



Über BEMD

Der BEMD ist der Bundesverband der Energiemarktdienstleister e. V. Er bezieht Position gegenüber Gremien, Verbänden und dem Gesetzgeber zu laufenden Entscheidungsverfahren und stellt eine entsprechende Informationsplattform zur Verfügung. Ob es um Qualitätsstandards, Prozessabläufe oder gesetzlich verordnete Pflichten geht, der BEMD engagiert sich in einem internen und externen Markt, in dem Energiemarktdienstleister und Energieversorgungsunternehmen gemeinsam Erfolge erzielen können. Der BEMD fördert und fordert Energiemarktdienstleister. Darüber hinaus kann der BEMD mit der unter seinem Dach gebündelten Fachkompetenz interessierte Marktteilnehmer unabhängig und objektiv informieren.

übersicht über die Vorteile und den Nutzen einer Mitgliedschaft finden Sie [hier](#).

Aktuelles aus dem BEMD

[BEMD Strategiesitzung 2018+](#)

[BEMD auf Sitzung „AG intelligente Netze und Zähler“ des BMWI](#)

[Position des BEMD zur Einführung einer eigenständigen Identifikationsnummer \(Marktlokations-ID\)](#)

[Kick-off-Workshop zum Zielmodell Messwesen](#)

Aktuelles aus dem BEMD

BEMD Strategiesitzung 2018+

Wie auf der vorletzten Mitgliederversammlung vereinbart, haben sich Vorstand, Geschäftsführung und einige Geschäftsführer von Mitgliedsunternehmen am 12. Mai 2017 in Hamburg zu einer Strategiesitzung getroffen. Wesentliches Ergebnis war, dass die drei zentralen „Säulen“ des Verbandes: Interessensvertretung, Informationsplattform und Netzwerk weiter beibehalten und an diversen Stellen gezielt verstärkt werden sollen. Außerdem wurden Themenfelder der nächsten Jahre sowie einige Grundsatzfragen wie Kooperationen mit anderen Verbänden, eine neue Mitgliederstruktur oder auch weitere Leistungen wie z. B. Seminare oder Fachpublikationen diskutiert. Des Weiteren wurden, auf der Basis der Konkretisierung des Programmes des Jahreskongress 2017, auch einige Rahmendaten für den Jahreskongress 2018 festgelegt. Eine ausführliche Berichterstattung folgt.

BEMD auf Sitzung „AG intelligente Netze und Zähler“ des BMWI am 3. Mai 2017 in Berlin

Auf der Sitzung der Arbeitsgruppe des BMWi *intelligente Netze und Zähler* – in der es im wesentlichen um die Themen 14a EnWG-Konzept, Fragen zur Umsetzung des GDEW und die Begleitung der BSI-Roadmap ging – wurde der BEMD durch Herrn Schulz (regio iT) vertreten.

Vortrag (bne): „Netzintegration von Elektromobilität“ von Herrn Dr. Schirmer (ubitricity)

Herr Dr. Schirmer stellte den Zugang zu 14a-Tarifen mit Elektroautos vor. Hierbei wurden die zwei Situationen „E-Auto als Teil der Kundenanlage“ und „E-Auto als separater Marktteilnehmer“ beschrieben und gegenübergestellt. Der erste Fall ist aus Sicht des Referenten mit der heutigen Smart-Meter-Gateway-Technologie abbildbar, da der Betreiber des Elektroautos und der Letztverbraucher der Kundenanlage identisch sind. Im zweiten Fall geht es im Wesentlichen darum, dass sich der Betreiber des Elektroautos und Letztverbraucher der Kundenanlage unterscheiden (z. B. Laden beim Arbeitgeber). Für diesen Anwendungsfall fehlt dem heutigen Smart-Meter-Gateway noch die Möglichkeit von Transaktionsstempeln. Hierfür sind Weiterentwicklungen und Ergänzungen der Smart-Meter-Gateway-Technologie erforderlich.

