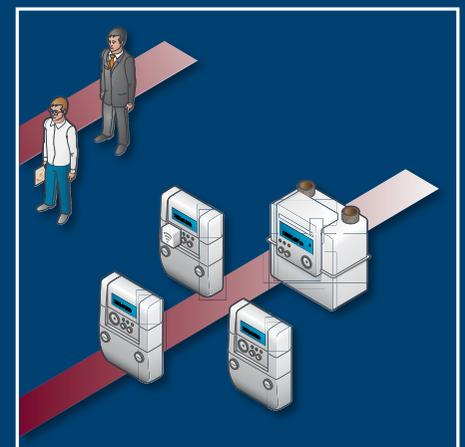
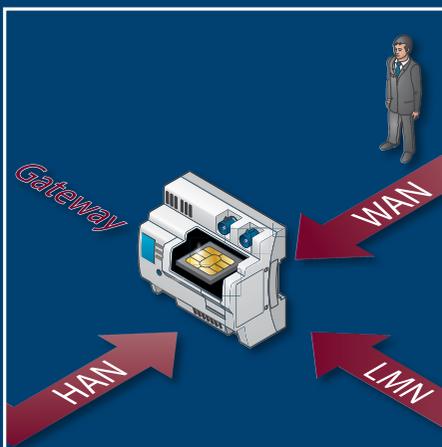
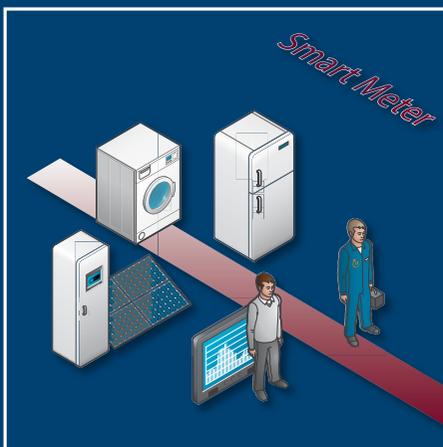
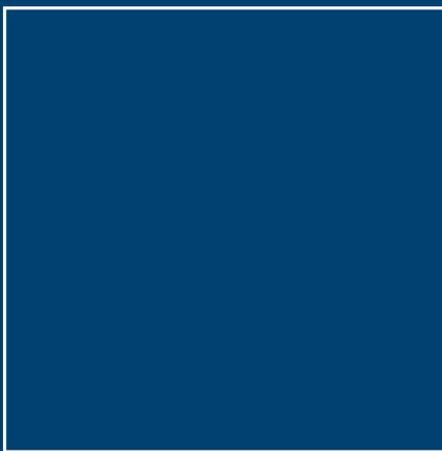
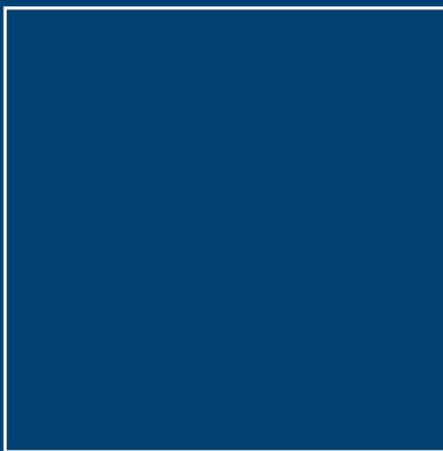


Smart Metering – Digitale Kommunikation für Elektrizitäts- und andere Verbrauchsmessgeräte



Smart Metering – Digitale Kommunikation für Elektrizitäts- und andere Verbrauchsmessgeräte

Das Titelbild zeigt die Systemarchitektur, die zukünftig in Deutschland für eine gesicherte Kommunikation zwischen bspw. bei Verbrauchern angesiedelten Messgeräten/Anlagen und im öffentlichen Netz befindlichen Marktteilnehmern sorgt. Das Bild wurde freundlicherweise vom Copyrightinhaber, Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI), zur Verfügung gestellt.

Inhalt

Smart Metering – Digitale Kommunikation für Elektrizitäts- und andere Verbrauchsmessgeräte

- Vorwort 3
- Überblick zur Einführung des Smart Meterings in Deutschland 4
Helmut Többen
- Konformitätsbewertung von Messeinrichtungen und -systemen nach § 21d
des Energiewirtschaftsgesetzes 9
Martin Kahmann
- PTB-Anforderungen 50.8 an BSI-zertifizierte Smart Meter Gateways 23
Ulrich Grottker, Marko Esche, Marco Elfroth
- Anbindung von Verbrauchsmessgeräten über Kommunikationsadapter 31
Rainer Kramer
- Zeitsynchronisation des Smart Meter Gateways 35
Dieter Sibold
- VDE|FNN: Ein standardisiertes intelligentes Messsystem als wichtige Basis der Energiewende 38
Mike Elsner, Glen Wernecke
- Der neue Standard-Haushaltsstromzähler für Deutschland 41
Peter Zayer
- Konzept zur Untersuchung des dynamischen Verhaltens von Messsensoren in Energienetzen
mit hohen Anforderungen an die Systemsicherheit 48
Yiyang Su, Jörg Neumann
- Vergleichende Betrachtung der Sicherheitskonzepte von Mobile Metering und Smart Meter
Gateways 53
Jan Weil, Jörg Neumann

Vorwort

Die digitale Informations- und Kommunikationstechnik ist mittlerweile in vielen Lebensbereichen etabliert und wird auch ein wesentlicher Bestandteil beim Umbau der Energieversorgung in Deutschland sein. So erfordert ein erfolgreicher Wechsel von der konventionellen zentralen Energieerzeugung zu einer modernen Energieinfrastruktur mit z. B. einer Vielzahl an dezentralen Versorgungseinheiten, bidirektionalen Energieflüssen auf den Versorgungsleitungen und fernauslesbaren Verbrauchsmessgeräten eine sichere und zuverlässige Erfassung, Verarbeitung und Weiterleitung von großen Datenmengen über öffentliche IT-Netze. Begrifflichkeiten wie intelligente Zähler (Smart Meter), intelligente Messsysteme und intelligente Netze (Smart Grids) stehen hierbei für Verfahren und Techniken, die eine verbesserte Veranschaulichung der Verbräuche sowie eine verbesserte Steuerung der Netze ermöglichen.

Zur Sicherstellung der Privatsphäre und zum Schutz der Energieinfrastruktur wurden im Auftrag vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie vom Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik Sicherheitsstandards und -vorgaben erarbeitet, die höchstmögliche Anforderungen an den Datenschutz und die Datensicherheit erfüllen. In Umsetzung dieser Anforderungen hat in Deutschland zukünftig die Datenkommunikation über zertifizierte Smart Meter Gateways zu erfolgen, damit auf allen Übertragungskanälen, die bspw. für die Weiterleitung von Messwerten sowie für die Ansteuerung von Anlagen genutzt werden sollen, ein gesicherter Datenaustausch stattfinden kann. Da die Gateways u. a. auch Funktionalitäten von eichrechtlicher Relevanz ausüben werden, hat die Physikalisch-Technische Bundesanstalt die betroffenen Behörden und Industrieverbände bei der Erarbeitung von Richtlinien und regelsetzenden Dokumenten von Beginn an aktiv unterstützt und im Einvernehmen mit diesen Behörden und Verbänden, die in den PTB-A 50.8 beschriebenen eichrechtlichen Anforderungen an Smart Meter Gateways erarbeitet und damit ein Anforderungsdokument geschaffen, das der Industrie Handlungssicherheit gibt.

Diese Ausgabe der PTB-Mitteilungen stellt aus dem Blickwinkel der Verbrauchsmengenmessung und -abrechnung den aktuellen Stand des sogenannten „Smart Meterings“ in Deutschland dar. Ausgehend von einem zeitlichen und inhaltlichen „Überblick zur Einführung des Smart Meterings in Deutschland“ wird im zweiten Beitrag die „Konformitätsbewertung von Messeinrichtungen und -systemen nach § 21d des Energiewirtschaftsgeset-

zes“ das eichrechtliche Inverkehrbringen der o. g. Messsysteme ausführlich beschrieben. Grundlage für die im Rahmen der Konformitätsbewertung durchzuführende Baumusterprüfung von Gateways sind die PTB-A 50.8, die im Beitrag „PTB-Anforderungen 50.8 an BSI-zertifizierte Smart Meter Gateways“ vorgestellt werden. Der vierte Beitrag „Anbindung von Verbrauchsmessgeräten über Kommunikationsadapter“ widmet sich der Adaption von Verbrauchsmessgeräten, die nicht die technischen Voraussetzungen für eine regelkonforme Kommunikation implementiert haben.

Für die eichrechtskonforme Anwendung unterschiedlichster Tarifierungsfälle ist i. d. R. eine korrekte Zeitstempelung der Messwerte erforderlich. Der Beitrag „Zeitsynchronisation des Smart Meter Gateways“ gibt hierzu nähere Erläuterungen. Die nachfolgenden zwei VDE|FNN-Beiträge „VDE|FNN: Ein standardisiertes intelligentes Messsystem als wichtige Basis der Energiewende“ und „Der neue Standard-Haushaltsstromzähler für Deutschland“ geben einen Einblick in die regelsetzenden Arbeiten zur technischen Ausgestaltung der geforderten Messsysteme sowie eine nähere Beschreibung des im Rahmen des Projektes „MessSystem 2020“ entwickelten standardisierten, zukünftigen Haushaltsstromzählers, der die oben angesprochenen Anforderungen erfüllen wird. Im achten Beitrag „Konzept zur Untersuchung des dynamischen Verhaltens von Messsensoren in Energienetzen mit hohen Anforderungen an die Systemsicherheit“ werden Forschungsansätze zur Untersuchung der sicherheitsrelevanten Eigenschaften von Stromnetzen vorgestellt. Ausgehend von der Messung und Abrechnung von Ladevorgängen für Elektrofahrzeuge wird im neunten und letzten Beitrag eine „Vergleichende Betrachtung der Sicherheitskonzepte von Mobile Metering und Smart Meter Gateways“ aufgezeigt.

Es soll noch darauf hingewiesen werden, dass zum Zeitpunkt der Drucklegung dieser PTB-Mitteilungen vom BMWi der Arbeitsentwurf des Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende mit dem für das Smart Metering relevanten Entwurf des Messstellenbetriebsgesetzes veröffentlicht wurde. Da sich u. a. die Entwürfe noch in der Konsultationsphase befinden, wurde eine inhaltliche Berücksichtigung nicht durchgeführt.

Wir wünschen allen interessierten Lesern viel Gewinn beim Lesen der Beiträge zum Thema „Smart Metering – Digitale Kommunikation für Elektrizitäts- und andere Verbrauchsmessgeräte“.

Helmut Többen

* Dr. Helmut Többen,
Fachbereich 1.4
„Gase“, E-Mail: helmut.toebben@ptb.de

Überblick zur Einführung des Smart Meterings in Deutschland

Helmut Többen*

* Dr. Helmut Többen,
Fachbereich 1.4
"Gase", E-Mail: helmut.
toebben@ptb.de

Einleitung

Bei der klassischen, traditionellen Verbrauchsmengenmessung und -abrechnung wurden über viele Jahre die Verbraucher im Bereich Haushalt, Gewerbe und Leichtindustrie von ihrem Versorger mit Strom, Wasser, Gas und/oder Wärme versorgt, und einmal im Jahr wurden die Zählerstände der Messgeräte abgelesen oder nach Aufforderung per Postkarte dem Versorger die Zählerstände mitgeteilt. Nach Zusendung und Bezahlung der Jahresabrechnung war die vertragliche Liefervereinbarung zwischen dem Versorger und den Verbrauchern für das jeweilige Jahr erfolgreich zum Abschluss gebracht. Auch im Zeitalter der Liberalisierung des Strom- und Gasmarktes hat sich an diesen Abläufen und Zeiträumen wenig geändert. Die Umsetzung des Eichrechts stellt bei dieser Geschäftsbeziehung die korrekte und zuverlässige Erfassung der Messwerte und die Überprüfbarkeit/Nachvollziehbarkeit der Abrechnungen sicher.

Beim sogenannten Smart Metering sollen insbesondere die Vertragspartner unter Einbindung geeigneter IT-Technik zeitnah über die Verbräuche informiert werden. Auf diese Weise sollen für die Endkunden Anreize zur Verbrauchsreduzierung geschaffen werden, und die Versorgungsseite soll eine Hilfestellung bekommen, um administrative Vorgänge zu vereinfachen und Bedarfsströme besser zu steuern. Im letzteren Fall können die von den Smart Metern gelieferten Daten auch als Eingangsgrößen für die Steuerung sogenannter Smart Grids oder Hybrid Grids genutzt werden. Zudem ist vorgesehen, dass auf Basis einer vertraglichen Vereinbarung mit dieser Technik bspw. auch netzdienliche Steuerungsprozesse, wie das Abschalten oder Freischalten von Anlagen oder Geräten, aus der Ferne ermöglicht werden.

Die Sensibilisierung der Verbraucherseite soll dadurch erreicht werden, dass bspw. neben der Anzeige der akkumulierten Arbeitswerte auch die täglichen, wöchentlichen und monatlichen Verbrauchsmengen in den Einheiten kWh oder m³ sowie auch die aktuellen/momentanen Verbrauchswerte in den Einheiten W oder m³/h angezeigt werden. Darüber hinaus soll auch in

kürzeren als in jährlichen Abständen abgerechnet werden können sowie eine gezielte, monetär spürbare Steuerung des Verbraucherverhaltens durch die Einführung von unterschiedlichen Tarifstrukturen umgesetzt werden.

Rechtliche Vorgaben

Mit der Verabschiedung der Richtlinie für Energieeffizienz und Energiedienstleistungen (EDL-RL) 2006/32/EG erfolgte erstmals auf europäischer Ebene die Vorgabe, dass die Verbraucher durch Informationen über ihr Verbrauchsverhalten Anregungen zum Energiesparen erhalten. National wurde dies umgesetzt durch die Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG), durch das Gesetz zur Öffnung des Messwesens bei Strom und Gas für mehr Wettbewerb (8. April 2008) und durch die Messzugangsverordnung (17. Oktober 2008). Hiernach sollten ab dem 1. Januar 2010 konventionelle Ferrariszähler mit Einverständnis der Nutzer gegen kommunikative, fernauslesbare Zähler ausgetauscht werden, bzw. wenn die technische Machbarkeit und die wirtschaftliche Zumutbarkeit gegeben sind, auch in Neubauten und bei größeren Renovierungsarbeiten verbaut werden.

Aber obwohl schon recht früh von verschiedenen Stromanbietern Zähler mit Smart-Meter-Funktionalitäten angeboten wurden, herrschte in den Jahren 2009/2010 wegen fehlender Investitionssicherheit doch eher eine abwartende Haltung am Markt vor. Auf europäischer Ebene wurde seinerzeit die Einführung des Smart Meterings in den Mitgliedsstaaten zum Teil von stark unterschiedlichen Voraussetzungen geprägt. So unterschieden sich häufig schon die Zielstellungen für die Einführung, die Verantwortlichkeiten bezüglich der Einführung (Verteilnetzbetreiber oder Lieferanten), die zu berücksichtigenden Sparten (Strom oder Strom und Gas) sowie vor allem auch die geplanten Technologien, Funktionalitäten und Systemvarianten. Hinzu kam auch, dass in manchen Ländern, wie bspw. in Schweden und Italien, bereits vor der europäischen Initiative der Wechsel zu fernauslesbaren Zählern gestartet und mittlerweile auch vollständig umgesetzt worden

ist. Insgesamt hat sich innerhalb von Europa ein sehr heterogenes Bild eingestellt, wobei der deutsche Ansatz, wie im Folgenden beschrieben, auch wieder eine individuelle Lösung darstellt.

Datensicherheit und Datenschutz

Die in den Niederlanden gewonnenen Erfahrungen zur Einführung des Smart Meterings hatten seinerzeit deutlich gezeigt, dass die Nichtbeachtung von Datenschutz- und Datensicherheitsaspekten zu einer massiven Ablehnung in der Bevölkerung führt. Um dem in Deutschland entgegenzuwirken und um insbesondere auch ein hohes Maß an Schutz für die Energieinfrastruktur zu erhalten, wurde im Jahr 2010 das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) beauftragt, ein „Schutzprofil für intelligente Messsysteme“ zu entwickeln [1]. Die Anwendung von Schutzprofilen ist im Bereich der IT-Sicherheit ein etabliertes Verfahren. Hierbei werden Bedrohungsszenarien identifiziert und daraus abgeleitet entsprechende Mindestanforderungen an Sicherheitsmaßnahmen formuliert.

Unter der Federführung des BSI wurden dann im zweiten Schritt die funktionalen Anforderungen für die technische Umsetzung der Sicherheitsmaßnahmen erarbeitet, die in der Technischen Richtlinie BSI TR 03109 beschrieben worden sind [2]. Bei der Erarbeitung der TR standen dem BSI der Bundesbeauftragte für den Datenschutz und die Informationsfreiheit (BfDI), die Bundesnetzagentur (BNetzA) und die Physikalisch-Technische Bundesanstalt (PTB) beratend zur Seite. Bei dieser Zusammenarbeit standen von Anfang an der Schutz der Energieinfrastruktur und der Privatsphäre, die Gewährleistung der Interoperabilität und die Berücksichtigung der eichrechtlichen Aspekte im Fokus. Zudem wurden auch die Entwicklungen auf europäischer Ebene verfolgt, insbesondere die, die in Verbindung mit dem Normungsmandat M/441 standen, das die EU-Kommission an CEN, CENELEC und ETSI ausgesprochen hatte. Die europäischen Standardisierungsorganisationen sollten hierbei genormte Schnittstellen und Austauschformate für eine sichere bidirektionale Kommunikation sowie eine flexible Architektur zur Unterstützung einfachster und komplexer Anwendungen und zur Anpassung aktueller und zukünftiger Kommunikationsmedien erarbeiten.

Smart Meter Gateway

Insbesondere zur Erfüllung höchster Sicherheitsanforderungen und zur Gewährleistung einer gesicherten Kommunikation, und zwar auf allen Verbindungskanälen, wurde im BSI-Konzept das

sogenannte Smart Meter Gateway (SMGW) als zentrales technisches Element eingeführt, das gesicherte Verbindungen zu den Verbrauchsmessgeräten, zu den berechtigten, in der Außenwelt befindlichen Marktteilnehmern und auch zu den beim Endkunden angesiedelten Geräten, die im Bedarfsfall (auch von außen) gezielt angesteuert werden können, herstellt. Der Datenaustausch auf den Verbindungskanälen erfolgt ausschließlich durch signierte und verschlüsselte Datenpakete und über zuvor vom Gateway-Administrator eingestellte Berechtigungsprofile.

Mit der Verabschiedung und Veröffentlichung des Energiewirtschaftsgesetzes am 27. Juli 2011 wurde der Einbau der sogenannten intelligenten Messsysteme (iMsys) verpflichtend eingeführt [3]. Die Paragraphen 21 c-i liefern hierzu nähere Angaben, die in einer später folgenden Rechtsverordnung genauer spezifiziert werden sollten. Im Grunde bildet ein iMsys eine Kombination aus einem europäisch zugelassenen (MID-) Stromverbrauchsähler und einem in der TR näher beschriebenen Smart Meter Gateway. Sobald die technische Verfügbarkeit gegeben ist, sollten diese Messsysteme ab dem 1. Januar 2013 (dieses Datum wurde mit einer späteren Anpassungen des EnWG zeitlich weiter nach hinten geschoben) bei Neubauten und größeren Renovierungen, bei Letztverbrauchern mit einem Jahresstromverbrauch größer als 6000 kWh und bei Photovoltaik- und KWK-Anlagen mit einer installierten Leistung größer als 7 kW eingebaut werden. Sobald die technische Verfügbarkeit und auch die Wirtschaftlichkeit nachgewiesen worden sind, sollen in allen übrigen Gebäuden ebenfalls iMsys verbaut werden.

Zu der Empfehlung der EU-Kommission, dass bis zum Jahr 2022 mindestens 80 % der Haushalte mit Smart-Meter-Technologie ausgestattet sein sollen, wurde nach dem dritten Richtlinienpaket (RL2009/72/EG und RL2009/73/EG) den EU-Mitgliedsländern als Alternative auch die Möglichkeit gegeben, im Ergebnis einer Wirtschaftlichkeitsanalyse eine individuelle, nationale Lösung umzusetzen. Für einen solchen Weg hat sich das BMWi entschieden und die Wirtschaftsberatungsgesellschaft Ernst&Young mit der Erarbeitung einer Kosten-Nutzen-Analyse beauftragt, die im Juli 2013 der Öffentlichkeit vorgestellt wurde [4].

Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

Für Deutschland wäre gemäß der Kosten-Nutzen-Analyse das EU-Szenario mit 80 % Rollout-Quote bis 2022 volkswirtschaftlich negativ zu bewerten. Ebenso wäre eine Einbauverpflichtung ausschließlich für die drei vorher genannten Gruppen nicht wirtschaftlich. Erst durch eine Ausweitung der Pflichteinbaufälle ließe sich ein gesamtwirtschaftlich besserer Effekt erreichen, aber mit Mehrkos-

ten für den Einzelnen. Damit verbunden wäre jedoch eine Änderung des EnWG. In dem sogenannten *Rolloutszenario Plus* der Kosten-Nutzen-Analyse werden neben den bereits im EnWG genannten Gruppen weitere Pflichteinbaufälle vorgeschlagen. So sollte die Grenze der installierten Leistung der PV- und KWK-Anlagen von 7 kW auf 250 W reduziert werden und es sollten zudem alle steuerbaren Anlagen wie Wärmepumpen und Nachtspeicherheizungen mit iMsys ausgestattet werden. Darüber hinaus sollten bei allen anderen Verbrauchern und Einspeisern elektrischer Energie intelligente Zähler (iZ) im Rahmen des Turnuswechsels verpflichtend eingebaut werden.

Anforderungen an intelligente Zähler wurden erstmals mit der Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes Ende 2012 im § 21c, (5) angedeutet. Demnach sind dies Zähler, die neben der klassischen Erfassung und Anzeige von Verbrauchswerten dem Letztverbraucher auch weitergehende Informationen zu seinem Verbrauchsverhalten (tatsächlicher Energieverbrauch, tatsächliche Nutzungszeit, ...) liefern, und die sich zu einem späteren Zeitpunkt über eine bereits eingebaute Schnittstelle zu einem intelligenten Messsystem mit der Möglichkeit zur Fernkommunikation, allerdings unter Einhaltung der § 21d und § 21e des EnWG, erweitern lassen.

Die Sparten Wasser und Wärme finden in der Kosten-Nutzen-Analyse keine Berücksichtigung. Lediglich bezüglich der Gassparte gibt es die Empfehlung, wettbewerbliche/marktgetriebene Ansätze zu verfolgen, insbesondere dann, wenn bereits Pflichteinbaufälle für Strom in einem Gebäude vorhanden sind. Wegen der zu erwartenden hohen Zusatzkosten wird für die Gassparte sogar explizit von einer Einbauverpflichtung Abstand genommen. Auch im Entwurf der Messsystemverordnung, in der die technischen Mindestanforderungen an den Einsatz intelligenter Messsysteme näher spezifiziert wurden [5] und die im Jahr 2013 auf EU-Ebene erfolgreich notifiziert wurde, werden keine Einbauverpflichtungen hinsichtlich der anderen Sparten ausgesprochen. Es wird aber gefordert, wenn eine Anbindung an ein Messsystem vorgesehen ist, dass diese Anbindung aus Gründen der Datensicherheit und des Datenschutzes nach Vorgaben der TR zu erfolgen hat. In diesem Zusammenhang wird beispielhaft der Empfang von Messwerten von Strom-, Gas-, Wasser- und Wärmehählern und von Heizwärmemessgeräten genannt.

Eichrechtliche Betrachtung

Bei der Erarbeitung der Technischen Richtlinie wurde an Stellen mit eichrechtlichen Berührungspunkten darauf geachtet, dass die beschriebenen Inhalte mit den eichrechtlichen Vorgaben ver-

einbar sind, bzw. dass sich sogar eichrechtliche Vorgaben übernehmen ließen. Eine zielführende Orientierungshilfe waren hierbei die PTB-Anforderungen 50.7, die die Anforderungen an elektronische und softwaregesteuerte Messgeräte und Zusatzeinrichtungen für Elektrizität, Gas, Wasser und Wärme beschreiben [6].

Eine vollständige Beschreibung der eichrechtlichen Anforderungen, die in diesem Zusammenhang speziell bei der Herstellung und dem Betrieb von Smart Meter Gateways zu berücksichtigen sind, wurde im Jahr 2013 gestartet. Die PTB-Anforderungen 50.8 „Smart Meter Gateway“ [7] wurden unter Einbindung aller betroffenen Verbände und Institutionen sowie mit Blick auf das ab 2015 geltende neue Mess- und Eichgesetz (MessEG, [8]) erarbeitet und in der publizierten Version letztendlich von der Vollversammlung des Eichwesens im Jahr 2014 für Gateways in vereinfachten Ausführungen, *Generation-1-Gateways*, verabschiedet. Nach der Festlegung des Regelermittlungsausschusses sind die PTB-Anforderungen 50.8 geeignet, die wesentlichen Anforderungen an Messgeräte und Zusatzeinrichtungen nach § 7 der Mess- und Eichverordnung (MessEV, [9]) zu konkretisieren, und ihre Einhaltung löst somit nach § 7 Abs. (4) Nr. 3 die Konformitätsvermutung aus. Die PTB-A 50.8 sind damit das wesentliche eichrechtliche Dokument für die Baumusterprüfung von Smart Meter Gateways im Rahmen eines Konformitätsbewertungsverfahrens. Weitere Einzelheiten hierzu werden in den Beiträgen von Grottker et al. und Kahmann in diesen PTB-Mitteilungen erläutert.

Anders als in der bisher veröffentlichten Version 1.0 der Technischen Richtlinie werden in den PTB-A 50.8 neben dem Smart Meter Gateway auch der Kommunikationsadapter und das Kundendisplay als Messsystemkomponente ausführlich behandelt. Der Kommunikationsadapter – hierzu wird es in einer späteren Ausgabe der TR ein eigenes Dokument geben – ermöglicht erst für viele Verbrauchsmengenzähler den Anschluss an das Smart Meter Gateway. Da mittels des Adapters eine Konvertierung der Datenformate für die Zählerstände/Messwerte in TR-konforme Datenprotokolle stattfindet, stellt der Adapter eichrechtlich eine Zusatzeinrichtung dar (MessEG § 3, 24e), die im Rahmen einer Konformitätsbewertung auf korrekte Konvertierung der Messwerte und auf Einhaltung der Zeitfehlergrenzen überprüft werden muss.

Hinsichtlich der Sichtbarmachung von eichrechtlich relevanten Daten verlangt das Eichrecht an verschiedenen Stellen im Mess- und Eichgesetz sowie in der Mess- und Eichverordnung die Bereitstellung einer vertrauenswürdigen Anzeigeeinheit, die dem Endkunden vom Lieferanten, der in der Regel auch der Rechnungssteller ist,

bereitgestellt werden muss, MessEG § 3/23 und § 33(3). In der Technischen Richtlinie und in der Messsystemverordnung wird lediglich gefordert, dass über eine vorgegebene Schnittstelle des Smart Meter Gateways eine Visualisierung bestimmter Daten ermöglicht werden soll. Die PTB-A 50.8 werden hier konkreter und beschreiben drei Varianten einer vertrauenswürdigen Visualisierung eichrechtlich relevanter Daten. Diese Varianten sind ein im Smart Meter Gateway integriertes Kundendisplay, ein Hardware-Kundendisplay als abgesetzte Zusatzeinrichtung, die an die in der TR beschriebenen Schnittstelle angeschlossen wird, oder als dritte Variante ein Kundendisplay als Software-Applikation, die die Anforderungen der Technischen Richtlinie und des Eichrechts erfüllt und die auf einer allgemein verfügbaren Plattform, bspw. PC oder Smartphone, lauffähig ist.

Erwähnt werden sollte auch, dass nicht alle 13 in der Technischen Richtlinie beschriebenen Tarifierungsfälle (TAF) eichrechtlich relevant sind. Außerdem wurden in der aktuellen Version der PTB-A 50.8 in Absprache mit den betroffenen Verbänden und Institutionen hiervon auch zunächst nur die TAF behandelt, die in naher Zukunft bei den Smart Meter Gateways der Generation 1 zur Anwendung kommen werden. Mit diesen Tarifierungsfällen können eine monatliche (TAF1), eine taggenaue (TAF6) und eine zeitvariable (TAF2) Ablesung und Abrechnung sowie eine direkte Übertragung der Zählerstände im Takt von bspw. 15 Minuten in die Abrechnungszentrale des Lieferanten (TAF7) durchgeführt werden. Es ist geplant, dass nach Ausarbeitung der technischen Spezifikationen für weitere Tarifierungsfälle und nach Revision der Technischen Richtlinie dann auch entsprechende Anpassungen/Ergänzungen in den PTB-A 50.8 vorgenommen werden sollen.

BMW-Eckpunktepapier

Mit der Veröffentlichung des Eckpunktepapiers „Bausteine für die Energiewende: 7 Eckpunkte für das *Verordnungspaket Intelligente Netze*“ [10] hat das BMWi Anfang 2015 aktuelle inhaltliche und zeitliche Vorstellungen zum Verordnungspaket Intelligente Netze und damit zur Einführung des Smart Meterings in Deutschland bekanntgegeben. Erst mit Verabschiedung und Bekanntgabe dieser Verordnungen erhalten letztendlich alle Akteure, wie bspw. die Gerätehersteller, die Versorgungsunternehmen und auch der einzelne Bürger, konkrete, verlässliche Vorgaben und damit mehr Klarheit und Planungssicherheit. Zu dem Verordnungspaket gehören die bereits notifizierte Messsystemverordnung, die technische Vorgaben zur Gewährleistung von Datenschutz, Datensicherheit und Interoperabilität enthält, eine Datenkommuni-

katonsverordnung, die regelt „wer welche Daten wie oft von wem zu welchem Zweck“ bekommen darf/soll und die sogenannte Rollout-Verordnung, die alle Fragen zum Rollout, zu den Einbauverpflichtungen und zu den Finanzierungsfragen regelt.

Gemäß dem Eckpunktepapier soll mit dem Einbau von intelligenten Messsystemen und intelligenten Zählern zeitlich gestaffelt und nach Gruppen zusammengefasst ab dem Jahr 2017 gestartet werden. Entgegen bisheriger Vorgaben sollen zudem eine Kostendeckelung durch die Einhaltung von gruppenspezifischen Preisobergrenzen eingeführt werden – hierzu werden im Rahmen des angekündigten Verordnungspaktes konkretere Aussagen folgen. Die Verpflichtung zum Einbau von intelligenten Messsystemen besteht für Zählpunkte mit einem Jahresstromverbrauch größer 6000 kWh, bei Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen und Erzeugungsanlagen nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (z. B. PV-Anlagen) mit einer installierten Leistung größer 7 kW, sowie für Anlagen, die gemäß § 14a EnWG am netzdienlichen Flexibilisierungsmechanismus teilnehmen und dem Netzbetreiber zu Steuerungszwecken den Fernzugriff erlauben. Alle anderen Verbrauchsbzw. Kundengruppen, die nicht von der iMsys-Einbauverpflichtung betroffen sind, sollen ab 2017 im Rahmen des Turnuswechsels intelligente Zähler erhalten, die sich zu einem späteren Zeitpunkt durchaus zu einem intelligenten Messsystem erweitern lassen.

Zusammenfassung

Die neue Geräteeinheit beim Smart Metering ist das Smart Meter Gateway, das in Kombination mit einem MID-zugelassenen Stromzähler ein intelligentes Messsystem bildet und neben dem Empfang und der sicheren Weiterleitung von Messdaten auch eine Aufbereitung der Daten sowie das Ausführen von Aktionen aus der Ferne beim Endkunden ermöglicht. Mit Berücksichtigung der Vorgaben aus der Technischen Richtlinie BSI-TR 03109 und aus den PTB-A 50.8 lassen sich mittlerweile intelligente Messsysteme konform zu den Anforderungen des Datenschutzes, der Datensicherheit und des Eichrechts herstellen. Erste Zertifizierungsverfahren wurden seitens der Gerätehersteller bereits initiiert. Es bleibt zu hoffen, dass mit dem für 2017 geplanten Start der Einführung des Smart Meterings in Deutschland auch die noch fehlenden politischen und regulatorischen Vorgaben erarbeitet worden sind, sodass der wirtschaftliche Nutzen für alle Beteiligten frühzeitig erkennbar wird und mit moderner Messtechnik ein Beitrag zur Energiewende geliefert werden kann.

Literatur

- [1] Protection Profile for the Gateway of a Smart Metering System (Smart Meter Gateway PP), Version 1.2, 18. März 2013, BSI, Bonn
- [2] Technische Richtlinie BSI TR-03109-1, Anforderungen an die Interoperabilität der Kommunikationseinheit eines intelligenten Messsystems, Version 1.0, 18. März 2013, BSI, Bonn
- [3] Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz – EnWG), 7. Juli 2015, letzte Änderung vom 28. Juli 2015
- [4] Kosten-Nutzen-Analyse (KNA) für einen flächendeckenden Einbau von intelligenten Zählern, Ernst & Young im Auftrag des BMWi, 30. Juni 2013
- [5] Verordnung über technische Mindestanforderungen an den Einsatz intelligenter Messsysteme (Messsystemverordnung – MsysV), Referentenentwurf, 13. März 2013
- [6] PTB-Anforderungen 50.7 (PTB-A 50.7) Elektronische und softwaregesteuerte Messgeräte und Zusatzeinrichtungen für Elektrizität, Gas, Wasser und Wärme, 4/2002
- [7] PTB-Anforderungen 50.8 (PTB-A 50.8) Smart Meter Gateway, 12/2014
- [8] Gesetz über das Inverkehrbringen und die Bereitstellung von Messgeräten auf dem Markt, ihre Verwendung und Eichung sowie über Fertigpackungen (Mess- und Eichgesetz), 25. Juli 2013
- [9] Verordnung über das Inverkehrbringen und die Bereitstellung von Messgeräten auf dem Markt sowie über ihre Verwendung und Eichung (Mess- und Eichverordnung), 11. Dezember 2014
- [10] Bausteine für die Energiewende: 7 Eckpunkte für das „Verordnungspaket Intelligente Netze“, BMWi, 9. Februar 2015

Konformitätsbewertung von Messeinrichtungen und -systemen nach § 21d des Energiewirtschaftsgesetzes

Martin Kahmann*

1 Einleitung

Dieser Beitrag beschreibt technische und organisatorische Konzepte für die eichrechtliche Konformitätsbewertung von Messsystemen in der Definition des Energiewirtschaftsgesetzes mit folgender Schwerpunktsetzung:

- Definition von Begriffen;
- Charakterisierung eines Messsystems für Elektrizität;
- Kurze Beschreibung des zugrunde liegenden Rechtsrahmens und der anzuwendenden Anforderungskataloge bei Konformitätsbewertung;
- Durchführung von Konformitätsbewertungsverfahren;
- Verfügbarkeit von Messwertanzeigen für den Letztverbraucher als notwendige Konformitäts-Voraussetzung.

2 Definition von Begriffen

Aus Gründen der besseren Lesbarkeit werden in diesem Beitrag einheitlich bestimmte Benennungen von für das Thema maßgeblichen Begriffen verwendet. Hier sind die wichtigsten der Definitionen und Abkürzungen.

AK BundesDisplay – AKBD

Unter dem Dach einer Kooperationsvereinbarung zwischen ZVEI e. V. und PTB zum Thema „Wissenschaftliche Zusammenarbeit bei der Entwicklung eines Eco-Systems für die Mensch-Messsystem-Interaktion zu Messeinrichtungen und -systemen“ vom April 2014 arbeitet eine Gruppe von Herstellern zusammen mit der PTB und der Hochschule Ostfalia an einer kundenfreundlichen Anzeigelösung für Gateways. Dem Beirat des Arbeitskreises gehören eine Repräsentantin des DIN-Verbraucherrates und je ein Repräsentant des Bundesbeauftragten für den Datenschutz und die Informationsfreiheit und des Forums Netztechnik, Netzbetrieb im VDE an. Die PTB hat sich die Marke BundesDisplay schützen lassen. Sie darf nur mit Zustimmung der PTB verwendet werden.

