

BEE-Stellungnahme zum „Entwurf eines Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende“

Berlin, 9. Oktober 2015



Inhalt

Inhalt	2
Vorbemerkung	3
Zentrale übergreifende Aspekte	4
Anmerkungen zu den einzelnen Paragraphen	9
ad § 6 – Auswahlrecht des Anschlussnehmers; Folgen für das Auswahlrecht des Anschlussnutzers	9
ad § 8 Abs. 1 – Messstelle	9
ad § 19 – Allgemeine Anforderungen an Messsysteme	9
ad § 21 – Mindestanforderungen an intelligente Messsysteme.....	10
ad § 22 – Mindestanforderungen an das Smart Meter Gateway durch Schutzprofile und Technische Richtlinien.....	10
ad § 23 – Sichere Anbindung an das Smart Meter Gateway.....	10
ad § 23 / 25 – CLS-Schnittstelle und -Management	10
ad § 29 – Ausstattung von Messstellen mit intelligenten Messsystemen und modernen Messeinrichtungen	11
Ad § 31 – Wirtschaftliche Vertretbarkeit der Ausstattung von Messstellen mit intelligenten Messsystemen; Preisobergrenzen.....	11
ad § 33 – Netzdienlicher und marktorientierter Einsatz	12
ad § 35 – Leistungsumfang des Messstellenbetriebs: Standard- und Zusatzleistungen.....	12
ad § 40 – Anbindungsverpflichtung.....	13
ad §§ 55, 59 – Standardmäßige Auflösung	13
ad § 60 – Datenübermittlung; Plausibilisierung und Ersatzwertbildung; sternförmige Verteilung am Gateway; Löschung	13
ad § 61 – Verbrauchsinformationen für den Anschlussnutzer bei intelligenten Messsystemen und modernen Messeinrichtungen.....	14
ad § 62 – Messwertnutzung zu Zwecken des Anlagenbetreibers	14
ad § 75 – Festlegungen der Bundesnetzagentur.....	14

Vorbemerkung

Der BEE begrüßt die Bestrebungen des BMWi, eine effiziente, einheitliche und sichere Kommunikationsplattform für den Energiemarkt zu schaffen. Dies ist ein wichtiger Schritt auf dem Weg zu einer ressourcenunabhängigen und klimaneutralen Energieversorgung.

Dem Ziel, eine effiziente, einheitliche und sichere Plattform zu schaffen, wird das BMWi mit den Regelungen aus dem vorliegenden Entwurf allerdings nicht gerecht. Der Entwurf enthält zwar detaillierte Vorgaben zum Rollout von Smart Metern, jedoch ist noch nicht abzusehen, wie viel Zeit die dafür notwendige Umstrukturierung der Geschäftsprozesse sowie die Entwicklung der dafür erforderlichen IT-Infrastruktur benötigen wird. Die vom Bundesverband Erneuerbare Energie (BEE) vertretenen Unternehmen werden in den nächsten Wochen ihren jeweiligen Umstrukturierungsbedarf ermitteln und Vorschläge für die Fristensetzung unterbreiten. Die im Gesetz bisher angelegten Fristen und Termine müssen auf jeden Fall angepasst werden und sollten Gegenstand einer separaten Anhörung sein.

Der tatsächliche Kommunikationsbedarf und die digitalisierten Prozesse im Strommarkt wurden bisher nicht hinreichend analysiert.

Dass der Entwurf des Gesetzes so weitreichend in zentrale Bereiche der Energiewirtschaft eingreift, ohne dass mögliche Folgen für die Marktteilnehmer fundiert abgeschätzt werden können, hält der BEE für sehr gefährlich; hierzu muss im Verfahren nachgearbeitet werden, der Normenkontrollrat sollte hierzu gehört werden. Der BEE hält es für grundsätzlich bedenklich, durch Verordnungs- und Festlegungsermächtigungen Teile von Gesetzen dem demokratischen Prozess zu entziehen und mahnt daher an, in beiden Fällen für eine ausführliche Konsultation mit den Betroffenen zu sorgen. Weiterhin sehr kritisch sehen wir, dass die Netzbetreiber an verschiedenen Stellen eigene Anforderungen definieren können. Diese sollten dringend im Forum Netztechnik/Netzbetrieb (FNN) vereinheitlicht werden.

Zentrale übergreifende Aspekte

Hinsichtlich des vorliegenden Referentenentwurfes „Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende“ möchte der BEE vorab auf sechs übergreifende zentrale Aspekte hinweisen:

1. Missverhältnis zwischen Kosten und Nutzen

Die Begründung für den vollständigen Smart Meter-Rollout geht auf die für das BMWi durchgeführte Kosten-Nutzen-Analyse durch Ernst & Young zurück. In dem Gutachten wird angenommen, dass durch das Erzeugungsmanagement von dezentralen Erzeugungsanlagen ein relevanter Netzausbau eingespart werden kann. Aus Sicht der Praxis besteht allerdings starker Zweifel, dass das angenommene Nutzenpotenzial zur Reduzierung des Netzausbaus realistisch ist.