Markt

News

[Meter to Cash-Lösungen für den „Energiemarkt X.0“](#)

[Gut, aber noch nicht gut genug – Erste Ergebnisse des VDE/FNN-Tests intelligenter Messsysteme](#)

News der Mitglieder

[regio.com GmbH](#)

BEMD in der Presse

[BEMD stellt Kriterienkatalog vor](#)

[Meter to Cash-Lösungen](#)

[für den „Energiemarkt X.0“](#)

[Die Akzeptanz ist äußerst gering](#)

[Transparenz in der Abrechnungs-IT](#)

Veranstaltungen

Herr Dr. Schirmer erklärte, dass die Netzintegration von Elektromobilität von vier wesentlichen Anforderungen abhängt und dass diese heute noch nicht gesamthaft über bestehende Gateway-Architekturen darstellbar sind:

- Eichrechtskonforme Abrechnung von Ladevorgängen
- Energiemarktintegration der Elektrobatterie
- Datensicherheit zum Schutz der Infrastruktur
- Datenschutz des E-Mobilisten

[...]

[Zum vollständigen Protokoll](#)

Position des BEMD zur Einführung einer eigenständigen Identifikationsnummer (Marktlokations-ID)

1. Hintergrund

Am 20.12. 2016 haben die Beschlusskammern 6 und 7 der Bundesnetzagentur im dem Verwaltungsverfahren zur Anpassung der Vorgaben zur elektronischen Marktkommunikation an die Erfordernisse des Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende unter dem Aktenzeichen BK6-16-200 bzw. BK7-16-142 einen Beschluss gefasst, der unter anderem die Einführung einer eigenständigen Identifikationsnummer (Marktlokations-ID) vorsieht. Weiterhin werden auch die Prozesse nach GPKE, WiM, MEPS zum 01.10.2017 anzupassen sein. Speziell für die Einführung der eindeutigen Marktlokations-ID heißt es in dem Beschluss unter Punkt 4 (BK6-16-200) bzw. Punkt 3 (BK7-16-142):

„Die Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen bzw. Gasversorgungsnetzen werden verpflichtet, spätestens bis zum 01.02.2018 flächendeckend alle Marktlokationen im Sinne der Anlage 1 zu dieser Festlegung mittels einer eigenständigen Identifikationsnummer (Marktlokations-ID) zu identifizieren, die folgende Anforderungen erfüllt:

- Die Marktlokations-ID darf nicht mit der für die Identifikation von Messlokationen im Sinne der Anlage 1 zu dieser Festlegung verwendeten Identifikationsnummer identisch sein.
- Die Generierung und Ausgabe der IDs erfolgt durch eine zentrale bundesweite Stelle (Codevergabestelle). Alle Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen bestellen unverzüglich bei der Codevergabestelle die benötigte Anzahl an Codes und weisen sie den in ihrem Netz befindlichen Marktlokationen zu. Die betroffenen Marktbeteiligten sind über die jeweilige Zuweisung unverzüglich zu informieren. Die Codevergabestelle erfasst ausschließlich den Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen, der den Code zum Zeitpunkt der Erstaussgabe bestellt hat.
- Die ID identifiziert die jeweilige Marktlokation nach ihrer erstmaligen Zuordnung dauerhaft. Eine Veränderung ist unzulässig, solange die Marktlokation existiert. Dies gilt auch in Fällen von Konzessionswechseln.
- Die Marktlokations-ID muss mit einer Prüfziffer ausgestattet sein, anhand derer überprüft werden kann, ob eine ID korrekt übermittelt worden ist.“

Weiterhin heißt es:

„Die Beschlusskammer hat sich dafür entschieden, die jederzeitige Eindeutigkeit dadurch sicherzustellen, dass jeder Netzbetreiber verpflichtet wird, in einem Übergangszeitraum bis längstens zum 01.02.2018 flächendeckend alle Marktlokationen mit einer eigenständigen, neu einzuführenden, ID-Nummernsystematik auszustatten.“

