungsrahmen erforderlich. Dieser kann unter anderem dadurch gewährleistet werden, dass die angemessene, wettbewerbsfähige und risikoangepasste Verzinsung nach wissenschaftlich anerkannten Methoden unter Einbeziehung prognostischer Methoden und im internationalen Vergleich erfolgt.

➤ **BDEW-Vorschlag**

Der BDEW schlägt vor, den unionsrechtlichen Vorgaben an die Regulierung in § 21 Abs. 2 EnWG wie folgt hinreichenden Ausdruck zu verleihen:

*„(2) Die Entgelte werden auf der Grundlage der Kosten einer Betriebsführung, die denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen müssen, unter Berücksichtigung von Anreizen für eine effiziente Leistungserbringung und einer angemessenen, wettbewerbsfähigen und risikoangepassten Verzinsung des eingesetzten Kapitals, **die zugleich die notwendigen Investitionen zur Gewährleistung der Lebensfähigkeit der Netze sicherstellt**, gebildet, soweit in einer Rechtsverordnung nach § 24 nicht eine Abweichung von der kostenorientierten Entgeltbildung bestimmt ist.“*

### 3.1.12 Regulierungsvorgaben für Kosten für das Engpassmanagement, § 21a Abs. 5a EnWG-E

Mit § 21a Abs. 5a EnWG-E ist eine Ergänzung der Ermächtigungsgrundlage für die Anreizregulierung um eine Vorgabe zur künftigen Behandlung von Engpassmanagement-Kosten der Übertragungsnetzbetreiber vorgesehen.

Das ist grundsätzlich zu begrüßen, genügt jedoch keineswegs dem Bedarf der Netzbetreiber an Rechts- und Investitionssicherheit. So fehlen nach beinahe zwei Jahren, nachdem das NABEG 2.0 mit den darin enthaltenen neuen Vorgaben in Kraft getreten ist, noch immer ausreichende Regelungen zur Anerkennung der dabei den Netzbetreibern entstehenden Kosten.

Der BMWi Branchendialog zur Weiterentwicklung der Anreizregulierung zeigte, dass es keine einfachen Lösungen für die Kostenanerkennung gibt. Allein das Setzen neuer Anreize, von denen bislang weder das BMWi noch die Netzbetreiber mit Sicherheit einschätzen können, wie diese wirken und ob diese überhaupt richtig gesetzt bzw. erreichbar sind, erscheint wenig zielführend.

Offen ist nach wie vor auch, inwieweit berücksichtigt werden soll, dass die Kosten zur Behebung von Netzengpässen nicht vollständig durch den Netzbetreiber beeinflussbar sind, insbesondere wenn diese durch exogene Einflüsse hervorgerufen werden.

In dem im Rahmen des BMWi Branchendialogs zur Weiterentwicklung der Anreizregulierung diskutier-tem Anreizmodell für die Übertragungsnetzbetreiber Engpassmanagementkosten im Fokus. Der § 21a Abs. 5a EnWG sieht als grundsätzliches Ziel die Verringerung der Engpassmanagement-Kosten. Die Kostenreduktion wird zwar langfristig angestrebt, allerdings führt das diskutierte Anreizmodell nicht zwin-gend in jedem Jahr zu einer Zielgröße, welche eine Verringerung der Kosten zur Folge hat. Auf Grund der Berücksichtigung von exogenen Faktoren, wie der Öffnung der Grenzkuppelkapazitäten, kann es durchaus zu einem Referenzwert kommen, welcher über den Ist-Kosten des Vorjahres liegt. Dies sollte direkt im § 21a Abs. 5a EnWG berücksichtigt werden. Zudem sollte der Grundsatz verankert werden, dass die wirtschaftlichen Auswirkungen des Anreizsystems in einem angemessenen Verhältnis zur Be-influssbarkeit der Kosten für das Engpassmanagement stehen sollten und somit eine Begrenzung der Chancen/Risiken erforderlich ist.

#### ➤ **BDEW-Vorschlag**

Mit Blick auf die zum 30. September 2021 auslaufende bisherige Regelung zur Kostenan-erkennung ist hier eine weitere Konkretisierung und auch eine rechtzeitige Anpassung der An-reizregulierungsverordnung (ARegV) zwingend.

⇒ **Konkrete Formulierungsvorschläge siehe Themenpapier 5 – Regulierungsvorgaben für Kosten für das Engpassmanagement**

#### **3.1.13 Veröffentlichungen der Regulierungsbehörden und Schutz der Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse, § 23b EnWG-E**

Die Vorgaben zu Veröffentlichungen der Regulierungsbehörden (bisher § 31 ARegV) werden im § 23b EnWG-E zusammengeführt und im Vergleich zur aktuellen Rechtslage ausgeweitet. § 23b Abs. 1 EnWG-E sieht dabei auch vor, dass die Veröffentlichungen einschließlich etwaiger Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse zu erfolgen haben.

➤ **BDEW-Vorschlag**

Zielgenaue Ansätze für mehr Transparenz werden vom BDEW mitgetragen und unterstützt. Gleichwohl müssen Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse mit Blick auf den Wettbewerb zwischen Netzbetreibern weiterhin geschützt werden.

⇒ **siehe dazu im Einzelnen Themenpapier 6 – Schutz von Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen**

### **3.1.14 Veröffentlichungspflichten der Netzbetreiber, § 23c EnWG-E**

Die Fristen für die Veröffentlichungspflichten der Netzbetreiber dürfen nicht über das bisherige Maß hinaus verschärft werden.

Bisher müssen die Veröffentlichungspflichten der Stromverteilernetzbetreiber nach § 17 Abs. 2 Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV) „unverzüglich“ erfüllt werden. Die BNetzA hat diesen Begriff in ihrem „Leitfaden für die Internet-Veröffentlichungspflichten der Stromnetzbetreiber“ vom 23. Juni 2008 dahingehend konkretisiert, dass die Veröffentlichung spätestens zum 1. April des Folgejahres zu erfolgen habe. Begründet hat die Regulierungsbehörde dies damit, dass die Auswirkungen der Wechsel- und Bilanzierungsprozesse und insbesondere der Bilanzkreisabrechnung zu berücksichtigen seien.

In § 23c Abs. 3 EnWG-E wurden die Veröffentlichungspflichten aus § 17 Abs. 2 StromNZV übernommen, allerdings mit der bislang nur aus der Gasnetzzugangsverordnung bekannten Regelung, wonach die Daten bei Änderungen zumindest monatlich und oder, falls es die Verfügbarkeit kurzfristiger Dienstleistungen erfordert, täglich anzupassen sind. Das kann zu Widersprüchen mit den Prozessvorgaben aus den Festlegungen zu den Bilanzierungs- und Wechselprozessen führen und müsste daher abgeglichen werden.

➤ **BDEW-Vorschlag**

Die Fristen für die Veröffentlichungspflichten der Stromverteilernetzbetreiber sollten sich an der aktuellen Rechtslage nach § 17 Abs. 2 StromNZV ausrichten. Der BDEW schlägt deshalb vor, für § 23c Abs. 3 EnWG-E die bisherige Fristenregelung aus der StromNZV beizubehalten.

### **3.1.15 Sondervorschriften für selbstständige Betreiber von grenzüberschreitenden Elektrizitätsverbindungsleitungen, §§ 28d ff. EnWG-E**

Der BDEW begrüßt die Regelungen zur Interkonnektorenregulierung und die damit gewonnene Rechtssicherheit. Durch die Umsetzung des in der Verbändekonsultation eingebrachten Vorschlags zur Ergänzung des § 28h Abs. 1 EnWG-E gibt es nun einen klareren Maßstab zur Bewertung von wirtschaftlichen Vorteilen und Nachteilen.

### 3.1.16 Regelungen zu Wasserstoffnetzen, §§ 28j bis 28q, 43I, 112b bis 113c EnWG-E

Der BDEW begrüßt, dass die Bundesregierung einen Rechtsrahmen für den Aufbau und Betrieb von Wasserstoffnetzen schaffen will und damit einen zentralen Teil der künftigen Wasserstoffwirtschaft ins Auge fasst. Positiv ist, dass im Regierungsentwurf eine Reihe von Branchenvorschlägen aus der Konsultation des BMWi-Referentenentwurfs aufgegriffen wurden.

Nach wie vor unterstützt der BDEW einen zügigen Einstieg in die Regulierung von Wasserstoffnetzen, um zeitnah verlässliche Rahmenbedingungen für den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft zu schaffen. Die vorgesehenen Regelungen sind jedoch zu selektiv auf die Ermöglichung von Einzelprojekten durch die Umstellungen einzelner Gasleitungen und zu wenig auf eine umfassende Transformation ausgerichtet. In Summe sind die Regelungen für eine systematische Entwicklung der Wasserstoffnetzinfrastruktur, die Dekarbonisierung der Gasversorgung und damit die Erreichung der klimapolitischen Ziele perspektivisch nicht geeignet.

Die Grundentscheidung, dass Gasnetze und Wasserstoffnetze voneinander unabhängig geplant, reguliert und finanziert werden sollen, ist kritisch zu bewerten. Aus Sicht des BDEW wird damit die Chance vergeben, gesamtsystemisch den Aufbau des Wasserstoffnetzes und die Transformation der Gasnetze anzulegen und so die Dekarbonisierung volkswirtschaftlich zu optimieren. Alle Gasnetzkunden sollen die Möglichkeit haben, an dieser Transformation zu partizipieren. Hierfür ist die Behandlung des Wasserstoffs als Gas im Sinne des EnWG der richtige Weg.

Weiterhin fehlt ein integrierter Ansatz, der alle Netzbetreiber erfasst und in der Folge eine übergreifende Netzplanung (Wasserstoff, Gas, Strom) ermöglicht. Durch die noch ausstehenden Verordnungen zum verhandelten Netzzugang und zur Kalkulation der Netzkosten und durch die Beschränkung auf Übergangsregelungen fehlt letztlich auch die für Investitionsentscheidungen notwendige Planbarkeit und Verbindlichkeit.

Der Gesetzentwurf sieht vor, über Verordnungen die Netzzugangsbedingungen (H2NZV) und die Kosten und Entgelte der Wasserstoffnetze (H2NEV) zu regeln. Um möglichst schnell Rechtssicherheit für Investitionen zu erreichen, sollten die Verordnungen noch in der laufenden Legislaturperiode mit der Branche konsultiert und beschlossen werden.

#### ➤ **BDEW-Vorschlag**

Detaillierte Bewertung und Anpassungsvorschläge enthält die BDEW-Stellungnahme Regelungen zu Wasserstoffnetzen.

⇒ **siehe dazu Themenpapier 7 – BDEW-Stellungnahme Regelungen zu Wasserstoffnetzen**

### **3.1.17 Rechnungen und Energielieferverträge, § 40 bis 41b EnWG-E**

#### **Umsetzungsfristen**

Der Regierungsentwurf beschreibt bezüglich Rechnungen und Energielieferverträgen mehrere Regelungen, die für Energievertriebe und auch für die IT-Abteilungen und die Fachbereiche (insbesondere Abrechnungsabteilung) der Energieversorger hohen zusätzlichen Aufwand bedeuten. Die Umgestaltung der Rechnungsformate, Verträge sowie die Einrichtung zur Übersendung unterjähriger Verbrauchsinformationen erfordert einen zeitlichen Vorlauf und können nicht kurzfristig umgesetzt werden. Für die Anpassung der Geschäftsprozesse sowie für die Programmierung der Schnittstellen benötigen die Strom- und Gaslieferanten mindestens neun Monate Vorlauf zum jeweils 1. April bzw. 1. Oktober eines Jahres, um einen störungsfreien Ablauf zu gewährleisten. Wir plädieren daher dringend für die Aufnahme ausreichender Umsetzungsfristen in das Gesetz.

#### **Textform bei Vertragsabschlüssen und Kündigungsbestätigung**

Durch die Erforderlichkeit einer generellen Textform bei Vertragsabschlüssen (§ 41b Abs.1 EnWG-E) werden Energieversorgungsunternehmen gegenüber anderen Branchen besonders benachteiligt, da der telefonische Vertragsabschluss als Vertriebskanal wegfällt und sich darüber hinaus die Anforderungen für Online-Vertragsabschlüsse auf Webseiten, Vergleichsportalen etc. erheblich erhöht. Die Einführung der Textform für Energielieferverträge ist zudem unionsrechtlich nicht geboten. Es sollte nicht an einem generellen Erfordernis der Textform für Vertragsschlüsse in der Energiewirtschaft festgehalten werden oder zumindest den Online-Vertragsschluss und seitens des Kunden initiierte Anrufe (Inbound Telefonie) im Gesetzestext von entsprechenden Regelungen ausgenommen werden. Eine Kündigungsbestätigung in Textform ist nicht erforderlich und auch aus Transparenzgründen nicht geboten, da der Kunde aufgrund der bereits angesprochenen umfassenden Informationspflichten regelmäßig über Kündigungstermine und -fristen informiert wird.

#### **Kundeninformation vs. Transparenz**

Der BDEW bewertet die Regelungen, die in der Kundenkommunikation zusätzliche Informationen vorgeben (zum Beispiel § 40 Abs. 3 EnWG-E und § 40b EnWG-E), kritisch. Dies betrifft Inhalte, den Adressatenkreis und die Häufigkeit von Kundeninformationen. Wir befürchten, dass die zusätzlichen Vorgaben eher dazu führen, dass wesentliche Informationen untergehen und nicht entsprechend vom Verbraucher wahrgenommen werden. Zudem erhöhen sich dadurch administrative Aufwände und Kosten für alle Marktakteure. Eine Verpflichtung, allen Verbrauchern ohne Anbindung an ein intelligentes Messsystem kostenfrei unterjährige Abrechnungsinformationen zur Verfügung zu stellen, ist beispielsweise kein geeignetes Instrument notwendiger Klarheit in der Kundenkommunikation, geht in seiner Pauschalität zudem am individuellen Bedarf der Kunden vorbei und erhöht administrative Kosten für alle Kunden.

#### **Dynamische Tarife**

Bei der Umsetzung der Regelungen zu dynamischen Tarifen (§ 41a EnWG-E) sollte darauf geachtet werden, dass hierbei keine zu hohen Erwartungen seitens des Kunden geweckt werden. Die Spielräume für eine Ersparnis der Kunden mit derartigen Tarifen sind derzeit durch die hohe Belastung des Strompreises mit staatlich induzierten Preisbestandteilen sehr gering. Zudem sollten hier ggf. Einschränkungen

möglich sein, z.B., dass dynamische Tarife nur für Stromlieferungen ohne (unterbrechbaren oder steuerbaren) Heizstrom angeboten werden, da ansonsten erhebliche Risiken auf die Kunden zukommen können. Für Unternehmen nur mit Heizstrom und Kundenanzahl > 200.000 sollte das Angebot eines dynamischen Tarifes daher nicht verpflichtend sein. Die Informationspflichten sollten auch hier nicht über die Anforderungen der EU-Binnenmarktrichtlinie hinaus gehen.

### **Regelungen für Gas über unionsrechtliche Vorgaben hinaus**

Die Umsetzung der Binnenmarktrichtlinie Strom wird im bezüglich der meisten verbraucherrechtlichen Regelungen auch für die Gasversorgung angewendet, da die §§ 40, 41 EnWG-E sowohl für Strom als auch Gas gelten. Auch wenn hierbei der Wunsch nach einem Gleichklang der Regelungen nachvollziehbar ist, stellt dieses Vorgehen eine nicht notwendige Belastung der Energievertriebe dar, da Systeme und Kommunikation für beide Medien gleichzeitig umgestellt werden müssen. Dies sollte bei der dringend notwendigen Festlegung für eine Umsetzungsfrist beachtet werden. Zudem sollte die Bundesregierung in den zukünftigen EU-Rechtsetzungsverfahren sicherstellen, dass in der Novellierung der EU-Binnenmarktrichtlinie Gas gleichlautende Regelungen getroffen werden, um eine erneute Anpassung zu vermeiden.

### **Begriffsverwendung Haushaltkunde/Letzterverbraucher**

Grundsätzlich soll an dieser Stelle noch auf eine generelle Problematik bei der Umsetzung der Binnenmarktrichtlinie Strom hingewiesen werden: Die Pflichten gegenüber Kunden werden teilweise nicht wie bisher auf Haushaltskunden beschränkt, sondern auf alle Letztverbraucher ausgeweitet. Dies betrifft zum Beispiel die Angabe der Verbräuche von Vergleichskundengruppen – eine für Gewerbe- und Industriebetriebe etc. nicht realistisch umsetzbare Vorgabe – oder kostenfreien Zahlungsmöglichkeiten. Auch führt die undifferenzierte Ausweitung der Pflichten auf Letztverbraucher insgesamt an einigen Stellen zu Logikbrüchen, z. B. wenn alle Letztverbraucher darüber informiert werden sollen, ob eine Belieferung innerhalb oder außerhalb der Grundversorgung erfolgt, die Grundversorgung aber überhaupt nur für Haushaltskunden in der Niederspannung existent ist. Es wäre zu prüfen, inwieweit hier eine Eingrenzung des Kundenbegriffs auf Haushaltskunden über zusätzliche Erläuterungen möglich ist.

#### ➤ **BDEW-Bewertung**

- Das generelle Textformerfordernis benachteiligt Energieversorgungsunternehmen erheblich und sollte überdacht werden.
- Hinsichtlich der Einführung dynamischer Tarife (§ 41a) sollte wegen der geringen Spielräume darauf geachtet werden, keine zu hohen Erwartungen zu wecken.
- Informations- und Kommunikationsvorgaben gegenüber Verbrauchern sind aus Gründen der Konzentration auf das Notwendige auf die wesentlichen Aspekte zu beschränken.
- Informations- und Kommunikationsvorgaben, die für Großkunden nicht sinnvoll oder nicht praktikabel sind, sollten nur auf Haushaltskunden abzielen.
- Die neuen Regelungen sind nicht ohne eine Übergangsfrist umsetzbar.

⇒ **siehe dazu Themenpapier 8 – Rechnungen und Energielieferverträge, § 40 bis 41d EnWG-E**

### 3.1.18 Stromkennzeichnung, § 42 EnWG-E

Der Regierungsentwurf sieht stromkennzeichnungsrelevante Anpassungen in § 42 EnWG-E in Verbindung mit § 78 EEG-E vor. Die vorgesehenen Änderungen im Sinne einer verbesserten Transparenz der Stromkennzeichnung für Letztverbraucher sind im Grundsatz nachvollziehbar. Diese minimalen – nicht bis ins letzte Detail durchdachten – Anpassungen beheben jedoch nicht die Probleme der derzeitigen Stromkennzeichnung und können in bestimmten Fallkonstellationen zu Verwirrung der Letztverbraucher führen. Im Sinne einer deutlich verbesserten Endkundentransparenz und Fokussierung auf die für Letztverbraucher relevanten Informationen sollte die Stromkennzeichnung ganzheitlich überarbeitet werden. Der BDEW schlägt hierzu u. a. einen alternativen Bilanzierungsansatz für Grünstromprodukte sowie weitere (teilweise über die Stromkennzeichnung hinausgehende) Anpassungen vor.

Grundsätzlich sollte eine Anpassung der Stromkennzeichnung mit dem Ziel einer einfachen, transparenten und verständlichen Regelung und damit mit einer Vereinfachung und Verschlinkung einhergehen.

Die vom BDEW als redaktionell anzusehenden Änderungsvorschläge (Begriffsdefinitionen und Anpassung/Minimierung der grafischen Darstellungen) sollten aufgrund der Vorbereitung der Stromkennzeichnung spätestens zum 1. Juli 2021 in Kraft treten (erste Aktualisierung der Stromkennzeichnung erfolgt spätestens am 1. November 2021). Dies gilt ebenfalls für die über die Stromkennzeichnung hinausgehende optionale Möglichkeit der Grünstellung von Strommengen von selbst beschafften oder eigenerzeugten Strommengen durch Letztverbraucher sowie Netzverlustenergie durch Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber.

Die geforderte Anpassung des Bilanzierungsansatzes bei Grünstromprodukten sowie die Überführung der Stromkennzeichnungspflicht gegenüber privilegierten Letztverbrauchern in eine Informationspflicht sollte aufgrund vertraglicher Verpflichtungen und bereits erteilter Lieferzusagen von Herkunftsnachweisen frühestens für das Bilanzierungsjahr 2023 (Stromkennzeichnungsrelevanz im Jahr 2024) umgesetzt werden.

Bei der Weiterleitung der Daten an das Umweltbundesamt zur Überprüfung sollte klargestellt werden, dass hier keine Verpflichtung zur Offenlegung von Geschäfts- und Betriebsgeheimnissen statuiert wird.

#### ➤ **BDEW-Vorschlag**

Der BDEW schlägt folgende **Anpassung der Stromkennzeichnung** vor:

- Umsetzung eines alternativen Bilanzierungsansatzes für Grünstromprodukte, statt Umwandlung des „Gesamtenergieerträgemix“ in einen Beschaffungsmix
- Umbenennung von „sonstige erneuerbare Energien“ in „Erneuerbare Energien, nachgewiesen über Herkunftsnachweise“

- Präzisierung der Datenübermittlungspflichten der BNetzA gegenüber dem Umweltbundesamt
- Abschaffung des verbleibenden Energieträgermix und Prüfung der bundeseinheitlichen Vergleichsgröße
- Überführung der Stromkennzeichnungspflicht gegenüber privilegierten Letztverbrauchern in eine Informationspflicht und Ermöglichung der optionalen Entwertung von Herkunftsnachweisen durch privilegierte Letztverbraucher

Der BDEW schlägt weitere **über die Stromkennzeichnung hinausgehende Anpassungen** vor:

- Forderung einer optionalen Möglichkeit zur Grünstellung von selbst beschafften oder eigenerzeugten Strommengen durch Letztverbraucher (gilt für Strommengen ohne konkretem Lieferverhältnis mit einem Lieferanten)
  - Forderung einer optionalen Möglichkeit zur Grünstellung von Netzverlustenergie durch Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber
- ⇒ **siehe dazu Themenpapier 9 – Stromkennzeichnungsrelevante Anpassungen (§ 42 EnWG i.V.m. § 78 EEG)**

### 3.1.19 Definition des geschützten Kunden, § 53a EnWG-

Die Definition des geschützten Kunden wird künftig nicht mehr allein an den Begriff des Haushaltskunden angelehnt. Stattdessen erfasst der Begriff in Anlehnung an Artikel 2 der europäischen Erdgas-SoS-VO nun auch im EnWG Letztverbraucher, deren Verbrauch über SLP gemessen wird, kleine und mittlere Unternehmen aus dem Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen sowie grundlegende soziale Dienste bzw. Einrichtungen.

#### ➤ **BDEW-Bewertung**

- Die Regelung wird ausdrücklich begrüßt.
- Die Anpassung ist zur Einhaltung der Versorgungssicherheit Gas notwendig, da die aktuell vor allem an den Begriff des Haushaltskunden angelehnte Definition geschützter Kunden in der Praxis auf erhebliche Probleme stößt.
- Mit der angepassten Definition wird sich nach Einschätzung des BDEW eine eindeutiger Abgrenzung der jeweiligen Kundengruppen vornehmen lassen.
- Klarstellend könnte in der Gesetzesbegründung noch ausgeführt werden, dass bei der Einschränkung der Belieferung von KWK-Fernwärmeanlagen nach Satz 1 Nr. 3 die gekoppelte Wärmeerzeugung geschützt ist und nur der zur Erzeugung des Kondensationsstroms notwendige Anteil der Gasbelieferung eingeschränkt wird.

### 3.1.20 Meldepflicht gegenüber der Europäischen Kommission, § 53b EnWG-E

Der neu eingefügte § 53b EnWG-E normiert eine Unterrichtungspflicht, die die Unternehmen nach Art. 14 der europäischen Gas-SoS-VO gegenüber der Europäischen Kommission haben.

Art. 14 enthält jedoch lediglich in Absatz 7 eine Informationspflicht von Unternehmen an die EU-Kommission über den Inhalt von Gaslieferverträgen. § 53b EnWG-E sollte sich daher lediglich auf diese konkrete Pflicht beziehen. Anderenfalls könnte sie dahingehend missverstanden werden, dass auch die übrigen – an die nationalen Behörden gerichteten – Informationspflichten des Art. 14 Gas-SoS-VO erfasst und an die Kommission zu melden wären.

#### ➤ BDEW-Vorschlag

- Es ist klarzustellen, worauf sich die Informationspflicht bezieht, damit nicht zwei Wege der Informationsverteilung parallel laufen (einmal auf Basis der Gas-SoS-VO über die deutschen Behörden und aufgrund der EnWG-Regelung ein weiteres Mal direkt an die Kommission).
- Die Regelung des **§ 53b EnWG-E** ist wie folgt anzupassen:  
„Die **betreffenden Erdgasunternehmen** ~~Unternehmen~~ haben die EU-Kommission nach Artikel 14 der Verordnung über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Gasversorgung (EU) 2017/1938 **hinsichtlich des darin enthaltenen Absatzes 7 die EU-Kommission** zu unterrichten, **im Übrigen die nach § 54a Absatz 1 Satz 1 EnWG zuständige Behörde.**“

### 3.1.21 Ordnungswidrigkeiten, § 95 Abs. 1e EnWG-E

Die Binnenmarktverordnung Strom verpflichtet Übertragungsnetzbetreiber die in ihren Artikeln 15 Abs. 2 und 16 Abs. 3, 4, 8 und 9 einen bestimmten Anteil Verbindungskapazität zwischen Gebotszonen zur Verfügung zu stellen. Verstöße hiergegen werden von § 95 Abs. 1e als Ordnungswidrigkeit eingestuft. Stattdessen sollte wie bei Abs. 1a und Abs. 1c auf leichtfertiges Handeln abgestellt werden.

Problematisch an dieser Regelung ist der Umstand, dass bereits fahrlässiges Zuwiderhandeln zu einer Ordnungswidrigkeit erhoben wird. Die Art. 14 ff. der Binnenmarktverordnung sollen strukturelle Engpässe und andere erhebliche physikalische Engpässe zwischen und in Gebotszonen verhindern und dem Markt definierte hohe Anteile an der vorhandenen Kuppelkapazität zur Verfügung stellen. Grundsätzlich ist es deshalb nicht zu beanstanden, dass der nationale Gesetzgeber Verstöße gegen diese Vorschriften in Erfüllung seiner europarechtlichen Pflichten mit einer Ordnungswidrigkeit bewährt. Unverhältnismäßig erscheint es allerdings, dass bereits fahrlässige Zuwiderhandlungen eine Ordnungswidrigkeit begründen. Dies umso mehr als das Engpassmanagement einer Regelzone ein hoch komplexes Unterfangen ist und die Netzsituation zahlreichen Einwirkungen unterliegt, die schwierig zu prognostizieren sind.

Besonders unverhältnismäßig erscheint unter den geschilderten Gegebenheiten der Bußgeldrahmen, der nach § 95 Abs. 2 bis zu 10 Prozent des Gesamtumsatzes, den der Transportnetzbetreiber oder das vertikal integrierte Energieversorgungsunternehmen einschließlich seiner Unternehmensteile in dem der Behördenentscheidung vorausgegangenem Geschäftsjahr weltweit erzielt hat, umfasst. Zudem sieht die Richtlinie nicht die Möglichkeit vor, eine Geldbuße in Höhe von 10 Prozent des Jahresumsatzes bei einem Verstoß gegen die EU-Verordnung zu verhängen, sie gilt nur für Verstöße gegen die Binnenmarktrichtlinie Strom. Art. 66 der EU-Verordnung sieht eine solche Sanktion, die sich am Jahresumsatz orientiert, nicht vor. Auch hieraus ergibt sich die Unzulässigkeit der Bußgeldregelung. Beide in Absatz 1e) genannten Pflichten ergeben sich jedoch aufgrund der Binnenmarkt-Verordnung Strom. Hierfür gilt Art. 66 der Binnenmarkt-Verordnung und nicht Art. 59 Abs. 3d) der Binnenmarktrichtlinie Strom.

### 3.1.22 Sonstige Anmerkungen zu Artikel 1

Die Begründung verweist sehr cursorisch darauf, dass der Gesetzgeber die in der Binnenmarktrichtlinie Strom in Art. 13 und Art. 15 bis 17 für Prosumer (aktive Kunden) und Aggregatoren begründeten umfangreichen und detaillierten Rechte und Pflichten im Wesentlichen bereits durch geltendes nationales Recht verwirklicht sieht. Angesichts der Tatsache, dass der europäische Gesetzgeber diese Regelungen weit ins Zentrum der Binnenmarktrichtlinie rückte („customer centric approach“), hätte sich der BDEW aus Gründen der Rechtsklarheit eine Klarstellung gewünscht. Ein Hinweis in der Begründung wäre von Vorteil gewesen, der deutlicher aufzeigt, durch welche konkreten Regelungen der Gesetzgeber die europäischen Regelungen als umgesetzt ansieht.

