

Stellungnahme

BDEW-Position zum Entwurf des Strommarktgesetzes

im Lichte der Gegenäußerung der Bundesregie-
rung zur Stellungnahme des Bundesrates vom
18. Dezember 2015

Berlin, 12. Februar 2016

BDEW-Position zum Entwurf des Strommarktgesetzes im Lichte der Gegenäußerung der Bundesregierung zur Stellungnahme des Bundesrates vom 18. Dezember 2015

Das Bundeskabinett hat am 4. November 2015 den Entwurf eines "Gesetzes zur Weiterentwicklung des Strommarktes (Strommarktgesetz)" und eine Kapazitätsreserveverordnung beschlossen und im Wesentlichen in der Gegenäußerung entgegen der Vorschläge des Bundesrates noch einmal bekräftigt. Das Gesetz und die Verordnung sollen die Basis für das künftige Strommarktdesign bilden. Das Bundeskabinett strebt mit dem vorgeschlagenen Entwurf des Strommarktgesetzes an, auch zukünftig unter den geänderten Rahmenbedingungen die Balance zu halten zwischen Kosteneffizienz, Umweltverträglichkeit und Versorgungssicherheit. Die Bundesregierung bewegt sich mit den Reformmaßnahmen insgesamt auf einem schmalen Grat zwischen der Ertüchtigung des freien Strommarkts und staatlich angeordneter Intervention z. B. hinsichtlich des Neubaus von Kraftwerken in Süddeutschland und bei der Braunkohle.

Neben verschiedenen Verbesserungen im Regierungsentwurf auch hinsichtlich der Ausgestaltung der Netzreserve sehen wir wie der Bundesrat noch immer deutliches Verbesserungspotenzial. Der Bundesrat hat am 18. Dezember 2015 zum Regierungsentwurf mit vielen konstruktiven Vorschlägen Stellung genommen, die die Bundesregierung in ihrer Gegenäußerung ganz überwiegend zurückgewiesen hat. Der Bundesrat unterstützt unter anderem ausdrücklich die Forderung des BDEW nach einem Abbau von wirtschaftlichen und regulatorischen Hemmnissen für Energiespeicher.

Der BDEW fordert zusätzlich auch einen besseren und angemessenen Ausgleich der Kosten für Notfallmaßnahmen der Kraftwerksbetreiber zur Stabilisierung des Stromnetzes (Redispatchkosten). Die aktuellen Zahlen zum Redispatch machen deutlich, warum eine angemessene Vergütung dringend notwendig ist. Redispatch-Maßnahmen haben in den letzten Jahren rasant zugenommen. Während im Jahr 2010 insgesamt 306 Gigawattstunden (GWh) Gesamtarbeit im Zuge von Redispatch-Maßnahmen angepasst werden mussten, betrug die Gesamtarbeit im Jahr 2015 bereits über 11.000 GWh.

1. Regelungen zum Redispatch

Erwarten Übertragungsnetzbetreiber Netzengpässe oder netzkritische Situationen, können sie Kraftwerke und EE-Anlagen anweisen, ihre geplante Stromproduktion anzupassen, um diese Engpässe gezielt zu vermeiden. EE-Anlagen werden im Fall notwendiger Redispatch-Maßnahmen finanziell voll kompensiert, konventionelle Anlagen dagegen bislang nicht. Richtig ist es, auch konventionelle Anlagen finanziell so zu stellen, als hätte es den Redispatch-Eingriff in ihren Betrieb nicht gegeben.

Der in dem Regierungsentwurf enthaltene Ansatz zur Vergütung von Redispatch-Maßnahmen ist nicht dazu geeignet, Vertrauen in den Rechtsrahmen zu wecken. Kraftwerksbetreiber, die ihre Anlage auf Anweisung des Netzbetreibers hoch- oder herunterfahren, müssen nach bisheriger Rechtslage eine angemessene Vergütung erhalten. Im April 2015

