
Smart Meter: Vergleichende Studie zu Verbrauchsabrechnungsverfahren

Darstellung der Verfahren, Überprüfbarkeit der Verbrauchsabrechnungen sowie Kontrollmöglichkeiten des individuellen Energieverbrauchs durch den Kunden.

Die Studie ist von der Vollversammlung für das gesetzliche Messwesen (VV) am 24. November 2010 in Auftrag gegeben, in der PTB erarbeitet, im Vollversammlungs-Arbeitsausschuss (VV-AA) „Software“ beraten und mit dem Arbeitsausschuss „Smart Meter“ der Arbeitsgemeinschaft für das Mess- und Eichwesen (AGME) abgestimmt worden.

Berlin, 12. Oktober 2011

Korrespondenzadresse:

Dr. Florian Thiel
PTB, Fachbereich Metrologische Informationstechnik
Tel.: 030 3481 7529
Email: florian.thiel@ptb.de

Inhaltsverzeichnis

1. Einführung	1
2. Ansatz und Ziel der Studie	3
3. Bewertungsschema und -kriterien	6
4. Abrechnungsmodelle	7
4.1 <i>Fundamentale Modelle mit unmittelbarer Kontrollmöglichkeit</i>	7
4.1.1 Ausführungsform 1: Mechanischer Zähler	7
4.1.2 Ausführungsform 2: Elektronischer Zähler	10
4.1.3 Ausführungsform 3: Intelligente Messeinrichtung	13
4.2 <i>Abgeleitete Modelle</i>	24
4.2.1 Zentrale Tarifierung und Datenspeicherung im Messgerät	24
4.2.2 Datenspeicherung im Gateway	29
4.2.3 Datenspeicherung im und Verbrauchsanzeige am Gateway	33
4.2.4 Einsatz von QM-Systemen	36
A) Telekommunikations-Äquivalent	
B) Anlehnung an die Abrechnung im Gasbereich	
C) QM-System basiert mit integrierten eichrechtlichen Vorgaben	
5. Diskussion	49
6. Literaturverzeichnis	52
7. Tabellarische Gegenüberstellung	56

1. Einführung

Als Folge der Regelungen des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) [1] werden die Messstellen-Betreiberfirmen in den nächsten Jahren Neubauten und interessierte Haushalte zunehmend mit neuartigen, elektronischen Zählern ausstatten. Verbrauchern sollen durch diese Zähler mit erweiterter Funktionalität - auch als „Smart Meter“ bezeichnete Geräte - zum bewussten Umgang mit elektrischer Energie angeregt werden. Jedoch werden diese Zähler größere Ansprüche an die Informiertheit, Verständigkeit und Aufmerksamkeit der Verbraucher stellen als sie es bisher von den gängigen elektromechanischen Zählern gewohnt sind [2]. Dies wird von diesen gemischt aufgenommen und geht bis hin zur breiten, völligen Ablehnung [3], auch weil die zu erwartende Energieersparnis im Vergleich zu den entstehenden Kosten gering erscheint [4]. Das rührt daher, dass sehr oft in der öffentlichen Diskussion „Smart Metering“ mit Energie-Einsparungen gleichgesetzt wird. Das ist nicht uneingeschränkt richtig, denn die Technologie bietet zunächst nur das Potenzial zur Einsparung, wenn sie im Rahmen der Einführung intelligenter Energieverteilungsnetze zum Einsatz gebracht wird [5]. Der Einbau der Smart Meter ist der erste Schritt und die unterste Ebene solcher intelligenter Energieverteilungsnetze, sog. „Smart Grids“ [5] (s. Abb. 1).

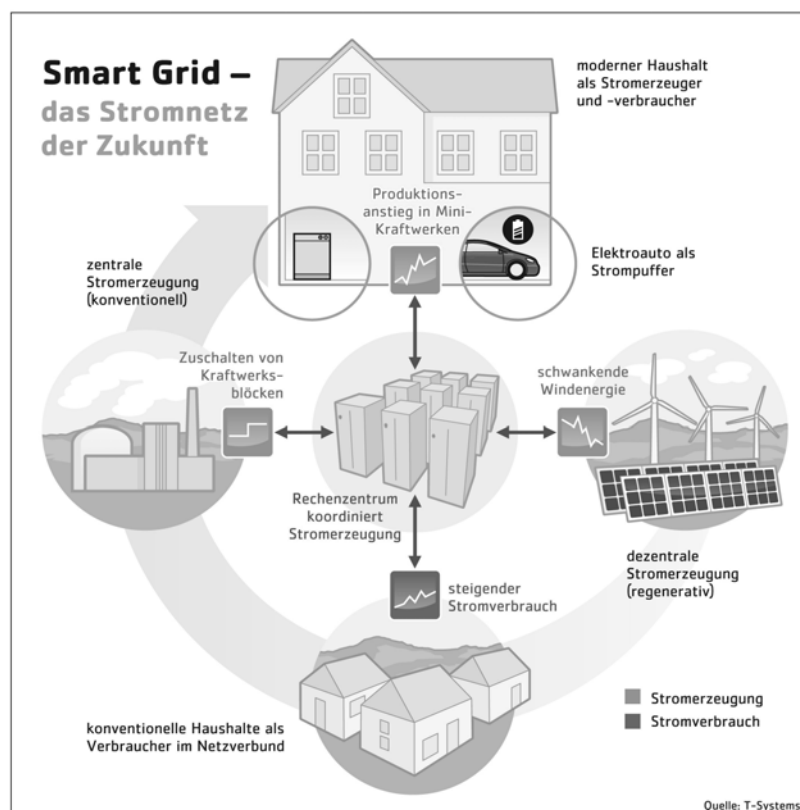


Abb.1: Smart Grid. Mit Unterstützung von Informationstechnologie werden Stromnetze „intelligent“ und sollen Energieschwankungen ausgleichen sowie Energie von dezentralen Erzeugern vernetzen können. Quelle: [6].

Dabei ist angestrebt, Stromnetze mit Kommunikationslösungen zu versehen, um so Angebot und Nachfrage besser aufeinander abstimmen zu können. Die

elektronischen Zähler sollen die Verbrauchsdaten über Netzwerke an die Stadtwerke senden. Eine Software verarbeitet die Informationen und kann sie dem Kunden auf Wunsch im 15-Minuten-Takt, z.B. in einem personalisierten Internetportal, zur Verfügung stellen. Der Kunde soll so seinen Energieverbrauch im Blick behalten können und diesen im Bedarfsfall entsprechend beeinflussen. Solche intelligenten Netze scheinen vor allem deshalb notwendig, weil das Management der Stromnetze immer komplexer wird. Zum einen speisen immer mehr Privathaushalte ihren mit Solar- oder Windkraftanlagen produzierten Strom in das Netz ein (vom Konsument zum *Prosument*), und zum anderen steigt auch bei den großen Energieversorgern der Anteil regenerativer Energien. Diese lassen sich jedoch nur schwer bilanzieren, d.h. der kurzfristige Abgleich von Angebot und Verbrauch ist bisher nur mit hohem technischen Aufwand leistbar. Wird dieser Abgleich nicht gewährleistet, sind Verluste beim Netzbetreiber sicher, denn die Stromproduktion aus regenerativen Quellen wie beispielsweise Photovoltaik-Anlagen oder Laufflusskraftwerken hängt vom Wetter ab, ist also nicht konstant und daher über längere Zeiträume schwer voraussagbar. Derartige Produktionsschwankungen soll das intelligente Stromnetz ausgleichen, indem zentrale und dezentrale Erzeuger in einem sog. virtuellen Kraftwerk zusammengefasst werden [5]. Der primäre Anreiz für den Kunden, sein Verbrauchsverhalten zu ändern und einen Teil seines Energieverbrauchs in Schwachlastzeiten zu verschieben - und damit Lastspitzen abzubauen - sollen zeit- und/oder lastvariable Tarife sein [7]. Das könnte z.B. die notwendige Zuschaltung von Kraftwerken mit hohem CO₂-Ausstoß in Spitzenzeiten verringern [8]. Für den flächendeckenden Roll-out der intelligenten Zähler in Deutschland ist es sicher hilfreich, von den Migrationsstrategien anderer EU-Mitgliedsstaaten zu profitieren und deren Umsetzungserfahrungen zu berücksichtigen, so z.B. von Italien, Schweden, Niederlande, Großbritannien, Frankreich, Spanien, aber auch Österreich [9].

Eine 2011 von der Forschungsgruppe Energie- & Kommunikationstechnologien (EnCT) veröffentlichte Studie [10] zeigt, dass deutsche Energieversorgungsunternehmen noch zögerlich bei der Einführung „intelligenter“ Energieprodukte sind. Erst etwa 15 von ca. 800 Energieversorgern in Deutschland bieten ein Smart-Metering-Produkt an. Mit Ausnahme eines Anbieters, der deutschlandweit auftritt, werden die Produkte alle in der angestammten Versorgungsregion angeboten. Die Tarifmodelle enthalten dabei zwei bis vier Preisstufen. Die Analyse und Tarifsimulation von EnCT [10] ergab weiterhin, dass sich für Kunden mit einem niedrigen Energieverbrauch die Smart-Metering-Produkte nicht lohnen, da sie die im Durchschnitt um 65 Euro höheren Grundgebühren durch Verhaltensänderungen nicht kompensieren können. Haushalte mit einem jährlichen Stromverbrauch von 2.000 kWh oder weniger - was einem Einzelpersonenhaushalt entspricht [11] - müssen im Vergleich zu den Standardprodukten Mehrkosten von durchschnittlich 4 % bis 11 % in Kauf nehmen. Kunden mit einem Jahresenergieverbrauch über 3.400 kWh - Zwei- und mehr Personen im Haushalt [11] - können die Mehrkosten durch Verbrauchsreduzierung und Lastverlagerungen zum Teil nicht nur kompensieren, sondern ihre Energiekosten sogar im Durchschnitt senken.

Finanziell müssen die Produkte noch attraktiver werden. Für den Massen-Roll-out sind die derzeitigen Smart-Metering-Produkte noch nicht geeignet [10]. Damit schließt sich diese Studie dem Bericht der Bundesnetzagentur vom März 2010 an [12], in den auch Gutachten zur Bewertung von Roll-out-Strategien [9] und last- bzw. zeitvariablen Tarifen einfließen [7].

2. Ansatz und Ziel der Studie

Erweiterte Energiezähler, auch „intelligente Zähler“, „Advanced Meter“ oder „Smart Meter“ genannt, drängen aufgrund von neueren EU-Richtlinien [13] – also primär politisch motiviert - auf den deutschen Markt [10]. Diese Messgeräte mit erweiterter Funktionalität sollen es dem Verbraucher ermöglichen, seinen Energieverbrauch in kurzen Intervallen nachzuvollziehen, diesen kurzfristig zu planen und die Auswirkungen von Energiesparmaßnahmen langfristig zu validieren. Damit soll ein Bewusstsein für den persönlichen Energieverbrauch unterstützt werden. Dem Energieversorger, der dann über Informationsnetze auf die Messdaten beim Verbraucher Zugriff haben soll, wird die potenzielle Möglichkeit eingeräumt, Lasten zeitgesteuert zu- oder abzuschalten, Energieströme bedarfsgerecht zu lenken, und über eine entsprechende Tarifierung den Verbraucher einen Anreiz für die Nutzung von Schwachlastzeiten zu geben, um so Spitzenlasten abzubauen bzw. zeitlich zu verschleifen. Auf diese Weise soll das ineffektive, kurzfristige Hochfahren von Kraftwerksblöcken oder deren Betrieb in Wartestellung vermieden werden. Des Weiteren soll damit das zeitlich variable Energieangebot aus regenerativen Quellen besser in das Energienetz integriert und günstiger Strom zeitnah an Verbraucher weitergeleitet werden. Somit bilden diese „Smart Meter“ die erste Instanz von intelligenten Energieverteilungsnetzen, den sog. „Smart Grids“ (s. Abb. 1) [5], [14].

Neben der Euphorie über die Einsatzbandbreite der Potenziale von Smart Metern werden auch vermehrt Fragen des Datenschutzes diskutiert ([15] und [16]). Die durch das Eichrecht geforderte Richtigkeit und Nachvollziehbarkeit der Messdaten einschließlich der Korrektheit der Energieverbrauchsabrechnungen ist dagegen in der öffentlichen Wahrnehmung eher ein randständiges Thema geblieben.

Der Verbraucher soll nicht nur Informationen über günstige Tarife erhalten und seinen Verbrauch entsprechend steuern können, er möchte auch Vertrauen in die Erstellung, die Korrektheit und die Zuverlässigkeit der Abrechnung der genutzten Energie aufbauen und konserviert wissen. Dieses Vertrauen wird aktuell durch eine eichrechtlich vorgeschriebene Überprüfbarkeit von Abrechnungen gesichert. Diese trägt dafür Sorge, dass der Verbraucher in einfacher Weise oder mit einfachen Mitteln seine Abrechnung überprüfen kann. Genaueres wird in technischen Anforderungen geregelt (PTB-A50.7) [17]. So kann heute jeder Energie-Kunde an seinem Energie-Zähler den Zählerstand ablesen und die Abrechnung zusammen mit dem vereinbarten Tarif in einfacher Weise auf Korrektheit prüfen.

Aufgrund der Potenziale der erweiterten Messgeräte und der Anforderungen aufgrund des variablen Energieangebots aus regenerativen Quellen liegt die Diskussion novellierter, flexiblierter Tarifierungs- und Abrechnungsmodelle nahe, die sich auf Erfahrungen aus anderen Bereichen mit hoher Tarifierungsflexibilität stützt. So wurde von mehreren Seiten [5], zuletzt auch in einem Bericht der Bundesnetzagentur vom März 2010 [12], für die Kontrolle von Abrechnungen eine nahe liegende Alternative zur eichrechtlich verankerten Vorgehensweisen ins Gespräch gebracht, die sich an dem etablierten, auf Qualitätsmanagementsystemen basierenden Abrechnungsmodell der Telekommunikations-Industrie orientiert.

Obwohl die durch das Smart Metering aufgeworfenen Fragen (Eichrechtlich vorgegebener Daten- und Softwareschutz bei Übertragung, externer Speicherung

und Weiterverarbeitung von Messdaten [17]) nicht grundsätzlich neu sind, führen solche neuen Modelle zu Neubewertungen von Lösungen und werfen neue Fragen im Zusammenhang mit der eichrechtlich vorgeschriebenen Überprüfbarkeit von Abrechnungen auf.

In der vorliegenden vergleichenden Studie sollen ausgehend von etablierten Abrechnungsmodellen neue Modelle, die sich aus der Verwendung intelligenter Zähler ableiten lassen, zusammen mit bereits vorgeschlagenen Varianten aus software- bzw. informationstechnischer Sicht untersucht und verglichen werden. Bei der Auswahl der Modelle werden auch solche einbezogen, die mit den derzeitigen eichrechtlichen Bestimmungen nicht vereinbar sind. Bei der vergleichenden Bewertung, die sich auf einen einheitlich angewendeten Kriterienkatalog stützt, steht jedoch das Ziel im Mittelpunkt, das eichrechtlich verankerte Anliegen der Korrektheit und Nachvollziehbarkeit von Tarifierung und Rechnungsstellung zu sichern.

Da der Begriff „Smart Meter“ nicht eindeutig definiert ist, wird in dieser Arbeit darunter ein aus einem EDL21-Zähler und einer Kommunikationseinheit bestehendes System verstanden. Damit werden die Lastenhefte der FNN als Grundlage herangezogen. Den Autoren ist bewusst, dass es eine Vielzahl von Zählereinrichtungen auf dem Markt gibt, die von dieser Systematik abweichen und dass die Zuordnung eines elektronischen Zählers mit oder ohne Kommunikationseinrichtung zu der Kategorie „Smart Meter“ kontrovers diskutiert wird. Die Wahl der hier verwendeten Systematik ergibt sich aus den Zielen dieser Studie. Sie soll keine allgemeine Empfehlung darstellen.

Das Beziehungsgeflecht innerhalb des Strommarktes ist komplex und soll im Sinne der Übersichtlichkeit der Modelle hier nicht im Detail widergespiegelt werden. Aus diesem Grund wird in dieser Arbeit anstelle von Rechnungssteller, Messstellenbetreiber oder Lieferant vom *Versorger* im Sinne einer, den Kunden mit Energie versorgenden und mit diesem abrechnenden Entität gesprochen.

Aufgrund der Spannbreite der Energieströme, die durch Smart Meter erfasst werden sollen (Wasser, Wärme/Kälte, Elektrizität, Gas) und der gleichartigen software- und informationstechnischen Eigenschaften dieser Messeinrichtungen, wird sich hier auf Zähler für elektrische Energie beschränkt.

Die Studie beschränkt sich auf die vergleichende Betrachtung aus informationstechnischer Sicht. Wie dagegen die mit dem bisherigen Eichrecht nicht konformen Modelle in eichrechtliche Vorschriften, in Verfahren der Zulassung bzw. Konformitätsbewertung und der Überwachung umgesetzt werden könnten, ist nicht Gegenstand dieser Studie. Es ist den Autoren bewusst, dass aus der Umsetzung der einzelnen Modelle weitere Vor- und Nachteile erwachsen können, die neben den informationstechnisch begründeten Eigenschaften zu beachten sind. Daher kann und will die Studie keine Empfehlung für eines der dargestellten Modelle aussprechen.

Die Studie ist eine Sammlung von Bewertungen, mit deren Hilfe ggf. anstehende Entscheidungen unterstützt werden können. Es sei betont, dass eine mögliche Festlegung nicht allein mit dem informationstechnischen Vergleich begründet werden kann, sondern dass weitere Bewertungsmaßstäbe zu beachten sind, darunter fallen mit Sicherheit die eichrechtlich zu verankernden Verfahren und Zuständigkeiten

sowie die Beurteilung der Akzeptanz der durch die Verfahren zu schützenden Verbraucher.

Am Ende der Arbeit findet sich als Übersicht die tabellarische Gegenüberstellung der wichtigsten Modelle.

3. Bewertungsschema und -kriterien

Obwohl die durch das „Smart Metering“ aufgeworfenen Fragen - eichrechtlich vorgegebener Daten- und Softwareschutz bei Übertragung, externer Speicherung und Weiterverarbeitung von Messdaten [17] - nicht grundsätzlich neu sind, führen praktische Erfahrungen zu Neubewertungen von Lösungen und werfen neue Fragen auf, so z.B. im Zusammenhang mit der eichrechtlich vorgeschriebenen Überprüfbarkeit von Abrechnungen. Fragen des „Smart Metering“ werden bereits in verschiedenen Gremien behandelt. Hier soll sich auf die software- bzw. informationstechnischen Aspekte der Nachprüfbarkeit der Abrechnung in Energieinformationsnetzen [43] beschränkt werden.

Für eine vergleichende Bewertung stehen folgende Konzepte zur Diskussion:

- a.) Es werden nur Geräte angenommen, bei denen eine Überprüfung der Rechnung direkt im Gerät möglich ist.
- b.) Die Rechnung kann mit einer Software überprüft werden, die von einer vertrauenswürdigen Stelle bereitgehalten wird und in einfacher Weise ausgeführt werden kann. Parallel dazu bietet der Versorger z.B. auf seiner Web-Seite eine komfortable Überprüfungsmöglichkeit seiner Rechnung an.
- c.) Die Rechnungserstellungsverfahren werden im Rahmen von Qualitätsmanagementsystemen überwacht, die eichrechtliche Belange mit berücksichtigen.
- d.) Modelle im Rahmen des vom BSI vorgestellten „Schutzprofil für Kommunikationseinheiten von Messsystemen“ [18].

Die Studie bewertet die verschiedenen Abrechnungskonzepte anhand folgender Kriterien:

Zum Einen werden das Abrechnungsmodell und die Tarifierung auf Basis der folgenden Fragen beschrieben:

- Wie werden die Tarife vereinbart?
- Wie erfolgt die Tarifumschaltung?
- Wer bestimmt und/oder kommuniziert den Verbrauch?
- Wie gestaltet sich der vertrauensbildende Ansatz?
- Ist eine vertrauenswürdige Zeitbasis nötig?
- Ist eine Verbrauchskontrolle über unterschiedliche Zeitintervalle möglich?

Zum Anderen werden die auf Informations- und Kommunikations-Technologiekomponenten bezogenen Kriterien betrachtet:

- Einzusetzende Informations- und Kommunikationskomponenten.
- Sicherheitsrisiken und -anforderungen.
- Erforderliche Qualifikation von Prüfern bzw. Gutachtern/Sachverständigen.
- Handhabung bei Prüfung und Überwachung.
- Verständlichkeit für Verbraucher und Überwacher.

