

bne-Stellungnahme zum **Energiesammelgesetz (EnsaG)**

bne-Stellungnahme zum Entwurf der Bundesregierung eines Gesetzes zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes, des Energiewirtschaftsgesetzes und weiterer energierechtlicher Vorschriften (Entwurf vom 02.11.2018)

Berlin, 16. November 2018. Die Kürzung der PV-Einspeisevergütung für größere Anlagen wirkt sich bei Mieterstrommodellen unverhältnismäßig stärker aus, da der Wert zur Berechnung des Mieterstromzuschlags nicht gleichzeitig angepasst wird. Der bne fordert, diese Berechnung anzupassen, da sonst Mieterstrommodelle unwirtschaftlich werden.

Die systematische Einbindung der EE- und KWK-Anlagen in den Redispatch ist grundsätzlich sinnvoll, es sollte aber bereits im Gesetz ein hoher Mindestfaktor angesetzt werden, um die Abregelung von erneuerbarem Strom auf ein möglichst geringes Maß zu begrenzen. Die alternative Nutzung des ansonsten abgeregelten Stroms wird durch die Neuregelung weiter erschwert, hier sind dringend Verbesserungen notwendig.

Der Entwurf zum Messen und Schätzen im EEG wird zu Vereinfachungen in der Praxis führen. An einigen Stellen des Gesetzentwurfs sind nach bne-Ansicht dennoch wichtige Klarstellungen nötig. Insbesondere sollten im EEG und im Steuerrecht die gleichen Ansätze zur Schätzung verwendet werden.

Es ist richtig, über den Netzkodex die technischen Mindestanforderungen für den Netzanschluss u.a. von Ladepunkten für E-Fahrzeuge und EE-Erzeugungsanlagen zu harmonisieren. Der Vorschlag ist jedoch nicht weitreichend genug, da jeder der 900 Stromverteilnetze und der 700 Gasverteilnetze weiter eigene Regelungen und Formulare verwenden kann. Die individuellen vertraglichen, technischen und sonstigen Bedingungen der Netzbetreiber sind durch bundesweit vereinheitlichte Regelwerke zum Netzanschluss zu ersetzen. Der Prozess der Regelerstellung ist durch die Bundesnetzagentur eng zu begleiten.

Erneut wurde die Chance vertan, die wichtigsten und zwingenden Reformen für die Flexibilisierung des Energiesektors anzugehen. Im Gesetzentwurf fehlen die Reform der Netzentgeltstrukturen, die Aufnahme netzdienlicher Flexibilitätsanreize und eine sektorübergreifende Ausgestaltung des Umlagen- und Abgabensystems. Diese zentralen Reformen dürfen nicht weiter hinausgezögert werden. Alle anderen Maßnahmen hängen damit zusammen und scheitern ohne diese Voraussetzungen, bzw. entwickeln sich in eine falsche Richtung

Darüber hinaus müssen sich KWK-Anlagen den Flexibilitätsanforderungen unterwerfen. Eine rein wärmegeführte, stromseitig unflexible KWK, die ggf. netzbelastend zur fluktuierenden EEG Einspeisung im „Wärme-Must-Run“ gefahren wird, hat in der Energiewende keine Zukunft und darf deshalb nicht gefördert werden.

Inhaltsangabe:

Änderungsvorschläge zum Mieterstrom.....	2
Messen und Schätzen im EEG.....	4
Fortentwicklung Redispatch.....	6
Kapazitätsreserve.....	9
Netzkodex im EnWG.....	10

I. Änderungsvorschläge zum Mieterstrom

[Artikel 1 – Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes §§ 21 u. 23b]

Die geplante Absenkung der Einspeisevergütung für PV-Anlagen von 40 kWp bis 750 kWp zum 1.1. 2019 wirkt sich auch auf den Mieterstromzuschlag aus, dort allerdings dramatisch stärker. Für den Mieterstromzuschlag wird nach §23b Abs. 1 EEG pauschal ein Wert von 8,5 Cent/ kWh von dem anzulegenden Wert (das ist die im Vorschlag abgesenkte Einspeisevergütung) abgezogen und nur der Differenzbetrag als Förderung ausgezahlt. Damit sinkt bei großen Mieterstromanlagen der Zuschlag um bis zu 60 Prozent.

Die Höhe der Absenkung des Mieterstromzuschlages wird nicht durch Wirtschaftlichkeitsuntersuchungen belegt. Gleichwohl ist bekannt, dass der Zubau von Mieterstromanlagen deutlich hinter den Erwartungen zurück liegt. Die Bundesregierung hat den Zubau mit Mieterstrom-PV-Anlagen auf jährlich 500 Megawatt peak begrenzt. Laut Angaben der Bundesnetzagentur wurden bis September 2018 lediglich ein Prozent dieser Mengen ausgeschöpft.

