

BVES e.V. | Oranienburger Straße 15 | 10178 Berlin

Dr. Christoph Scholten und Alexander Kleemann
Leiter des Referats IIIC8 – Digitalisierung der
Energiewende
BMWK
Per E-Mail: buero-IIIC8@bmwk.bund.de

Bundesverband
Energiespeicher Systeme e.V.
Oranienburger Straße 15
10178 Berlin
Tel. +49 30 54610 630
info@bves.de | www.bves.de

Urban Windelen
Bundesgeschäftsführer
u.windelen@bves.de

BERLIN, 13. DEZEMBER 2022

STELLUNGNAHME ZUM ENTWURF EINES GESETZES ZUM NEUSTART DER DIGITALISIERUNG DER ENERGIEWENDE (GNDEW)

Sehr geehrte Damen und Herren,

wir danken für die Möglichkeit zum vorliegenden Gesetzesentwurf zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende (GNDEW) Stellung nehmen zu können.

Der versprochene Neustart der Digitalisierung scheint mit diesem Gesetzentwurf durchaus möglich und weitgehend gelungen. Insbesondere die verbindlichen Einbauziele für die Messstellenbetreiber, die vorgesehene Absenkung der Kosten auf Kundenseite und der beschleunigte Smart-Meter-Einbau auf Wunsch innerhalb von vier Monaten sind sehr zu begrüßen. Aber auch der Wegfall der BSI-Markterklärung verbunden mit der Bündelung der Kompetenzen im BMWK und die verpflichtende Einführung dynamischer Stromtarife ab 2026 haben das Potential, den Rollout erheblich zu beschleunigen.

Dennoch sehen wir an einigen Stellen deutlichen Nachbesserungsbedarf um der Digitalisierung der Energiewende weiteren Vorschub zu leisten. Dazu gehören insbesondere die Beseitigung rechtlicher Unklarheiten in Bezug auf den vorzeitigen Rollout auf Kundenwunsch, bei Neu-Anlagen und bei neuen sogenannten steuerbaren Verbrauchseinrichtungen, die eine automatische Ausstattung mit einem IMSys verpflichtend machen sollten.

Wir bitten freundlicherweise um Berücksichtigung der folgenden Anmerkungen und stehen für zusätzliche Erläuterungen gern bereit.

Wir freuen uns sehr auf den Austausch mit Ihnen und eine konstruktive Diskussion.

Mit freundlichen Grüßen

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'U. Windelen', is positioned above the printed name 'Urban Windelen'.

Präsidium Thomas Speidel (Präsident), Dr.-Ing. Britta Buchholz,
Heinrich Gärtner, Dr. Andreas Hauer, Stefan G. Reindl,
Bernhard Rill, Dr. Oliver Weinmann, Urban Windelen (Geschäftsführer)

Sitz Berlin, Amtsgericht Charlottenburg, VR 32260 B
USt-IdNr. DE288358025
Lobbyregister deutscher Bundestag R002833
EU-Transparenzregister 942783934709-68

STELLUNGNAHME UND ANMERKUNGEN ZUM GNDEW IM DETAIL:

<p>Zu Artikel 1 Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes</p>	<p><i>In § 41a Absatz 2 Satz 3 des Energiewirtschaftsgesetzes vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das zuletzt durch Artikel 3 des Gesetzes vom 8. Oktober 2022 (BGBl. I S. 1726) geändert worden ist, wird nach den Wörtern „100 000 Letztverbraucher beliefern,“ das Wort „und“ gestrichen und werden nach den Wörtern „50 000 Letztverbraucher beliefern“ die Wörter „und ab dem 1. Januar 2026 für alle Stromlieferanten“ eingefügt.</i></p> <p>Dynamische Tarife und die Direktvermarktung stärken den Endkunden und die Energiewende im Gebäude. Daher sollten die dynamischen Tarife verpflichtend für alle Stromkunden bereits ab dem 1.1.2025 und unabhängig von der Größe des Lieferanten eingeführt werden.</p> <p>Aus diesem Grund sollte Artikel 1 des Energiewirtschaftsgesetzes wie folgt geändert werden:</p> <p><i>In § 41a Absatz 2 Satz 3 des Energiewirtschaftsgesetzes vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das zuletzt durch Artikel 3 des Gesetzes vom 8. Oktober 2022 (BGBl. I S. 1726) geändert worden ist, wird nach den Wörtern „100 000 Letztverbraucher beliefern,“ das Wort „und“ gestrichen und werden nach den Wörtern „50 000 Letztverbraucher beliefern“ die Wörter „und ab dem 1. Januar 2025 für alle Stromlieferanten“ eingefügt.</i></p>
<p>Zu § 8 Abs 1 Satz 1 MsbG</p>	<p>Flexibler Ort für das Smart Meter Gateway bei schlechtem Empfang. Könnte das Gateway bei fehlendem Empfang am Netzanschlusspunkt (im Keller ist das oft der Fall) auch an einem anderen Ort in der Liegenschaft eingebaut werden, dann ließe sich die Rollout-Quote deutlich erhöhen. Es bräuchte dann nur eine Verbindung innerhalb des Hauses zu den Zählpunkten. Zu diesem Zweck sollte in der Gesetzesbegründung zu § 8 Abs. 1 Satz 1 MsbG klargestellt werden, dass bei fehlendem Empfang am Netzanschlusspunkt das Gateway auch an einem anderen Ort in der Liegenschaft angebracht werden darf.</p>
<p>Zu § 21 Abs 3 MsbG</p>	<p><i>Für mehrere Zählpunkte können die Anforderungen nach Absatz 1 auch mit nur einem Smart-Meter-Gateway leitungsgebunden oder drahtlos realisiert werden. Dies gilt auch, wenn sich die Zählpunkte an mehreren Netzanschlüssen im Bereich desselben Netzknotens gleicher Spannungsebene befinden und die Einsichts- und Informationsrechte nach § 53 und § 61 gewährleistet sind.“</i></p>

