

Smart Metering – wirtschaftliche Bewertung und strategische Überlegungen für kleinere und mittlere Stadtwerke

Alexander Beier, Wolfgang Elsenbast, Wolfgang Nick und Oliver Obert

Smart Metering hat vor dem Hintergrund der verpflichtenden Einführung von „intelligenten“ Zählern in Neubauten und renovierten Gebäuden seit dem 1.1.2010 an realer Bedeutung gewonnen. Die Einführung dieser Technologie soll nach dem Willen des Gesetzgebers zu CO₂-Einsparungen und mehr Energieeffizienz durch Verhaltensänderungen des Endverbrauchers führen. Dabei besteht aus der Sicht kleinerer und mittlerer Unternehmen die Gefahr, dass der damit verbundene Nutzen eher gering im Vergleich zu den anstehenden Kosten ist und sich das Ganze bestenfalls mit einer längerfristigen Amortisation rechnen könnte. Eine Studie von E-Bridge für bayerische Kooperationsgesellschaften und deren Mitgliedsunternehmen bewertet die entsprechenden technischen sowie wirtschaftlichen Aspekte und entwickelt strategische Optionen für kleinere und mittlere Stadtwerke.

Neben der Einführung von intelligenten Zählern [1] besteht für die EVU in Deutschland die gesetzliche Verpflichtung, spätestens bis zum 30.12.2010 für Letztverbraucher von Elektrizität last- oder tageszeitvariable Tarife anzubieten (§ 40 Abs. 3 EnWG), sofern technisch machbar und wirtschaftlich zumutbar. Somit ist v. a. im Elektrizitätsbereich damit zu rechnen, dass Smart Metering von den Energieversorgern sowie den unabhängigen Energielieferanten dazu genutzt wird, sich etwaige Wettbewerbsvorteile beim Stromvertrieb zu sichern (z. B. Kombiprodukte aus Energielieferung, Messstellenbetrieb und Messdienstleistung(en)).

Solche Wettbewerbsvorteile sind hingegen für kleinere EVU nicht ohne Weiteres zu erzielen. Insbesondere bei einer individuellen Umsetzung durch ein Einzelunternehmen können mögliche Synergiepotenziale nicht genutzt werden. Die Einführung von intelligenten Zählern erfordert zusätzliches technisches Know-how und ist mit einer Vielzahl von organisatorischen und prozessualen Veränderungen und damit Mehrkosten innerhalb des Unternehmens verbunden. Diese Herausforderungen und eine empfehlenswerte Reaktion darauf werden im Folgenden analysiert.

Rechtsrahmen und Marktentwicklung

Hohe Erwartungen an eine gesellschaftlich als wichtig angesehene Technologie haben oft ihre rechtlichen Folgen, insbesondere wenn die Erwartungen von allen Mitgliedsstaaten der EU getragen werden. So definiert das 3. Energiebinnenmarktpaket unter bestimmten Voraussetzungen eine 80-prozen-

tige Abdeckung mit intelligenten Zählern im Jahre 2020. Diese Vorgabe überflügelt die deutsche Marktregulierung zur Einführung von intelligenten Zählern, welche maßgeblich durch die gesetzlichen Vorgaben in § 21b EnWG und § 40 EnWG getragen wird. Die Messzugangsverordnung (MessZV) konkretisiert ergänzend den wettbewerblichen Rahmen und verfolgt das Ziel, ein möglichst effektives Unbundling der Wertschöpfungskette zu forcieren.

