

## Diskussionspapier

# Öffnung des Messstellenbetriebsgesetzes für Innovationen

bne-Vorschläge zur Weiterentwicklung des MsbG und Aufnahme innovativer, sicherer und verbraucherorientierter Messlösungen im Bereich der digitalen Energiewende

Berlin, 27. November 2018. Im September 2016 trat das Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende mit dem Messstellenbetriebsgesetz (MsbG) in Kraft. Demnach sollten ab 2017 Verbraucher mit einem Jahresstromverbrauch über 10.000 Kilowattstunden (kWh), EEG- und KWKG-Erzeuger mit installierten Leistungen über 7 kW sowie Verbraucher mit unterbrechbaren Lasten verpflichtend mit einem intelligenten Messsystem ausgestattet werden; weitere Verbrauchergruppen sollen ab 2020 folgen. Auch heute – mehr als zwei Jahre später – sind keine intelligenten Messsysteme im Sinne des MsbG im Markt verfügbar. Keines der neun in der Zertifizierung bei Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) befindlichen Smart Meter Gateways hat bisher eine Zertifizierung erhalten. Der Rollout kann also nach wie vor noch nicht beginnen.

Nach Ansicht des Bundesverbandes Neue Energiewirtschaft e.V. (bne) ist der im MsbG angelegte Zertifizierungsprozess strukturell problematisch und Grund für den verzögerten Rollout. Leider hat es der Gesetzgeber versäumt, dem BSI präzise Vorgaben zum Zeit- und Kostenrahmen für die Zertifizierung zu setzen. Hinzu kamen sehr hohe Erwartungen der Politik bezüglich des Sicherheitsniveaus der intelligenten Messsysteme. Das BSI nimmt seinen Auftrag mehr als ernst: Es setzt die gesetzlichen Vorgaben so genau wie möglich und im Zweifel noch etwas genauer um mit dem Ziel, alles noch ein Stück sicherer zu machen. Der ganze Zertifizierungsprozess ist erkennbar zeitraubend und bremst Innovationen.

Erschwerend kommt hinzu, dass das BSI die Messsysteme der ersten Generation nur auf wenige Funktionen bezogen zertifiziert, d.h. die ersten Smart Meter Ga-

teways werden nicht mehr Messdaten liefern können als bisher genutzte Zähler. Doch ohne geeignete intelligente Messsysteme fehlen dem Energiemarkt wichtige technische Voraussetzungen für die Umsetzung von neuen Geschäftsmodellen für die Erreichung der Klimaschutzschutzziele und das Vorankommen der Energiewende.

Während Deutschland noch auf die Markterklärung des BSI zur Verfügbarkeit der ersten Smart Meter Gateways wartet, entwickeln sich – getrieben durch die Innovationskraft der Unternehmen und durch das Internet der Dinge – neue Anwendungsmöglichkeiten und Geschäftsmodelle der Energiewende viel rasanter weiter als noch vor wenigen Jahren vermutet. Die mit der Digitalisierung einhergehende exponentielle Entwicklung macht auch vor dem Energiesektor nicht halt. **Um nicht noch mehr Zeit und den Anschluss an international agierende Marktakteure zu verlieren, fordert der bne jetzt eine Öffnung des Messstellenbetriebsgesetzes für innovative Messsysteme und -lösungen sowie die Beschränkung der gesetzlichen und behördlichen Vorgaben auf grundlegende Mindestanforderungen.**

Der bne schlägt vor, dass das BSI zukünftig nur noch festlegt, welche Sicherheitsanforderungen von intelligenten Messsystemen zu erfüllen sind. Wie diese Anforderungen in Messlösungen umgesetzt werden, soll jedoch dem Hersteller überlassen bleiben. Dazu wird eine Selbstzertifizierung durch den Hersteller vor dem Inverkehrbringen des Messsystems nach Vorbild der EU-Eichrechtsvorgaben eingeführt, die Steuerbox wird aus dem Zertifizierungsprozess gestrichen und die sternförmige Verteilung der Messwerte an die Berechtigten soll auch vom Messstellenbetreiber erfolgen dürfen. Die Möglichkeit der dauerhaften Abweichung der Marktkommunikation im Gassektor vom Zielmodell ist zu streichen. Widersprüchliche Regelungen zwischen Eichrecht und anderen behördlichen Vorgaben sind zielorientiert aufzulösen und pragmatische Umsetzungswege zuzulassen. Die Einbauverpflichtung intelligenter Messsysteme bei Verbrauchern mit einem Jahresstromverbrauch kleiner 6.000 kWh (sog. optionaler Einbaufall) ist mindestens auf jene Verbraucher mit steuerbaren Verbrauchseinrichtungen bzw. vorhandenen Flexibilitätspotentialen zu begrenzen. Darüber hinaus ist der Einsatz freier, d.h. nicht zertifizierter Messsysteme explizit zuzulassen und alternative Messlösungen sollen zukünftig gleichwertig zu Smart Meter Gateways genutzt werden dürfen.