In redaktioneller Hinsicht ist uns aufgefallen, dass § 118 Abs. 32 EnWG-E auf § 54 Abs. 3 Satz 3 Nummer 4 verweist, gemeint ist wohl aber § 54 Abs. 3 Satz 3 Nummer 5 (bundesweit einheitliche Festlegung von Methoden zur Bestimmung des Qualitätselements).

Aufgrund der eingetretenen Verzögerungen der gesetzlichen Regelungen zu den steuerbaren Verbrauchseinrichtungen (SteuVerG), befürwortet es der BDEW, die dort angekündigten Anpassungen im MsbG bereits jetzt mit dem EnWG umzusetzen, soweit sie nicht unmittelbar mit dem Inkrafttreten einer Änderung in § 14a EnWG neu verknüpft sind. Insbesondere würde die Einführung einer Preisobergrenze i.H.v 23 EUR in § 31 Abs. 5 MsbG für jede weitere moderne Messeinrichtung, die an ein SMGW angeschlossen wird, den Roll-Out der Messsysteme beschleunigen, die Voraussetzung für die aktive Teilnahme der Verbraucher am Energiemarkt sind.

Der BDEW begrüßt die neue Legaldefinition in § 3 Nr. 10a EnWG der „**Betreiber von Übertragungsnetzen mit Regelzonenverantwortung**“. Wir weisen darauf hin, dass im EnWG und dazugehörigen Verordnungen entsprechender Anpassungsbedarf besteht und der Zusatz „mit Regelzonenverantwortung“ im jeweiligen Gesetzes- und Verordnungstext ergänzt werden muss.

Grundsätzlich würden wir begrüßen, wenn die sehr sinnvolle Gesetzgebungsinitiative zu steuerbaren Verbrauchseinrichtungen in dieses Gesetzgebungsverfahren einbezogen würde. Beide Gesetzesinitiativen befassen sich im Kern mit Änderungen des Energiewirtschaftsgesetzes und bilden die Grundlage für die Modernisierung des Rechtsrahmens für eine klimaneutrale, intelligente und integrierte Energieversorgung.

➤ **BDEW-Vorschlag**

- Erweiterung der Begründung um Hinweise zu aktiven Kunden
- Korrektur des Verweises in § 118 Abs.32 EnWG-E
- Vorziehen einzelner bereits im SteuVerG angekündigter Änderungen im MsbG, bzw. Einbeziehung des SteuVerG in das Gesetzgebungsverfahren
- Prüfung des Gesetzes und Verordnungstextes auf Folgeänderungsbedarf

### **3.1.23 Erneuerbare-Energien-Gesetz, Artikel 11**

Zu Art. 11 Nr. 2 wird auf die vorstehenden BDEW-Anmerkungen zur Stromkennzeichnung nach § 42 EnWG sowie auf diejenigen in Themenpapier 6 verwiesen.

## **3.2 Änderung der Anreizregulierungsverordnung, Artikel 7**

### **3.2.1 Kosten für das Engpassmanagement**

Siehe hierzu bereits oben unter 2.1.12.

➤ **BDEW-Vorschlag**

- ⇒ **siehe zu konkreten Formulierungsvorschlägen Themenpapier 5 – Regulierungsvorgaben für Kosten für das Engpassmanagement**

### **3.2.2 Übergangsregelung, § 34 ARegV**

#### **Anerkennung der Kosten der Netzbetreiber aus §§ 13, 13a, 14 Abs. 1c, 14c, 14d und 14e EnWG-E**

Laut Gesetzesbegründung liegt der einmalige (Implementierungskosten) und der jährliche Erfüllungsaufwand für die Unternehmen zur Umsetzung der neuen Vorgaben der §§ 13, 13a, 14 Abs. 1c, 14c, 14d und § 14e EnWG-E im Bereich mehrerer Millionen Euro.

Den Verteilernetzbetreibern entstehen damit also bei der Erfüllung ihrer neuen Aufgaben Kosten in nicht unerheblicher Höhe, z.B. für den Aufbau der Planungsregionen oder für eine ggf. -erforderliche Einrichtung einer gemeinsamen Internetplattform, die über die bisherigen Mechanismen der Anreizregulierungsverordnung nicht hinreichend erfasst werden. Insbesondere wäre eine Abbildung dieser Kosten über das Basisjahr 2021 für die vierte Regulierungsperiode unvollständig und damit nicht hinreichend aussagekräftig.

### ➤ **BDEW-Vorschlag**

- Für einen Übergangszeitraum bis zum Beginn der fünften Regulierungsperiode sollten diese Kosten von den betroffenen Netzbetreibern über den Antrag auf Genehmigung des Regulierungskontosaldos nach § 5 Absatz 3 i.V.m. § 4 Absatz 4 Satz 1 Nummer 1a ARegV geltend gemacht werden können. So kann ein Netzbetreiber z.B. im Jahr 2021 entstandene Kosten über den Antrag zum 30. Juni 2022 geltend machen.
  - Die Regulierungsbehörde kann die geltend gemachten Kosten auf Effizienz prüfen. Eine Anerkennung von geltend gemachten Mehrkosten wäre nur zu gewähren, soweit diese Kosten nicht bereits über andere Mechanismen der Anreizregulierungsverordnung Berücksichtigung finden, z.B. über das Ausgangsniveau nach § 6 Absatz 1 und 2 ARegV oder als Teil des Kapitalkostenaufschlags nach § 10a ARegV.
- ⇒ **siehe zu einem konkreten Formulierungsvorschlag Themenpapier 10 – Anerkennung der Kosten der Netzbetreiber aus §§ 14 Abs. 1c, 14c, 14d und 14e EnWG-E**

### **3.2.3 Sonstiges**

§ 1 Abs. 3 ARegV-E regelt, dass die ARegV nicht auf grenzüberschreitende Verbindungsleitungen Anwendung findet. Die Formulierung ist allerdings missverständlich. Die Nichtanwendbarkeit sollte nur für selbstständige Betreiber einer grenzüberschreitenden Elektrizitätsverbindungsleitung gelten. Demgegenüber sollten die ARegV-Regelungen weiterhin für Übertragungsnetzbetreiber mit Regelzonenverantwortung fortgelten, unabhängig davon, ob eine grenzüberschreitende Elektrizitätsverbindungsleitung Bestandteil der Erlösbergrenze ist. Ansonsten würde eine Regelungslücke für grenzüberschreitende Verbindungsleitungen von Übertragungsnetzbetreibern mit Regelzonenverantwortung bestehen.

- Es ist daher in § 1 Abs. 3 ARegV-E jeweils zu ergänzen „selbstständige Betreiber von“ grenzüberschreitenden Elektrizitätsverbindungsleitungen.

Im Übrigen sind Regelungen zu den besonderen netztechnischen Betriebsmitteln unklar formuliert. § 34 Abs. 8a ARegV-E verweist auf § 118 Abs. 27 EnWG, der jedoch keinen Bezug zu der Sache hat.

Aus redaktioneller Sicht muss der in § 4 Abs. 3 Nr. 2 Halbsatz 3 EnWG-E geregelte t-0-Verzug auch in § 5 ARegV umgesetzt werden, da aufgrund des t-0-Verzugs ein Plan-/Ist-Abgleich nach § 5 ARegV erfolgt.

- § 5 ARegV muss danach wie folgt geändert werden: In Absatz 1 Satz 2 wird die Angabe “17” durch die Angabe “18” ersetzt.

### 3.3 Änderung der Stromnetzentgeltverordnung, Artikel 5

In § 19 Abs. 5 StromNEV-E wird eine neue Veröffentlichungspflicht vorgesehen. Diesbezüglich bestehen jedoch Unklarheiten. Heute schon werden die Entgelte gem. §19 Abs. 1 und 3 StromNEV bisher auf dem Preisblatt bzw. als separate Entgeltliste auf der Internetseite der Netzbetreiber veröffentlicht.

Die Entgelte gem. §19 Abs. 2 StromNEV werden im Rahmen einer voraussichtlichen Endabrechnung für den jeweiligen Kunden mit dem entsprechenden Abschlag ebenfalls im BNetzA Erhebungsbogen für den gesamten §19 Abs. 2 StromNEV-Kundenbestand berücksichtigt, ohne dass es hierfür einen finalen Ausweis eines separaten Entgelts gibt. Unklar ist, wie die Entgelte gem. §19 Abs. 2 StromNEV dargestellt werden sollten. Wäre hier der maximale Abschlag in Höhe von 20% zu berücksichtigen? Nicht jeder 19 Abs. 2 StromNEV-Kunde schafft auch sein geplantes „Abschlagpotenzial“, so dass eine Veröffentlichung insoweit falsch wäre. Entgelte nach § 19 Abs. 2 StromNEV müssen im Übrigen der Regulierungsbehörde angezeigt werden, die bisher nur die Netzbetreiber, die Aktenzeichen der Vorgänge, nicht aber die Entgelte veröffentlicht.

Wie unter Abschnitt 3.2.3 dargestellt (Anwendungsbereich der ARegV), sollte auch die StromNEV für Übertragungsnetzbetreiber mit Regelzonenverantwortung fortgelten, unabhängig davon, ob eine grenzüberschreitende Elektrizitätsverbindungsleitung Bestandteil der Erlösobergrenze ist. Eine Ausnahme sollte nur für den Sonderfall des selbstständigen Betreibers einer grenzüberschreitenden Elektrizitätsverbindungsleitung gelten. Nach dem Wortlaut könnte der Eindruck erweckt werden, als ob die Regelung für alle Übertragungsnetzbetreiber gilt. Es ist daher jeweils zu ergänzen „selbstständige Betreiber von“ grenzüberschreitenden Elektrizitätsverbindungsleitungen.

### 3.4 Stromnetzzugangsverordnung, Artikel 6

Aggregatoren können als Vermittler zwischen den Kundengruppen und dem Markt dazu beitragen, dass alle Kundengruppen Zugang zu den Elektrizitätsmärkten haben und ihre flexible Kapazität sowie selbst erzeugte Elektrizität vermarkten können. Die Regelung in § 41d EnWG-E stellt sicher, dass Kunden die Angebote von Aggregatoren wahrnehmen können und zugleich die berechtigten Interessen von Lieferanten und Bilanzkreisverantwortlichen gewahrt bleiben. Die Regelung trifft Vorgaben zu Rechten und Pflichten im Verhältnis zu den Stromlieferanten und betroffenen Bilanzkreisverantwortlichen im Zusammenhang mit dem Abschluss eines Aggregierungsvertrages durch Letztverbraucher und Betreiber von Erzeugungsanlagen. Sie gelten also hinsichtlich der Verträge mit Aggregatoren für Erzeugung und Letztverbrauch. Um sie konsistent umzusetzen, ist auch § 26a Abs. 1 StromNZV anzupassen, damit für Regelleistung die gleichen Regeln gelten wie für Dienstleistungen auf allen anderen Märkten.

➤ **BDEW-Vorschlag**

§ 26a Abs. 1 StromNZV stellt lediglich auf die Aggregation der Last ab und ist entsprechend anzupassen.

⇒ **siehe zu einem konkreten Formulierungsvorschlag Themenpapier 11 – Folgeänderung in der Stromnetzzugangsverordnung, § 26 StromNZV**

### 3.5 Änderung des Kohleverstromungsbeendigungsgesetzes, Artikel 13

Der BDEW hat das mit dem Kohleverstromungsbeendigungsgesetz (KVBG) etablierte Ausschreibungssystem grundsätzlich positiv bewertet. Allerdings blieb unverständlich, warum ab 2027 bzw. bei Unterzeichnung bereits ab 2024 eine gesetzliche Stilllegung ohne Entschädigungszahlungen greifen sollte. Der Wirtschaftsausschuss des Bundestages sah dies genauso und beschloss am 1. Juli 2020 eine Reihe von wichtigen Änderungen zum KVBG, darunter auch die Einführung einer zusätzlichen Ausschreibungsrunde für das Zieljahr 2027. Damit wurde das Problem einer gesetzlichen Stilllegung ohne Entschädigungszahlungen zwar nicht behoben, jedoch deutlich entschärft, da jetzt das 2030er-Ziel für die Steinkohle-Kraftwerke (verbleibende installierte Leistung 8 GW) ausschließlich mit dem Ausschreibungssystem erreichbar wurde. Somit würden zumindest diese Betreiber eine gewisse Entschädigungssumme für das Abschalten ihrer – zu diesem Zeitpunkt in der Regel noch nicht abgeschriebenen – Anlagen erhalten, auch wenn diese Entschädigungssumme durch den degressiven Höchstpreis sehr begrenzt ist und nicht den tatsächlichen Wertverlust widerspiegelt.

Eine Verlängerung der Ausschreibungsphase ist aus Sicht des BDEW problemlos möglich. Auch für das Zieljahr 2027 bliebe ein hoher Wettbewerbsdruck in den Ausschreibungen erhalten, dies bestätigt sowohl ein Gutachten von frontier economics aus dem Jahr 2019 im Auftrag des BDEW als auch Berechnungen von Deutschland, die die EU-Kommission im Rahmen des beihilferechtlichen Verfahrens geprüft hat. Danach stünden für das Zieljahr 2027 noch rund 9,2 GW Steinkohle-Kapazitäten zur Teilnahme zur Verfügung. Das in der Vergangenheit vielfach vorgetragene Argument, dass sich unter diesen 9,2 GW vor allem junge Steinkohle-Kraftwerke befinden, die kein Interesse an einer Ausschreibungsteilnahme haben, ist spätestens seit der Bekanntgabe der Ergebnisse der ersten Ausschreibungsrunde und der Bezuschlagung mehrerer jungen Steinkohle-Kraftwerke hinfällig.

Vor dem Hintergrund des hohen wettbewerblichen Charakters des Ausschreibungssystems geht der BDEW davon aus, dass auch aus beihilferechtlicher Sicht nichts gegen eine Ausschreibungsrunde für das Zieljahr 2027 spricht. Die nun vorliegende beihilferechtliche Genehmigung bezieht sich lediglich auf die ersten sieben Ausschreibungsrunden bis zum Zieljahr 2026. Aus der Begründung der EU-Kommission lässt sich aber durchaus die Möglichkeit einer Genehmigung der 2027er-Ausschreibungsrunde ableiten, denn dort bestätigt die EU-Kommission, dass die Teilnahme an den Ausschreibungen auch für neuere Anlagen interessant und somit der Wettbewerbscharakter der Ausschreibung nicht gefährdet seien. Eine Streichung der 2027er-Ausschreibungsrunde im Rahmen der aktuellen EnWG-Novelle ist damit unnötig. Stattdessen sollte die Bundesregierung bei der EU-Kommission eine separate Notifizierung der Ausschreibungsrunde für das Zieljahr 2027 beantragen und damit dem expliziten Willen des deutschen Bundestages entsprechen, der die 2027er-Ausschreibungsrunde in das KVBG aufgenommen hat.

Dies hätte auch den Vorteil, dass die betroffenen Unternehmen bei einer Ablehnung der beihilferechtlichen Genehmigung der 2027er-Ausschreibung die Möglichkeit hätten, die entsprechende Entscheidung der EU-Kommission zu beklagen. Dies wäre im Sinne des Rechts- und Vertrauensschutzes für die Unternehmen der Energiewirtschaft positiv.

➤ **BDEW-Vorschlag**

- Verzicht auf Streichung
- separate Notifizierung dieser Ausschreibungsrunde bei der EU-Kommission Neben den energiewirtschaftlichen Aspekten wäre dies auch im Sinne des Rechts- und Vertrauensschutzes positiv.

### 3.6 Inkrafttreten, Artikel 15

Die Änderung von Formvorgaben für die Veröffentlichungen der Verteilnetzbetreiber und die Umsetzung der erweiterten Regelungen zur Information der Verbraucher haben Auswirkungen auf die heute bestehenden vielfach automatisierten Informations- und Kommunikationsstrukturen der Energieversorgungsunternehmen. Für die Anwendung dieser Vorschriften müssen daher angemessene Übergangszeiträume geschaffen werden.

Im Sinne einer effizienten Ausgestaltung der Regelungen und zur Vermeidung von Verwerfungen mit parallel in Bearbeitung oder Umsetzung befindlichen Prozessen in der Energiewirtschaft sollten - soweit möglich - keine statischen Umsetzungsfristen für eine standardisierte automatisierte Abwicklung der erforderlichen Informations- und Kommunikationserfordernisse im Gesetzestext festgeschrieben werden. Weiterhin dürfen auch Umsetzungsfristen aktuell laufende Umsetzungsvorhaben wie beispielsweise die Einführung der Prozesse zur Netznutzungsabrechnung unter Anwendung des elektronischen Preisblattes in der Sparte Strom zum 1. Januar 2023 nicht konterkarieren.

Der Bedarf für Übergangszeiträume ist bei den jeweiligen Regelungskomentierungen angemerkt.

➤ **BDEW-Vorschlag**

Festlegung von Übergangszeiträumen, soweit die neuen Vorgaben einer Umsetzung in den Unternehmen bedürfen

## Themenpapier 1 – Speicherdefinition und Entgeltbefreiung

Der BDEW begrüßt sehr, dass für das EnWG nun endlich eine Definition für die Energiespeicheranlage vorgesehen ist. Die Einführung einer entsprechenden Definition fordert der BDEW schon seit Jahren.

Die Definition ist für mehrere regelungsbedürftige Punkte im Umgang mit Energiespeichern wichtig. Im Vordergrund stehen dabei das generelle Verbot und die Möglichkeit für Netzbetreiber im Ausnahmefall Energiespeicher zu betreiben und der Umgang mit Entgelten, Umlagen und Abgaben.

Die geltenden Gesetze und Verordnungen enthalten bereits eine Reihe teils technologiespezifischer Ausnahmetatbestände, die z. B. der Entgeltbefreiung unterschiedlicher Energiespeichertechnologien eine rechtliche Basis geben. Die Netzentgeltbefreiung gemäß § 118 Abs. 6 EnWG sowie die Befreiung von der EEG-Umlage gemäß § 61l EEG 2017 sind dafür beispielhaft. Allerdings besteht auch hier dringend Anpassungsbedarf, um zum einen das Doppelbelastungsverbot gerade bei multi-use Anwendungen sicherzustellen (§ 118 Abs. 6 EnWG) und zum anderen die standardisierte und eichrechtskonforme Umsetzung des § 61l EEG 2017 in der Praxis auch tatsächlich zu ermöglichen.

Der BDEW plädiert für klare regulatorische Vorgaben für den Umgang mit dem Prozess der Energiespeicherung und Energiespeichern aus gesamtenergetischer Sicht und aus Sicht des Stromsektors, z. B. im Tarifgefüge. So sollte weder zwischen einzelnen Energiespeichertechnologien noch zwischen Neu- und Bestandsanlagen, sondern eher danach unterschieden werden, ob die eingespeicherte elektrische Energie im Stromsektor verbleibt oder an einen Letztverbraucher geliefert und dort final aus dem Stromsektor entnommen wird. In keinem Fall sollte dem Wettbewerb der einzelnen Speichertechnologien untereinander durch gesetzgeberische Eingriffe vorgegriffen werden. Dazu gehören auch Art. 15 Abs. 2 lit e BMRL, wonach aktive Kunden in geeigneter und ausgewogener Weise zu den Gesamtsystemkosten beitragen und Art. 15 Abs. 5 lit b BMRL, wonach aktive Kunden mit Speichern keiner doppelten Entgeltspflicht unterliegen dürfen, wenn sie Flexibilitätsdienstleistungen für den Netzbetreiber erbringen oder die Energie an Ort und Stelle verbleibt. Speicher müssen in die Lage versetzt werden, verschiedene Anwendungsfälle wie Eigenverbrauch, Erbringung von Regelleistung und / oder Systemdienstleistungen zu kombinieren, ohne einer doppelten Belastung mit Abgaben, Umlagen und Netzentgelten ausgesetzt zu sein.

Darüber hinaus geht der BDEW auch davon aus, dass auf der Grundlage und unter den Voraussetzungen der Vorgaben aus Art. 18 der Binnenmarktverordnung und Art. 15 Abs. 5 der Richtlinie die Netzentgeltbefreiung in § 118 Abs. 6 EnWG zu entfristen ist, soweit es sich um Strommengen handelt, die der Energiespeicherung dienen, wie in § 118 Abs. 6 EnWG vorgesehen.

Eine Ausweitung der Netzentgeltbefreiung auf alle Energiespeicheranlagen im Sinne von Art. 2 Nr. 59, 60 der Richtlinie wäre dagegen zu weitgehend. Es macht einen Unterschied, ob gespeicherte Energie im Elektrizitätssektor verbleibt und damit sichergestellt ist, dass ein finaler Letztverbraucher alle notwendigen Abgaben und Umlagen zahlt, oder ob die Energie den Elektrizitätssektor verlässt und niemand die notwendigen Abgaben und Umlagen zahlt.

Aus diesem Grund wird zu Recht neben der Differenzierung der Energiespeicheranlage von der Gasspeicheranlage in § 118 EnWG zwischen unterschiedlichen Energiespeichern differenziert. Dort wo tatsächlich Letztverbrauch als finale Entnahme von Energie aus dem Stromversorgungssystem vorliegt,

sind auch die entsprechenden Entgelte, Abgaben und Umlagen zu zahlen. Bei der Umwandlung in einen anderen Energieträger würde es sich hinsichtlich des für die Umwandlung bezogenen Stroms um Letztverbrauch handeln, wenn keine Rückspeisung der Energie in das Stromversorgungssystem stattfindet. In Bezug auf „Energiespeicher“ waren die Vorgaben der Richtlinie (EU) 2019/944 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 (BMRL) bis zum Jahresende 2020 in nationales Recht umzusetzen. Dies gilt auch und insbesondere für die Begriffsdefinition zum Energiespeicher.

## 1. Definition Energiespeicher, § 3 EnWG-E

Der BDEW begrüßt ausdrücklich, dass der Regierungsentwurf zur Änderung des EnWG eine Definition für eine Energiespeicheranlage enthält. Die Definition ist für mehrere regelungsbedürftige Punkte im Umgang mit Energiespeicheranlagen wichtig. Im Vordergrund stehen dabei das generelle Verbot und die Möglichkeit für Netzbetreiber im Ausnahmefall Energiespeicher zu betreiben und der Umgang mit Entgelten, Umlagen und Abgaben.

Der Regierungsentwurf setzt die Definitionen der Binnenmarktrichtlinie aus Art. 2 Nr. 59 und 60 in § 3 Nr. 15c EnWG allerdings nicht wörtlich um, sondern deutlich verkürzt und verändert. Die EU-Strombinnenmarktrichtlinie (EU) 2019/944 definiert „Energiespeicherung“ im Elektrizitätsnetz (präziser im englischen Original „in the electricity system“) als:

- die Verschiebung der endgültigen Nutzung elektrischer Energie auf einen späteren Zeitpunkt als den ihrer Erzeugung oder
- die Umwandlung elektrischer Energie in eine speicherbare Energieform, die Speicherung solcher Energie
- und ihre anschließende Rückumwandlung in elektrische Energie oder Nutzung als ein anderer Energieträger.

Die Definition der BMRL verwendet, anders als der vorliegende Regierungsentwurf, weder die Begriffe „Verbrauch“ oder „verbrauchen“ noch „Erzeugung“ oder „erzeugen“. Eine Energiespeicheranlage ist gemäß Art. 2 Nr. 60 BMRL lediglich eine Anlage, in der die Aktivität der Energiespeicherung stattfindet. Dazu, ob diese Anlage im energiewirtschaftsrechtlichen Sinn Strom verbraucht oder erzeugt, trifft die Definition in der Richtlinie zu Recht keine Aussage. Denn letztlich kommt es auf den konkreten Einsatz der Anlage an. Zudem fehlt bei der vorliegenden Definition im Gesetzentwurf der Bezug zum Elektrizitätsnetz. Sie würde also auch Anlagen umfassen, die gar nicht an das Elektrizitätsnetz angeschlossen sind.

Die Verwendung der Begriffe „Erzeugung“ und „Verbrauch“ in der Definition ist problematisch, weil sich für die Netzentgelte Konsequenzen vor allem hinsichtlich des aus dem Netz bezogenen und zwischengespeicherten Stroms ergeben könnten. Aus Sicht des BDEW ist die Einordnung des Strombezugs als Verbrauch, den ein Speicher aus dem Netz entnimmt, und zeitlich verzögert wieder einspeist (z.B. zur Erbringung einer Flexibilitätsdienstleistung) nicht mit Art. 15 Abs. 5 der Richtlinie vereinbar. Diese

Regelung sieht vor, dass bezogener, eingespeicherter und wieder ausgespeicherter Strom nicht mehrfach mit Netzentgelten belegt werden darf. Diese Vorgabe muss auch durch eine entsprechende Klarstellung in § 118 Abs. 6 EnWG konsequent im EnWG umgesetzt werden.

Das EnWG sieht im Rahmen der Entflechtungsvorschriften ausdrücklich das grundsätzliche Verbot des Betriebs, der Errichtung und der Verwaltung von Energiespeichern für Netzbetreiber vor. Der zusätzlichen Definition der Speicheranlage als Erzeugungsanlage, der diese Formulierung wohl dient, bedarf es daher nicht. Eine darüberhinausgehende Notwendigkeit zur Klarstellung sehen wir nicht. Dies gilt auch, weil es für den Speicherbetrieb eine Möglichkeit zur Ausnahmegenehmigung gibt, die mit dem Gesetz auch umgesetzt wird. Grundsätzlich sind Ausnahmegenehmigungen für entflechtungsrelevante Punkte aber nicht möglich. Die neue Definition im Regierungsentwurf wirft lediglich die zusätzliche Frage auf, ob daneben weitere Entflechtungsvorschriften zu einem Verbot führen könnten, von dem die Regulierungsbehörde im Übrigen keine Ausnahme genehmigen könnte.

Darüber hinaus ist auch der im Regierungsentwurf verwendete Begriff „Energieform“ recht vage. Klassische Energieformen sind etwa die Bewegungsenergie (kinetische Energie) und die Lageenergie (potentielle Energie). Letztlich geht auch der Gesetzgeber im Rahmen seiner Begründung davon aus, dass als Alternative zur Rückeinspeisung von Strom in das Stromnetz die Umwandlung in andere Energieträger und nicht bloß andere Energieformen gemeint sind, denn bspw. auch eine offenkundig unter eine Power-to-X-Anlage fallende Power-to-Gas-Anlage würde eine Umwandlung in einen anderen Energieträger beinhalten und wohl keine Energieform.

Um hier Rechtssicherheit zu erlangen sollte die Definition der Begriffe Energiespeicherung und Energiespeicheranlage aus der Binnenmarktrichtlinie 1:1 übernommen werden.

➤ **BDEW-Vorschlag**

Energiespeicheranlagen und Energiespeicherung sollte wie folgt definiert werden:

15d. Energiespeicheranlagen

**Anlagen, die elektrische Energie zum Zwecke der elektrischen, chemischen, mechanischen oder physikalischen Zwischenspeicherung verbrauchen und als elektrische Energie erzeugen oder in einer anderen Energieform wieder abgeben im Elektrizitätsnetz eine Anlage, in der Energiespeicherung erfolgt,**

15e Energiespeicherung

**im Elektrizitätsnetz die Verschiebung der endgültigen Nutzung elektrischer Energie auf einen späteren Zeitpunkt als den ihrer Erzeugung oder die Umwandlung elektrischer Energie in eine speicherbare Energieform, die Speicherung solcher Energie und ihre anschließende Rückumwandlung in elektrische Energie oder Nutzung als ein anderer Energieträger;**

## **2. Diskriminierungsfreie Ausgestaltung der Netzentgelte, Abgaben und Umlagen im EnWG und der auf dem EnWG beruhenden Verordnungen**

Sowohl die Binnenmarkttrichtlinie als auch die Binnenmarktverordnung sehen Regelungen vor, die sicherstellen sollen, dass Netzentgelte nicht zu einer Benachteiligung der Energiespeicherung führen. Ein durch die nationalen Vorgaben festgeschriebenes Entgeltgefüge, wonach sowohl für den Vorgang des Strombezugs zur Einspeicherung Netzentgelte, Abgaben und Umlagen erhoben werden als auch beim Letztverbrauch, entspricht diesen Vorgaben nicht und ist abzulehnen.

