

Antwort

der Bundesregierung

**auf die Kleine Anfrage der Abgeordneten Dr. Julia Verlinden, Oliver Krischer, Dr. Konstantin von Notz, weiterer Abgeordneter und der Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN
– Drucksache 18/7975 –**

Digitalisierung der Energiewende – Kosten, Kostenverteilung, Datenschutz und Datensicherheit hinsichtlich des Smart Meter-Rollouts

Vorbemerkung der Fragesteller

Dem Deutschen Bundestag liegt derzeit ein Entwurf der Bundesregierung für ein „Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende“ vor (im Folgenden „der Gesetzentwurf“). Eine wesentliche Maßnahme des Gesetzentwurfs ist es, Stromkunden weitestgehend mit intelligenten Messsystemen auszustatten. Damit folgt die Bundesregierung den dritten Binnenmarkttrichtlinien Strom und Gas der Europäischen Union (Richtlinien 2009/72/EG und 2009/73/EG). Diese sehen vor, dass Mitgliedstaaten 80 Prozent der Letztverbraucher mit intelligenten Messsystemen ausstatten, sofern eine Kosten-Nutzen-Analyse die Wirtschaftlichkeit eines solchen „Rollouts“ belegt – d. h. wenn die Analyse zu dem Ergebnis kommt, dass der „Rollout“ nicht mehr Kosten verursacht, als er Nutzen bringt. Der Gesetzentwurf der Bundesregierung orientiert sich entsprechend an von ihr in Auftrag gegebene Kosten-Nutzen-Analysen (siehe www.bmwi.de/DE/Mediathek/publikationen,did=586064.html und www.bmwi.de/DE/Mediathek/publikationen,did=689168.html). Der Gesetzentwurf legt unter anderem Preisobergrenzen fest, die die Kosten der Letztverbraucher für Einbau und Betrieb intelligenter Messsysteme deckeln sollen. Unter der Voraussetzung, dass die im Rahmen der Kosten-Nutzen-Analyse ermittelten Stromkosteneinsparpotenziale ausgeschöpft werden, sollten den Letztverbrauchern durch die Preisobergrenzen keine Mehrkosten durch den Einsatz intelligenter Messsysteme entstehen. Die Berechnung der Preisobergrenzen ist allerdings vielfach kritisiert worden. So wird von verschiedenen Seiten die Befürchtung geäußert, dass zusätzliche, die Preisobergrenzen übersteigende Kosten von den Netzbetreibern auf die Netzentgelte verlagert werden (vgl. Stellungnahme des Bundesverbands Erneuerbare Energie e. V. vom 9. Oktober 2015, Stellungnahme des Verbraucherzentrale Bundesverbands e. V. vom 9. Oktober 2015 und Stellungnahme des Bundesrates vom 18. Dezember 2015). Unklar ist auch, wie sich der verpflichtende Smart Meter-Rollout auf die weitere Entwicklung anderer wichtiger Digitalisierungslösungen für die Energiewende im Bereich der erneuerbaren Energien auswirkt. So gibt es hier beispielsweise bereits virtuelle Kraftwerke mit schneller regelungstechnischer Einbindung von dezentralen Erzeugungsanlagen zur Regelleistungserbringung. Aktuell werden Hochrechnung

und Prognose der Solareinspeisung beim Übertragungsnetzbetreiber über das anonymisierte auf Postleitzahlbezirke scharfe Datenmonitoring von tausenden Solaranlagen erstellt. Ungeklärte Fragen der technischen Realisierbarkeit des Rollouts können daher auch zu unvorhergesehenen Mehrkosten führen.

Insbesondere für Privathaushalte und kleinere Erzeuger erneuerbarer Energien lässt der Gesetzentwurf daher noch viele Fragen bezüglich der Kosten offen, die auf sie durch den Rollout zukommen, und der geplanten Kostenverteilung. Genauso bleiben den Datenschutz und die Datensicherheit betreffende Fragen offen.

1. Wie hoch sind nach Kenntnis der Bundesregierung die aktuell für Letztverbraucher durchschnittlich anfallenden jährlichen Kosten für den Strommessstellenbetrieb?
2. Wie begründet die Bundesregierung die Annahme von Sowieso-Kosten für den herkömmlichen Strommessstellenbetrieb von 20 Euro angesichts dessen, dass nach Kenntnis der Fragesteller die Kosten für den Messstellenbetrieb teilweise deutlich unter 20 Euro liegen?

Die Fragen 1 und 2 werden wegen des Sachzusammenhangs gemeinsam beantwortet.

Gemäß § 3 des Gesetzentwurfs der Bundesregierung für ein neues Messstellenbetriebsgesetz (MsbG-E) umfasst der zukünftige Messstellenbetrieb sowohl den originären Messstellenbetrieb (Einbau, Betrieb und Wartung der Messstelle und ihrer Messeinrichtungen und Messsysteme) als auch die mess- und eichrechtskonforme Messung.

Für die in Zuständigkeit der Bundesnetzagentur (BNetzA) befindlichen Messstellen wurden im Jahr 2016 für einen Standard-Haushaltszähler (Eintarifzähler) für den Messstellenbetrieb durchschnittliche Entgelte in Höhe von 11,12 Euro (13,23 Euro inklusive MwSt.) ermittelt. Standard-Haushaltszähler (sog. Ferraris-Zähler) sind von ihrem Ausstattungsumfang her nicht vergleichbar mit den modernen Messeinrichtungen des MsbG-E. Auch die Anforderungen an den Messstellenbetrieb sind geringer. Im Unterschied zum „Ferraris-Zähler“ handelt es sich bei einer modernen Messeinrichtung um eine Messeinrichtung, die den tatsächlichen Elektrizitätsverbrauch und die tatsächliche Nutzungszeit widerspiegelt und über ein Smart-Meter-Gateway sicher in ein Kommunikationsnetz eingebunden werden kann. Besondere Fähigkeiten zur sicheren Anbindung an ein Smart-Meter-Gateway müssen folglich gegeben sein.

Bei Vorhandensein einer modernen Messeinrichtung hat der Messstellenbetreiber zudem nach § 61 Absatz 3 MsbG-E standardmäßig dafür Sorge zu tragen, dass der Anschlussnutzer Informationen über den tatsächlichen Energieverbrauch sowie über die tatsächliche Nutzungszeit und über historische tages-, wochen-, monats- und jahresbezogene Energieverbrauchswerte einsehen kann. All dies kann ein „Ferraris-Zähler“ nicht leisten.

Vom technischen Ausstattungsumfang mit einer modernen Messeinrichtung eher vergleichbar als der „Ferraris-Zähler“ sind digitale Stromzähler, die über keine Kommunikationseinrichtung verfügen. Für solche Messeinrichtungen hat die Wirtschaftsprüfungsgesellschaft Ernst&Young in der für das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie angefertigten Kosten-Nutzen-Analyse übliche Entgelte für Messung und Messstellenbetrieb in Höhe von durchschnittlich 18,01 Euro (3,35 Euro für die Messung und 14,66 Euro für den Messstellenbetrieb) ausgewiesen; inklusive gesetzlicher Mehrwertsteuer wären dies 21,43 Euro. Solche digitalen Stromzähler verfügen schon eher über Fähigkeiten,

die es einem Messstellenbetreiber erlauben, seinen Transparenzverpflichtungen aus § 61 Absatz 3 MsbG-E nachzukommen. Diese Erwägungen und gewisse positive Preiseffekte eines mengenmäßig groß angelegten Rollouts beachtend führten die Bundesregierung zu der Einschätzung, dass Preisobergrenzen für den Messstellenbetrieb von modernen Messeinrichtungen in Höhe von 20 Euro (inklusive Mehrwertsteuer) angemessen sind.

Betrachtet man zusätzlich die Regelung in § 34 MsbG-E, wonach eine Anpassung dieser Preisobergrenze frühestens für die Jahre ab 2027 und nur dann möglich wäre, wenn eine Rechtsverordnung nach § 46 Nummer 5 MsbG-E die Anpassung nach einer wirtschaftlichen Bewertung des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie anordnet, so lässt sich feststellen, dass der Regelungsansatz des MsbG-E auch hier einen effektiven Kostenschutz mit sich bringt.

