

Stellungnahme des Sachverständigen

Carsten Pfeiffer
Bundesverband Neue Energiewirtschaft (bne)

Änderungen im Energiewirtschaftsrecht

Stellungnahme zur Anhörung des Ausschuss
für Wirtschaft und Energie des Bundestags
vom 07. Juni 2021

Berlin, 02. Juni 2021. Der Bundesverband Neue Energiewirtschaft (bne) begrüßt die Vorlage eines Gesetzentwurfs zur Umsetzung der EU-Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie in Deutschland, die Aufnahme der Transparenzvorgaben in das EnWG und die Einführung einer Regulierung von Wasserstoffnetzen sowie Verordnung zur Umsetzung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2021 und zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften. Insgesamt gehen die Änderungen in die richtige Richtung. Sie reichen aber nicht aus, um die klima- und energiepolitischen Ziele abzubilden. Parallel zu dem Gesetzgebungsverfahren wird das Klimaschutzgesetz novelliert und auf höhere Klimaziele ausgerichtet. Es wäre daher folgerichtig, die Ausbauziele für Erneuerbare Energien auf die neuen Ziele auszurichten, zumal eine Erhöhung der Ausbauziele bereits von den Regierungsfraktionen im Entschließungsantrag zum EEG 2021 vom Dezember 2020 selbst gefordert worden waren, was wiederum mit dem Vorschlag von Bundeswirtschaftsminister Peter Altmaier korrespondierte, der bereits letzten September höhere Ausbauziele im Kontext des EU-Green-Deal anmahnte, dessen neuen Klimaziele inzwischen im Trilog beschlossen worden sind. Bis zum Zeitpunkt der Verfassung dieser Stellungnahme gab es keine vorliegenden Beschlüsse, die dies umsetzen.

Die Ausschreibungsaufstockungen für das Jahr 2022 sind zwar zu begrüßen, sieersetzen aber nicht eine Ausrichtung der Ausbauziele sowie Gesamtmaßnahmen für Erneuerbare Energien auf die neuen Klimaziele der EU sowie Deutschland, so fehlt neben der Anpassung der Ziele auch die Anpassung des Mengen- und Zeitgerüsts sowie des sog. atmenden Deckels bei der Photovoltaik.

Der bne unterstützt ausdrücklich den Vorschlag der Internationalen Energieagentur, der für OECD-Länder bis 2030 eine saubere Stromerzeugung vorsieht, was für Deutschland eine vollständige Energieversorgung mit Erneuerbaren Energien bedeuten würde. Hieraus sowie aus dem EU-Green-Deal abgeleitet müsste der Anteil Erneuerbarer Energien beim Bruttostromverbrauch in Deutschland bis 2030 bei 75 bis 80 Prozent liegen. Am Tag der Abgabe dieser Stellungnahme wurde über die Nachrichtenagentur Reuters berichtet, dass die Ausbauziele für Photovoltaik und Windonshore für 2030 als Bestandteil eines Klimaschutzprogramms deutlich aufgestockt werden sollen. Dies wäre im Falle des Zutreffens sehr begrüßenswert und in der Logik der neuen übergeordneten Zielsetzungen.

Insgesamt erscheint die Umsetzung der Regelungen zur marktgestützten Beschaffung von Flexibilitätsdienstleistungen noch unausgereift und die Umsetzung der Vorgaben der EU-Richtlinie zu aktiven Kunden ist unvollständig. Bei der Regulierung von reinen Wasserstoffnetzen sind noch problematische Lücken zu schließen, die andernfalls die Entwicklung eines funktionsfähigen Wasserstoffmarkts behindern könnten. Bei der Entflechtung des Netzbetriebs von anderen Bereichen darf es keine Kompromisse geben und ein regulierter Zugang statt Verhandlung mit Netzmonopolen schafft für alle Akteure eine verlässliche Planungsgrundlage.

Der bne begrüßt grundsätzlich das EEG-Verordnungspaket und das Vorantreiben der Wasserstoffwirtschaft durch die geplante Änderung der Erneuerbare-Energien-Verordnung (EEV). Die Entlastung der Stromerzeugungskosten zur Herstellung von grünem Wasserstoff ist richtig und dringend nötig für deren Markthochlauf. Aus grundsätzlichen Erwägungen zieht der bne eine grundsätzliche Reform der Steuern, Abgaben und Umlagen im Energiebereich einer weiteren EEG-Befreiung vor. Auch sollte Technologieförderung zuerst aus dem Bundeshaushalt anstatt von den Verbrauchern gezahlt werden. Es ist richtig, die Befreiung der Wasserstoffherstellung von der EEG-Umlage an Kriterien zu knüpfen. Positiv hervorzuheben ist, dass der Nachweis grüner Wasserstoffproduktion mit optional gekoppelten Herkunfts-nachweisen (HKN) möglich sein soll. Gekoppelte HKN sind ein pragmatischer Weg, in der Handhabung muss er aber einfacher werden.

Der bne begrüßt außerdem die Änderungen in der Innovationsausschreibungsverordnung, insbesondere jene zur Agri-Potovoltaik und merkt die Notwendigkeit weiterer Klarstellungen in den weiteren Bestimmungen zu Anlagenkombinationen an.

Inhaltsüberblick:

- I. Kommentar zu ausgewählten Themen
 - Endogene Mengensteuerung [\(Seite 4\)](#)
 - Kommunale Beteiligung von Photovoltaik-Freilandanlagen [\(Seite 5\)](#)
- II. Verordnung der Bundesregierung zur Umsetzung des EEG [\(Seite 6\)](#)
(BT-Drs. 19/29793)

Detaillierte Kommentare zu:
- „Grüner“ Wasserstoff und EEG-Umlagebefreiung, Herkunftsachweise
- Agri-PV und Innovationsausschreibung, bzw. Innovationen im EEG
- III. Gesetzentwurf der Bundesregierung zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts [\(Seite 11\)](#)
(BT-Drs. 19/27453, sowie 19/28407)

Detaillierte Kommentare zu:
- Speicher im regulatorischen Bereich, Marktverzerrung [\(Seite 11\)](#)
- Umsetzung EU-Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie (2019/944), [\(Seite 11\)](#)
- Regulierung reiner Wasserstoffnetze
- Netzentgelte, Transparenzvorgaben und Veröffentlichungspflichten
- Weitere Änderungen des Energiewirtschaftsgesetzes in Artikel 1
- Artikel 10 - Änderung des Messtellenbetriebsgesetzes [\(Seite 23\)](#)
- Artikel 11 - Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes [\(Seite 28\)](#)
- IV. Zum Entwurf EEGSoMG2021 [\(BT-Drs. 19/29288\)](#)

I. Kommentare zu ausgewählten Themen

Endogene Mengensteuerung

Der Markt lebt vom Wechselspiel aus Angebot und Nachfrage und mit Ausschreiben im EEG hat man einen Markt geschaffen. Wenn das Angebot die Nachfrage übersteigt, sinken die Preise und dann auch langsam das Angebot. Wenn die Nachfrage das Angebot übersteigt, steigen die Preise und gibt einen (wichtigen und zentralen) Anreiz zur Erhöhung des Angebots, so dass künftig die Nachfrage gedeckt werden kann.

Die endogene Mengensteuerung wurde bereits von der EZB einmalig ausprobiert und war ein Desaster, die EZB hat das nie wieder gemacht. In keinem anderen Bereich gibt es Ausschreibungen mit endogenen Mengensteuerung, da dies einfach nicht funktioniert. Nicht mal die Preise müssen sinken.

Die Rationierungsregel der endogenen Mengensteuerung hat zur Folge, dass die Bieter mit den höchsten Kosten niemals einen Zuschlag erhalten werden, da die Regel vorsieht, das Zuschlagsvolumen genau dann unter das Angebotsvolumen zu reduzieren, wenn die Ausschreibung nicht überzeichnet ist. Deshalb würden Bieter mit hohen Kosten auf jeden Fall auf ihren Qualifikationskosten sitzen bleiben. Daher werden Bieter mit relevanten Qualifikationskosten, die zwar an einer unrationierten Ausschreibung teilgenommen hätten, nicht mehr an der rationierten Ausschreibung teilnehmen. Nehmen die Bieter mit den höchsten Kosten nicht mehr an der Ausschreibung teil, gilt die bereits ausgeführte Argumentation nun auch für die Bieter mit den nächsthöchsten Kosten. Folglich werden auch diese (über kurz oder lang) nicht mehr an den Ausschreibungen teilnehmen. Diese Abwärtsspirale wird schrittweise fortgesetzt, wobei in jedem Schritt weitere potenzielle Bieter aussteigen bis zu den Bieter mit den niedrigsten Kosten, die dann auch nicht mehr teilnehmen werden, weil sie nur noch unter sich sind und somit auch rationiert werden.

Unter folgendem Link findet sich eine genauere Beschreibung ausgewiesener Experten für Ausschreibungen (KTI, TAKON; ZEW), weshalb die endogene Mengensteuerung Angebote verdrängt, anstatt Wettbewerb zu schaffen: <https://gemes.econ.kit.edu/downloads/EndogeneRationierungEhrhartHankeOtt190517.pdf>.

Angesichts des Drängens der EU-Kommission in Richtung endogener Mengensteuerung sei darauf hingewiesen, dass es in den aktuellen Beihilfeleitlinien keine explizite endogene Mengensteuerung gibt und ausreichend Interpretationsspielraum dagegen besteht.

In einem bekannt gewordenen Entwurf der neuen Beihilfeleitlinien, die noch nicht veröffentlicht sind, geschweige denn in Kraft getreten ist, ist die endogene Mengensteuerung offenbar vorgesehen. Ob dies so verabschiedet wird, ist unklar, da die endogene Mengensteuerung ganz klar im Gegensatz zu den Zielen des EU-Green-Deals steht. Die Bundesregierung sollte sich in Brüssel dafür einsetzen, dass die endogene Mengensteuerung in den künftigen Beihilfeleitlinien explizit

ausgeschlossen wird. Dies sollte auch im Interesse der gesamten EU-Kommission sein, da sonst ihre klimapolitischen Ziele untergraben werden. Die von der Wettbewerbskommission präferierten Mechanismen sollten im Einklang mit der Erreichung übergeordneter Ziele stehen. Auch der Wettbewerbskommission sollte daran gelegen sein, dass die Ausschreibungseffizienz nicht durch kontraproduktive Mechanismen untergraben wird.

Die Eingriffe der EU-Wettbewerbskommission in die nationale Rechtssetzung beim EEG sollten Anreiz für Parlamentarier sein, in einer künftigen EEG-Novelle dafür zu sorgen, dass das EEG wieder Beihilfefrei wird. Dies ließe sich dadurch gestalten, dass der Umlagenmechanismus für Neuanlagen wieder von staatlichen Mittel befreit wird. Die kostenrelevanten Bestandsanlagen können parallel schrittweise über den Bundeshaushalt finanziert werden, so dass die bestehende EEG-Umlage schrittweise auf Null reduziert werden könnte. Eine Umlage für Neuanlagen hätte aufgrund der niedrigen Kosten der Neuanlagen auf der einen Seite und der steigenden CO2-Preise auf der anderen Seite keine wirkliche Kostenrelevanz.

Kommunale Beteiligung von Photovoltaik-Freilandanlagen

Für die Erreichung der Klima- und energiepolitischen Ziele ist ein sehr hoher Ausbau der Erneuerbaren Energien insbesondere zur Stromerzeugung erforderlich. Wind- und Solarstrom werden in großen Mengen benötigt. Die wichtigsten technologischen und ökonomischen Fragen sind gelöst. Entscheidend ist jetzt, dass genügend Flächen zur Verfügung stehen. Dafür ist die Akzeptanz vor Ort entscheidend. Hierfür ist es wiederum wichtig, dass die Menschen vor Ort einen Mehrwert für ihre Region erkennen können. Daher war es richtig, dass die Große Koalition eine kommunale Teilhabe für Erneuerbare Energien in den Koalitionsvertrag aufgenommen hat und im Falle der Windenergie umgesetzt hat. Eine vergleichbare Regelung wäre auch für Photovoltaik-Freilandanlagen von hoher Relevanz. Daher haben sich über 30 Unternehmen, die Solarparks projektieren in einem Offenen Brief an die Politik gewandt, und sich dafür eingesetzt, die strafrechtlichen Hürden zu beseitigen, die im Augenblick noch Zahlungen im Wege stehen. Von diesen Unternehmen wie auch von kommunalen Vertretungen wurde daher sehr positiv wahrgenommen, dass sie sowohl die SPD als auch das Präsidium der Union für eine kommunale Teilhabe ausgesprochen haben. Deren Umsetzung dient der Verbesserung der Finanzlage der Standortkommunen und damit der ländlichen Entwicklung. Alles andere als die Umsetzung der kommunalen Teilhabe käme sehr überraschend und würde vor Ort zu großer Enttäuschung über die Politik führen. Zudem wäre dies schädlich für die Akzeptanz des Ausbaus der Solarparks und damit kontraproduktiv zur Erreichung der energie- und klimapolitischen Ziele der Bundesregierung und der Koalition.