Bisher fehlen Studien, die den Nachweis erbringen, dass die Abregelung von EEG-Anlagen unter 30 kW überhaupt Einfluss auf den Netzausbau hat. Zum Beispiel wird durch den augenblicklich lastnahen, auf Eigenversorgung orientierten PV-Ausbau in städtischen und vorstädtischen Netzen kaum weiterer Ausbau im Niederspannungsnetz notwendig sein. Außerdem sind PV-Speichersysteme, die nach der Richtlinien der KfW mit einer Leistungsbegrenzung auf 60 % der installierten PV-Leistung gefördert werden, deutlich effektiver hinsichtlich einer Spitzenkappung zur Vermeidung von Netzausbau als ein vollständiger Smart Meter-Rollout. Sollte es in einigen speziellen Fällen einen Nutzen für Elektrizitätswirtschaft geben, stünde dieser in keinem Verhältnis zu den durch den Rollout verursachten Kosten.

Ebenfalls wird es als unrealistisch angesehen, dass bis zum Start des Smart Meter-Rollouts 2017 die notwendigen Technologien entwickelt wurden, um wirklich einen signifikanten Anteil aller Erzeuger und Lasten innerhalb der für einen systemdienlichen Einsatz notwendigen wenigen Sekunden schalten zu können. Dies ist hingegen bei der heute bereits eingesetzten Funkrundsteuertechnik möglich. Durch das Fehlen des erweiterten Schutzprofils des Bundesamtes für Sicherheit in der Informationstechnologie (BSI) für schaltbare Erzeugungsanlagen und Lasten können die notwendigen Entwicklungen in der Industrie nicht weitergeführt werden.

Zudem fehlt ein belastbarer Zeitplan, bis zu welchem Zeitpunkt die einzelnen Technologien entwickelt, erprobt und produziert sein müssen. Bei einer optimistischen Sichtweise geht der BEE davon aus, dass die neben der Datenübertragung notwendigen Technologien frühestens 2020 zur Verfügung stehen könnten.¹

¹ Wie der FNN bei der Verbändeanhörung dargestellt hat, ist die wirtschaftliche Vertretbarkeit der Ausstattung von Messstellen mit intelligenten Messsystemen im § 31 MsbG festgeschrieben. Der allgemeine Einbaustart ist für das Jahr 2017 vorgesehen. Zertifizierte Smart Meter Gateways entsprechend dem vorliegenden Gesetzentwurf sind derzeit noch nicht erhältlich. Interoperabilität und BSI-Schutzprofil für intelligentes Messsystem einschließlich Steuerbox entsprechend vorliegendem Gesetzentwurf sind nicht vorhanden. Vor einem Rolloutstart müssen die Marktprozesse (§ 47 Abs. 2 Ziffer 7 MsbG) und Datenformate (§ 52 Abs. 2 MsbG) definiert vorliegen und informationstechnisch umgesetzt sein.“

Weiterhin fehlt es an Überlegungen, wie verhindert werden kann, dass es aufgrund von Marktsignalen zu nicht mehr beherrschbaren sprunghaften Laständerungen kommt.

Um das Risiko großflächiger Nachrüstungen, wie zum Beispiel die 50,2 Hz-Parameteränderung vor Ort, zu minimieren, schlägt der BEE vor, zunächst Großversuche in einer Pilotregion durchzuführen und damit energiewirtschaftliche Systeme abzubilden und zu testen. Aufgrund der Komplexität der Gateways und der notwendigen Geschäftsprozesse ist es sehr wahrscheinlich, dass mehrere Softwareaktualisierungen notwendig sein werden, bis die Prozesse zuverlässig funktionieren. Dieses Vorgehen ist weitaus effizienter, als mit einer großflächigen Installation zu starten und dann Aktualisierungen des Systems kompliziert einzuführen und volkswirtschaftliche Zusatzkosten zu erzeugen. Alternativ raten Experten dazu, zunächst eine Einführung in der Mittelspannung durchzuführen und – wenn damit ausreichend Betriebserfahrung gesammelt wurde – die Technik auch in der Niederspannung einzusetzen.

Einige Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) geben an, dass für die Bewirtschaftung des EEG-Bilanzkreises die Verbraucher und Erzeuger (insbesondere bei Eigenversorgung) mit intelligenten Messsystemen ausgestattet werden müssen. Bei ca. 1,04 Mio. betroffenen PV-Anlagen würden so Kosten von 100 Mio. € bis 150 Mio. € jährlich entstehen, die von Anlagenbesitzer getragen werden müssten. Gesamtwirtschaftlich deutlich günstiger und verhältnismäßiger wäre das von der Bundesnetzagentur (BNetzA) vorgeschlagene Verfahren der Hochrechnung auf eine ausreichend große Menge von vermessenen Referenzanlagen. Entsprechende Lösungen werden fertig aggregiert den ÜNB für ca. 1-2 % der ansonsten im Falle eines vollständigen Smart Meter-Rollouts anfallenden Gesamtkosten angeboten.