Vor diesem wettbewerblichen Ansatz der weiteren Marktstrukturierung im Messwesen erfolgt die Einführung von Smart Metering. Dabei sind die nationalrechtlichen Vorgaben bislang zu unkonkret, um die flächendeckende Verbreitung von intelligenten Zählern, wie sie in den Meseberger Beschlüssen von der Bundesregierung angestrebt wird, zu unterstützen. Dies wird sich aber zumindest mittelfristig durch das neue EU-Ziel ändern. Dabei nimmt die individuelle Kosten-Nutzen-Relation von Smart Metering eine wichtige Rolle bei der Marktdurchdringung ein. Hier zeigt sich beim Diffusionsprozess ein typischer S-förmiger Verlauf, der sich in den einzelnen europäischen Ländern unterschiedlich schnell entwickelt. Lassen sich mit der Einführung von intelligenten Zählern relevante wirtschaftliche Vorteile für die EVU und/oder die Nachfrager verbinden, so ist mit einer schnellen Verbreitung zu rechnen. Die gleiche Wirkung haben strikte staatliche Auflagen.

Technische Aspekte der zu erwartenden Produkte

Im Vergleich zu Italien und den skandinavischen Ländern steht in Deutschland das

Smart Metering noch am Beginn des Diffusionsprozesses. Die Wirtschaftlichkeit – und somit der konkrete Diffusionsprozess – hängt maßgeblich von der Standardisierung der Technologie ab, da eine solche kostensenkend wirkt. Standardisierungsbemühungen gibt es von Seiten der Industrie in bestimmten Teilbereichen [2]. Diese sind jedoch nicht bindend, d. h., jeder einzelne Anbieter und/oder Nutzer kann prinzipiell auf die Anwendung dieser freiwilligen Standards verzichten. Das europäische Ausland ist hier teils weiter. So wurde im Netherlands Technical Agreement (NTA) 8 130 eine Festlegung von Funktionalitäten auf Mindestanforderungen bezüglich der Kommunikationsfähigkeit entsprechender Zähler beschränkt. Auf komplexere Spezifikationen wurde bewusst verzichtet. Auch in Großbritannien und Italien wurden regulatorische Vorgaben gesetzt, die auf eine Interoperabilität abzielen. Die aufgezeigten Beispiele zur Standardisierung haben Vorbildcharakter für Deutschland.

Die Bundesnetzagentur (BNetzA) wollte zunächst auf die Festlegung von Standards vollständig verzichten; sie hat aber zwischenzeitlich in einem Positionspapier Mindeststandards für Zähler definiert, die darauf abzielen, den tatsächlichen Energieverbrauch, die tatsächliche Nutzungsdauer, die Widerspiegelung an den Anschlussnutzer und damit auch die Schnittstellen zu Messeinrichtungen zu harmonisieren.

Darüber hinaus stellt sie fest: „wenn- gleich die Vorgabe dezidierter technischer Schnittstellenstandards durch die BNetzA auf Basis der gegenwärtigen gesetzlichen

Grundlagen nicht möglich ist, so wäre dennoch zur Gewährleistung der Interoperabilität der Systeme die Etablierung eines bundesweit einheitlichen Schnittstellenstandards (z. B. IP-Schnittstelle) wünschenswert. Nach Möglichkeit sollten hierbei auch Standardisierungsaktivitäten auf europäischer Ebene berücksichtigt werden“ [3]. Dies zeigt, dass die wichtigen Bemühungen um eine Interoperabilität, die aufgrund der Kostendegression auch gerade für kleinere und mittlere Stadtwerke von Bedeutung ist, weiter im Stocken sind und auch durch den Regulierer nicht befördert werden (können).

Ferner ist festzustellen, dass gemäß BNetzA eine Berücksichtigung der Kosten intelligenter Zähler der EVU im Regulierungskonto auf den Kosten der Mindeststandards aufsetzt. Weitere Zusatzfunktionen wären demzufolge nicht entgeltrelevant. Hier ist zu betonen, dass lediglich die Ausgaben für die Zähler erwähnt werden. Die Umsetzung von Smart Metering verursacht jedoch weitgreifende Kosten durch die Bereitstellung (und ggf. Anpassung) der notwendigen IT-Infrastruktur.

