

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 17.09.2020 |
Seite 1 von 7

STELLUNGNAHME DER ÜBERTRAGUNGSNETZBETREIBER ZUM REFERENTENTWURF FÜR EIN GESETZ ZUR ÄNDERUNG DES ERNEUERBARE-ENERGIEN-GESETZES UND WEITERER ENERGIERECHTLICHER VORSCHRIFTEN (EEG 2021)

Die Übertragungsnetzbetreiber bedanken sich für die Gelegenheit zur Stellungnahme zu dem o. g. Entwurf. Wir begrüßen die Intention des Gesetzes, den Weg zu einem treibhausneutralen Deutschland im Jahr 2050 zu bereiten. Dafür ergänzt die Bundesregierung die gesetzlichen Rahmenbedingungen um einen ersten Meilenstein: das Ziel, im Jahr 2030 65 Prozent des Stromverbrauchs aus Erneuerbaren Energien bereitzustellen. Hierfür werden im EEG die Ausbaupfade für die einzelnen Erzeugungsarten neu festgelegt und deutlich erhöht.

Folgende Punkte sollten aus Sicht der Übertragungsnetzbetreiber noch einmal genauer geprüft werden

➤ **Befreiung von Umlagen, Abgaben und Netzentgelten**

Grundsätzlich sollte jegliche Befreiung von Umlagen und Abgaben für bestimmte Gruppen oder Wirtschaftszweige sorgfältig geprüft werden. Schließlich führen diese zu höheren Kosten für diejenigen, die die Voraussetzungen für die Befreiung nicht genießen. Dies führt zu einer Entsolidarisierung und damit zu weniger Akzeptanz für die Energiewende. Als Beispiel sei hier unter anderem die Besondere Ausgleichsregelung für die Industrie genannt und die damit Verbundene Mehrbelastung für Haushaltsstromkunden. Auch durch die im EEG 2021 zunehmenden Eigenversorgungsregelungen kann es langfristig zu einer Schieflage in Bezug auf die verursachergerechte Finanzierung der Netzinfrastruktur kommen. So bleibt die öffentliche Netzinfrastruktur – wenn die Abnahmestelle weiterhin an das Netz angeschlossen ist – auch für Objekte mit Eigenversorgung das Rückgrat für den Bezug von Strom in Zeiten, in denen der eigenproduzierte Strom nicht zur Deckung des Eigenbedarfes ausreicht. Die Anbindung an die öffentliche Netzinfrastruktur und die Möglichkeit der Stromversorgung aus dem öffentlichen Netz wird auch in Zeiten vorgehalten, in denen ein Objekt vollständig eigenversorgt werden kann. Daher geht Eigenversorgung nicht zwangsläufig mit der Reduzierung des Netzausbaubedarfs einher. Es ist daher wichtig, kurz- bis mittelfristig ein geeignetes Instrumentarium zu entwickeln, das Eigenversorger sachgerecht an den Kosten der öffentlichen Netzinfrastruktur beteiligt.

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 17.09.2020 | Seite 2 von 7

➤ **Definition Sportmarktpreis sowie Berechnung und Veröffentlichung**

§ 3 Nr. 42a „Spotmarktpreis“:

Es sollte klargestellt werden, auf welchen Zeitbereich sich die Gewichtung der Handelsmengen bezieht, da sich dieser nicht aus der vorliegenden Formulierung nicht ergibt (stündlich, täglich?)

Anlage 1 Nr. 5.2 EEG:

[Einfügen]

(...) Der Spotmarktpreis wird von den Strombörsen in Euro pro Megawattstunde täglich ermittelt und veröffentlicht.

Die Erweiterung ist notwendig, damit den Übertragungsnetzbetreibern insbesondere für den Fall der Entkopplung der Märkte ein Preis vorliegt. Für die Berechnung dieses Preises bei Entkopplung liegen derzeit nur den Strombörsen alle notwendigen Informationen vor. Außerdem ist es ureigene Aufgaben der Börsen Preise zu ermitteln, weshalb sie die Berechnung und Veröffentlichung des Spotmarktpreises vornehmen sollten.