3. Wie begründet die Bundesregierung – auch vor dem Hintergrund, dass derzeit kaum variable Stromtarife existieren – das Energie- und Kosteneinsparpotenzial durch intelligente Messsysteme für durchschnittliche Privathaushalte und Kleinunternehmen?

Energie- und Stromkosteneinsparungen für Endkunden können entweder durch Verbrauchsreduzierungen oder Lastverlagerungen erreicht werden. Dazu werden zeitnahe Informationen über den tatsächlichen Stromverbrauch sowie Informationen zu den tatsächlichen Nutzungszeiten benötigt.

Um den Endkunden Anreize zu geben, die Last zu verlagern, sind entsprechende Tarifmodelle notwendig. Für Lieferanten lohnen sich variable Tarife gegenwärtig kaum. Diese setzen entsprechende Messsysteme und Bilanzierungsverfahren voraus. Verbraucher mit einem Stromverbrauch von weniger als 100 000 kWh werden gegenwärtig bilanziell über Standardlastprofile (SLP) abgerechnet. Lieferanten, die SLP nicht exakt nachbilden, laufen Gefahr, über Ausgleichsenergiepreise pönalisiert zu werden. Verbrauchsverlagerungen von Endverbrauchern, die über SLP beliefert werden, lassen sich daher beschaffungsseitig nicht nutzen – das SLP bestimmt die Beschaffung, nicht der tatsächliche Verbrauch. Das Energiewirtschaftsgesetz verpflichtet zwar Lieferanten in § 40 Absatz 5 des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) bereits heute Tarife anzubieten, die Anreize zu Energieeinsparung und zur Steuerung des Verbrauchs setzen. Da diese Verpflichtung jedoch an die technische und wirtschaftliche Machbarkeit geknüpft ist, gibt es solche Tarife für SLP-Kunden aus den oben genannten Gründen jedoch nicht. Ob sich nach dem Rollout intelligenter Messsysteme ein Geschäftsmodell für Tarife im Sinne des § 40 Absatz 5 EnWG erfolgreich etablieren kann, hängt insbesondere von der Volatilität der Strompreise, der Akzeptanz der Verbraucher und daneben auch von der Schaffung entsprechend liquider großräumiger Märkte ab.

Für die Messstellen, die nicht mit einem intelligenten Messsystem ausgestattet sind und deren Bilanzierung über SLP erfolgt, wird alles beim Alten bleiben. Bei denjenigen Messstellen aber, die mit intelligenten Messsystemen ausgestattet werden, sind bei Nutzung der sich damit bietenden Möglichkeiten die Kosteneinsparpotenziale möglich, von denen der Gesetzentwurf unter Hinweis auf die Kosten-Nutzen-Analyse von Ernst&Young ausgeht.

4. Als wie realistisch bewertet die Bundesregierung die im Gesetzentwurf formulierten Energieeinsparpotenziale durch intelligente Messsysteme vor dem Hintergrund, dass die niederländische Kosten-Nutzen-Analyse von Einsparungen in Höhe von 3,2 Prozent bei Strom und von 3,7 Prozent bei Gas ausging, in der Realität jedoch nur 0,6 Prozent (Strom) bzw. 0,9 Prozent (Gas) Einsparungen eingetreten sind (vgl. <http://english.rvo.nl/sites/default/files/2014/06/Dutch%20Smart%20Meter%20Energy%20savings%20Monitor%20final%20version.pdf>)?

Die Bundesregierung geht von unterschiedlichen Einsparpotenzialen bei unterschiedlichen Verbrauchergruppen aus. Diese nach Verbrauchsgruppen differenzierende Betrachtung findet ihren Ausdruck in den unterschiedlichen Preisobergrenzen des § 31 MsbG-E. Die Kosten-Nutzen-Analyse von Ernst&Young im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie hat dabei das Nutzenpotenzial errechnet. Die diese Berechnungen umsetzenden Regelungen des MsbG-E halten sich strikt an den in der Analyse ermittelten Nutzen. Leitlinien sind dabei die Durchschnittsannahmen der Analyse, die bei ca. 50 Prozent des Möglichen liegen. Bei durchschnittlichen Sowieso-Kosten von 20 Euro pro Jahr für den zukünftigen Strom-Messstellenbetrieb mit einer modernen Messeinrichtung und unter Zugrundelegung eines durchschnittlichen Stromkosteneinsparpotenzials von annähernd 3 Euro pro Jahr für Letztverbraucher mit einem Jahresstromverbrauch bis einschließlich 2 000 Kilowattstunden setzt der vorliegende Entwurf eine Preisobergrenze von 23 Euro (brutto) pro Jahr für den Einbau eines intelligenten Messsystems für die entsprechende Verbrauchergruppe fest. Diese strikte Kosten-Nutzen-Orientierung setzt sich für alle weiteren Verbrauchsgruppen fort. Da für Haushalte mit geringem Jahresverbrauch von über 2 000 und bis zu 3 000 Kilowattstunden ein durchschnittliches Stromkosteneinsparpotenzial von 10 Euro pro Jahr errechnet wurde, sieht der Entwurf eine zulässige Preisobergrenze von 30 Euro (10 Euro Einsparpotenzial und 20 Euro Sowieso-Kosten für den Messstellenbetrieb) vor. Bei über 3 000 und bis zu 4 000 Kilowattstunden pro Jahr liegt das durchschnittliche Stromkosteneinsparpotenzial bei 20 Euro pro Jahr, die Preisobergrenze liegt damit bei 40 Euro. Diesen Verbrauchsgruppen sind die weit überwiegende Anzahl von Zählpunkten zugeordnet, nämlich rund 33 Millionen.

Bei der Verbrauchsgruppe von über 4 000 und bis zu 6 000 Kilowattstunden pro Jahr mit ca. 5,2 Millionen Zählpunkten wurde ein Einsparpotenzial von 40 Euro errechnet, der Entwurf sieht deshalb hier eine Preisobergrenze von 60 Euro vor. Bei einem Verbrauch von über 6 000 und bis zu 10 000 Kilowattstunden pro Jahr, also ab dem Bereich, für den eine Pflicht des grundzuständigen Messstellenbetreibers zum Einbau besteht, wäre nach der Analyse mit durchschnittlich 80 Euro Kostenersparnis pro Jahr zu rechnen, die Preisobergrenze liegt deshalb bei 100 Euro.

Bei privaten Haushalten mit einem Jahresstromverbrauch von über 6 000 Kilowattstunden werden gegenüber dem EnWG 2011 keine neuen Einbauverpflichtungen eingeführt. Durch die vorgesehene Preisobergrenze von 100 Euro pro Jahr werden die bereits im EnWG 2011 angelegten Kosten für die Verbraucher lediglich gedeckelt.

Bei den Verbrauchern bis zu 6 000 Kilowattstunden Jahresverbrauch ist nach wie vor kein flächendeckender Pflichteinbau vorgesehen. Denkbar ist ein Einbau in drei Konstellationen:

- wenn der Verbraucher selbst dies freiwillig veranlasst,
- der Liegenschaftsinhaber die gesamte Liegenschaft mit intelligenten Messsystemen modernisiert (auch gegen den Willen der betreffenden Verbraucher, für die allerdings keine Mehrkosten entstehen dürfen) oder
- der grundzuständige Messstellenbetreiber die Option nutzt, auch in diesem Verbrauchsbereich intelligente Messsysteme unter Einhaltung der oben geschilderten besonders niedrigen Preisobergrenzen einzubauen (auch gegen den Willen der betreffenden Verbraucher).

Wie häufig grundzuständige Messstellenbetreiber letztgenannte Option nutzen werden, ist schwer prognostizierbar. Dies wird wesentlich von den Wirtschaftlichkeitsberechnungen des jeweils zuständigen Unternehmens abhängen. Eine Schätzung des möglicherweise anfallenden Erfüllungsaufwandes für die Bürger ist insoweit nicht möglich. Aber auch hier stellen die gesetzlich verankerten Preisobergrenzen sicher, dass dem Erfüllungsaufwand immer ein entsprechendes Einsparpotenzial durch Einsatz des intelligenten Messsystems gegenüber steht.