BSI

Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik.

EnWG

Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz – EnWG) vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das durch Artikel 15 des Gesetzes vom 28. Juli 2015 (BGBl. I S. 1400) geändert worden ist.

TR

Technische Richtlinie BSI TR-03109-1 Anforderungen an die Interoperabilität der Kommunikationseinheit eines intelligenten Messsystems, Version 1.0 vom 18.03.2013.

Gateway

„Gateway“ ist in diesem Beitrag das Synonym für die „... Kommunikationseinrichtung zur Verarbeitung, Speicherung und Weiterleitung“ von Zählerdaten im Sinne des EnWG § 21i, Abs. (2), Nr. 7b. in einer Ausführungsform, für die inzwischen auch häufig der Begriff Generation-1-Gateway oder G1-Gateway verwendet wird. G1-Gateways sind Gateways, die Anforderungen des PP erfüllen, jedoch nur eine Untermenge der Funktionen aufweisen, die in der TR für Gateways spezifiziert sind. Bei G1-Gateways liegen mindestens folgende Einschränkungen bzw. charakteristischen Merkmale vor:

- Für Abrechnungszwecke sind zunächst nur die in der TR detailliert beschriebenen Tarifanwendungsfälle 1, 2, 6 und 7 implementiert;
- Ein Zertifikat zur Bescheinigung der Konformität mit der TR ist nicht notwendige Voraussetzung zur Durchführung eines Baumusterprüfbescheinigungsverfahrens;
- PP-Zertifikat sollte vorliegen. Liegt es nicht vor, muss der Hersteller – vorzugsweise durch Bescheinigungen einer für Softwareprüfungen qualifizierten Drittstelle – den Nachweis

* Dr. Martin Kahmann,
Fachbereich 2.3
„Elektrische Energietechnik“,
E-Mail: martin.kahmann@ptb.de

erbringen, dass die eichrechtlich relevanten Anforderungen im PP erfüllt sind;

- Die G1-Gateways sind downloadfähig. Für das Aufspielen neuer Software kommen die in MessEG und MessEV für das Aktualisieren von Software vorgesehenen Regelungen zur Anwendung;
- Die G1-Gateways nutzen das in der TR, Kap. 3.2.6 beschriebene Zeitführungs-Konzept;
- Das Kundendisplay ist über die Realisierung der im Projekt BundesDisplay erarbeiteten Lösung realisiert;
- Das Gateway erfasst zur vollen Stunde der Tageszeit + 0 Minuten, + 15 Minuten, + 30 Minuten + 45 Minuten einen Messwert in der originären Messwertliste.

Die Vollversammlung für das Eichwesen hat im Jahre 2014 für derartig spezifizierte G1-Gateways zahlreichen Vorgehensvorschlägen der PTB für die Konformitätsbewertung zugestimmt. Dazu gehört auch die Zustimmung, eine Anzeige über das WAN als eichrechtkonform zu akzeptieren, wenn ansonsten die PTB-Anforderungen 50.7 und 50.8 eingehalten werden. Im Zuge dieser Beschlüsse hat die Vollversammlung auch Konsens dazu festgestellt, dass die Gateways, die ausschließlich die Tarifanwendungsfälle 1 und 6 implementiert haben, überhaupt nicht in den Anwendungsbereich des MessEG und der MessEV fallen und damit keiner Baumusterprüfbescheinigung bedürfen.

MessEG

Gesetz über das Inverkehrbringen und die Bereitstellung von Messgeräten auf dem Markt, ihre Verwendung und Eichung sowie über Fertigpackungen (Mess- und Eichgesetz – MessEG) vom 25. Juli 2013.

MessEV

Verordnung über das Inverkehrbringen und die Bereitstellung von Messgeräten auf dem Markt, ihre Verwendung und Eichung (Mess- und Eichverordnung – MessEV) vom 11. Dezember 2014.

MID

Directive 2004/22/EC of the European Parliament and of the Council of 31 March 2004 on measuring instruments (applicable from 2006-10-30) OJ L 135, 30. April 2004; sowie die überarbeitete Fassung Directive 2014/32/EU of the European Parliament and of the Council of 26 February 2014 on the harmonisation of the laws of the Member States relating to the making available on the market of measuring instruments. Im Deutschen kurz als Messgeräte-richtlinie bezeichnet.

PP

Protection Profile for the Gateway of a Smart Metering System (Smart Meter Gateway PP), Version 1.2 vom 18. März 2013, Certification-ID: BSI-CC-PP-0073.

3 Charakterisierung eines Messsystems mit Messeinrichtung und zugehöriger Kommunikationseinrichtung

Dieser Beitrag betrifft die Messeinrichtungen und -systeme im Sinne der Definition des EnWG. Nachfolgend der maßgebliche Wortlaut aus dem Gesetz:

§ 21d Messsysteme

(1) Ein Messsystem im Sinne dieses Gesetzes ist eine in ein Kommunikationsnetz eingebundene Messeinrichtung zur Erfassung elektrischer Energie, das den tatsächlichen Energieverbrauch und die tatsächliche Nutzungszeit widerspiegelt.

(2) ...

Der Maximalausbau einer Messeinrichtung zur Erfassung elektrischer Energie besteht aus den Basis-Komponenten:

1. Messwandlern für Spannung, verwendet nur bei Messungen im Hoch- und Mittelspannungsnetz;
2. Messwandler für Strom, verwendet in der Regel in Anwendungsfällen mit Stromstärken von mehr als 100 A;
3. Elektrizitätszähler;
4. Schalteinrichtung.

Die Einbindung in ein Kommunikationsnetz erfolgt entsprechend EnWG, § 21i, Abs. (2), Nr. 7b mittels einer „Kommunikationseinrichtung zur Verarbeitung, Speicherung und Weiterleitung“ von Daten aus der Messeinrichtung, mit anderen Worten mittels des Gateways. Da das Gateway für den eichrechtkonformen Betrieb externe Instanzen benötigt, ergibt sich für die Kommunikationseinrichtung folgender Satz an Basis-Komponenten:

5. Gateway mit Fernanzeige über LAN oder WAN;
6. Master-Uhr zur Zeitführung des Gateways;
7. Gateway-Nutzungs- und Administrationskomponenten im WAN.

Bild 1 zeigt eine Übersicht über die gesamte Messsystem-Architektur. Weitere Einzelheiten zu den Komponenten der Kommunikationseinrichtung sind auch im Beitrag „PTB-Anforderungen 50.8 an BSI-zertifizierte Smart Meter Gateways“ (Grottker e. a.) in diesen PTB-Mitteilungen beschrieben.

Den Rechtsrahmen, innerhalb dem die Messsysteme bzw. ihre Komponenten staatliche Anforderungen zu erfüllen haben, gibt der § 21e des EnWG vor:

§ 21e *Allgemeine Anforderungen an Messsysteme zur Erfassung elektrischer Energie*

(1) Es dürfen nur Messsysteme verwendet werden, die den eichrechtlichen Vorschriften entsprechen. Zur Gewährleistung von Datenschutz, Datensicherheit und Interoperabilität haben Messsysteme den Anforderungen der Absätze 2 bis 4 zu genügen.

(2) ...

Demnach sind zwei Regulierungswelten zu unterscheiden:

1. Eichrechtliche Vorschriften

Sie dienen der Sicherstellung, dass Werte von physikalischen Größen, die im geschäftlichen oder amtlichen Verkehr verwendet werden, mit vorgegebener Genauigkeit entsprechend ihren physikalischen Definitionen einheitlich messtechnisch richtig ermittelt werden. Zuständig ist hier das MessEG mit seinen Durchführungsvorschriften.

2. Vorschriften zur Gewährleistung von Datenschutz, Datensicherheit und Interoperabilität

Sie dienen dem Ziel, einen Missbrauch und/oder eine Verfälschung digitalisierter Messinformationen technisch und organisatorisch zu verhindern. Sie dienen desweiteren dazu, die Schnittstellen zwischen den Komponenten im Interesse wirtschaftlich und zuverlässig arbeitender Systeme zu vereinheitlichen. Zuständig ist hier das EnWG mit seinen Durchführungsvorschriften.

In beiden Welten regeln die jeweiligen Rechtsvorschriften, die von den Messsystemen zu erfüllenden Anforderungen und die Verfahren, nach denen die Konformität der Messsysteme mit den Anforderungen nachzuweisen sind. Im hier vorgelegten Beitrag stehen die eichrechtlichen Vorschriften im Mittelpunkt. Im Hinblick auf die Vorschriften zur Gewährleistung von Datenschutz, Datensicherheit und Interoperabilität ist auf die umfangreichen Publikationen des hier zuständigen Bundesamtes für Sicherheit in der Informationstechnik zum Thema und die ausführlichen Darstellungen auf dessen Webseiten hinzuweisen (www.bsi.bund.de/DE/Home/home_node.html).

4 Eichrechtlicher Rechtsrahmen und Anforderungen

Den eichrechtlichen Rechtsrahmen für die Konformitätsbewertung und das Richtighalten der Messgeräte geben im Wesentlichen folgende Rechtsnormen vor:

- MessEG,
- MessEV.

4.1 Konformitätsbewertung

Mit dem MessEG und der MessEV ist im Bereich der Elektrizitätsmessgeräte das seit 1898 mit dem Gesetz, betreffend die elektrischen Maßeinheiten,

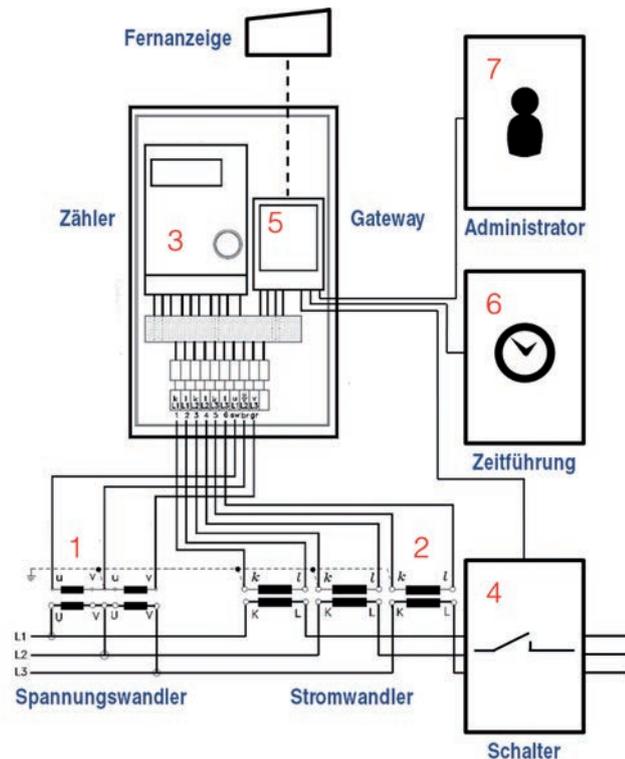


Bild 1: Messeinrichtung und Messsystem zur Erfassung elektrischer Energie

eingeführte Konformitätsnachweis-Konzept der Bauartzulassung zum 1.1.2015 vollständig abgeschafft worden. Stattdessen ist nun der in Europa etablierte *New and global Approach* vollständig Grundlage des Mess- und Eichwesens für alle Elektrizitätsmessgerätearten und -funktionen. Der Entwicklung dieses „Neuen Globalen Ansatzes“ lag die Idee zugrunde, zur Förderung eines gemeinsamen europäischen Marktes zu einer Vereinheitlichung der Konformitätsbewertungskonzepte und zu einer Angleichung jener nationalen Rechtsvorschriften zu kommen, die das Inverkehrbringen von Produkten regulieren. Die charakteristischen Merkmale des „Neuen und Globalen Ansatzes“ sind [1]:

- Die Rechtsvorschriften sollen auf die wesentlichen Leistungsanforderungen (also das Schutzziel) beschränkt sein, denen in Verkehr zu bringende Messgeräte genügen müssen. Diese Anforderungen sind durch MessEG § 6 und MessEV §§ 7 und 8 bestimmt.
- Die technischen Detail-Spezifikationen (Konstruktionsanforderungen bzw. der technische Weg zum Schutzziel) für Messgeräte sollten in Normen, Standards und Spezifikationen definiert werden, die offiziell festgestellt den Charakter von anerkannten Regeln der Technik aufweisen, die also die herrschende Auffassung der betroffenen Interessenkreise zur Grundlage haben. Das Kürten von Regeln zu Anerkannten Regeln der Technik im vorgenannten Sinne erfolgt durch den sogenannten Regelermittlungsausschuss gemäß § 46 des

MessEG. Bei Messgeräten, die nach den vorgenannten Anerkannten Regeln der Technik hergestellt worden sind, gilt die Vermutung, dass sie mit den wesentlichen Anforderungen der Rechtsvorschriften übereinstimmen.

- Die Konformitätsbewertung erfolgt in Phasen bzw. Modulen [2], die jeweils eine bestimmte Untermenge von Konformitätsbewertungstätigkeiten zusammenfassen und verschieden miteinander kombiniert werden können.

Der „Neue und Globale Ansatz“ betrifft ausschließlich das Inverkehrbringen von Geräten. Schließlich ist sein Ziel, Handelsschranken in der EU zu beseitigen. Sind die Geräte gehandelt und in den Verkehr gebracht, ist der weitere Umgang mit ihnen und der Erhalt ihrer Konformität mit Rechtsvorschriften Sache des nationalen Rechts und die Vorgehensweise den einzelnen Mitgliedstaaten überlassen. Im Fall von Messgeräten wird für den Erhalt der Konformität auch synonym vom „Richtighalten“ gesprochen. In Deutschland wird es als zweckmäßig angesehen, dieses Richtighalten staatlich zu regulieren. Die entsprechenden Regelungen in MessEG und MessEV betreffen z. B. Marktüberwachungsmaßnahmen, Verwendungsüberwachung, die zyklische Nachprüfung der Geräte oder das Nachprüfen von Messgeräten auf Wunsch, die sogenannten Befundprüfungen. Exekutive für all diese Tätigkeiten sind jedoch allein die zuständigen Behörden der Bundesländer. Der PTB bleibt mit dem Inkrafttreten des MessEG diesbezüglich allein die Rolle, die Länderbehörden im Wunschfall zu beraten. Auf die Thematik des Richtighaltens geht der Abschnitt 4.2 dieses Beitrags kurz ein.

Im § 6 des MessEG sind die vier Grundbedingungen angegeben, die für ein rechtmäßiges Inverkehrbringen der Messgeräte erfüllt sein müssen:

1. Erfüllen der wesentlichen Anforderungen entsprechend der MessEV;
2. Abgabe der Konformitätserklärung durch den Hersteller auf der Grundlage der Ergebnisse eines Konformitätsbewertungsverfahrens;
3. Aufbringung eines Konformitätskennzeichens;
4. Aufbringung der vorgeschriebenen Aufschriften.

Die Basisbedingung ist die Bedingung Nr. 1. Die wesentlichen Anforderungen sind für die in den Anwendungsbereich der Messgeräte-richtlinie MID fallenden Geräte im § 8 der MessEV und für die sonstigen Geräte im § 7 und darüber hinaus in Anlage 2 der MessEV geregelt. Bemerkenswert ist hierbei, dass der Verordnungsgeber im Fall der Geräte, für die § 7 anzuwenden ist – anders als die Messgeräte-richtlinie – auf zwingende gerätespezifische wesentliche Anforderungen verzichtet. D. h., die Festlegung von auf einzelne Gerätearten wie z. B. Gateways speziell zugeschnittene Mindestan-

forderungen ist in das Ermessen der Konformitätsbewertungsstellen gestellt. Die Anforderungen der bis zum 31.12.2014 geltenden Anhänge der Eichordnung oder vom Regelermittlungsausschuss ermittelte Regeln können dabei immerhin etwas Orientierung geben, da sie entsprechend § 7 MessEV, Abs. (4) Konformitätsvermutung auslösende Wirkung haben. In Tabelle 1 sind für die in Bild 1 dargestellten Komponenten nochmals die anzuwendenden Paragraphen der MessEV zusammengefasst.

Zu den in Tabelle 1 mit Nummern bezeichneten Komponenten nachfolgend noch einige Hinweise:

Zu Komponente 1:

Messwandler, soweit sie in den Anwendungsbereich von MessEG und MessEV fallen, sind derzeit immer noch von konventioneller, nicht-elektronischer Bauweise. Einen speziellen Kontext zum Smart Metering gibt es derzeit nicht. Auf sie wird deshalb in diesem Beitrag nicht weiter eingegangen.

Zu Komponenten 2 und 3:

Auf die Zähler wird in diesem Beitrag nur insofern eingegangen, als sie für das Gateway eine Datenquelle bilden und mit ihm zusammen ein Gebilde ergeben, das in der Informationstechnik als Echtzeitsystem bezeichnet wird. Die Konformitätsbewertung der analogen messtechnischen Eigenschaften der Zähler – soweit es nicht Zeitfunktionen betrifft – ist nicht Gegenstand dieses Beitrags.

Zu Komponente 4:

Schalteinrichtungen sind grundsätzlich nicht Bestandteil des Anwendungsbereiches von MessEG und MessEV. Gegebenenfalls existierende Sonderfälle sind ebenfalls nicht Gegenstand dieses Beitrags.

Zu Komponente 5:

Das Herzstück in der Architektur des Messsystems nach EnWG § 21d ist das Gateway mit seinen ggf. vorhandenen Fernanzeigen. Die folgenden Kapitel dieses Beitrags befassen sich deshalb auch fast ausschließlich mit diesem Gateway. Für diese spezielle Form einer Zusatzeinrichtung hat der Regelermittlungsausschuss nach § 46 MessEG die PTB-Anforderungen 50.8 als Stand der Technik identifiziert. Damit löst die Erfüllung dieser Anforderungen rechtlich die Vermutung aus, dass ein Gateway als mess- und eichrechtkonform gilt. Die PTB-Anforderungen sind im Beitrag „PTB-Anforderungen 50.8 an BSI-zertifizierte Smart Meter Gateways“ (Grottker e. a.) in diesen PTB-Mitteilungen ausführlich beschrieben. Aus diesem Grund wird auf die Anforderungen selbst an dieser Stelle in den Einzelheiten nicht eingegangen. Im Blickpunkt stehen vielmehr praktische

Tabelle 1:
Anzuwendende Paragraphen der MessEV

Nr.	Messsystem-Komponente	Anzuwendender § aus der MessEV
1	Messwandler für Spannung und Strom	7
2	Elektrizitätszähler für MID-Anwendungsfälle Haushalt, Gewerbe, leichte Industrie	8
3	Elektrizitätszähler für andere Anwendungsfälle innerhalb des Anwendungsbereiches von MessEG und MessEV	7
4	Schalteinrichtung	nicht innerhalb Anwendungsbereich MessEG
5	Gateway mit Fernanzeige über LAN oder WAN	7
6	Master-Uhr zur Zeitführung des Gateways	7
7	Gateway-Nutzungs- und Administrationskomponenten im WAN	nicht innerhalb Anwendungsbereich MessEG

Aspekte der Vorgehensweisen zum Nachweis der Konformität von Gateways.

Zu Komponente 6:

Zum Thema „Master-Uhr zur Zeitführung des Gateways“ (von anderen Autoren auch „Zeitserver“ genannt) gibt es einen eigenen Beitrag in diesen PTB-Mitteilungen, siehe „Zeitsynchronisation des Smart Meter Gateways“ (Sibold).

Zu Komponente 7:

Bereits bei der Erarbeitung der PTB-Anforderungen 50.7 „Anforderungen an elektronische und softwaregesteuerte Messgeräte und Zusatzeinrichtungen für Elektrizität, Gas, Wasser und Wärme“ [3] wurde auf ein regulatorisches Konzept Wert gelegt, bei dem auf Bauartzulassung und Eichung von zentralen Rechnersystemen, die mit eichpflichtigen Zusatzeinrichtungen interagieren, verzichtet werden kann. Dazu wurden zwei Schlüsselanforderungen formuliert:

- Zusatzeinrichtungen müssen die in ein Netzwerk weitergebenen Messwerte mit einer eichrechtskonformen, digitalen Signatur versehen, die bezüglich Authentizität und Integrität der Messwerte eine Ende-zu-Ende-Sicherung von der Zusatzeinrichtung bis zum Rechnungsschuldner ermöglicht;
- Die Zusatzeinrichtungen, die in Verbindung mit zentralen Rechnersystemen eingesetzt werden, welche durch Rechenoperationen neue Messergebnisse bilden, können nur in einer derartigen Weise eichrechtskonform eingesetzt werden, wenn dem Rechnungsschuldner eine eichrechtlich als vertrauenswürdig geltende Transparenz-Software zur Verfügung steht. Unter Transparenz-Software ist dabei eine solche zu verstehen, die erstens die vorgenannte Signatur prüfen kann und zweitens

die Rechenoperationen nachvollziehbar macht, die das zentrale Rechnersystem durchgeführt hat, um abrechnungsrelevant neue Messergebnisse zu bilden.

Auf diese Weise ist aus eichrechtlicher Sicht ausreichend sichergestellt,

- dass eine unbemerkte Kompromittierung der Messwerte auf ihrem Weg von der Zusatzeinrichtung bis zum Rechnungsschuldner nicht möglich ist und
- dass der Rechnungsschuldner Messergebnisbildungen, die eichrechtlich nicht zertifizierte Rechner durchgeführt haben, nachprüfen und justiziabel beanstanden kann.

4.2 Exkurs Richtighalten

Wie oben im Beitrag bereits erwähnt, ist sein Hauptthema das Inverkehrbringen. Auf das Richtighalten soll hier deshalb nur kurz eingegangen werden. Messgeräte oder Zusatzeinrichtungen, auch wenn es sich um im Wesentlichen digital arbeitende Geräte handelt, können infolge externer Einflüsse wie Alterung, falscher Verwendung oder Manipulation ihre beim Inverkehrbringen nachweislich vorhandene Messrichtigkeit äußerlich unbemerkt einbüßen. Aus diesem Grunde sehen die staatlichen Regelungen Maßnahmen vor, die eine beständige Messrichtigkeit sicherstellen. Sie lassen sich in zwei Hauptgruppen unterteilen:

- a) Regelmäßige Nachprüfungen der Geräte (Eichung);
- b) Überprüfung der Geräte auf Anforderung (Befundprüfung).

Einzelheiten sind im Unterabschnitt 2 „Eichung und Befundprüfung“ des MessEG sowie im Abschnitt 5 „Eichung und Befundprüfung“ der MessEV erläutert. Dabei ist charakteristisch für den philosophischen Ansatz des MessEG, Föde-

ralismus bejahend und konsequent das staatliche Handeln nach dem Inverkehrbringen von Messgeräten den zuständigen Behörden der Bundesländer zu überlassen. Bundesweit einheitliche Vorgehensweisen in diesem Bereich kommen deshalb durch Vereinbarungen der Länderbehörden untereinander zustande. Das kann z. B. durch die Formulierung von Verwaltungsvorschriften erfolgen, die die Bundesländer dann einheitlich anwenden. Die weiteren Entwicklungen hierzu insbesondere auch im Hinblick auf Messsysteme können am Aktuellsten auf den Webseiten der Arbeitsgemeinschaft Mess- und Eichwesen www.agme.de verfolgt werden.

5 Eichrechtliche Prüfungen von Gateways beim Inverkehrbringen

Wie im Abschnitt 4.1 angesprochen, erfolgt die Konformitätsbewertung unter Berücksichtigung des Produktlebenslaufs in Phasen bzw. Modulen. Die MessEV sieht in ihrer Anlage 4 ein umfangreiches Sortiment an möglichen Modulen vor. Gemäß § 9, Abs. (1) der MessEV wählt der Hersteller, welches Konformitätsbewertungsverfahren er für den Nachweis nutzen will. Das Verfahren muss jedoch unter Berücksichtigung der messtechnischen Komplexität des Gerätes zur Bewertung der Konformität geeignet sein. Für die Eignung gilt unter Anwendung von MessEV § 9, Abs. (2) für Gateways die rechtliche Vermutungswirkung im Fall der Modulkombinationen B+F und B+D. Tabelle 2 erläutert in einer Übersicht kurzgefasst, welche Bewertungstätigkeiten in welcher Lebensphase erfolgen.

Die folgenden Abschnitte gehen auf die Prüftätigkeiten im Einzelnen ein.

5.1 Typprüfung

Modularisierung einzelner Prüftätigkeiten bewährt sich nicht nur im Großen bei der Unterscheidung

von Typprüfungs- und Produktprüfungstätigkeiten, sondern auch im kleineren Maßstab bei der Untergliederung von Typprüfungstätigkeiten. Aus diesem Grund werden in der PTB folgende Typprüfungsmodul unterschieden:

1. **Prüfungen auf elektromagnetische Verträglichkeit (EMV)**
Es kommen dieselben Anforderungen wie für Elektrizitätszähler zur Anwendung, da die Einsatzumgebung dieselbe ist.
2. **Prüfung auf Unempfindlichkeit gegen Umwelteinflüsse (Staub, Feuchte, mechanische Belastung)**
Auch hier kommen dieselben Anforderungen wie für Elektrizitätszähler zur Anwendung.
3. **Softwarearchitektur (Aufbau der Software einschließlich ggf. vorhandenem Betriebssystem)**
Analyse von Strukturgrammen und anderen Arten der Softwaredokumentation, z. B. zur Sicherstellung der Rückwirkungsfreiheit von Software- und Hardwareschnittstellen und der ausreichenden Kapselung von Softwaremodulen gegen unzulässige Zugriffe.
4. **Softwarefunktionalität (eichrechtskonformes Arbeiten der Software im Embedded System, außer Genauigkeit)**
Es erfolgt die Analyse des richtigen Funktionierens der Parametrierung, von Rechenfunktionen, von Tariffunktionen, des Speicherüberlauf- und Fehlerverhaltens, von Zeitstempelfunktionen usw.
5. **Genauigkeit (Arbeiten der Software bezüglich Rechengenauigkeit und Echtzeitverarbeitung innerhalb der vorgegebenen Toleranzen)**
Ermittlung der Genauigkeiten durch Messungen mit einer Testumgebung.
6. **Beschaffenheit (Gehäuse, Aufschriften usw.)**
Visuelle und taktile Analyse von Produkteigenschaften.

Tabelle 2:
Konformitätsbewertungsmodul

Lebenszyklus	Prüfungsart	Prüftätigkeiten	Modulname
Entwicklung Entwurf	Typprüfung	Messtechnische Prüfung eines Mustergerätes, das repräsentativ für eine Bauart ist und Analyse und Bewertung der Konstruktionsdokumente	B
Produktion Auslieferung	Produktprüfung	Vollständige oder stichprobenartige messtechnische Prüfung und Kontrolle der Serienprodukte, die den Bereich „Endabnahme und Prüfung“ des Herstellers verlassen haben	F
		Analyse und Bewertung des Qualitätsmanagementsystems des Herstellers betreffend die Bereiche „Produktion“ sowie „Endabnahme und Prüfung“	D

Eine derartige Modularisierung weist insbesondere folgende Vorteile auf:

- Vereinfachung der Zusammenfassung von Aufgaben, die an Unterauftragnehmer delegiert werden können;
- Einheitliche Strukturierung der Tätigkeiten der im Wettbewerb stehenden Konformitätsbewertungsstellen.

Die Modularisierung erleichtert es im Übrigen, die Gateways in ihrer Messsystemumgebung prüftechnisch als Element eines verteilten Echtzeitsystems zu betrachten. Damit lassen sich dann die in der Industrie für andere Echtzeitsysteme (z. B. Bordcomputer-Systeme in Kraftfahrzeugen) etablierten Prüf- und Testverfahren für die Gateway-Prüfung nutzbar machen. Tatsächlich ist die richtige Zeitverarbeitung im Gateway metrologisch betrachtet der bestimmende Faktor. Er ist der Hauptgrund, warum das Gateway überhaupt als ein Messgerät bzw. eine Zusatzeinrichtung im Sinne des MessEG einzustufen ist und nicht als reine Rechenmaschine. Nur wenn sichergestellt ist, dass folgende zwei Zeitverarbeitungsfunktionen richtig arbeiten, lassen sich die vom Gateway erzeugten Ergebnisse im Sinne des Mess- und Eichrechts richtig verwenden:

- Die gateway-interne Uhrzeit muss innerhalb einer vorgegebenen Unsicherheit mit der gesetzlichen Uhrzeit übereinstimmen. Es muss also eine funktionierende Technik bestehen, die die Gateway-Uhr mit einer Referenzuhr synchronisiert.
- Das Zeitstempeln, also das Bilden von Tupeln aus Zeitpunkten und Messwerten aus den angeschlossenen Zählern, muss mit einer vorgegebenen Unsicherheit richtig erfolgen. Dazu muss eine funktionierende Time-out-Technik sicherstellen, dass von den Zählern keine Messwerte gestempelt werden, die „zu alt“ sind. Dazu muss außerdem sichergestellt sein, dass die Gateway-internen Verarbeitungszeiten innerhalb unkritischer Grenzen bleiben.

Das verteilte Echtzeitsystem besteht also im Wesentlichen aus den Zählern, dem Gateway und der Referenzuhr. Nachdem ein anderer Beitrag in diesen PTB-Mitteilungen das Thema Referenzuhr und Zeitführung des Gateways ausführlich bespricht und vorausgehend auf das Gateway bereits eingegangen wurde, erfolgt anschließend noch ein kurzer Exkurs zum Echtzeitverhalten des Zählers bzw. dessen Kommunikationsadapter. Eine ausführlichere Betrachtung des Kommunikationsadapters erfolgt in diesen PTB-Mitteilungen im Beitrag „Anbindung von Verbrauchsmessgeräten über einen Kommunikationsadapter“ (Kramer).

5.2 Exkurs Zähler/Kommunikationsadapter

Die Architektur des Messsystems nach EnWG weist den Zählern die Rolle eines einfachen Sensors zu, der Messwerte erfasst und sicher und zeitrichtig an das Gateway liefert. Die eichrechtlich relevante Zeitstempelung erfolgt nicht im Zähler, sondern im Gateway. Damit ein solches System richtige Messwerte über das Gateway in Kommunikationsnetze weitertransportieren kann, müssen messtechnische Konstruktionsanforderungen an die Zähler gestellt werden. Um hierbei nicht mit den europaweit einheitlich geltenden Anforderungen der MID in Konflikt zu geraten, sieht die TR einen sogenannten Kommunikationsadapter vor. Er wird an die Messwertausgabeelemente der MID-Zähler angeschlossen und konvertiert die Ausgabeinformation in das vom Gateway geforderte Protokoll-Format. Diese Kommunikationsadapter – gleichgültig, ob sie von außen auf den Zähler gesteckt oder in den Zähler integriert sind – bedürfen einer eichrechtlichen Konformitätsbewertung und Zertifizierung im Wesentlichen aus folgenden Gründen:

- Es muss sichergestellt sein, dass der Adapter Messwerte nicht verfälscht.
- Es muss sichergestellt sein, dass der Adapter Messwerte nicht unzulässig verzögert weitergibt.

Die Verzögerungszeit des Adapters kann durch die Time-out-Technik des Gateways nicht neutralisiert werden. Das Gateway kann zwar feststellen, ob es zu lange gedauert hat, dass ein Messwert aus dem Adapter beim Gateway eingetroffen ist, aber es weiß nicht, wie lange es vom tatsächlichen Augenblick der erstmaligen physischen Existenz des Wertes einer Messgröße bis Vorliegen seiner digitalen Repräsentation an der Adapter-Schnittstelle zum Gateway gedauert hat. Zur Lösung dieses Problems müsste das Gateway die Werte und zeitlichen Verläufe der analogen Eingangsmessgrößen des Zählers kennen. Da dies nicht realisierbar ist, muss für die Kombination aus Zähler und Adapter der Nachweis erbracht werden, dass die Signalverzögerungszeit im Verhältnis zu den vom Gateway erzeugten Zeitstempelabständen vernachlässigt werden kann. Im Rahmen der Konformitätsbewertungstätigkeiten der PTB wird hierzu ein vereinfachender Ansatz verfolgt, der auf folgenden Pfeilern ruht:

- Grundsätzlich wird nicht die explizite Bestimmung der Verzögerungszeit der Zähler/Adapterkombination gefordert. Stattdessen genügt der Nachweis, dass die Latenzzeit einen Maximalwert von zwei Sekunden nicht überschreitet (Worst-Case-Time-Ansatz).
- Der Nachweis kann durch ein Software-Design- und Konstruktions-Review erfolgen, in dem der Hersteller zu belegen hat, dass aus technischen Gründen längere Latenzzeiten

als zwei Sekunden ausgeschlossen sind. Im Bereich des Software-Engineering erfreut sich hier die softwaregestützte Worst-Case-Execution-Time-Analyse (WCET) zunehmender Beliebtheit. Zu sehr konservativen Abschätzungen führt demgegenüber das Zusammenaddieren von Ausführungszyklen der Prozessorbefehle bei linearen Programmflüssen und bekanntem Assembler-Code. Unter Umständen kann es aber auch ausreichen, Programmflusspläne bzw. Strukturgramme auszuwerten. Letztlich entscheidet die Konformitätsbewertungsstelle über den Grad der erforderlichen Prüftiefe.

- Der Nachweis kann alternativ als Black-Box-Test mit einer Messeinrichtung erfolgen, bei dem die zu prüfende Zähler/Adapterkombination zu einem Zeitpunkt t_0 mit konstanten Eingangsprüfgrößen beaufschlagt und zu einem Zeitpunkt t_1 das Adapterausgangssignal dahingehend analysiert wird, wie stark es vom Idealwert der integrierten Eingangsprüfgrößen abweicht. (Dieses Verfahren funktioniert nur, wenn bei der Zähler/Adapterkombination ein lineares Zeitverhalten angenommen werden kann und die Basis-Messabweichung des Zählers im gewählten Prüfpunkt der Eingangsprüfgrößen bekannt ist.)

Der Weg des Software-Design- und Konstruktions-Reviews ist der bislang von den Herstellern bevorzugte.

5.3 Produktprüfung

Im Abschnitt 5.1 wurde das Thema Typprüfung bzw. Design- oder Konstruktionsprüfung erläutert. Die rechtmäßige Abgabe einer Konformitätserklärung durch den Hersteller setzt jedoch voraus, dass auch bei den im Rahmen der Serienfertigung produzierten Geräteexemplaren sichergestellt wird, dass sie die grundlegenden, wesentlichen Anforderungen des Mess- und Eichrechts erfüllen. Wie viel messtechnischer Aufwand bei diesen Prüfungen betrieben werden sollte, ist umstritten. Eine Extremposition lautet, funktionale Prüfungen sind überhaupt nicht erforderlich, da die richtige Arbeitsweise des Gateways im Wesentlichen durch Software bestimmt ist und die richtige Arbeitsweise der Software ja im Rahmen der Typprüfungen sichergestellt wurde. Die diametrale Gegenposition lautet, bei der Produktprüfung werden alle Prüfungen wiederholt, die auch im Rahmen der Typprüfung durchgeführt werden, da es letztlich darum geht, für jedes produzierte Geräte-Individuum ein falsches Funktionieren auszuschließen. Einmal mehr verspricht eine Strategie des Mittelweges angemessene Lösungen. Auch bewährt sich die Orientierung an Verfahren, wie sie in der praktischen Informatik für eingebettete Systeme als sinnvoll erachtet werden [4].

Das bedeutet zunächst: Eine sinnvolle Auswahl funktionaler Tests ist auch bei der Produktprüfung grundsätzlich angebracht. Die Prüfungen sollen sicherstellen, dass eine möglichst große Zahl der ausgelieferten Geräteexemplare mit hoher Wahrscheinlichkeit richtig funktioniert. Eine zweckmäßige Entscheidung über zu testende Funktionen verfolgt dabei das Ziel, durch geschickte Auswahl von Tests, die bestimmte Merkmale repräsentieren, einen möglichst großen Überdeckungsgrad für getestete Eigenschaften zu erreichen.

