

Ökonomische und technische Aspekte eines flächendeckenden Rollouts intelligenter Zähler

Ecofys

Dr. Christian Nabe
Catharina Beyer
Nils Brodersen

EnCT

Dr. Harald Schäffler
Dietmar Adam
Christoph Heinemann
Tobias Tusch

BBH

Dr. Jost Eder
Dr. Christian de Wyl
Jan-Hendrik vom Wege
Simone Mühe

Dezember 2009

© Ecofys 2009

Im Auftrag der

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	1
1.1	Hintergrund	1
1.2	Ziele des Gutachtens	1
1.3	Aufbau des Gutachtens	2
2	Flächendeckender Rollout intelligenter Messeinrichtungen unter den Rahmenbedingungen des § 21b Abs. 3a und 3b EnWG Auslegung und Anwendung von § 21 b EnWG	3
2.1	Gesetzgebungsverfahren in Deutschland	3
2.1.1	Kontext zu § 40 Abs. 2 und 3 EnWG	5
2.1.2	Auslegung einzelner Tatbestandsmerkmale von § 21b Abs. 3a und 3b EnWG	6
2.2	§ 21b Abs. 3a und 3b EnWG in der praktischen Umsetzung	9
2.2.1	Vorbehalt der technischen Machbarkeit	9
2.2.2	Vorbehalt der wirtschaftlichen Zumutbarkeit	10
2.2.3	Widerspruchsrecht des Kunden	11
2.3	Auswirkungen der Entgeltregulierung für Netzbetreiber	12
2.3.1	Umsetzung im Rahmen der Anreizregulierung	12
2.4	Möglichkeiten der Forcierung eines flächendeckenden Rollouts intelligenter Messeinrichtungen im geltenden Rechtsrahmen	13
2.4.1	Hemmnisse für einen flächendeckenden Rollout intelligenter Messeinrichtungen	13
2.4.2	Forcierung eines flächendeckenden Rollouts im geltenden Rechtsrahmen ¹⁴	
3	Marktanalyse und Bewertung von Smart Metering-Systemen	15
3.1	Kategorisierung und Analyse von Smart-Metering-Systemen (SMET)	15
3.1.1	Grundlagen	15
3.1.2	Systemmodell	18
3.1.3	Zähl- und Messsystem	19
3.1.4	Gerätekonzepte	22
3.1.5	Kommunikationstopologien	30
3.1.6	MDM-Konzepte	32
3.1.7	Systemkonzepte	33

3.1.8	Ausgewählte Systemvarianten	34
3.1.9	Vergleich Smart-Metering-Systemvarianten mit der registrierenden Lastgangmessung	43
3.1.10	Systemtrends und Standardisierung	44
3.1.11	Zusammenfassung.....	49
3.2	Kosten und Nutzen von Smart-Metering-Systemen.....	51
3.2.1	Vorgehensweise, Identifikation und Kategorisierung von Kosten und Nutzen	51
3.2.2	Identifizierung von Nutzen und Kosten und qualitative Analyse.....	53
3.2.3	Quantitative Analyse	58
3.2.4	Bewertung der Systemvarianten nach weiteren, qualitativen Nutzenkriterien.....	71
3.2.5	Zusammenfassung der Bewertung der Systemvarianten.....	83
3.3	Bewertung von Smart-Metering-Systemen und Systemempfehlung.....	84
3.3.1	Gruppierung der Systemvarianten	84
3.3.2	SWOT-Analyse	85
3.3.3	Definition eines HIP-Routers als einheitliche Weitverkehrskommunikationsschnittstelle	88
3.3.4	Mindestanforderungen an ein Smart-Metering-System	91
4	Strategien zur flächendeckenden Einführung von Smart-Metering Systemen	94
4.1	Europäische Migrationsstrategien	94
4.1.1	Italien	95
4.1.2	Schweden.....	99
4.1.3	Die Niederlande	101
4.1.4	Großbritannien	104
4.1.5	Frankreich	105
4.1.6	Spanien.....	107
4.1.7	Österreich.....	109
4.1.8	Gesamtfazit Europäische Migrationsstrategien	109
4.2	Migrationsstrategie für Deutschland	109
4.2.1	Basisszenario	109
4.2.2	Migrationsszenario auf Basis des 3. EU-Energiebinnenmarkt-Paket....	109
4.2.3	Empfohlenes Migrationsszenario.....	109

4.3	Bewertung der Migrationsstrategien	109
4.4	Startpunkte für Rollout-Strategien.....	109
4.5	Zusammenfassung.....	109
5	Handlungsbedarf	109
5.1	Handlungsbedarf hinsichtlich einer Einführung intelligenter Zähler	109
5.2	Forcierung eines flächendeckenden Rollout intelligenter Zähler (de lege ferenda)	109
5.2.1	Zeitliche Forcierung.....	109
5.2.2	Forcierung durch inhaltliche Präzisierung der Zählerfunktionalitäten ..	109
5.2.3	Funktionelle Forcierung (Zusammenwirken verschiedener Marktrollen)	109
5.2.4	Handlungsbedarf bei Forcierung des Systemkonzepts mit Haus-IP-Anschluss	109
6	Übertragung auf den Bereich Gas	109
6.1	Grundsätzliche Unterschiede zwischen Strom- und Gasbereich	109
6.2	Marktanalyse und Bewertung von Smart-Metering-Systemen im Bereich Gas	109
6.2.1	Systemmodell Bereich Gas	109
6.2.2	Gerätekonzepte Gas	109
6.2.3	Weiterentwicklung der Produktkonzepte	109
6.2.4	Kostenstrukturen von Messsystemen im Bereich Gas.....	109
6.3	Vergleich der Nutzeffekte zwischen Strom- und Gasbereich.....	109
6.4	Schlussfolgerungen für die Rollout-Strategie im Gasbereich	109
7	Zusammenfassung und Schlussfolgerungen	109
8	Glossar	109
9	Literaturverzeichnis.....	109

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Systemmodell eines Smart-Metering-Systems (Quelle: EnCT)	18
Abbildung 2: Funktionsgruppen eines Smart-Metering-Zählers (Quelle: EnCT)	19
Abbildung 3: Definition der Kommunikationsschnittstellen (Quelle: EnCT).....	21
Abbildung 4: Produktbeispiele für elektronische Basiszähler (Quelle: Hager, EasyMeter).....	23
Abbildung 5: Gerätekonzept EDL21 (Quelle: EnCT)	24
Abbildung 6: Visualisierungskonzept eines EDL21-Zählers (Quelle: Vattenfall).....	24
Abbildung 7: Aktueller Stand der Standardisierung gemäß der Lastenhefte zum EDL, eHZ und 3.HZ (Quelle: Vattenfall)	25
Abbildung 8: Produktbeispiele für integrierte AMM-Zähler (Quelle: Echelon, Siemens, Yello)	26
Abbildung 9: Gerätekonzepte integrierter AMM-Zähler (Quelle: EnCT).....	26
Abbildung 10: Gerätekonzept teilmodularer Zähler (Quelle: EnCT)	27
Abbildung 11: Produktbeispiel eines teilmodularen Zählern (Quelle: Landis+Gyr, Kampstrup).....	27
Abbildung 12: Gerätekonzept modularer Zähler (Quelle: EnCT).....	28
Abbildung 13: Produktbeispiel für Modularer Zähler für Industriekunden	28
Abbildung 14: Gerätekonzept integriertes Gateway (Quelle: EnCT).....	29
Abbildung 15: Produktbeispiel eines integrierten Smart-Metering-Gateways (Quelle: Dr. Neuhaus).....	29
Abbildung 16: Gerätekonzept modulares Gateway (Quelle: EnCT)	30
Abbildung 17: Schema der Topologien (Quelle: EnCT)	31
Abbildung 18: MDUS-Konzept (Quelle: SAP).....	32
Abbildung 19: Schema der Systemvariante EDL21 (Quelle: EnCT)	39
Abbildung 20: Schema der Systemvariante AMM-KIP (Quelle: EnCT)	39
Abbildung 21: Schema der Systemvariante AMM-HIP (Quelle: EnCT)	40
Abbildung 22: Schema der Systemvariante AMM-PLC (Quelle: EnCT)	40
Abbildung 23: Schema der Systemvariante EBZ-MUC-PLC (Quelle: EnCT)	41
Abbildung 24: Schema der Systemvariante EBZ-MUC-KIP (Quelle: EnCT)	41
Abbildung 25: Schema der Systemvariante EBZ-MUC-HIP (Quelle: EnCT).....	42
Abbildung 26: Schema der Systemvariante KON-MMUC-HIP (Quelle: EnCT).....	42
Abbildung 27: Schema der Systemvariante ELE-MMUC-HIP (Quelle: EnCT).....	43
Abbildung 28: Vorgehensweise der Kosten-Nutzen-Analyse	52
Abbildung 29: Kategorisierungen der Kosten-Nutzen-Analyse	52
Abbildung 30: Bandbreite der Energieeinsparung durch Visualisierung (nach Neenan, 2008).	62
Abbildung 31: Annualisierte Kosten für SMET im Strombereich	66
Abbildung 32: Ergebnis der quantitativen Kosten-Nutzen-Analyse nach Systemvarianten im Strombereich	69

Abbildung 33: Kosten und Nutzenspannen der quantitativen Kosten-Nutzen-Analyse nach Systemvarianten im Strombereich.....	70
Abbildung 34: Verknüpfung SMET und MDM-Systeme über den Haus-IP-Router.....	90
Abbildung 35: Struktur der Wohnungen und Wohngebäude in Deutschland (Quelle: Darstellung EnCT auf Basis Statistisches Bundesamt)	109
Abbildung 36: Struktur der Wohnungen und Wohngebäude in kreisfreien Städten in Deutschland (Darstellung EnCT auf Basis Statistisches Bundesamt) .	109
Abbildung 37: Struktur der Wohnungen und Wohngebäude in deutschen Landkreisen (Darstellung EnCT auf Basis Statistisches Bundesamt)	109
Abbildung 38: Durchschnittlicher Stromverbrauch deutscher Haushalte (Darstellung EnCT auf Basis RWI/Forsa)	109
Abbildung 39: Anteile der Haushaltsklassen an der Gesamtzahl und am Energieverbrauch (Darstellung EnCT auf Basis Statistisches Bundesamt und RWI/Forsa)	109
Abbildung 40: Produktbeispiele von Balgengaszählern (Quellen: -Itron und Elster)	109
Abbildung 41: Produktbeispiel eines elektronischen Gaszählers (Quelle: Swiss Gas Metering)	109
Abbildung 42: Muster eines EDL21-Zählers Gas (Quelle Dietzsch (2009))	109

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Schema der Gerätekonzepte (Quelle: EnCT)	22
Tabelle 2: Übersicht über die KS3-Kommunikationstopologien und –technologien (Quelle: EnCT).....	31
Tabelle 3: Übersicht über die Subsysteme (Quelle: EnCT)	35
Tabelle 4: Übersicht über die Smart-Metering-Systemvarianten (Quelle: EnCT)	35
Tabelle 5: Auswahl von Systemvarianten (Quelle: EnCT)	36
Tabelle 6: Merkmale der Systemvarianten (Quelle: EnCT)	37
Tabelle 7: Vorschlag zur Verschlüsselung von Datenströmen (Quelle: FNN, OMS) ...	47
Tabelle 8: Vorschlag zur Signierung von Datenströmen (Quelle: FNN und OMS)	48
Tabelle 9: Smart-Metering-Systemvarianten (Quelle: EnCT)	50
Tabelle 10: Übersicht über die Nutzen von SMET, nach Marktrolle differenziert	56
Tabelle 11: Nutzenübersicht Smart Metering im Strombereich für Haushalte aus verschiedenen Studien.....	58
Tabelle 12: Nutzeneffekte im Strombereich pro Zähler und Haushalt in internationalen Studien.....	59
Tabelle 13: Mögliche Bandbreiten von Nutzeneffekten durch Energieeinsparung im Strombereich aufgrund variabler Tarife (HH=Haushalt).....	63

Tabelle 14: Quantifizierung der Nutzen von Smart-Metering Systemen im Strombereich	63
Tabelle 15: Annualisierte Kosten von Investition und Erstinstantation der Systemvarianten im Strombereich.....	65
Tabelle 16: Mehrfachnutzung von Systemkomponenten für SMET im Strombereich ..	67
Tabelle 17: Liste der weiteren, qualitativen Bewertungskriterien	71
Tabelle 18: Variantenbewertung hinsichtlich Liberalisierungskonformität (Quelle: EnCT)	73
Tabelle 19: Variantenbewertung hinsichtlich Multispartenfähigkeit (Quelle: EnCT)....	75
Tabelle 20: Variantenbewertung hinsichtlich des flächendeckenden Ausbaus (Quelle: EnCT)	76
Tabelle 21: Variantenbewertung hinsichtlich Interoperabilität (Quelle: EnCT)	77
Tabelle 22: Variantenbewertung hinsichtlich schrittweiser Migration (Quelle: EnCT) ..	79
Tabelle 23: Variantenbewertung hinsichtlich Innovationsfähigkeit (Quelle: EnCT)	81
Tabelle 24: Variantenbewertung hinsichtlich Datenschutz (Quelle: EnCT)	82
Tabelle 25: Einteilung der Systemvarianten zur abschließenden Bewertung	84
Tabelle 26: SWOT-Analyse Minimalsysteme	86
Tabelle 27: SWOT-Analyse integrierte Systeme	86
Tabelle 28: SWOT-Analyse modulare Systeme.....	87
Tabelle 29: Mindestanforderungen an SMET-Systeme.....	91
Tabelle 30: Funktionen und Fristen für elektronische Zähler (Quelle: Vasconcelos 2008)	96
Tabelle 31: Einführung von SMET durch italienische Verteilnetzbetreiber (Quelle: Ryberg 2009)	97
Tabelle 32: Zusammenfassung der mit der Einführung von SMET verbundenen Ziele	109
Tabelle 33: SMET Rollout-Strategie und Maßnahmen	109
Tabelle 34: Derzeitige und erwartete Zielerreichung des SMET-Rollouts	109
Tabelle 35: Rahmenbedingungen des Basisszenarios (Quelle: EnCT).....	109
Tabelle 36: Ergebnisse des Basisszenarios (Quelle: EnCT)	109
Tabelle 37: Beiträge des Basisszenario zu den politischen Zielen (Quelle: EnCT).....	109
Tabelle 38: Mindestanforderungen an Intelligente Messsysteme (Quelle: EnCT).....	109
Tabelle 39: Meilensteine der Migrationsstrategie (Quelle: EnCT).....	109
Tabelle 40: Bewertung der Rollout-Strategie	109

1 Einleitung

1.1 Hintergrund

Die Bundesregierung hat in der zweiten Jahreshälfte 2008 durch das Gesetz zur Öffnung des Messwesens bei Strom und Gas für Wettbewerb¹, das eine Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) zur Folge hat, sowie durch die Messzugangsverordnung (MessZV) neue gesetzliche Rahmenbedingungen geschaffen. In der Gesetzesbegründung wird ausgeführt, dass es erklärtes Ziel der Bundesregierung ist, im Strombereich nach einem Zeitraum von sechs Jahren intelligente Zähler in den Grenzen der wirtschaftlichen Vertretbarkeit möglichst flächendeckend zum Einsatz kommen zu lassen.

Mit dem flächendeckenden Einsatz dieser Technologie ist die Erwartung verbunden, dass u.a. durch eine zeitnähere Übermittlung von Verbrauchsdaten Energieeinsparungen im Haushalt realisiert und ein für die Netz- und Kraftwerksauslastung günstigeres Verbrauchsverhalten ausgelöst wird. Darüber wird, erwartet, dass weitere Dienste z.B. auch im Netzbetrieb auf Basis der neuen Zählertechnologie eingesetzt werden können und zu einer Effizienzerhöhung führen.

Das Ziel der flächendeckenden Einführung intelligenter Zähler soll im bisherigen Rechtsrahmen durch marktgetriebene Prozesse erreicht werden. Die unterschiedlichen vertrieblichen und technischen Ansätze der Zählertechnologien und den darauf aufbauenden Diensten sollen im Wettbewerbsprozess ihre Tragfähigkeit unter Beweis stellen. Allerdings stellt sich die Frage, ob ein marktgetriebener Ansatz im vorgegebenen Zeitrahmen tatsächlich zu einem flächendeckenden Einsatz dieser Technologien führt und ob der Wettbewerb zu einem gesamtwirtschaftlich optimalen Einsatz dieser Technologien führen kann.

1.2 Ziele des Gutachtens

Die Bundesnetzagentur möchte in dem vorliegenden Gutachten eine Reihe von Fragestellungen in Bezug auf den flächendeckenden Rollout intelligenter Zähler beantwortet wissen. Die folgenden grundsätzlichen Fragestellungen sind dabei zu untersuchen:

- inwieweit eine flächendeckende Einführung intelligenter Zähler nach aktuellem Stand zu forcieren ist,

¹ Gesetz zur Öffnung des Messwesens bei Strom und Gas für Wettbewerb vom 29.08.2008

- welcher energie- und volkswirtschaftliche Nutzen, sowohl gesamtwirtschaftlich, als auch ausdifferenziert nach Marktrollen mit einem flächendeckenden Einsatz verbunden sind und
- wie konzeptionell am sinnvollsten ein flächendeckender Einsatz intelligenter Zähler erreicht werden kann und welchen Umsetzungsaufwand dies erfordert.

1.3 Aufbau des Gutachtens

In Kapitel 2 des Gutachtens werden zunächst die gesetzliche Grundlage für die Einführung intelligenter Messeinrichtungen analysiert und die Zielsetzung sowie sich daraus ergebende Implikationen als Basis für die Betrachtungen der Studie herausgearbeitet.

Im folgenden Kapitel 3 werden zunächst Smart-Metering Systeme kategorisiert. Anschließend wird analysiert, welche der oben beschriebenen Funktionalitäten welche Nutzenpotentiale ermöglichen sowie welche Kosten dem gegenüberstehen. Anschließend werden die Systeme gruppiert und mit Hilfe einer SWOT Analyse bewertet.

Kapitel 4 betrachtet Strategien zur flächendeckenden Einführung von Smart-Metering Systemen. Dazu werden zunächst Strategien aus dem europäischen Ausland analysiert und daraus mögliche Schlussfolgerungen für Deutschland abgeleitet. Anschließend wird ein „business-as-usual“ Basisszenario für Deutschland skizziert und darauf aufbauen.

Im Anschluss wird in Kapitel 5 der Handlungsbedarf betrachtet, der für die vorgeschlagene Forcierungsstrategie eines flächendeckenden Rollouts entsteht.

Im abschließenden Kapitel 6 werden die wesentlichen Argumentationslinien des Gutachtens noch einmal zusammengefasst und Schlussfolgerungen abgeleitet.

2 Flächendeckender Rollout intelligenter Messeinrichtungen unter den Rahmenbedingungen des § 21b Abs. 3a und 3b EnWG Auslegung und Anwendung von § 21 b EnWG

In diesem Kapitel soll zunächst die gesetzliche Grundlage für die Einführung intelligenter Messeinrichtungen analysiert und die Zielsetzung sowie sich daraus ergebende Implikationen als Basis für die Betrachtungen der Studie herausgearbeitet werden.

Die Bundesregierung hat im Rahmen des in Meseberg im August 2007 beschlossenen „Integrierten Energie und Klimapaketes“ (IEKP)² das Ziel vorgegeben, intelligente elektronische Zähler einzuführen, die eine bessere Eigenverbrauchssteuerung sowie Energieeinsparungen ermöglichen³. Für die Umsetzung dieser Vorgaben wurde zunächst ein Übergangszeitraum von sechs Jahren vorgesehen.

Dabei hat sich der Gesetzgeber mit der vollständigen Öffnung des Messwesens in den Bereichen Strom und Gas für Wettbewerb zum einen für einen marktgetriebenen Ansatz bei der Einführung intelligenter Zähler entschieden. Zum anderen wird in § 21b Abs. 3a und 3b EnWG unter bestimmten Voraussetzungen für alle Messstellenbetreiber ab dem 01.01.2010 der Einbau von Messeinrichtungen vorgeschrieben, „die den tatsächlichen Energieverbrauch und die tatsächliche Nutzungszeit widerspiegeln“.

2.1 Gesetzgebungsverfahren in Deutschland

Anstoß für das Gesetzgebungsverfahren zur Neufassung von § 21b EnWG war das integrierte Energie- und Klimaprogramm, das die Bundesregierung im August 2007 in Meseberg beschlossen hatte. Danach sollte den Herausforderungen des Klimaschutzes durch eine Steigerung der Energieeffizienz und den weiteren Ausbau Erneuerbarer Energien begegnet werden. Das integrierte Energie- und Klimapaket sieht unter anderem vor, die Verbreitung intelligenter elektronischer Stromzähler innerhalb eines Zeitraumes von sechs Jahren zu fördern und die Einführung lastabhängiger Tarife zu forcieren⁴.

Dieses Ziel sollte unter anderem mit einer Änderung des § 21b EnWG erreicht werden. Der Gesetzesbeschluss des Bundestags vom 28.02.2008⁵ sah vor, die Verbreitung der intelligenten Zähler über die vollständige Öffnung des Zähl- und Messwesens für Wettbewerb zu fördern.

² abrufbar unter <http://www.bmu.de/klimaschutz/downloads/doc/39875.php>

³ vgl. *Wulf*, Smart Metering und die Liberalisierung des Messwesens, 1. Aufl., Baden-Baden 2009, S. 33

⁴ Eckpunkte für ein integriertes Energie- und Klimaprogramm, S. 15

⁵ Entwurf eines Gesetzes zur Öffnung des Messwesens bei Strom und Gas für Wettbewerb, Gesetzesentwurf der Bundesregierung vom 28.02.2008, BT-Drucks. 16/8306

Die Einführung intelligenter Zähler sollte damit zunächst alleine über einen marktgetriebenen Prozess erfolgen: *„Erklärtes Ziel ist es, dass über diesen Prozess nach einem Zeitraum von sechs Jahren solche intelligenten Zähler in den Grenzen der wirtschaftlichen Vertretbarkeit möglichst flächendeckend, auch unter Einsatz lastvariabler Tarife, zum Einsatz kommen“*⁶.

Die Einführung von Zählern, die den tatsächlichen Energieverbrauch und die tatsächliche Nutzungszeit widerspiegeln, war zunächst nicht Gegenstand des Gesetzgebungsverfahrens zur Änderung von § 21b EnWG. Noch im Gesetzesbeschluss des Bundestags vom 28.02.2008⁷ fand sich hierzu keine Regelung. Die Bundesregierung verfolgte mit ihrer Gesetzesänderung zu Beginn vorrangig das Ziel, den Wettbewerb um Messstellenbetrieb und Messung voranzutreiben und darüber *„preisliche Vorteile für die Verbraucher zu erschließen und vor allem technische Innovationen beim Zähl- und Messwesen sowie Konzepte für intelligente Netze zu fördern“*⁸. Diese marktgetriebene Einführung innovativer Zähler sollte zudem eine Grundlage für zeitnahes, gezielt energiesparendes Verhalten im Sinne des Artikels 13 der EDL-Richtlinie schaffen.⁹

Erst kurz vor Abschluss des Gesetzgebungsverfahrens wurden die Vorgaben der Energieeffizienzrichtlinie zur Einführung von Zählern, die den tatsächlichen Energieverbrauch und die tatsächliche Nutzungszeit widerspiegeln, aufgegriffen und mit einem Änderungsantrag der CDU/CSU Fraktion und der SPD Fraktion vom 03.06.2008 in das Gesetzgebungsverfahren eingebracht¹⁰. Dieser Änderungsantrag beinhaltete die Aufnahme der § 21b Abs. 3a und 3b in der nunmehr vorliegenden Fassung ins EnWG. Der Änderungsantrag wurde angenommen und das „Gesetz zur Öffnung des Messwesens bei Strom und Gas für Wettbewerb“¹¹ vom Bundestag am 06.06.2008 verabschiedet.

Zur Begründung für die Aufnahme von § 21b Abs. 3a und 3b EnWG wird in der Beschlussempfehlung des Ausschusses für Wirtschaft und Technologie¹² ausgeführt:

„Die Öffnung des Marktes des Messwesens soll zudem technische Innovationen beim Zähl- und Messwesen fördern und zusätzliche Funktionen auch für intelligente Netze

⁶ Entwurf eines Gesetzes zur Öffnung des Messwesens bei Strom und Gas für Wettbewerb, Gesetzesentwurf der Bundesregierung vom 28.02.2008, BT-Drucks. 16/8306, S. 7

⁷ Entwurf eines Gesetzes zur Öffnung des Messwesens bei Strom und Gas für Wettbewerb, Gesetzesentwurf der Bundesregierung vom 28.02.2008, BT-Drucks. 16/8306

⁸ Entwurf eines Gesetzes zur Öffnung des Messwesens bei Strom und Gas für Wettbewerb, Gesetzesentwurf der Bundesregierung vom 28.02.2008, BT-Drucks. 16/8306, S. 7

⁹ Entwurf eines Gesetzes zur Öffnung des Messwesens bei Strom und Gas für Wettbewerb, Gesetzesentwurf der Bundesregierung vom 28.02.2008, BT-Drucks. 16/8306, S. 7

¹⁰ Änderungsantrag der Mitglieder der CDU/CSU-Fraktion und der SPD-Fraktion im Ausschuss für Wirtschaft und Technologie, Ausschussdrucksache 16(9)1032

¹¹ Gesetz zur Öffnung des Messwesens bei Strom und Gas für Wettbewerb vom 29.08.2008, BGBl. I, 2008, S. 1790

¹² Beschlussempfehlung und Bericht des Ausschusses für Wirtschaft und Technologie vom 04.06.2008, S. 5

eröffnen. Solche Netze sind geeignet, energiesparendes Verhalten beim Letztverbraucher zu unterstützen durch konkrete Informationen über den Verbrauch in Ist-Zeit. Im Neubau sollen solche Zähler ab dem 1. Januar 2010 zum Standard werden, die den Anforderungen des Artikel 13 Abs. 1 der EDL-Richtlinie entsprechen. Den Letztverbrauchern soll ab diesem Zeitpunkt auch ein Angebot unterbreitet werden, auf diese neue Zählergeneration umzusteigen.“

§ 21b Abs. 3a und 3b EnWG geben hinsichtlich der Definition dieser neuen Zähler lediglich den Wortlaut von Art. 13 Abs. 1 der EDL-Richtlinie wieder. Aus der oben zitierten Gesetzesbegründung geht hervor, dass Verbraucher Informationen über den „Verbrauch in Ist-Zeit“ erhalten sollen.

Der Gesetzesbegründung lässt sich das Ziel des Gesetzgebers entnehmen, energiesparendes Verhalten beim Letztverbraucher durch mehr Transparenz zu unterstützen. Dieses Ziel setzt die Anzeige des Verbrauchs in einem bestimmten vorangegangenen Zeitraum voraus.

2.1.1 Kontext zu § 40 Abs. 2 und 3 EnWG

Zusammen mit der Neufassung des § 21b EnWG wurde § 40 EnWG neu in das Energiewirtschaftsgesetz aufgenommen.

§ 40 Abs. 2 EnWG gibt Letztverbrauchern das Recht, von ihren Lieferanten eine monatliche, vierteljährliche oder halbjährliche Abrechnung zu verlangen. Dies dient der Umsetzung von Art. 13 Abs. 2 der EDL-Richtlinie, der eine Abrechnung auf Grundlage des tatsächlichen Verbrauchs vorsieht, diese wird *„so häufig durchgeführt, dass die Kunden in der Lage sind, ihren eigenen Energieverbrauch zu steuern.“*

Machen Letztverbraucher von diesem Recht Gebrauch, ist auch eine häufigere Ablesung der Messeinrichtungen erforderlich. Diese kann mit wirtschaftlich vertretbarem Aufwand ggf. nur bei einer Fernauslesung der Messeinrichtungen vorgenommen werden¹³. Um die Durchsetzung der häufigeren Abrechnung zu unterstützen, wäre daher auch eine Fernauslesbarkeit der neuen Zähler sinnvoll. Jedoch lässt sich diese Anforderung dem Wortlaut und der Gesetzesbegründung des § 21b Abs. 3a und 3b EnWG nicht entnehmen. Auch Systematik und Zweck der Regelung, die Unterstützung energiesparenden Verhaltens, setzen keine Fernauslesbarkeit der Zähler voraus. Das (vom Anschlussnutzer ausgelöste) Erfordernis einer häufigeren Abrechnung kann daher zwar ein Anreiz für Messstellenbetreiber sein, auf freiwilliger Basis einen fernauslesbaren Zähler zu

¹³ vgl. zu der Kostenersparnis bei einer Fernauslesung die Ausführungen unter AP 2.2

installieren¹⁴, eine Verpflichtung hierzu ergibt sich aus dem Gesetz jedoch nicht. § 40 Abs. 3 EnWG verpflichtet Energieversorgungsunternehmen spätestens bis zum 30. Dezember 2010 für Letztverbraucher von Elektrizität einen Tarif anzubieten, „*der einen Anreiz zu Energieeinsparung oder Steuerung des Energieverbrauchs setzt*“. Als Beispiele hierfür nennt die Vorschrift lastvariable und zeitvariable Tarife. Um diese Tarife abrechnen zu können, sind regelmäßig Zähler erforderlich, welche die Messdaten entsprechend erfassen. Der Gesetzgeber hat jedoch keinen Anspruch des Lieferanten gegen den jeweiligen Messstellenbetreiber vorgesehen, einen Zähler einzubauen, der die Abrechnung jeglichen vom Lieferanten angebotenen zeit- oder lastvariablen Tarifs ermöglicht. Auch dem Wortlaut und der Gesetzesbegründung zu § 21b Abs. 3a und 3b EnWG lässt sich bisher nicht entnehmen, dass Zähler nach dieser Vorschrift in der Lage sein müssen, zeit- und lastvariable Tarife i. S. d. § 40 Abs. 3 EnWG abzubilden. Vielmehr hat der Lieferant aufgrund der vollständigen Marktöffnung beim Mess- und Zählwesen die Möglichkeit, seinem Kunden selbst als Messstellenbetreiber einen zum Tarif passenden Zähler anzubieten. In Betracht kommt auch die Kooperation mit einem Messstellenbetreiber, der einen entsprechenden Zähler anbietet.

Auch aus dem systematischen Zusammenhang mit den zeitgleich zu § 21b Abs. 3a und 3b EnWG in Kraft getretenen § 40 Abs. 2 und 3 EnWG ergibt sich keine nähere Eingrenzung der Zähler-Funktionalitäten. Zwar wäre es (zur Forcierung von § 40 Abs. 2 und 3 EnWG) sinnvoll, wenn die aufgrund § 21b Abs. 3a und 3b EnWG eingebauten Zähler eine Fernauslesung sowie die Abrechnung zeit- und lastvariabler Tarife unterstützen würden, eine verpflichtende Vorgabe hierzu lässt sich dem Gesetz jedoch nicht entnehmen.

2.1.2 Auslegung einzelner Tatbestandsmerkmale von § 21b Abs. 3a und 3b EnWG

2.1.2.1 Widerspiegeln

Nach einer Wortlaut-Auslegung des Begriffs „Widerspiegeln“ ist diese Voraussetzung bereits erfüllt, wenn die Informationen über den tatsächlichen Energieverbrauch und die tatsächliche Nutzungszeit an der Messeinrichtung direkt angezeigt werden. Dieser Auslegung steht auch nicht der vorgebrachte Einwand entgegen, dass die Messeinrichtung sich häufig im Keller befindet und für den Anschlussnutzer teilweise nicht ohne weiteres zugänglich ist¹⁵. Auch wenn die gewünschte Transparenz für den Anschlussnutzer vor allem dann gegeben ist, wenn die Informationen für diesen in der

¹⁴ zu den datenschutzrechtlichen Anforderungen bei einer Installation fernauslesbarer Zähler vgl. Ziff.

3.2.4.3

¹⁵ so auch *Eder/ vom Wege*, Liberalisierung und Klimaschutz im Zielkonflikt: Die neuen gesetzlichen Rahmenbedingungen im Mess- und Zählerwesen Strom und Gas, IR 8/2008, S. 176 (179)

Wohnung bzw. dort verfügbar sind, wo dieser tatsächlich Energie verbraucht, lässt sich dieses Erfordernis mit dem Wortlaut des § 21b Abs. 3a und 3b EnWG, der es genügen lässt, wenn „die Messeinrichtung“ die Informationen widerspiegelt, nicht vereinbaren.

Die Voraussetzung des Widerspiegeln ist aber auch erfüllt, wenn die Informationen über den tatsächlichen Verbrauch und die tatsächliche Nutzungszeit nicht unmittelbar an der Messeinrichtung, sondern über ein Display, ein Internetportal etc. in der Wohnung angezeigt werden. Diese Auslegung wird vom Sinn und Zweck der Norm unterstützt, da der Anschlussnutzer umso eher in der Lage sein wird, seinen Energieverbrauch zu beeinflussen, je leichter die Informationen für ihn zugänglich sind.

Auch nach dem Sinn und Zweck der Norm genügt sowohl eine Anzeige direkt an der Messeinrichtung den Anforderungen des § 21b Abs. 3a und 3b EnWG als auch ein externes Display, solange damit keine wesentliche Zeitverzögerung verbunden ist.

Hinsichtlich der Darstellungsweise bestehen aufgrund des offenen Wortlauts ebenfalls keinerlei Einschränkungen, solange diese geeignet ist, dem Anschlussnutzer die Informationen zu tatsächlichem Verbrauch und tatsächlicher Nutzungszeit zu vermitteln. In Betracht kommt die einfache Anzeige der Zahlenwerte ebenso wie Balken, Lastprofile etc.

2.1.2.2 Tatsächlicher Energieverbrauch und tatsächliche Nutzungszeit

Die Messeinrichtung muss den Energieverbrauch in einem bestimmten Zeitraum wiedergeben. Dieser Zeitraum soll im Folgenden nach dem Sinn und Zweck der Norm eingegrenzt werden. Die Auslegung von § 21b Abs. 3a und 3b EnWG nach der Entstehungsgeschichte hat ergeben, dass der Gesetzgeber mit der Einführung der Messeinrichtungen nach § 21b Abs. 3a und 3b EnWG das Ziel verfolgt, den Energieverbrauch für den Anschlussnutzer transparent zu machen und energiesparendes Verhalten zu unterstützen.

Maßgeblich für die Bestimmung des Nutzungszeitraums, den die Messeinrichtung widerspiegeln muss, ist daher die Eignung zur Unterstützung energiesparenden Verhaltens. Der Anschlussnutzer soll in die Lage versetzt werden, sein Verbrauchsverhalten besser zu erkennen (Transparenz), um dieses ggf. zukünftig zu ändern und Energie zu sparen bzw. effizienter zu nutzen¹⁶. Die Beeinflussung des Verbrauchsverhaltens ist sowohl bei der Anzeige kurzer, aber auch bei der Anzeige längerer Zeiträume möglich. Anhand der Anzeige eines kurzen Zeitraums, etwa der letzten Stunde (oder sogar einer Darstellung in „real-time“, also etwa sekundengenau), kann der Anschlussnutzer unmittelbar erkennen, welchen Einfluss sein aktuelles Verhalten auf seinen Energieverbrauch hat. Ein Haushaltskunde sieht bspw. wie stark sein Energieverbrauch beim Einschalten einzelner Verbrauchsgeräte ansteigt und wird diese möglicherweise nur noch bei konkretem Bedarf eingeschaltet lassen. Auf der anderen Seite hat gerade auch ein länger andauerndes

¹⁶ vgl. Eder, Probleme bei der Messwesen-Liberalisierung, E&M 10/2008

Verbrauchsverhalten wie der Betrieb größerer Haushaltsgeräte (z.B. Elektroheizung) Einfluss auf den Energieverbrauch und bietet damit ein entsprechendes Einsparpotenzial. Die Steuerung dieses Verbrauchsverhaltens wird bei einer Anzeige ausreichend langer Zeiträume unterstützt, etwa der letzten Woche, da nur dann dem Letztverbraucher ein Vergleich relevanter Zeiträume möglich ist. Im Ergebnis haben unterschiedlich lange Zeiträume der Anzeige der Nutzungszeit einen unterschiedlichen, im Einzelnen aber nicht vergleichbaren Nutzen für die Letztverbraucher:

Eine Anzeige der Leistung spiegelt den Energieverbrauch und Änderungen im Verbrauchsverhalten, etwa als Folge des An- und Ausschalten von Verbrauchsgeräten, unmittelbar wider und ist somit grundsätzlich geeignet, energiesparendes Verhalten zu unterstützen

Die Anzeige des Verbrauchs der letzten Stunde ermöglicht es dem Anschlussnutzer zeitnah nachzuvollziehen, welche Tätigkeiten seinen Energieverbrauch beeinflusst haben. Dies gilt gleichermaßen für Haushaltskunden (z.B. Auswirkungen der Nutzung des Wäschetrockners) wie auch für Gewerbe- und Industriekunden (z.B. bestimmte Produktionsabläufe, Pausenzeiten etc.). Auf Grundlage dieser Informationen kann das Verbrauchsverhalten zukünftig gesteuert werden. Die Anzeige eines ¼ h -Zeitraumes kann gerade bei kürzeren Tätigkeiten (z.B. Einschalten kleiner Verbrauchsgeräte) die Nachvollziehbarkeit erhöhen und energiesparendes Verhalten fördern.

Weiterhin geeignet, den Mindestanforderungen des § 21b Abs. 3a und 3b EnWG zu dienen, sind auch Zeiteinheiten wie bspw. 24 Stunden oder etwa 2,3, 7 oder 30 Tage. Jeder dieser Zeiträume fördert die nötige Transparenz, die es dem Anschlussnutzer möglich macht, Rückschlüsse aus seinem vergangenen für sein zukünftiges Verbrauchsverhalten zu ziehen.

In Betracht kommt weiterhin, dass der Anschlussnutzer (ggf. zusätzlich) den wiederzugebenden Zeitraum selbst bestimmt, z.B. durch eine „Start/Stopp-Taste“ am Zähler. Hier wählt der Anschlussnutzer gezielt einen für seine Zwecke passenden Zeitraum aus, wodurch ein hohes Maß an Transparenz und Nachvollziehbarkeit gewährleistet ist. Dieser kundendefinierte Zeitraum ist ebenfalls geeignet, zur Erfüllung der Vorgaben des § 21b Abs. 3a und 3b EnWG beizutragen.

Die Anzeige eines Lastprofils, d.h. des Verlaufs der abgenommenen Leistung über eine bestimmte Zeitdauer, dürfte über § 21b Abs. 3a und 3b EnWG hinausgehen. Der Wortlaut „tatsächlicher Energieverbrauch und tatsächliche Nutzungszeit“ verlangt nicht, dass der Verlauf des Energieverbrauchs während eines bestimmten Nutzungszeitraums wiedergegeben werden muss. Auch nach dem Sinn und Zweck der Vorschrift ist diese Anzeige nicht zwingend erforderlich, da bereits die Anzeige der in einem bestimmten Zeitraum insgesamt verbrauchten Energie, wie oben dargestellt, die erforderliche Transparenz und mögliche Verhaltensänderungen ermöglicht.

Die Anzeige eines Lastprofils gehört damit nicht zu den Mindestanforderungen an eine Messeinrichtung nach § 21b Abs. 3a und 3b EnWG, obgleich sie geeignet und sinnvoll ist, um energiesparendes Verhalten zu unterstützen.

In der Diskussion um intelligente Messeinrichtungen werden im Markt diverse zusätzliche Funktionen angeboten und diskutiert¹⁷, z.B.

- Fernauslesbarkeit
- bidirektionale Kommunikation/Fernschaltung
- Spartenübergreifender Einsatz
- weitere Nutzungszeiträume, z.B. ¼ h
- Anzeige der Leistung

2.2 § 21b Abs. 3a und 3b EnWG in der praktischen Umsetzung

§ 21b Abs. 3a und 3b EnWG stellt die Verpflichtung zum Einbau von Messeinrichtungen, die den tatsächlichen Verbrauch und die tatsächliche Nutzungszeit widerspiegeln unter den Vorbehalt der technischen Machbarkeit und der wirtschaftlichen Zumutbarkeit. Da beide Kriterien für sich genommen bereits zu einem Ausschluss der Verpflichtung führen, sind an ihre Erfüllung strenge Maßstäbe anzulegen. Es ist davon auszugehen, dass der Gesetzgeber eine Ausnahme von der grundsätzlichen gesetzlichen Verpflichtung nur im Fall einer unzumutbaren Härte zulassen wollte.

2.2.1 Vorbehalt der technischen Machbarkeit

Der Einbau der Zähler nach § 21b Abs. 3a und 3b EnWG muss technisch machbar sein.

Technisch nicht machbar wäre der Einbau zunächst, wenn für den Messstellenbetreiber (am Markt) keine Zähler verfügbar wären, die § 21b Abs. 3a und 3b EnWG entsprechen. Da bereits diverse Zähler am Markt verfügbar sind, die die genannten Kriterien erfüllen, ist das nicht der Fall. Somit kann lediglich in Einzelfällen, d.h. bei bestimmten Kunden, eine technische Machbarkeit fehlen.

Beim Ersatz bestehender Messeinrichtungen wäre eine fehlende technische Machbarkeit bspw. gegeben, wenn die baulichen Gegebenheiten beim Anschlussnutzer die Installation eines Zählers, der den tatsächlichen Energieverbrauch und die tatsächliche Nutzungszeit widerspiegelt, unter keinem vertretbaren Aspekt zulassen.

¹⁷ vgl. *Benz*, Energieeffizienz durch intelligente Stromzähler – Rechtliche Rahmenbedingungen, ZUR 2008, S.457ff; *A.T. KEARNEY*, Smart Metering – „Missing link“ für den Umbau der Energiewirtschaft, Präsentation zur Zusammenfassung der Studienergebnisse, Düsseldorf, 2008, Folie 8

Bei Neubauten und größeren Renovierungen kommt dies voraussichtlich nicht in Betracht, da hier die Zählerplätze nach § 22 Abs. 2 NAV/NDAV von vornherein entsprechend ausgestattet werden müssen – soweit dies technisch machbar und wirtschaftlich zumutbar ist.

Die fehlende Interoperabilität derzeit am Markt angebotener Messsysteme führt regelmäßig nicht zu einer fehlenden technischen Machbarkeit. Denn auch wenn bspw. Strom- und Gaszähler unterschiedlicher Messstellenbetreiber nicht interoperabel sind, hindert das nicht den Einbau dieser Zähler bei demselben Anschlussnutzer, da ein Zusammenwirken der Zähler (auch wenn es sinnvoll ist) gesetzlich nicht zwingend gefordert ist.

2.2.2 Vorbehalt der wirtschaftlichen Zumutbarkeit

Bei der „*wirtschaftlichen Zumutbarkeit*“ handelt es sich um einen unbestimmten Rechtsbegriff, welcher der Auslegung bedarf. Ausgehend vom Sinn und Zweck des § 21b Abs. 3a und 3b EnWG, welcher die Einführung der neuen Zählertechnologie fördern soll, ist davon auszugehen, dass eine wirtschaftliche Unzumutbarkeit nur in eng begrenzten Ausnahmefällen angenommen werden kann. Wirtschaftlich zumutbar ist eine Maßnahme daher nicht nur, wenn sie sich auf Anhub rechnet, d.h. zumindest keinen Verlust bringt. Die Grenze zur Unzumutbarkeit ist erst dort zu ziehen, wo der Betroffene auf Dauer (also strukturell) mit finanziellen Einbußen belastet wird. Das Kriterium der „*wirtschaftlichen Zumutbarkeit*“ erfordert daher eine Betrachtung im Einzelfall.

2.2.2.1 Wirtschaftliche Zumutbarkeit für Messstellenbetreiber

Von einer wirtschaftlichen Unzumutbarkeit kann für den Messstellenbetreiber zumindest dann ausgegangen werden, wenn er keine Möglichkeit hat, seine Investitionskosten wieder zu erlösen. Es ist wirtschaftlich nicht zumutbar, eine Leistung anbieten zu müssen, deren Kosten nicht wieder eingenommen werden können.