Rechtssicherheit ist der wichtigste Faktor für den Umgang zwischen kommunalen Vertretern und den Akteuren der PV-Freiflächen Branche. Ohne eine rechts sichere Regelung hängt das Damoklesschwert des Strafrechts bei jedem Gespräch zwischen Gemeindevertretern und Projektierern über den Köpfen der Beteiligten.

Für die Schaffung von Rechtssicherheit bietet sich die Regelung an, die im EEG2021 bereits für die Windenergie getroffen wurde. Aufgrund der Freiwilligkeit des Ansatzes, lässt dieser sich auch auf PPA-Anlagen übertragen, die zwar Erneuerbare-Energie-Anlagen im Sinne des EEGs sind, aber nicht über das EEG gefördert werden. Bei der Frage der Kompensation der Zahlungen von EEG-geförderten Photovoltaik-freilandanlagen verweist der bne auf den [Offenen Brief von über 30 Unternehmen](#), die explizit darauf hinweisen, dass sie im Gegensatz zur Regelung bei der Wind-energie keine finanzielle Kompensation möchten.

Der bne verweist zudem darauf, dass eine höhere Akzeptanz zu größeren Mengen bei Ausschreibungen führen würde. Je höher das Anlagen-Angebot im Verhältnis zur ausgeschriebenen Leistung ist, desto niedriger werden die Bezuschlags-höhen sein. Dies wird insbesondere dann von höherer Relevanz werden, wenn die Ausschreibungsmengen relevant erhöht werden, wie dies bereits für 2022 vorgese-hen ist und sich angesichts der Energie- und Klimaziele mit weiteren Steigerungen fortsetzen dürfte.

II. **Verordnung der Bundesregierung zur Umsetzung des EEG (BT-Drs. 19/29793)**

Unsere Bewertung der Verordnungsänderungen im Einzelnen:

I. Herstellung von grünem Wasserstoff und Befreiung von der EEG-Umlage

- Zu § 12h Abs. 2 EEG: Systemdienlicher Betrieb und Standortanforderungen

Hier erfolgt der Verweis auf weitere geplante Anforderungen für den „systemdienli-chen Betrieb“ der Elektrolyseure. Der Gesetzgeber sollte beachten, dass es bei die-ser Verordnungsanpassung in erster Linie um die Erzeugung von Wasserstoff geht. Schließlich ist ein „*schneller Markthochlauf dieser wichtigen Zukunftstechnologie*“ selbsterklärtes Ziel des BMWi. Grundsätzlich ist davon auszugehen, dass weitere Anforderungen die Freiheitsgrade der Betreiber weiter beschränken und dass die Wasserstoff-Produktion trotz EEG-Umlagebefreiung unwirtschaftlich bleibt. Das führt zu einer hohen Unsicherheit bei Investoren, da von der Investitionsentschei-dung bis zur Inbetriebnahme oft 2-3 Jahre vergehen können. Der Schutz der Inves-toren sollte sichergestellt werden, indem bei der Berücksichtigung der EEG-Umla-gebefreiung nicht auf die Inbetriebnahme der Windstromerzeugungsanlage, son-dern auf den Erhalt der Genehmigung nach BImSchG verwiesen wird. Analog sollte bei PV-Anlagen vorgegangen werden.

In der Begründung (II Nr.1 (c), S. 20) wird zudem ausgeführt, in Bezug auf die Systemdienlichkeit seien „*besonders relevante Aspekte die räumliche Nähe der Elektrolyseure zu den Stromerzeugungsstandorten mit hohem Erneuerbaren-Potenzial sowie zu vorhandenen geologischen Speichern*“. Unter diesen Bedingun-gen wird der Betrieb von Elektrolyseuren/Einrichtungen zur Herstellung von

grünem Wasserstoff in Süddeutschland bzw. weiten Teilen Deutschlands unmöglich. Denn abgesehen von den Stromerzeugungsstandorten mit hohem Erneuerbaren-Potential, sind auch die Standorte zur geologischen Speicherung (Salzkavernen und Porenspeicher wie ausgeförderte Öl- und Gasfelder, saline Aquifere) bundesweit sehr ungleich verteilt. Außerdem ist zu berücksichtigen, dass Porenspeicher aufgrund geophysikalischer Eigenschaften nur sehr langsam ein- als und ausspeichern können (werden heute vor allem zum Ausgleich der saisonalen Verbrauchsschwankungen im Wärmemarkt genutzt), eignen sich Kavernenspeicher eher für den Ausgleich kurzfristiger und hoher Bedarfsschwankungen. Aber auch hinsichtlich Aufwand und Geschwindigkeit der Umstellung von Erdgas auf Wasserstoff unterscheiden sich die Typen stark. Zusammengefasst ist davon auszugehen, dass die Wasserstoffspeicherung in Kavernen die erste Option für den Hochlauf des Wasserstoffmarktes ist. Räumlich verteilt sind Kavernenspeicher in Sachsen-Anhalt, westliches Niedersachsen und nördliches Nordrhein-Westfalen¹. Vorhanden bzw. in Betrieb ist allerdings noch kein geologischer Speicher für Wasserstoff, bislang am weitesten in Projekten erforscht und getestet sind Salzkavernen; zu salinen Aquifern gibt es noch keine Erfahrungen mit der reinen Wasserstoffspeicherung. Aufgrund der erheblichen Einschränkungen der Verfügbarkeit von Standorten, **sollten diese räumlichen Kriterien gestrichen werden**. Bereits die Ankündigung ihrer Ergänzung in weniger als 3 Jahren könnte die Projektentwicklung zur Herstellung von grünem Wasserstoff erheblich bremsen.

- **Zu § 12i Abs. 1 EEG: Systemdienliche Fahrweise und Begrenzung der EEG-Umlagebefreiung auf 6.000 Vollbenutzungsstunden/Jahr**

Der Verordnungsentwurf sieht eine Begrenzung der **Vollbenutzungsstunden** vor, welche von der EEG-Umlage befreit werden können und begründet dies damit, eine systemdienliche Fahrweise anzureizen. Wir halten die **Begrenzung weder für sachgerecht noch nachvollziehbar**. Erklärtes Ziel ist doch, dass die Elektrolyseure möglichst flexibel im Strommarkt betrieben werden. Tatsächlich steht eine Begrenzung in dieser Form einer Systemdienlichkeit entgegen.

Kern des Problems ist, dass im Gesetzentwurf offenbar zwei Definitionen verwechselt werden – ein Missverständnis mit weitreichenden Folgen. Der Begriff „Vollbenutzungsstunden“ wird in der Verordnung selbst definiert (§ 12i Abs. 3 EEG): „Im Sinn dieses Paragrafen ist ‚Anzahl der Vollbenutzungsstunden‘ der Quotient aus dem gesamten kalenderjährlichen Stromverbrauch und dem maximalen Stromverbrauch der Einrichtung zur Herstellung von Grünem Wasserstoff im Auslegungszustand während einer Betriebsstunde unter normalen Einsatzbedingungen.“

¹ <https://erdgasspeicher.de/erdgasspeicher/gasspeicherstandorte/>

Allerdings passt diese Definition nicht zu den Formulierungen in § 12i Abs. 1 EEV, welche die Begrenzung der EEG-Umlagebefreiung nur „*innerhalb der ersten 5.000 Vollbenutzungsstunden*“ vorsieht. Das gleiche gilt für die entsprechenden Abschnitte in der Verordnungsbegründung. Hier wird zwar der Begriff „Vollbenutzungsstunden verwendet“, inhaltlich stellt die Regelung jedoch auf Volllaststunden ab. Volllaststunden werden ermittelt, indem man die erzeugte Jahresenergiemenge durch die Nennleistung der Anlage teilt. Demnach beschreiben die Volllaststunden die Anzahl der Stunden pro Jahr, in denen eine Anlage auf Nennleistung (quasi Volllast) laufen müsste, um die tatsächlich erzeugte Jahresenergiemenge bereit zu stellen. Wenn sich also die Umlagebefreiung für grünen Wasserstoff auf die ersten 5.000 Volllaststunden bezieht, ist die beabsichtigte Regelung eher nachvollziehbar. Der Bezug der Begrenzung in § 12i Absatz 1 EEV auf die Vollbenutzungsstunden gemäß § 12 Absatz 3 EEV ist dagegen extrem problematisch.

Praktisch wirkt die Begrenzung auf max. 5.000 Vollbenutzungsstunden wie eine Mindesterzeugungsleistung, die man einmal im Jahr erreichen muss, um die Anforderungen an grünen Wasserstoff zu erfüllen. Indirekt werden damit Vorgaben zur Auslegung der Leistung der Elektrolyseure und Auslastung dieser gemacht – mit dem Ergebnis: je niedriger die Vollbenutzungsstundenzahl festgelegt wird, umso höher muss die Leistungskapazität der Elektrolyse sein. Die Stundenbegrenzung gilt zudem für alle Hersteller von grünem Wasserstoff, egal ob sie den Strom direkt von einer Windstromerzeugungsanlage beziehen oder über den Markt mit HKN. Auch vor dem Hintergrund, dass langfristig die gesamte Strommenge im Netz ausschließlich aus erneuerbaren Quellen stammen soll, ist die Begrenzung nicht nachvollziehbar.

Eine jegliche Einschränkung der jährlichen Vollast- oder Vollbenutzungsstunden bzw. einer Befreiung von der EEG-Umlage wird die Wirtschaftlichkeit des Betriebs eines Elektrolyseurs wesentlich beeinflussen. Solche Einschränkungen stellen vor allem in der fragilen frühen Marktentwicklungsphase durch eine künstliche Verteuerung des grünen Wasserstoffs, ein weiteres Risiko für die Erreichung eines nachhaltigen und substantiellen Kapazitätsaufbaus dar. Außerdem erhöht die komplexe Nachweisführung durch Gutachten eines Wirtschaftsprüfers (§ 12j) den Aufwand für den H2-Hersteller noch zusätzlich. Die Einschränkungen sowie der damit verbundene Aufwand wären ein großes Problem und sollten deshalb vermieden werden. **Das Kriterium der Vollbenutzungsstunden sollte daher aus der Verordnung gestrichen werden, mindestens jedoch ist die falsche Bezugsgröße zu korrigieren.**

Weitere ökonomische Anreize zur systemdienlichen Fahrweise können und sollten im EnWG verortet werden, insbesondere bei einer ambitionierten Umsetzung der Vorgaben in Art. 32 Strommarkt-Binnenrichtlinie zur Hebung des Flexibilitätspotentials im Stromnetz.

- **Zu § 12i Abs. 1 Nr. 2: Nutzung von mindestens 85 % Herkunfts nachweisen aus deutscher Preiszone**

Das Erfordernis, dass Strom nachweislich, d.h. unter der Nutzung von Herkunfts nachweisen, zu einem Anteil von mindestens 85 Prozent aus Anlagen stammt, die ihren Standort in der Preiszone für Deutschland haben ist **grundsätzlich sachgerecht, gerade mit dem Blick in die Zukunft**. Aktuell besteht im Vergleich zum Ge samten europäischen Herkunfts nachweis markt sowohl ein geringes Angebot an HKN aus der deutschen Preiszone, als auch eine geringe Nachfrage nach solchen, gerade was Neuanlagen angeht. Gesetzt den Fall, die beihilferechtliche Genehmigung lässt eine derartige Konkretisierung zu, sollte mit dem Aufbau der Elektrolyse leistung auch die Nachfrage nach entsprechenden HKN steigen. Dies kann den PPA-Markt stärken. Eine, wie im Entwurf vorgesehene, reine Prozentregel zur Nut zung von HKN (z.B. 85% Inland / 15% elektrische Nachbarn) wird aber noch nicht in der Lage sein, so starke Anreize zu geben, dass **inländische HKN aus (förderfreien) PPA-Neuanlagen oder ausgeförderten Altanlagen genutzt werden**, da der noch überwiegende Teil der HKN aus Deutschland aus Biomasse/Müll oder Was serkraft stammt. Um die Nutzung von HKN aus Neuanlagen anzureizen, sind wei tere Verbesserungen für PPA, aber auch eine nötige Überarbeitung des HKN-Mark tes in Deutschland nötig.

- **Zu § 12i Abs. 1 Nr. 3: EE-Strom zur Herstellung von grünem Wasserstoff darf nicht gefördert sein**

Gemäß Verordnungsentwurf dürfen Anlagen zur Produktion von grünem Wasser stoff keine EEG-Vergütung erhalten. Dies ist grundsätzlich sachgerecht. Nach An sicht des bne ist es wichtig, dass grüner Wasserstoff bevorzugt mit elektrischer Energie aus Neuanlagen (z.B. förderfreie PPA-Anlagen) produziert wird. Auch sol len ausgeförderte Anlagen (über PPA) oder andere bereits bestehende im Rahmen der sonstigen Direktvermarktung vermarktete Anlagen auch zur Herstellung von grünem Wasserstoff genutzt werden können.