Besonders deutlich wird dies bei der Umsetzung des Art. 15 Abs. 1 und Abs. 5 der Richtlinie. Die Regelung sieht vor, dass aktive Kunden (mit Erzeugung und Bezug) nicht mit doppelten Entgelten und Netzentgelten belastet werden dürfen. In der Richtlinie stehen Entgelte (engl. „charges“) und Netzentgelte (engl. „network charges“) nebeneinander. Sie bezeichnen offensichtlich nicht das gleiche, denn der Begriff „charges“ ist in Abs. 1 mit „Abgaben und Umlagen“ übersetzt und in Abs. 5 mit „Entgelt“.

Das EnWG sieht bereits Befreiungstatbestände für diese Speichervorgänge in § 118 Abs. 6 EnWG vor, die aber vor diesem Hintergrund technologieneutral formuliert werden müssen und auch nicht befristet sein dürfen. Darüber hinaus führt die jetzige Formulierung des § 118 Abs. 6 EnWG zu unterschiedlichen Interpretationsmöglichkeiten hinsichtlich des Anwendungsbereichs der Vorschrift. Multi-Use-Anwendungsfälle und damit Speicher, die nicht ausschließlich Leistungen für den Netzbetreiber erbringen, dürfen nicht pauschal von einer Netzentgeltbefreiung ausgeschlossen sein. Soweit die jeweiligen Mengen abgrenzbar sind, würde dies sonst zu einer Doppelbelastung von bezogener und wieder eingespeister Elektrizität führen.

Die Sonderregelung für Pumpspeicherkraftwerke ist dementsprechend aufzuheben. Pumpspeicherkraftwerke sind „Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie“ und damit Energiespeicheranlagen im Sinne der Richtlinie und des EnWG und sollten in demselben Umfang wie übrige Speicheranlagen von den Netzentgelten befreit werden. Im Weiteren empfiehlt der BDEW die Befreiung von den Netzentgelten zeitlich zu entfristen. Die Weiterleitung zwischengespeicherter elektrischer Energie durch das System der Versorgung mit Elektrizität stellt fortlaufend sicher, dass der Strombezug zur Zwischenspeicherung erfolgt und die elektrische Energie anschließend an einen finalen Letztverbraucher geliefert wird, der die entsprechenden Letztverbraucherabgaben und -umlagen in gesetzlicher Höhe leistet. Eine positive oder negative Diskriminierung zwischengespeicherter elektrischer Energie gemäß Art. 18 BMVO (siehe auch Erwägungsgrund 39 der BMVO) können auf diese Weise ausgeschlossen und „Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie im Stromversorgungssystem“ entsprechend von den Netznutzungsentgelten entlastet werden.

Speicheranlagen sollten in dem Maße, in dem sie von den Netznutzungsentgelten entlastet sind, im Grundsatz auch von allen anderen Abgaben und Umlagen entlastet sein, die auf dem EnWG und den auf ihm beruhenden Verordnungen basieren. Dies stellt keine Bevorzugung dar, weil lediglich eine Doppelbelastung vermieden wird. Alle Entgelte, Abgaben und Umlagen werden beim finalen Letztverbrauch entrichtet. Regelungen zur Befreiung von Speichern von der Konzessionsabgabe, der § 19 Abs. 2 StromNEV Umlage sowie der Umlage für abschaltbare Lasten müssen dementsprechend umgesetzt werden. Der Regierungsentwurf zum EnWG enthält entsprechende, zu begrüßende Vorschläge. Die Befreiung sollte sich in den Fällen und soweit auf Baukostenzuschüsse erstrecken, wie Speicheranlagen

die Leistungsfähigkeit des Netzes stärken und das Netz damit entlasten. Schließlich gilt es auch, die Verhältnismäßigkeit des administrativen Aufwands zur Inanspruchnahme von Entlastungen (Art. 15 Abs. 5 lit c BMRL) zu gewährleisten.

Der im Regierungsentwurf neu eingefügte Verweis auf § 27b KWKG 2020 ist zwar grundsätzlich folgerichtig, weil damit auch auf § 61l EEG 2021 verwiesen wird, der die EEG-Umlage auf eingespeicherte Strommengen entfallen lässt, wenn für den ausgespeicherten Strom EEG-Umlage gezahlt wurde. Die Umsetzung des Doppelbelastungsverbots von Strommengen in § 61l EEG 2017 ist allerdings schwer administrativ und aufwändig umzusetzen und verhindert – gerade in Konstellationen mit bivalenten Speichern – in vielen Fällen, dass Akteure vom dort vorgesehenen Saldierungsmechanismus Gebrauch machen können. Diese Vorschrift ist außerdem für viele aktive Kunden nicht messtechnisch umsetzbar, so dass sie in ihrer heutigen Form nicht geeignet ist, Art. 15 Abs. 5 lit b BMRL umzusetzen. Zwar findet sich in § 19 Abs. 2 Satz 16 StromNEV bereits ein Verweis auf die EEG-Regelungen zur Messung und Schätzung von Umlageprivilegien für die Ermittlung der umlagerelevanten Strommengen. Allerdings ist im Rahmen von § 61l EEG 2021 selbst streitig, ob aufgrund der dortigen expliziten Messanforderungen diese Erleichterungen auch beim Saldierungsmechanismus Anwendung finden können. Dies sollte durch einen eindeutigen Verweis im § 61l EEG 2021 auf die §§ 62a und 62b EEG 2017 klargestellt werden, der über den Verweis auf § 27b KWKG dann auch im Rahmen von § 19 Abs. 2 Satz 16 StromNEV rechtssicher zu beachten ist. Der BNetzA-Erfahrungsbericht zum Umgang mit § 61l EEG 2021 und insbesondere den messtechnischen Anforderungen bei bivalenten Speichern, der bis Ende letzten Jahres zu evaluieren war, steht noch aus. Für weitergehende Hinweise und Vorschläge zur Anpassung des § 61l EEG 2021 wird auf die BDEW-Stellungnahme zum EEG-2021-Regierungsentwurf (unter 8.3.) verwiesen.

### ➤ **BDEW-Vorschlag**

§ 118 Abs. 6 sollte wie folgt geändert werden:

(6) ~~Nach dem 31. Dezember 2008 neu errichtete Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie, die ab 4. August 2011, innerhalb von 15 Jahren in Betrieb genommen werden, sind für einen Zeitraum von 20 Jahren ab Inbetriebnahme~~ hinsichtlich des Bezugs der zu speichernden elektrischen Energie von den Entgelten für den Netzzugang freigestellt. ~~Pumpspeicherkraftwerke, deren elektrische Pump- oder Turbinenleistung nachweislich um mindestens 7,5 Prozent oder deren speicherbare Energiemenge nachweislich um mindestens 5 Prozent nach dem 4. August 2011 erhöht wurden, sind für einen Zeitraum von zehn Jahren ab Inbetriebnahme hinsichtlich des Bezugs der zu speichernden elektrischen Energie von den Entgelten für den Netzzugang freigestellt.~~ Die Freistellung nach Satz 1 wird nur gewährt, wenn die elektrische Energie zur Speicherung in einem elektrischen, chemischen, mechanischen oder physikalischen Stromspeicher aus einem Transport- oder Verteilernetz entnommen und die zur Ausspeisung zurückgewonnene elektrische Energie zeitlich verzögert wieder in dasselbe Netz eingespeist wird. ~~Die Freistellung nach Satz 2 setzt voraus, dass auf Grund vorliegender oder prognostizierter Verbrauchsdaten oder auf Grund technischer oder vertraglicher Gegebenheiten offensichtlich ist, dass der Höchstlastbeitrag der Anlage vorherschaubar erheblich von der zeitgleichen Jahreshöchstlast aller Entnahmen aus dieser Netz- oder Umspannebene abweicht. Sie Die~~

**Freistellung** erfolgt durch Genehmigung in entsprechender Anwendung der verfahrensrechtlichen Vorgaben nach § 19 Absatz 2 Satz 3 bis 5 und 8 bis 10 der Stromnetzentgeltverordnung. ~~Als Inbetriebnahme gilt der erstmalige Bezug von elektrischer Energie für den Probetrieb, bei bestehenden Pumpspeicherkraftwerken der erstmalige Bezug nach Abschluss der Maßnahme zur Erhöhung der elektrischen Pump- oder Turbinenleistung und der speicherbaren Energiemenge. Die Sätze 2 und Satz 3 sind~~ ist nicht für Anlagen anzuwenden, in denen durch Wasserelektrolyse Wasserstoff erzeugt oder in denen Gas oder Biogas durch wasserelektrolytisch erzeugten Wasserstoff und anschließende Methanisierung hergestellt worden ist. Diese Anlagen sind zudem von den Einspeiseentgelten in das Gasnetz, an das sie angeschlossen sind, befreit. § 62b des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der Fassung vom 21. Dezember 2020 ist entsprechend anzuwenden.

## **Themenpapier 2 – Umsetzung der Vorgaben für den Ladepunktbetrieb für Elektromobile nach Art. 33 BMRL**

Die Binnenmarktrichtlinie Strom trifft in Art. 33 die Grundentscheidung, dass der Betrieb von Ladepunkten grundsätzlich dem Markt zuzuordnen ist und nicht dem regulierten Netzbetrieb. Diese grundsätzliche Einordnung des Ladepunktbetriebs als wettbewerbliche Tätigkeit unterstützt der BDEW. Sie entspricht der in Deutschland bestehenden Einordnung. Marktliche Aktivitäten unterliegen der Aufsicht der Kartellbehörden. Sie sind nicht Gegenstand der regulatorischen Vorschriften des Energierechts (Sonderkartellrecht). Die Marktaufsicht erfolgt dementsprechend über die allgemeinen kartellrechtlichen Vorschriften. Dementsprechend hat sich zu diesem Bereich die Monopolkommission in ihrem 7. Sondergutachten geäußert. Zudem hat das Bundeskartellamt eine Sektoruntersuchung gestartet, die der BDEW grundsätzlich begrüßt. Sie stärkt das Vertrauen in den Markt und stellt klar, dass sich die Ladeinfrastruktur in Deutschland in einem wettbewerblichen Markt befindet, der schon heute funktioniert. Darüber hinaus reizen eine Vielzahl von Förderprogrammen die Errichtung von Ladeinfrastruktur bereits an. Dabei verknüpfen sie attraktive mit weniger attraktiven Standorten.

Dies unterstreicht der Regierungsentwurf, der die Richtlinie diesbezüglich umsetzt, sowohl hinsichtlich des Verbots als auch hinsichtlich der Möglichkeit zur Ausnahmegenehmigung für Elektrizitätsverteilernetzbetreiber. Dabei erscheint die Verlagerung der genauen Ausgestaltung eines solchen Genehmigungsprozesses auf eine Rechtsverordnung sinnvoll. Dabei geht der BDEW davon aus, dass es die Anwendung der Ausnahmegenehmigung nach Art. 33 Abs. 3 BMRL in der Praxis kaum Bedarf geben wird. In Deutschland besteht bereits heute ein wettbewerblicher Markthochlauf für Ladeinfrastruktur und ein Markt für Ladedienstleistungen. In den letzten Jahren hat sich bereits ein stetig wachsender Markt mit einer Vielzahl von Investoren und Betreibern entwickelt. Der BDEW geht angesichts der künftig geplanten, umfangreichen politischen Aktivitäten und Maßnahmen und erwarteten Hochlaufkurven für die Errichtung von Ladeinfrastruktur von einem weiter stark wachsenden Zubau aus.

Der Regierungsentwurf enthält im Zusammenhang mit dem Ladepunktbetrieb verschiedene Regelungen, zu denen wir im Einzelnen folgende Anmerkungen haben:

### **Anmerkungen im Einzelnen**

#### **1. § 3 Nr. 24a Landstromanlagen- Einbeziehung Binnenschiffe**

Neu in die Begriffsdefinitionen aufgenommen ist § 3 Nr. 24a Landstromanlagen. BDEW plädiert dafür, dass die Definition etwas weiter gefasst wird. Nach der Definition des Zolls sind Seeschiffe nur solche Schiffe, die nicht ausschließlich in Binnengewässern oder in geschützten Gewässern oder deren unmittelbarer Nähe oder in einer Hafenumgebung unterliegenden Gebieten verkehren. Binnenschiffahrt, Hafen- oder andere -Fähren würden nicht als Seeschiffe gelten. Landstromanlagen, die ausschließlich dem Laden solcher Binnenschiffe dienen, würden nicht von der Regelung für Landstromanlagen erfasst. Dies sollte geändert werden.

In der Begründung zu dieser Begriffsdefinition heißt es außerdem zurecht, die Regelung solle klarstellen, dass Landstrombezugspunkte wie Ladepunkte zu behandeln sind und daher der Bezug der Ladepunkte als Letztverbrauch gilt und nicht der Bezug der Seeschiffe an der Landstromanlage.

Dies stellt auch die Begründung zu dieser Regelung klar, die aber einen missverständlichen Satz enthält, der noch geändert werden sollte.

➤ **BDEW schlägt dazu Folgendes vor:**

§ 3 Nr. 24e EnWG-E wird wie folgt ergänzt:

*Nr. 24e Landstromanlagen*

*die Gesamtheit der technischen Infrastruktur aus den technischen Anlagen zur Frequenz- und Spannungsumrichtung, der Standardschnittstelle einschließlich der zugehörigen Verbindungsleitungen, die*

- a) sich in einem räumlich zusammengehörigen Gebiet in oder an einem Hafen befinden und*
- b) ausschließlich der landseitigen Stromversorgung von **Binnen- oder** Seeschiffen dienen,“.*

Die Begründung zu § 3 Nr. 24e EnWG-E wird wie folgt geändert:

„Die Neuregelung soll den ~~durch die~~ **an die** Landstrombezugspunkte **für die Versorgung von an** **Binnen- und** Seeschiffen **abgegebenen** Strom dem Letztverbrauch gleichstellen.“

## **2. Ausnahmegenehmigung für Eigentum, Betrieb, Verwaltung, Entwicklung von Ladepunkten durch den Elektrizitätsverteilernetzbetreiber, § 7c Abs. 3 EnWG-E**

### **2.1 Wettbewerbliche Ausgestaltung des Hochlaufs für Ladeinfrastruktur**

Zurecht ordnet § 7c EnWG-E den Betrieb und Eigentum der Ladeinfrastruktur grundsätzlich dem Markt zu. In Deutschland besteht bereits heute ein wettbewerblicher Markthochlauf für Ladeinfrastruktur und **ein Markt für Ladedienstleistungen**. In den letzten Jahren hat sich bereits ein stetig wachsender Markt mit einer Vielzahl von Investoren und Betreibern entwickelt. Der BDEW geht angesichts der künftig geplanten, umfangreichen politischen Aktivitäten und Maßnahmen und erwarteten Hochlaufkurven für die Errichtung von Ladeinfrastruktur von einem weiter stark wachsenden Zubau aus.

Die Binnenmarktrichtlinie trifft in Art. 33 die Grundentscheidung, dass der Betrieb von Ladepunkten grundsätzlich dem Markt zuzuordnen ist. Marktliche Aktivitäten unterliegen nicht den regulatorischen Vorschriften des Energierechts (Sonderkartellrecht). Die Marktaufsicht erfolgt dementsprechend über allgemeine kartellrechtliche Vorschriften. Nur im Ausnahmefall und zeitlich begrenzt kann ausnahms-

weise der Netzbetreiber neben dem Netzbetrieb den Ladeinfrastrukturbetrieb übernehmen, der eigentlich wettbewerblichen Marktteilnehmern vorbehalten ist. Aus Sicht des BDEW wäre daher eine Umkehr dieses Regel-Ausnahme-Verhältnisses (also der flächendeckende Betrieb von Ladeinfrastruktur durch Verteilernetzbetreiber) - wie es in der Öffentlichkeit teils gefordert wird - nicht mit dem europäischen Recht vereinbar.

Aktuell gibt es in Deutschland mehr als 220.000 Elektroautos (reine Batterieelektro-Pkw oder BEVs) und knapp 40.000 öffentlich zugängliche Ladepunkte, davon knapp 3.900 Schnellladepunkte. Rein rechnerisch teilen sich also knapp 7 BEVs einen öffentlich zugänglichen Ladepunkt und ein Großteil hat zudem die Möglichkeit, zusätzlich einen weiteren privaten Ladepunkt bei der Arbeit oder zu Hause zu nutzen. Dieses Verhältnis geht bereits deutlich über die aufgrund technologischer Fortschritte bei den Ladeleistungen veraltete Empfehlung der Europäische Kommission von 10 BEVs auf einen Ladepunkt (AFI-Richtlinie 2014) hinaus.

Die Auswertungen von Ladevorgängen über Apps von Elektromobilitäts-Dienstleistern (EMPs, Definition s.u.) zeigen, dass derzeit etwa 20 % der Ladevorgänge an öffentlich zugänglichen Orten wie Tankstellen (dort an Schnellladesäulen) oder Einkaufszentren stattfinden. Weitere 40 % der Ladevorgänge finden zu Hause statt und die restlichen 40 % beim Arbeitgeber. Es wird also aktuell zu 80 % privat geladen.

Neben 33.000 öffentlich zugänglichen Ladepunkten existieren somit bereits schätzungsweise gut 110.000 private Ladepunkte,

In Summe gibt es noch ein Potenzial von 2,7 Mio. elektrifizierbaren Parkplätzen an Gebäuden mit mindestens 21 Stellplätzen, an denen in Ladeinfrastruktur investiert werden kann.<sup>1</sup> Dazu kommen 25 Mio. Haushalte mit Garage oder Stellplatz, davon 17,5 Mio. mit ein oder zwei Personen.

Der Markthochlauf erfolgt also in Abhängigkeit zum Verhältnis von Fahrzeugen zu Ladepunkten.

Netzbetreiber haben diese Aufgabe bereits heute eher im Ausnahmefall übernommen, obwohl der nationale Rechtsrahmen kein Verbot für Netzbetreiber enthält.

## **2.2. Klärung der Voraussetzungen für die Ausnahmegenehmigung nach § 7c Abs. 3 EnWG-E – Konkretisierung der Verordnungsermächtigung**

Im Zusammenhang mit der Ausgestaltung der Ausnahmegenehmigung sind aus Sicht des BDEW verschiedene Aspekte zu berücksichtigen, die nachfolgend erläutert werden.

---

<sup>1</sup>111.974 Nichtwohngebäude mit mehr als 20 Stellplätzen, die dem Normadressaten Wirtschaft zuzuordnen sind / 9.603 Nichtwohngebäude mit mehr als 20 Stellplätzen, die dem Normadressaten Bürgerinnen und Bürger zuzuordnen sind / 7.655 Nichtwohngebäuden mit mehr als 20 Stellplätzen, die dem Normadressaten Verwaltung zuzuordnen sind.

Soweit sie die Ausgestaltung des Verfahrens für die Ausnahmegenehmigung betreffen, sollten diese Punkte möglichst bereits die Basis für die zu schaffende Verordnung bilden und in die Verordnungsermächtigung mit aufgenommen werden.

Soll die Verordnung eine rechtssichere Grundlage für entsprechende Entscheidungen der Regulierungsbehörde sein, sind die in Absatz 3 aufgeführten Punkte Mindestvoraussetzungen. Sie können daher nicht nur Gegenstand einer entsprechenden Verordnung sein, sondern sie müssen geregelt werden. Zu den zu klärenden Punkten gehören folgende Kernfragen:

- **Müssen konkrete Indizien für ein fehlendes Interesse von Wettbewerbern am Aufbau von Ladeinfrastruktur nachgewiesen sein?**

Der BDEW begrüßt ausdrücklich, dass dieser Punkt in § 7c EnWG und in der Verordnungsermächtigung bereits adressiert ist.

Voraussetzung für die Ausnahmegenehmigung hinsichtlich des Tätigwerdens des Netzbetreibers als CPO ist aus Sicht des BDEW, dass es an wettbewerblichen Interessenten für den Aufbau der Ladeinfrastruktur fehlt. Bevor der Netzbetreiber ein entsprechendes Interesse selbst erkundet oder eine Ausnahmegenehmigung beantragt, müssen daher Ausschreibungsverfahren von Kommunen oder anderen Vergabeberechtigten wie privaten Anbietern schon ohne Erfolg geblieben sein. Ein Indiz für das fehlende Interesse kann auch ein erfolgloser Förderaufruf sein. Anders als der Netzbetreiber haben die Vergabeberechtigten entweder Rechte (z.B. Nutzungs- oder Wegerechte) oder Fördermittel zu vergeben. Dabei können Standorttools zum Einsatz kommen, die durch die Vergabestellen für die Fördermittel genutzt werden, um bedarfsgerecht auszuschreiben. Es müsste jedoch auch geprüft werden, ob die Ausschreibungsbedingungen attraktiv genug waren bzw. ob nicht durch zusätzliche incentivierende Elemente eine Ausschreibung zum Erfolg führen würde.

- **Wie erfolgt die Abgrenzung des betroffenen Gebietes und des Betrachtungszeitraums für die Feststellung eines Marktes?**

Für die Frage, ob es wettbewerbliche Interessenten für die Errichtung von Ladeinfrastruktur in einem bestimmten Gebiet gibt, ist entscheidend, auf welches Gebiet und auf welchen Zeitraum bei der Entscheidung abzustellen ist. Dafür trifft weder der Richtlinien text eine ausdrückliche Aussage noch gibt § 7c Abs. 3 EnWG-E dazu einen Anhaltspunkt. Nach dem Wortlaut der BMRL kommen unter anderem das Gebiet der jeweiligen Kommune, das betreffende Bundesland oder das Netzgebiet des betreffenden Elektrizitätsverteilernetzbetreibers in der Kommune oder sein gesamtes Netzgebiet in Betracht, wobei auch andere Auslegungen, wie die gesamte Bundesrepublik Deutschland, nicht ausgeschlossen sind. Auch müssten bereits betriebene Ladepunkte im Umkreis des so festgelegten Gebietes berücksichtigt werden. Es muss außerdem geklärt werden, dass Netzbetreiber die Ausnahmegenehmigung nur für ihr eigenes Netzgebiet und ihr eigenes Netz beantragen können.

Diese Punkte sollte aus Sicht des BDEW in einer entsprechenden Rechtsverordnung geklärt werden. BDEW begrüßt ausdrücklich, dass das Thema bereits im Gesetzestext der Verordnungsermächtigung adressiert ist.

- **Wie kann sichergestellt werden, dass Netzbetreiber nicht verpflichtet werden, gegen ihren Willen Ladeinfrastruktur aufzubauen und zu betreiben?**

Der Betrieb von Ladepunkten darf nicht zur Verpflichtung werden. Auch ein faktischer Druck über Konzessionsverträge nach § 48 EnWG muss dabei ausgeschlossen sein. Netzbetreiber dürfen nicht im Rahmen von Bewerbungen um Konzessionsverträge nach § 48 EnWG gezwungen werden, wettbewerbliche Ladeinfrastruktur aufzubauen und zu verwalten.

Auch wenn dies selbstverständlich sein sollte, plädiert der BDEW unter Berücksichtigung der Praxiserfahrungen dafür, dies noch einmal ausdrücklich klarzustellen.

- **Wie erfolgt die Finanzierung der durch VNB errichteten Ladeinfrastruktur?**

Errichtet der Netzbetreiber die Ladeinfrastruktur muss auch geklärt sein, wie die Finanzierung erfolgt. Vor dem Hintergrund der laufenden Förderprogramme sollte dies ohne Verzerrungen möglich sein. Ladepunkte, die der Netzbetreiber betreibt, dürfen dabei nicht über die Netzentgelte finanziert werden.

Der BDEW geht davon aus, dass dieses Verständnis auch der Ergänzung des § 6b Abs. 1 Satz 1 um die Nummer 7 des Regierungsentwurfs zugrunde liegt.

- **Wie wird eine sinnvolle Abstimmung zwischen Regulierungsbehörde, Kartellbehörde und Kommunen sichergestellt?**

Bei der Ausgestaltung des Verfahrens für die Erteilung einer Ausnahmegenehmigung sind unterschiedliche Ziele zu vereinbaren und verschiedene Akteure involviert. Die Gewährung von Ausnahmegenehmigungen darf nicht zu einer Markt- und damit Wettbewerbsverzerrung führen. Die Kommunen müssen ihrer Aufgabe ausreichend nachkommen, im Rahmen der Daseinsvorsorge die Errichtung von Ladepunkten bedarfsgerecht anzureizen. Ebenso ist sicherzustellen, dass die nachrangige Ausnahmegenehmigung auch nur im nicht anders zu lösenden Ausnahmefall greift und dann die Finanzierung auch gesichert werden kann. Daher müssen die Regulierungsbehörde, die Kartellbehörden und die Kommunen eng zusammenarbeiten.

Diese Verpflichtung zur Zusammenarbeit sollte aus Sicht des BDEW bereits im Gesetz festgelegt sein. Zahlreiche Erfahrungen haben gezeigt, dass diese Zusammenarbeit keine Selbstverständlichkeit ist.

Darüber hinaus sollte das Gesetz eine Übergangsregelung schaffen für den Umgang mit Bestandsanlagen, die durch Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen errichtet, verwaltet oder betrieben werden bzw. worden sind. Zudem sollte die zu erlassende Rechtsverordnung auch Regelungen zur Erstattung eines festzulegenden Restwerts der getätigten Investitionen in die Ladeinfrastruktur zu enthalten.

➤ **BDEW schlägt dazu Folgendes vor:**

§ 7c Abs. 3 EnWG-E sollte wie folgt ergänzt werden:

*(3) Das Bundeswirtschaftsministerium für Wirtschaft und Energie wird ermächtigt, im Einvernehmen mit dem Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur durch Rechtsverordnung mit Zustimmung des Bundesrates die Voraussetzungen einer Genehmigung nach Absatz 2 festzulegen und das Verfahren näher zu bestimmen. Insbesondere ~~können~~ **müssen** durch **eine** Rechtsverordnung nach Satz 1 **mindestens folgende** Regelungen getroffen werden,*

1. [...],
2. zu den Voraussetzungen und dem Verfahren für eine Genehmigung der Regulierungsbehörde, **wobei eine Abstimmung mit den Kartellbehörden und den Kommunen zu berücksichtigen ist** sowie
3. [...]

### Themenpapier 3 – § 13 Abs. 6a EnWG bzgl. zuschaltbare Lasten (EE-Strom effizient Nutzen statt Abregeln)

Die durch das EEG 2017 eingeführte Regelung des § 13 Abs. 6a EnWG bleibt weit hinter ihren Möglichkeiten für die Realisierung der Energiewende und Sektorkopplung zurück. Zur Erschließung des notwendigen, weiteren Flexibilisierungspotentials sind folgende Änderungen an der geltenden Regelung notwendig:

Die Regelung in § 13 Abs. 6a EnWG muss - natürlich unter Einhaltung der Regeln zur Entflechtung - auch für **Verteilernetzbetreiber** nutzbar sein, die für den Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) unterstützend durch die Steuerung von Anlagen im eigenen Netz tätig werden oder einen Netzengpass im eigenen Verteilernetz bewirtschaften müssen. Auch hier sind die Kriterien der Netzdienlichkeit und der volkswirtschaftlichen Effizienz zu beachten. Zudem sollte technologieoffen nach weiteren kosteneffizienten Alternativen zur Abregelung von Strom aus Erneuerbaren Energien gesucht werden (bspw. Speicher und andere Sektorkopplungsanlagen).

Die Möglichkeit der Anwendung der Regelung bezüglich zuschaltbarer Lasten (Power-to-Heat in KWK-/Wärmenetzsystemen) sollte nicht auf das ehemalige Netzausbauggebiet beschränkt bleiben. Eine entsprechende Änderung ist erforderlich, damit auch in Gebieten, in denen es zu Redispatch-Maßnahmen aufgrund von Netzengpässen kommt, das durch den Gesetzgeber verfolgte Prinzip „Nutzen statt Abregeln“ angewendet werden kann. Unter anderem durch diese Änderung kann das Instrument erst seine volle Wirksamkeit und maximale Effektivität erzielen. Auch Anlagen außerhalb des Netzausbaugebiets, die Fernwärmenetze bedienen, können den großräumigen Nord-Süd-Engpässen effizient entgegenwirken. Zudem gibt es auch in Ostdeutschland Regionen mit signifikanten Abregelungsmengen aufgrund von Engpässen sowohl im Übertragungs- als auch im Verteilernetz. Auch in diesen Regionen kann das Instrument des § 13 Abs. 6a EnWG sinnvoll eingesetzt werden, um Strom aus Erneuerbaren Energien effizient über Wärmenetze zur weiteren Dekarbonisierung des Gebäudesektors (grüne Fernwärme aus Power-to-Heat (PtH)) zu nutzen, statt diesen Strom abzuregeln. Daher sollte mit einer Ergänzung des § 13 Abs. 6a Satz 1 Nr. 2 EnWG die Möglichkeit geschaffen werden, dass auch in anderen Regionen, in denen es zu Redispatch-Maßnahmen aufgrund von Netzengpässen kommt, entsprechende Verträge zwischen Netzbetreibern und KWK-Anlagenbetreibern geschlossen werden können.