Entsprechend muss die Veröffentlichung durch die ÜNB in Anlage 1 Nr. 5.2 a) EEG gestrichen werden.

Begründung:

Die Regelung stellt eine zwingende Folgeänderung der Neuregelung in § 3 Nummer 42a EEG 2021. Den Übertragungsnetzbetreibern liegen die Spotmarktpreise nach § 3 Nr. 42a nicht vor. Zudem liegen die Urheberrechte bei den nach § 3 Nr. 43a EEG 2021 zuständigen Strombörsen.

➤ **§ 51 Abs. 1 EEG**

§ 51 – Verringerung des Zahlungsanspruchs bei negativen Preisen

Die neue Formulierung „(1) Wenn der Spotmarktpreis in mindestens 15 aufeinanderfolgenden Minuten negativ ist, verringert sich der anzulegende Wert für den gesamten Zeitraum, in dem der Sportmarktpreis ohne Unterbrechung negativ ist, auf null.“ ist inhaltlich nicht korrekt. Der kürzeste handelbare Zeitraum ist derzeit in der Day Ahead Auktion 1 Stunde. Langfristig ist eine Umstellung auf 15 Minuten angestrebt. Allerdings ist auch hier eine Unterbrechung des negativen Preises innerhalb der 15 Minuten ausgeschlossen.

Durch die Verkürzung des Zeitraumes von 6 Stunden werden die Einspeisemengen marktorientiert verringert. In diesem Zuge werden auch anfallende Kosten für Redispatch-Maßnahmen reduziert, da die Entschädigungsansprüche sinken. Darüber hinaus ist davon auszugehen, dass sich die Häufigkeit der Zeitpunkte erhöht, in denen signifikante Einspeiseleistungen zeitgleich reduziert bzw. wieder erhöht werden. Hierdurch sind bereits heute Auswirkungen auf die Spannungshaltung zu beobachten.

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 17.09.2020 | Seite 3 von 7

Zudem wäre eine Harmonisierung der Regelungen in EEG und KWKG wünschenswert: gleicher Preis und auch gleiche Zeiträume (Vermeidung unterschiedlicher Definitionen für negative Preise: bei EEG derzeit negative Preise < 0 und bei KWK negative Preise $< = 0$).

➤ **§ 56 Weitergabe an den Übertragungsnetzbetreiber**

Durch Änderung Nr. 88. erfolgt im § 56 Nummer 1 ein Verweis auf “§ 19 Absatz 1 Nummer 2 *oder 2a*” allerdings gibt es in § 19 keinen 2a.

➤ **§ 59 Vermarktung durch die Übertragungsnetzbetreiber**

Durch Änderung Nr. 91. erfolgt im § 59 Abs. 2 ein Verweis auf “§ 19 Absatz 1 Nummer 2 *oder 2a*” allerdings gibt es in § 19 keinen 2a.

➤ **§ 74 Abs. 2 / 74a Abs. 2 EEG**

Aus Sicht der Übertragungsnetzbetreiber scheint die beabsichtigte Ergänzung „Im Fall einer gemeinsamen Abrechnung von Energiemengen mit demselben EEG-Umlagesatz genügt eine Mitteilung der gemeinsam abzurechnenden Energiemengen durch denjenigen, der die EEG-Umlage mit erfüllender Wirkung für die Gesamtmenge leistet.“ nicht geeignet, um das angestrebte Ziel zu erreichen. Insbesondere bei Insolvenzfällen stellt sich weiterhin die Frage der Drittanfechtung. Durch die vorgeschlagene Regelung wurde die Beweislast in derartigen Fällen zu Ungunsten der ÜNB verschoben.

Sofern die neue Regelung weiterhin aufgeführt werden soll, sollte diese lediglich für den § 74 Abs. 2 EEG eingeführt werden.