- **Zu § 12 i Abs. 2 Nr. 1 b: Nur gekoppelte HKN gemäß § 16 Abs. 3 HrRNDV zulässig**

Wir begrüßen den Vorschlag, dass der Nachweis grüner Wasserstoffproduktion mit optional gekoppelten Herkunfts nachweisen (HKN) möglich sein soll. Gekoppelte HKN sind ein pragmatischer Weg, HKN mit deutscher Herkunft zu markieren. Auf die gekoppelten HKN geht die Marktanalyse Ökostrom² des UBA ein. Die meisten EVU gaben gegenüber dem UBA an, dass die Kopplung mit viel Aufwand verbun den sei. Diese Einschätzung teilt der bne. Damit sich ein Markt entwickeln kann, ist es sehr wichtig, dass die optionale Kopplung einfacher in der Handhabung wird und zwar für Anlagen aller Größenklassen.

²https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2019-08-15_cc_30-2019_marktanalyse_oe-kostrom_ii.pdf

Mit Spannung sieht der bne dem Vorschlag entgegen, welchen das UBA bis Ende des Jahres dazu erarbeiten soll, ob und wie auch HKN aus PPA-Verträgen in das System integriert werden kann. Damit könnten PPA einen neuen Schwung erfahren, was gut ist. Wir würden es begrüßen, wenn bereits ein kluger Vorschlag direkt in diese Verordnung einfließen würde.

- **Zu § 12j Nr. 4 (b): Klarstellung der Mitteilungs- und Nachweispflichten bei Strom, der nicht durch ein Netz durchgeleitet wird**

In § 12 j Nr. 4 (b) wird gefordert, dass auch Strom, der nicht durch ein Netz durchgeleitet wird (§ 12i Absatz 2 Satz 1 Nummer 2) den Mitteilungspflichten unterliegt, bzw. die Einhaltung der Voraussetzungen des § 12i nachweisen muss. Die Nachweisführung ist nicht praxisgerecht, weil Strom eben nicht durch ein Netz geleitet wird und sollte für die Fälle ohne Netznutzung auch pauschaliert durch einen Prüfungsvermerk eines Wirtschaftsprüfers, einer Wirtschaftsprüfungsgesellschaft, einer genossenschaftlichen Prüfungsverbandes, eines vereidigten Buchprüfers oder einer Buchprüfungsgesellschaft möglich sein. Hier ist eine Klarstellung wünschenswert.

II. Artikel 5 – Änderung der Innovationsausschreibungsverordnung

- **Zu § 15 Satz 2 Nummer 2 InnAusV: Agri-Photovoltaik**

Die trennscharfe Erweiterung der Flächenkulisse der Innovationsausschreibung um landwirtschaftlich genutzte Flächen, auf denen mehrjährige Kulturen und Dauerkulturen angebaut werden, sowie die enthaltene Abgrenzung zu Dauergrünland wird begrüßt. Diese Ergänzung erweitert und schärft praxisgerecht den Spielraum der BNetzA im noch nötigen Festlegungsverfahren zu Agri-PV-Anlagen in der Innovationsausschreibung. Um das wachsende Segment der Agri-Photovoltaik als Erweiterung der Optionspalette bei geförderten und förderfreien PV-Freilandanlagen zukunftsfähig zu gestalten, ist ein zeitnäher Stakeholder-Dialog empfehlenswert.

- **Zu § 13 Abs. 2 InnAusV: Anlagenkombinationen**

Die weiteren Klarstellungen zu den Anforderungen von Anlagenkombinationen mit Speicher werden begrüßt. Auch die Klarstellung, dass Speicher bei Anlagenkombinationen die Kapazitäten über die Förderdauer bereithalten müssen, ist für deren Auslegung hilfreich. Weitere Klarstellungen zum § 13 Absatz 2 InnAusV sind jedoch nötig, da z.B. wegen §4 InnAusV in der Innovationsausschreibung nur Gebote für Anlagenkombinationen abgegeben werden können, aber insbesondere bei Agri-PV-Anlagen (oder Floating-PV, oder Parkplatz-PV) die Anforderungen nach § 13 Absatz 2 InnAusV eine Erweiterung der Anlagenauslegung erfordern würden (z.B. die Erweiterung durch einen Speicher). Der Absatz sollte insgesamt klarer formuliert werden. Auch ist ein Kriterium mit einer Anknüpfung zur Sekundärregelleistung grundsätzlich zu überdenken. Besser wäre eine Vereinheitlichung

auf Anreize für möglichst kapazitätsstarke Speicher, z.B. durch eine über die Zeit ansteigenden Erfordernis der Einspeicherungszeit.

III. Gesetzentwurf der Bundesregierung zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts (BT-Drs. 19/27453, sowie 19/28407)

Mit dem vorgelegten Gesetzentwurf werden drei wesentliche Ziele erreicht: die Umsetzung der EU-Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie, die Verankerung der Transparenzvorgaben im EnWG und die Einführung einer Regulierung für Wasserstoffnetze. Bei der Umsetzung der EU-Richtlinie werden wichtige neue Vorgaben insbesondere für die Nutzung von Flexibilitäten der Verbraucher durch Einführung einer Verpflichtung zum Anbieten von dynamischen Tarifen für Lieferanten, die verbesserte Einbindung von Aggregatoren und der marktgestützten Beschaffung von Flexibilitätsdienstleistungen durch Netzbetreiber umgesetzt. Allerdings ist das in der Richtlinie vorrangige Instrument der marktgestützten Beschaffung von Flexibilitätsdienstleistungen noch nicht klar genug in die bisherige Systematik des Gesetzes eingefügt worden. Die Transparenzvorgaben sind aus den Verordnungen herausgenommen worden und sollen jetzt im Gesetz geregelt werden. Damit ist die Hoffnung verbunden, dass die Veröffentlichung der Daten in Zukunft rechtssicher erfolgen wird. Auch wenn der Wasserstoffmarkt in Deutschland sehr klein starten wird, sobald das Wasserstoffnetz mehr als ein Inselnetz für ein paar Industriekunden ist, muss es reguliert werden. Dazu gehört auch ein gesetzlicher Rahmen mit klaren Vorgaben zu Bedingungen und Entgelten für Netzanschluss, Einspeisung, Transport und Entnahme aus dem Wasserstoffnetz. Hier weist der Gesetzentwurf noch eine große Lücke auf. Der regulierte Netzzugang schafft für alle Beteiligten eine verlässliche Planungsgrundlage und ist somit elementare Voraussetzung für die Entwicklung eines funktionsfähigen Wasserstoffmarkts. Auch bei der Umwidmung von Gasnetzen zu Wasserstofftransportleitungen müssen die Möglichkeiten zur Quersubventionierung des Wasserstoffnetzausbau durch die Gaskunden wirksam unterbunden werden. Der bne begrüßt auf der anderen Seite die klare Trennung des Wasserstoffnetzbetriebs von marktlichen Aktivitäten im Gesetzentwurf sowie das Verbot für Wasserstoffnetzbetreiber, selbst Eigentümer oder Betreiber von Anlagen zur Wasserstofferzeugung oder -speicherung zu werden. Bei der Entflechtung darf es keine Kompromisse geben und daher sollte zudem der Wasserstoffnetzbetrieb rechtlich unabhängig von anderen Tätigkeitsbereichen organisiert werden.

Speicher im regulatorischen Bereich dürfen den Speichermarkt nicht verzerren
Grundsätzlich sind große Speicheranlagen im Energiesystem nötig, auch bereits in den kommenden Jahren. Die Marktbedingungen und das Marktdesign reizen heute diesen Ausbau nicht an, insbesondere nicht für große Speicherkapazitäten oder sehr leistungsfähige Speicher, die auch netzdienlich werden, oder gar netzgekoppelt eingesetzt werden können. Der Netzentwicklungsplan Strom sieht bereits Netzbooster-Anlagen vor, die nicht über den Markt errichtet werden. Deshalb ist es

wichtig und legitim, dass klare Regeln für deren Errichtung und den Betrieb von Speicheranlagen gelten, die im regulierten Bereich mit einer Finanzierung über Netzentgelte entstehen. Diese Regeln sollten auch für weitere Speicher gelten, die in der Lage wären, Leistungsflüsse im (Übertragungs-)netz abzubilden und über Netzentgelte finanziert werden. Bei all diesem im regulatorischen Bereich entstehenden Speichern oder Speichereinheiten muss das Prinzip gelten, dass sich weder bei deren Errichtung, noch in ihrem Betrieb Marktverzerrungen ergeben. Andernfalls gäbe es kein Level-Playing-Field für die Markakteure von unterschiedlichen Flexibilitäten. Dies bedingt in den Ausschreibungen nach § 11a EnWG ein Vermarktungsverbot und eine klare technische Abgrenzung solcher über Netzentgelte finanzierte Speichereinheiten mit einer transparenten separaten Messung. Der bne unterstützt in diesem Sinne den Vorschlag, nachdem ein Vermarktungsverbot nur für den abgegrenzten Teil von Speicheranlagen gilt, über den ein Dienstleistungsvertrag mit dem Netzbetreiber besteht. Andere Teile des Speichers, die von den Markakteuren finanziert sind, können danach ohne Einschränkungen am Strommarkt eingesetzt werden. Mit diesem Vorschlag ist ein multi-use von Speicheranlagen möglich, ohne gravierende Marktverzerrungen zu verursachen.

Zu Artikel 1 - Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes

Unsere Anmerkungen zu den Regelungen im Gesetzentwurf im Einzelnen:

Umsetzung EU-Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie (2019/944) vom 5. Juni 2019
Die Definition aus der EU-Richtlinie blockiert die weitere Standardisierung der SMGW im Roadmap-Prozess von BSI und BMWi. Technische Voraussetzung für die Nutzung eines Stromtarifs mit dynamischen Preisen ist ein entsprechendes Messsystem. Im Markt gibt es mindestens ein freies intelligentes Messsystem, dass diese Funktion leistet. Allerdings wird die Funktion bislang nicht von den BSI-zertifizierten SMGW abgedeckt und bei der Entwicklung der Vorgaben für die weitere Standardisierung der SMGW steht die Umsetzung der dynamischen Tarife noch relativ weit hinten im aktuellen Stufenmodell von BSI und BMWi. Der bne hat hier bereits auf die Notwendigkeit einer früheren Umsetzung des Energieanwendungsfalls hingewiesen.

Bislang ist der dynamische Tarif nicht gesetzlich definiert und wird im Stufenmodell dokument selbst beschrieben³. Tritt die Begriffsbestimmung durch die EnWG-Änderung wie entworfen in Kraft, müsste die gesetzliche Definition in den Standardisierungsprozess übernommen werden; sie bestimmt damit wesentlich die technische Umsetzung im BSI-zertifizierten SMGW (das ist eine Folge dessen, dass sich der Gesetzgeber beim Messstellenbetriebsgesetz auf die Vorgabe konkreter

³ „Der Verbraucher oder Erzeuger erhält kurzfristig für bestimmte Zeitfenster, auch Ereignisse genannt, variable Tarife durch den Energielieferanten oder Aggregator. Der Verbraucher oder Erzeuger kann auf diese ereignisvariablen Tarife reagieren, wenn er über flexible Verbrauchs-, Erzeugungs- oder Speicheranlagen verfügt, und somit seine Energiekosten optimieren. Neben dem Anzeigen der Tarifereignisse wird auch sichergestellt, dass die ereignisvariablen Tarife mit dem aktuelle angepassten Verbrauchs- oder Erzeugungsverhalten des Letztverbrauchers korrekt abgerechnet werden.“

Architekturvorgaben für die Zertifizierung der SMGW festgelegt hat). Die Definition im Gesetzentwurf ist jedoch nicht geeignet, dass sich daraus eine sinnvolle Vorgabe für die technische Standardisierung in den SMGW ableiten ließe. Daher schlagen wir eine **grundlegende Anpassung von § 3 Ziffer 25a. EnWG-E** vor mit einer Be- griffsbestimmung, die zur Strommarkt-Richtlinie passt und sich auch bei der tech- nischen SMGW-Standardisierung abbilden lässt:

„25a. Stromliefervertragtarif mit dynamischen Preisen Tarifen einen Stromliefervertrag mit einem Endkunden, in dem der die Preiseschwan- kungen auf demn Spotmärkten, einschließlich der Day-Ahead- und oder Intra- day-MarktMärkte, in den Intervallen widerspiegelt werden, die mindestens den Abrechnungsintervallen des jeweiligen Marktes gewählten Handelsproduk- tes entsprechen wiederspiegelt“

- **Zu Nummer 20, § 11a Ausschreibung von Energiespeicheranlagen, Vermark- tungsverbot, Festlegungskompetenz**

Der Grundsatz, dass Netzbetreiber keine eigenen Energiespeicheranlagen besitzen sollen, wird vom bne ausdrücklich unterstützt. Nur auf diese Weise kann durchgän- gig verhindert werden, dass Netzbetreiber in den wettbewerblichen Teilen des Stromversorgungssystems tätig werden. Hier bietet sich allerdings noch eine an- dere Alternative, als die Errichtung und den Betrieb der Anlagen auszuschreiben. So könnte stattdessen die für das Netz benötigte Leistung bzw. das zu lösende Problem ausgeschrieben werden, also z.B. die Aufnahme einer definierte Menge Stroms über einen definierten Zeitraum und ggf. eine spätere Abgabe dieser Men- gen (**Flexibilität als ein Service anstelle Ausschreibung der Hardware**). Damit könnten auch andere technische Lösungen zur Anwendung kommen, z.B. auch die Steuerung von Verbrauchern. Ein solches Ausschreibungsdesign spricht viel mehr potentielle Bieter an, was sich auch günstig auf die Kosten der kontrahierte Sys- temdienstleistung auswirkt. Der bne sieht solche technologieoffenen Modelle als deutlich vorzugswürdig an.