Messstellenbetreiber, die nicht der Regulierung unterliegen, können die Kosten für Messeinrichtungen nach § 21b Abs. 3a und 3b EnWG in vollem Umfang an die Anschlussnutzer weitergeben. Hier kann von einer wirtschaftlichen Unzumutbarkeit regelmäßig nicht ausgegangen werden.

Netzbetreiber jedoch können die Kosten für Messeinrichtungen nach § 21b Abs. 3a und 3b EnWG nur weitergeben, soweit diese im Rahmen der Anreizregulierung anerkannt werden. Auf wirtschaftliche Unzumutbarkeit können sich Netzbetreiber daher berufen, soweit die Kosten für Messeinrichtungen, die den Mindestanforderungen nach § 21b Abs. 3a und 3b EnWG gerecht werden, nicht ausreichend anerkannt werden.

Umgekehrt bedeutet dies, für Netzbetreiber besteht auch nur ein Investitionsanreiz, soweit die Kosten im Rahmen der Anreizregulierung anerkannt werden. Die

Auswirkungen der Entgeltregulierung für Netzbetreiber werden gesondert nachfolgend unter Ziff. 2.3 analysiert.

2.2.3 Widerspruchsrecht des Kunden

2.2.3.1 Bei Neubauten und größeren Renovierungen nach § 21b Abs. 3a EnWG

Vorbehaltlich der technischen Machbarkeit und der wirtschaftlichen Zumutbarkeit haben Messstellenbetreiber nach § 21b Abs. 3a EnWG bei Neubauten und größeren Renovierungen Messeinrichtungen einzubauen, die den tatsächlichen Energieverbrauch und die tatsächliche Nutzungszeit widerspiegeln.

Nach dem Wortlaut der Norm steht dabei weder dem Messstellenbetreiber ein Ermessensspielraum zu, noch hat der Anschlussnutzer das Recht, den Einbau abzulehnen. Weder eine Zustimmung des Anschlussnutzers zum Einbau, noch ein Widerspruchsrecht sind vorgesehen. Auch Art. 13 der EDL-Richtlinie sieht kein Wahlrecht des Anschlussnutzers vor¹⁸.

Der Messstellenbetreiber ist daher bei Neubauten und größeren Renovierungen i. S. d. Richtlinie 2002/91/EG zum Einbau einer entsprechenden Messeinrichtung verpflichtet, auch wenn der Anschlussnutzer dies nicht möchte.

2.2.3.2 Angebot bei bestehenden Messeinrichtungen, § 21b Abs. 3b EnWG

Bei bestehenden Messeinrichtungen ist der Messstellenbetreiber hingegen lediglich verpflichtet, dem Anschlussnutzer einen Zähler anzubieten, der den tatsächlichen Energieverbrauch und die tatsächliche Nutzungszeit widerspiegelt. Der Kunde kann dieses Angebot ablehnen und weiterhin seinen herkömmlichen Zähler behalten.

Dieses Wahlrecht des Anschlussnutzers ist in der EDL-Richtlinie, die mit § 21b Abs. 3a und 3b EnWG umgesetzt werden sollte, nicht vorgesehen. Im Gegenteil: Art. 13 Abs. 1 der EDL-Richtlinie schreibt ausdrücklich vor, dass die Mitgliedstaaten sicherstellen, dass alle Endkunden – im Rahmen des wirtschaftlich Zumutbaren – Zähler erhalten, die den tatsächlichen Energieverbrauch und die tatsächliche Nutzungszeit widerspiegeln.¹⁹

Der Entwurf des Energieeffizienzgesetzes sah insoweit konsequent eine Nachbesserung bei § 21b Abs. 3b EnWG vor. Danach sollte das Wahlrecht des

¹⁸ *vom Wege/Sösemann*, Smart Metering in Deutschland – Sein oder Schein? § 21b IIIa und IIIb EnWG, IR 3/2009, S. 55 (S. 56)

¹⁹ vgl. zur Europarechtswidrigkeit von § 21b Abs. 3b EnWG: *vom Wege/Sösemann*, Smart Metering in Deutschland – Sein oder Schein? § 21b IIIa und IIIb EnWG, IR 3/2009, S. 55 ff

Anschlussnutzers weiter eingeschränkt werden und bei jedem Ersatz bestehender Messeinrichtungen eine Messeinrichtung eingebaut werden, die dem Anschlussnutzer den tatsächlichen Energieverbrauch und die tatsächliche Nutzungszeit widerspiegelt.²⁰

Nach der derzeitigen Rechtslage ist der Messstellenbetreiber aufgrund des in § 21b Abs. 3b EnWG verankerten Wahlrechts des Anschlussnutzers nicht berechtigt, gegen den Willen des Anschlussnutzers einen Zähler nach § 21b Abs. 3b EnWG einzubauen.

In Betracht käme aber, dass der Messstellenbetreiber auch bei Anschlussnutzern, die das Angebot nach § 21b Abs. 3b EnWG nicht annehmen, einen Zähler einbaut, der zwar grundsätzlich über die nach § 21b Abs. 3b EnWG erforderlichen (oder darüber hinausgehende) Funktionalitäten verfügt, diese aber (zunächst) nicht zum Einsatz kommen. Dies würde voraussetzen, dass die Funktionalitäten am Zähler nur bei Bedarf „freigeschaltet“ werden können oder der Zähler entsprechend aufgerüstet werden kann. Allerdings fehlt für den Messstellenbetreiber der Anreiz zum Einbau eines solchen Zählers, wenn er diesen vorfinanzieren müsste ohne kalkulieren zu können, inwieweit er die Kosten wieder erlösen kann. Für den Netzbetreiber ist der Einbau eines Zählers mit bei Bedarf freischaltbaren zusätzlichen Funktionalitäten somit nur wirtschaftlich zumutbar, wenn die Kosten hierfür im Rahmen der Entgeltregulierung anerkannt werden.

Das Wahlrecht des Anschlussnutzers steht dem flächendeckenden Einbau einer neuen Zählergeneration daher regelmäßig entgegen²¹.

2.3 Auswirkungen der Entgeltregulierung für Netzbetreiber

2.3.1 Umsetzung im Rahmen der Anreizregulierung

Netzbetreiber sind bei der Ermittlung der Entgelte für den Messstellenbetrieb an die von der Regulierungsbehörde festgelegte Erlösobergrenze gebunden. Bei der Ermittlung der Kosten für den Messstellenbetrieb, die im Rahmen der Anreizregulierung anerkannt werden, muss sich die Regulierungsbehörde an den Kosten eines effizienten (und strukturell vergleichbaren) Netzbetreibers orientieren (§ 21 Abs. 2 EnWG, § 4 Abs. 1 StromNEV/GasNEV).

Mit dem Erlass von § 21b Abs. 3a und 3b EnWG und der Messzugangsverordnung wurde auch § 5 Abs. 1 Anreizregulierungsverordnung (ARegV) wie folgt geändert:

²⁰ Entwurf eines Gesetzes zur Steigerung der Energieeffizienz vom 30.01.2009, S. 23

²¹ so auch *Wulf*, Smart Metering und die Liberalisierung des Messwesens, 1. Aufl., Baden-Baden, 2009, S. 109

„Die Differenz zwischen den nach § 4 zulässigen Erlösen und den vom Netzbetreiber unter Berücksichtigung der tatsächlichen Mengenentwicklung erzielbaren Erlösen wird jährlich auf einem Regulierungskonto verbucht. Gleiches gilt für die Differenz zwischen den für das Kalenderjahr tatsächlich entstandenen Kosten nach § 11 Abs. 2 Satz 1 Nr. 4 und den in der Erlösobergrenze diesbezüglich enthaltenen Ansätzen. Darüber hinaus wird zusätzlich die Differenz zwischen den für das Kalenderjahr bei effizienter Leistungserbringung entstehenden Kosten des Messstellenbetriebs oder der Messung und den in der Erlösobergrenze diesbezüglich enthaltenen Ansätzen in das Regulierungskonto einbezogen, soweit diese Differenz durch Änderungen der Zahl der Anschlussnutzer, bei denen Messstellenbetrieb oder Messung durch den Netzbetreiber durchgeführt wird, oder Maßnahmen nach § 21b Abs. 3a und 3b des Energiewirtschaftsgesetzes sowie nach § 18 b der Stromnetzzugangsverordnung und § 38 b der Gasnetzzugangsverordnung verursacht wird. Das Regulierungskonto wird von der Regulierungsbehörde geführt.“
(Hervorhebungen verfassenseitig)

Mehrkosten, die dem Netzbetreiber durch den Einbau von Zählern nach § 21b Abs. 3a und 3b EnWG entstehen, müssen damit über das Regulierungskonto berücksichtigt werden. Nach § 5 Abs. 4 ARegV wird im letzten Jahr der Regulierungsperiode der Saldo des Regulierungskontos ermittelt; der Ausgleich des Saldos erfolgt durch gleichmäßig über die folgende Regulierungsperiode verteilte Zu- oder Abschläge. Auch im Rahmen des Regulierungskontos werden nach § 5 Abs. 1 S. 3 ARegV wiederum die bei „effizienter Leistungserbringung“ entstehenden Kosten berücksichtigt.

Übertragen auf § 21b Abs. 3a und 3b EnWG bedeutet dies, es werden die Kosten anerkannt, die ein effizienter Netzbetreiber zu Umsetzung der Vorgaben des § 21b Abs. 3a und 3b EnWG aufwenden muss.

2.4 Möglichkeiten der Forcierung eines flächendeckenden Rollouts intelligenter Messeinrichtungen im geltenden Rechtsrahmen

2.4.1 Hemmnisse für einen flächendeckenden Rollout intelligenter Messeinrichtungen

Nach den derzeitigen rechtlichen Rahmenbedingungen ist lediglich der Einbau von Messeinrichtungen verpflichtend, die den tatsächlichen Energieverbrauch und (in kaum näher eingrenzbarer Form) die tatsächliche Nutzungszeit widerspiegeln. Eine darüber hinausgehende Verpflichtung zum Einbau intelligenter Messeinrichtungen, die bspw. eine bidirektionale Kommunikation vorsehen, besteht nicht.

Die Einführung intelligenter Messeinrichtungen mit über die Anforderungen des § 21b Abs. 3a und 3b EnWG hinausgehenden Funktionalitäten bleibt alleine einem marktgetriebenen Prozess überlassen.

Die Verpflichtung zum Einbau einer neuen Zählertechnologie besteht zudem nur bei Neubauten und größeren Renovierungen i. S. d. Richtlinie 2002/91/EG. Bei bestehenden Messeinrichtungen erfolgt der Einbau nur auf Wunsch des Anschlussnutzers. Auch bei dem Ersatz einer Messeinrichtung kann der Anschlussnutzer den Einbau eines herkömmlichen Zählers verlangen.

Ein flächendeckender Rollout intelligenter Zähler ist unter diesen Rahmenbedingungen daher derzeit nicht zu erwarten.

2.4.2 Forcierung eines flächendeckenden Rollouts im geltenden Rechtsrahmen

Anreize für einen Einbau intelligenter Zähler können sich im Zusammenspiel mit dem Angebot zeitvariabler und lastvariabler Tarife nach § 40 Abs. 3 EnWG ergeben. Allerdings werden diese Tarife am Markt derzeit (abgesehen von HT/NT-Tarifen) noch nicht in nennenswertem Umfang angeboten. Die zeitnahe Einführung dieser Tarife erscheint aufgrund der momentan nicht auf die Tarife abgestimmten Standardlastprofile fraglich. Diesbezüglich verweisen wir auf unsere Ausführungen im Gutachten „Einführung von lastvariablen und tageszeitabhängigen Tarifen“.

§ 21b Abs. 4 S. 1 Nr. 2 EnWG enthält die Ermächtigung für die Bundesregierung, durch Rechtsverordnung „bundesweit einheitliche technische Mindestanforderungen an Messeinrichtungen unter Beachtung der eichrechtlichen Vorgaben zu regeln“. Allerdings ist diese Verordnungsermächtigung im Zusammenhang mit den voran stehenden Absätzen 1, 2, 3a und 3b des § 21b EnWG zu sehen. In einer Verordnung könnten daher keine Mindestanforderungen an Zähler festgelegt werden, die über die Mindestanforderungen des § 21b Abs. 3a und 3b EnWG hinaus gehen.

Der geltende Rechtsrahmen, der im Wesentlichen auf einen marktgetriebenen Prozess der Einführung intelligenter Zähler setzt und nur geringe Mindestanforderungen an die neue Zählertechnologie stellt, bietet wenig Möglichkeiten zur Forcierung eines flächendeckenden Rollouts.

3 Marktanalyse und Bewertung von Smart Metering-Systemen

Im diesem Abschnitt werden zunächst Smart-Metering-Systeme kategorisiert. Anschließend wird analysiert, welche der oben beschriebenen Funktionalitäten welche Nutzenpotentiale ermöglichen sowie welche Kosten dem gegenüberstehen. Zunächst erfolgt dafür eine qualitative Analyse bezogen auf die Marktrollen. Im Anschluss erfolgt eine Quantifizierung und entsprechende Bewertung der Systemvarianten. Die Untersuchung von Kosten und Nutzen der Dienste erfolgt auf Basis existierender Studien, auch aus dem europäischen Ausland.

3.1 Kategorisierung und Analyse von Smart-Metering-Systemen (SMET)

In Deutschland und international werden unter dem Begriff „Smart Metering“ bzw. „intelligente Zähler“ eine Vielfalt von unterschiedlichen Zähler- und Kommunikationstechnologien sowie Geräte- und Systemkonzepte angeboten. Weiterhin ist die derzeitige Technologieentwicklung sehr dynamisch, so dass sich die Vielfalt noch weiter erhöhen wird. Neben integrierten Gerätekonzepten, bei denen der Zähler und die Kommunikation in einem Gerät integriert sind, werden insbesondere in Deutschland auch „Gateway-Konzepte“, wie z.B. der MUC-Controller, angeboten, die eine gerätetechnische Trennung des Zählers von der Kommunikationseinheit ermöglichen.

In diesem Arbeitspaket werden die derzeitig und perspektivisch verfügbaren Systemvarianten analysiert und im Hinblick auf Ihre Kosten und Nutzenpotentiale bewertet. Es umfasst insgesamt 3 Abschnitte. Im ersten Abschnitt werden Smart-Metering-Systeme analysiert und kategorisiert. Darauf aufbauend wird im Abschnitt 3.2 eine Kosten-Nutzen-Analyse durchgeführt. Abschluss des Arbeitspakets ist der Abschnitt 3.3 mit einer zusammenfassenden Bewertung und mit einer Empfehlung von Systemvarianten für die weitere Bearbeitung des Gutachtens

In diesem Abschnitt werden zunächst die gängigen Begriffe definiert, anschließend ein analytisches Systemmodell vorgestellt, das von der Forschungsgruppe EnCT entwickelt wurde. Auf Basis dieses Systemmodells werden dann die gängigen Smart-Metering-Systeme mit ihren wesentlichen Merkmalen kategorisiert.

3.1.1 Grundlagen

In der Diskussion um neue Zähler- und Kommunikationstechnologien werden folgende Begriffe häufig verwendet:

- Advanced Meter Reading (AMR)
- Advanced Meter Management (AMM)
- Advanced Meter Infrastructure (AMI)
- Smart Metering

In der deutschen Literatur sind weiterhin folgende Begriffe gebräuchlich

- Zählerfernauslesung
- elektronischer Zähler
- digitaler Zähler
- intelligenter Zähler
- Zentrale / MDM-System

Im Folgenden werden die Begriffe kurz erläutert.

AMR - Advanced Meter Reading

Mit dem Begriff Advanced Meter Reading (AMR) werden in der Regel Systeme bezeichnet, die Energiezähler über ein Kommunikationssystem aus der Ferne auslesen können. AMR bei Industriekunden ist in Deutschland unter dem Begriff **Zählerfernauslesung** (ZFA) bereits Standard. Während allerdings bei dieser Kundengruppe bisher die Daten über Abrufmodems täglich abgerufen werden, werden im Privatkundensegment verschiedene Kommunikationssysteme eingesetzt:

- Auslesung von digitalen Zählerdaten am Zähler direkt über eine Schnittstelle z.B. mit Hilfe eines Handcomputers (Handheld).
- Auslesung per Datenabruf über Nahkommunikationssysteme (in der Regel Funk), wobei der Messdienstleister die Zählerräume der Gebäude nicht mehr betreten muss, sondern die Daten vor einem Haus oder im Vorbeifahren erfassen kann (Walk-by bzw. Drive-By-Auslesung).
- eine automatisierte Zählerfernauslesung über ein Weitverkehrskommunikationssystem. Eine Vor-Ort-Auslesung ist nicht mehr erforderlich.

AMM- Advanced Metering Management

AMM-Systeme bieten im Gegensatz zu den AMR-Systemen in der Regel eine Zwei-Wege-Kommunikation entweder durch ein separates oder durch ein integriertes Kommunikations-Gateway. Über das Kommunikations-Gateway können sowohl Zählerwerte ausgelesen, als auch Tarifinformationen und Steuerungssignale an den Zähler bzw. an Schalteinrichtungen übermittelt werden. Die Zähler sind darüber hinaus je nach Typ und Hersteller mit vielfältigen zusätzlichen Funktionen ausgestattet, mit denen Geschäftsprozesse weiter rationalisiert werden können. Hierzu zählen u.a.

- Fernschaltung (Auf-, Abschaltung)
- Tarifregister mit Leistungsstufen, Zeitzonen, Kalenderfunktionen (Wochentage, Monate, Jahreskalender)
- Kundenschnittstelle
- Schaltung von externen Geräten (Laststeuerung)
- Spannungsüberwachung (Power Quality-Ereignisse)

- Repeater-Funktion
- Integration von Zählern anderer Sparten (Erdgas-, Wasser- und Wärmemengenzählern)
- Manipulationswarnung
- Event-Logger.

AMI - Advanced Metering Infrastructure

In der Literatur werden die Begriffe AMM und AMI häufig synonym verwendet. Manche Quellen bezeichnen hingegen mit dem Begriff AMI Systemvarianten, die zum einen erweiterte Funktionen für die Netzsteuerung (Smart Grid) und intelligente Haussteuerung (Smart Home) beinhalten, zum anderen offene Meter-Data-Management-Systeme (MDM). Im Rahmen dieser Studie werden die Begriffe AMM und AMI allerdings nicht differenziert.

Elektronische und digitale Zähler

Die Begriffe „elektronischer“, „digitaler“ oder „intelligenter“ Zähler werden in der deutschen Literatur in der Regel synonym verwendet, ohne allerdings Funktionen der jeweiligen Zählertypen zu spezifizieren. Im Rahmen dieser Studie wird nur der Begriff „elektronischer“ Zähler verwendet und zwar für Zähler, die über ein elektronisches Messwerk verfügen.

Zentrale / MDM-System

Mögliche Funktionen des in Verantwortung des Messstellenbetreibers befindlichen Meter-Data-Managementsystems sind:

- Steuerung des intelligenten Messsystems
- Datenmanagement und -verwaltung
- Zeitreihenmanagement
- Berechnung / Tarifierung
- Aufbereitung zur Abrechnung, Visualisierung, ...

In der Kommunikationstopologie ist das MDM-System zwischen Gateway bzw. Datenkonzentrator und dem beim Netzbetreiber oder Lieferanten angesiedelten Energie-Daten-Management-System (EDM-System) angesiedelt.

Smart Metering / Smart-Metering-System

Smart Metering wird hier als Oberbegriff für alle diskutierten Konzepte verwendet. Ein System bestehend aus Zähler, Kommunikationssystem und Meter-Data-Management-System wird hier als **Smart-Metering-System (SMET)** bezeichnet.

3.1.2 Systemmodell

Wie in Abbildung 1 dargestellt, kann ein Smart-Metering-System funktionell in drei Subsysteme gegliedert werden:

- Zähl- und Messsystem
- Kommunikationssystem
- Datenverarbeitungssystem, hier als „Zentrale“ oder als „Meter-Data-Management-System“ (MDM) bezeichnet.

Die funktionalen Subsysteme sind gerätetechnisch z. T. integriert. So sind z. B. bei einem handelsüblichen integrierten AMM-Zähler das Messwerk-, Zählwerk sowie entsprechende Kommunikationsschnittstellen und das Kommunikationsmodul in einem Gerät integriert. Sie können aber auch getrennt ausgeführt werden. Die möglichen Varianten werden im Abschnitt zu den Gerätekonzepten weiter erläutert.

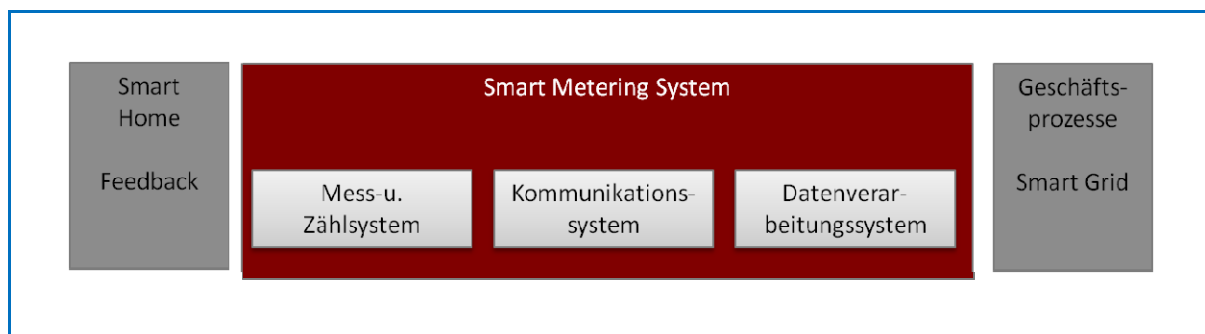


Abbildung 1: Systemmodell eines Smart-Metering-Systems (Quelle: EnCT)

Das Smart-Metering-System kann auf Seiten der Endkunden mit Feedback-Systeme oder Smart-Home-Lösungen, wie z.B. intelligente Haushaltsgeräte, verbunden werden und auf Seiten der Energieversorger mit den entsprechenden Energie-Daten-Management-Systemen und weiteren Business-Prozess-Applikationen. Optional können hier auch Schnittstellen zu Grid-Systemen / Netzführungssystemen geschaffen werden. Im Folgenden werden die einzelnen Subsysteme erläutert.

3.1.3 Zähl- und Messsystem

Die Zähler eines Smart-Metering-Systems verfügen im Vergleich zu konventionellen, elektromechanischen Zählern über wesentlich erweiterte Funktionen. Prinzipiell können diese Funktionen in fünf Gruppen gegliedert werden:

- Messwerk
- Datenspeicherung (Zählwerk und Steuerung)
- Kommunikation
- Laststeuerung und
- Fernschaltung.

Abbildung 2 zeigt ein Schema der fünf Funktionsgruppen.



Abbildung 2: Funktionsgruppen eines Smart-Metering-Zählers (Quelle: EnCT)

3.1.3.1 Messwerk

Ein elektronisches Messwerk kann im Vergleich zu einem elektro-mechanischem Zählwerk wesentlich mehr Werte erfassen. Diese sind je nach Hersteller und Gerätetyp folgende:

- Energie
- Leistung (Wirkleistung, Blindleistung jeweils bezogen und geliefert – 4 Quadranten-Messwerk)
- Energiequalität (Spannung, Frequenz, Unterbrechung der Lieferung)

Weiterhin können auch Manipulationsversuche registriert werden (Öffnung des Gehäusedeckels, magnetische Beeinflussung).

3.1.3.2 Datenspeicherung

Im Gegensatz zu den konventionellen Zählern, die in der Regel nur über ein bis zwei Tarifregister und in Ausnahmefällen auch über 3 Tarifregister verfügen, werden elektronische Zähler mit bis zu sechs Tarifregistern ausgestattet. Die Schaltzeitpunkte der Tarifregister können wiederum je nach Hersteller und Gerätetyp parametrisiert und über die Weitverkehrskommunikation gesteuert werden. Neben einer tageszeitbezogenen Schaltung können auch wochentagsbezogene, datumsbezogene und lastbezogene Schaltungszeitpunkte der Tarifregister definiert werden.

Weiterhin können diese Zähler in der Regel parallel zu der Aufzeichnung in Tarifregistern auch frei parametrisierbare Zeitreihen erfassen, wie z.B. eine Zeitreihe mit 15-Min-, Stunden-, Tages- oder Monatsverbräuchen.

Bedeutsam hierbei ist insbesondere die Erfassung des **Lastgangs auf Basis des Zählerstandes**, also des **Zählerstandsgangs**, weil hierdurch die nachträgliche, zentrale Tarifierung (Rating) möglich ist.

Andere Zählertypen verfügen nur über eine Zählerstandsgangspeicherung und über keine Tarifregister mehr. Die Zählerstandsgangspeicherung bietet gegenüber der Lastgangspeicherung aufgrund des Wegfalls der zulassungspflichtigen Tarifregister deutliche Kostenvorteile. Die Konzepte EDL21 und EDL40 sehen beispielsweise eine Zählerstandsgangspeicherung im Gateway vor. Da die Spezifikationen für derartige Geräte erst in 2009 beendet wurde, befinden sich noch keine großen Stückzahlen im Einsatz.

3.1.3.3 Kommunikation

Standardmäßig haben alle Zähler eine lokale Kommunikationsschnittstelle zur Parametrierung oder zur Datenauslesung. Zusätzlich verfügen die Zähler häufig über eine bi- oder unidirektionale Kommunikationsschnittstelle für die Weitverkehrskommunikation. Manche Zähler bieten weiterhin eine Schnittstelle für die Integration von weiteren Zählern, auch von anderen Sparten, sowie für die Kommunikation zu Kundenanwendungen (Display, etc.). Damit können insgesamt vier Kommunikationsschnittstellen identifiziert werden²²:

- **Lokale Schnittstelle (Kommunikationsschnittstelle KS0)**: Schnittstelle für die lokale Parametrierung und Datenauslesung durch einen Messdienstleister oder Kunden sowie für die Anbindung an Gateways.
- **Primäre Kommunikation / Nahverkehrskommunikation (Kommunikationsschnittstelle KS1)**: Kommunikation zu weiteren Zählern (Multi-Sparten-Metering).
- **Sekundäre Kommunikation / Kunden-Kommunikation (Kommunikationsschnittstelle KS2)**: Kommunikation zu Kundeninformationssystemen (z.B. Displays) und optional zu weiteren Systemen wie z.B. Geräte, Energiemanagementsystemen. Kunden-Informationssysteme können optional auch Bestandteil der primären oder der tertiären Kommunikationssysteme sein.
- **Tertiäre Kommunikation / Weitverkehrskommunikation (Kommunikationsschnittstelle KS3)**: Kommunikation zu einem Meter-Daten-Managementssystem.

Eine Übersicht über die Kommunikationsschnittstellen KS0 bis KS3 zeigt Abbildung 3.

²² Die Definitionen sind angelehnt den Standard in Holland NTA8130 und an die Arbeiten der deutschen MUC-Arbeitsgruppe.

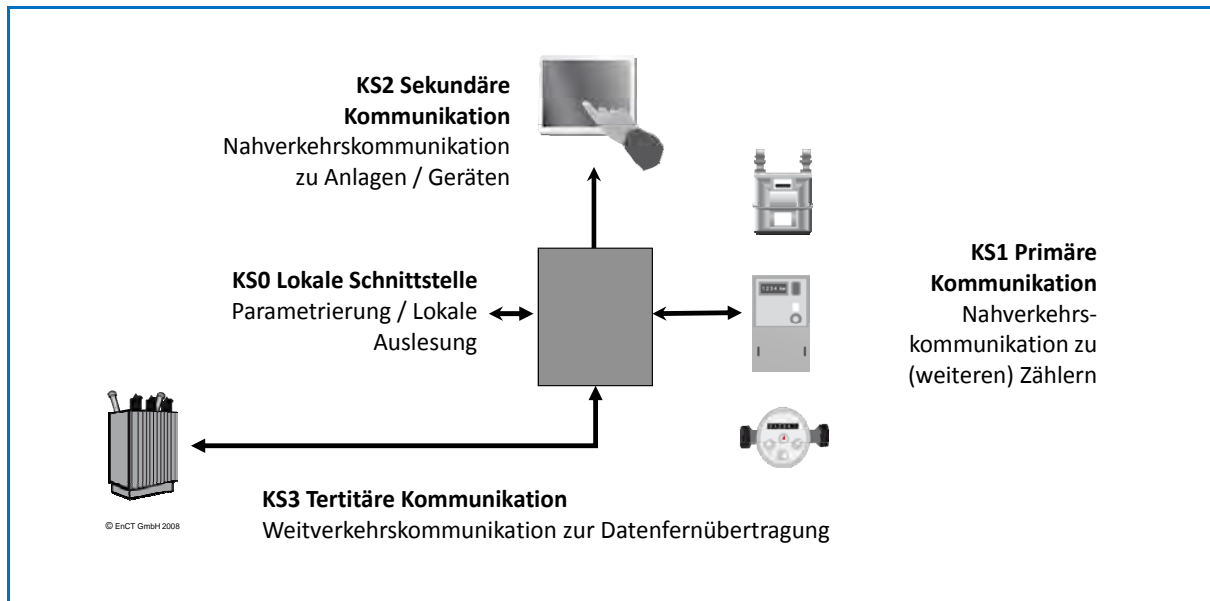


Abbildung 3: Definition der Kommunikationsschnittstellen (Quelle: EnCT)

3.1.3.4 Laststeuerung

Manche elektronische Zähler verfügen weiterhin über eine Baugruppe oder Schaltrelais zur Steuerung von externen Lasten, wie z.B. Nachtspeicherheizungen, Warmwasserboiler oder Wärmepumpen. Über die Weitverkehrskommunikation können diese Geräte unabhängig vom Netzanschluss geschaltet werden. Durch diese Funktion können die Smart-Metering-Systeme Rundsteuerungsanlagen ersetzen.

3.1.3.5 Fernschaltung

Je nach Gerätetyp verfügen elektronische Zähler auch über ein integriertes Schütz zur Fernschaltung des Netzanschlusses. Über die Weitverkehrskommunikation kann hierdurch die gesamte Kundenanlage vom Netz getrennt bzw. wieder zugeschaltet werden. Diese Funktion kann für verschiedene Zwecke wie z.B. lastbegrenzte Tarife, Vorkassen-Tarife, gestufte Notab- und -zuschaltung sowie für das Inkasso-Management eingesetzt werden.

Manche Zähler verfügen auch über eine lastbezogene Schaltsteuerung, so dass der Anschluss erst bei Überschreitung einer definierten Lastschwelle ausgeschaltet wird und bei Unterschreitung der Lastschwelle von dem Kunden wieder eingeschaltet werden kann. Dies ist eine Funktion, die z.B. für das Leerstands-Management von Mietwohnungen eingesetzt werden kann.

Manche Hersteller bietet die Fernschaltung auch als eigenes Gerät an, das z.B. mit Gateways kombiniert werden kann.

3.1.4 Gerätekonzepte

Die oben beschriebenen Funktionen - Messen, Datenspeicherung, Kommunikation, Laststeuerung und Fernschaltung - können auf unterschiedliche Weise gerätetechnisch umgesetzt werden. Erstens können die Baugruppen für die Funktionen Datenspeicherung, und Kommunikation zusammen mit dem Messwerk in einem **Zähler integriert** werden oder in einem separatem Gerät, einem **Gateway**, untergebracht werden. Weiterhin können die Baugruppen für die Kommunikationsschnittstellen **integriert** oder **modular** ausgelegt werden.

Das Gerätekonzept prägt wesentlich die Bedingungen für die jeweiligen Marktmodelle, als ob z. B. die Dienste Messstellenbetrieb und Messdienstleistung von verschiedenen Dienstleistern ausgeführt werden können oder nicht. Eine schematische Darstellung zeigt Tabelle 1.

Tabelle 1: Schema der Gerätekonzepte (Quelle: EnCT)

		Kommunikationsfunktion	
		Integriert	Getrennt
Bau- gruppe	Integriert	Integrierter Zähler	Integriertes Gateway
	Modular	(Teil-) Modularer Zähler	Modulares Gateway

Im Folgenden werden die wichtigsten Gerätekonzepte, die derzeit marktgängig sind bzw. die sich in der Entwicklung befinden, erläutert.

3.1.4.1 Elektronischer Basiszähler

In Verbindung mit Gateways werden in der Regel elektronische Zähler eingesetzt, die über die lokale Kommunikationsschnittstelle (KS0) oder über die primäre Kommunikationsschnittstelle (KS1) ausgelesen werden. Diese Zähler umfassen in der Regel nur die Funktionen Messen und Datenspeicherung in Form eines Zählwerks zur Anzeige des Zählerstandes. Die Messdaten können unmittelbar, z. B. sekundlich, an ein Gateway übertragen und in Form von Zählerstandsgängen abgelegt werden. Produktbeispiele hierfür sind der elektronische Haushaltszähler (eHZ) und der easy-Meter. Der eHZ ist auch in einer Version mit 2 Tarifregistern verfügbar. Abbildung 4 zeigt Produktbeispiele für den elektronischen Basiszähler.



Abbildung 4: Produktbeispiele für elektronische Basiszähler (Quelle: Hager, EasyMeter)

3.1.4.2 EDL21-Zähler / EDL40-System

In Deutschland wird auf der Basis des 2008 novellierten Energiewirtschaftsgesetzes eine spezifische Form des elektronischen Basiszählers entwickelt, der sogenannte „EDL21-Zähler“. Der EDL21-Zähler soll durch ein informatives Zählerdisplay die Vorgaben des § 21b EnWG erfüllen. Dieser Zähler hat die Basisfunktionen wie ein elektronischer Zähler, darüber hinaus aber eine erweiterte Datenspeicherung für Stunden-, Tages-, Monats- oder Jahreswerte. Der Kunde kann an einem zweizeiligen Display des Zählers in der ersten Zeile die eichrechtliche relevante bezogene Wirkenergie ablesen und in der zweiten Zeile rollierend informatorisch die aktuelle Leistung, den Verbrauch der letzten 24 Stunden, der letzten 7 Tage, des letzten 30 Tage und der letzten 365 Tage. Weiterhin werden an einer vorderseitigen Datenschnittstelle für die Kunden (KS2) die Leistung, der aktuelle Tarif, die Zählerstände sowie die Systemzeit zur Verfügung gestellt. Diese Daten können z.B. an ein Wohnungsdisplay eines Drittanbieters übertragen werden. Der EDL21-Zähler kann optional mit 1 Tarifregister oder 2 Tarifregister ausgestattet werden. Bei dem EDL21-Zähler mit 2 Tarifregistern wird die Tarifschaltung durch ein MSB-Modul vorgenommen.

Das EDL21-Konzept sieht per se keine Weitverkehrskommunikation vor, weil dies vom deutschen Gesetzgeber nicht gefordert ist. Abbildung 5 veranschaulicht das Gerätekonzept eines EDL21-Zählers über die in Abbildung 2 dargestellten fünf Funktionsgruppen.

Messwerk / Zählwerk

Abbildung 5: Gerätekonzept EDL21 (Quelle: EnCT)

Bei dem „**EDL40**“-System wird ein EDL21-Zähler mit einem MUC-Controller kombiniert und soll in dieser Systemkonfiguration die Vorgaben des § 40 Abs. 3 EnWG erfüllen (siehe auch Abschnitt 3.1.4.6 und Abschnitt 3.1.7).

Abbildung 6 zeigt ein Visualisierungskonzept für das informative Zählerdisplay eines EDL21-Zählers und Abbildung 7 den aktuellen Stand der Standardisierung für das EDL-Konzept.

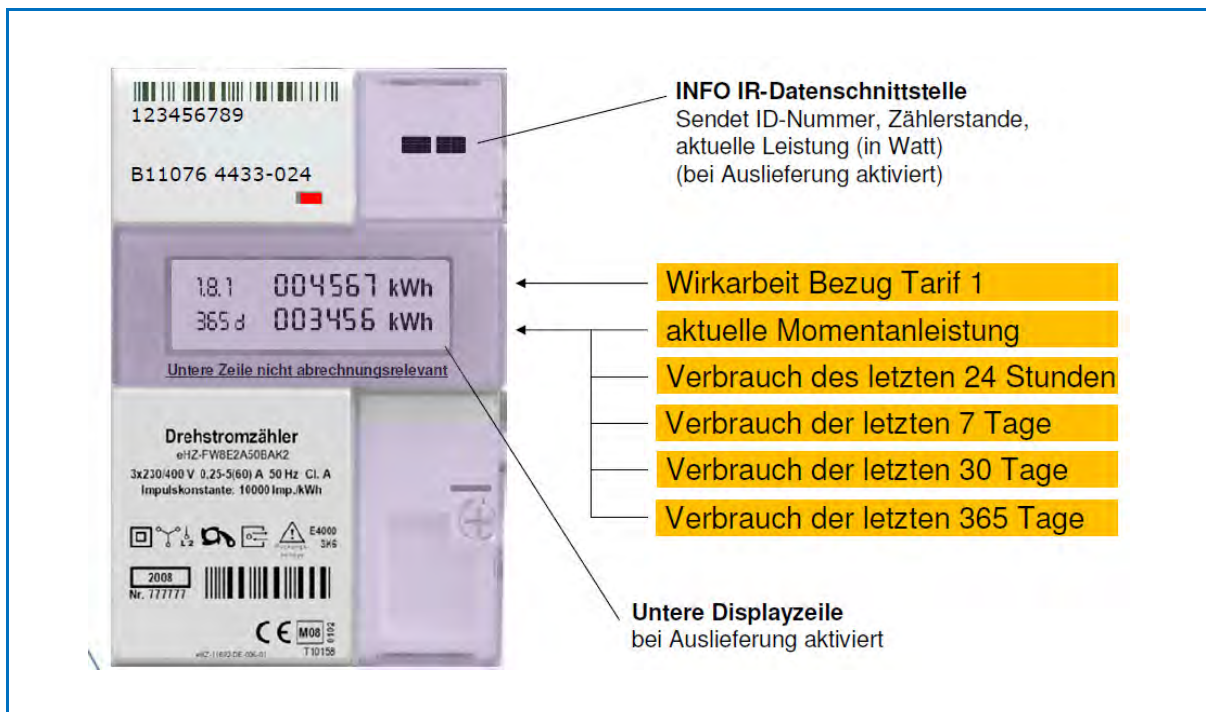


Abbildung 6: Visualisierungskonzept eines EDL21-Zählers (Quelle: Vattenfall)

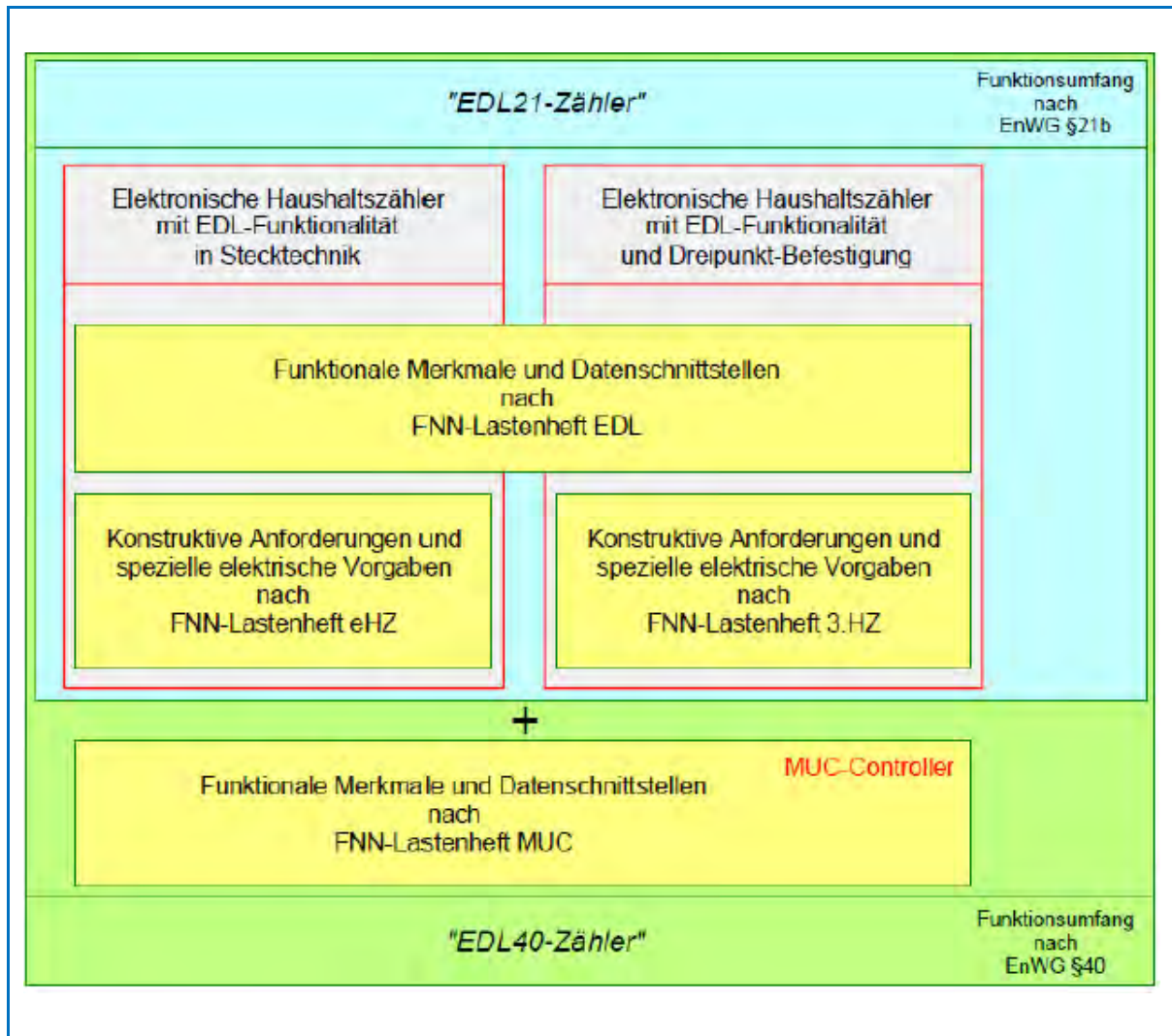


Abbildung 7: Aktueller Stand der Standardisierung gemäß der Lastenhefte zum EDL, eHZ und 3.HZ (Quelle: Vattenfall)

3.1.4.3 Integrierter Zähler

Bei einem integrierten Zähler sind die Baugruppen für die Funktionen Messung, Datenspeicherung und Kommunikation fest in einem Gerät integriert. Optional können auch die Funktionen Fernschaltung und Laststeuerung in das Gerät integriert werden. Bei der integrierten Bauweise ist ein Austausch der Baugruppen nicht möglich. Marktverfügbare Beispiele für dieses Konzept sind Zähler z.B. von Echelon, Siemens sowie die Eigenentwicklungen von EnBW und Yello (vgl. Abbildung 8).



Abbildung 8: Produktbeispiele für integrierte AMM-Zähler (Quelle: Echelon, Siemens, Yello)

Zwei Varianten dieses Gerätekonzepts können für die weitere Systemanalyse differenziert werden:

- Integrierte Zähler mit einer Schnittstelle für die Kundenkommunikation (KS2), aber ohne Module für die Fernschaltung und Laststeuerung. Dieses Konzept wird hier analog zu den Konzepten von EnBW und Yello als integrierter Vertriebszähler bezeichnet.
- Integrierte Zähler mit KS2-Schnittstelle sowie Modulen für die Fernschaltung und Laststeuerung. Dieses Konzept wird hier analog zu den von Verteilnetzbetreibern bevorzugten Systemen als integrierter Netzzähler bezeichnet.

Abbildung 9 visualisiert die Gerätekonzepte eines integrierten Vertriebs- bzw. Lieferanten-AMM-Zählers und eines integrierten Netz-AMM-Zählers anhand der in Abbildung 2 dargestellten Funktionsgruppen.