2. Konsequenz

Die Vorgaben aus dem BK6-16-200 bzw. BK7-16-142 sind im Wesentlichen

zum 01.10.2017 für die Interimslösung umzusetzen. Die Umsetzung sollte im besten Fall so erfolgen, dass auch für das anschließend auszuprägende Zielmodell eine effektive Vorbereitung erfolgt. Für die Einführung der eindeutigen Marktlokations-ID müssen die betroffenen Marktteilnehmer alle Zählpunkte in sogenannte Messlokationen und Marktlokationen aufteilen. Die Bezeichnung Marktlokation ersetzt dabei den bislang in der GPKE verwendeten Begriff der Entnahmestelle. Marktlokation ist jener Punkt, an dem Energie erzeugt und verbraucht wird und der Gegenstand von Lieferantenwechsel-bzw. Bilanzierungsprozessen ist. Die Prozessbeschreibungen führen darüber hinaus den neuen Begriff des „Lokationsbündels“ ein. Unter ihm sind exemplarische Kombinationen beschrieben, in welchem Verhältnis gegenseitige Abhängigkeiten einer oder mehrerer Markt-bzw. Messlokationen in der Praxis vorkommen können. Der vorliegende Beschluss ändert somit offensichtlich das etablierte Datenmodell für alle Zählpunktbezogenen Stamm- und Bewegungsdaten sowie die darauf aufbauenden Prozesse.

Darüber hinaus gibt es für den Zeitraum zwischen dem 01.10.2017 und dem 01.02.2018 keine klaren Vorgaben für das Übergangsszenario.

3. Fazit

Im Rahmen der Umsetzung der Vorgaben, die aus dem Umsetzung des Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende resultieren haben insbesondere die Mitgliedsunternehmen des **BEMD** (Bundesverband der Energiemarktdienstleister e.V.) eine Reihe von Aufgaben zu übernehmen. Die ist im besonderen Maße im Rahmen der Einführung der eindeutigen Marktlokations-ID der Fall. Die Mitgliedsunternehmen des **BEMD** sind nicht nur als Dienstleister für den Aufbau des neuen Modells für die Stamm und Bewegungsdaten verantwortlich sondern auch für die Migration aller relevanten Daten in das neue Datenmodell. Die Mitglieder des **BEMD** erachten die Vorgaben aus dem BK6-16-200 bzw. BK7-16-142 für sinnvoll und notwendig. Verbunden mit dem Ziel eines einheitlichen Starts für die neue Marktlokations-ID ist es aus Sicht des **BEMD** dringend geboten den Startertermin frühestens auf den 01.04.2018 zu legen. Die Begründung liegt im Wesentlichen darin, dass die notwendigen Kapazitäten zur Zeit nicht ausreichen um den 01.02.2018 als spätesten Umstellungstermin zu gewährleisten. Unternehmen, die nicht bereits zum heutigen Zeitpunkt die Umstellung geplant, budgetiert und das Projekt vergeben haben, können das Ziel zum 01.02.2018 kaum noch erreichen.

Bei unveränderter Terminierung auf dem 01.02.2018 kann es aus Sicht des **BEMD** sehr wahrscheinlich dazu kommen, dass eine wesentliche Anzahl der Zählpunkte in Deutschland nicht auf das neue Modell umgestellt sein werden.

Beim Workshop der BNetzA auf dem der **BEMD** durch Herrn Landgraf vertreten war, wurde im Wesentlichen das Diskussionspapier des VKU und des BDEW durchgearbeitet. Das erfolgte primär durch den Input des BSI. Das Dokument wird dem **BEMD** in der überarbeiteten Fassung zeitnah zur Verfügung gestellt.

Folgende Fragen wurden noch diskutiert:

1. Trotz zahlreicher Nachfragen der Verbänden (auch ich habe mich im Namen des **BEMD** hier zu Wort gemeldet), soll der Termin 01.02.2018 für die Aufnahme des Wirkbetriebes (inkl. MeLo/MaLo Trennung) bestehen bleiben.
2. Auch der Termin für die Aufnahme der verschlüsselten Marktkommunikation zum 01.06.2017 bleibt. Dazu wird es am 08.05.2017 noch eine Veröffentlichung geben.
3. Das Zielmodell ist auch für die Gasseite anzuwenden (mglst. Deckungsgleich). Hierzu wird Anfang Mai das Konsultationsverfahren beginnen.
4. Am 03.07.2017 wir zum nächsten Termin bei der BNetzA eingeladen. Inhalt

ist die Marktkommunikation des Zielmodells.

Kick-off-Workshop zum Zielmodell Messwesen am Fr, 28.04.2017, Berlin

Im Wesentlichen wurde das Diskussionspapier des VKU und des BDEW durchgearbeitet.