Außerdem muss das Gesetz eine **faire Ausschreibung des Netzbetreibers si- cherstellen**. Um bewerten zu können, ob der Netzbetreiber die ausgeschriebene Flexibilitätsdienstleistung tatsächlich selbst „rechtzeitig und zu angemessenen Konditionen“ erbringen kann (und dies nicht nur nach Abschluss der Ausschrei- bung behauptet), muss er zur Ausschreibung sein Dienstleistungsangebot ebenfalls einreichen. Dazu gehört auch, dass das Angebot des Netzbetreiber inkl. Gewinnan- teil, den er damit erlöst, in den Vergleich eingeht. Das ist bereits hier im EnWG vor- zugeben.

- **Zu Nummer 24: § 14c Marktgestützte Beschaffung von Flexibilitätsdienstleis- tungen im Elektrizitätsverteilernetz, Festlegungskompetenz**

Die Einfügung des § 14c zur marktgestützten Beschaffung von Flexibilitätsdienstleistungen greift Artikel 32 der **Richtlinie (EU) 2019/944** auf. Dabei sieht die Richtlinie die **marktgestützte Beschaffung als das zentrale Instrument** an und lässt hier von **unter bestimmten Bedingungen Ausnahmen** zu. Im Energiewirtschaftsgesetz sind hingegen die Ausnahmen bereits vorhanden und geregelt, jetzt kommt die allgemeine Vorschrift nachträglich hinzu. Durch die hier vorgeschlagene Ausgestaltung wird nicht mehr deutlich, dass diese **Vorrangbeziehung der marktgestützten Beschaffung** gelten soll. Mit der Vorgabe in Absatz 4, dass die BNetzA Ausnahmen von der marktgestützten Beschaffung zulassen darf, sind die schon gesetzlich geregelten Ausnahmen nicht mehr vereinbar. Damit ist die **EU-Richtlinie aber nicht vollständig umgesetzt**, es sollte deshalb deutlicher der Vorrang der marktgestützten Beschaffung herausgestellt werden. Besonders deutlich zeigt sich dies in den Vorgaben des § 14a EnWG, diese **sollten in eine klare Normenhierarchie eingeordnet werden**.

§ 14d Netzausbaupläne, Verordnungsermächtigung, Festlegungskompetenz

Zu Absatz 6: Eine regionale Netzplanung, an der die meisten Netzbetreiber aufgrund der de-minimis-Regelung nicht teilnehmen müssen, ist offenbar unvollständig. **Es sollten hier keine Ausnahmen vorgesehen werden, damit der Bedarf an Netzinfrastruktur möglichst zuverlässig abgeschätzt werden kann** und der Ausbau rechtzeitig und sinnvoll koordiniert erfolgen kann. Zudem würden auch zusätzliche Kosten entstehen, wenn der Netzausbaubedarf nicht vollständig erfasst wird und zu einem späteren Zeitpunkt erneut Maßnahmen durchgeführt werden müssen, die bei korrekter Planung schon im ersten Schritt hätten verwirklicht werden können. Die **de-minimis-Regelung sollte daher vollständig gestrichen werden, zumindest aber deutlich abgesenkt werden**.

- Zu Nummer 31 a), § 20 Abs. 1c EnWG – Verträge mit Aggregatoren**

Die Einschränkung der Vorgaben durch den Halbsatz „*sofern dem die technischen Anforderungen des Netzbetreibers nicht entgegenstehen.*“ ist unglücklich. Die **technischen Anforderungen** liegen weitgehend in der Hand des Netzbetreibers und könnten damit gezielt dazu verwendet werden, **Verträge mit Aggregatoren** zu verhindern. Besser wäre, hier nicht auf Kriterien aufzusetzen, die unmittelbar dem Einfluss der Netzbetreiber unterstehen. Idealerweise **sollte der Halbsatz gestrichen werden**.

- Zu Nummer 45, Ersatz der §§ 40 und 41 durch neue §§ 40 bis 41e EnWG**

§ 40 Inhalt der Strom- und Gasrechnungen

Zu Absatz 3 Ziffer 4: Siehe hierzu unsere Anmerkungen zu Nummer 24 Buchstabe a. Damit die Lieferanten ihren Verpflichtungen ohne unverhältnismäßigen Aufwand nachkommen können, ist das **elektronische Preisblatt auch für den Gassektor** zeitnah durch eine Festlegung der Bundesnetzagentur einzuführen.

Zu Absatz 3: Bei **Mieterstrom** erfolgt die Stromlieferung teilweise aus einer Stromerzeugungsanlage innerhalb einer Kundenanlage und der Rest wird aus dem öffentlichen Stromnetz bezogen. Während die EEG-Umlage bei jeglicher Lieferung anfällt, sind Konzessionsabgabe, Netzentgelte etc. nur auf die aus dem Netz bezogenen Strommenge zu zahlen. Zur Umsetzung von § 40 Abs. 3 in Mieterstromangeboten wäre eine im jeweiligen Abrechnungszeitraum notwendige Verhältnisbildung oder gar messtechnische Abgrenzung der dezentral erzeugten Strommengen zu den aus dem Netz bezogenen Mengen notwendig. Das würde Mieterstromanbieter eine **unverhältnismäßig hohe bürokratische Hürde** auferlegen. Wir schlagen daher eine Regelanpassung vor, welche die **Belieferung aus dezentralen Stromerzeugungsanlagen (bspw. Mieterstrom nach § 21 Abs. 3 EEG 2021) an Letztverbraucher ermöglicht, ohne dass konkret eine Ausweisung der lediglich für den Netzbezug anfallenden Abgaben, Umlagen und Steuern erfolgen muss.** Da die EEG-Umlage jedoch bei jeglicher Lieferung anfällt (einzige Ausnahme: Besondere Ausgleichsregelung nach § 64 EEG 2021 ff), ist diese weiterhin auszuweisen.

Der bne-Lösungsvorschlag: Dem § 40 Abs. 3 wird ein weiterer Satz 2 hinzugefügt: „Für Stromlieferungen, die zumindest teilweise aus Stromerzeugungsanlagen innerhalb einer Kundenanlage oder Kundenanlage zur betrieblichen Eigenversorgung an Letztverbraucher innerhalb dieser Kundenanlage oder Kundenanlage zur betrieblichen Eigenversorgung erfolgen, sind die im Satz 1 aufgeführten Belastungen nicht auszuweisen. Ausgenommen hiervon ist die Umlage nach § 60 Abs. 1 Erneuerbare-Energien-Gesetz.“

Zu Absatz 4: Die **Darlegung der Berechnungsgrundlagen** durch den Lieferanten gegenüber dem Letztverbraucher ist nachvollziehbar. Das gleiche Recht muss jedoch auch den Gaslieferanten gegenüber den Netzbetreibern eingeräumt werden. Leider ist es übliche Praxis, dass die Gasnetzbetreiber standardmäßig **technische Regelwerke des DVGW** als festen Vertragsbestandteil in Netzzugangsverträgen führen, in denen u.a. die Gasabrechnung für den gesamten Markt festgelegt ist. Doch diese Regelwerke sind nicht barrierefrei einsehbar und können bislang nur kostenpflichtig beim DVGW erworben werden. Das ist längst nicht mehr zeitgemäß. Der bne fordert: **Wenn Netzbetreiber die technischen Regelwerke als festen Vertragsbestandteil in Netzzugangsverträgen und Netzanschlussverträgen angeben, dann sind diese den Netznutzern sowie Letztverbrauchern auch kostenfrei zur Verfügung zu stellen.** Schließlich wurde die Erstellung der Regelwerke über die Netzentgelte bereits mit bezahlt.

Der bne-Lösungsvorschlag: Ergänzung von § 49 Absatz 2 Ziffer 2 am Ende um folgende Regelung: „die Möglichkeit der Netzbetreiber, technische Regeln, auf die sie in Netzzugangsverträgen verweisen, den Netznutzern kostenfrei zur Verfügung zu stellen, darf jedoch nicht beschränkt werden.“

§ 40a Verbrauchsermittlung für Strom- und Gasrechnungen

Absatz 1: Dem Lieferanten explizit die Möglichkeit zur **Nutzung von den Letztverbrauchern selbst abgelesener Werte** einzuräumen, stellt diese in der Praxis häufig genutzte Verfahrensweise nun auf eine klare rechtliche Grundlage. Damit wird sichergestellt, dass auch zukünftig diese kostengünstige Verbrauchsermittlung zulässig ist. Der bne begrüßt diese Klarstellung.

Ergänzung für den Gasmarkt: Damit der vom Kunden abgelesene Verbrauchswert verwendet werden kann, ist eine **Umrechnung des gemessenen Volumenwerts (m³) in eine Energiemenge (kWh)** nötig. Daher bitten wir um Klarstellung in der Begründung, dass die **Bereitstellung von Brennwert und anderen Umrechnungsparametern durch den Netzbetreiber** auf Anfrage des Lieferanten im Rahmen des Stammdatenprozesses **ohne Zusatzentgelte** zu erfüllen ist.

§ 41 Energielieferverträge mit Letztverbrauchern

Absatz 6 nimmt eine bereits bestehende Regelung auf. Grundsätzlich sollten Änderungen von staatlich veranlassten Abgaben und Steuern nicht zu einem Sonderkündigungsrecht der Kunden führen, da weder die Verbraucher noch die Lieferanten diesen Änderungen entgehen können und sie diese auch nicht zu verantworten haben. Es wäre deshalb folgerichtig, die Regelung um weitere Tatbestände zu erweitern, insbesondere Steuern, wie **Strom- und Energiesteuer**.

- **Umsetzung der Vorgaben für aktive Kunden und Beseitigung der Doppelbelastungen für Energiespeicher gemäß EU-Richtlinie fehlen im Entwurf**

Die Vorgaben von Art. 15 der Richtlinie („**Aktive Kunden**“) wurden nicht direkt übernommen, wodurch einzelne Teile der Vorschrift im Gesetzentwurf nicht umgesetzt werden. Hier fehlen insbesondere das **Verbot der Doppelbelastung** gespeicherten Stroms bei der Erbringung von Netzdienstleistungen nach Art. 15 Abs. 5 Ziffer b) der EU-Richtlinie und das Recht, mehrere Dienstleistungen gleichzeitig mit Speichern zu erbringen (**Multi-use**), entsprechend Art. 15 Abs. 5 Ziffer d) der Richtlinie. Zudem ist § 611 EEG praktisch nicht umsetzbar, weshalb aktive Kunden mit Speicher in der Praxis in Deutschland doch doppelte Umlagen zahlen müssen. Damit werden Speicher noch immer nicht ausreichend unterstützt, um ihr volles Potenzial zu nutzen. Deshalb sollten diese Vorgaben dringend noch in den Gesetzentwurf aufgenommen werden. Wir schlagen vor, **mindestens Artikel 15 Absatz 1, 2 und 5 eins zu eins ins EnWG zu übernehmen**.

III. Regulierung reiner Wasserstoffnetze

Grüner Wasserstoff kann ein wichtiger Lösungsbeitrag im Rahmen der Energiewende sein. Power-to-Gas ermöglicht die saisonale Speicherung von erneuerbaren Energien und leistet eine wichtige Backup-Funktion für das zunehmend auf erneuerbaren Energien basierende Energiesystem. Zudem lassen sich nach dem derzeitigen Stand der Technik einige Sektoren und Anwendungen nur mit grünem

Wasserstoff dekarbonisieren. Nicht zuletzt verfügt Power-to-Gas über das Potential, die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien vollständig zu nutzen. Dennoch ist grundsätzlich von einer weitreichenden Elektrifizierung des Wärme- und Transportsektors auszugehen. Schon weil jede Umwandlung von erneuerbarem Strom Verluste bedingt, die durch eine größere erneuerbare Stromerzeugung (und damit erhöhtem Flächenbedarf) auszugleichen sind, müssen die Umwandlungsschritte so gering wie möglich gehalten werden. Daher wird nur ein Teil der bisher mit fossilem Erdgas betriebenen Energieanwendungen in der Zukunft (grünen) Wasserstoff nutzen. Dieser Hintergrund ist auch bei der Einführung der Regulierung von Wasserstoffnetzen zu berücksichtigen. Bei aller Begeisterung für die Nutzung von grünem Wasserstoff für die Energiewende darf nicht vergessen werden, den **Ausbau der erneuerbaren Erzeugungskapazitäten zu vervielfachen**. Schließlich ist der Strom aus erneuerbaren Energien der Rohstoff für die Produktion von grünem Wasserstoff in Deutschland.