hatte das Oberlandesgericht Düsseldorf (OLG Düsseldorf) entschieden, dass die von der Bundesnetzagentur in ihrer Festlegung zum Redispatch vorgesehene Vergütung dieser gesetzlichen Anforderung nicht gerecht wurde. Diese Entscheidung des OLG lässt der Gesetzgeber unbeachtet und macht sie aufgrund der vorgesehenen Rückwirkung der Neuregelung sogar obsolet. Die nun geplante Neuregelung lässt aber nicht nur die Erkenntnisse des OLG Düsseldorf zur rechtlich gebotenen Vergütungshöhe außer Acht, sondern würde darüber hinaus zu einer systematisch zu geringen Kompensation der durch Redispatch entstehenden Kosten führen. Die aktuelle Ausgestaltung des §13a EnWG-E ist aus Sicht der betroffenen Anlagenbetreiber deshalb unzureichend. Insbesondere die Rückwirkung der Neuregelung ruft Zweifel hervor, ob der verfassungsrechtlich verankerte Vertrauensschutz der betroffenen Kraftwerksbetreiber hinreichend Beachtung findet. Hier ist intensiv nachzuarbeiten.

Der Bundesrat teilt in seiner Stellungnahme zum Regierungsentwurf des Strommarktgesetzes einige Kritikpunkte des BDEW und verweist dabei insbesondere auf die Leistungsvergütung, den Werteverzehr und die durch die Redispatch-Anforderung anfallenden Opportunitätskosten.

Der BDEW teilt den an diesen Punkten geäußerten Zweifel und hat darauf bereits selbst im Rahmen seiner Stellungnahme deutlich aufmerksam gemacht. Die Energiebranche sieht es daher als dringend erforderlich an, die durch den Bundesrat und den BDEW geäußerten Punkte einer gründlichen Prüfung zu unterziehen und adäquat zu berücksichtigen.

⇒ **Nähere Vorschläge dazu siehe Anlage „Anpassung von Einspeisungen und ihre Vergütung – Vergütung von Redispatch-Maßnahmen gemäß § 13a EnWG des Entwurfs des Strommarktgesetzes vom 4. November“**

2. Ermittlung des „anteiligen Werteverbrauchs“ auch bei Netzreserve

Die Ermittlung des „anteiligen Werteverbrauchs“ ist für die sachgerechte Kalkulation einer Vergütung für Redispatch-Maßnahmen (§ 13a EnWG-E) und für Kraftwerke in der Netzreserve (§13c EnWG-E) von besonderer Bedeutung und soll gemäß der vorliegenden Fassung des Strommarktgesetzes nach dem gleichen Grundsatz auf Grundlage des Verhältnisses der aktuellen zu den zum Zeitpunkt der Investitionsentscheidung angesetzten jährlichen Betriebsstunden erfolgen. Dies ist problematisch, denn zur tatsächlichen Bestimmung des anteiligen Werteverbrauchs gemäß §13a Absatz 2 Satz 2 Nummer 2 und §13c Absatz 1 Satz 1 Nummer 3 EnWG-E muss ein Bezug zum tatsächlichen Werteverzehr einer Anlage hergestellt werden. Nur dann ist die Ermittlung einer angemessenen Vergütung für die erbrachten Dienstleistungen sichergestellt.

Zur Erfüllung dieses Anspruches reicht es daher nicht, nur das Verhältnis von anrechenbaren Betriebsstunden zu den bei der Investitionsentscheidung vom Anlagenbetreiber geplanten Betriebsstunden heranzuziehen. Die Betriebsstunden allein stellen keine objektive Größe für die Berechnung des Werteverbrauchs einer Anlage dar. Der Werteverzehr ist immer auch im energiewirtschaftlichen und energiepolitischen Kontext zu sehen, in dem eine Anlage betrieben bzw. zum Betrieb aufgefordert wird.

In diesem Sinne unterstützt der BDEW ausdrücklich den Änderungsvorschlag des Bundesrates zu Artikel 1 Nummer 9 und damit zu § 13c Absatz 1 EnWG-E, in dem er darauf verweist, dass die Ausführungen zum anteiligen Werteverbrauch wie beim Redispatch auch bei Anlagen in der Netzreserve nach § 13a Absatz 2 Satz 2 Nummer 2 EnWG-E Anwendung finden müssen.

3. Vermiedene Netzentgelte

Die vermiedenen Netzentgelte für steuerbare dezentrale Erzeugungsanlagen, wie KWK-Anlagen und Pumpspeicherkraftwerke sind sachlich gerechtfertigt und sollten daher über das Jahr 2020 hinaus erhalten bleiben. Für die fluktuierende Einspeisung aus Erneuerbaren Energien fordert der BDEW dagegen unverändert die sofortige Abschaffung der vermiedenen Netzentgelte.