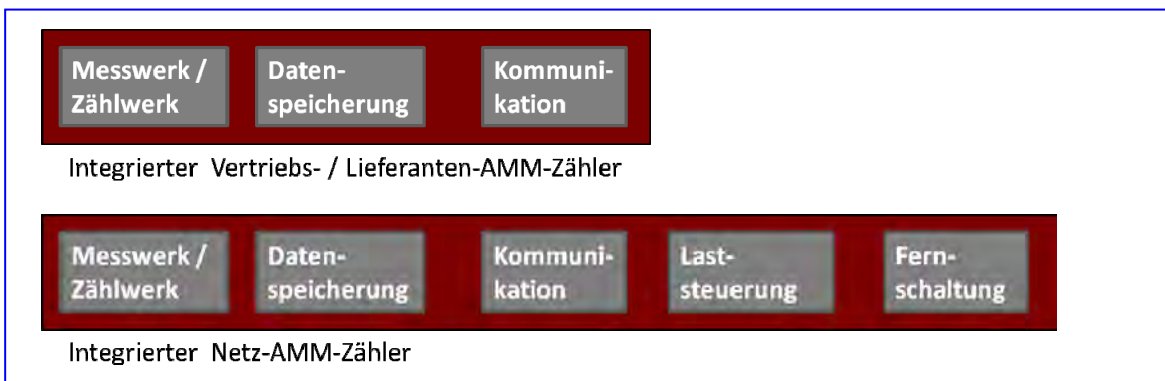


Abbildung 9: Gerätekonzepte integrierter AMM-Zähler (Quelle: EnCT)

3.1.4.4 Teilmodularer Zähler

Bei dem teilmodularen Zähler ist die Baugruppe für die Weitverkehrskommunikation modular ausgelegt. Hierdurch kann der gleiche Zähler mit unterschiedlichen Kommunikationsmodulen z.B. für PLC oder für GPRS verwendet werden. Weiterhin ist es möglich, den Zähler zunächst ohne KS3-Kommunikationsmodul einzubauen und erst später die Module nachzurüsten. Die Weitverkehrskommunikation kann auch mit einem Smart-Metering-Gateway erfolgen. Abbildung 10 visualisiert das Gerätekonzept eines teilmodularen Zählers mit fünf Funktionsgruppen.

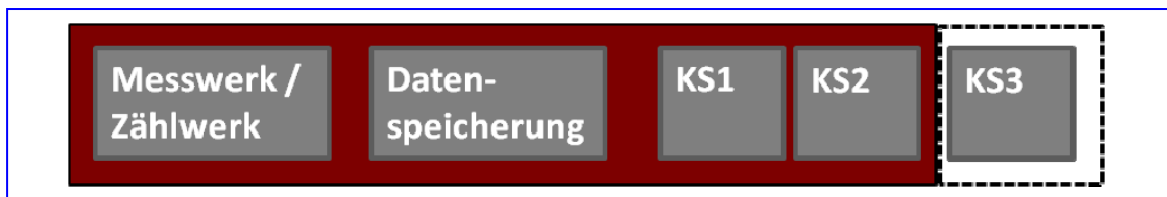


Abbildung 10: Gerätekonzept teilmodularer Zähler (Quelle: EnCT)

Beispiele für dieses Konzept sind Zähler von Landis+Gyr und Kamstrup (vgl. Abbildung 11).



Abbildung 11: Produktbeispiel eines teilmodularen Zählers (Quelle: Landis+Gyr, Kamstrup)

3.1.4.5 Modularer Zähler

Werden neben der Weitverkehrskommunikation auch die Module für die Nahverkehrskommunikation sowie die Kundenkommunikation modular ausgeführt, dann handelt es sich um einen modularen Zähler. Abbildung 12 zeigt das Gerätekonzept eines modularen Zählers über die in Abbildung 2 dargestellten fünf Funktionsgruppen.



Abbildung 12: Gerätekonzept modularer Zähler (Quelle: EnCT)

Für Industriekunden ist dieses Konzept in Form des Zählerkonzepts „sym²“ bereits verfügbar (vgl. Abbildung 13).



Abbildung 13: Produktbeispiel für Modularer Zähler für Industriekunden

3.1.4.6 Integriertes Smart-Metering-Gateway

Bei einem integrierten Smart-Metering-Gateway werden die Baugruppen für die Funktionen Kommunikation (KS3) und Datenspeicherung als separates Gerät konzipiert. Der Stromzähler wird wie andere Spartenzähler über die primäre Kommunikationsschnittstelle ausgelesen. Abbildung 14 verdeutlicht das Gerätekonzept eines integrierten Gateways über die in Abbildung 2 abgebildeten Funktionsgruppen.

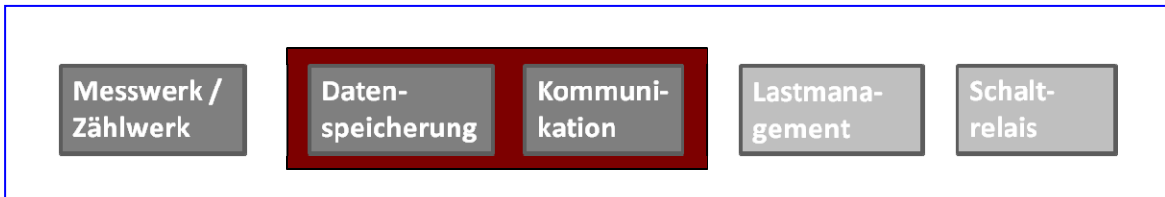


Abbildung 14: Gerätekonzept integriertes Gateway (Quelle: EnCT)

Beispiele für dieses Konzept ist der Multi-Utility-Controller (MUC) von der Firma Dr. Neuhaus (vgl. Abbildung 15). Weiterhin bietet auch die Firma Energy ICT und andere Smart-Metering-Gateways an.



Abbildung 15: Produktbeispiel eines integrierten Smart-Metering-Gateways (Quelle: Dr. Neuhaus)

3.1.4.7 Modulares Gateway

Wie beim modularen Zähler können auch beim Smart-Metering-Gateway die Baugruppen für die Kommunikation modular aufgebaut werden. Hierfür werden standardisierte Steckplätze vorgesehen, in denen dann je nach Kunde und Messdienstleister unterschiedliche Module für die primäre, sekundäre und tertiäre Kommunikation eingebaut werden können. Weiterhin sind auch Module für Mehrwertfunktionen, wie z.B. Energiecontrolling oder Energiemanagement, möglich. Dieses Gerätekonzept ist eine Option in der MUC-Spezifikation, aber derzeit noch nicht am Markt verfügbar. Abbildung 16 visualisiert das Gerätekonzept eines modularen Gateways anhand der in Abbildung 2 dargestellten Funktionsgruppen.

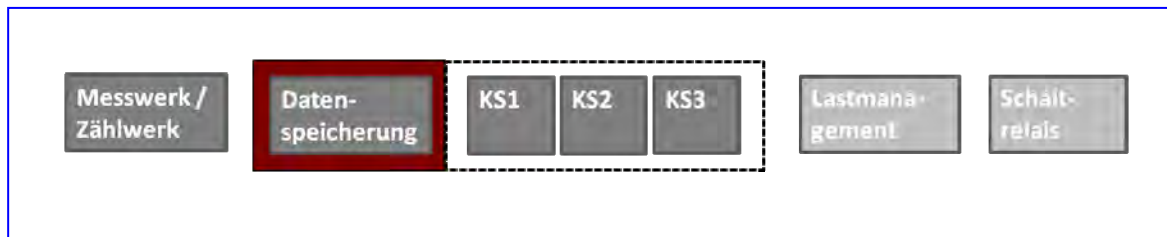


Abbildung 16: Gerätekonzept modulares Gateway (Quelle: EnCT)

3.1.5 Kommunikationstopologien

Für die Weitverkehrskommunikation werden unterschiedliche drahtgebundene und funkbasierte Kommunikationstopologien und -technologien eingesetzt. Grundsätzlich können zwei verschiedene Topologien verwendet werden:

P2P-Konzept (Point-to-Point)

Jeder Zähler bzw. jedes Gateway überträgt die Daten jeweils unmittelbar an das MDM-System. Drei Varianten werden dabei eingesetzt:

- Bei funkbasierten Kommunikationstechnologien, wie z.B. GSM/GPRS, erfolgt die Datenübertragung direkt über das Mobilfunknetz.
- Bei IP-basierten, drahtgebundene Kommunikationstechnologie, wie z.B. DLS, Glasfaser, KABEL-TV oder auch Breitband-PLC, können die Daten von dem integrierten Zähler oder Gateway über einen Router übertragen werden, der sich im Verantwortungsbereich des Kunden befindet (**Kunden-IP-Anschluss, KIP**) und von dort an das MDM-System.
- Alternativ hierzu kann bei IP-basierten, drahtgebundenen Kommunikationstechnologien auch ein Router bzw. Server verwendet werden (**Haus-IP-Anschluss, HIP**). Über diesen Anschluss können Daten aller Wohnungen und Sparten übertragen werden, unabhängig von den Telekommunikationsprodukten, Vertragskonditionen und Router-Technologien der Endkunden.

P2MP-Konzept (Point-to-Multipoint)

Bei dieser Topologie übertragen die Zähler bzw. Gateways nur mittelbar über einen Datenkonzentrator die Daten an das MDM-System. Hierbei können zwei Varianten unterschieden werden.

- Bei funkbasierten Kommunikationstechnologien werden die Daten über Nahfunk (RF) an einen Datenkonzentrator übertragen,
- bei Powerline über das Stromnetz.

In dem Datenkonzentrator werden die Daten gespeichert, konzentriert und in der Regel über eine IP-basierte Kommunikationstechnologie (GPRS, DSL) oder auch über PLC an das MDM-System übertragen.

Abbildung 17 zeigt das Schema der beiden Konzepte mit den jeweiligen Varianten. Die roten Linien symbolisieren dabei drahtgebundene bzw. drahtlose IP-basierte Kommunikationstechnologien. Die schwarze Linie symbolisiert in der Regel proprietäre drahtgebundene (PLC) bzw. drahtlose (RF) Kommunikationstechnologien.

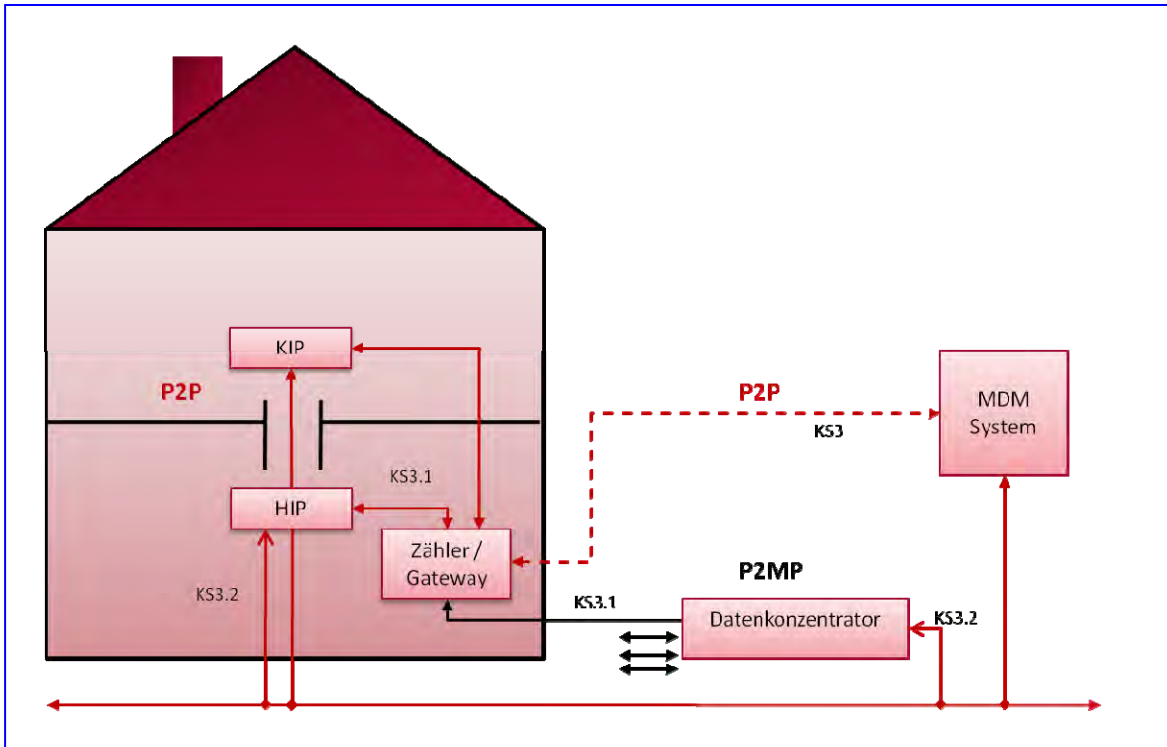


Abbildung 17: Schema der Topologien (Quelle: EnCT)

Tabelle 2 zeigt noch einmal eine Übersicht über die dargestellten Kommunikationstechnologien.

Tabelle 2: Übersicht über die KS3-Kommunikationstopologien und -technologien (Quelle: EnCT)

Verbindung	Anmerkung	Drahtgebunden		Funkbasiert	
		Netz Telekom	Netz Strom	Nahfunk	Mobilfunk
Point-to-Point P2P	Direkte Verbindung Zähler/Gateway zu MDM	IP-P2P DSL LWL KABEL			IP-P2P GPRS
Point-to-Multipoint P2MP	Indirekte Verbindung Zähler/Gateway zu MDM über Datenkonzentrator		P2MP PLC	P2MP RF	

Inzwischen wurden in zahlreichen Studien verschiedene Kommunikationstechnologien sowie deren Funktionalität und deren Eignung für Smart Metering beschrieben.

Eine Übersicht gibt z.B. die eEnergy-Studie²³, relevante Normen und Standards werden z.B. in der Normierungsstudie des Oldenburger OFFIS-Instituts²⁴ beschrieben, die ebenfalls für das eEnergy-Projekt erstellt wurde.

3.1.6 MDM-Konzepte

Auch bei den MDM-Systemen bzw. Zentralen werden von den Anbietern verschiedene Konzepte verfolgt. Manche Zentralen umfassen nur Funktionen für die Zählerparametrierung und Auslesung. Für den eigentlichen Betrieb ist noch eine weitere Software erforderlich (z.B. die NES-Software von Echelon, die mit einer weiteren Metering-Software betrieben werden muss, wie z.B. die Zentrale EDW3000 von Görlitz oder das System Meterus von EVB). Andere Zentralen beinhalten auch weitergehende Funktionen für Meter-Data-Management, für das Zählermanagement und für Multisparten-Metering. Sie bieten direkte Schnittstellen zu dem Energiedatenmanagement (EDM) oder zu dem Abrechnungssystem.

Dritte Systemkonzepte setzen zwischen Zentrale des AMM-Systems und den Back-End-Applikationen (CRM, Billing, EDM) eine komplexe Middleware, die als Datendrehscheibe die Daten von verschiedenen Smart-Metering-Systemen aufbereiten und an die nachgelagerten Systeme weiterleiten kann. Hierzu zählt z.B. das von SAP vorgestellte MDUS-Konzept (vgl. Abbildung 18).

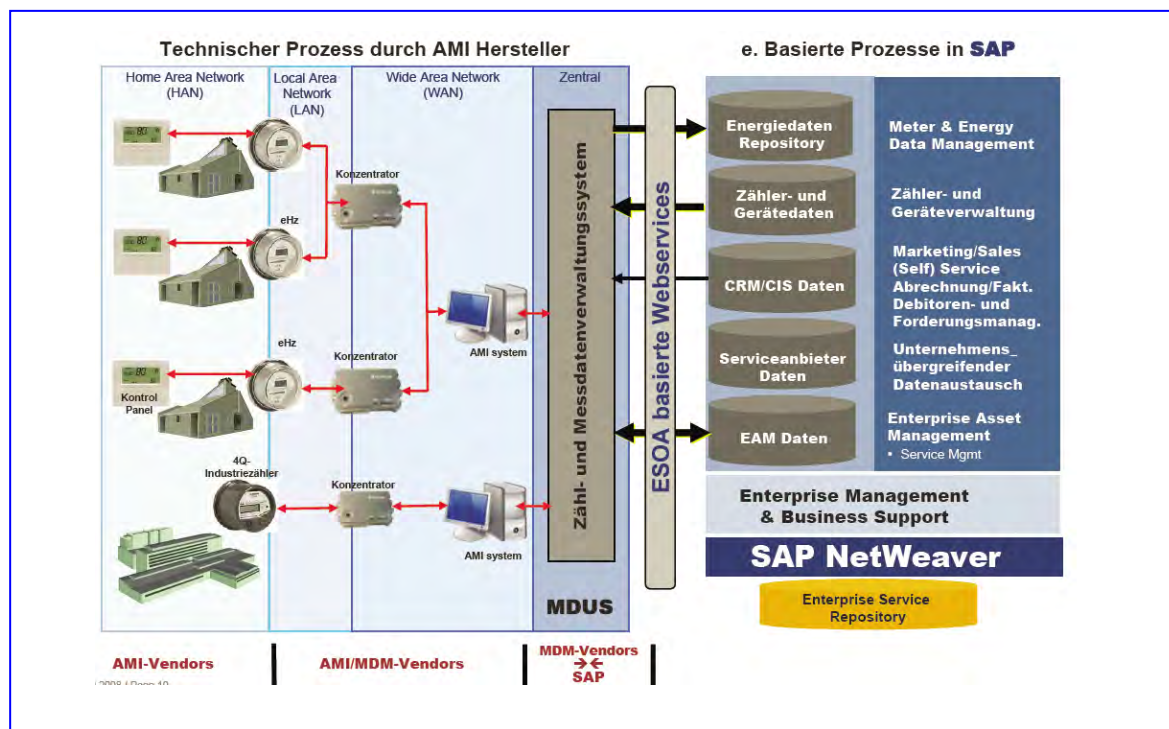


Abbildung 18: MDUS-Konzept (Quelle: SAP)²⁵

²³ Franz et al. 2007

²⁴ OFFIS 2009

²⁵ Utecht 2008

3.1.7 Systemkonzepte

Ein weiteres Unterscheidungsmerkmal von Smart-Metering-Systemen sind die sogenannten Systemkonzepte. Die Systemkonzepte beschreiben, wie offen oder integriert die drei zentralen Subsysteme

- Zähler
- Kommunikationssystem (KS3)
- MDM-System

zusammenwirken. Auf dem Markt werden gegenwärtig verschiedene Systemkonzepte angeboten, die im Folgenden dargestellt werden.

- **Offenes MDM-System:** Bei diesem Konzept kann das MDM-System Daten aus Kommunikationssystemen verschiedener Hersteller integrieren. Hierfür ist erforderlich, dass die Hersteller der Zähler- und Datenkonzentratoren die entsprechenden Protokolle zur Verfügung stellen.
- **MDM-Systeme + Kommunikationssystem:** Bei diesem Konzept besteht das Smart-Metering-System aus einem MDM-System und Datenkonzentratoren bzw. je nach Kommunikationstechnologie auch aus Gateways, an die elektronische Zähler verschiedener Sparten über die jeweilige lokale oder primärer Kommunikationsschnittstelle eingebunden werden können. Die Weitverkehrskommunikation ist hierbei z.T. proprietär, das heißt, andere Konzentratoren können nicht integriert werden.
- **Kommunikationssystem + Zähler:** In Umkehrung zu dem vorigen Systemkonzept bieten manche Hersteller Zähler und Datenkonzentratoren an, die in eine Zentrale integriert werden können. Die erste Strecke (KS 3.1) ist hierbei in der Regel proprietär, die Strecke KS3.2 offen für die Systemintegratoren.
- **Vollintegriertes Smart-Metering-System:** Das zurzeit noch marktgängigste Konzept ist das vollintegrierte Smart-Metering-System. Hierbei werden alle Komponenten vom Zähler bis zum MDM-System in einem in der Regel proprietären, geschlossenen System betrieben. Datenkonzentratoren Dritter können nicht integriert werden. Manche Systeme, wie z. B. das System AMIS von SIEMENS, erlauben die Integration von Fremdzählern über spezielle Fremdgeräategateways.
- **Komponenten (Zähler, Gateways):** Hersteller bieten auch Strom- und Gaszähler an, wie z. B. der elektronische Basiszähler, die über eine standardisierte elektronische Schnittstelle an Smart-Metering-Gateways angeschlossen werden können. Weiterhin könne alle Gas-, Wasser- und Wärmemengenzähler mit offen spezifizierten Kommunikationsschnittstellen, wie z.B. M-Bus, hierzu gerechnet werden, ebenso optische Auslesesysteme, die auf konventionellen Zählern aufgesetzt werden.

Der Ansatz des Unternehmens T-Systems Enterprise Services beispielsweise, entspricht der Systemvariante mit Haus-Gateway (MMUC). Das proprietäre Hausgateway wird hierbei unternehmensspezifisch als "Multi-Utility Server (MUS)" bezeichnet. Das auf dem MUS basierende Dienstleistungsangebot soll hierbei neutral gegenüber Herstellern, Zählern, Protokollen und Übertragungsweg sein, und Marktstandards und offengelegte Schnittstellen adaptieren.

3.1.8 Ausgewählte Systemvarianten

Auf Basis der oben erläuterten Funktionen, Gerätekonzepte, Kommunikationstopologien und Systemkonzepte können die marktgängigen Systemvarianten analysiert und charakterisiert werden. Eine Marktrecherche zeigt dabei, dass bereits eine sehr große Zahl von verschiedenen Systemvarianten angeboten wird.

Für die weitere Analyse werden drei Merkmale herausgegriffen: die Zählertechnologie, der Datensammler und die Weitverkehrskommunikation. Dabei gibt es jeweils folgende Varianten:

Zähler

- Konventionelle Zähler, die über ein optisches System an ein System zur Fernauslesung angeschlossen werden
- Elektronischer Basiszähler
- EDL21-Zähler
- Integrierter Zähler (AMM)

Datensammler/Datenspeicher

- Integriert in einen Zähler (AMM-Zähler)
- Gateway pro Kunde (MUC), wobei hier MUC stellvertretend für alle Gateway-Konzepte steht, die ein separates Gateway pro Kunden verwenden, wie z.B. das EDL40-System, welches ein MUC-Gateway beinhaltet. Dieses sieht eine primär verfolgte Zuordnung von MUC-Gateway und Wohneinheit als initialen Ansatz vor
- Gateway pro Haus (Multi-MUC, MMUC), wobei hier MMUC stellvertretend für alle Gateway-Konzepte steht, die ein Gateway pro Haus verwenden.

Weitverkehrskommunikation

- Funk RF
- PLC
- GPRS
- KIP (Kunden IP-Anschluss wie DSL, KABEL, LWL oder andere)
- HIP (Haus IP-Anschluss wie DSL, KABEL, LWL oder andere)

Tabelle 3 zeigt zusammenfassend die Merkmale in Form eines morphologischen Kastens. Dabei sind in den Spalten die jeweiligen Ausprägungen des oben stehenden Merkmals aufgeführt.

Tabelle 3: Übersicht über die Subsysteme (Quelle: EnCT)

Zähler	Datensammler	Weitverkehrskommunikation (KS3)
EBZ (elektronischer Basiszähler)	MUC (Kunden-Gateway)	Funk RF
EDL21-Zähler)	MMUC (Haus-Gateway)	PLC
KON (konventioneller Zähler)		GPRS
AMM (integrierter Zähler und Datensammler)		KIP (Kunden-IP-Anschluss)
		HIP (Haus-IP-Anschluss)

Werden die Ausprägungen drei Gruppen von Merkmalen kombiniert, können die üblichen, derzeit marktgängigen Systemvarianten dargestellt werden. Diese sind in Tabelle 4 aufgeführt.

Tabelle 4: Übersicht über die Smart-Metering-Systemvarianten (Quelle: EnCT)

	Konzept	Zähler	Daten-sammler	Weitverkehrs-kommunikation
Zähler-Varianten	Ferraris-Zähler	KON		
	EDL21	EDL21		
	Integrierter Lieferanten-Zähler	AMM		KIP HIP
	Integrierter Netz-Zähler	AMM		RF PLC GPRS
Gateway-Varianten	Systemvarianten mit Kunden-Gateway (MUC)	KON	MUC	RF
		EBZ		PLC
		EDL21		GPRS
				KIP HIP
	Systemvarianten mit Haus-Gateway (MMUC)	KON	MMUC	RF
		EBZ		PLC
		EDL21		GPRS
				HIP

Die Systemvarianten, die für **die weitere Studie betrachtet** werden, zeigt Tabelle 5. Die Systemvarianten EBZ-MUC-PLC, EBZ-MUC-KIP und EBZ-MUC-HIP können dabei optional mit verschiedenen elektronischen Zählern, wie z.B. dem eHZ, dem EDL21

oder anderen Zählervarianten, ausgestattet werden. Mit einem EDL21-Zähler entsprechen die genannten Systemvarianten dem **EDL40-System**,

Tabelle 5: Auswahl von Systemvarianten (Quelle: EnCT)

	Kürzel	Betreiber	Beschreibung
Zähler-Varianten	EDL21	VNB	Elektronischer Basiszähler mit 1 Tarifregister, rückseitiger Schnittstelle zur Integration in Gateway, informativem Zählerdisplay, ohne Fernauslesung und Lastmanagement
	AMM-KIP	LF	Integrierter Lieferanten-AMM-Zähler mit 3 bis 6 Tarifregistern, Zählerstandsgangerfassung, mit KS2 und Übertragung über Kunden- IP-Anschluss
	AMM-HIP	LF	Integrierter AMM-Zähler mit 3 bis 6 Tarifregistern, Zählerstandsgangerfassung, mit KS2 und Übertragung über Haus-IP-Anschluss
	AMM-PLC	VNB	Integrierter VNB-AMM-Zähler mit 3 bis 6 Tarifregistern, Zählerstands --gangerfassung, Kundenschnittstelle, integriertem Laststeuerung und Fernschaltung, Übertragung über integriertem PLC-Kommunikationsmodul (alternativ auch GPRS)
Gateway-Varianten	EBZ-MUC-PLC	VNB	elektronischer Basiszähler / eHZ / EDL21-Zähler mit Kunden-Gateway (MUC) und PLC-Kommunikation (entspricht EDL40-System)
	EBZ-MUC-KIP	LF	elektronischer Basiszähler / eHZ / EDL21-Zähler mit Kunden-Gateway (MUC) und Übertragung über Kunden-IP-Anschluss, optional separater Lastschalter oder integrierter Zähler
	EBZ-MUC-HIP	LF	elektronischer Basiszähler / eHZ / EDL21-Zähler mit Kunden-Gateway (MUC) und Übertragung über Haus-Router
	KON-MMUC-HIP	VNB	Konventioneller Ferraris-Zähler mit optischer Auslesung zu Hausgateway, Übertragung über Haus-IP-Anschluss (DSL, LWL), alternativ GPRS, ohne Fernschaltung
	EBZ-MMUC-HIP	LF	Elektronischer Basiszähler / EDL21-Zähler mit einem Hausgateway für alle Wohnungen und Übertragung über Haus-IP-Anschluss, optional separater Lastschalter oder integrierter Zähler

Die Merkmale und Funktionen der Systemvarianten werden in der Tabelle 6 dargestellt. Dabei wurden die wesentlichen Funktionen in den Vordergrund gestellt, die prägend sind für die jeweiligen Vor- und Nachteile der Systemvarianten. Diese sind

- Messwerk
- Form der Datenspeicherung (Tarifregister, Tarifierung, Qualitätsmessung)
- Lastmanagement (Laststeuerung, Fernschaltung)
- Kommunikation (Kundenschnittstelle für Feedback (KS2), KS3-Anschluss, KS3-Kommunikationstechnologie mit Topologie).

Tabelle 6: Merkmale der Systemvarianten (Quelle: EnCT)

Kürzel	Be-treiber	M-Werk	Datenspeicherung			Lastmanage-ment		Kommunikation			
			TR	Tari-fierung	Qual.-Messung	Fern-schal-tung	Last-steue-rung	KS1 M-Spa	KS2 Feed-back	KS3-An-schluss	KS 3-Techn.
EDL21	VNB	ele	2 TR	lokal	keine	keine	keine	keine	ZD, WD		keine
AMM-KIP	LF	ele	3-6 TR / ZSG	lokal / zentral	ja	keine	keine	ja	WD, Portal	KIP	IP-P2P
AMM-HIP	LF	ele	3-6 TR / ZSG	lokal / zentral	ja	keine	keine	ja	WD, Portal	HIP	IP-P2P
AMM-PLC	VNB	ele	3-6 TR / ZSG	lokal / zentral	ja	inte-griert	inte-griert	ja	WD, Portal	Netz	P2MP (PLC)
EBZ-MUC-PLC	VNB	ele	3-6 TR / ZSG	lokal / zentral	ja	Optio-nal	Optio-nal	ja	WD, Portal	Netz	P2MP (PLC)
EBZ-MUC-KIP	LF	ele	3-6 TR / ZSG	lokal / zentral	ja	Optio-nal	optio-nal	ja	WD, Portal	P2P	separa-t
EBZ-MUC-HIP	LF	ele	3-6 TR / ZSG	lokal / zentral	ja	Optio-nal	Optio-nal	ja	WD, Portal	HIP	IP-P2P
KON-MMUC-HIP	VNB	ele-me	3-6 TR / ZSG	lokal / zentral	keine	keine	keine	ja	WD, Portal	HIP	IP-P2P
EBZ-MMUC-HIP	LF	ele	3-6 TR / ZSG	lokal / zentral	ja	Optio-nal	Optio-nal	ja	WD, Portal	HIP	IP-P2P

M-Werk= Messwerk; TR=Anzahl Tarifregister; Qual.-Messung=Qualitätsmessung; ele=elektronisches Messwerk; ele-me=elektro-mechanisches Messwerk; ZD=Zählerdisplay; WD=Wohnungsdisplay

Im Folgenden werden die Spalten der Tabelle 6 erläutert.

M-Werk / Qual.-Messung: Je nach Zählertyp ist das Messwerk elektro-mechanisch oder elektronisch. Die elektronischen Messwerke können auch die Qualität der Lieferung erfassen (Spannung, Spannungsunterbrechung, Blindleistung). Dementsprechend wird hier angenommen, dass alle Systemvarianten mit einem elektronischen Messwerke die Funktion „Qualitäts-Messung“ bieten. Ausnahme hiervon ist der EDL21-Zähler, weil dessen Daten nicht fernübertragen werden.

Tarifregister / Tarifierung: Je nach Zählertyp stehen 1 Tarifregister, 2 Tarifregister oder 3 bis 6 Tarifregister zur Verfügung. In der Regel können Zähler mit 3 oder mehr Tarifregistern auch den Zählerstandgang erfassen sowie weitere Zeitreihen von Messgrößen. Die Gateways wiederum können je nach Typ nur den Zählerstandgang erfassen oder auch Tarifregister.

Aus der Art der Zählung leiten sich dann auch die Möglichkeiten für die Tarifierung ab. Zentrale Tarifierung ist bei allen Zählern möglich, die den Zählerstandsgang aufzeichnen. Bei den anderen Zählern ist nur eine lokale Tarifierung möglich.

Fernschaltung / Laststeuerung: Bei den integrierten AMM-Zählern, die vom VNB betrieben werden, wird hier angenommen, dass Module für die Fernschaltung und Laststeuerung integriert sind. Bei den AMM-Zählern der Lieferanten hingegen nicht. Bei den Systemvarianten mit Gateways sind diese Module optional als separates Gerät möglich, erfordern allerdings eine z.T. aufwändige Installation.

KS1 - Multi-Sparten: Mit Ausnahme der EDL21-Systemvariante wird hier angenommen, dass alle anderen Systemvarianten Zähler von anderen Sparten auslesen können.

KS2 – Feedback: Bis auf den EDL21-Zähler wird angenommen, dass alle Systemvarianten eine KS2-Kundenschnittstelle vorsehen. Die Daten des EDL21-Zählers können grundsätzlich auch über die KS0-Schnittstelle an den Kunden übermittelt werden, z.B. mit einem entsprechenden Auslesekopf. Daher wird hier unterstellt, dass bei einem EDL21-Zähler ein informatives Zählerdisplay (ZD) und ein Wohnungsdisplay (WD) installiert werden kann, allerdings kein Portal, weil keine Datenfernübertragung erfolgt. Bei allen anderen Systemvarianten wird angenommen, dass die Feedback-Systeme Wohnungsdisplay und Portal möglich sind.

KS3 – Anschluss: Die Systemvarianten nutzen drei verschiedenen KS3-Anschlüsse. Der integrierte VNB-betriebene AMM-Zähler sowie die MUC-Systemvariante verwenden den Netzanschluss für eine PLC-Übertragung. Alternativ wird in Gebäuden, wo PLC nicht eingesetzt werden kann, eine Mobilfunk-Übertragung mit GPRS vorgesehen. Diese Möglichkeit wird aber hier nicht gesondert aufgeführt. Alle anderen Systemvarianten verwenden entweder einen Kunden-IP-Anschluss oder einen Haus-IP-Anschluss, wobei dieser ein DLS-Router oder eine entsprechende Endstelle eines Glasfaser-Kabels oder eines TV-Kabels sein kann.

KS3 - Technologie: Als KS3-Kommunikationstechnologie werden zum einen in der Regel proprietäre P2MP-Technologien auf Basis von PLC verwendet oder IP-basiert P2P-Technologien. Der EDL21-Zähler hat keine Fernübertragung, daher ist hier keine Kommunikationstechnologie erforderlich.

Die Abbildung 19 bis Abbildung 27 zeigen Schemata der einzelnen Systemvarianten und zeigen die wesentlichen Merkmale nochmals auf.

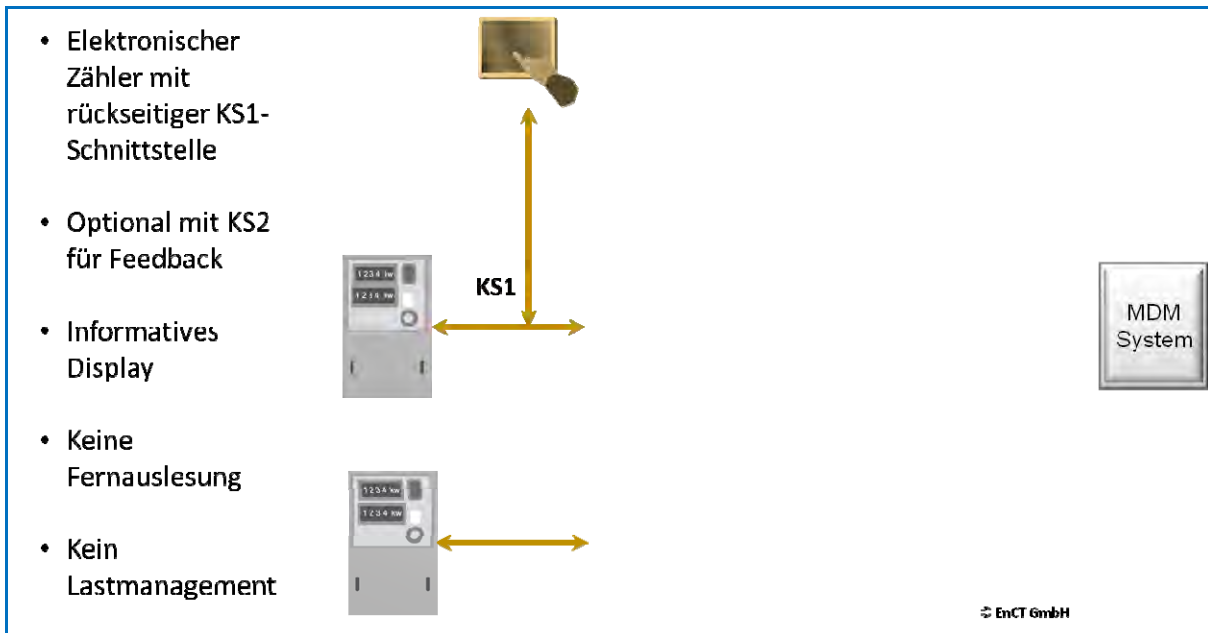


Abbildung 19: Schema der Systemvariante EDL21 (Quelle: EnCT)

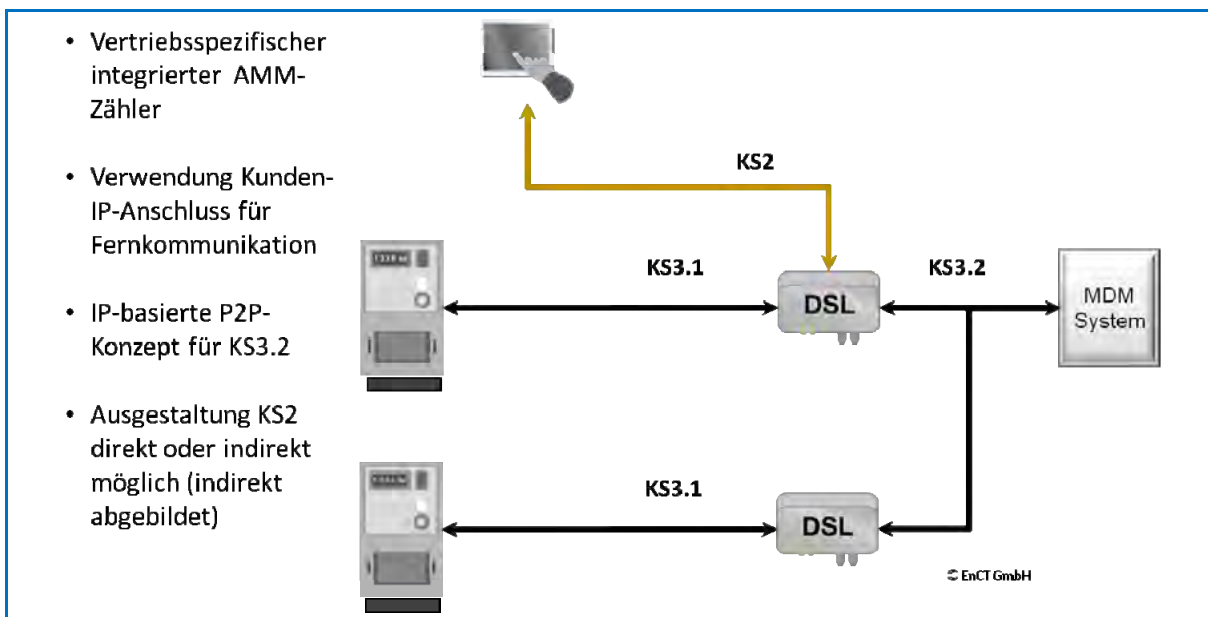


Abbildung 20: Schema der Systemvariante AMM-KIP (Quelle: EnCT)

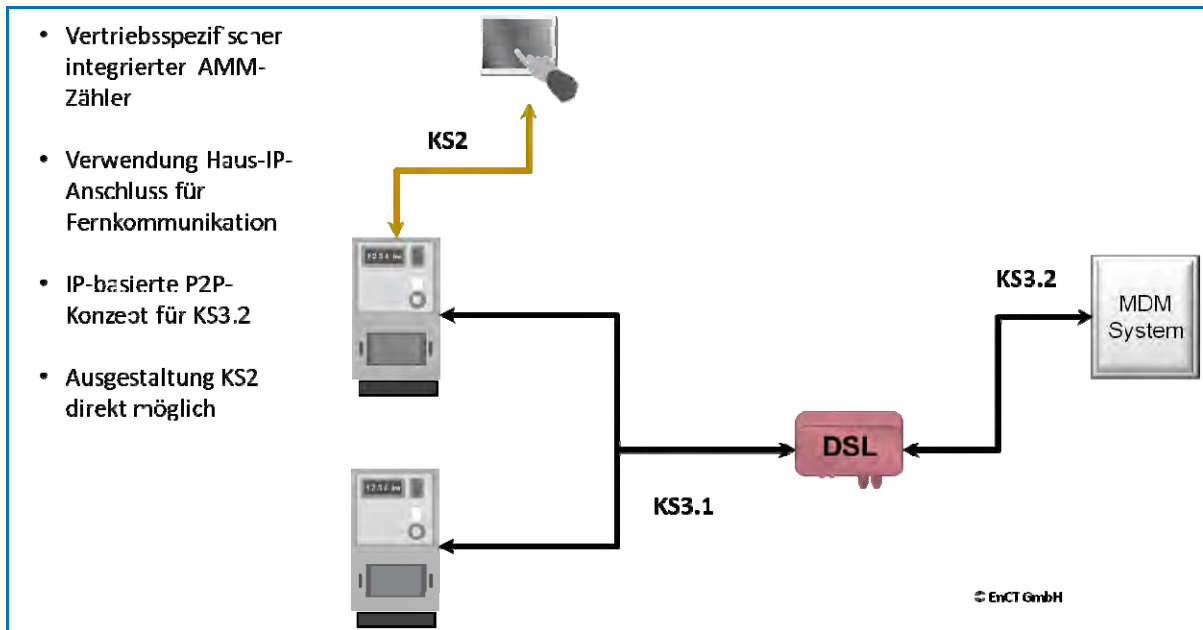


Abbildung 21: Schema der Systemvariante AMM-HIP (Quelle: EnCT)

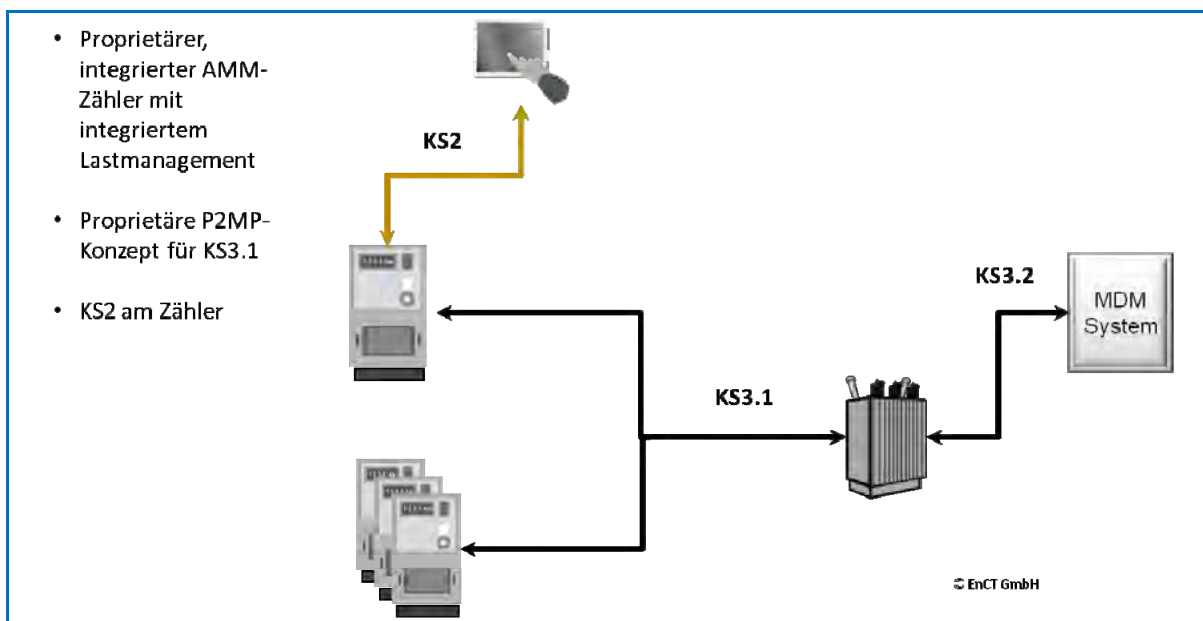


Abbildung 22: Schema der Systemvariante AMM-PLC (Quelle: EnCT)