Der bne lehnt daher die geplante drastische Kürzung des Mieterstromzuschlages für Anlagen größer 40 kWp ab. Wenn die Einspeisevergütung abgesenkt wird, muss zugleich auch der Mieterstromzuschlag korrigiert werden, um das Mieterstrommodell nicht noch weiter zu schwächen.

Der bne schlägt folgende Änderung vor:

Änderung des § 23b Abs. 1 EEG 2017 wie folgt:

~~(1) Die Höhe des Anspruchs auf den Mieterstromzuschlag wird aus den anzulegenden Werten nach § 48 Absatz 2 und § 49 berechnet, wobei von diesen anzulegenden Werten 8,5 Cent pro Kilowattstunde abzuziehen sind.~~

Neu: (1) Die Höhe des Anspruchs auf den Mieterstromzuschlag auf dem jeweiligen Gebäude wird aus den anzulegenden Werten nach § 48 Absatz 2 und § 49 berechnet, wobei von diesen anzulegenden Werten abzuziehen sind

1. bis einschließlich einer installierten Leistung von 10 Kilowatt 8,5 Cent pro Kilowattstunde,
2. bis einschließlich einer installierten Leistung von 40 Kilowatt 8,5 Cent pro Kilowattstunde und
3. ab einer installierten Leistung von 40 Kilowatt 5,74 Cent pro Kilowattstunde.

Darüber hinaus muss allerdings noch angemerkt werden, dass grundsätzlich solche **kurzfristigen Vergütungsabsenkungen problematisch** sind, da sie sowohl die Planbarkeit, als auch die wirtschaftliche Grundlage von Geschäftsmodellen unterminieren. Anlagen, die bereits geplant, jedoch noch nicht umgesetzt sind, verlieren plötzlich ihre wirtschaftliche Grundlage. Die Gesetzgebung sollte auf diese Problematik Rücksicht nehmen und längere Vorlaufzeiten für Änderungen vorsehen. Hier wäre mindestens eine Übergangsregelung für die bereits geplanten Projekte in den Gesetzestext aufzunehmen.

Weiterer Vorschlag zum Mieterstrom – Stützung des Lieferketten-Modells

Mit dem im Sommer 2017 verabschiedeten Mieterstromgesetz hatte sich in der Praxis das „Lieferketten-Modell“ durchgesetzt, wonach Anlagenbetreiber aufgrund der Komplexität bei der Umsetzung und praktischen Abwicklung von Mieterstrommodellen Dritte beauftragen, um den Strom an Letztverbraucher zu liefern. Dieser praxiserprobte Einsatz eines Dienstleisters wird bezüglich des Mieterstromzuschlags von den Verteilnetzbetreibern allerdings sehr unterschiedlich gehandhabt, weil der Gesetzeswortlaut das „Lieferketten-Modell“ nicht explizit adressiert. Deshalb verweigern einige Verteilnetzbetreiber die Vergütungszahlungen, wenn ein Dienstleister die praktische Abwicklung übernimmt. Anderweitige rechtliche Konstellationen, wie das „Anlagen-Pacht-Modell“ sind dabei keine praktikable Alternative, da sie i.d.R. kostenintensiv sind und zusätzlichen bürokratischen Aufwand hervorrufen.

Der Mieterstromzuschlag verlangt keine Personenidentität zwischen Anlagenbetreiber und einem Dritten (Mieterstromlieferanten). Entscheidend ist einzig, dass der Solarstrom vor Ort auf einem Wohngebäude produziert wird und in zumindest unmittelbaren räumlichen Zusammenhang dazu innerhalb derselben Kundenanlage oder außerhalb eines Netzes der allgemeinen Versorgung verbraucht wird. Die Einschaltung eines Elektrizitätsversorgungsunternehmens als Intermediär oder Enabler zwischen Anlagenbetreiber und Letztverbraucher ist damit entgegen der Ansicht einiger Verteilnetzbetreiber unschädlich für den Anspruch auf Zahlung des PV-Mieterstromzuschlags.

Deshalb schlägt der bne folgende Klarstellung vor:

<p>§ 21 Abs. 3 EEG wird um die Wörter „oder einem Dritten“ ergänzt: „Der Anspruch auf die Zahlung des Mieterstromzuschlags nach § 19 Absatz 1 Nummer 3 besteht für Strom aus Solaranlagen mit einer installierten Leistung von insgesamt bis zu 100 Kilowatt, die auf, an oder in einem Wohngebäude installiert sind, soweit er vom Anlagenbetreiber oder einem Dritten an einen Letztverbraucher geliefert wird und</p> <ol style="list-style-type: none">1. innerhalb dieses Gebäudes oder in Wohngebäuden oder Nebenanlagen im unmittelbaren räumlichen Zusammenhang mit diesem Gebäude und2. ohne Durchleitung durch ein Netz verbraucht worden ist.“

II. Messen und Schätzen im EEG

[Artikel 1 – Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes §62a]

Die Möglichkeit zur Schätzung von weitergeleiteten Strommengen im Zusammenhang mit den Umlageprivilegien des EEG ist eine sinnvolle Ergänzung der bisherigen Regelungen. Die bisher zwingend vorgeschriebene Messung zur Abgrenzung der Mengen ist in einigen Fällen nur mit sehr hohem Aufwand und

entsprechenden Kosten realisierbar. Für diese Fälle die Möglichkeit zur Schätzung einzuräumen, ist deshalb geboten und verhältnismäßig. Es bleiben in diesem Zusammenhang allerdings (Folge-)Fragen und Anmerkungen zu dem Gesetzentwurf.