	<p>Dieser Ansatz ist für Liegenschaften oder/und die Anbindung vieler Zähler eines Netzanschlusses zu begrüßen. Das Smart Meter Gateway ist hierfür nach Gesetz am Netzanschlusspunkt verankert und damit das Konzept des steuerbaren Netzanschlusspunktes auch mit der „1:n“ Regelung gekoppelt. Eine Anbindung mehrerer Netzanschlüsse im Bereich desselben Netzknotens über ein SMGW hingegen wirft viele ungeklärte Fragen bzgl. Datenschutz, Einsichts- und Informationsrechte nach § 53 und § 61 sowie Steuerungshandlungen über HAN/CLS und hochfrequenten Netzzustandsdaten auf. Über die Liegenschaftsgrenzen hinausgehende Lösungen müssten z.B. die gleichen Security-Anforderungen wie im SMGW-WAN erfüllen.</p> <p>Aus diesem Grund sollte §21 Absatz 3 wie folgt geändert werden:</p> <p><i>Für mehrere Zählpunkte können die Anforderungen nach Absatz 1 auch mit nur einem Smart-Meter-Gateway leitungsgebunden oder drahtlos realisiert werden. Dies gilt wenn sich die Zählpunkte im Bereich der Liegenschaft befinden und die Einsichts- und Informationsrechte nach § 53 und § 61 gewährleistet sind.“</i></p>
<p>Zu § 21 MsbG</p>	<p>In der Begründung wird auf den digitalen Netzanschlusspunkt mit Sollwertvorgaben hingewiesen. Er sollte jedoch auch im Gesetz als Zielbild für Steuerungsvorgaben über das SMGW fest verankert werden. Das Gesetz adressiert bisher jedoch primär nur die Anbindung mehrerer Zähler an ein SMGW und nicht die Rolle des Energiemanagementsystems zur Umsetzung von Sollwertvorgaben aus dem SMGW.</p> <p>Vorschlag:</p> <p>§21 Neuer Absatz (4): <i>Steuerungsvorgaben wirken grundsätzlich am Netzanschlusspunkt. Der Anschlussnehmer hat durch das Energie-Management-System (EMS) dafür Sorge zu tragen, dass die vom Netzbetreiber vorgegebene Leistungsobergrenze nachweisbar eingehalten wird. Ausführliche Umsetzungsvorgaben sind dem Festlegungsverfahren zur Integration von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und steuerbaren Netzanschlüssen nach § 14a Energiewirtschaftsgesetz (Bundesnetzagentur) zu entnehmen.</i></p>
<p>Zu § 29 MsbG</p>	<p>Sofortiger Einbau bei <u>Neuanlagen</u> und <u>neuen</u> steuerbaren Verbrauchsanlagen</p> <p>Intelligente Messsysteme sollten bereits bei der Installation von flexiblen Erzeugungs- und Verbrauchseinrichtungen verpflichtend</p>