Mit einem flächendeckenden Rollout intelligenter Messsysteme zu bezahlbaren Kosten und mit dem jeweils erforderlichen Funktionsumfang, der attraktiven Kundennutzen schaffen kann, können Energieversorger und -dienstleister sofort loslegen – wenn die Politik es mit angepassten Rahmenbedingungen zulässt.

Die vorangegangene Bundesregierung initiierte 2016 mit dem Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende einen Prozess zur massenweisen Verbreitung moderner Messeinrichtungen (digitaler Zähler ohne Kommunikationseinheit) und intelligenter Messsysteme (digitaler Zähler mit Kommunikationseinheit). Diese Messsysteme sollen die technischen und informatorischen Grundlagen für neue Geschäftsmodelle in der Energiewirtschaft bereitstellen, den Verbrauchern einen besseren

Überblick über ihren Verbrauch ermöglichen und sie in den Mittelpunkt des Handelns stellen.

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) begründete die allgemeine Rolloutverpflichtung des neuen Gesetzes vorrangig mit den Potentialen der für das Vorankommen der Energiewende wichtigen Geschäftsmodelle:

- Das Zu- und Abschalten von flexiblen Lasten wie Wärmepumpen und Elektroautos – ausgerichtet nach dem Komfortbedürfnis des einzelnen Verbrauchers (wie z.B. „Wärme und Tanken im Schlaf“).
- Die Belohnung des Aufbaus und der netzdienlichen Nutzung von Flexibilität bspw. aus verschiedenen Speichertechnologien durch günstige Konditionen eines lastvariablen Tarifangebots.
- Standardisierte Steuerungs-, Regelungs- und Messtechniken, die insbesondere für kleinere Anlagenbetreiber die Kosten eines Einstiegs in die Direktvermarktung erneuerbarer Energien (EE) senken und technische Grundlage für die Nutzenoptimierung dezentraler Energieerzeugungssysteme schaffen.
- Entlastung der Netzentgelte durch Senkung der Kosten für das Einspeisemanagement, wenn Netzbetreiber anhand realer Einspeisedaten ihre Prognosen für die Abregelung der Stromeinspeisung aus EE-Anlagen verbessern können.

Vor diesem Hintergrund hat der bne den Gesetzgebungsprozess zur Digitalisierung der Energiewende unterstützt und die neuen gesetzlichen Regelungen seinerzeit begrüßt.

Allerdings können der im Messstellenbetriebsgesetz vorgegebene allgemeine **Rollout von intelligenten (digitalen) Messsystemen** und die Umsetzung der Einbauverpflichtungen erst dann beginnen, wenn das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik Smart Meter Gateways (SMGW) von drei Herstellern zertifiziert und eine entsprechende Markterklärung abgegeben hat. Das **Smart Meter Gateway ist die zentrale Kommunikationseinheit in einem intelligenten Messsystem**, über die alle Kommunikationsverbindungen nach innen wie außen laufen: Hierüber werden Messwerterfassungen und Verbrauchsanzeigen sowie Geräte und Verbrauchsanlagen verbunden, die Verteilung der Messwerte an die jeweils berechtigten Marktteilnehmer durch den Smart Meter Gateway Administrator organisiert sowie Steuerbefehle übertragen.

Gemäß den Vorgaben des MsbG müssen die Smart Meter Gateways die vom BSI festgelegte grundlegende Sicherheitsarchitektur bezüglich Datenschutz und Kommunikation erfüllen und interoperabel sein. Diese einheitlichen technischen und organisatorischen Vorgaben wurden in einem Schutzprofil („PP“) und einer Technischen Richtlinie („TR“) niedergeschrieben, anhand derer das BSI die Zertifizierung vornimmt.

### Bisher erfolgte keine einzige der erforderlichen Zertifizierungen

Doch hier hakt es massiv und die Zertifizierung von intelligenten Messsystemen durch das BSI zieht sich wesentlich länger hin, als bei der Einführung des Messstellenbetriebsgesetzes vorgesehen: Die Markterklärung für die erste Generation war eigentlich für 2017 geplant, doch Stand heute wurde [noch kein einziges Smart Meter Gateway zertifiziert](#). Inzwischen ist davon auszugehen, dass erst 2019 alle drei BSI-Zertifizierungen vorliegen.

Dass sich das Zertifizierungsverfahren derart in die Länge zieht, hat verschiedene Ursachen: Leider hatte es der Gesetzgeber bei der Beauftragung des BSI versäumt, einen Zieltermin und Kostenrahmen festzulegen und die sehr hohen Erwartungen der Politik bezüglich der Sicherheit der intelligenten Messsysteme übertragen sich auf die umsetzenden Behörden. So wurde der Auftrag an das BSI dort offensichtlich so verstanden, „Sicherheit um jeden Preis“ zu gewährleisten und führte in Folge dazu, dass man ständig alles noch ein Stück sicherer zu machen versuchte, indem man nur noch ein klein wenig detaillierter vorgeht. Es wurden Technische Richtlinien erstellt, die diese sehr hohen Anforderungen abbilden und anschließend die Zertifizierung von Messsystemen hiernach begonnen. Dieses Vorgehen ist erkennbar zeitraubend und bremst Innovationen. Rückblickend wäre ein iterativer Ansatz deutlich besser gewesen.