Ebenfalls kritisch sieht der BEE den im Gesetzentwurf angenommenen Erfüllungsaufwand für die Bürgerinnen und Bürger. Dort wird ein deutlich zu hoch angesetztes Energieeinsparpotenzial zugrunde gelegt. Langzeitstudien, z.B. aus der Schweiz, werden ignoriert. Diese zeigen, dass Bürgerinnen und Bürger ihr Verbrauchsverhalten zwar kurzfristig in einem Testprojekt umstellen, den damit verbundenen Komfortverlust aber nicht dauerhaft hinnehmen. Der BEE teilt die Auffassung der BNetzA, dass der Nutzen für Kunden mit einem Jahresverbrauch von unter 20.000 kWh in keinem Verhältnis zum Aufwand steht.

Neben den direkten Kosten entstehen den Kunden auch indirekte Kosten, die sich auf den Rollout zurückführen lassen. Diese werden zum Teil über die Netzentgelte umgelegt und belasten damit den Kunden (zum Beispiel Stromverbrauch der Messeinrichtung im ungemessenen Bereich)². Darüber hinaus entstehen Kosten im Rahmen der Umstellung der IT-Systeme aller Datenzugangsberechtigten sowie für die Herstellung geeigneter Messplätze.

Auch der Erfüllungsaufwand für die Wirtschaft wird im Gesetz falsch abgeschätzt. Hier wird bisher nur auf die Kosten für das Messsystem fokussiert. Neben diesen fallen weitere Kosten an: IT-Umstellung, Auswechseln von Zählern und deren Anbindung, Beschaffung neuer Software zur Anlagenüberwachung, Aufspielen von Softwareupdates und für die Umrüstung von werks- oder parkinternen Kommunikationsnetzen.

² Bei 2,2 bis 5 Watt für das Smart Meter + 10 – 20 Watt für das Gateway (inkl. GSM-Modem) kommt man auf 12,2 bis 30 Watt oder ~ 27 – 65 EUR pro Jahr. Oder ein Gesamtverbrauch von 1- 6 TWh im Jahr.

Aufgrund dieses eklatanten Missverhältnisses zwischen Kosten und Nutzen eines vollständigen Smart Meter-Rollouts sollte das weitere Vorgehen noch einmal grundlegend überdacht werden.

2. Bestandsschutz und gerechte Zuordnung bei der Kostenwälzung

Im vorliegenden Gesetzentwurf wird unterstellt, dass der Betreiber einer Prosumer-Anlage selbst für die Kosten der Smart Meter im Rahmen der Preisobergrenzen aufkommen muss. Gleichzeitig ist der materielle Nutzen für diesen Prosumer nicht gegeben, da er in der Regel bereits über ein Energiemanagementsystem verfügt und für Energieverbräuche sensibilisiert ist. Das Gesetz belastet so die wichtigsten Akzeptanzmultiplikatoren der Energiewende grundlos. Die Anlagenbetreiber haben die zusätzlichen Smart-Meter-Kosten nicht in ihrer Wirtschaftlichkeitsrechnung vorgesehen, die getroffenen Investitionsentscheidungen würden im Nachhinein durch den Gesetzgeber drastisch verändert. Hier sollte der Bestandsschutz greifen. Neuanlagen sollten erst belastet haben, wenn eine entsprechende Kostendegression bei Messsystemen stattgefunden hat.

3. Keine ausreichende Gewährleistung von Datenschutz und Datensicherheit

Wichtige Aspekte im Sinne der Gewährleistung einer weiterhin hohen Versorgungssicherheit sind Datenschutz und Datensicherheit. Ausdrücklich möchten wir die Arbeit des BSI zur Schaffung des Schutzprofils loben.

Aus Sicht des BEE ist die sichere Übertragung von Daten aber nur ein Teil des Problems. Das gravierendere Problem ist die freie Kopierbarkeit von Daten, die personenbezogen sind oder Betriebsgeheimnisse enthalten. Datenverluste – auch aus hochgeschützten Bereichen – zeigen, dass ein ausreichender Schutz sensibler Daten nicht sichergestellt werden kann. So konnte in der Vergangenheit und in aktuellen Fällen im Finanzsektor oder bei Regierungseinrichtungen nicht verhindert werden, dass es zu Datenmissbrauch kam. Aus diesem Grund plädiert der BEE dafür, die Datenerfassung auf das jeweils erforderliche Minimum zu begrenzen bzw. die jeweils höchstmögliche Aggregation der entsprechenden Daten zu nutzen.

Endverbraucher sind heute nicht ausreichend für die Gefahren des Datenmissbrauchs sensibilisiert. Deswegen sollten die Messstellenbetreiber verpflichtet werden, sie über die Gefahren des möglichen Datenmissbrauchs umfänglich zu informieren. Zudem empfiehlt der BEE die Einrichtung einer unabhängigen Kommission aus Vertretern der Letztverbraucher-Gruppen, die mit weitreichenden Rechten zur Kontrolle des Umgangs mit personenbezogenen Daten ausgestattet sein muss. Hierzu gehört insbesondere die Kontrolle über eine unverzügliche Löschung der personenbezogenen Daten.