Das erfolgte primär durch den Input des BSI. Das Dokument wird uns in der überarbeiteten Fassung zeitnah zur Verfügung gestellt.

Folgende Fragen wurden noch diskutiert:

1. Trotz zahlreicher Nachfragen der Verbänden (auch ich habe mich im Namen des **BEMD** hier zu Wort gemeldet), soll der Termin 01.02.2018 für die Aufnahme des Wirkbetriebes (inkl. MeLo/MaLo Trennung) bestehen bleiben.
2. Auch der Termin für die Aufnahme der verschlüsselten Marktkommunikation zum 01.06.2017 bleibt. Dazu wird es am 08.05.2017 noch einen Veröffentlichung geben.
3. Das Zielmodell ist auch für die Gasseite anzuwenden (mglst. Deckungsgleich). Hierzu wird Anfang Mai das Konsultationsverfahren beginnen.
4. Am 03.07.2017 wir zum nächsten Termin bei der BNetzA eingeladen. Inhalt ist die Marktkommunikation des Zielmodells.

[> [nach oben](#)]

Markt > News

Versorgungssicherheit durch Zertifizierung gewährleisten

> 11.05.2017 | www.sonnewindwaerme.de

München – Die Bundesnetzagentur veröffentlichte 2015 gemäß Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) den IT-Sicherheitskatalog, um die Sicherstellung der Energieversorgung zu gewährleisten. Netzbetreiber sind daher verpflichtet, bis 31. Januar 2018 ein Informationssicherheits-Managementsystem (ISMS) einzuführen und dieses zertifizieren zu lassen. TÜV SÜD-Experte Alexander Häußler informiert über die Hintergründe und wie die Zertifizierung abläuft.

Durch die fortschreitende Energiewende und zunehmend dezentrale Stromerzeugung steigen die Anforderungen an eine sichere und zuverlässige Netzsteuerung. Diese ist aufgrund der Digitalisierung der Netzleit- und Messtechnik in hohem Maße von einer intakten Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT) abhängig. Um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten, veröffentlichte die Bundesnetzagentur (BNetzA) nach § 11 Absatz 1a EnWG daher den IT-Sicherheitskatalog. Dieser basiert auf den Normen DIN ISO/IEC 27001 und DIN ISO/IEC TR 27019 und wurde um spezifische Aspekte der Netzsteuerung erweitert. Die in den beiden Normen genannten Maßnahmen sind zwar nicht zwingend vollständig umzusetzen, aber im Rahmen des Risikomanagements vollständig auf ihre Relevanz zu prüfen.

Informationssicherheits-Managementsystem

Eine Kernforderung des Sicherheitskatalogs ist die Einführung eines

Informationssicherheits-Managementsystems und dessen Zertifizierung durch eine zugelassene unabhängige Stelle wie TÜV SÜD. Denn um ein angemessenes Sicherheitsniveau für TK- und EDV-Systeme gewährleisten zu können und somit einen sicheren Netzbetrieb, reicht die Umsetzung von Einzelmaßnahmen wie Antivirensoftware oder Firewalls nicht aus. Es ist ein ganzheitlicher Ansatz nötig, der kontinuierlich auf Leistungsfähigkeit und Wirksamkeit zu prüfen und bei Bedarf anzupassen ist. Die Informationssicherheit muss daher als regelmäßiger Prozess fest in die Organisationsstrukturen eingebunden werden, etwa durch Anwendung des Plan-Do-Check-Act-Modells (PDCA-Modell). Wichtig ist hier, dass Leitlinien, Ziele und Prozesse festgelegt, Maßnahmen zu ihrer Umsetzung durchgeführt und die Entwicklungen überprüft werden. Ein großer Fokus liegt bei einem ISMS auf der Risikoanalyse und der Risikobehandlung. Durch interne Audits lässt sich feststellen, welche Korrektur- oder Vorbeugungsmaßnahmen nötig sind, um das ISMS ständig zu verbessern und nachhaltig sicherzustellen, dass der Betrieb der relevanten Telekommunikations- und Datenverarbeitungssysteme ordnungsgemäß erfolgt.

[...]