Der Erwartungsdruck der Branche und die Enttäuschung der Marktteilnehmer ob des langen Wartens auf die zertifizierten Messsysteme ist inzwischen auch bei der Politik adressiert<sup>1</sup>.

### Höchster Zertifizierungsanspruch trifft auf 1. Generation ohne neue Funktionen

Der Zertifizierungsprozess umfasst u.a. eine Prüfung, wie das SMGW die empfangenen originären Messwerte auf unterschiedliche Weise weiterverarbeitet (vor der Weiterleitung der jeweiligen Ergebnisse an die Marktteilnehmer bzw. der Darstellung für den Verbraucher). Aus Gründen von Datensparsamkeit und -schutz ist genau definiert, wie die Software die Messwerte nach welchen Auswertungsprofilen im Gateway verarbeiten muss. Das Ganze ist in sogenannten Tarifierungsanwendungsfällen (TAF) niedergelegt.

Nach der [Standardisierungsstrategie des BSI](#) wird die Eichrechtskonformität von SMGW der Generation 1 (als Basis für das Interimsmodell der Marktkommunikation) anhand der Anwendungsregel 50.8 der Physikalisch-Technischen Bundesanstalt (PTB) bewertet. Nach dieser wird aber nur die Umsetzung von vier der insgesamt 13 Tarifierungsanwendungsfälle festgelegt – TAF 1, 2, 6 und 7. Daher müssen die ersten zertifizierten SMGW nur für folgende Anwendungsfälle Messwerte übermitteln können:

- ein Messwert pro Turnus bzw. Jahr,
- ein zeitvariabler Tarif für zwei Tarifzonen (entspricht zwei Messwerten pro Turnus bzw. Jahr),

<sup>1</sup> Das BMWi, welche das BSI mit dem Zertifizierungsprozess beauftragt hatte, [teilte am 17.9.2018 auf eine schriftliche Anfrage aus dem Bundestag mit](#), den Druck auf BSI und Hersteller durch Gespräche aufrecht zu erhalten, sodass diese Meilensteinpläne aufstellen und strikt einhalten. Nun, das Drängen der Politik scheint insoweit zu wirken, dass ein BSI-Sprecher am 10.10.2018 auf Presseanfragen (Tagesspiegel Background) erklärte, „nach derzeitigem Planungsstand sind bis Jahresende drei Geräte zertifiziert.“

- ein Lastgang pro Tag<sup>2</sup> mit den aggregierten Zählerständen in 15-minutengenaue Auflösung,
- die Anforderung eines Messwerts (Endzählerstand) etwa beim Auszug des Verbrauchers, beim Lieferanten-, Tarif- oder Messstellenbetreiberwechsels.

Daraus folgt: **Die durch die erste Markterklärung zugelassenen, zertifizierten SMGW liefern nur solche Daten, wie sie auch die bisherigen Zähler geliefert haben.** Von den vom Forum Netztechnik/Netzbetrieb (FNN) im VDE (Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik) in Lastenheften<sup>3</sup> beschriebenen sieben Anwendungsbereichen lässt sich die erste Gateway-Generation lediglich in folgenden zwei bis drei Bereichen einsetzen: Übertragung von Messwerten, spezielle zeitabhängige Tarife und direkte Kundeninformation (via Display oder Apps). Neu ist dabei nur die Übertragung der Messwerte, alles andere ging bisher auch schon. Nicht oder nur eingeschränkt möglich ist die dagegen die Abbildung von lastvariablen Tarifen, die Durchführung von Erzeugungs- und Lastmanagement sowie von netzbetrieblichen Anwendungsfällen. Gerade dies sind aber die Fälle, die mit den intelligenten Messsystemen eigentlich in der Öffentlichkeit erwartet werden.

Auch kann ein Teil der zertifizierten Gateways der ersten Generation jeweils nur mit einem Messgerät verbunden werden, was die Erfassung und Weiterleitung von Messwerten ebenfalls angebundener, weiterer Zähler, wie z.B. Gaszähler, verhindert. Dabei sehen nicht wenige Akteure in der Mehrspartenfähigkeit der Messsysteme einen Anknüpfungspunkt, um Verbrauchern ohne relevante Flexibilitätspotentiale wenigstens dieses eine Mehrwertangebot unterbreiten zu können.

Für datenbasierte Geschäftsmodelle, wie etwa die gerätescharfe Verbrauchserkennung, benötigt man dagegen mindestens Sekundenwerte – mit der Zählerstandsgangmessung (TAF 7) wird man maximal 15 Minuten-scharfe Daten erhalten. Diese sind schon für viele aktuelle Anforderungen schlicht unzureichend. Man ist also weit davon entfernt, den Kunden mit dem SMGW der ersten Generation einen tatsächlichen Nutzen bieten zu können. Auch ist die HAN-Schnittstelle<sup>4</sup> im SMGW noch nicht standardisiert<sup>5</sup>. Das heißt, der Verbraucher hat keine wirklich nutzerfreundliche Möglichkeit Daten aus seinem Messsystem abrufen zu können. Es ist offen, wann die Standardisierung erfolgen soll. Und dann stellt sich die Frage, was mit den bereits verbauten SMGW der ersten Generation passiert: Sofern die weiteren Funktionalitäten nicht per Update hinzugefügt werden können, müssten diese Gateways eigentlich wieder ausgetauscht werden, weil sie sowohl für die Anforderungen der Marktakteure als auch der Verbraucher nicht nutzbar sind.