4. Abrechnungsmodelle

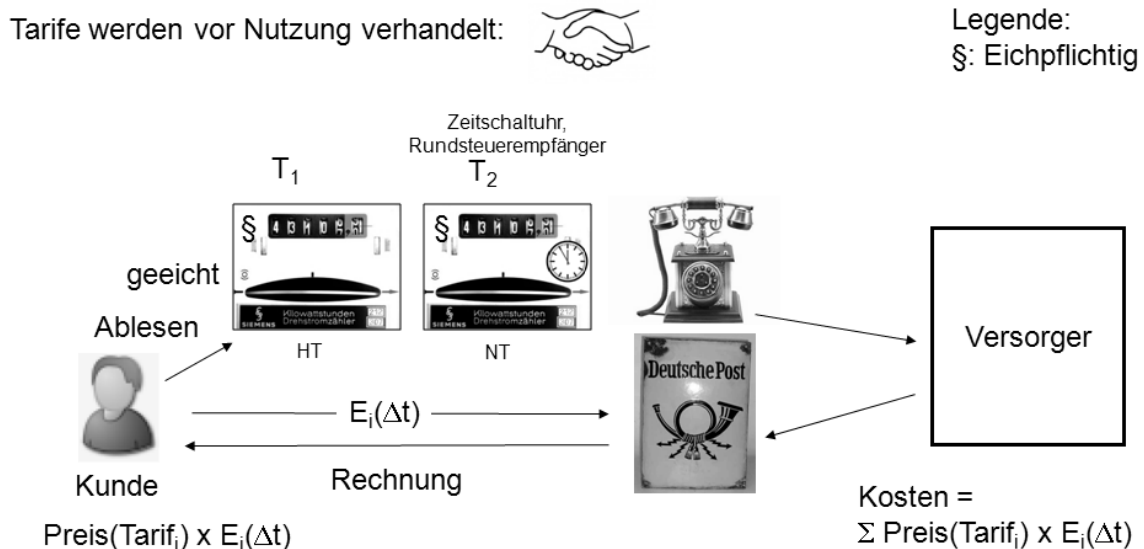
Im Folgenden werden die verschiedenen Abrechnungsmodelle vorgestellt und analysiert. Dabei wird in Modelle mit unmittelbarer (ohne Hilfsmittel) und mittelbarer Kontrollmöglichkeit, d.h. mit Hilfsmitteln oder einem Transfer des eichrechtlich gesicherten Kontrollverfahrens in die Hände von Experten, unterschieden. Ziel soll es sein, im Sinne der eichrechtlich geforderten Nachprüfbarkeit eine einfache und vertrauenswürdige Kontrollmöglichkeit für den Energie-Kunden zu erreichen, oder diese über die Einbeziehung von Experten zu gewährleisten. Der für solche Kontrollen vom Kunden benötigte Datenumfang wird in der EU-Richtlinie Artikel 13 (3) festgelegt [13].

4.1 Fundamentale Modelle mit unmittelbarer Kontrollmöglichkeit

4.1.1 Ausführungsform 1: Mechanischer Zähler

Bezogen wird sich hier auf rein mechanische Zähler, wie den klassischen Elektrizitäts-Zähler, den Ferraris-Zähler (Abb. 2).

Die Messung der Energie erfolgt im Gerät mechanisch oder elektro-mechanisch und der Messwert wird an ein Zählwerk übergeben. Eine mechanische Anzeige erlaubt die Ablesung der verbrauchten Energie (zeitliches Integral der Wirkleistung) ohne Hilfsmittel.



- Rückverfolgbarkeit der Rechnung auf ordnungsgemäß gemessene Messwerte (MID Anh. I Ziff. 10.5 und EichO § 10, § 41)
- Tarifierung ohne Bezug auf rückgeführte Messwerte wird nicht gestattet.
- Beschluss des WELMEC-Komitees: „Grundlage für Rechnungsbeträge müssen Messwerte sein und keine Schätzwerte“

Abb.2: Gängiges mehrtarifiges Abrechnungsmodell auf Basis von Ferraris-Zählern. Rückverfolgbarkeit der Rechnung auf ordnungsgemäß gemessene Messwerte nach MID Anh. I Ziff. 10.5 und EichO § 10, § 41 [26], [34] ist gegeben. HT: Haupttarif, NT: Nebentarif. $E_i(\Delta t)$: Angezeigter Energieverbrauch im Tarif i im Zeitintervall Δt .

Tarifierung:

In privaten Haushalten wird bei Bedarf die Ausführung mit zwei jeweils geeichten Tarifzählwerken eingesetzt. So kann in Zeiten geringer Nachfrage der Stromverbrauch für den Kunden günstiger abgerechnet werden. Die Tarife werden vor der Nutzung vom Kunden gewählt bzw. mit dem Versorger verhandelt.

Die Tarifumschaltung wird in sog. Schwachlastphasen entweder durch eine Zeitschaltuhr oder über eine Rundsteueranlagen umgeschaltet. Bei der Rundsteueranlage werden die Steuersignale über das Stromnetz versendet. Die Impulse werden im Niederfrequenzbereich (bis etwa 1 kHz) auf die Netzspannung von 50 Hz aufmoduliert. Umschaltzeiten der Tarife können nach Vereinbarung mit dem Kunden vom Versorger variiert werden. Die Umschaltzeiten sind im Falle der Zeitschaltuhr direkt vom Kunden kontrollierbar, eine vertrauenswürdige Zeitbasis ist nicht nötig.

Verbrauchsinformation für den Kunden:

Verbrauchsinformationen sind dem Kunde auf einfache Weise zugänglich durch Notieren des Zählerstandes über selbst gewählte Intervalle hinweg, z.B. monatlich.

Verbrauchsinformation wahlweise auf analoger (Papierliste) oder elektronischer Datenbank.

Abrechnungsmodell und Überprüfbarkeit der Rechnung:

Einmaliges Ablesen in einem vereinbarten Zeitintervall, meist einmal im Kalenderjahr. Selbstständige Übermittlung vom Endverbraucher (telefonisch an einen lokalen Mitarbeiter des Netzbetreibers, oder per Email, Postweg, oder Web-Interface direkt an den Netzbetreiber) oder Ablesung durch Mitarbeiter des Versorgers. Die Gesamtkosten ergeben sich aus der Multiplikation der verbrauchten Energie im jeweiligen Tarifregister und dem vorher verhandelten Preis des jeweiligen Tarifs. Die Rechnungsstellung ist somit einfach nachvollziehbar. Zusätzlich wird der Verbrauch der vorherigen Abrechnungsperiode angegeben.

Fundamental-Modell 1: Elektromechanischer Zähler
1. Wie werden die Tarife vereinbart?
Schriftlich vor der Nutzung.
2. Wie erfolgt die Tarifumschaltung bzw. Tarifänderung?
Umschaltung: Zeitschaltuhr, Rundsteuerempfänger. Änderung: Anpassung der Zeitschaltuhr vor Ort bzw. Anpassung des Rundsteuersignals
3. Wer bestimmt und/oder kommuniziert den Verbrauch?
Verbraucher oder Angestellter des Messstellenbetreibers.
4. Wie gestaltet sich der vertrauensbildende Ansatz (Nachprüfbarkeit)?
Direkte Ablesung des Verbrauchs in Zeitintervallen und Multiplikation mit Preis (Tarif) = Kosten.
5. Ist eine vertrauenswürdige Zeitbasis nötig?
Genauigkeit hängt von eingesetzter Zeitschaltuhr ab. Bei Fernsteuerung gilt Zeit des Versorgers.
6. Ist die Information für den Kunden über sein Verbrauchsverhalten über unterschiedliche Zeitintervalle möglich?
Ja. Granularität jeweils vom Kunden wählbar.
7. Einzusetzende Informations- und Kommunikationskomponenten zur Rechnungsprüfung?
Keine.
8. ITK-Sicherheitsrisiken und -anforderungen
Keine.
9. Erforderliche ITK-bezogene Qualifikation von Prüfern bzw. Gutachtern?
Keine.
10. Handhabung bei Prüfung und Überwachung?
Simpel.
11. Verständlichkeit für Verbraucher und Überwacher?
Unmittelbar verständlich.

4.1.2 Ausführungsform 2: Elektronischer Zähler

Elektronische, berührungslose Messung der Energie (s. Abb. 3). Elektronisches Pendant zum mechanischen Zähler.

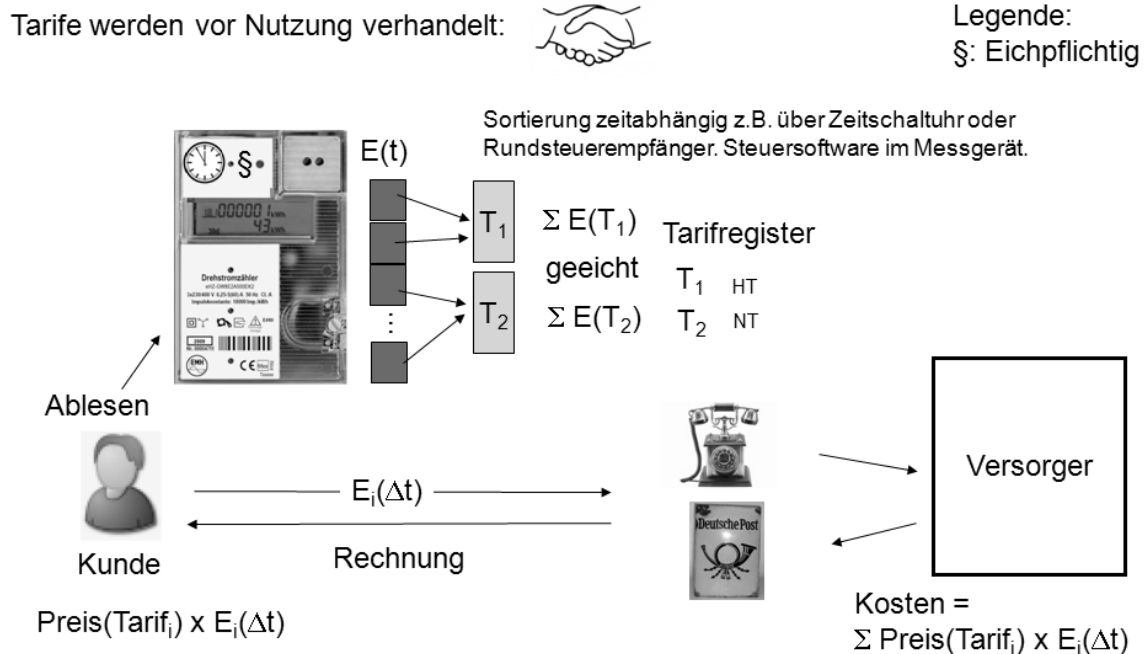


Abb.3: Mehrtarifiges Abrechnungsmodell auf Basis eines Zählers mit EDL21-Funktionalität. Zwei Tarifregister, HT: Haupttarif, NT: Nebentarif. $E_i(\Delta t)$: Angezeigter Energieverbrauch im Tarif i im Zeitintervall Δt . $\Sigma E(T_{1...n})$ wird im Zähler gespeichert und rotierend angezeigt. Zusätzliche Anzeige: Etotal, E letzter Abrechnungszeitraum (AbrZR), E(Tag/Woche/Monat/Jahr).

Tarifierung bei EDL21-Zählern:

Der EDL21-Zähler wird grundsätzlich als Zweitarifzähler ausgeführt. Die Tarife werden ebenfalls vor der Nutzung verhandelt. Dafür stehen zwei dazu korrespondierende Register (Speicher) zur Verfügung. So kann die aktuell verbrauchte Energie in dem jeweiligen Tarif-Speicher aufsummiert werden. Für den Zweitarif (Haupt-Tarif/Neben-Tarif)-Zähler, werden in der oberen Displayzeile die beiden Zählwerke abwechselnd jeweils für 10 s dargestellt. Die Kennziffer des aktiven Tarifes ist unterstrichen. Der Tarifwechsel ist vom Kunden, wenn es das Tarifmodell erlaubt, jederzeit möglich, sonst erfolgt die Tarifumstellung zeitgesteuert über eine Zeitschaltuhr oder Rundsteuerempfänger. Ein zusätzliches Register enthält den Gesamtverbrauch (Totalzählwerk), also die Summe der beiden tarifbezogenen Register. Die Aufzeichnung erfolgt in einem Ringspeicher für unsynchronisierte Energiezählerstände mit Sekunden-Index und, falls vorhanden, der System-Uhrzeit. Es ist keine Kommunikation des Zählers mit dem Versorger möglich. Eine vertrauenswürdige Zeitbasis ist nicht notwendig.

Verbrauchskontrolle durch den Kunden:

Die Verbrauchsinformation erfolgt über eigene Listen. Sie ist komfortabel; unterschiedliche Granularität ist bereits durch EDL21-Funktionalität aufbereitet (Tag/Woche/Monat/Jahr).

Abrechnungsmodell und Überprüfbarkeit der Rechnung:

Für die Abrechnung wird jeweils die verbrauchte Energie im jeweiligen Register mit der schon vom Ferraris-Zähler bekannten Methode übermittelt. Zwei Tarife sind realisierbar, wobei je Tarif ein separates Register vorgesehen ist. Die Gesamtkosten ergeben sich aus der Multiplikation der verbrauchten Energie im jeweiligen Tarifregister und dem vorher verhandelten Preis des jeweiligen Tarifs. Die Rechnungsstellung ist somit einfach nachvollziehbar.

Fundamental-Modell 2: Elektronischer Zähler mit EDL21-Funktionalitäten
1. Wie werden die Tarife vereinbart?
Schriftlich vor der Nutzung.
2. Wie erfolgt die Tarifumschaltung bzw. Tarifänderung?
Umschaltung: Zeitschaltuhr, Rundsteuerempfänger. Änderung: Anpassung der Zeitschaltuhr vor Ort bzw. Anpassung des Rundsteuersignals.
3. Wer bestimmt und/oder kommuniziert den Verbrauch?
Verbraucher oder Angestellter des Messstellenbetreibers.
4. Wie gestaltet sich der vertrauensbildende Ansatz (Nachprüfbarkeit)?
Direkte Ablesung des Verbrauchs aus den beiden Tarifregistern in Zeitintervallen und Multiplikation mit Preis(Tarif) = Kosten. Messdaten (Zuordnung zu den Tarifregistern) werden im Messgerät gebildet
5. Ist eine vertrauenswürdige Zeitbasis nötig?
Genauigkeit hängt von eingesetzter Zeitschaltuhr ab. Bei Fernsteuerung gilt Zeit des Versorgers.
6. Ist die Information für den Kunden über sein Verbrauchsverhalten über unterschiedliche Zeitintervalle möglich? Ja. Granularität in Tag/Woche/Monat/Jahr angeboten. Individualgranularität jeweils vom Kunden wählbar.
7. Einzusetzende Informations- und Kommunikationskomponenten zur Rechnungsprüfung?
Zur Rechnungsprüfung: keine. Alternative Nutzung der IR-Schnittstelle (Kundenschnittstelle) für private Datenarchivierung bzw. für zusätzliche Anzeigen (Home-Displays) als zusätzliche Information zum Verbrauchsverhalten.
8. ITK-Sicherheitsrisiken und -anforderungen
Risiko: Ausspähen des Verbrauchs über kurze Zeiträume. Ein bei der Installation vom Endverbraucher festzulegender Code sichert gegen Fremdauslesung der Interimsverbräuche und unberechtigten Tarifwechsel. Codewort für Nutzerdaten und zeitaufgelösten Verbrauch ist nötig. Eingabe ist umständlich, da nur eine Taste vorhanden ist (mind. 3 s pro Ziffer). Plombierung der MSB-Schnittstelle. Ein Sicherheitsrisiko besteht nur für Zählerkollektive in Mehrfamilienhäusern.
9. Erforderliche ITK-bezogene Qualifikation von Prüfern bzw. Gutachtern?
Keine.
10. Handhabung bei Prüfung und Überwachung?
Als Bedienelement wird ein „optischer Aufruftaster“ verwendet. Dieser muss durch eine externe Lichtquelle (beispielsweise eine Taschenlampe mind. 400 Lux) aktiviert werden können. Es ist darauf zu achten, dass der „optische Aufruftaster“ nicht durch Streulicht aktiviert werden kann. Mit Auslösen des „optischen Aufruftasters“ wechselt die zweite Zeile der im Display gezeigten Darstellung aus dem „Normalbetrieb“ in den „Aufrufmodus“. Hierzu sind entsprechende Informationen (z.B. Betriebsanleitung) bzw. Einweisung erforderlich.
11. Verständlichkeit für Verbraucher und Überwacher?
Erhöhter Aufwand. Verständnis der Tarifierung nötig. Codewort und dessen Verwaltung nötig.

4.1.3 Ausführungsform 3: Intelligente Messeinrichtung

(Zähler + Kommunikation)

Das EDL40-Konzept sieht vor, dass im Falle von mehr als zwei Tarifen, eine Baugruppe im EDL21-Basiszähler, bestehend aus einer Uhr und einer Signatureinheit, von einem angeschlossenen Kommunikationsmodul (MUC-Controller, Gateway) automatisch aktiviert wird. Nur in diesem Betriebsfall wird die System-Uhrzeit am Zählerdisplay zu Kontrollzwecken angezeigt. Der Kunde oder ein von ihm beauftragter Dritter kann die INFO-Schnittstelle (als einzelner EDL21-Zähler oder im EDL40-System) nutzen, um z.B. ein abgesetzt platziertes Home-Power-Display aus dem Zubehörmarkt mit den notwendigen Daten zu speisen. Diese Möglichkeit wird als Mehrwert für den Kunden klassifiziert. Historische Verbrauchsdaten sind über die INFO-Schnittstelle nicht abrufbar.

Der EDL21-Zähler liefert im Zyklus von 3 min. signierte Messwerte, die im Falle einer über den Zweitarif hinausgehenden variablen Tarifierung (angeschlossener MUC) mit einem Zeitstempel im Zähler versehen werden können. Die Zeitinformation wird über den MUC übertragen (Systemzeit) und an den Zähler zwecks eichrechtlicher „Stempelung“ des Vorwertes übergeben. Die Systemzeit wird zu Kontrollzwecken auf dem Display angezeigt.

Zähler nach dem FNN-Lastheft für EDL-Zähler [29] dürfen als Messgerät in einem so genannten EDL40-System nur dann für Abrechnungszwecke verwendet werden, wenn dem Stromkunden eine von der PTB zugelassene und von den Eichbehörden geprüfte Display-Software für die Überprüfung der Rechnung zur Verfügung steht. Ob eine solche Verwendung erfolgt, ist durch die Anzeige der richtigen, aktuellen Uhrzeit im Display des Zählers nachvollziehbar. Wird keine Uhrzeit angezeigt und werden die Zähler allein für Eintarif- oder Doppeltarifabrechnung mit Anzeige der Messwerte im Zählerdisplay verwendet, ist die Display-Software nicht erforderlich.

Bis heute existiert eine solche validierte Display-Software nicht. Das heißt, eine Verwendung von Zählern nach dem FNN-Lastheft für EDL-Zähler in einem so genannten EDL40-System ist derzeit noch nicht zulässig.

Im Folgenden werden zwei Abrechnungsmöglichkeiten unter Verwendung eines an das EDL40-System angelehnte System dargestellt, die ohne eine unter die Eichpflicht fallende Software auskommen, welche sonst als Hilfsmittel zur Nachprüfbarkeit der Rechnung benötigt wird. Dabei wird für den Zähler die erweiterte EDL-21 Funktionalität bei Kombination mit einer Kommunikationseinheit (MUC bzw. Gateway) angenommen - also zuzüglich der Anzeige der Zeit.

Dabei wird davon ausgegangen, dass der Energieversorger auf Grundlage typischer saisonaler und circadianer Lastgang-Rhythmen einer Region Tarife anbietet, die das typische Verhalten eines Privatkunden widerspiegeln und günstige Tarife in Nebenzeiten oder geringeren Verbrauchsstufen offerieren, um einen Anreiz zum zeitlichen Verlagern des Energieverbrauchs zu liefern (Orientierung: zeitabhängig, lastabhängige Tarifgruppen). Tarifänderungen werden in diesem Szenario nur in größeren Intervallen angeboten, z.B. 1 x jährlich.

4.1.3.1 Mehrtariffmessung im Zähler: Zeitvariable Tarife

Tarifierung:

Die Tarife werden vor der Nutzung verhandelt, d.h. das für jeden Tarif geltende Zeitschema ist bekannt (s. Abb. 4). Der zu den vereinbarten zeitvariablen Tarifen korrespondierende Verbrauch wird in separaten Registern nach dem Vorbild des EDL21 Konzepts archiviert. Für Privatkunden scheinen bis zu sechs Register ausreichend [12] (z.B. Sommer / Winter / Wochentag / Sonn- und Feiertage / tageszeitabhängig / individual).