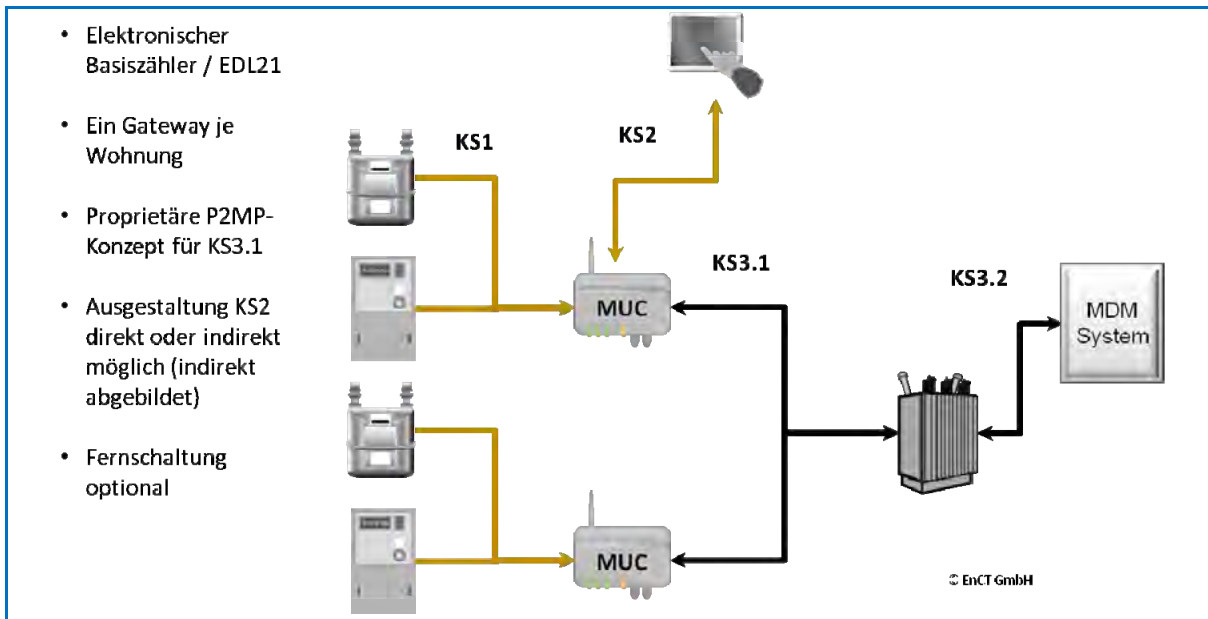


Abbildung 23: Schema der Systemvariante EBZ-MUC-PLC (Quelle: EnCT)

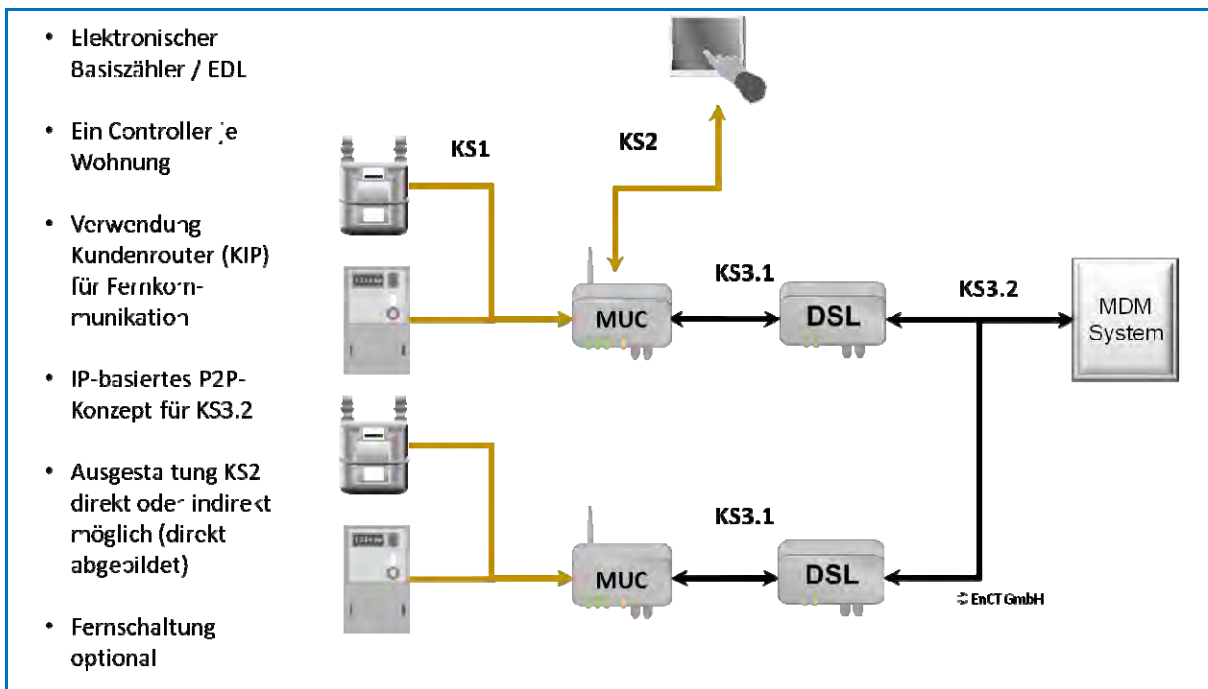


Abbildung 24: Schema der Systemvariante EBZ-MUC-KIP (Quelle: EnCT)

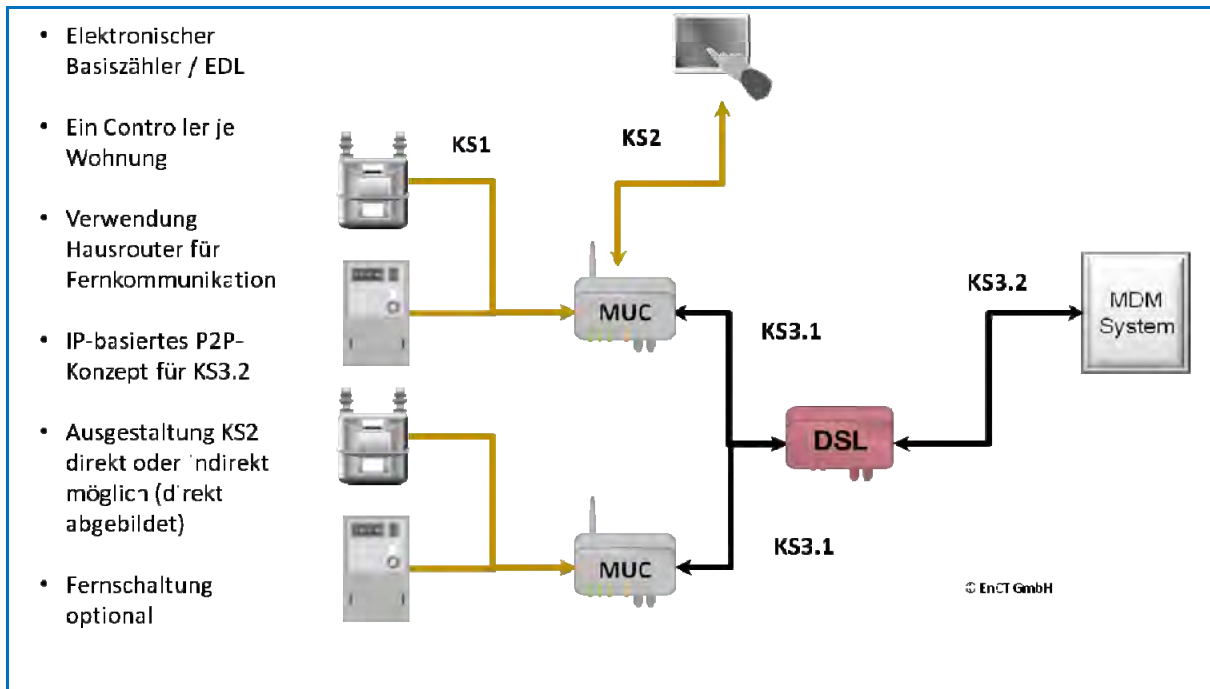


Abbildung 25: Schema der Systemvariante EBZ-MUC-HIP (Quelle: EnCT)

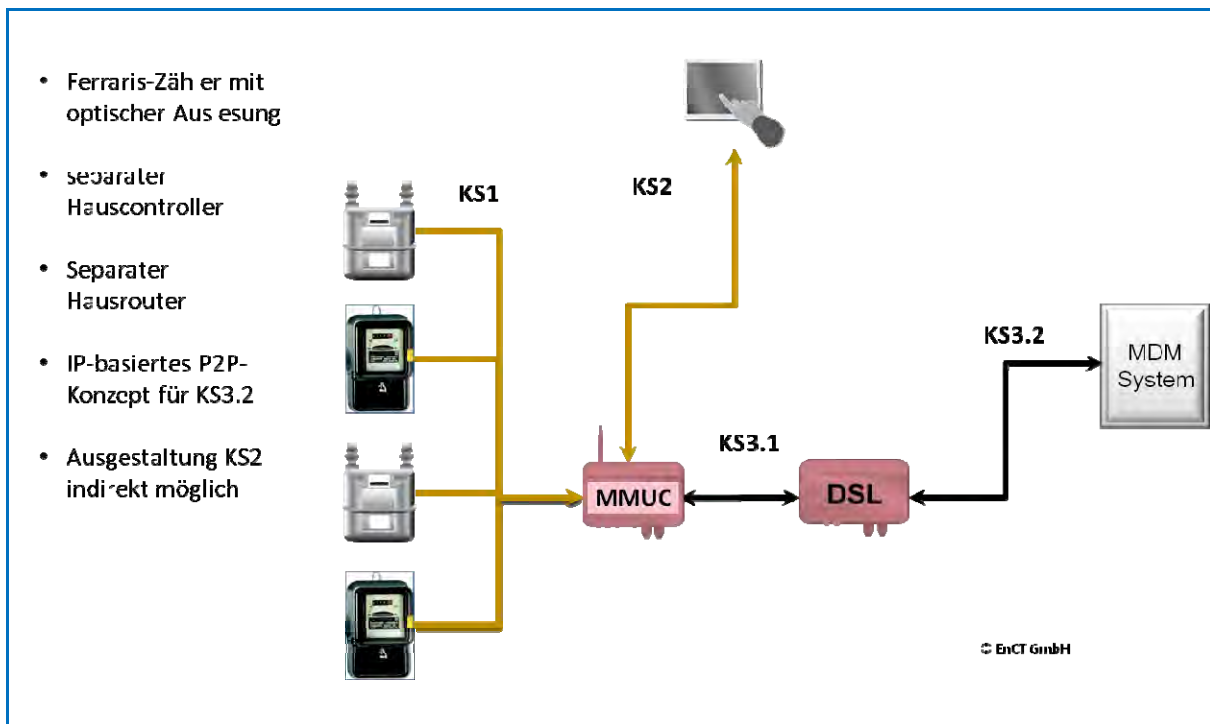


Abbildung 26: Schema der Systemvariante KON-MMUC-HIP (Quelle: EnCT)

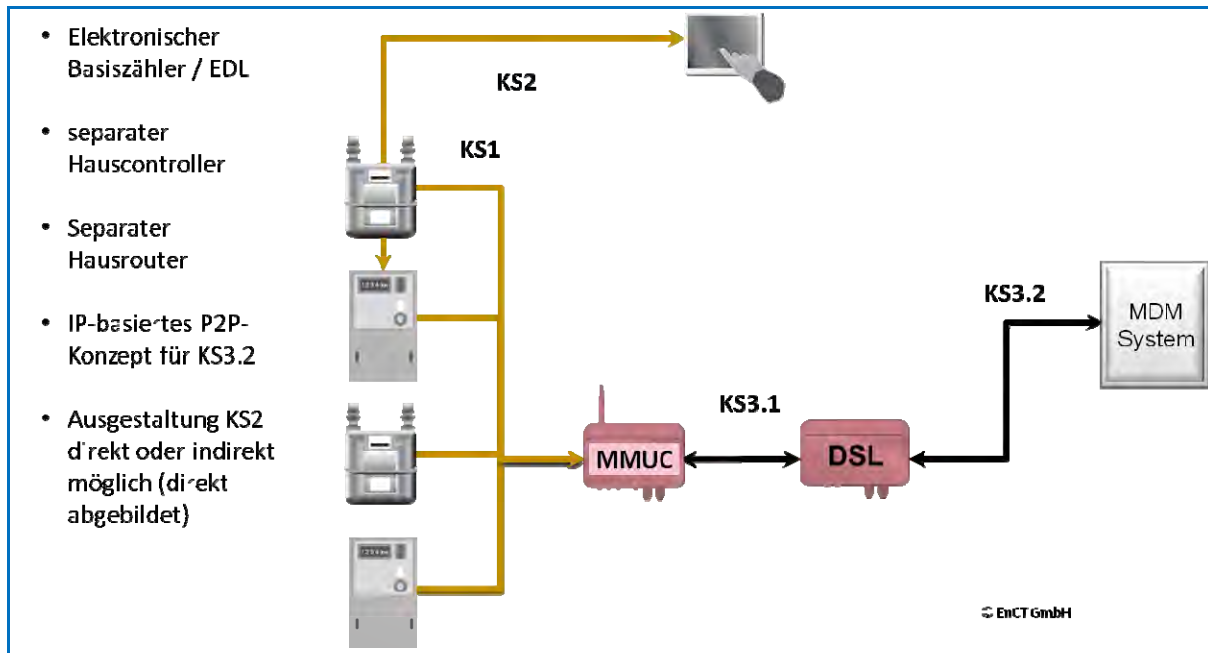


Abbildung 27: Schema der Systemvariante ELE-MMUC-HIP (Quelle: EnCT)

3.1.9 Vergleich Smart-Metering-Systemvarianten mit der registrierenden Lastgangmessung

Bei Zählpunkten mit einer Verbrauchsmengenerfassung größer 100.000 kWh/a ist die registrierende Lastgangmessung (RLM) zur Lastgangerfassung gesetzlich vorgeschrieben. Die für die RLM eingesetzten Systemvarianten unterscheiden sich jedoch von den bisher beschriebenen Systemvarianten in folgenden Punkten:

- Bei der RLM-Messung werden die geeichten Werte der viertelstündlichen Durchschnittsleistung sowie bei Bedarf der geeichte abrechnungsrelevante Zählerstand erfasst. Bei der Zählerstandsgangerfassung wird in einem vorgegebenen Zeitintervall lediglich der geeichte abrechnungsrelevante Zählerstand erfasst. Die Ermittlung und Abrechnung des Leistungspreises führt zu zusätzlichen Kosten. Für die RLM-Zähler werden aufgrund der höheren Energiemenge und der damit verbundenen Abrechnungsbeträge höhere Anforderungen an die Genauigkeit der Zähler gestellt (RLM: Genauigkeitsklasse 0,5; Zählerstandsgang: 1,0).
- Bei der RLM-Messung werden z.T. Spannungswandler eingesetzt.
- I. d. R. wird bei der RLM-Messung die Blindleistung erfasst.
- Aufgrund der heutigen Prognose- und Bilanzierungsregeln ist eine zuverlässige, tägliche Auslesung und Datenbereitstellung notwendig.
- Zur Gewährleistung der Versorgungsqualität werden i. d. R. Spannungsqualität und Frequenz protokolliert

- Aufgrund der i. d. R. punktuellen Verbreitung der Kunden kann keine gemeinsame Übertragungsinfrastruktur genutzt werden. Es ist eine Punkt-zu-Punkt-Verbindung erforderlich. Derzeit erfolgt die Übertragung der Daten von RLM-Kunden häufig über eine teure Modemverbindung.
- Aufgrund der höheren Eich- und Messanforderungen sowie einer geringeren Stückzahlen sind die RLM-Systemkosten wesentlich höher als bei den potenziellen Systemkosten für Privatkunden mit Smart Meter.
- Die heutige RLM-Messung ist sehr kostenintensiv. Als Hilfsgröße zur Festlegung einer Größenordnung der Kosten einer RLM-Messung können die Messkosten für RLM-Kunden (Niederspannung, ohne Wandler) hinzugezogen werden, für die (LBD 2008) eine Entgeltobergrenze in Höhe von 296,56 €/a vorgeschlagen hat. Als Entgeltobergrenze für die Abrechnung der Netznutzungsentgelte sind im gleichen Gutachten 234,21 € vorgeschlagen worden. Diese Kosten liegen um mehr als den Faktor 20 über den entsprechenden Kosten der SLP-Kunden mit Jahresverbrauchsabrechnung.

Sollte das heutige RLM-Verfahren auch für Kundensegmente mit geringerem spezifischem Verbrauch verwendet werden, könnte ein zählpunktübergreifendes Kommunikationssystem verwendet werden. Die höheren Anforderungen an Messqualität, Datenübertragung usw. würden diese zählpunktspezifische Kosteneinsparung jedoch überkompensieren.

3.1.10 Systemtrends und Standardisierung

In Europa sind derzeit im Bereich des Messwesens verschiedene Systemtrends zu erkennen. Einerseits initiieren große, europäisch und international orientierte Energieversorgungsunternehmen eigene Entwicklung von Zähler- und Systemtechnologien, die auf ihre jeweiligen Rahmenbedingungen und Zielsetzungen hin optimiert sind. Hierzu zählen beispielsweise Enel in Italien, Endesa und Iberdrola in Spanien sowie ERDF in Frankreich. Dabei werden vorwiegend integrierte Zählerkonzepte mit meist PLC-basierter Kommunikationstechnologie verfolgt. Diese Technologien sind heute größtenteils proprietär. Da jedoch insbesondere die französische ERDF offene, standardisierte Protokolle und Interoperabilität der Systemkomponenten zur Grundlagen ihrer Vergabeentscheidung gemacht hat, beginnen sich internationale Standards zu entwickeln. Die bisher proprietär entwickelten Protokolle sind in der Regel nicht standardisiert. Beispiele für bereits bestehende allerdings noch nicht interoperable Standards sind:

- DLMS/COSEM (ISO/IEC 62056), welcher beispielsweise von den Herstellern Landis+Gyr, Itron und Iskraemeco unterstützt wird und
- LON-Work (ISO/IEC-Standards 14908-1, -2, -3 und -4) insbesondere des Systemherstellers Echelon.

Im Gegensatz hierzu haben z.B. in den Niederlanden Hersteller, Verteilnetzbetreiber und Energielieferanten eine Spezifikationen (Mindestanforderungen) für ein Smart-Metering-System definiert (NTA 8130 - Niederländische Technische Vereinbarung) sowie Anforderungen für einen flächendeckenden Rollout. In den übrigen Ländern werden noch meist proprietäre Lösungen eingesetzt (bspw. Schweden, Italien). Teilweise wurden auch lediglich bestimmte Dienste vorgeschrieben, wie z.B. die monatliche Rechnung in Schweden.

In Deutschland wurde ein explizit vertriebsorientierter Ansatz für die Einführung von „intelligenten Zählern“ gewählt und die Definition von technischen Standards den Marktteilnehmern überlassen. Die derzeit (Oktober 2009) im Konsultationsverfahren befindlichen Festlegungen der Regulierungsbehörde (Bundesnetzagentur) betreffen bisher die Geschäftsprozesse und vertragliche Grundlagen zwischen den Marktteilnehmern. Aus diesem Grund wurden in Deutschland von den Lieferanten, Energieversorgern und den Technologieherstellern verschiedene Arbeitsgruppen eingerichtet, die technische Standards festlegen wollen. Ergebnisse sind beispielsweise das MUC-Lastenheft²⁶ des VDE-FNN und die *Open-Meter-System Specification (OMS-S)*²⁷ von ZVEI/ figawa/ KNX, sowie der SML-Protokoll-Standard²⁸.

Die vielfältigen und z.T. gegenläufigen Entwicklungstendenzen auf europäischer Ebene haben dazu geführt, dass die EU-Kommission einen Normungsauftrag (M/441) an die Normungsorganisationen CEN, CENELEC und ETSI gerichtet hat. Der Auftrag lautet: In einem ersten Schritt eine offene Architektur für Strom- und Gas-Zähler zu entwickeln, welche Geräte und Software beinhaltet. Diese Architektur soll eine sichere bidirektionale Kommunikation sicherstellen und den Konsumenten und Diensteanbietern fortgeschrittene Informations- und Steuersysteme ermöglichen. In einem zweiten Schritt sollen in einem interoperablen Rahmen harmonisierte Lösungen für Zusatzfunktionen entwickelt werden. Diese harmonisierten Lösungen sollen für die Kommunikationsprotokolle bei Bedarf die in Schritt 1 entwickelte offene Architektur verwenden. Soweit relevant, sollen WELMEC und das OPEN Meter Project eingeladen werden, an der Normungsarbeit teilzunehmen. Abschluss des ersten Normungsschrittes soll in 2010 sein. Somit werden bei zeitnaher Anwendung der Standards 2011 erste entsprechende Produkte marktverfügbar sein. Die OMS-Spezifikation wird eine Basis für den Beitrag von CEN zur Erfüllung des Europäischen Normungsmandats M/441 sein. Ein anderer Ansatz ist die Schnittstellenspezifikation IDIS²⁹. Die Umsetzung und Anwendung der europäischen Norm wird Aufgabe der Systemhersteller und ausschreibenden Messstellenbetreiber sein. Vorgaben der EU-Kommission existieren zum jetzigen Zeitpunkt nicht.

Bei allen Standardisierungsdiskussionen auf europäischer und nationaler Ebene ist zu berücksichtigen, dass die Diskussion vor allem abhängig ist vom national gewählten Marktmodell. Bei einem Verteilnetzbetreiber, der als Messstellenbetreiber im Monopol

²⁶ VDE - FNN Forum Netztechnik 2009

²⁷ Arbeitsgruppe Open Metering System Specification 2009a, 2009b, 2009c

²⁸ Wisy 2008

²⁹ IDIS (Interoperable Device Interface Standards) – Schnittstellenstandard für interoperable Geräte

agiert, wird der Standard wesentlich bestimmt durch die im konkreten Rahmen aus Kosten-Nutzen-Gesichtspunkten ausgewählte Technik. Bei Wettbewerb im Messwesen gewinnt die Interoperabilität der Geräte stark an Bedeutung.

Ziel der Diskussionsteilnehmer in Europa sollte sein, die Anzahl der vor diesem Hintergrund geltenden Standards zu beschränken und idealer Weise einen resultierenden Standard für die wichtigsten Übertragungswege DSL, GPRS und PLC durchgängig festzulegen. Als gelungenes Beispiel einer Standardisierung ist die Norm IEC850 für die Verteilnetz-Automatisierung zu nennen, im Gegensatz zur Feldbus-Norm IEC 61158 in der sich 18 Standards wiederfinden.

3.1.10.1 Datensicherheit und Signierung in der Fernkommunikation

Bei Fernübertragung von Daten gilt es, die Verfügbarkeit, die Vertraulichkeit, die Integrität und die Authentizität der übertragenen Daten sicherzustellen.

Ein Diskussionspunkt um Smart-Metering ist daher die Verschlüsselung des zwischen Zähler und Zentralsystem auftretenden Datenverkehrs. Gemäß PTB A50.7 ist „vom eichtechnischen Standpunkt (ist) eine Verschlüsselung der Messwerte normalerweise nicht notwendig; es ist ausreichend, wenn der Empfänger oder Verwender der Messwerte Verfälschungen erkennen kann“. Allerdings wurde das Thema Datenverschlüsselung in allen Spezifikationen berücksichtigt, um rechtliche und gesellschaftliche Akzeptanz zu erreichen. Bezüglich der Gateway-Konzepte haben die jeweiligen Arbeitskreise Vorgaben erarbeitet. Zum einen hat der im Forum Netztechnik/Netzbetrieb (VDE-FNN) koordinierte Arbeitskreis (MUC-Lastenheft³⁰) eine Spezifikation entwickelt. Zum anderen hat auch die Open Metering Group, die vom Zentralverband Elektrotechnik- und Elektronikindustrie (ZVEI) koordiniert wird, eine Spezifikation – die Open Metering System Specification (OMS-S) entwickelt³¹³²³³.

Die von beiden Arbeitskreisen entwickelten Anforderungen an die Verschlüsselung von Daten unterscheiden zwischen der Kommunikation Zähler zu Gateway oder Gateway zu Zähler, und Gateway zu MDM-System oder MDM-System zu Zähler. Bei der Kommunikation von Zähler zu Gateway wird für die Verschlüsselung einer drahtlosen Verbindung der Advanced Encryption Standard (AES) vorgesehen. Für drahtgebundene Verbindungen ist die Verschlüsselung optional. Bezüglich des Datenverkehrs vom Gateway zum MDM-System bzw. MDM-System zum Gateway werden hingegen grundsätzlich IP-basierte Verschlüsselungstechniken vorgesehen. Eine Anpassung der Verschlüsselungsalgorithmen im Gateway ist technisch ohne Verletzung der Signatur realisierbar. Tabelle 7 zeigt die Anforderungen an die Verschlüsselung für die einzelnen Systemkomponenten auf.

³⁰ VDE - FNN Forum Netztechnik 2009

³¹ Arbeitsgruppe Open Metering System Specification 2009a

³² Arbeitsgruppe Open Metering System Specification 2009b

³³ Arbeitsgruppe Open Metering System Specification 2009c

Tabelle 7: Vorschlag zur Verschlüsselung von Datenströmen (Quelle: FNN, OMS)

Anforderungen an Kommunikation Zähler <-> Gateway (Kommunikationsschnittstelle 1.1)		
Organisation	Draht-M-BUS	Funk-M-BUS (RF)
FNN im VDE	optional AES 128	verpflichtend AES 128
OMS (figawi, ZVEI)	optional AES 128	verpflichtend AES 128
Anforderungen an Kommunikation Gateway <-> MDM-System (Kommunikationsschnittstelle 3.1)		
Organisation	GSM, GPRS, ISDN, Analog	
FNN im VDE	IP-basierte Sicherheitsmethoden	
OMS (figawi, ZVEI)	IP-basierte Sicherheitsmethoden	

Generell sind also bei funkbasierter Übertragung höhere Sicherheitsanforderungen formuliert. Dies hängt mit dem einfacheren Zugriff auf Funkdaten und dem damit erhöhten Gefährdungspotential zusammen.

Bei den Herstellern der meist proprietären PLC-Systeme gibt es unterschiedliche Herangehensweisen. Da es sich um geschlossene und drahtgebundene Systeme handelt, werden meist reduzierte Anforderungen formuliert. Das Unternehmen Echelon sieht für ihre Zähler beispielsweise einen Passwort-geschützten Zugang, eine Authentifizierung und eine modellabhängige, konfigurierbare, jedoch nicht näher spezifizierte Verschlüsselung vor³⁴. Auch das Mannheimer Unternehmen PPC sieht entsprechende konfigurierbare, integrierte Sicherheitsvorkehrungen vor. Aufgrund der hohen öffentlichen Aufmerksamkeit gibt es jedoch bei allen namhaften Herstellern Bestrebungen die Datensicherheit zwischen Zähler und Gateway weiter zu erhöhen, beispielsweise durch Anhebung der Schlüssellänge, so dass entsprechend sichere Systeme schon heute und auch in Zukunft verfügbar sein werden. Zu berücksichtigen ist hierbei allerdings die im Effekt stark reduzierte Datenübertragungsrate, die die Wirtschaftlichkeit und Echtzeitfähigkeit der Systeme negativ beeinflussen.

Was alle Systemkonzepte mit IP-basierter Fernkommunikation gemein haben, ist die Verschlüsselungsmöglichkeit zwischen dem Gateway und dem Zentralsystem.

Neben der Datensicherheit wird auch das Thema Signierung in der Branche intensiv diskutiert. Vor allem eichrechtlich wird der Signierung der übertragenen Zählerstände große Bedeutung beigemessen. Unter Signierung werden technische Maßnahmen verstanden, die einer eigenhändigen Unterschrift auf Papier gleichkommen. Da es sich bei der Übertragung von Verbrauchsdaten nicht um unterschriftsrelevante Dokumente handelt, wurden und werden diese bisher üblicherweise auch nicht signiert. Dies gilt zumindest soweit die Tarifierung wie bisher üblich in geeichten Geräten vor Ort und nicht im Zentralsystem erfolgt.

Das MUC-Lastenheft des VDE-FNN und die OMS-Spezifikation sehen das Gateway als Weiterleitungsmedium an. Erfolgt die Kommunikation vom Zähler zum Gateway, ist

³⁴ Echelon 2009

nach der aktuellen Spezifikation der Open Metering Group keine Signierung der Daten erforderlich. Der FNN-Arbeitskreis hingegen diskutiert eine verpflichtende Signierung der übertragenen Zählerstände für Elektrizität. Ein offiziell verabschiedetes Lastenheft für den EDL-Zähler lag von Seiten VDE-FNN bis dato nicht vor und konnte daher nicht berücksichtigt werden. Tabelle 8 fasst die verfügbaren Aussagen zur Signierung zusammen.

Tabelle 8: Vorschlag zur Signierung von Datenströmen (Quelle: FNN und OMS)

VDE / FNN (in Diskussion)	
Kommunikationsrichtung	signierte Kommunikationsinhalte
Zähler zu Gateway zu MDM	- Verwendung der SLM-Signatur
Open Metering Group	
Kommunikationsrichtung	signierte Kommunikationsinhalte
Zähler zu Gateway zu MDM	- Signierung ist für zukünftige Weiterentwicklung des Spezifikation vorbehalten

Bezüglich der Konzepte der PLC-Systemhersteller und der proprietären System die auf mechanischen Zähler basieren (KON-MMUC) gibt es keine ausreichenden, öffentlich verfügbaren Aussagen zu Signierung. Generell gilt jedoch, dass bei IP-basierter Übertragung eine eindeutige Zuordnung der beteiligten Geräte über die IP-Adresse ermöglicht wird, und damit bei Bedarf auch eine Signierung erfolgen kann.

Bei Berücksichtigung der Anforderungen der PTB A50.7 (U.a. Signierung der Zählerstände) gilt die Vermutungsregel, dass bei einer zentralen Tarifierung die eichrechtlichen Vorgaben eingehalten werden. Sobald wie bisher eine Tarifierung bereits vor Ort im Zähler erfolgt, sind die zu übertragenden Zählerstände auch nicht zu signieren.

3.1.10.2 Berücksichtigung der datenschutzrechtlichen Anforderungen

Gemäß §21 b EnWG müssen in Neubauten Zähler eingebaut werden, die „dem jeweiligen Anschlussnutzer den tatsächlichen Energieverbrauch und die tatsächliche Nutzungszeit widerspiegeln“. Darunter wird häufig die Darstellung der Verbräuche des letzten Tages, der letzten Woche, des letzten Monats und des letzten Jahres verstanden. Die Zähler benötigen hierfür über die entsprechenden Datenspeicher und Anzeigefunktionen. In Einfamilienhäusern wird dies datenschutzrechtlich problemfrei sein, da nur Datenberechtigte Zugang zum Zähler haben. In Mehrfamilienhäusern kommt es hingegen häufig vor, dass Zähler mehrerer Wohnungen in einem gemeinsamen Zählerschrank bspw. offen zugänglich im Keller montiert sind. Für diesen Fall bestehen Befürchtungen, dass Nachbarn unberechtigt Zugang zu Verbrauchsinformationen anderer Nachbarn erhalten können. Für diese Fälle soll eine

Deaktivierung bestimmter Anzeigefunktionen vorgesehen werden, allerdings unter Inkaufnahme einer reduzierten Detaillierung der Anzeigedaten.

Analoges gilt auch für die integrierten AMM-Zähler-Konzepte mit detaillierter Anzeige am Zähler.

Bei allen Systemvarianten, bei denen Daten vom Messdienstleister fernausgelesen und an den Netzbetreiber übermittelt werden, hat die Klärung mit den Datenschutzbeauftragten der jeweiligen Bundesländer³⁵ meist zu folgendem Ergebnis geführt:

- Messdienstleister, Netzbetreiber und Lieferanten dürfen ohne explizite Zustimmung des Anschlussnutzers nur die abrechnungsrelevanten Daten zur Weiterverarbeitung auslesen; dies ist in der Regel auch im Liefervertrag entsprechend geregelt
- Für die Abfrage umfangreicherer Daten benötigt der Messdienstleister die ausdrückliche Zustimmung des Anschlussnutzers
- Anschlussnutzer erhalten in Abstimmung / auf Antrag Zugang oder Zugriff zu den Daten vor Ort (z.B. Wohnungsdisplay, Internetportal)

Diese Anforderungen können alle Systemvarianten erfüllen. In der Regel wird dem Kunden für detaillierte, sekundliche oder minutenweise Verbrauchsdaten ein Vor-Ort-Zugriff über die KS2-Schnittstelle angeboten. Bei den AMM-Systemvarianten und der Systemvariante EBZ-MMUC befindet sich diese Schnittstelle am Zähler. Bei den Systemvarianten EBZ-MUC und KON-MMUC wird die KS2-Schnittstelle am Gateway zur Verfügung gestellt. Soweit dabei mehrere Anschlussnutzer auf das Gateway zugreifen können, ist wiederum aus Datenschutzgründen ein Berechtigungskonzept erforderlich. So sieht das MUC-Lastenheft beispielsweise acht Nutzerrollen vor, welchen jeweils unterschiedliche Rechte eingeräumt werden können. In wie weit die Verwaltung der Rechte im regulären Betrieb effizient handhabbar ist kann nur schwer abgeschätzt werden. Dass eine derartige Nutzerverwaltung rein technisch umsetzbar ist zeigen bereits bestehende, komplexe IT-Netzwerke.

3.1.11 Zusammenfassung

Für die Marktanalyse von Smart-Metering Systemen sind die folgenden Systemkomponenten zentral für eine detaillierte Differenzierung:

³⁵ Karg 2009

- die Zählertechnologie,
- der Datensammler und
- die Weitverkehrskommunikation.

Die **Zählertechnologie** lässt sich weiter nach den Zählervarianten

- Elektronischer Basiszähler (EBZ),
- EDL21,
- Konventioneller Zähler und
- AMM-Zähler (Integrierter Zähler und Datensammler)

spezifizieren. Bei den **Datensammlern** wird im Rahmen der Studie zwischen einem MUC (Kunden-Gateway) und MMUC (Haus-Gateway) unterschieden. Wesentliche Technologien zur Ausgestaltung der **Weitverkehrskommunikation** sind:

- Funk RF
- Powerline Communication (PLC)
- GPRS
- KIP (Kunden-IP-Anschluss)
- HIP (Haus-IP-Anschluss)

Anhand dieser Systemkomponenten sind vier Zähler-Systemvarianten (z.T. ist Gateway-Funktionalität im Zähler integriert) und fünf Gateway-Systemvarianten (gerätetechnische Trennung von Zähler und Gateway) identifiziert worden, die im Rahmen der Studie detailliert betrachtet werden. Tabelle 9 führt diese auf.

Tabelle 9: Smart-Metering-Systemvarianten (Quelle: EnCT)

Zählervariante				Gateway-Variante			
EDL21	AMM-KIP	AMM-HIP	AMM-PLC	EBZ-MUC-PLC	EBZ-MUC-HIP	KON-MMUC-HIP	EBZ-MMUC-HIP

Das Konzept des EDL21 beschreibt den Einbau eines elektronischen Zählers, der über ein informatives Zählerdisplay zur Verbrauchsinformation verfügt. Der Zähler ist entwickelt worden, um den Anforderungen des EnWG § 21 Abs. 3a und 3b EnWG zu entsprechen. Eine Fernauslesung oder ein Lastmanagement sind nicht möglich.

Bei den integrierten AMM-Varianten beinhaltet der Zähler bereits die Datensammlungsfunktion des Gateways. Die Varianten unterscheiden sich hinsichtlich der Infrastruktur, die zur Weitverkehrskommunikation verwendet (Kunden-IP-Anschluss, Haus-IP-Anschluss oder PLC) wird. Somit ist die Marktrolle des

Messstellenbetreibers über den Kommunikationskanal festgelegt. Bei den Gateway-Varianten sind die Gatewayfunktionalitäten vom Zähler getrennt. Die Varianten unterscheiden sich sowohl nach der Art des verwendeten Zählers (konventionell EBZ oder EDL21) wie auch nach dem Kanal zur Weitverkehrskommunikation. Das EDL40-System entspricht dabei je nach Technologie zur Weitverkehrskommunikation der Systemvariante EBZ-MUC-PLC, EBZ-MUC-HIP oder EBZ-MUC-HIP.

Die aufgeführten Systemvarianten unterscheiden sich bezüglich wesentlicher Systemanforderungen wie dem Verhältnis von Kosten und Nutzen, der Abbildbarkeit variabler Tarifmodelle oder der Umsetzung der Liberalisierung in den jeweiligen Prozessen. Im Weiteren werden diese Systemvarianten auf ihre Vorteilhaftigkeit analysiert und bewertet.

3.2 Kosten und Nutzen von Smart-Metering-Systemen

Im diesem Abschnitt wird analysiert, welche der oben beschriebenen Funktionalitäten welche Nutzenpotentiale ermöglichen sowie welche Kosten dem gegenüberstehen. Zunächst erfolgt dafür eine qualitative Analyse bezogen auf die Marktrollen. Im Anschluss erfolgt eine Quantifizierung und entsprechende Bewertung der Systemvarianten. Die Untersuchung von Kosten und Nutzen der Dienste erfolgt auf Basis existierender Studien, auch aus dem europäischen Ausland.

3.2.1 Vorgehensweise, Identifikation und Kategorisierung von Kosten und Nutzen

Zunächst werden in einer qualitativen Analyse Kosten- und Nutzenaspekte für verschiedene Marktrollen aufgezeigt. Im nächsten Schritt werden die quantifizierbaren Kosten und Nutzen auf Basis internationaler Studien bestimmt. Im Anschluss werden die Systemvarianten noch im Vergleich nach ausgewählten Nutzenaspekten betrachtet, um über das quantifizierbare Kosten-Nutzen-Verhältnis hinaus die Möglichkeiten der einzelnen Systeme zu verdeutlichen.

Anschließend werden in Kapitel 3.3 die wichtigsten Stärken und Schwächen zusammengefasst und die sich ergebenden Chancen und Risiken gegenübergestellt. Zum Abschluss wird auf Basis der Analyse und Bewertung eine Empfehlung für die Einführung von Smart Metering in Deutschland formuliert.

Das beschriebene Vorgehen bei der Kosten-Nutzen-Analyse und die einzelnen Stufen ist schematisch in Abbildung 28 dargestellt.

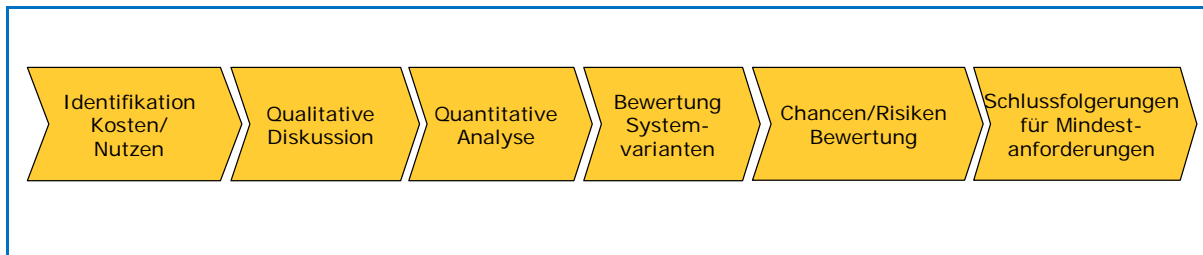


Abbildung 28: Vorgehensweise der Kosten-Nutzen-Analyse

Prinzipiell kann eine Kosten-Nutzen-Betrachtung aus verschiedenen Perspektiven durchgeführt werden. Kosten und Nutzen können entweder den Akteuren zugeordnet oder auf einer gesamtwirtschaftlichen, aggregierten Ebene analysiert werden. Da Kosten und Nutzen in gewissen Grenzen zwischen den Akteuren weitergereicht werden können, ist eine disaggregierte Betrachtung nicht immer eindeutig. Daher werden im Rahmen dieses Gutachtens Kosten und Nutzen der Systemvarianten zunächst gesamtwirtschaftlich betrachtet. Der sich ergebende Nettonutzen dient in der Folge als eine Grundlage für die Entscheidung für eine Systemvariante bzw. eine Rollout Strategie.

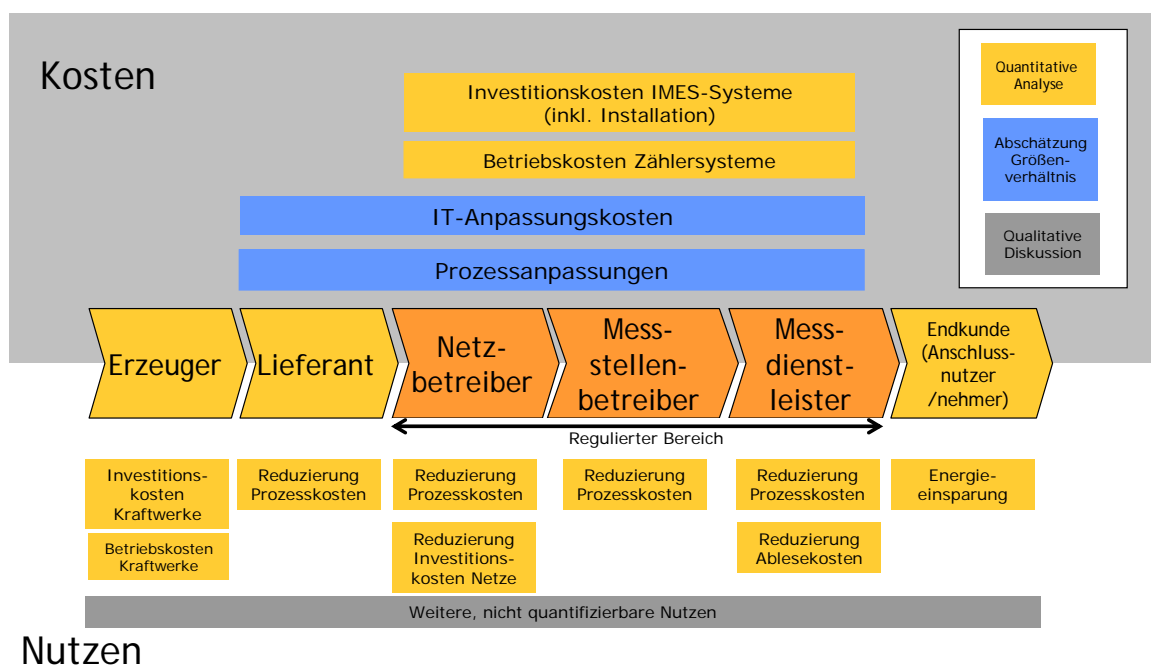


Abbildung 29: Kategorisierungen der Kosten-Nutzen-Analyse

Im Rahmen der qualitativen Analyse werden vor allem die nicht-quantifizierbaren Nutzen-Aspekte betrachtet und nach den Marktrollen unterschieden.

Die Quantifizierung des Nutzens entsprechend der Marktrollen erfolgt, soweit eine entsprechende Datenbasis verfügbar ist. Bei der Quantifizierung der Kosten werden verschiedene Kategorien wie Investitions-, Betriebs-, und Prozesskosten unterschieden, die teilweise über Marktrollen hinweg auftreten. Diese Kategorisierung der Kosten und der Nutzen sowie den Bezug zu den Marktrollen und den einzelnen Analyseschritten stellt Abbildung 29 dar.

3.2.2 Identifizierung von Nutzen und Kosten und qualitative Analyse

Nutzenaspekte

Die Nutzen des Einsatzes von SMET ergeben sich in erster Linie aus den möglichen Diensten, die durch die Systeme dargestellt werden können.

a) Tarife³⁶

SMET bieten für **Lieferanten** erweiterte Möglichkeit variable Tarife anzubieten, indem sie die notwendigen technischen Voraussetzungen dafür schaffen. Im Wesentlichen betreffen diese Voraussetzungen die Art und den Ort der Datenspeicherung, und die Form der Weitverkehrskommunikation (1-Wege vs. 2-Wege-Kommunikation). Diese Tarife bieten Stromlieferanten z.B. die Möglichkeit, die zeitliche Variabilität der Großhandels-Strompreise an die Endkunden weiterzureichen. Wenn Endkunden ihr Verbrauchsverhalten daraufhin anpassen, lassen sich für die Lieferanten Kostenvorteile bei der Strombeschaffung realisieren, die sie teilweise an die Endkunden weitergeben können. Die Kostenvorteile der Strombeschaffung sind letztlich auf eine Optimierung der **Erzeugung** auf Grundlage des modifizierten Lastverlaufs zurückzuführen. So sind bei einer Reduzierung der Systemspitzenlast weniger Spitzenlastkraftwerke erforderlich und die restlichen Kraftwerke können besser ausgenutzt werden. Langfristig können Überschüsse der Stromerzeugung, die durch den verstärkten Einsatz von erneuerbaren Energien zeitweise entstehen, durch eine entsprechende Anpassung der Nachfrage verringert werden.