	<p>verbaut werden. Dies muss sowohl für <i>neue</i> Wärmepumpen, Ladesäulen, Wallboxen als auch <i>neue</i> Solaranlagen über 7kW gelten. § 29 MsbG sollte dahingehend um eine eigene Regelung für neue Anlagen ergänzt werden. Dies kann unbeschadet der Regelungen zum vorzeitigen Einbau nach §34 MsbG für Bestandsanlagen funktionieren.</p> <p>Im derzeitigen Gesetzesentwurf besteht die Gefahr, dass gMSB bei der Inbetriebnahme von neuen Anlagen weiterhin zunächst Zähler ohne Smart Meter Gateway verbauen, um sie später nachzurüsten. Vor dem Hintergrund der ohnehin bestehenden Einbaupflicht bis spätestens 2032 ist dies nicht nachvollziehbar und führt nur dazu, dass Messstellen mehrmals angefahren werden müssen.</p>
<p>Zu §30 Abs 5 MsbG</p>	<p>Zusatzkosten bei modernen Messeinrichtungen Die Umverteilung eines Großteils der Kosten weg vom Anschlussnutzer hin zum Anschlussnetzbetreiber ist ausdrücklich zu begrüßen. In dieser Änderung liegt mit das größte Potential für eine Beschleunigung des Rollouts, da die Nachfrage von Kundenseite nach intelligenten Messsystemen spürbar zunehmen dürfte. Wichtig ist hier, dass die Einbaukapazitäten der Messstellenbetreiber nicht der limitierende Faktor werden.</p> <p>Änderungsbedarf besteht bei mehreren Zählpunkten hinter dem Netzanschluss. Dabei können dem Anschlussnutzer 10% der gemeinsamen POG für jede weitere moderne Messeinrichtung in Rechnung gestellt werden.</p> <p>Warum gilt hier nicht die folgerichtige Aufteilung zwischen Netznutzer und Anschlussnetzbetreiber? Auch der Netzbetreiber benötigt Daten von Unterzählern, um etwa die Flexibilitätserbringungen durch Speicher nach §21 EnUG oder Baselines für Flexibilitätserbringung zu verifizieren. Eine Kostenaufteilung aller mME hinter dem Netzanschlusspunkt wäre mehr als angebracht.</p>
<p>Zu § 31 MsbG</p>	<p><i>§ 31 Agiler Rollout, Anwendungsupdate</i> <i>(1) Messstellenbetreiber können den Rollout nach § 30 Absatz 1 bis 3 im Bereich der Niederspannung bei Messstellen an Zählpunkten mit einem Jahresstromverbrauch bis einschließlich 20 000 Kilowattstunden und bei Messstellen an Zählpunkten von Anlagen mit einer installierten Leistung bis einschließlich 25 Kilowatt auch mit intelligenten Messsystemen beginnen, die jeweils [...]</i></p> <p>Es nicht nachvollziehbar und bitte zu korrigieren, dass der agile Ausbau auf Fälle bis 20.000 kWh beschränkt ist und nicht weiterhin</p>

	<p>bis 100.000 kWh erfolgen kann. Auch spricht nichts dagegen, Steuerungsaufgaben über den CLS-Proxy bereits heute bzw. vor 2025 systematisch umsetzen zu können.</p> <p>Aus diesem Grund sollte §31 Absatz 1 wie folgt geändert werden:</p> <p><i>§ 31 Agiler Rollout, Anwendungsupdate</i> <i>(1) Messstellenbetreiber können den Rollout nach § 30 Absatz 1 bis 3 im Bereich der Niederspannung bei Messstellen an Zählpunkten mit einem Jahresstromverbrauch bis einschließlich 100 000 Kilowattstunden und bei Messstellen an Zählpunkten von Anlagen mit einer installierten Leistung bis einschließlich 25 Kilowatt auch mit intelligenten Messsystemen beginnen, die jeweils</i></p>
<p>Zu §34 Abs 1 Nummer 2 MsbG</p>	<p>Online-Portal</p> <p>Ein Online-Portal ist laut §34 Abs 2 eine <i>Option</i> neben einer lokalen Anzeigeeinheit. Um dem Kunden die größtmögliche Freiheit über seine Daten zu vermitteln, sollte ein online-Portal verpflichtend sein.</p> <p>Dies erlaubt auch nicht in § 60 MSBG erfassten Akteuren, wie etwa Anbieter von Home-Management-Systemen oder Aggregatoren abseits des Lieferanten, dem Kunden maximale Transparenz und innovative Produkte anzubieten. Dies sollte auch keine Zusatzfunktion nach §34 Absatz 2 Nummer 11 sein.</p>
<p>Zu §34 Abs 2 Nummer 1 MsbG</p>	<p>Vorzeitiger Rollout und fehlende Sanktionen bei mangelnder IT-seitiger Anbindung durch den VNB</p> <p>Der vorzeitige Rollout innerhalb von 4 Monaten ist sehr positiv zu bewerten. Deutschland setzt damit mit großer Verspätung Europarecht um (Art 21 Abs 2 Buchstabe b E-BMRL). Die Kosten hierfür sollten so gering wie möglich angesetzt werden und die veranschlagten 10% der POG keinesfalls übersteigen.</p> <p>In der Praxis hat aber schon der Anspruch in § 33 a.F. auf eine Ausstattung mit einem intelligenten Messsystem wenig Wirkung entfalten können. Es müssen deshalb leicht zugängliche Möglichkeiten für Kundinnen und Kunden geschaffen werden, diesen Anspruch auch durchzusetzen.</p> <p>Innerhalb der Frist von vier Monaten muss zudem die IT-seitige Einsatzfähigkeit der Geräte durch den Verteilnetzbetreiber sichergestellt sein. Der VNB muss alle notwendigen Funktionen erfüllen, damit der Kunde das iMSys auch nutzen kann. Insbesondere</p>