4. Gefahr für die Wettbewerbsfähigkeit deutscher Unternehmen in den Sektoren Elektromobilität, Smart Home, Wärmepumpen und dezentrale Erzeugungsanlagen

Heute verwendete Dienste (Smart Home und Monitoring) haben höhere Anforderungen als die in diesem Gesetzesentwurf unter § 35 aufgeführten Standardleistungen. Durch den Zwang, hierfür das Gateway zu nutzen, werden diese Funktionen mit zusätzlichen Kosten belegt (siehe § 35 Abs. 2). Ein direkter Zugriff von Energiemanagementsystemen auf die lokale Erzeugungsanlage muss unter der Voraussetzung zulässig sein, dass systemrelevante externe Regelungsvorgaben in netzkritischen Situationen vorrangig behandelt werden. Dabei

ist ein hohes Sicherheitsniveau zu realisieren (zum Beispiel sichere End-to-End-Authentifizierung etc.).

Aus Sicht des BEE kommt es durch die Regelungen zu Gefährdungen der Wirtschaftlichkeit von Kleinanlagen. Selbst wenn die relativ hohe, im Gesetzentwurf genannte jährliche Miete eines konventionellen Zählers von 20 € mit der Preisobergrenze (POG) des Intelligenten Messsystems (z. B. 100 €) verglichen werden, beträgt die jährliche Differenz 80 €. In 20 Jahren entstehen so Mehrkosten von 1.600 €. Darüber hinaus können weitere Kosten für Kommunikation oder Montage von Zusatzkomponenten anfallen. Diesen Mehrkosten stehen für den Anlagenbetreiber keine und der Allgemeinheit kaum Vorteile gegenüber. Bei einer 7 kWp-Solaranlage (Systempreis pro kWp: 1.600 €) erhöhen diese Zusatzkosten von 1.600 € die Investitionskosten unverhältnismäßig zum Nutzen um 14 %. Bei einer 16 kWp-Anlage (Systempreis pro kWp: 1.500 Euro) immerhin noch um 9 %. Angesichts eines katastrophalen Markteinbruchs auch im PV-Kleinanlagensegment wird jede weitere Absenkung der Projektrentabilität und jede Steigerung der Amortisationszeit die Krise weiter verschärfen. Ausbauziele der Bundesregierung, die schon seit zwei Jahren um 25 % (2014) und 50% (2015) unterschritten werden, geraten damit immer weiter aus dem Blick. Deshalb sollte die Bagatellgrenze später mindestens 10 kWp und zum Start des Rollouts 30 kWp betragen. Somit kann die Preislernkurve schrittweise berücksichtigt werden, wenn sich nachweisbare Preis-/Kostenreduktionen ergeben.

Die Steuerung über ein Smart Meter-Gateway führt zu Mehraufwand auf Seiten des Anlagenbetreibers und Anlagenherstellers. Eine weitere Schnittstelle inklusive Kommunikationsanbindung zwischen der Erzeugungsanlage und dem Smart Meter-Gateway muss projektspezifisch eingerichtet werden und führt zu Mehrkosten in den Projekten. Eine dafür geeignete Schnittstelle und ein geeignetes Priorisierungskonzept, welches bestehende Verbindungen umfasst, muss durch den Anlagenhersteller entwickelt werden. Dies führt zu Entwicklungskosten auf Anlagenherstellerseite, welche auf Produktpreise umgelegt werden müssen und die Energiewende unnötig verteuern.

Ein besonders wichtiger Aspekt aus Sicht des BEE ist es, dass die Hersteller weiterhin Zugriff auf ihre Geräte über eigene Schnittstellen haben müssen. Andernfalls könnte der sichere Betrieb der Anlagen und damit des Versorgungssystems nicht weiter gewährleistet werden. Dabei wäre natürlich ein hohes Sicherheitsniveau zu gewährleisten (zum Beispiel sichere End-to-End-Authentifizierung etc.).

Der BEE rät dringend an, klarzustellen, dass der Zugriff der Hersteller auf ihre Produkte (zum Beispiel zum Aufspielen von Sicherheitsupdates) über eine eigene Kommunikationsanbindung ausdrücklich erlaubt bleibt.

Zudem sollte geregelt werden, dass alle heute in Anlagen verbauten Mess- und Schalteinrichtungen, die bereits über eine Kommunikationsanbindung verfügen, unter den Bestandsschutz fallen und nicht der Anbindungsverpflichtung unterliegen, sofern sie nicht gravierende Sicherheitsmängel aufweisen.