Der bne begrüßt, dass der vorliegende Gesetzentwurf die Beimischung von Wasserstoff in das Gasnetz nicht vorantreibt. Ausgehend von dem Ziel, bis 2050 Treibhausgasneutralität zu erreichen, ist die **Beimischung in das Erdgasnetz keine nachhaltige Lösung**, denn sie erhält zu lange die Infrastruktur für den Transport von fossilem Erdgas. Zudem zielt die Wasserstoffnachfrage insbesondere aus Industrie und Verkehr gerade ja auf den Wasserstoff direkt ab.

Sobald das Wasserstoffnetz mehr als ein Inselnetz für ein paar Industriekunden ist, muss es reguliert werden - inklusive strenger Entflechtung der Netze. Der bne begrüßt daher die klare Trennung des Netzes von marktlichen Aktivitäten im Gesetzentwurf sowie die Untersagung von Wasserstoffnetzbetreibern als Eigentümer oder Betreiber von Anlagen zur Wasserstofferzeugung oder -speicherung. Ein gesetzlicher Rahmen mit klaren Vorgaben zu Bedingungen und Entgelten für Netzanschluss, Einspeisung, Transport und Entnahme aus dem Wasserstoffnetz schafft für alle Beteiligten eine verlässliche Planungsgrundlage und ist somit elementare Voraussetzung für die Entwicklung eines funktionsfähigen Wasserstoffmarkts. Ein transparenter und diskriminierungsfreier Systemwechsel ist nur mit Regulierung möglich. Insbesondere bei der Regulierung des Netzanschlusses und Netzzugangs für das Wasserstoffnetz sehen wir in dem Gesetzentwurf große Lücken, die gefüllt werden sollten. Darauf gehen wir bei den einzelnen Regelungsvorschlägen noch einmal näher ein.

- Zu Nummer 40, neuer Abschnitt 3b, Regulierung von Wasserstoffnetzen

- § 28k EnWG: Rechnungslegung und Buchführung
 - § 28m EnWG: Entflechtung

Der bne begrüßt die klare Trennung des Netzbetriebs von marktlichen Aktivitäten im Gesetzentwurf sowie das Verbot für Wasserstoffnetzbetreiber, selbst Eigentümer oder Betreiber von Anlagen zur Wasserstofferzeugung oder -speicherung zu

sein. Die Fehler des mangelnden Unbundlings der Strom- und Gasnetze, die Wettbewerb und Energiewende bis heute massiv beeinträchtigen, dürfen nicht wiederholt werden. Um die Wirksamkeit dieser Regelung in der Praxis zu unterstützen, gab der Referentenentwurf des BMWi zudem vor, dass Wasserstoffnetzbetreiber hinsichtlich ihrer Rechtsform unabhängig von anderen Tätigkeitsbereichen der Energieversorgung sein müssen. Hierdurch sollten außerdem Quersubventionierung sowie eine diskriminierende Nutzung von Informationen des übrigen Energieversorgungsunternehmens verhindert werden, so die Gesetzesbegründung. Leider ist diese wichtige Regelung für eine wirksame Entflechtung aus dem Gesetzentwurf der Bundesregierung entfallen. Der bne bittet die Mitglieder des Bundestages, den gestrichenen Absatz zur eigenständigen Rechtsform wieder aufzunehmen.

*Der bne-Lösungsvorschlag: Ergänzung als neuer Absatz 2 in § 28 m EnWG:
„(2) Energieversorgungsunternehmen haben sicherzustellen, dass Betreiber von Wasserstoffnetzen, die mit ihnen vertikal oder horizontal verbunden sind, hinsichtlich ihrer Rechtsform unabhängig von anderen Tätigkeitsbereichen der Energieversorgung sind.“*

Begründung aus Referentenentwurf des BMWi: „Absatz 2 regelt, dass Energieversorgungsunternehmen sicherzustellen haben, dass die Betreiber von Wasserstoffnetzen hinsichtlich ihrer Rechtsform unabhängig von anderen Tätigkeitsbereichen der Energieversorgung sein müssen. Die Energieversorgungsunternehmen haben also eine eigenständige Gesellschaft für die Betreiber von Wasserstoffnetzen zu gründen. Dies dient ebenfalls der Verhinderung von Quersubventionierung und verhindert eine diskriminierende Nutzung von Informationen des übrigen Energieversorgungsunternehmens.“

§ 28j bis § 28p EnWG

Die Regelungen in den §§ 28j bis 28o wecken ungute Erinnerungen an die frühen Jahre der Strom- und Gasmarktregelung: „verhandelter“ Netzzugang, keine standardisierten Anschluss- und Zugangsbedingungen. Einige verlorene Jahre später musste die Bundesnetzagentur dann doch als Regulierungsbehörde für den Energiemarkt eingesetzt werden. In dieser Negativliste fehlen nur noch die Verbändevereinbarung und der Single-Buyer. Auch wenn der Wasserstoffmarkt sehr klein starten wird, sobald das Wasserstoffnetz mehr als ein Inselnetz für ein paar Industrikunden ist, muss es reguliert werden – inkl. eines gesetzlichen Rahmens mit klaren Vorgaben zu Bedingungen und Entgelten für Netzanschluss, Einspeisung, Transport und Entnahme aus dem Wasserstoffnetz. Das schafft für alle Beteiligten eine verlässliche Planungsgrundlage und ist somit elementare Voraussetzung für die Entwicklung eines funktionsfähigen Wasserstoffmarkts. Dagegen wird der im Entwurf vorgeschlagene verhandelte Netzzugang in Kombination mit der freiwilligen Teilnahme an der Regulierung (Opt-In) zu einem Flickenteppich sorgen. Projekte, die erst über entsprechende Förderungen (z.B. CCfD) wirtschaftlich sind, werden sich nicht der Regulierung unterwerfen, weil Sie dann auch keinem Dritten Zugang zur Wasserstofftransportleitung gewähren

müssen. Verbindungsleitungen zwischen einzelnen Inseln dagegen könnten dann eher das Opt-In nutzen, um noch staatliche Zuschüsse für den Bau zu bekommen. Im Prinzip kann der gleiche Wasserstoffnetzbetreiber ein solches Rosinenpicken auch über zwei Tochtergesellschaften betreiben. Spätere Zusammenschlüsse zu einem Marktgebiet und Etablierung eines liquiden Handelpunktes für Wasserstoff werden schwierig, wie die Erfahrungen aus dem Gasmarkt zeigen.

Beim verhandelten Netzzugang kann jeder Wasserstoffnetzbetreiber seine eigenen Regeln zu Netzanschluss und Netznutzung diktieren. Es fehlt im Gesetzentwurf die Verpflichtung zu **bundesweit standardisierten Geschäftsbedingungen**, auch dieser Fehler der Vergangenheit sollte hier nicht wiederholt werden. **Eckpunkte des regulierten Netzzugangsmodells für das Wasserstoffnetz müssen bereits im Gesetz vorgegeben werden.** Zudem sollte man die Chance ergreifen, die Netzzugangsregeln zu modernisieren. Grundsätzlich muss ein Regulierungsrahmen für Wasserstoffnetze viel offener gestaltet werden, so dass er sich flexibel auf eine Bandbreite von verschiedenen Szenarien einstellen kann. Nicht zuletzt ist es essentiell das, die Kosten für das Wasserstoffnetz verursachungsgerecht von denen zu tragen sind die es tatsächlich brauchen und nutzen. Eine Quersubvention der Wasserstoffinfrastruktur durch die Gaskunden darf nicht erfolgen.

- **Zu Nummer 62, neue §§ 113a bis 113c**

§ 113b EnWG: Umrüstung von Erdgasleitungen im Netzentwicklungsplan Gas der Fernleitungsnetzbetreiber

Die Vorschrift zum Umrüsten von Erdgasleitungen auf Wasserstoff in §113b EnWG ist kritisch zu bewerten. Als Voraussetzung wird hier nur angeführt, „*Es ist darzulegen, dass im Zeitpunkt einer Umstellung solcher Leitungen auf Wasserstoff sicher gestellt ist, dass das verbleibende Fernleitungsnetz die dem Szenariorahmen zugrunde gelegten Kapazitätsbedarfe erfüllen kann; hierfür kann der Netzentwicklungsplan Gas zusätzliche Ausbaumaßnahmen des Erdgasnetzes in einem geringfügigen Umfang ausweisen*“. Dies ist zu schwammig, weil es den Fernleitungsnetzbetreibern freie Hand gibt, wie der **Kapazitätsbedarf im Erdgasnetz** zu decken ist – abgesehen von weiterem Netzausbau. Die letzten Jahre waren bereits davon geprägt, dass Fernleistungsnetzbetreiber (FNB) immer weniger fest frei zuordnbare Kapazitäten dem Markt anbieten und über beschränkte Kapazitätsarten das Engpassmanagement immer mehr auf dem Markt übertragen (siehe auch jüngste Marktgebietszusammenlegung). Dies sollte hier nicht der Fall sein dürfen. **Für eine wegfallende Gaspipeline kann der konkrete Marktteilnehmer nichts, daher müssen die dadurch entstehenden Engpässe durch die Fernleitungsnetzbetreiber bewältigt werden (z.B. durch intelligente Engpassinstrumente).**

Weiterhin problematisch ist § 113b EnWG Satz 2 zweiter Halbsatz. Dieser gestattet, dass die Umrüstung von Erdgasleitungen für Wasserstoff „*zusätzliche Ausbaumaßnahmen im Erdgasnetz in geringfügigem Umfang*“ rechtfertigen. Auch nach der Überarbeitung ist die Regelung in § 113 b EnWG-Entwurf zu vage – trotz Verweis auf § 15a Absatz 3 Satz 5 EnWG. Den FNB wird durch § 113b explizit das Recht eingeräumt, bislang für den Gastransport genutzte Leitungen für den Wasserstofftransport abzutrennen, ohne dass sichergestellt ist,

- wie mit den bisher an diesen Leitungen angeschlossenen Verbrauchern verfahren wird,
- mit welchem Restwert Erdgasleitungen aus dem Gasnetz herausgenommen und die Erlöse aus der Veräußerung an Wasserstoffnetzbetreiber dem Gasnetzbetrieb netzentgeltentlastend gutgeschrieben werden und
- dass die Herausnahme von Gasleitungen nicht zu einer Einschränkung des Angebots fester frei zuordenbarer Ein- und Ausspeisekapazitäten führt.

Der kritisierte Halbsatz eröffnet die Möglichkeit, den Aufbau von Wasserstoffnetzen durch Netzentgelte der Gasnetznutzer mitzufinanzieren. Eine solche Quersubventionierung lehnen wir entschieden ab – zumal nicht alle heutigen Erdgasverbraucher in der Zukunft auch Wasserstoff verbrauchen werden. **Damit der Wasserstoffnetzausbau nicht durch die Gasnetzentgelte querfinanziert wird, sollte die BNetzA bereits mit der Bestätigung des Szenariorahmens den FNB Gas Anforderungen und Vorgaben für den Ausweis von Leitungen für den Wasserstoffnetztransport machen dürfen**, u.a. Darstellung der Umstellungskosten für die betroffener Gaskunden (aggregiert je Leitung), Angabe des Restbuchwerts der Erdgasleitung zum Zeitpunkt der Herausnahme, erwartete Nutzungsdauer der neu zu bauenden Gasleitungen. Im Gesetz sollte klargestellt werden, dass durch die Umrüstung keine Einschränkung des Angebots fester frei zuordenbarer Ein- und Ausspeisekapazitäten erfolgt und dass die Kosten für den ausgewiesenen Gasnetzausbau (und ggf. intelligente Engpassinstrumente) nicht die Einnahmen aus der Veräußerung der frei gewordenen Leitungen übersteigen dürfen.

III. Netzentgelte, Transparenzvorgaben und Veröffentlichungspflichten

- zu Nr. 1 Buchst. m) in Formulierungshilfe (§ 21 EnWG - Bedingungen und Entgelte für den Netzzugang)

,Nummer 33 wird wie folgt geändert:

aa) Dem Buchstaben a wird folgender Buchstabe a vorangestellt:

,a) Dem Absatz 2 wird folgender Satz angefügt:

„Die notwendigen Investitionen in die Netze müssen so vorgenommen werden können, dass die Lebensfähigkeit der Netze gewährleistet ist.“‘

Die **Ergänzung ist nicht sinnvoll**, da hiermit auch unwirtschaftlich agierenden Netzbetreibern eine Garantie zur Deckung ihrer Kosten gegeben wird. Es muss in der Regulierung unbedingt auch auf die Kosten des Netzbetriebs geachtet werden und Anreize zum wirtschaftlichen Handeln gegeben werden. Dies bedeutet auch, dass im Zweifel Netzbetreiber auch Verluste machen, wenn sie nicht ausreichend wirtschaftlich sind, mit allen Konsequenzen, die dies haben kann. Nur so kann langfristig eine kostengünstige Versorgung gesichert werden. Sofern hier mögliche Defizite in der Regulierung angesprochen werden sollen, ist deren Beseitigung innerhalb der Regulierungsvorschriften vorzunehmen, nicht aber in einer allgemeinen Vorschrift, die im Ergebnis auf eine Bestandsgarantie hinausläuft.