	<p>muss er eine viertelstündliche Bilanzierung ab Einbau beherrschen (nach § 12 Abs. 5 StromNZV und § 21b Abs. 3 EEG 2023). Das leisten viele VNB bis heute nicht.</p> <p>Der VNB muss die gängigen Messkonzepte nach Stand der Technik beherrschen. Hinweise des VBEW, des FNN, der BNetzA und der Clearingstelle EEG erläutern die komplexen Vorschriften des Energierechts für Anlagenbetreiber und wie sie die durch Messkonzepte mit IMSys umsetzen können.</p> <p>Regelmäßig beherrschen die VNB den Aufbau und die Abwicklung dieser Konzepte in ihren IT-Systemen dann jedoch nicht. Die Daten des Intelligenten Messsystems können nicht verarbeitet werden. Der Messstellenbetreiber ist gegenüber dem VNB jedoch machtlos.</p> <p>In einem reformierten MsbG muss daher klargestellt werden, dass VNB Messkonzepte nach Stand der Technik ab Einbau beherrschen müssen.</p>
<p>Zu §34 Abs 2 Satz 3-5 MsbG</p>	<p>Fehlende Sanktion bei Fristverletzung des vorzeitigen Rollout durch den gMSB (Selbstvornahme)</p> <p>Es ist nicht ersichtlich, dass die Selbstvornahme auf Kosten des Kunden ein ausreichender Anreiz für den gMSB ist, die Frist für einen vorzeitigen Rollout einzuhalten. Der Sanktionsmechanismus sollte entsprechend geschärft werden, damit die entstehenden Kosten der Selbstvornahme durch den gMSB nach der Installation beglichen werden müssen.</p> <p>Zudem ist noch unklar, ob bei einer Selbstvornahme Bestandsschutz gewährt wird. Der Kunde würde in dem Fall in Vorleistung gehen und müsste anschließend die Lösung des gMSB akzeptieren (und bezahlen). Dies würde eine Selbstvornahme für den Kunden finanziell riskant und damit praktisch irrelevant machen.</p>
<p>Zu §35 Abs 1 MsbG</p>	<p>POG für die Zusatzleistung „vorzeitiger Rollout“: Die Kosten sollten so gering wie möglich gehalten werden und 10% nicht übersteigen.</p> <p>POG für die Zusatzleistung „Teilnahme am Regelleistungsmarkt“: Die verschiedenen Regelleistungsmärkte bauen aufeinander auf, weshalb sich die Kosten nicht aufaddieren sollten.</p> <p>Ist beispielsweise ein PRL Zusatzleistung beauftragt, sollte eine Teilnahme am Sekundärregelleistungsmarkt nicht zusätzlich 20% der POG kosten, sondern mit inbegriffen sein. Klargestellt werden müsste zudem, dass Primärregelenergie-Lösungen (Messdaten in Milli-Sekunden Auflösung), die aktuell z.B. über Batterieinverter validiert</p>