Tarife werden vor Nutzung verhandelt (Mehrtariffmessung, z.B. feste Zeitschemata):

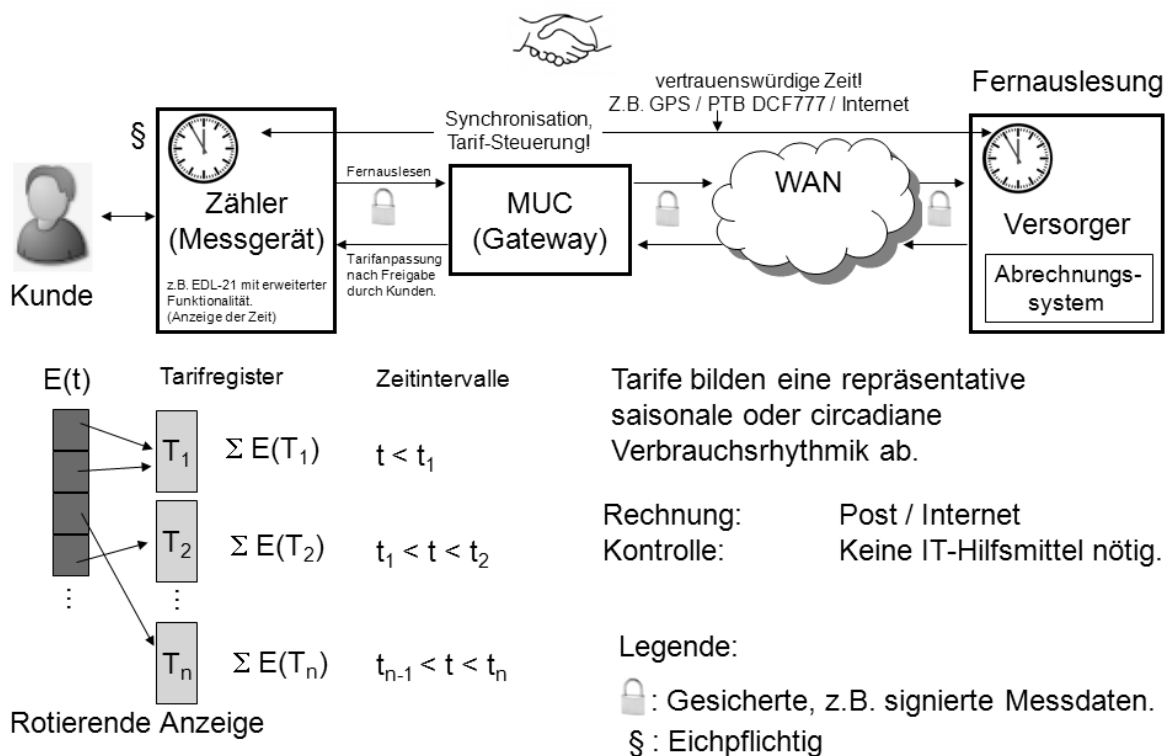


Abb.4: Mehrtariffiges Abrechnungsmodell auf Basis eines Zählers mit z.B. EDL-21 Funktionalität + Zeitanzeige und einem Kommunikationsmodul (Gateway bzw. MUC). Tarife, die die saisonale und circadiane Lastgangrhythmik abbilden: Sommer- und Wintertarife, Wochentags- und tageszeitabhängig. ΣE wird in Tarifregistern $T_{1,\dots,n}$ im Zähler gespeichert und rotierend angezeigt ($n \leq 6$ ausreichend [12]). Zusätzliche Anzeige: E_{total} , E letzter Abrechnungszeitraum.

Die Tarifumschaltung erfolgt über eine mit dem Versorger synchronisierte Logik. Der Gesamtverbrauch je Register wird im Zähler gespeichert und rotierend angezeigt. Eine Verbrauchskontrolle über unterschiedliche Zeitintervalle ist durch die Verwendung z.B. des EDL21-Zählers möglich (Tag/Woche/Monat/Jahr).

Die Zeit muss für zeitvariable Tarife – wenn keine geeichte Zeitschaltuhr verwendet wird - auf eine vertrauenswürdige Basis zurückführbar sein (z.B. GPS und/oder DCF77 der PTB). Die PTB-Atom-Uhren bilden die Grundlage für die gesetzliche Zeit in Deutschland [44]. Die Weitergabe der gesetzlichen Zeit an die Bevölkerung und an

Nutzer in Industrie, Wirtschaft und Forschung erfolgt über den Langwellensender DCF77, das Internet, einen Telefonzeitdienst und über Satelliten-Verbindungen. Ein Verfahren der vertrauenswürdigen Verteilung der Zeit ist jedoch noch nicht etabliert. Die PTB unternimmt z. Z. Anstrengungen in diese Richtung.

Die Anforderungen an die Synchronisation werden in der PTB-A 50.7, 3.1.7 Uhr geregelt [17]:

*Wenn die gesetzliche Zeit bei der Messwertermittlung, -Registrierung und Datenübertragung verwendet wird - z.B. bei Lastgangspeicherung mit Zeitstempel - muss die Zeit in der Weise realisiert werden, dass die Umrechnung auf die gesetzliche Zeit möglich ist (z.B. UTC). Falls ein Kalendarium vorhanden ist, müssen die Schalttage in allen Schaltjahren berücksichtigt werden. Die Uhr muss eine Gangreserve haben. Die Geräteuhr muss so synchronisiert werden, dass die **Abweichung zur gesetzlichen Zeit stets weniger als 3 % der Messperiode** beträgt.*

Bei einer Messperiode von 15 min müsste die Abweichung danach unter 27 s verbleiben.

Ohne Zeitsynchronisation ist für die Nachvollziehbarkeit der Rechnung z.B. eine Zeitschaltuhr nötig, die eichpflichtig ist und die eine interne eichpflichtige Zeitbasis verwendet. Diese müsste jedoch in der Lage sein, verschiedene Zeitschemata abzubilden.

Die Tarifumschaltung erfolgt durch eine Steuersoftware im Zähler oder durch den Versorger, was eine kontinuierliche Messung voraussetzt.

Tarifaktualisierungen werden vor Installation verhandelt, bei Installation dann in einem eichtechnischen Logbuch im Zähler erfasst oder das Gerät wird vor Ort neu geeicht. Es ist auch denkbar, das nach Verhandlung der Tarife diese vom Versorger auf das Messgerät verschlüsselt über das Internet aufgespielt werden, aber erst nach aktiver Freischaltung durch den Kunden zum Einsatz kommen.

Verbrauchskontrolle durch den Kunden:

Die Verbrauchsinformation ist über eigene Listen, direkt am Zähler oder über einen Internet-Info-Service des Versorgers komfortabel in unterschiedlich aufbereiteter zeitlicher Granularität möglich. Die Einfachheit der Informationsgewinnung geht mit steigender Granularität der Tarifierung entsprechend verloren. Eine einfache Informationsmöglichkeit kann bei einer Vielzahl von Tarifen (> 6) nicht mehr angenommen werden.

Abrechnungsmodell und Überprüfbarkeit der Rechnung:

1. Bei der Abrechnung wird jeweils der akkumulierte Energieverbrauch im jeweiligen Register mit dem bekannten Preis(Tarif) verrechnet. Der Kunde vertraut auf die korrekte Zeit.
2. Der Versorger sammelt in vordefinierten Intervallen die gespeicherten Verbrauchswerte. Dabei besteht die Möglichkeit, diese direkt aus dem Zähler per Fernauslesung zu sammeln oder diese Aufgabe dem Verbraucher zu überlassen. Über das WAN werden nur signierte Mess-Werte übertragen.

Die Abrechnung ist nur bei wenigen Tarifen einfach nachvollziehbar. Die Abrechnung bei stark granulierten Tarifen kann vom Kunden zwar theoretisch kontrolliert werden, empfehlenswert ist dann jedoch die Auslesung des Zählers bzw. die Nutzung von Internet-Info-Services des Versorgers. Dies erfordert beim Kunden entsprechendes technisches Verständnis bzw. die Bereitschaft zum Einsatz von Software und Internetnutzung.

Fundamental-Modell 3: Intelligente Messeinrichtung
a.) Zeitvariable Tarife
1. Wie werden die Tarife vereinbart?
Schriftlich vor der Nutzung.
2. Wie erfolgt die Tarifumschaltung bzw. Tarifänderung?
Umschaltung: Zeitschaltuhr durch Zählerinterne Uhr (Zeitsynchronisation). Änderung: Anpassung der Tarifinformation aus der Ferne (bidirektionale Kommunikation).
3. Wer bestimmt und/oder kommuniziert den Verbrauch?
Verbraucher oder Fernauslesung durch Versorger. Abstimmung!
4. Wie gestaltet sich der vertrauensbildende Ansatz (Nachprüfbarkeit)?
Direkte Ablesung des Verbrauchs aus den jeweiligen Tarifregistern in Zeitintervallen und Multiplikation mit Preis(Tarif) = Kosten. Messdaten (Zuordnung zu den Tarifregistern) werden im Messgerät gebildet.
5. Ist eine vertrauenswürdige Zeitbasis nötig?
Ja. Nein, wenn eine Schaltzeituhr zur Anwendung kommt.
6. Ist die Information für den Kunden über sein Verbrauchsverhalten über unterschiedliche Zeitintervalle möglich?
Ja. Granularität in Tag/Woche/Monat/Jahr angeboten durch EDL21-Funktionalität. Individualgranularität jeweils vom Kunden wählbar, sofern keine komplexe Tarifierung vorliegt..
7. Einzusetzende Informations- und Kommunikationskomponenten zur Rechnungsprüfung?
Zur Rechnungsprüfung: Bei wenigen Tarifen keine. Bei hoher Granularität der Tarife ggf. Messdatenauslesung bzw. Internetzugang und Softwareeinsatz. Alternative Nutzung der IR-Schnittstelle (Kundenschnittstelle) für private Datenarchivierung bzw. für zusätzliche Anzeigen (Home-Displays) als zusätzliche Information zum Verbrauchsverhalten.
8. ITK-Sicherheitsrisiken und -anforderungen
Risiko: Ausspähen des Verbrauchs über kurze Zeiträume. Ein bei der Installation vom Endverbraucher festzulegender Code sichert gegen Fremdauslesung der Interimsverbräuche und unberechtigten Tarifwechsel. Codewort für Nutzerdaten und zeitaufgelösten Verbrauch ist nötig. Die Eingabe ist umständlich, da nur eine Taste vorhanden ist (mind. 3 s pro Ziffer). Die Verbindung MSB ⇔ Gateway ist zu sichern. Ein Sicherheitsrisiko besteht nur für allgemein zugängliche Zählerkollektive in Mehrfamilienhäusern.
9. Erforderliche ITK-bezogene Qualifikation von Prüfern bzw. Gutachtern?
Keine.
10. Handhabung bei Prüfung und Überwachung?
Als Bedienelement wird ein „optischer Aufruftaster“ verwendet. Dieser muss durch eine externe Lichtquelle (beispielsweise eine Taschenlampe mind. 400 Lux) aktiviert werden können. Es ist darauf zu achten, dass der „optische Aufruftaster“ nicht durch Streulicht aktiviert werden kann. Mit Auslösen des „optischen Aufruftasters“ wechselt die zweite Zeile der im Display gezeigten Darstellung aus dem „Normalbetrieb“ in den „Aufrufmodus“. Muss trainiert werden.
11. Verständlichkeit für Verbraucher und Überwacher?
Verständnis der Tarifierung bereits bei wenigen Tarifen erforderlich. Bei einer Vielzahl von Tarifen ist technisches Verständnis bzw. die Bereitschaft zum Einsatz

von Software und Internetnutzung beim Kunden notwendig. Codewort und dessen Verwaltung nötig.

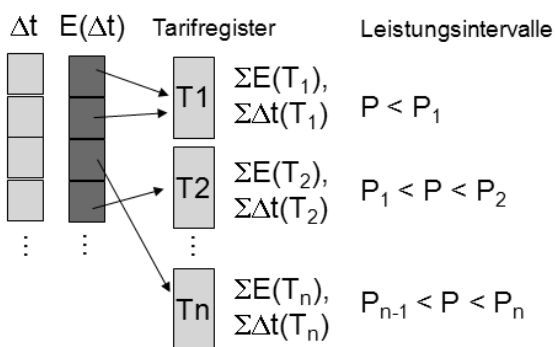
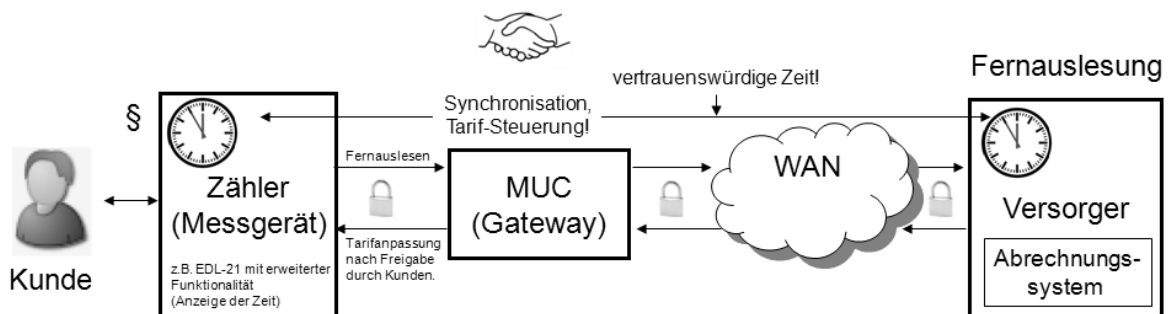
4.1.3.2 Mehrtariffmessung im Zähler: Lastvariable Tarife

Tarifierung:

Entsprechend den vorverhandelten Zeitintervallen bei zeitvariablen Tarifen soll für den Kunden auch für die vorverhandelten Lastbereiche bei lastvariablen Tarifen in den Tarifregistern die genutzte elektrische Arbeit angezeigt werden. Zur Überprüfbarkeit der Rechnung muss für die lastvariablen Tarife noch die Nutzungsdauer im jeweiligen Lastbereich in einem korrespondierenden Register gespeichert werden. Demnach ist für lastvariable Tarife die Kenntnis der Zeitdauer, in der eine gewisse Lastgrenze über- bzw. unterschritten wurde - womit andere Kosten entstehen - zur Nachverfolgung der Abrechnung wichtig. Das bedeutet, der Kunde benötigt neben dem Gesamtverbrauch innerhalb eines Tarifs in einem Abrechnungsintervall auch die Gesamtzeit, in dem diesem Tarifregister verbrauchte Energie zugesprochen wurde (s. Abb. 5). Mit diesen beiden Werten kann er seine Rechnung prüfen, die ihm die Gesamtnutzungsdauer eines Leistungsbereichs und den Preis für die darin genutzten Kilowattstunden angibt.

Die Tarifumschaltung erfolgt durch Steuersoftware im Zähler oder durch den Versorger, was eine kontinuierliche Messung voraussetzt. Für Privatkunden scheinen bis zu sechs Register ausreichend [12] (z.B. Lastbegrenzung in mehrere Leistungsstufen, zusätzliche Spitzenlasttarife an Wochentagen und Angebot eines Schwachlasttarifs z.B. am Wochenende).

Tarife werden vor Nutzung verhandelt (Intervallmessung): z.B. Lastgangzählung



Tarife bilden eine repräsentative saisonale oder circadiane Lastgangsrhythmik ab.

Rechnung: Post / Internet
Kontrolle: Keine IT-Hilfsmittel nötig.

Legende:

: Gesicherte, z.B. signierte Messdaten.

§ : Eichpflichtig

Abb.5: Intervallmessung: Mehrtarifiges Abrechnungsmodell (Energie- u. Zeit-Register). Tarife, die die saisonale und circadiane Lastgangsrhythmik abbilden: Sommer-, Wintertarife, Wochentagabhängig, Tagezeitabhängig. ΣE und Σt in $T_{1,\dots,n}$ wird im Zähler gespeichert und rotierend angezeigt ($n \leq 6$ ausreichend [12]). Zusätzliche Anzeige: E_{total} , E letzter Abrechnungszeitraum.

Aus den gemessenen Lastwerten kann in größeren Zeitintervallen eine Anpassung der Tarife erfolgen. Tarifänderungen werden wieder vorher verhandelt, bei Installation in einem eichtechnischen Logbuch erfasst oder das Gerät wird neu geeicht. Ansonsten ist dieses Modell vergleichbar mit dem für zeitvariable Tarife.

Der Gesamtverbrauch und die Gesamtnutzungsdauer je Register werden im Zähler gespeichert und rotierend angezeigt.

Für die Zeitsynchronisation gelten die Anforderungen der PTB-A-50-7.

Ohne Zeitsynchronisation ist für die Nachvollziehbarkeit der Rechnung z.B. eine lastabhängige, eichpflichtige Logik nötig, die die interne eichpflichtige Zeitbasis verwendet.

Verbrauchskontrolle durch den Kunden:

Die Verbrauchsinformation ist über eigene Listen nur bei wenigen Tarifen bei unterschiedlich aufbereiteter zeitlicher Granularität möglich. Dabei muss der Kunde jedoch neben dem Gesamtverbrauch innerhalb eines Tarifs auch die Information über die Gesamtzeit für die im jeweiligen Tarifregister verbrauchte Energie erhalten, sofern auch der Leistungsbedarf identifiziert werden soll.

Die Einfachheit der Informationsgewinnung über das Verbrauchsverhalten kann im Allgemeinen nicht mehr angenommen werden.

Abrechnungsmodell und Überprüfbarkeit der Rechnung:

1. Bei der Abrechnung werden jeweils der akkumulierte Energieverbrauch und die gesamte Nutzungsdauer im jeweiligen Register mit dem bekannten Preis(Tarif) verrechnet.
2. Der Versorger sammelt in vordefinierten Intervallen die gespeicherten Verbrauchswerte. Dabei besteht die Möglichkeit, diese direkt aus dem Zähler fernauszulesen oder diese Aufgabe dem Verbraucher zu überlassen.

Die Überprüfung ist mit entsprechendem Trainingsaufwand zwar nachvollziehbar, sie muss aber im Haushaltsbereich als problematisch angenommen werden. Gegenüber dem Modell „Zeitvariable Tarifierung“ muss hier wegen der zusätzlich erforderlichen Rechenoperation eine deutlich erhöhte Akzeptanz der Kunden vorausgesetzt werden.

Der Kunde benötigt für jedes Register sowohl die verbrauchte Energie als auch die dafür in Anspruch genommene Gesamtzeit in diesem Tarif. Nur mit diesen beiden Werten kann er seine Rechnung prüfen, da erst die damit errechnete mittlere Leistung (Gesamtenergie multipliziert mit der Gesamtnutzungsdauer) multipliziert mit dem zugrunde gelegten mittleren Leistungspreis für diesen Tarif den Rechnungsbetrag ergibt.

Die Abrechnung kann bei stark granulierten Tarifen vom Kunden zwar theoretisch kontrolliert werden, ohne Auslesung des Zählers bzw. die Nutzung von Internet-Info-Services des Versorgers und einer zusätzlichen Auswertesoftware ist dies aber nur

sehr schwer möglich. Insoweit kann die Überprüfung der Rechnungsstellung nicht mehr als einfach bezeichnet werden.

Fundamental-Modell 3: Intelligente Messeinrichtung
b.) Lastvariable Tarife
1. Wie werden die Tarife vereinbart?
Schriftlich vor der Nutzung.
2. Wie erfolgt die Tarifumschaltung bzw. Tarifänderung?
Umschaltung: Verbrauchsabhängig innerhalb eines Zeitfensters, z.B. Hochlast- oder Schwachlastzeiten, oder ab einer gewissen Verbrauchsmenge innerhalb einer Periode. Korrespondierende Werte der zählerinternen Uhr (Zeitsynchronisation) werden mitgespeichert. Änderung: Anpassung der Tarifinformation aus der Ferne (bidirektionale Kommunikation).
3. Wer bestimmt und/oder kommuniziert den Verbrauch?
Verbraucher oder Fernauslesung durch Versorger. Abstimmung!
4. Wie gestaltet sich der vertrauensbildende Ansatz (Nachprüfbarkeit)?
Direkte Ablesung des Verbrauchs aus den jeweiligen Tarifregistern in Zeitintervallen und Multiplikation mit Preis(Tarif) = Kosten. Messdaten (Zuordnung zu den Tarifregistern) werden im Messgerät gebildet
5. Ist eine vertrauenswürdige Zeitbasis nötig?
Ja.
6. Ist die Information für den Kunden über sein Verbrauchsverhalten über unterschiedliche Zeitintervalle möglich?
Eingeschränkt möglich.. Granularität in Tag/Woche/Monat/Jahr angeboten durch EDL21-Funktionalität. Individualgranularität jeweils vom Kunden wählbar. Es fehlt aber eine Kontrolle der jeweils in Anspruch genommenen Verbrauchszeiten (mittlere Leistung im jeweiligen Tarif)
7. Einzusetzende Informations- und Kommunikationskomponenten zur Rechnungsprüfung?
Zur Rechnungsprüfung: Theoretisch keine. In der Praxis wegen der zusätzlich erforderlichen Rechenoperation (Ermittlung der mittleren Leistung aus Verbrauch und Gesamtnutzungsdauer im jeweiligen Tarif) kaum ohne Messdatenauslesung bzw. Internetzugang und Software möglich. Alternative Nutzung der IR-Schnittstelle (Kundenschnittstelle) für private Datenarchivierung bzw. für zusätzliche Anzeigen (Home-Displays) als zusätzliche Information zum Verbrauchsverhalten.
8. ITK-Sicherheitsrisiken und -anforderungen
Risiko: Ausspähen des Verbrauchs über kurze Zeiträume. Ein bei der Installation vom Endverbraucher festzulegender Code sichert gegen Fremdauslesung der Interimsverbräuche und unberechtigten Tarifwechsel. Codewort für Nutzerdaten und zeitaufgelösten Verbrauch ist nötig. Eingabe ist umständlich, da nur eine Taste vorhanden ist (mind. 3 s pro Ziffer). Die Verbindung MSB ↔ Gateway ist zu sichern. Ein Sicherheitsrisiko besteht nur für allgemein zugängliche Zählerkollektive in Mehrfamilienhäusern.
9. Erforderliche ITK-bezogene Qualifikation von Prüfern bzw. Gutachtern?
Keine.
10. Handhabung bei Prüfung und Überwachung?
Als Bedienelement wird ein „optischer Aufruftaster“ verwendet. Dieser muss durch eine externe Lichtquelle (beispielsweise eine Taschenlampe mind. 400 Lux) aktiviert werden können. Es ist darauf zu achten, dass der „optische Aufruftaster“ nicht durch Streulicht aktiviert werden kann. Mit Auslösen des „optischen Aufruftasters“ wechselt

die zweite Zeile der im Display gezeigten Darstellung aus dem „Normalbetrieb“ in den „Aufrufmodus“. Bedienungsanleitung erforderlich.