Den dargestellten Mechanismus zur Ermittlung der Preisobergrenzen setzt der Entwurf für die weiteren Letztverbrauchergruppen über 10 000, 20 000, 50 000 und 100 000 Kilowattstunden Jahresstromverbrauch fort und gibt damit eine rote Linie für zulässige Kosten vor, die sich allesamt allein über Stromkosteneinsparungen ausgleichen lassen. In diesem Zusammenhang ist im Gesetzentwurf auch die Verpflichtung zum Bereitstellen von Softwarelösungen mit Anleitungen und Tipps zum Stromkosten sparenden Einsatz intelligenter Messsysteme vorgesehen. Natürlich haben die Verbraucher stets die Möglichkeit, einen anderen und eventuell günstigeren Messstellenbetreiber als den grundzuständigen Messstellenbetreiber zu beauftragen.

5. Wie hoch ist nach Kenntnis der Bundesregierung der Anteil der Privathaushalte mit einem Jahresstromverbrauch von über 6 000 kWh?

Aus den über das Monitoring nach § 35 EnWG durch die Bundesnetzagentur erhobenen Daten lässt sich ermitteln, dass die Zahl der Zählpunkte von Privathaushalten mit einem Jahresstromverbrauch von über 6 000 kWh bei etwa 1,3 Mio. liegt. Gemessen an der Gesamtzahl aller Zählpunkte von Haushaltskunden im Jahr 2014 liegt der Anteil damit bei rund 3 Prozent.

6. Wie viele Privathaushalte mit sechs oder weniger Personen haben nach Kenntnis der Bundesregierung einen Jahresstromverbrauch von über 6 000 kWh?

Hierzu liegen der Bundesregierung keine Auswertungen vor.

7. Wie begründet die Bundesregierung die Grenze von 6 000 kWh Jahresstromverbrauch als ausschlaggebend für den verpflichtenden Ausbau von intelligenten Messsystemen?

Im Anhang der dritten Binnenmarkttrichtlinien Strom und Gas (Richtlinien 2009/72/EG und 2009/73/EG) wird den Mitgliedstaaten aufgegeben, 80 Prozent der Letztverbraucher mit intelligenten Messsystemen auszustatten, wenn die Einführung „intelligenter Zähler“ positiv bewertet wird. Um der Gefahr zu begegnen, dass ein solcher „Rollout“ mehr Kosten verursachen als Nutzen bringen könnte, können die Mitgliedstaaten eine Kosten-Nutzen-Analyse durchführen und im

Zuge dessen eine nationale Rolloutstrategie entwickeln. Daher hat das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie im Jahre 2013 von der Wirtschaftsprüfungsgesellschaft Ernst&Young eine entsprechende Kosten-Nutzen-Analyse erstellen und diese im Dezember 2014 konkretisieren lassen (abrufbar unter: www.bmwi.de/DE/Mediathek/publikationen,did=586064.html und www.bmwi.de/DE/Mediathek/publikationen,did=689168.html). Die Analyse empfiehlt einen am individuellen Nutzenpotenzial orientierten Rollout. Möglich sei das beispielsweise über eine moderate Fortschreibung des Ansatzes, der seit 2011 im EnWG angelegt ist. Eine solche Fortschreibung verkörpert das neue Messstellenbetriebsgesetz, das an der aktuell bereits im EnWG angelegten Pflichteinbaugrenze von 6 000 Kilowattstunden Jahresstromverbrauch festhält.

8. Wie begründet die Bundesregierung, dass Mieter entsprechend ihrem Gesetzentwurf keine Möglichkeit zum Opt-Out haben, sofern der Vermieter (Anschlussnehmer) einen Kollektivvertrag für die gesamte Liegenschaft mit einem Messstellenbetreiber abschließt, und inwiefern hält die Bundesregierung diese starke Einschränkung der Wahlfreiheit für vertretbar und zielführend?

Der Vermieter kann nur dann einen Kollektivvertrag mit dem Messstellenbetreiber abschließen, wenn neben dem Messstellenbetrieb für Strom mindestens ein zusätzlicher Messstellenbetrieb der Sparten Gas, Fernwärme oder Heizwärme über das Smart Meter Gateway gebündelt wird. Die Möglichkeit zum Abschluss eines Kollektivvertrags soll die Rolle des Anschlussnehmers unter Berücksichtigung schützenswerter Belange des Anschlussnutzers stärken. Hierdurch ergeben sich Synergieeffekte, die zu einer Erhöhung der Wirtschaftlichkeit des Einbaus intelligenter Messsysteme führen können. Insbesondere kann durch den Einbau „aus einer Hand“ ein preisgünstiges Zähler-Gateway-Verhältnis (sogar über mehrere Sparten, z. B. Strom und Heizwärme) geschaffen werden, wovon auch die Mieter profitieren. Zudem enthält § 6 Absatz 1 Nummer 3 MsbG-E die strikte Vorgabe, dass für betroffene Anschlussnutzer durch eine solche Maßnahme im Vergleich zur Summe der Kosten für den bisherigen getrennten Messstellenbetrieb keine Mehrkosten entstehen dürfen. Zu diesem Zweck verpflichtet § 6 Absatz 1 Nummer 3 MsbG-E den Vermieter zur Vornahme einer entsprechenden Vergleichsrechnung. Eine Einschränkung der Wahlfreiheit ist aus diesen Gründen zielführend und vertretbar.

9. Wie hoch werden nach Kenntnis der Bundesregierung die Kosten voraussichtlich sein, die durch die im Gesetzentwurf vorgesehene Änderung der Messwerterhebung hin zu einer verpflichtenden Zählerstandsgangmessung für Letztverbraucher mit einem intelligenten Messsystem entstehen (vgl. § 55 des Gesetzentwurfs)?

Ist die Bundesregierung der Meinung, dass etwaige Mehrkosten durch Vorteile kompensiert werden können?

Wenn ja, welche Vorteile sieht die Bundesregierung?

10. Wie hoch werden nach Kenntnis der Bundesregierung die Kosten voraussichtlich sein, die in der Übergangszeit vom 1. Januar 2017 bis zum 1. Januar 2019 für Letztverbraucher mit einem Verbrauch von mehr als 10 000 kWh durch die im Gesetzentwurf vorgesehene verpflichtende Änderung der Messwerterhebung hin zu einer Zählerstandsgangmessung entstehen?

Die Fragen 9 und 10 werden gemeinsam beantwortet.

Gemäß MsbG-E ist die Zählerstandsgangmessung inklusive Aufbereitung der Daten (Plausibilisierung und Ersatzwertbildung) Bestandteil des Messstellenbetriebs. Für diese Kosten sind Preisobergrenzen vorgesehen, die sich an der Zumutbarkeit für Verbraucher orientieren. Diese bestimmt sich am Nutzen für die nach dem Jahresstromverbrauch gestaffelten Verbrauchergruppen. Dieser Nutzen wurde anhand von Annahmen zum Einsparpotenzial und Lastverlagerungspotenzial im Rahmen der bereits erwähnten Kosten-Nutzen-Analyse quantifiziert.

Die Bundesregierung geht von Einsparpotenzialen insbesondere für Verbraucher mit einem sehr hohen Jahresstromverbrauch aus, die auch über die technischen Möglichkeiten verfügen, ihren Verbrauch zu steuern. Ob die Einsparpotenziale in einem angemessenen Verhältnis zur jeweiligen Preisobergrenze stehen, hängt auch von den zukünftigen Marktentwicklungen ab. Nicht zuletzt aus diesem Grund sieht der Gesetzentwurf Mechanismen vor, damit

1. die Preisobergrenzen stabil bleiben,
2. die Kosten des Messstellenbetriebs nicht zu Lasten der Letztverbraucher in die Netzentgelte verschoben werden,
3. Standardleistungen für Verbraucher nicht eingeschränkt werden,
4. eine professionelle Marktkommunikation ermöglicht wird und
5. Skaleneffekte bei der Nutzung von IT zur Aggregation der Einzelzeitreihen zu Bilanzkreissummenzeitreihen aus intelligenten Messsystemen gehoben werden.