Eine Kostenoptimierung für Lieferanten und Erzeuger ist allerdings keine zwingende Voraussetzung für das Angebot neuer Tarife. Auch aus rein vertrieblichen Gründen können neue Lieferanten neue, individuell auf einzelne Kundensegmente zugeschnittene Tarife entwickeln und anbieten. Daraus ergeben sich für den Lieferanten erweiterte Möglichkeiten der Neugewinnung und der Bindung von Kunden, unter Umständen wird es Lieferanten auch möglich sein, ihre Margen zu erhöhen. Eine mögliche Folge dieser Entwicklung ist eine Belebung des Wettbewerbs um Endkunden. Inwieweit mit den dargestellten Effekten ein volkswirtschaftlicher Nutzen einhergeht wird im Rahmen dieses Gutachtens nicht untersucht.

³⁶ Für eine ausführliche Darstellung der Nutzen von zeit- und lastvariablen Tarifen wird auf das parallel erstellte Gutachten zu diese Thema verwiesen.

Für **Netzbetreiber** bietet der Einsatz variabler Tarife die Möglichkeit der Reduzierung der maximalen Netzlast. Dies kann theoretisch auf allen Spannungsebenen zu einer Reduzierung von Netzinvestitions- und -betriebskosten führen.

Für den **Messstellenbetreiber bzw. Messdienstleister** ergeben sich aus der Einführung von variablen Tarifen keine Nutzeneffekte.

b) Ablesung

Wenn SMET die Möglichkeit einer zeitnahen Ablesung durch eine 2-Wege Kommunikation bietet, ergibt sich für den **Lieferanten** die Möglichkeit diese Dienstleistung (auch in Kombination mit einer Abrechnung) als zusätzliche Dienstleistung anzubieten. Bei der buchhalterischen Jahresabgrenzung sowie beim Lieferantenwechsel lassen sich Schätzungen des Stromverbrauchs vermeiden. Diesen Vorteil genießen prinzipiell auch **Netzbetreiber** im Hinblick auf die Ermittlung von Netzentgelten.

Aus Sicht der **Messstellenbetreiber bzw. Messdienstleister** sind (zusätzliche) Ablesungen eine Dienstleistung für den Lieferanten bzw. Netzbetreiber. Bei der Durchführung dieser Dienstleistung kann er eventuell Synergien durch spartenübergreifenden Einsatz von SMET ausnutzen, sofern ein multispartenfähiges System zum kommt. Gegenüber der manuellen Auslesung oder Selbstablesung durch den Kunden bedeutet der Einsatz von SMET eine bessere Planbarkeit des Prozesses, wenn er ferngesteuert ausgelöst werden kann.

Aus Sicht des **Endkunden** bieten SMET mit einer automatisierten Ablesung das Potential Energieeinsparungen zu realisieren sowie Komfortverbesserungen.

Bereits in Kapitel 2 wurde die Visualisierung des Energieverbrauchs als Grundlage für die Erzielung von Energieeinsparungen diskutiert. Diese Energieeinsparungen führen unmittelbar zu Kosteneinsparungen.

Eine Komfortverbesserung ist der Entfall des Aufwands, der mit Selbstablesung verbunden ist oder des Aufwands einer zur Ablesung beauftragten Person Zugang zum Zähler zu verschaffen. Weiterhin profitiert der Kunde vom Entfall der Ungenauigkeiten, die Verbrauchsschätzungen mit sich bringen.

c) Abrechnung

Die zuvor angesprochenen Effizienzverbesserungen bei den Ableseprozessen führen zu entsprechenden Verbesserungen bei den Abrechnungsprozessen. Aus Sicht der Lieferanten ist ein effizienteres Forderungsmanagement möglich, da auch über kleinere Zeiträume Verbrauchsinformationen abgefragt werden können. Eine weitere Prozessverbesserung für den **Lieferanten** ergibt sich aus der einfacheren Durchführung von Kontrollablesungen bei Kundenrückfragen.

Wird das SLP-Verfahren zugunsten einer viertelstundenscharfen Erfassung und Abrechnung von Lastgängen (Zählerstandsgang) aufgegeben, so entfällt für den

Netzbetreiber die Prognose von Lastgängen in Form von SLP und Zuordnung zu Kunden sowie die Mehr-/Minderabrechnung.

Wie angesprochen ist für den **Endkunden** ist das Verbrauchsfeedback eine Hilfestellung für die Umsetzung von Energieeinsparung. Dies kann auch mit Hilfe der Abrechnung gegeben werden.

d) Lastmanagement

Lieferanten könnten von einer möglichen Lastmanagementfunktionen von SMET profitieren, da eine Fernab/zuschaltung bei Umzug oder Inkasso zu günstigeren Kosten ausgeführt werden kann als bei manueller Fernab/zuschaltung. Diese Kostenvorteile können an den Endkunden weitergegeben werden. Weitere Lastmanagementfunktionen können im Rahmen von tarifbasierten Gerätesteuerungen (Smart-Home) implementiert werden, die von verschiedenen Marktakteuren angeboten werden können.

e) Monitoring

Für **Lieferanten** wird durch eine Ablesung in geringeren Zeitabständen ein verbessertes Monitoring des Kundenverbrauchs ermöglicht. Plötzliche Verbrauchssteigerungen in deren Folge es zu einem Ausfall von Forderungen kommt können durch rechtzeitige Zwischenabrechnungen verhindert werden.

Für **Messstellenbetreiber bzw. Messdienstleister** ergibt sich ein Nutzen daraus, dass viele SMET die Möglichkeit beinhalten, Versuche der Zählermanipulation zu diagnostizieren und zurückzumelden.

f) Netzmanagement

Für den **Netzbetreiber** eröffnen SMET die Möglichkeit, Monitoringfunktionen im Netz zu implementieren, die zu möglichen Verbesserungen der Versorgungsqualität führen. So könnte durch den Einsatz von SMET eine Spannungsüberwachung durchgeführt werden und so Netzbereiche identifizieren, in denen kritische Spannungsschwankungen auftreten. Dies ist beispielsweise vor allem in ländlichen Gebieten mit langen Leitungslängen oder bei starker Durchdringung mit dezentraler Erzeugung der Fall. Auf Grundlage von Ergebnissen des Monitorings können rechtzeitig Maßnahmen eingeleitet werden, um die Produktqualität sicherzustellen.

Mögliche weitere Nutzeneffekte beziehen sich auf eine präzisere Diagnose von Netzverlusten sowie von Versorgungsunterbrechungen. Eine zeitlich aufgelöste Darstellung von Netzbelastungen kann auch zu einer Verringerung von Unsicherheiten bei der Netzplanung führen.

Die erzielbaren Kostenersparnisse und Qualitätsverbesserungen sind sehr stark von der Netzstruktur, den Qualitätsanforderungen und den spezifischen Herausforderungen des Netzbetriebs abhängig. In Kapitel 4.1.1 wird ausführlicher

dargestellt, dass z.B. in Italien die Bereitstellung dieser Dienste eine entscheidende Motivation für den flächendeckenden Rollout von SMET dargestellt haben. Die dort dargestellte Situation ist allerdings nur sehr eingeschränkt auf den deutschen Kontext übertragbar. Das Ausmaß, in dem Produktqualität, Netzzuverlässigkeit und Netzleistungsfähigkeit sowie Kosten im Netzbereich durch den Einsatz von SMET beeinflusst werden können, kann nicht allgemeingültig, sondern nur für den konkreten Einzelfall beantwortet werden.

Eine Erhöhung der Produktqualität und Versorgungszuverlässigkeit kommt direkt dem **Endkunden** zugute.

g) Mehrwertdienste

Auf der Basis von SMET können dem Endkunden Mehrwertdienste angeboten werden, um Nutzeffekte zu realisieren, die über die bisher genannten Aspekte hinausgehen. Beispiele dafür sind Steuerungsaufgaben. Hierzu zählen z.B. intelligente Haushaltsgeräte (Smart Home, Smart Appliances), dezentralen Erzeugungsanlagen sowie Komfort-, Sicherheits- und Monitoring-Dienstleistungen. Diese Dienstleistungen können durch den Messstellenbetreiber bzw. Messdienstleister oder den Lieferanten (als Bündelprodukt) angeboten werden.

Die folgende Tabelle 10 fasst die diskutierten Aspekte noch einmal zusammen.

Tabelle 10: Übersicht über die Nutzen von SMET, nach Marktrolle differenziert

Dienste	Lieferant	Netzbetreiber	Messstellenbetreiber	Endkunde (Anschluss-nutzer /nehmer)
Tarife	Erweiterte Möglichkeiten des Angebots von Tarifen Optimierung der Beschaffung Kundenbindung durch individualisierte Tarifstrukturen	Theoretisch Reduzierung von Netzinvestitions- und -betriebskosten	Keine	Kostenreduzierung durch Nutzung variabler Tarife
Ablesung	zeitnahe Ablesung, Angebot als zusätzliche Dienstleistung Buchhalterisch verbesserte Abgrenzbarkeit	Buchhalterisch verbesserte Abgrenzbarkeit (Jahres-/ Lieferanten-wechsel)	Evtl. Kostenverteilung auf mehrere Sparten verbesserte Planbarkeit der Ablesung	Wegfall Selbstablesung/ Wartezeiten auf Ableser verbesserte Abgrenzbarkeit bzgl. Zeitraum oder Art der Nutzung zeitnahe Ablesung (Visualisierung): Identifikation von Möglichkeiten zur Energieeinsparung

Abrechnung	Effizienteres Forderungsmanagement bzgl. Zeiträumen und Höhe der Forderungen Rückgang der Kundenrückfragen	Bei Zählerstandsgangerfassung: Wegfall Prognose und Mehr-/ Minder-mengen-abrechnung		Zeitnähere, genauere Verbrauchs- und Kosteninformation mit Möglichkeit zu Energieeinsparungen
Lastmanagement	Angebot tarifbasierter Gerätesteuerung Fernab-zuschaltung			Nutzen tarifbasierter Gerätesteuerung Verringerung kosten Zählersperrung ei Auszug/Leerstand
Monitoring	Verringerung Forderungsausfälle	Kosteneinsparung durch Verhinderung/ zeitnahe Feststellung von Manipulation	Kosteneinsparung durch Verhinderung von Manipulation Effizienzsteigerung durch zeitnahe Feststellung von Fehlfunktionen	
Netz-management		Verringerung Netzverluste Erhöhung Versorgungszuverlässigkeit Verbesserung Versorgungsqualität Erhöhung der Investitionssicherheit durch bessere Datenlage		Schnellere Behebung von Stromausfällen
Mehrwertdienste	Differenzierungsmöglichkeit durch zusätzliche Services		Geringere Kosten durch Aufrüstbarkeit der Zähler (Software oder Module)	Höherer Kundennutzen durch Serviceverbesserung

Die Tabelle zeigt, dass alle Marktrollen von einer Einführung intelligenter Messsysteme profitieren würden. Ein Schwerpunkt der Nutzen liegt dabei auf den Diensten Ablesung und den darauf aufbauenden Abrechnungsprozessen, die für alle Marktrollen relevante Nutzen darstellen. Für den Netzbetreiber ergeben sich im Bereich Netzmanagement vor allem im Bereich Netzmanagement zukünftige Nutzen, die allerdings schwierig zu beziffern sind.

Kosten

Den genannten Nutzenaspekten stehen Kosten gegenüber, die sich vor allem auf Investition und Betrieb der SMET beziehen und dem Messstellenbetreiber zugeordnet werden. Darüber hinaus sind für nahezu alle Marktbeteiligten Prozessanpassungen erforderlich, die sich in Kosten für die Anpassung von IT-Systemen auswirken.

3.2.3 Quantitative Analyse

Die Quantifizierung von Nutzen stützt sich auf Analysen in nationalen und internationalen Studien. Tabelle 11 zeigt überblicksartig die Ergebnisse der Quantifizierung des Nutzens von Smart-Metering-Systemen je Zähler bzw. Haushalt in den ausgewerteten Studien. Die Werte weisen eine erhebliche Bandbreite des ermittelten Nutzens und ein breites Spektrum der untersuchten Nutzenkategorien auf. Ein Teil der Bandbreite kann dadurch erklärt werden, dass Verteilungseffekte in einigen Studien nicht berücksichtigt werden.³⁷

Tabelle 11: Nutzenübersicht Smart Metering im Strombereich für Haushalte aus verschiedenen Studien

Land	Jährlicher Gesamtnutzen pro Zähler/Haushalt	Umfang des Nutzens	Quelle
D	~ 10 €	Energieeinsparung	BET 2009
GB	~ 21 €	Energieeinsparung (~ 10 €), Tarifvorteile (~11 €)	Ofgem (aus Mott MacDonald 2007)
Int.	~ 33 €	Energieeinsparung	Capgemini Consulting 2009
GB	~ 31 €	Energieeinsparung (11 €), Ablesung (11 €), Kundenanfragen (4 €), Forderungsmanagement (3 €), Lieferantenwechsel (2 €)	Mott MacDonald 2007
Int.	~ 57 € (netto*: ~3,5 €) * Nutzen nach Abzug der Kosten	Energieeinsparung und Tarifvorteile (39 €), Kundenservice und Wechselprozesse (~2,5 €), Ablesung (~4 €), Abrechnung/Skaleneffekte (~10 €), Optimierung Forderungsmanagement (~1,5 €)	A.T. Kearney 2008
GB	~ 57 €	Energieeinsparung, Ablesung, Tarifvorteile, Rechnungsstellung, Eigenerzeugung Weitergabe Nutzen EVU, Gemeinnutzen CO2-Einsparung	Energywatch (aus Mott MacDonald 2007)
CH	~ 85 €	Energieeinsparung, Ablesung, Spitzenlastreduktion, Kundenwechsel, verminderter Stromverbrauch Zähler, Weitergabe Nutzen EVU (Betrieb, Lieferantenwechsel)	Pöyry 2008

Die Zuordnung der Nutzenaspekte zu den Marktrollen muss auf einer detaillierteren Ebene erfolgen. Die in der Literatur angegebenen Zahlenwerte weisen auch hier erhebliche Bandbreiten auf. Eine Erklärung dafür ist, dass auch die Prozesskosten der Marktakteure erhebliche Bandbreiten aufweisen, was auch in einer Analyse von Prozesskosten festgestellt wurde (LBD 2008). Weiterhin sind die Möglichkeiten und Nutzen einer Einführung von SMET noch schwierig abschätzbar und auch je Unternehmen durchaus verschieden.

³⁷ z.B. führt die Einsparung von dem Strom- oder Gasverbrauch zugeordneten Verbrauchssteuern nicht zu einer gesamtwirtschaftlich wirksamen Kosteneinsparung, sondern lediglich zu einer Kostenverlagerung.

Die folgende

Tabelle 12 zeigt die Spannbreiten je Prozessgruppe und Marktrolle bezogen auf einen Zähler.

Tabelle 12: Nutzeneffekte im Strombereich pro Zähler und Haushalt in internationalen Studien³⁸

	Erzeuger	Lieferant	Netzbetreiber	Messstellenbetreiber, Messdienstleister	Anschlussnutzer
Nutzenangaben in internationalen Studien	Demand response 0 – 9€	Kundenservice + Wechselprozesse 2,5 – 4 € Forderungsmanagement 1,5 – 4 € Lieferantenwechsel 1 – 2 € Erschließung weiterer Dienstleistungen 0 – 10 €	Mehr-/Minder-mengen-abrechnung: 0,1€ Verbesserung Netzmanagement 2,5 €	Ablesung: 4 - 11 €	Energie-einsparung 3 – 25%
Spannbreiten Nutzen je Marktrolle:	0- 9 €	5 – 45 €	0,1 – 2,6 €	4 – 11 €	3 – 25 %

In diesem Gutachten werden die quantifizierbaren Nutzen in folgende Kategorien zusammengefasst:

- Nutzen der automatisierten Ablesung,
- Nutzen aus Effizienzsteigerungen in sonstigen Prozessen,
- Nutzen der Visualisierung des Energieverbrauchs,
- Nutzen von variablen Tarifen.

Bei der Quantifizierung werden tendenziell konservative Annahmen für die Nutzeneffekte getroffen. Nutzen aus der Erschließung weiterer Dienstleistungen, aus der Mehr-/Minder-mengen-abrechnung und aus der Verbesserung des Netzmanagements wurden nicht quantifiziert.

Die Betrachtung von Kosten und Nutzen der einzelnen Systemvarianten wurde unter der Prämisse einer flächendeckenden Installation der betreffenden Systemvariante vorgenommen, da auf dieser Basis die beste Vergleichbarkeit erreicht werden kann. Um die Ergebnisse gut vergleichen zu können, wurden die Werte annualisiert und auf den einzelnen Messpunkt herunter gerechnet.

³⁸ Vgl. Mott MacDonald (2007), A.T. Kearney (2008), LBD (2008), LBD (2009), Capgemini Consulting (2009)

3.2.3.1 Quantifizierung der Nutzen

Einsparung von Ablesekosten

Ein wesentlicher Nutzen der Systeme, die mit einer Kommunikationsschnittstelle zur Ablesung (KS3) und einer entsprechenden Weitverkehrskommunikation ausgestattet sind, ist das Entfallen des bisherigen manuellen Ableseprozesses des Ferrariszählers. Dieser wird für konventionelle Zähler in der Regel durch eigenes Personal (Eigenablesung), durch Dienstleister (Fremdablesung), oder durch den Kunden selbst (Selbstablesung) durchgeführt. Bei Fehlablesungen (Kunde füllt Selbstablesekarte nicht oder fehlerhaft aus, Ablesepersonal trifft Kunden u. U. mehrfach nicht an) wird eine Schätzung anhand von Vorjahresverbräuchen durchgeführt.

Die Ablesearten werden oft kombiniert, um eine kostengünstige Ablesung bei relativ hoher Datenqualität zu erzielen. So wird beispielsweise Selbstablesung als Standardmodell regelmäßig mit einer der anderen Ablesearten wie Eigen- oder Fremdablesungen kombiniert, um eine optimale Datenqualität bei niedrigen Kosten zu erhalten.

In Deutschland ist die jährliche Ablesung und Abrechnung Standard und wird bei der Betrachtung des Nutzens zugrunde gelegt. Zwar besteht ein Recht des Kunden auf monatliche Abrechnung, diese kann jedoch als Grundlage auch eine Selbstablesung haben.

Betrachtet man internationale Studien zur Höhe der Ablesekosten zu den resultierenden Einsparungen durch intelligente Stromzähler, so schwankt die angenommene Einsparung für den Ableseprozess zwischen 4 und 11 Euro pro Jahr. Hierbei muss allerdings berücksichtigt werden, dass in internationalen Studien von z. T. höheren Ablesefrequenzen ausgegangen wird.

Für Deutschland wurden die von den Netzbetreibern angesetzten Fremdablesekosten bei SLP-Kunden von LBD (LBD 2008) mit einer erheblichen Spannbreite von 1,10 bis 20 Euro und einem Medianwert von 3,20 € ermittelt. Die enorme Spannbreite lässt vermuten, dass bei den einzelnen Unternehmen sehr unterschiedliche Kostenfaktoren und Systemabgrenzungen vorgenommen werden, die diese Spreizung erklären. Im weiteren Verlauf der Studie wurden als effiziente Prozesskosten für den Prozess Messung der SLP-Kunden ein Wert von 5,10 € ermittelt, der die Ablesung und Weitergabe der Daten an den Lieferanten beinhaltet. Dieser Wert beinhaltet nicht nur die reinen Messkosten, sondern auch sämtliche Unterstützungsprozesse, so dass die realisierbaren Einsparungen geringer ausfallen.

Als weitere Basis lässt sich eine Studie der Unternehmensberatung ATKearney anführen, die von Einsparungen in Höhe von 4 €/Ablesung inklusive der Datenaufbereitung ausgehen (AT Kearney 2008). Als Abschätzung im Rahmen dieses Gutachtens wird ein Wert von 3,50 € angenommen.

Einsparungen von sonstigen Prozesskosten

Die automatisierte Ablesung durch ein Smart-Metering-System führt aufgrund der höheren Datenqualität zu Prozesskosteneinsparungen in weiteren Prozessen wie der Abrechnung, in Prozessen des Lieferantenwechsels sowie im Kundenservice und Forderungsmanagement. In internationalen Studien liegt die Spannweite der jährlichen Prozesskosteneinsparungen zwischen 2 und mehr als 20 Euro pro Zähler wie Tabelle 11 anhand der Einzelposten zeigt. ATKearney beziffert für Deutschland den Nutzen aus eingesparten Prozesskosten mit Reduktion der Prozesskosten z.B. durch verbesserten Kundenservice, Wechselprozesse und die Optimierung Forderungsmanagement mit rund 4 €/Zähler. Im Rahmen einer Studie von LBD (LBD 2009) zu möglichen Prozesseffizienzen durch Smart Metering Systeme wird eine Spannweite von 4,10 € bis zu 13,80 €/a für Einsparungen in den Bereichen Datenplausibilisierung, Rechnungskorrekturen, Inkasso, Forderungsmanagement, Mehr-/Minderungenabrechnung, Leerstandüberwachung und Zählerprüfung angesetzt.

Die Ablese- und Abrechnungsprozesse der EVU beinhalten in der Regel umfangreiche Datenplausibilisierungen u.a. mit Höhe von Vorjahresverbräuchen bereits bei der Ablesung. So werden die erfassten Zählerdaten zurzeit bereits an hinterlegten Vorjahresdaten gespiegelt, so dass Ablesefehler entdeckt und falsche Abrechnungen möglichst ausgeschlossen werden. Durch die höhere Datenqualität und der zeitlichen Zuordnung des Verbrauchs sind hier zukünftig höhere Prozesseffizienzen zu erwarten. Darüber hinaus können zudem durch die Verknüpfung der IT des Smart-Metering-Systems und der Abrechnungssoftware vermutlich einige manuelle Prozesse eingespart werden. Die sich auf Grund der Einführung von Smart-Metering ergebende Neuausrichtung und Optimierung der Prozesse lässt vermuten, dass insgesamt die Prozesskosten innerhalb der Unternehmen leicht gesenkt werden können. Auf Basis dieser Annahmen und obiger Werte werden im Weiteren 4 € als mindestens erreichbare Einsparung für sonstige Prozesskosten angenommen.

Energieeinsparung durch Visualisierung des Energieverbrauchs

Ein Feedback an die Verbraucher durch Visualisierungsmaßnahmen führt zu teilweise erheblichen Verbrauchsreduktionen. Die Angaben in der Literatur legen nahe, dass Einsparungen von bis zu 22% des jährlichen Energieverbrauches realisiert werden können. Neenan (2008) wertet US-Amerikanische Studien zu Einsparpotenzial durch Visualisierung des Energieverbrauchs mit Hilfe eines elektronischen Displays aus und zeigt erhebliche Bandbreiten der Ergebnisse auf (vgl. Abbildung 30).

Die hier dargestellten Effekte können nicht unmittelbar auf die Verhältnisse in Deutschland übertragen und verallgemeinert werden. Zunächst umfassen nur zwei der Studien, die für Abbildung 30 ausgewertet wurden, mehr als 500 Teilnehmer, die anderen Arbeiten betrachten lediglich 25 bis 150 Haushalte. Eine repräsentative

Auswahl der Teilnehmer ist hier also nicht zu erwarten, entsprechend ist eine direkte Skalierung auf die Gesamtheit aller HH nicht zulässig.

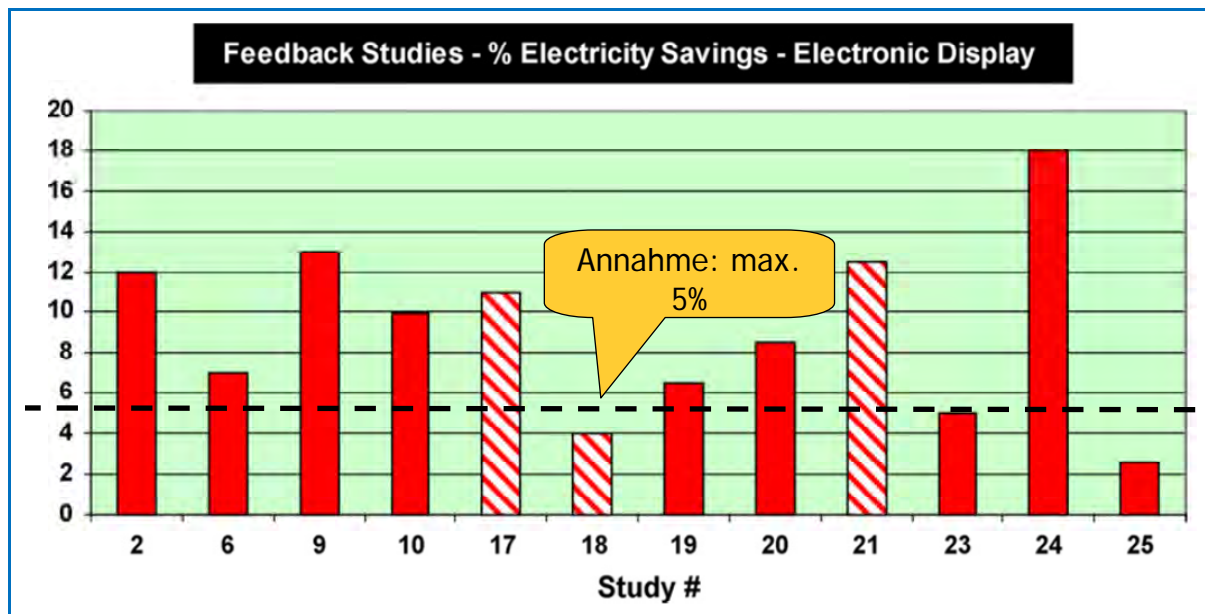


Abbildung 30: Bandbreite der Energieeinsparung durch Visualisierung (nach Neenan, 2008).

Weiterhin ist zu beachten, dass der jährliche Haushaltsstromverbrauch in den USA bei über 11.000 kWh liegt (EIA, 2008) und damit um mehr als den Faktor 3 höher ist als der durchschnittliche Stromverbrauch je HH in Deutschland. Dies ist mit einer anderen Geräteausstattung (insbesondere der großen Anzahl Klimaanlage in den USA) und eines anderen Verbrauchsverhaltens aufgrund durchschnittlich deutlich geringerer Haushaltsstrompreise (durchschnittlich rund 0,076 €/kWh in den USA) zu erklären (EIA, 2008). Für deutsche Haushalte wird das mittlere Einsparpotenzial durch Visualisierung des Stromverbrauchs auf 3% festgelegt. Um die mögliche Bandbreite darzustellen, wurden Unter- und Obergrenze auf 1 bzw. 5% festgelegt.

Bei einem jährlichen Stromverbrauch von durchschnittlich ca. 3200 kWh je Haushalt ergeben sich die in Tabelle 13 genannten Reduktionen im Stromverbrauch. Eine Bewertung mit den Strompreisen der EEX aus dem Jahr 2008 ergibt eingesparte jährliche Stromerzeugungskosten zwischen 2,5 und 12,4 EUR je Haushalt durch Visualisierung. Bei diesen Angaben handelt es sich um den volkswirtschaftlichen Nutzen, die Einsparungen einzelner Haushalte können je nach Tarifstruktur unter Umständen erheblich höher ausfallen. Solche Kosteneinsparungen stellen aber keinen volkswirtschaftlichen Nutzen dar, vielmehr ergeben sie sich aus Verteilungseffekten, z.B. geringeren gezahlten Konzessionsabgaben und weniger abgeführter Stromsteuer.

Tabelle 13: Mögliche Bandbreiten von Nutzeneffekten durch Energieeinsparung im Strombereich aufgrund variabler Tarife (HH=Haushalt).

Tarifoption	Effekt						Nutzen		
	%			kWh/HH/a			EUR/HH/a		
	min	base	max	min	base	max	min	base	max
Visualisierung	1%	3%	5%	32	96	160	2.5	7.4	12.4
Zeitvariabel									
Zeitvariabel + Events	0.2%	0.4%	0.7%	5	13	21	0.4	1.0	1.5
Dynamisch									
Laststeuerung									

Nutzen von variablen Tarifen

Weitere Nutzeneffekte ergeben sich aus einer Einführung variabler Tarife, die durch intelligente Zähler ermöglicht werden. Dieses sind vor allem durch entsprechende preisliche Anreize ausgelöste Modifikationen des Lastgangs. Eine detaillierte Darstellung der Quantifizierung des Nutzens ist im parallel erstellten Gutachten zu variablen Tarifen zu finden.

Zusammenfassung der Quantifizierung des Nutzens

Die folgende Tabelle 14 fasst die in den vorherigen Abschnitten getroffenen Annahmen für die verschiedenen Nutzenkategorien von Smart-Metering-Systemen noch einmal zusammen.

Tabelle 14: Quantifizierung der Nutzen von Smart-Metering Systemen im Strombereich

Nutzenkategorie	Jährliche Einsparung pro Zähler und Haushalt
Einsparung von Ablesekosten	3,5 €
Einsparung von sonstigen Prozesskosten	4 €
Nutzen der Visualisierung	2,7 – 13,3 €
Nutzen von variablen Tarifen	1,8 – 13,9 €

3.2.3.2 Quantifizierung der Kosten

Gemäß obiger Kategorisierung kann bei der Einführung von intelligenten Zählern in Investitions-, Betriebs-, und Prozesskosten unterschieden werden. Die

Investitionskosten verschiedener Smart-Metering-Systeme lassen sich anhand der am Markt befindlichen Produkte und entsprechenden Abschätzungen für neue Produkte ungefähr abschätzen. In die Kostenbetrachtung der einzelnen Systemvarianten fließen dabei als Investition die Gerätekosten (Zähler, Gateway, Router) sowie die Kosten für die Erstinstallation ein. Dabei wird angenommen, dass ausgereifte Systeme eingesetzt und dass alle Systemkomponenten über 16 Jahre abgeschrieben werden können (Abschreibungszeit von 8 Jahren und zweimalige Verlängerung um jeweils 4 Jahre). Weiterhin wurde ein Diskontierungszinssatz von 6,5% verwendet.³⁹ Die sich aus den angenommenen Werten ergebenden annualisierten Kosten mit den ermittelten Bandbreiten zeigt die folgende Tabelle.

³⁹ Der Zinssatz wurden aus LBD (2008) übernommen.

Tabelle 15: Annualisierte Kosten von Investition und Erstinstallation der Systemvarianten im Strombereich

Kürzel	Systemvarianten	Kommentar Basis	Annualisierte Gesamtkosten[€]		
			min	mittel	max
KON	Ferraris-Zähler (Drehstrom, Eintarif)	Geräte auf dem Markt verfügbar	4	6	8
EDL21	EDL21	Entwicklung, daher Schätzwert	6	10	14
AMM-KIP	Integrierter Lieferanten-AMM-Zähler mit Übertragung über Kunden-Router	Geräte auf dem Markt verfügbar	12	18	25
AMM-HIP	Integrierter Lieferanten-AMM-Zähler mit Übertragung über Haus-Router	Geräte auf dem Markt verfügbar	15	24	32
AMM-PLC	Integrierter Netz-AMM-Zähler	Geräte auf dem Markt verfügbar	9	14	18
EBZ-MUC-PLC	elektronischer Basiszähler / eHZ / EDL21-Zähler mit Kunden-Gateway (MUC) und PLC-Kommunikation (entspricht EDL40-System)	Entwicklung, daher Schätzwert	18	27	35
EBZ-MUC-KIP	elektronischer Basiszähler / eHZ / EDL21-Zähler mit Kunden-Gateway (MUC) und Übertragung über Kunden-IP-Anschluss, optional separater Lastschalter oder integrierter Zähler	Entwicklung, daher Schätzwert	15	23	27
EBZ-MUC-HIP	elektronischer Basiszähler / eHZ / EDL21-Zähler mit Kunden-Gateway (MUC) und Übertragung über Haus-Router	Entwicklung, daher Schätzwert	20	31	42
KON-MMUC-HIP	Ferrariszähler (Drehstrom, Eintarif) mit Haus-Gateway und Haus-Router	Entwicklung, daher Schätzwert	13	23	29
EBZ-MMUC-HIP	Elektronischer Basiszähler mit Haus-Gateway und Hausrouter	Entwicklung, daher Schätzwert	10	19	24

Die in Tabelle 15 dargestellten annualisierten mittleren Kosten sind in Abbildung 31 differenziert nach Kosten Gerätekosten (Systemkosten) und Kosten für die Erstinstallation dargestellt. Die Kosten für die Erstinstallation sind weiter ausdifferenziert nach Kosten für die Installation von Zähler, Gateway sowie des Konzentrators/Routers dargestellt.

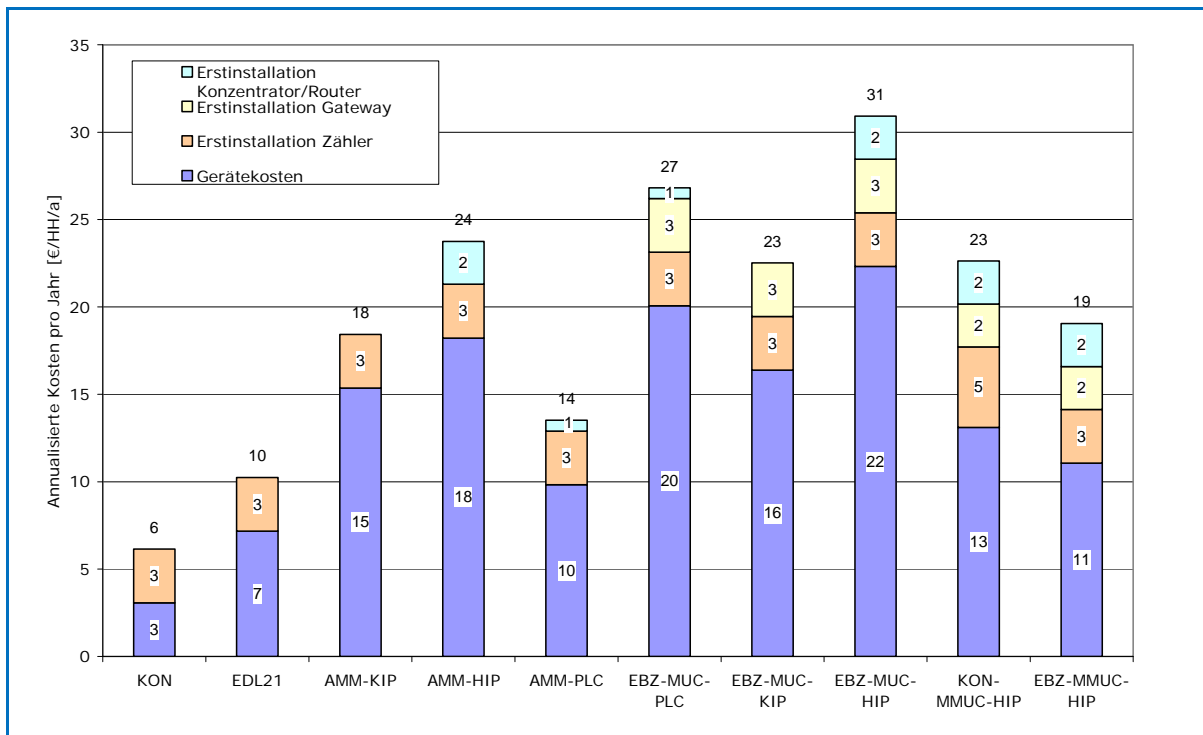


Abbildung 31: Annualisierte Kosten für SMET im Strombereich

Die Abbildung zeigt, dass die Erstinstallationskosten für das Gateway im Bereich von 14% bis 26% an den gesamten Systemkosten ausmacht. Die Geräte- und Erstinstallationskosten von denjenigen Systemkomponenten, die mehrere Haushalte gemeinsam nutzen können, werden mit Hilfe von angenommenen Durchschnittswerten für die Mehrfachnutzung auf einen Haushalt bezogen. Der dargestellte Anteil der Installationskosten ist von diesen Durchschnittswerten abhängig. Sie sind in Tabelle 16 dargestellt.

Tabelle 16: Mehrfachnutzung von Systemkomponenten für SMET im Strombereich

Systemvariante	Kürzel	Mehrfachnutzung der Systemkomponenten
Integrierter Lieferanten-AMM-Zähler mit Übertragung über Kunden-Router	AMM-KIP	1 Zähler, 1 Gateway, 1 Kundenrouter
Integrierter Lieferanten-AMM-Zähler mit Übertragung über Haus-Router	AMM-HIP	5 Zähler, 1 Hausrouter
Integrierter Netz-AMM-Zähler	AMM-PLC	100 Zähler, 1 Datenkonzentrator
Elektronischer Basiszähler / EDL mit Kunden-Gateway und PLC-Kommunikation	EBZ-MUC-PLC	100 Zähler, 100 Gateways, 1 Datenkonzentrator
EBZ / EDL21 mit einem MUC und Übertragung über Kunden-IP-Anschluss, optional separater Lastschalter oder integrierter Zähler	EBZ-MUC-KIP	1 Zähler, 1 Gateway
Elektronischer Basiszähler / EDL mit Kunden-Gateway und Haus-Router	EBZ-MUC-HIP	5 Zähler, 5 Gateways, 1 Hausrouter
Ferrariszähler (Drehstrom, Eintarif) mit Haus-Gateway und Haus-Router	KON-MMUC-HIP	5 Zähler, 1 Gateway, 1 Hausrouter
Elektronischer Basiszähler mit Haus-Gateway und Hausrouter	EBZ-MMUC-HIP	5 Zähler, 1 Gateway, 1 Hausrouter

Die in der Tabelle 16 angegebenen Zahlenverhältnisse sind angenommene Durchschnittswerte. Die in der Praxis erreichten Zahlenwerte für die Mehrfachnutzen werden ein breites Spektrum aufweisen. Somit ist deutlich, dass für unterschiedliche Möglichkeiten der Mehrfachnutzung unterschiedliche Systemvarianten vorteilhaft sein können.

Bei den in Tabelle 15 angegebenen Zahlenwerten ist zu beachten, dass sich die Preise mit der technologischen Weiterentwicklung sowie mit einer Steigerung der abgesetzten Stückzahlen voraussichtlich reduzieren werden. Das Verhältnis der Kosten der einzelnen Systemvarianten zueinander wird sich jedoch voraussichtlich nicht gravierend verändern, da die enthaltenen Komponenten dem angenommenen Preisrückgang gleichermaßen unterworfen sind. Die angegebenen Preisuntergrenzen lassen sich voraussichtlich bei einem flächendeckenden Rollout erreichen oder auf Grund von Skaleneffekten sogar unterschreiten.

Im Gegensatz zu den Investitionskosten ist die Quantifizierung der Betriebskosten der Systeme wesentlich schwieriger vorzunehmen, da Erfahrungen dazu nur vereinzelt vorliegen und häufig die Abgrenzung beispielsweise zu den Prozesskosten bei den Unternehmen sehr unterschiedlich ist. Um hier eine Annäherung zu versuchen, wird häufig als üblicher Ansatz gewählt, die Betriebskosten als Anteil der Investition anzusetzen (Mott MacDonald 2007, BET 2009). Da in der vorliegenden Untersuchung die Kosten annualisiert betrachtet werden, wird hier ein Wert von 2,5 % der jährlichen Kapitalkosten angenommen.

Eine weitere Größe, die sich schwer quantifizieren lässt, ist die Höhe der Kosten für die Anschaffung und Implementierung der zusätzlich notwendigen IT-Systeme, die für die Datenaufbereitung erforderlich sind (Energiedaten-Management-Systeme). Da der Integrations- und Standardisierungsgrad der Unternehmens-IT stark schwankt, ist hier eine allgemeine Aussage schwierig.

Laut internationalen Studien und dem Vergleich der europäischen Länder bewegen sich die Zusatzkosten für die neue Dateninfrastruktur und entsprechende Software zu den Investitionskosten für die Zähler zwischen 10 und 100 %. Da die tatsächlichen IT-Kosten aber sehr von den unternehmensspezifisch integrierten Funktionen und vom individuellen Anwendungsfall abhängen, wird in der vorliegenden Untersuchung davon ausgegangen, dass die Höhe der IT-Kosten nicht von einer bestimmte Systemvariante abhängt. Zusätzlich ist davon auszugehen, dass sich durch die Anzahl der Zähler bei flächendeckendem Rollout eine starke Kostendegression der IT-Kosten je Zähler ergibt (vergleiche auch BET 2009). Aus diesen Gründen werden die IT-Kosten als nachrangig betrachtet und fließen nicht in die quantitative Analyse ein.

Eventuelle Änderungen der Prozesskosten werden ebenfalls nicht weiter betrachtet, da der auf der Nutzenseite angenommene Wert sehr konservativ angesetzt ist und damit als Nettonutzen aus der Erhöhung der Prozesseffizienz angesetzt wird.

Entsprechend finden folgende Kosten bei der quantitativen Analyse Berücksichtigung:

- Annualisierte Investitionskosten für Geräte- und Erstinstallationskosten der Smart-Metering-Systeme,
- Betriebskosten in Höhe von 25 % der jährlichen Kapitalkosten der Investition in das Smart-Metering-System.

3.2.3.3 Kosten-Nutzen-Analyse

Bei der Zusammenführung von Kosten und Nutzen der einzelnen Systemvarianten dient der Ferrariszähler als Vergleichsbasis, der bisher mit annualisierten Kosten von rund vier Euro den konventionellen Standard bildet (KON). Für die verschiedenen Nutzenkategorien wurde jeweils der Zusatznutzen bestimmt durch die zusätzlichen Funktionalitäten der SMET gegenüber dem Ferrariszähler bewertet. Weiterhin wurden die jährlichen Kosten heute üblicher Lastgangzähler (RLM) als Vergleichswert in die Tabelle aufgenommen. Abbildung 32 zeigt die mittleren Kosten und Nutzen der Systemvarianten, aufgeschlüsselt nach den quantifizierten Kosten und Nutzenkomponenten.

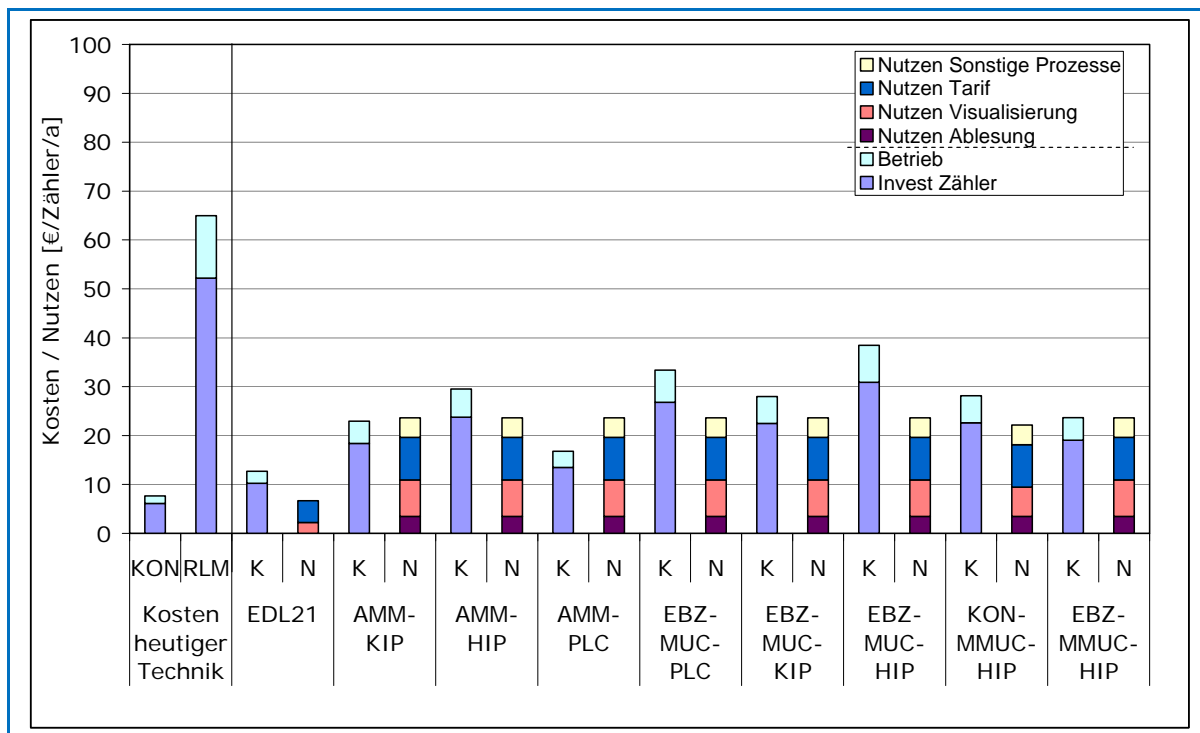


Abbildung 32: Ergebnis der quantitativen Kosten-Nutzen-Analyse nach Systemvarianten im Strombereich

Aufgrund der sehr ähnlichen Funktionalitäten der meisten Systemvarianten bewegt sich die Nutzenseite jeweils fast auf demselben Niveau. Die EDL21-Systemvariante weist aufgrund eingeschränkter Visualisierungsmöglichkeiten und der fehlenden Möglichkeit dynamische Tarife zu bilanzieren und abzurechnen einen geringeren Nutzen auf. In dieser Systemvariante ist es dem Nutzer insbesondere nicht immer möglich, die Auswirkung einer Verhaltensänderung unmittelbar am Zählerdisplay nachzuvollziehen, falls der Zähler nicht im Wohnraum, sondern z.B. in einem zentralen Hausanschlussraum im Keller montiert ist. Daher wurde für diese Systemvariante 30% des Nutzens der Visualisierung angenommen.