Zu § 62a Abs. 4

Leider wurde im Entwurf eine von § 7 Stromsteuer-Durchführungsverordnung (StromStV) für die Vorgaben zur Schätzungen abweichende Regelung getroffen. Laut StromStV müssen die Schätzungen sachgerecht und von einem Dritten nachvollziehbar sein. Im Entwurf wird hingegen gefordert, dass bei der Schätzung sichergestellt werden muss, dass auf die gesamte Strommenge nicht weniger EEG-Umlage gezahlt wird, als im Falle einer Messung. Damit wird im Gegensatz zur Schätzung für die Stromsteuer mindestens ein „Sicherheitsaufschlag“ oder im Extremfall eine Worst-Case-Schätzung mit dem Ansatz der maximalen Leistungsaufnahme über den Zeitraum eines ganzen Jahres vorgegeben. Diese klar unterschiedlichen Vorgaben zur Schätzung führen dazu, dass je nach Vorschrift unterschiedliche Ansätze zur Schätzung angewendet werden müssen. Die Folge ist, dass jetzt parallel abweichende Mengenmeldungen erfolgen müssen und entsprechend hoher Aufwand für die Schätzungen entsteht.

Problematisch scheint auch die neue Regelung in § 62a Abs. 4 Satz 2 EEG, wonach *„Diese Schätzung hat in sachgerechter und in einer für einen nicht sachverständigen Dritten jederzeit nachvollziehbaren und nachprüfbaren Weise zu erfolgen.“* Es ist unklar, auf welchen Dritten abzustellen ist und welche energierechtlichen Kenntnisse dieser haben darf. Es ist auch offen, warum das Tatbestandsmerkmal einer *„für einen nicht sachverständigen Dritten jederzeit nachvollziehbaren und nachprüfbaren Weise“* nötig ist und nicht eine *„sachgerechte, von einem Dritten nachvollziehbare Schätzung“* wie in § 7 StromStV ausreicht. Die hier anzugebenden Werte werden regelmäßig ausschließlich von qualifizierten Fachkräften angesehen und gegebenenfalls geprüft, deshalb erscheint die Vorgabe, dass die Daten für einen nicht sachverständigen Dritten nachvollziehbar sein sollen, als überzogen. Der bne spricht sich daher dafür aus, die Vorgaben zur Schätzung aus der StromStV hier zu übernehmen.

Zu § 62a Abs. 7

Die Frist zur Ausstattung mit Messeinrichtungen in § 62a Abs. 7 EEG wird auf Ende 2019 festgesetzt. Es ist jedoch derzeit nicht abschließend geklärt, wann die Feststellung des Bundesamts für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) nach § 30 MsbG vorliegt, dass mindestens drei voneinander unabhängige Unternehmen intelligente Messsysteme am Markt anbieten. Im schlechtesten Fall wird die Feststellung des BSI nicht wie avisiert schon Anfang 2019, sondern erst deutlich später erfolgen, so dass die Unternehmen nicht mehr ausreichend Zeit für die Installation der Geräte haben. Hier sollte eine Frist formuliert werden, die den Unternehmen erlaubt, gleich die nach MsbG gegebenenfalls geforderten intelligenten Messsysteme zu nutzen. Am einfachsten wäre hier, die Frist um ein

Jahr zu verlängern. Denkbar wäre aber auch eine auf der Feststellung des BSI aufbauende Frist von mindestens sechs Monaten.

Ergänzende Änderung

Zur Verringerung der Messkosten bei Beibehaltung der im Grundsatz richtigen Anforderung der Zeitgleichheit (jetzt neu § 62a Abs. 6 EEG, bisher § 61h EEG 2017) ist eine klarstellende Änderung im § 20 Abs. 1d EnWG notwendig: Das dort beschriebene Summenzählermodell entspricht derzeit nicht den Vorgaben des Mess- und Eichrechts¹. Hintergrund ist, dass die aus Standardlastprofilen abgeleiteten 15-Min. (Leistungs-)Werte nicht gemessene Werte im Sinne der §§ 33, 37 MessEG sind. Hierdurch läuft die Regelung des § 20 Abs. 1d EnWG rechtlich ins Leere, da diese unter den Vorbehalt der eichrechtlichen Zulässigkeit steht. Der bne schlägt vor, den **Vorbehalt des Mess- und Eichrechts in § 20 Abs.1 d Satz 3, 2. Halbsatz zu streichen** und die **Regelung des Satz 3 wie folgt einzuleiten: „Abweichend von den Vorgaben des Mess- und Eichrechts ist bei nicht an Smart Meter....“**

Damit könnte bis zur flächendeckenden Einführungen von Smart Meter-Messkonzepten das Summenzählermodell rechtssicher eingesetzt werden.