- **Zu Nummer 33 Buchstabe a): Veröffentlichung Netzentgelte durch Betreiber von Energieversorgungsnetzen**

Der bne begrüßt die Neufassung von § 21 Absatz 3 EnWG, welche die Netzbetreiber u.a. dazu verpflichtet, die Veröffentlichung der Netzentgelte in einem gängigen Format umzusetzen, das eine automatisierte Auslesung der veröffentlichten Daten ermöglicht. Bislang verwendet jeder Netzbetreiber hierfür sein eigenes Layout in einem Format, das keine elektronische Weiterverarbeitung zulässt. Doch bei über 900 Strom- und 700 Gasnetzbetreibern muss nicht nur das Dateiformat, sondern auch das **Layout der Netzentgeltveröffentlichung bundesweit vereinheitlicht** werden. Nach längerer Pause hat die Bundesnetzagentur zumindest das Festlegungsverfahren für ein elektronisches Preisblatt der Stromnetzentgelte wieder in Gang gebracht (das geplante Verfahren sollte hier mit berücksichtigt werden); Im Gasbereich herrscht hier jedoch Stillstand und daher sollte das Gesetz hier eine Vorgabe machen, bis wann das **elektronische Netzentgeltpreisblatt für den Gassektor einzuführen** ist. Nach Ansicht des bne sollte dies in zwei, spätestens aber in drei Jahren implementiert sein.

Die beschriebenen Verpflichtungen müssen zudem für die **Zusazentgelte der Netzbetreiber sowie die Entgelte/das Preisblatt des grundzuständigen Messstellenbetreibers** gelten, dessen Entgelte ja nicht auf dem Netzentgeltpreisblatt stehen (Rollentrennung gemäß MsBG).

Im Gesetzentwurf ist leider keine Änderung zur **Veröffentlichungspflicht der Netzentgelte in § 20 Absatz 1 EnWG** enthalten. Noch immer können die Lieferanten damit nicht auf die am 15. Oktober eines Jahres veröffentlichten Netzentgelte vertrauen. Dieser Zustand ist unhaltbar. Für Lieferanten entstehen bei Erhöhungen der Netzentgelte relevante Kostenrisiken, die schlicht unnötig sind. Der bne fordert daher wiederholt die **Veröffentlichung von verbindlichen Netzentgelten am 15. Oktober eines Jahres in das EnWG aufzunehmen**. Das ist schnell umgesetzt durch Streichen von § 20 Absatz 1 Satz 2 EnWG.

- **Zu Nummer 35, Einfügen von §§ 23b bis 23d EnWG, Veröffentlichungen**

Der bne begrüßt nachdrücklich die Aufnahme der Veröffentlichungspflichten in das EnWG und dass damit die bestehende Regelungslücke geschlossen wird. Auch die Ausführungen in der Begründung zu den Veröffentlichungspflichten sind nach Auffassung des bne zutreffend. Die **Daten und Informationen sind notwendig, um zum einen Transparenz der Regulierung herzustellen und andererseits auch wichtige Informationen für die Abschätzung zukünftiger Entwicklungen durch die Marktbeteiligten bereitzustellen**. In keinem Fall sind bei den jetzt neu geregelten Veröffentlichungspflichten Betriebs- oder Geschäftsgeheimnisse in einer für die Netzbetreiber schädlichen Art betroffen. Damit ist die Regelung auch ausgewogen.

Diese Einschätzung trifft ebenfalls auf den Referentenentwurf des BMWi zu. Dieser sah für § 23b Absatz 1 Nr. 8 EnWG eine noch umfassendere Transparenzpflicht vor: „*das in den Entscheidungen nach § 21a ermittelte Ausgangsniveau, gegliedert nach den in § 275 des Handelsgesetzbuchs genannten Unterpositionen der ersten Gliederungsebene, die bei der Ermittlung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung eingeflossenen Bilanzpositionen, gegliedert nach den in § 266 des Handelsgesetzbuchs genannten Unterpositionen bis zur zweiten Gliederungsebene, sowie die bei der Ermittlung der kalkulatorischen Gewerbesteuer verwendete Messzahl sowie den Hebesatz; [...]“.“ Da die handelsrechtlichen Zahlen in entsprechender Aufgliederung in den Tätigkeitsabschlüssen nach § 6b ohnehin zu veröffentlichen sind, besteht am Schutz der gleichen Kostenkategorie mit kalkulatorischen Daten kein durchschlagendes Schutzbedürfnis“, begründete das BMWi die umfassendere Veröffentlichungspflicht im Referentenentwurf. Die Veröffentlichung mit Unterpositionen verbessert die Aussagekraft der Informationen wesentlich. Der bne empfiehlt daher, § 23b Absatz 1 Nr. 8 in der umfassenderen Variante aus dem Referentenentwurf in das geänderte EnWG aufzunehmen.*

§ 23b EnWG – Veröffentlichungen der Regulierungsbehörde

Heute fehlt der Überblick, wieviel Netzentgelte pro Jahr von den Netzbetreibern überhaupt erlöst werden. Ergänzend zu den genannten Informationen sollten daher außerdem je Netzbetreiber die Summe der Netzentgelte je Spannungsebene (Strom) oder Druckstufe (Gas) sowie die Einnahmen aus den Zusatzentgelten gemäß Preisblatt der Netzbetreiber sowie Summe der Entgelte für den Messstellenbetrieb veröffentlicht werden. Ausnahmen von dieser Veröffentlichungspflicht sind da möglich, wo Rückschlüsse auf die Netzentgeltzahlung eines einzelnen geschlossenen Letztabbrauchers möglich wären. Nur bei Kenntnis dieser wichtigen Größe hätten Regulierer, Marktteilnehmer, Verbraucher und Politik eine aussagekräftige Grundlage, auf der die Beteiligten etwa über die Weiterentwicklung der Regulierung (z.B. bei Veränderungen im Gassektor) oder nötige Netzentgeltreform im Stromsektor diskutieren können.

§ 23b EnWG -Veröffentlichungspflichten der Netzbetreiber

Ergänzung zu Absatz 7: Wir begrüßen, dass die Veröffentlichung der Angaben nach den Absätzen 1 bis 6 in einem gängigen Format erfolgen soll, das eine automatisierte Auslesung der veröffentlichten Daten von der Internetseite ermöglicht. Allerdings sollte nicht nur ein elektronisch leicht auslesbares Dateiformat verwendet werden, sondern das Layout der Veröffentlichung standardisiert werden. Hierzu können wir uns eine Kooperation der jeweiligen Gas- bzw. Stromnetzbetreiber vorstellen. Nur wenn die Inhalte der Veröffentlichung bundesweit einheitlich geregelt sind, sind sie auch für überregionale bzw. in ganz Deutschland tätige Lieferanten und Anbieter von Produkten und Dienstleistungen etwa in den Bereichen Erneuerbare Energien, Energiespeicher, Wärme und Mobilität von Nutzen. Gegebenenfalls lässt sich bei der Standardisierung auf die vorhandenen Fragebögen des *Monitoring Energie* der BNetzA aufbauen.

-III. Weitere Änderungen des Energiewirtschaftsgesetzes in Artikel 1

- **Zu Nummer 24 Buchstabe c): Potenzial der Fernwärme- und Fernkältesysteme für die Erbringung marktbezogener Maßnahmen**

Nach § 14 neuem Absatz 3 EnWG sollen Stromnetzbetreiber in Zusammenarbeit mit den Betreibern von Fernwärme- und Fernkältesystemen alle vier Jahre das Potenzial der Fernwärme- und Fernkältesysteme für die Erbringung von Bilanzierungs- und anderen Systemdiensten bewerten, darunter Nachfragesteuerung und Speicherung überschüssiger Energie aus erneuerbaren Quellen. Ohne Frage steckt bislang ungenutztes Potential in der Vernetzung von Stromsystem und Wärme-/Kältesystemen. Doch nach diesem Regelungsentwurf sollen sich zwei oder mehr Monopolisten (Fernwärme und -kältenetze sind zudem wachsende Monopole im Wärmemarkt, da sie weiter ausgebaut werden) an einen Tisch setzen und gemeinsam die Erbringung marktbezogener Maßnahmen überlegen – Maßnahmen, die den Markt betreffen, der aber hier nicht mitreden darf. Das ist für den bne nicht hinnehmbar und vermutlich auch kartellrechtlich problematisch. Nach Ansicht des bne darf die Regelung nur auf jene Stromnetzbetreiber angewendet werden, deren Netzbetrieb auch rechtlich und informatorisch von den übrigen Geschäftsbeziehen entflochten ist – ohne Ausnahme. Außerdem sind mindestens Kriterien für die Zusammenarbeit zu definieren (vollständige Transparenz, Kontrollmechanismus, neutraler Beobachter oder Moderation durch einen Marktteilnehmer) und die gleichberechtigte Beteiligung interessierter Erzeuger, Netznutzer und Wärme-lieferanten ermöglicht werden.

- **Zu Nummer 30, Buchstabe a): Änderungen in § 19 Technische Vorschriften**

Die Änderung in Buchstabe a) vereinfacht das Verfahren für die Gasnetzbetreiber, das grundsätzliche Problem aus Netznutzersicht mit den Vorgaben des § 19 wird jedoch nicht gelöst: Jeder Verteilnetzbetreiber (Strom und Gas) ergänzt heute seine umfangreichen **technischen Anschlussbedingungen (TAB)** mit unterschiedlichen Vorgaben, Meldewegen und selbst gestalteten Meldeformularen. Das ist weder für den Wettbewerb noch für Letztverbraucher akzeptabel. Daher sind die individuellen **Bedingungen der Netzbetreiber im Energiemarkt durch bundesweit einheitliche, abschließend geltende Regelwerke zum Netzanschluss zu ersetzen**. Dieser Prozess ist durch die Bundesnetzagentur eng zu begleiten

Artikel 10 – Änderung des Messstellenbetriebsgesetzes

Der verpflichtende Einbau intelligenter Messsysteme (Smart-Meter-Rollout) erfolgt auf Grundlage einer Allgemeinverfügung des Bundesamts für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI). Das OVG Münster stellte in einem Eilbeschluss vom 4. März fest, dass die BSI-Markterklärung voraussichtlich rechtswidrig sei und die am Markt verfügbaren intelligenten Messsysteme nicht den gesetzlichen

Anforderungen entsprechen. Daraufhin stellte das BMWi am 6. Mai in der AG Gateway-Standardisierung Anpassungen beim Messstellenbetriebsgesetz (MsbG) vor, um die vom Gericht adressierten Kritikpunkte zu heilen. Eine Verbändeanhörung zur Gesetzesänderung fand nicht statt. Die geplanten MsbG-Anpassungen sollen als **ressortabgestimmte ergänzende Formulierungshilfe** in die laufende EnWG-Novelle eingebracht werden. Da das Änderungsvorhaben bislang nicht veröffentlicht wurde, nimmt der bne nachfolgend zu den in der AG Gateway-Standardisierung vorgestellten Anpassungen Stellung.

Insgesamt betrachtet ist der Entwurf zur Änderung des MsbG enttäuschend und hat bestenfalls den Charakter einer verschlimmbessernden Notreparatur. Die ergänzende Formulierungshilfe dient einzig dem Zweck, den bisher eingebauten BSI-zertifizierten SMGW Rechtssicherheit zu verschaffen und eine neue „sichere“ Markterklärung des BSI vorzubereiten. Mit dem MsbG verfolgte der Gesetzgeber das Ziel, die Voraussetzungen für einen flächendeckenden Rollout sicherer, intelligenter Messsysteme in einem vernünftigen Kosten-Nutzen-Verhältnis zu schaffen. Der Eilbeschluss des OVG Münster hat deutliche Defizite in den gesetzlichen Vorgaben und deren Umsetzung durch die Behörden aufgezeigt. Anstatt das MsbG grundsätzlich zu überarbeiten und zu vereinfachen um das Notwendige gut zu regeln, schreibt der Entwurf den verfehlten überkomplexen Prozess weiter fort.

Problematisch sind die geplanten Änderungen in § 21 MsbG, welche den Technischen Richtlinien des BSI einen Vorrang gegenüber den gesetzlichen Mindestanforderungen an Smart-Meter-Gateways einräumt und letztere dadurch entwertet. Weitere Anpassungen führen dazu, dass alle relevanten Funktionalitäten außerhalb des Gateways stattfinden. Nicht zuletzt widerspricht dies komplett den in der Begründung gegebenen Erklärungen und Intentionen zur Notwendigkeit der Rolle des Gateways. Im Hinblick auf die Zielsetzung des Messstellenbetriebsgesetzes, wäre es an der Zeit die grundsätzliche Frage zu stellen: Welchen Mehrwert bringt dieser Rollout noch? Nicht zuletzt wurden auch die Preisobergrenzen auf Grundlage bestimmter gesetzlich definierter Funktionalitäten ermittelt. Dieser Zusammenhang ist nun nicht mehr gegeben und eröffnet weitere Streitfelder, weil die POG in dieser Höhe für den Kunden vor dem Hintergrund bestimmter Funktionen erfolgt ist, die nun nicht mehr gegebenen sind. Nach Ansicht des bne sollten im vorliegenden Gesetzentwurf/Formulierungshilfe zumindest wichtige Klarstellungen zur neuen Be standsschutzregelung (§ 19 Abs. 6), zur Vorrangregelung beim Schalten (§ 21 Abs. 1 Nr. 4) und Abgrenzung der Pflichtebaufälle (§ 30) vorgenommen sowie der Be standsschutz im bestehenden § 19 Abs. 5 MsbG rechtssicher ausgestaltet werden.