11. Welche alternativen Möglichkeiten der Messdatenübertragung sieht die Bundesregierung vor, wenn eine Datenübertragung über Funk nicht möglich ist (etwa wegen fehlender Funknetze oder einer unzureichenden Funkverbindung)?

Wie hoch ist der von der Bundesregierung erwartete Anteil an Pflichteinbaufällen, der eine alternative Möglichkeit in Anspruch nehmen muss, und wer trägt dann die anfallenden Mehrkosten?

Der Gesetzentwurf stellt keine Vorgaben an die kommunikative TK-Anbindung des intelligenten Messsystems. Es obliegt dem Messstellenbetreiber in der technischen Rolle des Administrators, diejenige geeignete kommunikative Anbindung auszuwählen, welche die entsprechenden Anwendungsfälle nach dem MsbG-E umsetzen kann.

12. Teilt die Bundesregierung die Auffassung, dass ein flächendeckender „Smart Meter“-Rollout bei ca. 1,5 Millionen Photovoltaik-Anlagen (PV-Anlagen) im Bestand zusätzliche Kosten für den Austausch und/oder Nachrüstungen der Solarwechselrichter hervorrufen kann, und wenn nein, warum nicht?

Ein flächendeckender Rollout bei den 1,5 Millionen Photovoltaik (PV)-Anlagen ist im MsbG-E nicht vorgesehen. Nur für Anlagen mit einer Leistung von mehr als 7 kW ist ein verpflichtender Ausbau geplant. Dies ist im Übrigen nach geltender Gesetzeslage für Neuanlagen schon heute so vorgesehen (vgl. § 21c EnWG).

Die Pflicht betrifft nur die Ausstattung mit intelligenten Messsystemen. Ein Austausch und/oder eine Nachrüstung des Wechselrichters ist dafür nicht notwendig. An der für einen Teil der Anlagen, d. h. für Anlagen ab 30 kW installierter Leistung, bestehenden gesetzlichen Pflicht zur Ausrüstung mit technischen Möglichkeiten zur Regelbarkeit der Anlagen ändert sich nichts. Nachrüstungen des Wechselrichters sind insofern nur dann notwendig, wenn die Steuerung über das Smart-

Meter-Gateway erfolgen soll und hierfür z. B. eine Steuerbox benötigt wird, die die Verbindung zwischen Wechselrichter und Smart-Meter-Gateway herstellt.

Ziel des Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende ist es unter anderem, über das Smart-Meter-Gateway für eine sichere, zuverlässige und standardisierte Anbindung von Erzeugungsanlagen an das intelligente Energienetz zu sorgen. Die Anbindung kann für eine Vielzahl von Anwendungen genutzt werden. Zu nennen sind hier die Übermittlung von Leistungswerten und eingespeisten Energiemengen, aber auch die Durchführung des Einspeisemanagements nach dem EEG.

Die Pflicht zum Einbau eines Smart-Meter-Gateways wird nach § 30 MsbG-E erst dann aktuell, wenn für den konkreten Anwendungsfall die technische Möglichkeit des Einbaus besteht. Erforderlich hierfür ist nach dem Wortlaut der Vorschrift eine am Einsatzbereich des Smart-Meter-Gateways durchgeführte Prüfung des Bundesamtes für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) von marktreifen Geräten. Erst wenn das BSI eine Freigabe erteilt hat, kann die technische Möglichkeit zum Einbau vorliegen und folglich die Einbauverpflichtung für den konkreten Anwendungsfall greifen. Unterschiedliche Einsatzbereiche (z. B. PV-Kleinanlage, große Windturbine) bringen unterschiedliche Anforderungen an ein Smart-Meter-Gateway mit sich; die Schutzprofile und Technischen Richtlinien des BSI werden dies berücksichtigen.

Während das MsbG-E für die Bereitstellung eines Standards sorgen soll, regeln EEG, KWKG und EnWG die Anwendungsfälle für eine Steuerung von Erzeugungsanlagen. Solange und soweit eine „Ausschließlichkeitsregelung“ (Steuerungssignal muss über das Smart-Meter-Gateway kommen) in diesen Gesetzen nicht vorgesehen ist, gelten die derzeitigen Vorgaben, die mit aktuell zulässiger und gegebenenfalls vorhandener Technik erfüllt werden können.

Zusätzlich wird zum Zeitpunkt der technischen Möglichkeit bereits verbaute Technik durch die Übergangsregelung in § 19 Absatz 5 MsbG-E, die eine Nutzung von acht Jahren ab Einbau garantiert, vor „stranded investments“ geschützt.

13. Wer trägt für etwaige Nachrüstungen und andere Maßnahmen, die im Zusammenhang mit dem Rollout im Bestand zusammenhängen (z. B. Wechselrichteraustausch oder -nachrüstung, Rückbau der Rundsteuerempfänger, Umbau oder Austausch der Zählerschränke, Sanierung bestehender Zählerplätze usw.) die Kosten?

Sollte die Bundesregierung eine eigene Kostenschätzung zu diesen Nachrüstungs- und Umbaumaßnahmen vorgenommen haben, mit welchen Kosten rechnet die Bundesregierung?

14. Welche konkreten technischen Komponenten werden von den geplanten Preisobergrenzen bei PV-Anlagen größer als 7 kWp erfasst?
 - a) Werden Installationen von Smart Meter Gateway, Steuerbox, Wechselrichteraustausch oder -nachrüstung, Rückbau der Rundsteuerempfänger, Umbau oder Austausch der Zählerschränke usw. vom zuständigen Netzbetreiber zum Zweck des „Systemnutzens“ getragen, sodass ausschließlich die Preisobergrenze von z. B. 100 Euro pro Jahr dem Anlagenbetreiber in Rechnung gestellt wird?
 - b) Wie definiert die Bundesregierung in diesem Zusammenhang „Systemnutzen“ (siehe Begründung der Bundesregierung zu den §§ 31 und 32 des Gesetzentwurfs)?

Die Fragen 13 und 14 werden wegen ihres Sachzusammenhangs gemeinsam beantwortet.

Es ist zwischen Kosten aufgrund von Leistungen nach § 35 Absatz 1 MsbG-E und solchen nach § 35 Absatz 2 MsbG-E zu differenzieren.

Kosten im Zusammenhang mit dem Messstellenbetrieb als Standardleistung im Sinne von § 35 Absatz 1 MsbG-E sind von der Preisobergrenze umfasst. Kosten für sog. Zusatzleistungen nach § 35 Absatz 2 MsbG-E können extra bepreist werden. Hierzu zählen beispielsweise auch Aufwendungen nach § 33 MsbG-E für die technische Nachrüstung oder Aufrüstung von Erneuerbare-Energien-Anlagen (EE-Anlagen) zur Bewirkung netzdienlicher Funktionen auf Betreiben und Kosten des Netzbetreibers.

Die Verteilernetzstudie des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (www.bmwi.de/DE/Mediathek/publikationen,did=654018.html) hat aufgezeigt, dass sämtliche Erzeugungsanlagen nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz und dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz größer 7 Kilowatt installierter Leistung netzrelevant (betrieblich, planerisch und/oder wirtschaftlich) sind. Kleinere Anlagen dagegen sind nur potentiell netzrelevant. Zur Erreichung der mit der Energiewende verbundenen Ziele (insbesondere 80 Prozent Erzeugung aus erneuerbaren Energien) müssen daher bereits heute die Weichen dafür gestellt werden, Anlagen sicher in das Energieversorgungsnetz integrieren zu können. Dies geschieht über die standardmäßige Ausstattung von Erzeugungsanlagen mit dem Smart-Meter-Gateway als sicherer und standardisierter Kommunikationstechnik, die den erforderlichen marktlichen wie netzdienlichen Anwendungsfällen Rechnung trägt. Dann kann der Netzbetreiber über das intelligente Messsystem mit Steuerungstechnik Maßnahmen des Einspeisemanagements durchführen (soweit es sich um Anlagen handelt, die hierzu nach § 14 EEG verpflichtet sind) und der Direktvermarktungsunternehmer kann über dasselbe System die Anlage marktorientiert fernsteuern. Bislang muss häufig noch ein weiteres Gerät bzw. ein zusätzlicher Kommunikationsweg installiert werden, um die Anlage für die verschiedenen Zwecke fernsteuerbar zu machen. Wenn die Anlage Regelenergie anbietet, könnte zusätzlich auch deren Erbringung über dieses System gesteuert werden.