Gut, aber noch nicht gut genug – Erste Ergebnisse des VDE/FNN-Tests intelligenter Messsysteme“

> 10.05.2017 | www.juraforum.de

Rund 800 Fachexperten diskutieren auf dem VDE|FNN-Fachkongress Zählen – Messen – Prüfen (ZMP) die Zukunft intelligenter Messsysteme. Als Highlight präsentiert VDE|FNN erste Ergebnisse der koordinierten Testphase zur Einführung intelligenter Messsysteme.

Ohne die Einführung intelligenter Messsysteme gibt es keine Digitalisierung der Energiewende in Deutschland. So lautet das Fazit des ersten Tages des Fachkongresses Zählen – Messen – Prüfen (ZMP) des Forums Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (VDE|FNN) heute in Leipzig. Rund 800 Fachexperten aus dem In- und Ausland diskutieren noch bis morgen Lösungen und Herausforderungen beim Rollout digitaler Energiemesstechnik.

Das Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE begrüßt den Einstieg in den Rollout intelligenter Messsysteme, der mit Inkrafttreten des Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende Anfang 2017 begonnen hat. Der Fokus der Arbeiten im VDE|FNN verschiebt sich derzeit von der Standardisierung interoperabler Geräte hin zur Qualitätssicherung. „Zuverlässigkeit ist das A und O für die Akzeptanz des intelligenten Messsystems“, so FNN-Vorstandsvorsitzender Dr. Stefan Küppers in seiner Keynote. „Die VDE|FNN-Arbeiten zur Qualitätssicherung setzen daher an allen Stellen des Prozesses an: von den Spezifikationen, über die koordinierte Testphase bis hin zu einem Qualitätssiegel“, so Dr. Küppers weiter.

Als Highlight präsentierte VDE|FNN erste Ergebnisse der seit 2015 laufenden koordinierten Testphase. Es handelt sich um den größten branchenweiten Praxistest für neue Komponenten, deren Einführung im Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende geregelt ist. Die Ergebnisse der ersten Teststufe, den Labortests, liegen jetzt vor. Hier wurden moderne Messeinrichtungen (also digitale Stromzähler) und Smart-Meter-Gateways im Zusammenspiel mit unterschiedlichen Gateway-Administratoren gemäß vorab definierter Testfälle untersucht. Ziel war, das Maß der Interoperabilität der verschiedenen Komponenten zu ermitteln.

[...]

[> [nach oben](#)]

Markt > News der Mitglieder

Regiocom steigt in Funknetze und Messdatenübertragung ein

> 02.05.2017 | regiocom GmbH

Die Magdeburger regiocom GmbH hat das Hamburger Technologieunternehmen DIGIMONDO GmbH von E.ON übernommen. DIGIMONDO hat eine Funknetz-Technologie entwickelt, die als Basis für Mess- und Steuerungssysteme von „Intelligenten Städten“ (Smart Cities) und von Industriegebieten dient. Über den Kaufpreis wurde Stillschweigen vereinbart.

Regiocom investiert damit in eine Zukunftstechnologie. Die Innovation von DIGIMONDO besteht in der Übertragung von Sensordaten über eine eigenentwickelte Systemplattform und sogenannter LoRaWAN-Funktechnologie. LoRaWAN steht für „Long Range Wide Area Network“, ein Verfahren für eine bis zu 10 km weit tragende Funktechnologie zur Vernetzung von Geräten mit relativ niedriger Datenübertragungsrate (bis 50 Kilobit/sec). Dazu wird ein für ISM-Anwendungen lizenzfreier Frequenzbereich rund um 868 MHz genutzt.

Diese neue Technologie ermöglicht einen effizienten Netzaufbau- und betrieb, den sicheren Transport von Messwerten ebenso wie die individuelle Visualisierung und Integration in die Back-End-Systeme des Auftraggebers. Für die Speicherung und Verarbeitung der Daten hat DIGIMONDO eine eigene Systemlösung mit dem Namen „firefly“ entwickelt und erfolgreich in Betrieb genommen.