Dieses Vorgehen ist grundsätzlich begründenswert, wobei allerdings die Mindestfunktionalitäten aus unserer Sicht nicht geeignet sind, lastvariable Tarife anzubieten. Sofern dieses Angebot vom Gesetzgeber bezweckt ist, sollten auch solche Kosten abgedeckt sein. Zugleich ist eindeutig festzustellen, dass der BNetzA die rechtliche Grundlage fehlt, eine Standardisierung umzusetzen, wobei aus Wettbewerbsgesichtspunkten eine europaweite Lösung das richtige Ziel wäre.

Weitere wichtige Rahmenbedingungen für die Marktentwicklung von Smart Metering-Systemen sind in der GPKE (Geschäftsprozesse zur Kundenbelieferung mit Strom) und der GeLi (Geschäftsprozesse Lieferantenwechsel) Gas zu sehen. Die Umsetzung der neuen Geschäftsprozesse im Messstellenbetrieb und in der Messdienstleistung verbunden mit der Standardisierung entsprechender Verträge im Messwesen sowie der erforderliche Anpassungsbedarf der bestehenden IT-Systeme durch den seit dem 1.4.2010 vorgeschriebenen elektronischen Datenaustausch

und die bis spätestens zum 1.10.2010 abzuschließende Systemtrennung stellen die EVU und Netzbetreiber aktuell vor weitere Herausforderungen. Insbesondere der Messstellenbetrieb wird durch das potenzielle Auftreten neuer Messstellenbetreiber am Markt Veränderungen in der Prozesslandschaft und somit auch in seinen Marktstrukturen erfahren.

Wirtschaftliche Aspekte

In Deutschland gibt es beim Smart Metering eine Vielzahl von Pilotprojekten. Dabei ist die Fixkostendegression bei der Umsetzung der Technologie ein wichtiger Parameter. Die Fixkostendegression reduziert die Durchschnittskosten und verbessert die Rentabilität. Im Prinzip gilt: Je größer der Kundenstamm – und zugleich je höher die Unvermeidlichkeit der Einführung von intelligenten Zählern eingeschätzt wird – desto höher sind die Anstrengungen der Netzbetreiber.

Umgekehrt impliziert eine Fixkostendegression eine verringerte Wirtschaftlichkeit bei kleineren Netzbetreibern. Selbst bei eher optimistischen Annahmen ergibt sich, dass die Kosten für einen Rollout in den ersten Jahren erheblich höher sind als ohne intelligente Zähleinrichtungen und nur bei einer vollständigen monatlichen Ablesung aller Haushaltskunden ein Smart Metering-Szenario ab etwa dem achten Jahr wirtschaftlich gesehen günstiger wird, sofern angenommen werden kann, dass die Zähler länger als acht Jahre im Gebrauch verbleiben (was nicht dem aktuellen technischen Regelwerk entspricht). Dabei ist eine monatliche Ablesung bei Gas im Vergleich zu Strom weniger attraktiv, da der Verbrauch – und somit der Abrechnungsbetrag – erheblich saisonal schwankt.

In einer zusätzlich aus Sicht des EVU/Messstellenbetreibers durchgeführten Kosten-Nutzen-Analyse können die Einsparpotenziale bspw. durch Fixkostendegression, Steigerung der Prozesseffizienz sowie die Entgelterlöse die Kosten nicht decken. Der Vergleich zeigt einen kalkulatorischen Fehlbetrag von etwa 10 €/Zähler pro Jahr. Ein wirtschaftliches Angebot eines Messstellenbetriebs und der Messdienstleistung kann unter den neuen Anforderungen somit nur

dann realisiert werden, wenn bestimmte Größeneffekte erreicht werden.