Mit Blick auf den weiteren Ausbau der Erzeugung aus volatilen Erneuerbaren Energien (EE) sowie der nötigen weiteren Flexibilisierung der Stromerzeugung aus KWK zur komplementären Flankierung der EE-Stromerzeugung und den damit einhergehenden Investitionsbedarf sollte die Möglichkeit zur Anwendung des § 13 Abs. 6a EnWG unbedingt auch über das Jahr 2023 hinaus möglich sein. Dies schafft mehr Sicherheit für die nötigen Investitionen in flexible KWK-/Wärmenetzsysteme, die nicht nur die Versorgungssicherheit Wärme realisieren, sondern auch einen essenziellen Beitrag zur Strom-Versorgungssicherheit bei hoher Residuallast („kalte Dunkelflaute“) leisten. Eine entsprechende Änderung des § 118 Abs. 22 EnWG mit der Ausdehnung der Befristung auf den 31.12.2030 erscheint im Kontext sowohl nationaler wie europäischer Zielhorizonte sachgerecht und notwendig.

Im Falle eines Netzengpasses schaltet der ÜNB oder zukünftig auch der Verteilernetzbetreiber das PtH-Modul beim KWK-Anlagenbetreiber an und es wird Strom aus dem überlasteten Stromnetz gezogen und in EE-Wärme umgewandelt. Gleichzeitig wird die KWK-Anlage runtergefahren. Deshalb wird das Stromnetz zu dieser Zeit doppelt entlastet, man spricht vom „doppelten Hub“. Die EE-Wärme wird im Wärmespeicher des KWK-/Wärmenetzsystems des KWK-Anlagenbetreibers gespeichert oder sofort ins

Wärmenetz zur Versorgung der Fernwärmekunden eingespeist. Allerdings ist diese systemdienliche Nutzung von PtH „im Markt“ nicht wirtschaftlich. Beim Abschluss eines Vertrages nach § 13 Abs. 6a EnWG zwischen ÜNB und KWK-Anlagenbetreiber werden die Investitionskosten des PtH-Moduls selbst und die Umlagen auf den verwendeten Strom in den Zeiten des systemdienlichen Einsatzes durch den ÜNB vom ÜNB übernommen und auf die Netzentgelte umgelegt. Daher stellt die Regelung des § 13 Abs. 6a EnWG derzeit die einzige Möglichkeit dar, die Sektorkopplungstechnologie PtH im Sinne der Energiewende einigermaßen wirtschaftlich abzubilden. Der § 13 Abs. 6a EnWG ist für die Verteilernetzbetreiber zu öffnen, damit diese Potentiale auch in den Verteilernetzen gehoben werden.

Darüber hinaus sollten unbedingt auch neue KWK-Anlagen, die nach dem **11.08.2020** den Dauerbetrieb erstmalig aufgenommen haben, die Regelung nach § 13 Abs. 6a in Anspruch nehmen können. Zur Sicherstellung der Wärmeversorgung sind derzeit hocheffiziente Gas-KWK-Anlagen von zahlreichen BDEW-Mitgliedsunternehmen geplant, die die Wärmeversorgung der außer Betrieb gehenden Kohle-KWK-Kraftwerke – zumindest teilweise – ersetzen. In vielen Fällen soll die verbleibende Lücke im Wärmebedarf in den Wärmenetzen bereits mit Wärme aus Erneuerbaren Energien (z.B. Power-to-Heat, Biomasse, Geothermie, Solarthermie) und Abwärme sowie mit Umweltwärme über Großwärmepumpen (insgesamt = grüne Fernwärme) gedeckt werden. Auch diese künftigen KWK-Anlagen sollten die Regelungen des § 13 Abs. 6a EnWG in Anspruch nehmen können.

Das neu in den EnWG-Regierungsentwurf aufgenommene Datum **31.12.2028** stellt sogar eine Verschlechterung des Status quo der aktuell geltenden Regelungen dar, weil bei einer Mindestlaufzeit von fünf Jahren der Verträge diese spätestens bis zum 31.12.2023 abgeschlossen werden müssten. **Allein aufgrund der langen Projektierungs- und Genehmigungszeiträume für große Power-to-Heat-Module würde dies ein KO-Kriterium für die wichtige Sektorkopplungstechnologie Power-to-Heat im Rahmen des EnWG darstellen.** Insofern hat sich die Bundesregierung mit dem im Kabinettsentwurf enthaltenen Vorschlag auch über den Willen des Gesetzgebers – des Deutschen Bundestags –, der in der Bundestagsdrucksache 19/25302 (S. 10. Ziffer 15) niedergelegt ist, hinweggesetzt. Im Sinne der Energiewende und der sinnvollen Nutzung von Überschussstrom aus Erneuerbaren Energie in Form von grüner Wärme in der Fernwärmeversorgung muss die Regelung des § 13 Abs. 6a EnWG endlich so ausgestaltet werden, dass sie ihr Potenzial voll entfalten kann.

### ➤ **BDEW-Vorschlag**

**§ 13 Absatz 6a** wird wie folgt geändert:

*(6a) Die Betreiber von Übertragungsnetzen können mit Betreibern von KWK-Anlagen vertragliche Vereinbarungen zur Reduzierung der Wirkleistungseinspeisung aus der KWK-Anlage und **im Gegenzug zur** gleichzeitigen bilanziellen Lieferung von elektrischer Energie für die Aufrechterhaltung der Wärmeversorgung nach Absatz 1 Satz 1 Nummer 2 und Absatz 3 Satz 2 schließen, wenn die KWK-Anlage*

- 1. technisch unter Berücksichtigung ihrer Größe und Lage im Netz geeignet ist, zur Beseitigung von Gefährdungen oder Störungen der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des*

*Elektrizitätsversorgungssystem aufgrund von Netzengpässen im Höchstspannungsnetz effizient beizutragen,*

2. *sich im Zeitpunkt des Vertragsabschlusses innerhalb der Bundesrepublik Deutschland aber außerhalb der Südregion nach der Anlage 1 zum Kohleverstromungsgesetz vom 8. August 2020 (BGBl. I S. 1818), das zuletzt durch Artikel 22 des Gesetzes vom 21. Dezember 2020 (BGBl. I S. 3138) geändert worden ist, befindet in einem Netzgebiet befindet, in dem aufgrund von Netzengpässen im Übertragungsnetz Maßnahmen nach § 13a durchgeführt werden, und*
3. *vor dem 14. August 2020 in Betrieb genommen worden ist und*
- 4.3. *eine installierte elektrische Leistung von mehr als 500 Kilowatt hat.*

*In der vertraglichen Vereinbarung nach Satz 1 ist zu regeln, dass*

1. *die Reduzierung der Wirkleistungseinspeisung und die bilanzielle Lieferung von elektrischer Energie zum Zweck der Aufrechterhaltung der Wärmeversorgung abweichend von § 3 Absatz 1 und 2 eine Maßnahme nach Absatz 1 Nummer 2 durchzuführen ist,*
2. *für die Maßnahme nach Nummer 1 zwischen dem Betreiber des Übertragungsnetzes und dem Betreiber der KWK-Anlage unter Anrechnung der bilanziellen Lieferung elektrischer Energie ein angemessener finanzieller Ausgleich zu leisten ist, der den Betreiber der KWK-Anlage wirtschaftlich weder besser noch schlechter stellt, als er ohne die Maßnahme stünde, dabei ist § 13a Absatz 2 bis 4 entsprechend anzuwenden, und*
3. *die erforderlichen Kosten für die Investition für die elektrische Wärmeerzeugung, sofern sie nach dem Vertragsschluss entstanden sind, vom Betreiber des Übertragungsnetzes einmalig erstattet werden.*

*Die Betreiber der Übertragungsnetze müssen sich bei der Auswahl der KWK-Anlagen, mit denen vertragliche Vereinbarungen nach den Sätzen 1 und 2 geschlossen werden, auf die KWK-Anlagen beschränken, die kostengünstig und effizient zur Beseitigung von Netzengpässen beitragen können. Die vertragliche Vereinbarung muss mindestens für fünf Jahre abgeschlossen werden und kann höchstens eine Geltungsdauer bis zum 31. Dezember 2028 haben; sie ist mindestens vier Wochen vor dem Abschluss der Bundesnetzagentur und spätestens vier Wochen nach dem Abschluss den anderen Betreibern von Übertragungsnetzen zu übermitteln. Sie dürfen nur aufgrund von Engpässen im Übertragungsnetz abgeschlossen werden, § 14 Absatz 1 Satz 1 findet ~~insoweit keine~~ **für Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen und für Engpässe im Elektrizitätsverteilernetz** Anwendung. Die installierte elektrische Leistung von Wärmeerzeugern, die aufgrund einer vertraglichen Vereinbarung mit den KWK-Anlagen nach den Sätzen 1 und 2 installiert wird, darf 2 Gigawatt nicht überschreiten. Die vertragliche Vereinbarung muss mindestens für fünf Jahre abgeschlossen werden und kann höchstens eine Geltungsdauer bis zum 31. Dezember 2028 haben; sie ist mindestens vier Wochen vor dem Abschluss der Bundesnetzagentur und spätestens vier Wochen nach dem Abschluss den anderen Betreibern von Übertragungsnetzen zu übermitteln.*

**Weitere erforderliche Folge-Änderung:**

**§ 118 Absatz 22** wird wie folgt geändert:

(22) „§ 13 Absatz 6a (...) **nach dem 31. Dezember 2030** nicht mehr anzuwenden. Zuvor nach § 13 Absatz 6a geschlossene Verträge laufen bis zum Ende der vereinbarten Vertragslaufzeit weiter.“

## Themenpapier 4 – Art. 24 RED II - keine Pflicht zur Umsetzung in § 14 Abs. 3 EnWG-E

§ 14 Abs. 3 EnWG-E dient laut Gesetzesbegründung der Umsetzung des Art. 24 Abs. 8 der Erneuerbaren-Energien-Richtlinie (RED II).

Art. 24 Abs. 10 RED II regelt jedoch, dass ein Mitgliedstaat von der Umsetzung der Vorgaben des Art. 24 Abs. 2 bis 9 RED II absehen kann, wenn der Anteil der „Systeme nach Absatz 6“ dieses Artikels in einem Mitgliedstaat mehr als „90 % des Gesamtverkaufs von Fernwärme und -kälte“ beträgt. Das trifft nach Einschätzung des BDEW zu, womit die neu eingeführte Vorgabe des **§ 14 Abs. 3 EnWG-E gestrichen werden kann**.

In Betracht kommende Systeme nach Art. 24 Abs. 6 RED II wären zum einen effiziente Fernwärme- und -kälteversorgungssysteme und zum anderen Fernwärme- und -kältesysteme mit einer Gesamtfeuerungsleistung unter 20 MW.

Die „effiziente Fernwärme- und -kälteversorgung“ wird wiederum in Art. 2 Nr. 41 der Effizienzrichtlinie (EED) definiert. Danach bezeichnet der Ausdruck „effiziente Fernwärme- und Fernkälteversorgung“ ein Fernwärme- oder Fernkältesystem, das mindestens

- 50 % erneuerbare Energien,
- 50 % Abwärme,
- 75 % KWK-Wärme oder
- 50 % einer Kombination dieser Energien und dieser Wärme nutzt.

Ausweislich der Daten für das Jahr 2018, die das Statistische Bundesamt dem BDEW zur Verfügung gestellt hat (für die Folgejahre liegen dem BDEW noch keine abschließenden Werte vor), betrug der KWK Anteil 104.188.323 MWh (96.820.324 MWh hocheffiziente KWK + 5.368.000 MWh wärmegeführte BHKW) an dem Gesamtverkauf von Fernwärme und -kälte von 126.647.404 MWh, also 80,69%.

Der Anteil an ungekoppelter Abwärme (also Abwärme, die nicht bereits durch den KWK-Anteil erfasst ist), betrug 2.382.598 MWh, gemessen an dem Gesamtverkauf von 126.647.404 MWh also 1,88%.

Und der Anteil an erneuerbaren Energien, wiederum ungekoppelt (also nicht bereits durch den KWK-Anteil erfasst), betrug in Summe 4.288.506 MWh (1.617.451 MWh EE-Wärmeerzeugung + 912.839 MWh Geothermie + 1.758.216 MWh Wärmeerzeugung aus biogenen Anteil des Abfalls), gemessen an dem Gesamtverkauf von 126.647.404 MWh damit also 3,38%.

In Summe betrug damit der Anteil der effizienten Fernwärme- und -kälteversorgung ("in Kombination dieser Energien") im Jahr 2018 in Deutschland 85,95%.

Daneben wurde in 2018 in Heizwerken mit einer Leistung von weniger als 20 MWth 8.183.000 MWh Fernwärme erzeugt. In Bezug zum Gesamtverkauf von 126.647.404 MWh entspricht dies einem Anteil von 6,46%.

Damit betrug der Anteil der **effizienten Fernwärme- und -kälteversorgungssysteme (85,95%)** und der Anteil von **Fernwärme- und -kältesystemen mit einer Gesamtfeuerungsleistung unter 20 MW (6,46%)** zusammen **92,41 %**. Die Vorgabe des Art. 24 Abs. 10 RED II wurde damit im Jahr 2018 erfüllt.

Der BDEW geht angesichts der Entwicklungen bei der Fernwärmeerzeugung, vor allem im KWK Bereich, davon aus, dass der Wert von 90% auch in den Jahren 2019, 2020 und 2021 übertroffen wurde bzw. wird.

### **Der BDEW spricht sich daher, dass die Regelung des § 14 Absatz 3 EnWG-E entfällt.**

Hielte der Gesetzgeber es dennoch für sachgerecht, die Regelung des § 14 Abs. 3 EnWG-E zu verabschieden, ließe die Vorschrift in der Fassung des Regierungsentwurfs offen, wie der Netzbetreiber die Betreiber von Fernwärme- und/oder Fernkältesystemen ermittelt, die keine KWK-Anlagen betreiben, also nicht an sein Netz angeschlossen sind. Womöglich wäre hier eine Konkretisierung sinnvoll, indem die Vorgabe nur auf solche Betreiber von Fernwärme- und/oder Fernkältesystemen Bezug nimmt, die eine KWK-Anlage betreiben. Außerdem stellt sich die Frage, wer mit welchem Aufwand für die jeweiligen Ermittlungen zuständig ist – der Netzbetreiber oder der Betreiber von Fernwärme- und/oder Fernkältesystemen – und welche Verbindlichkeiten damit verbunden sein könnten.

Die Erhebung sollte außerdem nicht „mindestens“ alle 4 Jahre durchzuführen sein, sondern sich konkret auf diesen Zeitraum beschränken, damit der Aufwand in Grenzen gehalten wird.

Es handelt sich hierbei um eine neue Anforderung des Gesetzgebers, die überdies lediglich für Verteilernetze, in denen auch Redispatch betrieben wird, sinnvoll erscheint.

Für den Fall der Beibehaltung des § 14 Abs. 3 EnWG-E, schlägt der BDEW folgende Änderung vor:

*Die Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen haben für ihr Netzgebiet in Zusammenarbeit mit den Betreibern von Fernwärme- und Fernkältesystemen ~~mindestens~~ alle vier Jahre das Potenzial der Fernwärme- und Fernkältesysteme für die Erbringung marktbezogener Maßnahmen nach § 13 Absatz 1 Nr. 2 EnWG zu bewerten, **sofern in den letzten drei Jahren in diesem Netzgebiet Maßnahmen nach §13 Absatz 1 angefordert wurden**. Dabei haben sie auch zu prüfen, ob die Nutzung des ermittelten Potenzials gegenüber anderen Lösungen unter Berücksichtigung der Zwecke des § 1 Absatz 1 vorzugswürdig wäre.*

## Themenpapier 5 – Regulierungsvorgaben für Kosten für das Engpassmanagement

Zu den Engpassmanagement-Kosten zählen nicht nur die Kosten zum Ausgleich der Abregelung gegenüber dem Anlagenbetreiber (energetischer, bilanzieller und finanzieller Ausgleich), sondern auch die Implementierungs- und Betriebskosten bei den Netzbetreibern. Bei den Verteilernetzbetreibern und auch bei den Übertragungsnetzbetreibern sind durch die neuen Redispatch 2.0 Prozesse wesentlich komplexere bzw. vollkommen neue Prozesse aufzubauen. Mit § 34 Abs. 15 ARegV ist bereits eine Übergangsregelung wirksam, die allerdings nur die Implementierungskosten bis zum 1. Oktober 2021 berücksichtigt. Danach, bis zum Ende der dritten Regulierungsperiode entstehende neue Betriebskosten (sowohl netzbetreiberindividuelle als auch kollektive Kosten im Rahmen von Connect+ für den nationalen Data Provider) können nach den derzeitigen Vorschriften nicht wiedererwirtschaftet werden. Der BDEW macht bereits hiermit geltend, dass im Rahmen der anstehenden ARegV-Novelle für diesen Zeitraum daher eine geeignete Übergangsregelung vorzusehen ist.

Offen ist nach wie vor auch, inwieweit berücksichtigt werden soll, dass die Kosten zur Behebung von Netzengpässen nicht vollständig durch den Netzbetreiber beeinflussbar sind, insbesondere wenn diese durch exogene Einflüsse hervorgerufen werden. Ebenfalls zu berücksichtigen ist, dass in der Hochspannungsebene die Kosten auch aufgrund des deutlich – aus nicht im Einflussbereich der Netzbetreiber liegenden Gründen – nachlaufenden Netzausbaus de facto nicht von den Netzbetreibern beeinflussbar sind.

Daher sollte der Grundsatz verankert werden, dass die wirtschaftlichen Auswirkungen des Anreizsystems in einem angemessenen Verhältnis zur Beeinflussbarkeit der Kosten für das Engpassmanagement stehen sollten, was sich letztlich in angemessener Begrenzung der Chancen/Risiken widerspiegelt.

Insbesondere die Übertragungsnetzbetreiber können im Übrigen nur durch gemeinsame Kooperation die Kosten des Engpassmanagements reduzieren.

Das im Rahmen des BMWi-Branchendialogs diskutierte Bonus/Malus-Modell für die Übertragungsnetzbetreiber hat als definiertes Ziel die Kosten für Engpassmanagement zuanzureizen. § 21a Abs. 5a EnWG sieht als grundsätzliches Ziel eine Verringerung der Kosten. Dies wird langfristig angestrebt, allerdings führt das diskutierte Anreizmodell und die jährlich zu ermittelnde Zielgröße der Engpassmanagementkosten nicht zwingend in jedem Jahr zu einer Kostenreduktion. Die Kosten für die Behebung von Netzengpässen wird durch exogene Faktoren beeinflusst, wie zum Beispiel die Öffnung der Grenzkuppelkapazität. Dies wurde in dem Anreizmodell berücksichtigt, sodass es durchaus zu einem Referenzwert kommen kann, welcher über den Ist-Kosten der Vorjahre liegt. Dies sollte direkt im § 21a Abs. 5 EnWG berücksichtigt werden.

Zur effizienten Umsetzung von Engpassmanagement werden im Übrigen bereits der Systemwechsel zum „Redispatch 2.0“ und die hierzu mit der BNetzA abgestimmten und von der Regulierungsbehörde in naher Zukunft festgelegten Regelungen und Prozesse einen essenziellen Beitrag leisten. Hierzu bedarf es einer fairen Kostenregelung mit einem angemessenen Chance-Risiko-Profil.

Mit Blick vor allem auf die notwendige und wichtige Zusammenarbeit der Netzbetreiber ist es sinnvoll, den Netzbetreibern zunächst die Möglichkeit einzuräumen, die Prozesse zu erlernen und die darin angelegten Mechanismen einzuspielen.

Mit Blick auf einen weiterhin hohen Investitionsbedarf in den Strom- und Gasnetzen muss die **Investitionsfähigkeit der Netzbetreiber** erhalten bleiben. Ein verlässlicher und auskömmlicher Regulierungsrahmen ist hierfür entscheidend. Eine nachträgliche Entwertung von bereits getätigten Investitionen könnte die Investitionsfähigkeit und -tätigkeit gefährden. So ist eine angemessene Eigenkapitalverzinsung unverzichtbar. Da der Netzausbau und die Optimierung der Netze notwendig sind für die Reduzierung von Engpässen, würden ohne auskömmliche Investitionsbedingungen auch die Bemühungen um die Verringerung von Redispatch ins Leere laufen (siehe hierzu auch BDEW Vorschlag zu § 21 EnWG). An dieser Stelle ist auch abermals zu differenzieren hinsichtlich der „fehlenden“ Abwägungsmöglichkeit der Netzbetreiber zwischen Netzausbau und Redispatch. Bei der Unterstellung einer „Wahlmöglichkeit“, die gesetzlich bis auf die Spitzenkappung nicht vorgesehen ist, wird der in der Praxis maßgebliche Zeitverzug zwischen EE-Zubau und dem insbesondere in der Hochspannung zwangsläufig nachteiligen Netzausbau ausgeblendet. Bei einer „Anreizsetzung“, die im Wesentlichen die Effizienzwerte der Netzbetreiber mit Redispatch-Maßnahmen verringert, droht eine Gefährdung der Energiewende durch Schlechterstellung derjenigen Verteilernetzbetreiber, die hohe Leistung und Mengen an EE-Erzeugung in die Netze integrieren. In dem Gesetzesentwurf ist unzureichend dargestellt, wie dieser Gefahr begegnet werden soll.

Soweit sodann in der ARegV dennoch etwaige Anreize gesetzt werden sollen, weist der BDEW bereits jetzt auf die Notwendigkeit ausreichender **Übergangsregelungen** hin. Eine Verschiebung auf die nächste Regulierungsperiode ist aus Sicht des BDEW mindestens notwendig und bereits mindestens in der Gesetzesbegründung zum EnWG zwingend zu berücksichtigen.

Der BDEW begrüßt, dass der zwangsläufige Charakter des nachlaufenden Netzausbaus, insbesondere auf der Hochspannungsebene, zum Ausbau der Erneuerbaren – und damit nicht Nicht-Beeinflussbarkeit - Berücksichtigung finden soll. In § 21 Abs. 6 EnWG-E soll die Bundesregierung ermächtigt werden, durch Rechtsverordnung mit Zustimmung des Bundesrates, „Regelungen zur angemessenen Berücksichtigung eines Zeitverzugs zwischen dem Anschluss von Anlagen nach dem Erneuerbaren-Energien-Gesetz und dem Ausbau der Verteilernetze im Effizienzvergleich“ und „Regelungen zur Referenzwertmittlung bezogen auf die Verringerung von Kosten für Engpassmanagement sowie zur näheren Ausgestaltung der Kostenbeteiligung der Netzbetreiber bei Über- und Unterschreitung dieser Referenzwerte“ zu treffen. Dies ist zeitlich und inhaltlich nicht ausreichend, da eine weitere Ausgestaltung dazu in der ARegV in dem vorliegenden Entwurf nicht vorgesehen ist und die Erweiterung der Festlegungsbefugnisse in § 54 Abs. 3 Nr. 3 EnWG-E lediglich die „Effizienzwertbereinigung zur angemessenen Berücksichtigung eines Zeitverzugs beim Ausbau der Verteilernetze“ adressiert.

Bei der in § 54 EnWG-E vorgesehenen Effizienzwertbereinigung könnte neben dem Zeitverzug auch eine Bereinigung der installierten Leistung genannt werden. Allerdings erscheint diese Bereinigung nur dann sinnvoll, wenn die Kostenposition gleichzeitig entsprechend der Diskussionen im BMWi Branchendialog dauerhaft als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten-Position verankert wird. Alternativ

dazu wäre eine Abbildung als volatile Kostenposition denkbar, wenn die wesentlichen Rahmenbedingungen bereits jetzt dafür festgelegt werden. Insbesondere muss dadurch erreicht werden, dass für die Verteilernetzbetreiber sowohl für den Zeitraum der Redispatch Neuregelungen ab Oktober 2021 als auch zum Beginn der nächsten Regulierungsperioden Klarheit geschaffen wird.

➤ **BDEW-Vorschlag**

Der BDEW schlägt eine entsprechende Anpassung des **§ 21a Abs. 5a EnWG-E** vor:

*(5a) Neben den Vorgaben nach Absatz 5 können auch Regelungen zur ~~Verringerung~~ **Beanreizung** von Kosten für das Engpassmanagement in den Elektrizitätsversorgungsnetzen und hierauf bezogene Referenzwerte vorgesehen werden. Referenzwerte können auf der Grundlage von Kosten für das Engpassmanagement ermittelt werden. Bei Unter- oder Überschreitung der Referenzwerte können auch die Obergrenzen zur Bestimmung der Netzzugangsentgelte für ein Energieversorgungsunternehmen angepasst werden. **Die Anpassung muss in einem angemessenen Verhältnis zur Beeinflussbarkeit der Kosten für das Engpassmanagement stehen und kann hierzu begrenzt werden.** Dabei können auch sollen gemeinsame Anreize für alle Übertragungsnetzbetreiber mit Regelzonenverantwortung vorgesehen werden, **soweit die Maßnahmen des Engpassmanagements gemeinsam beeinflussbar sind.** ~~und~~ Es können Vorgaben für eine Aufteilung der Abweichungen von einem Referenzwert erfolgen.*

In § 21a Abs. 6 EnWG-E sollte der Vorschlag für Nr. 12 ebenfalls wie folgt angepasst werden:

*12. Regelungen zur Referenzwertermittlung bezogen auf die ~~Verringerung~~ **Beanreizung** von Kosten für Engpassmanagement sowie zur näheren Ausgestaltung der Kostenbeteiligung der Betreiber von Übertragungsnetzen mit Regelzonenverantwortung bei Über- und Unterschreitung dieser Referenzwerte getroffen werden.*

Außerdem schlägt der BDEW die Einfügung eines neuen Absatzes 6 in § 11 ARegV sowie eine Übergangsregelung in § 34 Absatz 16 ARegV und eine Vorgabe zum Monitoring in § 33 Absatz 9 ARegV vor:

*„§ 11 Beeinflussbare und nicht beeinflussbare Kostenanteile*

**(6) Als volatile Kostenanteile im Strom gelten für Verteilernetzbetreiber Kosten für Entschädigungszahlungen an erneuerbare Erzeugungsanlagen (finanzieller Ausgleich), für den bilanziellen und energetischen Ausgleich sowie für die Ausgleichsenergie, die im Rahmen der Durchführung von Redispatchmaßnahmen anfallen. Einzelheiten der Behandlung von Kosten nach Satz 1 als volatile Kostenanteile legt die Bundesnetzagentur vor Beginn der Regulierungsperiode, erstmals für die 5. Regulierungsperiode, gemäß § 32 Absatz 1 Nr. 4c ARegV fest. Dabei stellt die Bundesnetzagentur insbesondere sicher**

1. **dass der strukturell nicht vermeidbare zeitliche Nachlauf des Netzausbaus im Vergleich zum Ausbau von Erneuerbaren Energien, insbesondere durch Einführung von sachgerecht zu definierenden Karenzzeiträumen sowie**
2. **die wetterabhängige Mengenvolatilität und**
3. **die preisseitige Heterogenität von Redispatchmaßnahmen, insbesondere durch Standardisierung von Preisen bereinigt werden.**

**Es ist ein jährlicher Abgleich der Ist-Kosten mit den in den Erlösobergrenzen in Ansatz gebrachten Plankosten vorzunehmen.**

#### § 32 Festlegungen oder Genehmigungen der Regulierungsbehörde

(1) Zur Verwirklichung eines effizienten Netzzugangs und der in § 1 Abs. 1 des Energiewirtschaftsgesetzes genannten Zwecke kann die Regulierungsbehörde Entscheidungen durch Festlegungen oder Genehmigungen nach § 29 Abs. 1 des Energiewirtschaftsgesetzes treffen

1. [...]

**4c. zu volatilen Kostenanteilen gemäß § 11 Absatz 6,**

[...]