Es ist wichtig, dass der Gesetzgeber sicherstellt, vorhandene Technik möglichst weiter nutzen zu können und keine zusätzlichen, Projekte gefährdenden Pflichten hinter dem Netzanschlusspunkt einzuführen. Marktteilnehmer diskriminierende Regelungen sind grundsätzlich zu vermeiden.

5. Keine Schwächung der Rolle der Verteilnetzbetreiber

Die meisten heute veröffentlichten Studien über das zukünftige dezentrale Energiesystem sehen die Verteilnetzbetreiber (VNB) als zentrale Akteure, die zunehmend mehr Systemverantwortung übernehmen müssen. Deshalb sieht der BEE es kritisch, dass mit diesem Gesetz die Differenzbilanzkreisbewirtschaftung von den VNB auf die ÜNB übertragen werden soll, wodurch es zu einer weiteren Monopolisierung der Zuständigkeiten im Netz kommen würde.

6. Keine ausreichende Abwägung des Nachhaltigkeitsaspektes

Die unter Nachhaltigkeitsaspekten aufgeführten Studien sind aus Sicht des BEE für eine Beurteilung der Nachhaltigkeit des Massenrollouts ungenügend, da sie nur auf das Einsparpotenzial fokussieren und alle anderen Aspekte des Rollouts ausklammern. Gerade die Erhöhung des Gesamtstromverbrauchs durch den Energieverbrauch unnötig installierten intelligenten Messeinrichtungen sowie von GSM-Modulen widerspricht den europäischen Energieeffizienzvorgaben.

Anmerkungen zu den einzelnen Paragraphen

ad § 6 – Auswahlrecht des Anschlussnehmers; Folgen für das Auswahlrecht des Anschlussnutzers

Aus Sicht des BEE ist insbesondere die starke Einschränkung der Rechte der Endkunden nicht gerechtfertigt, da gegebenenfalls vor allem dem Letztverbraucher höhere Kosten entstehen. Weiterhin ist nicht ersichtlich, warum gemäß § 6 Abs. 1 Nr. 2 nur dann der Messstellenbetreiber (MSB) wechseln darf, wenn der neue MSB gleichzeitig auch noch Gas oder Wärme misst. Das ist nicht diskriminierungsfrei. Auch ist § 6 Abs. 2 nach Ansicht des BEE nicht diskriminierungsfrei, da neuen Marktteilnehmern der Zugang zu den Kunden erschwert wird, wenn dem amtierenden Messstellenbetreiber vor dem Wechsel das Recht zusteht, ein neues Angebot zu erstellen.

Lösungsvorschlag 1: Streichung § 6 (2) Satz 4.

Lösungsvorschlag 2: Einschränkungen in § 6 (1) auflösen

ad § 8 Abs. 1 – Messstelle

Überdies bestehen große Zweifel daran, dass der MSB alleine in der Lage ist zu beurteilen, welche Mess- und/oder Steuereinrichtung die geeignete ist. Insbesondere Anschlussnehmer (wg. eventuell geplanter Erweiterung, Modernisierung von Anlagen), Verbraucher, Stromhändler (wg. Anforderung an Taktung oder Schaltbarkeit), Hersteller (wg. besonderen Anforderungen an die Schaltbarkeit) und sonstige Datenumgangsberechtigte sollten konsultiert werden.

Lösungsvorschlag: Ein Abstimmungsprozess mit den Betroffenen sollte vorgeschrieben sein.

ad § 19 – Allgemeine Anforderungen an Messsysteme

§ 19 sorgt nicht für den notwendigen Bestandsschutz für bereits verbaute Mess- und Fernwirktechnik. Der hier vorgeschriebene Bestandsschutz von 8 Jahren (ab Einbau der Technik) greift deutlich zu kurz. Ungeklärt ist zudem das Zusammenspiel dieses Paragraphen mit der Anwendungsverpflichtung.

Lösungsvorschlag: § 19 sollte dringend regeln, dass die in Anlagen verbaute Mess- und Fernwirktechnik dem Bestandsschutz unterliegen und weiterbetrieben werden kann, sofern sie nicht an das Gateway angebunden werden kann oder darf, da das Gateway und/ oder die Schaltbox die benötigten Funktionalitäten nicht bereitstellen kann. Von der Anschlusspflicht grundsätzlich ausgenommen werden sollten Kommunikationsverbindungen, die die Hersteller zum Monitoring und zur Wartung (Softwareupdates, Anlagenüberwachung) ihrer Anlagen nutzen und die über ein dem BSI vergleichbares Sicherheitsniveau verfügen.

ad § 21 – Mindestanforderungen an intelligente Messsysteme

Für die genaue Abrechnung der Bilanzkreise ist es notwendig, dass alle Schaltvorgänge, die durch Dritte herbeigeführt werden, vollumfänglich erfasst und protokolliert werden.

Lösungsvorschlag: Unter den Mindestanforderungen sollte die Protokollierung der von außen herbeigeführten Schaltvorgänge aufgenommen und Bestandteil der zu visualisierenden Informationen werden.

ad § 22 – Mindestanforderungen an das Smart Meter Gateway durch Schutzprofile und Technische Richtlinien

Aktuell fehlen technische Lösungen, die Schalthandlungen in der gewünschten Qualität ermöglichen.