11. Verständlichkeit für Verbraucher und Überwacher?

Erhöhte Bereitschaft des Kunden, die Rechnungsstellung mit zusätzlichen Rechenschritten und ggf. technischem Aufwand kontrollieren zu müssen..
Verständnis der Tarifierung nötig. Codewort und dessen Verwaltung nötig.

4.2 Abgeleitete Modelle

4.2.1 Zentrale Tarifierung mit Datenspeicherung im Messgerät

Tarifierung:

Eine Alternative zu den Tarifregistern im Zähler besteht darin, Messwertzeitreihen zu versenden und erst im IT-System des Versorgers eine zentrale Tarifierung vorzunehmen (s. Abb. 6).

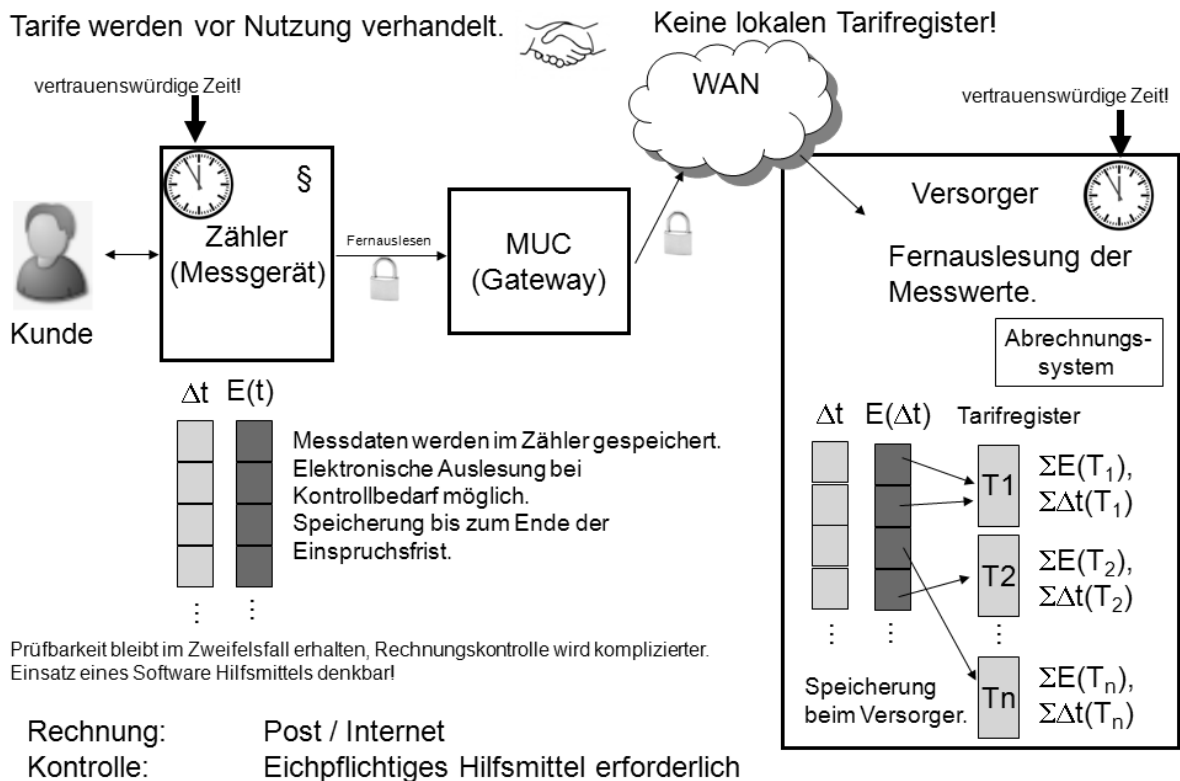


Abb.6: Zentrale Datensammlung: Daten und Tarifierung beim Versorger. Sofern die Messdaten nicht am Zähler über eine geeichte Schnittstelle auslesbar sind, ist eine Signatur der Daten erforderlich (Authentizität und Integrität). Rückverfolgbarkeit der Rechnung auf ordnungsgemäß gemessene Messwerte nur mit bereitzustellenden Hilfsmitteln (z.B. Software) möglich. Alternativ ist der Einsatz von Qualitätssicherungsverfahren (QM-Systeme) zum Schaffen des nötigen Vertrauens in die Preisbildung ohne eichpflichtige Prüf-Software denkbar. Hier könnte ein EDL40-Zähler aber auch ein Zähler mit Lastgang und Fernauslesung zum Einsatz kommen.

Sofern die Messwertreihen nicht direkt aus dem Zähler auslesbar sind, fordert das Eichrecht eine gesicherte Übertragung, die die Authentizität und Integrität der Daten garantiert (Signierung). Vertraulichkeit wird im Eichrecht im Gegensatz zum Datenschutz nicht gefordert (keine Verschlüsselung). Man hat sich zuvor auf Tarife geeinigt. Ein Tarifwechsel ist für feste last- und zeitvariable Tarife leicht in

altherkömmlicher Weise in Absprache mit dem Kunden möglich. Am Messgerät wird weiterhin der Verbrauch im Rahmen der Funktionalität eines EDL21-Zählers angezeigt.

Da nicht alle abrechnungsrelevanten Informationen Vorort sichtbar sind (Splittung nach Tarifen ist ab einer größeren Anzahl von Tarifen nicht mehr einfach nachvollziehbar, oder bei variable Tarifierung, s.u.), gilt Anhang 2 der PTB-A 50.7, 3.1.1.3, B:

Wenn [...] Anzeigefunktionen für die Darstellung der abrechnungsrelevanten Messwerte nicht im Messgerät oder in der Zusatzeinrichtung selbst verfügbar sind oder die Abrechnung anhand der angezeigten Messwerte nicht durch einfache arithmetische Operationen vom Kunden kontrolliert werden kann, muss dem Kunden eine Auslesung und Verifikation der abrechnungsrelevanten Daten durch Hilfsmittel ermöglicht werden. Diese können sowohl als Zusatzgerät als auch als Software ausgeführt sein.

Für den Verbraucher muss ein dokumentiertes, zugängliches und intuitiv verständliches Werkzeug bzw. Hilfsmittel vom Versorger bereitgestellt werden (z.B. Software oder Zusatzgeräte), das dem Kunden zusammen mit den angezeigten oder im Messgerät gespeicherten Messwerten die Nachprüfung der Rechnung erlaubt. Eine solche Software oder ein solches Zusatzgerät ist eichpflichtig. Eine dafür vorgesehene Software wird bereits angeboten, z.B. CONFER++ [45]. Diese Software liegt für den taktsynchronen Lastgangzähler (Sym²-Zähler) [46] vor. Bis heute existiert jedoch eine geprüfte und zugelassene Version dieser Display-Software für den EDL40-Zähler nicht!

Verbrauchskontrolle durch den Kunden:

Die Information über das eigene Verbrauchsverhalten ist über eigene Listendirekt am Zähler nur eingeschränkt möglich. Bei einer großen Anzahl von Tarifen oder bei lastvariablen Tarifen ist dies durch die EDL21 Funktionalität (Tag/Woche/Monat/Jahr) nicht vollständig möglich.

Abrechnungsmodelle und Überprüfbarkeit der Rechnung:

Im Zähler liegen die gespeicherten Messwerte vor. Diese müssen zur Prüfung ausgelesen werden oder über LAN/WAN in signierter Form bezogen werden.

i.) Verbraucher kann die Daten aus- bzw. ablesen und die Rechnung bei wenigen Tarifen mit Hilfe einfacher algebraischer Operationen nachvollziehen, da die Tarifdaten bekannt sind. Dies ist aber bei einer großen Anzahl von Tarifregistern oder bei lastvariablen Tarifen (Energie und Intervalllänge) für den technischen Laien nicht mehr in einfacher Weise möglich.

ii.) Für den Verbraucher muss ein dokumentiertes, leicht zugängliches und intuitiv verständliches Werkzeug vom Versorger bereitgestellt werden, das dem Kunden die Nachprüfung der Rechnung in einfacher Weise erlaubt (z.B. eine Software, die aus den Messdaten die Zuordnung von Nutzungszeiten und -lasten zu den Tarifen besorgt und so den Energie-Preis bestimmt => Diese Software ist entsprechend der eichrechtlichen Vorgaben zu prüfen und zuzulassen.

Da nicht jedem Haushaltskunden der Umgang mit Software zugemutet werden kann, sind parallele Ansätze zu entwickeln, die eine einfache Prüfbarkeit für den Kunden gewährleisten. Diese Ansätze werden nachfolgend dargestellt.

Abgeleitetes Modell 1: Zentrale Tarifierung mit Datenspeicherung im Messgerät,
Zentrale Tarifierung
1. Wie werden die Tarife vereinbart?
Schriftlich vor der Nutzung. Keine Anzeige von Tarifregistern.
2. Wie erfolgt die Tarifumschaltung bzw. Tarifänderung?
Umschaltung: Verbrauchsabhängig, zeitabhängig innerhalb des Zählers. Änderung: Anpassung der Tarifinformation aus der Ferne und Freischaltung durch Kunden (bidirektionale Kommunikation, „Gegenzeichnen“).
3. Wer bestimmt und/oder kommuniziert den Verbrauch?
Fernauslesung durch Versorger. Abstimmung! Signatur der Daten erforderlich, sofern diese nicht aus dem Messgerät auslesbar sind.
4. Wie gestaltet sich der vertrauensbildende Ansatz (Nachprüfbarkeit)?
Selbst bei fixen Tarifen: aus Messdaten im Messgerät durch Auslesen und eigene Aufarbeitung mit einfachen arithmetischen Funktionen nur eingeschränkt möglich. Bei vielen, komplexen oder variablen Tarifen sind Hilfsmittel nötig. Dieses Hilfsmittel ist dann eichpflichtig. Einsatz eines QM-Systems denkbar (s.u.). Messdaten werden im Messgerät gesichert und gespeichert. Nur eine Kopie wird übertragen.
5. Ist eine vertrauenswürdige Zeitbasis nötig?
Ja.
6. Ist die Information für den Kunden über sein Verbrauchsverhalten über unterschiedliche Zeitintervalle möglich?
Ja. Unabhängig von der abrechnungsrelevanten Tarifierung ist die Granularität in Tag/Woche/Monat/Jahr angeboten durch EDL21-Funktionalität individuell vom Kunden wählbar.
7. Einzusetzende Informations- und Kommunikationskomponenten zur Rechnungsprüfung?
Eichpflichtige Software zur Prüfung der Rechnung. Wenn die Überprüfung durch den Verbraucher noch mit einfachen arithmetischen Funktionen möglich ist, sind trotzdem eigen Hilfsmittel, wie z.B. eine Auslese- und Archivierungs-Software nötig,
8. ITK-Sicherheitsrisiken und -anforderungen
Integrität und Authentizität der Hilfsmittel. Ein Sicherheitsrisiko besteht für allgemein zugängliche Zählerkollektive in Mehrfamilienhäusern. Sonst wie bei Fundamental-Modell 3.
9. Erforderliche ITK-bezogene Qualifikation von Prüfern bzw. Gutachtern?
Die zum Einsatz kommenden Hilfsmittel, z.B. Software, müssen verstanden werden.
10. Handhabung bei Prüfung und Überwachung?
Als Bedienelement wird ein „optischer Aufruftaster“ verwendet. Dieser muss durch eine externe Lichtquelle (beispielsweise eine Taschenlampe mind. 400 Lux) aktiviert werden können. Es ist darauf zu achten, dass der „optische Aufruftaster“ nicht durch Streulicht aktiviert werden kann. Mit Auslösen des „optischen Aufruftasters“ wechselt die zweite Zeile der im Display gezeigten Darstellung aus dem „Normalbetrieb“ in den „Aufrufmodus“. Muss trainiert werden.
11. Verständlichkeit für Verbraucher und Überwacher?
Durch den Übergang vom einfachen Zähler zum Smart Meter erfolgt ein weiterer Komplexitätssprung! Akzeptanz und technisches Verständnis durch den Kunden insbesondere hinsichtlich der Verwendung von elektronisch bereitgestellten

Messdaten und deren eigener Aufarbeitung ggf. mittels eichpflichtiger Software erforderlich. Hohes Maß an Verständnis der Tarifierung nötig.

4.2.2 Datenspeicherung im Gateway

Alternativ könnte der bei Gasmessgeräten verwendete Ansatz zum Tragen kommen, bei dem die Messwertreihen in einem verplombten, eichpflichtigen Messwertregistriergerät (MRG) gebildet und unsigniert gespeichert werden. Von hier kann eine signierte Kopie der Messwerte an den Versorger zu Abrechnung versendet werden (Messwertwiederholung). Die Daten werden im MRG solange vorgehalten, bis die Einspruchsfrist für den Kunden erloschen ist (Ringspeicher). Bei der Verwendung vorher vereinbarter Tarife, d.h. die Last- und Zeitprofile sind bekannt, ist die Abrechnung so in einfacher Weise durchsichtig, wenn die Anzahl der angebotenen Tarife übersichtlich bleibt. Bei variablen Tarifen bzw. bei nicht einfacher Nachprüfbarkeit fällt das MRG auch im Gasfach unter die Eichpflicht. Entsprechendes lässt sich im Elektrizitätsbereich durch ein eichpflichtiges MUC oder Gateway realisieren (s. Abb.7).

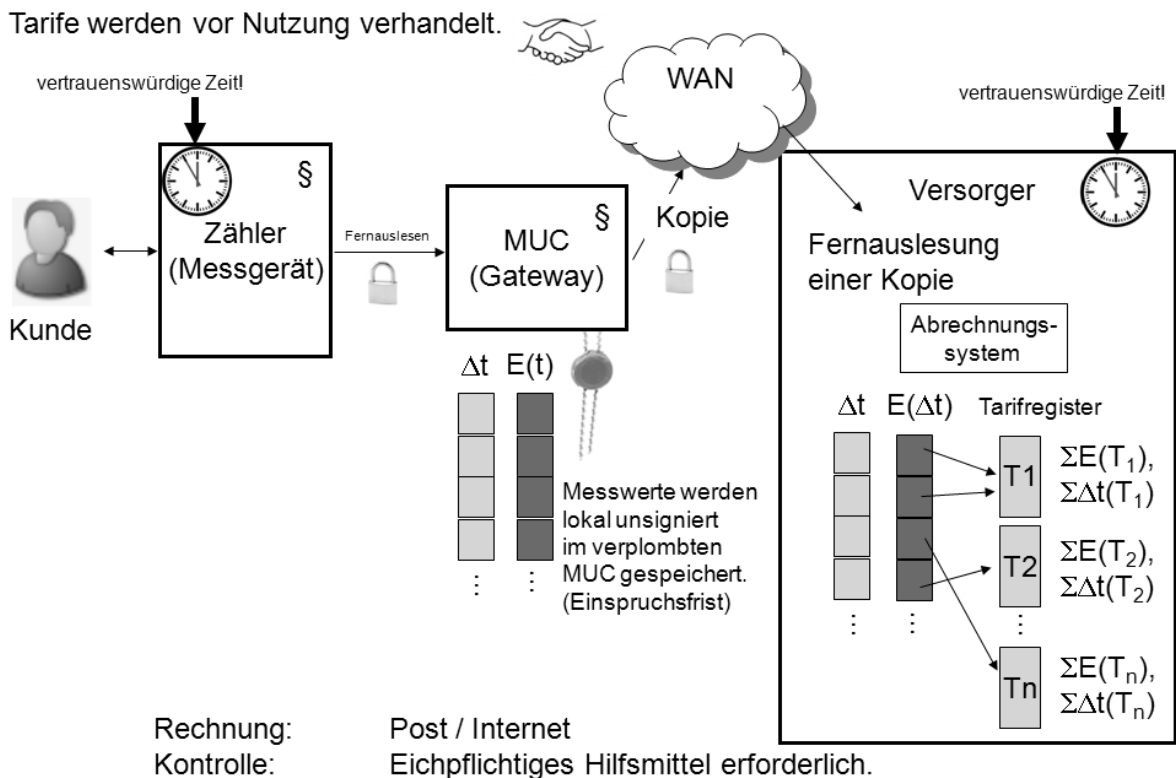


Abb.7: Zentrale Datensammlung einer Kopie der Messwerte und Tarifierung beim Versorger. Rückverfolgbarkeit der Rechnung auf ordnungsgemäß gemessene Messwerte über Anzeige am MUC möglich. Keine Auswerte-Software nötig. Der MUC ist eichpflichtig auch bei festen last- oder zeitvariablen Tarifen, da er die Messdaten enthält. Sofern Messdaten nicht am Zähler über geeichte Schnittstelle auslesbar, Signatur der Daten erforderlich (Authentizität und Integrität)

Verbrauchskontrolle durch den Kunden:

Die Information über das Verbrauchsverhalten ist über eigene Listen direkt am Zähler nur eingeschränkt möglich. Bei einer großen Anzahl von Tarifen oder bei lastvariablen Tarifen ist dies durch die EDL21 Funktionalität (Tag/Woche/Monat/Jahr) nicht vollständig möglich.

Abrechnungsmodelle und Überprüfbarkeit der Rechnung:

Im Gateway liegen die gespeicherten Messwerte vor. Diese müssen zur Prüfung ausgelesen oder (über LAN/WAN) in signierter Form bezogen werden.

i.) Verbraucher kann die Daten auslesen und nur bei wenigen Tarifen mit Hilfe einfacher algebraischer Operationen die Rechnung nachvollziehen, da die Tarifdaten bekannt sind. Dies ist aber bei einer großen Anzahl von Tarifregistern oder bei lastvariablen Tarifen (Energie und Intervalllänge) für den technischen Laien nicht mehr in einfacher Weise möglich.

ii.) Für den Verbraucher muss ein dokumentiertes, leicht zugängliches und intuitiv verständliches Werkzeug vom Versorger bereitgestellt werden, das dem Kunden die Nachprüfung der Rechnung in einfacher Weise erlaubt (z.B. eine Software, die aus den Messdaten die Zuordnung von Nutzungszeiten und -lasten zu den Tarifen besorgt und so den Energie-Preis bestimmt => Diese Software ist entsprechend zuzulassen und zu prüfen, d.h. sie ist eichpflichtig.

Abgeleitetes Modell 2: Zentrale Tarifierung mit Datenspeicherung im Gateway
1. Wie werden die Tarife vereinbart?
Schriftlich vor der Nutzung. Keine Anzeige von Tarifregistern.
2. Wie erfolgt die Tarifumschaltung bzw. Tarifänderung?
Umschaltung: Verbrauchsabhängig, zeitabhängig innerhalb des Zählers. Änderung: Anpassung der Tariffinformation aus der Ferne und Freischaltung durch Kunden (bidirektionale Kommunikation, „Gegenzeichnen“).
3. Wer bestimmt und/oder kommuniziert den Verbrauch?
Fernauslesung durch Versorger. Abstimmung! Signatur erforderlich, sofern die Messdaten nicht aus dem MUC auslesbar sind.
4. Wie gestaltet sich der vertrauensbildende Ansatz (Nachprüfbarkeit)?
Selbst bei fixen Tarifen: aus Messdaten im Gateway durch Auslesen und eigene Aufarbeitung ist eine Nachprüfung mit einfachen arithmetischen Funktionen nur eingeschränkt möglich. Bei vielen, komplexen oder variablen Tarifen sind Hilfsmittel nötig. Dieses Hilfsmittel ist dann eichpflichtig. Einsatz eines QM-Systems denkbar (s.u.). Messdaten werden im Messgerät gesichert und im MUC gespeichert. Nur eine Kopie wird übertragen.
5. Ist eine vertrauenswürdige Zeitbasis nötig?
Ja.
6. . Ist die Information für den Kunden über sein Verbrauchsverhalten über unterschiedliche Zeitintervalle möglich?
Ja. Unabhängig von der abrechnungsrelevanten Tarifierung ist die Granularität in Tag/Woche/Monat/Jahr angeboten durch EDL21-Funktionalität. jeweils vom Kunden individuell wählbar.
7. Einzusetzende Informations- und Kommunikationskomponenten zur Rechnungsprüfung?
Eichpflichtige Software zur Prüfung der Rechnung. Wenn die Überprüfung durch den Verbraucher noch mit einfachen arithmetischen Funktionen möglich ist, sind trotzdem eigen Hilfsmittel, wie z.B. eine Auslese- und Archivierungs-Software nötig,
8. ITK-Sicherheitsrisiken und -anforderungen
Integrität und Authentizität der Hilfsmittel. Gateway wird eichpflichtig und muss verplombt werden. Ein Sicherheitsrisiko besteht für allgemein zugängliche Zählerkollektive in Mehrfamilienhäusern. Sonst wie bei Fundamental-Modell 3.
9. Erforderliche ITK-bezogene Qualifikation von Prüfern bzw. Gutachtern?
Die zum Einsatz kommenden Hilfsmittel, z.B. Software, müssen verstanden werden.
10. Handhabung bei Prüfung und Überwachung?
Als Bedienelement wird ein „optischer Aufruftaster“ verwendet. Dieser muss durch eine externe Lichtquelle (beispielsweise eine Taschenlampe mind. 400 Lux) aktiviert werden können. Es ist darauf zu achten, dass der „optische Aufruftaster“ nicht durch Streulicht aktiviert werden kann. Mit Auslösen des „optischen Aufruftasters“ wechselt die zweite Zeile der im Display gezeigten Darstellung aus dem „Normalbetrieb“ in den „Aufrufmodus“. Muss trainiert werden.
11. Verständlichkeit für Verbraucher und Überwacher?
Durch den Übergang vom einfachen Zähler zum Smart Meter erfolgt ein

Komplexitätssprung! Akzeptanz und technisches Verständnis durch den Kunden insbesondere hinsichtlich der Verwendung von elektronisch bereitgestellten Messdaten und deren eigener Aufarbeitung mittels eichpflichtiger Software erforderlich. Hohes Maß an Verständnis der Tarifierung nötig.