Begründung:

Die Gesetzesbegründung erläutert die Intention dieses Satzes wonach auf die Differenzierung von Strommengen zwischen Lieferanten und Weiterverteiler im Rahmen der Anwendung des Instruments „Zahlung auf fremde Schuld“ (§ 267 BGB) verzichtet werden kann (Stichwort Belieferung von Ladesäulen). Diese Ermöglichung einer „Sammelmeldung“ ist insbesondere für die Meldung nach § 74a EEG problematisch. Nach § 74a EEG erfolgt die Meldung der Eigenversorgungsmengen bisher anlagenscharf, um einerseits Plausibilisierungen im Kontext zu Anlagenparametern (z.B. Leistung, Inbetriebnahmejahr (§ 61a Nr. 4 EEG) vornehmen zu können. Zum anderen verlangt die BNetzA im Rahmen der Datenmitteilung zur EEG-Testierung eine anlagenscharfe Mitteilung der Eigenversorgungs-Strommengen. Eine von den Anlagen losgelöste Sammelmeldung von Strommengen steht im Widerspruch zum Ansinnen der Qualitätssicherung und den BNetzA-Meldevorgaben. Vor diesem Hintergrund sollte die neue Regelung der

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 17.09.2020 | Seite 4 von 7

Sammelmeldung höchstens für den § 74 EEG gelten. Für die Meldung der Eigenversorgungsmengen (§§ 61ff. EEG) nach § 74a EEG sollte weiterhin die Pflicht der anlagenscharfen Meldung vorliegen.

Folgende Punkte sollten aus der Sicht der Übertragungsnetzbetreiber noch ergänzt werden

➤ **„Nutzen statt Abregeln“**

Die zeitliche Synchronisierung zwischen dem Ausbau der Erneuerbaren Energien und der Netzentwicklung ist ein anspruchsvolles Unterfangen. Während die Netzanschlüsse von Offshore-Windparks schon parallel gebaut und Projekte zeitgleich abgeschlossen werden, ist es bei Erneuerbaren-Anlagen an Land herausfordernder. Daher kann das Netz aktuell nicht zu jeder Zeit im Jahr den produzierten Grünstrom komplett aufnehmen. Dann müssen auch Erneuerbare-Energie-Anlagen gedrosselt werden – Energie kann nicht genutzt werden. Deshalb halten wir die im Energiewirtschaftsgesetz (§13 Abs. 6a EnWG) vorgesehene Möglichkeit, den Strom nutzen zu können statt ihn abregeln zu müssen, grundsätzlich für einen guten Ansatz: Strom, welcher nicht ins Netz aufgenommen werden kann, wird hierbei in Wärme umgewandelt (Power-to-Heat). Durch die gleichzeitige Reduktion der KWK-Erzeugung entsteht so ein doppelter Hebel zur Entlastung von Netzengpässen. Basis sind individuelle Verträge mit einzelnen Anbietern. Dieses Verfahren hat sich in der Vergangenheit bewährt. Allerdings ist diese Regelung bisher an die sogenannten Netzausbaugebiete (§36c EEG 2017) gekoppelt. Durch den Wegfall der Netzausbaugebiete ist die Weiterführung des „Nutzen statt Abregeln“-Modells unklar. Folgerichtig ist eine Entkopplung des §13 Abs. 6a EnWG von den Netzausbaugebieten sinnvoll, um an Standorten im Übertragungsnetz, an denen eine Power-to-Heat-Anlage effizient zum Netzengpassmanagement beitragen kann, weiter den Ansatz „Nutzen statt Abregeln“ verfolgen zu können.

➤ **Elektronische Testierung im Zusammenhang mit der EEG-Jahresabrechnung**

Verteilnetzbetreiber (VNB), Energieversorgungsunternehmen und andere Akteure müssen im Zuge der energiewirtschaftlichen Abrechnungen (unter anderem EEG und KWKG) ihre Abrechnungen durch einen Wirtschaftsprüfer testieren lassen. Die Übertragungsnetzbetreiber erhalten pro Jahr Tausende solcher Testate in Papierform. Die abrechnungsrelevanten Daten erhalten die Übertragungsnetzbetreiber hingegen auf elektronischem Weg. Der Abgleich zwischen elektronischen Daten und den Werten im Papiertestat ist extrem arbeitsintensiv und aufgrund des Fehlerpotentials stark risikobehaftet.