Eine einheitliche Kommunikations- und Steuerungstechnik verbessert das Wechselspiel zwischen Einspeisemanagement und marktorientierter Fernsteuerung. Das kann insbesondere Ausgleichsenergiekosten reduzieren. Zudem erleichtert eine einheitliche Technik dem Anlagenbetreiber, seinen Direktvermarktungsunternehmer zu wechseln. Bislang müssen bei einem solchen Wechsel teilweise noch technische Umstellungen an der Erzeugungsanlage nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz vorgenommen werden. Auch diese Hürde entfällt mit der nun normierten Einführung einer bundesweit standardisierten Kommunikationstechnik. Auch das erleichtert die Marktintegration der erneuerbaren Energien.

15. Um wie viel Euro würden nach Kenntnis der Bundesregierung – bei Kostentragung durch den Netzbetreiber – die Netzentgelte durch zusätzliche, durch das Digitalisierungsgesetz verursachte Maßnahmen ansteigen?

Nach MsbG-E liegt die Aufgabe der Ausstattung von Messstellen mit modernen Messeinrichtungen und intelligenten Messsystemen beim grundzuständigen Messstellenbetreiber. Hierbei handelt es sich um den Betreiber von Energieversorgungsnetzen, solange und soweit er seine Grundzuständigkeit für den Messstellenbetrieb nicht auf ein anderes Unternehmen übertragen hat, oder um jenes Unternehmen, das die Grundzuständigkeit für den Messstellenbetrieb übernommen hat. Grundzuständige Messstellenbetreiber sind bei der Ausstattung von Messstellen mit modernen Messeinrichtungen und intelligenten Messsystemen an

Preisobergrenzen gebunden. Insofern sind die Obergrenzen der Belastung des Verbrauchers durch den Gesetzentwurf vorgegeben. Der Messstellenbetrieb von modernen Messeinrichtungen und intelligenten Messsystemen ist, anders als das beim herkömmlichen Messstellenbetrieb der Fall ist, nicht mehr länger ein für die Netzentgelte relevanter Bereich.

16. Welche konkreten Informationen von Erzeugungsanlagen kleiner als 30 kWp sind für den Netzbetreiber von besonderer Bedeutung und sollen zukünftig genutzt werden?

Die maximale zeitgleiche Leistung ist für die Netzdimensionierung von Bedeutung. Netzbetreiber nutzen Detailinformationen über Einspeisegänge zur Verbesserung der Kurzfristprognosen und Hochrechnungen der Ist-Einspeisung und damit zu einer optimalen Netzauslastung. Ferner wird es für die Aufrechterhaltung einer ausgeglichenen Systembilanz zunehmend wichtiger, die volatilen Einspeisungen von PV-Anlagen sichtbar zu machen.

Im Übrigen dienen die Informationen aus kleinen Erzeugungsanlagen längst nicht nur den Netzbetreibern. Derartige Informationen sind vielmehr in zunehmendem Maße für Direktvermarkter und Anlagenbetreiber wichtig, um die erneuerbaren Energien tatsächlich in die Strommärkte zu integrieren und sie nicht auf Dauer der Zwangsvermarktung durch die Übertragungsnetzbetreiber zu überlassen. So nutzen Direktvermarktungsunternehmen die Einspeisegänge zur Verbesserung ihrer Handels- und Vermarktungsprognosen und haben damit eine Möglichkeit, die Wettbewerbsfähigkeit erneuerbarer Energien gegenüber konventionellen Erzeugern zu verbessern. Im Falle der Abschaffung von Standardlastprofilen für Kunden mit intelligentem Messsystem übernehmen Lieferanten die Beschaffung und Vermarktung der Residuallast der Kunden mit Eigenversorgung und haben durch das Bilanzkreissystem ein wirtschaftliches Interesse an guten Prognosen. Auch die Bewirtschaftung von Differenzbilanzkreisen sollte sich im Einzelfall verbessern.

Im Rahmen der Studie „Moderne Verteilernetze für Deutschland“ wurde aufgezeigt, dass Netzausbau durch eine Berücksichtigung von Einspeisemanagement weniger Stunden des Jahres in der Netzplanung („Spitzenkappung“) der Verteilernetze von Anlagen kleiner 30 kWp eingespart werden kann. So kann verhindert werden, dass elektrische Netze nur für wenige Stunden des Jahres ausgebaut werden müssen, was unnötigen Eingriff in die Infrastruktur und Kosten verursachen würde.

Um dies zu ermöglichen, ist im Netzbetrieb die aktuelle Einspeiseleistung der EE-Anlage eine wichtige Information für den Netzbetreiber. Mit Kenntnis der aktuellen Einspeiseleistung ist es dem Netzbetreiber möglich, nur dann Einspeisemanagement durchzuführen, wenn tatsächlich eine Überlastung des Netzes droht. Unnötiges und ineffizientes Einspeisemanagement kann somit reduziert werden.

17. Wie oft wurden seit dem 1. Januar 2012 (d. h. seit Inkraftsetzung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes – EEG – 2012) bei PV-Anlagen unter 30 kWp Eingriffe im Sinne des Einspeisemanagements durchgeführt, und welchen Systemnutzen hat dies hervorgerufen?

Eine genaue Auswertung zu Abregelungen bei PV-Anlagen unter 30 kWp liegt der Bundesregierung nicht vor. Einspeisemanagement wird heute jedoch im We-

sentlichen zur Gewährleistung eines sicheren Netzbetriebszustandes im Übertragungsnetz (und im Hochspannungsnetz) genutzt. Dies betrifft aktuell vorzugsweise größere Anlagen.

Zur Erreichung der Energiewendeziele (insbesondere 80 Prozent Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien) wird der Zubau kleinerer dezentraler EE-Anlagen weiter zunehmen. Durch ihre große Menge werden auch kleinere Anlagen zunehmend systemrelevant. Daher wird für einen zukunftsfähigen intelligenten Netzbetrieb und einer innovativen Netzplanung die Fähigkeit zum Einspeisemanagement auch für Anlagen mit einer Leistung kleiner als 30 kWp immer wichtiger werden. Hierfür müssen bereits heute die technischen Standards gesetzt werden, um kostenintensive Nachrüstungen zu vermeiden.

In der heutigen Praxis erfolgt die Abregelung in vielen Netzen nicht energieträgerspezifisch; insbesondere wenn auch kleine PV-Anlagen in die Abregelung einbezogen werden, fordern die Netzbetreiber in pauschaler Weise alle Anlagen hinter einem Netzknoten auf, die Einspeiseleistung zu reduzieren. Kleine PV-Anlagen sind allerdings nur bei einem geringen Teil der Abregelungsmaßnahmen betroffen; PV-Anlagen kleiner 30 kWp sind überwiegend in Niederspannungsnetzen angeschlossen, in denen es bislang so gut wie kein Einspeisemanagement gab.

18. Teilt die Bundesregierung die Auffassung, dass sich der PV-Ausbau in Deutschland unter 30 kWp gegenüber der Studie des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (2014) „Moderne Verteilernetze für Deutschland“ (www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/Studien/verteilemetzstudie,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf) deutlich verlangsamt und sich vom ländlichen Bereich (30-kWp-Scheunenanlagen) wegen stark reduzierter EEG-Vergütungen und dem dazugehörigen Trend zu vermehrter Eigenversorgung mehr in die ausreichend dimensionierten städtischen und vorstädtischen Verteilungsnetze verlagert hat?