Auch auf der Seite der Nachfrager bedarf es eines Anschubeffektes, wenn durch zeitliche Verlagerung des Energieverbrauchs Kosteneinsparungen auf Seiten des Verbrauchers erzielt werden sollen. Da es sich um einen eher begrenzten finanziellen Vorteil handelt, ist zu beachten, dass auf den Haushalt zusätzliche Kosten zukommen (z. B. höhere Kosten für Zähler und Ablesung). Smart Metering muss somit beworben werden, damit sich die richtige Emotionalität bzw. Umweltbewusstsein einstellt.

Vor diesem Hintergrund ist die Debatte um die Nutzung von Wettbewerbsvorteilen unter einigen Einschränkungen zu sehen, denn wenig Nachfrage ist ggf. ein eher beschränktes Stimulans. Dabei besteht aus Sicht der Stadtwerke die Gefahr, dass ein „First mover“ nicht alle notwendigen Punkte bedacht hat, sofern er sich nicht bereits vorab durch eine Subventionierung der Einführung von Pilotprojekten einen wesentlichen Vorteil verschafft hat. Auf der anderen Seite ist die Branche in Bewegung, da Smart Metering ein Megathema ist und die großen Energiekonzerne ihre Aktivitäten bündeln. Bei der zu erwartenden Marktentwicklung ist insofern davon auszugehen, dass ein Angebot von Messstellenbetrieb und Messdienstleistungen mittelfristig an zusätzliche Versorgungsleistungen gekoppelt sein wird. Durch die neuen Geschäftsfelder verbunden mit Smart Metering besteht die Möglichkeit, Dienstleistungen in diesen Bereichen auch anderen Unternehmen anzubieten und damit innerhalb dieser Wertschöpfungsstufen neue Absatzgebiete zu erschließen. Ein rein passives Verhalten ist somit für kleinere und mittlere Stadtwerke nicht ratsam.

Operative Umsetzung für kleinere und mittlere Stadtwerke

Vor diesem Hintergrund erscheint die Situation für kleinere und mittlere Stadtwerke zunächst ökonomisch unvorteilhaft und vielleicht auch undurchsichtig. Bei einem geeigneten Lösungsansatz ist zwischen einzelnen (mehr oder minder unmittelbar anstehenden) Maßnahmen und strategischen Aspekten zu unterscheiden.

Einzelne Maßnahmen

Mit den Änderungen im EnWG und der MessZV ist der Handlungsrahmen für die Netzbetreiber bestimmt. Neue (intelligente) Messeinrichtungen sind ab 1.1.2010 in definierten Fällen einzubauen und anzubieten. Zudem sind ab dem 1.4.2010 alle messrelevanten Daten in einem neuen, einheitlichen Datenformat elektronisch auszutauschen. Bis spätestens zum 30.12.2010 sind neue last- oder zeitvariable Tarife anzubieten.

Insbesondere das Auslaufen der bisherigen Sonderregelungen nach GPKE und GeLi muss berücksichtigt werden. Im Falle einer sich abzeichnenden Nichteinhaltung der Frist kann der Netzbetreiber von der Möglichkeit des abweichenden Datenaustausches unter Anwendung der Ziffer 5 GPKE (Strom) Ziffer 3 GeLi (Gas) Gebrauch machen. Der Messdienstleister für die eigenen Kunden kann dabei zunächst für Kunden mit Einzelverträgen der assoziierte Vertrieb sein. Auf jeden Fall könnte der Netzbetreiber seine Aufgabe als Messgrundversorger zusätzlich an ein Dienstleistungsunternehmen delegieren – ihm bliebe dann jedoch die technische und wirtschaftliche Verantwortung. Die Zählerdaten für das Energiedatenmanagement des Netzbetreibers werden dann aus dem IT-System des Messdienstleisters übernommen.

Langfristig stellt deshalb die Schaffung eines gemeinsamen GPKE und GeLi-konformen IT-Systems für kooperierende kleine und mittlere EVU eine attraktive Option dar. Eine solche Maßnahme führt durch Synergieeffekte zu Kosteneinsparungen. In diesem Kontext ist darauf hinzuweisen, dass eine klare Abgrenzung der Verantwortlichkeiten und Definition der Schnittstellen zwischen der Messdienstleistung und Abrechnung erforderlich ist.