Dieser Position schließt sich der Bundesrat in seiner Stellungnahme zu Artikel 3, § 18 Absatz 1 StromNEV-E zum Strommarktgesetz vollumfänglich an. Er schlägt sowohl die sofortige Abschaffung vermiedener Netzentgelte für volatile Einspeiser als auch die Beibehaltung für weitere dezentrale Erzeugung über den Zeitraum nach 2021 hinaus vor. Daher empfiehlt der BDEW die vorgelegten Vorschläge der Energiebranche und des Bundesrates dringend im Verfahren zu berücksichtigen.

⇒ **BDEW-Vorschlag entsprechend dem Vorschlag des Bundesrates:**

§ 18 Absatz 1 Satz 1 wird wie folgt gefasst:

"Betreiber von dezentralen Erzeugungsanlagen erhalten vom Betreiber des Elektrizitätsverteilernetzes, in dessen Netz sie einspeisen, ein Entgelt soweit die dezentrale Stromerzeugung nicht aus Windenergie oder solarer Strahlungsenergie erfolgt."

4. Regelungen für „Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie“ – Speicherdefinition –

Die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für den Betrieb von Energiespeichern - und hier insbesondere Pumpspeicherkraftwerken - haben sich kontinuierlich verschlechtert. Der Bundesrat hat im Rahmen seiner Beschlüsse zum Regierungsentwurf des Strommarktgesetzes die Bundesregierung "mit Nachdruck" aufgefordert, Hemmnisse für die Errichtung und den Betrieb von Energiespeichern zu beseitigen. Der BDEW erhält so in seiner Forderung nach einer dringend notwendigen Verbesserung der wirtschaftlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen für Energiespeicher nun explizit Unterstützung durch die Bundesländer. Die Bundesländer unterstreichen damit die Notwendigkeit, auch im Rahmen der Gesetzgebung zum Strommarktgesetz, wichtige Weichenstellungen zur Schaffung eines "level-playing-field" für Energiespeicher und für andere Flexibilitätsoptionen vorzunehmen.

Der vorliegende Entwurf des Strommarktgesetzes erweitert den Anwendungsbereich verschiedener Vorschriften des EnWG um „Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie“ (so etwa in § 12 und § 1a EnWG-E). Leider existiert im EnWG bisher keine Definition eines solchen Speicherbegriffs. Das Fehlen einer Definition führt dazu, dass Speicher bisher beim Strombezug als Verbraucher und bei der Stromrückspeisung als Erzeuger gelten und doppelt belastet werden.¹ Da der Gesetzgeber im vorliegenden Referentenentwurf jedoch eigenständige Regelungen für „Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie“ trifft, erscheint seine bisherige Betrachtungsweise „Verbraucher – Erzeuger“ inkonsistent.

Nach Auffassung des BDEW sollte innerhalb des EnWG eine Definition des Begriffes „Energiespeicher“ sowie der Unterkategorien „Stromspeicher im Stromversorgungssystem“ und „Gasspeicher im Gasversorgungssystem“ vorgenommen werden. Damit einhergehend sollten Speicher von Erzeugern und Letztverbrauchern im Stromsystem differenziert und deswegen von allen Letztverbraucherabgaben und -entgelten, insbesondere von Netzentgelten, befreit werden, wie dies bis 2008 bereits der Fall gewesen ist.

⇒ **Nähere Vorschläge dazu siehe Anlage „Definition des Begriffes „Energiespeicher“**

5. Ladepunkte für Elektromobile

Der BDEW begrüßt die Einordnung des Strombezugs von Ladesäulen als Letztverbraucher im Gesetzentwurf und sieht keine Vorteile in einer Rückstellung dieser Frage, wie sie der Bundesrat vorschlägt.

Die Änderung der derzeit geltenden Formulierung von "öffentlich zugängliche Ladeeinrichtungen für Elektromobile" in "Ladepunkte für Elektromobile" im Regierungsentwurf erweitert den Anwendungsbereich der Anforderungen des § 49 Absatz 4 EnWG-E auf Ladepunkte im nicht öffentlich zugänglichen, privaten Bereich. Diese Anpassung der Verordnungsermächtigung in § 49 Absatz 4 EnWG-E wird mit der Richtlinie 2014/94/EU begründet, geht damit aber in der Umsetzung deutlich weiter als die Richtlinie.