Teilt sie des Weiteren die Auffassung, dass, da die dortigen Niederspannungsnetze (wegen der zukünftigen Sektorkopplung mit Elektromobilität und Wärmepumpen) lastdominiert waren, sind und bleiben, deutlich weniger Netzausbaukosten der dezentralen Erzeugung unter 30 kWp zuzuordnen sind, und daraus das Einsparpotenzial durch den Rollout stark limitiert ist?

Die Szenarien der Studie „Moderne Verteilernetze für Deutschland“ (2014) sind weiterhin mögliche Entwicklungspfade der erneuerbaren Energien. Zeitgleich mit der Reduktion der EEG-Vergütungen sind die Preise für PV-Module extrem gesunken und eine weitere Reduktion der Stromgestehungskosten für PV-Anlagen wird in Zukunft erwartet. Zeitgleich sind die Systemkosten der Stromversorgung (Netzentgelte etc.) aus den in der Studie genannten Gründen gestiegen und werden wohl auch in Zukunft weiter steigen. Daher können PV-Anlagen („Scheunenanlagen“) im ländlichen Raum aus reinen Gründen der Eigenversorgung wirtschaftlich sein, ein weiterer Zubau ist daher nicht unrealistisch.

Die höhere Steuerbarkeit von Lasten durch Kleinspeicher, sogenannte Prosumer-Modelle und Elektromobilität kann darüber hinaus in der Tat in (vor-/städtischen) Bereichen zusätzlich Netzausbau verursachen, die in der Studie „Moderne Verteilernetze für Deutschland“ nicht als kritische Bereiche identifiziert wurden, da dort der Fokus auf der Integration von EE-Anlagen lag. Hier besteht die Herausforderung, ein gesamtwirtschaftlich effizientes Zusammenspiel zwischen Netz und steuerbaren Lasten sowie Kleinspeichern zu gewährleisten. Unter Berücksichtigung dieser Herausforderung würde das Nutzenpotenzial des Rollouts noch höher ausfallen.

19. Liegen der Bundesregierung Informationen darüber vor, ob durch das sog. Digitalisierungsgesetz wichtige Digitalisierungslösungen für die Energiewende verhindert oder deutlich erschwert werden, weil die verpflichtende Kopplung der dezentralen Erzeugungsanlagen über Smart Meter Gateway, Steuerbox und unidirektionale vier Relaiskontakte nicht leistungsfähig genug ist?

Das Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende setzt den Regelungsrahmen zur sicheren Vernetzung von Systemkomponenten (die hier genannten Digitalisierungslösungen) des intelligenten Netzes. Das intelligente Messsystem und die damit adressierte Kommunikationseinheit Smart-Meter-Gateway ermöglicht u. a. eine sichere Anbindung von Bestands- und Neuanlagen der dezentralen Energieerzeugung an das intelligente Netz. Das Smart-Meter-Gateway erfüllt somit die energiewirtschaftlichen Anforderungen des Rechtsrahmens und stellt eine Basis-systemarchitektur zur Etablierung eines intelligenten Netzes mit einheitlichem Sicherheitsniveau bereit. Auf Basis dieses Rechtsrahmens werden energiewirtschaftlich motivierte Weiterentwicklungen dieser Systemarchitektur folgen, so dass adaptierte Digitalisierungslösungen für unterschiedliche Anwendungsfallszenarien der Energiewende folgen und sich somit keine technischen Einschränkungen für die Digitalisierung der Energiewende ergeben. Somit werden auch weitere sicherheitstechnische Vorgaben und funktionale Anforderungen des BSI für wichtige Digitalisierungslösungen umgesetzt, mit dem Ziel, Standards für die Digitalisierung der Energiewende zu schaffen und zugleich Angriffe durch technische und organisatorische IT-Sicherheit abzuwehren. Im Auftrag des BMWi entwickelt das BSI sicherheitstechnische Vorgaben und funktionale Anforderungen zur Interoperabilität für Systemkomponenten des intelligenten Netzes in Form von Schutzprofilen (Protection Profiles, PP) und Technischen Richtlinien (TR). Eingebunden in die Entwicklung der Standards werden verschiedene Verbände aus den Bereichen Telekommunikation, Informationstechnik, Energie, Wohnungswirtschaft und Verbraucherschutz, sowie die Bundesbeauftragte für den Datenschutz und die Informationsfreiheit (BfDI), die Bundesnetzagentur (BNetzA) sowie die Physikalisch-Technische Bundesanstalt (PTB).

20. Wie soll die Ansteuerung der Erzeugungsanlagen technisch realisiert werden, und welche Schaltzeiten sollen dabei realisiert werden?

Es ist zwischen der Ansteuerung der Anlage durch einen Marktakteur (z. B. durch den Direktvermarkter) und der Ansteuerung durch den Netzbetreiber im Rahmen des Einspeisemanagements zu unterscheiden. Die Details der Steuerbarkeit im Rahmen von Marktprozessen sind vertragliche Regelungen zwischen den Vertragspartnern. Für die Ansteuerung im Rahmen des Einspeisemanagements gibt es eine Praxis, die zwar weiter optimiert werden kann, die aber nicht Gegenstand des Gesetzentwurfs zur Digitalisierung der Energiewende ist (hierzu wird auch auf die Antwort zu Frage 12 verwiesen). Es gehört nach § 35 Absatz 1 Nummer 5 MsbG-E zur Standardleistung des Messstellenbetriebs, eine Kommunikationslösung bereit zu halten, mit der bis zu zweimal am Tag eine Änderung des Schaltprofils herbeigeführt werden kann.

21. Liegen der Bundesregierung Informationen darüber vor, ob ein erfolgreicher Feldtest zur steuerungstechnischen Einbindung von einer großen Zahl von Erzeugungsanlagen über das Smart Meter Gateway bereits stattgefunden hat?

Für jede im Rechtsrahmen definierte Einbauverpflichtung von Smart-Meter-Gateways steht der Nachweis der geleisteten Sicherheitsfunktionalität für die verordneten Anwendungsbereiche im Vordergrund. Die Einhaltung der sicherheitstechnischen Vorgaben wird im Rahmen des Zertifizierungsverfahrens nach Common Criteria (CC) durch das BSI überprüft. Damit muss je nach Zeitpunkt der Einbauverpflichtung die Konformität des Smart-Meter-Gateway zur dann gültigen Version des Schutzprofils BSI-CC-PP-0073 und die Konformität des Sicherheitsmoduls zur dann gültigen Version des Schutzprofils BSI-CC-PP-0077 durch Hersteller nachgewiesen werden. Zur Gewährleistung einer stringenten Weiterentwicklung des Produktes, um u. a. die Vorgaben des Rechtsrahmens zu ermöglichen, ist der Nachweis zum erfolgreichen Abschluss der Zertifizierung nach Common Criteria entscheidend. Feldtests, die in Abhängigkeit zu einem zertifizierten Smart-Meter-Gateway-Produkt stehen, können für die betrachteten Anwendungsfälle mit einem Smart-Meter-Gateway-Administrator durchgeführt werden.

22. Inwieweit berücksichtigt die Bundesregierung die im bisherigen Entwurf einer Verordnung zur Bestimmung Kritischer Infrastrukturen nach dem BSI-Gesetz (BSI-Kritisverordnung – BSI-KritisV) für den Sektor Energie vorgesehenen Kriterien und Schwellenwerte für Betreiber der Kritischen Infrastrukturen (KRITIS) (Stromerzeuger: 420 Megawatt pro Jahr, Stromübertragung oder -verteilung: 3 700 Gigawattstunden pro Jahr)?

Die angesprochene BSI-Kritisverordnung legt für den Energiesektor fest, welche Anlagen kritische Infrastrukturen im Sinne des BSI-Gesetzes sind. Hierfür definiert die BSI-Kritisverordnung für verschiedene Anlagenkategorien Schwellenwerte, bei deren Überschreitung die Anlage als kritische Infrastruktur gilt.