In der Regel wird bei der Produktprüfung von Elektrizitätsmessgeräten unter Berücksichtigung der im vorausgehenden Absatz gemachten Ausführungen eine Untermenge der Typprüfungen durchgeführt. Das gilt auch im Fall von Gateways. Bei der Auswahl der Prüfungen sollte im Blickpunkt stehen, insbesondere solche Eigenschaften an den Produktexemplaren zu validieren, die nach vernünftiger Erwägung des technisch Vorstellbaren durch Produktionsprozessfehler unzulässige Abweichungen vom Sollwert erfahren haben könnten. Von metrologischer Relevanz sind in diesem Zusammenhang insbesondere folgende Eigenschaften:

- Aufschriften, Gehäuse, Buchsen;
- richtiger innerer Ablauf des Software-Programms;
- richtige Synchronisation des Gateways mit einer externen Referenzuhr;
- richtiges Funktionieren des Auslesens von Zählern einschließlich Time-out-Ermittlung;
- richtiges Funktionieren der Kundenanzeige.

Welche Prüfungen im Einzelnen durchgeführt werden sollen und wie dabei konkret vorgegangen werden kann, wird beim Testen von eingebetteten Systemen – ausgerichtet an definierten Testfällen – üblicherweise in sogenannten Prüfspezifikationen festgelegt. Diesen Weg ist auch die PTB-Arbeitsgruppe 8.51 „Metrologische Software“ gegangen und hat den Entwurf eines Kataloges von Prüfspezifikationen erstellt, mit denen alle Einzelanforderungen der PTB-Anforderungen 50.8 systematisch abgeprüft werden können. Das Konzept wird im nachfolgenden Abschnitt 5.4 vorgestellt.

5.4 Prüfspezifikationen und Testumgebung

Die Gateways sind durch ihren Bedarf gekennzeichnet, technische Anforderungen verschiedener Konformitäts-Anspruchsgruppen erfüllen zu müssen. Die wichtigsten sind in Tabelle 3 zusammengestellt.

Alle drei Regelwerksgruppen erfordern im Rahmen der Produktvalidierung die Formulierung von Testfällen und Prüfspezifikationen sowie den Einsatz einer Testumgebung, um funktionale Tests durchführen zu können. Es gab deshalb im

Tabelle 3:
Konformitätsanspruchsrgruppen, Regelwerksgruppen, Regelungsziele

Konformitäts-Anspruchsgruppe	Regelwerksgruppen	Regelungsziel
Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik BSI	Schutzprofil und Technische Richtlinien	Datenschutz, Datensicherheit Interoperabilität im Sinne des Energiewirtschaftsgesetzes
Konformitätsbewertungstellen im Anwendungsbereich des Mess- und Eichgesetzes und Eichbehörden	Mess- und Eichverordnung § 7 und PTB-Anforderungen 50.8	Messrichtigkeit und Messbeständigkeit im Interesse des metrologischen Kundenschatzes
VDE Forum Netztechnik/Netzbetrieb (FNN)	Lastenhefte und Leitfäden zum Messsystem 2020	Konformität mit VDE-FNN-Spezifikationen

Jahre 2014 Planungen, die Validierungsprozesse durch Vereinbarung einer gemeinsamen formalen Sprache für die Testfallformulierung und Programmierung zu standardisieren und auch die Spezifikationen für die Testumgebung so zu vereinheitlichen, dass sie als Universalsystem eingesetzt werden können. Dieses Projekt ließ sich jedoch bislang nicht realisieren. Die PTB-Arbeitsgruppe 8.51 „Metrologische Software“ hat die PTB-A-50.8-Testspezifikationen aber im Benehmen mit dem BSI zumindest auf der Ebene der natürlichsprachigen Anforderungsformulierung in einer Form aufbereitet, die der beim BSI Üblichen zu einem hohen Grade entspricht (z. B. [5]). Tabelle 4 zeigt am Beispiel des Prüffalles Nr. 7 aus den PTB-A 50.8 wie dieser Entwurf von PTB-Prüfspezifikationen aufgebaut ist.

Auf die Bedeutung der Spalten in Tabelle 4 wird nachfolgend eingegangen.

Spalte 1:

Der aktuelle Entwurf des Dokuments unterscheidet mehr als 120 „test cases“ oder „Prüffälle“. Für jeden Prüffall sind alle Angaben gemacht, die für die händische oder automatisierte Prüfung einer Gateway-Anforderung erforderlich sind.

Spalte 2:

In den PTB-Anforderungen 50.8 führen alle Anforderungen Kurzbezeichnungen. Im in Tabelle 4 beispielhaft angegebenen Prüffall 7 geht es um die Feststellung der Erfüllung der Anforderung DA1.6.

Spalte 3:

Gibt das wörtliche Zitat der Anforderung DA1.6 aus den PTB-Anforderungen 50.8 wieder.

Spalte 4:

Erläutert das Ziel der Prüfung.

Spalte 5:

Die PTB-Anforderungen 50.8 stellen ein umfangreiches Sortiment an modularen Einzel-Anforderungen dar. Für verschiedene Prüfanwendungsfälle können somit sinnvolle und angemessene Teilsortimente aus den Einzelanforderungen zusammengestellt werden. Für die Gateways sind insbesondere folgende Prüfanwendungsfälle unterscheidbar:

- B Konformitätsbewertung nach Modul B, MessEV, Anlage 4, Teil B;
- F Konformitätsbewertung nach Modul F, MessEV, Anlage 4, Teil B;
- D Konformitätsbewertung nach Modul D, MessEV, Anlage 4, Teil B;
- Eich. Eichtechnische Prüfungen im Sinne des § 37 MessEV;
- Bef. Befundprüfungen im Sinne des § 39 MessEV.

Im angegebenen Beispiel für den Prüffall 7 wird unterschieden einerseits nach Vorbedingungen/Prüfschritten/Erwarteten-Ergebnissen, die für die Prüfanwendungsfälle B, D, F und Bef. vorgeschlagen werden und andererseits nach Vorbedingungen/Prüfschritten/Erwarteten-Ergebnissen, die nur für den Prüfanwendungsfall B vorgeschlagen werden.

Spalte 6:

Zu den einzelnen Prüffällen benennt die Tabelle die instrumentellen und organisatorischen Voraussetzungen, um die Prüfungen durchführen zu können.

Spalte 7:

Die Aufteilung des Prüfprozesses in Teilschritte erleichtert die spätere Übertragung in eine formale Sprache.

Spalte 8:

Um die Konformität mit den Anforderungen feststellen zu können, ist in Spalte 8 das Soll-Ergebnis angegeben.

Eine solche Tabelle mit der Spezifikation von Testfällen kann als Vorstufe für die Übertragung in eine formale Sprache für eine Gateway-Testumgebung dienen. Die Nutzung von Testsprachen ist in der Informatik insbesondere in Fachgebieten verbreitet, in denen der Nachweis der Interoperabilität von Systemkomponenten ein entscheidender Faktor ist. Das bekannteste Beispiel ist die „Test and Testing Control Notation“ TTCN [6], wie sie z. B. im Bereich offener Kommunikationssysteme wie der Mobiltelefon-Technik eingesetzt wird.

Um unter Anwendung der spezifizierten Prüffälle reale Gateways funktional prüfen zu können,

bedarf es einer „Prüfmaschine“ oder „Testumgebung“. Inzwischen gibt es marktwirtschaftliche Anbieter derartiger Produkte, die jedoch derzeit noch hauptsächlich dafür vorgesehen sind, Komponenten aus dem FNN-Messsystem 2020 auf Konformität mit den FNN-Lastenheften zu prüfen [7]. Eine Implementierung der PTB-A-50.8-Prüffälle ist noch nicht abgeschlossen. In der PTB wurden die Entwicklungsarbeiten für eine eigene Testumgebungs-konstruktion zunächst zurückgestellt, da das BSI angekündigt hat, eine universell einsetzbare Testumgebung zu spezifizieren. In der PTB laufen dagegen derzeit Untersuchungen an Messverfahren, die es künftig ermöglichen sollen, Testumgebungen auf höherwertige Normale zurückzuführen oder die richtige

Arbeitsweise der Testumgebungen auf andere Weise prüftechnisch zu validieren. Besonderes Augenmerk wird dabei auf das richtige Echtzeittestverhalten der Prüfumgebung gelegt. Der grundsätzliche Aufbau derartiger Testumgebungen ist in Bild 2 gezeigt.

Eine besondere Herausforderung bei derartigen Systemen liegt auch in der Frage, wie im Testlabor die gesamte kryptologische Gateway-Umwelt einschließlich des für den Wirkbetrieb von Gateways nach der TR unerlässlichen Gateway-Administrators simuliert werden kann. Um hier zu einer Reduktion der technischen Komplexität von Prüfprozessen zu kommen, plant die PTB, für Konformitätsbewertungsprüfungen grundsätzlich nur Geräte zu verwenden, die bereits bei einem

Tabelle 4:
Ausschnitt PTB-A-50.8-Prüfspezifikationen, Erläuterungen im Text

1	2	3	4	5	6	7	8
Prüffall #	Anf.-kürzel	Anforderung (Zitat aus A50.8)	Prüfzweck	Anwdg.	Vorbedingung	Prüfschritte	Erwartetes Ergebnis
7	DA1.6	Vor der Übernahme empfangener Zählerstände muss das SMGW die mitgesendeten Statusinformationen prüfen und in einen einheitlichen Fehlercode transformieren.	Feststellen, ob Fehlermeldungen des Zählers im SMGW registriert werden.	B, D, F, Bef.	<ul style="list-style-type: none"> • Testumgebung: Simulierte(r) Zähler am LMN • SMGW: Mindestens ein LV eingerichtet • SMGW: Simulierter Zähler dem LV zugeordnet • SMGW: Registrierperiode parametrisiert. Parameter: 15 min, 1 h • Testumgebung: Kann Fehlerstatus des simulierten Zählers manipulieren. • Testumgebung: Auslesen des im SMGW registrierten Momentanzählerstands, der originären Messwertliste zu beliebigen Zeitpunkten einschließlich jeweiligem Fehlerstatus. 	<ul style="list-style-type: none"> • Testumgebung: Einfügen von Fehlercodes in die simulierten LMN-Telegramme. • Testumgebung: Mindestens einen repräsentativen Fehler für jeden definierten Schweregrad einfügen (A50.8, Tab. 4-2). • Testumgebung: Erwarteten und vom SMGW empfangenen Fehlerstatus registrieren. 	Erwarteter und empfangener Fehlerstatus stimmen überein.
				B	<ul style="list-style-type: none"> • Dokumentation der Fehlerbehandlung des SMGW • Dokumentation der Datenrepräsentation des SMGW 	<ul style="list-style-type: none"> • Dokumentenprüfung 	

Administrator angemeldet sind. Die Herstellung aller notwendigen Vorbedingungen, um die Prüfungen durchführen zu können, erfordert dann grundsätzlich die Beteiligung nicht nur des Herstellers, sondern auch die Beteiligung eines Messgeräteverwenders und eines diesen bedienenden Gateway-Administrators.

5.3 Zertifizierung

Nach § 9 MessEV, Abs. (1), kann der Hersteller wählen, welches Konformitätsbewertungsverfahren für das Gateway angewandt werden soll. Das Verfahren darf von einer Konformitätsbewertungsstelle aber nur angewandt werden, wenn es für Gateways geeignet ist. Bislang gilt gemäß § 9 MessEV, Abs. (2) nur für die Modulkombinationen B+F und B+D die Vermutung, dass diese Verfahren geeignet sind. Es ist also für einen Gateway-Hersteller richtig, sich darauf einzustellen, dass sein Produkt auf jeden Fall ein Typ-Prüfungsverfahren gemäß Konformitätsbewertungs-Modul B erfolgreich überstehen muss. Gemäß § 6 MessEG dienen Konformitätsbewertungsverfahren dem Zweck des Nachweises, dass ein Messgerät die wesentlichen Anforderungen nach § 7 „Allgemeine wesentliche Anforderungen und Feststellung der Einhaltung von Fehlergrenzen“ einhält. Ein Messgerät ist für den vorgesehenen Verwendungszweck gemäß § 7, Abs. (1) Nr. 2 im Übrigen nur geeignet, wenn es insbesondere auch mit den im § 15 MessEV geforderten Aufschriften richtig beschriftet ist und die gemäß § 17 MessEV, Abs. (4) beizufügenden Informationen, vorhanden, vollständig und inhaltlich zutreffend sind. Die Bewertung der Messgeräte-Aufschriften und des Inhaltes der beizufügenden Informationen (z. B. Bedienungsanleitung) ist deshalb sinnvollerweise Teil des Konformitätsbewertungstätigkeiten. Im Übrigen beschreibt die MessEV das, was eine Konformitätsbewertungsstelle beim Modul B an Aufgaben zu erledigen hat, in ihrer Anlage 4, Teil B zu Modul B. Danach gehört zur Feststellung der Konformität des Produktes auch die Ausfertigung einer Baumusterprüfbescheinigung.

Die Angaben in dieser Bescheinigung charakterisieren die geprüfte Geräte-Bauart. Sie sind notwendig, um im Rahmen der Produktprüfungen (Modul F oder D) die Übereinstimmung jedes produzierten Gerätes mit dem im Rahmen des Modul B geprüften Musters feststellen zu können, das ja gewissermaßen die Verkörperung der Einhaltung der wesentlichen Anforderungen darstellt. Der Anwendungsfall „Prüfung der Übereinstimmung der Eigenschaften eines im Gerätes mit dem geprüften Muster“ tritt im Übrigen auch nach dem Inverkehrbringen der Geräte auf, nämlich bei der Eichung, bei der Befundprüfung und auch im Rahmen der Markt- und Verwendungsüber-

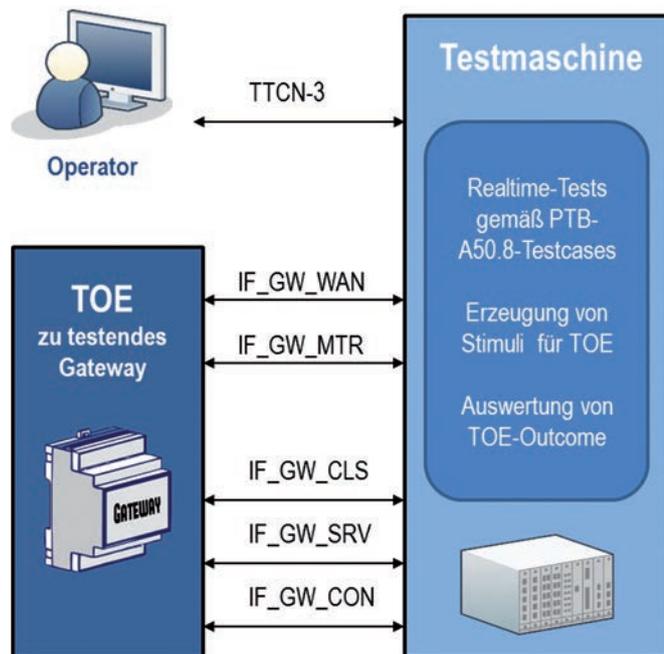


Bild 2:
Prinzipbild einer Testumgebung für Gateways. Die Schnittstellenbezeichnungen sind aus dem PP übernommen.

wachungsmaßnahmen der Eichbehörden. Beim Festlegen des Inhaltes der Baumusterprüfbescheinigung bedarf es deshalb besonderer Sorgfalt. Die wesentlichen Punkte einer Baumusterprüfbescheinigung für Gateways sind nachfolgend aufgeführt:

- Identifikationsdaten (insbesondere Zertifikatsinhaber, Typbezeichnung, Nr. der Bescheinigung, Geschäftszeichen, Ausstellungsdatum);
- Angewandte Vorschriften und Anforderungskataloge;
- Bauartbeschreibung einschließlich Benennung der bei der Konformitätsbewertungsstelle hinterlegten Dokumente mit Detailbeschreibungen;
- Technische Daten einschließlich der Bedingungen für einen bestimmungsgemäßen Betrieb;
- Beschreibung der Schnittstellen;
- Anforderungen an Produktion, Inbetriebnahme und Verwendung;
- Kontrolle der in Betrieb befindlichen Geräte (also z. B. im Rahmen von Eichung und Befundprüfung);
- Maßnahmen und Mittel zur Sicherung der metrologisch relevanten Geräteteile gegen unzulässige Zugriffe insbesondere nach dem Inverkehrbringen und
- Kennzeichnungen und Aufschriften.

Eine ausführlichere Erläuterung verdienen die Punkte e) und f), da sie bei Gateways mit ihrer komplexen, zahlreiche unterschiedliche Akteure einbindenden Arbeitsweise hervorgehobene Bedeutung haben. Bei Gateways gilt in beson-

derem Maße, dass richtige Messungen nicht nur richtig funktionierende Hard- und Software voraussetzen, sondern auch anspruchsvolles Spezialwissen bei den:

- Verwendungsüberwachenden Behörden,
- Messgeräteverwendern,
- Messwertverwendern und
- Verbrauchern.

Die Baumusterprüfbescheinigung muss deshalb auch Regelungen betreffend „Inbetriebnahme, Verwendung und Kontrolle der in Betrieb befindlichen Geräte“ enthalten. Da aber der Gerätehersteller der einzige Adressat des Zertifikates ist, sind die Akteure, die nicht Hersteller sind, dadurch anzusprechen, dass dem Hersteller auferlegt wird, entsprechende Anweisungen und Regelungen in die nach § 17 MessEV dem Messgerät beizufügenden Informationen aufzunehmen. Die Schaffung von diesbezüglicher Klarheit ist bei Gateways vor allem auch betreffend der Visualisierung von Gateway-Messwerten ein entscheidender Punkt, da die Geräte selbst in der Regel über kein im eigenen Gehäuse integriertes, konformitätsbewertetes Display verfügen. Deshalb widmet sich das letzte Kapitel dieses Beitrags dem Thema Display in etwas ausführlicherer Form.

6 Verfügbarkeit von Messwertanzeigen für den Letztverbraucher als notwendige Konformitäts-Voraussetzung

Zu Beginn der Entwicklungsgeschichte der Gateways hat sich das BSI dafür entschieden, keinen Zwang für ein in das Gateway integriertes Display vorzusehen. Die Konsequenzen sind, dass die von der Industrie angebotenen Gateways tatsächlich kein integriertes Display aufweisen. Als Folge

davon entstanden große Unklarheit und entsprechend viel Diskussion darum, wie die Verbraucher in den Genuss der ihnen zustehenden vertrauenswürdigen Visualisierung von Messwerten kommen. Bezüglich des Verbraucherrechts auf die Anzeige ist das Mess- und Eichrecht unmissverständlich. Die technische Existenz einer Anzeige als notwendige Voraussetzung für die Konformität eines Gateways mit den wesentlichen Anforderungen der MessEV ist über den § 7 MessEV und deren Anlage 2, Nr. 9 geregelt. Die Verantwortung für die Sicherstellung der Verfügbarkeit der Anzeige beim Verbraucher weist der § 33 des MessEG im Absatz 3 dem Messwertverwender zu. Im Wortlaut heißt es dort:

(3) Wer Messwerte verwendet, hat

1. dafür zu sorgen, dass Rechnungen, soweit sie auf Messwerten beruhen, von demjenigen, für den die Rechnungen bestimmt sind, in einfacher Weise zur Überprüfung angegebener Messwerte nachvollzogen werden können und
2. für die in Nummer 1 genannten Zwecke erforderlichenfalls geeignete Hilfsmittel bereitzustellen ...

Damit diese verteilten Zuständigkeiten nicht zum Ergebnis haben, dass letztlich Messsysteme ausgeliefert und eingebaut werden, denen die Anzeige fehlt, haben sich der Zentralverband Elektrotechnik-, der Elektronikindustrie e. V. ZVEI und die PTB im Rahmen einer Kooperationsvereinbarung zum Arbeitskreis BundesDisplay zusammengeschlossen. Nach gemeinsamer Untersuchung verschiedener Optionen haben sich die Beteiligten darauf verständigt, zunächst als Übergangslösung eine eichrechtkonforme Anzeige unter Nutzung des Internets zu schaffen, die als Display-Hardware Standard-PCs oder Smartphones verwendet. Die Architektur dieses Anzeigekonzepts zeigt Bild 3.

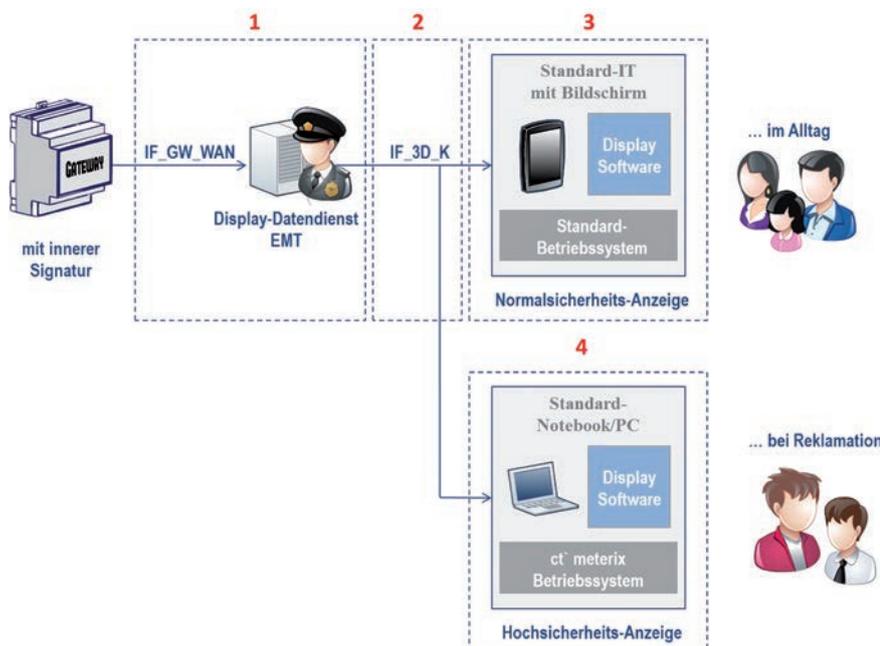


Bild 3: Architektur des Anzeigekonzepts für Gateways entsprechend einem Vorschlag der Initiative BundesDisplay

In ihm sind in gestrichelten Rahmen Aufgaben-Domänen markiert, die es erleichtern, die im Arbeitskreis BundesDisplay erarbeiteten Lösungen nachfolgend genauer zu erläutern.

Das Gateway verfügt über zwei Schnittstellen, über die Daten aus dem Gateway an den Verbraucher ausgeliefert werden können. In der Diktion des PP werden diese Schnittstellen mit IF_GW_CON und IF_GW_WAN abgekürzt. Aus Gründen des Datenschutzes ist die vor Ort beim Verbraucher unmittelbar verfügbare Schnittstelle IF_GW_CON gegenüber der Schnittstelle IF_GW_WAN, die das Internet nutzt, grundsätzlich vorzuziehen. Der Arbeitskreis BundesDisplay hat deshalb die IF_GW_CON-Schnittstelle zu Beginn seiner Zusammenarbeit im Jahr 2013 als Schnittstelle für ein standardisiertes Kundendisplay favorisiert. Schließlich wurde jedoch der Lösung einer Fernanzeige über das Internet IF_GW_WAN zunächst der zeitliche Vorzug eingeräumt. Dafür gab es folgende Hauptgründe:

1. Alle Schnittstellen am Gateway werden über Technische Richtlinien des BSI verbindlich und auf allen Schichten des OSI-Modells für Protokolle vollständig spezifiziert. Infolge der zeitlichen Priorisierung in der Projektplanung des BSI sind die entsprechenden Spezifikationen derzeit für die Schnittstelle IF_GW_WAN deutlich weiter entwickelt, als die für die IF_GW_CON-Schnittstelle. Um bei dem BundesDisplay-Ansatz von Anbeginn eine möglichst stabile Lösung zu erhalten, fiel die Entscheidung daher für die Internet-Fernanzeige.
2. In Miethäusern werden Gateways in der Regel nicht in den Wohnungen installiert sein, sondern in speziellen Zählerräumen im Keller. Hieraus ergibt sich die Notwendigkeit, einen Nachrichtenkanal im Haus zu installieren, über den die Daten via IF_GW_CON in die Wohnung des Verbrauchers transportiert werden können. Wer die Pflicht hat, die entsprechende drahtgebundene oder drahtlose Übertragungsstrecke aufzubauen, ist umstritten. Die Konsequenz ist auch in diesem Fall unklarer Zuständigkeiten eine erheblich verringerte Wahrscheinlichkeit, dass der Verbraucher in seiner Wohnung tatsächlich eine eichrechtkonforme Fernanzeige nutzen kann.
3. Zur Visualisierung der Messwerte bedarf es eines Anzeigegerätes. Bei allen Marktakteuren gibt es aus nachvollziehbaren Gründen den Wunsch, die Kosten für ein solches Anzeigegerät nicht tragen zu müssen. Die Auffassung, dass der Verbraucher ein solches Gerät selbst beschaffen muss, steht im Gegensatz zum MessEG § 33, Abs. (3) Nr. 2 (Bringschuld des Messwertverwenders für das Rechnungskontroll-Hilfsmittel). Kosten für die Hardware

eines Anzeigegerätes können aber dann eingespart werden, wenn eine ohnehin beim Verbraucher vorhandene Technik genutzt wird. Infrage kommen hier internetfähige Endgeräte. Nach Daten des statistischen Bundesamtes verfügten im Jahr 2014 bereits 78,8 % der Haushalte über einen mobilen oder stationären Internetzugang. Mit Smartphones oder Handys sind bereits 93,6 % der Haushalte ausgestattet (www.destatis.de). Auch das Verbraucherleitbild des eichrechtlichen Kundenschutzes kann und muss diesen Sachverhalt berücksichtigen.

4. Es ist ein realistischer Anwendungsfall, dass der Verbraucher auch außerhalb seines Hauses Daten aus dem Gateway sehen möchte, z. B. im Büro eines Energieberaters. Die IF_GW_CON-Schnittstelle stünde hier nicht zur Verfügung. Das Problem löst die „Fernanzeige über Internet“.

Unter Beachtung der vorgenannten Punkte hat der Arbeitskreis BundesDisplay die eichrechtkonforme Fernanzeigelösung vorgeschlagen, die das Bild 3 in einer vereinfachten Form zeigt. Das Herzstück bildet die Domäne 1 mit dem für den Verbraucher hinsichtlich der Anzeige wichtigen Dienstleister „Display-Datendienst“. Dieser Display-Datendienst (3D) fungiert im Sinne des PP als externer Marktteilnehmer „EMT“. Der 3D muss betreffend Datenschutz und Datensicherheit mindestens die Anforderungen erfüllen, die im PP an EMTs gestellt werden und garantiert damit ein hohes Maß an Vertrauenswürdigkeit. Die Aufgabe des 3D besteht darin, auf Anforderung durch den Verbraucher über die Schnittstelle IF_GW_WAN Messwerte aus dem Gateway auszulesen und diese dem Verbraucher sicher, datenschutzgerecht und in standardisierter Form über das Internet zur Verfügung zu stellen.

Die Schnittstelle zwischen 3D und Anzeigegeräten des Verbrauchers ist im Bild 3 als Domäne 2 in der Kurzform IF_3D_K bezeichnet. Spezifikationen für diese Schnittstelle werden in einer zwischen PTB und dem Institut für Informatik Oldenburg OFFIS e. V. vereinbarten Kooperation erarbeitet. Ziel ist dabei eine Lösung, die sich möglichst eng an die Spezifikationen des in den USA verbreiteten *Green Button*-Datenformates anlehnt (www.greenbuttondata.org). Die Green-Button-Datenformate kommen dem Bedarf, den es in Deutschland für die IF_3D_K-Schnittstelle gibt, bereits sehr nahe. Vor diesem Hintergrund erschien es sinnvoll, die USA-Erfahrungen zu nutzen und nicht vollständig neue Formate für Deutschland zu entwickeln.

Der BundesDisplay-Ansatz geht nun im Weiteren davon aus, dass die Messwerte über die Schnittstelle IF_3D_K dem Verbraucher für die alltägliche Nutzung auf ein internetfähiges Standardgerät der Informationstechnologie mit einem

Standardbetriebssystem angeliefert werden. Dabei kann es sich z. B. um ein Smartphone mit Android-Betriebssystem oder einen PC mit Windows-Betriebssystem handeln. Auf diesem Gerät läuft eine Display-Software, deren Eichrechtkonformität und Vertrauenswürdigkeit durch Validierung und Zertifizierung seitens der PTB sichergestellt wurde. Die ergonomische Mindestanforderungen erfüllende Software löst die Aufgabe, die digital signierten Messwerte aus dem Gateway anzuzeigen und deren Unverfälschtheit durch die Prüfung der Signatur sicherzustellen. Außerdem ermöglicht die Software zusammen mit den für Forderungen maßgeblichen Versorgungsvertragsdaten Rechnungen zu prüfen, die als Ergebnis zentraler Tarifierung durch den Lieferanten ausgestellt worden sind. Diese in der Domäne 3 gezeigte Lösung ist womöglich nicht immer sicher genug, da Standardbetriebssysteme für bestimmte eichrechtliche Anwendungsfälle nicht akzeptable Sicherheitsrisiken bergen. Ein solcher Anwendungsfall wäre z. B. eine Befundprüfung oder Rechnungsreklamation durch einen der Versorgungspartner. Der Arbeitskreis BundesDisplay sieht zur Lösung dieses Problems vor, die Display-Software auf einem Standard-IT-Gerät zu betreiben, das statt des Standardbetriebssystems ein Betriebssystem verwendet, das eichrechtlich als sicher und vertrauenswürdig gilt. Diese Vorgehensweise beruht auf entsprechenden Vorgaben aus den PTB-Anforderungen 50.8. Als ein solches für eichrechtliche Zwecke als vertrauenswürdig anzunehmendes Betriebssystem hat die PTB das vom Heise-Verlag mit Beratung der PTB modifizierte *Linux-Derivat meterix* eingestuft [www.heise.de/ct/artikel/Download-c-t-Meterix-2637427.html]. Es kann z. B. auf handelsüblichen Notebooks nach dem Booten von einer CD als temporäres Live-Betriebssystem „gefahren“ werden. Das Notebook wird so zu der in Domäne 4 gezeigten, im Sinne des Eichrechts hoch sicheren Plattform für die Display-Software.

Die vier gezeigten Domänen bilden somit ein vollständiges Eco-System, um eichrechtlich konform die im Gateway erzeugten Messwerte mit einer Signatur Ende-zu-Ende-gesichert beim Verbraucher anzuzeigen. Gateway-Hersteller, deren Produkt mit diesem Eco-System kompatibel ist und das über die erforderlichen Nutzungsrechte für die vorausgehend vorgestellten WAN-Anzeige-Komponenten verfügt, können damit im Rahmen eines Konformitätsverfahrens die notwendige Voraussetzung des Vorhandenseins einer Display-Lösung nachweisen.

7 Zusammenfassung

Messeinrichtungen und -systeme im Sinne des EnWG § 21d sind komplexe, räumlich verteilte Echtzeitsysteme. Der Nachweis ihrer Konformität

mit dem Mess- und Eichgesetz erfordert insbesondere in Bezug auf das Gateway einen aufwendigen Prozess. Zudem sind noch wichtige Fragen zu klären. So fehlen bislang validierte, auf höherwertige Normale zurückgeführte Testumgebungen sowie Prüfspezifikationen in formalen, für Testmaschinen geeigneten Testsprachen. Die Dinge entwickeln sich jedoch günstig. Die Industrie und die Forschung an den Hochschulen sind mit ihren Entwicklungen für Testgeräte gut vorbereitet, eichrechtliche Testfälle zu integrieren. Die PTB hat zusammen mit den Eichbehörden die PTB-Anforderungen an Gateways in natürlichsprachige, einfach in formale Sprachen transkribierbare Anforderungskataloge übertragen. Konzeptionen und Templates für aussagekräftige und in der Praxis nützliche Baumusterprüfbescheinigungen liegen ebenfalls vor. In einer Kooperation zwischen dem ZVEI und der PTB ist im Rahmen der Initiative BundesDisplay mit Verstärkung des OFFIS e. V. eine technische Lösung für eine eichrechtlich vertrauenswürdige Fernanzeige von Gateway-Daten auf den Weg gebracht worden. Aus Sicht des Mess- und Eichrechts können die Signale zur großflächigen Einführung intelligenter Messsysteme nun endgültig auf Grün gestellt werden.

Literatur:

- [1] „Blue Guide“ Leitfaden für die Umsetzung der Produktvorschriften der EU 2014, herausgegeben von der Europäischen Kommission, <http://ec.europa.eu/DocsRoom/documents/11502> (letzter Aufruf: 24. September 2015)
- [2] M. Loerzer, P. Buck, A. Schwabedissen, Rechtskonformes Inverkehrbringen von Produkten. Beuth Verlag GmbH, Berlin, Wien, Zürich, 2013
- [3] PTB-Anforderungen 50.7 (PTB-A 50.7) Elektronische und softwaregesteuerte Messgeräte und Zusatzeinrichtungen für Elektrizität, Gas, Wasser und Wärme 4/2002, <http://www.ptb.de/cms/ptb/fachabteilungen/abt2/fb-23/ag-234.html> (letzter Aufruf: 24. September 2015)
- [4] S. Grünfelder, Software-Test für Embedded Systems, dpunkt Verlag, Heidelberg, 2013
- [5] Prüfspezifikationen zur Technische Richtlinie zur Produktionsdatenerfassung, -qualitätsprüfung und -übermittlung für Pässe, Prüfspezifikation Biometrie I: Hardwarekomponenten BSI TR-03118-1 (PS Biometrie I) Version 2.1 vom 17. Oktober 2007
- [6] <http://www.ttcn-3.org/index.php/downloads/standards> (letzter Aufruf: 24. September 2015)
- [7] http://www.zera.de/fileadmin/downloads/News/2015-Q2/MS2020_INF_EXT_DE_V101_SCREEN.pdf (letzter Aufruf: 24. September 2015)

PTB-Anforderungen 50.8 an BSI-zertifizierte Smart Meter Gateways

Ulrich Grottker*, Marko Esche**, Marco Elfroth***

Einleitung

Vor dem Hintergrund des novellierten Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) [1] hat das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) ein Schutzprofil [2] auf Basis der Norm ISO/IEC 15408 „Common Criteria“ (Protection Profile, PP) sowie eine Technische Richtlinie (TR) [3] für eine Kommunikationseinrichtung (Gateway) entwickelt, das sich zwischen einem lokalen Netzwerk mit Verbrauchszählern, wie Elektrizitäts- und Gaszählern und einem lokalen Hausnetzwerk und dem Internet befindet. Da in dem Smart Meter Gateway (SMGW) aus den von Zählern gemessenen Messwerten neue Messwerte gebildet werden, die der Abrechnung des Energieverbrauchs nach unterschiedlichen Tarifmodellen dienen, unterliegt dieses Gateway auch dem Eichrecht. Die eichrechtlichen Anforderungen an das Gateway wurden in den PTB-Anforderungen 50.8 [4] formuliert. Diese Anforderungen sind abgeleitet aus dem geltenden Mess- und Eichgesetz und der zugehörigen Verordnung.

BSI und PTB sind bezüglich ihrer Aufgaben jeweils in einem anderen Rechtsrahmen beauftragt. Daher ist eine vollständige Integration der eichrechtlichen Anforderungen in die Technische Richtlinie und in das Schutzprofil nicht möglich. Es wurde aber in der Entstehungsphase der BSI-Dokumente sichergestellt, dass eichrechtliche Aspekte in PP/TR übernommen wurden, soweit es für das Konzept des BSI erforderlich war. Die PTB-A 50.8 stellen deshalb die metrologische Ergänzung zu den Schutzprofilen und der Technischen Richtlinie des BSI dar. In der Praxis bedeutet dies, dass bereits ein großer Teil der Prüfungen zur Konformitätsbewertung nach MessEG im Rahmen einer Prüfung durch eine BSI-Prüfstelle abgedeckt wird und nicht wiederholt werden muss.