III. Fortentwicklung Redispatch

[Artikel 3 – Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes §13 ff.]

Die systematische Einordnung von EE- und KWK-Anlagen in den Redispatch ist grundsätzlich sinnvoll und wird dazu beitragen, die Redispatchkosten zu begrenzen. Die bisherigen Regelungen waren unübersichtlich und zum Teil widersprüchlich. Die jetzt vorgeschlagenen Änderungen hingegen führen zu einer konsistenten Vorgabe, die dann auch eine höhere Rechtssicherheit für alle beteiligten Akteure bewirkt. Ein entscheidender Fortschritt ist auch, dass jetzt der bilanzielle Ausgleich für die aufgrund des Redispatches weniger oder mehr erzeugten Mengen vorgeschrieben wird.

Die Gesetzesänderung sollte deshalb auch nicht erst zum 01.10.2020 in Kraft treten (Artikel 21 Abs. 5), **sondern möglichst noch im Jahr 2019**, um hierdurch Unsicherheiten und finanzielle Risiken bei den Akteuren zu minimieren.

Festlegung des Faktors durch den Gesetzgeber und nicht kleiner als 12

Ein wichtiges Ausgestaltungsmerkmal der neuen Redispatch-Regelung ist, dass die EE- und KWK-Anlagen nur dann für den Redispatch herangezogen werden, wenn diese Anlagen einen besonders großen Einfluss auf den zu behebenden Engpass haben oder keine anderen Alternativen vorliegen. Nur so kann sichergestellt werden, dass weiterhin möglichst wenig Strom aus EE-Anlagen abgeregelt werden muss. Dies wird im Gesetzentwurf so gelöst, dass die Reduzierung

¹ siehe auch Weise/Kaspers: „Umsetzungsfragen bei Mieterstrommodellen – Messaufbau, Lieferantenwechselprozesse & Co. (Teil 2)“, Infrastrukturrecht „IR“ 2018, Seite 195 f.

der EE-Anlagen um einen Mindestfaktor wirksamer sein muss, als die Abregelung von konventionellen Anlagen.

In § 13 Abs. 1a des Gesetzentwurfs wird jetzt allerdings lediglich eine Bandbreite für diesen Faktor vorgegeben, er darf Werte zwischen 5 und 15 annehmen. Die konkrete Festlegung des Wertes wird der Bundesnetzagentur überlassen. **Dieses Vorgehen ist problematisch, da die Festlegung des Faktors im Wesentlichen eine politische Entscheidung ist und keine Sachfrage.** Der bisher nicht konkretisierte Faktor muss deshalb im Gesetz festgeschrieben werden und sollte einen hohen Wert annehmen, um die EE-Abregelung deutlich zu begrenzen. **Aus Sicht des bne sollte der Faktor nicht kleiner als 12 sein.**

Chance für neue Lösungsansätze vertan

Für die Behebung eines Leitungsengpasses ist allein entscheidend, dass der am Netzverknüpfungspunkt (bzw. dem vom Netzbetreiber überwachten Netzknoten) eingespeiste Strom reduziert wird. Dies kann nicht nur durch die Reduzierung der Einspeiseleistung geschehen, sondern auch mit der Zuschaltung von Verbrauchern an demselben Netzverknüpfungspunkt erreicht werden. Mit solchen alternativen Maßnahmen könnte der erneuerbare Strom trotz eines Engpasses noch einer sinnvollen Nutzung zugeführt werden. Solche Lösungen werden im Gesetzentwurf jedoch nicht adressiert.

Zuschaltbare Lasten auch für EE-Anlagen

Momentan besteht nach §13 Abs. 6a EnWG für Übertragungsnetzbetreiber die Möglichkeit, im Rahmen des Engpassmanagements auf KWK-Anlagen zurückzugreifen, sofern die Abregelung konventioneller Stromerzeugungsanlagen zur Behebung des Netzengpasses nicht ausreicht. Unter bestimmten Voraussetzungen, die KWK-Anlage muss sich etwa im Netzausbaugebiet befinden, können sich Betreiber von KWK-Anlagen gegenüber dem Übertragungsnetzbetreiber dazu verpflichten, die Stromeinspeisung auf Verlangen zu reduzieren und gleichzeitig Strom für die Aufrechterhaltung ihrer Wärmeversorgung zu beziehen. Grundsätzlich sinnvolles Ziel der Norm ist es, die Abregelung erneuerbarer Energien im Fall von Netzengpässen und vor allem die daraus resultierenden Entschädigungszahlungen zu mindern.