#### § 34 Übergangsregelung

**(16) § 11 Absatz 6 findet Anwendung ab dem 1. Oktober 2024. Bis dahin gelten die in § 11 Absatz 6 Satz 1 genannten Kosten als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile. Bis zum Beginn der 5. Regulierungsperiode sind die in § 11 Absatz 6 Satz 1 genannten Kosten als volatile Kostenbestandteile zu behandeln, gehen aber nicht in den Effizienzvergleich ein.**

#### § 33 Evaluierung und Berichte der Bundesnetzagentur

**(9) Die Bundesnetzagentur wird die Entwicklung des Redispatch und der Kosten nach § 11 Absatz 6 Satz 1 in den Verteilnetzen monitoren. Sie wird die Ergebnisse des Monitorings rechtzeitig vor dem Basisjahr der 5. Regulierungsperiode veröffentlichen und konsultieren, spätestens bis zum 30 Juni 2024. Hierbei wird sie über eine einzuberufende Redispatch-Kommission die Einbindung der Verteilernetzbetreiber gewährleisten, um den adäquaten Ansatz der volatilen Kostenanteile für in § 11 Abs. 6 Satz 1 genannten Kosten und die Ausgestaltung der Bereinigungstatbestände des § 11 Absatz 6 sicherzustellen.“**

## Themenpapier 6 – Schutz von Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen

Aus Sicht des BDEW sollte mit Blick auf die zu veröffentlichenden Daten verstärkt auch auf eine sinnvolle Aggregation von Daten und die Erläuterung von Zusammenhängen geachtet werden. Es hat sich gezeigt, dass Letztverbraucher, Medien und Politik mehr Informationen über regulatorische Zusammenhänge, netzwirtschaftliche Entwicklungen und deren Ursachen benötigen. In diesem Bereich kann mehr Transparenz einen wichtigen Beitrag liefern.

Zielgenaue Ansätze für mehr Transparenz werden daher vom BDEW mitgetragen und unterstützt. Soweit im vorliegenden Regierungsentwurf gegenüber dem Referentenentwurf in § 23b Abs. 1 Nr. 8 EnWG-E allerdings die Beschränkung auf die Gliederungsebenen des HGB zusätzlich aufgehoben wurden, hätte diese zur Folge, dass alle Angaben, die die Regulierungsbehörde ggf. auch zukünftig in den Erhebungsbögen abfragt, egal in welcher Gliederungstiefe, per Gesetz zu veröffentlichen wären. Es bestehen seitens des BDEW Zweifel, ob dies tatsächlich gemeint und gewollt ist. Hier sollte zumindest der Stand des Referentenentwurfs beibehalten bleiben.

Im Übrigen müssen Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse mit Blick auf den Wettbewerb zwischen Netzbetreibern weiterhin geschützt werden.

### 1. Keine Wettbewerbsbeeinträchtigung

Das Ziel eines Datenbinnenmarktes darf nicht mit zu weitgehenden, unreflektierten Offenlegungspflichten verfolgt werden, die wiederum in zu schützende Bereiche eingreifen. Es muss vor der Veröffentlichung auch regulierungsrelevanter Daten der betroffenen Unternehmen die Frage gestellt werden, inwieweit die Zurverfügungstellung welcher Daten wem und wozu nutzt. Eine Veröffentlichung ist nur dann von Nutzen, wenn die entsprechenden Daten zuvor gezielt und unter Abwägung der Vorteile für den Adressaten und der Nachteile für den Netzbetreiber ausgewählt wurden.

In dieser Fragestellung ist zwingend zu beachten, dass sich die Netzbetreiber ungeachtet ihres natürlichen Monopols in nach- und vorgelagerten Märkten in einer wettbewerblichen Situation befinden, beispielsweise im Bereich der Beschaffung. Darüber hinaus befinden sich Netzbetreiber trotz ihres natürlichen Monopols in Bezug auf das Netzeigentum auch im Wettbewerb mit anderen Netzbetreibern. Dies betrifft mehrere Aspekte:

#### Effizienzwettbewerb:

Die Netzbetreiber unterliegen bis auf wenige Ausnahmen der Anreizregulierung. Zentrales Anliegen der Anreizregulierung ist, wie auch in der vorangegangenen Phase der Netzentgeltregulierung, die Simulation von Wettbewerbsbedingungen in natürlichen Monopolen. Dies erfolgt u.a. durch unternehmensspezifische Effizienzvorgaben und sektorale Produktivitätsvorgaben, wobei eine Orientierung an anderen Netzbetreibern erfolgt. Veränderungen bei den Kosten, der Effizienz, der Produktivität oder den Vergleichsparametern eines Netzbetreibers können wirtschaftliche Auswirkungen auf andere Netzbetreiber haben.

**Standortwettbewerb:**

Ein Netzbetreiber verfügt über ein natürliches Monopol in seinem Konzessionsgebiet bzw. in seiner Regelzone. Bei nicht ortsgebundenen Kunden können Netzentgelte und andere Kriterien (z.B. Netz Zuverlässigkeit) jedoch relevant für Standort- oder Investitionsentscheidungen sein.

**Konzessionswettbewerb:**

Der Inhaber der Wegenutzungsrechte unterliegt bestimmten Transparenzpflichten, die derzeit durch eine Novellierung des § 46 EnWG weiter konkretisiert werden. Bei der Konzessionsvergabe besteht häufig Wettbewerb zwischen dem aktuellen Eigentümer bzw. Betreiber des örtlichen Verteilernetzes und dessen Mitbewerbern um die Konzession: Netzbetreibern aus anderen Konzessionsgebieten oder anderen Sparten und Unternehmen, die noch nicht als Netzbetreiber tätig sind. Eine erhöhte Transparenz bei Netzbetreibern darf auch hier nicht wettbewerbsverzerrend sein.

Es besteht demzufolge aus mehreren Gründen ein schutzwürdiges Interesse von Netzbetreibern, ihre Stellung im Wettbewerb zu anderen Netzbetreibern nicht durch die Offenlegung von Daten zu verschlechtern oder die Stellung konkurrierender Netzbetreiber zu verbessern.

**2. Rechtlicher Schutz der Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse**

Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse sind entsprechend der geltenden rechtlichen Vorgaben zu schützen. Eine Verpflichtung zur Offenlegung von Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen würde insbesondere in die verfassungsrechtlich garantierte Berufsfreiheit (Art. 12 Abs. 1 GG) eingreifen, die unstrittig die Erwerbstätigkeit als juristische Person des Privatrechts umfasst<sup>1</sup>. Der Schutz der Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse der Strom- und Gasnetzbetreiber ist daneben in verschiedenen gesetzlichen Vorschriften wie u.a. §§ 29, 30 VwVfG und § 71 EnWG garantiert.

Was begrifflich überhaupt als Betriebs- und Geschäftsgeheimnis einzustufen und damit schützenswert ist, ist höchstrichterlich in zahlreichen Entscheidungen definiert worden<sup>2</sup>. So fasst das BVerfG unter Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen sämtliche auf ein Unternehmen bezogene Tatsachen, Umstände und Vorgänge, die nicht offenkundig, sondern nur einem begrenzten Personenkreis zugänglich sind und an deren Nichtverbreitung der Rechtsträger ein berechtigtes Interesse hat. Dies trifft im Falle von Netzbetreibern insbesondere auf Informationen zu, über die sich ggf. Rückschlüsse über die Ausbaustrategie, getätigte Investitionen und Ähnlichem ableiten lassen und auf weitere Angaben etwa zu Kosten, die dem Unternehmen für den Netzbetrieb entstehen und durch die die wirtschaftlichen Verhältnisse des Unternehmens maßgeblich bestimmt werden<sup>3</sup>.

---

<sup>1</sup> Vgl. zu Telekommunikationsnetzbetreibern: BVerfG, Beschluss v. 14. März.2006, 1 BvR 2087/03, 1 BvR 2111/03, juris-Rn. 76, 78 ff.

<sup>2</sup> Z.B. BVerfG, Beschluss v. 14. März 2006, Az. 1 BvR 2087/03, 1 BvR 2111/03, juris Rn. 87.

<sup>3</sup> Vgl. BGH, Beschluss v. 21. Januar 2014, EnVR 12/12, juris Rn. 77.

Ein berechtigtes Geheimhaltungsinteresse ergibt sich nicht zuletzt auch daraus, dass die Angaben, wie aufgezeigt, objektiv wettbewerbsrelevant sind. Soweit behauptet wird, dass Netzbetreiber als Monopolisten aufgrund fehlenden Wettbewerbs kein berechtigtes Interesse am Schutz von Geschäftsgeheimnissen haben könnten, wird verkannt, dass auch Netzbetreiber miteinander im Wettbewerb stehen (im Effizienzvergleich, bei Konzessionsvergaben, bei Kapitalgebern, Kunden, Lieferanten und Personal) und dass gerichtlich bereits mehrfach ausdrücklich bestätigt wurde, dass auch Netzbetreiber berechnigte Geheimhaltungsinteressen haben<sup>4</sup>. Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse müssen mit Blick auf den bestehenden Wettbewerb zwischen Netzbetreibern geschützt werden.

Der Katalog des § 31 Abs. 1 ARegV wird in § 23b des Entwurfs übernommen und zusätzlich erweitert. Es soll damit die vom BGH bislang gerügte fehlende gesetzliche Grundlage für den Eingriff in die Berufsfreiheit geschaffen werden. Zwar findet im Rahmen der gesetzlichen Begründung eine Güterabwägung statt. Diese erfolgt jedoch pauschaliert. Insbesondere ist „*das besonders hohe und schützenswerte Interesse der Allgemeinheit an einer effektiven Anreizregulierung, Kontrolle der Verwaltungsbehörden und Nachvollziehbarkeit ihrer Entscheidungen, insbesondere des Effizienzvergleichs*“ nicht näher erläutert. Wenn dem Interesse der Allgemeinheit an der Kontrolle und Nachvollziehbarkeit der behördlichen Entscheidungen eine derart hohe Bedeutung zugemessen wird, müssten grundsätzlich sämtliche Daten, die Verwaltungsentscheidungen zugrunde liegen, veröffentlicht werden. Genau das sehen die einschlägigen Verwaltungsvorschriften (§ 30 VwVfG) gerade nicht vor. Außerdem wird nicht bewertet, welche Wirkungen sich aus der Kumulation der zu veröffentlichenden Daten ergeben.

Gerade im Hinblick auf den Effizienzvergleich wird mit der Veröffentlichung das Wettbewerbsprinzip unterlaufen. Mit der Anreizregulierung sollen – als Regulativ zur monopolähnlichen Struktur im Netzbetrieb - auch „wettbewerbsähnliche Verhältnisse“ simuliert werden. Damit muss aber auch einem wesentlichen Aspekt des funktionierenden Wettbewerbs, nämlich dem **Geheimwettbewerb**, Rechnung getragen werden.

---

<sup>4</sup> Vgl. BGH, Beschluss v. 21. Januar 2014, EnVR 12/12, juris Rn. 76; ferner OLG Düsseldorf, Beschluss v. 14. März 2007, VI-3 Kart 289/06 (V).

**Themenpapier 7 – Regulierung reiner Wasserstoffnetze  
(vgl. anhängende gesonderte Stellungnahme)**

Berlin, 3. März 2021

BDEW Bundesverband  
der Energie- und  
Wasserwirtschaft e.V.  
Reinhardtstraße 32  
10117 Berlin  
[www.bdeW.de](http://www.bdeW.de)

## Stellungnahme

# Regelungen zu Wasserstoffnetzen

Gesetz zur Umsetzung unionsrechtlicher Vorgaben und zur Regelung reiner Wasserstoffnetze im Energiewirtschaftsrecht

Gesetzentwurf der Bundesregierung vom 10.02.2021

## Inhalt

<b>1. Zusammenfassung .....</b>	<b>3</b>
<b>2. Hintergrund .....</b>	<b>3</b>
<b>3. Generelle Bewertung der Regelungen zu Wasserstoffnetzen .....</b>	<b>4</b>
<b>4. Detaillierte Anmerkungen zu den Regelungen im Gesetzentwurf.....</b>	<b>6</b>
§ 1 Zweck und Ziele des Gesetzes .....	6
§ 3 Begriffsbestimmungen .....	6
§ 28j Anwendungsbereich der Regulierung von Wasserstoffnetzen.....	6
§ 28k Rechnungslegung und Buchführung.....	7
§ 28m Entflechtung .....	8
§ 28n Anschluss und Zugang zu den Wasserstoffnetzen, Verordnungsermächtigung .....	8
§ 28o Bedingungen und Entgelte für den Netzzugang, Verordnungsermächtigung .....	8
§ 28p Ad-hoc Prüfung der Bedarfsgerechtigkeit von Wasserstoffnetzinfrastrukturen.....	9
§ 28q Bericht zur erstmaligen Erstellung des Netzentwicklungsplans Wasserstoff .....	9
§ 43l Regelung zur Umrüstung von Erdgasleitungen auf Wasserstoffleitungen .	10
§ 49 Anforderungen an Energieanlagen .....	11
§ 112b Berichte des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie sowie der Bundesnetzagentur zur Evaluierung der Wasserstoffnetzregulierung.....	11
§ 113a Überleitung von Wegenutzungsrechten auf Wasserstoffleitungen .....	11
§ 113c Übergangsregelungen zu Sicherheitsanforderungen; Anzeigepflicht und Verfahren zur Prüfung von Umstellungsvorhaben .....	13

## 1. Zusammenfassung

Der BDEW begrüßt, dass die Bundesregierung einen Rechtsrahmen für den Aufbau und Betrieb von Wasserstoffnetzen schaffen will und damit einen zentralen Teil der künftigen Wasserstoffwirtschaft ins Auge fasst. Positiv ist, dass im Regierungsentwurf eine Reihe von Branchenvorschlägen aus der Konsultation des BMWi-Referentenentwurfs aufgegriffen wurden.

Nach wie vor unterstützt der BDEW einen zügigen Einstieg in die Regulierung von Wasserstoffnetzen, um zeitnah verlässliche Rahmenbedingungen für den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft zu schaffen. Die vorgesehenen Regelungen sind jedoch zu selektiv auf die Ermöglichung von Einzelprojekten durch die Umstellungen einzelner Gasleitungen und zu wenig auf eine umfassende Transformation ausgerichtet. In Summe sind die Regelungen für eine systematische Entwicklung der Wasserstoffnetzinfrastruktur, die Dekarbonisierung der Gasversorgung und damit die Erreichung der klimapolitischen Ziele perspektivisch nicht geeignet.

Die Grundentscheidung, dass Gasnetze und Wasserstoffnetze voneinander unabhängig geplant, reguliert und finanziert werden sollen, ist kritisch zu bewerten. Aus Sicht des BDEW wird damit die Chance vergeben, gesamtsystemisch den Aufbau des Wasserstoffnetzes und die Transformation der Gasnetze anzulegen und so die Dekarbonisierung volkswirtschaftlich zu optimieren. Alle Gasnetzkunden sollen die Möglichkeit haben, an dieser Transformation zu partizipieren. Hierfür ist die Behandlung des Wasserstoffs als Gas im Sinne des EnWG der richtige Weg.

Weiterhin fehlt ein integrierter Ansatz, der alle Netzbetreiber erfasst und in der Folge eine übergreifende Netzplanung (Wasserstoff, Gas, Strom) ermöglicht. Durch die noch ausstehenden Verordnungen zum verhandelten Netzzugang und zur Kalkulation der Netzkosten und durch die Beschränkung auf Übergangsregelungen fehlt letztlich auch die für Investitionsentscheidungen notwendige Planbarkeit und Verbindlichkeit.

Der Gesetzentwurf sieht vor, über Verordnungen die Netzzugangsbedingungen (H2NZV) und die Kosten und Entgelte der Wasserstoffnetze (H2NEV) zu regeln. Um möglichst schnell Rechtssicherheit für Investitionen zu erreichen, sollten die Verordnungen noch in der laufenden Legislaturperiode mit der Branche konsultiert und beschlossen werden.

## 2. Hintergrund

Die Bundesregierung will mit dem am 10. Februar 2021 beschlossenen „Entwurf eines Gesetzes zur Umsetzung unionsrechtlicher Vorgaben und zur Regelung reiner Wasserstoffnetze im Energiewirtschaftsrecht“ erste regulierungsrechtliche Grundlagen für eine

Wasserstoffnetzinfrastruktur schaffen.<sup>1</sup> Der Regierungsentwurf basiert auf einem Eckpunkte-papier des Bundeswirtschaftsministeriums (BMWi) und einem BMWi-Referentenentwurf.<sup>2</sup> Zu diesen beiden Dokumenten hatte der BDEW am 27. Januar 2021 eine Stellungnahme abgegeben.<sup>3</sup>

Nachfolgend werden die im Gesetzentwurf enthaltenen Regelungen für Wasserstoffnetze bewertet und konkrete Anpassungsvorschläge unterbreitet. Zu den weiteren Inhalten des Gesetzespakets nimmt der BDEW gesondert Stellung.

### **3. Generelle Bewertung der Regelungen zu Wasserstoffnetzen**

Deutschland hat das Ziel, bis 2050 treibhausgasneutral zu sein. Dazu müssen die Klimaschutz-Potenziale in allen Sektoren genutzt werden, neben Stromversorgung, Industrie und Verkehr insbesondere auch im Wärmesektor. Wasserstoff kommt eine Schlüsselrolle bei der Energiewende zu und wird zu einem zentralen Bestandteil der Dekarbonisierungsstrategie.<sup>4</sup>

Deutschland verfügt über die größten Gasspeicherkapazitäten in Europa und 555.700 Kilometer Gasleitungen. Diese Infrastrukturen können künftig auch für klimaneutrale Gase und Wasserstoff genutzt werden – ein wichtiger Baustein für den Aufbau eines Wasserstoffmarktes und zur Erreichung der klimapolitischen Ziele. Dabei geht es nicht nur darum, einzelne Leitungen aus dem Gasnetz herauszulösen und auf den Transport von Wasserstoff umzurüsten. Ebenso kann durch die Beimischung von Wasserstoff in Gasnetze ein substanzieller Beitrag zur zügigen Dekarbonisierung der Gasversorgung geleistet werden. Notwendig ist deshalb eine integrierte Betrachtung mit Fokus auf die Erreichung der klimapolitischen Ziele.

Für die Wasserstoffnetzinfrastruktur und die Umstellung von Gasleitungen auf Wasserstoff müssen rechtliche und regulatorische Rahmenbedingungen geschaffen werden. Aus Sicht des BDEW ist der etablierte Regulierungsrahmen Gas auf Wasserstoffnetze zügig übertragbar und

---

<sup>1</sup> vgl. [Bundesrat-Drucksache 165/21](#)

<sup>2</sup> vgl. [BMW-Referentenentwurf](#) vom 22.01.2021

<sup>3</sup> vgl. [BDEW-Stellungnahme](#) zur Regulierung reiner Wasserstoffnetze vom 27.01.2021

<sup>4</sup> vgl. [Nationale Wasserstoffstrategie](#)

schaftt Verlässlichkeit und Planbarkeit für alle.<sup>5</sup> Durch die nun verankerte Trennung zwischen Wasserstoff und Gas wird die Chance vergeben, die Dekarbonisierung der Energieversorgung gesamtsystemisch voranzutreiben und den Aufbau des Wasserstoffnetzes und die Transformation der Gasnetze volkswirtschaftlich zu optimieren. Notwendig ist eine ganzheitliche Infrastrukturentwicklung im Verteil- und Fernleitungsnetz mit einem funktionsfähigen, zukunftsorientierten Wasserstoffmarkt, der die Breite der Sektoren und damit insbesondere auch den Wärmemarkt adressiert. Die Behandlung von Wasserstoff als Gas im Sinne des EnWG wäre die Basis für eine solche integrierte Betrachtung.

Offen ist aus Sicht des BDEW auch immer noch die Frage einer nachhaltigen und zukunftsfähigen Finanzierung. Der BDEW teilt nicht die Auffassung des BMWi, dass eine gemeinsame Finanzierung von Wasserstoff- und Gas-Netzinfrastrukturen unionsrechtlich nicht zulässig sei. Unter der Voraussetzung, dass Erdgas perspektivisch durch klimaneutrale Gase (u.a. Wasserstoff) ersetzt wird, kann eine integrierte Marktbetrachtung und eine gemeinsame Finanzierung bei gleichzeitiger Inanspruchnahme der Wasserstoff- und Gas-Netzinfrastrukturen sowohl den Wasserstoffverbrauchern als auch den Gasverbrauchern gleichsam nutzen. Eine gemeinsame Finanzierung wäre alternativ auch durch eine Umlage, vergleichbar der Markttraumumstellungs- oder der Biogasumlage, zulässig und möglich.

In diesem Zusammenhang bedarf es außerdem klarer Regelungen bezüglich der Kosten der Ertüchtigung der Gasnetze für die verstärkte Nutzung klimaneutraler Gase („H2-Readiness“), eine Benachteiligung im Effizienzvergleich ist zu vermeiden.

Die vorliegenden Regelungen sind in Summe nicht ausreichend, um einen verlässlichen Rahmen für eine systematische Entwicklung einer Wasserstoffnetzinfrastruktur als wichtigem Baustein der Dekarbonisierungsstrategie zu schaffen. Es wird lediglich ein kurzfristiges Szenario mit einzelnen Leitungen zu wenigen Großabnehmern abgebildet.

Der BDEW schlägt zur Vermeidung von Regelungslücken und Planungsunsicherheit vor, dass noch in der laufenden Legislaturperiode die angekündigten Verordnungen zu Netzzugangsbedingungen und zur Kostenkalkulation bei Wasserstoffnetzen konsultiert und beschlossen werden. Dabei ist die grundsätzliche Herangehensweise, den Gesetzesentwurf zu den Wasserstoffregelungen schnell umzusetzen, auch noch einmal positiv hervorzuheben.

---

<sup>5</sup> vgl. [BDEW Roadmap Gas](#) und [BDEW-Stellungnahme zur BNetzA-Marktkonsultation](#)

## 4. Detaillierte Anmerkungen zu den Regelungen im Gesetzentwurf

### § 1 Zweck und Ziele des Gesetzes

Die Aufnahme von Wasserstoff in Zweck und Ziel des EnWG ist grundsätzlich positiv, da damit Regelungslücken vermieden werden können. Wenn Wasserstoff wie u.a. auch vom BDEW vorgeschlagen, unter der Gasdefinition subsumiert würde, wäre diese Ergänzung entbehrlich.

### § 3 Begriffsbestimmungen

Die Berücksichtigung von Wasserstoff in den EnWG-Begriffsbestimmungen (Nr. 10b, 10c, 14, 16, 21, 39a und 39b) ist zielführend. Der BDEW begrüßt, dass mehrere Anpassungsvorschläge aus der Verbändekonsultation des Referentenentwurfs aufgegriffen wurden, u.a. die Aufnahme der Verteilung in die Definition der Wasserstoffnetzbetreiber (Nr. 10b).

Die Aufnahme von Wasserstoff in die Begriffsbestimmung für Energie (Nr. 14) könnte eine Separierung der Energieträger Gas und Wasserstoff verankern. Unter der Prämisse, dass Erdgas perspektivisch durch klimaneutrale Gase (u.a. Wasserstoff) ersetzt wird, sollte Wasserstoff aus Sicht des BDEW unter dem Gasbegriff (Nr. 19a) subsumiert werden (vgl. auch Abschnitt 3).

Der durch Wasserelektrolyse erzeugte Wasserstoff fällt bereits jetzt unter den Gasbegriff des EnWG. Diese Technologiebindung ist unpraktikabel und sollte durch eine technologieneutrale Begriffsbestimmung ersetzt werden.

#### ➤ BDEW-Vorschlag

**§ 3 Nr. 19a EnWG (Begriffsbestimmung „Gas“)** sollte wie folgt geändert werden:

*„Erdgas, Biogas, Flüssiggas im Rahmen der §§ 4 und 49 sowie, wenn sie in ein Gasversorgungsnetz eingespeist werden, Wasserstoff, ~~der durch Wasserelektrolyse erzeugt worden ist~~, und synthetisch erzeugtes Methan, ~~das durch wasserelektrolytisch erzeugten Wasserstoff und anschließende Methanisierung hergestellt worden ist,~~“*

### § 28j Anwendungsbereich der Regulierung von Wasserstoffnetzen

Es ist positiv, dass den Betreibern von Wasserstoffnetzen ein Wahlrecht eingeräumt wird, ob sie sich der Regulierung (§§ 28k bis 28q) unterwerfen. Für die Bewertung und Entscheidung sollte jedoch die weitere Ausgestaltung der Regulierung bekannt sein.

### ➤ **BDEW-Vorschlag**

**Das Bundeswirtschaftsministerium sollte noch in der laufenden Legislaturperiode die Verordnungsentwürfe gemäß § 28n Abs. 4 (H2NZV) und § 28o Abs. 2 (H2NEV) vorlegen und mit der Branche in einem angemessenen Zeitrahmen konsultieren.**

Mit § 28j Absätze 1 und 2 wird definiert, welche Regelungen für wen Anwendung finden:

- **Regulierte Wasserstoffnetzbetreiber:**  
Anwendung § 28j, §§ 43-48 (Teil 5 EnWG), §§ 113a-c sowie die §§ 28k-q nach Abgabe einer Erklärung nach Absatz 3 und erstmaliger positiver Bedarfsprüfung nach § 28p;
- **Unregulierte Wasserstoffnetzbetreiber:**  
Anwendung § 28j, §§ 43-48 (Teil 5 EnWG), §§ 113a-c;
- **Wasserstoffnetze außerhalb des EnWG:**  
keine Anwendung EnWG, sofern § 3 Nr. 39a nicht erfüllt ist („Netz ... das von der Dimensionierung nicht von vornherein nur auf die Versorgung bestimmter, schon bei der Netzerrichtung feststehender oder bestimmbarer Kunden ausgelegt ist“);
- **Betreiber von Wasserstoffspeicheranlagen:**  
Anwendung § 28n;

Die **Abgrenzung zwischen unregulierten Wasserstoffnetzen und Wasserstoffnetzen außerhalb des EnWG ist nicht eindeutig** und es bleibt unklar, wie private Wasserstoffnetze in den Geltungsbereich des EnWG überführt werden können. Mit zunehmenden Markthochlauf von Wasserstoff könnte hierzu Regelungsbedarf entstehen.

Für **Betreiber von Wasserstoffspeicheranlagen** wird **keine Wahloption** eingeräumt, diese müssen in jedem Fall Dritten den Anschluss und verhandelten Zugang gewähren. Dies ist eine **Schlechterstellung** im Vergleich zu Betreibern von Wasserstoffnetzen und auch im Vergleich zum Zugang zu Gasspeicheranlagen (§ 28 EnWG).

Positiv ist die **Kooperationsverpflichtung in § 28j Absatz 4 EnWG-E** für regulierte und unregulierte Wasserstoffnetzbetreiber, um effiziente Branchenlösungen zu ermöglichen. Der BDEW ist bereit, analog zu Gas eine Plattform für die Zusammenarbeit bereitzustellen.

### **§ 28k Rechnungslegung und Buchführung**

§ 28k EnWG-E schreibt für regulierte Betreiber von Wasserstoffnetzen eine getrennte Rechnungslegung und Buchführung vor und orientiert sich dabei an § 6b Abs. 1 und 3 EnWG. Mit § 28k Abs. 2 EnWG-E wird eine **Querfinanzierung** mit anderen Tätigkeiten **ausgeschlossen**.

Der BDEW teilt nicht die Auffassung, dass eine gemeinsame Finanzierung von Wasserstoff- und Gasinfrastrukturen unionsrechtlich nicht zulässig ist. Unter der Voraussetzung, dass

Erdgas zu großen Teilen perspektivisch durch Wasserstoff ersetzt wird, kann eine integrierte Marktbetrachtung und eine gemeinsame Finanzierung bei gleichzeitiger Inanspruchnahme der Wasserstoff- und Gasinfrastrukturen sowohl den Wasserstoffverbrauchern als auch den Gasverbrauchern nutzen (vgl. Abschnitt 3).

## § 28m Entflechtung

Die Regelungen in § 28m EnWG-E zur Entflechtung der regulierten Betreiber von Wasserstoffnetzen sind konsistent und entsprechen weitgehend den Vorgaben für Gas- und Stromnetze. Es ist positiv, dass auf eine unverhältnismäßige rechtliche Entflechtung verzichtet wird.

## § 28n Anschluss und Zugang zu den Wasserstoffnetzen, Verordnungsermächtigung

Mit § 28n EnWG-E werden regulierte Wasserstoffnetzbetreiber zu diskriminierungsfreiem Anschluss und Zugang Dritter zu ihren Netzen verpflichtet. In einer Verordnung (H2NZV) können Vorschriften zu Bedingungen für den Anschluss und Zugang und zu diesbezüglichen Kompetenzen der Regulierungsbehörde erlassen werden.