Für Energieanlagen, die durch die BSI-Kritisverordnung als kritisch identifiziert worden sind, entwickelt die Bundesnetzagentur im Benehmen mit dem BSI gem. § 11 Absatz 1b EnWG einen Katalog von Sicherheitsanforderungen. Durch die Umsetzung des Anforderungskatalogs wird ein angemessener Schutz gegen Bedrohungen für Telekommunikations- und elektronische Datenverarbeitungssysteme, die für einen sicheren Anlagenbetrieb notwendig sind, gewährleistet werden. Des Weiteren haben Betreiber von Energieversorgungsnetzen und Energieanlagen, die durch die BSI-Kritisverordnung als kritische Infrastruktur bestimmt wurden, dem BSI unverzüglich erhebliche Störungen der Verfügbarkeit, Integrität, Authentizität und Vertraulichkeit ihrer informationstechnischen Systeme, Komponenten oder Prozesse zu melden.

Bereits heute müssen alle Strom- und Gasnetzbetreiber die Anforderungen des von der Bundesnetzagentur veröffentlichten IT-Sicherheitskatalogs gemäß § 11 Absatz 1a EnWG erfüllen. Die Umsetzungspflicht des IT-Sicherheitskatalogs gilt unabhängig von den in der Kritisverordnung festgelegten Schwellenwerten für Verteiler- und Übertragungsnetze.

23. Wie stellt die Bundesregierung die IT-Sicherheit, die Datensicherheit und den Datenschutz für Verteilernetze sicher, sofern diese nicht in die Bundeszuständigkeiten (Bundesnetzagentur) fallen?

Anforderungen an die Informationssicherheit im Zusammenhang mit den Daten, die aus dem intelligenten Messsystem stammen, werden für alle Akteure im MsbG-E geregelt. Sofern es sich um personenbezogene Daten handelt, gilt darüber hinaus das allgemeine Datenschutzrecht. Die jeweiligen Anforderungen gelten dabei für alle Akteure und beim Netzbetreiber unabhängig davon, ob sich dieser in Landes- oder Bundeszuständigkeit befindet.

Zur Gewährleistung eines sicheren Netzbetriebs müssen Netzbetreiber zusätzlich die Anforderungen des IT-Sicherheitskatalogs gemäß § 11 Absatz 1a EnWG der Bundesnetzagentur erfüllen. Der IT-Sicherheitskatalog ist von allen Strom- und Gasnetzbetreibern in Deutschland, unabhängig davon, ob sich die Aufsicht in Landes- oder Bundeszuständigkeit befindet, umzusetzen. Zum Anwendungsbereich des IT-Sicherheitskatalogs gehören alle Telekommunikations- und elektronische Datenverarbeitungssysteme, die für einen sicheren Netzbetrieb notwendig sind. Die Umsetzung der Anforderungen muss durch ein spezielles Zertifikat bis zum 31. Januar 2018 gegenüber der BNetzA nachgewiesen werden.

Um eine kontinuierliche Überwachung der Sicherheitsstandards für intelligente Messsysteme und andere Systemkomponenten des intelligenten Netzes und dessen Betrieb zu gewährleisten, berücksichtigt § 27 MsbG-E die Weiterentwicklung der technischen Vorgaben nach § 22 MsbG-E. Die Pflege und Weiterentwicklung der technischen Vorgaben des BSI ermöglicht auf neue Risiko- und Angriffsszenarien u. a. in Form von Weiterentwicklungen der Schutzprofile und Technischen Richtlinien reagieren zu können. Zudem können durch die Weiterentwicklung der Vorgaben auf Ergebnisse im Feld reagiert und auf neue Anforderungen aus dem jeweiligen Sektor mit entsprechenden Maßnahmen begegnet werden, um das bundesweit definierte Sicherheitsniveau aufrechtzuerhalten. Ergebnisse der Weiterentwicklung der technischen Vorgaben werden im Standardisierungsausschuss unter dem Vorsitz des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie bekannt gegeben.

24. Welche Behörden sollen zukünftig die präventive sowie nachträgliche Kontrolle der Einhaltung der Datenschutzbestimmungen des Gesetzes sowie der kommenden Verordnungen übernehmen bzw. soweit mehrere Behörden nebeneinander tätig werden, wie bestimmt sich deren Verhältnis zueinander?

Hinsichtlich der Kontrolle der datenschutzrechtlichen Bestimmungen gelten die allgemeinen Zuständigkeitsregelungen: Es ist Aufgabe der jeweiligen Beauftragten für den Datenschutz in Bund und Ländern, innerhalb ihres jeweiligen Zuständigkeitsbereichs die Einhaltung der Vorschriften über den Datenschutz zu kontrollieren. Zusätzlich wird die Beachtung des Datenschutzes präventiv auch dadurch gewährleistet, dass Messsysteme vor ihrem Einsatz durch das BSI zertifiziert werden müssen (vgl. §§ 19 Absatz 3, 24 MsbG-E).

Mit dem Gesetzentwurf werden die technischen Mindestanforderungen an intelligente Messsysteme neu gefasst und weiter konkretisiert. Im Vordergrund steht die Gewährleistung von Datenschutz, Datensicherheit und Interoperabilität. Zuständige Behörde ist das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI), welches die Bundesbeauftragte für den Datenschutz und die Informationsfreiheit (BfDI) eng bei der Umsetzung der Datenschutzerfordernungen im Rahmen der BSI-Vorgaben einbindet. Zur Sicherstellung und Aufrechterhaltung eines bundesweit einheitlichen Sicherheitsniveaus für den Betrieb von zertifizierten

Smart-Meter-Gateways führt das BSI im Einvernehmen mit der Physikalisch-Technischen Bundesanstalt (PTB) und der BNetzA soweit erforderlich entsprechende Maßnahmen durch. Hierzu werden Prozesse und Schnittstellen zu Sofortmaßnahmen und zur stetigen Überwachung etabliert.

Im Übrigen wird auf die Antwort zu Frage 23 verwiesen.

25. Vertritt die Bundesregierung die Auffassung, die EU-Datenschutzgrundverordnung enthalte eine „Öffnungsklausel“ für die Ermöglichung nationaler Sonderregelungen für den hier gegenständlichen Bereich, und wenn ja, welcher Norm entnimmt sie dies, und in welchem Umfang hält sie Sonderregelungen für zulässig?

Die Bundesregierung ist der Auffassung, dass Artikel 6 Absatz 1 Satz 1 Buchstabe e der EU-Datenschutz-Grundverordnung in Verbindung mit Artikel 6 Absatz 3 Satz 1 Buchstabe b der EU-Datenschutz-Grundverordnung die hier vorgesehenen nationalen Regelungen zur Datenerhebung, -verarbeitung, und -nutzung ermöglicht, da diese im öffentlichen Interesse liegen. Die Bundesregierung macht in diesem Zusammenhang darauf aufmerksam, dass die EU-Datenschutz-Grundverordnung erst voraussichtlich Mitte 2018 anwendbar sein wird.

26. Vertritt die Bundesregierung die Auffassung, dass die Möglichkeit der Eröffnung der Schutzbereiche von Artikel 13 des Grundgesetzes (GG) (Unverletzlichkeit der Wohnung) sowie des Grundrechts auf Integrität und Vertraulichkeit informationstechnischer Systeme für den Regelungsgegenstand ausgeschlossen werden kann, und wenn ja, mit welcher Begründung?

Der Gesetzentwurf dient dem Schutz der genannten Grundrechte.

§ 49 MsbG-E enthält eine Grundregel zur Erhebung, Verarbeitung und Nutzung personenbezogener Daten. Nach seinem Absatz 1 dürfen personenbezogene Daten ausschließlich von den in Absatz 2 genannten Stellen erhoben, verarbeitet und genutzt werden. Eine Übermittlung, Nutzung oder Beschlagnahme dieser Daten nach anderen Rechtsvorschriften ist unzulässig. Nach Absatz 2 der Vorschrift sind zum Umgang mit diesen Daten berechtigt: Messstellenbetreiber, Netzbetreiber, Bilanzkoordinatoren, Bilanzkreisverantwortliche, Direktvermarktungsunternehmen nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz, Energielieferanten sowie jede Stelle, die über eine schriftliche Einwilligung des Anschlussnutzers verfügt, die den Anforderungen des § 4a des Bundesdatenschutzgesetzes genügt.