Die aktuelle Ausgestaltung des §13 Abs. 6a hat jedoch einige Schwächen, wie beispielsweise die räumliche Beschränkung auf das Netzausbaugebiet oder auf die Übertragungsnetzebene ([siehe hierzu auch Eric Weiser und Simon Schäfer-Stradowsky, Weiterentwicklungsbedürfnis und -potentiale der Regelung zu zuschaltbaren Lasten in § 13 Abs. 6a EnWG, NuR 01/2018](#)). **Vor allem richtet sich §13a Abs. 6a EnWG in der jetzigen Form lediglich an Betreiber von KWK-Anlagen und lässt durch diese Technologielimination weitere Flexibilitätspotentiale und insbesondere Möglichkeiten der Sektorenkopplung ungenutzt.** Es scheint in diesem Kontext daher sinnvoll, die Regelung auf EE-Anlagen mit anderen Lasten, zum Beispiel Power-to-X-Modulen, zu erweitern, wie es das En-

saG zumindest im SINTEG-Paragrafen §119 EnWG vorsieht. Diese **Regelung sollte unabhängig von §13 Abs. 6a** und nicht nur im Rahmen von einzelnen SINTEG-Projekten geschehen, sondern **grundsätzlich im Rahmen des § 13 Abs. 1 aufgenommen werden**. So können nicht nur die volkswirtschaftlichen Kosten des Engpassmanagements weiter reduziert, sondern auch die Elektrifizierung der anderen Sektoren im Sinne des Klimaschutzes vorangetrieben werden.

Rückschritt bei Nutzung des abgeregelten Stroms, Bezug auf Leistungseinspeisung ist beizubehalten

Außerhalb dieses engen Rahmens werden aber die Bedingungen für die Nutzung des abgeregelten Stroms tatsächlich verschlechtert. Der Gesetzesvorschlag für die §§ 13 Abs. 1, 1a, 1b und 13a EnWG erschwert die alternative Nutzung des abgeregelten Stroms insofern, als dass im Unterschied zur aktuellen Formulierung in § 13a EnWG und § 14 EEG nicht mehr auf die Reduktion der Leistungseinspeisung abgestellt wird, sondern auf die Leistungserzeugung. Das verhindert, dass der Anlagenbetreiber andere Optimierungsoptionen in der Kundenanlage (also aus Sicht des Netzbetreibers hinter dem Netzanschluss) wählt. Effizienter als eine Abregelung der Erzeugung, ist insbesondere das Hochfahren eines Verbrauchers. Die noch aktuelle Formulierung ermöglicht eine solche Optimierung, **der Gesetzesvorschlag verhindert sie**, weil auf die Anlage (Erzeugung) und nicht mehr auf den Netzanschluss (Einspeisung) abgestellt wird. Da der Effekt für den Netzbetreiber gleich bleibt, das Abstellen auf die Einspeisung aber effizienter ist, sollte der **Bezug auf die Leistungseinspeisung unbedingt beibehalten werden**.

Rolle der Direktvermarkter bei Ausgleichsverpflichtungen berücksichtigen

Wenn ein Netzbetreiber eine EE-Anlage zur Reduzierung der Leistung nach § 13 Abs. 1 verpflichtet, ist der Netzbetreiber im Gesetzentwurf nach § 13a Abs. 1a zum bilanziellen Ausgleich und nach § 13a Abs. 2 zum finanziellen Ausgleich verpflichtet. Beide Regelungen sind folgerichtig und auch angemessen. Problematisch ist allerdings, dass gerade EE-Anlagenbetreiber häufig die Strommengen nicht selbst vermarkten, sondern sich eines Direktvermarkters bedienen. Die Strommengen werden dann in den Bilanzkreis des Direktvermarkters verbucht. Wenn die Anlagen ihre Einspeiseleistung reduzieren müssen, fehlen die Strommengen dann im Bilanzkreis des Direktvermarkters. Die Ausgleichsverpflichtung im Gesetzentwurf wendet sich jedoch an den Bilanzkreisverantwortlichen der betroffenen Einspeise- oder Entnahmestelle. Bei der finanziellen Ausgleichsverpflichtung nach § 13a Abs. 2 hat der Betreiber der Anlage einen Anspruch auf finanziellen Ausgleich. Damit in der Konstellation mit einem Direktvermarkter die Ausgleichsverpflichtungen der Netzbetreiber dennoch greifen, muss in beiden Absätzen klargestellt werden, dass die Ausgleichsverpflichtungen auch bei Zwischenschaltung des Direktvermarkters fortbestehen.

Abgrenzung der Maßnahmen nach § 13(1) und § 13 (2)

Grundsätzlich werden die Abregelungen von EE-Anlagen jetzt im § 13 (1) Nummer 2 aufgenommen und damit als entschädigungspflichtige Tatbestände in die marktbezogenen Maßnahmen einbezogen. Es ist jedoch weiterhin möglich, dass EE-Anlagen auch auf Basis von § 13 (2) – und damit entschädigungslos – abregelt werden.