4.2.3 Datenspeicherung im und Verbrauchsanzeige am Gateway.

Die Verwendung von Zusatzgeräten oder des MUC als Anzeigeeinheit des tarifabhängigen Energiekonsums ist denkbar. Dieser würde dann die Tarifinformation vom Versorger nach den Tarifverhandlungen beziehen. Die Nutzungsdauer und Energiemenge im jeweiligen Tarif würde dann im Gateway berechnet werden. Damit ließe sich dann auch die Rechnung wieder Vorort auf Grundlage des Gesamtverbrauchs, der Gesamtnutzungsdauer und der Tarifinformation nachprüfen, denn das Abrechnungssystem ist eichpflichtig (s. MUC in Abb.8). Eine Doppelanzeige, d.h. Anzeige der Messwerte am Messgerät und die Anzeige der Tarifregister am Gateway ist möglich. Das Messgerät könnte auch die Tarifwerte, die im Gateway gebildet werden, in eichrechtlicher Weise replizieren. Bei einer Rechnungsprüfung ist dann die Anzeige am Gateway relevant (metrologisches Display).

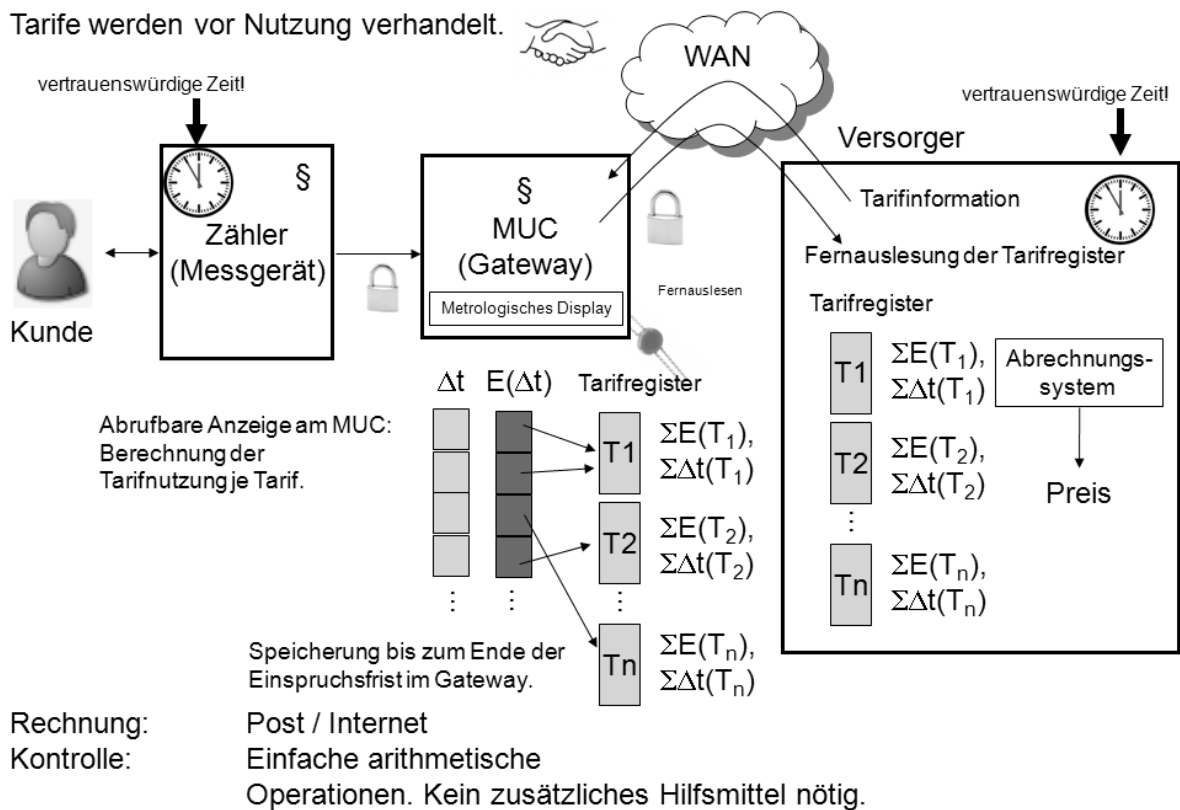


Abb.8: Zentrale Datensammlung der Tarifregister beim Versorger. Rückverfolgbarkeit der Rechnung auf ordnungsgemäß gemessene Messwerte über Anzeige am Gateway möglich. Keine Auswerte-Software nötig. Der MUC ist eichpflichtig bei festen last- oder zeitvariablen Tarifen und dynamischer Tarifierung.

Es ist auch denkbar, das nach Verhandlung neuer Tarife diese vom Versorger auf das Gateway verschlüsselt über das Internet aufgespielt werden, aber erst nach aktiver Freischaltung durch den Kunden aktiviert werden (s. Abb.8).

Verbrauchskontrolle durch den Kunden:

Die Verbrauchsinformation ist über eigene Listen, direkt am Zähler eingeschränkt in unterschiedlich aufbereiteter zeitlicher Granularität durch die EDL21-Funktionalität (Tag/Woche/Monat/Jahr) möglich. Die Verbrauchsinformation ist auch direkt über die Tarifregister am Gateway möglich.

Die Einfachheit der Informationsgewinnung geht jedoch mit steigender Granularität entsprechend verloren. Eine einfache Informationsmöglichkeit kann bei einer Vielzahl von Tarifen (> 6) nicht mehr angenommen werden.

Abrechnungsmodelle und Überprüfbarkeit der Rechnung:

Im Gateway liegen die gespeicherten und signierten Messwerte vor. Der Energieverbrauch je Tarif wird im Gateway aus den Messdaten berechnet und am Gateway angezeigt. So ist eine Kontrolle der Rechnung in einfacher Weise möglich. Das Gateway fällt unter die Eichpflicht und muss eine Eichplombe erhalten.

Abgeleitetes Modell 3: Zentrale Tarifierung mit Datenspeicherung im und Verbrauchsanzeige am Gateway
1. Wie werden die Tarife vereinbart?
Schriftlich vor der Nutzung. Anzeige von Tarifregistern am Gateway.
2. Wie erfolgt die Tarifumschaltung bzw. Tarifänderung?
Umschaltung: Verbrauchsabhängig, zeitabhängig innerhalb des Zählers. Änderung: Anpassung der Tarifinformation aus der Ferne und Freischaltung durch Kunden (bidirektionale Kommunikation, „Gegenzeichnen“).
3. Wer bestimmt und/oder kommuniziert den Verbrauch?
Verbraucher oder Fernauslesung durch Versorger. Abstimmung!
4. Wie gestaltet sich der vertrauensbildende Ansatz (Nachprüfbarkeit)?
Messdaten werden im verplombten MUC den Tarifregistern zugeordnet und gespeichert. Die Tarifregister sind direkt über die metrologische Anzeige am Gateway abrufbar. Bei geringer Granularität Ablesen der Tarifregister am Gateway und eigene Aufarbeitung mit einfachen arithmetischen Funktionen möglich. Einsatz eines QM-Systems denkbar (s.u.). Nur eine Kopie der Tarifregister wird übertragen.
5. Ist eine vertrauenswürdige Zeitbasis nötig?
Ja.
6. Ist die Information für den Kunden über sein Verbrauchsverhalten über unterschiedliche Zeitintervalle möglich?
. Am Zähler eingeschränkt: Granularität in Tag/Woche/Monat/Jahr angeboten durch EDL21-Funktionalität. Individualgranularität jeweils vom Kunden wählbar. Am Gateway vollständig bei wenigen Tarifen, bei vielen Tarifen nur eingeschränkt.
7. Einzusetzende Informations- und Kommunikationskomponenten zur Rechnungsprüfung?
Keine.
8. ITK-Sicherheitsrisiken und -anforderungen
Gateway wird eichpflichtig und muss verplombt werden. Ein Sicherheitsrisiko besteht für allgemein zugängliche Zählerkollektive in Mehrfamilienhäusern. Sonst wie bei Fundamental-Modell 3.
9. Erforderliche ITK-bezogene Qualifikation von Prüfern bzw. Gutachtern?
Keine.
10. Handhabung bei Prüfung und Überwachung?
Unkompliziert. Metrologisches Display muss jedoch nicht sonderlich komfortabel sein!
11. Verständlichkeit für Verbraucher und Überwacher?
Direkt nachvollziehbar. Verständnis der Tarifierung nötig.

4.2.4 Einsatz von Qualitätsmanagement-Systemen

Ausgehend von dem Modell der zentralen Tarifierung ist es nahe liegend, die Tarifierung an die Rechnungserstellung bei Telekommunikations-Anbietern anzulehnen. Dort wird - auf nicht mit dem Eichrecht konforme Weise – sowohl auf die staatlicherseits präventive Sicherstellung der Messrichtigkeit durch Eichung der Messsysteme als auch auf die direkte Prüfbarkeit der Rechnung durch den Verbraucher verzichtet. Stattdessen werden Qualitätsmanagement-Systeme für die Tarifierung gesetzlich vorgeschrieben und gegebenenfalls Einzelnachweise durch den Rechnungssteller gefordert (§45 g und §45 e TKG) [47]. Diese werden durch öffentlich bestellte und vereidigte Sachverständige oder Mitarbeiter benannter Stellen in regelmäßigen Abständen auf ihre Wirksamkeit hin überprüft.

Im Folgenden soll der Ansatz, Qualitätsmanagement-Systeme (QMS) zu verwenden, näher beleuchtet und - diese mit einbeziehend - Abrechnungsmodelle entwickelt werden.

Qualitätsmanagement (QM) bezeichnet alle organisatorischen und technischen Maßnahmen, die der Gewährleistung, Überprüfung und Verbesserung der Qualität von Produkten (z.B. der Abrechnungssoftware des Versorgers) bzw. Dienstleistungen und deren Erstellungsprozessen dienen (z.B. der Erstellungsprozess des Abrechnungssystems). Im betrachteten Anwendungsfall der Studie (vgl. Abb. 9) erzwingt das QM-System die Korrektheit und Zuverlässigkeit der Produkte Abrechnungssystem bzw. Abrechnungssoftware sowie die Korrektheit der jeweiligen Erstellungsprozesse. In Branchen wie der Luft- und Raumfahrtindustrie, der Medizintechnik, in Teilen der Gesundheitsversorgung, z.B. der Arznei- und Lebensmittelherstellung, sind QM-Systeme vorgeschrieben.

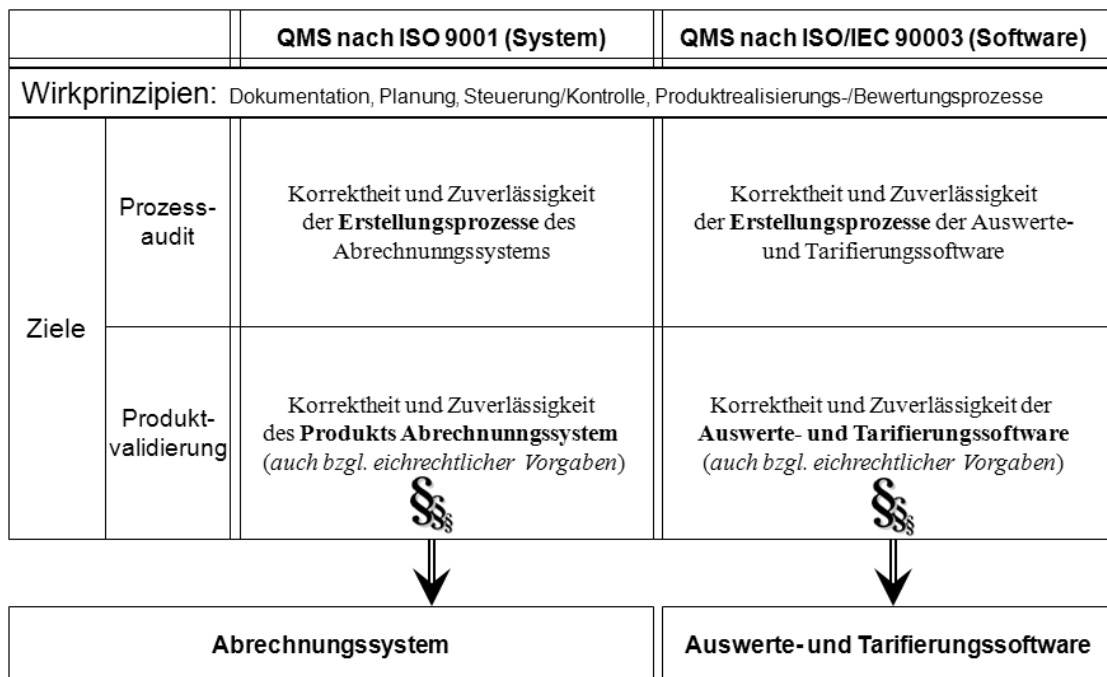


Abb.9: QM-System für die Erstellung von Abrechnungssystemen [48], [50]. Das QM-System erzwingt die Korrektheit und Zuverlässigkeit von Prozessen und Produkten, hier unter Einbeziehung der eichrechtlichen Vorgaben.

Der Qualitätsbegriff bezieht sich dabei sowohl auf die vermarkteten Produkte und Dienstleistungen, als auch auf alle wesentlichen Herstellungs- und Unterstützungsprozesse einer Organisation. Dabei ist Qualität definiert als ein Maß, das ausdrückt, inwieweit ein betrachtetes Produkt, eine Dienstleistung oder ein zu Grunde liegender Prozess den gestellten Anforderungen genügt (s. Abb. 9).

Um QM-Systeme nachvollziehbar und transparent zu gestalten, werden sie auf der Basis weltweit einheitlicher Normen eingeführt und ständig überprüft. Solche Normen, wie die Normenreihe ISO 9000 ff [48] definieren Mindestanforderungen an ein wirksames QM-System. Auf Grundlage der Normen werden die QM-Systeme durch organisationsinterne und externe Audits bewertet und letztendlich durch externe Zertifizierungsstellen zertifiziert. Das zeitlich befristete Zertifikat kann als Kompetenznachweis gegenüber Dritten dienen.

QM-Systeme betrachten die Prozesse, die hinreichend und notwendig sind, die geforderte Qualität der Produkte zu gewährleisten, insbesondere auch die Einhaltung von eichrechtlichen Produkthanforderungen (s. Abb. 9). So sind alternativ zur Eichung, bestehend aus einer grundsätzlichen Prüfung der Eignung des technischen Konzepts (Zulassung) und einer expliziten eichrechtlichen Einzelproduktprüfung durch eine Eichbehörde, auch eine Prüfung des Konzepts plus einem überwachten QM-System für die Produktion und Endkontrolle als vertrauensbildende Maßnahme oder auch eine Konzept- und Produktprüfung innerhalb eines QM-Systems eines Herstellers denkbar, der ein die Entwicklung und das Produktionssystem umfassendes überwachtes QM-System als vertrauensbildende Maßnahme betreibt.

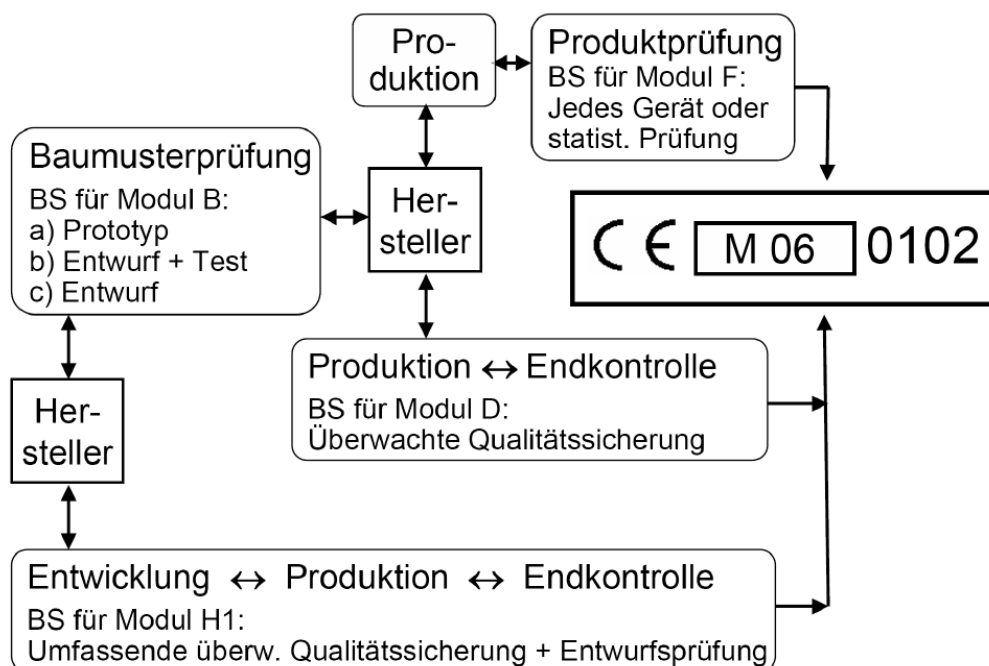


Abb.10: Wege zur MID Konformitätskennzeichnung (BS = benannte Stelle) unter Einbeziehung der überwachten Qualitätssicherung. Aus: [55].

Diese beiden Möglichkeiten, die sich auf Konzeptprüfung und QM-Systeme des Herstellers stützen, müssen allerdings, um das gleiche Maß an Produktsicherheit zu erlangen wie bei der Eichung, durch eine globale Marktaufsicht der in Verkehr gebrachten Produkte durch Behörden ergänzt werden, um fehlerhaft arbeitende

Herstellersysteme rechtzeitig erkennen zu können und zu verhindern, dass fehlerhafte Produkte in Verkehr gebracht werden.

Das Vorgehen ist kohärent mit dem in den Konformitätsbewertungsmodulen (D, E, H) – insbesondere Modul D – der MID [26] geforderten Verfahren, die bei der Herstellung von MID-Messgeräten zur Anwendung kommen (s. Abb. 10). In diesem Modul D kommen Standard QM-Verfahren zusammen mit einem „Metrologischen Aufsatz“ zur Anwendung, wobei die Einhaltung von letzterem von einem in metrologischen Zusammenhängen bewanderten Sachverständigen oder einer benannten Stelle geprüft wird. Diese benannte Stelle auditiert und überwacht, ob das QM-System des Herstellers sicherstellt, dass die in Verkehr gebrachten Messgeräte den Festlegungen in der Baumusterprüfbescheinigung, der technischen Dokumentation und den sonstigen Anforderungen der MID entsprechen [55].

A) Telekommunikations-Äquivalent

Im Folgenden werden die Abrechnungs-Modalitäten des Telekommunikationsbereichs direkt auf den Energiebereich mit dem Ziel übertragen, die notwendigen eichrechtlichen Maßnahmen kenntlich zu machen. Dabei ist die Übergabe der Überwachung des Abrechnungssystems an Sachverständige und zugelassene Stellen sicher ein neuralgischer Punkt, da es sich bei der Eichung um einen hoheitlich auszuführenden Akt handelt.

Im Bereich Telekommunikation finden sich keine mit dem Eichrecht vergleichbaren Vorschriften, die sich bis auf das Endgerät auswirken. Daneben ist es üblich, die Daten zentral zu sammeln und mit einer zentralen Systemzeit zu versehen – Gesprächsintervalle werden im IT-System des Anbieters dem für diesen Kunden zutreffenden Preisen je nach Tarif zugeordnet. Die Tarifvielfalt kennt dabei theoretisch keine Grenzen. Eichrechtliche Regelungen finden hier keine Anwendung. Verbraucherschutz - im Sinne einer Überprüfbarkeit der Korrektheit - wird dadurch gewährleistet, dass das Verfahren der Tarifierung innerhalb des IT-Systems des Anbieters zertifiziert und überwacht wird (Telekommunikationsgesetz §45g, [47]) (s. Abb. 11):

*Die Voraussetzungen [...] sowie Abrechnungsgenauigkeit und Entgeltrichtigkeit der Datenverarbeitungseinrichtungen [...] sind durch ein **Qualitätssicherungssystem** sicherzustellen oder einmal jährlich durch öffentlich bestellte und vereidigte **Sachverständige oder vergleichbare Stellen** überprüfen zu lassen. Zum Nachweis der Einhaltung dieser Bestimmung ist der Bundesnetzagentur die Prüfbescheinigung einer akkreditierten Zertifizierungsstelle für Qualitätssicherungssysteme oder das Prüfergebnis eines öffentlich bestellten und vereidigten Sachverständigen vorzulegen.*

Im TKG ist ebenfalls - ähnlich wie im Eichrecht - der Kunden- bzw. Verbraucherschutz angelegt (TKG § 45e Anspruch auf Einzelverbindungs nachweis):

§ 45e Anspruch auf Einzelverbindungs nachweis:

*(1) Der Teilnehmer kann von dem Anbieter von Telekommunikationsdiensten für die Öffentlichkeit jederzeit mit Wirkung für die Zukunft eine nach **Einzelverbindungen aufgeschlüsselte Rechnung** (Einzelverbindungs nachweis) verlangen, die zumindest die Angaben enthält, die für eine Nachprüfung der Teilbeträge der Rechnung erforderlich sind. [...]*

(2) Die Einzelheiten darüber, welche Angaben in der Regel mindestens für einen Einzelverbindungs nachweis nach Absatz 1 Satz 1 erforderlich und in welcher Form diese Angaben

jeweils mindestens zu erteilen sind, kann die **Bundesnetzagentur** durch Verfügung im Amtsblatt festlegen. Der Teilnehmer kann einen auf diese Festlegungen beschränkten Einzelbindungsnachweis verlangen, für den kein Entgelt erhoben werden darf.