Das im Gesetzentwurf verankerte Datenschutzkonzept des intelligenten Messsystems nach § 60 MsbG-E regelt, dass die Messwerterfassung, Verarbeitung (inklusive Plausibilisierung und Ersatzwertbildung) und Speicherung vor Ort im Gateway erfolgt (Datenhoheit). Dabei werden Messdaten anonymisiert, pseudonymisiert und aggregiert im Gateway aufbereitet (Datensparsamkeit) und sternförmig direkt an berechnete Stellen verschlüsselt durch das Gateway versendet (Zweckbindung). Letztverbraucher, wie z. B. Haushalts- und Gewerbekunden, haben volle Transparenz über die im Smart-Meter-Gateway verarbeiteten Daten und können Kommunikations- und Verarbeitungsschritte nachvollziehen („im Logbuch“). Durch die Dokumentation im Logbuch würde jeder Datenmissbrauch erkennbar und nachweisbar, was die Durchsetzung von Verbraucherrechten erheblich erleichtert. Die gesicherte, korrekte Verarbeitung der Daten durch das Gateway wird durch die Prüfung und Zertifizierung des Gateways beim BSI nachgewiesen.

Bis zu einem Jahresverbrauch von 10 000 Kilowattstunden sieht der Gesetzentwurf nach § 60 MsbG-E standardmäßig nur eine Übermittlung von jährlichen Jahresarbeitswerten an Berechtigte vor. Der Durchschnittshaushalt in Deutschland verbraucht ca. 3 500 Kilowattstunden Strom im Jahr. Nur wenn der Letztverbraucher selbst einen Tarif oder einen Mehrwertdienst wählt, der eine häufigere Datenübermittlung erfordert, werden diese zweckgebunden auch an Netzbetreiber und Lieferanten oder weitere berechnigte Marktteilnehmer versendet.

27. Trifft es zu, dass der vorliegende Gesetzentwurf keine Regelungen bzw. Rechtsgrundlagen für die zu einem späteren Zeitpunkt – etwa durch zum Einsatz kommende Zusatzverfahren (beispielsweise im Bereich „Big Data“) oder Zusatzwissen – eintretende Personenbeziehbarkeit von Daten bereithält, und wenn ja, welche Regelungen kommen nach Auffassung der Bundesregierung dann zur Anwendung?

Das Datenschutzrecht schützt den Einzelnen davor, dass er durch den Umgang mit seinen personenbezogenen Daten in seinem Persönlichkeitsrecht beeinträchtigt wird (vgl. § 1 Absatz 1 des Bundesdatenschutzgesetzes). Der Anwendungsbereich des Datenschutzrechts ist also erst eröffnet, sobald ein personenbezogenes Datum vorliegt (vgl. Definition in § 3 Absatz 1 des Bundesdatenschutzgesetzes). Sobald dies der Fall ist, gelten subsidiär die Vorschriften des Bundesdatenschutzgesetzes, solange und soweit spezialgesetzlich keine Datenschutzregelung einschlägig sein sollte. Zudem berücksichtigen die sicherheitstechnischen Vorgaben des BSI für das intelligente Messsystem bereits Datenschutz- und Datensicherheitsanforderungen für alle Kategorien von Daten, die durch das intelligente Messsystem erfasst, verarbeitet und versendet werden.

Ferner fordert § 59 MsbG-E für eine Datenerhebung jenseits des energiewirtschaftlich Erforderlichen stets eine Einwilligung des Anschlussnutzers, die den Anforderungen des § 4a des Bundesdatenschutzgesetzes genügt.

28. Aus welchem Grund enthält der Gesetzentwurf der Bundesregierung für den Fall der Rechtfertigung von Datenverarbeitungen durch Einwilligung keine zugleich zur Anwendung kommenden Kopplungsverbote?

Plant die Bundesregierung diesbezüglich nachzubessern, oder wird hierfür keine Notwendigkeit gesehen?

Falls keine Notwendigkeit gesehen wird, warum nicht?

§ 49 Absatz 5 MsbG-E enthält ein solches Koppelungsverbot. Die Vorschrift lautet: „Die Belieferung mit Energie oder der Zugang zu Tarifen darf nicht von der Angabe personenbezogener Daten abhängig gemacht werden, die hierfür nicht erforderlich sind.“

29. Beabsichtigt die Bundesregierung mit der Regelung von § 52 Absatz 2 ihres Gesetzentwurfs zum Ausdruck zu bringen, dass das allgemeine, in § 3a Satz 1 des Bundesdatenschutzgesetzes (BDSG) geregelte Gebot der Datenvermeidung und der Datensparsamkeit für Energieverbrauchsdaten nicht gelten soll, und wenn nein, warum schreibt sie dann keine mit § 3a Satz 1 BDSG inhaltsgleiche Bestimmung in das Gesetz?

§ 52 Absatz 2 MsbG-E enthält die Maßgabe, dass die Datenkommunikation zwischen den energiewirtschaftlichen Akteuren in dem von der Bundesnetzagentur vorgegebenen, bundesweit einheitlichen Format zu erfolgen hat. Dementsprechend enthält § 75 Satz 1 Nummer 1 MsbG-E eine entsprechende Festlegungs-

kompetenz für die Bundesnetzagentur, die sicherstellt, dass die notwendige Weiterverarbeitung und der notwendige Austausch von Daten, die durch intelligente Messsysteme übermittelt werden, in einem einheitlichen und interoperablen Format erfolgen. Die angesprochene Regelung enthält damit keinerlei Regelungen, die im Widerspruch zum Grundsatz der Datensparsamkeit stehen.

Das allgemeine Gebot der Datenvermeidung und der Datensparsamkeit nach § 3a Satz 1 des Bundesdatenschutzgesetzes gilt auch für das Messstellenbetriebsgesetz (vgl. § 1 Absatz 3 Satz 1 des Bundesdatenschutzgesetzes). § 52 Absatz 3 MsbGE dient dem Ziel der Datensparsamkeit, da diese Bestimmung den grundsätzlichen Auftrag zur Anonymisierung oder Pseudonymisierung personenbezogener Daten enthält.

30. Welchen weiteren Zeitplan sieht die Bundesregierung zur Erarbeitung einer BSI-schutzprofilkonformen Steuerung von dezentralen Erzeugungsanlagen vor?

Welche Aufgaben müssen das BSI (Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik), das Forum Netztechnik/Netzbetrieb (FNN) im VDE (Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V.), die herstellende Industrie, der Verteilnetzbetreiber und der Smart-Meter-Gateway-Administrator erfüllen, bevor sich die ersten Anlagen über das intelligente Messsystem durch den Netzbetreiber steuern lassen?

Wie sieht der zugehörige Zeitplan aus?

Die Fortschreibungen von Schutzprofilen und Technischen Richtlinien sind zum Beispiel hinsichtlich der Kommunikation von netzdienlichen Informationen, von Stromverbrauchs- und Erzeugungswerten oder dem sicheren Bewirken von Last- und Erzeugungsmanagementmaßnahmen, der Fähigkeit zur Messung anderer Sparten (Gas, Wasser, Wärme) und der Umsetzung von sich aktuell entwickelnden Mehrwertdiensten (Gebäudeautomatisierung, Smart Home und betreutes Wohnen) erforderlich und durch das BSI maßgeblich auszugestalten. Für die Weiterentwicklung der Systemarchitektur für erweiterte Einsatzszenarien erarbeitet das BSI im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie eine Weiterentwicklungs-Roadmap, die ab Inkrafttreten des Gesetzes mit allen relevanten Kreisen diskutiert wird. Eingebunden in die Diskussionen werden Ressorts, Partnerbehörden, Hersteller und Anwender aus den Bereichen Telekommunikation, Energie, Wohnungswirtschaft, Datenschutz und Verbraucherschutz.