Um das oben beschriebene Problem zu lösen und eine einheitliche Lösung in der Praxis zu erreichen, ist es jedoch erforderlich, dass die Vorgabe zur elektronischen Testierung im EEG verankert wird.

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 17.09.2020 | Seite 5 von 7

Die Übertragungsnetzbetreiber schlagen deshalb vor, die Wirtschaftsprüferbescheinigungen, die im Zuge der EEG-Jahresabrechnung gem. § 75 EEG zu erstellen sind, in eine elektronische Form zu überführen. Hintergrund ist, dass der manuelle Abgleich der Werte aus abertausenden von papiergebundenen Testaten mit den elektronisch übermittelten Abrechnungswerten ein sehr zeitaufwändiger, fehleranfälliger und wenig umweltfreundlicher Prozess ist. Die ÜNB haben bereits in Abstimmung mit dem IDW und der BNetzA ein Konzept für eine rein elektronische Testierung entwickelt. Hiernach erhalten die ÜNB im ersten Schritt nur noch eine elektronische Datenmeldung und aggregieren hieraus die Anlage für das Wirtschaftsprüfertestat, welche dem VNB bzw. umlagepflichtigen Unternehmen zur Verfügung gestellt wird. Dadurch, dass die ÜNB die Aggregation der zusammengefassten Abrechnungswerte aus den elektronisch übermittelten Einzelwerten übernehmen und in einer standardisierten Vorlage ausweisen, werden Abweichungen bei der Aggregationsbildung vermieden und es ist sichergestellt, dass die Anlage für das Testat alle erforderlichen Daten enthält. Diese Anlage wird anschließend in ein elektronisches Testat eingebunden und signiert. Durch die elektronische Testierung wird der Aufwand und die Fehleranfälligkeit des bisherigen Testierungsprozesses verringert und bundesweit mehrere Tausend Papiertestate inkl. Postversand eingespart. Um ein einheitliches Verfahren in der Testierung bzw. Jahresabrechnung sicherzustellen, sollte § 75 EEG dahingehend angepasst werden, dass die ÜNB eine Vorgabe zur elektronischen Testierung machen dürfen. Hierzu sollte der § 75 EEG um einen zweiten Absatz mit folgendem Inhalt erweitert wird:

„Sofern der Übertragungsnetzbetreiber elektronische Formularvorlagen zu Form und Inhalt sowie Übermittlungswege für die Prüfung nach Absatz 1 bereitstellt, sind diese Formularvorlagen zur Erstellung des Prüfungsvermerks über die jeweils zu prüfenden Angaben nach Absatz 1 und die Mitteilung des Prüfungsvermerks zu verwenden.“

Den an der Testierung beteiligten Parteien sollte eine hinreichend lange Vorbereitungszeit auf die zu erwartende Umstellung gewährt werden (z.B. bei Implementierung in der Novelle 2020 erfolgt eine Anwendung der Regelung frühestens für die Endabrechnung für das Jahr 2021 in 2022).

Nach einer entsprechend erfolgten Regelung im EEG wäre es aus Sicht der ÜNB naheliegend und im Interesse aller Beteiligten, die Form der elektronischen Testierung auch auf die weiteren energiewirtschaftlichen Förder- und Umlageprozesse wie KWKG, § 19 Abs. 2 StromNEV, etc. auszuweiten.

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 17.09.2020 | Seite 6 von 7

➤ **Klarstellungen der Meldepflichten in § 74 Abs. 2 / § 74a Abs. 2 EEG**

§ 74 Abs. 2 EEG sollte klarstellend geändert werden:

„(2) Elektrizitätsversorgungsunternehmen müssen ihrem regelverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber für jeden Kalendermonat **spätestens bis zum 20. Kalendertag des jeweiligen Monats unverzüglich** die **voraussichtlich** an Letztverbraucher zu liefernde Energiemenge elektronisch mitteilen und bis zum 31. Mai die Endabrechnung für das Vorjahr, **einschließlich der im Vorjahr an Letztverbraucher gelieferten Energiemenge**, vorlegen. **Die Energiemenge ist bei allen Meldungen nach Satz 1 nach der jeweiligen Anspruchsgrundlage aufzuschlüsseln.** Soweit die Belieferung über Bilanzkreise erfolgt, müssen die Energiemengen bilanzkreis-scharf mitgeteilt werden. Im Fall der Belieferung eines Stromspeichers im Sinn des § 61I sind zusätzlich sämtliche Strommengen im Sinn des § 61I Absatz 1b Nummer 1 anzugeben.“

§ 74a Abs. 2 EEG sollte klarstellend geändert werden:

„(2) Letztverbraucher und Eigenversorger, die Strom verbrauchen, der ihnen nicht von einem Elektrizitätsversorgungsunternehmen geliefert worden ist, und die der Pflicht zur Zahlung der vollen oder anteiligen EEG-Umlage nach § 61 unterliegen, müssen dem Netzbetreiber, der zur Erhebung der EEG-Umlage nach § 61j berechtigt ist, alle Angaben zur Verfügung stellen, die für die Endabrechnung der EEG-Umlage nach § 61 für das vorangegangene Kalenderjahr erforderlich sind. Dies umfasst insbesondere die Angabe der umlagepflichtigen Strommengen, wobei, soweit eine Bilanzierung der Strommengen erfolgt, die Strommengen bilanzkreis-scharf mitgeteilt werden müssen. **Der nach § 61j berechtigte Netzbetreiber kann zudem eine Meldung der voraussichtlichen Strommengen für jeden Kalendermonat verlangen, welche bis zum 20. Kalendertag des jeweiligen Monats abzugeben ist. Die Energiemenge ist bei allen Meldungen nach Satz 1 bis 3 nach der jeweiligen Anspruchsgrundlage aufzuschlüsseln.** Die Meldung muss bis zum 28. Februar eines Jahres erfolgen. Die Frist nach Satz ~~3-5~~ verschiebt sich auf den 31. Mai, wenn der Netzbetreiber Übertragungsnetzbetreiber ist. Ist die selbst betriebene Stromerzeugungsanlage ein Stromspeicher im Sinn des § 61I, sind zusätzlich sämtliche Strommengen im Sinn des § 61I Absatz 1b Nummer 1 anzugeben.“

Sinn und Zweck dieser Meldepflichten ist die Erhebung der EEG-Umlage in korrekter Höhe. Daher ist die oben vorgeschlagene Klarstellung zur Aufschlüsselung der Strommengen zwingend erforderlich.

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 17.09.2020 | Seite 7 von 7

➤ **Ausweitung der Nutzung von Grün-Strom-Herkunftsnachweisen als Baustein auf dem Weg zu einer dekarbonisierten Wirtschaft**

Grüner Strom aus Erneuerbaren Energien ist der Grundbaustein für die Dekarbonisierung der Wirtschaft und Industrie. Die Frage nach regenerativer Energieversorgung wird in Zukunft Investitionspläne und damit Standortentscheidungen beeinflussen. Denn grüner Strom ist ein entscheidender Faktor in der Klimabilanz dieser Unternehmen: Sie werden dadurch für Investoren attraktiver.

Um den Klimaschutz als auch den Wirtschaftsstandort Deutschland zukunftsfähig zu machen, müssen alle Potenziale vollumfänglich ausgeschöpft werden.

Ein Hindernis regulatorischer Natur könnte im Rahmen dieser EEG-Novelle beseitigt werden: Nach bisheriger Gesetzeslage können Herkunftsnachweise von grünem Strom nicht für Letztverbraucher ausgestellt werden. Der Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland wird auf diesem Wege nicht angereizt. Mehr noch: Geht man davon aus, dass die Nachfrage der Wirtschaft und Industrie nach grünem Strom kurz- bis mittelfristig massiv ansteigt, besteht hier dringender Handlungsbedarf.

Als einfachste Lösung böte sich an, die Ausstellung von Herkunftsnachweisen durch das Umweltbundesamt auch für von Unternehmen genutzten grünen Strom zu ermöglichen.