Die Systemvariante KON-MMUC-HIP verwendet eine optoelektronische Auslesung des Rollenzählwerks des Ferrarizählers. Da diese Zähldatenerfassung wesentlich träger ist als eine elektronische Zählung, ist die Wirkung von Energieeinsparmaßnahmen für den Verbraucher schwieriger erfassbar, als eine sekundliche Messwertübermittlung, wie sie die alternativen übrigen Konzepte (mit Ausnahme des EDL21-Systems) ermöglichen. Daher wird angenommen, dass die realisierbare Verbrauchsreduzierung um 20% geringer ist als bei den übrigen Systemen.

Aufgrund der Unsicherheiten der Quantifizierung von Kosten und Nutzen wurden minimale und maximale Werte für alle Kosten- und Nutzenkategorien abgeschätzt. Die sich daraus ergebenden Kosten und Nutzenspannen sind in Abbildung 33 dargestellt.

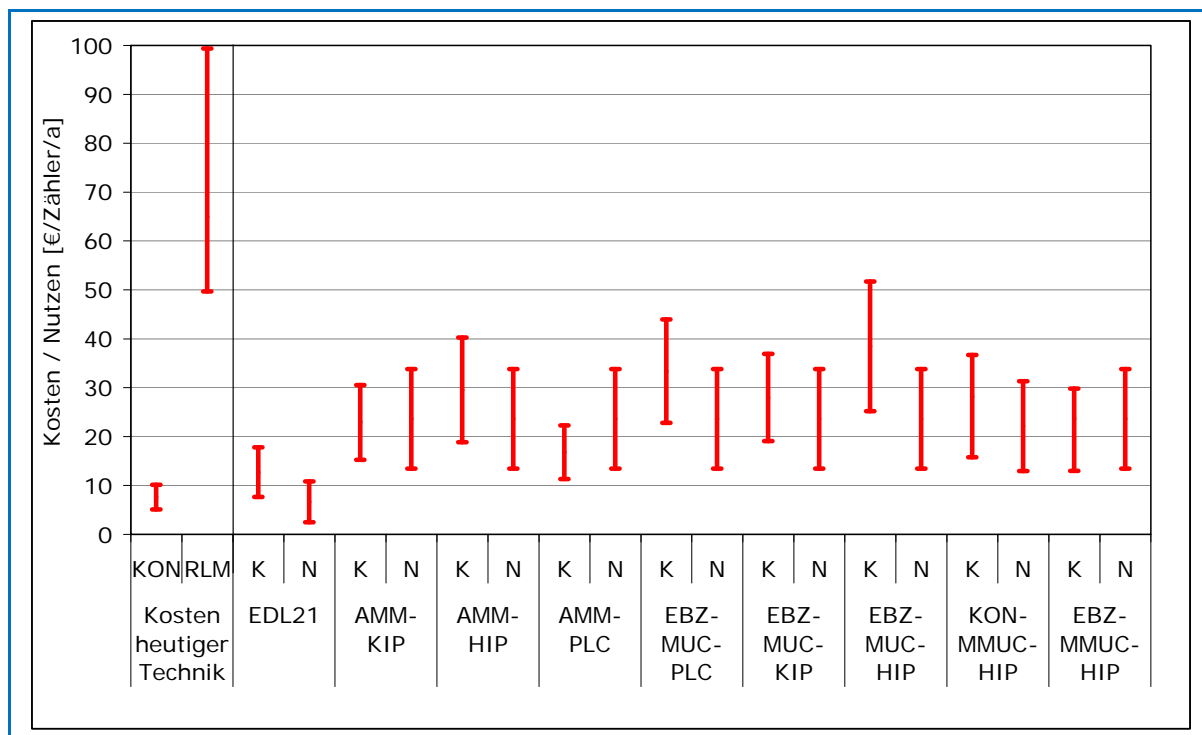


Abbildung 33: Kosten und Nutzenspannen der quantitativen Kosten-Nutzen-Analyse nach Systemvarianten im Strombereich

Die Kosten und Nutzenspannen liegen bei den meisten Varianten in einer ähnlichen Bandbreite zwischen 15 und 35 €/a. Der Netzbetreiber-AMM-PLC erweist sich in der quantitativen Analyse als Smart-Metering-System mit dem besten Kosten-Nutzen-Verhältnis. Die hier betrachtete Systemvariante EDL21 zeigt das ungünstigste Kosten-Nutzen-Verhältnis.

Damit erstreckt sich die Spannweite des Nettonutzens von 7 €/a bis -15 €/a pro Jahr und Zählpunkt. Da allerdings bei allen Varianten die Bandbreiten von Kosten und Nutzen überlappen, bedeutet das auch, dass alle Varianten in der praktischen Umsetzung ein ausgeglichenes Kosten-Nutzen-Verhältnis erreichen können. Auf Grund der ermittelten Bandbreiten, die sich sowohl für Kosten als auch Nutzen zwischen +/- 25 % bis +/- 45 % bewegen, wird zudem deutlich, dass der tatsächliche Nettowert entsprechend schwanken kann. So kann bei Eintreten der Extremwerte der Nettowert leicht um über 20 € schwanken, was die große Unsicherheit im Rahmen der quantitativen Analyse dokumentiert.

Wie die vorhergehende Betrachtung zeigt, erscheint die quantitative Kosten-Nutzen-Analyse alleine nicht ausreichend, um alle Vor- oder Nachteile eines Systems darzustellen. Vor allem die möglichen Auswirkungen, zum Beispiel im Wettbewerb oder bezüglich der Praktikabilität im Hinblick auf zukünftige Entwicklungen, sind schwierig quantifizierbar.

Aus diesem Grund werden in einem weiteren Untersuchungsschritt die Systemvarianten bezüglich weiterer Nutzenkategorien bewertet.

3.2.4 Bewertung der Systemvarianten nach weiteren, qualitativen Nutzenkriterien

In Ergänzung zu der Kosten-Nutzen-Analyse wird im Folgenden eine Bewertung der einzelnen Systemvarianten anhand verschiedener, in der Kosten-Nutzen-Analyse nicht quantifizierbarer qualitativer Nutzenkriterien durchgeführt. Bei der Bewertung steht ein effizienter und zukunftsweisender Betrieb des Gesamtsystems im Fokus der Betrachtung.

Die weiteren Bewertungskriterien lassen sich den Zielen Wettbewerb, Implementierung / Ausbau und dem übergeordneten Ziel Datenschutz zuordnen. Die Kriterien sind in Tabelle 17 aufgeführt.

Tabelle 17: Liste der weiteren, qualitativen Bewertungskriterien

Zielsetzung	Bewertungskriterien	Beschreibung
Wettbewerb	Liberalisierungs-konformität	Förderung des Wettbewerbs in den Rollen Messstellenbetrieb und Messdienstleistung, Schaffung und Erleichterung des Marktzugangs von neuen Dienstleistern, Möglichkeit zur Trennung der Markttrollen Verteilnetzbetreiber, Messstellenbetreiber, Messdienstleister und Lieferant
	Multispartenfähigkeit	Möglichkeit der Integration von Zählern unterschiedlicher Sparten
Implementierung / Ausbau	flächendeckender Ausbau	Möglichkeit für einen flächendeckenden Ausbau der Systemvariante
	Interoperabilität	Möglichkeit der Verwendung von Komponenten unterschiedlicher Hersteller in einem System
	Innovationsfähigkeit	Flexibilität der Systemkomponenten zur Integration von technischen Innovationen
	Schrittweise Migration	Möglichkeiten für eine gestufte Implementierung einzelner Systemkomponenten und Funktionen
übergeordnet	Datenschutz	Möglichkeit zur Definition und Regulierung des Datenzugriffs durch Dritte entsprechend den Kundeninteressen

Im Folgenden werden die einzelnen Systemvarianten gemäß dieser Kriterien bewertet.

3.2.4.1 Liberalisierungskonformität

Die Konzepte der Zählervariante EDL21 und der Gatewayvariante KON-MMUC-HIP sind liberalisierungskonform. Ein Wechsel des Messstellenbetreibers oder Messdienstleisters ist problemlos möglich. Der EDL21-Zähler ist standardisiert und in jedes System integrierbar. Bei der Variante KON-MMUC-HIP können der MMUC und der Haus-IP-Anschluss von allen Marktpartnern genutzt werden.

Die noch nicht ausreichend genormten vertriebs- oder netzbetreiberbetriebenen AMM-Systemvarianten verhindern einen uneingeschränkten Systemübergang bei Wechsel des Messstellenbetreibers. Es wäre also ein Zähler mit integriertem Gateway auszutauschen ohne Berücksichtigung gegebenenfalls mitausgelesener Zähler anderer Sparten. Diese Systeme sind somit nicht über alle Marktrollen uneingeschränkt liberalisierungskonform. Bei den MUC-Varianten wäre lediglich der im Vergleich zu den integrierten Systemen relativ günstige elektronische Basiszähler auszutauschen, vorausgesetzt, dass genormte Schnittstellen und Protokolle nutzbar sind.

Da das für die Anwendung von PLC-Lösungen erforderliche Stromnetz in der Praxis in der Regel nur dem Netzbetreiber zur Verfügung steht, können diese Systemlösungen nur von dem Netzbetreiber realisiert werden. Dritte MSB/MDL können das Stromnetz nur über einen Dienstleistungsvertrag des Netzbetreibers nutzen (S. auch MessZV § 4 Abs. 7).

Die in der Regel genormten Gateway-Varianten bieten gegenüber den integrierten noch zumeist proprietären AMM-Lösungen mehr Flexibilität beim Wechsel des Messstellenbetreibers oder des ggf. separaten Messdienstleisters, da auch bei einem Wechsel des Messdienstleisters und damit meist auch des Gateway ein Großteil der Infrastruktur weiter verwendet werden kann.

Die Weitverkehrskommunikation über einen Kunden-IP-Anschluss stellt keine Einschränkungen in Bezug auf die Wahl des MSB/MDL dar, vielmehr kann der Kunde für alle Sparten unterschiedliche MSB/MDL wählen. Bei einem Haus-IP-Anschluss steht dieser allen MSB/MDL einer Liegenschaft diskriminierungsfrei zur Verfügung und stellt daher eine liberalisierungs- und wettbewerbsfördernde Lösung dar. Tabelle 18 fasst die Bewertung zur Liberalisierungskonformität zusammen.

Tabelle 18: Variantenbewertung hinsichtlich Liberalisierungskonformität (Quelle: EnCT)

Systemvariante		Liberalisierungskonformität	Bewertung
EDL21	Vorteile	> Rollentrennung MSB / MDL prinzipiell möglich > Wettbewerb auf Lieferantenseite	++
	Nachteile	> keine rel. Nachteile bzgl. Liberalisierungskonformität	0
AMM-KIP	Vorteile	> Lieferant und unabhängiger Dritter als MSB / MDL	++
	Nachteile	> bei Kundenauszug i.d.R. Zählerausbau	-
AMM-HIP	Vorteile	> Strom-Lieferant als MSB / MDL > Dritter MSB/MDL als Kunden-DL möglich > eigenständiger DL für Komm-Infrastruktur (HIP) möglich für verschiedene MSB / MDL eines Gebäudes > andere MSB/MDL (andere Sparten) können HIP verwenden	++
	Nachteile	> bei Kundenauszug eventuell Zählerausbau, da vertriebsspezifische AMM-System	-
AMM-PLC	Vorteile	> keine rel. Vorteile bzgl. Liberalisierungskonformität	0
	Nachteile	> nur Strom-VNB als MSB/MDL praktikabel > andere MSB/MDL, und MSB/MDL andere Sparten können Infrastruktur (PLC) nur über DL-Vertrag mit VNB nutzen > MSB/MDL-Wettbewerber mit anderen Komm-Technologien können möglicherweise behindert werden, da bei starkem Wettbewerb die Funktionalität des PLC-Systems gefährdet wird	--
EBZ-MUC-PLC	Vorteile	> Rollentrennung MSB/MDL theoretisch möglich	+
	Nachteile	> nur Strom-VNB als MSB/MDL praktikabel > andere MSB/MDL, und MSB/MDL andere Sparten können Infrastruktur (PLC) nur über DL-Vertrag mit VNB nutzen > MSB/MDL-Wettbewerber mit anderen Komm-Technologien können möglicherweise behindert werden, da bei starkem Wettbewerb die Funktionalität des PLC-Systems gefährdet wird	--
EBZ-MUC-KIP	Vorteile	> DL-Trennung von MSB und MDL prinzipiell möglich > andere MSB/MDL können KIP verwenden > Auslesung anderer Sparten über separate AMM- oder MUCs möglich	++
	Nachteile	> MUC in der Regel nur von einem MSB/MDL nutzbar, andere MSB/MDL können MUC über DL-Verträge des MUC-Betreibers nutzen	-
EBZ-MUC-HIP	Vorteile	> DL-Trennung von MSB und MDL prinzipiell möglich > alle MSB / MDL können diskriminierungsfrei HIP-Komm-Infrastruktur verwenden > Auslesung anderer Sparten über MUC integriert oder über eigene AMM- oder MUCs möglich > eigenständiger DL für Komm-Infrastruktur (HIP) möglich für verschiedene MSB / MDL eines Gebäudes	++
	Nachteile	> MUC in der Regel nur von einem MSB/MDL nutzbar, andere MSB/MDL können MUC über DL-Verträge des MUC-Betreibers nutzen	-
KON-MMUC-HIP	Vorteile	> DL-Trennung von MSB und MDL prinzipiell möglich > andere MSB / MDL können Komm-Infrastruktur (HIP) eigenständig verwenden > Auslesung anderer Sparten über MMUC integriert oder über eigene AMM- oder MUCs möglich > eigenständiger DL für Komm-Infrastruktur (HIP) möglich für verschiedene MSB / MDL eines Gebäudes	++

Systemvariante		Liberalisierungskonformität	Bewertung
	Nachteile	> keine rel. Nachteile bzgl. Liberalisierungskonformität	0
EBZ- MMUC- HIP	Vorteile	> DL-Trennung von MSB und MDL möglich > andere MSB / MDL können Komm-Infrastruktur verwenden > Auslesung anderer Sparten über MMUC integriert oder über eigene AMM- oder MUCs möglich > eigenständiger DL für Komm-Infrastruktur (HIP) möglich für verschiedene MSB / MDL eines Gebäudes	++
	Nachteile	> keine rel. Nachteile bzgl. Liberalisierungskonformität	0

3.2.4.2 Multispartenfähigkeit

Wesentlich für die Integration weiterer Sparten ist die Verfügbarkeit einer entsprechenden Schnittstelle am Zähler oder Gateway. Sowohl die integrierten AMM-Zähler als auch die Gateways (MUC und MMUC) bieten dieses Interface. Somit ist über die AMM- und über Gateway-Varianten eine Integration mehrerer Sparten in der Regel möglich. Die AMM-KIP- und AMM-HIP-Variante sehen dies allerdings konzeptionell nicht vor. Eine detaillierte Betrachtung des Kriteriums Multispartenfähigkeit ist jedoch nur in Kombination mit den Ergebnissen zur Liberalisierungskonformität sinnvoll. Da die AMM-Varianten zunächst einen festen Marktpartner (Lieferant oder Netzbetreiber) in der Rolle des Messstellenbetreibers vorsehen, ist eine Systemintegration weiterer Sparten über die Sparten differierenden Marktpartnern schwierig. Es müssten ein weiteres Kommunikationssystem aufgebaut oder Dienstleistungsverträge abgeschlossen werden.

Die Gateway-Varianten bieten für die Integration weiterer Sparten deutlich mehr Spielraum. Für die konkrete Ausgestaltung sind bei über die Sparten differierenden Marktpartnern jedoch regulatorische Rahmenbedingungen beim Zugang zum Gateway und / oder dann zur weiteren Kommunikationsinfrastruktur zu schaffen. Tabelle 19 stellt die Bewertung der Varianten für das Kriterium Multispartenfähigkeit dar.

Tabelle 19: Variantenbewertung hinsichtlich Multispartenfähigkeit (Quelle: EnCT)

Systemvariante		Multispartenfähigkeit	Bewertung
EDL21	Vorteile	> keine rel. Vorteile bzgl. Multispartenfähigkeit	0
	Nachteile	> nicht möglich	--
AMM-KIP	Vorteile	> andere Systemvarianten können KIP verwenden	+
	Nachteile	> grundsätzlich möglich, aber konzeptionell nicht vorgesehen. Andere Spartenzähler müssten auch über einen LAN-Verbindung zum KIP verfügen.	--
AMM-HIP	Vorteile	> andere Systemvarianten können HIP verwenden	+
	Nachteile	> grundsätzlich möglich, aber konzeptionell nicht vorgesehen. Andere Spartenzähler müssten auch über einen LAN-Verbindung zum HIP verfügen.	--
AMM-PLC	Vorteile	> Konzeptionell vorgesehen über KS1- Schnittstelle	+
	Nachteile	> Strom-VNB fungiert als alleiniger spartenübergreifender DL für Weitverkehrskommunikation	-
EBZ-MUC-PLC	Vorteile	> Konzipiert für Multisparten-Metering	+
	Nachteile	> Strom-VNB fungiert als alleiniger spartenübergreifender DL für Weitverkehrskommunikation	-
EBZ-MUC-KIP	Vorteile	> Konzipiert für Multisparten-Metering	++
	Nachteile	> keine rel. Nachteile bzgl. Multispartenfähigkeit	0
EBZ-MUC-HIP	Vorteile	> Konzipiert für Multisparten-Metering	++
	Nachteile	> keine rel. Nachteile bzgl. Multispartenfähigkeit	0
KON-MMUC-HIP	Vorteile	> Konzipiert für Multisparten-Metering	++
	Nachteile	> keine rel. Nachteile bzgl. Multispartenfähigkeit	0
EBZ-MMUC-HIP	Vorteile	> Konzipiert für Multisparten-Metering	++
	Nachteile	> keine rel. Nachteile bzgl. Multispartenfähigkeit	0

3.2.4.3 Flächendeckender Ausbau

Um einen flächendeckenden Ausbau der Systemvarianten zu bewerten, ist insbesondere die Verfügbarkeit der erforderlichen Kommunikationsanschlüsse zu beachten. Derzeit verfügen ca. 70 % der Haushalte über einen eigenen Internetanschluss, 50 % der Haushalte über einen eigenen Breitbandanschluss. Bei Umsetzung der Breitbandstrategie der Bundesregierung sollen bis Ende 2010 nahezu 100 % der Haushalte theoretisch über eine Breitbandverbindung verfügen. Somit sind perspektivisch alle Häuser in Deutschland an das Breitbandnetz angeschlossen.

Für einen flächendeckenden Ausbau der PLC-Systemvarianten ist eine entsprechende Zählerdichte zwingende Voraussetzung, da die Zähler gleichzeitig als Repeater der PLC-Signale dienen. In ländlichen Regionen muss daher davon ausgegangen werden, dass ein Teil der Messstellen nicht über PLC erreichbar sind. Einschränkungen sind weiterhin dort gegeben, wo das Stromnetz durch Fremdeinflüsse für eine PLC-Übertragung stark gestört ist.

In diesen Fällen müssen z.B. GPRS-Verbindungen aufgebaut werden. Tabelle 20 fasst die Bewertung der Systemvarianten hinsichtlich eines flächendeckenden Ausbaus zusammen.

Tabelle 20: Variantenbewertung hinsichtlich des flächendeckenden Ausbaus (Quelle: EnCT)

Systemvariante		flächendeckender Ausbau	Bewertung
EDL21	Vorteile	> flächendeckend möglich ohne Einschränkung	++
	Nachteile	> keine rel. Nachteile bzgl. flächendeckendem Ausbau	0
AMM-KIP	Vorteile	> theoretisch 100 %; aktuell ca. 50 - 70 % aller Kunden	+
	Nachteile	> beschränkte Verfügbarkeit von Kunden-Breitband-IP-Anschlüsse	-
AMM-HIP	Vorteile	> perspektivisch 100 % aller Gebäude	+
	Nachteile	> separate IP-Hausanschlüsse derzeit nicht verfügbar	--
AMM-PLC	Vorteile	> je nach Region und Netztopologie 60 - 90 % aller Gebäude	+
	Nachteile	> Erfordert flächenmäßigen Ausbau mit entsprechender Zählerdichte, sonst eingeschränkte Funktionalität > Nicht erreichbare Gebäude müssen über P2P-Topologien (GPRS) erschlossen werden	---
EBZ-MUC-PLC	Vorteile	> je nach Region und Netztopologie 60 - 90 % aller Gebäude	+
	Nachteile	> Erfordert flächenmäßigen Ausbau mit entsprechender Zählerdichte, sonst eingeschränkte Funktionalität > Nicht erreichbare Gebäude müssen über P2P-Topologien (GPRS) erschlossen werden	---
EBZ-MUC-KIP	Vorteile	> theoretisch 100 %; aktuell ca. 50 - 70 % aller Kunden	+
	Nachteile	> beschränkte Verfügbarkeit von Kunden-Breitband-IP-Anschlüsse	-
EBZ-MUC-HIP	Vorteile	> perspektivisch 100 % aller Gebäude	+
	Nachteile	> separate IP-Hausanschlüsse derzeit nicht verfügbar	--
KON-MMUC-HIP	Vorteile	> perspektivisch 100 % aller Gebäude	+
	Nachteile	> separate IP-Hausanschlüsse derzeit nicht verfügbar	--
EBZ-MMUC-HIP	Vorteile	> perspektivisch 100 % aller Gebäude	+
	Nachteile	> separate IP-Hausanschlüsse derzeit nicht verfügbar	--

3.2.4.4 Interoperabilität

Die AMM-Systemvarianten bieten aufgrund ihres proprietären, integrierten Ansatzes in der Regel keinen oder nur einen geringen Spielraum für die Verwendung von Systemkomponenten anderer Hersteller. Die Gateway-Varianten sind konzeptionell so aufgebaut, dass sie über standardisierte Schnittstellen mit Geräten unterschiedlicher Hersteller verbunden werden können. Die Schnittstellen sind in den entsprechenden Standardisierungsgremien jedoch noch nicht abschließend definiert.

Tabelle 21 fasst die Bewertung zum Kriterium Interoperabilität zusammen.

Tabelle 21: Variantenbewertung hinsichtlich Interoperabilität (Quelle: EnCT)

Systemvariante		Interoperabilität	Bewertung
EDL21	Vorteile	> hoch durch Standardisierung der Zähler-Schnittstellen	++
	Nachteile	> keine rel. Nachteile bzgl. Interoperabilität	0
AMM-KIP	Vorteile	> keine rel. Vorteile bzgl. Interoperabilität	0
	Nachteile	> in der Regel vertriebsspezifische Produktlösungen, daher keine Interoperabilität	-
AMM-HIP	Vorteile	> keine rel. Vorteile bzgl. Interoperabilität	0
	Nachteile	> in der Regel vertriebsspezifische Produktlösungen, daher keine Interoperabilität	-
AMM-PLC	Vorteile	> Standards gegebenenfalls für die Spartenintegration > EU: bedingte Interoperabilität zwischen wenigen Herstellern gegeben	+
	Nachteile	> nur bedingt bis keine, da proprietäre Produktlösungen	-
EBZ-MUC-PLC	Vorteile	> hoch, durch Standardisierung der Zähler-Schnittstellen (KS1) und der MUC-Funktionalitäten (KS3, in Zukunft)	+
	Nachteile	> MUC-Funktionalitäten und Schnittstellen noch nicht vollständig definiert > noch keine Prüfungsinstanz für Interoperabilitätstests	-
EBZ-MUC-KIP	Vorteile	> hoch, durch Standardisierung der Zähler-Schnittstellen (KS1) und der MUC-Funktionalitäten (KS3, in Zukunft)	+
	Nachteile	> MUC-Funktionalitäten und Schnittstellen noch nicht vollständig definiert > noch keine Prüfungsinstanz für Interoperabilitätstests	-
EBZ-MUC-HIP	Vorteile	> hoch, durch Standardisierung der Zähler-Schnittstellen (KS1) und der MUC-Funktionalitäten (KS3, in Zukunft)	+
	Nachteile	> MUC-Funktionalitäten und Schnittstellen noch nicht vollständig definiert > noch keine Prüfungsinstanz für Interoperabilitätstests	-
KON-MMUC-HIP	Vorteile	> keine rel. Vorteile bzgl. Interoperabilität	0
	Nachteile	> voraussichtlich proprietäre optischen Auslese-Systeme und MMUC	--
EBZ-MMUC-HIP	Vorteile	> Standardisierte Zähler-Schnittstellen (KS1) und der standardisierten MMUC-Funktionalität (KS3, in Zukunft)	+
	Nachteile	> MMUC-Funktionalitäten und Schnittstellen noch nicht vollständig definiert > noch keine Prüfungsinstanz für Interoperabilitätstests	-

3.2.4.5 Schrittweise Migration

Die EDL21-Systemvariante sowie die Gateway-Varianten können schrittweise implementiert werden. Dabei wird zunächst der Zähler und in einem zweiten Schritt die Kommunikationsinfrastruktur aufgebaut.

Bei den integrierten AMM-Varianten sind Zähler und Gateway gerätetechnisch integriert, daher können sie nur als ganzes installiert werden. Möglich ist allerdings, dass die AMM-Zähler zunächst als „konventionelle“ Zähler ohne Weitverkehrskommunikation fungieren und erst in einem zweiten Schritt über die Datenkonzentratoren oder eine Kunden-IP-Anschluss in ein System zur Weitverkehrskommunikation angeschlossen werden. Die teilmodularen AMM-Systeme bieten die Möglichkeit, zunächst den Zähler zu installieren und in einem zweiten Schritt das Kommunikationsmodul und die Anbindung.

Die Systemvariante KON-MMUC-HIP bieten ebenfalls die Möglichkeit für eine schrittweise Migration. Dabei werden im ersten Schritt die konventionellen Zähler über ein Auslesesystem an ein MMUC angeschlossen und ausgelesen. In einem zweiten Schritt können die Ferrariszähler durch elektronische Zähler ersetzt werden.

Für die auf der PLC-Technologie basierenden Konzepte ist, wie im Rahmen der Ausführungen zum flächendeckenden Ausbau beschrieben, eine Mindestausbaurrate erforderlich. In Tabelle 22 ist die Bewertung zum Kriterium schrittweise Migration zusammengefasst.

Tabelle 22: Variantenbewertung hinsichtlich schrittweiser Migration (Quelle: EnCT)

Systemvariante		schrittweise Migration	Bewertung
EDL21	Vorteile	> punktueller Ausbau auf Kundenwunsch und Flächenausbau > Getrennte Migration Zähler / Kommunikation	++
	Nachteile	> hoher Montageaufwand bei nachträglicher Integration in Gateway	-
AMM-KIP	Vorteile	> Nachträgliches Umrüsten von Kunden- auf Haus-IP-Anschluss möglich	+
	Nachteile	> nur punktueller Ausbau nach Kundenwunsch > Integriertes System; keine Trennung der Erstinvestition in Zähler und Kommunikation möglich	--
AMM-HIP	Vorteile	> punktueller Ausbau nach Kundenwunsch und flächenhafter Ausbau möglich	+
	Nachteile	> Abhängigkeit von Verfügbarkeit des Haus-IP-Anschluss > Integriertes System; keine Trennung der Erstinvestition in Zähler und Kommunikation möglich	--
AMM-PLC	Vorteile	> Integriertes System mit geringem Montageaufwand, schneller Ausbau möglich	+
	Nachteile	> Nur flächenhafter Ausbau, kein punktueller Ausbau möglich > Integriertes System, Erstinvestition in Zähler und Kommunikation > Ausbau erfordert Mindestausbaurrate für Funktionsfähigkeit	--
EBZ-MUC-PLC	Vorteile	> Getrennte Migration Zähler / Kommunikation	++
	Nachteile	> Nur flächenhafter Ausbau, kein punktueller Ausbau möglich > Ausbau erfordert Mindestausbaurrate für Funktionsfähigkeit	-
EBZ-MUC-KIP	Vorteile	> Getrennte Migration Zähler / Kommunikation > Nachträgliches Umrüsten von Kunden- auf Haus-IP-Anschluss möglich	++
	Nachteile	> nur punktueller Ausbau nach Kundenwunsch	-
EBZ-MUC-HIP	Vorteile	> Getrennte Migration Zähler / Kommunikation > punktueller Ausbau nach Kundenwunsch und flächenhafter Ausbau möglich	++
	Nachteile	> Abhängigkeit von Verfügbarkeit des Haus-IP-Anschluss	-
KON-MMUC-HIP	Vorteile	> Geringe Erstinvestition durch Nutzung von Bestandszählern > Nachträglicher Austausch durch elektronische Zähler möglich > punktueller Ausbau nach Kundenwunsch und flächenhafter Ausbau möglich	++
	Nachteile	> Abhängigkeit von Verfügbarkeit des Haus-IP-Anschluss	-
EBZ-MMUC-HIP	Vorteile	> Getrennte Migration Zähler / Kommunikation > punktueller Ausbau nach Kundenwunsch und flächenhafter Ausbau möglich	++
	Nachteile	> Abhängigkeit von Verfügbarkeit des Haus-IP-Anschluss	-

3.2.4.6 Innovationsfähigkeit

Die Innovationsfähigkeit der Systemvarianten beschreibt die Eigenschaft, nach der Installation die Funktionalität der Systeme zu erweitern, ohne hierfür das gesamte System austauschen zu müssen. Die Innovationsfähigkeit wird dabei von verschiedenen Faktoren geprägt. Bei integrierten Systemen können die Kommunikationsfunktionalitäten durch ein Softwareupdate aktualisiert werden. Eine Änderung der *Kommunikationstechnologie* ist nur dann möglich, wenn die Kommunikationskomponenten als steckbare Module ausgelegt sind und ausgetauscht werden können (teilmodulares Gerätekonzept). Bei den Gateway-Varianten können grundsätzlich Zähler und Gateway getrennt erneuert und durch andere Technologien ersetzt werden und bieten hierdurch mehr Möglichkeit, technische Innovationen auch auf Geräteebeane nachzuvollziehen, ohne das ganze System zu ersetzen. Tabelle 23 fasst die Bewertung der Systemvarianten hinsichtlich ihrer Innovationsfähigkeit zusammen.

Tabelle 23: Variantenbewertung hinsichtlich Innovationsfähigkeit (Quelle: EnCT)

Systemvariante		Innovationsfähigkeit	Bewertung
EDL21	Vorteile	> Leichte Austauschbarkeit durch Montagetechnologie	+
	Nachteile	> Funktionserweiterung nur durch Zählerausbau	-
AMM-KIP	Vorteile	> Funktionserweiterung gegebenenfalls durch Softwareupdate möglich > Technologische Innovationsfähigkeit, wenn modulare Kommunikationsmodule vorhanden	+
	Nachteile	> wenn integrierte Kommunikationsmodule und Remote-Softwareupdate nicht möglich, dann Austausch nötig	--
AMM-HIP	Vorteile	> Funktionserweiterung gegebenenfalls durch Softwareupdate möglich > Technologische Innovationsfähigkeit, wenn modulare Kommunikationsmodule vorhanden	+
	Nachteile	> wenn integrierte Kommunikationsmodule und Remote-Softwareupdate nicht möglich, dann Austausch nötig	--
AMM-PLC	Vorteile	> Funktionserweiterung gegebenenfalls durch Softwareupdate möglich > Technologische Innovationsfähigkeit, wenn modulare Kommunikationsmodule vorhanden	+
	Nachteile	> wenn integrierte Kommunikationsmodule und Remote-Softwareupdate nicht möglich, dann Austausch nötig	--
EBZ-MUC-PLC	Vorteile	> Funktionserweiterung des Gateway gegebenenfalls durch Softwareupdate möglich > Getrennter Austausch von Zähler und Gateway möglich	++
	Nachteile	> keine relativen Nachteile bzgl. Innovationsfähigkeit	0
EBZ-MUC-KIP	Vorteile	> Funktionserweiterung des Gateway gegebenenfalls durch Softwareupdate möglich > Getrennter Austausch von Zähler und Gateway möglich	++
	Nachteile	> keine relativen Nachteile bzgl. Innovationsfähigkeit	0
EBZ-MUC-HIP	Vorteile	> Funktionserweiterung des Gateway gegebenenfalls durch Softwareupdate möglich > Getrennter Austausch von Zähler und Gateway möglich	++
	Nachteile	> keine relativen Nachteile bzgl. Innovationsfähigkeit	0
KON-MMUC-HIP	Vorteile	> Funktionserweiterung des Gateway gegebenenfalls durch Softwareupdate möglich > Getrennter Austausch von Zähler und Gateway möglich	++
	Nachteile	> keine relativen Nachteile bzgl. Innovationsfähigkeit	0
EBZ-MMUC-HIP	Vorteile	> Funktionserweiterung des Gateway gegebenenfalls durch Softwareupdate möglich > Getrennter Austausch von Zähler und Gateway möglich	++
	Nachteile	> keine relativen Nachteile bzgl. Innovationsfähigkeit	0

3.2.4.7 Datenschutz

Grundsätzlich darf der VNB nur abrechnungsrelevante Kundendaten erhalten. Bei jeder Systemvariante, die eine Zählerstandsgangerfassung vorsieht, hat der Kunde dies vertraglich zu vereinbaren. Des Weiteren ist zu beachten, dass nur der Kunde Zugang zu seinen spezifischen Daten hat. Dabei ist sowohl bei der Variante EDL21 wie auch bei den Varianten mit MMUC zu gewährleisten, dass keine Dritten Datenzugriff erlangen können.

Tabelle 24 fasst die Bewertung der Systemvarianten bzgl. des Kriteriums Datenschutz zusammen.

Tabelle 24: Variantenbewertung hinsichtlich Datenschutz (Quelle: EnCT)

Systemvariante		Datenschutz	Bewertung
EDL21	Vorteile	> MDL überträgt nur die erforderlichen abrechnungsrelevanten Daten	+
	Nachteile	> Leistung und historischen Verbrauchsdaten am Zählerdisplay ist für unbefugte Dritte leicht zugänglich und muss technisch geschützt werden	--
AMM-KIP	Vorteile	> MDL überträgt nur die erforderlichen abrechnungsrelevanten Daten, Echtzeitdaten für Kunden über LAN-Netzwerk verfügbar	+
	Nachteile	> keine relativen Nachteile bzgl. Datenschutz	0
AMM-HIP	Vorteile	> MDL überträgt nur die erforderlichen abrechnungsrelevanten Daten	+
	Nachteile	> Zugriff auf Echtzeitdaten muss über WAN-Internetzugang erfolgen	
AMM-PLC	Vorteile	> Bei lokaler Tarifierung werden nur Registerwerte übertragen > MDL-eigener Kommunikationskanal > Zugriff auf Echtzeitdaten über KS2-Schnittstelle	++
	Nachteile	> keine relativen Nachteile bzgl. Datenschutz	0
EBZ-MUC-PLC	Vorteile	> MDL-eigener Kommunikationskanal > Zugriff auf Echtzeitdaten über KS2-Schnittstelle	
	Nachteile	> keine relativen Nachteile bzgl. Datenschutz	0
EBZ-MUC-KIP	Vorteile	> MDL überträgt nur die erforderlichen abrechnungsrelevanten Daten, Echtzeitdaten für Kunden über LAN-Netzwerk verfügbar	
	Nachteile	> keine relativen Nachteile bzgl. Datenschutz	0
EBZ-MUC-HIP	Vorteile	> MDL überträgt nur die erforderlichen abrechnungsrelevanten Daten	
	Nachteile	> Zugriff auf Echtzeitdaten muss über WAN-Internetzugang erfolgen	-
KON-MMUC-HIP	Vorteile	> keine relativen Vorteile bzgl. Datenschutz	0
	Nachteile	> Trennung der Kundendaten im MMUC muss gewährleistet werden > Zugriff auf Echtzeitdaten muss über WAN-Internetzugang erfolgen	--
EBZ-MMUC-HIP	Vorteile	> keine relativen Vorteile bzgl. Datenschutz	
	Nachteile	> Trennung der Kundendaten im MMUC muss gewährleistet werden > Zugriff auf Echtzeitdaten muss über WAN-Internetzugang erfolgen	--

3.2.5 Zusammenfassung der Bewertung der Systemvarianten

Die Systemvarianten EDL21 und die Gateway-Variante KON-MMUC-HIP sind liberalisierungskonform. Ein Wechsel des Messstellenbetreibers oder Messdienstleisters ist problemlos möglich. Die Systemvariante EDL21 bietet großen Spielraum im Hinblick auf einen späteren Systemausbau bzw. einer Systemintegration, bietet im Vergleich zum günstigeren EBZ jedoch kaum zusätzlichen Nutzen. Das informative Zählerdisplay hilft lediglich, die gesetzlichen Anforderungen zu erfüllen. Bei einer Implementierung der Variante KON-MMUC-HIP erfolgt keine Festlegung auf einen Zähler. Durch die Möglichkeit der weiteren Nutzung von Gateway und IP-Anschluss treten bei einem späteren Ausbau keine versunkenen Investitionen auf.

Die vertriebs- oder netzbetreibergetriebenen AMM-Systemvarianten verhindern einen uneingeschränkten Systemübergang bei Wechsel des Messstellenbetreibers und sind somit nicht über alle Marktrollen uneingeschränkt liberalisierungskonform. Aufgrund der eingeschränkten Wechselfähigkeit hinsichtlich Messstellenbetrieb und Messdienstleistung sind weitere Sparten in das System nur unter besonderen Voraussetzungen integrierbar. Zudem ermöglichen die in der Regel proprietären Systeme bisher weder eine schrittweise Migration noch eine Verwendung herstellerübergreifender Systemkomponenten und somit auch nur eine eingeschränkte Weiterentwicklung bei zukünftigem technischem Fortschritt.

Demgegenüber bieten die Gateway-Varianten deutlich mehr Flexibilität für die Messstellenbetreiber, da auch bei einem Wechsel des Messdienstleisters und des MUC der standardisierte elektronische Basiszähler weiterhin verwendet werden kann.

Auch hinsichtlich der Implementierung und dem zukünftigen Ausbau sind die Gateway-Varianten positiver zu bewerten. Die Gateway-Varianten sind konzeptionell so aufgebaut, dass sie über standardisierte Schnittstellen mit Geräten unterschiedlicher Hersteller verbunden werden können. Für einen zukünftigen Ausbau wird zunächst der Zähler und in einem zweiten Schritt die Kommunikationsinfrastruktur aufgebaut. Dies ist bei integrierten Varianten nicht möglich, sondern führt zur Investition in Gerätetechnik, die erst in einem späteren Schritt aktiviert wird. Dieser Nachteil kann bei einem teilmodularem Aufbau von integrierten Varianten vermieden werden.

Hinsichtlich des Datenschutzes bieten vor allem die auf PLC-Kommunikation basierenden Systeme aufgrund ihres „geschlossenen Datenverkehrs“ weniger Möglichkeiten zur Manipulation. PLC-basierte Lösungen sind sowohl als Zähler- wie auch als Gateway-Variante möglich.

In der folgenden SWOT-Analyse werden die am vorteilhaftesten erscheinende Zähler- und Gateway-Variante sowie die dem derzeitigen Stand der Gesetzgebung als Minimalanforderung entsprechende Variante gegenübergestellt.

3.3 Bewertung von Smart-Metering-Systemen und Systemempfehlung

Wie das vorangegangene Kapitel zeigt, ergeben sich für die einzelnen SMET-Systemvarianten verschiedene Kosten-Nutzen-Bilanzen. Um eine abschließende Bewertung vorzunehmen, werden in diesem Abschnitt noch einmal Stärken und Schwächen in aggregierter Form betrachtet und zusätzlich sich ergebende Chancen und Risiken analysiert. Anhand dessen wird eine Systemempfehlung für die Einführung des Smart Metering in Deutschland formuliert, die als Basis für die Entwicklung der Migrationsstrategie im folgenden Kapitel dient.

3.3.1 Gruppierung der Systemvarianten

Für die abschließende Bewertung lassen sich die Systemvarianten anhand dieser wesentlichen Unterscheidungsmerkmale bezüglich der betrachteten Nutzenkriterien im vorangegangenen Kapitel in drei Gruppen unterteilen: Die EDL21 Systemvariante ist die Variante, die die minimalen Anforderungen erfüllt; die AMM-Systeme sowie die EBZ-MUC-PLC-Variante sind integrierte bzw. proprietäre Lösungen und schließlich bilden die modularen Varianten unter Nutzung eines EBZ (ausnahmsweise auch eines KON) mit Controller und HIP eine eigene Gruppe. Die genaue Aufteilung der Varianten in die Gruppen zeigt Tabelle 25.

Tabelle 25: Einteilung der Systemvarianten zur abschließenden Bewertung

Kürzel	Systemvarianten
EDL21	Minimale Variante
AMM-HIP	Integrierte, proprietäre Varianten
AMM-KIP	
AMM-PLC	
EBZ-MUC-PLC	
KON-MMUC-HIP	Modulare Varianten
EBZ-MUC-HIP	
EBZ-MMUC-HIP	

Diese Verkürzung der Betrachtung erleichtert eine letzte zusammenfassende Betrachtung der Systemvarianten.

Sollte eine Unterscheidung hinsichtlich der verwendeten Kommunikationstechnologie getroffen werden, ist nur die PLC-Kommunikation separat zu erwähnen, die im Gegensatz zu DSL, GSM oder Funk als einziges zunächst ein geschlossenes System darstellt. So kann in einem Stromerteilungsnetz lediglich ein einziges direktes PLC-Kommunikationssystem von einem Unternehmen betrieben werden, da die Koordination und Verantwortlichkeit nicht von der Netzinfrastruktur getrennt werden können.

PLC-Systeme ermöglichen mit entsprechenden Schnittstellen zwar auch den Aufbau eines offenen, IP-basierten Systems⁴⁰ allerdings sind die erreichbaren Bandbreiten sind zurzeit noch begrenzt und noch nicht abschätzbar, inwieweit eine solche Lösung zu wettbewerbsfähigen Kosten dargestellt werden kann. Hier wäre zu klären, welche Datenraten mit Hilfe von PLC möglich sind, um so beispielsweise auch die Echtzeitdatenübertragung, bzw. Steuerung zu ermöglichen.

Im Gegensatz zu IP-basierten Systemen, die Daten zum Schutz vor unberechtigtem Zugriff oder Manipulation verschlüsseln müssen, haben alleinstehende PLC-Systeme den möglichen Vorteil, dass sie aufgrund ihres „geschlossenen Datenverkehr“, höhere Barrieren für Angriffe und damit einen besseren Datenschutz gegenüber unverschlüsselter IP-basierter Datenübertragung über das Internet bieten.

Angesichts der zunehmenden Ansprüche an Interoperabilität und Vernetzung von verschiedenen Geräten, stellen IP-basierte Kommunikationslösungen mit entsprechenden Sicherheitsvorkehrungen die zukunftsfähigste Variante dar.