<sup>2</sup> Übermittelt gemäß den in der Marktkommunikation festgelegten Prozessen.

<sup>3</sup> S.a. <https://www.vde.com/de/fnn/themen/imesssystem/lastenhefte/smart-meter-gateway>

<sup>4</sup> HAN steht für Home Area Network und die HAN-Schnittstelle verbindet das Smart Meter Gateway mit dem Heimnetz des Verbrauchers.

<sup>5</sup> Es gibt nur einen von allen Gateway-Herstellern unterstützten Adapter zur einheitlichen TRuDi Software, d.h. die HAN-Schnittstelle ist über den jeweiligen TRuDi-Adapter mittels der TRuDi-Software einheitlich abrufbar. Unabhängig davon, ist jedoch die TRuDi-Lösung kaum besser als das Auslesen des Zählers mit der „Taschenlampe“. Denn warum sollte sich der Verbraucher mit einem LAN-Kabel im Keller an seinen Zähler anschließen, wenn er heute bei allen Geräten des Alltags gewohnt ist, diese komfortabel über das Internet und sein Smart Phone abrufen zu können?

**Technisch längst überholt, fehlende Echtzeitdaten, Steuerbox nicht verfügbar**  
Insgesamt sind 13 TAFs in der [Technischen Richtlinie TR-03109-1v1.0 des BSI](#) definiert, deren Abbildung von SMGW der zweiten Generation dann bei der entsprechenden Zertifizierung nachzuweisen ist. Eine Markterklärung zu Gateways der zweiten Generation setzt auch hier wieder ein zertifiziertes Angebot von drei Herstellern voraus.

Doch selbst wenn mit der Markterklärung zur zweiten Generation einmal die Bereitstellung von Echtzeitdaten abgedeckt sein wird (wann das sein wird, ist nicht absehbar), für die Umsetzung der zuvor beschriebenen Geschäftsmodelle mit den zertifizierten SMGW fehlt immer noch die Steuerbox.

Denn nach der Beschreibung von VDE|FNN ist die Steuerbox der Teil des Messsystems, der die Schaltungen in der Kundenanlage ausführt. Das SMGW erhält die Steuerbefehle von den jeweils externen Berechtigten und leitet diese an die Steuerbox weiter. Doch auch deren endgültige Ausgestaltung ist völlig unklar. Das BSI ist noch dabei, die technischen Anforderungen an die Steuerungsfunktion zu entwickeln – vermutlich erfolgt nur die Datenübermittlung über die Steuerbox, die eigentliche Schaltung dann durch ein weiteres Energiemanagementsystem. Allerdings, andere Lösungen sind längst möglich und sollten unbedingt in Betracht gezogen werden. Denn es macht – wie vom VDE|FNN beschrieben – keinen Sinn, Daten über den einen Kommunikationskanal zu empfangen und die Steuerbefehle über einen anderen zu senden. In diesem Szenario hätte der Anwender keine Kontrolle über den Kommunikationskanal, der ihm jedoch die Entscheidungsgrundlage für sein Handeln bzw. Steuerung der Erzeugungsanlage oder schaltbaren Last liefern soll. Bis zur Verfügbarkeit zertifizierter intelligenter Messsysteme inkl. Steuerungsfunktion werden auf diesem Weg daher wohl noch Jahre vergehen.

**Zertifizierte Gateways laufen den Erwartungen von Kunden & Markt hinterher**  
Der Markt ist auf die Implementierung neuer Geschäftsmodelle dringend angewiesen. Denn der Ausbau dezentraler Erneuerbare-Energien-Erzeugungsanlagen, die Nachfrage nach Elektroautos und der Aufbau der notwendigen Ladeinfrastruktur sowie die Investitionen in Wärmepumpen und Batteriespeicher werden deutlich anziehen.

Sowohl Messstellenbetreiber, Energieversorger, Serviceanbieter und weitere Akteure und nicht zuletzt Netzbetreiber müssen dann in der Lage sein, den flexiblen Betrieb der Vielzahl von Anlagen im Netz zu handhaben, mit Energie zu versorgen bzw. volatile Erzeugung aus erneuerbaren Energien und Lastspitzen im Stromnetz zu optimieren bzw. auszugleichen.

Die mit der ersten Markterklärung des BSI zugelassenen intelligenten Messsysteme bringen die dafür nötigen technischen Voraussetzungen nicht mit. Das bremst die Einführung der notwendigen neuen Geschäftsmodelle.. Auch Verbraucher werden enttäuscht sein, wenn etwa grundzuständige Messstellenbetreiber bei ihnen die zertifizierten Messsysteme einbauen, sie aber – aufgrund der beschränkten Funktionen dieser Zähler –keine sinnvollen oder wenigstens attraktiven Angebote bzw. Nutzungsmöglichkeiten dazu im Markt finden werden.