Ein weiterer Unterschied zum Eichrecht besteht darin, dass im TKG zwar das prinzipielle Recht des Verbrauchers verbrieft ist, es jedoch keine behördliche Instanz gibt, die die Rechte des Verbrauchers durchsetzt. Der Verbraucher muss sein Recht selbst durchfechten bzw. die zur Rechnungskontrolle notwendigen Informationen selbst einfordern, die den von der Bundesnetzagentur formulierten Mindestanforderungen entsprechen müssen [56]. Im Eichrecht hingegen wird der Verbraucherschutz bis auf technischen Anforderungen herunter gebrochen,

Telekommunikations-Äquivalent: Tarife werden vor Nutzung verhandelt.

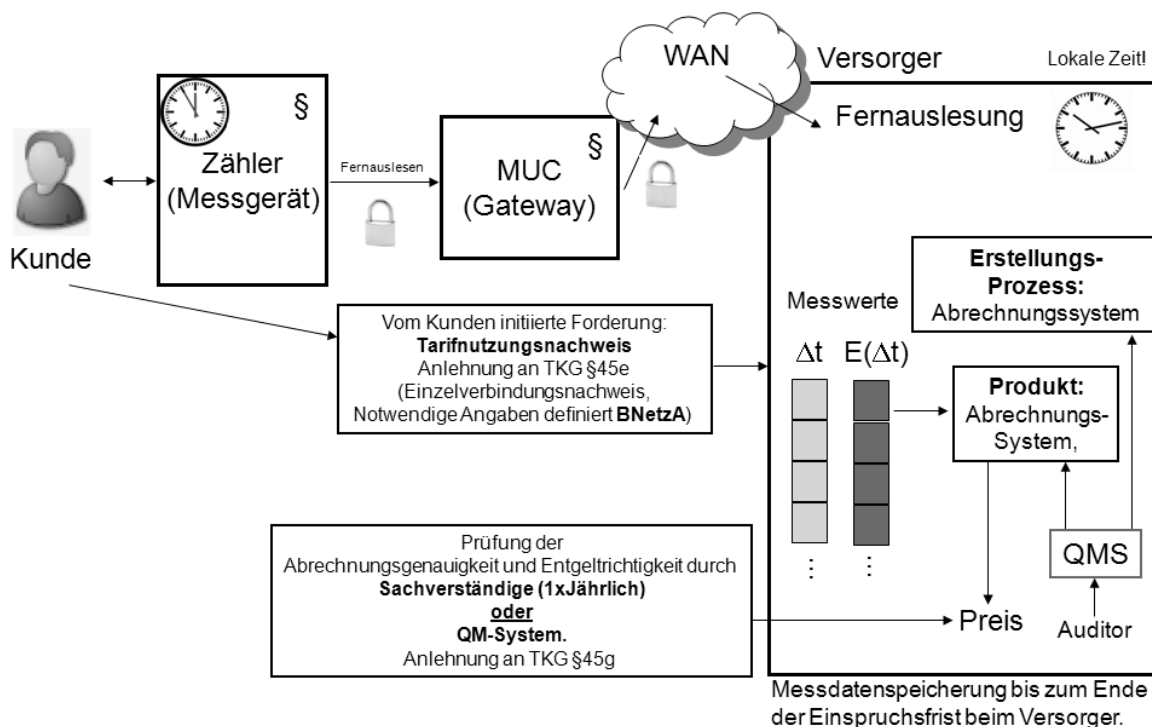


Abb.11: Orientierung an der Telekommunikationsabrechnung. Tarifierung beim Versorger. Einsatz von Qualitätssicherungsverfahren (QM-Systeme) zum Schaffen des nötigen Vertrauens in die Preisbildung. Keine eichpflichtige Prüf-Software.

Dies ist u.a. deshalb erforderlich, weil der Kunde im Gegensatz zum Telekommunikationsbereich keine umfassenden Nachprüfmöglichkeiten für seine Abrechnung besitzt. So kann er im Versorgungsbereich zwar äquivalent zum Telekommunikationsbereich seine Verbrauchszeiten kontrollieren, nicht aber seinen Energieverbrauch.

Insoweit ließen sich die Vorgaben der BNetzA [56] hinsichtlich der Übertragbarkeit des Telekommunikations-Modells lediglich auf die Sicherstellung der Richtigkeit der Umsetzung der Energieabrechnung entsprechend erweitern. Selbst die Einführung einer vertrauenswürdigen Zeit wäre nicht vollständig zielführend, den Verbraucherschutz vollständig wie im Bereich des gesetzlichen Messwesens zu garantieren.

Ausschließlich dem Telekommunikationsansatz weiter folgend ergäbe sich:

Man hat sich zuvor auf Tarife geeinigt. Ein Tarifwechsel ist leicht und kostenarm - sogar telefonisch - möglich. Am Messgerät wird weiterhin der Gesamtverbrauch im Rahmen der Möglichkeiten des EDL21-Zählers angezeigt. Es wird auf eine vertrauenswürdige Zeit verzichtet. Eine Integration der eichrechtlichen Belange ist nicht vorgesehen.

Eichrechtlich ist dieser Ansatz nicht zulässig, da beim Kunden keine Messwerte vorgehalten werden. Das implementierte QM-System müsste zusätzlich alle eichrechtlichen Belange integrieren, was durch Zulassung und entsprechende amtliche Überprüfung nachzuweisen wäre.. Ein weiterer wichtiger Nachteil ist, dass der Verbraucher in seinem Kampf für sein Recht ohne unterstützende Instanz dasteht. Darüber hinaus lässt sich die stichprobenartige Prüfung der Nutzungszeiten, wie es im Fall der Telekommunikationsabrechnung möglich ist, auf die Energieabrechnung nicht auf einfache Art und Weise übertragen. Ein im Rahmen des Eichrechts und der Möglichkeiten der metrologischen Überwachung denkbare Modell, das dem Vorteil des Telekommunikations-Ansatzes – Tarifflexibilität - versucht entgegenzukommen, wird in den nachfolgend dargestellten Modellen besprochen.

Verbrauchskontrolle durch den Kunden

Eine Verbrauchsinformation ist über eigene Listen, direkt am Zähler in unterschiedlich aufbereiteter zeitlicher Granularität durch die EDL21 Funktionalität (Tag/Woche/Monat/Jahr) möglich. Das ist aber eingeschränkt, sofern Tarifierung über die Anzeigemöglichkeit des Zählers hinausgeht.

Abrechnungsmodelle und Überprüfbarkeit der Rechnung:

Einsatz von QM-System, um Korrektheit und Zuverlässigkeit der Produkte/Services nachzuweisen und zu sichern (s. z.B. Telekommunikationsgesetz § 45g). Es gibt keine zusätzliche Nachprüfmöglichkeit für den Kunden. Auch die Überprüfungsmöglichkeiten im Rahmen einer vom Kunden im Energiewirtschafts- und Eichrecht gesetzlich verankerten behördliche Befundprüfung sind nicht gegeben.

Einzusetzende QM-Werkzeuge:

Integriertes Management-System für den Komplettservice s. Abb. 12.

Integriertes Management-System für die Erstellung von Abrechnungssystemen

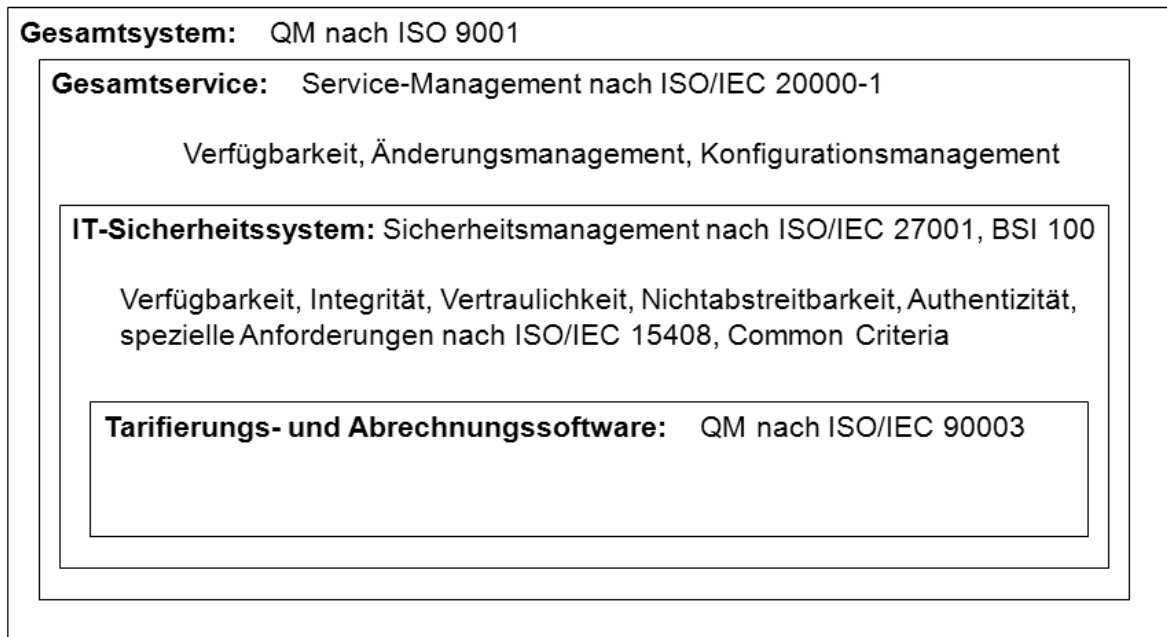


Abb.12: Integriertes Management-System für den Komplettservice [48], [50], [51], [52], [54].

Abgeleitetes Modell 4: Telekommunikations-Äquivalent
1. Wie werden die Tarife vereinbart?
Schriftlich vor der Nutzung.
2. Wie erfolgt die Tarifumschaltung bzw. Tarifänderung?
Umschaltung: Verbrauchsabhängig, zeitabhängig innerhalb des Zählers. Änderung: Anpassung der Tarifinformation beim Versorger, „Gegenzeichnen“ des Verbrauchers.
3. Wer bestimmt und/oder kommuniziert den Verbrauch?
Fernauslesung durch Versorger. Abstimmung!
4. Wie gestaltet sich der vertrauensbildende Ansatz (Nachprüfbarkeit)?
Einsatz von QM-Systemen für das Konzept der Rechnungsstellung TKG erlaubt Einzelbindungsnachweis, Inhalt durch BNetzA definiert. Im Zweifelsfall muss der Kunde seine Rechte selbst wahren. Keine Vorhaltung gesicherter Messwerte im Messgerät oder Gateway!!! Keine Möglichkeit der Selbstkontrolle durch den Kunden oder Befundprüfung durch Behörden.
5. Ist eine vertrauenswürdige Zeitbasis nötig?
Ist nicht vorgesehen. Die Zeit beim Versorger ist relevant.
6. . Ist die Information für den Kunden über sein Verbrauchsverhalten über unterschiedliche Zeitintervalle möglich?
Ja, eingeschränkt.. Granularität in Tag/Woche/Monat/Jahr angeboten durch EDL21-Funktionalität. Individualgranularität jeweils vom Kunden wählbar, sofern keine komplexe Tarifierung gegeben.
7. Einzusetzende Informations- und Kommunikationskomponenten zur Rechnungsprüfung?
Bei der QM-Überwachung gemäß TK-System können bereits Hilfsmittel erforderlich sein. Im erweiterten, eichrechtlichen Sinne sind weitere erforderlich.
8. ITK-Sicherheitsrisiken und -anforderungen
Integrität und Authentizität der Prüfwerkzeuge.
9. Erforderliche ITK-bezogene Qualifikation von Prüfern bzw. Gutachtern?
Müssen die zum Einsatz kommenden Werkzeuge beherrschen und verstehen.
10. Handhabung bei Prüfung und Überwachung?
Komplexität der Prüfung steigt. Sachverständige nötig.
11. Verständlichkeit für Verbraucher und Überwacher?
Verbraucher: Nicht zu überblicken. Überwacher: Hoher Aufwand.

B) Anlehnung an die Abrechnungsvariante im Gasbereich

Das Modell nach Ziff. A) ist nicht konform mit dem Eichrecht. Daher soll hier - in Anlehnung an die bei der Gasabrechnung gängige Variante (G685, [58]) - ein abgewandeltes Modell entwickelt werden (Abb. 13).

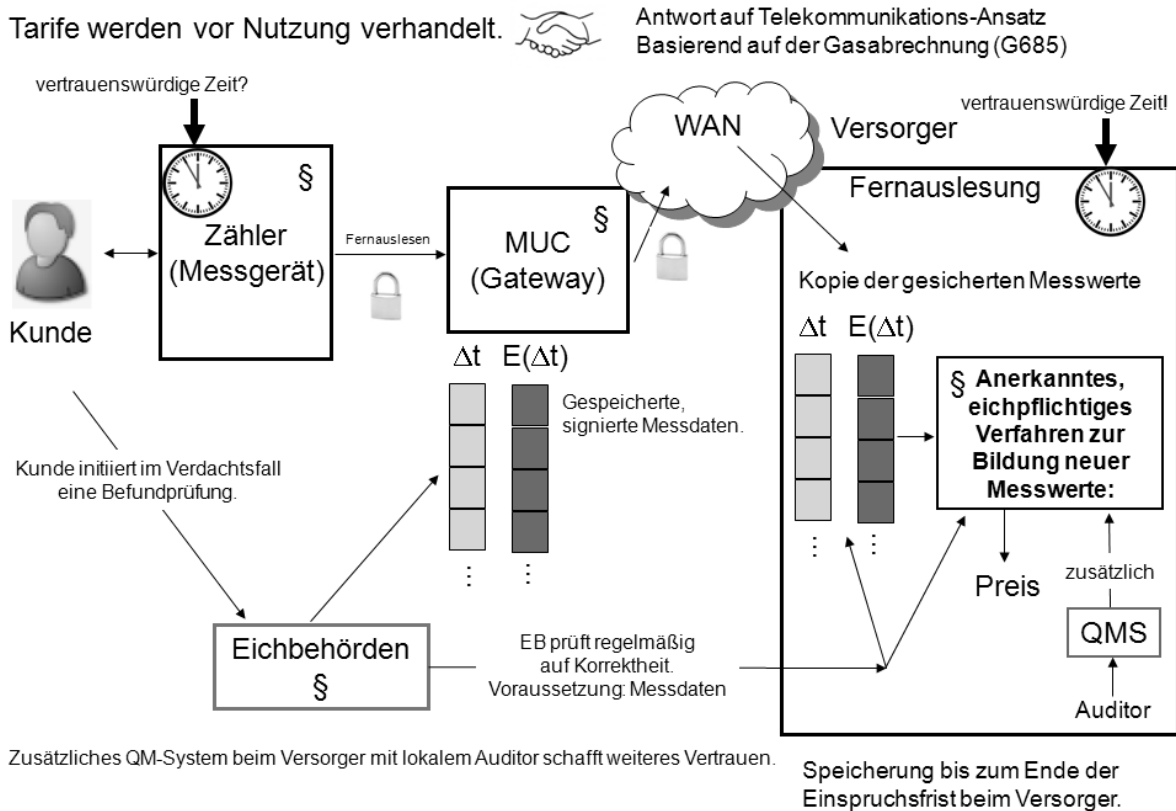


Abb.13: Orientierung an der Telekommunikationsabrechnung, Anlehnung an die Abrechnung im Gasbereich, keine eichpflichtige Prüf-Software.

Bei der Gasabrechnung ist das Vorgehen wie folgt: Auf Grundlage eines allgemein anerkannten Verfahrens werden aus den gespeicherten und signierten Messwerten (Betriebskubikmetern) - sowie zusätzlich zu berücksichtigende Kenngrößen wie Druck, Temperatur, Brennwert, etc. - neue Messwerte gebildet. So wird aus Betriebskubikmetern mit dem anerkannten Verfahren unter Verwendung der Zustandszahl und dem Brennwert die thermische Energie in Kilowattstunden im Normzustand berechnet [58] womit sich entsprechend der Preis kalkulieren lässt. In regelmäßigen Intervallen wird dieses Verfahren von den Eichbehörden mit gesicherten Messdaten geprüft. Die gesicherten Messwerte liegen ebenfalls bei den Kunden vor. Damit kann im Zweifelsfall der Kunde eine kostenpflichtige Befundprüfung durch die Eichbehörde initiieren. Zusätzlich dazu kann ein Qualitätsmanagement-System beim Versorger mit einem lokalen Auditor installiert werden. Dies schafft zusätzliches Vertrauen in die Abrechnung. In Abb. 13 findet sich das dazu entsprechende Modell.

Abgeleitetes Modell 5: Nach Abrechnungsvariante im Gasbereich
1. Wie werden die Tarife vereinbart?
Schriftlich vor der Nutzung.
2. Wie erfolgt die Tarifumschaltung bzw. Tarifänderung?
Umschaltung: Verbrauchsabhängig, zeitabhängig innerhalb des Zählers. Änderung: Anpassung der Tarifinformation beim Versorger, „Gegenzeichnen“ des Verbrauchers.
3. Wer bestimmt und/oder kommuniziert den Verbrauch?
Fernauslesung durch Versorger. Abstimmung!
4. Wie gestaltet sich der vertrauensbildende Ansatz (Nachprüfbarkeit)?
Einsatz eines allgemein anerkannten Verfahrens zur Preisbildung mit gesicherten Messwerten. Regelmäßige Prüfung dieses Verfahrens durch die Eichbehörden. Einsatz von QM-Systemen für das Konzept der Rechnungsstellung zur Rechnungsprüfung zusätzlich möglich. Messdaten werden im Messgerät gesichert und im MUC gespeichert. Die neuen Messwerte (Zuordnung zu den Tarifregistern) werden beim Versorger auf Grundlage einer Kopie der Messwerte erstellt.
5. Ist eine vertrauenswürdige Zeitbasis nötig?
Ist nicht vorgesehen. Die Zeit beim Versorger ist relevant.
6. Ist die Information für den Kunden über sein Verbrauchsverhalten über unterschiedliche Zeitintervalle möglich?
Ja, eingeschränkt. Granularität in Tag/Woche/Monat/Jahr angeboten durch EDL21-Funktionalität. Individualgranularität jeweils vom Kunden wählbar, sofern keine komplexe Tarifierung gegeben ist.
7. Einzusetzende Informations- und Kommunikationskomponenten zur Rechnungsprüfung?
Eichpflichtige Software zur Prüfung der Rechnung, oder prüfbares Abrechnungsschema bei Einsatz von QM-Systemen.
8. ITK-Sicherheitsrisiken und -anforderungen
Integrität und Authentizität der Prüfwerkzeuge.
9. Erforderliche ITK-bezogene Qualifikation von Prüfern bzw. Gutachtern?
Müssen die zum Einsatz kommenden Werkzeuge beherrschen und verstehen.
10. Handhabung bei Prüfung und Überwachung?
Komplexität der Prüfung steigt. Sachverständige nötig.
11. Verständlichkeit für Verbraucher und Überwacher?
Verbraucher: Nicht zu überblicken. Überwacher: Hoher Aufwand.

C) QM-Systembasiert mit integrierten eichrechtlichen Vorgaben

Das Telekommunikationsmodell baut darauf, dass durch den Einsatz von anerkannten QM-Systemen beim Versorger/Hersteller das Vertrauen beim Verbraucher in die Korrektheit und Zuverlässigkeit der Rechnungserstellung geschaffen werden kann. Hierher übertragen heißt das, dass die Auswerte- und Tarifierungssoftware unter Zuhilfenahme von QM-Systemen entsteht, wobei eichrechtliche Sachverhalte im Rahmen des Qualitätsmanagements zu berücksichtigen sind. Dieses Szenario integriert das eichrechtliche Vorgehen und etabliert darüber hinaus zusätzliches Vertrauen in die Produkte Abrechnungssystem, Auswerte- und Tarifierungssoftware sowie in die jeweiligen Erstellungsprozesse des Versorgers. Die Produkte Abrechnungssystem sowie Auswerte- und Tarifierungssoftware bleiben eichpflichtig.

In Abb. 14 finden sich - hierarchisch gegliedert - wesentliche qualitätssichernde Normen, die beim Hersteller bezüglich der Gesamtorganisation, der eingesetzten Systeme bis hin zu den realisierten Produkten zum Einsatz kommen, damit die Zuverlässigkeit und Korrektheit der Produkte und Herstellungsprozesse gewährleistet ist.