### ➤ **BDEW-Vorschlag**

**Zur Vermeidung von Regelungslücken und Planungsunsicherheit sollte das Bundeswirtschaftsministerium noch in der laufenden Legislaturperiode einen Verordnungsentwurf zur H2NZV vorlegen und mit der Branche in einem angemessenen Zeitrahmen konsultieren.**

Weiterhin ist die Formulierung des **§ 28n Abs. 4 Nr. 1 EnWG-E** unvollständig und sollte wie folgt geändert werden:

*„1. Vorschriften über die technischen und wirtschaftlichen Bedingungen für den Anschluss und Zugang zu den Wasserstoffnetzen ~~die~~ **einschließlich der** Regelungen zum Ausgleich des Wasserstoffnetzes zu erlassen und“*

## § 28o Bedingungen und Entgelte für den Netzzugang, Verordnungsermächtigung

§ 28o EnWG-E definiert für regulierte Wasserstoffnetzbetreiber die Grundsätze zur Netzentgeltbestimmung; zur Ausgestaltung der Methoden zur Ermittlung der Kosten und Entgelte sowie zur Datenerhebung kann eine Verordnung (H2NEV) erlassen werden.

➤ **BDEW-Vorschlag**

Zur Vermeidung von Regelungslücken und Planungsunsicherheit sollte das Bundeswirtschaftsministerium noch in der laufenden Legislaturperiode einen Verordnungsentwurf zur H2NEV vorlegen und mit der Branche in einem angemessenen Zeitrahmen konsultieren.

Mit § 28o Abs. 1 Satz 5 EnWG-E wird anders als bei Strom- und Gasnetzen die **Kostenprüfung bei regulierten Wasserstoffnetzbetreibern ausschließlich der BNetzA zugeordnet**, die Landesregulierungsbehörden bleiben außen vor. Während für Netzzugangsbedingungen (§ 28n EnWG-E), die Prüfung der Bedarfsgerechtigkeit (§ 28p EnWG-E) oder die Netzentwicklungsplanung (§ 28q EnWG-E) eine bundeseinheitliche Regulierungspraxis sinnvoll erscheint, sollte bei der Kostenprüfung die bestehende **Kompetenzverteilung zwischen BNetzA und Landesregulierungsbehörden beibehalten** werden.

➤ **BDEW-Vorschlag**

§ 28o Abs. 1 Satz 5 EnWG-E sollte wie folgt geändert werden:

„Die Kosten nach Satz 3 werden durch die ~~Bundesnetzagentur~~ **Regulierungsbehörde** nach § 29 Absatz 1 festgelegt oder genehmigt.“

§ 54 Abs. 2 Satz 1 EnWG-E sollte wie folgt ergänzt werden:

„**13. die Genehmigung der Kosten nach § 28o,**“

### § 28p Ad-hoc Prüfung der Bedarfsgerechtigkeit von Wasserstoffnetzinfrastrukturen

Gemäß § 28p EnWG-E soll die BNetzA bei regulierten Wasserstoffnetzbetreibern die Bedarfsgerechtigkeit der Wasserstoffnetzinfrastrukturen prüfen und darüber innerhalb von vier Monaten entscheiden. Es ist positiv, dass in § 28p Abs. 5 EnWG eine Genehmigungsfiktion nach Fristablauf verankert wurde, wobei die BNetzA durch Anforderung ergänzender Unterlagen ihre Genehmigungsfrist beliebig verlängern kann. Der Zeitraum der Bedarfsprüfung gemäß § 28p Abs. 5 ist mit vier Monaten jedoch zu lang, insbesondere, weil er mit der Nachforderung von Unterlagen verlängert werden kann. Deshalb sollte die Frist **auf drei Monate verkürzt** und klargestellt werden, dass lediglich die Zeit, die ein Antragsteller benötigt, um nachgeforderte Unterlagen beizubringen, die Frist verlängert.

### § 28q Bericht zur erstmaligen Erstellung des Netzentwicklungsplans Wasserstoff

Die regulierten Betreiber von Wasserstoffnetzen haben gemäß § 28q Abs. 1 Satz 1 EnWG-E der BNetzA zum 1. April 2022 einen „**Bericht zum aktuellen Ausbaustand des Wasserstoffnetzes und zur Entwicklung einer zukünftigen Netzplanung Wasserstoff mit dem Zieljahr 2035**“

vorzulegen. Unregulierte Wasserstoffnetzbetreiber sind gemäß § 28q Abs. 1 Satz 2 EnWG-E verpflichtet, die zur Erstellung des Berichts erforderlichen Informationen bereitzustellen.

Somit würden nur jene **Wasserstoffnetzbetreiber zur Berichterstellung verpflichtet** sein, die sich **nach Inkrafttreten** des EnWG-E für die Regulierung entschieden haben (Opt-In), die **Erklärung nach § 28j Abs. 3 EnWG-E** abgegeben haben und für die eine **erste positive Bedarfsprüfung** der BNetzA nach § 28p EnWG-E vorliegt. Darüber hinaus wurde abweichend von vergleichbaren Berichtspflichten (z.B. § 15a EnWG Netzentwicklungsplan der Fernleitungsnetzbetreiber) in § 28q EnWG-E offengelassen, ob es einen **gemeinsamen Bericht oder jeweils Einzelberichte** der regulierten Wasserstoffnetzbetreiber geben soll. Mit Blick auf das laufende Gesetzgebungsverfahren, die anschließenden Verfahrensschritte und die notwendige Vorlaufzeit zur Erstellung des Berichts ist auf diesem Weg **kein aussagekräftiger Bericht zu erwarten**.

➤ **BDEW-Vorschlag**

**Für einen aussagekräftigen Bericht sollten die relevanten Gasnetzbetreiber (FNB und VNB) verpflichtet werden, einen gemeinsamen Bericht unter Einbindung der Wasserstoffnetzbetreiber vorzulegen.**

**Zeitlich wäre eine parallele Erarbeitung des Berichts nach § 28q EnWG-E mit dem NEP Gas 2022-2032 nicht zielführend, da der Bericht maßgeblich auf den Ergebnissen des NEP Gas-Prozesses aufbauen und die Ergebnisse bis zum Referenzjahr 2035 fortleiten muss. Auch um eine entsprechende Konsultation der Marktteilnehmer zu ermöglichen, sollte der Bericht nach § 28q Abs. 1 Satz 1 EnWG-E erst drei Monate nach Vorlage des NEP Gas, erstmals im Jahr 2022, vorgelegt werden müssen.**

Gemäß **§ 28q Abs. 4 EnWG-E** kann die BNetzA nähere **Bestimmungen zu Inhalt und Verfahren der Erstellung des Netzentwicklungsplans Wasserstoff** treffen. Für diese Festlegungskompetenz fehlt jedoch die Rechtsgrundlage, da gemäß **§ 28q Abs. 3 EnWG-E** die BNetzA zunächst **Empfehlungen für die rechtliche Implementierung eines verbindlichen Netzentwicklungsplans Wasserstoff** erstellen soll. Erst auf dieser Basis kann eine gesetzliche Verpflichtung zum NEP Wasserstoff und eine Festlegungskompetenz für die BNetzA erlassen werden. Dabei sollten dann auch Ausbaupflichten und deren regulatorische Berücksichtigung geregelt werden.

➤ **BDEW-Vorschlag**

**§ 28q Abs. 4 EnWG-E ist zu streichen.**

## **§ 43I Regelung zur Umrüstung von Erdgasleitungen auf Wasserstoffleitungen**

Es ist positiv, dass mit § 43I EnWG-E **behördliche Zulassungen und Genehmigungen für Gasinfrastrukturen auch bei Umrüstung auf Wasserstoff** fortgelten.

## § 49 Anforderungen an Energieanlagen

Mit der vorgesehenen Änderung in **§ 49 Abs. 2 Nr. 2 EnWG-E** werden die **Sicherheitsanforderungen** an Energieanlagen auch auf Anlagen zur Erzeugung, Fortleitung und Abgabe von Wasserstoff ausgedehnt. Gemäß **§ 113c Abs. 2 EnWG-E** sind von regulierten und unregulierten Wasserstoffnetzbetreibern die § 49 Abs. 1 und 2 EnWG-E bis zum Erlass von technischen Regeln für Wasserstoffanlagen entsprechend anzuwenden.

## § 112b Berichte des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie sowie der Bundesnetzagentur zur Evaluierung der Wasserstoffnetzregulierung

Der BDEW begrüßt, dass das **BMWi** gemäß **§ 112b Abs. 1 EnWG-E** bis zum 30. Juni 2022 ein **Konzept zum weiteren Aufbau des deutschen Wasserstoffnetzes** erstellen und veröffentlichen. Das Konzept muss dazu genutzt werden, um gesamtsystemisch den Aufbau des Wasserstoffnetzes und die Transformation der Gasnetze anzulegen und so die Dekarbonisierung volkswirtschaftlich zu optimieren. Das BMWi-Konzept sollte zudem auf den Erkenntnissen aus dem NEP Gas 2022-32 und dem Bericht nach § 28q EnWG-E aufbauen (vgl. Anmerkung zu § 28q EnWG-E). Deshalb sollte die Erstellung des BMWi-Konzepts bis Ende 2022 erfolgen.

### ➤ **BDEW-Vorschlag**

**§ 112b Abs. 1 Satz 1 EnWG-E** sollte wie folgt geändert werden:

*„Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie veröffentlicht bis zum ~~30. Juni~~ **31. Dezember** 2022 ein Konzept zum weiteren Aufbau des deutschen Wasserstoffnetzes.“*

Die **BNetzA** soll gemäß **§ 112b Abs. 2 EnWG-E** bis zum **30. Juni 2025** der Bundesregierung einen **Evaluierungsbericht** über die Erfahrungen und Ergebnisse mit der Regulierung von Wasserstoffnetzen sowie Vorschlägen zu deren weiterer Ausgestaltung vorlegen.

### ➤ **BDEW-Vorschlag**

**Aus Sicht des BDEW sollte der BNetzA-Evaluierungsbericht deutlich früher vorgelegt werden, um die Empfehlungen bei der Umsetzung neuer EU-Vorgaben berücksichtigen zu können. Weiterhin soll die BNetzA im Bericht auch „auf die Erreichung der klimapolitischen Ziele“ eingehen.**

## § 113a Überleitung von Wegenutzungsrechten auf Wasserstoffleitungen

§ 113a EnWG-E regelt für regulierte und unregulierte Wasserstoffnetzbetreiber die Weitergeltung der Wegenutzungsverträge und Gestattungsverträge/Dienstbarkeiten bei der Umrüstung

von Gasleitungen auf Wasserstoff. Dies wird vom BDEW grundsätzlich unterstützt. Positiv hervorzuheben ist, dass sich bestehende Wegenutzungsverträge nun auch auf den Neubau von Wasserstoffleitungen erstrecken.

Die Regelung des **§ 113a Abs. 2 Satz 1 EnWG-E** ist grundsätzlich zu begrüßen, es könnte noch eine Klarstellung sinnvoll sein, dass die Wegenutzungsverträge für Gasleitungen einschließlich Fernwirkleitungen zur Netzsteuerung und Zubehör **auch** für Wasserstoffleitungen gelten.

➤ **BDEW-Vorschlag**

**§ 113a Abs. 2 Satz 1 EnWG-E** sollte folgendermaßen formuliert werden:

*„Solange zugunsten der Betreiber von Energieversorgungsnetzen Wegenutzungsverträge im Sinne des § 46 für Gasleitungen **einschließlich Fernwirkleitungen zur Netzsteuerung und Zubehör** bestehen, gelten diese **auch** für Transport und Verteilung von Wasserstoff bis zum Ende ihrer vereinbarten Laufzeit fort.“*

Mit **§ 113a Abs. 2 Satz 2 EnWG-E** wird vorgegeben, dass die Höchstbeträge für Konzessionsabgaben bei Gas entsprechend auf Wasserstoffnetze anzuwenden sind. Mit der Fortgeltung der Wegenutzungsverträge sollten die vertraglich vereinbarten Entgelte auch nach der Umstellung auf Wasserstoff gelten. Da diese Entgelte unterhalb der KAV-Höchstbeträge liegen können, ist die Vorgabe in Satz 2 unnötig und missverständlich, da sie als Festschreibung der Gas-Höchstsätze für Wasserstoff, damit einer wettbewerblichen Benachteiligung und Eingriff in die Regelungskompetenz von Gemeinden interpretiert werden könnte. Für einen Neuabschluss von Wegenutzungsverträgen ist Satz 2 aufgrund der Vorgaben in § 113a Abs. 3 ebenfalls unnötig.

➤ **BDEW-Vorschlag**

**§ 113a Abs. 2 Satz 2 EnWG-E** ist zu streichen.

Wenn kein Wegenutzungsvertrag für Gasleitungen besteht (z.B. nach Ende Vertragslaufzeit, Neubau H<sub>2</sub>-Leitung durch Netzbetreiber ohne Gas-Wegenutzungsvertrag), sollen gemäß **§ 113a Abs. 3 EnWG-E** die Betreiber des Wasserstoffnetzes mit den Gemeinden Wegenutzungsverträge nach § 46 abschließen können. Die Formulierungen sind jedoch missverständlich und sollten durch einen generellen Verweis auf die etablierten §§ 46 – 48 EnWG ersetzt werden.

➤ **BDEW-Vorschlag**

**§ 113a Abs. 3 EnWG-E** sollte folgendermaßen formuliert werden:

*„**Für die Gestattung von Wegerechten zur Nutzung öffentlicher Verkehrswege der Gemeinden zur Verlegung und Betrieb von Leitungen, die zu einem Wasserstoffnetz nach § 3 Nr. 39a gehören, gelten die §§ 46 bis 48 entsprechend.**“*

## § 113c Übergangsregelungen zu Sicherheitsanforderungen; Anzeigepflicht und Verfahren zur Prüfung von Umstellungsvorhaben

§ 113c EnWG-E verpflichtet regulierte und unregulierte Wasserstoffnetzbetreiber zur Einhaltung der Sicherheitsanforderungen des DVGW-Regelwerks und der Gashochdruckleitungsverordnung (bei Wasserstoffleitungen > 16 bar). Die Umrüstung einer Gasleitung auf Wasserstoff ist der zuständigen Behörde vorab anzuzeigen und eine gutachterliche Äußerung eines Sachverständigen beizufügen.

Gemäß DVGW-Regelwerk ist nur im Hochdruckbereich ab 16 bar eine gutachterliche Äußerung eines Sachverständigen beizubringen. Bei entsprechender Anwendung des DVGW-Regelwerks nach Absatz 2 sollte i.d.R. der **Nachweis eines Sachkundigen** ausreichen.

### ➤ **BDEW-Vorschlag**

§ 113c Abs. 3 Satz 2 EnWG-E sollte wie folgt geändert werden:

*„Der Anzeige ist die gutachterliche Äußerung eines Sachverständigen, **soweit nach Absatz 2 vorgesehen**, beizufügen, aus der hervorgeht, dass die angegebene Beschaffenheit der genutzten Leitung den Anforderungen des § 49 Absatz 1 entspricht.“*

## Themenpapier 8 – Rechnungen und Energielieferverträge, §§ 40 bis 41d EnWG-E

Der Kabinettsentwurf beschreibt bezüglich Rechnungen und Energielieferverträgen mehrere Regelungen, die für Energievertriebe und auch für die IT-Abteilungen und die Fachbereiche (insbesondere Abrechnungsabteilung) der Energieversorger hohen zusätzlichen Aufwand bedeuten. IT-Anpassungen müssen nicht nur in den Abrechnungssystemen, sondern auch in den weiterführenden Systemen der Druckformularsteuerung (Outputmanagementsysteme) sowie Statistiksystemen programmiert und anschließend von den Fachbereichen getestet werden.

Unabhängig davon wird durch verschiedene Regelungen die Komplexität der Kundenkommunikation erhöht. Die Vielzahl der Informationen an Energiekunden (gesetzlich verpflichtend oder auch unternehmensindividuell) stellt die Unternehmen jedoch schon jetzt vor die schwierige Aufgabe, ihre Kundenkommunikation trotz der Informationsfülle transparent und in der Erstellung wirtschaftlich zu gestalten. Andererseits ist die Kundenkommunikation im Wettbewerb nicht nur ein wesentliches Instrument der Kundenbindung, sondern dient auch der Unterscheidung vom Wettbewerber. Der BDEW bewertet daher die Regelungen, die in der Kundenkommunikation zusätzliche Informationen vorgeben (zum Beispiel § 40 Abs. 3 EnWG-E und § 40b EnWG-E), kritisch. Dies betrifft sowohl Inhalte als auch die Häufigkeit von Kundeninformationen. Wir befürchten, dass die zusätzlichen Vorgaben eher dazu führen, dass wesentliche Informationen untergehen und nicht entsprechend vom Verbraucher wahrgenommen werden. Eine Verpflichtung, allen Verbrauchern ohne Anbindung an ein intelligentes Messsystem kostenfrei unterjährige Abrechnungsinformationen zur Verfügung zu stellen, ist kein geeignetes Instrument notwendiger Klarheit in der Kundenkommunikation, geht in seiner Pauschalität zudem am individuellen Bedarf der Kunden vorbei und erhöht administrative Kosten für alle Kunden.

Durch die Erforderlichkeit einer generellen Textform bei Vertragsabschlüssen (§ 41b Abs.1 EnWG-E) werden Energieversorgungsunternehmen gegenüber anderen Branchen besonders benachteiligt, da der telefonische Vertragsabschluss als Vertriebskanal wegfällt und sich darüber hinaus die Anforderungen für Online-Vertragsabschlüsse auf Webseiten, Vergleichsportalen etc. erheblich erhöhen. Die Einführung der Textform für Energielieferverträge ist zudem unionsrechtlich nicht geboten.

Bei der Umsetzung der Regelungen zu dynamischen Tarifen (§ 41a Abs. 1 EnWG-E) sollte darauf geachtet werden, dass hierbei keine zu hohen Erwartungen seitens des Kunden geweckt werden. Die Spielräume für eine Ersparnis der Kunden mit derartigen Tarifen sind derzeit durch die hohe Belastung des Strompreises mit staatlich induzierten Preisbestandteilen sehr gering. Zudem sollten hier ggf. Einschränkungen möglich sein, z.B. dass dynamische Tarife nur für Stromlieferungen ohne (unterbrechbaren oder steuerbaren) Heizstrom angeboten werden, da ansonsten erhebliche Risiken auf die Kunden zukommen können. Für Unternehmen nur mit Heizstrom und Kundenanzahl > 200.000 sollte das Angebot eines dynamischen Tarifes daher nicht verpflichtend sein. Gegebenenfalls muss zudem die PAngV angepasst werden, wenn diese Tarife bei Haushaltskunden angeboten werden, da keine Endpreisangaben möglich sind. Außerdem werden bei vielen Lieferanten (die sich momentan auf die Abrechnung von Standardlastprofilen fokussiert haben) nicht unerhebliche Investitionen erforderlich sein, um ihre Abrechnungssysteme für dynamische Tarife zu ertüchtigen.

Die Umsetzung der Binnenmarkttrichtlinie Strom wird bezüglich der meisten verbraucherrechtlichen Regelungen auch für die Gasversorgung angewendet, da die §§ 40, 41 EnWG-E sowohl für Strom als

auch Gas gelten. Auch wenn hierbei der Wunsch nach einem Gleichklang der Regelungen nachvollziehbar ist, stellt dieses Vorgehen eine nicht notwendige Belastung der Energievertriebe dar, da Systeme und Kommunikation für beide Medien gleichzeitig umgestellt werden müssen. Dies sollte bei der dringend notwendigen Festlegung für eine Umsetzungsfrist beachtet werden. Zudem sollte die Bundesregierung in den zukünftigen EU-Rechtssetzungsverfahren sicherstellen, dass in der Novellierung der EU-Binnenmarktrichtlinie Gas gleichlautende Regelungen getroffen werden, um eine erneute Anpassung zu vermeiden.

Die Umgestaltung der Rechnungsformate sowie die Einrichtung zur Übersendung unterjähriger Abrechnungsinformationen erfordert einen zeitlichen Vorlauf und können nicht kurzfristig umgesetzt werden. Für die Anpassung der Geschäftsprozesse sowie für die Programmierung der Schnittstellen benötigen die Strom- und Gaslieferanten mindestens neun Monate Vorlauf zum jeweils 1.4. bzw. 1.10. eines Jahres, um einen störungsfreien Ablauf zu gewährleisten.

Grundsätzlich soll an dieser Stelle noch auf eine generelle Problematik bei der Umsetzung der Binnenmarktrichtlinie Strom hingewiesen werden: Die Pflichten gegenüber Kunden werden teilweise nicht wie bisher auf Haushaltskunden beschränkt, sondern auf alle Letztverbraucher ausgeweitet. Dies betrifft zum Beispiel die Angabe der Verbräuche von Vergleichskundengruppen – eine für Gewerbe- und Industriebetriebe etc. nicht realistisch umsetzbare Vorgabe – oder kostenfreien Zahlungsmöglichkeiten. Es wäre zu prüfen, inwieweit hier eine Eingrenzung des Kundenbegriffs auf Haushaltskunden über zusätzliche Erläuterungen möglich ist.

Zu den Regelungen des Kabinettsentwurfs im Zusammenhang mit der Gestaltung von Energielieferverträgen und Energieabrechnungen haben wir im Einzelnen folgende Anmerkungen:

## **Anmerkungen im Einzelnen**

### **1. § 41b Abs. 1 EnWG-E**

#### **Keine Textform für Energielieferverträge und keine Kündigungsbestätigung**

Die Energieversorgungsunternehmen werden durch die Erforderlichkeit einer generellen Textform bei Vertragsabschlüssen besonders benachteiligt, da der telefonische Vertragsabschluss als Vertriebskanal wegfällt und sich darüber hinaus die Anforderungen für Online-Vertragsabschlüsse auf Webseiten, Vergleichsportalen etc. erheblich erhöhen. Die Einführung der Textform für Energielieferverträge ist zudem unionsrechtlich nicht geboten.

Das Textformerfordernis schafft erhebliche Rechtsunsicherheiten und Rechtsrisiken bei Online-Vertragsabschlüssen sowohl auf den unternehmenseigenen Onlineplattformen als auch bei Drittanbietern (z.B. Vergleichsportale). Bislang ist es höchstrichterlich noch ungeklärt, ob Vertragsabschlüsse unter den Voraussetzungen des elektronischen Geschäftsverkehrs (§§ 312i ff. BGB) den Anforderungen der Textform (§ 126b BGB) genügen. Eine eindeutige Bestätigung, dass Online-Verträge typischerweise die Textform erfüllen, lässt sich auch nicht aus der Gesetzesbegründung entnehmen. Es wird allein auf die Einhaltung der Voraussetzung der Textform referenziert. Obgleich eine ausdrückliche Bestätigung wünschenswert wäre, so würde eine solche Bestätigung in der Gesetzesbegründung bekannterweise die

Rechtslage nicht verändern. Insbesondere durch die 2013 erfolgte Harmonisierung der Textformanforderungen an das Unionsrecht. Maßgeblich für die Auslegung, ob eine Erklärung auf einem dauerhaften Datenträger abgegeben wird, ist somit EU-rechtlich zu beurteilen.

Insbesondere ist unklar, ob die in der Praxis verbreitete sog. „Button-Lösung“, das heißt das Anklicken der Schaltfläche „zahlungspflichtig bestellen“ auf einer Online-Bestellstrecke gemeinsam mit der Möglichkeit zum Herunterladen der Bestellung als pdf-Datei sowie dem unmittelbaren Empfang der Eingangsbestätigung, der Textform genügt. Wenn dies nicht der Fall sein sollte, würde das zu erheblichen wirtschaftlichen Schäden bei den Energieversorgern führen. Aufgrund der Formnichtigkeit der online abgeschlossenen Energielieferverträge würde die Strom- und Gaslieferung ohne vertragliche Grundlage erfolgen. Eine Rückabwicklung gelieferter Strom- und Gasmengen ist nicht möglich. Selbst wenn den Lieferanten Ansprüche aus ungerechtfertigter Bereicherung zustünden, so wären diese auf einen Wertersatzanspruch beschränkt. Hierdurch würden die tatsächlichen Kosten i.d.R. nicht vollständig gedeckt werden. In Anbetracht der Vielzahl der online geschlossenen Verträge könnten hierdurch erhebliche wirtschaftliche Belastungen entstehen.

Energieversorgungsunternehmen, die diese rechtlichen und wirtschaftlichen Risiken in Zusammenhang mit einem Onlinevertragsschluss nicht tragen wollen, sind gezwungen neue Prozesse zu entwickeln die eine ausreichende Rechtssicherheit in Hinblick auf die Wirksamkeit des Vertragsschlusses bieten. Prozessanpassungen und die Implementierung neuer Prozesse für einen Vertragsschluss wäre mit einem erheblichen Zeit- und Kostenaufwand verbunden. Die Kosten würden am Ende an die Kunden weitergegeben werden. Zudem würde sich in diesem Falle der Online-Vertragsabschluss für die Kunden deutlich verkomplizieren und mit Blick auf den sehr einfach handhabbaren Abschluss von Online-Verträgen bei Anbietern aus anderen Branchen auch bei den Kunden auf Unverständnis stoßen. Dies gilt insbesondere auch vor dem Hintergrund eines allgemein gewünschten raschen Anbieter- und Tarifwechsels.

Die Einführung der generellen Textform für Energielieferverträge führt daher zu erheblichen Risiken, Nachteilen und Einschränkungen für den Energielieferanten, aber auch für den Kunden, ohne dass hiermit nennenswerte Vorteile für den Verbraucher verbunden wären. Die mit einem generellen Textformerfordernis verbundenen Risiken und Nachteile sind ausweislich der Gesetzesbegründung weder gewollt noch gerechtfertigt. Nach dem gesetzgeberischen Willen sollen allein die den Verbrauchern telefonisch untergeschobenen Verträge vermieden werden. Nach der Gesetzesbegründung stehen die Online-Vertragsschlüsse weder im Fokus noch sollen diese durch das Gesetzesvorhaben flankiert werden. Gleichwohl werden mit der Einführung eines generellen Textformerfordernis, d.h. ohne berechtigte Ausnahmen zuzulassen, alle Vertriebskanäle für Vertragsabschlüsse betroffen, erst recht Online-Vertragsabschlüsse. Die damit verbundenen rechtlichen und wirtschaftlichen Risiken sind absolut unverhältnismäßig. Online-Vertragsabschlüsse zu gefährden oder zu erschweren ist von der gesetzgeberischen Intention offensichtlich gerade nicht gewollt, deshalb ist die Einschränkung der Textform auf telefonische Vertragsschlüsse zwingend erforderlich.

Darüber hinaus ist zu berücksichtigen, dass eine weitreichende Textform den ab dem Jahr 2026 geforderten Lieferantenwechsel werktags innerhalb von 24 Stunden erschwert bis unmöglich macht. Auch aus diesem Grund sind eine Klarstellung und Eingrenzung der Textform auf ein absolutes Minimum erforderlich.

**Der BDEW fordert deshalb:**

- **nicht an einem generellen Erfordernis der Textform für Vertragsschlüsse in der Energiewirtschaft festzuhalten.**
- **zumindest den Online-Vertragsschluss und das passive Telefonmarketing (Inbound Telefonie) von entsprechenden Regelungen auszunehmen.**

Eine große Rolle spielt bei den Unternehmen das passive Telefonmarketing (Inbound Telemarketing), wenn der Anruf vom Kunden oder Interessenten ausgeht. Die Möglichkeit, Verträge telefonisch abzuschließen, wird insbesondere verstärkt von älteren Kunden genutzt.

Deshalb regt der BDEW an, danach zu unterscheiden, wer angerufen hat (der Kunde oder das Unternehmen) und zu differenzieren, wer einen telefonischen Vertragsschluss initiiert hat. Hat nämlich der Kunde angerufen, so ist es nicht in seinem Interesse, den Vertragsschluss durch weitere Hürden zu blockieren. Ihm wird unter Umständen auch nicht klar sein, dass der Vertrag, den er initiiert hat und den er abschließen will, für seine Wirksamkeit zusätzlich noch seiner Annahme in Textform bedarf und es ansonsten unweigerlich zu Verzögerungen im Wechselprozess oder zu einem vollständigen Scheitern des eigentlich beabsichtigten Wechsels kommt. Der Monitoringbericht der BNetzA geht davon aus, dass die Anzahl der Haushaltskunden, die 2017 den bestehenden Stromliefervertrag innerhalb eines Unternehmens auf eigenes Betreiben gewechselt haben, insgesamt rund 2,6 Mio. betrug. Im Gasbereich waren es knapp 900.000. Gerade in diesen Fällen erledigt eine Vielzahl von Kunden den Wechsel telefonisch.

So kann der Zugang zu einem Anbieterwechsel auch ohne den Zugang zu elektronischen Medien gewährleistet werden. Außerdem wird der Bürokratieaufwand für den Anbieterwechsel auf ein Minimum reduziert. Das trägt damit insgesamt wieder zu mehr Wechselbereitschaft der Kunden und damit zu mehr Wettbewerb bei.