### Möglichkeiten freier Messsysteme bis zur Verfügbarkeit zertifizierter SMGW

Während alle auf die Verfügbarkeit der zertifizierten SMGW warten, gibt es bereits heute freie (nicht BSI-zertifizierte) Messsysteme, die vergleichbare Anforderungen zu Sicherheit, Eichrecht und Datenschutz erfüllen und internationalen oder Industriestandards entsprechen. Diese Messsysteme bringen zudem schon jetzt jene Funktionen und Messwerte in der Auflösung mit, die für die oben skizzierten aktuellen und zukünftigen Geschäftsmodelle notwendig sind. Zusammen mit den installierten Steuervorrichtungen können Energieversorger und Serviceanbieter bereits heute die bei ihren Kunden vorhandenen Flexibilitätspotentiale gezielt steuern und hierzu die gewünschten attraktiven Mehrwertangebote liefern.

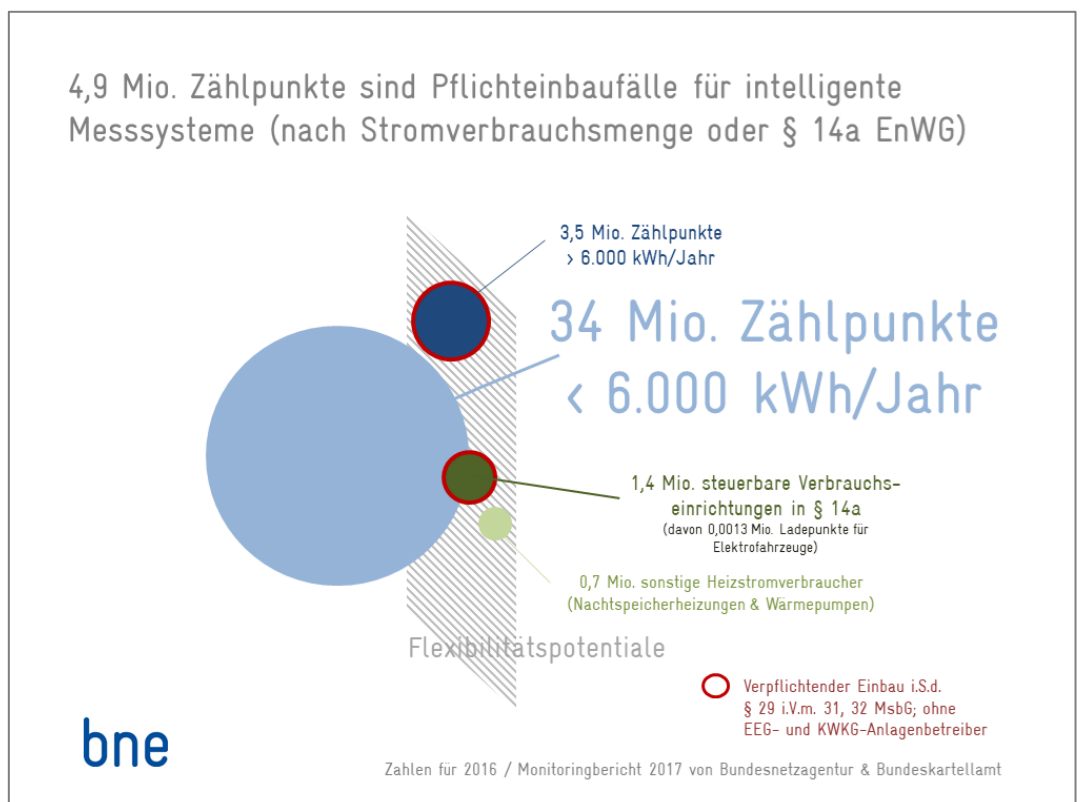
### MsbG offenbart sich als Innovationsbremse

Der Wettbewerb im deutschen Strommarkt ist stark preisgetrieben und Verbraucher können inzwischen aus einer Vielzahl von Anbietern, Stromqualitäten und Tarifmodellen wählen. Eine erfolgreiche Vermarktung der intelligenten Messsysteme wird sich daher vor allem über solche Produkte und Lösungen für Strom, Wärme und Mobilität entscheiden, die echte Kundenbedürfnisse ansprechen. **Doch bei der Entwicklung des MsbG wurden zwei Faktoren unterschätzt: Auf der einen Seite die Innovationskraft der Unternehmen und rasante Entwicklung neuer Geschäftsmodelle. Auf der anderen Seite beanspruchen die vielen Zertifizierungsprozesse durch das BSI unglaublich viel Zeit und Ressourcen.** Um nicht noch mehr Zeit zu verlieren, fordert der bne daher die Öffnung des Messstellenbetriebes für innovative Messsysteme und -lösungen.

### Kundennutzen in den Vordergrund stellen

Ohne Frage hat Deutschland ambitionierte gesellschafts- und industriepolitische Ziele. Die Energiewende ist gesellschaftlich weiterhin akzeptiert und wird von der Mehrheit der Verbraucher noch unterstützt. Neben der ideellen Unterstützung wird den Verbrauchern aber auch aktives Handeln für die Energiewende abverlangt. **Im Interesse der Verbraucherakzeptanz müssen die Kosten für intelligente Messsysteme mit einem echten Mehrwert für sie einhergehen, den sie als solchen selbst auch erkennen.** Denn die Akzeptanz der Energiewende ist gefährdet, wenn der den Bürgern in Aussicht gestellte Nutzen ausbleibt.