3.3.2 SWOT-Analyse

Als letzter Untersuchungsschritt als abschließende Betrachtung werden die Stärken und Schwächen, sowie die Chancen und Risiken der Systeme (SWOT-Analyse⁴¹) in den genannten Gruppen für die minimalen, integrierten und modularen Systeme zusammengefasst.

Die SWOT-Analyse als ein weit verbreitetes Instrument zur Situationsanalyse in der strategischen Unternehmensplanung wird dazu leicht abgewandelt verwendet. Sie erfolgt nicht in Form einer Matrix, sondern fasst in diesem Fall letztlich die unterschiedlichen vorangegangenen Analyse-Schritte zusammen. Um komprimiert die Kernaussagen zu Stärken und Schwächen sowie Chancen und Risiken der betrachteten Varianten im Vergleich zur Ist-Situation und als Differenzierung untereinander darzustellen, erfolgt die Betrachtung der drei Gruppen dabei jeweils einzeln und in Tabellenform.

⁴⁰ Ein offenes IP-basiertes PLC-System ermöglicht grundsätzlich einen Zugang für andere Unternehmen über das Internet und entsprechende Knotenpunkte (Router, Server o.ä.).

⁴¹ **S** = strength/Stärke, **W** = weakness/Schwäche, **O** = opportunity/Chance, **T** = threat/Risiko

Diese Betrachtung soll es ermöglichen, die Erkenntnisse aus den einzelnen Analyseschritten in Bezug auf die Auswahl einer zu favorisierenden Variante in einen geordneten Zusammenhang zu stellen. Die Ergebnisse aus der SWOT-Analyse der Minimalsysteme stellt sich in der Tabelle 26 wie folgt dar.

Tabelle 26: SWOT-Analyse Minimalsysteme

Stärken	Schwächen
<ul style="list-style-type: none"> • Trennung MSB/MDL möglich • flächendeckende Einführung möglich • Konzept ist herstellerunabhängig 	<ul style="list-style-type: none"> • geringe Basisfunktionalität • Fernauslesbarkeit, Wohnungsdisplay, Mehrspartenfähigkeit nur durch Ausbau möglich • Keine zentrale Tarifierung wg. fehlender Fernauslesbarkeit möglich
Chancen	Risiken
<ul style="list-style-type: none"> • auf Grund überschaubarer Kosten und Verfügbarkeit am Markt, zeitnaher Ausbau möglich • ausbaufähig bei Installation zusätzlicher Komponenten 	<ul style="list-style-type: none"> • Hoher Aufwand für weiteren Ausbau

In der folgenden Tabelle 27 sind die Ergebnisse der SWOT Analyse für integrierte Systeme zusammengefasst.

Tabelle 27: SWOT-Analyse integrierte Systeme

Stärken	Schwächen
<ul style="list-style-type: none"> • flächendeckende Einführung möglich • kundenindividueller Zugriff auf Verbrauchsdaten möglich • hohe Anzahl an Funktionalitäten möglich • zentrale Tarifierung möglich 	<ul style="list-style-type: none"> • Individuelle Systeme je nach MSB (proprietär) • MSB/MDL nicht wechsel- und nicht trennbar • Ausbau der Funktionalitäten nicht möglich, deshalb keine schrittweise Migration der Leistungstiefe möglich • Mehrspartenfähigkeit nur bei übereinstimmendem MSB möglich • Stromnetzbetreiber hat Monopol auf PLC-Datenübertragung
Chancen	Risiken
<ul style="list-style-type: none"> • Verfügbarkeit am Markt, deshalb zeitnaher Ausbau möglich • VNB-AMM-PLC in städtischen Gebieten sehr kostengünstig 	<ul style="list-style-type: none"> • Austausch nötig bei MSB/MDL-Wechsel sowie bei geänderten Anforderungen • Austausch nötig bei Kundenwechsel • Hohe Kosten bei vorzeitigem Ausbau vor Ende des Abschreibungszeitraums

Schließlich zeigt Tabelle 28 die Ergebnisse der SWOT Analyse für modulare Systeme.

Tabelle 28: SWOT-Analyse modulare Systeme

Stärken	Schwächen
<ul style="list-style-type: none"> • flächendeckende Einführung möglich • Übergangslösungen mit altem Zählerbestand möglich • kundenindividueller Zugriff auf Verbrauchsdaten und Freigabe für Dritte möglich • hohe Anzahl an Funktionalitäten möglich • Konzept ist herstellerunabhängig • zentrale Tarifierung möglich • hohe Flexibilität, da Ausbaugrad entsprechend der Anforderungen gewählt werden kann • MSB/MDL je nach Systemvariante frei wählbar • Mehrspartenfähigkeit möglich 	<ul style="list-style-type: none"> • etwas höherer Aufwand für Verknüpfung der Module, da Standards erarbeitet und festgelegt werden müssen • Daten-/Kommunikationsstandards erforderlich • Auflösung Zählerstandsgang bzw. Echtzeit-Visualisierungsmöglichkeiten begrenzt bei KON-(M)MUC-Variante
Chancen	Risiken
<ul style="list-style-type: none"> • Hohe Anpassungsfähigkeit bezüglich weiterer Funktionalitäten sowie an zukünftige technologische Entwicklungen oder regulatorische Regelungen • Durch IP-basierte Kommunikation Interoperabilität mit anderen Systemen (z.B. Telekommunikation, Smart-Home u.ä.) möglich 	<ul style="list-style-type: none"> • Bei schrittweiser Migration begrenzte Nutzung einzelner Module für den Zeitraum bis zur vollständigen Systemeinführung

Im Vergleich der drei Gruppen zeigt sich, dass die minimale Variante bei vielen Schwächen und wenig ausgeprägten Stärken ein ausgeglichenes Chancen-Risiken-Verhältnis aufweist. Die Frage, zu welchen Kosten zusätzliche Funktionalitäten bei einem späteren Ausbau hinzugefügt werden können, prägt die Bewertung von Chancen und Risiken dieser Variante.

Die Gruppe der integrierten Varianten weist bei relativ ausgeglichenem Stärken-Schwächen- sowie Chancen-Risiken-Verhältnis ein wesentliches Manko durch die mangelnde Flexibilität auf. Dahingegen bieten die modularen Systeme bei überschaubaren Schwächen einen Katalog an Stärken, die vor allem bei einem liberalisierten Messwesen und in Bezug auf Änderungen in der Zukunft zum Tragen kommen. Gleichzeitig eröffnen sie die Chance die Energiewirtschaft kompatibel für die Vernetzung mit anderen Sparten und vielfältigen Dienstleistungen zu machen.

Als Gesamtergebnis der SWOT-Analyse zeigt sich, dass ein modulares System das stärkste Profil hinsichtlich Funktionalitäten, Kompatibilität und Zukunftsfähigkeit aufweist.⁴² Vor allem die hohe Flexibilität in der Ausgestaltung bietet einerseits die

⁴² Dies gilt für die KON-(M)MUC Variante nur mit Einschränkungen, da sie gegenüber den weiteren betrachteten Varianten dieser Gruppe nur über eine geringere zeitliche Auflösung der Ablesung verfügt.

Möglichkeit auf die Verhältnisse vor Ort einzugehen, lässt andererseits aber auch Wettbewerb bezüglich des Angebots zusätzlicher Dienste zu.

Da es sich bei den Funktionsgruppen der SMET um einzelne elektronische Baugruppen mit unterschiedlichen Funktionalitäten und Steuerungssoftware handelt, ist es hinsichtlich der Funktionalität gleichgültig, ob diese in einem oder in mehreren Geräten verbaut werden. Unabhängig von der Ausgestaltung der Hardware ist allerdings zur Verknüpfung verschiedener Funktionsgruppen bzw. Module untereinander und mit zentralen MDM-Systemen die Nutzung von offenen Protokollen und Standards erforderlich.

Die Nutzung des Kundenrouters (KIP) bringt Probleme mit sich bei Ausfall, Umzug oder Providerwechsel. Die Nutzung von PLC ist proprietär und ein Zugang für Dritte nicht möglich. In der Kombination der Vorteile und Stärken des modularen Systems und einer einheitlichen offenen Kommunikationslösung liegt deshalb der Schlüssel zu einem erfolgreichen, flexiblen und zukunftsfähigen SMET.

Als entscheidender Baustein des SMET wird deshalb zunächst die Gestaltung der Kommunikation betrachtet.

3.3.3 Definition eines HIP-Routers als einheitliche Weitverkehrskommunikationsschnittstelle

Wie die vorangegangenen Betrachtungen zeigen, ist die Art der Weitverkehrskommunikation der Systeme ein entscheidender Faktor bezüglich der entstehenden Kosten, aber auch für die Schaffung von Wettbewerb bei Messstellenbetreibern und zukünftig auch bei Stromlieferanten. Darüber hinaus kann die eingesetzte Kommunikationslösung jedoch auch die Art des zukünftigen Wettbewerbs entscheiden. Eine Ein-Wege-Kommunikation bietet außer der Möglichkeit der Visualisierung des Energieverbrauchs beim Kunden und Time-of-Use-Tarifmodellen wenig Zusatznutzen. Zudem bleiben die Möglichkeit für innovative Produkte (dynamische Tarife) und die begrenzte Zukunftsfähigkeit durch fehlende Parametriermöglichkeiten auf der Strecke. Eine Zwei-Wege-Kommunikation bietet diese Möglichkeiten und erlaubt zukünftig auch Funktionalitäten, die für die Schaffung von Smart Grids oder zur Integration von Erneuerbaren Energien notwendig sind.

Wie die Analyse auf der europäischen Ebene zeigt, ist in den meisten Ländern eine Tendenz zur Zwei-Wege-Kommunikation zu erkennen. Außerdem sieht auch die von der EU-Kommission formulierte Auslegung des 3. EU-Binnenmarktpaketes⁴³ eine solche als Mindestanforderung für intelligente Messsysteme vor. Auch wenn die tatsächliche Umsetzung den Mitgliedsstaaten obliegt, sieht die Mehrheit der Experten die 2-Wege-Kommunikation als zwingende Notwendigkeit, zumal sich bei geringen Mehrkosten eine immense Bandbreite an zusätzlichen Nutzungsmöglichkeiten erreichen lässt.

⁴³ Vgl. EU-Kommission, INTERPRETATIVE NOTE ON DIRECTIVE 2009/72/EC, S. 6 ff.

Die entscheidende Aufgabe in der Umsetzung ist jedoch, wie die 2-Wege-Kommunikation ausgeführt wird und wie sie mit dem SMET verbunden wird. Hier spielt die Organisation des Messwesens eine entscheidende Rolle.

Im liberalisierten Messwesen in Deutschland soll der Kunde den MSB/MDL frei wählen können, so dass sich bei der Einführung von SMET eine Problematik bezüglich der 2-Wege-Kommunikation ergibt: Der Zugang für Dritte zur Kommunikations-Infrastruktur bei proprietären Systemen wäre nicht möglich und der neue MSB/MDL müsste selbst eine separate 2-Wege-Kommunikation aufsetzen. Ist also die Kommunikationsinfrastruktur Teil der Aufgabe des Messstellenbetreibers, verursachen unterschiedliche Kommunikationstechniken, der vollständige Wechsel/Austausch bei Wechsel des MSB sowie der Übergang vieler Zuständigkeiten hohen Aufwand und führen potentiell zu Problemen in der Abwicklung.

Zur Schaffung eines effizienten SMET-Systems sollte deshalb die Kommunikation aus dem Gesamtsystem isoliert und standardisiert werden, um diese nicht zur Hürde für den Wettbewerb werden zu lassen und das liberalisierte Messwesen mit gleichen Voraussetzungen für alle Marktteilnehmer erhalten zu können. Darüber hinaus kann durch eine Vereinheitlichung der Kommunikation eine Plattform für eine Vielzahl von Anwendungen geschaffen werden, so dass nicht die Infrastruktur den Wettbewerb bestimmt sondern die tatsächlich angebotenen Leistungen und Services. Zudem wird eine schnelle und effektive Abwicklung von Standardprozessen wie der Wechsel von MSB/MDL ermöglicht. Dies kann durch den standardisierten Übergang von Zuständigkeiten sowie die Änderung von Zugriffsrechten erfolgen, die in Zukunft auch einen Echtzeit-Zugriff auf Daten über verschiedenste Endgeräte ermöglichen könnten.

Zurzeit bietet sich, wie die Anzahl der betrachteten Systemvarianten zeigt, eine Vielfalt von möglichen Kommunikationstechniken und -lösungen, die von der Nutzung des Kundenrouters, über GPRS/GSM- bis zur PLC-basierten Kommunikation reichen. Hier ergibt sich als primäre Anforderung an ein SMET die Schaffung einer einheitlichen Weitverkehrskommunikation für alle Systeme als Voraussetzung für ein offenes System zur Nutzung für möglichst viele Funktionen. Für die Weitverkehrskommunikation mit einem einheitlichen Standard und einem möglichen Zugriff für alle Marktteilnehmer und Messstellenbetreiber (VNB, Lieferant, externer Dienstleister) ist deshalb ein IP-basiertes Kommunikationsprotokoll die variabelste Lösung. Um zusätzlich gleiche Voraussetzungen für alle zu schaffen und Skaleneffekte bei der Bereitstellung und Nutzung der Kommunikationsinfrastruktur auszunutzen, ist eine regulativ durchzusetzende Bereitstellung eines liegenschaftsbasierten Haus-IP-Anschlusses (HIP) anzustreben.

Dieser HIP würde die Funktion eines für die Übertragung von Zähl- und Steuerdaten nutzbaren, standardisierten Internetzugangs übernehmen und als eine Art Router für ein- und ausgehende Datenverbindungen zu verschiedenen Messgeräten fungieren. Ein HIP pro Liegenschaft würde außerdem den beliebigen Anschluss weiterer Geräte ermöglichen, die alle mit individueller IP-Adresse über den HIP-Router ansteuerbar wären. Damit stellt der HIP eine einheitliche Kommunikationslösung dar, die durch die Vergabe von entsprechenden Rechten jedem Marktteilnehmer einen Zugang zum

Kunden ermöglicht und unabhängig von der letztlich installierten Messinstallation ist. Der Messstellenbetreiber hat damit die volle Hoheit über seine Messsysteme.

Bezogen auf die betrachteten Systemvarianten können theoretisch alle in Kapitel 3.1 beschriebenen Mess-/Zählsysteme an den HIP angeschlossen werden, so dass bei bereits installierten Messstellen lediglich eine Anpassung nötig wäre. Der HIP stellt dann die Verbindung des Zählers zum jeweiligen Datenmanagementsystem des Marktteilnehmers dar, wie die nachfolgende Abbildung 34 zeigt.

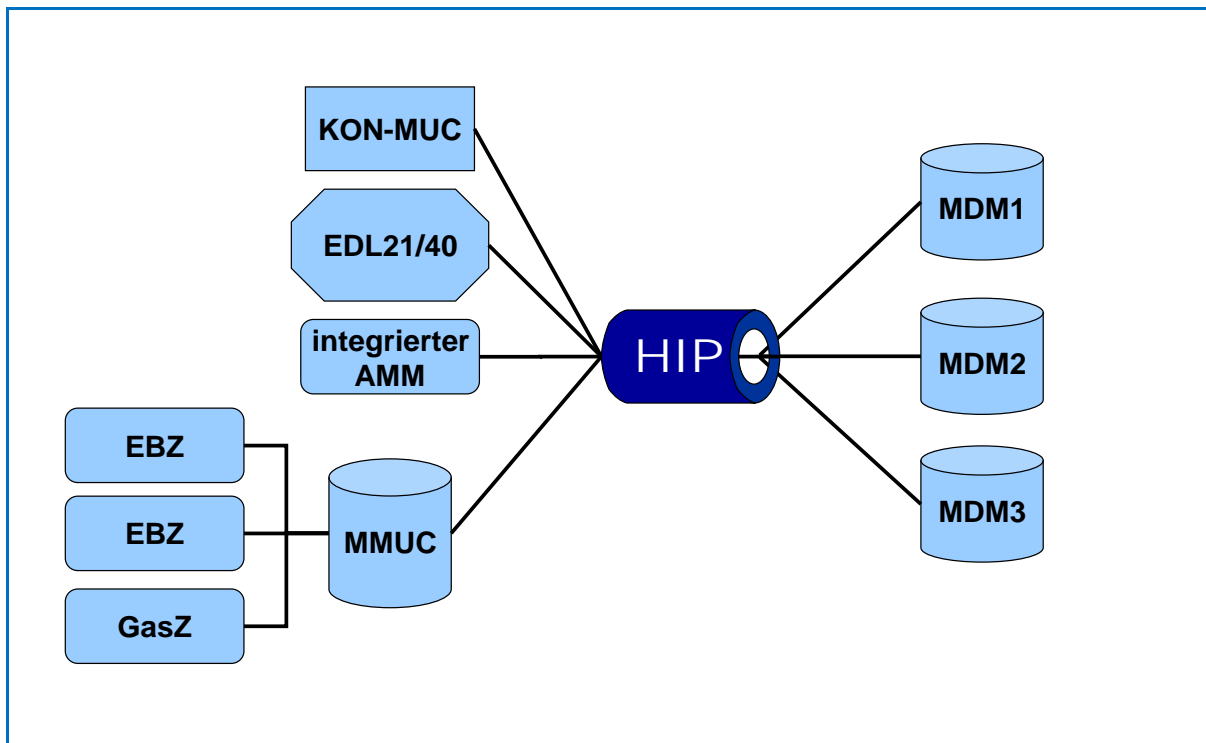


Abbildung 34: Verknüpfung SMET und MDM-Systeme über den Haus-IP-Router

In der praktischen Umsetzung wird sich die Anzahl der direkt an den HIP-Router angeschlossenen integrierten Zähler aus wirtschaftlichen Gründen allerdings in Grenzen halten, da mit zunehmender Zähleranzahl die gesammelte Steuerung über einen Gateway (Multi-MUC) effizienter ist, als die Gateway-Funktionalitäten in jedem einzelnen Zähler unterzubringen. Der MMUC könnte über einen Dienstleister für verschiedene Messstellenbetreiber angeboten werden. Dieser müsste dann allerdings auch die Messdienstleistung für die Messstellenbetreiber übernehmen, da die Regelung des Zugriffs über den MMUC auf angeschlossene Zähler durch verschiedene Parteien voraussichtlich einen hohen Programmierungs- und Sicherheitsaufwand (Berechtigungskonzepte etc.) nach sich ziehen würde.

Auf Grund der durch den HIP-Router vorgenommenen Trennung der Weitverkehrskommunikationstechnologie von den übrigen Funktionen des SMET wird der Wettbewerb im Markt befördert. Über die Anwendungen im Messwesen hinaus kann damit eine Grundlage auch für zukünftig denkbare Dienstleistungen zum Beispiel

im Bereich Smart Homes bilden. Dabei wird der HIP mit steigender Anzahl angeschlossener Geräte immer wirtschaftlicher.

3.3.4 Mindestanforderungen an ein Smart-Metering-System

Zur Sicherung der Mess- und weiterer Grundanforderungen bei gleichzeitiger Ermöglichung zusätzlicher Dienste, ist die Vorgabe von Mindeststandards bezüglich des zu nutzenden Systems ausreichend. Da die individuellen Gegebenheiten vor Ort wie die Anzahl der Kunden pro Liegenschaft, weitere vorhandene Spartenzähler, oder auch die Kundennachfrage nach weiteren Dienstleistungen sehr unterschiedlich sein können, ermöglicht die Definition von Mindestanforderungen, diesen Rechnung zu tragen, aber auch das System beliebig zu erweitern. Dabei ist es sinnvoll, die Anzahl der Mindestanforderungen gering zu halten, um die Basisausführung durch eine hohe Anzahl von Funktionalitäten nicht unnötig teuer zu machen und die Einführung nicht durch langwierige Entwicklungen von Standards zu verzögern.

Zur Gewährleistung einer möglichst offenen Ausgestaltung wurde bei der Definition der Mindestanforderungen in direkte Anforderungen an den Zähler sowie in die Systemanforderungen unterteilt. Damit wird in der Umsetzung die letztendliche Ausgestaltung offen gehalten, da damit nicht festgelegt ist, ob alle Funktionalitäten in einem Gerät, in verschiedenen Modulen oder auch in Kombination mit anderen Anwendungen abgebildet werden. Die ermittelten notwendigen Mindestanforderungen für zukünftige SMET-Systeme stellen sich wie folgt in Tabelle 29 dar.

Tabelle 29: Mindestanforderungen an SMET-Systeme

	Mindestanforderung
Zähler	<ol style="list-style-type: none"> 1. Elektronisches Messwerk 2. standardisierte Kunden-Schnittstelle (KS2) zur Darstellung der Momentanleistung (mindestens mit 5s-, idealerweise mit 1s-Auflösung) und In-Haus-Verbrauchsdarstellung
System	<ol style="list-style-type: none"> 3. Synchronisierte Uhrzeit und Kalendarium zur Erstellung eines Zeitstempels 4. Zählerstandsgangerfassung mit mindestens ¼-Stunden-Auflösung 5. Zählerstandsgangübertragung über standardisierte IP-basierte KS3-Schnittstelle mit eichrechtlich notwendigen Zusatzinformationen (z.B. Zähler-ID, Sparte, Zeitstempel, Signatur u.a.) 6. Berechtigungskonzept für Datenzugriff 7. Verschlüsselung mit mindestens AES 128 8. Standardisierte KS1-Schnittstelle mit offenem Protokoll für Anschluss und Auslesung weiterer Zähler 9. 2-Wege-Kommunikationsfähigkeit 10. Parametrierfähigkeit

Die gewählten Anforderungen orientieren sich zum einen an den Minimalanforderungen zur Erfüllung der Messaufgabe und zum anderen an der Schaffung der Voraussetzungen für weitere Anforderungen wie Übertragungsmöglichkeit der Daten vor Ort oder der 2-Wege-Kommunikationsfähigkeit. Letztere können auf gesetzlichen Vorgaben beruhen, aber sich auch aus wettbewerblichen Gründen oder aus Kundenanforderungen ergeben. Durch die Vorgabe von Schnittstellen ist zudem eine beliebige Erweiterung des Systems möglich.

Wie die obige Tabelle zeigt, beschränkt sich die notwendige Funktionalität des Zählers auf die Messung und Zählung sowie der möglichen Weitergabe der Daten im Sekundentakt über eine Kundenschnittstelle. Letztere soll es ermöglichen, die Daten dem Kunden unmittelbar über ein beliebiges Endgerät zur Verfügung zu stellen. Die Endgeräte können dann den momentanen Verbrauch darstellen, die Werte aber auch beliebig aggregieren. Als Endgeräte kommen zum Beispiel der eigene PC, ein Wohnungsdisplay oder auch die Weitergabe an mobile Endgeräte in Frage.

Die für das Gesamtsystem formulierten Anforderungen verfolgen einerseits die Zielsetzung, marktfähige Daten zur Verfügung zu stellen, aber auch den Datenschutz sowie die Zukunftsfähigkeit zu gewährleisten. So ist es zunächst nötig, dass eine synchronisierte Zeitaufnahme zur Zuordnung der Zählerstände erfolgt. Die Aufnahme des Zählerstandgangs in einer Auflösung von mindestens einer ¼-Stunde ist als Mindestvoraussetzung für zukünftige marktbasierende Tarife zu sehen. Die Notwendigkeit für ein Berechtigungskonzept ergibt sich daraus, dass zum Beispiel sowohl Lieferant als auch Netzbetreiber zugreifen können sollen, aber zum Beispiel nur der MSB Änderungen vornehmen können soll. Die Verschlüsselung der Datenübertragung wiederum ist aus Datenschutzgründen erforderlich.

Die standardisierte KS1-Schnittstelle zur Einbindung anderer Zähler oder weiterer Geräte soll die Möglichkeit offen halten, das ohnehin vorhandene System besser auszunutzen, um so die Synergieeffekte zu nutzen.

Die 2-Wege-Kommunikation stellt die Auslesbarkeit der Daten sicher. Wesentlich ist aber auch die Möglichkeit zum Zugriff von außen, der es zusammen mit der Parametrierfähigkeit ermöglicht, Modifikationen am System vornehmen zu können (z.B. Umprogrammierungen, Softwareaktualisierungen). Darüber hinaus kann die 2-Wege-Kommunikation zukünftig auch für aktives Lastmanagement durch gezielte Zu- oder Abschaltung von Geräten genutzt werden.

Die beschriebenen Mindestanforderungen berücksichtigen bereits die von der EU-Kommission formulierte Auslegung des 3. EU-Binnenmarktpaketes⁴⁴ und bilden damit in Kombination mit der deutschlandweiten Einführung eines HIP die Basis für die Einführung eines variablen, zukunftsfähigen Smart Metering Systems.

⁴⁴ Vgl. EU-Kommission, INTERPRETATIVE NOTE ON DIRECTIVE 2009/72/EC, S. 6 ff.

Mit diesen Vorgaben ist zu erwarten, dass die Möglichkeiten der einsetzbaren SMET-Systeme groß bleiben, Systeme passend zu den lokalen Gegebenheiten installiert werden können und das Gesamtsystem durch seine Erweiterbarkeit flexibel bleibt. Vor allem da die zukünftigen Entwicklungen in den Gerätetechnologien, den verfügbaren Datenübertragungsraten sowie denkbaren Diensten und Anwendungen schwer absehbar sind, birgt die Festlegung auf ein offenes System die Chance und die Möglichkeiten einer entsprechenden Erweiterung. So ermöglicht die vorgeschlagene Lösung eine zeitnahe Entwicklung, bzw. Einführung des Smart Metering ohne einseitige Festlegungen zu treffen. Die Beibehaltung des liberalisierten Messwesens ermöglicht zudem ein „lebendes“ System, das sich kontinuierlich in der Reaktion auf Angebot und Nachfrage erneuert.

4 Strategien zur flächendeckenden Einführung von Smart-Metering Systemen

4.1 Europäische Migrationsstrategien

In diesem Kapitel werden die Migrationsstrategien von SMET im europäischen Ausland analysiert und ihre Übertragbarkeit auf Deutschland geprüft. Betrachtet werden dabei insbesondere die Länder Italien, Schweden, die Niederlande, Großbritannien, Frankreich, Spanien und Österreich ausgewählt, da dort bereits konkrete Schritte unternommen oder zumindest entsprechende gesetzliche oder regulatorische Regelungen zum flächendeckenden Rollout von SMET beschlossen wurden.⁴⁵

In den untersuchten Ländern herrschen sehr unterschiedliche Voraussetzungen hinsichtlich der Marktstruktur und der regulatorischen Rahmenbedingungen. Daher zeigt sich eine Vielfalt an Migrationsstrategien, die - je nach Zielsetzung - ganz oder in Teilen auch Modellcharakter für eine mögliche deutsche Migrationsstrategie haben können.

Der kleinste gemeinsame Nenner bei den Umsetzungsvarianten der einzelnen Länder ist die Anforderung, dass die Energieversorger in Zukunft häufiger ablesen sowie Rechnungen versenden sollen, wofür es geeignete Messeinrichtungen zu installieren gilt. In der gewählten Strategie und der entsprechenden Umsetzung ergibt sich allerdings eine große Bandbreite, wie die folgende Betrachtung zeigt.

Die einzelnen Länder werden hinsichtlich

- der bestehenden Marktstruktur und Verteilung der Markttrollen,
- der Auslöser, Ziele, der Strategie und dem erwarteten Nutzen des SMET-Rollouts,
- der technischen Umsetzung des Rollouts,
- des Zeitrahmens für den Rollout
- der entstehenden Kosten und dem Mechanismus für die Kostenkompensation
- des Stands der Umsetzung

analysiert. Für jedes Land wird anschließend ein Kurzfazit gezogen.

⁴⁵ Basis der Untersuchung sind Vasconcelos (2008), WIK (2009) und Ryberg (2009). Diese Quellen wurden durch eigene Recherche in den jeweiligen Ländern verifiziert.

4.1.1 Italien

Marktstruktur und Markttrollen

Italien schloss 2007 die Liberalisierung des Strommarktes ab, so dass seit dem die rund 36 Millionen Kunden frei ihren Stromanbieter wählen können. In Italien liegt die Verantwortung für den Messstellenbetrieb und Messdienstleistungen beim zuständigen Netzbetreiber. Es existieren 162 Verteilnetzbetreiber. Das Unternehmen ENEL ist allerdings der größte Verteilnetzbetreiber und deckt mit rund 30 Millionen Kunden ungefähr 85 % der Haushalts- und Gewerbekunden ab. Es wird ein separates Messentgelt abgerechnet, was national vom Regulierer festgelegt wird und sich nach der Art des Zählers richtet.

Auslöser, Ziele, Strategie und erwarteter Nutzen

Bereits 2001 begann ENEL als erster Energieversorger weltweit mit der Einführung von SMET im Rahmen des "Telegestore"-Projekts. Damals war ENEL noch ein staatliches Unternehmen und es existierten keinerlei technische Vorgaben eines Regulators, so dass ENEL bei dieser internen Entscheidung in der Umsetzung zunächst völlig frei war.

Die wichtigsten Gründe für die Einführung elektronischer Zähler waren erwartete Einsparungen in den Bereichen Logistik, Netzbetrieb und Stromeinkauf. Zusätzlich wurden Verbesserungen im Kundenservice und die Minimierung von Stromdiebstahl erwartet.

Erst in 2006 wurde durch die Regulierungsbehörde begonnen Vorgaben zu elektronischen Zählern zu entwickeln. Die von ihr verfolgten Hauptziele waren dabei:

- Förderung des Wettbewerbs auch bei Haushaltskunden
- Erhöhung des Kundennutzens durch ferngesteuerten Betrieb
- Verkürzung der Messzeiträume für Haushaltskunden auf bis zu einer Stunde

Technische Umsetzung

Bei der ersten Einführung konnte ENEL auf Grund fehlender Vorgaben die Zähler, die Ausstattung sowie die Übertragungstechnologie frei nach den eigenen Bedürfnissen wählen. Zur Datenfernübertragung zur nächsten Trafostation wurde PLC gewählt und zur Datenübertragung von der Trafostation GSM eingesetzt. Zusätzlich konnten die Zähler per Fernübertragung angesprochen und die Leistung begrenzt oder der Stromanschluss auch voll gesperrt werden. Zunächst wurde im 2-Monatsturnus ausgelesen.

Bereits 2006 wurden durch die Regulierungsbehörde minimale Voraussetzungen bezüglich des Zählers und der Funktionen formuliert, die 2007 nochmals erweitert wurden. Aktuell gelten folgende Mindeststandards⁴⁶:

- Zeitvariable Tarife (bis zu vier, die in fünf Zeitintervallen angewendet werden können)
- Intervallmessungen mit einer Speicherzeit bis zu 36 Tagen
- Monatliche Auslesung
- Garantierte Auslesesicherheit (z.B. bei Unterbrechung) sowie direkte Meldung von Zählerausfall
- Fernbedienbarkeit für De-/Aktivierung, Leistungsreduzierung, Auslesung, Intervallmessung, Preisänderungen
- Anzeigedisplay
- Aktualisierbarkeit der Software
- Information über Spannungsschwankungen (nach EN 50160)
- Leistungsanforderungen bzgl. AMM: Rate der erfolgreichen AMM Transaktionen, Rate der Auslesefehler

Diese minimalen Voraussetzungen sind für alle VNB verpflichtend. Auf Grund weiterer Erkenntnisse werden gegebenenfalls weitere Vorgaben bezüglich der Kommunikationsstandards folgen.

Zeitraumen

Entsprechend der Vorgaben der italienischen Regulierungsbehörde AEEG durch die Verordnungen N° 292/06 vom Dezember 2006 und N° 235/07 vom September 2007, die minimale Funktionalitäten sowie Fristen für die Installation von elektronischen Zählern festlegen, stellt sich der Zeitplan für die Einführung wie in Tabelle 30 abgebildet dar.

Tabelle 30: Funktionen und Fristen für elektronische Zähler (Quelle: Vasconcelos 2008)

Kundengruppe	Anschlussquote	Frist
Haushalte und Gewerbe bis einschl. 55 kW Anschlussleistung	25 %	31. Dezember 2008
	65 %	31. Dezember 2009
	90 %	31. Dezember 2010
	95 %	31. Dezember 2011
Kunden ab 55 kW Anschlussleistung	100 %	31. Dezember 2008

⁴⁶ Vasconcelos (2008)

Die verpflichtende Anschlussquote gilt unabhängig von der Anzahl der Kunden.

Nachdem ENEL in 2001 mit der flächendeckenden Einführung begann, zogen andere Netzbetreiber ab 2006 nach. In der Übersicht stellt sich die Einführung durch die verschiedenen Verteilnetzbetreiber wie in Tabelle 31 gezeigt dar.

Tabelle 31: Einführung von SMET durch italienische Verteilnetzbetreiber (Quelle: Ryberg 2009)

VNB	Anzahl der Zähler	Zählerlieferant	Zeitraumen
ENEL	31.000.000	eigene Konfiguration und Beschaffung (China)	2001–2006
ACEA (Rome)	1.600.000	Landis+Gyr, Ericsson	2006–2009
A2A	1.100.000	IBM/Enel	2007-2008
Enia-Iride	710.000	IBM/Enel	2007-2008
Hera	260.000	IBM/Enel	2007-2008

Wie aus Tabelle 31 deutlich wird, haben ca. 96 % der italienischen Kunden bereits SMET. Alle größeren Netzbetreiber haben schon flächendeckend auf neue Zähler umgestellt. Lediglich kleine lokale VNB haben erst kürzlich mit der Einführung begonnen.

Auch für den Gasbereich wird ein verpflichtender Rollout von SMET vorbereitet. Eine Kosten-Nutzen-Analyse hat gezeigt, dass sich die Einführung nur für Ausspeisenetzbetreiber mit mehr als 50.000 Kunden lohnt. Daher ist eine stufenweise Einführung geplant mit dem Ziel eine 80%ige Penetration im Jahr 2016 zu erreichen (Ryberg (2009)).

Kosten und Kostenkompensation

Die Investitionskosten betragen laut ENEL für die Hardware rund 2,1 Mrd. Euro, was ca. 70 € pro Zähler entspricht. Zur Kompensation der erhöhten Metering-Kosten wird ein einheitlicher landesweiter Tarif für die intelligenten Zähler festgelegt. Allerdings haben die Netzbetreiber nur Anspruch auf die erhöhten Entgelte entsprechend der Anzahl tatsächlich installierten Zähler. Wird die vorgegebene Anschlussquote nicht erfüllt, wird für die fehlende Anzahl von Kunden kein Messentgelt bezahlt. Zusätzlich hat die Regulierungsbehörde einen sogenannten Qualitätsanreiz von 15 € pro Kunde eingeführt (Vasconcelos (2008)). Dafür muss der VNB ab 2008 alle längeren Stromausfälle (z.B. > 5 Minuten) erfassen. Zusätzlich muss der vorgegebene Zeitplan für die Einführung übertroffen werden und bereits bis Juni 2010 85 % der Kunden mit intelligenten Zählern ausgestattet sein.

Stand der Umsetzung und Nutzen

Italien kann auf Grund der langen Historie des Themas Smart Metering ein gutes Beispiel für die Umsetzung, Regulierung und Nachjustierung eines Zähler Rollout darstellen. Dies umfasst die Bereiche der verpflichtenden Einführung, Strafen für Nicht-Konformität sowie die Festlegung minimaler funktioneller Eigenschaften sowie Leistungen durch den Regulator.

Aus Sicht von ENEL als Unternehmen mit der längsten Erfahrung im Zählerbetrieb hat sich die Investition von rund 2,1 Milliarden Euro laut eigener Darstellung gelohnt. Als Netzbetreiber erfolgt sowohl eine Kontrolle der Stromabnahme, so dass Stromdiebstahl frühzeitig erkannt werden kann, als auch eine Überwachung der Netzqualität, so dass Spannungsschwankungen und Ausfälle minimiert werden können. Außerdem konnten Kosten durch den Wegfall von Vor-Ort-Terminen für Abschaltungen und Ablesungen durch die Fernübertragung eingespart werden. In Summe spart ENEL dadurch jährlich rund 500 Millionen Euro. Zusätzlich können Kundenanfragen von Seiten des Vertriebs schneller bearbeitet, Leistungs- oder Zeitbegrenzungen vorgenommen sowie flexible Tarife eingeführt werden. Insgesamt ergab sich so auch eine Erhöhung der Kundenzufriedenheit. Entsprechend diesen vielfältigen Vorteilen lohnt sich die Investition pro Zähler von rund 70 €.

Kurzfasit

Das italienische Beispiel zeigt, dass in manchen Ländern bereits durch die Gegebenheiten ein marktgetriebenes Interesse an der elektronischen Verbrauchserfassung bestehen und entsprechende Maßnahmen auslösen kann. Nichtsdestotrotz hat der Staat in Italien eingegriffen und ein hohes Maß an Funktionalitäten vorgegeben. Der Ansatz hier war, vielfältige Dienste zu ermöglichen und damit vielfältige Nutzungsmöglichkeiten zu eröffnen (bei VNB, MDL, Lieferant oder dem Staat durch gutes Monitoring). Der flächendeckende Rollout ermöglicht dabei die zeitnahe Hebung von Potentialen und damit die zügige Amortisation der Investitionen. Allerdings sind im Fall Italien die höheren Kosten durch den frühzeitigen Rollout durch Enel und die nachfolgend notwendige Nachjustierung durch die staatliche Vorgabe von gewissen Funktionen eher suboptimal, auch wenn sich die Investitionen für Enel schnell amortisiert haben dürften.

Italien bietet damit trotzdem ein gutes Beispiel für einen im begrenzten Zeitrahmen durchgeführten flächendeckenden Rollout allerdings in einem monopolistisch geprägten Umfeld. Auch sind nicht alle erzielten Vorteile wie zum Beispiel im Netzbetrieb auf Deutschland übertragbar.

4.1.2 Schweden

Marktstruktur und Marktrollen

Die Hauptbetreiber von Verteilnetzen in Schweden sind im Besitz von E.ON Sweden, Fortum, und der staatlichen Unternehmen Vattenfall. Dazu kommen ca. 150 kleine VNBs, die sich meist in kommunalem Besitz befinden.

Messstellenbetreiber ist in Schweden stets der VNB, der Installation, Betrieb und Wartung übernimmt.

Auslöser, Ziele, Strategie und erwarteter Nutzen

Nachdem die Liberalisierung des Strommarktes in Schweden 1996 abgeschlossen wurde, wurde in einigen Studien die Befürchtungen von massiven Preissteigerungen und möglicher Stromknappheit geäußert. Die schwedische Regierung wollte dem entgegenwirken und sah bei einem der höchsten Pro-Kopf-Verbräuche Europas von über 9.000 kWh/a großes Potential für Energieeinsparungen. Gleichzeitig gab es in Schweden schon 2001 erste Pilotprojekte mit intelligenten Zählern. Aus diesem Grund sah man es als bestes Mittel eine allgemeine Pflicht für die monatliche Abrechnung einzuführen. Dieses Gesetz wurde 2003 beschlossen und sah die Einführung bis Juli 2009 vor. Zusätzlich erhoffte man sich eine Erhöhung der Transparenz für die Kunden. Durch die monatliche Abrechnung sollte der Kunde eine bessere Vorstellung seines Verbrauchs bekommen und zeitnah Erfolge von Energiesparmaßnahmen ablesen können.

Wichtig ist, dass damit in Schweden nicht per se SMET eingeführt wurden, die Vorschrift diesen aber Vorschub leistete, da eine monatliche Vor-Ort -Ablesung sehr kostenintensiv gewesen wäre.

Technische Umsetzung

Da es keine verpflichtende Einführung elektronischer Zähler gibt, sondern lediglich der Abrechnungszyklus festgelegt wurde, hat der schwedische Gesetzgeber auch keinerlei Vorgaben zu den technischen Eigenschaften festgelegt. Zusätzlich trat die Regelung in Kraft als noch nicht alle Potentiale der neuen Technik offensichtlich waren, so dass die technologische Entwicklung in kurzen Zeitabständen immer neue Funktionalitäten bot.

Auch wenn zwei Lieferanten 80 % des schwedischen Marktes abdecken, sind die Funktionalitäten der Zähler sehr unterschiedlich. Die vorhandenen Funktionen und ihr Marktanteil sind zum Beispiel:

- Stündliche Messung mit 85 %,
- Fernlaststeuerung mit 41 %,
- Fernabschaltung mit 33 %.

Diese Zahlen zeigen, dass die einzelnen Unternehmen beim Rollout sehr unterschiedliche Prioritäten gesetzt haben. Auch wurden zunächst auch nicht

unbedingt alle Funktionalitäten genutzt. So wurden zum Beispiel anfänglich nur bei 15 % der Zähler die erfassten stündlichen Werte auch ausgelesen.

Bezüglich der Kommunikationstechnologie haben die VNB jeweils unterschiedliche Techniken eingesetzt. Daraus ergibt sich folgende Aufteilung (Ryberg (2009)):

- PLC für die letzte Meile (point-to-multipoint) mit 58,4 %: Vattenfall, E.ON Sweden
- GPRS (point-to-point) mit 22,3 %: Fortum
- RF letzte Meile (point-to-multipoint) mit 19,5 %: Göteborg Energi

Zeitraumen

Nach der Festlegung der Pflicht für die monatliche Ablesung 2003 ließen sich die Netzbetreiber zunächst Zeit mit der Implementierung und Ende 2007 waren nur rund ein Drittel der Kunden mit SMET ausgestattet. Dies war einerseits darauf zurückzuführen, dass die Einführung der SMET einigen Planungs- und Umstellungsaufwand verursachte, andererseits die Unternehmen aber noch Weiterentwicklungen in der Technik und abnehmende Preise erwarteten. Ende 2008 waren rund 4,7 Millionen SMET installiert und damit über 90 % der Gesamtanschlüsse abgedeckt. Die fehlenden zehn Prozent an Zählern wurden in der ersten Jahreshälfte 2009 installiert, so dass im Juli 2009 Schweden das erste europäische Land mit einer vollständigen Abdeckung mit SMET wurde.

Kosten und Kostenkompensation

Die Kosten für die Installation der Zähler und dazugehörige Systemkosten müssen die Netzbetreiber selbst tragen. In den weniger besiedelten Gegenden Schwedens zahlt sich dies häufig allein schon durch die entfallenden Vor-Ort-Besuche aus. Außerdem werden weitere Vorteile (Netzüberwachung, Verlustkontrolle) als weitere Vorteile gesehen. Allein die Kosten für die Installation der Zähler werden auf 900 Millionen Euro geschätzt.

Stand der Umsetzung und Nutzen

Seit Ende Juni 2009 sind alle schwedischen Kunden mit elektronischen Zählern ausgestattet. Da einige Netzbetreiber allerdings schon früh Ihre Zähler installiert haben und sich inzwischen neue Notwendigkeiten, bzw. ein erhöhter Marktdruck für bestimmte Funktionalitäten ergeben hatten, planen einige VNB bereits Nachbesserungen bei Ihren Zählern.

Kurzfasit

Mit Schweden wurde hier ein Land betrachtet, das es mit minimalen Vorgaben schaffte, als erstes europäisches Land einen 100 %igen, flächendeckenden Rollout mit elektronischen Zählern zu erreichen. Durch die alleinige Vorgabe der monatlichen Rechnungsstellung wurde der flächendeckende Rollout innerhalb von sechs Jahren realisiert. Als Nachteil ist dabei zu werten, dass das Fehlen von Vorgaben zu Funktionalitäten zu einer hohen Heterogenität der Funktionalitäten der installierten Zähler geführt hat. Die Komplexität des installierten Systems hing dabei stark von der Philosophie des Unternehmens ab. Allerdings zeigt der aktuelle Trend zur Nachrüstung einfacher Systeme, dass der Zusatznutzen von weiter entwickelten Zählern sich auch betriebswirtschaftlich durch die erweiterten Nutzungsmöglichkeiten zu lohnen scheint.

4.1.3 Die Niederlande

Marktstruktur und Marktrollen

In den Niederlanden gibt es acht Verteilnetzbetreiber, die sich den Markt von rund 7,9 Millionen Anschlüssen teilen. Die drei größten Netze gehörten vormals zu Nuon, Essent und Eneco, die ihr Netzgeschäft aber auf Grund der in 2007 beschlossenen Unbundling-Regeln in separate Gesellschaften auslagern mussten. Die drei größten, nun unabhängigen Netzbetreiber sind Alliander (ehemals Nuon), Enexis (ehemals Essent), Stedin (ehemals Eneco). Sie decken zusammen über 90 % der Netzanschlüsse ab.