- Änderung in § 2 Nummer 7 (Definition des intelligenten Messsystems)

Durch die neue Begriffsdefinition in § 2 Nr. 7 MsbG wird das intelligente Messsystem (iMsys) zum „Gemeinschaftsprojekt“ aller Berechtigten im Sinne von § 49 Abs. 2. Nur über deren informationstechnische Systeme kann das iMsys seine Einsatzzwecke erfüllen. Allerdings partizipieren die „Berechtigten im Sinne von § 49 Absatz 2“ (Direktvermarkter, Lieferanten etc.) nicht an den Erlösen des Betriebs des

intelligenten Messsystems. Insbesondere kommen die in den Preisobergrenzen festgesetzten Erlöse den weiteren Berechtigten in keiner Weise zu Gute.

Soweit sich das iMsys damit nur über die Systeme weiterer Berechtigter i. S. v. § 49 Abs. 2 betreiben lässt, wäre eine Klarstellung notwendig, dass die weiteren Berechtigten i. S. v. § 49 Abs. 2 hierdurch nicht zu „Messstellenbetreibern“ werden. Eine solche Klarstellung müsste bei der Messstellenbetreiberdefinition in § 2 Nr. 12 ergänzt werden. In diesem Zusammenhang ist weiter die Klarstellung erforderlich, dass die weiteren „informationstechnischen Systeme“ selbst nicht zum Teil des iMsys werden. Andernfalls stellt sich die Anschlussfrage, ob bei einem Wechsel des Messstellenbetriebs auch diese weiteren Komponenten zu übereignen/überlassen sind.

- **Neuer § 19 Absatz 6 MsbG zum Bestandsschutz bei Mängeln in Markterklärungen des BSI**

Die Bestandsschutzregelung in § 19 Abs. 6 ist als Notreparatur im Grundsatz hinnehmbar. Allerdings ist der **Formulierungsvorschlag unklar**. Auch ist die **zeitliche Beschränkung auf „12 Monate“ ist problematisch und sollte besser gestrichen werden**. Zwar wäre eine rasche Rezertifizierung (insb. mit Blick auf die Interoperabilität) durch das BSI begrüßenswert. Allerdings entstehen neue Rechtsunsicherheiten, wenn das BSI zwar die „Erwartung der Rezertifizierung“ innerhalb von 12 Monaten ausgesprochen hat, tatsächlich dann aber keine Rezertifizierung innerhalb von 12 Monaten erfolgt. Hier muss ausgeschlossen werden, dass solche Systeme nachträglich in den **Bestandsschutz nach § 19 Abs. 5 MsbG** fallen, der von einer (dann regelmäßig fehlenden) Einwilligung des Anschlussnutzers abhängt. **Dort muss, um ein Chaos zu vermeiden, mindestens eine konkludente Willenserklärung des Anschlussnutzers** durch widerspruchlose Weiternutzung eingefügt werden.

Zudem ist nicht klar, ob § 19 Abs. 6 Satz 1 ein zeitlich unbefristetes Nutzungsrecht werden soll.

Unabhängig davon ist eine „Erwartung“ einer Behörde (BSI) (oder eines Dritten?) ein ungewöhnlicher Anknüpfungspunkt für eine gesetzliche Übergangsregelung. „Erwartung“ ist kein Begriff der Rechtssicherheit zu erzeugen geeignet ist. Zudem haben die Erfahrungen der letzten Jahre gezeigt, dass Erwartungen zu Fristen in diesem Zusammenhang – wenn überhaupt - stets um Jahre verzögert eintrafen. Wesentlich einfacher wäre die schlichte Feststellung des BSI, aufgrund welcher Zertifikate (die bereits erteilten an PPC, Theben usw.) von Messsystemen keine unverhältnismäßigen Gefahren ausgehen, sodass diese Systeme eingebaut werden können und zeitlich unbegrenzt genutzt werden können. Ab Rezertifizierung der betreffenden Systeme (einschließlich einer Frist von bspw. 8 Wochen, um dem Markt eine Anpassung zu ermöglichen) sollte dann nur noch der Einbau der rezertifizierten Systeme möglich sein.

Anpassungsvorschlag für § 19 Abs. 6 Satz 2: „*Ohne ein solches Verlangen dürfen intelligente Messsysteme nach Satz 1 unbefristet weitergenutzt oder neu*

eingebracht werden, soweit des BSI feststellt, dass eine Nutzung der von der Unwirksamkeit betroffenen intelligenten Messsysteme nicht mit unverhältnismäßigen Gefahren verbunden ist. Die Feststellung wird auf der Internetseite des BSI veröffentlicht. Soweit für das betreffende Messsystem eine Zertifizierung nach § 24 Absatz 4 erfolgt ist, ist der Einbau von Systemen nach Satz 2 für weitere 8 Wochen ab Veröffentlichung der Zertifizierung zulässig. Absatz 5 bleibt unberührt.“

§ 19 Abs. 6 scheint im Übrigen davon auszugehen, dass für den Einbau der derzeit verfügbaren Systeme am Markt keine Duldungspflicht von Anschlussnutzern nach § 36 Abs. 3 MsbG besteht, der „Pflichttrollout“ also insoweit ausgesetzt ist. Eine entsprechende **Klarstellung** dieser die Branche dringend interessierende Frage **in der Begründung** wäre begrüßenswert.

- **Korrektur bestehender Bestandsschutzregelung § 19 Abs. 5 MsbG nötig**

Die **bestehende Bestandsschutzregelung** in § 19 Abs. 5 MsbG wird durch den Gesetzentwurf nicht verändert. Das ist vor allem deshalb fragwürdig, da durch die neue ausdrücklich gestuft zulässige Feststellung der technischen Möglichkeit zahlreiche Fallkonstellationen denkbar sind, bei denen eine Messstelle unter mehrere Einbaufallgruppen fällt, aber nur für eine der Einbaufallgruppen die technische Möglichkeit festgestellt wurde. Gilt dann die Einbaupflicht für die Messstelle insgesamt oder gilt sie insgesamt nicht?

Da § 19 Abs. 6 mit erheblichen Rechtsunsicherheiten behaftet ist, ist nicht unwahrscheinlich, dass man auf die **Bestandsschutzregelung** in § 19 Abs. 5 zurückgreifen muss. Zum mindesten diese sollte dann aber so ausgestaltet sein, dass sie **rechtssicher** ist. Das ist jedoch **aufgrund der erforderlichen Einwilligung des Anschlussnutzers nicht der Fall**. Zudem schwächt die zeitlich uneingeschränkte Widerrufsmöglichkeit für Haushaltskunden die Bestandsschutzregelung deutlich. Hier wäre erforderlich, § 19 Abs. 5 Satz 1 Nummer 2 durch eine konkludente Willenserklärung des Anschlussnutzers durch widerspruchlose Weiternutzung des Messsystems zuersetzen.

Eine alternative Lösung wäre zumindest eine Befristung der bislang uneingeschränkten Widerrufsmöglichkeit für Haushaltskunden. Dann wären die Anforderungen des Bestandsschutzes gemäß Absatz 5 auch nicht weiterreichender als in der geplanten Bestandsschutzregelung nach Abs. 6.

- **Ergänzung in § 21 Absatz 1 MsbG zur Ausgestaltung der technischen Mindestfunktionalitäten in TR und PP**

Der Zusatz in § 21 Abs. 1 („nach dem Stand der Technik nach Maßgabe des § 22“) überantwortet dem BSI einen extrem weiten Gestaltungsspielraum bei den Anforderungen, die ein intelligentes Messsystem künftig erfüllen muss. **Die Bedeutung der technischen Richtlinien (TR) wird durch den Zusatz noch einmal erhöht und die Anforderungen des § 21 MsbG werden dadurch entwertet. Maßgeblich ist künftig nicht, was die intelligenten Messsysteme können, sondern nur, was in den Technischen Richtlinien des BSI steht.** Dadurch wird der Anforderungskatalog von

§ 21 letztlich obsolet, weil er über eine vorrangig zu beachtende BSI-Richtlinie ausgehebelt werden kann.

De facto haben die BSI-zertifizierten intelligenten Messsysteme noch lange nicht den Stand der Technik erreicht. Denn nach der aktuellen TR müssen die SMGW für eine Zertifizierung nur wenige Tarifanwendungsfälle erfüllen und decken weniger Funktionen ab als am Markt verfügbare, nicht BSI zertifizierte Messsysteme. „Stand der Technik“ ist zwar ein edles Ziel, in Wirklichkeit beschreiben die Anforderungen der Technischen Richtlinien eher veraltete Technik.

Die Formulierung in der Begründung, der Anforderungskatalog in § 21 Abs. 1 werde „zeitlos“, ist insoweit falsch. Er wird belanglos. Hier wäre eine Klarstellung zu begrüßen, dass sich das Handeln des BSI an der schnellstmöglichen Erfüllung des Anforderungskatalogs aus § 21 MsbG messen lassen muss. Dadurch würde eine technische Richtlinie ausgeschlossen, die ein dauerhaftes Abweichen von dem Anforderungskatalog des § 21 MsbG anordnet. Überdies ist Stand der Technik nach der Dreistufentheorie des BVerfG der unzutreffende Rechtsbegriff.

- **Änderung in § 21 Absatz 1 Nummer 4 (Vorrang bei Schaltungen und Messungen)**

Ein Vorrang für Schaltungen der Netzbetreiber sollte nicht willkürlich bzw. ohne Vorliegen einer Engpasssituation gelten. Erst dann wäre ein Eingriff des Monopols Netz in den Markt der Energiewirtschaft zulässig. Auch die Darstellung von nicht „netzbetrieblichen Anwendungen“ als „energiefremde Mehrwertdienste“ in der Begründung und die daraus abgeleitete Priorisierung ist nicht hinnehmbar. Selbst ein dynamischer Stromtarif wäre nach dieser Unterscheidung ein „energiefremder Mehrwertdienst“. Die Regelung erweckt den falschen Eindruck, dass alles was nicht vom Netzbetrieb veranlasst wird, energiemarktfremd ist. Hier wird verkannt, dass der Netzbetreiber als der Dienstleister der marktlich organisierten Energiewirtschaft fungiert.

Marktlich veranlasste Steuerungen (z.B. durch Direktvermarktung oder Regelenergieangebot) dürfen nicht grundlegend benachteiligt werden. Die Vorrangregelung für Steuerungen ist daher an die Berücksichtigung von Netzzustandsinformationen zu knüpfen. Hierzu sind in § 21 Abs. 1 Nummer 4 Buchstabe a nach den Wörtern „Messungen und Schaltungen“ das Wort „stets“ durch die Wörter „unter Berücksichtigung des Netzzustands“ zu ersetzen.

- **Änderung in § 30 zur Verdeutlichung des Einbaufallgruppen-bezogenen Stufenkonzeptes des MsbG**

Die geänderte Vorschrift lässt eine Differenzierung des Pflichtrollouts nach Einbaugruppen zu und passt damit das MsbG der Verwaltungspraxis des BSI an. Mit der Neuregelung des § 30 MsbG wird allerdings nicht das Dilemma behoben, dass allein der Jahresstromverbrauch, der Anlagenbetrieb oder eine 14a-Vereinbarung Anknüpfungspunkt für die Feststellung der technischen Möglichkeit sein sollen. Das BSI soll künftig berechtigt sein, Untergruppen zu definieren, ohne dass klargestellt wird, wie die Untergruppen bestimmt werden und wie die Untergruppen

voneinander abgegrenzt werden. Hier sollte eine **Klarstellung** eingefügt werden, wie mit Messstellen umgegangen wird, die mehrere Pflichteinbautatbestände erfüllen, bei denen aber nur für einen Pflichteinbaufall die Markterklärung ergangen ist.

- **Änderung in § 60 Abs. 2 MsbG (sternförmige Kommunikation)**

Die Umsetzung von Plausibilisierung und Ersatzwertbildung im SMGW ist **keine Frage der technischen Möglichkeit** (die gibt es schon seit Jahren), sondern eine regulatorische Entscheidung, die der Gesetzgeber treffen sollte. Technisch lässt sich diese Funktion gleichermaßen im SMGW und im IT-System des Messstellenbetreibers abbilden. Eine unterschiedliche Behandlung von Gas und Elektrizität wird von niemandem mit seriösen Gründen verlangt. Die messtechnischen Anforderungen bei Strom und Gas sind nahezu identisch und unterschiedliche Geschäftsprozesse für Strom und Gas erzeugen unnötige Mehrkosten bei den Unternehmen. Insbesondere dann, wenn die Aufbereitung der Messwerte außerhalb des SMGW erfolgt, gibt es keinen Grund, der die **Ausnahmeregelung für den Bereich Gas** rechtfertigt. Sie ist daher zu **streichen**.