Anforderungen an das Messsystem – rechtlich relevante Komponenten

Trotz der unterschiedlichen Rechtsrahmen sind technische Konzepte möglich und auch bereits entwickelt worden, die beiden gerecht werden,

* Dr. Ulrich Grottker, Arbeitsgruppe 8.51 "Metrologische Software", E-Mail: ulrich.grottker@ptb.de

** Dr. Marko Esche, Arbeitsgruppe 8.51 "Metrologische Software", E-Mail: marko.esche@ptb.de

*** Marco Elfroth, Arbeitsgruppe 8.51 "Metrologische Software", E-Mail: Marco.Elfroth@ptb.de

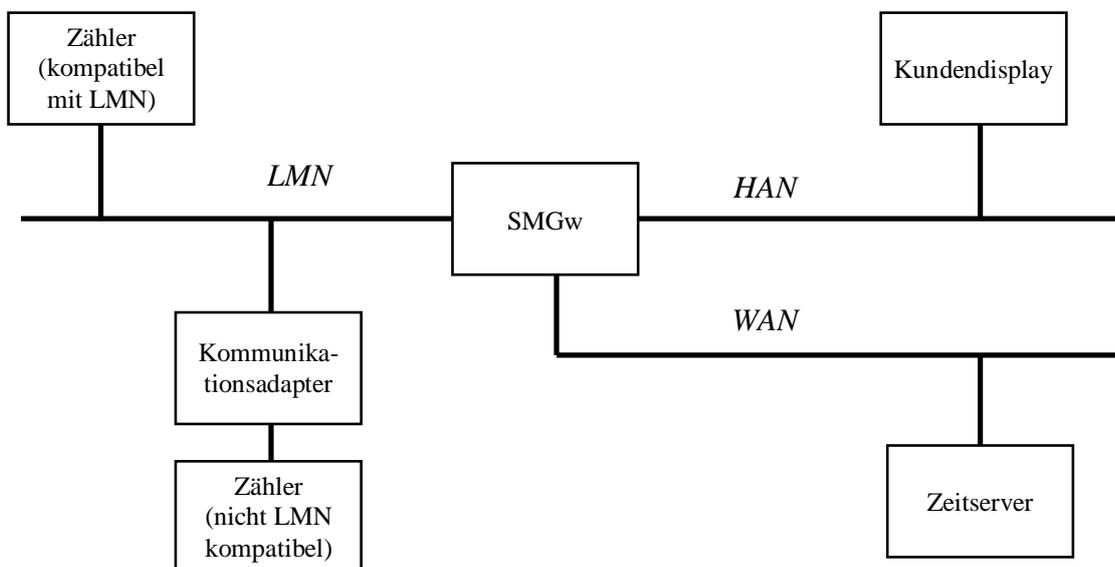


Bild 1: Messsystem mit Smart Meter Gateway (SMGW) unter eichrechtlicher Betrachtung

wie im Folgenden dargelegt wird. Bezüglich der Definition des Prüfgegenstandes gibt es aber für eine BSI-Prüfstelle und für eine Konformitätsbewertungsstelle nach MessEG [5] keine volle Deckungsgleichheit. Nach BSI-Sichtweise besteht der Betrachtungsgegenstand (Target of Evaluation, TOE) aus dem Smart Meter Gateway, einschließlich der Kommunikation auf den drei Netzwerken Legal Metrology Network (LMN), Home Automation Network (HAN) und Wide Area Network (WAN), siehe Bild 1. An den Netzwerken angeschlossene Komponenten werden hier nicht betrachtet.

Nach den eichrechtlichen Vorgaben gibt es aber in diesem System auch Komponenten, die eichrechtlich zu betrachten sind. Um z. B. den Anschluss von Zählern, die nach der europäischen Richtlinie MID [7] zugelassen bzw. zertifiziert wurden, zu ermöglichen, wird i. d. R. ein Adapter benötigt, der die von den Zählern stammenden Messdaten in für das LMN geeignete Übertragungsprotokolle konvertiert. Die Anforderungen an diesen Kommunikationsadapter sind in den PTB-A 50.8 definiert worden.

Ferner muss ein Messsystem über eine Anzeige für die im SMGW erzeugten neuen Messwerte verfügen (§ 7 MessEV, Anhang 2, Nr. 9.1 [6]). Anforderungen an diese Anzeigekomponente sind ebenfalls in den PTB-A 50.8 zu finden.

Eine weitere für die Bildung der neuen Messwerte elementare Komponente ist der Zeitserver, der die Synchronisation der Zeitbasen der Smart Meter Gateways mit der gesetzlichen Zeit sicherstellt. Die in den PTB-A 50.8 definierten Anforderungen an diese Zeitserver gewährleisten, dass die in den SMGW gebildeten neuen Messwerte die geforderten Fehlergrenzen bezüglich der gesetzlichen Zeit einhalten können.

Prüfaufwand

Es wird deutlich, dass die Konformitätsbewertungen nach MessEG, abgesehen vom Prüfgegenstand (TOE), nach dem bisher vorliegenden Entwurf der Messsystemverordnung (MsysV) weitere Komponenten beinhalten müssen. Die Prüftiefe bei diesen zusätzlichen Komponenten entspricht derjenigen, die sonst im gesetzlichen Messwesen verlangt wird (Prüfung der technischen Unterlagen, keine Codeprüfung der Software), sodass der Zusatzaufwand vergleichsweise gering ist. Beim SMGW selbst, der komplexesten der betrachteten Komponenten, wird voraussichtlich ein großer Teil der bei einer Baumusterprüfung nach MessEG notwendigen Prüfungen bereits durch das Zertifikat der BSI-Prüfstelle abgedeckt, sodass hier nur noch ergänzende Prüfungen mit geringerer Prüftiefe erforderlich sind.

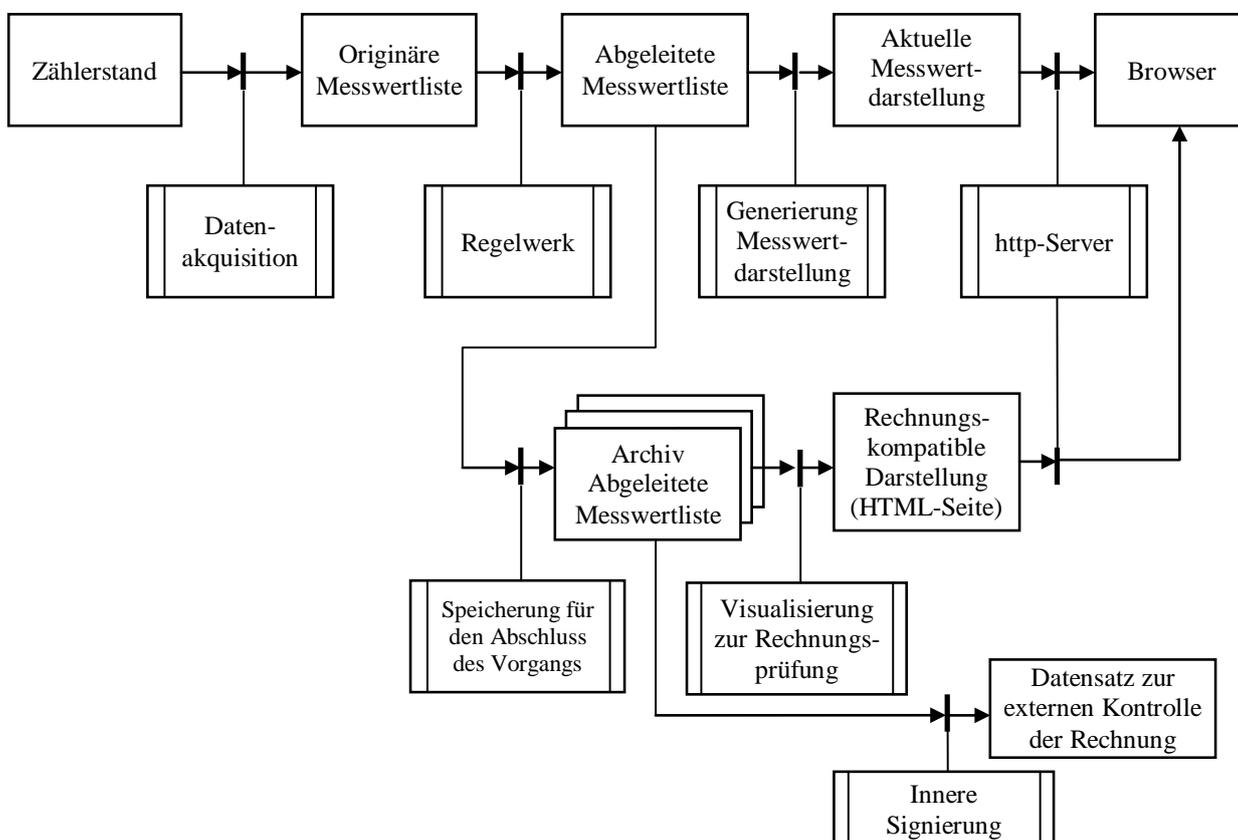


Bild 2:
Eichrechtlich relevante Software eines Systems mit SMGW

Anforderungen an das SMGW

Funktionelle Bestandteile der Software

In der TR wird das Konzept der Messwert-erfassung und Messwertverarbeitung im SMGW beschrieben. Bild 2 zeigt eine Darstellung der rechtlich relevanten Datenflüsse und Funktionen, wie sie im gesetzlichen Messwesen häufig verwendet wird. Hier wird der Datenfluss in einem Messsystem ausgehend von den Signalen eines Sensors über die Messwertverarbeitung bis zur Anzeige verfolgt. Für die einzelnen Abschnitte dieser Kette gelten spezifische Anforderungen hinsichtlich Datenrepräsentation und Funktionalität. Diese Datenflussdarstellung umfasst die folgenden Blöcke:

- Datenakquisition von an LMN angeschlossenen Zählern und Kommunikationsadaptern. Erstmalige Speicherung in einem einheitlichen Darstellungsformat, den originären Messwertlisten.
- Verarbeitung der aktuellen originären Messwerte zu „neuen Messwerten“ nach den Vorgaben eines „Regelwerkes“ einschließlich erstmaliger Speicherung berechneter Messwerte.
- Erzeugung der Inhalte der eichrechtlich relevanten Anzeige.
- Übertragung der darzustellenden Inhalte an das Kundendisplay und Darstellung auf dieser Komponente.
- Speicherung aller abrechnungsrelevanten Informationen bis zum Abschluss des geschäftlichen Vorgangs. Schutz der gespeicherten Informationen gegen Manipulationen.
- Überprüfung der gespeicherten Informationen auf Manipulationen und Visualisierung zum Abschluss des Vorgangs.

Datenakquisition

Eine der wichtigsten eichrechtlich relevanten Funktionen des SMGW ist die Datenakquisition von allen am LMN direkt oder über Kommunikationsadapter angeschlossenen Zählern. Diese Funktionalität wird gemäß TR im SMGW durch *Zählerprofile* realisiert.

Da durch diese Profile die Bildung neuer Messwerte gesteuert wird und die Messrichtigkeit entscheidend davon abhängt, sind hier auch metrologische Anforderungen zu berücksichtigen. Bei den Anforderungen an die Datenakquisition wird unterschieden in Anforderungen an Software-Funktionen, die die Kommunikation im LMN realisieren, insbesondere die Einhaltung von Zeitbedingungen und die Erkennung von Fehlern und den Schutz der metrologisch relevanten Parameter.

Das SMGW empfängt die Messwerte aller zugeordneten Zähler über das LMN. Die Zähler werden entweder abgefragt (Polling) oder sie senden in festen Intervallen von sich aus im sogenannten Push-Betrieb. Das SMGW wandelt die empfangenen Datenformate in die einheitliche Datenstruktur „originäre Messwertliste“ um, welche die Basis für die anschließende Berechnung neuer Messwerte bildet. Beim Empfang der Messwerte werden diese noch mit einem Zeitstempel versehen, der ebenfalls mit abgespeichert wird. Ebenso werden erkannte Fehler kenntlich gemacht und ebenfalls registriert.

Zeitüberwachung der Datenakquisition

Das SMGW empfängt alle Telegramme eines Zählers und wertet sie laufend aus. Für die Abrechnung relevant sind die Telegramme, die im Zeitraster der Registrierperioden eintreffen, die übrigen gegebenenfalls empfangenen Telegramme werden nicht als originäre Messwerte verwendet. Das Zeitraster soll hierbei synchron zur gesetzlichen Zeit sein. Es ist aber ein Unsicherheitsbereich von $\pm 1\%$ der Registrierperiode zulässig, innerhalb dessen der Messwert empfangen werden muss – dies entspricht einem zulässigen Empfangsfenster, in das der Empfang mindestens eines Messwertes fallen muss. Der betreffende Zähler muss also in der Lage sein, die Messwerte ausreichend häufig zu ermitteln und zu senden oder anders ausgedrückt: Das Messintervall des angeschlossenen Zählers darf höchstens so lang sein wie das zulässige Empfangsfenster der Registrierperiode.

Im Allgemeinen ist das Messintervall gerade bei batteriegespeisten Zählern nicht beliebig verkürzbar. Daraus folgt, dass bei einem gegebenen Messintervall des Zählers auch die Mindestlänge der realisierbaren Registrierperiode vorgegeben ist und somit nicht in jedem Fall alle definierten Tarifierungsfälle (siehe unten) realisiert werden können. Ein Beispiel: Um die minimal mögliche Registrierperiode, für die ein Zähler verwendbar ist, zu ermitteln, muss zunächst das minimale Messintervall des Zählers bekannt sein, bspw. 20 min. Wie oben erläutert, hat das zulässige Empfangsfenster dann ebenfalls die Länge von 20 min. Fehlergrenzen werden immer symmetrisch zum Sollwert angegeben, sodass die 1-Prozent-Fehlergrenze der Registrierperiode hier ± 10 min beträgt, woraus sich wiederum hochgerechnet eine minimale Registrierperiodenlänge von 1000 min $\approx 16,7$ h ergibt. Dieser Wert würde ausreichen, um bspw. eine tageweise Registrierung der elektrischen Energie oder des Gasvolumens zu realisieren. Für Registrierperioden von 15 min müsste der Zähler hingegen für Messintervalle ≤ 18 s ausgelegt sein.

Trifft aufgrund von Empfangsstörungen innerhalb des Empfangsfensters kein fehlerfreies Telegramm ein, darf ein zu spät oder zu früh eingetroffener Messwert nicht verwendet werden. Um die Verfügbarkeit zu erhöhen, können das zulässige Empfangsfenster und damit die minimale Registrierperiodenlänge soweit vergrößert werden, dass sie mindestens eine Länge von zwei oder mehr Messintervallen haben.

Auswerteprofile und Regelwerk, Tarifanwendungsfälle

Die von den Zählern empfangenen mit Zeitstempeln versehenen originären Messwerte können nun auf unterschiedliche Weise weiterverarbeitet werden. Die Software, die diese Weiterverarbeitung durchführt, wird als Regelwerk bezeichnet. Die Parameter des Regelwerkes sind in den Auswerteprofilen hinterlegt. Die vom Regelwerk erzeugten Ergebnisse werden in abgeleiteten Registern bzw. in abgeleiteten Wertelisten gespeichert, um dann für den Versand an die Marktteilnehmer vorgehalten zu werden. Im Allgemeinen entstehen hierbei im eichrechtlichen Sinne i. d. R. auch neue Messwerte, sodass die Auswerteprofile und die Regelwerke gegen unzulässige Veränderung geschützt werden müssen. Im laufenden Betrieb obliegt ihre Verwaltung dem *Gateway-Administrator* (GW-Admin).

Über die Auswerteprofile und die Regelwerke werden die sogenannten Tarifanwendungsfälle (TAF) abgebildet. Als Beispiele sind hier zu nennen: *Datensparsamer Tarif* (TAF1), *Zeitvariabler Tarif* (TAF2), *Abruf von Messwerten im Bedarfsfall* (TAF6) oder *Zentrale Tarifierung* (TAF7). Insgesamt sind in der TR 13 Tarifanwendungsfälle definiert worden. In einer Einführungsphase werden aber von einer Reihe von Herstellern zunächst nur die vier oben genannten in den Gateways der Generation 1 realisiert.

Erzeugung der Inhalte der Anzeige

Ein Messsystem muss eine Anzeige für die im SMGW generierten eichrechtlich relevanten Informationen besitzen. Die TR fordert nicht, dass ein SMGW mit einer Anzeige ausgestattet sein muss, es wird lediglich eine Schnittstelle definiert, über die eine Anzeige angesteuert werden kann und es wird ein Mindestumfang an bereitzustellenden Informationen gefordert [3]. Das bedeutet, dass die dem Letztverbraucher anzuzeigenden Inhalte im SMGW zwar erzeugt werden, die eigentliche Visualisierung aber auf einer anderen Messsystemkomponente, dem *Kundendisplay*, erfolgt. Aus eichrechtlicher Sicht ist auch ein in das SMGW integriertes Display möglich. Als mögliche technische Lösung ist in der TR im SMGW ein Webser-

ver auf dem HAN vorgesehen, sodass Messwerte und sonstige Informationen auf einem am HAN angeschlossenen Rechner mit einem Webbrowser visualisiert werden können.

Die Anzeigefunktion des SMGW umfasst mehrere Teilaufgaben:

- Authentifizierung und Zugriffsautorisierung eines Letztverbrauchers,
- Benutzerführung,
- Anzeige aktueller Messwerte und sonstiger Daten,
- Anzeige von Messwerten und Daten, die zur Rechnungskontrolle erforderlich sind und
- Anzeige des Letztverbraucher-Logbuchs.

Für die Letztverbraucherauthentifizierung und -autorisierung müssen folgende Informationen vom SMGW über das HAN bereitgestellt werden:

- Anzeige der eingegebenen Benutzerkennung,
- Anzeige der gemäß [MsysV] § 3, Absatz 2 b notwendigen Tariffinformationen und
- Anzeige der SMGW-Kennung oder -Bezeichnung.

Jeder Letztverbraucher darf nur die Daten angezeigt bekommen, die ihn selbst betreffen. Diese Abgrenzung ist zur Umsetzung des Datenschutzes als Schutzmaßnahme in der TR gefordert. Nach dem Verbindungsaufbau muss die freie Auswahl aller, für den Letztverbraucher relevanten und freigegebenen Daten möglich sein. Hierzu muss die eichpflichtige Software im SMGW Steuerbefehle zur Bedienung der Anzeige und Navigation vom Kundendisplay empfangen und entsprechend reagieren.

Die Anzeige aktueller Werte muss zu jedem Zeitpunkt erfolgen können, sobald der Letztverbraucher es wünscht. Ein Merkmal der Anzeige aktueller Werte ist, dass nicht alle eichrechtlich relevanten Informationen direkt oder in jedem Fall Eingang in die Rechnung finden, dem Letztverbraucher aber dennoch zur Verfügung gestellt werden müssen (z. B. die momentane mittlere Leistung).

Die Informationen zur Rechnungsüberprüfung enthalten dagegen neben den eigentlichen historischen Messwerten weitere Daten (Stammdaten, Tarifdaten), die die Zuordnung und Kontrolle der Rechnung erst ermöglichen. Die Anzeigen zur Rechnungskontrolle beziehen sich immer auf einen zurückliegenden Zeitraum.

Zur Rechnungskontrolle muss auch eine Einsichtnahme in das Letztverbraucher-Logbuch möglich sein. Dieses enthält Messwerte (z. B. Messwertlisten), Stammdaten (z. B. Kennung des Rechnungsstellers), Tariffinformationen (z. B. Änderung von Parametern von Auswertungsprofilen) sowie eine Liste von Fehlerereignissen. Da es jederzeit für den Letztverbraucher zugänglich ist, dient es der aktuellen Information über abrechnungsrelevante Details.

Eine Besonderheit stellt der TAF 7 (zentrale Tarifierung) dar. Auch bei diesem Verfahren muss dem Letztverbraucher die Kontrolle der Rechnung über die im SMGW verarbeiteten und abgelegten Daten ermöglicht werden.

Rück- und Nebenwirkungsfreiheit der Kommunikation über Schnittstellen

Kein über die Schnittstelle empfangener Befehl oder Datenfluss darf eine unzulässige Wirkung im SMGW haben. Dies ist der übereinstimmende Grundsatz, auf dem PP und TR einerseits und die eichrechtlichen Anforderungen andererseits basieren. Die Umsetzung in einzelne Detailanforderungen führt bei PP und TR zur Definition von Rollen, denen bestimmte Aufgaben und Verantwortlichkeiten zugeschrieben werden. Die PTB-Anforderungen sind bei der Konkretisierung eher auf die technische Beschränkung von unzulässigen Funktionen und Wirkungen im Gerät ausgerichtet, unabhängig davon, welcher Rollenvertreter eine Aktion auslöst. Vor diesem Hintergrund sind in den PTB-Anforderungen im Detail einige Ergänzungen und Konkretisierungen zu dem Dokumentsystem PP/TR hinzugefügt worden.

Bei den in PP/TR definierten Bezeichnungen für Schnittstellen handelt es sich nicht um Hardware-Schnittstellen des SMGW, sondern um ein- und austretende Kommunikationsverbindungen zu dem in der Bezeichnung erscheinenden Kommunikationspartner (Rolle oder Gerät). Für diese logischen Schnittstellen sind in den PTB-A 50.8 Beschränkungen für Zugriffe auf konkrete Daten und Funktionen festgelegt worden, sofern sie eine eichrechtliche Bedeutung haben. Daher muss es einen Programmteil im eichrechtlich relevanten Teil der Software geben, der die empfangenen Befehle interpretiert. Der Interpretier darf nur gültige Befehle akzeptieren; bei Empfang anderer Befehle müssen diese als solche identifiziert und verworfen werden.

Schnittstelle zum Kundendisplay

Über diese logische Schnittstelle erhält der Letztverbraucher Zugriff auf die ihn betreffenden Informationen im SMGW. Diese Kommunikation erfolgt über die Messsystemkomponente *Kundendisplay*. So wird dem Letztverbraucher die oben erwähnte Benutzerautorisierung, die Navigation und die Anzeige von Messwerten und sonstigen Daten ermöglicht.

Die Software des SMGW muss verhindern, dass es bei beliebigen Eingaben über diese Schnittstelle möglich ist, eichrechtlich relevante Parameter oder gespeicherte Messwerte zu verändern oder andere Funktionen auszulösen als die genannten.

Schnittstelle zum GW-Admin (WAN)

Diese Schnittstelle beschreibt die Kommunikation der Software auf einem Rechner des GW-Administrators mit dem SMGW. Folgende Kommunikation der Rolle GW-Admin über diese Schnittstelle ist zulässig:

- Erkennung und Autorisierung eines Teilnehmers mit der Rolle „GW-Admin“;
- Abruf des Eich-Logs, das alle eichrechtlich relevanten Ereignisse unlöschar dokumentiert, und Abruf des System-Logs;
- Konfiguration bezüglich der Messwerterfassung, Messwertverarbeitung und Versand von Messwerten und anderen Informationen an externe Marktteilnehmer;
- Konfiguration der Festlegungen für die externen Marktteilnehmer, die mit dem SMGW kommunizieren dürfen und die Informationen über die externe Schnittstellen erhalten dürfen;
- Konfiguration des Sicherheitsmoduls;
- Konfiguration des Zertifikatsmaterials im SMGW und
- Parametrierungen für die einzelnen Tarifanwendungsfälle. Jede Änderung der eichrechtlich relevanten Parameter erfordert eine Eintragung im Eich-Log bzw. im Letztverbraucher-Log.

Im SMGW müssen technische Vorkehrungen getroffen sein, die die im Folgenden aufgeführten Aktionen verhindern oder beschränken:

- Gemäß der TR ist der GW-Admin berechtigt, Software-Updates nach Überprüfung der Authentizität der Software einzuspielen. Aus eichrechtlicher Sicht ist dies aber nur gewissermaßen eine Vorprüfung, denn die eigentliche Überprüfung der Authentizität und Integrität muss automatisch im SMGW gemäß den Download-Anforderungen des MessEG erfolgen, der GW-Admin darf den Vorgang nur initiieren können. Diese Anforderung betrifft insbesondere das Regelwerk. Sofern zu ladende Zählerprofile ausführbaren Code enthalten, sind die Anforderungen auch auf diese anzuwenden. Für die zu ladende Software muss eine Konformitätsbewertung durch eine benannte Stelle für das gesetzliche Messwesen durchgeführt werden.
- Der GW-Admin darf nur die im Rahmen der eichrechtlichen Baumusterprüfung festgelegten Parameter und Funktionen des SMGW beeinflussen können. Die Einstellungen durch den GW-Admin erfolgen durch Parametrierung der Zählerprofile und des Regelwerks. Die damit initiierten oder gesteuerten Funktionen müssen automatisch ohne weitere Aktionen des GW-Admin ablaufen. Der direkte Zugriff auf eichrechtlich relevante Daten oder

Funktionen darf für den GW-Admin nicht möglich sein. Der GW-Admin darf das Eich-Log und die Letztverbraucher-Logs nicht direkt löschen oder verändern können.

- Der GW-Admin darf Eich-/Letztverbraucher-Log-Einträge bei Änderung eichrechtlich relevanter Parameter nicht umgehen oder verhindern können.
- Besitzt das SMGW ein Betriebssystem, so darf der GW-Admin nicht die Rolle des Betriebssystemadministrators einnehmen können und darf nicht mit besonderen Privilegien ausgestattet sein.

Schnittstelle zu den Einrichtungen des externen Marktteilnehmers

Externen Marktteilnehmern wird Zugriff auf für sie relevante Daten durch den GW-Admin gewährt. So muss die Software des SMGW dafür sorgen, dass der externe Marktteilnehmer ausschließlich Informationen vom SMGW, die durch Auswertepprofile vom SMGW-Admin festgelegt worden sind, erhält. Er darf keinen direkten Zugriff auf Zähler im LMN und keinen direkten Zugriff auf originäre Messwertlisten erhalten, sondern nur auf die abgeleiteten Messwertlisten und gegebenenfalls auf die Datenstruktur mit dem aktuellen Zählerstand.

Schnittstelle zur Verwenderüberwachung

Der GW-Admin unterliegt der Verwendungsüberwachung durch die Behörden. Dennoch haben diese keinen direkten Zugang zu den Daten des SMGW. Der GW-Admin ist aber verpflichtet, der Überwachungsbehörde jederzeit den Inhalt der Eich-Logs beliebiger SMGW auf Anforderung zur Verfügung zu stellen.

Das SMGW muss es dem GW-Admin ermöglichen, das Eich-Log auszulesen und an eine Überwachungsbehörde weiterzuleiten. Das SMGW muss das Eich-Log vor Versand an den GW-Admin mit seinem privaten Schlüssel signieren. So können die Überwachungsbehörden überprüfen, ob das Eich-Log authentisch und integer ist.

Schnittstelle zum LMN

Für die Schnittstelle zum LMN, über die die Kommunikation mit den Zählern und Kommunikationsadaptern erfolgt, bedeutet Rück- und Nebenwirkungsfreiheit, dass das SMGW nur mit den bekannt gemachten Zählern und Kommunikationsadaptern kommuniziert. Dies wird in den Zählerprofilen festgelegt, welche gewährleisten müssen, dass über die Schnittstelle nur der Messwertempfang erfolgt und die Daten, Parameter und Funktionen des SMGW nicht in unzulässiger

Weise über diese Schnittstelle beeinflusst werden können. Es dürfen nur zertifizierte und autorisierte Zählerprofile installiert werden können. Es darf nicht möglich sein, dass Zähler oder Kommunikationsadapter hinzugefügt, ausgetauscht oder gewechselt werden können, ohne dass dies im Eich-Log registriert wird.

Abbildung der Rollen, Mandanten-Accounts, Zugriffsrechte

Durch PP und TR werden zum Teil detaillierte Vorgaben an die Software des SMGW unter Datensicherheitsaspekten aufgestellt. Diesen liegt ein System von Rollen und ihren Berechtigungen zugrunde. Aus diesen Vorgaben ergibt sich eine grobe Softwarearchitektur, die im SMGW realisiert werden muss. Wie oben erläutert, ist es aus eichrechtlicher Sicht zum Teil erforderlich, gewisse Anforderungen zu ergänzen bzw. in der TR aufgestellte Forderungen genauer zu spezifizieren.

Im Gesetzlichen Messwesen sind Multiuser-Systeme wie das SMGW nicht üblich. Deshalb wird das Problem der Abschottung der einzelnen Nutzer des Systems gegeneinander nicht ausdrücklich in der MID [7] bzw. MessEG/EV behandelt. Es wird jedoch verlangt, dass die messtechnisch relevante Software nicht von anderer Software in unzulässiger Weise beeinflusst werden darf. Existieren mehrere virtuelle messtechnisch relevante Einrichtungen nebeneinander, wird die MessEV hier so interpretiert, dass sich diese nicht gegenseitig beeinflussen dürfen.

Die in PP bzw. TR definierten Rollen beinhalten Berechtigungen und Zugriffsverbote für die jeweiligen Rollenvertreter. Nach Eichrecht müssen diese Beschränkungen auch technisch so umgesetzt sein, dass der betreffende Vertreter der Rolle gar nicht in der Lage ist, gegen diese Vorgaben zu verstoßen. Es handelt sich nicht nur um Schutzmaßnahmen, sondern auch um funktionelle Anforderungen an das System. Entsprechend einer objektorientierten Beschreibung, die keine Vorgabe für eine reale Realisierung sein soll, wird hier von Instanzen (Objekten) gesprochen, die einem Rollenvertreter zugeordnet sind und gewisse Funktionen, Datenrepräsentationen und Parameter besitzen.

Die Softwareteile, die die eichrechtlich relevante Berechnung, Verarbeitung, Speicherung usw. eines Tarifierungsfalls realisieren, dürfen nicht durch die eines anderen Tarifierungsfalls gestört oder unzulässig beeinflusst werden können. Die Softwareteile, die einem Letztverbraucher zugeordnete Funktionen und Datenrepräsentationen realisieren, dürfen nicht durch die einem anderen zugeordnete Funktionen und Datenrepräsentationen gestört oder unzulässig beeinflusst werden können.

Diese Anforderungen können als Instanz im objektorientierten Sinne realisiert werden. Diese Instanz ist der Teil der Software, mit der ein realer Letztverbraucher kommuniziert, die Informationen über ihn bereithält und diese an andere reale Rollenvertreter oder andere Software-Objekte weitergibt, und die schließlich alle Informationen, die den Letztverbraucher betreffen, zusammenhält und gegen unzulässige Zugriffe schützt. Es ist vorteilhaft, die Software wie beschrieben zu organisieren, weil auf diese Weise automatisch eine Kapselung gegen andere Software erfolgt.

Neben den beschriebenen Modellinstanzen für den Letztverbraucher müssen nach den gleichen Grundsätzen aufgebaute weitere Modellinstanzen für die Überwachungsbehörde, den Gateway-Administrator, den Servicetechniker sowie den externen Marktteilnehmer im SMGW existieren.

Verwaltung, eichrechtlich relevante Prozeduren und Prozesse

Die Modellinstanzen für die verschiedenen Rollen dürfen nur die ihnen erlaubten Operationen in der Systemsoftware ausführen können. Die Modellinstanzen existieren während der gesamten Betriebszeit bzw. solange die Berechtigung des betreffenden Rollenvertreter für das SMGW gilt. Es wird also ein für diesen Zeitraum aktiver Account benötigt, dem die Rollenberechtigungen zugeordnet sind, unabhängig davon, ob der Rollenvertreter gerade mit dem SMGW kommuniziert oder nicht (innerer Account).

Es muss für jeden am SMGW registrierten Rollenvertreter einen inneren Account geben, der ununterbrochen aktiv ist. Dies hat zum Ziel, dass auch Software-Objekte, deren Funktionen stellvertretend für den realen Rollenvertreter Operationen und Datenzugriffe ausführen, denjenigen Beschränkungen unterliegen, die für die jeweilige Rolle gelten.

Neben den rollengebundenen Operationen und der Messwertverarbeitung müssen weitere eichrechtlich relevante Aufgaben und Dienste ausgeführt werden. Hierzu sollte es einen Teil der Firmware bzw. Systemsoftware geben, der alle eichrechtlich relevanten nicht rollengebundenen Operationen ausführt. Beispiele für derartige Operationen wären:

- Datenakquisition,
- Führen des Eich-Logs,
- Funktion, die Änderungen der eichrechtlich relevanten Parameter vornimmt. Hierzu zählen z. B. ein Zählerwechsel, das Laden eines neuen Zählerprofils, das Laden eines neuen Auswerteprofils usw.,
- Funktionen, die die Zugriffsbeschränkungen für Zugriffe durch Accounts realisieren,
- Ausführung von Selbsttest-Prozeduren in

regelmäßigen Abständen oder auf Veranlassung des GW-Admin und

- Durchführung und Steuerung von Software-Updates gemäß den Download-Anforderungen.

Die Softwareteile, die die inneren Accounts und den nicht rollengebundenen Diensten zugeordneten Funktionen und Datenrepräsentationen realisieren, dürfen selbst nicht durch andere Softwareteile gestört oder unzulässig beeinflusst werden können.

Funktionen, die in diesem Abschnitt diskutiert wurden, wie Datenakquisition, Zeitstempelung, Regelwerk und Auswerteprofle, Generierung der Anzeige, Verwaltung der Logs, Steuerung von Updates, Selbsttests usw. gehören zum eichrechtlich relevanten Softwareteil. Es können noch weitere hinzukommen, abhängig von der tatsächlichen Realisierung.

Es ist möglich, dass neben dem eichrechtlich relevanten Softwareteil ein weiterer, eichrechtlich nicht relevanter existiert. Beide Teile müssen voneinander getrennt sein und zwischen beiden Teilen muss eine informationstechnische Schnittstelle definiert werden. Der oben beschriebene objektorientierte Ansatz ist eine gute Voraussetzung, um diese Softwaretrennung realisieren zu können.

Zusammenfassung und Ausblick

Das Sicherheitskonzept des SMGW wurde vom Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik entwickelt und die Sicherheitsanforderungen und notwendigen Funktionalitäten in Form eines Schutzprofils und einer Technischen Richtlinie veröffentlicht. Mit den PTB-A 50.8 wurde dieses Regelwerk um die eichrechtlichen Aspekte ergänzt. Hersteller können nun auf dieser Basis konkrete Geräte konstruieren und Baumusterprüfbescheinigungen bei den benannten Stellen erhalten. Eine Erprobung in größerem Umfang soll in Kürze beginnen.

Endgültige Sicherheit über die Anforderungen an das SMGW werden Hersteller, Verwender, Prüfstellen und Überwachungsbehörden aber erst mit der Verabschiedung der Messsystemverordnung bekommen. Eine überarbeitete Version der Technischen Richtlinie wurde bereits angekündigt. In diesem Zusammenhang werden auch noch einige Verfahrensfragen abschließend zu klären sein, wie das Inverkehrbringen der Geräte im eichrechtlichen Sinn, mögliche Softwareupdates im Betrieb oder Befundprüfungen durch Überwachungsbehörden. Zur Behandlung dieser Fragen wurde eine BSI-Arbeitsgruppe unter der Leitung der Eichbehörden eingerichtet, in der die PTB beratend beteiligt ist.