Nach Auffassung des BDEW sollte die Formulierung des § 49 Absatz 4 EnWG-E wie folgt angepasst werden: "**öffentlich zugängliche** Ladepunkte für Elektromobile".

6. Kumulierung von EEG-Förderung und Stromsteuerbefreiungen

Artikel 9 Nummer 2 des Regierungsentwurfs zum Strommarktgesetz sieht vor, dass das EEG 2014 um einen § 19 Absatz 1a ergänzt werden soll. Hierdurch soll eine Kumulierung der Förderung nach dem EEG und der Stromsteuerbefreiung nach dem Stromsteuergesetz für den in das Netz eingespeisten Strom mit Wirkung zum 1. Januar 2016, d. h. rückwirkend, verhindert werden. Der Bundesrat hatte in seiner Stellungnahme zum Regierungsentwurf des

¹ Davon zu unterscheiden sind Speicher, die ausschließlich der Eigenverbrauchsoptimierung dienen.

Strommarktgesetzes vorgeschlagen, Artikel 9 Nummer 5 des Gesetzentwurfs zu streichen. Die Bundesregierung hat die Streichung in ihrer Gegenäußerung zur Stellungnahme des Bundesrates abgelehnt.

Nummer 5 fügt in § 19 EEG 2014 einen neuen Absatz 1a ein, der klarstellt, dass eine finanzielle Förderung nach dem EEG 2014 und eine Begünstigung nach § 9 Absatz 1 Nummer 1 oder Nummer 3 StromStG nicht miteinander kumuliert werden können. In der Gesetzesbegründung wird argumentiert, dass ansonsten eine Überförderung vorläge. Die anzulegenden Werte des EEG 2014 seien so kalkuliert, dass sie die Kosten des Anlagenbetreibers für die Anlagen voll decken. Eine Kumulierung aber, die zu einer Überförderung führe, sei nach den Vorgaben der Europäischen Kommission aus der beihilferechtlichen Genehmigung zum EEG 2014 unzulässig. Der Anlagenbetreiber müsse sich also entscheiden, ob er entweder eine finanzielle Förderung nach dem EEG 2014 oder eine Begünstigung nach § 9 Absatz 1 Nummer 1 oder Nummer 3 StromStG in Anspruch nehmen wolle.

Einerseits wird mit dieser Regelung ein Überförderungstatbestand aufgehoben. Ein Wegfall der Stromsteuerbefreiung für neue Anlagen ist daher grundsätzlich sachgerecht.

Nach Auffassung des BDEW ist hier jedoch eine differenzierte Betrachtung erforderlich, nach der eine partielle Aufrechterhaltung der Regelung aus Vertrauensschutzwägungen erforderlich erscheint. Derzeit ist vorgesehen, diese Regelung auf alle Anlagen anzuwenden, also auch auf solche, die vor dem 1. Januar 2016 in Betrieb genommen worden sind. Die vollständige Streichung der Stromsteuerbegünstigung durch die vorgesehene Einfügung eines § 19 Absatz 1a EEG vernachlässigt dann allerdings, dass seit Beginn der geförderten Direktvermarktung durch das EEG 2012 zahlreiche Anlagen errichtet worden sind, um regionale und kommunale Direktvermarktungskonzepte zu bedienen. Wird diesen Konzepten durch die Streichung der Stromsteuerprivilegierung nun der Boden entzogen, stellt dies einen Eingriff in den Vertrauensschutz dar, wenn die Investition in diese Anlagen auf Grundlage beider Fördertatbestände (EEG und Stromsteuerbefreiung) erfolgt ist. Im Extremfall kann dies sogar zur Unwirtschaftlichkeit der Anlagen führen.

Um diese Fälle zu berücksichtigen, stellt der Vorschlag des BDEW letztlich auf den Zeitpunkt des Beschlusses über den Regierungsentwurf zum Strommarktgesetz als denjenigen Zeitpunkt ab, vor dem ein Vertrauensschutz begründet worden ist. Dies sollte dann der Fall sein, wenn aus den betreffenden Anlagen vor dem 30. September 2015 zu irgendeinem Zeitpunkt Strom im Rahmen der geförderten Direktvermarktung nach § 20 Absatz 1 Nr. 1 EEG 2014 von Anlagenbetreibern an Letztverbraucher veräußert worden ist.