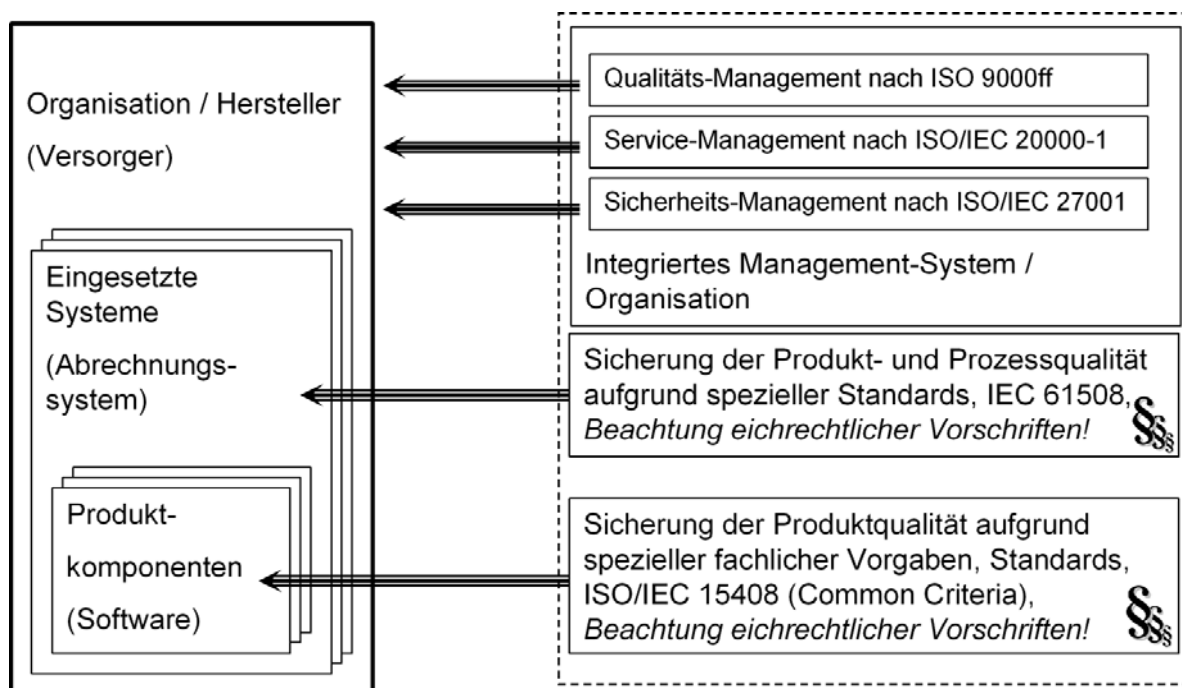


Abb.14: Faktoren der Qualitätssicherung für Organisationen und zugehörige Services bzw. Produkte [48], [51], [52], [53], [54].

Der Einsatz eines QM-Systems kann und soll dazu dienen, beim Verbraucher Vertrauen für eine richtige Abrechnung seines Energieverbrauches zu schaffen. Dann kann dieser seinen Anspruch auf eigene Nachprüfung der Abrechnung an die Eichbehörden oder hoheitlich tätige staatlich anerkannte Prüfstellen für Messgeräte abtreten (s. Abb. 15). So werden Messgeräte für Elektrizität, Gas, Wasser und Wärme in Deutschland überwiegend von staatlich anerkannten Prüfstellen geeicht [59]. Diese Prüfstellen entlasten als beliehene Unternehmen den Staat beim Vollzug

des Eichgesetzes. Träger der Prüfstellen sind hauptsächlich Wasser- und Energieversorgungsunternehmen sowie Hersteller der o.a. Messgeräte. Prüfstellen werden von den zuständigen Eichbehörden anerkannt und unterliegen deren Aufsicht und Überwachung. Das leitende Prüfstellenpersonal wird von den Eichbehörden öffentlich bestellt. Diese Vorgehensweise liegt den nachfolgenden Szenario als Überlegungen zugrunde.

Bei diesem Szenario ist der bisher gewährleistete Verbraucherschutz weiterhin im Fokus. Neben den immer noch vorgesehen Zulassungs- und Überwachungsverfahren hat der Verbraucher weiterhin jederzeit die Möglichkeit, eine Befundprüfung bei einer Eichbehörde oder einer hoheitlich tätigen staatlich anerkannten Prüfstelle zu beantragen. Dies entspricht sowohl dem Energiewirtschaftsrecht als auch dem Eichrecht (s. Abb. 15). Die Einfachheit der Hilfsmittel zur Überprüfung durch den Kunden selbst ist jetzt jedoch nicht mehr gefordert, da kein technischer Laie die Prüfung vollzieht.

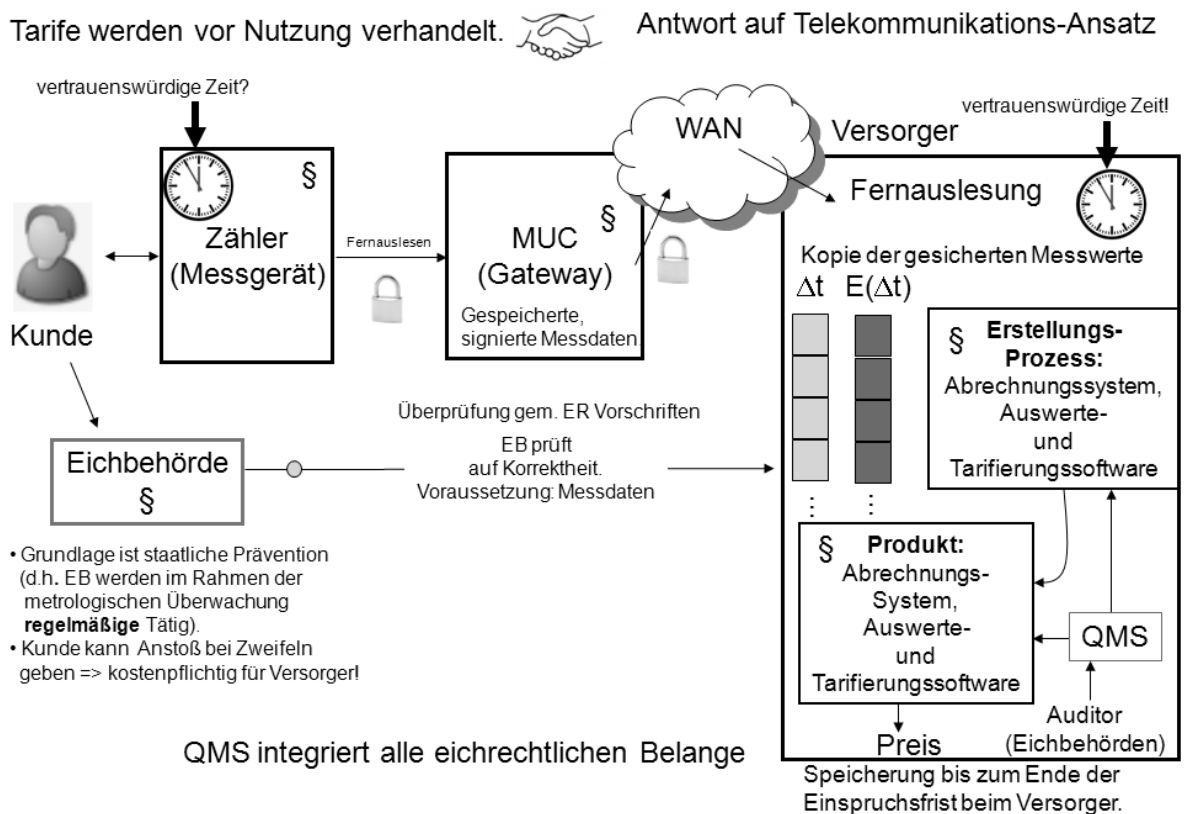


Abb.15: Zentrale Datensammlung und Transfermöglichkeiten der metrologischen Überwachung. Tarifierung beim Versorger. Prüfung auf Korrektheit der Abrechnung durch die Eichbehörden (EB).

Im Telekommunikationsbereich wird die QM-Auditierung der Abrechnungssysteme durch sachverständige QM-Stellen vollzogen. QM-Stellen sind oft Gliederungen des rechnungsstellenden Betriebes, werden aber im Rahmen des QM-Management überwacht. Diese Vorgehensweise ist mit dem Eichrecht so nicht vereinbar; entsprechende Adaptionen wären erforderlich. Die entsprechenden Regelungen müssten auch beachten, dass ein nachvollziehbares und prüfbares Überwachungskonzept für die Rechnungserstellung vorliegen muss, um die

erforderlich Transparenz zu gewährleisten. Allerdings darf dieses Konzept nun einen entsprechenden Grad an Komplexität besitzen, der über das intuitive Begriffsvermögen eines Laien hinausgeht.

Verbrauchskontrolle durch den Kunden:

Verbrauchsinformationen für den Kunden sind über eigene Listen zugänglich, direkt am Zähler in unterschiedlich aufbereiteter zeitlicher Granularität durch die EDL21 Funktionalität (Tag/Woche/Monat/Jahr) möglich, sofern keine komplexe Tarifierung vorgenommen wird.

Abrechnungsmodelle und Überprüfbarkeit der Rechnung:

Durch den eichrechtlich gesicherten und überwachten Einsatz von QM-Systemen für das Konzept der Rechnungsstellung ist die Korrektheit und Zuverlässigkeit der Produkte/Services nachgewiesen und gesichert.

Im Zweifelsfall kann der Kunde eine Prüfinstanz anrufen (Eichbehörden), die die Korrektheit der Abrechnung prüft.

Im Zähler oder im Gateway liegen die gespeicherten Messwerte vor. Diese müssen zur Prüfung ausgelesen werden (LAN/WAN).

Einzusetzende QM-Werkzeuge:

Eichrechtlich gesichertes und überwachtes QM-System für Abrechnung und Software-Erstellung ISO/IEC 90003 (Software) [50].

Abgeleitetes Modell 6: Einsatz von QM-Systemen
1. Wie werden die Tarife vereinbart?
Schriftlich vor der Nutzung.
2. Wie erfolgt die Tarifumschaltung bzw. Tarifänderung?
Umschaltung: Verbrauchsabhängig, zeitabhängig innerhalb des Zählers. Änderung: Anpassung der Tarifinformation beim Versorger, „Gegenzeichnen“ des Verbrauchers.
3. Wer bestimmt und/oder kommuniziert den Verbrauch?
Fernauslesung durch Versorger. Abstimmung!
4. Wie gestaltet sich der vertrauensbildende Ansatz (Nachprüfbarkeit)?
Im Zähler und im Gateway liegen die gespeicherten Messwerte vor. Diese müssen zur Prüfung ausgelesen werden (LAN/WAN). Bei Einsatz von QM-Systemen für das Konzept der Rechnungsstellung wird die Korrektheit und Zuverlässigkeit der Produkte/Services durch eichrechtliche Maßnahmen nachgewiesen und gesichert. Im Zweifelsfall kann der Kunde eine Befundprüfung bei der Eichbehörde beantragen. , die die Korrektheit der Abrechnung überprüft.
5. Ist eine vertrauenswürdige Zeitbasis nötig?
Ja.
6. . Ist die Information für den Kunden über sein Verbrauchsverhalten über unterschiedliche Zeitintervalle möglich?
Ja. Granularität in Tag/Woche/Monat/Jahr angeboten durch EDL21-Funktionalität. Individualgranularität jeweils vom Kunden wählbar, sofern keine komplexe Tarifierung vorgenommen wird.
7. Einzusetzende Informations- und Kommunikationskomponenten zur Rechnungsprüfung?
Im QM-System müssen der Eichbehörde Hilfsmittel zur stichprobenartigen Überprüfung des Abrechnungsschemas zur Verfügung gestellt werden.
8. ITK-Sicherheitsrisiken und -anforderungen
Integrität und Authentizität der Prüfwerkzeuge.
9. Erforderliche ITK-bezogene Qualifikation von Prüfern?
Müssen die zum Einsatz kommenden Werkzeuge beherrschen und verstehen.
10. Handhabung bei Prüfung und Überwachung?
Komplexität der Prüfung steigt. Sachverstand und QM-Kenntnisse erforderlich.
11. Verständlichkeit für Verbraucher und Überwacher?
Verbraucher: Nicht oder nur schwer zu überblicken. Überwacher: Hoher Aufwand.

5. Diskussion

In dieser Arbeit werden Abrechnungsmodelle für intelligente Energieverteilungsnetze, deren Grundlage Energieverbrauchszähler mit erweiterter Funktionalität sind, entwickelt und verglichen. Dabei werden die Datenmanagementprobleme bei großen Datenmengen, die mit der Vielzahl von Verbrauchern entstehen, als separates, hier nicht behandelte Herausforderung gesehen.

Vielmehr sollen die für den Individualkunden unter unterschiedlichen Betrachtungsweisen auftretenden Bedingungen untersucht werden. Zentrales Element dieser Untersuchung ist die im Eichwesen geforderte einfache Nachprüfbarkeit der Rechnung für den Verbraucher.

Als Entwicklungsgrundlage werden die - mit Inkrafttreten des neuen Energiewirtschaftsgesetzes geforderte - elektronische Messeinrichtung und die anzubietenden variablen Tarife herangezogen. Die Übertragbarkeit zwischen den Energieflussmessgeräten gestattet die Beschränkung auf Messgeräte für elektrische Energie, wofür auch ohne dezidierte Vorgaben des Gesetzgebers bereits Spezifikationen seitens der Hersteller und der Anwender erarbeitet und veröffentlicht wurden - die FNN-Lastenhefte.

Ausgegangen wird in dieser Arbeit von drei fundamentalen Modellen, die zunächst den Stand der Technik mit dem Ferraris Zähler, dem rein elektronischen Zähler und die intelligente Messeinrichtung, die aus einem elektronischen Zähler mit Kommunikationseinheit, auch Gateway genannt, für die Nah- und Fernbereichskommunikation besteht, darstellen.

Von dieser Basis werden Modelle abgeleitet und diskutiert, die die verschiedenen Möglichkeiten der Nachprüfbarkeit für den Kunden ausloten. Für die Analyse der Modelle wurde ein Fragenkatalog entwickelt, der die Modelle vergleichbar macht, ohne dass hier einem einzelnen Modell der subjektive Vorrang vor den anderen gegeben werden soll.

Eigen ist einigen Modellen, dass sie die zentrale Messdatenspeicherung, Tarifierung und Preisbildung behandeln, was im Zuge der Einführungsbestrebungen der „Smart Meter“ von den Energieversorgungsunternehmen präferiert wurde. Dabei wird in den Modellen der Ort, an dem die Messdaten entsprechend den eichrechtlichen Forderungen vorgehalten werden, variiert und untersucht, in wieweit die Nachprüfbarkeit der Korrektheit der Preisbildung beeinflusst wird. Dabei ist vorausgesetzt, dass die Messwerte - auch daraus abgeleitete sog. „neuen Messwerte“ wie die Zuordnung des Verbrauchs zu Tarifregistern - in geeichten Messgeräten entstehen und dort gesichert vorgehalten oder von dort gesichert, z.B. signiert oder kryptographisch verschlüsselt, übertragen werden.

Der Wunsch der Energieversorger, den Tarifierungsprozess möglichst flexibel zu gestalten, führte schon früh zu dem nahe liegenden Vorschlag, sich an dem Tarifierungsmodell der Telekommunikations-Anbieter zu orientieren. Das führt folgerichtig auf die Verwendung von Qualitätssicherungsverfahren, wie sie im Telekommunikationsbereich gefordert sind. Deren Einsatz zur Sicherstellung der Korrektheit und Zuverlässigkeit der Preisbildung wird in dieser Arbeit intensiver behandelt, um ein Modell zu erarbeiten, das unter metrologischen Randbedingungen akzeptabel und damit als realisierbare Version des im Sinne des Eichrechtes nicht-umsetzbaren, reinen Telekommunikations-Äquivalent herangezogen werden kann.

Dabei ist der zentrale Unterschied zum klassischen Abrechnungsmodell, dass der Kunde auf seinen Anspruch auf eigene Nachprüfung der Abrechnung verzichten muss. Dieser Anspruch wird aber durch die staatliche Prävention ersetzt, d.h. , die regelmäßig bei der Rechnungserstellung eingesetzten Prozesse und Produkte werden durch die Behörden bzw. staatlich anerkannte Prüfstellen zugelassen und überwacht. Dem Kunden bleibt darüber hinaus im Zweifelsfall die Möglichkeit zum Antrag einer kostenpflichtigen Befundprüfung durch die Eichbehörden oder staatlich anerkannten Prüfstellen, die diesem sowohl durch das Energiewirtschaftsrecht als auch durch das Eichrecht garantiert wird.

Das in diesem Rahmen vorliegende eichpflichtige Konzept der Rechnungserstellung darf so einen Grad an Komplexität besitzen, der deutlich über das Begriffsvermögen eines Laien hinausgeht. Damit werden auch die mit der Einführung von Softwarehilfsmitteln insbesondere für den Haushaltskunden einhergehenden Probleme aufgelöst.

Mit dem Einsatz von Qualitätsmanagement-Systemen wird ein völlig neuer Ansatz verfolgt, der in Anlehnung an den Telekommunikationsbereich und dem Vorgehen beim Einsatz von Qualitätsmanagement-Systemen Lösungen für den eichpflichtigen Verkehr mit Messdaten untersucht. Ob diese Ansätze Bestand haben können, liegt jenseits der Bewertung im Rahmen dieser Studie. Das ist auch eine politische Entscheidung. Dazu gehört auch die Frage, ob mit der Einführung einer neuen Messgerätegeneration generell auch neue Methoden der Sicherung des Verbraucherschutzes etabliert werden sollen. Als Maßstab stehen die mit Recht hoch gehaltenen Ansprüche des etablierten Verbraucherschutzes bei Verbrauchsmessgeräten.

Aus den vorliegenden Betrachtungen lassen sich die folgenden allgemeinen Aussagen ableiten:

In allen Modellen bleibt aufgrund der angenommenen EDL21-Funktionalität des Energiemessgerätes die Kontrolle des individuellen Energieverbrauchs und damit die nach dem EU-Gesetz geforderte Sensibilisierung des Stromkunden für etwaige Energieeinsparungsmöglichkeiten oder die Nachprüfung umgesetzter Energiesparmaßnahmen auch ohne Kommunikationseinheit erhalten. Auf diese Weise ist Artikel 13 (1) der EU-Richtlinie 2006/32/EG erfüllbar (Darstellung des tatsächlichen Energieverbrauchs und die tatsächliche Nutzungszeit des Endkunden). Womit folgerichtig auch § 21b Absätze 3a und 3b des EnWG erfüllt sind. Solch ein Zähler bietet darüber hinaus auch die Voraussetzungen, in einem für Privatkunden adäquaten Umfang lastvariable oder tageszeitabhängige Tarife zu verwalten (§ 40 EnWG) deren Variabilität saisonal oder circadian determiniert ist. Komplexe Tarife, die unvorhersehbar über den Tag schwanken können, sind im EnWG nicht gefordert. Natürlich erlauben auch andere, neben dem EDL21-Konzept existierende elektronische Zähler - bis hin zum Ferraris-Zählern mit entsprechenden Zusatzeinrichtungen - die Erfüllung dieser gesetzlichen Bedingungen.

Eine bidirektionale Kommunikation findet man in der EU-Richtlinie, im EnWG und in der MessZV ebenfalls nicht. Diese wird erst im Standardisierungsmandat M/441, Kapitel 5.2 Interoperability, beschrieben und kann gegenüber obigen Pflichtenforderungen als Kann-Bestimmung angesehen werden.

Für zeitvariable Tarife muss die Zeit auf eine vertrauenswürdige Basis rückführbar sein. Solch ein Verfahren der vertrauenswürdigen Verteilung der Zeit ist jedoch noch nicht etabliert. Die PTB unternimmt z. Z. Anstrengungen in diese Richtung.

Es scheint insbesondere für den Einsatz bei komplexen, nicht-determinierten Tarifen sinnvoll, auf Hilfsmittel in Softwareform, wie durch die PTB-Anforderungen definiert, zu verzichten und Modelle zum Einsatz zu bringen, die die abrechnungsrelevanten Tarif-Daten in separaten Registern im Gateway speichern und an diesem, über ein eichrechtlich gesichertes „Metrologisches Display“, den Verbrauch in den verschiedenen, auch während der Laufzeit generierten Tarifregistern, anzuzeigen.

Grundsätzlich müssen Tarife vor ihrer Nutzung verhandelt oder mit einer Prüfinstitution abgestimmt werden, d.h. der Nutzer/Kunde muss deren Implementation und Aktivierung im Messgerät oder Gateway zustimmen und bei flexiblen, während der Laufzeit generierten Tarifen, deren Aktivierung selbstständig betreiben.