Lösungsvorschlag: § 22 sollte daher dringend durch eine genaue Beschreibung von Schalthandlungen ergänzt werden. Diese Ergänzung sollte neben der Haftungsfrage auch technische Details berücksichtigen.

ad § 23 – Sichere Anbindung an das Smart Meter Gateway

§ 23 schreibt zwingend vor, dass Mess- und Schalteinrichtungen gemäß BSI TR-03109-1 an das Gateway angebunden werden müssen. Hierbei handelt es sich zum Teil um Messeinrichtungen, deren Wert im vierstelligen Bereich liegen. Zum Beispiel könnte ein Direktvermarkter den MSB mit dem Einbau eines intelligenten Messsystems beauftragen. Netz- und Anlagenbetreiber, Prognosedienstleister, Regelenergievermarkter sowie Hersteller müssten daraufhin ihre Kommunikation über das Gateway abwickeln (§§ 40, 55 Abs. 5 und BSI TR). Als Folge würden die Betroffenen, die ihre IT Systeme noch nicht angepasst haben oder auf die Fertigstellung entsprechender Software warten müssten, ihre Dienstleistung zumindest vorübergehend einstellen. Dadurch könnte der sichere Betrieb von EEG-Anlagen gefährdet werden, weil zum Beispiel keine Sicherheitsupdates aufgespielt werden können.

Lösungsvorschlag: Stehen noch keine geeigneten technischen Lösungen zur Ausführung der genutzten Funktionalitäten zur Verfügung, müssen diese weiter ausführbar bleiben. Für die Umrüstung sind dann geeignete Zeiträume zu definieren.

ad § 23 / 25 – CLS-Schnittstelle und -Management

Die Steuerbox mit 4 Relaiskontakten ist nur eine "Krücke" zum Ersatz der Rundsteuertechnik in Altanlagen. Sie basiert auf veralteter Technik (wie unidirektionale Relaiskommunikation) in Verbindung mit dem modernen Smart Meter Gateway. Das technische und wirtschaftliche Potenzial wird mit Steuerbox nicht gehoben:

- direkte CLS-Schnittstelle im z.B. Solarwechselrichter ist billiger
- bidirektionale Kommunikation („Befehl auch umgesetzt?“) ist sicherer

- dann deutlich mehr Netzfunktionen möglich (z.B. zusätzliche Blindleistungssteuerung, zeitlich abhängige Einspeisetarife etc.).

Für die direkte Ansteuerung von Erzeugungsanlagen und Lasten sind Software-Festlegungen bezüglich CLS-Schnittstelle und eines CLS-Managements beim Smart Meter Gateway-Administrator einzuführen.

Lösungsvorschlag 1: In § 25 ist zu ergänzen, dass ein CLS-Management durchzuführen ist, welches die sichere Anbindung und die Administration von Steuerungsvorrichtungen ermöglicht und zeitgleich die logischen Funktionen wie Schaltberechtigungen, Priorisierungen, Gruppenschaltungen diskriminierungsfrei und sicher ermöglicht.

Lösungsvorschlag 2: § 23 sollte um den Punkt ergänzt werden, dass das CLS-Management über eine Anbindung zum Smart Meter Gateway verfügt. Ohne ein standardisiertes CLS-Management wird ein konfliktfreies Schalten nur mit erheblichen technischen Aufwänden realisierbar sein.

ad § 29 – Ausstattung von Messstellen mit intelligenten Messsystemen und modernen Messeinrichtungen

Durch § 29 Abs. 1. Nr. 1 wird die fixierte Untergrenze in der Gesetzesbegründung auch auf einen aus Eigen- und Fremdbezug bestehenden Jahresverbrauch ausgedehnt. Dadurch ergibt sich das Problem des Nachweises (Eigenverbrauch), ohne dass entsprechende Zähler zur Verfügung stehen. Hierdurch würden alle Eigenverbraucher unter Generalverdacht gestellt, der Einbauverpflichtung zu unterliegen.

Lösungsvorschlag: Es sollte sichergestellt werden, dass die Untergrenze für eine Einbauverpflichtung bei einem Jahresverbrauch von 6.000 kWh nicht für den Eigenbedarf gilt. Da sich hier ohnehin kein zusätzlicher Nutzen einstellen würde, erscheint dies gerechtfertigt.

ad § 31 – Wirtschaftliche Vertretbarkeit der Ausstattung von Messstellen mit intelligenten Messsystemen; Preisobergrenzen

Vorgesehen ist eine Einbauverpflichtung für unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen nach § 14a EnWG. Damit wären auch Wärmepumpen-Nutzer direkt betroffen, die ihre Anlage mit einem speziellen Wärmepumpen-Stromtarif betreiben, was auf die meisten zutrifft.