Wenn nun Technologien, die die Energiewende zum Bürger bringen bereits im Markt verfügbar sind, aber aufgrund der BSI-zertifizierten Smart Meter Gateways noch für Jahre ausgebremst werden, muss die Politik jetzt handeln. Dazu kommt: Auch der Adressatenkreis ist verfehlt, denn nur ein Teil der privaten Verbraucher verfügt über hinreichend Flexibilitätspotentiale, aus denen sich ein für sie attraktives Mehrwertangebot umsetzen lässt. Das Gros der Verbraucher wird jedoch enttäuscht sein, wenn sie zwar einen teuren Zähler bezahlen müssen, mit diesem aber nichts anfangen können.



**Grafik:** Bei 4,9 Mio. von rund 40 Mio.<sup>6</sup> Zählpunkten im Strommarkt ist ein verpflichtender Einbau intelligenter Messsysteme gemäß § 29 i.V.m. 31, 32 MsbG vorgesehen; weitere rd. 800.000 Pflichteinbaufälle entfielen 2016 auf Betreiber von EEG- und KWKG-Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 7 kW.

Die Digitalisierung des Messwesens sollte kein Selbstzweck sein, sondern vielmehr die technischen Voraussetzungen für die Umsetzung der neuen Geschäftsmodelle im Interesse der Energiewende schaffen. Neben dem BSI-zertifizierten Smart Meter Gateway fehlt insbesondere eine günstige Basistechnologie, die als einfache

<sup>6</sup> Laut Monitoringbericht 2017 von Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt sind rund 5,3 Mio. Zählpunkte verpflichtend mit intelligenten Messsystemen auszustatten (siehe S. 264); bei rund 34,7 Mio. Zählpunkten können grundzuständige Messstellenbetreiber den Einbau optional vornehmen (S. 265). Insgesamt entfallen auf den Bereich der SLP-Kunden, zu dem auch alle privaten Stromverbraucher zählen, rund 53,7 Mio. Zählpunkte (siehe S. 271).



**Version des intelligenten Messsystems einsetzbar und zu niedrigen Kosten verfügbar ist und die wichtigsten Funktionen Messen, Messwertverarbeitung und Messwertübermittlung erfüllt.** Denn insbesondere für viele Marktsegmente bzw. Anwendungsfälle ist die angedachte SMGW-Lösung schlichtweg zu teuer. Eine günstige Basisvariante des intelligenten Messsystems wäre jedoch gerade auch für die rund 34 Mio. Verbraucher mit einem Jahresverbrauch kleiner 6.000 kWh wichtig – um Verbrauchern mit kleinen Stromverbräuchen mit kleineren intelligenten Messlösungen passende, kleinere Mehrwertangebote zu günstigeren Preisen anbieten zu können. Auch die Anwendungsmöglichkeiten für Prepaid-Zähler liegen heute eher bei Jahresstromverbräuchen unter 6.000 kWh. Ein für diesen Anwendungsfall überdimensioniertes und zu teures BSI-zertifiziertes Smart Meter Gateway würde die Vorteile der Nutzung eines intelligenten Messsystems jedoch schnell wieder auffressen.

Die vom MsbG vorgesehenen modernen Messeinrichtungen sind dazu völlig ungeeignet, da sie über keine Kommunikationsanbindung verfügen<sup>7</sup>. In der Branche werden aktuell Lösungen entwickelt (z.B. Aufsteckmodule für die Infrarotschnittstelle oder Lösungen mit integriertem Funkchip), welche die Daten aus der modernen Messeinrichtung auslesen, übertragen und diesem dem Kunden digital zur Verfügung stellen. Ohne diese gäbe es für 80 Prozent der Verbraucher, die eine moderne Messeinrichtung erhalten, keinen Zusatznutzen durch den digitalen Zähler. Solche Lösungen müssen – mit Einwilligung des Kunden – zukünftig ermöglicht werden.

Da die intelligenten Messsysteme nach dem BSI-Standard vorerst nur für einige wenige Anwendungsfälle einsetzbar sein werden, entwickelten etwa Startups innovative intelligente Messlösungen, die

- a) mindestens ebenso sicher sind wie die BSI-zertifizierten,
- b) wesentlich kostengünstiger bereitzustellen sind und
- c) zeitnah alle für den Anwendungsfall erforderlichen Messdaten (an die Berechtigten gemäß MsbG) übermitteln können.

Die Machbarkeit der innovativen Messsysteme wurde bereits in Projekten (z.B. das SmartCable von ubitricity - ein intelligentes Ladekabel mit mobilem Stromzähler) nachgewiesen und sie erfüllen alle notwendigen Sicherheits-, Datenschutz- und Eichrechtsanforderungen.