Literatur

- [1] Energiewirtschaftsgesetz (EnWG), www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/enwg_2005/gesamt.pdf (letzter Aufruf: 24. September 2015)
- [2] Protection Profile for the Gateway of a Smart Metering System (Smart Meter Gateway PP), Schutzprofil für die Kommunikationseinheit eines intelligenten Messsystems für Stoff und Energiemengen, SMGW-PP, Version 1.2, 18. März 2013, Certification-ID BSI-CC-PP-0073, Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik, Bonn
- [3] Technische Richtlinie BSI TR-03109-1, Anforderungen an die Interoperabilität der Kommunikationseinheit eines intelligenten Messsystems, Version 1.0, 18. März 2013, BSI, Bonn
- [4] PTB-Anforderungen PTB-A 50.8 Smart Meter Gateway, Dezember 2014, verabschiedet von der Vollversammlung für das Eichwesen 2014
- [5] Gesetz über das Inverkehrbringen und die Bereitstellung von Messgeräten auf dem Markt, ihre Verwendung und Eichung sowie über Fertigpackungen (Mess- und Eichgesetz – MessEG), 25. Juli 2013
- [6] Verordnung über das Inverkehrbringen und die Bereitstellung von Messgeräten auf dem Markt sowie über ihre Verwendung und Eichung (Mess- und Eichverordnung – MessEV), 11. Dezember 2014
- [7] Richtlinie 2004/22/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 31. März 2004 über Messgeräte

Anbindung von Verbrauchsmessgeräten über Kommunikationsadapter

Rainer Kramer*

Einleitung

Die Erfassung von Energieverbrauchsdaten bestimmter Letztverbrauchergruppen über Datennetze muss in Deutschland entsprechend den Vorgaben des Energiewirtschaftsgesetzes [1] durch intelligente Messsysteme erfolgen. Ein wesentliches Ziel der Einführung ist die Sicherstellung eines hohen Schutzniveaus der Daten bei den erforderlichen Kommunikationsprozessen. Dies betrifft sowohl den WAN-Bereich als auch den lokalen Datentransfer über das sogenannte lokale metrologische Netzwerk (LMN). Auch wenn die Anforderungen im LMN nicht so komplex sind, wie die im WAN-Bereich vorgesehenen, so müssen die Zählerhersteller ihre Produkte an die Vorgaben des Regelwerks des Bundesamtes für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) anpassen, das federführend für die Erarbeitung der Datensicherheits- und Datenschutzvorgaben zuständig ist. Die Anbindung eines Zählers an das LMN kann direkt erfolgen (der Hersteller implementiert die Schnittstelle entsprechend dem BSI-Regelwerk im Zähler) oder es wird eine bereits vorhandene Schnittstelle am Zähler genutzt und mithilfe eines Kommunikationsadapters (KA) werden die physischen und logischen Anforderungen an die Datenkommunikation im LMN realisiert. Dieses Konzept bietet auch die Möglichkeit, bereits verbaute Zähler weiter zu nutzen, was, abhängig vom Versorgungsunternehmen, aus ökonomischer Sicht sinnvoll sein kann.

Anforderungen an Kommunikationsadapter

Für die in den intelligenten Messsystemen verbauten „Kommunikationseinheiten“, die auch als „Smart Meter Gateway“ (SMGW) bezeichnet werden, gelten die in den Technischen Regeln des BSI zur Interoperabilität der Kommunikationseinheit eines intelligenten Messsystems (TR) [2] gemachten Vorgaben. In Bezug auf die Datenkommunikation werden im „Protection Profile“ (PP) des BSI [3] Festlegungen getroffen, die auch die lokale Kommunikation betreffen. Ein SMGW kommuniziert mit den in einem Haushalt befind-

lichen Verbrauchszählern über das LMN. An das LMN dürfen zur Übertragung von Zählerständen nur Verbrauchszähler wie Elektrizitäts-, Gas-, Wasser- und Wärmezähler angeschlossen werden. Das Konzept sieht vor, dass die angeschlossenen Zähler auf Anforderung durch das SMGW Verbrauchsdaten bereitstellen (bidirektionaler Betrieb) oder die Zähler periodisch Daten über das LMN an das SMGW (unidirektionaler Betrieb) senden. Diese Betriebsarten können sowohl drahtgebunden als auch über Funk realisiert werden.

Die bidirektionale Technik hat den Vorteil, dass das SMGW den Zeitpunkt der Abfrage des Zählers bestimmt. Außerdem können die Signallaufzeiten zwischen Zähler und Gateway ausgewertet werden. Die Anforderungen der TR und des PP machen für die bidirektionale Kommunikation im LMN aufgrund der höheren kryptologischen Anforderungen einen umfangreichen Datenaustausch beim Betrieb der Verbindung unvermeidlich. Dies ist bei einer drahtgebundenen Anbindung bezüglich Bandbreite und Energieverbrauch unproblematisch. Bei Funkverbindungen, wie sie bei mit batteriebetriebener Elektronik ausgestatteten Nicht-Elektrizitätszählern häufig zur Anwendung kommen, ist eine unidirektionale Kommunikation vorzuziehen, da die zu kommunizierende Datenmenge vergleichsweise gering ist. Während Elektrizitätszähler auf Energie aus der Netzversorgung zurückgreifen können, ist bei Gas- und ggf. bei Wasserzählern eine Minimierung des Energieverbrauchs anzustreben, um eine hohe Batterielebensdauer von z. B. 12 Jahren zu erreichen. Hieraus ergibt sich auch, dass eine möglichst geringe Häufigkeit des Sendens von Daten angestrebt werden muss.

Eine LMN-konforme Schnittstelle eines Zählers stellt im Sinne der MID [5] eine Zusatzfunktionalität dar, die außerhalb des Rahmens der Konformitätsbewertung der MID-Verbrauchszähler liegt. Eine solche Schnittstelle kann entweder direkt im Zähler implementiert sein oder in Form eines KA, der z. B. als Steckmodul in einen Zähler nachträglich eingebracht wird, realisiert werden. Ferner kann der KA extern über eine unmittelbar mit dem Zähler erzeugte mechanische Ver-

* Dr. Rainer Kramer, Arbeitsgruppe 1.42 „Gasmessgeräte“, E-Mail: rainer.kramer@ptb.de

bindung angeordnet sein oder über ein kurzes, inspizierbares Kabel mit dem Zähler verbunden werden. Letzteres ist insbesondere bei bereits im Netz verbauten mechanischen Gaszählern mit Impulsschnittstelle von Interesse, da eine Vielzahl dieser Zähler über eine entsprechende Schnittstelle verfügt. Abhängig vom Typ ist es hier unter Umständen ausgeschlossen, den KA direkt am Zählwerk zu montieren. Die Verbindung zwischen Zähler und KA muss gesichert werden, um eine Manipulation der Datenübertragung zu verhindern.

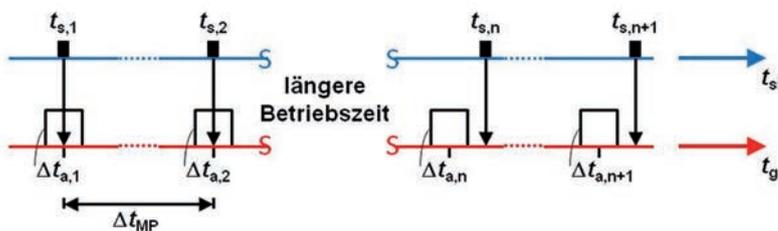
Aufgabe des KA ist es, den Zählerstand des angeschlossenen Zählers über vorhandene digitale Schnittstellen und den implementierten Protokollen auszulesen oder im Fall anderer Schnittstellen, z. B. einer Impulsschnittstelle, durch Integration der Impulse den Zählerstand digital nachzubilden. Der im KA auf diese Weise reproduzierte Zählerstand wird dann abhängig von der Art der Kommunikation im LMN durch den KA verschlüsselt, signiert und an das SMGW übertragen. Darüber hinaus muss der KA weitere Daten, wie die Zähler-ID, die KA-ID oder den Fehlerstatus, bereitstellen.

Die PTB-A 50.8 [4] stellen aus eichrechtlicher Sicht Anforderungen an den KA, die grundsätzlich auch für Messgeräte mit integrierter LMN-Schnittstelle nach TR gelten. Es wird gefordert, dass die Zählerstandsübertragung im LMN unverfälscht und mit ausreichender Auflösung (im allgemeinen die Auflösung der Zähleranzeige) erfolgt. Weiterhin muss die Verzögerung zwischen dem Zeitpunkt der Entstehung des Zählwerkstandes

und seiner Erfassung und Zeitstempelung durch das SMGW vernachlässigbar in Bezug auf die im SMGW konfigurierte Registrierperiodenlänge sein. Dies ist notwendig, um eine Messrichtigkeit von 1 % bei zeitbezogenen Messwerten, wie z. B. bei der mittleren Leistung, in der Registrierperiode zu erreichen. Bezüglich des Registrierperiodenrasters wird die Synchronität mit der gesetzlichen Zeit gefordert, d. h. zur vollen Stunde (Gas) bzw. zur vollen Viertelstunde (Strom) müssen die Registrierperioden beginnen. Dies ist notwendig, um den Letztverbrauchern eine Möglichkeit zur Steuerung ihres zeitlichen Verbrauchsverhaltens zu geben und um Kunden mit mehreren Zählpunkten korrekt abrechnen zu können.

Entsprechend den PTB-A 50.8 muss durch das SMGW sichergestellt werden, dass über das LMN die Zählerstandsdaten möglichst zeitnah zum Registrierperiodenraster erfasst werden und in den originären Messwertlisten zusammen mit dem Tageszeitstempel des Eingangs gespeichert werden. Die Auswertung der Zeitstempel erlaubt die Bewertung der Verwertbarkeit im Sinne des gesetzlichen Messwesens. Sie ist gegeben, wenn die maximale Abweichung der Erfassung gegenüber dem Raster nicht mehr als 3 % der Registrierperiodenlänge beträgt und die tatsächliche Registrierperiodenlänge, wie oben erwähnt, nicht mehr als 1 % vom Vorgabewert abweicht. Anderenfalls dürfen die übertragenen Zählerstandwerte nur eingeschränkt für Verrechnungszwecke genutzt werden und sind in Bezug auf die Registrierperiode als gestört zu kennzeichnen.

Während bei einer bidirektionalen, drahtgebundenen Kommunikation diese Forderungen bei üblichen Registrierperiodenlängen von z. B. 15 min relativ leicht zu erfüllen sind, ist dies bei batteriebetriebenen Zählern oder KA mit Funkübertragung problematisch. Dies ist einerseits darauf zurückzuführen, dass je nach Auslastung des zur Verfügung stehenden Funkfrequenzbandes fehlerhafte Übertragungsversuche aufgrund von Kollisionen mit anderen Sendern zu erwarten sind. Werden die Sendezeitpunkte $t_{s,n}$ der Kommunikationsadapter durch eine geringe, zufällige Zeitspanne variiert, können Kollisionen der Adapter untereinander verringert werden. Andererseits kann der zur internen Zeitsteuerung genutzte Zeitgeber im KA bei unidirektionaler Kommunikation nicht synchronisiert werden, so dass aufgrund seiner Drift die Sendezeitpunkte $t_{s,n}$ nach längerer Betriebszeit nicht mehr synchron zum Registrierperiodenraster sind (siehe Bild 1). Wird im Verhältnis zur Registrierperiodenlänge häufig gesendet, kann erreicht werden, dass mit hoher Wahrscheinlichkeit innerhalb der oben genannten Akzeptanzgrenzen erfolgreiche Übertragungen stattfinden. Dementsprechend können derzeit mit funkbasierten KA und einem



$t_{s,n}$	-	Sendezeitpunkte des KA
$\Delta t_{a,n}$	-	zeitliche Akzeptanzfenster des SMGW (216s)
t_g	-	gesetzliche Zeit
t_{si}	-	Zeit des internen Zeitgebers im KA
Δt_{MP}	-	Registrierperiode (1h)

Bild 1: Verlust der Synchronität der Datenaussendung mit der Registrierperiode bei nicht-synchronisierter Zeitbasis des Zählers bzw. des KA

Sendeintervall von 30 min nur der Tarif 1 (datensparsamer Tarif, monatliche Abrechnung) und der Tarif 6 (tagesgenaue Abrechnung) gemäß TR realisiert werden. Dies wird aus heutiger Sicht für den Gasbereich als ausreichend angesehen.

Schnittstelle zum Verbrauchszähler

Entsprechend der MID müssen Verbrauchszähler unabhängig davon, ob eine Fernauslesung erfolgt oder nicht, über eine Sichtanzeige verfügen. Eine Schnittstelle zur Datenauslesung oder Nachbildung des Zählerstandes ist optional. Für die Anbindung an das LMN gilt insbesondere die Anforderung nach einer Bereitstellung des Zählerstandes mit ausreichender Auflösung und geringer zeitlicher Verzögerung, die mit der Sichtanzeige übereinstimmt. Weiterhin muss auch der Schutz der Schnittstelle gegenüber Manipulationen in angemessener Weise gewährleistet sein.

In diesem Zusammenhang wurde die Verwendbarkeit von Impulsschnittstellen oder die Ablesung des Zählerstandes durch eine optoelektronische Kamera mit Informationserkennung diskutiert. Bei einer Kameralösung ist zu beachten, dass die eichrechtlich relevanten Beschriftungen weiterhin lesbar sein müssen und dass das Auslesen nicht unerkannt manipuliert werden kann. Im Falle einer Impulsschnittstelle verfügt häufig nur der Hersteller der Zähler über das notwendige Wissen, KA ausreichend sicher in Bezug auf die Impulserfassung zu gestalten, sodass auch nur er die technische Zuverlässigkeit und Beständigkeit des für den jeweiligen Zählertyp spezifizierten KA einschätzen kann.

Eine gemeinsame Arbeitsgruppe des FNN und des DVGW hat ein Lastenheft für verschiedene Typen von KA [7] erarbeitet. Das Lastenheft soll sowohl die aus Sicht des gesetzlichen Messwesens notwendigen Anforderungen als auch normative Vorgaben für die Verwendung z. B. für die Interoperabilität zusammenfassen.

Konformitätsbewertung des KA

Der KA muss, wie oben erläutert, die Anforderungen des BSI-Regelwerkes als auch die Anforderungen des gesetzlichen Messwesens erfüllen. In der TR des BSI wird auf 2 Dokumente hingewiesen, auf die „BSI TR-03109-5 Technische Richtlinie Kommunikationsadapter“ und die „BSI TR-03109-TS-5 Testspezifikation Kommunikationsadapter“. Beide Dokumente sind in Planung. Die Anforderungen an die Interoperabilität der LMN-Schnittstelle – dies betrifft sowohl Zähler, die direkt mit dem SMGW kommunizieren, als auch Kommunikationsadapter – werden in den Anlagen IIIa und IIb (Drahtlose LMN-Schnittstelle) und IVa und

IVb (Drahtgebundene LMN-Schnittstelle) der TR-03109-1 beschrieben. Beide Spezifikationen basieren auf die Industriestandards „OMS - Open Metering System“ als Spezifikation für die drahtlose Kommunikation und „SML – Smart Message Language“ für die drahtgebundene Kommunikation zum SMGW.

Die Prüfung der KA bzw. der direkt im Zähler implementierten LMN-Schnittstelle in Hinsicht auf die Konformität mit dem BSI-Regelwerk muss durch den Hersteller erfolgen. Sie ist zudem Voraussetzung für eine Konformitätsbewertung nach dem MessEG [5]. Da Kommunikationsadapter elektronische Zusatzgeräte im Sinne des MessEG sind, müssen neben den Richtigkeitsprüfungen auch Prüfungen in Bezug auf mechanische, klimatische und elektromagnetische Einflussgrößen erfolgen. Im oben genannten Lastenheft werden Mindestanforderungen an die vom Hersteller zu spezifizierenden Einsatzbedingungen gestellt.

Im Beitrag [8] dieser PTB-Mitteilung werden in Bezug auf die verzögerungsfreie Bereitstellung der Daten Prüfkonzepte vorgestellt. Es muss aber beachtet werden, dass die Schnittstelle im Verbrauchszähler optional ist, d. h. die Richtigkeit der an der Schnittstelle zur Verfügung stehenden Daten ist nicht zwingend Gegenstand einer Baumusterprüfung des Zählers nach der MID. Ist im Rahmen der Baumuster- bzw. der Entwurfprüfung der Zähler keine Prüfung der Zähler-schnittstelle erfolgt, muss dies bei der Prüfung des anzuschließenden KA erfolgen.

Die Prüfung des KA bzw. der LMN konformen Schnittstelle eines Zählers muss die Richtigkeit der Schnittstelle, d. h.

- die unverfälschte Übertragung des Zählerstandes mit der vom Zähler bzw. der Zähler-schnittstelle zur Verfügung gestellten Auflösung bzw.
- die richtige Nachbildung des Zählerstandes bei sonstigen Schnittstellen wie einer Impulsschnittstelle im spezifizierten Bereich der Umgebungsbedingungen und
- die Unempfindlichkeit der Schnittstelle gegen Störeinflüsse

nachweisen. Ferner müssen die Vollständigkeit der erforderlichen Datenübertragung und die Integrität der Baueinheit, also eine Konstruktion, die robust gegen Manipulationsversuche ist, nachgewiesen werden. Die Bereitstellung der Daten mit geringer vernachlässigbarer Latenzzeit ist, wie oben erwähnt, ebenfalls zu prüfen.

Ferner ist zu beachten, dass durch den KA bzw. durch die LMN-Schnittstelle keine Beeinflussung des Zählers selbst erfolgen darf. Bei Funkübertragung kann es z. B. zu erheblichen Feldstärken am Zähler kommen oder es kann je nach Ausführung zu zusätzlichen Belastungen der zählerinternen Energieversorgung bzw. der Batterie kommen.

Vereinfachtes Inverkehrbringen (Module)

Entsprechend dem MessEG ist der KA eine Zusatzeinrichtung und muss mit einer nationalen Konformitätserklärung in Verkehr gebracht werden. Es wird davon ausgegangen, dass zusätzlich zu den für Versorgungsmessgeräte grundsätzlich möglichen Modulen (B+D bzw. B+F) für das Inverkehrbringen auch das Modul D1 durch die regelsetzenden Gremien in Betracht gezogen werden kann. Beim Modul D1 ist der Hersteller für die Konformität der Geräte verantwortlich und erklärt dies durch eine Prüfbescheinigung. Die Prüfungen am Baumuster werden in Verantwortung des Herstellers durchgeführt und durch ihn bewertet. Die Überwachung der Produktion erfolgt durch eine hierfür nach dem MessEG benannte Stelle.

Ausblick

Die Anbindung von Bestandszählern an ein SMGW mittels eines Kommunikationsadapters kann, abhängig von den baulichen Gegebenheiten, häufig nur erreicht werden, wenn eine drahtlose Kommunikation aufgebaut wird. Wie oben beschrieben sind in diesem Zusammenhang jedoch tendenziell selten alle Tarifierungsfälle anwendbar, da die Synchronität der Datenerfassung mit den Registrierperioden nicht gewährleistet ist. Die Open Metering Specification (OMS) [9] verfügt über Ausprägungen, die hierzu grundsätzlich Verbesserungspotenzial bieten, die aber z. Z. nicht mit dem BSI-Regelwerk konform sind.

Abhängig von den Bedingungen am Einsatzort kann es auch notwendig sein, für die drahtlose Kommunikation Repeater einzusetzen. Hierdurch wird die Laufzeit zwischen der Aussendung von Daten bis zur Registrierung im SMGW unbestimmt. Die OMS-Spezifikation bietet die Möglichkeit, einen Sekundenindex zu übertragen, der dem SMGW eine Analyse der Laufzeit ermöglicht und damit Verfälschungen der Zeitrichtigkeit verhindert. Somit stünde für die genannten Fragestellungen eine technische Lösung zur Verfügung, die bei der weiteren Überarbeitung der Regelwerke Berücksichtigung finden könnte.

Literatur

- [1] Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), zuletzt geändert durch Artikel 6 des Gesetzes vom 28. Juli 2015
- [2] Technische Richtlinie BSI TR-03109-1, Anforderungen an die Interoperabilität der Kommunikationseinheit eines intelligenten Messsystems, Version 1.0, 18. März 2013, Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik, Bonn
- [3] Protection Profile for the Gateway of a Smart Metering System (Smart Meter Gateway PP), Schutzprofil für die Kommunikationseinheit eines intelligenten Messsystems für Stoff und Energiemengen, SMGW-PP, Version 1.2, 18. März 2013, Certification-ID BSI-CC-PP-0073, Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik, Bonn
- [4] PTB-A 50.8 „Smart Meter Gateway“, Physikalisch-Technische Bundesanstalt, Dezember 2014, Braunschweig
- [5] Richtlinie 2004/22/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 31. März 2004 über Messgeräte (MID)
- [6] Gesetz über das Inverkehrbringen und die Bereitstellung von Messgeräten auf dem Markt, ihre Verwendung und Eichung sowie über Fertigpackungen (MessEG), 25. Juli 2013
- [7] FNN/DVGW-Hinweis „Kommunikationsadapter zur Anbindung von Messeinrichtungen an die LMN-Schnittstellen des Smart Meter Gateways“, Version 1.1, 24. Juli 2015 – Entwurf
- [8] Konformitätsbewertung von Messeinrichtungen und -systemen nach § 21d des Energiewirtschaftsgesetzes, H. Kahmann, Beitrag in dieser PTB-Mitteilung
- [9] Open Metering System Specification, Volume 2, Primary Communication, Issue 3.0.1/2011-01-29 Release (OMS)

Zeitsynchronisation des Smart Meter Gateways

Dieter Sibold*

1 Einleitung

Das Smart Meter Gateway (SMGW) verfügt über eine Reihe von Funktionen, die einen Bezug zur gesetzlichen Zeit verlangen. Ein Beispiel hierfür ist die vom SMGW durchzuführende Zeitstempelung und Tarifierung der zu erfassenden Messwerte. Die Technische Richtlinie BSI TR-03109-1 (TR) schreibt vor, dass die Zeit des SMGW durch eine vertrauenswürdige Zeitquelle zu synchronisieren ist [1], damit sie sich innerhalb der eichrechtlich vorgegebenen Unsicherheiten mit der gesetzlichen Zeit deckt. Die TR beschreibt hierzu eine hierarchische Zeitsynchronisationsstruktur, in der das SMGW durch den Zeitserver beim SMGW-Administrator (GW-Admin) und dieser wiederum von den Zeitservern der PTB zu synchronisieren ist (siehe Bild 1). In beiden Hierarchieebenen wird die Zeitsynchronisation durch das weit verbreitete *Network Time Protocol* [2, 3] realisiert. Die Anforderungen an die Zeitsynchronisation zwischen SMGW und GW-Admin beschreibt die TR. Die

Anforderungen für die Verbindung zwischen GW-Admin und der PTB sind in den PTB-Anforderungen 50.8 [4] beschrieben.

2 Funktionsweise der Zeitsynchronisation

Das *Network Time Protocol* (NTP) ermöglicht den Aufbau einer hierarchisch gegliederten Zeitsynchronisationsstruktur, mit deren Hilfe eine einheitliche Zeit in verteilten Infrastrukturen etabliert und kontinuierlich aufrechterhalten wird. Der Verbreitungsgrad des NTP ist hoch, sodass nationale Metrologie-Institute häufig öffentliche NTP-Server zur Weitergabe der koordinierten Weltzeit Universal Time Coordinated (UTC) bereitstellen.

Das NTP verwendet ein Zweiwege-Zeitübertragungsverfahren, wie in Bild 2 dargestellt. Dieses Verfahren setzt voraus, dass beide Kommunikationspartner Nachrichten empfangen und versenden können. Ein Client bestimmt seine Zeitdifferenz zu einem Zeitserver (im Folgenden kurz Server bezeichnet), indem er zu einem Zeitpunkt

* Dr. Dieter Sibold, Arbeitsgruppe Q.42 "Serversysteme und Datenhaltung", E-Mail: dieter.sibold@ptb.de

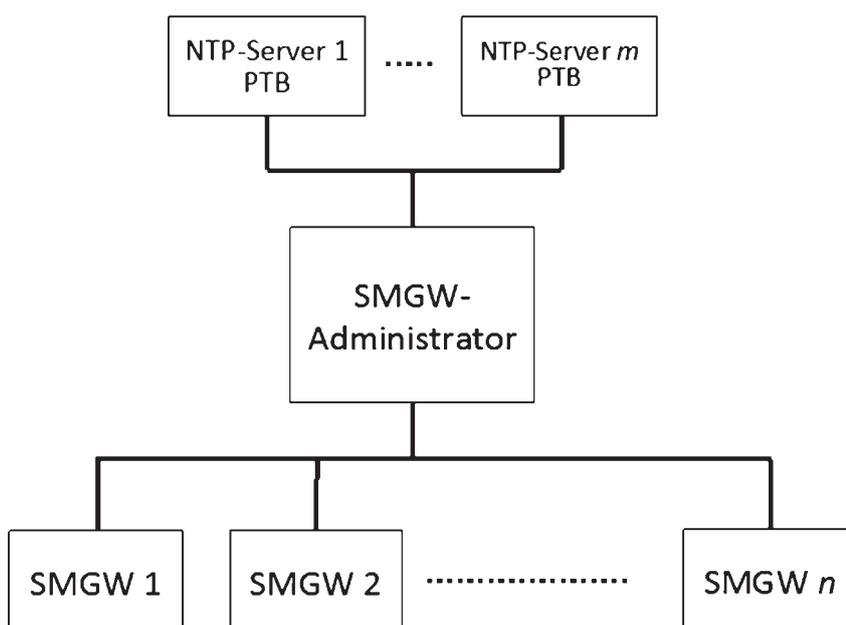


Bild 1: Zeitsynchronisationshierarchie für das Smart Meter Gateway

t_1 eine Zeitanfrage an den Server verschickt, der diese zum Zeitpunkt t_2 erhält. Client und Server fügen diese Zeiten jeweils in die Nachricht ein. Der Server sendet die Antwort zum Zeitpunkt t_3 an den Client, der sie zum Zeitpunkt t_4 erhält. Diese Zeiten werden beim Versand und Empfang ebenfalls in die Nachricht eingetragen. Die Zeiten t_1 und t_4 werden relativ zur Systemzeit des Clients, die Zeiten t_2 und t_3 relativ zur Systemzeit des Servers gemessen. Anhand dieser vier Zeitstempel kann der Client unter der Annahme, dass die Paketlaufzeiten für die Anfrage und Antwort gleich lang sind (symmetrischer Fall, d. h. $\xi = 0,5$; siehe Bild 2) die Zeitdifferenz Δ zum Server aus $\Delta = \frac{1}{2}((t_2 - t_1) + (t_3 - t_4))$ berechnen [5]. In IP-Netzwerken ist diese Annahme häufig nicht zutreffend, sodass die Bestimmung von Δ mit einem Fehler ε behaftet ist. Der Fehler ist begrenzt durch $|\varepsilon| \leq \frac{1}{2} \delta$, wobei δ die gesamte Paketlaufzeit aus Anfrage und Antwort darstellt. Die gesamte Paketlaufzeit δ kann aus den vier Zeitstempeln mit $\delta = ((t_4 - t_1) - (t_3 - t_2))$ berechnet werden. Die gemessene Zeitdifferenz Δ verwendet der Client, um den Zeit- und Frequenzfehler seiner Systemuhr zu minimieren [6].

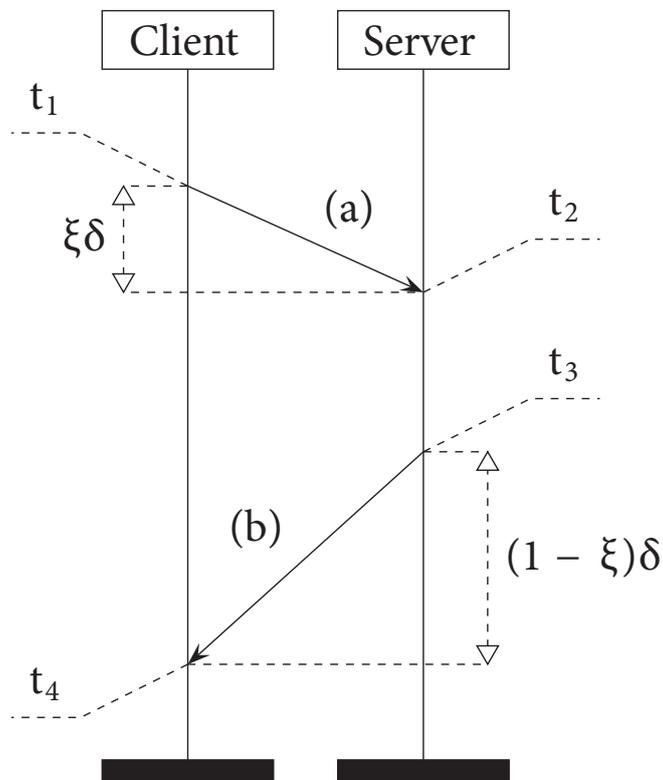


Bild 2: Schematische Darstellung der Zeitanfrage (a) und -antwort (b) zwischen Client und Server. Der Parameter ξ , $0 < \xi < 1$, quantifiziert die Asymmetrie zwischen den Laufzeiten für die Zeitanfrage und -antwort. Für den symmetrischen Fall, $\xi = \frac{1}{2}$, sind die Paketlaufzeiten für die Anfrage und Abfrage gleich. Die gesamte Paketlaufzeit ist durch $\delta = ((t_4 - t_1) - (t_3 - t_2))$ gegeben. Der Fehler in der Berechnung der Zeitdifferenz Δ zwischen Client und Server beträgt $(\xi - \frac{1}{2})\delta$.

3 Synchronisationshierarchie

In der aktuellen Version der TR des BSI wurde festgelegt, dass sich die SMGWs nicht direkt mit den Servern der PTB synchronisieren, sondern stattdessen ihre Zeit vom Zeitserver des Gateway-Administrator (GW-Admin) beziehen sollen. Der GW-Admin wiederum hat seine Zeitserver mit den Zeitservern der PTB zu synchronisieren, siehe Bild 1.

3.1 Zeitsynchronisation des GW-Admin

Der GW-Admin hat aus eichrechtlichen Gründen die Rückführung der Zeit der SMGW zur gesetzlichen Zeit sicherzustellen. Er muss daher seine Zeitserver-Infrastruktur mit der PTB synchronisieren, um die Rückführbarkeit seines Zeitdienstes auf die gesetzliche Zeit zu sichern. Die PTB stellt für solche Zwecke eine Zeitserver-Infrastruktur zur Verfügung. Die Vertrauenswürdigkeit der Zeitserver-Infrastruktur wird durch das im NTP integrierte symmetrische Authentifizierungsverfahren sichergestellt.

3.2 Zeitsynchronisation des SMGW

Für die Zeitsynchronisation des SMGW durch den GW-Admin legt die TR fest, dass die Inhalte der NTP-Pakete entgegen des NTP-Standards über einen Webservice (ntp-over-http) oder alternativ über einen gesicherten TLS-Kanal (ntp-over-TLS) transportiert werden müssen. Diese Festlegung gewährleistet die Konformität mit den Anforderungen des Schutzprofils für das SMGW [7]. Sie erhöht allerdings auch den Kommunikationsaufwand und das auszutauschende Datenvolumen und führt damit zwangsläufig zu einem höheren Ressourcenbedarf bei den Kommunikationspartnern und des Netzwerks. Die Güte der Zeitsynchronisation wird durch diese Festlegung zwar reduziert, ist aber aufgrund der moderaten Genauigkeitsanforderungen an die Zeitsynchronisation vertretbar.

4 Genauigkeitsanforderungen

Die Zeitabweichung des SMGW gegenüber der gesetzlichen Zeit darf laut TR 3 % der kleinsten zu unterstützenden Abrechnungsperiode nicht überschreiten. Die TR legt als kleinste vom SMGW zu unterstützende Abrechnungsperiode fünf Minuten fest. Das entspricht einer zulässigen Abweichung von 9 Sekunden zur gesetzlichen Zeit. Das SMGW berechnet daher regelmäßig die Zeitabweichung Δ und die Paketlaufzeit δ . Dann wird geprüft, ob der Betrag $|\Delta| + \frac{1}{2}\delta$ kleiner ist, als die durch die kleinste Abrechnungsperiode vorgegebene maximal zulässige Zeitabweichung.

Ist die Bedingung nicht erfüllt, muss das SMGW dies durch einen Log-Eintrag dem GW-Admin bekannt machen.

Damit die Unsicherheit des Zeitdienstes beim GW-Admin in der Überwachung des SMGW vernachlässigt werden kann, legen die PTB-A 50.8 fest, dass die Zeitserver des GW-Admin nicht mehr als 1 % (d. h. 0,03 % der kleinsten Abrechnungsperiode) von den Zeitservern der PTB abweichen dürfen. Für die oben genannte Abrechnungsperiode ergibt sich damit eine Fehlergrenze von 90 ms, die vom Zeitserver des GW-Admin einzuhalten sind. Die Unsicherheit der PTB-Zeitserver ist kleiner als 10 μ s [8] und kann daher bei der Unsicherheitsbetrachtung des Zeitservers beim GW-Admin vernachlässigt werden.

5 Sicherheitsbetrachtungen

Aus eichrechtlichen Gründen muss die Authentizität der in der Synchronisationshierarchie verwendeten Zeitserver und außerdem die Authentizität und Integrität der ausgetauschten NTP-Pakete sichergestellt werden. Da die NTP-Pakete keine vertraulichen Informationen enthalten, besteht keine Notwendigkeit, diese zu verschlüsseln. Zwischen PTB und GW-Admin werden die Sicherheitsanforderungen durch das native Authentifizierungsverfahren vom NTP erfüllt. Zwischen GW-Admin und SMGW wird der Schutz der Synchronisationspakete durch die oben beschriebene Kapselung in einen TLS-Kanal sichergestellt, der die NTP-Pakete zusätzlich verschlüsselt.

Neben den Angriffen auf Authentizität und Integrität gibt es weitere Angriffsmöglichkeiten auf Zeitsynchronisationsprotokolle [9]. Ein besonders effektives Beispiel stellt der Delay-Angriff dar. Hierbei verzögert ein Angreifer systematisch die Abfrage- oder Antwortpakete zwischen Client und Zeitserver. Die hierdurch verursachte Modifikation des Asymmetrie-Parameters ξ führt zu einem systematischen Fehler in der Berechnung der Zeitdifferenz Δ (siehe Bildunterschrift zu Bild 2). Da die NTP-Pakete dabei nicht modifiziert werden, sind kryptographische Sicherungsmaßnahmen zum Erkennen und Abwehren dieses Angriffs ungeeignet. Eine charakteristische Eigenschaft dieses Angriffs ist jedoch die Erhöhung der gesamten Paketlaufzeit δ der NTP-Pakete. Eine geeignete Methode zur Erkennung des Angriffs besteht demnach darin, δ kontinuierlich zu überwachen und bei signifikanten Abweichungen zu warnen. In der TR wird daher festgelegt, dass bei Überschreiten eines Schwellwerts für δ der GW-Admin informiert werden muss.

6 Zukünftige Entwicklungen

Die TR weist darauf hin, dass die vorgegebene Zeitsynchronisationshierarchie vorläufig ist. Die zwischen SMGW und GW-Admin spezifizierte Kapselung der NTP-Paketinhalte in TLS oder HTTPS war notwendig, um die Anforderungen des SMGW-Schutzprofils zu erfüllen. Derzeit wird im Rahmen der Internet Engineering Task Force (IETF) an der Spezifikation eines neuen nativen Authentifizierungsverfahrens für NTP gearbeitet [10]. Es ist beabsichtigt, dieses Verfahren für die Zeitsynchronisation zwischen PTB und GW-Admin und nach einer Neufassung der TR ggfs. auch für das SMGW zu verwenden. Es ist ebenfalls vorstellbar, eine direkte Synchronisierung der SMGW mit PTB-Zeitservern zu ermöglichen.