Dem Netzbetreiber ist die Inanspruchnahme der Begünstigung nach dem Stromsteuergesetz regelmäßig nicht bekannt, es sei denn, er erhält diese Mitteilung über den Übertragungsnetzbetreiber nach § 61 Absatz 5 Satz 1 Nummer 1 EEG 2014 i.V. mit § 8 Absatz 5 Satz 3 AusgIMechV. Außerdem dürfen Anlagenbetreiber die Stromsteuerbefreiung noch im Folgejahr der Einspeisung beim Hauptzollamt rückwirkend beantragen, d. h. obwohl sie möglicherweise während des Jahres der Einspeisung eine EEG-Förderung in Anspruch genommen haben. Es ist daher zu befürchten, dass die vorgesehene Sanktion in § 25 Absatz 1 EEG 2014 bereits daher nicht vollzogen werden kann, weil der Netzbetreiber die Umstände, die die Sanktion auslösen, nicht kennt. Daher müssen Anlagenbetreiber verpflichtet werden, dem

Netzbetreiber die Inanspruchnahme der StromStG-Befreiung unverzüglich nach Abgabe der Mitteilung an das Hauptzollamt anzuzeigen. Anderenfalls müsste die Sanktion bei der Versagung der Stromsteuergesetzesbefreiung ansetzen, weil das Hauptzollamt zumindest die notwendigen Ausforschungsbefugnisse zur Feststellung der Inanspruchnahme der EEG-Förderung hat.

⇒ **BDEW-Vorschlag:**

Artikel 9 Nummer 5 des Strommarktgesetzes sollte wie folgt gefasst werden:

5. Nach § 19 Absatz 1 wird folgender Absatz 1a eingefügt:

*„(1a) Wenn und soweit Anlagenbetreiber den Anspruch nach Absatz 1 geltend machen, darf für den Strom, der durch ein Netz durchgeleitet wird, keine Steuerbegünstigung nach § 9 Absatz 1 Nummer 1 oder Nummer 3 des Stromsteuergesetzes in Anspruch genommen werden; **nimmt der Anlagenbetreiber diese Steuerbegünstigung in Anspruch, hat er dem Netzbetreiber unverzüglich nach Abgabe der Mitteilung an das für ihn zuständige Hauptzollamt die Inanspruchnahme und den Zeitraum, den die Mitteilung betrifft, mitzuteilen.** Satz 1 ist in Fällen der kaufmännisch-bilanziellen Weitergabe nach § 11 Absatz 2 entsprechend anzuwenden. **Die Sätze 1 und 2 gelten nicht für Anlagen, die ab dem 1. Januar 2012 in Betrieb genommen worden sind, sofern aus ihnen vor dem 30. September 2015 zu irgendeinem Zeitpunkt Strom im Rahmen der geförderten Direktvermarktung nach § 20 Absatz 1 Nummer 1 von Anlagenbetreibern an Letztverbraucher veräußert worden ist.**“*

7. Umgang mit negativen Stundenkontrakten

Die Beihilfeleitlinien der Europäischen Kommission sehen vor, dass ein Fördermechanismus für Strom aus Erneuerbare-Energien-Anlagen keine Anreize setzen soll, bei negativen Marktpreisen Strom einzuspeisen. Im Zuge der EEG-Novelle 2014 wurde mit dem § 24 vor diesem Hintergrund eine neue Regelung eingeführt. Sie sieht vor, dass sich der anzulegende Wert für Windenergieanlagen ab einer Leistung von 3 MW und für sonstige Anlagen ab einer Leistung von 500 kW und einer Inbetriebnahme ab dem 1. Januar 2016 auf null reduziert, wenn „...der Wert der Stundenkontrakte für die Preiszone Deutschland/Österreich am Spotmarkt der Strombörse EPEX Spot SE in Paris an mindestens sechs aufeinanderfolgenden Stunden negativ ist...“ Die Auszahlung der Marktprämie geht in diesen Stunden verloren, sodass ein Erlösausfall resultiert.