Weniger eindeutig ist die Frage nach einem geeigneten Rollout zu beantworten. Hier kann ein Angebot digitaler Zähler (z. B. elektronischer Zähler, eHZ oder AMM-Zähler) zu kostenorientierten Preisen erfolgen (zunächst beschränkt auf Neubauten und ggf. Renovierungen sowie auf Nachfrage bei bestehenden Messstellen) eine sinnvolle Lösung darstellen. Die Installation digitaler Zähler bei Turnuswechsel und/

oder Störung sollte abhängig von der Anerkennung zusätzlicher Kosten des Messstellenbetriebes erfolgen. Eine Einbindung in eine Kommunikationsinfrastruktur zur Zählerfernauslesung ist zunächst noch nicht erforderlich bzw. erfolgt in einem zweiten Schritt. Deshalb ist sicherzustellen, dass die Nachrüstung des Zählers mit einem Kommunikationsmodul technisch einfach realisierbar und wirtschaftlich nicht nachteilig im Vergleich zu einer sofortigen Installation ist. Mit diesen Maßnahmen wird die technische Entwicklung vergleichsweise risikofrei antizipiert.

Sofern der Kunde ein zusätzliches In-House-Display wünscht, sollte der Zähler über eine integrierte LAN-Schnittstelle verfügen, die unabhängig von einem teuren Kommunikationsmodul zur Zählerfernauslesung funktioniert (d. h. der Zähler besitzt in der Grundausstattung bereits eine Kommunikationsschnittstelle zur In-House-Kommunikation, nicht jedoch zur Zählerfernauslesung). Bei der technologischen Auswahl der Zähler muss der Hersteller auf diese Anforderungen hingewiesen werden [4]. Das In-House-Display kann dem Kunden gegen Entgelt überlassen bzw. zum Verkauf angeboten werden. Diese Dienstleistung sollte ausschließlich vom assoziierten Vertrieb wahrgenommen werden.

Die vorgenannten Varianten zur Erfüllung der Mindestanforderungen sind sowohl bei Neubauten/Renovierungen wie auch beim turnusmäßigen Zähleraustausch anzubieten. Dabei sollte eine Diskriminierung von fremdversorgten Kunden vermieden werden. In diesem ersten Schritt müssen noch keine Sondertarife angeboten werden – frühestens ab dem 30.12.2010. Eine halbjährliche, vierteljährliche und monatliche Abrechnung sollte zunächst nicht proaktiv und nur auf Anfrage des Kunden angeboten werden. Wünscht der Kunde bspw. eine monatliche Abrechnung, so könnte der Zähler mit einem Kommunikationsmodul zur Zählerfernauslesung nachgerüstet werden, sofern er die Kosten dafür übernimmt (Alternative: konventionelle Selbstablesekarte).

Wie bereits dargelegt, sollten sich die neu eingebauten Zähler technisch einfach in eine Kommunikationsinfrastruktur für die Zählerfernauslesung und die Fernsteuerung/-

programmierung integrieren lassen. Bei der Zählerauswahl ist zu berücksichtigen, dass der eHZ noch ein zusätzliches Kommunikationsmodul, den sog. MUC-Controller, für die Einbindung in eine Zählerfernauslesung benötigt (als eine Art Gateway). Der MUC-Controller kann dabei in Verbindung mit einem eHZ teurer sein als ein „stand-alone“ AMM-Zähler mit bereits integriertem bzw. nachrüstbarem Kommunikationsmodul. Sofern langfristig geplant ist, zusätzliche Funktionalitäten (z. B. Fernsperrung, Fernparametrierung etc.) mittels bidirektionaler Kommunikation zu nutzen, sollten tendenziell AMM-Zähler eingesetzt werden, die in der Regel im Vergleich zu anderen digitalen Zählertechnologien über ein breiteres Funktionsspektrum verfügen. In diesem Kontext ist vom EVU sorgfältig abzuwägen, welche Funktionen individuell als Mindeststandard eingeführt und tatsächlich auch genutzt werden sollen und welche eher „nice-to-have“ sind und keinen relevanten Zusatznutzen darstellen. Die Vorgaben der BNetzA werden hier wirksam sein, denn eine Kostenanerkennung über die zu definierenden Mindeststandards hinaus wird nicht möglich sein und ist somit durch zusätzliche Erlöse zu decken. Dieser Schritt sollte zeitnah vorbereitet und umgesetzt werden.