Die Wirtschaftlichkeit der Verpflichtung wird mit angeblichen Einsparpotenzialen durch Verbrauchstransparenz und Lastmanagement begründet. Verbrauchstransparenz ist bei Wärmepumpen durch eigene Strom- und Wärmemengenzähler jedoch bereits gegeben. Wegen des fehlenden Regulierungsrahmens (VO nach § 14a EnWG, Regelung der Aggregation von Kleinanlagen etc.) und der ausstehenden Reform staatlich festgelegter Strompreisbestandteile (Weißbuch, Maßnahme 7) sind Einsparpotenziale durch flexiblen Verbrauch bisher nicht gegeben.

Darüber hinaus gibt es, anders als bei Letztverbrauchern bzw. EEG- und KWKG-Anlagen, keine Ausnahmeregelung für § 14a-Kleinanlagen. Gerade in effizienten Gebäuden haben

Wärmepumpen aber nur geringe elektrische Leistungen und Jahresverbräuche. Es ist nicht ersichtlich, warum für § 14a-Kleinanlagen ein Rollout wirtschaftlich sein soll, bei anderen Kleinanlagen jedoch nicht.

Grundsätzlich sind Wärmepumpen zum Lastmanagement zwar gut geeignet und der BEE befürwortet dessen Ermöglichung. Die zusätzliche Belastung dieser Technologie, die für die Wärmewende unverzichtbar ist, ist angesichts der derzeitigen Entwicklung im Wärmemarkt aber unbedingt zu vermeiden.

Lösungsvorschlag: Einbauverpflichtung für Wärmepumpen nach § 14a EnWG erst ab einer Leistung von 10 kW (el) und Ermöglichung eines freiwilligen Einbaus für kleinere Anlagen.

ad § 33 – Netzdienlicher und marktorientierter Einsatz

Da für die Inbetriebnahme einer neuen Anlage ein entsprechendes Mess- und/oder Steuerungssystem vorhanden sein muss, kann der verzögerte Einbau eines solchen zu erheblichen wirtschaftlichen Schäden führen. Hierdurch würde das Investitionsrisiko unnötig erhöht.

Lösungsvorschlag: § 33 sollte eine klare zeitliche Regel für die Bereitstellung eines intelligenten Messsystems enthalten, zum Beispiel: der Messstellenbetreiber hat das intelligente Messsystem innerhalb von drei Monaten nach Anzeige des Einbauverlangens voll umfänglich betriebsbereit zur Verfügung zu stellen.

ad § 35 – Leistungsumfang des Messstellenbetriebs: Standard- und Zusatzleistungen

Zu Satz 1:

Verbraucher sind heute nicht ausreichend für den Datenschutz sensibilisiert.

Lösungsvorschlag 1: Abs.1 Satz 3 sollte wie folgt ergänzt werden: „der Anschlussnutzer ist vor Einbau über seine Datenhoheit und die Gefahren des Datenmissbrauchs umfänglich zu informieren“.

Zu Satz 2:

Um Preise anbieten zu können, die eine Refinanzierung des intelligenten Messsystems ermöglichen, werden Stromhändler zeitlich hoch aufgelöste Tarife anbieten müssen. Weitere Kosten würden dem entgegenwirken.

Lösungsvorschlag: Die Standardleistungen sollten 6 anstatt 2 Änderungen des Schaltprofils umfassen

Zu Abs. 2 Satz 3:

In Absatz 2 heißt es: „Zusatzleistungen sind Leistungen, die über die Standardleistungen aus Absatz 1 hinausgehen. Sie können vom grundzuständigen Messstellenbetreiber gegen angemessenes Entgelt dem jeweiligen Auftraggeber in Rechnung gestellt werden“. In Satz 3 heißt es weiter: „Zusatzleistungen sind insbesondere die Herstellung der Steuerbarkeit nach Absatz 1 Nummer 4 und die laufende Durchführung der Steuerung im Sinne von § 33 unter Beachtung der dort verankerten Kostenbeteiligungsregel“.

Aus Sicht des BEE und seiner Mitgliedern wird dem MSB hier eine unlösbare Aufgabe gestellt . Dies betrifft sowohl den Anschluss von ihm unbekanntem Erzeugungsanlagen und die dafür notwendige Verkabelung von Erzeugungspark als auch die Steuerung von ihm unbekanntem Anlagen. Auch dass die Kosten über den grundzuständigen Messstellenbetreiber an den Auftraggeber weitergeleitet werden sollen und nicht direkt vom jeweils betroffenen Messstellenbetreiber, scheint den Prozess unnötig zu verkomplizieren.