Für die betroffenen Anlagenbetreiber ist eine Überprüfung, nach welcher der beiden Vorschriften die Abregelung erfolgt ist, praktisch nicht möglich. Es sollte deshalb ein Anspruch für die Anlagenbetreiber eingefügt werden, im Falle einer Abregelung nach § 13 (2) alle für die Beurteilung der Situation notwendigen Informationen vom Netzbetreiber einfordern zu können. Da eine entschädigungslose Abregelung zu einem erheblichen finanziellen Schaden führen kann, muss dem Anlagenbetreiber zumindest die Möglichkeit zur Überprüfung der Einordnung durch den Netzbetreiber gegeben werden.

Anreize, Netze schneller auszubauen fehlen

Die Netzbetreiber haben auch mit der neuen Regelung keine Anreize, Engpässe schnell und nachhaltig zu beseitigen. Im Gegenteil: Im jetzt gestrichenen § 15 (2) EEG wurde noch vorausgesetzt, dass eine Kostenerstattung nur dann zulässig ist, wenn der Netzbetreiber die Maßnahme nicht zu vertreten hat. Auch wenn diese Vorgabe in der Praxis wirkungslos war, so fehlt im aktuellen Entwurf des BMWi jede Handhabe, um die jeweiligen Netzbetreiber an den Kosten, die durch mangelnden Netzausbau verursacht wurden, zu beteiligen. Eine wirkungslose Norm zu streichen ist richtig, nur muss das Problem durch Ersatz mit einer besseren Formulierung gelöst werden und nicht allein ignoriert werden. Es muss deshalb jetzt die Gelegenheit genutzt werden, den Netzbetreibern durch eine Beteiligung an den Kosten auch einen finanziellen Anreiz zum zügigen Netzausbau zu geben.

IV. Kapazitätsreserve

[Artikel 3 – Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes §13e]

Die Einführung der Kapazitätsreserve ist längst überfällig und insofern wird die Umsetzung der Einigung mit der EU-Kommission bezüglich der beihilferechtlichen Vorgaben begrüßt. Jetzt muss allerdings die Verabschiedung der Verordnung zur Kapazitätsreserve sehr zeitnah zur Verabschiedung des Gesetzes erfolgen, da sonst auch der neue Zeitplan nicht mehr eingehalten werden kann.

V. Netzkodex im EnWG

[Artikel 3 – Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes § 19]

bne fordert Netzbetreiber zur Vereinfachung auf

Der bne begrüßt die Absicht des Gesetzgebers, die technischen Mindestanforderungen für den Netzanschluss u.a. von Ladepunkten für Elektrofahrzeuge, Erzeugungsanlagen und Anlagen direkt angeschlossener Kunden zu vereinheitlichen. Die Umsetzung der entsprechenden europäischen Netzkodizes² in § 19 EnWG des Netzkodex-Entwurf geht allerdings nicht weit genug und erfüllt nach unserer Einschätzung auch nicht deren Vorgaben. Stattdessen begründet heute jeder Betreiber von Energieversorgungsnetzen aus den gesetzlichen Vorgaben zum Netzanschluss in § 17 EnWG und technischen Vorschriften gemäß § 19 EnWG ein **umfangreiches eigenes Regelwerk zum Netzanschluss und der Nutzung dieses Netzanschlusses**.

Jeder Netzbetreiber lebt heute sein eigenes, umfangreiches Formularwesen

Der Umfang der vertraglichen und technischen Anforderungen, Bedingungen und sonstigen Regelwerke, die von den Netzbetreibern zum Netzanschluss von Lasten und Erzeugungsanlagen vorgeben, hat längst das vom europäischen Netzkodex „angemessene Maß“ überschritten. Es gibt Netzbetreiber, die nur für die Rubrik „Netzanschluss Strom“ über 60 (!) relevante Dokumente auf ihrer Internetseite veröffentlicht haben. Teilweise beziehen sich die Regelwerke zwar auf branchenweit abgestimmte technische Regeln. Jeder Netzbetreiber bindet diese unterschiedlich in seine Bedingungen ein. Angesichts der **Regelungsfülle und -komplexität** ist es gerade für private Verbraucher unter den Antragstellern heute nur unter größtem Aufwand zu bewältigen, die für ihren Anwendungsfall relevanten Bedingungen des Netzbetreibers herauszufiltern, die Vorgaben zu verstehen und die Anmeldung des Netzanschlusses für eine Wärmepumpe, eine Erneuerbare-Energien-Erzeugungsanlage, einen Batteriespeicher oder einen Ladepunkt für das Elektrofahrzeug vorzunehmen. Aber auch Energieversorger mit neuen, energiewendefreundlichen Geschäftsmodellen leiden unter dem Verwaltungsaufwand, wenn sie die o.g. Lösungen inklusive der Netzanschlussformalitäten ihren Kunden z.B. in unterschiedlichen Netzgebieten anbieten möchten.