- **Änderung in § 75 Nr. 4 MsbG: (Festlegungen der BNetzA)**

Folgeanpassung zu Änderung in § 60 Abs. 2 MsbG: Ohne Ausnahmeregelung für den Gasbereich entfällt die Begründung für eine Befugnis der Bundesnetzagentur, Sonderregelungen für den Bereich Gas festzulegen. Die Wörter „sowie zu Sonderregelungen für den Bereich Gas“ sind daher zu streichen.

Artikel 11 - Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes

Grundsätzlich gehen die vorgesehenen Änderungen in die richtige Richtung, wobei die **endogene Mengensteuerung** ([siehe Seite 4 dieser Stellungnahme](#)) klar im Gegensatz zu den Zielen des EU-Green-Deals steht. Auch fehlen wesentliche Elemente, die einerseits im Entschließungsantrag zum EEG 2021 vom Bundestag formuliert wurden. Beispielhaft genannt sind hier die **Klärung der kommunalen Beteiligung auch für Photovoltaik-Freilandanlagen** ([siehe Seite 5 dieser Stellungnahme](#)) oder die Stärkung von förderfrei betriebenen Anlagen (Verbesserungen für PPA). Eine Novelle ohne die Stärkung von Rahmenbedingungen und Rechtssicherheit für den förderfreien Betrieb in Form von Power-Purchase-Agreements (PPA) scheint aus der Zeit gefallen.

Auch fehlen zeitkritisch klärungsbedürftige Maßnahmen, wie die Handhabung von Verzögerungen bei der Projektrealisierung bezuschlagter EE-Anlagen in Folge von pandemiebedingten Verzögerungen oder Erleichterungen bei der Übertragung von Zuschlägen auf andere Projekte.

Verlängerung Realisierungsfrist

Mit den EEG 2021 wurde die Regel zur Verlängerung der Realisierungsfrist von Anlagen aufgrund pandemiebedingter Verzögerungen mitten in der Hochphase der Pandemie abgeschafft. Eine Wiedereinführung in ähnlicher Form würde die Realisierung zahlreicher Projekte (insb. PV-Freiflächenanlagen) absichern.

Hierzu schlagen wir vor:

In § 104 wird folgender neuer Absatz 8 eingefügt:

„Für alle Zuschläge, die bis zum 30. Juni 2021 erteilt worden sind und die am 30. Juni 2021 noch nicht erloschen sind, verlängern sich die Fristen nach § 36e Absatz 1, § 37d Nummer 2, § 39e Absatz 1, § 39g Absatz 2, § 54 Absatz 1, § 54a Absatz 1 sowie § 55 Absatz 1 bis 5a um einen Zeitraum von jeweils sechs Kalendermonaten. Um denselben Zeitraum verschieben sich die Zeitpunkte des jeweiligen Beginns des Zahlungsanspruchs nach § 36i oder § 39h Absatz 1.“

Begründung:

Mit dieser Regelung wird die Regelung des § 104 Abs. 8 in der am 31.12.2020 geltenden Fassung mit leichten Modifikationen wieder eingeführt und auf weitere Fälle erstreckt. 1 § 104 Abs. 8 a.F. hatte energieträgerübergreifend für alle Anlagen, die einen Zuschlag vor dem 1. März 2020 erhalten hatten, eine Verlängerung der Realisierungsfrist aufgrund der Corona-bedingten Einschränkungen vorgesehen. Für ab dem 1. März 2020 erteilte Zuschläge hatte die BNetzA in der Verwaltungspraxis nach Beginn der Corona-Pandemie die Zuschlagserteilung zunächst nicht bekannt gegeben, so dass die Realisierungsfristen nicht zu laufen begannen. Im Verlauf des Jahres 2020 wurde diese Praxis aber wieder aufgegeben, und auch die bislang für die Ausschreibungen in 2020 nicht bekannt gegebenen Zuschläge wurden nunmehr bekannt gegeben. Außerdem wurde die Regelung in § 104 Abs. 8 a.F. mit dem EEG 2021 gestrichen und nicht durch eine Nachfolgeregelung ersetzt.

Übertragbarkeit von Zuschlägen für benachteiligte Gebiete

Weil ebenfalls pandemiebedingt die Realisierungsplanungen für Zuschläge für PV-Freiflächenanlagen in benachteiligten Gebieten geändert werden müssen, die Übertragung der Zuschläge auf andere Flächen jedoch nur innerhalb eines Bundeslandes möglich ist, empfehlen wir eine Änderung, die die Übertragung auch auf benachteiligte Gebiete anderer Bundesländer ermöglicht.

Hierzu schlagen wir vor:

§ 38a Absatz 1 Nummer 3 Buchstabe b) wird wie folgt geändert:

- a) Die Wörter „dürfen nur für Freiflächenanlagen verwendet werden“ werden durch die Wörter „dürfen für alle Solaranlagen des ersten Segments verwendet werden“ ersetzt und das Komma hinter „Freiflächenanlagen“ durch einen Punkt ersetzt.
- b) Die Wörter „die auf einer der im bezuschlagten Gebot benannten Flächenkategorien im Gebiet des Bundeslands, das die Rechtsverordnung erlassen hat, errichtet worden sind“ werden gestrichen.

Begründung:

Nach der bisherigen Regelung in § 38a durfte eine Übertragung von Zuschlägen, die für Standorte auf Acker- oder Grünflächen in benachteiligten Gebieten gemäß einer Rechtsverordnung nach § 37c Abs. 2 erteilt wurden, nur auf Freiflächenanlagen erfolgen, die ebenfalls auf einem Standort auf Acker- oder Grünflächen in einem benachteiligten Gebiet im selben Bundesland errichtet werden. Mit dieser Regelung sollte – im Zusammenspiel mit der Regelung in § 38a Abs. 1 Nr. 3.a – sichergestellt werden, dass die Zahl der Anlagen, die auf Acker- oder Grünflächen in benachteiligten Gebieten errichtet werden, beschränkt wird. Es hat sich allerdings in der Praxis gezeigt, dass aufgrund eines beschränkten Flächendargebots in einzelnen Bundesländern und den gleichzeitigen Beschränkungen durch die Corona-Pandemie insbesondere in Verwaltung und Kommunalpolitik eine Verwirklichung der Projekte auf den Standorten in den benachteiligten Gebieten nicht immer möglich ist. Deshalb wird die Regelung dahingehend angepasst, dass eine Übertragung der Zuschläge für Gebote auf Flächen in benachteiligten Gebieten auf andere Solaranlagen des ersten Segments möglich ist, also Freiflächenanlagen und Anlagen auf, an oder in baulichen Anlagen, die weder Gebäude noch Lärmschutzwände sind (vgl. § 3 Nr. 4.a). Damit sollen die von den Betreibern unverschuldeten Realisierungsrisiken minimiert werden und eine möglichst hohe Realisierungsrate der bezuschlagten Projekte erreicht werden. Der ursprüngliche Zweck des § 38a Abs. 1 Nr. 3 einer Beschränkung von Anlagen auf Ackerland oder Grünland in benachteiligten Gebieten wird im Übrigen auch weiterhin erreicht. Denn eine Übertragung von anderen Flächenkategorien auf Flächen in benachteiligten Gebieten ist nach dem unveränderten § 38a Abs. 1 Nr. 3.b) weiterhin nicht möglich.

Im Weiteren wird Bezug genommen auf die Formulierungshilfe für den Absatz 11 vom 27.04.2021.

- **Zu Nummer 6, 7 – Regelungen zu ausgeförderten Windenergieanlagen an Land**

Es war und ist erfreulich, dass für den Weiterbetrieb von Windenergieanlagen an Land mit dem EEG 2021 klare Regel und Perspektiven vorgesehen wurden, die gerade bei Anlagen an ertragsschwächeren Standorte dazu beigetragen haben dürfen, sich für den Weiterbetrieb der Anlagen zu entscheiden. So war die Regelung/Ankündigung eines Ausschreibungsverfahrens richtig, auch wenn dessen Umsetzung nun nicht mehr vorgesehen ist. Erfreulicherweise haben sich in der Zwischenzeit Marktwerte für Windkraft-Strom erhöht, was dazu führen kann, dass mehr Anlagen im Weiterbetrieb auch an Binnenland-Standorten Stromlieferverträge (PPA) abschließen können. Auch neue Klimaziele, die den Bedarf anförderfreien Grünstrom erhöhen, wirken hier positiv. Es ist erfreulich, dass der beihilfrechtliche Spielraum für die befristete Anschlussförderung ausgefördelter Windenergieanlagen an Land zumindest bis zum 31. Dezember 2021 ausgeschöpft wird, damit entsprechende Verträge abgeschlossen werden können.

- **Zu Nummer 9, § 28 EEG – Nachholtermine (Windkraft an Land) und**
- **Zu Nummer 10 – 12 – Sonderausschreibungen, sowie Übertragung von Volumen in andere Ausschreibungen, z.B. in die Innovationsausschreibung**
- **Kommentar zur endogenen Mengensteuerung**

Es ist erfreulich, dass bei Ausschreibung für Windenergie an Land die Mengen, für die keine Zuschläge erteilt werden konnten, zusätzliche Nachholtermine vorgesehen werden. Auch der zusätzliche Gebotstermin am Jahresende und die Abstände zwischen den Ausschreibungsterminen und erhöhen die Planbarkeit etwas. Es ist ebenfalls begrüßenswert, das Ausschreibungsvolumen für Windenergie an Land im Jahr 2022 um 1,1 GW in Form von Sonderausschreibungen zu erhöhen und die Mengen für Photovoltaik im Jahr 2022 um 4,1 GW auf 6 GW anzuheben. Davon ist die Aufstockung auf 2 GW bei den großen Dachanlagen (zweites Ausschreibungssegment) ein sachgerechter erster Schritt, das Segment mit ausreichend Volumen zu versorgen und einen Zubau einbruch zu vermeiden, den das EEG 2021 vorgesehen hätte.

Auch die Übertragung von nicht-bezuschlagtem Volumen und nichtrealisiertem Volumen der Windkraftausschreibung in die Innovationsausschreibung ist grundsätzlich sinnvoll, aber in der Umsetzung viel zu langsam. Bevor Mengen übertragen würden, müssten Volumen erst zweimal ausgefallen sein. Genauer: Ausgefallene Wind-Zuschläge werden erst ins Folgejahr der Windausschreibung gegeben, dann (sofern kein Zuschlag erfolgt) ins nächste Folgejahr übertragen – und erst dann und nur zu einer Drittel der nicht bezuschlagten Menge in die Innovationsausschreibung. Gerade mit der gegebenen Begründung „Netz- und Systemdienlichkeit sicherzustellen und Innovationen zur besseren Netz- und Systemintegration der erneuerbaren Energien anzureizen“ erscheint diese an sich sinnvolle Maßnahme der Volumenübertragung doch etwas mutlos ausgestaltet.

Die Anhebung der Ausschreibungsvolumina, die Nachhol- und Sonderausschreibungstermine und die Übertragung der Mengen in andere Ausschreibungen sind sinnvoll. Allerdings führt die Kombination mit der endogenen

Mengensteuerung zu kaum nachvollziehbaren Volumen in den künftigen EEG-Ausschreibungen. Diese aufgrund der endogenen Mengensteuerung fehlende Planbarkeit stärkt weder den Markt, noch die politischen Entscheidungen zur Ausrichtung des Energiesystems auf Klimaneutralität. Auch deshalb steht die endogene Mengensteuerung ([Detailkritik siehe Seite 4 dieser Stellungnahme](#)) klar im Gegensatz zu den Zielen des EU-Green-Deals.

IV. Zum Entwurf des EEGSofMG2021 (BT-Drs. 19/29288)

Der Gesetzentwurf der Fraktion Bündnis90/DIE GRÜNEN erhöht die Ausbauziele für Erneuerbare Energien im Bereich Wind-Onshore auf 5,5 GW im Jahr 2022, 6 GW im Jahr 2023 und im Bereich Solarenergie auf 12 GW in den Jahren 2022 und 2023. Daraus ergeben sich entsprechende Anpassungen sowohl beim Ausbaupfad als auch bei den Ausschreibungen. Mit diesen kurzfristigen Maßnahmen soll für die nächsten zwei Jahre Planungssicherheit geschaffen und der Ausbau der Erneuerbaren beschleunigt werden. Die weiteren Ausbaumengen für die Folgejahre sowie ein darauf angepasster Ausbaupfad werden im Rahmen einer großen Novelle des Erneuerbaren-Energie-Gesetzes nachgeholt. Diese Mengen gehen in die richtige Richtung zwecks Zielerreichung der übergeordneten Ziele. Es wäre jedoch deutlich besser, bereits jetzt längerfristigere Ausbaupfade festzulegen, auf die sich die Energiewirtschaft insgesamt einstellen kann. Das reicht von den Planungen der Unternehmen der Erneuerbare-Energien-Branchen bis hin zu erforderlichen Netzplanungen.