Namhafte Kunden wie die Deutsche Bahn setzen bereits heute auf die Software von DIGIMONDO. Ein großer deutscher Bahnhof ist bereits umfassend mit der Technik ausgestattet. Auch die Nachfrage nach Technologien für die „Intelligente Stadt“ bei Stadtwerken und Transportbetrieben wächst. In Hamburg betreibt DIGIMONDO bereits ein flächendeckendes Netz von Relaisstationen, mit dem Kunden im gesamten Stadtgebiet erreicht werden können. In der Stadt Gehrden bei Hannover wird die DIGIMONDO-Technik zur Fernablesung von Stromzählern verwendet.

[...]

Gerne veröffentlichen wir an dieser Stelle aktuelle Informationen über unsere Mitgliedsunternehmen. Senden Sie diese bitte bis zum 11. des jeweiligen Monats an presse@bemd.de.

[> [nach oben](#)]

BEMD in der Presse

BEMD stellt Kriterienkatalog vor



Meter to Cash IT-Lösungen für den Abrechnungsprozess präsentiert der Bundesverband der Energiedienstleister auf einem Forum. Anwender schildern ihre Bedürfnisse

Von Dirk Briese, Magdeburg

Der Bundesverband der Energiemarktdienstleister (BEMD) hat in einem Forum in Magdeburg vor über 70 Teilnehmern den Stand seiner Arbeiten zum Thema »IT-Lösungen Meter to Cash« vorgestellt. Deutlich wurde, nicht nur die Branche, sondern auch vor allem die Softwareanbieter stehen vor großen Herausforderungen.

Dazu zählt die Ausrichtung auf den »neu aufgestellten« Markt und die Marktrollen sowie die Anlehnung der Umsetzungsprojekte an die Zeitplanung der Anbieter für die entsprechend nötigen Anpassungen. Der BEMD bereitet dieses Thema in der Arbeitsgruppe »IT-Lösungen Meter to Cash« auf und ermittelt, welche IT-Lösungen es für den kompletten Abrechnungsprozess in und für die drei Marktrollen – Vertrieb, Netz, Messstellenbetrieb – gibt. Ziel ist, Markttransparenz mit Fokus auf den Energiemarkt X.0 herzustellen, Lösungen systematisch und unvoreingenommen zu betrachten und mit dem gesammelten Know-how der Mitglieder auszuwerten.

Vollbesetztes Forum | In der Einleitung des vollbesetzten Forums ging es im Wesentlichen um die Zielsetzung und das Vorgehen der Arbeitsgruppe. Deren Leiter Ingo Schöbe, Mitarbeiter der Gisa GmbH, stellte die Verteilung beziehungsweise Marktanteile der Lösungen für »Meter to Cash« und die Anzahl der Installationen vor. So zeigt die Verteilung, dass ein Hersteller mit seinem System deutlich vor den anderen liegt; insbesondere bei der Verteilung nach Entnahmestellen wird dieses Ergebnis noch deutlicher. Wie sich dies künftig entwickelt, wird in der Branche unterschiedlich eingeschätzt; einig war man sich in der Bewertung, dass es Veränderungen geben wird.

[...]

Meter to Cash-Lösungen für den „Energiemarkt X.0“

Mit der Umwandlung des Messens durch die Digitalisierung... Meter to Cash ist eine der größten Prozesse in EVU und umfasst wesentliche Geschäftsprozesse...

Was will der Kunde?

Die Individualität der Kunden ist groß. Die Energiebranche ist mit dem IT-Umfeld... Die Anbieter wollen nicht nur Kunden als Interaktion „gesteuert“, sondern auch die Anforderungen...

Assess der Installationen... Aspekte dieser unterschiedlichen Anforderungen... Die Anbieter wollen nicht nur Kunden als Interaktion „gesteuert“, sondern auch die Anforderungen...

Meter to Cash ist eine der größten Prozesse in EVU und umfasst wesentliche Geschäftsprozesse... Die Anbieter wollen nicht nur Kunden als Interaktion „gesteuert“, sondern auch die Anforderungen...

Die Digitalisierung... Die Anbieter wollen nicht nur Kunden als Interaktion „gesteuert“, sondern auch die Anforderungen...

Table with 4 columns: ID, Name, Beschreibung, Status. It lists various energy market processes and their current status.