Bundesweit einheitliche Prozesse & Bedingungen für den Netzanschluss nötig

Für das Vorankommen der Energiewende und auf unserem Weg in eine klimaneutrale Gesellschaft sind die Einbindung der privaten Verbraucher und ihre

² Insb. Netzkodex für den Lastanschluss vom 17. August 2016 (Verordnung (EU) 2016/1388) und Netzkodex mit Anschlussbestimmungen für Stromerzeuger vom 14. April 2016 (Verordnung (EU) 2016/631)

Stärkung hin zu aktiv Handelnden unerlässlich. Es ist daher jetzt geboten, von den Verteilnetzbetreibern die längst überfällige, vollständige Standardisierung von Prozessen und Bedingungen für den Netzanschluss und die Anschlussnutzung einzufordern. Das vielhundertfache Wirrwarr ist unnötig kompliziert, behindert massiv privates Engagement und verursacht hohe Kosten und damit volkswirtschaftliche Schäden. Neben der Standardisierung, Vereinheitlichung und Vereinfachung der Netzanmeldung muss weitergehend die Möglichkeiten einer Zentralisierung geprüft werden.

Der bne schlägt daher folgende sechs Punkte in Artikel 3 des Gesetzentwurfs zu berücksichtigen:

1. Standardisierung der gesamten Anschluss- & Anschlussnutzungsbedingungen

Die Verpflichtung der Elektrizitätsnetzbetreiber zur Erstellung gemeinsamer Regelwerke muss über die im Gesetzentwurf vorgesehenen „allgemeinen technischen Mindestanforderungen“ hinausgehen, da die Netzbetreiber so auf Grundlage von § 17 EnWG wieder allgemeine, ergänzende und sonstige Netzanschlussbedingungen definieren, und über Netzanschlussverträge die Einbindung weiterer technischer und sonstiger Bedingungen beinahe beliebig abändern und ergänzen können. Damit wäre nichts gewonnen.

2. Bundesweit einheitliche Bedingungen mit abschließender Gültigkeit

Die standardisierten Bedingungen der Netzbetreiber einschließlich der technischen Mindestanforderungen für den Netzanschluss sind als bundesweit einheitliche Regelwerke mit abschließendem Charakter anzulegen. Dabei ist auch ein begrenzter Umfang individueller Angaben des jeweiligen Netzbetreibers festzulegen.

3. Rahmenvorgaben, Kontrolle und Genehmigung durch BNetzA ermöglichen

Die Standardisierung eines solchen unterbehördlichen Regelwerks darf nicht ohne **Rahmensetzung, Aufsicht und Genehmigung durch die Regulierungsbehörde** erfolgen. Die Bundesnetzagentur muss diese in den europäischen Netzkodizes angelegte Aufgabe wahrnehmen. Zwischen Netzbetreibern und Anschlussnehmern und -nutzern gibt es zwangsläufig immer wieder unterschiedliche Interessen. Hier einen passenden Ausgleich zu schaffen, ist eine der originären Aufgaben der Regulierungsbehörde.

4. Gleichberechtigten Einbezug der Netznutzer sicherstellen

Die Regelwerke können gemeinsam von den Netzbetreibern entworfen werden – dabei ist der **gleichberechtigte Einbezug der Netznutzer gemäß § 24 Satz 2**

Ziffer 1 EnWG entsprechend zu berücksichtigen. Ansonsten entsteht hier nur ein Vertrag zu Lasten Dritter, der Netznutzer und Verbraucher.

5. Regelsetzungsprozess des VDE: rechtswidrige Formulierungen, überzogene Anforderungen & diskriminierende Konsultationsbedingungen nicht belohnen

Keinesfalls darf der Erlass der technischen Anwendungsregeln (TAR) allein und ohne behördliche Eingriffsmöglichkeiten dem VDE überlassen werden. **Die technische Selbstverwaltung durch den VDE führte leider in der Vergangenheit dazu, dass offensichtlich rechtswidrige Formulierungen in die TAR aufgenommen wurden**, die dann anschließend nur sehr mühsam auf dem Klageweg bzw. über Missbrauchsverfahren wieder aus den AGB der Netzbetreiber entfernt werden konnten..

Es ist daher nicht annähernd ausreichend, dass die Bundesnetzagentur lediglich über die technischen Mindestanforderungen informiert werden soll, die der VDE erlässt. Die Regulierungsbehörde muss vielmehr aktiv in das Verfahren eingebunden werden und technische Mindestanforderungen erst nach Vereinbarkeit mit dem geltenden Rechtsrahmen zur Verwendung freigeben

6. Konsultation der Gasnetzbetreiber muss praxistauglich sein – Bedingungen sind bundesweit einheitlich und abschließend zu regeln

Die für § 19 Abs. 2 EnWG vorgesehene Ergänzung, für eine Verpflichtung von Gasnetzbetreibern mit mehr als 100.000 angeschlossenen Kunden ihre technischen Mindestanforderungen zu konsultieren, verfehlt sein Ziel vollständig. Dieser Regelungsentwurf ist praxisfern und ineffizient. An einer Konsultation, welche von jedem Gasnetzbetreiber einzeln durchgeführt wird, kann kein Verband sich hinreichend beteiligen. Vielmehr sollten die rund 700 Gasverteilernetzbetreiber eine gemeinsame Fassung für die technischen und vertraglichen Bedingungen vorlegen und nach erfolgreicher Genehmigung durch die BNetzA ausschließlich diese verwenden dürfen.