Zudem kann die vom BSI vorgegebene Hardware nicht alle notwendigen Funktionen abdecken. Die Anwendungsfälle innovativer Messsysteme gehen weit über die vom BMWi seinerzeit geplanten Funktionen hinaus. Naturgemäß kann ihre Architektur nicht den engen, bauplanartigen Vorgaben der Behörden entsprechen. Hinsichtlich ihrer Architektur müssen innovative Messsysteme daher von den BSI-zertifizierten Messsystemen abweichen dürfen.

### **MsbG 2.0: Fokus auf Ziele und Mindestanforderungen, Öffnung für Innovationen**

Die Einführung des MsbG erschien seinerzeit richtig und wichtig. Allerdings hat sich inzwischen Nachbesserungsbedarf herausgestellt. Daher sollten die oben dar-

<sup>7</sup> Die Fernübermittlung der Messdaten aus modernen Messeinrichtungen ist erst dann möglich, wenn diese gemäß MsbG mit einem Smart Meter Gateway verbunden sind.

gelegten Lerneffekte aus dem Prozess genutzt und die notwendige Öffnung des Gesetzes für Innovationen jetzt zeitnah erfolgen. Das Konzept vom BSI-zertifizierten Smart Meter Gateway als der multifunktionale Standard für vielfältige Anwendungsmöglichkeiten geht nicht auf – wertvolle und nützliche Innovationen für die digitale Energiewende werden verhindert. Zudem war das MsbG in seiner Begründung ohnehin viel liberaler gedacht, als es aktuell umgesetzt wird<sup>8</sup>. Deshalb schlägt der bne folgende Änderungen vor:

1. Aktualisierung des MsbG entsprechend der energiepolitischen Vorhaben der Bundesregierung gemäß Koalitionsvertrag: Das MsbG muss die technischen Voraussetzungen für die Erreichung der neuen, ambitionierten Ziele beim Ausbau der erneuerbaren Energien (65 % bis 2030), der Flexibilisierung der Netze und im Bereich der Elektromobilität schaffen.
2. Die Erarbeitung und Festlegung der Sicherheitsstandards für die Messsysteme sowie deren Überprüfung im Rahmen eines Zertifizierungsverfahrens liegen bisher gebündelt beim BSI. Die in diesem Prozess vom BSI entwickelten Standards sind durch einen hohen Detailgrad gekennzeichnet. Das BSI legt zukünftig nur noch die grundlegenden Anforderungen fest, welche von den neuen Messsystemen zu erfüllen sind: Was müssen vertrauenswürdige Messsysteme und Kommunikationsinfrastrukturen können (bzgl. Messwertqualität, minimale Kommunikationsstandards, Sicherheit)? Was erfordert die Informationssicherheit von Administration und Betrieb der Messsysteme? Die Bescheinigung, dass ein Gateway die geforderten Kriterien erfüllt, kann durch eine sogenannte Selbstzertifizierung erfolgen (siehe Ziffer 4). Veränderungen und Weiterentwicklung der (intelligenten) Messsysteme müssen möglich sein.
3. Die Bestimmungen der Eichbehörden zur Umsetzung des Mess- und Eichgesetzes werden aktualisiert, entschlackt und enthalten nur noch wenige, aber klare Vorschriften. Widersprüchliche Regeln zu anderen gesetzlichen oder behördlichen Vorgaben sind zielorientiert aufzulösen. Die eichrechtlichen Anforderungen dürfen neue pragmatische Lösungen nicht behindern, sofern sie den Zweck des Eichrechts und grundsätzliche Anforderungen zur Gewährleistung richtiger Messergebnisse und Messungen erfüllen.
4. Einführung einer Selbstzertifizierung durch den Hersteller vor dem Inverkehrbringen des Messsystems – analog den neuen europäischen Eichrechtsvorgaben<sup>9</sup>: Die Hersteller geben eine Konformitätserklärung ab, die durch eine Anzeige beim BSI abzuschließen ist. Alternativ kann dies auch bei einer noch zu bestimmenden, vom Auftraggeber unabhängigen Konformitätsbewertungsstelle erfolgen. Danach dürfen diese Messsysteme nach den Regelungen des MsbG

<sup>8</sup> [Siehe Gesetzentwurf vom 17.2.2016 - Bundestagsdrucksache 18/7555](#)

<sup>9</sup> EU-Richtlinie 2014/32 zur Harmonisierung der Rechtsvorschriften der Mitgliedstaaten über die Bereitstellung von Messgeräten auf dem Markt

eingebaut werden. Ermöglicht man es dem BSI, die eingeführten Messsysteme in Stichproben zu überprüfen und die Selbstzertifizierung mit einem Monitoring zu begleiten, würde dies das Vertrauen in ein solches Verfahren noch einmal erhöhen.