„Der BEMD hat nach dem Standardleistungsverzeichnis (SLV) Prozesse aller drei Marktrollen nun auch einen Kriterienkatalog für die Auswahl von Software im Bereich der Abrechnung entwickelt...“

Der von der BEMD-Arbeitsgruppe an die Softwareanbieter versendete Kriterienkatalog geht bewusst nicht ins letzte Detail. Der vorgestellte Kriterienkatalog wurde von den Teilnehmern des Forums jedoch als grundsätzlich hilfreiches Raster bei der Auswahl von neuen IT-/Dienstleistungsstrukturen angesehen.

Wie geht es weiter?

Die BEMD-Arbeitsgruppe hat an die maßgebenden Softwareanbieter den Kriterienkatalog versandt und bereits positives Feedback zur Bearbeitung erhalten. Bis Anfang Mai sollte ein mit Herstellern abgestimmter erster Kriterienkatalog vorliegen.

Die Akzeptanz ist äußerst gering

> 07.04.2017 | www.elektroboerse-smarthouse.de



»Die Akzeptanz ist äußerst gering«

Das »Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende« will elektronischen Zählern den Weg in Haushalte ebnen... Die Diskussion über elektronische Haushaltszähler wird nicht nur nach dem Beschluss der Bundesregierung zum »Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende« noch weitergeführt...

Die Diskussion über elektronische Haushaltszähler wird nicht nur nach dem Beschluss der Bundesregierung zum »Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende« noch weitergeführt... Die Akzeptanz ist äußerst gering... Die Diskussion über elektronische Haushaltszähler wird nicht nur nach dem Beschluss der Bundesregierung zum »Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende« noch weitergeführt...

Das „Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende“ will elektronischen Zählern den Weg in Privathaushalte ebnen. Doch dort hält sich die Begeisterung in Grenzen. Im Auftrag der elektrobörse smarthouse fragte ein Interviewer bei zwei Branchenkennern nach, ob elektronische Haushaltszähler nicht doch noch zur Erfolgsstory werden könnten.

Die Diskussion über elektronische Haushaltszähler (eHz) wird sicher auch nach den Beschlüssen der Bundesregierung zum „Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende“ noch weitergehen. Manche Verteilnetzbetreiber haben sich schon früh entschieden, eHz einzusetzen. Bringen diese Zähler nach ihren Beobachtungen den erhofften Effekt zur Energieeinsparung sowie zur Umsetzung der Energiewende?

Dirk Briese, trend:research: Nein, bisher sind die Effekte aus der beobachteten Verhaltens- und Nutzungsänderung in den Haushalten – nach uns bekannten Studien – noch gering bis sehr gering. Das liegt einerseits an den noch nicht vorhandenen Tarifen, der geringen Ausstattungsquote sowie an der noch geringeren automatisierten Umsetzung in der dahinter liegenden Hardware und andererseits am Umfang möglicher – tatsächlicher – Veränderungen des Verbraucherverhaltens, insbesondere in größeren Einheiten, die teilweise stark von der technischen und rechtlichen Umsetzung als auch im zweiten Schritt von finanziellen Anreizen abhängig sind. Inwiefern ein geändertes Nutzerverhalten überhaupt zur Umsetzung oder Beschleunigung der Energiewende beitragen könnte, ist sicherlich generell zu diskutieren. Dabei ist die Definition von Energiewende grundsätzlich erst einmal festzuzerren, da jeder etwas anderes darunter versteht, beispielsweise den Ausstieg aus der Kernenergie, CO₂ –Einsparung, erneuerbare Energien, dezentrale Erzeugung oder Smart Grids, Smart Meter, Smart Homes und Smart Buildings. Wo es sicherlich schon Effekte gibt, ist im Bereich der sogenannten Prosumer (Kunstwort aus Producer und Consumer; Anm. Red.).

Timo Dell, Bundesverband der Energiemarktdienstleister: Mit dem Gesetzespaket zur Digitalisierung der Energiewende und insbesondere im Messstellenbetriebsgesetz hat die Bundesregierung im September 2016 das intelligente Messen und Steuern auf den Weg gebracht. Hauptverantwortung tragen hier die Betreiber des grundzuständigen intelligenten Messstellenbetriebs (giMSB), die sich bei der Bundesnetzagentur registrieren müssen. In der Regel sind dies die Verteilnetzbetreiber.