7 Literatur

- [1] BSI, Technische Richtlinie TR-03109-1, Anforderungen an die Interoperabilität der Kommunikationseinheit eines intelligenten Messsystems, 2013, Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik, Bonn
- [2] Mills, D., J. Burbank, and W. Kasch, Network Time Protocol Version 4: Protocol and Algorithms Specification. 2010, RFC Editor. DOI: 10.17487/rfc5905
- [3] Mills, D., Computer network time synchronization: the Network Time Protocol, 2006, CRC Press. 304
- [4] PTB, PTB-Anforderungen PTB-A 50.8 Smart Meter Gateway, 2014, Physikalisch-Technische Bundesanstalt
- [5] Levine, J., A review of time and frequency transfer methods, Metrologia, 2008, 45(6), S. S162–S174, DOI: 10.1088/0026-1394/45/6/S22
- [6] Mills, D.L., Adaptive hybrid clock discipline algorithm for the network time protocol, Ieee-Acm Transactions on Networking, 1998, 6(5), S. 505–514, DOI: 10.1109/90.731182
- [7] BSI, Schutzprofil für die Kommunikationseinheit eines intelligenten Messsystems für Stoff- und Energiemengen (Smart Meter Gateway PP), Certification-ID: BSI-CC-PP-0073, 2014, Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik, Bonn
- [8] Piester, D., et al., PTB's time and frequency services 2010–2014, in Precise Time and Time Interval Systems and Applications Meeting, 2014, Boston, Mass., USA
- [9] Mizrahi, T., Security Requirements of Time Protocols in Packet Switched Networks, 2014, RFC Editor, DOI: 10.17487/rfc7384
- [10] Sibold, D., Röttger, S., Teichel, K., Network Time Security Internet Draft, in Vorbereitung, Oktober 2015, <https://datatracker.ietf.org/doc/draft-ietf-ntp-network-time-security/> (letzter Aufruf 21. Oktober 2015)

VDE|FNN: Ein standardisiertes intelligentes Messsystem als wichtige Basis der Energiewende

Mike Elsner*, Glen Wernecke**

* Mike Elsner, Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V., Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE, E-Mail: mike.elsner@vde.com

** Glen Wernecke, Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V., Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE, E-Mail: glen.wernecke@vde.com

Das Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN) ist unabhängiger Regelsetzer für alle technischen Fragen rund um die Stromnetze. In dieser Rolle laufen bei FNN seit Jahren die Fäden zur technischen Ausgestaltung des künftigen Messsystems zusammen.

Der politische Wille ist klar: Deutschland wird ein intelligentes Messsystem bekommen. Das zuständige Bundesministerium für Wirtschaft und Energie hat dazu Anfang 2015 seine Vorstellungen noch einmal im Eckpunktepapier zum Verordnungspaket „Intelligente Netze“ konkretisiert. Demnach soll ein stufenweiser Rollout intelligenter, kommunikationsfähiger Zähler ab 2017 bei Kunden mit hohem Jahresverbrauch und bei Kunden mit PV- und KWK-Anlagen beginnen. Zuvor hatte das Bundeswirtschaftsministerium im Sommer 2013 eine Kosten-Nutzen-Analyse durch-

geführt. Demnach liegt der angestrebte Hauptnutzen des neuen Messsystems nicht mehr nur auf der Verbrauchssenkung durch bessere Informationen sowie last- und tageszeitlich abhängigen Tarifen. Vielmehr steht jetzt auch die Netzdienlichkeit im Fokus. Dabei geht es unter anderem um die Verringerung des Netzausbaus durch Einspeisemanagement, also die Steuerung dezentraler Anlagen in der Niederspannung.

Qualität durch fachkreisübergreifende Zusammenarbeit bei FNN

FNN setzt die politischen Anforderungen an ein intelligentes Messsystem um und beteiligt sich seit Jahren aktiv an der konkreten technischen Ausgestaltung des künftigen Messsystems. VDE|FNN ist für diese Aufgabe prädestiniert, weil alle betroffenen Gruppen gemeinsam an Lösungen arbeiten. Dazu gehören Netzbetreiber, Messstellenbetreiber und Gerätehersteller. Auch Behörden wie die Physikalisch-Technische Bundesanstalt (PTB) oder das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) sind in den entscheidenden Gremien vertreten. Durch die Zusammenarbeit mit den Behörden ist von Anfang an sichergestellt, dass alle Anforderungen an eichrechtliche Genauigkeit und IT-Sicherheit berücksichtigt sind. Ziel der Arbeiten ist ein funktionierendes Gesamtsystem, das nicht von Einzelinteressen geprägt ist. Alle Beteiligten arbeiten unter dem Dach des FNN darauf hin, dass das künftige Messsystem praxistauglich, sicher, netzdienlich und volkswirtschaftlich sinnvoll ist.

Digitalisierung des Messsystems – Voraussetzung für die nächste Stufe der Energiewende

Die anstehende Digitalisierung des Messwesens ist kein Selbstzweck, sondern Voraussetzung dafür, dass Deutschland die anstehende nächste Stufe der Energiewende effizient und kostengünstig erreichen kann. Der aktuelle Anteil von über 25 Prozent erneuerbarer Energien am Erzeugungsmix in Deutschland ließ sich mit punktuellen Wei-

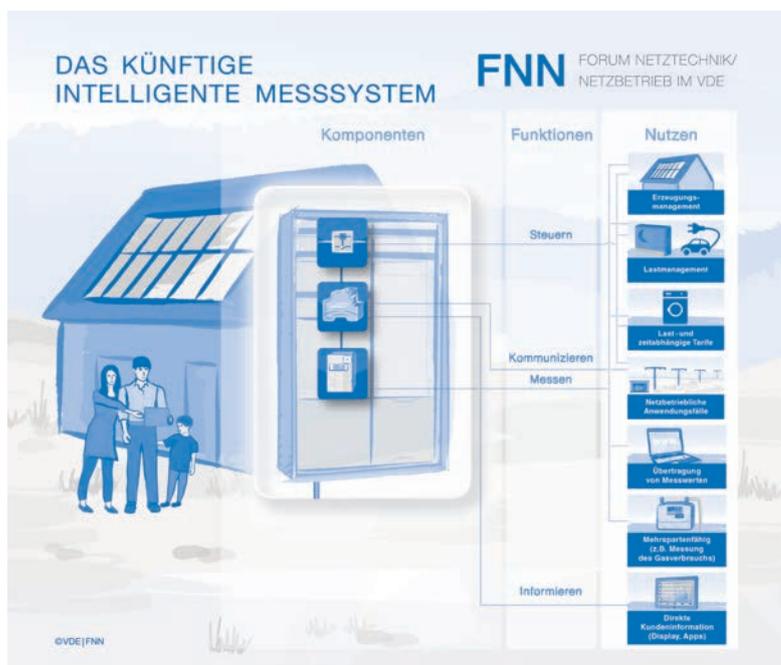


Bild 1: In den Gremien des Forums Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN) erarbeiten Experten die technischen Spezifikationen für ein interoperables, herstellerunabhängiges Messsystem. Mit den Funktionen „Messen“, „Informieren“, „Kommunizieren“ und „Steuern“ wird es zur zentralen Komponente der Energiewende.

terentwicklungen des bestehenden Systems gut in die Netze integrieren. Politisches Ziel ist aber, bis zum Jahr 2025 den Anteil des Stroms aus erneuerbaren Energien auf 40 bis 45 Prozent zu erhöhen. Bis zum Jahr 2035 sollen es 55 bis 60 Prozent sein. In einem solchen Stromsystem werden dezentrale Erzeugungsanlagen wie z. B. Photovoltaik in so großer Zahl installiert sein, dass sie an vielen Tagen systemrelevant sind (nicht mehr nur, wie heute, an einigen Tagen im Jahr). Diese Anlagen sind bisher gar nicht oder nur eingeschränkt steuerbar. Das intelligente Messsystem ist durch seine angestrebte hohe Verbreitung durch den verpflichtenden Rollout prädestiniert dafür, diese Lücke zu schließen. Deswegen soll das intelligente Messsystem neben der Basisfunktion „Messen“ auch Dialogfunktionen wie „Steuern“, „Kommunizieren“ und „Informieren“ erfüllen, siehe Bild 1.

FNN-Lastenhefte für interoperable und austauschbare Geräte

Grundsatz der Arbeiten bei FNN ist, dass das intelligente Messsystem von Anfang an herstellernneutral spezifiziert wird. Das bedeutet, dass die Geräte unterschiedlicher Hersteller problemlos miteinander kommunizieren und sich austauschen lassen. Genau wie es beispielsweise in Mobilfunknetzen schon länger selbstverständlich ist, müssen die Geräte unterschiedlicher Hersteller problemlos miteinander funktionieren (Interoperabilität). Außerdem müssen die Geräte austauschbar sein (Interchangeability). Der intelligente Zähler eines Herstellers muss sich problemlos gegen das Modell eines anderen Herstellers austauschen lassen, ohne Sicherheit oder Funktionalität des Gesamtsystems zu gefährden. Um das sicherzustellen, hat FNN für den intelligenten Zähler (Basiszähler) und die Smart Meter Gateways (Zentralbaustein des Messsystems) Lastenhefte erstellt. Diese Lastenhefte sind mittlerweile die anerkannte Grundlage für Hersteller, um Geräte für das intelligente Messsystem in Deutschland zu bauen. Die Beachtung der Lastenhefte bietet den Herstellern und insbesondere den Anwendern die Sicherheit, dass die Geräte die derzeit bekannten Anforderungen erfüllen. Das erklärt die große Bedeutung der Lastenhefte.

Konformitätsnachweis für hochwertige Geräte

Ist ein Gerät nach FNN-Lastenheften gebaut, stellt sich die Frage, ob es wirklich alle Anforderungen aus diesen Spezifikationen erfüllt. FNN hat ein Verfahren beschrieben, mit dem die geforderten Eigenschaften mit einem Konformitätsnachweis nachgewiesen werden können, siehe Bild 2. Will ein Hersteller sein Gerät zertifizieren lassen,

wendet er sich an eine Zertifizierungsstelle, die beim Expertennetzwerk „Konformität von Messsystemen“ des FNN registriert ist. Diese wiederum beauftragt eine akkreditierte Prüfstelle zur Durchführung der Konformitätsprüfungen. Der Ergebnisbericht der Prüfstelle dient dann als Grundlage zur Vergabe des Qualitätssiegels und des Zertifikates. Es ist geplant, die registrierten Zertifizierungsstellen sowie die vergebenen Siegel und Zertifikate auf der FNN-Webseite zu veröffentlichen. Grundlage der Geräteprüfungen sind Testfälle, die ebenfalls bei FNN erarbeitet werden. Mit diesen definierten Testfällen können die Hersteller von Testmaschinen Prüfgeräte konstruieren, die die vielen hundert Anforderungen aus den Lastenheften automatisiert prüfen. Dieses Vorgehen macht die Geräteprüfung transparent und gibt Prüfstellen und Testmaschinenherstellern eine einheitliche Arbeitsgrundlage.

Koordinierte Testphase für einen reibungslosen Rollout

Im September hat FNN eine koordinierte Testphase zur Einführung intelligenter Messsysteme gestartet. Das Besondere an diesem bisher für Deutschland einmaligen Testverfahren: Messstellenbetreiber, Hersteller und Gateway-Administratoren testen frühzeitig gemeinsam. Die Teilnehmer möchten so sicherstellen, dass die bestmögliche Kompatibilität und Interoperabilität innerhalb



Bild 2: FNN definiert Testfälle, anhand derer Zertifizierungsstellen Geräte kennzeichnen können, die den FNN-Lastenheften entsprechen (Konformitätsnachweis).

des Systems gewährleistet ist. Die gemeinsame Testphase bietet Vorteile zu rein unternehmensinternen Tests, da sich nur so eine hohe Anzahl an Komponenten in verschiedenen Konstellationen mit vertretbarem Aufwand prüfen lässt. Je später Probleme erkannt werden, desto teurer ihre Lösung. Im schlimmsten Fall müssten dann viele Geräte zu hohen Kosten beim Endkunden ausgetauscht werden – ein Szenario, das alle Beteiligten vermeiden wollen.

Die koordinierte Testphase läuft in drei Stufen ab. Die erste Stufe bilden Labortests. Hier werden Basiszähler, Smart Meter Gateways, Steuerboxen und Schnittstellen gemäß definierter Testfälle untersucht. Kleine Feldtests laufen in Phase zwei. Mit einer kleinen Anzahl an Netzkunden werden Geräte und Prozesse über ihren gesamten Lebenszyklus getestet. Schließlich gibt es in der dritten Phase große Feldtests. Hier muss das Gesamtsystem bei mehreren tausend oder zehntausenden Kunden seine Leistungsfähigkeit unter Beweis stellen. In jeder Stufe testen die Teilnehmer unterschiedliche Kombinationen von Geräten. Sie müssen ohne Probleme miteinander arbeiten und problemlos installier- und austauschbar sein. Am Ende der voraussichtlich zweijährigen Testphase werden die Ergebnisse in zusammengefasster Form auch der gesamten Branche und den Behörden zugänglich gemacht. Sie fließen außerdem zurück in die Weiterentwicklung bei FNN.

Das Forum Netztechnik/Netzbetrieb übernimmt die Funktion eines Projektkoordinators und sorgt für einen reibungslosen Ablauf. Die Teilnehmer möchten mit der Testphase sicherstellen, dass das neue Messsystem ohne Kinderkrankheiten in den Markt kommt, siehe Bild 3.

Fazit: Gemeinsam für eine ausgereifte neue Infrastruktur

Die Einführung des intelligenten Messsystems steht vor der Tür, die Politik trifft letzte Vorbereitungen. Dank der Arbeiten bei FNN stehen von vornherein standardisierte und leicht austauschbare Geräte zur Verfügung. Durch die Beteiligung von PTB und BSI ist sichergestellt, dass die Geräte nach FNN-Lastenheften alle Anforderungen an Messgenauigkeit, Eichrecht und IT-Sicherheit erfüllen. Schließlich hat FNN mit dem Konformitätsnachweis und der koordinierten Testphase Prozesse entwickelt, die von Anfang an für leistungsfähige und ausgereifte Geräte sorgen. Damit hat das Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE essenzielle Voraussetzungen für einen sicheren und kostengünstigen Rollout des neuen Messsystems geschaffen.



Bild 3:
In der von FNN koordinierten Testphase werden Komponenten des intelligenten Messsystems über ihren gesamten Lebenszyklus, von der Beschaffung bis zur Deinstallation, auf Herz und Nieren geprüft

Der neue Standard-Haushaltsstromzähler für Deutschland

Peter Zayer*

Mit den Eckpunkten für das Verordnungspaket „Intelligente Netze“ wird der politische Wille noch einmal klar: nachhaltige Modernisierung der Zählerinfrastruktur, aber „kein genereller Rollout“. Dabei kommt dem Basiszähler in Form eines intelligenten Zählers (iZ) eine zentrale Bedeutung zu. Bis zum Jahr 2032 sollen alle Zählpunkte in Deutschland zumindest mit den neuen Standardzählern ausgestattet werden.

Rechtliche Rahmenbedingungen

Die rechtlichen Grundlagen für den Basiszähler sind bereits in der Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) 2011 [1] angelegt. Neben der Einbauverpflichtung für die Messsysteme wird darin auch darauf hingewiesen, dass durch eine Rechtsverordnung Messeinrichtungen einzubauen sind, die den tatsächlichen Energieverbrauch und die tatsächliche Nutzungszeit widerspiegeln und sicher in ein Messsystem eingebunden werden können. Hierbei handelt es sich in erster Linie um die nationale Umsetzung der EU-Energieeffizienz-Richtlinie [2]. Laut dieser Richtlinie müssen die Mitgliedsstaaten sicherstellen, dass die Endkunden individuelle Zähler zu wettbewerbsorientierten Preisen erhalten, die den oben genannten Anforderungen genügen. In der EU-Richtlinie gibt es in diesem Zusammenhang den Hinweis, dass diese Anforderung technisch machbar, finanziell vertretbar und im Vergleich zu der potentiellen Energieeinsparung angemessen sein muss. Dementsprechend hat die Kosten-Nutzen-Analyse (KNA) [3] die wesentlichen Rahmenbedingungen für eine solche Messeinrichtung festgelegt und den Begriff des „intelligenten Zählers“ definiert und eingeführt.

Was ist ein intelligenter Zähler?

Laut KNA ist ein iZ eine „upgradefähige Messeinrichtung“ nach § 21c Abs. 5 EnWG, die den tatsächlichen Energieverbrauch und die tatsächliche Nutzungszeit über ein integriertes oder ein abgesetztes Display widerspiegelt. Der iZ kann durch ein zertifiziertes Smart Meter Gateway zu

einem schutzprofilkonformen intelligenten Messsystem erweitert und somit sicher in alle Kommunikationsnetze eingebunden werden. Hierzu muss der iZ über eine Schnittstelle verfügen, die eine nach den Schutzprofilen des Bundesamtes für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) konforme Kommunikation zum zertifizierten Smart Meter Gateway (SMGW) ermöglichen kann. Diese Schnittstelle darf nur mit einem SMGW betrieben werden.

Im Eckpunktepapier zum Verordnungspaket „Intelligente Netze“ [4] ist die Beschreibung des iZ konkreter und in einen vorgesehenen Smart-Meter-Rolloutplan integriert worden:

„Intelligente Zähler verfügen bereits über eine Grundausstattung an Funktionen zur Hebung von Einsparpotenzialen. Insbesondere können sie den Verbrauch veranschaulichen. Sie sollen für bis zu 20 Euro jährlich eingebaut und betrieben werden. Intelligente Zähler zeichnen sich durch einen niedrigen Eigenstromverbrauch aus. Zudem können sie durch späteres Hinzufügen eines BSI-Smart Meter Gateways zum intelligenten Messsystem aufgerüstet werden. Ziel ist es, intelligente Zähler innerhalb eines ausreichenden Zeitraums flächendeckend immer dann einzubauen, wenn kein intelligentes Messsystem vorhanden oder einzubauen ist. Erreicht wird damit eine fließende und verhältnismäßige Modernisierung der Zählerinfrastruktur in Deutschland.“

Dabei hat der „grundzuständige“ Messstellenbetreiber (i. d. R. der Netzbetreiber) die Möglichkeit, den zeitlichen Rahmen für den Rollout von 2017 bis 2032 eigenverantwortlich und möglichst effizient zu gestalten.

Ein wesentlicher Unterschied zwischen der KNA und dem Eckpunktepapier liegt in der Visualisierungsoption. Die KNA ging zunächst von einer verpflichtenden abgesetzten Displaylösung aus. Dagegen wird im Eckpunktepapier klargestellt, dass der Kunde die Art und Weise, wie der Verbrauch veranschaulicht wird, entscheiden kann. Das bedeutet, dass es keine Verpflichtung zu einem externen Zweitdisplay geben wird. Damit sollen sowohl eine Kostensenkung für den „Pflichtteil“ des iZ erreicht als auch die Chancen

* Peter Zayer, VOLTARIS GmbH, Lenkungsreis Zähl- und Messwesen, Forum Netztechnik/ Netzbetrieb im VDE, E-Mail: peter.zayer@volaris.de

für maßgeschneiderte Kundenlösungen geschaffen werden. Der Gesetzgeber geht davon aus, dass sinkende Preise und ein großes Angebot an Dienstleistungen rund um den iZ auch Anreizwirkungen auf kleinere Haushalte haben werden.

Mit dem Erscheinen des Weißbuches „Ein Strommarkt für die Energiewende“ [5] wurde die Vorgehensweise des Eckpunktepapiers bestätigt. Die Details werden in dem Verordnungspaket „Intelligente Netze“ beschrieben. Neben der Messsystemverordnung und der Datenkommunikationsverordnung werden insbesondere in der Rollout-Verordnung alle Fragen zur Einbauverpflichtung von Zählern und Messsystemen und deren Finanzierung geregelt. Im Weißbuch wird weiterhin auf den nationalen Aktionsplan „Energieeffizienz“ [6], kurz „NAPE“, verwiesen. Dieser sieht in der Verbesserung des Messwesens und in der Herstellung der Transparenz des Verbraucherverhaltens die Voraussetzung für erfolgreiche Effizienzmaßnahmen.

Unabhängig von der Entwicklung im EnWG mit der Einführung von „Intelligenten Zählern“ und „Intelligenten Messsystemen“ wird im NAPE die Entwicklung von „Einsparzählern“ durch ein Pilotprogramm gefördert, das noch in diesem Jahr starten wird. Bei den Einsparzählern handelt es sich um Unterzählungen, die aus einer Kombination von Hard- und Software den Eigenverbrauch eines bestimmten Gerätes in Haushalt oder Gewerbe visualisieren können. Durch die Visualisierung werden die Einsparung von Energie und Kosten für den Verbraucher greifbar, beispielsweise nach dem Tausch eines alten Haushaltsgeräts gegen ein neues, energieeffizientes Gerät.

FNN-Lastenhefte

Im Rahmen des Projektes „MessSystem 2020“ [7], das durch das Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN) koordiniert wird, werden Lastenhefte für die zukünftigen Basiszähler, Messsysteme, Steuerboxen sowie Testfälle zur Gerätekonformitätsprüfung erarbeitet. Entsprechend der politischen Rahmenbedingungen (EnWG, Verordnungen) und der behördlichen Mindestanforderungen (u. a. des BSI und der Physikalisch-Technischen Bundesanstalt (PTB)) mit den technischen Spezifikationen wird damit die einheitliche Standardisierung der iZ und Messsysteme vorangetrieben. Dabei stehen insbesondere aus Anwendersicht die Themen Herstellerunabhängigkeit, Modularität, Interoperabilität und Austauschbarkeit im Fokus.

Ausgehend von den in Deutschland etablierten Zähleranschlusstechniken (Stecktechnik und 3-Punktbefestigung) ist das intelligente Messsystem der Zukunft modular aufgebaut. Es besteht aus einem Basiszähler (Elektrizitätsmesseinrichtung) und einem BSI-zertifizierten Smart Meter Gateway.

Mit den technischen Spezifikationen, die in enger Abstimmung mit den Geräte- und Systemherstellern (Zentralverband Elektrotechnik- und Elektronikindustrie, ZVEI) sowie den interessierten Fachkreisen erarbeitet werden, wird ein schneller Vorlauf zur normtechnischen Gestaltung erreicht, denn die Arbeitsergebnisse des VDE|FNN fließen direkt in die Normungsarbeit der Deutschen Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik (DKE) im Deutschen Institut für Normung (DIN) und VDE ein. Ein-

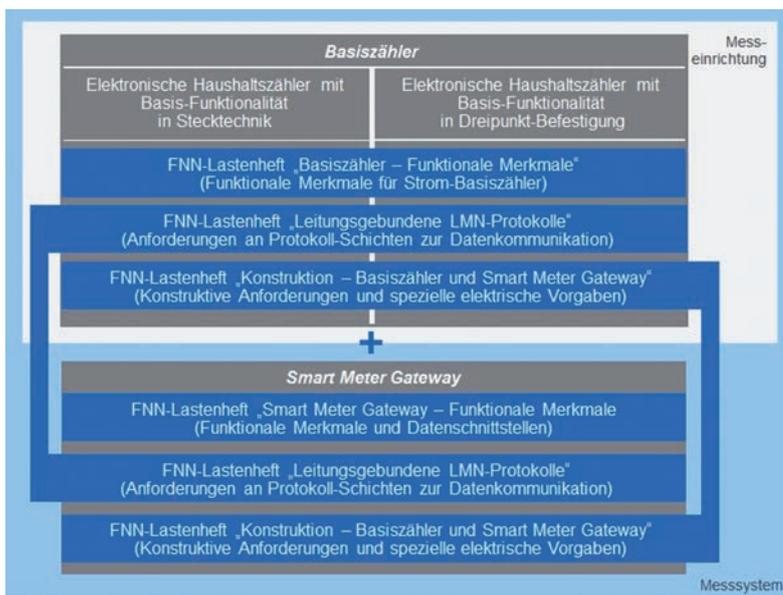


Bild 1: Überblick der Lastenhefte „MessSystem 2020“

Quelle: FNN

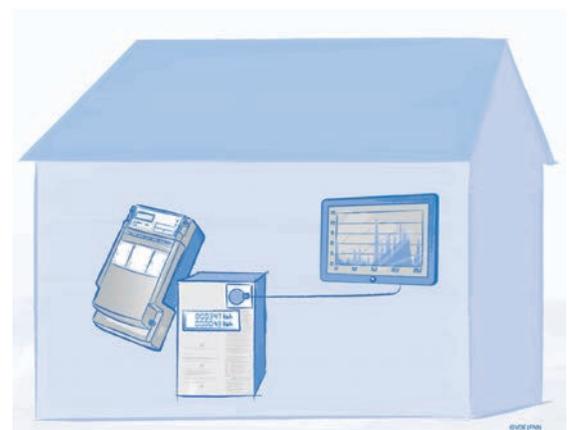


Bild 2: FNN-Basiszähler

Quelle: FNN

heitliche Normen und Standards für intelligente Messsysteme dienen wiederum als Basis für die Entwicklung wirtschaftlich vertretbarer Lösungen, die sowohl den Anforderungen der Anwender, als auch denjenigen der Hersteller gerecht werden. Bei der Projektarbeit „MessSystem 2020“ stehen neben den rechtlichen Vorgaben vor allem die wirtschaftliche Nutzbarkeit des modularen Messsystems im Massengeschäft, bezogen auf die gesamte Prozesskette (Beschaffung, Anlieferung, Montage, Inbetriebnahme, Betrieb, Störungsmanagement) sowie dessen Integration in die Backend-Systeme, an oberster Stelle.

Bezüglich der Lastenhefte für den Basiszähler wurde entschieden, ein Lastenheft für die „funktionalen Merkmale“ [8] und ein Lastenheft für die Konstruktion der Basiszähler und Smart Meter Gateways [9] zu erstellen.

Im Lastenheft zu den funktionalen Merkmalen werden insbesondere die Funktionen für den Bereich der Standard-Last-Profile (SLP) sowie die Grid-Funktionalitäten (Messung der Netzqualitätsparameter) beschrieben. Zähler, die im Bereich der Hoch- und Höchstspannungen eingesetzt werden (Gridzähler bzw. Präzisionszähler der Klasse 0,2 S) werden erst zu einem späteren Zeitpunkt definiert.

Im Lastenheft „Konstruktion“ für Basiszähler und SMGW werden die Konstruktionen und elektrischen Anforderungen definiert. Hierbei besteht die Herausforderung darin, dass die neuen Funktionalitäten konstruktiv – möglichst in Bestandsanlagen, aber auch in neue Zähleranlagen – integriert werden können. Daher wurde entschieden, den Basiszähler sowohl in der klassischen 3-Punkt-Befestigung als auch in Stecktechnik (eHZ) zu definieren. Bei der Konstruktion bzw. Ausführung

	Moderne Messeinrichtung	Zusatzoptionen
Schnittstellen	- zum Gateway (LMN): BSI-TR 03109 - zum Kunden („INFO“): optisch (infrarot, unidirektional)	
Messwerk	Wirkleistung	Blindstrommessung
	Direkt angeschlossen	Grid-Funktion (Strom, Wirkleistung, Frequenz, Phasenwinkel)
	Verbrauchszähler	Indirekt und halbindirekt angeschlossen (Wandermessung) Zweirichtungszähler
Aufzeichnung/Anzeige	Historische Verbräuche fortlaufend: letzter Tag, Woche, Monat, Jahr	Doppeltarif
Befestigung	Stecktechnik oder Dreipunkttechnik	
sonstiges	- Datenschutz mit PIN (Displayanzeige, INFO-DSS) - Manipulationserkennung	

Bild 3: Überblick über den intelligenten Zähler nach FNN-Lastenheft „Basiszähler Funktionen“
Quelle: FNN

des Basiszählers und der sonstigen Komponenten des Messsystems ist die Unterbringung in den Zähleranlagen der Endkunden ausschlaggebend. Hier gilt es, Lösungen für Bestandsanlagen und für Neubauten anzubieten. Dementsprechend wird derzeit die FNN-Anwendungsregel VDE-AR-N 4101 „Anforderungen an Zählerplätze“ [10] überarbeitet. Mit der neuen Anwendungsregel wird den Forderungen des Eckpunktepapiers zum „Verordnungspaket Intelligente Netze“ entsprochen. Damit werden der „modernen Ausstattung moderner Gebäudeinfrastruktur“ und den „Vorkehrungen zur einfachen Nachrüstbarkeit von Smart Meter Gateways“ Rechnung getragen. Die Veröffentlichung erfolgte am 1. September 2015. Parallel dazu wird ein FNN-Hinweis für „Messsysteme in Bestandsanlagen“ vorbereitet.

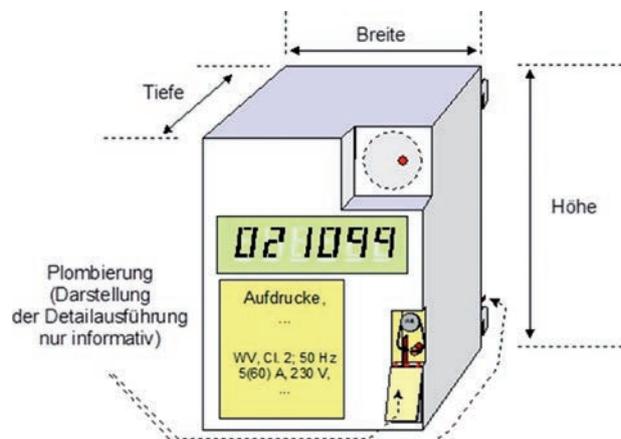
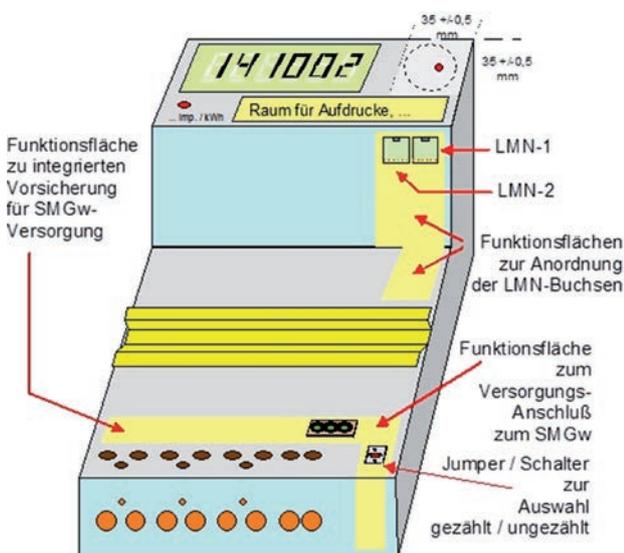


Bild 4: Ausführungsvarianten Basiszähler nach FNN-Lastenheft

Quelle: FNN

Erfüllt das Lastenheft „Basiszähler“ die Anforderungen an einen intelligenten Zähler?

Um diese Frage eindeutig zu beantworten ist es erforderlich, die funktionalen Anforderungen aus der KNA bzw. aus dem Eckpunktepapier mit denjenigen des FNN-Lastenheftes zu vergleichen.

Ein Vergleich der funktionalen Anforderungen an einen „intelligenten Zähler“ gemäß der Empfehlung in der KNA mit denen im FNN-Lastenheft beschriebenen funktionalen Merkmalen des Basiszählers, siehe Bild 5, kommt zu dem Ergebnis, dass letzterer den Ansprüchen eines „intelligenten Zählers“ genügt.

Anzeige und Kundenschnittstelle

Die Anzeige- und die Kundenschnittstelle des iZ haben eine zentrale Bedeutung. Entsprechend der KNA sollen auch die iZ Energieeffizienzpotenziale ermöglichen, ohne dass Kosten für eine fernkommunikative Anbindung entstehen. Darin zeigt sich

Merkmal	gemäß KNA/ Eckpunkte	gemäß FNN-Lastenheft
Integriertes Display für Totalzählerstand	Nicht betrachtet	ja (über MID gefordert)
Erfassung des tatsächlichen Energieverbrauchs ("historische Werte" gemäß Energie-Effizienz-RL) sowie der Nutzungszeit und Momentanleistung	ja	ja
Integriertes Display zur Visualisierung des tatsächlichen Energieverbrauchs, der Nutzungszeit sowie der Momentanleistung	ja	ja
Abgesetztes Display zur Visualisierung des tatsächlichen Energieverbrauchs, der Nutzungszeit sowie der Momentanleistung	ja	Anbindung über Kundenschnittstelle (INFO-DSS)
LMN-Schnittstelle nach BSI TR-03109 (zur Einbindung in ein Messsystem)	ja	ja
Messung von Netzparametern (Strom, Wirkleistung, Phasenwinkel, Frequenz)	ja, wenn in intelligentes Messsystem eingebunden	ja (optional)

Bild 5: Vergleich der Anforderungen

Quelle: FNN



Bild 6: Elektronischer Elektrizitätszähler in Stecktechnik (eHZ) mit aktiver zweiter Displayzeile mit Momentanleistung und Infoschnittstelle

der Nutzen des elektronischen Zählerkonzeptes gegenüber den bisher eingesetzten elektromechanischen Systemen.

Ein elektronischer Haushaltszähler nach FNN-Lastenheft hat ein zweizeiliges Display und mehrere elektronische Schnittstellen: Local Metrological Network (LMN), Impuls-LED und Datenschnittstelle (DSS). Dabei konnte auf die bereits ausgereifte und bewährte Anzeigephilosophie des EDL-Zählers zurückgegriffen werden [11]. Diese wurde im Vorfeld der früheren Lastenheftdefinition intensiv mit den innerstaatlichen Behörden und insbesondere mit den Verantwortlichen des Datenschutzes abgestimmt.

In der ersten Displayzeile wird im normalen Zustand nur der kumulierte Arbeitswert in kWh angezeigt. Die zweite Displayzeile, die standardmäßig leer ist, kann über die Eingabe einer PIN durch den Letztverbraucher freigeschaltet werden. Damit werden folgende historischen Verbrauchswerte (gleitende Verbrauchswerteberechnung/ Aufzeichnung) dargestellt:

- Verbrauchswert über 1 Tag
- Verbrauchswert über 7 Tage
- Verbrauchswert über 30 Tage
- Verbrauchswert über 365 Tage

Die Anzeige dieser historischen Verbrauchswerte ist eine direkte Umsetzung der Forderungen aus dem EnWG, dass „Messeinrichtungen einzubauen sind, die den tatsächlichen Energieverbrauch und die tatsächliche Nutzungszeit widerspiegeln“. Der Letztverbraucher kann sich diese Verbrauchswerte zur weiteren Verwendung notieren. Um eine unberechtigte Einsicht durch Dritte zu vermeiden, kann er die zweite Displayzeile jederzeit wieder deaktivieren.

Die FNN-Basiszähler verfügen außerdem über eine optoelektronische Informationsschnittstelle (optische DSS für Letztverbraucher), die ebenfalls über PIN freigeschaltet werden kann. Diese Schnittstelle ist unidirektional (nur ein lesender Zugriff ist möglich) und damit rückwirkungsfrei. Mit einem entsprechenden Adapter (optischer Auslesekopf) kann über sie der aktuelle kumulierte Energiewert ausgelesen werden. Dieser Energiewert ist eine reine Wiederholung des Wertes auf der ersten Displayzeile, allerdings mit mindestens vier Nachkommastellen.

Für diese Schnittstelle gibt es bereits heute ein breites Angebot an Lösungen, das dem Letztverbraucher eine Visualisierung seines Energieverbrauchs über Laptop oder Display ermöglicht. Mit diesen Zusatzgeräten kann der Zählerstand als digitaler Wert erfasst und verschlüsselt in die Inhouse-Datenverarbeitung des Letztverbraucher übernommen werden.

Die historischen Verbrauchswerte aus der alternativ einblendbaren zweiten Displayzeile stehen über die Infoschnittstelle NICHT zur Verfügung.

Schnittstelle zum Smart Meter Gateway

Jeder Basiszähler hat mindestens eine per Betriebsplombe geschützte Datenschnittstelle (LMN-DSS), die zur Anbindung des Basiszählers an ein SMGW dient. Der Begriff „Local Metrological Network“, kurz LMN, wurde mit den Arbeiten des Ordnungsgebers und des BSI eingeführt [12]. Das lokale metrologische Netz dient ausschließlich der Anbindung der Verbrauchsmessgeräte an das Smart Meter Gateway.