6. Literaturverzeichnis

- [1] Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das zuletzt durch Artikel 2 des Gesetzes vom 28. Juli 2011 (BGBl. I S. 1690) geändert worden ist (EnWG), http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/enwg_2005/gesamt.pdf, (2011).
- [2] PTB, Die Intelligente-Zähler-Seite, <http://www.ptb.de/cms/fachabteilungen/abt2/fb-23/die-intelligente-zaehler-seite.html>, (2010).
- [3] Erfolgsfaktoren von Smart Metering aus Verbrauchersicht, forsa Gesellschaft für Sozialforschung und statistische Analyse mbH, Berlin, http://www.vzbv.de/mediapics/smart_metering_studie_05_2010.pdf, (2010).
- [4] KEMA, Studie zur möglichen Endenergieeinsparung durch Einsatz intelligenter Zähler (Smart Metering), <http://www.kema.com/de/Images/KEMA%20Endbericht%20Smart%20Metering%202009.pdf>, (2009).
- [5] B. Buchholz, V. Bühner, H. Frey, W. Glaunsinger, M. Kleimaier, M. Pielke, H. Roman, J. Schmiesing, J. Stein, Z. Styczynski, H. Baden, Smart Distribution 2020, Virtuelle Kraftwerke in Verteilungsnetzen, Technische, regulatorische und kommerzielle Rahmenbedingungen, Studie der Energietechnischen Gesellschaft im VDE (ETG), <http://www.web2energy.com/en/news-downloads/publications/>, (2008)
- [6] Deutsche Telekom AG, Corporate Communications, http://www.presseportal.de/pm/31564/1567397/t_systems/picasa, (2011).
- [7] C. Nabe et al., Einführung von lastvariablen und zeitvariablen Tarifen, online verfügbar: <http://www.bundesnetzagentur.de/cae/servlet/contentblob/153298/publicationFile/6483/EcosysLasvariableZeitvariableTarife19042010pdf.pdf>, Ecofys (2009).
- [8] Smart Metering als Basis für Smart Grid, T-Systems News, <http://www.t-systems.de/tsi/de/802386/Startseite/OeffentlicherSektor/News/Details/2010-02-16-Smart-Metering>, 16. Februar 2010.
- [9] C. Nabe et al., Ökonomische und technische Aspekt eines flächendeckenden Roll-outs intelligenter Zähler, online verfügbar: <http://www.bundesnetzagentur.de/cae/servlet/contentblob/153300/publicationFile/6482/EcofysFlaechendeckenderRoll-out19042010pdf.pdf>, Ecofys (2009).
- [10] H. Schäffler (Hrsg.), Praxisvergleich Smart-Metering-Produkte 2011, Markt, Tarife, Kundenpotentiale, EnCT GmbH, Kurzfassung online Verfügbar: http://www.enct.de/images/Praxisvergleich_Smart-Metering-Produkte_2011_Kurzfassung.pdf, (2011).
- [11] EnergieAgentur.NRW: Presseinformation der EnergieAgentur.NRW: Strombedarf von Privathaushalten unterschiedlicher Größe. 6. April 2006, abgerufen am 11. Dezember 2007, und Erhebungen des gewerblichen Vergleichsportals check24.de. Zahlenbasis 200.000 Haushalte im Zeitraum Juni 2007 bis März 2009.
- [12] Bericht der Bundesnetzagentur zum Zähl- und Messwesen, *Wettbewerbliche Entwicklungen und Handlungsoptionen im Bereich Zähl- und Messwesen und bei variablen Tarifen*, als download verfügbar unter: http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetGas/Sonderthemen/BerichtZaehlMesswesen/berichtzaehlmesswesen_node.html, (2011)
- [13] Richtlinie 2006/32/EG des Europäischen Parlaments und des Rates über Endenergieeffizienz und Energiedienstleistungen und zur Aufhebung der Richtlinie 93/76/ EWG des Rates, als download verfügbar unter: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2006:114:0064:0064:DE:PDF>, (2011).
- [14] VDE-Positionspapier Energieinformationsnetze und –systeme, Bestandsaufnahme und Entwicklungstendenzen, Informationstechnischen Gesellschaft im VDE (ITG), Quelle: <http://www.vde.com/de/InfoCenter/Seiten/Details.aspx?eslShopItemID=344c1f62-e56b-499a-a0bd-c47e2bae2921>, (2010).

- [15] R. Mahbubi, A. Ghotby, R. Navaratnam, SmartMetering und Datenschutz, Fallstudienarbeit, Hochschule für Ökonomie & Management Hamburg, (2010).
- [16] A. Roßnagel, S. Jandt, Datenschutzfragen eines Energieinformationsnetzes, Alcatel-Lucent Stiftung für Kommunikationsforschung, Stiftungs-Verbundkolleg 88, ISSN 0932-156x, online verfügbar: http://www.stiftungaktuell.de/files/sr88_newise_datenschutz_gesamt.pdf, (2010).
- [17] PTB-Anforderung A50.7, „Anforderungen an elektronische und softwaregesteuerte Messgeräte und Zusatzeinrichtungen für Elektrizität, Gas, Wasser und Wärme“, als download verfügbar unter: <http://www.ptb.de/de/org/q/q3/q31/ptb-a/ptb-a.htm>, <http://www.ptb.de/de/org/q/q3/q31/ptb-a/pa50-7.pdf>, (2011).
- [18] Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI), Protection Profile for the Gateway of a Smart Metering System, Schutzprofil für die Kommunikationseinheit eines intelligenten Messsystems für Stoff- und Energiemengen, v01.01.01 (final draft), https://www.bsi.bund.de/DE/Themen/SmartMeter/smartmeter_node.html, https://www.bsi.bund.de/SharedDocs/Downloads/DE/BSI/SmartMeter/PP-SmartMeter.pdf?__blob=publicationFile, (2011)
- [19] Datenschutz und -sicherheit in Intelligenten Netzen - Staatssekretär Jochen Homann gibt den Startschuss zur Entwicklung eines Schutzprofils für Smart Meter, PRESSEMITTEILUNG BMWi, 28.1.2011, <http://www.bmwi.de/BMWi/Navigation/Presse/pressemitteilungen,did=378178.html>, (2011).
- [20] Common Criteria for Information Technology Security Evaluation, parts I-III, Version 3.1 Rev. 3, <http://www.commoncriteriaportal.org>, (2009).
- [21] Europäisches Mandat M/441, Standardization mandate to CEN, CENELEC and ETSI in the field of measuring instruments for the development of an open architecture for utility meters involving communication protocols enabling interoperability, als download verfügbar unter: <http://www.cenelec.eu/Cenelec/Technical+work/Legal+framework/Mandates/default.htm>, (2011).
- [22] Verordnung über Rahmenbedingungen für den Messstellenbetrieb und die Messung im Bereich der leitungsgebundenen Elektrizitäts- und Gasversorgung (Messzugangsverordnung - MessZV), als download verfügbar unter: <http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/messzv/gesamt.pdf>, (2011).
- [23] Strategiekreis Normungsroadmap in der DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik im DIN und VDE, Die deutsche Normungsroadmap E-Energy/Smart Grid, Onlineverfügbar: <http://www.dke.de/de/infocenter/seiten/artikeldetails.aspx?eslshopitemid=35380119-4346-4335-b5f1-8d77d9c6a853>, (28.03.2010).
- [24] CENELEC „Smart Meters Coordination Group“ (SM-CG), <http://extranet.normapme.com/en/technical-committees/cenelec-smart-meters-coordination-group-sm-cg>.
- [25] SMART METERS CO-ORDINATION GROUP, Standardization mandate to CEN, CENELEC and ETSI in the field of measuring instruments for the development of an open architecture for utility meters involving communication protocols enabling interoperability M/441, FINAL REPORT, http://www.nbn.be/NL/SM_CG_FinalReport_2009_12_10.pdf, (2009).
- [26] Europäische Messgeräte Richtlinie (MID) ("Measuring Instruments Directive") trat am 30. April 2004 in Kraft (Richtlinie 2004/22/EG), als download verfügbar unter: <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=CELEX:32004L0022:DE:NOT>, (2011).
- [27] BNetzA: "Positionspapier zu den Anforderungen an Messeinrichtungen nach § 21b Abs. 3a und 3b EnWG", 23.06.2010, als download verfügbar unter: http://www.bundesnetzagentur.de/cae/servlet/contentblob/156202/publicationFile/7512/Positionspapier_Anforderungen_Messeinrichtungen.pdf, (2011).
- [28] Lastenheft eHZ Elektronische Haushaltszähler in Stecktechnik, konstruktive Merkmale, Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN), Version 2.1, <http://www.vde.de/de/fnn/arbeitsgebiete/messwesen/Seiten/messwesen.aspx>, (2010).
- [29] Lastenheft EDL Elektronische Haushaltszähler, Funktionale Merkmale und Protokolle, Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN), Version 1.0, <http://www.vde.de/de/fnn/arbeitsgebiete/messwesen/seiten/messwesen.aspx>, (2010).

- [30] Lastenheft MUC – Multi Utility Kommunikation, Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN), Version 1.0, <http://www.vde.de/de/fnn/arbeitsgebiete/messwesen/Seiten/messwesen.aspx>, (2010).
- [31] PTB-Querschnittsleitfaden „Gesetzliches Messwesen / allgemeine Regelungen“, 10.04.2002, veröffentlicht im Bundesanzeiger Nr. 108a vom 15. Juni (2002), online verfügbar: <http://www.messwertqualitaet.de/fileadmin/media/Wissenswertes/Rechtsvorschriften/GM-AR-100402Bundesanzeiger.pdf> .
- [32] Gesetz über das Mess- und Eichwesen, (Eichgesetz), "Eichgesetz in der Fassung der Bekanntmachung vom 23. März 1992 (BGBl. I S. 711), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 7. März 2011 (BGBl. I S. 338) geändert worden ist" Stand: Neugefasst durch Bek. v. 23.3.1992 I 711, Online Verfügbar: <http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/eichg/gesamt.pdf>, (2011).
- [33] VDE, Zähl- und Messwesen, online: <http://www.vde.com/de/fnn/arbeitsgebiete/messwesen/Seiten/eichrecht.aspx>, (2011).
- [34] Eichordnung, als download verfügbar unter: http://www.gesetze-im-internet.de/eo_1988/index.html (2010).
- [35] PTB-Anforderungen, PTB Arbeitsgruppe Q31, <http://www.ptb.de/de/org/q/q3/q31/ptb-a/ptb-a.htm>.
- [36] PTB, Technische Richtlinien, <http://www.ptb.de/de/org/q/q3/q31/tr/tr.htm>.
- [37] Neue Haushaltszähler im modularen Umfeld, Neue Haushaltszähler innovativ und informativ, Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN)), <http://www.vde.com/de/fnn/arbeitsgebiete/messwesen/documents/FNN-Modulares-Konzept-2009-11.pdf>, (2009).
- [38] WELMEC Guide 11.1, Measuring Instruments Directive 2004/22/EC, Common Application for utility meters, 2.5 Interpretation of the special requirements on MI 003, May 2010, http://www.welmec.org/fileadmin/user_files/publications/WELMEC_11.1-issue-4_Utility-meters-.pdf, (2011).
- [39] H. J. Prangemeier, Umsetzung MessZV: Einführung EDL21-Zähler bei Vattenfall Europe, http://www.vattenfall.de/de/distribution/file/EDL21_Zahlerplatz_Hamburg_14423662.pdf, (2010).
- [40] Bundesdatenschutzgesetz (BDSG), "Bundesdatenschutzgesetz in der Fassung der Bekanntmachung vom 14. Januar 2003 (BGBl. IS. 66), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 14. August 2009 (BGBl. I S. 2814) http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/bdsg_1990/gesamt.pdf.
- [41] Technische Hinweise der Physikalisch-Technischen Bundesanstalt zum EDL-Zähler (Auszüge aus der innerstaatlichen Bauartzulassung), Online verfügbar unter: http://www.twl-verteilnetz.de/index.php?id=752&no_cache=1&XXL=1&cid=1582&did=2096&sechash=7d90fa46, (2011).
- [42] Ch. Reske, S. Wägenär, Mögliche Szenarien für Stromabrechnungsmodelle mit Hilfe von Smart Meters für den deutschen Markt, Fallstudienarbeit, Hochschule für Ökonomie & Management Hamburg, (2010).
- [43] H. Orlamünder, Der Einsatz von Informations- und Kommunikationstechnik in Stromnetzen - ein Nachhaltiges Energieinformationsnetz, Alcatel-Lucent Stiftung für Kommunikationsforschung, Stiftungs-Verbundkolleg 85, ISSN 0932-156x, online verfügbar: http://www.stiftungaktuell.de/files/sr85_newise_energieinformationsnetz_2.pdf, (2009).
- [44] Einheiten- und Zeitgesetz (EinhZeitG) in der Fassung der Bekanntmachung vom 22. Februar 1985(BGBl. I S. 408), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 3. Juli 2008 (BGBl. I S.1185) geändert worden ist. Online verfügbar:http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/me_einhg/gesamt.pdf
- [45] CONFER++, <http://www.ptb.de/de/org/2/23/234/ confer1.htm>.
- [46] Sym²-Zähler taktsynchronen Lastgangzähler, <http://www.vde.com/de/fnn/extras/Sym2/Seiten/default.aspx>
- [47] Telekommunikationsgesetz (TKG), http://www.gesetze-im-internet.de/tkg_2004/, (2011).
- [48] DIN EN ISO 9000:2005; Qualitätsmanagementsysteme - Grundlagen und Begriffe.

- [49] DIN EN ISO 9001:2008; Qualitätsmanagementsysteme - Anforderungen.
- [50] ISO/IEC 90003:2004; Software- und Systemtechnik - Richtlinien für die Anwendung der ISO 9001 auf Computersoftware.
- [51] DIN ISO/IEC 20000-1:2011; Informationstechnik - Service Management - Teil 1: Spezifikation für Service Management.
- [52] DIN ISO/IEC 27001:2008; Informationstechnik - IT-Sicherheitsverfahren - Informationssicherheitsmanagementsysteme - Anforderungen.
- [53] DIN EN 61508:2010; Funktionale Sicherheit sicherheitsbezogener elektronischer Systeme.
- [54] ISO/IEC 15408:2008; Information Technology - Security Techniques - Evaluation Criteria of IT Security.
- [55] C. Mengersen, Die Europäische Richtlinie für Messgeräte (MID) - Grundlagen und Umsetzung, Physikalisch-Technische Bundesanstalt, Braunschweig, online Verfügbar: http://www.ptb.de/de/org/q/q3/q32/data/MID_Grundlagen_und_Umsetzung.pdf, (2011).
- [56] Bundesnetzagentur, Festlegung der Mindestangaben und der Form für einen Einzelverbindungs nachweis nach § 45 e Abs. 2 TKG, online verfügbar unter: http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Verbraucher/VerbraucherserviceTelekommunikation/Einzelverbindungs nachweis/einzelverbindungs nachweis_node.html, Stand: 26.05.2010.
- [57] Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Grundversorgung von Haushaltskunden und die Ersatzversorgung mit Elektrizität aus dem Niederspannungsnetz (Stromgrundversorgungsverordnung -StromGVV), <http://www.gesetze-im-internet.de/stromgvv/>, (2011)
- [58] DVGW-Regelwerk G 685 "Gasabrechnung " vom April 1993
- [59] PTB, Arbeitsgruppe Q.31, Gesetzliches Messwesen, Verzeichnis der staatlich anerkannten Prüfstellen für Messgeräte für Elektrizität, <http://www.ptb.de/de/org/q/q3/q31/data/verzE.pdf>, (2011)

7. Tabellarische Gegenüberstellung

Fundamentale Modelle

Abgeleitete Modelle

	Mehrtariffmessung im Zähler: Zeitvariable Tarife	Mehrtariffmessung im Zähler: Lastvariable Tarife	Zentrale Aggregation: Datenspeicherung im Messgerät	Zentrale Aggregation: Datenspeicherung im u. Anzeige am Gateway	Zentrale Aggregation: Einsatz von QM-Systemen
1.Vereinbarung der Tarife?	Schriftlich vor der Nutzung.	Vor Nutzung.	Vor Nutzung. Keine Anzeige von Tarifregistern.	Vor Nutzung. Anzeige von Tarifregistern am Gateway.	Vor Nutzung.
2.Tarifumschaltung und Tarifänderungen	Steuer-SW im Zähler. Fernsteuerung vom Versorger. Aktivierung durch Kunden.	Steuer-SW im Zähler. Fernsteuerung vom Versorger. Aktivierung durch Kunden.	Steuer-SW im Zähler. Fernsteuerung vom Versorger. Aktivierung durch Kunden.	Steuer-SW im Zähler. Fernsteuerung vom Versorger. Aktivierung durch Kunden.	Steuer-SW im Zähler. Fernsteuerung vom Versorger. Aktivierung durch Kunden.
3. Wer bestimmt und kommuniziert den Verbrauch?	Verbraucher, Fernauslesung möglich.	Verbraucher, Fernauslesung möglich.	Versorger. Fernauslesung. Abstimmung nötig. Signatur der Daten erforderlich, sofern diese nicht aus dem Messgerät auslesbar sind.	Verbraucher oder Versorger. Fernauslesung. Signatur erforderlich, sofern die Messdaten nicht aus dem MUC auslesbar sind.	Versorger. Fernauslesung.
4.Nachprüfbarkeit?	Rechnung direkt Nachvollziehbar.	Rechnung direkt Nachvollziehbar.	Messdaten im eichpflichtigen Messgerät gespeichert. Im Zweifelsfall mit Hilfsmitteln (SW) nachvollziehbar.	Messdaten werden im verplombten MUC den Tarifregistern zugeordnet und gespeichert. Die Tarifregister sind direkt über die metrologische Anzeige am Gateway abrufbar. Bei geringer Granularität Ablesen der Tarifregister am Gateway und eigene Aufarbeitung mit einfachen arithmetischen Funktionen möglich. Einsatz eines QM-Systems denkbar. Nur eine Kopie der Tarifregister wird übertragen.	Einsatz von QM-Systemen für das Konzept der Rechnungsstellung TKG erlaubt Einzelverbindungs-nachweis, Inhalt durch BNetzA definiert. Im Zweifelsfall muss der Kunde seine Rechte selbst wahren. Keine Vorhaltung gesicherter Messwerte im Messgerät oder Gateway! Keine Möglichkeit der Selbstkontrolle durch den Kunden oder Befundprüfung durch Behörden.
5.Vertrauenswürdige Zeit?	Ja Nein, mit Zeitschaltuhr	Ja Nein, mit Zeitschaltuhr	Ja.	Ja.	Ja, eingeschränkt.. Granularität in Tag/Woche/Monat/Jahr angeboten durch EDL21-Funktionalität. Individualgranularität jeweils vom Kunden wählbar, sofern keine komplexe Tarifierung gegeben.
6.Verbrauchskontrolle möglich?	Ja, sofern keine komplexe Tarifierung vorliegt. Eigene Listen, direkt am Zähler, Internet Service.	Eingeschränkt möglich. Es fehlt aber eine Kontrolle der jeweils in Anspruch genommenen Verbrauchszeiten. Eigene Listen, direkt am Zähler, Internet Service.	Ja. Unabhängig von der abrechnungsrelevanten Tarifierung ist die Granularität in Tag / Woche/ Monat/ Jahr angeboten durch EDL21-Funktionalität individuell vom Kunden wählbar.	Am Zähler eingeschränkt: Granularität angeboten durch EDL21-Funktionalität. Individualgranularität jeweils vom Kunden wählbar. Am Gateway vollständig bei wenigen Tarifen, bei vielen Tarifen nur eingeschränkt.	Ja. Eigene Listen, direkt am Zähler, Internet Service.
7.Einzusetzende IKT-Komponenten?	Zur Rechnungsprüfung: Bei wenigen Tarifen keine. Bei hoher Granularität der Tarife ggf. Messdatenauslesung bzw. Internetzugang und Softwareeinsatz.	Wegen der zusätzlich erforderlichen Rechenoperation kaum ohne Messdatenauslesung bzw. Internetzugang und Software möglich.	Eichpflichtiges Hilfsmittel (Software) vom Versorger bereitzustellen.	Keine.	Bei der QM-Überwachung gemäß TK-System können bereits Hilfsmittel erforderlich sein. Im erweiterten, eichrechtlichen Sinne sind weitere erforderlich.
8.Sicherheitsrisiken und -anforderungen?	Ausspähen. Codewort nötig.	Codewort nötig.	Verlust/Ausspähen der im Messgerät gehaltenen Daten. Integrität und Authentizität der Hilfsmittel.	Verlust/Ausspähen der im Gateway gehaltenen Daten.	Integrität und Authentizität der Prüfwerkzeuge. Verlust der Messdaten beim Versorger.
9.Erforderliche Qualifikation?	Keine	Keine	Software.	Keine	Sachverständige.
10.Handhabung bei Prüfung und Überwachung?	Muss trainiert werden.	Muss trainiert werden.	Komplexität steigt. Muss trainiert werden. Software muss bekannt sein. (QM-System für Entstehungsprozess)	Einfache Prüfung.	Komplexe Prozesse und Produkte werden mit QM-System abgesichert. Prüfung komplex.
11.Verständlichkeit für Verbraucher und Überwacher?	Erhöhter Trainingsaufwand. Verständnis der Tarifierung bereits bei wenigen Tarifen erforderlich. Bei einer Vielzahl von Tarifen ist technisches Verständnis u. die Bereitschaft zum Einsatz von Software und Internet-Nutzung beim Kunden notwendig. Codewort und dessen Verwaltung nötig.	Erhöhte Bereitschaft des Kunden, die Rechnungsstellung mit zusätzlichen Rechenschritten und ggf. technischem Aufwand kontrollieren zu müssen. Verständnis der Tarifierung nötig. Codewort und dessen Verwaltung nötig.	Komplexitätssprung. Akzeptanz und technisches Verständnis durch den Kunden hinsichtlich der Verwendung von elektronisch bereitgestellten Messdaten und deren eigener Aufarbeitung ggf. mittels eichpflichtiger Software erforderlich. Hohes Maß an Verständnis der Tarifierung nötig.	Direkt nachvollziehbar. Verständnis der Tarifierung nötig.	Verbraucher: Nicht zu überblicken. Überwacher: Hoher Aufwand.