Die konkrete Messung der Energie in Relation zur zeitlich genauen Einordnung ermöglicht flexible Produkt- und Tarifsysteme, die vertriebllich bereits von Energieversorgungsunternehmen (EVUs) genutzt werden. Auch die vorausschauende Planung für die Bereitstellung von Energie ist damit genauer möglich. Die konkreten Energieeinspareffekte sind durch die Möglichkeiten der Visualisierung von Verbräuchen und der damit einhergehenden Sensibilisierung für das Thema technisch grundsätzlich gegeben. Die Akzeptanz der eHz in den Privathaushalten ist trotz möglicher Zusatzeffekte jedoch äußerst gering. Nicht zuletzt deshalb, weil viele Verbraucher wegen der von den Endkunden zu tragenden Zusatzkosten für die Bereitstellung und den Einbau der modernen Messeinrichtungen noch skeptisch sind.

[...]

Transparenz in der Abrechnungs-IT

> 03.04.2017 | www.zfk.de

Transparenz in der Abrechnungs-IT

– **MAGDEBURG** – Der Bundesverband der Energiemarktdienstleister (BEMD) hat in einem Forum den Stand seiner Arbeiten zu den IT-Lösungen für Meter to Cash vorgestellt. In den letzten Jahren erstellte der Verband ein Standardleistungsverzeichnis für relevante EVU-Geschäftsprozesse, das sich zunehmend als Standard in der Branche durchsetzt. Es wurde aktuell um den Messstellenbetrieb ergänzt. Auf dieser Basis ist ein Kriterienkatalog entstanden, der Transparenz über Abrechnungssysteme am Markt bringt: Über die Hälfte der angeschriebenen Softwareanbieter antworteten bereits, die restlichen werden in Bälde erwartet. Als Nächstes sind die Systematisierung der Antworten und eine Konsolidierung bis hin zu einem geeigneten Vergleich geplant. Der BEMD wird die Ergebnisse auf dem Jahreskongress am 9. November präsentieren.

-Magdeburg- Der Bundesverband der Energiemarktdienstleister (**BEMD**) hat in einem Forum den Stand seiner Arbeiten zu den IT-Lösungen für Meter to Cash vorgestellt. In den letzten Jahren erstellte der Verband ein Standardleistungsverzeichnis für relevante EVU-Geschäftsprozesse, das sich zunehmend als Standard in der Branche durchsetzt. Es wurde aktuell um den Messstellenbetrieb ergänzt. Auf dieser Basis ist ein Kriterienkatalog entstanden, der Transparenz über Abrechnungssysteme am Markt bringt: Über die Hälfte der angeschriebenen Softwareanbieter antworteten bereits, die restlichen werden in Bälde erwartet. Als nächstes sind die Systematisierung der Antworten und eine Konsolidierung bis hin zu einem geeigneten Vergleich geplant. Der **BEMD** wird die Ergebnisse auf dem Jahreskongress am 9. November präsentieren.

[> [nach oben](#)]

Veranstaltungen

- > **15. Mai 2017 in Hannover**
AG IT-Lösungen – Expertenrunde
- > **14. Juni 2017 in Hannover**
AG IT-Lösungen – Expertenrunde
- > **September 2017**
BEMD round table mit Wilken
- > **September 2017**
BEMD round table SAP
- > **Oktober 2017**
BEMD-Forum: IT Lösungen to Cash

- > **8. November 2017 in Dortmund**
Vorabendveranstaltung [BEMD Jahreskongress 2017](#)

- > **8. – 9. November 2017 in Dortmund**
[BEMD Jahreskongress 2017](#)

- > **10. November 2017 in Dortmund**
19. Ordentliche Mitgliederversammlung

[> [nach oben](#)]

Alle Mitglieder sind herzlich eingeladen, Beiträge zum [BEMD-Newsletter](#) beizusteuern.
Wir freuen uns auf Ihre Anregungen und Fragen zum [BEMD-Newsletter](#). Bitte senden Sie Ihr Feedback an presse@bemd.de.
Empfehlen Sie den [BEMD-Newsletter](#) weiter.

[Newsletter abbestellen](#)