In der Technischen Richtlinie des BSI „TR-03109-1“ [13] wird die Umsetzung einer drahtgebundenen und drahtlosen Schnittstelle beschrieben. Diese Anforderungen wurden in der Lastenheftarbeit des FNN [14] konsequent umgesetzt. Die Eigenschaften des Kommunikationsadapters zur Anbindung von Messeinrichtungen an die LMN-Schnittstelle des SMGW sind in einem FNN/DVGW-Hinweis [15] beschrieben. Je nach Einsatzgebiet kommen unterschiedliche Kommunikationsadapter zum Einsatz, z. B. für Gaszähler oder Elektrizitätszähler. Im Falle des FNN-Basiszählers wird der integrierte Kommunikationsadapter „OKK“ nach FNN-Lastenheft verwendet. Für Bestandszähler (z. B. EDL-Zähler nach FNN-

Lastenheft) steht ein EDL-BAB (BSI-konformer Adapter für Bestandskunden) zur Verfügung.

Eigenstromverbrauch eines intelligenten Zählers

„Intelligente Zähler zeichnen sich durch einen niedrigen Eigenstromverbrauch aus“. Was bedeutet diese Aussage des Eckpunktepapiers konkret? In den aktuellen VDE-FNN-Anwendungsregeln 4400 (Metering Code) wird als Mindestanforderung für eine direkt angeschlossene Messeinrichtung im ungemessenen Bereich eine Eigenverbrauchsleistung von 6 Watt peak definiert. In der KNA wurde (in Tabelle 50) für den Ferraris-Zähler ein Zählereigenstromverbrauch von 3,4 Watt und für den iZ ein Verbrauch von 5 Watt angenommen.

Nachdem sich die ersten Basiszähler nach FNN-Lastenheft, die den Anforderungen des iZ entsprechen, aktuell in Labortests befinden, kann davon ausgegangen werden, dass die Werte, die von der KNA angenommen wurden, deutlich unterschritten werden. Voraussichtlich sind Eigenverbrauchsleistungen < 3 Watt zu erwarten. Durch den neuen Standard-Haushaltsstromzähler kann damit diese Vorgabe des Eckpunktepapiers erfüllt werden.

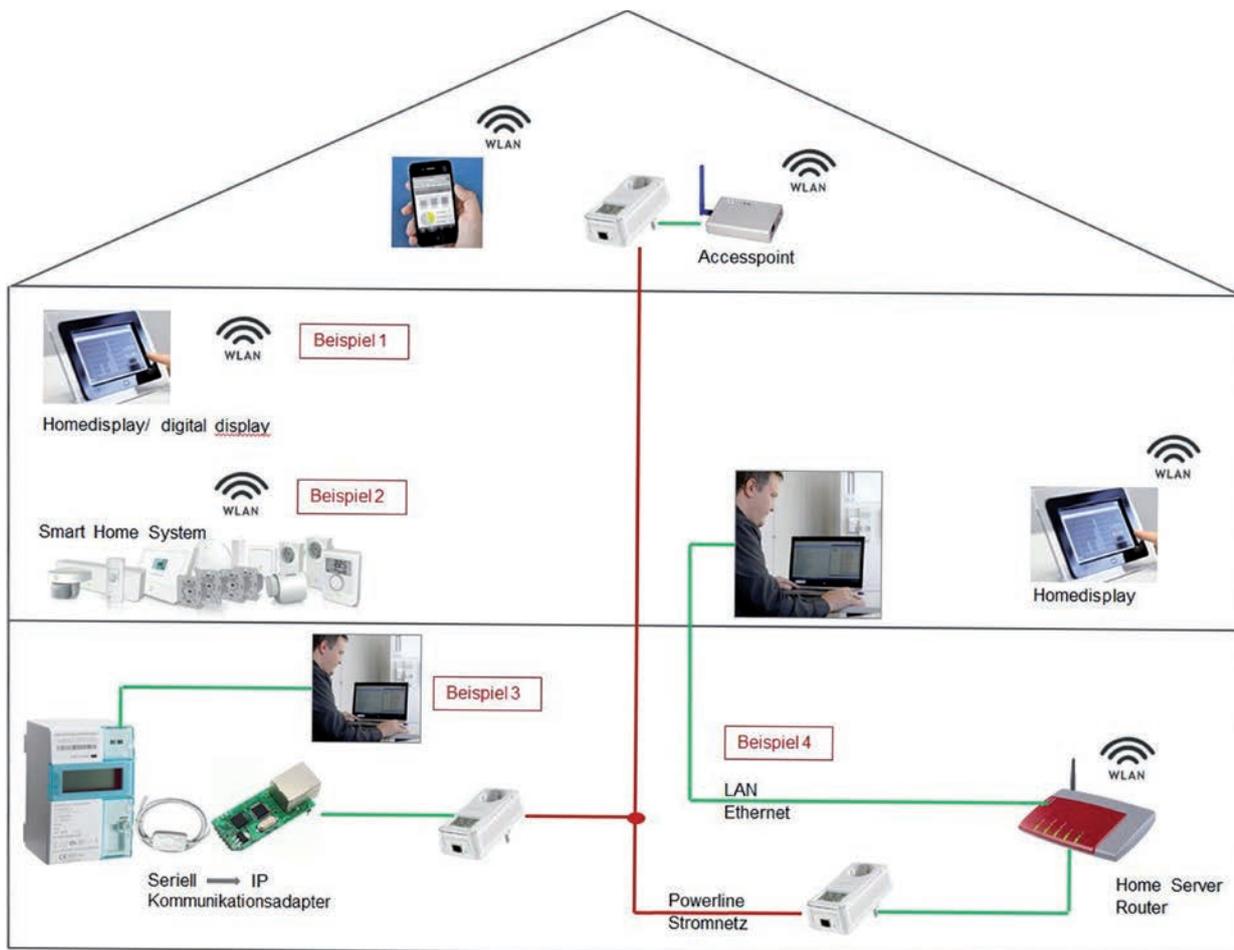


Bild 7: Applikationsbeispiele

Quelle: FNN/VOLTARIS

Tariffunktion

Entsprechend dem Eckpunktepapier sollen Verbrauchergruppen mit einem Verbrauch < 6.000 kWh/a, die an einem (netzdienlichen) Flexibilitätsmechanismus (z. B. nach § 14a EnWG) teilnehmen, mit intelligenten Messsystemen ausgestattet werden. Dementsprechend werden die Anwendungsfälle für heutige Doppeltariffanwendungen und Mehrfachtarife bei dieser Verbrauchergruppe (z. B. Speicherheizungen und Wärmepumpen) künftig von intelligenten Messsystemen übernommen. Dennoch gibt es aktuell noch eine Verbrauchergruppe, die zumindest für einen Übergangszeitraum einen iZ mit Doppeltariffunktion benötigt. Hierzu wird das aktuelle FNN-Lastenheft angepasst (Version 1.2). Dementsprechend werden viele Hersteller im Einklang mit dem FNN-Lastenheft den iZ mit Doppeltariffunktion als Option anbieten.

Basiszähler sind verfügbar

Die Hersteller haben auf der diesjährigen E-world und in der Begleitausstellung der ZMP ein breites Angebot an FNN-Basiszählern in beiden konstruktiven Ausführungsvarianten gezeigt. Damit hat die deutsche Zählerindustrie (ZVEI) als Partner im FNN-Projekt „MessSystem 2020“ Wort gehalten, die Vorgaben der Lastenhefte zeitnah in „interoperable und austauschbare“ Produkte umzusetzen. Besonders erwähnenswert ist dabei, dass die beiden letzten „innerstaatlichen Bauartzulassungen“ der PTB – bedingt durch das Inkraft-

treten des neuen Mess- und Eichgesetzes – für die neuen Basiszähler ausgestellt wurden [16].

Alle weiteren neuen Basiszähler, die in diesem Jahr in Verkehr gebracht werden, tragen das MID-Konformitätszeichen (MID = EU-Richtlinie „Measuring Instruments Directive“). D. h. der Hersteller bescheinigt durch das Aufbringen der MID-Kennzeichnung, dass die Anforderungen nach dem Konformitätsverfahren der entsprechenden MID-Module erfüllt sind. Das MID-Konformitätskennzeichen besteht aus

- CE-Zeichen,
- Metrologiezeichen M,
- Jahreszahl der Konformitätsbewertung und
- Nummer der benannten Stelle.

Durch die Konformitätserklärung des Herstellers wird die bisherige Ersteichung, z. B. in staatlich anerkannten Prüfstellen, ersetzt. Die Eichgültigkeitsdauer ist weiterhin national geregelt.

Konformitätsnachweis und Qualitätssiegel sorgen für Transparenz

Für die bisherigen Zählerbeschaffungsprozesse war es in der Regel ausreichend, geeichte und genormte Standardzähler zu beschaffen, die über eine Annahmeprüfung beim Anwender geprüft wurden. In Zeiten, in denen auch der einfache Standard-Haushaltsstromzähler als Basiszähler eines Messsystems eingesetzt werden kann – und damit ein aktiver Teil des Messsystems ist – reicht dies nicht mehr aus. Vielmehr ist es erforderlich, den Nachweis der Interoperabilität und Austauschbarkeit sowie die Konformität zu den Lastenhef-

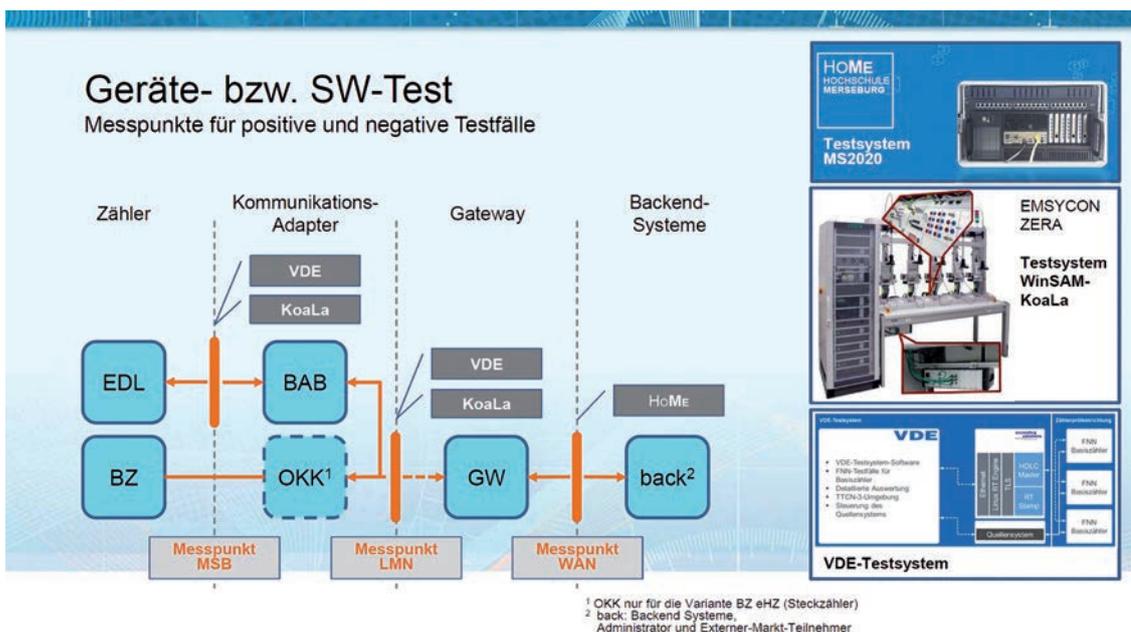


Bild 8: Testumgebung für FNN MeKo Testspezifikationen

Quelle: FNN

ten abzusichern. Hier greift das FNN-Konzept „Messgeräte-Konformität“ (MeKo-Konzept) zur Sicherstellung von Konformität und Qualität [17]. Darin werden definierte Testfälle zur Implementierung in Testmaschinen als Prüfungsunterlage zum Konformitätsnachweis vorgegeben. Diese vereinheitlichten Produktprüfungen schaffen die erforderliche Transparenz und gewährleisten dem Anwender die erforderlichen Leistungsmerkmale.

Mit der Vergabe des MeKo-Qualitätssiegels durch Zertifizierungsstellen werden die Geräte gekennzeichnet, deren zugesicherte Eigenschaften nachgewiesen wurden. Damit hat der Anwender den Nachweis, dass die Produkte den Lastenheftanforderungen entsprechen und ohne Schwierigkeiten als Systembausteine verwendet werden können.

Fazit

Mit dem Zähler nach dem FNN-Lastenheft kann das Ziel einer nachhaltigen Modernisierung der Zählerinfrastruktur mit einem maximalen Nutzeffekt bei minimalem Kosteneinsatz erreicht werden. Ein neuer Standard-Haushaltsstromzähler ist beschrieben worden, der die Anforderungen der KNA [3] und des Eckpunkte-papiers [4] und damit voraussichtlich auch die des angekündigten Verordnungspaketes „Intelligente Netze“ erfüllt. Gerade bei der Kundengruppe mit einem Verbrauch < 6.000 kWh können die vorhandenen elektromechanischen Zähler gegen moderne intelligente Zähler ausgetauscht werden. Damit kann diese Verbrauchergruppe ohne eine fernkommunikative Anbindung über das integrierte Display die historischen Werte sehen und über die Informationsschnittstelle modernste Visualisierungsbausteine anbinden. Der heutige Zubehörmarkt wird bei einer flächendeckenden Einführung dieser Zählertechnologie einen enormen Aufschwung erfahren. Weiterhin werden vielfältige Dienstleistungen rund um den intelligenten Zähler entstehen. Gerade Energielieferanten werden diese Schnittstelle nutzen, um sich mit Mehrwertprodukten und Dienstleistungen vom Wettbewerb abzuheben. Der wesentliche Punkt bei dem Einsatz des intelligenten Zählers ist jedoch die Möglichkeit, dass er durch Zubau des BSI-zertifizierten SMGW jederzeit zu einem intelligenten Messsystem ausgebaut werden kann.

Literatur

- [1] Energiewirtschaftsgesetz (EnWG), Novelle 2011
- [2] BMWi Energieeffizienz Richtlinie 2012/27/EU DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES, 25. Oktober 2012
- [3] Kosten-Nutzen-Analyse (KNA) für einen flächendeckenden Einbau von intelligenten Zählern, Ernst & Young im Auftrag des BMWi, 30. Juli 2013
- [4] 7 Eckpunkte für das Verordnungspaket „Intelligente Netze“ vom 09. Februar 2015, BMWi
- [5] Weißbuch „Ein Strommarkt für die Energiewende“ Eckpunktepapier des BMWi, Juli 2015
- [6] Nationaler Aktionsplan Energieeffizienz „Mehr aus Energie machen“ BMWi, Dezember 2014
- [7] FNN-Projekt „MessSystem 2020“ Standardisierungsarbeit für zukünftige Smart-Metering-Systeme in Kahmann/Zayer, Elektrizitätsmesstechnik 2013
- [8] FNN-Lastenheft Basiszähler – Funktionale Merkmale, Version 1.1, Juli 2014
- [9] FNN-Lastenheft Konstruktion – Basiszähler und Smart Meter Gateway Version 1.1, Juli 2014
- [10] VDE FNN AR-N 4101 „Anforderungen an Zählerplätze“
- [11] FNN-Lastenheft EDL (Elektronische Haushaltszähler – Funktionale Merkmale und Protokolle, Ausgabe 2011 (überarbeitete Version 1.1))
- [12] Sicherheitstechnische und funktionale Vorgaben für das intelligente Messsystem Holger Bast, in Kahmann/Zayer, Handbuch Elektrizitätsmesstechnik VDE/EW-Verlag, 2014
- [13] BSI TR 03109-1 Anforderungen an die Interoperabilität der Kommunikationseinheit eines intelligenten Messsystems
- [14] FNN-Lastenheft Leitungsgebundene LMN-Protokolle, Version 1.0, Juli 2014
- [15] FNN/DVGW Kommunikationsadapter zur Anbindung von Messeinrichtungen an die LMN-Schnittstelle des Smart Meter Gateways, Version 1.0, April 2015
- [16] PTB Innerstaatliche Bauartzulassung 2015 mit den laufenden Nummern 1498 und 1499 an die Firma EMH
- [17] Intelligentes Messsystem auf hohem Qualitätsniveau Bormann M., Hahn K., Dr. Wisy, Wolff A. Das FNN-Mekokzept zur Sicherstellung der Konformität und Qualität Netzpraxis, Jg. 53 (2014), Heft 12

Konzept zur Untersuchung des dynamischen Verhaltens von Messsensoren in Energienetzen mit hohen Anforderungen an die Systemsicherheit

Yiyang Su*, Jörg Neumann**

* Yiyang Su, Arbeitsgruppe 8.52 "Metrologische IKT-Systeme"

** Jörg Neumann, Arbeitsgruppe 8.52 "Metrologische IKT-Systeme", E-Mail: joerg.neumann@ptb.de

Einleitung

Für das effektive Betreiben von Smart Grids müssen eine große Menge von Messdaten und Steuerinformationen übertragen werden. Aktuelle lokale Mengen an verbrauchter oder eingespeister elektrischer Energie werden hierbei von den intelligenten Messsystemen und Zählern als wichtige Eingangsgrößen bereitgestellt. Für den Betrieb von Smart Grids spielt insbesondere die sichere Datenübertragung eine bedeutende Rolle, die als Thema im Rahmen des European Metrology Research Programme (EMRP) im Forschungsprojekt ENG63 GridSens Sensor network metrology for the determination of electrical grid characteristics in einem eigenen Arbeitspaket Security and standardisation näher untersucht wird. Dieses Projekt mit einer Laufzeit von 3 Jahren wurde im Sommer 2014 gestartet.

Die sich aus dem Fachbereich Metrologische Informationstechnik der PTB und dem Institut für Elektrische Energietechnik und Energiesysteme der Technischen Universität Clausthal zusammengesetzte Arbeitsgruppe hat sich zum Ziel gesetzt, ein sicheres verteiltes Messsystem in einem Niederspannungs-Microgrid zu entwickeln und aufzubauen. Neben der Systemsicherheit wird vor allem auch die Veränderung des dynamischen Verhaltens des Gesamtsystems durch zusätzliche Sicherheitskomponenten untersucht. Zu den Schwerpunkten der Arbeiten gehören:

- Bewertung vorhandener Sicherheitslösungen,
- Entwicklung eines generischen Datenmodells,
- Untersuchung von dynamischen Eigenschaften der Sicherheitslösungen und
- Erarbeitung konkreter Lösungsvorschläge für den Bereich der Zustandsbestimmung in Smart Grids.

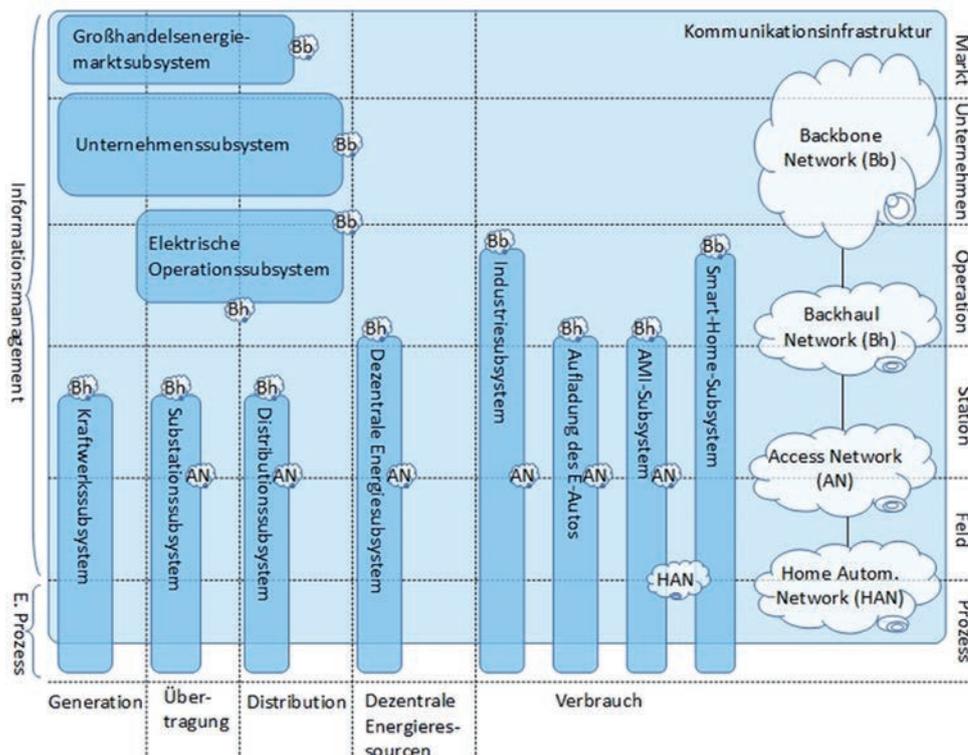


Bild 1: Smart-Grid-Komponenten [1]

Im Folgenden wird eine Übersicht zu Sicherheitsaspekten im Smart Grid geben sowie der aktuelle Stand der Arbeiten in dem Forschungsprojekt beschrieben.

Sicherheitsaspekte in Smart Grids

Traditionelle Energienetze zeichnen sich dadurch aus, dass die Energie von zentralisierten Energieerzeugungsanlagen erzeugt und an die Endverbraucher transportiert wird. Die Energieflüsse sind unidirektional und die Kontrollstrukturen zentralisiert. Mit der wachsenden Anzahl von dezentralen Energiequellen innerhalb der Energienetze werden neue Kommunikationstechniken und Kontrollsysteme benötigt. Die Vielfalt der heterogenen und miteinander vernetzten Systeme zeichnen sogenannte Smart Grids aus.

In der CEN-CENELEC-ETSI Smart-Grid-Koordinationsgruppe wurde ein allgemeines Modell entwickelt [1], welches die Smart-Grid-Komponenten und die energiewirtschaftlichen Prozesse abbildet. Dieses enthält sowohl die Komponenten der elektrischen Prozesse, bestehend aus Generation, Übertragung, Distribution, dezentrale Energieressourcen und Verbrauch als auch die des Informationsmanagements. Eine vereinfachte Form ist in Bild 1 dargestellt.

Das Informationsmanagement wird hierbei in fünf Zonen untergliedert:

- Feld: Gesamtheit der Einrichtungen, die das Stromnetz schützen, kontrollieren und überwachen können,

- Station: Aggregation der Informationen aus dem Feld,
- Operation: Bewertung des Netzzustandes und generieren von Steuerinformationen in der jeweiligen Domäne,
- Unternehmen: Beinhaltet die wirtschaftlichen und organisatorischen Prozesse sowie Dienstleistungen und Infrastrukturen der Unternehmen und
- Markt: Bildet die Marktvorgänge bezüglich der Energieumwandlungskette ab.

Unterschiedliche Subsysteme werden mit vielfältigen Vernetzungstechnologien über verschiedene Kommunikationswege verbunden. Eine große Menge von Messdaten und Steuerinformationen werden zwischen diesen übertragen. Ein Angriff auf diese Daten stellt ein potenzielles Sicherheitsrisiko dar. Zum Beispiel, im Bereich der elektrischen Operationssysteme werden verschiedene Supervisory Control and Data Acquisition (SCADA) Systeme eingesetzt, die über Netzwerke mit anderen Untersystemen (z. B. Substations- und Distributionssystem) gekoppelt sein können. Eine detailliertere Ansicht über die Verbindung zwischen elektrischem Operationssystem und Substationssystem ist in Bild 2 dargestellt. Die Messdaten werden aus den angeschlossenen Geräten akquiriert und der Zustand des Energienetzes vom SCADA-System bewertet.

Diese Informationsnetze könnten über Cyber-Attacken angegriffen werden bspw. über passive Angriffe, wie dem Abhören des Netzwerkes, um an Informationen zu gelangen oder durch aktive

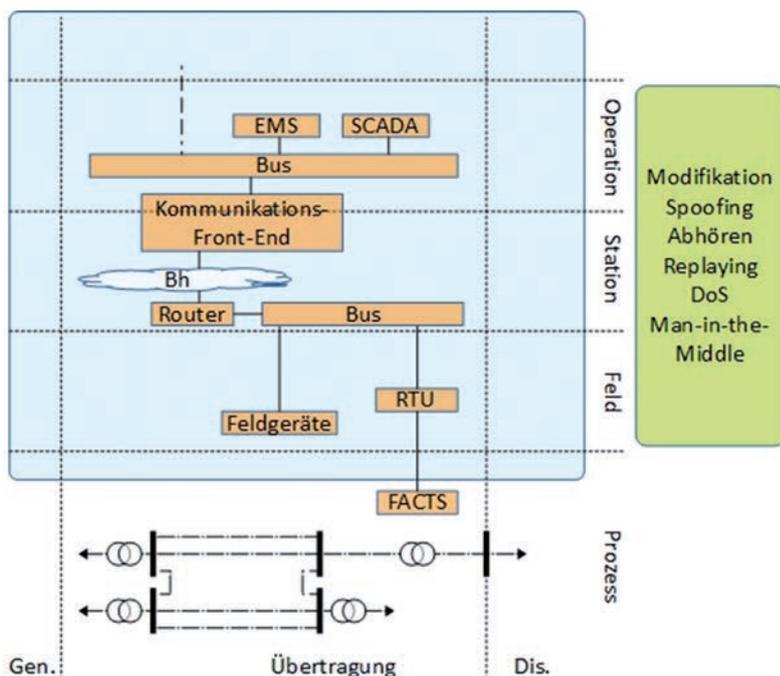


Bild 2: EMS-/SCADA-System [1]

Angriffe, die die Funktion des Smart Grids stören sollen. Mit dem Unterdrücken oder Einspielen falscher Daten [2, 3] können bspw. ein oder mehrere SCADA-Systeme angegriffen werden, die letztendlich zu einer falschen Bewertung des Energienetzes führen.

Um einen zuverlässigen Betrieb des Smart Grids zu gewährleisten, ist ein sicherer Informationsaustausch eine unabdingbare Voraussetzung. Für den Schutz von Messdaten und Steuerinformationen in Smart Grids lassen sich die folgenden Sicherheitsanforderungen definieren [4]:

- **Integrität** bezeichnet den Schutz der Daten vor Modifikation und Replay-Angriff,
- **Authentizität** weist die Urheberschaft nach,
- **Nicht-Bestreitbarkeit** verhindert, dass die Urheberschaft abgestritten werden kann, und
- **Vertraulichkeit** bietet Schutz vor unbefugtem Abhören.

Über diese Sicherheitsanforderungen hinaus, welche insbesondere die Messdaten und Informationen betreffen, können für verteilte Messsysteme weitere Schutzziele definiert werden. So stellt die Verfügbarkeit des Netzwerks ein wichtiges Schutzziel dar [5].

Durch die Nutzung kryptografischer Verfahren bei der Datenübertragung und Archivierung können alle vier genannten Schutzziele erreicht werden. Um eine langfristige Sicherheit zu gewährleisten und Kompatibilität zwischen den verschiedenen Systemen sicherzustellen, sollten genormte bzw. standardisierte Verfahren eingesetzt werden. Je nach Anwendungszweck werden hierzu symmetrische (DES, AES) oder asymmetrische (RSA, ECC) kryptografische Verfahren in den Kommunikationsprotokollen von Smart Grids eingesetzt.

In den betrachteten Netzwerken werden teilweise Übertragungsprotokolle genutzt, die

ursprünglich für eine effiziente Übertragung von Mess- und Steuerungsdaten entwickelt wurden. Die Fragen der sicheren Datenübertragung im Sinne der oben genannten Schutzziele spielen eine untergeordnete Rolle. Typische Vertreter sind das Distributed Network Protocol (DNP3) sowie die Normenserien der IEC 60870 und IEC 61850.

Um das Schutzniveau der Kommunikation zu erhöhen, wurde es notwendig, das Thema der IT-Sicherheit in einer gesonderten Norm, der IEC 62351 zu behandeln. Diese erweitert die im TC 57 beschriebenen Kommunikationsprotokolle um eine Sicherheitsschicht. In Bild 3 ist die Verknüpfung der Kommunikationsprotokolle (Bild 3 linke Seite) und der in der IEC 62351 beschriebenen Maßnahmen (Bild 3 rechte Seite) zur Gewährleistung einer sicheren Datenübertragung dargestellt.

In der IEC 62351 werden auch die unterschiedlichen Anforderungen an das dynamische Verhalten der Systeme berücksichtigt. In weniger zeitkritischen Anwendungen können Datenübertragungsprotokolle nach der Manufacturing Message Specification (MMS) verwendet werden. Darüber hinaus kann die Kommunikation auf der Transportschicht mittels Transport Layer Security (TLS) verschlüsselt werden.

Der zweite Einsatzbereich ist die sichere Datenübertragung innerhalb von zeitkritischen Prozessen. Hier liegt der Schwerpunkt der Datensicherheit auf der Authentizität der Daten. Als Beispiele können die Generic Object Oriented Substation Events (GOOSE) und Sampled Values (SV) aus der IEC 61850 genannt werden. Aufgrund der Anforderungen, wie z. B. der erforderlichen Reaktionszeit von 4 ms, der Notwendigkeit der gleichzeitigen Datenübertragung an mehrere Teilnehmer (Multicast) und eventuell geringer CPU-Leistung

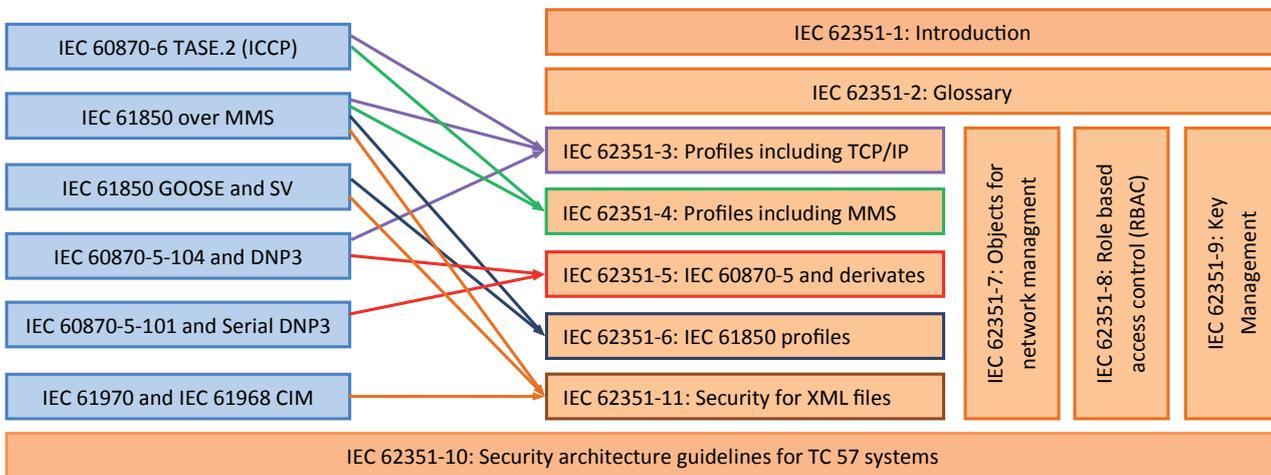


Bild 3: Anwendungsbereich der IEC 62351 [6]

der Geräte, wird eine Verschlüsselung der Kommunikation nicht empfohlen. Die Datensicherheit wird u. a. durch ein Erweitern der Nutzdaten Protocol Data Unit (PDU) von GOOSE/SV Elementen mit Authentifizierungsinformation, die durch Hash-Funktion SHA256 und RSA-Algorithmus berechnet werden, erreicht.

Forschungsprojekt „ENG63 GridSens“ – aktueller Stand

Im EMRP-Projekt sollen einige der hier aufgezeigten Kommunikationsprotokolle untersucht werden. Ein Schwerpunkt hierbei ist die Datenmodellierung unter dem Blickwinkel der Zustandserfassung im Smart-Grid. Die zu erfassenden Messwerte sind mit einem geeigneten Datenübertragungsprotokoll zu übertragen. Die verschiedenen Datenübertragungsverfahren sollen daraufhin untersucht werden, ob sie den oben genannten Sicherheitsanforderungen genügen bzw. ob sie durch entsprechende Protokollerweiterungen auf ein entsprechendes Sicherheitsniveau gebracht werden können.

Durch die Verwendung kryptografischer Verfahren bei der Datenübertragung ist damit zu rechnen, dass sich die dynamischen Eigenschaften des Gesamtsystems verändern. Der Einfluss auf die Systemeigenschaften wie Latenz-, Reaktions- und Antwortzeiten ist hier Untersuchungsgegenstand. Für diese Analysen wurde ein universelles Messgerät konzipiert (Bild 4) und in einer ersten Variante realisiert.

Ein handelsüblicher Sensor wird über seine Schnittstelle an einen frei programmierbaren µController angeschlossen. In diesem erfolgt die Protokollwandlung auf das zu untersuchende Datenübertragungsverfahren. Die sicherheitsrelevanten Funktionalitäten werden in einem Kryptomodul abgearbeitet. Über ein GSM-Modem bzw. einen Ethernetanschluss kann mit verschiedenen Netzwerken kommuniziert werden. Die Ansteuerung des Sensors und das Triggern von Ereignissen zum Bestimmen des dynamischen Verhaltens des Systems erfolgt über die digitalen Ein- oder Ausgänge.

Bei der Verwendung asymmetrischer Kryptografieverfahren unter Verwendung von Zertifikaten ist der Aufbau einer Public-Key-Infrastruktur notwendig. Die Struktur der PKI ist in Bild 5 dargestellt.

Eine Besonderheit dieser PKI besteht darin, dass in der Rolle der Antragsteller keine Personen, sondern technische Geräte auftreten. Die Grundelemente der PKI wurden bereits entwickelt. Es gilt, sie an die realen Anforderungen beim Einsatz von Messgeräten anzupassen. Neben der sicheren Messdatenübertragung müssen die verschiedenen Lebenszyklen des Gerätes, der Zugriffsschutz auf

das Gerät, Archivierung der Messdaten und die Möglichkeiten der Verifikation berücksichtigt werden.

Die Akzeptanz von Verfahren und Systemen hängt in großem Maß von ihrer Praxistauglichkeit ab. Deshalb erfolgt die Entwicklung in enger Zusammenarbeit mit dem Institut für Elektrische Energietechnik und Energiesysteme der Technischen Universität Clausthal. In dem dort vorhandenen Versuchsnetzwerk können die entwickelten Methoden getestet werden.

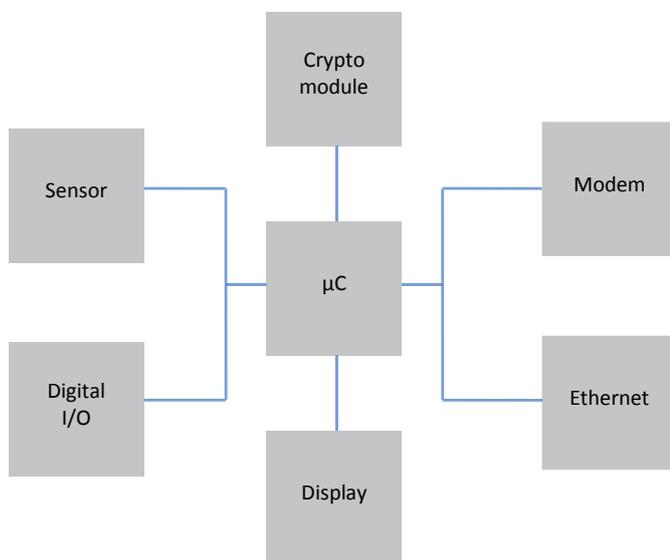


Bild 4: Struktur der universellen Messeinrichtung

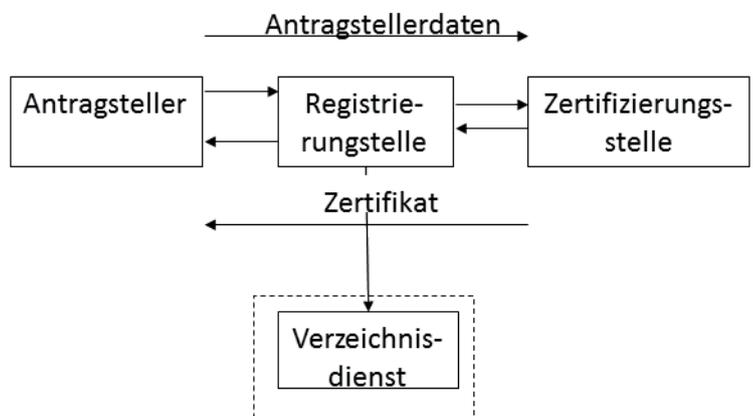


Bild 5: Struktur der Komponenten PKI

Zusammenfassung

Im Rahmen des EMRP-Forschungsprojekts ENG63 GridSens: Sensor network metrology for the determination of electrical grid characteristics wurde ein eigenes Arbeitspaket Security and standardisation eingerichtet, das partnerschaftlich vom Fachbereich Metrologische Informationstechnik der PTB und dem Institut für Elektrische Energietechnik und Energiesysteme der Technischen Universität Clausthal bearbeitet wird. Ziel ist es, ein sicheres verteiltes Messsystem in einem Niederspannungs-Microgrid zu entwickeln und aufzubauen. Neben der Systemsicherheit wird sich der Frage der Veränderung des dynamischen Verhaltens des Gesamtsystems durch zusätzliche Sicherheitskomponenten besondere Aufmerksamkeit gewidmet.