Soweit an der Textform festgehalten wird, sollte diese zumindest auf den vom Lieferanten initiierten telefonischen Vertragsschluss beschränkt werden. Damit wären zumindest die Online-Verträge von der Regelung nicht betroffen und Vertragsänderungen auf Initiative des Kunden wären auch weiterhin möglich.

Zudem ist es aus Sicht des BDEW nicht erforderlich, eine kundenseitige Kündigung noch einmal in Textform zu bestätigen. Wie in der Gesetzesbegründung richtig ausgeführt, gibt es keine rechtliche Verpflichtung für die Bestätigung einer Kündigung. Eine solche Bestätigung ist auch aus Transparenzgründen nicht erforderlich. Der Kunde wird nicht nur bei Vertragsschluss, sondern auch wiederholt mit der Abrechnung auf Kündigungstermine, -fristen und Vertragslaufzeiten hingewiesen. Aufgrund der regelmäßigen – je nach Abrechnungszeitraum sogar mehrmals im Jahr – verfügbaren Information ist es nicht erforderlich, dem Kunden auch noch eine solche Bestätigung zuzuschicken. Dies würde bei den Vertrieben vielmehr dazu führen, dass weitere kostenverursachende Prozesse eingeführt werden müssten. Ergänzend sei der Hinweis gestattet, dass eine solche Bestätigung in der momentanen Ausgestaltung nicht mit Absatz 4 vereinbar ist, wonach der Lieferant zwei Wochen Zeit haben soll, sich zu entscheiden, ob er die Kündigung des Haushaltskunden bei einem Wohnortwechsel ablehnen möchte.

➤ **BDEW schlägt dazu Folgendes vor:**

§ 41b Abs. 1 EnWG-E

**(1) Erfolgt die Vertragsanbahnung gegenüber einem Haushaltskunden außerhalb der Grundversorgung durch einen Telefonanruf des Lieferanten, ist für den Vertragsschluss Textform erforderlich. Die Kündigung von Energielieferverträgen mit Haushaltskunden außerhalb der Grundversorgung durch den Energielieferanten bedarf der Textform. Energielieferverträge mit Haushaltskunden außerhalb der Grundversorgung und deren Kündigung durch den Energielieferanten bedürfen der Textform. Der Lieferant hat dem Haushaltskunden dessen Kündigung innerhalb einer Woche nach Zugang unter Angabe des Vertragsendes in Textform zu bestätigen.**

Sofern an dem grundsätzlichen Textformerfordernis für Energielieferverträge außerhalb der Grundversorgung festgehalten werden sollte, ist den Unternehmen eine angemessene Umsetzungsfrist für Anpassungen am Onlinebestellprozess von mindestens 9 Monaten einzuräumen. Bedingt durch die erheblichen Rechtsunsicherheiten die ein Textformerfordernis nach § 126 b BGB für elektronische Geschäftsabschlüsse (§§ 312 i ff. BGB) mit sich bringt, muss den Unternehmen sowohl die Möglichkeit zur Überprüfung bestehender Onlinebestellprozesse als auch zur Konzeptionierung und Implementierung rechtssicherer Alternativprozesse für Vertragsabschlüsse gegeben werden. Andernfalls laufen Energieversorgungsunternehmen Gefahr formnichtige und damit unwirksame Verträge über aktuell bestehende Prozesse mit Haushaltskunden zu schließen. Dies hätte erhebliche negative wirtschaftliche Auswirkungen sowohl für die Energieversorger als auch für die Kunden.

Eine Überprüfung und Anpassung bestehender Bestellprozesse ist nicht unmittelbar mit Inkrafttreten des Gesetzes möglich, erst recht nicht in der Zusammenschau mit der Vielzahl der mit der Novellierung des EnWG erforderlichen Prozess- und Systemanpassungen.

Das Textformerfordernis ist unabhängig von der Umsetzung der Binnenmarktrichtlinie, so dass die Einräumung einer angemessenen einer Umsetzungsfrist – insbesondere vor dem Hintergrund der mit der Textform verbundenen Risiken, nicht entgegensteht. (siehe zu Umsetzungsfristen auch Ziff. 14)

## **2. § 40 Abs. 3 EnWG-E**

### **Keine Ausweisung sämtlicher Kalkulationsbestandteile in der Rechnung**

Eine Ausweisung sämtlicher Kalkulationsbestandteile in der Strom- und Gasrechnung ist unionsrechtlich nicht geboten. Die Darstellung sämtlicher Preisbestandteile führt zu einer weiteren Überfrachtung der Energieabrechnung, die bereits nach der geltenden Rechtslage eine Vielzahl von rechnungsfremden Zusatzinformationen beinhalten muss, mit der Folge, dass heutzutage eine Energierechnung bereits einen Umfang von 4-5 Seiten hat. Eingedenk des Umstandes, dass neben einer Jahresabrechnung auch vermehrt Monatsabrechnungen nachgefragt werden, wäre hiermit eine erhebliche Ressourcenbelastung – insbesondere bei den in der Praxis nach wie vor üblichen Papierrechnungen – verbunden, ohne dass dem ein nennenswerter verbraucherpolitischer Vorteil gegenübersteht. Ganz im Gegenteil, die Rechnung droht im Zweifel für den Kunden eher unübersichtlicher zu werden. Hinzu kommt, dass die

Informationen zu den einzelnen Preisbestandteilen bereits nach § 3 Abs. 3 StromGKV/GasGKV zu veröffentlichen und entsprechende Änderungen dem Kunden in den Preisanpassungsschreiben mitzuteilen sind. Vor diesem Hintergrund ist kein zusätzlicher kundenseitiger Informationsbedarf erkennbar, der Aufwand und Zusatzkosten (und damit auch unnötige Preissteigerungen) der Strom- und Gaslieferanten für die Ausweitung der gesetzlichen Rechnungsbestandteile rechtfertigt.

### **BDEW fordert daher die Beibehaltung der bisherigen Rechtslage.**

➤ **BDEW schlägt dazu folgende Formulierung vor:**

§ 40 Abs. 3 EnWG-E

(3) Energielieferanten sind verpflichtet, in den Rechnungen folgende Belastungen gesondert auszuweisen, soweit sie Kalkulationsbestandteile der in die Rechnung einfließenden Preise sind:

1. die Stromsteuer nach § 3 des Stromsteuergesetzes vom 24. März 1999 (BGBl. I S. 378; 2000 I S. 147) oder die Energiesteuer nach § 2 des Energiesteuergesetzes vom 15. Juli 2006 (BGBl. I S. 1534; 2008 I S. 660, 1007) in der jeweils geltenden Fassung,
2. die Konzessionsabgabe nach Maßgabe des § 4 Absatz 1 und 2 der Konzessionsabgabenverordnung vom 9. Januar 1992 (BGBl. I S. 12, 407), die zuletzt durch Artikel 3 Absatz 4 der Verordnung vom 1. November 2006 (BGBl. I S. 2477) geändert worden ist,
- ~~3. jeweils gesondert die Umlagen und Aufschläge nach § 17f Absatz 5 sowie nach § 60 Absatz 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, § 26 des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes, § 19 Absatz 2 der Stromnetzentgeltverordnung und § 18 der Verordnung zu abschaltbaren Lasten vom 28. Dezember 2012 (BGBl. I S. 2998) in der jeweils geltenden Fassung,~~
4. jeweils gesondert die Netzentgelte und, soweit sie Gegenstand des Liefervertrages sind, die Entgelte des Messstellenbetreibers oder des Betreibers von Energieversorgungsnetzen für den Messstellenbetrieb und die Messung,
5. bei Gasrechnungen bis zum 31. Dezember 2025 die Kosten in Cent pro Kilowattstunde für den Erwerb von Emissionszertifikaten nach dem Brennstoffemissions-handelsgesetz vom 12. Dezember 2019 (BGBl. I S. 2728) in der jeweils geltenden Fassung.

### **3. § 40 Abs. 2 Nr. 13 EnWG-E**

#### **Hinweis auf Tarif- und Produktbezeichnung in der Rechnung ausreichend**

Die zusätzlich vorgesehene Vertragsinformation in der Energierechnung sollte aus Transparenzgründen auf die Angabe der Tarif- oder Produktbezeichnung begrenzt werden. Die Information, ob sich ein Kunde in einem Grundversorgungsvertrag oder außerhalb der Grundversorgung befindet, wird durch die Regelungen der Strom-/GasGKV bereits ausreichend kommuniziert. Zudem führt ein Übermaß an Kundeninformationen auf der Rechnung eher zu Irritationen als zu besserer Informiertheit der Kunden

➤ **BDEW schlägt dazu folgende Formulierung vor:**

§ 40 Abs. 2 Nr. 13 EnWG-E

13. die einschlägige Tarif- bzw. Produktbezeichnung ~~sowie den Hinweis, ob die Belieferung im Rahmen der Grundversorgung oder außerhalb der Grundversorgung erfolgt ist~~

#### 4. § 40 Abs. 2 Nr. 7 bis 13

##### Verbraucherschutzangaben für große Gewerbe- und Industriekunden nicht umsetzbar

Die in § 40 Abs. 2 Nr. 7 bis 13 sollen nach dem Kabinettsentwurf nicht nur für Verbraucher im Sinne von § 13 BGB, sondern für alle Kunden, einschließlich der Gewerbe- und Industriekunden, gelten. Nr. 9 (Schlichtungsverfahren), Nr. 10 (Verbraucherservice der BNetzA), Nr. 11 (Energieberatung), Nr. 13 (Angaben zur Grundversorgung) können ausschließlich auf Verbraucher im Sinne von § 13 BGB bzw. Haushaltskunden im Sinne von § 3 Nr. 22 EnWG Anwendung finden, da die benannten Leistungen, Verfahren und Versorgungsarten nur für Verbraucher bzw. Haushaltskunden durch andere Vorschriften, die nicht geändert werden, vorgesehen sind. Somit können B2B-Kunden von diesen Angaben in der Praxis keinen Gebrauch machen. Nr. 8 läuft für B2B-Kunden jedenfalls bei der im B2B-Segment üblichen monatlichen Abrechnung bei leistungsgemessenen Kunden ins Leere, da die monatlichen Werte für einen Vergleich der Jahresverbräuche nicht geeignet sind. § 40 Abs. 2 Nr. 7 bis 13 sollten durch „bei Verbrauchern im Sinne von § 13 BGB“ oder, wenn auch kleine Gewerbekunden geschützt werden sollen, durch „bei Haushaltskunden“ eingeleitet werden.

➤ **BDEW schlägt dazu folgende Formulierung vor:**

§ 40 Abs. 2 Nr. 7-13 EnWG-E

7. **bei Haushaltskunden** den auch in grafischer Form dargestellten Vergleich des ermittelten Verbrauchs zu dem Verbrauch des vergleichbaren Vorjahreszeitraums,
8. **bei Haushaltskunden** den auch in grafischer Form dargestellten Vergleich des eigenen Jahresverbrauchs zu dem Jahresverbrauch von Vergleichskundengruppen,
9. **bei Haushaltskunden** die Rechte der Letztverbraucher im Hinblick auf Streitbeilegungsverfahren, die ihnen im Streitfall zur Verfügung stehen, einschließlich der für Verbraucherbeschwerden nach § 111b einzurichtenden Schlichtungsstelle und deren Anschrift,
10. **bei Haushaltskunden** die Kontaktdaten des Verbraucherservice der Bundesnetzagentur für den Bereich Elektrizität und Gas,
11. **bei Haushaltskunden** Informationen über Kontaktstellen, darunter Internetadressen, zur Beratung in Energieangelegenheiten,
12. **bei Haushaltskunden** Hinweise zu der Verfügbarkeit und den Möglichkeiten eines Lieferantenwechsels sowie Informationen über mit einem Vertrauenszeichen versehene Preisvergleichsinstrumente für Vertragsangebote der Stromlieferanten nach § 41c sowie
13. **bei Haushaltskunden** die einschlägige Tarif- oder Produktbezeichnung sowie den Hinweis, ob die Belieferung im Rahmen der Grundversorgung oder außerhalb der Grundversorgung erfolgt ist.

## 5. § 40a Abs 1 und Abs. 2 EnWG-E

### Verbrauchsermittlung für Strom- und Gasrechnungen - Überfrachtung der Rechnung und unnötigen Zusatzaufwand vermeiden

Grundsätzlich sollten bei dem Thema Verbrauchsermittlung die Pflichten des Lieferanten und des Messstellenbetreibers nicht vermengt werden. Deshalb sollte der Lieferant bei rechtmäßig widersprochener Selbstablesung des Kunden nicht die Verpflichtung zur eigenen Ablesung haben, sondern lediglich das Recht zur eigenen Ablesung. Insofern ist in **§ 40a Abs. 1 S. 3 EnWG-E** das Wort "hat" durch "darf" zu ersetzen. Diese Formulierung entspricht im Übrigen auch dem Wortlaut des § 11 Abs. 2 StromGVV.

Wenn der Energielieferant die geschätzten Ablesewerte vom Netzbetreiber oder Messstellenbetreiber erhält, wird in der Mitteilung des Netzbetreibers oder des Messstellenbetreibers gemäß den geltenden Regeln der Marktkommunikation nicht ausgeführt, wie der Zählerstand ermittelt wurde. Entweder müssen der Netzbetreiber bzw. der Messstellenbetreiber dazu verpflichtet und entsprechende Marktkommunikationsverfahren festgelegt werden, oder der Lieferant muss von seiner Pflicht in diesem Fall entbunden werden.

Die in **§ 40a Abs. 2 EnWG-E** vorgesehene zusätzliche Erläuterung bzw. Begründung einer Verbrauchsschätzung gehen weit über die übliche Kennzeichnung der Verbrauchsangabe als Ablesung bzw. Schätzung hinaus und führen mit den weiteren im aktuellen EnWG-Entwurf geforderten neuen bzw. zusätzlichen Rechnungsinhalten zu einer Überfrachtung der Rechnung mit Informationen. Im Ergebnis führt dies neben erhöhtem Aufwand dazu, dass der Kunde von den vielen Informationen auf der Rechnung überfordert wird. Vor allem aber ist die Regelung insofern für den Lieferanten überobligatorischer Aufwand, als er in der Marktkommunikation gar keine Begründung für rechnerische Ermittlung von Zählerständen durch den Messstellenbetreiber erfährt, nur die Tatsache an sich. Im Massenkundengeschäft ist aber anders als automatisiert eine kundenindividuelle Angabe dieses Datums so nicht möglich. Der zusätzliche Aufwand, der sich letztlich im Preis niederschlägt, steht völlig außer Verhältnis zum (welchem?) Nutzen. Ein zur Zutrittsgewährung zu Ablesezwecken angeschriebener Kunde weiß, dass er keine Selbstablesung vorgenommen und keinem Ableser Zutritt gewährt hat. In den wenigen Fällen, in denen der Kunde die Gründe der Verbrauchsschätzung nicht nachvollziehen kann, besteht grundsätzlich die Möglichkeit zur Erläuterung der Rechnung gemäß § 40 Abs. 1 Satz 3 EnWG-E. Hier wird eine aufwendige Lösung trotz fehlenden Problems geschaffen. Ebenso geht die Verpflichtung, auf Wunsch des Kunden eine schriftliche Erläuterung der Zulässigkeit und des Grundes für die Schätzung abzugeben, zu weit, hier sollte die Auswahl der Medien für die Beantwortung von Kundenanfragen nicht vorgegeben werden.

➤ **BDEW schlägt dazu folgende Formulierung vor:**

§ 40a Abs. 1 S. 3 EnWG-E

Der Energielieferant ~~hat~~ darf bei einem berechtigten Widerspruch nach Satz 2 eine eigene Ablesung der Messeinrichtung nach Satz 1 Nummer 2 ~~vor~~nehmen und darf hierfür kein gesondertes Entgelt verlangen.

§ 40a Abs. 1 S. 3 EnWG-E

Der Energielieferant hat in der Rechnung anzugeben, wie ein von ihm verwendeter Zählerstand ermittelt wurde, es sei denn, der Energielieferant hat die Ablesewerte oder Ersatzwerte gemäß

**§ 40 a Abs. 1 S. 1 Nr. 1 verwendet und der Netzbetreiber oder der Messtellenbetreiber haben die Grundlagen für die Ermittlung des Zählerstands nicht mitgeteilt.**

§ 40a Abs. 2 EnWG-E

(2) Soweit ein Letztverbraucher für einen bestimmten Abrechnungszeitraum trotz entsprechender Verpflichtung keine Ablesedaten übermittelt hat oder der Energielieferant aus anderen Gründen, die er nicht zu vertreten hat, den tatsächlichen Verbrauch nicht ermitteln kann, dürfen die Abrechnung oder die Abrechnungsinformation auf einer Verbrauchsschätzung beruhen, die unter angemessener Berücksichtigung der tatsächlichen Verhältnisse zu erfolgen hat. In diesem Fall hat der Energielieferant den geschätzten Verbrauch ~~unter ausdrücklichem und optisch besonders hervorgehobenem Hinweis auf die erfolgte Verbrauchsabschätzung und den einschlägigen Grund für deren Zulässigkeit sowie die der Schätzung zugrunde gelegten Faktoren in der Rechnung anzugeben und auf Wunsch des Letztverbrauchers in Textform und unentgeltlich~~ zu erläutern.

## **6. § 40b Abs. 1 EnWG-E**

### **Entgeltlichkeit für zusätzliche Abrechnungen klarstellen**

Wie nach der bisherigen Rechtslage sind Strom- und Gaslieferanten verpflichtet, den Energieverbrauch mindestens einmal jährlich abzurechnen, ohne hierfür ein zusätzliches Entgelt zu erheben. Soweit der Kunde von seinem Recht Gebrauch macht, zusätzliche unterjährige Abrechnungen zu verlangen, sind diese Kosten nicht in den Abrechnungskosten für die jährliche Abrechnung enthalten. Für zusätzliche vom Kunden beauftragte Abrechnungen kann daher vom Lieferanten Kostenerstattung verlangt werden. Zur Vermeidung von missverständlichen Deutungen des Gesetzestextes sollte zumindest in der Gesetzesbegründung zu § 40b Abs. 1 EnWG-E auf diesen Umstand hingewiesen werden.

Die Möglichkeit für den Kunden, nach seiner Wahl eine elektronische Übermittlung der Abrechnung und Abrechnungsinformationen zu verlangen, darf im Umkehrschluss nicht dazu führen, dass jedem Kunden künftig eine Übermittlung der Rechnung in Papierform oder auf dem Postweg als Basisvariante zur Verfügung gestellt werden muss. Insbesondere bei Online-Verträgen ist eine elektronische Abrechnung die Regel und vom BGH als zulässig bestätigt (BGH, 9.10.2014, III ZR 32/14). In Zeiten fortschreitender Digitalisierung mutet es wie ein Anachronismus, wenn in einem aktuellen Gesetz die Papierform zur Rechnungsübermittlung zwingend vorgeschrieben wird. Von der damit verbundenen Ressourcenverschwendung - angesichts von rund 60 Mio. jährlichen Abrechnungsvorgängen bei Strom- und Gaslieferverträgen - ganz zu schweigen. Deshalb ist in § 40b Abs. 1 Ziff. 3 EnWG-E das Wort Papierform durch Textform zu ersetzen.

Hinsichtlich der Abrechnungszeiträume sollte statt einer statischen Jahresabrechnung die bisherige Regelung beibehalten werden, wonach die Zeitabschnitte 12 Monate nicht wesentlich überschreiten dürfen. Diese Formulierung ist mit den Vorgaben des Unionsrechts vereinbar, das eine jährliche Abrechnung vorsieht. Mit der bisherigen Formulierung wird sichergestellt, dass eine unwesentliche Überschreitung der Jahresfrist zu keinem Rechtsverstoß führt. Der Lieferant ist grundsätzlich auf die Bereit-

stellung der Verbrauchsdaten durch die Messstellenbetreiber bzw. Kunden (Selbstablesung) angewiesen, auf die der Lieferant nur mittelbar Einfluss nehmen kann. Ebenso können Verzögerungen dadurch eintreten, dass Ablesetermine vom Kunden nicht eingehalten werden bzw. der Zutritt zur Messeinrichtung nicht gewährt wird.

➤ **BDEW schlägt dazu folgende Formulierung vor:**

§ 40b Abs. 1 EnWG-E

(1) Energielieferanten sind verpflichtet, den Energieverbrauch nach ihrer Wahl in Zeitabschnitten abzurechnen, die ein Jahr nicht **wesentlich** überschreiten dürfen, ohne hierfür ein Entgelt in Rechnung zu stellen. Sie sind verpflichtet, allen Letztverbrauchern anzubieten

1. eine monatliche, vierteljährliche oder halbjährliche Abrechnung,
2. die unentgeltliche elektronische Übermittlung der Abrechnungen und Abrechnungsinformationen sowie
3. mindestens einmal jährlich die unentgeltliche Übermittlung der Abrechnungen und Abrechnungsinformationen in **Textform** Papierform.

## 7. § 40b Abs. 5 EnWG-E

### Übermittlung von Verbrauchsdaten an Dritte

Hierunter fallen auch Wettbewerber des aktuellen Lieferanten. Dass hierdurch der Lieferant zu einer solchen aufwändigen und kostenintensiven Übermittlung an einen Wettbewerber verpflichtet werden soll, stellt aus unserer Sicht einen Eingriff in das Wettbewerbsrecht dar. Diese Daten sind dem Dritten vielmehr selbst durch den Kunden zu übermitteln, da ihm diese Daten auch selbst vorliegen. Hier sollte zumindest in der Gesetzesbegründung klargestellt werden, dass die nachträgliche Zusammenstellung der Verbrauchsdaten als entgeltliche Dienstleistung des Lieferanten gilt.

## 8. § 41 Abs. 4 EnWG-E

Die Bereitstellung einer knappen, leicht verständlichen und klar gekennzeichneten Zusammenfassung der wichtigsten Vertragsbedingungen sollte auch zeitgleich mit dem Vertragsschluss möglich sein. Der Vertrag kommt üblicherweise mit der Übersendung des Begrüßungsschreibens durch den Energielieferanten, welches die Vertragsunterlagen (und in der Regel auch einen Großteil der in Absatz 4 geforderten Informationen) enthält, zustande. Wenn der Kunde im Anschluss nach einem kurzen zeitlichen Abstand ein weiteres Mal angeschrieben werden soll, entsteht ein unnötiger kostenintensiver Verwaltungsaufwand, der zudem beim Kunden Irritationen auslösen wird.

➤ **BDEW schlägt dazu folgende Formulierung vor:**

§ 41 Abs. 4 EnWG-E

(4) Den Letztverbrauchern ist **mit Vertragsschluss oder** innerhalb einer angemessenen Frist nach dem Vertragsschluss eine knappe, leicht verständliche und klar gekennzeichnete Zusammenfassung der wichtigsten Vertragsbedingungen zur Verfügung zu stellen.

## 9. § 41 Abs. 5 EnWG-E

### Information über Änderungen der Preise

Der Ablauf einer Abrechnungsperiode (bei rollierender Abrechnung) ist in der Regel asynchron zu Vertragslaufzeiten und unabhängig von Preisänderungsmaßnahmen. Der Anlass für Preisänderungen sind Kostenänderungen, die z.B. mit der Bekanntgabe neuer Umlagen-/Abgabenhöhen und der Netzentgelte jeweils zum 1.1. eines Jahres wirksam werden. Eine Verpflichtung, die über die bestehenden Fristen zur Ankündigung von Preisänderungen hinausgehend auf das Ende der Abrechnungsperiode fokussiert, bringt den Kunden keinen Nutzen und führt gegebenenfalls zu hohen Mehraufwänden.

Weiterhin wurde das Wort „transparent“ durch „einfach“ ersetzt. Wir schlagen vor, bei dem Wort „transparent“ zu bleiben, da es besser den Gegebenheiten entspricht. Bestimmte Zusammenhänge gerade in den Vertragsbedingungen sind rechtlicher Natur und daher nicht beliebig in einfache Sprache zu übertragen. Der Rechtsbegriff „transparent“ ist zudem AGB-rechtlich etabliert und von der höchstrichterlichen Rechtsprechung bereits mehrfach geprägt worden. Wenn nun im Gesetzgebungsverfahren diese Formulierung durch „einfach“ ersetzt wird, führt dies im Zweifel zur Rechtsunsicherheit zur Auslegung des Begriffs „einfach“. Auch ist nicht klar, was genau mit „einfach“ gemeint ist, deshalb sollte es bei der bisherigen Formulierung bleiben.

➤ **BDEW schlägt dazu folgende Formulierung vor:**

§ 41 Abs. 5 EnWG-E

(5) Energielieferanten, die sich im Vertrag das Recht vorbehalten haben, die Vertragsbedingungen einseitig zu ändern, haben Letztverbraucher rechtzeitig, **in jedem Fall vor Ablauf einer Abrechnungsperiode**, auf **einfache transparente** und verständliche Weise über die beabsichtigte Ausübung eines Rechts auf Änderung der Preise oder sonstiger Vertragsbedingungen und über die Rechte der Letztverbraucher zur Vertragsbeendigung zu unterrichten.

## 10. § 41 Abs. 6 EnWG-E

### Kein Sonderkündigungsrecht bei unveränderter Weitergabe von Steuern und Umlagen

Die Weitergabe von hoheitlich veranlassten Steuern, Umlagen und Abgaben, auf die der Lieferant keinen Einfluss hat, sollte ebenso wie die Weitergabe der Umsatzsteuer zu keinem Sonderkündigungsrecht führen. Ebenso wie die Umsatzsteuer handelt es sich bei diesen Belastungen um einen reinen Durchlaufposten, den der Energielieferant unverändert an den Kunden weitergibt.

➤ **BDEW schlägt dazu folgende Formulierung vor:**

§ 41 Abs. 6 EnWG-E

(6) Bei unveränderter Weitergabe von umsatzsteuerlichen Mehr- oder Minderbelastungen, die sich aus einer gesetzlichen Änderung der geltenden Umsatzsteuersätze ergeben **und der unveränderten Weitergabe von sonstigen hoheitlich veranlassten Steuern, Umlagen und Abgaben**, bedarf es keiner Unterrichtung nach Absatz 5 Satz 1 und 2; dabei entsteht kein außerordentliches Kündigungsrecht nach Absatz 5 Satz 3.“

## 11. § 41b Abs. 4 EnWG-E

### Kein Sonderkündigungsrecht bei Umzug

Ein Umzug fällt in die alleinige Einflussosphäre des Kunden: die Preiskalkulation des Lieferanten berücksichtigt, dass die ursprünglich vereinbarte Laufzeit sowie die Gewährung von Orderstartern, Boni etc. auch durchgeführt wird. Auch die BGH-Rechtsprechung hat dies bezüglich der Wirksamkeit von AGB-rechtlichen Vertragsklauseln in der Vergangenheit bestätigt. Der Kunde hat sich aktiv für einen Laufzeitvertrag entschieden, er hätte sich auch für kürzere vertragliche Kündigungsfristen, z.B. durch Abschluss eines Grundversorgungsvertrages, entscheiden können, die ihm eine höhere Flexibilität bei der Laufzeit gewährt hätten.

Die gesetzliche Formulierung ist auch insoweit missverständlich, als dass nicht klar ist wann die sechswöchige Kündigungsfrist des Kunden beginnt bzw. endet. Theoretisch besteht auch nach Wochen nach dem Auszug die Möglichkeit zur Kündigung, was sicherlich nicht der gesetzlichen Intention entspricht. Hier sollte – wie in der ursprünglichen Fassung des Referentenentwurfes vorgesehen – wieder ausdrücklich an den Zeitpunkt des Auszugs angeknüpft werden.

Wir fordern daher die Beibehaltung der Vertragsfreiheit und lehnen eine Regelung ab, die dem Lieferanten nur die Möglichkeit einer nachträglichen Reaktion nach erfolgter Kündigung gibt.

➤ **BDEW schlägt ersatzweise dazu folgende Formulierung vor:**

§ 41b Abs. 4 EnWG-E

(4) Haushaltskunden sind im Falle eines Wohnsitzwechsels zu einer außerordentlichen Kündigung ihres bisherigen Liefervertrages unter Einhaltung einer Kündigungsfrist von sechs Wochen **zum Zeitpunkt des Auszugs** berechtigt.