Lösungsvorschlag: Der Messstellenbetreiber ist verpflichtet, ein Steuersignal in der jeweils benötigten Güte und zeitlichen Auflösung gegen angemessenes Entgelt zur Verfügung zu stellen und trägt die Kosten für die Anbindung der Unterzähler und der zu steuernden Anlagen.

ad § 40 – Anbindungsverpflichtung

Der BEE begrüßt, dass eine verpflichtende Anbindung nur erfolgen darf, wenn diese technisch möglich ist und durch die Anbindung keine Mehrkosten entstehen.

ad §§ 55, 59 – Standardmäßige Auflösung

In beiden Paragraphen wird eine Messwerterhebung und Übermittlung in 15-minütiger Auflösung erwähnt. Diese Auflösung scheint für die meisten Anwendungen ausreichend zu sein, würde aber die hochaufgelöste Bilanzkreisbewirtschaftung, dynamisches Engpass-, Blindleistungs- oder Regelenergiemanagement verunmöglichen.

Lösungsvorschlag: Der Messstellenbetreiber sollte verpflichtet werden, in begründeten Fällen Echtzeitanbindungen bereitzustellen.

In § 55 Abs. 5 heißt es weiter: „Fallen Erzeugungs- und Verbrauchssituationen an einem Anschlusspunkt zusammen, sind jeweils entnommene und eingespeiste sowie, soweit angeordnet, verbrauchte und erzeugte Energie in einem einheitlichen Verfahren zu messen“.

Hierdurch würden erhebliche unnötige Mehrkosten entstehen, da zum Beispiel eine 4 Quadrantenmessung im Bereich hinter dem Hausanschluss in vielen Fällen völlig unsinnig wäre.

Lösungsvorschlag: Streichung des § 55 Abs. 5.

ad § 60 – Datenübermittlung; Plausibilisierung und Ersatzwertbildung; sternförmige Verteilung am Gateway; Löschung

Lokale Regelungen von Erzeugungsanlagen (CLS) durch Energiemanagementsysteme werden durch die sternförmige Kommunikationsarchitektur de facto verhindert. Die notwendigen Regelungsdynamiken (Größenordnung kleiner als eine Sekunde) werden über die sternförmige Kommunikation nicht zu realisieren sein oder zu erheblichem technischem

Mehraufwand und somit zur Kostensteigerung der entsprechenden Komponenten führen, die dann nur im deutschen Markt Verwendung finden könnten.

Die Architektur seit langer Zeit etablierter Monitoringsysteme für dezentrale Erzeugungsanlagen wird durch die sternförmige Kommunikation ebenfalls erheblich eingeschränkt. Außerdem lassen sich auf absehbare Zeit keine Softwareupdates über Smart Meter-Gateway und Steuerbox auf die dezentralen Erzeugungsanlagen, Smart Home-Energiemanagementsysteme und Lasten (z.B. E-Mobilitäts-Ladestationen, Wärmepumpen) realisieren. Hierdurch käme es gegenüber dem Status quo zu einer deutlichen Verschlechterung.

Lösungsvorschlag: Für die genannten Anwendungen muss ein separater Zugang weiterhin möglich bleiben.

ad § 61 – Verbrauchsinformationen für den Anschlussnutzer bei intelligenten Messsystemen und modernen Messeinrichtungen

Bisher besteht ein unzureichender Zugriff der Verbraucher auf die Daten, die in den bei ihnen verbauten Messsystemen gespeichert sind.

Lösungsvorschlag: Um eine hohe Akzeptanz bei den Verbrauchern zu gewährleisten, müssen diese immer vollen Zugriff auf die im elektronischen Speicher- und Verarbeitungsmedium gespeicherten auslesbaren Daten haben. Zudem sollten den Verbrauchern insbesondere Informationen über die in seinen Einrichtungen durchgeführten Schalthandlungen bereitgestellt werden. Abs. 3 sollte Informationen aus Abs. 1 Satz 1 bis 5 enthalten.

ad § 62 – Messwertnutzung zu Zwecken des Anlagenbetreibers

Zur ordnungsgemäßen Abrechnung ist es für die Anlagenbetreiber wichtig, Informationen über die in seiner Anlage vorgenommenen Schaltungen zu erhalten.

Lösungsvorschlag: Schaltungen sollten vom Messsystem gesondert erfasst und umgehend an den Anlagenbetreiber kommuniziert werden.

ad § 75 – Festlegungen der Bundesnetzagentur

Der BEE hält es für grundsätzlich kritisch, durch Verordnungsermächtigungen und Festlegungsermächtigungen Teile von Gesetzen dem demokratischen Prozess zu entziehen und mahnt daher energisch an, in beiden Fällen für eine ausführliche Konsultation mit den betroffenen Branchen und Unternehmen zu sorgen.

Lösungsvorschlag: Sorgfältige Einbindung aller Betroffenen insbesondere bei der Erstellung der bundesweit einheitlichen Regelungen zum Datenaustausch.

Kontakt:

Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE)
Invalidenstraße 91
10115 Berlin

Dr. Hermann Falk
Geschäftsführer
030 275 81 70-10

hermann.falk@bee-ev.de

Carsten Pfeiffer
Leiter Strategie und Politik
030 275 81 70-21

carsten.pfeiffer@bee-ev.de

Holger Loew
Leiter Infrastruktur u. Technik
030 275 81 70-10

holger.loew@bee-ev.de