Literatur

- [1] CEN-CENELEC-ETSI Smart Grid Coordination Group, „First Set of Standards“, 2012
- [2] P.-Y. Chen, S. Yang, J. McCann, J. Lin und X. Yang, „Detection of false data injection attacks in smart-grid systems“, Communications Magazine, IEEE, Bd. 53, Nr. 2, pp. 206-213, 2015
- [3] L. Liu, M. Esmalifalak, Q. Ding, V. A. Emesih und Z. Han, „Detecting False Data Injection Attacks on Power Grid by Sparse Optimization“, IEEE Trans. Smart Grid, Bd. 5, Nr. 2, pp. 612-621, 2014
- [4] J. Wolff, R. Bösel, N. Zisky und D. Richter, „Sicherung von Messdaten in verteilten Messsystemen“, Verteilte Messsysteme, pp. 193-206, 1993
- [5] H. Karl und A. Willig, Protocols and architectures for wireless sensor networks, John Wiley & Sons, 2007
- [6] CEN-CENELEC-ETSI Smart Grid Coordination Group, „Smart Grid Information Security“, 2014

Vergleichende Betrachtung der Sicherheitskonzepte von Mobile Metering und Smart Meter Gateways

Jan Weil*, Jörg Neumann**

Einleitung

Als eine der Voraussetzungen für die Energiewende sieht die Bundesregierung intelligente Netze an, „die nicht nur Strom transportieren und verteilen, sondern stets auch das notwendige Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch sicherstellen müssen“ [1]. Teil solcher intelligenten Netze sind intelligente Zähler (Smart Meter), die bereits durch das Veranschaulichen des Verbrauchs Einsparpotenzial bieten sollen. Durch das Hinzufügen eines vom Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) zertifizierten Smart Meter Gateways (SMGW) ergibt sich ein intelligentes Messsystem, das die sichere Kommunikation der Messdaten gewährleistet. Dabei ist der Schutz der personenbezogenen Daten als Voraussetzung für die öffentliche Akzeptanz die primäre Motivation des SMGW.

Im Forschungsprojekt On-Board Metering [2] wurde unter anderem der Prototyp eines mobilen Elektrizitätszählers entwickelt, der Grundlage der gemessenen Abrechnung von Ladevorgängen für Elektrofahrzeuge ist. Wird ein solcher mobiler Zähler (Mobile Meter) zur Abrechnung verwendet, muss in den Ladepunkten keine Zähl- und Kommunikationstechnik verbaut werden. Dadurch werden nicht nur die Größe eines Ladepunkts,

sondern auch seine Installations- und Betriebskosten deutlich reduziert, was den wirtschaftlichen Betrieb der Ladeinfrastruktur ermöglicht. Der mobile Zähler des OBM-Projekts enthält ein Steuer- und Kommunikationsmodul, das unter anderem den Schutz der Messdaten sicherstellt.

Im Folgenden werden die beiden den jeweiligen Systemen zugrunde liegenden Sicherheitskonzepte verglichen und die Unterschiede hervorgehoben.

Projekt On-Board Metering

On-Board Metering (OBM) ist ein vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) im Zeitraum 05.2010-05.2015 gefördertes Forschungsprojekt, in dessen Rahmen ein innovatives Konzept zur Bereitstellung, Messung und Abrechnung von geladenem Strom entwickelt wurde. Am Projekt waren die ITF-EDF Fröschl GmbH, der Fachbereich Metrologische Informationstechnik der PTB, die ubitricity Gesellschaft für verteilte Energiesysteme mbH und die VOLTARIS GmbH beteiligt. Das Projekt verlief in zwei Phasen: OBM I, bis 08.2012, beinhaltete Konzept und Validierung, OBM II die Feldtests. Das hier beschriebene Sicherheitskonzept spiegelt den Stand wider, wie er im Rahmen dieses Forschungsprojekts verwirklicht wurde. Das Mobile-Metering-System,

* Jan Weil, Arbeitsgruppe 8.52 "Metrologische IKT-Systeme",

** Jörg Neumann, Arbeitsgruppe 8.52 "Metrologische IKT-Systeme", E-Mail: joerg.neumann@ptb.de

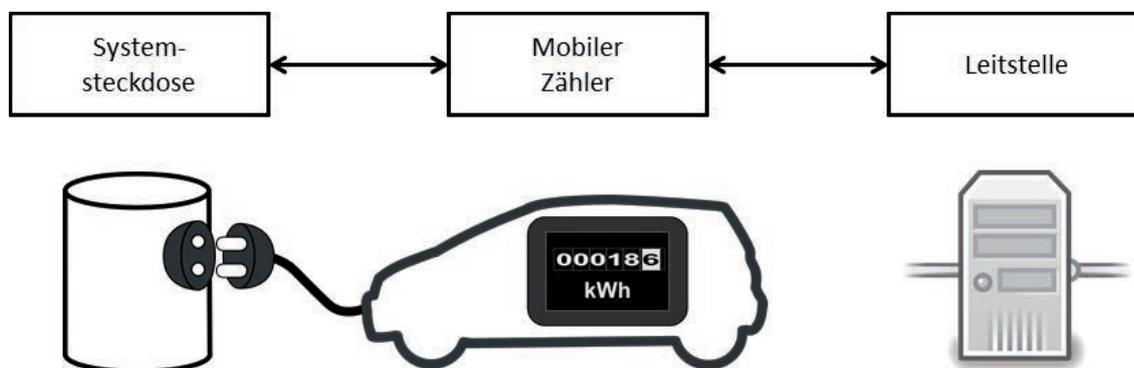


Bild 1:
OBM-Systemarchitektur (reduziert)

wie es von den beteiligten Firmen im Anschluss an das Forschungsprojekt marktreif ausgestaltet wird, basiert auf den Ergebnissen des Forschungsprojektes, unterscheidet sich jedoch in Details der Spezifikation.

OBM-Systemarchitektur

Das Bild 1 stellt einen Teil der OBM-Systemarchitektur in vereinfachter Form dar. Das OBM-Konzept sieht vor, die Komplexität der Ladepunkte möglichst weitgehend zu reduzieren und so deren Installations- und Betriebskosten deutlich zu senken. Dazu wird insbesondere die in konventionellen Ladesäulen meist enthaltene Zähl- und Kommunikationstechnik ins Fahrzeug verlagert. Die als Ladepunkt verbleibende Komponente wird im OBM-Kontext Systemsteckdose genannt. Sie ist schaltbar und enthält im Wesentlichen einen Mikrocontroller, eine Kommunikationsschnittstelle zum mobilen Zähler und ein Sicherheitsmodul zur Personalisierung und zur Absicherung der Kommunikation.

Der mobile Zähler kann in der Terminologie der PTB-Anforderungen 50.7 [3] als Elektrizitätszähler mit Zusatzeinrichtung aufgefasst werden. Er enthält neben dem geeichten Elektrizitätszähler einen Mikrocontroller, eine Echtzeituhr, Kommunikationsschnittstellen zur Systemsteckdose (kabelgebunden) und zur Leitstelle (Mobilfunk) und ebenfalls ein Sicherheitsmodul. Abgesehen vom geeichten Elektrizitätszähler und dem Sicherheitsmodul sind alle Komponenten des mobilen OBM-Zählers in modernen Fahrzeugen typischerweise bereits vorhanden. Deshalb erreicht das OBM-System in seiner On-Board-Variante die höchste Kosteneffizienz. Allerdings ist es sehr aufwendig, neue Komponenten im Automotive-Lieferantenmarkt zu etablieren, weswegen im OBM-Projekt ebenfalls eine Variante realisiert wurde, in der der mobile Zähler im Ladekabel verbaut ist. Ein solches intelligentes Ladekabel ermöglicht es normkonformen Elektrofahrzeugen, ohne weitere Modifikation an OBM-Ladepunkten zu laden.

Die Leitstelle dient als Schnittstelle ins Back-End, in dem die Messdaten zur Rechnungsstellung und zur marktkonformen Kommunikation aufgearbeitet werden. Jeder mobile Zähler ist mit genau einer Leitstelle verknüpft. Aspekte des Energiedatenmanagements im OBM-Konzept sind in [4] beschrieben.

OBM-Markttrollen und -Geschäftsprozesse

Am wesentlichen Geschäftsprozess des OBM-Konzepts, der Abrechnung eines Ladevorgangs, sind vereinfacht dargestellt folgende Marktteilnehmer beteiligt: Letztverbraucher, Mobilstromlieferanten und Ladepunktanbieter. Ein Letztverbraucher

schließt einen Vertrag mit einem Mobilstromlieferanten, erhält einen mobilen Zähler und kann damit Ladevorgänge im Netz der OBM-Ladepunkte durchführen. Ein Ladepunktanbieter stellt an seinen Ladepunkten elektrische Energie für das OBM-System zur Verfügung. Der Mobilstromlieferant stellt dem Letztverbraucher eine Rechnung über die durchgeführten Ladevorgänge. Der Ladepunktanbieter bekommt die an seinen Ladepunkten konsumierte Energie vergütet. Somit müssen sowohl der Letztverbraucher als auch der Ladepunktanbieter darauf vertrauen können, dass die Messwerterfassung und -abrechnung korrekt erfolgt.

Wie auch bei konventionellen Ladesäulen haben jedoch zum Zeitpunkt der Rechnungsstellung nicht beide beteiligten Parteien Zugriff auf die verwendeten Zähler, um die der Rechnung zugrunde liegenden Messdaten zu kontrollieren. Im OBM-System könnte der Letztverbraucher die Ladevorgänge gegebenenfalls im Archiv des mobilen Zählers kontrollieren, sofern sie noch gespeichert sind. Dem Ladepunktanbieter ist der Zugriff auf all die mobilen Zähler, die im Abrechnungszeitraum an seinen Ladepunkten verwendet wurden, nicht möglich. Bei konventionellen Ladesäulen wiederum wird der Letztverbraucher nicht in der Lage sein, die in den Ladesäulen verbauten Zähler einzusehen, über die er im Rechnungszeitraum geladen hat. Eines der Hauptziele des OBM-Sicherheitskonzepts ist es deshalb, sowohl für den Letztverbraucher als auch für den Ladepunktanbieter das Vertrauen in die Messdaten zu gewährleisten.

OBM-Sicherheitskonzept

Das OBM-Sicherheitskonzept basiert in seinen Grundzügen auf den Ergebnissen des SELMA-Projekts [5]. Kern des Sicherheitskonzepts ist eine sichere Signaturerstellungseinheit, ein Sicherheitsmodul, das Daten durch das Hinzufügen von digitalen Signaturen auf einzelne Geräte rückführbar macht. Sowohl die mobilen OBM-Zähler als auch die Systemsteckdosen enthalten jeweils ein Sicherheitsmodul, das starke kryptographische Funktionen zur Verfügung stellt. Im OBM-Projekt wurden Chipkarten verwendet, alternativ können auch dedizierte Crypto-Controller, die direkt in die elektronische Schaltung integriert sind, verwendet werden. Das OBM-Sicherheitsmodul ist funktional nahezu identisch zum Sicherheitsmodul des SMGW.

Mobile Zähler und Systemsteckdosen sind in eine Public-Key-Infrastruktur (PKI) eingebunden, siehe Bild 2. Jedes Gerät erhält von der Certification Authority (CA) seines Herstellers ein individuelles digitales Zertifikat, das einen öffentlichen Schlüssel mit der Identität des Geräts verknüpft.

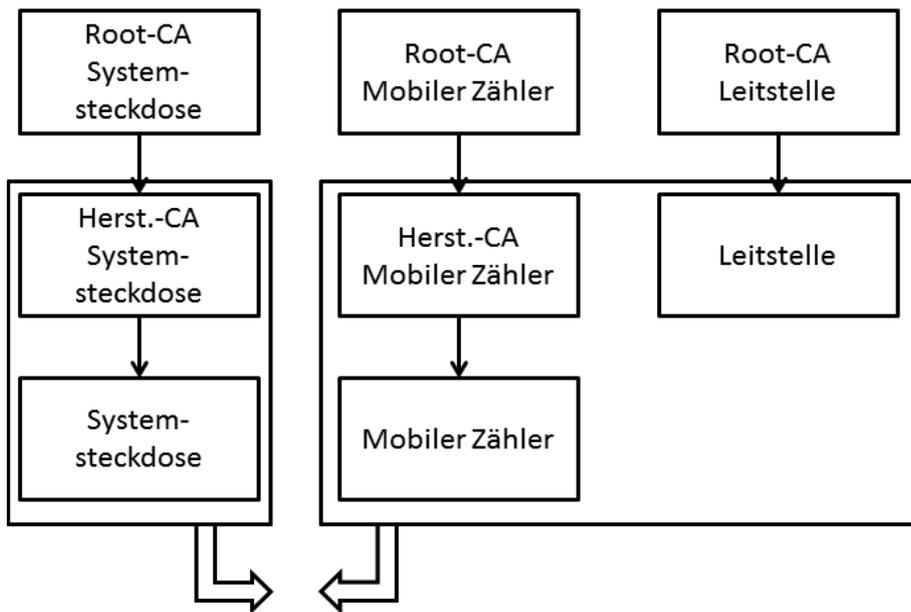


Bild 2:
OBM-Vertrauensketten der PKI

Der dazu gehörige private Schlüssel ist im Sicherheitsmodul des jeweiligen Geräts gespeichert, sodass Vervielfältigung und Missbrauch weitestgehend ausgeschlossen sind. Damit ein mobiler Zähler und eine Systemsteckdose authentifiziert miteinander kommunizieren können, tauschen sie zu Beginn eines Ladevorgangs ihre Gerätezertifikate sowie die Zertifikate ihrer Hersteller-CAs aus. Der mobile Zähler überträgt außerdem das Zertifikat seiner Leitstelle, die ebenfalls in die PKI eingebunden ist, an die Systemsteckdose.

Die Leitstelle ist für die Systemsteckdose die autorisierende Instanz. Die Systemsteckdose schaltet die Spannung also nur dann frei, wenn der angeschlossene mobile Zähler von der Leitstelle als ladeberechtigt ausgewiesen wurde. Dazu generiert die Systemsteckdose einen digital signierten Freigabeanforderungsdatensatz, der zusätzlich vom mobilen Zähler signiert und anschließend an die Leitstelle kommuniziert wird. Die Leitstelle antwortet mit einem digital signierten Freigabeantwortdatensatz, der vom mobilen Zähler an die Systemsteckdose weitergeleitet und von dieser ausgewertet wird.

Die Grundlage für die Abrechnung eines Ladevorgangs ist der dazu gehörige Ladevorgangsdatsatz. Der Ladevorgangsdatsatz enthält die Kennungen von mobilem Zähler und Systemsteckdose, Zeitstempel für den Beginn und das Ende des Ladevorgangs, die Zählerstände des Wirkenergie-Registers zu Beginn und zum Ende des Ladevorgangs sowie die Sequenznummern des mobilen Zählers und der Systemsteckdose. Die Sequenznummern werden jeweils für jeden neuen Ladevorgang inkrementiert. Teil des Ladevorgangsdatsatz ist außerdem der Ladelastgang,

der den Zählerstand des Wirkenergie-Registers zu jeder vollen Registrierperiode (in der Regel 15 Minuten) enthält. Der Ladevorgangsdatsatz wird vom mobilen Zähler digital signiert. Die Sequenznummer der Systemsteckdose ist von besonderer Bedeutung für den Ladepunktanbieter. Sie stellt sicher, dass bei der Rechnungsstellung die Vollständigkeit der Datensätze nachvollzogen werden kann. Im Anschluss an einen Ladevorgang wird der Ladevorgangsdatsatz an die Leitstelle übertragen. Auf Transportebene wird die Kommunikation dabei verschlüsselt, um die Vertraulichkeit der Datensätze zu gewährleisten.

Als Teil des Sicherheitskonzepts wurde im OBM-Projekt prototypisch ein anbieterunabhängiges Verifikations-Tool für Letztverbraucher und Ladepunktanbieter entwickelt. Das OBM-Verifikations-Tool Overto analysiert die von mobilen OBM-Zählern generierten Daten auf Plausibilität, Authentizität und Integrität. Overto ist ein Kommandozeilen-Programm, das eine Menge von signierten Ladevorgangsdatsätzen analysiert und einen HTML-Report zur Ansicht mit einem Standard-Webbrowser generiert. Erkannte Fehler in den Daten werden im HTML-Report dargestellt. Overto überprüft im Wesentlichen die Monotonie und Stetigkeit von Zählerständen, Zeitstempeln und Sequenznummern. Es wird also überprüft, ob die Messdaten vollständig sind und ob Zählerstände und Zeitpunkte plausibel sind. Darüber hinaus überprüft Overto die Authentizität und Integrität der Daten durch die Verifikation der von den OBM-Zählern hinzugefügten digitalen Signaturen. Dazu werden die digitalen Zertifikate der relevanten Zähler von einem LDAP-Server geladen und die Gültigkeit der Zertifikate und die Signatu-

ren der Messdaten verifiziert. Ein Over-to-Report kann für Letztverbraucher oder für Ladepunktanbieter generiert werden. Für Letztverbraucher sind die Ladevorgänge nach Zählerkennungen sortiert, für Ladepunktanbieter nach den Kennungen der Systemsteckdosen. Es steht somit ein Werkzeug zur Überprüfung einer Rechnung mit einfachen Mitteln, basierend auf den zugrunde liegenden Messdaten, zur Verfügung.

BSI-Schutzprofil Smart Meter Gateway

Das BSI-Schutzprofil [6] für das Smart Meter Gateway (SMGW) beschreibt das SMGW als Target of Evaluation (TOE) eines Protection Profile gemäß Common Criteria [7]. Es dient dabei seiner Umgebung als Kommunikationsmodul und verbindet die Domäne des lokalen Letztverbraucheretzwerks mit dem nicht vertrauenswürdigen Weitverkehrsnetz (Wide Area Network – WAN). Das lokale Netz ist aufgeteilt in das metrologische Netz (Local Metrology Network – LMN), über das Messgeräte angeschlossen werden, und das Heimnetz (Home Area Network – HAN), über das steuerbare Verbraucher (Controllable Local Systems – CLS) sowie Benutzerschnittstellen angeschlossen werden können. Für das SMGW sind folgende externe Schnittstellen zwingend vorgeschrieben: IF_GW_CON, die Schnittstelle für den Zugriff des Letztverbrauchers auf die Messdaten; IF_GW_MTR, die Schnittstelle für die Kommunikation mit den im LMN angeschlossenen Zählern; IF_GW_SM, die Schnittstelle zum Sicherheitsmodul; IF_GW_CLS, die Schnittstelle zur Kommunikation zwischen lokalen steuerbaren Systemen und externen Marktteilnehmern; IF_GW_WAN, die Schnittstelle zur Übertragung der Messdaten an externe Marktteilnehmer; IF_GW_SRV, die Schnittstelle für Service-Techniker.

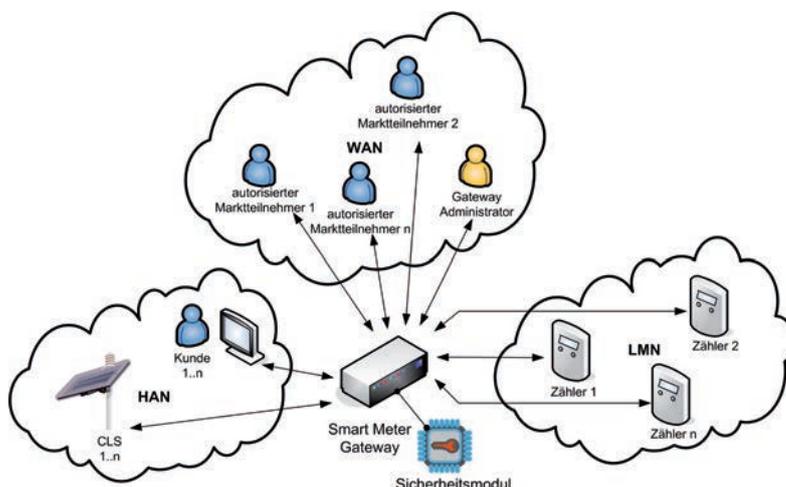


Bild 3:
Das SMGW in seiner Einsatzumgebung

Auch für den Betrieb des SMGW ist eine PKI vorgesehen [8]. Dabei wird zwischen folgenden Rollen unterschieden, für die jeweils digitale Zertifikate erstellt werden: Externe Marktteilnehmer, Gateway-Administrator, Gateway-Hersteller, SMGW. Der Gateway-Administrator ist dafür zuständig, im SMGW Regelwerke in Form von Auswertungsprofilen zu hinterlegen. Diese beschreiben, wie die von den angeschlossenen Zählern erzeugten Daten verarbeitet und letztendlich an berechnete externe Marktteilnehmer übertragen werden. Das SMGW kann außerdem als Proxy-Server für steuerbare lokale Systeme dienen, die so sichere Kommunikationskanäle zu externen Marktteilnehmern aufbauen können.

Das SMGW soll im Wesentlichen den sicheren Zugriff von externen Marktteilnehmern auf die von intelligenten Zählern generierten Daten ermöglichen, wobei seine Auswertungs- und Kommunikationsprofile im Sinne der Datensparsamkeit individuell nur die Daten zur Verfügung stellen, die tatsächlich gebraucht werden. Durch die Vermittlung verschlüsselter Daten über den SMGW-Administrator ist es sogar möglich, die Daten zu pseudonymisieren, sodass sie nicht auf den Letztverbraucher zurückführbar sind. Wie auch bei den mobilen OBM-Zählern werden die Authentizität und die Integrität der Daten durch digitale Signaturen gewährleistet.

Vergleich der Konzepte

Das SMGW, wie es im Schutzprofil des BSI spezifiziert ist, und das Steuermodul der mobilen OBM-Zähler haben viele Gemeinsamkeiten. Beide verwenden ein Sicherheitsmodul, um die Messdaten zur Kommunikation kryptographisch zu sichern und die Kommunikation der gesicherten Messdaten an zugriffsberechtigte Externe vorzusehen. Das SMGW ist einerseits in seiner Anwendung allgemeiner und flexibler spezifiziert, ist andererseits aber erkennbar für die feste Installation innerhalb eines Haushalts/Gebäudes vorgesehen. Elektrofahrzeuge erscheinen lediglich als ein mögliches steuerbares lokales System. Der Anwendungsfall des mobilen Zählens wie im OBM-Konzept ist in der Spezifikation des SMGW nicht abzubilden. Dies zeigt sich bereits in einer der im Schutzprofil beschriebenen Annahmen: „It is assumed that the TOE is installed in a non-public environment within the premises of the consumer which provides a basic level of physical protection. This protection covers the TOE, the Meter(s) that the TOE communicates with and the communication channel between the TOE and its Security Module.“

Für die Verwendung eines intelligenten Ladekabels im öffentlichen Raum sollte dieses mit einem wirksamen physikalischen Schutz ausgestattet

sein, der Manipulation und Datenzugriff ohne Zerstörung des Gerätes weitestgehend ausschließt. Außerdem ist für den Anwendungsfall des mobilen Zählens die Kennung der Systemsteckdose ein fundamentaler Bestandteil des Ladevorgangsdatensatzes. Das SMGW ist zur festen Installation vorgesehen und weder die spezifizierten Schnittstellen noch die in der PKI abgebildeten Rollen ermöglichen es, einen Ladepunkt wie die OBM-Systemsteckdose zu authentifizieren. Darüber hinaus ist auch der Prozess der Autorisierung eines Ladevorgangs nicht ohne Weiteres auf die für das SMGW beschriebenen Schnittstellen abzubilden.

Das Anwendungsszenario der mobilen OBM-Zähler ist im Vergleich zu dem des SMGW wesentlich spezifischer. Deshalb ergeben einige der Schnittstellen, die für das SMGW zwingend vorgeschrieben sind, für die mobilen OBM-Zähler keinen Sinn. Dies gilt insbesondere für die Schnittstelle zum Anschluss weiterer Messgeräte und die Proxy-Schnittstelle für lokale steuerbare Systeme. Auch der flexible Zugriff auf Messdaten durch externe Marktteilnehmer ist im OBM-Konzept nicht vorgesehen. Ein mobiler Zähler kommuniziert zur Übertragung der Messdaten ausschließlich mit seiner Leitstelle. Dabei wird die Kommunikationsverbindung immer vom mobilen Zähler aufgebaut. Für das SMGW gilt ebenfalls, dass die Kommunikationsverbindung in der Regel vom Gateway aufgebaut wird. Es ist jedoch zusätzlich der sogenannte Wake-Up-Service vorgesehen, der es dem Gateway-Administrator ermöglicht, den Aufbau einer Kommunikationsverbindung anzustoßen.

Das OBM-Konzept hat sich zum Ziel gesetzt, Elektrofahrzeuge als steuerbare Verbraucher und perspektivisch als Regelenergiespeicher in intelligente Netze zu integrieren. Zu diesem Zweck wurden im Kommunikationsprotokoll zwischen mobilem Zähler und Leitstelle Steuerungsbefehle definiert, die es ermöglichen, die Ladeleistung zu drosseln bzw. einen Ladevorgang temporär zu unterbrechen. Um Anreize für Letztverbraucher zu schaffen, ihre Elektrofahrzeuge solcherart regeln zu lassen, müssen Steuerungsvorgänge in der Tarifierung berücksichtigt werden. Dementsprechend müssen sie vom mobilen Zähler quittiert und wie die Messdaten auch digital signiert werden. Vergleichbar dazu ist im SMGW mit dem informativen Tarif-Anwendungsfall 11 eine Tarifierung basierend auf der Steuerung von unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen und Erzeugungsanlagen vorgesehen. Dabei werden jedoch lediglich von angeschlossenen Zählern generierte Messwerte mit Zeitstempeln und Ereignissen annotiert. Es ist nicht vorgesehen, Steuerungsbefehle direkt durch das SMGW zu bestätigen.

Die Spezifikation des SMGW legt großen Wert auf die Vertraulichkeit der Messdaten und Daten-

sparsamkeit. Das ist begründet in der Tatsache, dass ein hochaufgelöster Lastgang für die typische Anwendung in einem Haushalt nachgewiesenermaßen auf Verhaltensweisen und Gewohnheiten der Bewohner, bis hin zur Wahl des Fernsehprogramms [9], schließen lässt. Dieser Aspekt spielt im Anwendungsfall der OBM-Zähler eine weniger ausgeprägte Rolle. Pro Ladevorgang ist, um die Abrechnung zu ermöglichen, mindestens die konsumierte Energiemenge zu kommunizieren. Der detailliertere Lastgang dient als Grundlage für komplexere Tarifmodelle basierend auf Zeit, Energiemenge oder Leistung. Aber auch in diesem Fall sind Datenschutzaspekte von geringerer Bedeutung, da der Lastgang lediglich ein Abbild der Ladesteuerung des jeweiligen Fahrzeugs darstellt. Im Zusammenhang mit Ladevorgängen eines Elektromobils stellt sich mit Bezug auf Datenschutzaspekte eher die Frage, ob es möglich ist, Bewegungsprofile von Letztverbrauchern anzulegen. Bei der Abrechnung der Ladevorgänge ist dies tatsächlich eine Herausforderung. Im Rahmen des SecMobil-Projekts wurde für konventionelle Ladesäulen mit integrierter Zähltechnik kürzlich ein komplexes Verfahren konzipiert, das mithilfe der Pseudonym-Funktion des elektronischen Personalausweises ein Anlegen von Bewegungsprofilen verhindert [10]. Im OBM-Konzept muss es jedem Ladepunktanbieter möglich sein, im Zweifelsfall nachzuvollziehen, welcher geeichte Zähler für einen bestimmten Ladevorgang verwendet wurde. Die Kennung dieses Zählers ist effektiv ein Pseudonym für den Letztverbraucher. Um das Anlegen von Gewohnheitsprofilen (Zähler A lädt immer montags zwischen 10 h und 11 h an einem meiner Ladepunkte) zu erschweren, könnte die Auflistung der Zählerkennungen in den regelmäßigen Rechnungen fehlen. Nur im Zweifelsfall, wenn eine Rechnung angemahnt wird, müssen die Original-Messdaten, die die Zählerkennung zwingend enthalten müssen, zur Verfügung stehen und zur Klärung herangezogen werden. Für in diesem Zusammenhang vergleichbare Systeme, wie z. B. das eTicket-System des Verbands Deutscher Verkehrsunternehmen (VDV) [11], ein einheitliches Ticketsystem auf elektronischer Basis, sind die personalisierten Chipkarten jederzeit im Gesamtsystem zu verfolgen. Vor diesem Hintergrund erscheint das OBM-System unkritisch.

Zusammenfassung

Auf technischer Ebene sind die Sicherheitsfunktionen des SMGW und die der mobilen OBM-Zähler durchaus vergleichbar und zeigen viele Gemeinsamkeiten. Beide Systeme verwenden u. a. ähnliche Methoden, um Daten kryptographisch abzusichern. So wird die Vertrauenswürdigkeit und die Vertraulichkeit der Messdaten gewährleistet. Das

SMGW ist jedoch klar für den Anwendungsfall des Smart Metering im Haushalt des Letztverbrauchers ausgelegt, wohingegen das OBM-Konzept auch für den öffentlichen Raum konzipiert wurde. Der spezielle Anwendungsfall des mobilen Zählens beim Laden von Elektrofahrzeugen lässt sich also auf diese Architektur nicht direkt abbilden. Einerseits fehlen in der Spezifikation des SMGW für das OBM-System fundamentale wichtige Funktionen, wie die authentifizierte Kommunikation mit einem Ladepunkt und die Autorisierung des Ladevorgangs. Andererseits schreibt das SMGW eine Reihe von Schnittstellen zwingend vor, die durch die für das SMGW vorgesehenen Anwendungsfälle vorgegeben sind, die für die mobilen OBM-Zähler hingegen nicht benötigt werden.

Literatur

- [1] Baustein für die Energiewende: 7 Eckpunkte für das „Verordnungspaket Intelligente Netze“, BMWi
- [2] <http://www.projekt-obm.net> (letzter Aufruf: 26. Oktober 2015)
- [3] PTB-Anforderungen 50.7 (PTB-A 50.7) Elektronische und softwaregesteuerte Messgeräte und Zusatzeinrichtungen für Elektrizität, Gas, Wasser und Wärme, 4/2002
- [4] Berg, A., Zisky, N., On-Board Metering: Mobiles Messen von Tankstrom in Elektrofahrzeugen – sicher, eichgültig und abrechnungsrelevant, in Kahmann/Zayer: Elektrizitätsmesstechnik, 2012, ISBN 978-3-8022-1058-7, EW Medien und Kongresse GmbH, Frankfurt am Main, S. 283–300
- [5] Das SELMA-Projekt, Konzepte, Modelle, Verfahren, Norbert Zisky (Hrsg.), PTB-Bericht IT-12
- [6] Protection Profile for the Gateway of a Smart Metering System (Smart Meter Gateway PP), Schutzprofil für die Kommunikationseinheit eines intelligenten Messsystems für Stoff- und Energiemengen, BSI
- [7] Common Criteria for Information Technology Security Evaluation, Part 1: Introduction and general model, September 2012, Version 3.1, Revision 4
- [8] Technische Richtlinie BSI TR-03109-4, Smart Metering PKI – Public Key Infrastruktur für Smart Meter Gateways, BSI
- [9] Identifikation von Videoinhalten über granulare Stromverbrauchsdaten, Ulrich Greveler, Benjamin Justus, Dennis Löhr, Labor für IT-Sicherheit, Fachhochschule Münster
- [10] <http://rubin.rub.de/de/ich-weiss-wo-du-letzten-sommer-geladen-hast> (letzter Aufruf: 25. September 2015)
- [11] <http://www.eticket-deutschland.de/kurzbeschreibung----eticket-deutschland-v-2-0-2014-10-06.pdf> (letzter Aufruf: 25. September 2015)

Impressum

Die PTB-Mitteilungen sind metrologisches Fachjournal der Physikalisch-Technischen Bundesanstalt, Braunschweig und Berlin. Als Fachjournal veröffentlichen die PTB-Mitteilungen wissenschaftliche Fachaufsätze zu metrologischen Themen aus den Arbeitsgebieten der PTB. Die PTB-Mitteilungen stehen in einer langen Tradition, die bis zu den Anfängen der Physikalisch-Technischen Reichsanstalt (gegründet 1887) zurückreicht.

Verlag

Fachverlag NW in der
Carl Schünemann Verlag GmbH
Zweite Schlachtpforte 7
28195 Bremen
Internet: www.schuenemann.de
E-Mail: info@schuenemann-verlag.de

Herausgeber

Physikalisch-Technische Bundesanstalt (PTB),
Braunschweig und Berlin
Postanschrift:
Postfach 33 45,
38023 Braunschweig
Lieferanschrift:
Bundesallee 100,
38116 Braunschweig

Redaktion/Layout

Presse- und Öffentlichkeitsarbeit, PTB
Sabine Siems
Dr. Dr. Jens Simon (verantwortlich)
Dr. Helmut Többen
(wissenschaftlicher Redakteur)
Telefon: (05 31) 592-82 02
Telefax: (05 31) 592-30 08
E-Mail: sabine.siems@ptb.de

Leser- und Abonnement-Service

Karin Drewes
Telefon (0421) 369 03-56
Telefax (0421) 369 03-63
E-Mail: drewes@schuenemann-verlag.de

Anzeigenservice

Karin Drewes
Telefon (0421) 369 03-56
Telefax (0421) 369 03-63
E-Mail: drewes@schuenemann-verlag.de

Erscheinungsweise und Bezugspreise

Die PTB-Mitteilungen erscheinen viermal jährlich. Das Jahresabonnement kostet 39,00 Euro, das Einzelheft 12,00 Euro, jeweils zzgl. Versandkosten. Bezug über den Buchhandel oder den Verlag. Abbestellungen müssen spätestens drei Monate vor Ende eines Kalenderjahres schriftlich beim Verlag erfolgen.

Alle Rechte vorbehalten. Kein Teil dieser Zeitschrift darf ohne schriftliche Genehmigung des Verlages vervielfältigt oder verbreitet werden. Unter dieses Verbot fällt insbesondere die gewerbliche Vervielfältigung per Kopie, die Aufnahme in elektronische Datenbanken und die Vervielfältigung auf CD-ROM und in allen anderen elektronischen Datenträgern.

Printed in Germany ISSN 0030-834X

Die fachlichen Aufsätze aus dieser Ausgabe der PTB-Mitteilungen sind auch online verfügbar unter:
doi: 10.7795/310.20150399



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

Die Physikalisch-Technische Bundesanstalt, das nationale Metrologieinstitut, ist eine wissenschaftlich-technische Bundesoberbehörde im Geschäftsbereich des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie.



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

Die Physikalisch-Technische Bundesanstalt, das nationale Metrologieinstitut, ist eine wissenschaftlich-technische Bundesoberbehörde im Geschäftsbereich des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie.



Physikalisch-Technische Bundesanstalt
Braunschweig und Berlin
Nationales Metrologieinstitut

Bundesallee 100
38116 Braunschweig

Presse- und Öffentlichkeitsarbeit

Telefon: 0531 592-3006
Fax: 0531 592-3008
E-Mail: presse@ptb.de
www.ptb.de