## 12. § 41c EnWG-E

### Vergleichsinstrumente bei Energielieferungen

Grundsätzlich ist die Einführung einer unabhängigen Vergleichsplattform zu begrüßen. Wichtig ist in diesem Zusammenhang, dass hierbei zwingend ein vollständiger Marktüberblick zu gewährleisten ist. Zudem muss die Plattform den Kunden einen Hinweis darauf geben, dass nicht die vollständige Produktpalette abgebildet werden kann und Kunden, die sich beispielsweise für ein Bundle-Produkt interessieren, sich auf anderen Websites informieren können.

## 13. § 41d EnWG-E

### Erbringung von Dienstleistungen im Kontext Aggregatormodell

Die Regelung hat tiefgreifende Auswirkungen auf alle Lieferverträge. Allerdings bedarf es noch der Regelung einer Ausnahme für die Grund- und Ersatzversorgung: aufgrund der erweiterten Bedingungen der Grund- und Ersatzversorgung ist eine Abwicklung eines solchen Modells nicht umsetzbar. Die StromGKV sieht keine Abweichungen von dem Muster eines „All-inklusive-Vertrages“ mit den verordnungsrechtlich festgelegten Inhalten vor. Insofern befürworten wir die Aufnahme einer expliziten Ausnahme für die Grund- und Ersatzversorgung vom Anwendungsbereich dieser Regelung.

Die Regelung wirkt sich im Direktvermarktungsgeschäft dahingehend aus, dass Anlagenbetreiber, die den in ihren Anlagen erzeugten Strom an einen Direktvermarkter (Großhändler) verkaufen, Regelernergie (-dienstleistungs-) verträge mit Dritten abschließen können und darin mit dem Dritten vereinbaren können, dass dieser die Erzeugungsleistung der Erzeugungsanlage reduzieren bzw. heraufregeln kann. Dadurch entsteht Ausfallarbeit („Mehr- oder Mindererzeugung“) und (ggf.) eine Abweichung im Bilanzkreis gegenüber den Prognosen des Direktvermarkters (Großhändlers) bzw. des BKV. Die Ausfallarbeit / „Mehr- oder Mindererzeugung“ und wie (nach welchem Verfahren genau) sie zu berechnen ist, ist in der Novelle nicht näher definiert. Das müsste ergänzt werden. Der Maßstab dafür, wie dies im Verhältnis Direktvermarkter (Großhändler) und Anlagenbetreiber geschieht bzw. zulässigerweise geschehen kann, ist nicht bzw. mit dem „angemessenen Entgelt“ nicht ausreichend genau geregelt.

In der Gesetzesbegründung heißt es: *„Durch das von den Letztverbrauchern oder den Betreibern von Erzeugungsanlagen im Gegenzug zu entrichtende Entgelt werden nach Absatz 1 Satz 2 die Nachteile der Großhändler und Lieferanten von Elektrizität sowie der betroffenen Bilanzkreisverantwortlichen infolge der durch den Betreiber einer Erzeugungsanlage oder den Letztverbraucher verursachten Bilanzkreisabweichungen berücksichtigt.“* Schon im Zusammenhang mit der Regelung zur Entschädigung von Einspeisemanagement-Maßnahmen ist unklar und streitig geblieben, was solche kausal verursachten Bilanzkreisabweichungen sind. Daher sind Streitigkeiten vorprogrammiert, welche jeweilige Maßnahme eine Bilanzkreisabweichung überhaupt verursacht hat, wenn auch andere Ursachen in Frage kommen (z.B. Prognosefehler des BKV, Abweichungen der Ein-/Ausspeisung bei anderen Anlagen). Es ist zwingend notwendig, dass die Regelung **statt auf die „infolge der durch den Betreiber einer Erzeugungsanlage oder den Letztverbraucher verursachten Bilanzkreisabweichungen“ auf die durch den Betreiber einer Erzeugungsanlage oder den Letztverbraucher verursachte Ausfallarbeit** abstellt und definiert wird, mit welchem Verfahren die Ausfallarbeit ermittelt wird und wie sie auszugleichen ist (bilanziell oder finanziell).

Über die Bilanzkreisabweichung hinaus entstehen dem Lieferanten, Großhändler und ggf. BKV Verwaltungskosten für die Datenauswertung, Beschaffung bzw. Verkauf von den fehlenden bzw. überschüssigen Strommengen. Die Festlegung der BNetzA soll gemäß § 41d Abs. 3 Nr. 4 RefE die Erstattung dieser Kosten regeln.

Im Geschäft mit Letztverbrauchern wirken sich die Regelungen dahingehend aus, dass Letztverbraucher Aggregatoren die Herauf-/Herabregelung von Stromverbrauchern und damit die Vermarktung der Flexibilität ihres Verbrauchs gestatten können. Das führt zu entsprechend veränderten Verbräuchen des letztverbrauchenden Kunden und Unwägbarkeiten/Risiken für die Ausgeglichenheit der Bilanzkreise. Ob das mit der aktuellen Regelung „angemessener Entgelte“ hinreichend abgegolten ist, erscheint fraglich. In der Begründung heißt es *„Da bei Haushaltskunden wegen der geringen Strommengen und der Zwischenschaltung von Aggregatoren das Insolvenzrisiko überschaubar ist ...“*. Es besteht durchaus das nicht zu unterschätzende Risiko, dass im Verhältnis Lieferant/letztverbrauchender Kunde durch Erhöhung des Verbrauchs seitens des Aggregators höhere Forderungen des Lieferanten gegenüber dem Kunden in relevanter Größenordnung entstehen, die er im Insolvenzfall nicht bedient. Hier sind Konkretisierungen erforderlich.

Unabhängig davon bedarf es zwingend der Ausgestaltung der Festlegung durch die BNetzA gemäß Absatz 3 der Regelung inklusive einer angemessenen Übergangsfrist nach dem Inkrafttreten der Festlegung, damit die Lieferanten und Direktvermarkter dieses Modell in ihren Verträgen und Prozessen entsprechend berücksichtigen können.

#### **14. Art. 12**

##### **9-monatige Umsetzungsfrist erforderlich**

Die Umgestaltung der Rechnungsformate sowie die Einrichtung zur Übersendung unterjähriger Verbrauchsinformationen erfordert einen zeitlichen Vorlauf und können nicht kurzfristig umgesetzt werden. Für die Anpassung der Geschäftsprozesse sowie für die Programmierung der Schnittstellen, die üblicherweise zu den Terminen 1.4. oder 1.10. erfolgen, benötigen die Strom- und Gaslieferanten mindestens neun Monate, um einen störungsfreien Ablauf zu gewährleisten. In Art. 12 sollte daher für die §§ 40, 40a, 40b, 40c sowie §§ 41, 41a, 41b, 41c eine Umsetzungsfrist von neun Monaten vorgesehen werden.

- **BDEW schlägt dazu folgende Formulierung vor:**

Artikel 12

**(1) Artikel 1 Nummer 32 tritt zum nächsten marktüblichen Prozessanpassungstermin am 1.4. oder 1.10. mit einer Vorlaufzeit von mindestens 9 Monaten nach der Verkündung des Gesetzes in Kraft.**

## Themenpapier 9 - Stromkennzeichnungsrelevante Anpassungen (§ 42 EnWG i.V.m. § 78 EEG)

### Umsetzung eines alternativen Bilanzierungsansatzes für Grünstromprodukte, statt Umwandlung des „Gesamtenergieträgermix“ in einen Beschaffungsmix

Zur besseren Verständlichkeit der Stromkennzeichnung soll laut Gesetzgeber der EEG-Anteil zukünftig nur noch im Produktmix nach § 42 Absatz 3 EnWG-E ausgewiesen werden. Der Gesamtversorgermix nach § 42 Absatz 1 EnWG-E soll demnach das Beschaffungsverhalten der Elektrizitätsversorgungsunternehmen besser abbilden. Der BDEW kann das Ansinnen des Gesetzgebers grundsätzlich nachvollziehen. Durch den Entfall des geförderten EEG-Anteils würde der Gesamtenergieträgermix nicht mehr so stark durch das reine (Nicht-)Vorhandensein von privilegierten Letztverbrauchern beeinflusst. Der vorgeschlagene Ansatz ist jedoch nicht bis in das letzte Detail durchdacht und beseitigt nicht die bestehenden systematischen Fehler der aktuellen Stromkennzeichnung. Weiterhin kann der Vorschlag in bestimmten Fallkonstellationen zu Verwirrung bei Letztverbrauchern führen und stellt daher keine optimale Lösung dar (Bsp.: Parallele Grünstrombelieferung und Graustrombelieferung von Endkunden durch Lieferanten: Grünstromkunden würden trotz Wahl eines Grünstromprodukts im Beschaffungsmix Graustrommengen vorfinden und nicht nachvollziehen können).

Eine Erhöhung der Transparenz ließe sich auch über eine Anpassung des bisherigen Bilanzierungsansatz bei Grünstromprodukten realisieren. Der BDEW fordert daher eine Anpassung des Bilanzierungsansatzes, dass bei Grünstromprodukten zukünftig Herkunftsnachweise nur noch für die Differenzmenge (100 Prozent minimiert um den Anteil „erneuerbare Energien, finanziert aus der EEG-Umlage“) beschafft werden müssen (Anpassung § 78 Abs. 4 EEG).

Bisher sind Versorger dazu verpflichtet, für 100 Prozent ihres Absatzvolumens die Stromkennzeichnungsmenge aktiv zu ermitteln bzw. aktiv zu beschaffen (z. B. in Form von Herkunftsnachweisen), um die jeweiligen Energieträgeranteile dann nachträglich entsprechend der später erst ergänzten EEG-Quote anteilig zu reduzieren. Die anteilige Verdrängung von Stromkennzeichnungs-Attributen (insbesondere der zukünftige Anteil „Erneuerbare Energien, nachgewiesen über Herkunftsnachweise“) führt zur Nichtausweisung entwerteter Herkunftsnachweise für erneuerbare Strommengen. Derzeit findet faktisch eine „Überentwertung“ von Herkunftsnachweisen für erneuerbare Strommengen statt. Dies ist methodisch weder konsistent noch nachvollziehbar. Dieser Effekt verstärkt sich mit weiter steigenden Anteilen geförderter Erneuerbarer Energien in der Stromkennzeichnung (derzeit bereits 60,3 % bei Haushaltskunden). Eine Anpassung des vorgeschlagen Bilanzierungsansatzes für Grünstromprodukte behebt diese Inkonsistenz und weist mehrere Vorteile gegenüber dem bisherigen Verfahren auf:

- Der Anteil „Erneuerbare Energien, finanziert aus der EEG-Umlage“ wird weiterhin über den Produktmix gegenüber den Letztverbrauchern ausgewiesen, welche die EEG-Kosten und somit die finanzielle Hauptlast der Mehrkosten der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien tragen. Der Grundansatz der Kostengerechtigkeit bleibt gewahrt.
- Es erfolgt keine anteilige Verdrängung von Stromkennzeichnungsinformation, insbesondere von „Erneuerbare Energien, nachgewiesen über Herkunftsnachweise“. Die de facto heute vorgenommene Überentwertung wird beseitigt. Dies bedeutet eine höhere Konsistenz des Bilanzierungsverfahrens und eine mögliche Nutzung der bisher verdrängten Herkunftsnachweise im Rahmen der von der Bundesregierung angestrebten Sektorenkopplung.

- Der Gesamtenergieträgermix enthält weiterhin den Anteil „Erneuerbare Energien, finanziert aus der EEG-Umlage“. Eine bessere Vergleichbarkeit der Lieferanten ließe sich generieren, indem Stromkennzeichnungspflicht gegenüber privilegierten Letztverbrauchern in eine Informationspflicht überführt werden würde (siehe nachfolgende Anpassungen).

Sollte der Gesetzgeber dennoch die Anpassungen von § 42. Abs. 3 EnWG-E weiterverfolgen, wäre die weitere Verwendung der Bezeichnung „Gesamtenergieträgermix“ gem. § 42 Abs. 1 Nr. 1 EnWG-E für Letztverbraucher verwirrend. Der BDEW würde in diesem Fall eine Umbenennung des „Gesamtenergieträgermix“ in „Beschaffungsmix des Elektrizitätsversorgungsunternehmens“ anregen. In der Begründung sollte zusätzlich festgehalten werden, dass dieser Energieträgermix lediglich für Letztverbraucher-relevante Energiemengen Anwendung findet.

### **Umbenennung von „sonstige erneuerbare Energien“ in „Erneuerbare Energien, nachgewiesen über Herkunftsnachweise“**

Die vorgeschlagene Umbenennung in „erneuerbare Energien mit Herkunftsnachweis, nicht finanziert durch die EEG-Umlage“ gem. § 42 Abs. 1 EnWG-E stellt einen für Letztverbraucher sperrigen und nur schwer verständlichen Begriff dar. Der BDEW regt daher die Umbenennung in „Erneuerbare Energie, nachgewiesen über Herkunftsnachweise“ an. Weiterhin sollte in der Gesetzesbegründung klargestellt werden, dass die in dem ENTSO-E-Energieträgermix enthaltenen und bei Verwendung des ENTSO-E-Energieträgermix durch den Lieferanten automatisch zugeordneten zwangsentwertete Herkunftsnachweise im Anteil „Erneuerbare Energien, nachgewiesen über Herkunftsnachweise“ Eingang finden.

### **Präzisierung der Datenübermittlungspflichten der Bundesnetzagentur gegenüber dem Umweltbundesamt**

Der BDEW fordert eine Präzisierung der Datenübermittlungspflichten der Bundesnetzagentur gegenüber dem Umweltbundesamt gem. § 42 Abs. 7 EnWG-E. Zur Überprüfung des Anteils ungeförderter Erneuerbaren Energien sind erforderlich:

- Gesamtstromlieferung des Elektrizitätsversorgungsunternehmens an Letztverbraucher
- Strommenge, für die auf dem Konto des Elektrizitätsversorgungsunternehmens beim Herkunftsnachweisregister (HkNR) eine Entwertung von Herkunftsnachweisen (HkN) stattgefunden hat
- Strommenge, für die Elektrizitätsversorgungsunternehmen automatisch zwangsentwertete Herkunftsnachweise erhalten. Die Zuweisung von zwangsentwerteten Herkunftsnachweisen resultiert aus der Verwendung des in § 42 Abs. 4 aufgeführten „ENTSO-E-Energieträgermix“.

Alle drei Angaben beziehen sich jeweils auf das für die Stromkennzeichnung maßgebende Bilanzierungsjahr. Die Datenerhebung kann wie bisher gemeinsam mit der Erhebung zum Monitoringbericht der Bundesnetzagentur erfolgen.

Der Schutz der Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse der Unternehmen ist zu wahren. Daher ist klarzustellen, dass keine Pflicht zur Offenlegung von Geschäfts- und Betriebsgeheimnissen statuiert wird und die Bundesnetzagentur bei der Übermittlung solcher Daten deren Schutz entsprechend sicherstellt.

## **Abschaffung des verbleibenden Energieträgermix und Prüfung der bundeseinheitlichen Vergleichsgröße**

Sofern eine Anpassung des „Gesamtenergieträgermix“ in einen „Beschaffungsmix des Elektrizitätsversorgungsunternehmens“ umgesetzt werden würde, stellt der bei einer Produktdifferenzierung gem. § 42 Abs. 3 zu veröffentlichende „verbleibende Energieträgermix“ keinen nachvollziehbaren Mehrwert für den Endkunden mehr dar. Vielmehr sollte die Stromkennzeichnung sich auf die für den Letztverbraucher relevanten Informationen fokussieren. Die Stromkennzeichnung gegenüber Letztverbraucher sollte sich demnach auf zwei (maximal drei) Energieträgermixe beschränken:

- Gesamtunternehmensmix,
- Produktmix bzw. Energieträgermix des mit dem Letztverbraucher vertraglich vereinbarten bzw. gelieferten Stromproduktes,
- (Energieträgermix einer bundeseinheitlichen Vergleichsgröße)

Sowohl Gesamtunternehmensmix als auch der jeweilige Produktmix enthalten den Anteil „Erneuerbare Energien, finanziert aus der EEG-Umlage“. Als bundeseinheitliche Vergleichsgröße ist bisher gem. § 42 Abs. 2 EnWG ein Energieträgermix mit den Durchschnittswerten der Stromerzeugung in Deutschland anzugeben. Bereits seit geraumer Zeit stellt die Gegenüberstellung von Verbrauchs- zu Erzeugungsmengen keinen adäquaten und nachvollziehbaren Vergleich dar. Abweichung werden weiterhin durch das (Nicht-)Vorhandensein von Härtefallkunden beeinflusst. Der BDEW regt daher die Prüfung und Definition einer sachgerechteren Vergleichsgröße an. Sofern keine adäquatere Vergleichsgröße umsetzbar ist, sollte die Darstellung einer bundeseinheitlichen Vergleichsgröße zukünftig entfallen.

## **Überführung der Stromkennzeichnungspflicht gegenüber privilegierten Letztverbrauchern in eine Informationspflicht und Ermöglichung der optionalen Entwertung von Herkunftsnachweisen durch privilegierte Letztverbraucher**

Auch bei einer eventuellen Etablierung des „Beschaffungsmix des Elektrizitätsversorgungsunternehmens“ können systematische Unterschiede in Bezug auf den Anteil „Erneuerbare Energien, nachgewiesen über Herkunftsnachweise“ auftreten. In Abhängigkeit des Vorhandenseins von privilegierten Letztverbrauchern im Belieferungsportfolio eines Lieferanten wird der Anteil „Erneuerbare Energien, nachgewiesen über Herkunftsnachweise“ oftmals überdurchschnittlich beeinflusst.

Zur Behebung dieses Umstandes fordert der BDEW daher eine Umwandlung der verpflichtenden Stromkennzeichnung gegenüber privilegierten Letztverbrauchern (stromintensive Unternehmen) in eine reine Informationspflicht durch das Elektrizitätsversorgungsunternehmen (Änderung des § 60a EEG sowie § 78 Abs. 5 EEG in Form einer verpflichtenden Mitteilung des Vorlieferantenmix). Eine Umstellung kann auch durch nachfolgende Argumente begründet werden:

- Bereits heute erfolgt die EEG-Abrechnung zwischen privilegiertem Kunden und dem Übertragungsnetzbetreiber, und nicht durch Mitwirkung des Lieferanten
- Privilegierte Letztverbraucher sind oftmals selbst Lieferanten gegenüber nicht-privilegierten Letztverbraucher
- Privilegierte Letztverbraucher sind oftmals Eigenerzeuger, Börsenstrombezieher und Letztverbraucher zugleich

- Privilegierte Letztverbraucher sind aufgrund ihrer Kenntnis über Stromkennzeichnung und nachhaltigkeitsrelevanten Informationen in der Lage, die Bilanzierung ihrer Energieströme selbst durchzuführen

Damit privilegierte Letztverbraucher auch in Zukunft für gelieferte, eigenerzeugte und selbst an der Börse beschafften Energiemengen eine Grünstellung vornehmen können, muss für diese Kundengruppe der Handel und die Entwertung von Herkunftsnachweisen durch eine Anpassung der HkRNDV ermöglicht werden. Privilegierte Kunden sollten Anspruch auf ein Konto im Herkunftsnachweisregister des Umweltbundesamtes haben, in dem all ihre Aktivitäten im Bezug zu Herkunftsnachweisen erfasst und die eigenständige Entwertung (ggf. auch über einen Dienstleister) möglich ist.

### **Weitere über die Stromkennzeichnung hinausgehende Anpassungsvorschläge**

#### **Forderung einer optionalen Möglichkeit zur Grünstellung von selbst beschafften und eigenerzeugten Strommengen durch Letztverbraucher ohne Lieferanten-Beteiligung (gilt für Strommengen ohne konkretem Lieferverhältnis mit einem Lieferanten)**

Sofern Letztverbraucher ohne Lieferantenbeteiligung eigenständig Energiemengen (z. B. an der Börse) beschaffen oder Energiemengen selbst erzeugen, besteht für diese Letztverbraucher zum aktuellen Zeitpunkt keine optionale Möglichkeit der Grünstellung dieser Energiemengen (z. B. über Herkunftsnachweise). Aktuell ist auch die Entwertung von Herkunftsnachweisen durch Lieferanten für deren Eigenbedarf nicht zulässig. Die Unternehmen können aufgrund dessen eventuelle selbst auferlegte Nachhaltigkeitskriterien nicht erfüllen.

Der Gesetzgeber sollte daher die EnWG-Novelle als Anlass nehmen auch für diese Letztverbraucher eine optionale Grünstellung entsprechender Strommengen zu ermöglichen. Eine Umsetzung kann über den Nachweis bzw. Entwertung von Herkunftsnachweisen im Herkunftsnachweisregister des Umweltbundesamtes erfolgen. Entsprechenden Letztverbraucher müsste die Möglichkeit eingeräumt werden, ein Konto im Herkunftsnachweisregister anlegen und Herkunftsnachweise selbst oder über einen Dienstleister entwerten zu können. Zusätzlich sollte auch die Möglichkeit eingeräumt werden, dass aus bestehenden Konten im Herkunftsnachweisregister eine Entwertung für den Eigenbedarf zulässig ist. Hierfür wäre aus Sicht des BDEW eine Anpassung der HkRNDV erforderlich.

Eine standardisierte Nutzung von Herkunftsnachweisen würde die Bedeutung der Herkunftsnachweise nachhaltig stärken und einen Zubau von ungeförderter Erneuerbarer Energien zusätzlich anreizen. Die bestehende Stromkennzeichnungspflicht der Lieferanten für die von ihnen an Letztverbraucher gelieferten Energiemengen bleibt davon unberührt.

#### **Forderung einer optionalen Möglichkeit zur Grünstellung von Netzverlustenergie durch Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber**

Da Netzverlustenergie nach Auffassung des Umweltbundesamtes kein Letztverbrauch im Sinne der Stromkennzeichnung darstellt, besteht derzeit für Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber keine Möglichkeit der optionalen Grünstellung dieser ausschreibungspflichtigen Energiemengen. Ebenfalls besteht derzeit eine rechtliche Grauzone, ob Lieferanten für Netzverlustenergie Herkunftsnachweise entwerten dürfen. Bisher gilt hier nach Auffassung des BDEW lediglich eine Informationspflicht zur Übermittlung eines entsprechenden Handelsmixes.

Faktisch ist damit ein bedeutender Teil des Stromsystems von der Integration Erneuerbarer Energien ausgeschlossen (rund 5% des bereitgestellten Stroms in Deutschland). Gleichzeitig verdeutlicht die Zunahme entsprechender Auswahlkriterien im Rahmen von Konzessionsverfahren die Forderung in der Gesellschaft nach einem nachhaltigen Netzbetrieb. Der Gesetzgeber sollte daher die EnWG-Novelle als Anlass nehmen auch für Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber eine optionale Grünstellung entsprechender Strommengen zu ermöglichen. Eine Umsetzung kann ebenfalls über die Entwertung von Herkunftsnachweisen im Herkunftsnachweisregister des Umweltbundesamtes erfolgen. Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber sollte daher die Möglichkeit eingeräumt werden, ein Konto im Herkunftsnachweisregister anlegen und Herkunftsnachweise selbst oder über einen Dienstleister entwerten zu dürfen. Auch hier wäre aus Sicht des BDEW eine Anpassung der HkRNDV erforderlich.

Eine standardisierte Nutzung von Herkunftsnachweisen würde die Bedeutung der Herkunftsnachweise nachhaltig stärken und einen Zubau von ungeförderter Erneuerbarer Energien zusätzlich anreizen, ohne eine diskriminierungsfreie Ausschreibung von Verlustenergie zu gefährden.

### **Gestuftes Inkrafttreten**

Die vom BDEW als redaktionell anzusehenden Änderungsvorschläge (Begriffsdefinitionen und Anpassung/Minimierung der grafischen Darstellungen) sollten wegen Vorbereitung der Stromkennzeichnung spätestens zum 01.07.2021 in Kraft treten (Erste Aktualisierung erfolgt spätestens am 01.11.2021). Dies gilt ebenfalls für die über die Stromkennzeichnung hinausgehende optionale Möglichkeit der Grünstellung von Strommengen von eigenständig beschafften und eigenerzeugten Strommengen durch Letztverbraucher sowie Netzverlustenergie durch Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber.

Die geforderte Anpassung des Bilanzierungsansatzes bei Grünstromprodukten (siehe vorgeschlagene Anpassung § 78 Abs. 4 EEG) sowie die Überführung der Stromkennzeichnungspflicht gegenüber privilegierten Letztverbrauchern in eine Informationspflicht sollte aufgrund bestehender vertraglicher Verpflichtungen und bereits erteilter Lieferzusagen von Herkunftsnachweisen frühestens für das Bilanzierungsjahr 2023 (Stromkennzeichnungsrelevanz im Jahr 2024) umgesetzt werden.

## **Themenpapier 10 – Anerkennung der Kosten der Verteilernetzbetreiber aus §§ 14c, 14d und 14e EnWG-E**

Der Vorschlag des BDEW, dass die Verteilernetzbetreiber für einen Übergangszeitraum bis zum Beginn der fünften Regulierungsperiode ihre im Zusammenhang mit der Umsetzung der neuen Verpflichtungen aus den §§ 14c, 14d und 14e EnWG-E entstehenden Implementierungskosten sowie die aus dem jährlichen Erfüllungsaufwand resultierenden Kosten über den Antrag auf Genehmigung des Regulierungskontosaldos nach § 5 Absatz 3 i.V.m. § 4 Absatz 4 Satz 1 Nummer 1a ARegV geltend machen können, lässt sich wie folgt umsetzen:

„Dem § 34 der Anreizregulierungsverordnung wird folgender Absatz 16 anfügt:

*(16) Abweichend von § 5 Absatz 1 Satz 1 dürfen Netzbetreiber Kosten, die vor dem 1. Januar 2028 durch die Vorbereitung der Umsetzung der §§ 14c, 14d und 14e des Energiewirtschaftsgesetzes vom [Datum des Inkrafttretens] 2021 (BGBl. ...) entstehen, als zusätzliche zulässige Erlöse in das Regulierungskonto einbeziehen. Die sich daraus ergebende zusätzliche Differenz ist nach § 5 Absatz 3 Satz 1 zu genehmigen, wenn die zusätzlichen Kosten effizient sind und nicht bereits auf Grund anderer Regelungen dieser Verordnung in den zulässigen Erlösen nach § 4 berücksichtigt wurden.“*

Die Regelung entspricht der Lösung, die bei der NABEG-Novelle im Zuge der Einführung des Redispatch 2.0 in § 34 (15) ARegV gefunden wurde.

## Themenpapier 11 – Folgeänderung in der Stromnetzzugangsverordnung, § 26 StromNZV

Aggregatoren können als Vermittler zwischen den Kundengruppen und dem Markt dazu beitragen, dass alle Kundengruppen Zugang zu den Elektrizitätsmärkten haben und ihre flexible Kapazität sowie selbst erzeugte Elektrizität vermarkten können. Die Regelung in § 41d EnWG-E stellt sicher, dass Kunden die Angebote von Aggregatoren wahrnehmen können und zugleich die berechtigten Interessen von Lieferanten und Bilanzkreisverantwortlichen gewahrt bleiben. Die Regelung trifft Vorgaben zu Rechten und Pflichten im Verhältnis zu den Stromlieferanten und betroffenen Bilanzkreisverantwortlichen im Zusammenhang mit dem Abschluss eines Aggregierungsvertrages durch Letztverbraucher und Betreiber von Erzeugungsanlagen. Sie gelten also hinsichtlich der Verträge mit Aggregatoren für Erzeugung und Letztverbrauch. Um sie konsistent umzusetzen, ist auch § 26a Abs. 1 StromNZV anzupassen, damit für Regelleistung die gleichen Regeln gelten wie für Dienstleistungen auf allen anderen Märkten.

### ➤ **BDEW-Vorschlag**

§ 26a Abs. 1 wird wie folgt angepasst:

„§ 26a Erbringung von Regelleistung durch Letztverbraucher **und Erzeuger**

(1) Lieferanten, Bilanzkreisverantwortliche und Betreiber von Übertragungsnetzen stellen sicher, dass einem Letztverbraucher mit Zählerstandsgangmessung oder viertelstündiger registrierender Lastgangmessung **und dem Betreiber einer Erzeugungsanlage** auf sein Verlangen hin die Erbringung von Minutenreserve oder Sekundärregelung über einen anderen Bilanzkreis gegen angemessenes Entgelt ermöglicht wird. Hierzu sind Regelungen über den Austausch der erforderlichen Informationen zwischen den Beteiligten sowie die Bilanzierung der Energiemengen zu treffen. ~~Der Lieferant kann die Erbringung von Minutenreserve und Sekundärregelung über einen anderen Bilanzkreis nach Satz 1 mit ausdrücklicher Zustimmung des Letztverbrauchers vertraglich ausschließen.~~