Auch hier kann die Kooperation der Netzbetreiber sinnvoll sein, so sie günstigere Konditionen bei den Anbietern der neuen Technologie aushandeln dürften und in einer Gemeinschaft flexibler auf die Kundenbedürfnisse reagieren können. Sollten sich die Bedürfnisse des Kunden (Wunsch nach Sondertarifen, kürzere Abrechnungszyklen) und die Anforderungen des Messstellenbetreibers bzw. Messdienstleisters (z. B. Fernauslesung) verändern, ist in einem zweiten Schritt der Aufbau einer (bidirektionalen) Kommunikationsinfrastruktur mit Anknüpfung an die IT-Systeme empfehlenswert. Hierbei wäre zunächst zu prüfen, welche Übertragungstechnologien zur Anwendung kommen sollen [5].

In Verbindung mit diesem zweiten Schritt sind aufgrund der Möglichkeit bidirektionaler Kommunikation Sondertarife zu entwickeln, die bequem über die Fernprogrammierung auf den Zähler aufgespielt werden können. Ferner ermöglicht die Zählerfernauslesung eine unterjährige Abrechnung

ohne nennenswerte Zusatzkosten bzw. Aufwand beim Kunden (Selbstablesung). In diesem Schritt ist zudem die Prozesslandschaft an die intelligente Umgebung anzupassen. Zugleich können intelligente Zähler proaktiv angeboten werden, um die Fixkostendegression für Kommunikationsinfrastruktur und IT-Systeme entsprechend günstig auszugestalten. Dieser Schritt muss in den Planungen des ersten Schrittes berücksichtigt werden (insbesondere die einfache Einbindung der bestehenden digitalen Zähler in eine Kommunikationsinfrastruktur). Da sich eine intelligente Zähler- und Kommunikationsinfrastruktur inkl. der angeschlossenen Prozesse für den bevorstehenden elektronischen Datenaustausch eher vorteilhaft auswirken dürfte, könnte bereits hierfür eine beschleunigte Umsetzung des zweiten Schrittes sinnvoll sein.

Die strategische Perspektive

Die derzeitigen wirtschaftlichen Bedingungen sprechen noch nicht für ein vollständiges Rollout von Smart Metering für kleinere und mittlere Stadtwerke. Die wirtschaftlichen Unsicherheiten sind hoch und die zu erwartende Vorteile zu unbestimmt. Sollte ein staatlicher Zwang zu einem Rollout greifen, so sind die bislang beabsichtigten Berücksichtigungspotenziale im regulatorischen Rahmen nicht hinreichend. Da aus unserer Sicht eher zu erwarten ist, dass die gesetzlichen Rahmenbedingungen nachgebessert werden, ist insgesamt über ein gewisses Antizipieren der gesetzlichen Änderungen ein Abwarten, d. h. eine „konservative“ Strategie, eher von Vorteil. V. a. ein alleiniges Agieren erscheint vor dem gegenwärtigen Rahmen für kleinere und mittlere Stadtwerke nicht empfehlenswert.