	<p>werden (nicht über Messsysteme), von den neuen Regelungen unbeschadet sind und weiterhin akzeptiert werden.</p>
<p>Zu §10b EEG</p>	<p>Die Einbeziehung der Verpflichtung zur Steuerung in der Direktvermarktung in den agilen Rollout ist zu begrüßen. Damit sind bis 25kWp keine Anlagen zur Steuerung verpflichtet, solange ein IMSys verbaut wurde. Anlagen bis 25kWp sollten allerdings seriell nicht mit einer Verpflichtung zur Steuerung versehen werden.</p>
<p>Zu §10b EEG</p>	<p>Direktvermarktung mit wMSB bei fehlender Steuerbox nicht möglich. Der § 10b EEG sieht in Abs. 1 vor, dass Anlagen in der Direktvermarktung jederzeit die Ist-Einspeisung übermitteln und die Anlage fernsteuerbar sein müssen. Der neue § 10b Abs. 2 Satz 1 EEG legt jetzt fest, dass diese Steuerung ab Einbau eines IMSys über das Smart Meter Gateway erfolgen muss. Jedoch fehlt in der Praxis bislang entsprechende auch vom BSI freigegebene Steuerungstechnik.</p> <p>Für den Fall, dass der Anlagenbetreiber mit dem gMSB zusammenarbeitet, sieht der Entwurf in § 9 Abs. 1b und § 10b Abs. 2 Satz 2 und Satz 3 EEG eine Lösung für dieses Problem vor: Solange die entsprechende Steuerungstechnik fehlt, genügt es, wenn der Anlagenbetreiber den gMSB lediglich mit dem Einbau von Steuerungstechnik beauftragt (in der Zukunft).</p> <p>Nach unserem Verständnis steht dem Anlagenbetreiber nicht ohne weiteres die Möglichkeit offen, den wMSB lediglich mit dem Einbau von Steuerungstechnik in der Zukunft zu beauftragen. Zum einen gelten die Ausnahme-Vorschriften, auf die der § 10b Abs. 2 Satz 2 und 3 EEG verweist, nur für den gMSB. Zum anderen wäre nicht klar, wie lange der wMSB trotz Auftrags auf den Einbau der Steuerungstechnik verzichten darf. Hier besteht die Gefahr, dass wenn im nächsten Jahr ein wMSB-Anlagen mit einem IMSys ausstattet, der VNB im Nachhinein den Wechsel in die Direktvermarktung verweigert. Er könnte sich auf den Standpunkt stellen, dass zwar ein IMSys zur viertelstündlichen Bilanzierung eingebaut wurde, jedoch kann über dieses IMSys trotz Pflicht gemäß § 10b Abs. 2 Satz 1 EEG nicht gesteuert werden. Entsprechend lägen in seinen Augen die Voraussetzungen für den Wechsel in die Direktvermarktung nicht vor.</p> <p>Hätte der Anlagenbetreiber dagegen den gMSB gewählt, so wäre ein Wechsel in die DV möglich. Denn hier genügt die Beauftragung des gMSB gemäß § 10b Abs. 2 Satz 2 i.V.m. § 9 Abs. 1b EEG. Dies ist ein Wertungswiderspruch und führt zu einer nicht</p>

	<p>nachvollziehbaren Diskriminierung des wMSB. Lösung: Das Erfordernis der Fernsteuerbarkeit in § 10b EEG sollte gestrichen werden. Sollte auf der Steuerbarkeit beharrt werden, dann sollte bis zur massengeschäftstauglichen Verfügbarkeit von Steuerungstechnik für IMSys bei der Direktvermarktung auf eine Steuerung über das IMSys verzichtet werden.</p>
Ergänzung eines „§ 14a MsbG“ zu Transparenz und Vereinheitlichung	<p>Der Smart Meter Rollout muss transparenter und einheitlicher gestaltet werden. Es sollte für Haushalte ein bundesweit einheitliches Verfahren zur Beantragung eines Smart Meters geschaffen werden.</p> <p>Das Verfahren könnte über die in § 14e EnWG festgelegte gemeinsame Internetplattform der Verteilnetzbetreiber abgewickelt werden. Alle interessierten Haushalte sollten nur darüber einen Smart Meter beantragen können und würden dann von einem oder mehreren lokalen Messstellenbetreibern einen Smart Meter angeboten bekommen. Derzeit ist es den Verteilnetzbetreibern und Messstellenbetreibern überlassen, ihre eigenen Ansätze zu entwickeln. Dies hat zu einem Wildwuchs von Hunderten unterschiedlicher Antragsformulare, Anforderungen und Fristen geführt.</p> <p>Messstellenbetreiber sollten zudem verpflichtet werden, monatlich aktuelle Einbauzahlen von intelligenten Messsystemen öffentlich zugänglich und maschinenlesbar zu veröffentlichen. Bislang können die Rollout-Zahlen von den beteiligten Akteuren nur geschätzt werden. Mehr Transparenz ist hier dringend notwendig.</p>

Berlin, 12. Dezember 2022

Bundesverband
Energiespeicher Systeme e. V.
Oranienburger Straße 15
10178 Berlin
Tel. +49 30 54610 630
info@bves.de | www.bves.de

:-