5. Die Steuerbox wird aus dem Zertifizierungsprozess des BSI gestrichen. Soweit ein Standardisierungsbedarf für die Steuerungsfunktion besteht (etwa aus den Anforderungen der Netzbetreiber heraus), kann das BSI hierfür, wie oben beschrieben, allgemeine technische, Sicherheits- und Interoperabilitätsanforderungen vorgeben (was ist zu erfüllen). Es ist essentiell eine bundesweit einheitliche Regelung zu haben, die sich nicht von Netzbetreiber zu Netzbetreiber unterscheiden darf. Die Art und Weise, wie und wo im intelligenten Messsystem die Steuerung umgesetzt wird, obliegt der Ausgestaltung des Herstellers.
6. Das Marktmodell der sternförmigen Kommunikation ist beizubehalten. Jedoch ist das MsbG dahingehend zu öffnen, dass die Verteilung der Messwerte nicht nur aus dem intelligenten Messsystem heraus erfolgen, sondern auch vom Messstellenbetreiber sternförmig an die Berechtigten verteilt werden kann.
7. Die nicht akzeptable Regelung, dass die Bundesnetzagentur für den Gassektor eine dauerhafte Abweichung vom Zielmodell der sternförmigen Kommunikation festlegen kann, ist zu streichen. Die messtechnischen Anforderungen im Strom- und Gassektor sind fast identisch und für die Bereitstellung der bei Gas notwendigen Zusatzinformationen zur Messwertaufbereitung sind geeignete Lösungen vorhanden (sie müssen ggf. nur in den BSI-Schutzprofilen dargestellt werden). Für die Umrechnung des Volumenmesswerts in die Energiemenge (in kWh) kann der Bilanzierungsbrennwert<sup>10</sup> herangezogen werden.
8. Die Regelung zum allgemeinem Rollout und Einbauverpflichtung für intelligente Messsysteme muss sicherstellen, dass sie nur bei Verbrauchern mit einem hohen Verbrauch und/oder echten Flexibilitätspotentialen greift. Der optionale Einbau von intelligenten Messsystemen (heute nur optional für grundzuständige Messstellenbetreiber, jedoch Duldungspflicht für den betroffenen Verbraucher) bei Verbrauchern mit einem Jahresstromverbrauch von 2.000 - 6.000 kWh ist zu streichen. Alternativ kann er auf jene Verbraucher begrenzt werden, deren Jahresverbrauch zwar unter 6.000 kWh liegt, bei denen aber eine steuerbare Verbrauchseinrichtung vorliegt – wie z.B. elektrische Speicherheizungen, Wärmepumpen oder Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge).

---

<sup>10</sup> Bereits heute verwendet der Netzbetreiber den Bilanzierungsbrennwert für die untermonatliche Umrechnung in Kilowattstunden: Er sendet täglich am Tag nach der Gaslieferung die aggregierten (mit dem Bilanzierungsbrennwert bewerteten) RLM-Allokationsdaten / Lastgänge an den Marktgebietsverantwortlichen, der sie an den jeweiligen Bilanzkreisverantwortlichen weiterleitet.

Mindestens kurzfristig, beim Übergang in die erste Phase des Rollouts, sollten innovativere Systeme vor dem Austausch gegen die beschränkt funktionalen SMGW der ersten Generation geschützt werden. Hierzu schlägt der bne folgende Übergangsregelungen vor:

9. Sowohl für jene Anwendungsfälle, die nicht mit den Funktionalitäten der verfügbaren zertifizierten SMGW abgebildet werden können, als auch in allen anderen Anwendungsbereichen ist der Einsatz nicht zertifizierter („freier“) Messsysteme im MsbG explizit zuzulassen und als Beitrag zum Rollout anzuerkennen. Die eingebauten freien Messsysteme sind zudem auf den Rollout anzurechnen.
10. Alternative Messlösungen, die höhere Funktionalitäten abdecken als die jeweils zum Einbau vorgesehenen BSI-zertifizierten Gateways, sollen einen Bestandschutz erhalten. Alternative Messlösungen sollten zukünftig gleichwertig zu Smart Meter Gateways genutzt werden dürfen – auch um den Wettbewerb zur Weiterentwicklung innovativer, sicherer, ökonomisch und funktionell attraktiver Messsysteme aufrecht zu erhalten.
11. Die Mindestanforderungen an die Messsysteme sind zu überdenken und auf das Nötigste zu beschränken. So zeigt sich etwa die im MsbG noch unter der Bezeichnung „Bundesdisplay“ (sic!) aufgeführte Visualisierungsschnittstelle TRuDi in der Umsetzung als abwegig aufwendig<sup>11</sup> und nutzunfreundlich.

Wir befinden uns mitten in der Transformation zu einem veränderten, in vieler Hinsicht neuen Energiesystem – dazu muss auch der Rahmen für die Digitalisierung des Energiesektors passen. Die Regulierung des Energiemarktes muss so aufgestellt sein, dass unterstützende innovative und verbraucherorientierte Technologien und Lösungen zeitnah aufgegriffen und in das System integriert werden können.

#### **Bundesverband Neue Energiewirtschaft (bne)**

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

---

<sup>11</sup> Der Grund liegt darin, dass bei der Spezifikation von TRuDi festgelegt wurde, dass ein extra Zugang des Kunden zum Messsystem eingerichtet werden muss. TRuDi wird absehbar kaum verwendet werden, denn es ist zu umständlich und heute nur mit direkter (Kabel-)Verbindung zum SMGW nutzbar (s.a. Kommentar in Fußnote 4). Selbst Eichrechtsexperten sind hinsichtlich der Kundenakzeptanz eher reserviert.