Ein heute schon zu verfolgender Ansatz, der auch hinreichend flexibel ist, wäre die Schaffung einer zentralen Kooperationslösung für die „normale“ und „intelligente“ Messung und die Datenbehandlung. Diese Konstruktion ist auch zukunftsfähig für ein vollständigeres Rollout. Ferner können die optimale Kommunikationstechnik identifiziert, die Installationsmöglichkeiten nachgewiesen, ein Logistikkonzept zum Rollout erstellt, die Interoperabilität von Zählern unterschiedlicher Hersteller untersucht und die Prozesse zur Installation und In-

betriebnahme der Zähler definiert werden. Auf IT-Ebene kann die optimale Systemlandschaft konzeptioniert (z. B. Integration der generierten Daten), automatisierte Prozesse erprobt und die Massenstabilität der Auslesung nachgewiesen werden. Zudem werden Potenziale zur Reduzierung der Prozesskosten identifiziert.

In einer Kooperationslösung kann ein zentrales IT-System zur Erfassung der Zählerdaten von kooperierenden Netzbetreibern relevante Vorteile schaffen. In ein solches zentrales System sind sukzessive intelligente Zähler einbindbar. Alternativ kann in einer Übergangszeit für Smart Metering ein separates Zählerfernauslesesystem neben den klassischen RLM (Registrierende Leistungsmessung)-Kunden installiert und genutzt werden. Die Weiterverarbeitung der Daten erfolgt entweder in einem zentralen EDM- und Abrechnungssystem aller Kooperationsgesellschaften oder bei den jeweiligen Stadtwerk- bzw. Kooperationsgesellschaften. Bei der damit möglichen zukunftsgerichteten Harmonisierung der IT-Systeme sind neben den systemtechnischen und prozessualen Fragestellungen auch organisatorische Aspekte zu beleuchten. Im Endergebnis kann hier eine gemeinsame Gesellschaft für Messdienstleistungen im Sinne der MessZV stehen. Der Messstellenbetrieb verbliebe dann weiterhin in der Verantwortung des einzelnen Stadtwerks.

Anmerkungen

[1] Die Begriffe „Smart Metering“ und „intelligenter Zähler“ sind derzeit noch nicht eindeutig festgelegt. Im einfachsten Fall wird darunter ein Zähler mit elektronischem Zählwerk verstanden, der vor Ort elektronisch ausgelesen werden kann. Smart Metering bezeichnet ferner ein System bestehend aus „intelligenten“ Zählern, Datenkommunikationswegen (uni- und bidirektional) sowie einem zentralen Auslese- und Steuerungssystem.

[2] Bspw. das Lastenheft Elektronische Haushaltszähler, vgl. vde.de.

[3] BNetzA: Beschlusskammern 6/7/8/9 – Konsultation eines Positionspapiers zu den Anforderungen an Messeinrichtungen i. S. v. § 21 Abs. 3 a und 3 b EnWG, 6.11.2009.

[4] Der technische Arbeitskreis der KOV mbH hat inzwischen einen elektronischen Zweitarifzähler nach EDL 21 ausgewählt, der den aktuellen Leistungsbezug im Zählerdisplay anzeigt. Die Kosten dieses Zählers

liegen ungefähr in der 4-fachen Größenordnung neuer Ferrariszähler (ca. doppelter Preis und halbe Eichdauer). Mit zusätzlichen Modulen ist eine unidirektionale Fernauslesung ebenso realisierbar wie eine In-House-Anzeige.

[5] Ist in einem Netzgebiet bzw. der dazugehörigen Ortsnetzstation eine hinreichend große Anzahl an Zählern installiert, würde sich die Anwendung von Power-Line-Communication (PLC) unter Verwendung von Datenkonzentratoren anbieten.

A. Beier, Geschäftsführer KOV mbH, Landshut; Dr. W. Elsenbast, Senior Consultant, Dr. W. Nick, Principal Consultant, Dipl.-Ing. O. Obert, Senior Consultant, E-Bridge Consulting GmbH, Bonn
oobert@e-bridge.com