Im Regierungsentwurf vom 4. November 2015 wird klargestellt, wann ein Stundenkontrakt negativ sei, nämlich dann, „wenn für die betreffende Stunde jeweils der Wert der Day-ahead-Auktion und der volumengewichtete Durchschnitt der Preise aller Transaktionen im kontinuierlichen Intraday-Handel negativ sind.“ Dies scheint auf den ersten Blick ein praktikabler Lösungsweg zu sein, um von vornherein die Wahrscheinlichkeit für das Greifen des entspre-

chend lautenden § 24 EEG zu reduzieren. Bei näherer Betrachtung ist jedoch festzustellen, dass die vorgestellte Regelung Fehlanreize setzen kann.²

Der BDEW unterstützt die Zielsetzung, Anreize zur Einspeisung von Strom in Stunden mit negativen Marktpreisen zu vermeiden. Der BDEW hält jedoch die Prüfung ganzheitlicherer Maßnahmen für zielführender und regt daher eine breite Diskussion um die Ausgestaltung eines Förderkontingentmodells (ursprünglich Mengenkontingentmodells) an.

Bis zur Umstellung auf ein Förderkontingentmodell plädiert der BDEW nach wie vor für die Streichung des § 24 EEG in der ursprünglichen bzw. der im Rahmen des Strommarktgesetzes vorgeschlagenen Fassung, da Unsicherheiten für Anlagenbetreiber und Händler bzw. auch für Übertragungsnetzbetreiber entstehen. Sollte eine Streichung des § 24 EEG aus rechtlichen Gründen nicht möglich sein, hält der BDEW die Einführung einer Übergangsregelung bis zu einer Weiterentwicklung der Fördersystematik für sinnvoll. Diese Übergangsregelung sollte folgende Elemente enthalten:

- Der Anspruch auf die Marktprämie verfällt – abweichend von der bisherigen Regelung gemäß § 24 EEG – in jeder Stunde, in denen der Stundenkontrakt (EPEX SPOT SE in Paris, Day-ahead) negativ ist. Diese Maßnahme entspricht der Anforderung aus den Beihilfeleitlinien der Europäischen Kommission und ist zudem aus energiewirtschaftlicher Sicht sinnvoll, da sie bewirkt, dass Strom, für den keine Nachfrage besteht, keine Förderung erhält.
- Im Gegenzug erhalten Anlagenbetreiber eine Kompensation für die ihnen entstehenden Ausfälle, wenn sie in diesen Stunden nachweislich keinen Strom eingespeist haben. Dies erfolgt entweder
 - unmittelbar als Entschädigung in Höhe der Marktprämie, welche über die EEG-Umlage gewälzt wird oder
 - als (um die realen Barwertverluste aufgezinste) Strommenge, die am Ende der Förderdauer als Mengenkontingent weiterhin gefördert wird.
- Die entschädigte (reduzierte) Energiemenge ist bei der Bestimmung des Referenzertrages (Windkraft) so zu bewerten als wäre sie erzeugt worden.

Hilfsweise unterstützt der BDEW ausdrücklich, folgende Empfehlung des Bundesrates aus seiner Stellungnahme vom 18. Dezember 2015: *In Artikel 9 Nummer 7 in § 24 Absatz 1 Satz 2 sind nach den Wörtern "Handel am Spotmarkt" die Wörter "an einem Kalendertag" einzufügen.* Durch diese Änderung würde der unzureichende Vorschlag im Regierungsentwurf zumindest für Händler/Direktvermarkter handhabbarer.

8. Bürokratiekosten/Bürokratieabbau

Kritisch ist aus BDEW-Sicht weiterhin der aus den Maßnahmen im Strommarktgesetz resultierende regulatorische Mehr- bzw. Erfüllungsaufwand, der rechnerisch nur sehr schwer abzuschätzen ist. Dieser Aufwand soll insbesondere durch die Einführung des zentralen Marktstammdatenregisters kompensiert werden, welches ab Anfang 2017 seinen Betrieb aufnehmen soll und dessen rechtliche Grundlagen im Strommarktgesetz gelegt werden. Mit dem

² Vgl. BDEW (2015): „Handlungsempfehlungen zu § 24 EEG 2014“.

Register sollen auch die notwendigen Grundlagen für einen wesentlichen Bürokratieabbau geschaffen und verschiedene Registrierungspflichten (vor allem für die Anlagenbetreiber) gebündelt und zusammengeführt werden (insbesondere auch Vermeidung von Doppelmeldungen und doppelter Datenhaltung in behördlichen Registern). Um die Nutzbarkeit des Registers für die Branche sicherzustellen und den gewünschten Bürokratieabbau tatsächlich zu erreichen, hat der BDEW einen entsprechenden Vorschlag erarbeitet.

→ **Nähere Vorschläge zum Marktstammdatenregister siehe die als Anlage beigefügten Stellungnahme**