Der bne lehnt daher die im Gesetzentwurf vorgesehene Ergänzung bei § 19 Abs. 2 EnWG ab und schlägt stattdessen folgende Änderung vor (in Fettschrift); eine analoge Regelung ist für die Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen vorzusehen.

§ 19 Technische Vorschriften

(2) Betreiber von Gasversorgungsnetzen sind verpflichtet, unter Berücksichtigung der nach § 17 ~~festgelegten~~ **erstellten** Bedingungen für den Netzanschluss von LNG-Anlagen, dezentralen Erzeugungsanlagen und Speichereinrichtungen, von anderen Fernleitungs- oder Gasverteilernetzen und von Direktleitungen technische Mindestanforderungen an die Auslegung und den Betrieb ~~festzulegen~~ **zu erstellen** und im Internet zu veröffentlichen. **Dabei sind sowohl die Bedingungen nach § 17 und die**

technischen Mindestanforderungen nach Satz 1 von den Gasnetzbetreibern jeweils nach den Vorgaben der Regulierungsbehörde und unter Berücksichtigung von § 24 Satz 2 Nr. 1 gemeinsam und bundeweit einheitlich zu erstellen und diese der Regulierungsbehörde zur Genehmigung vorzulegen. Die Regulierungsbehörde kann Änderungen der nach Satz 2 vorgelegten Entwürfe verlangen, soweit dies zur Erfüllung des Zwecks dieses Gesetzes erforderlich ist. Die Regulierungsbehörde kann zu Grundsätzen und Verfahren der Erstellung der genannten Bedingungen und technischen Mindestanforderungen, insbesondere zum zeitlichen Ablauf, im Verfahren nach § 29 Absatz 1 nähere Bestimmungen treffen.

7. Kostenanerkennung an Standardisierungsfortschritte knüpfen

Die dieser Gesetzesänderung zugrundeliegenden europäischen Netzkodizes sehen vor, dass die Regulierungsbehörden die Kosten, die den Netzbetreibern bei der Umsetzung der EU-Verordnungen entstehen, in einem angemessenen Umfang anerkennen. Der bne schlägt vor, diese Kostenanerkennung auch vom Beitrag der Netzbetreiber abhängig zu machen, an der angemessenen Vereinfachung und angestrebten Standardisierung der Bedingungen für Netzanschluss und Netzanschlussnutzung zu einem angestrebten Umsetzungstermin mitzuwirken.

8. Beschwerden gegen Verletzung von Entflechtungsregeln ermöglichen

Der Anwendungsbereich des besonderen Missbrauchsverfahrens in § 31 EnWG muss um die Entflechtungsvorschriften erweitert werden. Dies entspricht dem Anliegen der Strom- und Gas-Richtlinie, die Entflechtungsvorgaben deutlich zu verschärfen und sie effektiv durchzusetzen. Weiterhin müssen Betroffene auch bei einer Verletzung der EG-Stromhandels- und Fernleitungs-Verordnungen ein Anspruch auf ein Tätigwerden der Regulierungsbehörde haben. Der bne schlägt hierzu folgende Ergänzung in § 31 Abs. 1 EnWG vor (in Fettschrift):

§ 31 Besondere Missbrauchsverfahren der Regulierungsbehörde

(1) Personen und Personenvereinigungen, deren Interessen durch das Verhalten eines Betreibers von Energieversorgungsnetzen erheblich berührt werden, können bei der Regulierungsbehörde einen Antrag auf Überprüfung dieses Verhaltens stellen. Diese hat zu prüfen, inwieweit das Verhalten des Betreibers von Energieversorgungsnetzen mit den Vorgaben in den Bestimmungen **des Teils 2, der Abschnitte 1, 2 und 3** oder der auf dieser Grundlage erlassenen Rechtsverordnungen sowie den nach § 29 Abs. 1 festgelegten oder genehmigten Bedingungen und Methoden **sowie der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 1228/2003 und der**

Verordnung (EG) Nr. 715/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 1775/2005 übereinstimmt. [...]

Mehr zum Hintergrund und den Praxiserfahrungen mit den vorhandenen Technischen Regelwerken, Vorschriften und sonstigen Bedingungen der Netzbetreiber – siehe ausführliche Stellungnahme des bne zur Vorabkonsultation dieses Themas ([hier zum Download](#)).

Bundesverband Neue Energiewirtschaft (bne)
Der bne steht seit 15 Jahren für Markt, Wettbewerb und Innovation in der Energiewirtschaft. Unsere Mitglieder entwickeln wegweisende Geschäftsmodelle für Strom, Wärme und Mobilität.