In den Niederlanden gehört seit 2009 der Zähler dem Verteilnetzbetreiber, der ihn installiert, wartet sowie diesen und die ggf. vorhandenen peripheren Systeme (zentraler Zugangsserver, Software etc.) betreibt. Der Lieferant wiederum ist zuständig für die Auslesung und das Datenmanagement.

Auslöser, Ziele, Strategie und erwarteter Nutzen

Bis 2008 war das Messwesen in den Niederlanden liberalisiert. Faktisch bedeutete dies, dass auch oft der Stromlieferant das Zählermanagement übernahm. Wie Studien zeigten erfolgte beim Lieferantenwechsel jedoch oft keine genaue Ablesung und teilweise waren die Übergangstermine und Zuständigkeiten nicht klar. Zusätzlich wurde in einer Untersuchung des niederländischen Regulierers NMa im Oktober 2006 festgestellt, dass die durchschnittlichen Entgelte für die Zählerbereitstellung im Zeitraum zwischen 2001 und 2006 für Strom um 83 % gestiegen waren, obwohl dem keine zusätzlichen Leistungen für die Kunden gegenüberstanden. Ein weiterer Anstieg der Messkosten sollte durch eine in 2008 eingeführte Tarifregulierung gestoppt werden. NMa legte dazu eine Entgeltobergrenze für die Stromzähler von Kleinkunden fest. Diese Grenze liegt im Jahr 2009 bei 25,25 €.

Aus der oben beschriebenen Erfahrung heraus und zur Hebung von Energieeinsparpotentialen wurde 2008 von der Regierung ein flächendeckender Smart-Metering Rollout für Strom, Gas und Wärme vorgeschlagen. Weitere Ziele waren eine Erhöhung des Kundennutzens, eine Verbesserung des Forderungsmanagements sowie die zukünftige Integration Erneuerbarer Energien in Form von Smart Grids. Der Vorschlag sah, neben der Zuordnung des Zählereinbaus und -betriebs zum VNB und der Auslesung zum Lieferanten, die Rolle eines unabhängigen akkreditierten Messdienstleisters vor, der das Datenmanagement übernimmt. Er soll dafür zuständig sein, dass den betroffenen Marktpartnern die notwendigen Daten zur Verfügung gestellt werden.

Das zugehörige Gesetz wurde allerdings im März 2009 auf Grund von Bedenken zum Datenschutz durch das niederländische Parlament gestoppt. Die Regierung muss nun ein veränderte Gesetzvorlage erarbeiten und im Jahr 2010 dem Parlament vorlegen.

Technische Umsetzung

In den Niederlanden hat das Niederländische Normungsinstitut einen (vorläufigen) herstellerunabhängigen Standard für die Zähler und die Kommunikationssysteme formuliert. Zu diesen gehören die folgenden Funktionen:

- Fernabfrage von Verbrauch und Einspeisung
- Fernab-/ -zuschaltung
- Zeitweise Limitierung des Strombezugs
- Monitoring der Stromqualität (Ausfälle, Spannung)
- SMS-Empfang und -Anzeige
- Nachrichtenempfang zur Weitergabe über die Service-Schnittstelle
- Bereithaltung von Status-Informationen
- Manipulationsüberwachung
- Möglichkeiten für Software-Updates.

Zusätzlich müssen die Zähler über drei Kommunikationsschnittstellen verfügen. Die Erste soll den Betrieb von Service-Modulen (Display u.a.) ermöglichen, die Zweite dient der Mehrspartenfähigkeit, so dass auch Gas- und Wasserzähler angeschlossen werden können, und als dritte Schnittstelle ist die zum zentralen Zugangsserver vorzusehen. Außerdem ist dem Lieferanten ein Zugang über den zentralen Zugangsserver zur Verfügung zu Stellen.

Mit diesen Regelungen sollen Kompatibilität und Interoperabilität der Geräte und Systeme gewährleistet werden, die zudem den Netzbetreibern Investitionssicherheit geben sollten.

Im Mai 2008 wurden die Standards noch einmal angepasst, um u. a. Anforderungen bezüglich der Integration von erneuerbaren Energien Rechnung zu tragen.

Zeitraumen

Der ursprüngliche Regierungsplan sah eine flächendeckende Umsetzung bis 2014 vor. Ob diese überhaupt noch bis dahin erreicht werden kann, hängt wesentlich von der Lösung des Datenschutzproblem ab.

Kosten und Kostenkompensation

Mit der Änderung der Zuständigkeit für die Zähler, wurde ein reguliertes Messentgelt eingeführt, das die VNB für Ihre Dienste erhalten. Voraussichtlich wird es ein erhöhtes Messentgelt für SMET geben.

Stand der Umsetzung und Nutzen

Unabhängig von den Regierungsplänen kündigten in 2007 bereits die EVU Oxxio und Alliander (ehemals Nuon) an, ihre Kunden mit intelligenten Zählern auszurüsten. Die aktuellen Entwicklungen haben die flächendeckenden Rollout-Pläne, die in 2009 beginnen sollten, aber zunächst gestoppt. Alle großen EVU haben allerdings Pilotprojekte unterschiedlicher Größenordnungen gestartet. Alliander hat rund 50.000 Zähler installiert und Eneco baute ca. 50.000 Kunden, die einen Vorkasse-Tarif wählten, ebenfalls SMET ein. Eine weit größere Menge hat Oxxio inzwischen eingebaut. Über 100.000 Kunden und damit ca. 15 % der Kunden erhielten bereits einen intelligenten Zähler, da sie einen speziellen flexiblen Tarif wählten.

Kurzfasit

Die Niederlande zeigen zunächst eine sehr visionäre Strategie bei der Einführung von SMET, in dem einerseits eine größtmögliche Vereinheitlichung der Funktionalitäten und des Zugangs der Marktpartner vorgesehen wird. Andererseits wurde auch auf die Zukunftsfähigkeit Wert gelegt und zukünftige Entwicklungen, wie die Dezentralisierung der Energieerzeugung berücksichtigt. Die derzeitigen Diskussionen und die damit verbundenen Verzögerungen sollten in einem absehbaren Zeitraum lösbar sein, da sie nur begrenzt mit der gewählten Strategie in Zusammenhang stehen, so dass strategisch eher kleinere Nachbesserungen zu erwarten sind. Allerdings zeigt sich dabei auch, dass das Thema Datenschutz nicht zu unterschätzen ist und entsprechende Regelungen notwendig sind.

4.1.4 Großbritannien

Marktstruktur und Marktrollen

In Großbritannien werden die rund 29 Millionen Stromkunden von acht Unternehmen abgedeckt. Mit Marktanteilen zwischen 12 und 26 % sind die Top5-Netzbetreiber EDF Energy, E.ON UK, CE Electric, ScottishPower und Scottish & Southern Energy. Fast 80 % der Stromkunden sind an Netze dieser Unternehmen angeschlossen.

Das Messwesen in GB ist vollständig liberalisiert, so dass meist die Lieferanten die Messdienstleistungen für Ihre Kunden einkaufen. Allerdings gibt es auch einige unabhängige Anbieter, die der Kunde direkt beauftragen kann. In Summe zeigen sich dadurch in GB hohe Austauschraten bei den Zählern. Die Preisregulierung verschiedener Messdienstleistungen wurde bereits 2007 aufgehoben, um den VNBs zu ermöglichen, auch weitergehende Dienstleistungen anzubieten und dafür entsprechend höhere Preise zu verlangen.

Auslöser, Ziele, Strategie und erwarteter Nutzen

Lange war Smart Metering politisch kein Thema in Großbritannien, wurde aber im Rahmen des 2007 veröffentlichten „Energy Whitepaper“ als wichtiger Zukunftsbaustein aufgegriffen.

Kurzfristig sollen dadurch Verbesserungen im Kundenservice, dem Lieferantenwechsel und bei Energieeinsparungen möglich sein. Langfristig sieht die Regierung die intelligenten Zähler als wichtigen Meilenstein hin zu intelligenten Netzen, die erneuerbare Energien, dezentrale Eigenerzeugung sowie Elektrofahrzeuge integrieren.

Eine konkrete Umsetzungsstrategie, die sich an den angestrebten Zielen orientiert, wird zur Zeit vom Department of Energy and Climate Change (DECC) erarbeitet.⁴⁷ Hier liegt die Herausforderung vor allem in der Integration in das liberalisierte Messwesen.

Technische Umsetzung

Da die genaue Umsetzung des SMET-Rollouts derzeit noch ausgearbeitet wird, sind bisher keine technischen Vorgaben veröffentlicht. Auf Grund des liberalisierten Messwesens, das nur ungern wieder aufgegeben wird, wird über einen zentralen Datenaustausch über einen unabhängigen Dienstleister nachgedacht, den Lieferanten und Netzbetreiber dann nutzen müssten. Auf Grund dessen sind vor allem allgemeine Kommunikationsstandards vorgesehen.

Zeitraumen

Eine vollständige Abdeckung mit intelligenten Zählern soll in Großbritannien bis 2020 erreicht werden. Gegebenenfalls sind stufenweise Mindestanschlusszahlen geplant.

⁴⁷ Informationen zum aktuellen Stand der Ergebnisse zum Smart Metering unter <http://www.decc.gov.uk/>

Kosten und Kostenkompensation

Offizielle Kostenschätzungen gehen von Investitionen von neun bis elf Milliarden Euro aus. Demgegenüber stehen ökonomische Vorteile von drei bis vier Milliarden Euro innerhalb der nächsten 20 Jahre sowie erwarteten Emissionseinsparungen von 2,6 Millionen Tonnen CO₂ in 2020.

Wie genau die Kosten verteilt werden sollen, ist auf Grund der Marktstruktur und der unklaren Umsetzungsstrategie noch offen. Verbraucherorganisationen weisen allerdings schon auf die Verbesserungen hin, die auch auf Netzbetreiber und Lieferantenseite erreichbar sind, und wollen damit eine vollständige Wälzung auf den Verbraucher verhindern.

Stand der Umsetzung und Nutzen

Da die Rollout-Pläne erst Ende 2008 veröffentlicht und im Frühjahr 2009 nur geringfügig konkretisiert wurden, sind bezüglich der Umsetzung noch genaue Festlegungen zu treffen. Von Seiten eines einzelnen Unternehmens wurde unter anderem aus diesem Grund und wegen des liberalisierten Messwesens noch kein großes Pilotprojekt gestartet. Seit Mitte 2007 gibt es allerdings Feldversuche mit rund 40.000 Zählern in GB, die durch ein Konsortium aus 6 Stromlieferanten und unter Beteiligung der Regulierungsbehörde (OFGEM) durchgeführt werden. Dabei sollen Verbesserungen in Bezug auf die Rechnungsstellung, Energieeinsparungen, Lastverlagerungen sowie insgesamt auf die CO₂-Emissionen. Der gemeinsame Ansatz dokumentiert die Tendenz zur Entwicklung von gemeinsamen Standards zur Erreichung einer hohen Interoperabilität.

Kurzfasit

Auch wenn die konkrete Strategie und die Art der Umsetzung noch weitgehend unklar sind, zeigt sich am Beispiel Großbritannien der Spagat zwischen einem marktbasierter Ansatz und einer staatlichen Forcierung des SMET Rollouts. Vor allem der Umgang mit dem bereits liberalisierten Messwesen stellt eine Herausforderungen dar.

4.1.5 Frankreich

Marktstruktur und Marktrollen

Die rund 34 Millionen Stromkunden in Frankreich sind zu über 95 % an Netze der Netzgesellschaft der staatlich dominierten EDF, der ERDF angeschlossen. Allerdings gibt es noch 166 lokale Netzbetreiber in der Hand von circa 2.500 Kommunen, die ihre Netze bei Gründung der EDF in den vierziger Jahren nicht abgeben wollten. Diese liegen hauptsächlich in den Regionen Alsace, Poitou-Charentes and Rhône-Alpes. An diese Netze sind rund 1,6 Millionen Kunden angeschlossen.

Auslöser, Ziele, Strategie und erwarteter Nutzen

Nach einiger Vorarbeit seitens der französischen Regulierungsbehörde befindet sich die verpflichtende Einführung von intelligenten Zählern zurzeit noch im Gesetzgebungsprozess.

Bereits 2007 hat die Regulierungsbehörde formuliert, dass die Installation von Smart Metering in jedem Fall zur Verbesserung der Strukturen und des Betriebs des gesamten Strommarktes, zur effizienteren Strombelieferung beitragen sowie zu einer Diversifizierung der (Service-)Angebote führen soll. Bevor jedoch weitere konkrete regulatorische oder gesetzgeberische Schritte folgen, wird zunächst ein Feldversuch der ERDF abgewartet.

Bereits 2006 hat ERDF vier Bereiche identifiziert, in denen sie durch SMET Verbesserungen erwartet. Dazu gehören Rechnungsstellung und Kundenservice, Netzüberwachung und -betrieb, An- und Abschaltungen sowie die Buchhaltung. In diesen Bereichen wird ERDF seine Prozesse den neuen Möglichkeiten anpassen und vollständig neue Informations- und Datenmanagementsysteme installieren. Zusätzlich plant ERDF, den Stromlieferanten über sein Lieferantenportal neue Services anzubieten. Durch seine dominierende Rolle erwartet ERDF außerdem, die kleineren VNB später ebenfalls mit Smart-Metering-Technologie auszustatten.

Technische Umsetzung

Da ERDF ohnehin den Markt dominiert wurde auf eine weitergehende Festlegung von Standards verzichtet.

Nachdem ERDF in 2006 intensiv seine Ansprüche und technischen Voraussetzungen untersucht hatte, umfasste der Anforderungskatalog an den Zähler ca. 360 Punkte, der an das angeschlossene Informationssystem ca. 320 Punkte. Einige gewünschte Funktionen waren beispielsweise die variable Tarifprogrammierung oder ein automatischer Stromausfall-Alarm. Geplant ist bisher eine Kommunikation per PLC für die letzte Meile und später per GPRS, wozu allerdings noch weitere Untersuchungen durchgeführt werden sollen.

Zeitraumen

Der von der Regulierungsbehörde (CER) vorgeschlagene Zeitplan sieht eine weitgehende Einführung bis 2017 mit folgenden Meilensteinen für den Rollout vor (Ryberg (2009)):

- Ab 2012 muss jeder neu installierte Zähler ein Smart-Meter sein.
- Bis Ende 2014 müssen 50 % aller Zähler an ein AMM angeschlossen sein
- Bis Ende 2016 müssen 95 % aller Zähler an ein AMM angeschlossen sein

Kosten und Kostenkompensation

ERDF erwartet bis zur vollständigen Ausstattung der Kunden mit intelligenten Zählern Kosten von vier bis fünf Milliarden Euro, wovon rund eine Hälfte für die Zähler veranschlagt wurde und die andere Hälfte für den Aufbau des Informations- und Datenmanagementsystems vorgesehen ist.

Die Regulierungsbehörde sieht laut einer Veröffentlichung von 2007 nur die Möglichkeit für VNB ihre Investitionskosten über die Netzentgelte gedeckt zu bekommen, wenn ein generelles Zugangssystem für die Zähler installiert wird und theoretisch alle Marktpartner von den Skaleneffekten profitieren können. Zusätzlich müssen Verbesserungen in den Bereichen Kundeninformation, Netzbetrieb und -kosten gewährleistet sein.

Stand der Umsetzung und Nutzen

Bis 2010 will ERDF in einem Pilotversuch 300.000 Zähler in der Gegend von Tours (Land) und in Lyon (Stadt) installieren, um Funktionalitäten zu testen und ein System aufzubauen. Ab 2012 wird dann der Beginn der flächendeckenden Installation erwartet, so dass voraussichtlich bis 2015 mit einer weitgehenden Einführung zu rechnen ist.

Als einzige Alternative haben sich im Südwesten Frankreichs vier VNB zum sogenannten GAELD-Konsortium zusammengeschlossen. Sie wollen 90.000 SMET bis 2013 installieren. Ob diese „Opposition“ allerdings erfolgreich sein wird, ist angesichts des langen Zeitraums und der wesentlich geringeren finanziellen Mittel fraglich.

Fazit

Das Beispiel Frankreich zeigt eine gut informierte und involvierte Regulierungsbehörde mit klaren Zielen. Durch die den Markt dominierende Stellung eines Unternehmens und die dort sehr weitreichend antizipierten Möglichkeiten bei der Einführung von elektronischen Zählern ist jedoch auch die Zurückhaltung der Behörde bei der Vorgabe zu erklären. Dies wird voraussichtlich zur Einführung sehr weit entwickelter, einheitlicher Systeme mit vielen Funktionalitäten führen. Wie dies jedoch später mit einem freien Wettbewerb vereinbar sein wird, bleibt allerdings abzuwarten.

4.1.6 Spanien

Marktstruktur und Marktrollen

Obwohl es über 300 Verteilnetzbetreiber in Spanien gibt, wird der spanische Markt von den Unternehmen Endesa, Iberdrola, Union Fenosa dominiert, die zusammen rund 24,7 der 26,3 Millionen spanischen Kunden versorgen. Die restlichen VNB gehören

meist Kommunen oder Kooperativen. Der Netzbetreiber übernimmt sowohl Messstellenbetrieb als auch die Messdienstleistung.

Auslöser, Ziele, Strategie und erwarteter Nutzen

Die Motivation des spanischen Gesetzgebers für die Einführung von intelligenten Zählern rührt hauptsächlich vom Willen zur Liberalisierung, einem kontinuierlich steigenden Bedarf an Elektrizität sowie dem damit verbundenen Bedarf zu Energie- und Leistungseinsparungen her. Zusätzlich hat sich Spanien mit Portugal auf die Schaffung eines gemeinsamen liberalisierten iberischen Marktes geeinigt, wozu Smart Metering von beiden Ländern als wichtiger Baustein gesehen wird. All dies führte 2007 zu einem Gesetz, dass die flächendeckende Einführung elektronischer Zähler entsprechend bestimmter Vorgaben innerhalb von 10 Jahren vorschreibt.

Technische Umsetzung

Das zuständige Ministerium für Industrie, Handel und Tourismus hat einen Anforderungskatalog an die verwendeten Zähler veröffentlicht (Ryberg (2009)):

- Messgenauigkeit Klasse A für die aktive Leistung und Klasse 3 für die Blindleistung
- Bis zu sechs Register für Last und Blindleistung sowie 15 Speicherplätze für Leistungsspitzen
- Stündliches (Blind-)Lastprofil mit einer Speicherkapazität von mindestens 3 Monaten
- Lastkontrolle und -abschaltbarkeit
- Schwarzfallspeicher von mindestens sechs Monaten
- Fernabfrage von (Blind-)Last, Spitzenlast sowie Stromqualität
- Fernprogrammierbarkeit und -synchronisation

Zeitraumen

Bis 2014 sind alle VNBS verpflichtet, ein AMM-System einzuführen und bis Ende 2018 stufenweise alle Kunden mit intelligenten Zählern auszustatten. Dabei sollen 30 % der Abdeckung bis 2011 und 50 % bis 2013 erreicht werden.

Kosten und Kostenkompensation

Die Frage der auftretenden Kosten sowie der geplanten Kostenkompensation konnte nicht eindeutig geklärt werden.

Stand der Umsetzung und Nutzen

Bei Bekanntwerden der spanischen Smart-Metering Pläne starteten Iberdrola und Endesa unmittelbar Forschungs- und Entwicklungsprogramme. Kurz danach wurde Endesa jedoch von der italienischen Enel übernommen. Diese musste Netze einer bereits bestehenden Beteiligung an E.ON Spanien verkaufen, in denen Enel bereits ein rund 100.000 Zähler umfassendes Pilotprojekt gestartet hatte. Auf Grund der vorhandenen Erfahrung von Enel ist nun ein weiteres Pilotprojekt im Netz der Endesa wahrscheinlich. Nach mehreren kleinen Feldtests plant Iberdrola zurzeit (Stand Oktober 2009) ebenfalls ein großes Pilotprojekt mit 100.000 intelligenten Zählern im Rahmen eines EU-Projektes, das auf einheitliche Standards setzt (PRIME-Projekt). Letzteres dokumentiert die vordringliche Absicht Iberdrolas einheitliche Marktstandards zu schaffen, um volle Interoperabilität zu gewährleisten.

Mit zunehmenden Zählereinbauten ist in Spanien wahrscheinlich erst ab 2011 zu rechnen. Unmittelbar wurden aber zunächst vor allem bei E.ON Spanien die Zähler im Rahmen des Turnuswechsels ersetzt.

Fazit

In Spanien ist ein flächendeckender SMET Rollouts innerhalb eines relativ langen Zeitraums von elf Jahren vorgegeben. Da die drei dominierenden Unternehmen eine schnellere Abdeckung in Ihren Netzgebieten anstreben, dürfte dieser Zeitraum noch kürzer ausfallen. Hervorstechend ist die Zahl der funktionalen Anforderungen an die SMET, die sehr weitreichende Nutzungsmöglichkeiten bieten dürfte. Aufgrund der unterschiedlichen Ausgangspositionen der zwei großen Player Enel (mit eigenem Zählerprogramm) und Iberdrola (mit dem Ziel einheitliche Standards durchzusetzen) bleibt abzuwarten, ob sich eine Interoperabilität und einheitliche Dienste entwickeln werden.

4.1.7 Österreich

Marktstruktur und Marktrollen

Mit über 100 Verteilnetzbetreibern ist der österreichische Markt sehr diversifiziert. Mehrheitlich handelt es sich dabei allerdings um kleine Unternehmen, die fünf größten VNB verfügen jedoch mit einem Marktanteil von fast 70 % über die Mehrheit der Kundenanschlüsse.

Messstellenbetrieb und die Messdienstleistung liegen in der Verantwortlichkeit des Verteilnetzbetreibers. Dieser erhält derzeit ein reguliertes Messentgelt von monatlich 2,40 € für einen Eintarif-Zähler und von 4 € für einen Zweitarif-Zähler.

Auslöser, Ziele, Strategie und erwarteter Nutzen

Die politischen Haupttreiber des Themas Smart Metering in Österreich sind die EU-Energieeffizienz-Richtlinie und die Erwartung einer Stärkung des Wettbewerbs.

Vor allem die österreichische Regulierungsbehörde Energie-Control würde die Einführung von Smart Metering gerne forcieren. Allerdings setzt sie auf den Dialog mit der Energiewirtschaft, um durch eine freiwillige Einigung auf Mindeststandards und zeitliche Fristen eine flächendeckende Einführung innerhalb der kommenden Jahre zu erreichen. Zusammen mit Informations- und Beratungsangeboten sieht sie darin einen wesentlichen Treiber zur Steigerung der Energieeffizienz

Von Unternehmensseite gibt es bereits einige Pilotprojekte, die auf der Erwartung von Kosteneinsparungen (Personal) und der Erhöhung des Kundenservices sowie des Angebots von zusätzlichen Diensten beruhen.

Derzeit gibt es fünf Netzbetreiber, die SMET Pilotprojekte gestartet haben. Dies sind die oberösterreichische Energie AG, die Linz AG, die Stadtwerke Feldkirch, die Salzburg AG und die Burgenländische Elektrizitätswirtschafts-Aktiengesellschaft (BEWAG). Während die Energie AG bereits 2007 mit einem kleinen Projekt begann und auch die Linz AG tausende von Zählern installiert, beschränken sich die Aktivitäten der anderen auf Piloten mit wenigen hundert Zählern. Diese werden teilweise wiederum von der Energie AG als Vorreiter unterstützt.

Zeitraumen

E-Control strebt eine flächendeckende Einführung von SMET bis 2015 an, was vom Verband der Elektrizitätsunternehmen Österreichs (VEÖ) jedoch als zu ambitioniert angesehen wird. Gesetzlich oder regulatorisch gibt es bisher keine Vorgabe für eine flächendeckende Einführung.

Kosten und Kostenkompensation

Im Rahmen der Novelle der Systemnutzungstarife-Verordnung (SNT-VO 2009), die seit dem 01.01.2009 gültig ist, wurde definiert, dass ein elektronischer Zähler den Kunden nicht mehr kosten darf als der bisherige. Insgesamt herrscht eine Diskussion über die zu veranschlagenden Gesamtkosten des Rollouts, die die E-Control auf 800 Millionen bis zu einer Milliarde Euro schätzt. Der VEÖ hingegen setzt 1,5 bis 1,6 Milliarden Euro an.

Stand der Umsetzung und Nutzen

Bis auf die Definition als Zähler und die Pilotprojekte gibt es keine konkreteren Aktivitäten. Der nationale Dialog über die weitere Vorgehensweise wird zurzeit geführt. E-Control geht von der Annahme aus dass der Markt für Messdienstleistungen von maximal zwei Dienstleistern beherrscht werden wird.

Kurzfasit

In Österreich als dem Land dessen Markt- und technische Infrastruktur am ehesten der Deutschlands ähnelt, zeigt sich zurzeit noch keine klare Strategie für einen

flächendeckenden Rollout ab. Somit ist unklar, inwieweit es regulatorische oder gesetzlichen Vorgaben zum Rollout geben wird, oder ob der Rollout marktbasierend erfolgen soll. Vor allem bezüglich des erwarteten Nutzens zeigt sich eine sehr verhaltene Sichtweise der Marktteilnehmer, die den Zusatznutzen zum Beispiel für zusätzliche Dienste oder die Hebung von Effizienzpotentialen als eher gering einschätzen, und deshalb kein Interesse an der Einführung elektronischer Zähler haben.

4.1.8 Gesamtfazit Europäische Migrationsstrategien

Zusammenfassung

Insgesamt zeigt sich unter den verglichenen Ländern ein heterogenes Bild in der Art der Einführung von Smart Metering, die stark von den unterschiedlichen Zielen des Staates und der Marktbeteiligten abhängt. Die Marktteilnehmer in den betrachteten Ländern warten auf staatliche Vorgaben, die in der Mehrheit der Länder zur Forcierung der zeitnahen Einführung auch eingesetzt werden.

Die folgende Tabelle 32 fasst die mit der Einführung von SMET verbundenen Ziele und den erwarteten Zusatznutzen für alle betrachteten Länder zusammen.

Tabelle 32: Zusammenfassung der mit der Einführung von SMET verbundenen Ziele

Land	Primärziele			Sekundärziele		durch Strategie/ Maßnahmen implizierter Zusatznutzen
	Energieein- sparungen	Förderung Wettbewerb	Erhöhung Kundennutzen	System- verbesserun- g	Internationale Angleichung	
I		X	X	X (Enel)		a) Zukunftsfähigkeit b) Qualitätsmgt./ Monitoring
S	X	X				--
NL	X		X			a) gleiche Voraussetzungen für alle Marktteilnehmer b) zukünftige Integration erneuerbarer Energien
GB	X					Erhaltung des Wettbewerbs im Messwesen
F	X (eher Effizienz Demand - Supply)		X	X (höheres Prozesseffizi- enz)		--
ES	X	X		X (Netzbetrieb)	X (mit Portugal)	Zukunftsfähigkeit
A	X					einheitliche Branchenlösung

Wie die Tabelle zeigt, ist für die Mehrheit der Länder das Ziel der Erreichung von Energieeinsparungen das wichtigste primäre Ziel bei der Einführung von SMET. Daneben stehen die Förderung des Wettbewerbs und eine Erhöhung des Kundennutzens. Ein sekundäres Ziel sind Systemverbesserungen in der Energiewirtschaft. Eine internationale Harmonisierung der eingesetzten Systeme wird nur von Spanien und Portugal verfolgt. Dies deutet darauf hin, dass sich europaweit unterschiedliche technische Standards und Lösungen durchsetzen werden.

Zusätzlich zu den offiziell geäußerten Zielen lässt sich durch die gewählte Strategie oder bestimmte Maßnahmen in den einzelnen Ländern häufig auch ein angestrebter Zusatznutzen identifizieren. Dieser bezieht sich auf Themen wie die zukunftsfähige Ausrichtung der Zählertechnologie, insbesondere im Hinblick auf die zukünftige Struktur der Energiewirtschaft, die Schaffung einheitlicher Voraussetzungen für den Wettbewerb oder die Schaffung von Standards und Qualitätskriterien für das Messwesen.

In Tabelle 33 sind zusammenfassend die wesentlichen Merkmale der Strategien für den SMET Rollout dargestellt.

Tabelle 33: SMET Rollout-Strategie und Maßnahmen

Land	Strategie – Maßnahmen					
	Was	Auslöser	Wer	Wieviel	Ab wann	Bis wann
Italien	Infrastrukturvorgabe: SMET flächendeckend; diverse Funktionsvorgaben u.a. 4 Tarifregister	Regulierungsbehörde	VNB	alle Endkunden	2001	100 % >55 kW bis 31.12.2008 95 % bis 31.12.2011
	Dienstvorgaben: Display, monatliche Auslesung, Fernbedienbarkeit		VNB, Vertrieb			
Schweden	Vorgabe zur monatlichen Abrechnung keinerlei Funktions- oder Dienstvorgaben	Gesetzgeber	Vertrieb	alle Endkunden	2003	30.06.2009
Niederlande	Infrastrukturvorgabe: SMET flächendeckend	Gesetzgeber	VNB (Einbau), zentraler MDL	alle Endkunden	n.n.	n.n.
Großbritannien	in Bearbeitung: geplante Infrastrukturvorgabe: SMET flächendeckend	z.Z. Regierung, dann Gesetzgeber	n.n.	geplant alle Endkunden	n.n.	2020
Frankreich	in Bearbeitung: wahrscheinlich Funktions- und Dienstvorgaben	Gesetzgeber nach Vorschlägen der Regulierungsbehörde	VNB	geplant alle Endkunden	ab 2012 bei Neueinbau	95 % bis 31.12.20016
Spanien	Infrastrukturvorgabe: SMET flächendeckend	Gesetzgeber	VNB	alle Endkunden	2007	bis 31.12.2018 (VNB mit AMM-System bis 31.12.2014)
Österreich	in Bearbeitung: geplante Infrastrukturvorgabe: SMET flächendeckend	z.Z. Regulierungsbehörde in Abstimmung mit Marktteilnehmern	n.n.	alle Endkunden	n.n.	geplant 2015

Tabelle 34 zeigt die derzeitige und die erwartete Zielerreichung für den SMET Rollout. Dabei bezieht sich die Prognose einerseits auf die Erwartungen der Länder selbst aber auch auf die erwartete Wirkung seitens der Gutachter, wobei im Zweifel die konservativere Annahme gewählt wurde.

Tabelle 34: Derzeitige und erwartete Zielerreichung des SMET-Rollouts

Land	Abdeckung		Politische Ziele	Ziel- erreichung Juli 2009 ¹⁾	Prognose Zielerreichung 2015 ¹⁾
	Juli 2009	Prognose 2015			
I	95%	100%	Förderung Wettbewerb	+++	+++
			Erhöhung Kundennutzen	++	++
S	100%	100%	Förderung Wettbewerb	++	+++
			Energieeinsparungen		
NL	< 5 %	geplant 100 %	Erhöhung Kundennutzen		++
			Energieeinsparungen		
GB	< 1%	ca. 30 %	Energieeinsparungen		+
F	< 1%	ca. 70 %	Systemverbesserung		++
			Effizienzsteigerung		
			Erhöhung Kundennutzen		++
ES	< 1%	ca. 70 %	Energie- und Leistungseinsparung		
			Förderung Wettbewerb		++
			Int. Angleichung (Portugal)		++
A	< 1%	ca. 10 % fest, gepl. 100 %, real: 50-70 %	Energieeinsparung		

1) Leere Felder: Es liegen (noch) keine Daten vor

Der Prognosezeitpunkt 2015 wurde als Zwischenziel auf dem Weg zu der von der EU derzeit angestrebten Abdeckung von 80 % in 2020 gewählt, um den zu erwartenden Stand in den einzelnen Ländern zu dokumentieren. Insgesamt ist aufgrund der beschlossenen Ausbauzielsetzungen in Frankreich, Spanien und Großbritannien zu erwarten, dass die Abdeckung bis 2015 deutlich steigen wird. Allerdings sind die Daten mit Unsicherheit behaftet, da manche Länder ihre Vorgehensweise noch nicht finalisiert haben.

Bezüglich der Erreichung der politischen Ziele ist eine Aussage um so schwieriger, da erst zwei Ländern eine weitgehend flächendeckende Ausstattung aufweisen und auch hier konkrete Ergebnisse erst in Zukunft vorliegen werden. Speziell zu der Frage, ob Energieeinsparungen erreicht werden, ist eine Aussage mit großen Unsicherheiten behaftet.

Spezifisches Fazit

Betrachtet man die verschiedenen Migrationsstrategien in den einzelnen Ländern, unterscheiden diese sich im Wesentlichen darin, ob eine flächendeckende Einführung vorgesehen ist oder nicht, sowie hinsichtlich des Zeitrahmens, der technische Vorgaben und der Kostenkompensation. Dies ist auf die sehr unterschiedlichen Voraussetzungen in den einzelnen Ländern und die großen Unterschiede der Zielsetzungen zurückzuführen, die mit dem flächendeckenden Rollout verbunden sind. Für die Mehrheit der betrachteten Länder kann bezüglich dieser spezifischen Bereiche folgendes Fazit gezogen werden.

Zeitraumen und Flächenabdeckung

Die meisten Staaten haben sich für eine flächendeckende Einführung von intelligenten Zählern entschieden. Der Hauptgrund dafür ist, dass die Kosten für die Systemumstellung und die Informations- und Datenmanagementsysteme einen wesentlichen Anteil der Investitionen darstellen und diese sich schneller amortisiert, je mehr Zähler integriert sind. Zusätzlich lassen sich Potentiale z. B. im Netzbetrieb schneller heben, je höher der Diffusionsgrad ist.

Der vorgegebene Zeithorizont für die vollständige Einführung unterscheidet sich allerdings stark und schwankt zwischen sechs und zwölf Jahren. In der Umsetzung zeigte sich jedoch bei der Mehrheit der Unternehmen je nach Höhe des Handlungsdrucks zur Hebung weiterer Potentiale meist eine "vorausseilende" Einführung. Entsprechend wird häufig vor Ablauf der Frist eine hohe Abdeckung erreicht, was bedeutet, dass Quoten meist früher erfüllt werden als vorgegeben, um eine schnelle flächendeckende Einführung im Sinne der Einheitlichkeit und schnellen Hebung von Synergiepotentialen zu erreichen. Bei zukünftigen Festlegungen zu flächendeckenden Rollouts innerhalb Europas ist jedoch der europäische Kontext zu beachten, da sich daraus die generelle Verfügbarkeit der Zähler bzw. der beteiligten Unternehmen ergibt.

Technische oder Dienst-Vorgaben

Bezüglich der technischen Vorgaben ist festzustellen, dass es hier eine große Spannbreite gibt, die sich von keinerlei Vorgaben wie in Schweden bis zu sehr detaillierten Vorgaben wie in Italien oder Spanien erstreckt.

Die Untersuchung zeigt, dass es zur Hebung bestimmter Potentiale eines Mindestmaßes an Standards bedarf. Wird die Bestimmung dieser Standards dem Markt überlassen, kann der tatsächliche Grad der Ausstattung sehr stark variieren und hängt einerseits von der Investitionsneigung andererseits von der Zukunftsorientierung der Unternehmen ab. Aus diesem Grund ist auf politischer oder regulatorischer Seite Weitsicht erforderlich, um alle vorhandenen Ziele – soweit gewünscht - weitestgehend durch entsprechende Vorgaben abzudecken, um die Installation zukunftsfähiger Zählersysteme zu forcieren und zeitnahe Nachrüstungen und damit gegebenenfalls Fehlinvestitionen zu verhindern. Häufig ist dabei zu

erkennen, dass die technischen Vorgaben über die genannten politischen Ziele hinausgehen und auch weitere Zielsetzungen, zum Beispiel die Einbindung dezentraler (erneuerbarer) Energien, bereits antizipieren.

Aus den verschiedenen Betrachtungen ergibt sich ein erkennbarer europäischer Mindeststandard von einer 2-Wege-Kommunikation und mehr als einem Tarifregister. Insgesamt lässt sich dies zu einem Trend hin zum sogenannten AMM-Zähler zusammenfassen auch wenn die einzelnen Vorgaben sehr unterschiedlich sind.

Die vorangegangene Untersuchung zeigt dabei, dass die Setzung technischer Vorgaben meist das Hauptmittel zur Erreichung der politischen Ziele wie die Förderung der Energieeinsparung, des Wettbewerbs oder Erhöhung des Kundennutzens darstellt.

Kostenkompensation

Auch bei der Kompensation der zusätzlichen Kosten variiert die Art ihrer Umlage. Diese werden in den einzelnen Ländern verschieden umgelegt, teilweise auf die Verteilnetzbetreiber oder auf die Lieferanten bis hin zu einer Kostenkompensation auf Kundenseite durch höhere Messentgelte. Tendenziell zeigt sich außerdem, dass die Zuordnung der Kosten zu den Unternehmen, die Möglichkeit zur Förderung des Wettbewerbs eröffnet, da durch Erhöhung des Drucks auf der Kostenseite die Effizienz und Innovationsfähigkeit der Unternehmen gefordert ist. So wird es notwendig, die Umstellung auf die neuen Zähler auch zu nutzen um weitere Dienste anzubieten, um so die Investition schneller zu amortisieren.

Gesamtfazit und Übertragbarkeit auf Deutschland

Für Deutschland lässt sich aus der Untersuchung ableiten, dass sich unter den Ländern kein Beispiel für eine gesamthafte Übertragung für Deutschland findet. Allerdings sind gewisse Vorgehensweisen oder Erfahrungen auf Deutschland übertragbar. Diese sind:

- Der Einfluss der Einführung auf das liberalisierte Messwesen ist zu beachten und es ist diesbezüglich eine klare strategische Entscheidung gefordert, um Zielkonflikte zu vermeiden. Mit den Niederlanden plant ein Land die Abkehr von der Liberalisierung, Großbritannien sucht andererseits derzeit nach einer Lösung unter Beibehaltung des liberalisierten Messwesens.
- Die mangelnde Innovationsfreude des Marktes ist ein Hindernis für die marktbasierete Einführung intelligenter Zähler.
- Die System(umstellungs)kosten von 25 – 60 % der Gesamtkosten bedingen meist ein flächendeckendes Rollout von IMES. Auch eine angestrebte zeitnahe Hebung von Kosteneinsparpotentialen zieht eine flächendeckende Einführung nach sich.
- Ein gegebenenfalls angestrebter Zusatznutzen sollte frühzeitig definiert werden, um die Zukunftsfähigkeit der eingeführten Technologien zu gewährleisten.

4.2 Migrationsstrategie für Deutschland

In diesem Kapitel werden zwei Szenarien vorgestellt. Das Basisszenario beschreibt die zu erwartenden Entwicklung von SMET für den Fall „business as usual“, während das empfohlene Migrationsszenario beschreibt, wie ein flächendeckender Rollout mit Hilfe von regulatorischen Maßnahmen erreicht werden kann.

4.2.1 Basisszenario

Das folgende Basisszenario skizziert die voraussichtliche Entwicklung in den Bereichen Infrastruktur und Dienste auf Grundlage der gegebenen rechtlichen Rahmenbedingungen. Im EnWG werden in Bezug auf die Infrastruktur keine konkreten, zeitlich terminierten Ausbauziele für „intelligente“ Zähler festgesetzt. Die Bundesregierung hat zwar im Rahmen des in Meseberg im August 2007 beschlossenen „Integrierten Energie und Klimapaketes“ (IEKP)⁴⁸ für die Einführung von intelligenten Zählern ein Übergangszeitraum von sechs Jahren vorgesehen, im EnWG wurde diese politische Zielsetzung aber nicht unmittelbar übernommen. Vielmehr wird vorgesehen, im Rahmen eines marktgetriebenen Prozesses einen flächendeckenden Rollout zu erreichen. Verpflichtend ist der Einbau von „informativen Zählern“ nur bei Neubauten, bei grundlegenden Renovierungen sowie auf Wunsch des Anschlussnutzers. In Bezug auf die Dienste verpflichtet EnWG § 40 Abs. 2 die Energieversorgungsunternehmen, auf Kundenwunsch eine monatliche, vierteljährliche oder halbjährliche Verbrauchsabrechnung sowie ab 30.12.2010 einen Tarif mit Anreizwirkung für die Energieeinsparung oder Steuerung des Energieverbrauchs anzubieten.

Die Annahmen des Basisszenarios zeigt zusammengefasst Tabelle 35.

⁴⁸ Bundesregierung (2007)

Tabelle 35: Rahmenbedingungen des Basisszenarios (Quelle: EnCT)

Politisches Ziel (National und ggf. EU)	Rahmenbedingung	Strategie					
		Was	Wer	Wo	Ab wann	Quote	Bis wann
Energieeinsparung, Klimaschutz, Förderung des Wettbewerbs	Liberalisierung (Dritter MSB/MDL auf Kundenwunsch des Anschlussnutzers)	Infrastruktur: Einbau "informativer" Zähler	MSB (in Grundversorgung VNB)	In Neubauten und bei Renovierungen	01.01. 2010	keine Vorgaben	keine Vorgaben
		Dienst: Angebot von variablen Tarife mit Anreizwirkung	LF	auf Kundenwunsch	30.12. 2010	keine Vorgaben	keine Vorgaben
		Dienst: max. monatliche Rechnung	LF	auf Kundenwunsch	01.10. 2008	keine Vorgaben	keine Vorgaben

Das Basisszenario für die Infrastruktur kennzeichnet also zwei Migrationspfade:

- Einbau von informativen Zählern nach Mindestanforderungen ohne Fernauslesung (z.B. EDL21) in Neubauten und Renovierungen durch den VNB als reguliertem MSB, sowie in Einzelfällen bei gegebener Wirtschaftlichkeit auch von integrierten VNB AMM-Zählern.
- Einbaurrate von integrierten LF-AMM-Zählern auf Kundenwunsch durch Lieferanten als liberalisierter MSB/MDL.

Die Anzahl von Neubauten und Renovierungen ist regional sehr unterschiedlich und daher schwierig abzuschätzen. Nach Angaben des Statistischen Bundesamts lag die Quote der jährlichen Baufertigstellungen von Wohnungen für Deutschland in 2008 insgesamt bei 0,45 % des Bestands. Im Jahr 2000 betrug die Quote noch 1,1 %. Die Quote der *neu* errichteten Wohnungen betrug dabei 0,39 %, der Anteil von Baumaßnahmen an *bestehenden* Wohnungen 0,05%⁴⁹. Die Analyse der Bautätigkeit der letzten 10 Jahre zeigt, dass die Quote der Baufertigstellungen in den letzten Jahren stark und kontinuierlich abgenommen hat und vermutlich auch in den kommenden Jahren auf niedrigem Niveau in einem Bereich um 0,5 %/a stagnieren wird. Auf dem ersten Migrationspfad des VNB werden daher voraussichtlich bis 2020 grob geschätzt etwa 5 % der Anschlussnutzer mit einem informativen Zähler ausgestattet werden. Dies entspricht etwa 2,25 Mio. Zähler.

⁴⁹ Bundesamt, Statistisches (2008)

Das Potential des Migrationspfades 2 ist ebenso schwer abzuschätzen. Derzeit bieten nur die Lieferanten Yello und EnBW einen intelligenten Zähler als Prämienprodukt mit deutlich höherer Grundgebühr als konventionelle Stromprodukte sowie mit einer einmaligen Anschlussgebühr an. Yello bietet den Dienst auch bundesweit als MSB/MDL ohne Verbindung mit einem Vertriebsprodukt an. Über die Ausbauquoten der Unternehmen liegen keine zitierbaren Zahlen vor. Es ist anzunehmen, dass in den kommenden Jahren weitere Anbieter folgen werden. Insgesamt werden derartige Prämienangebote nach optimistischen Branchenmeinungen eine Marktdurchdringung von etwa 5 bis 15 % der Endkunden bis zum Jahr 2020 erreichen. Dies entspricht 2,3 bis 6,8 Mio. Zähler.

Über beide Migrationspfade 1 und 2 aggregiert, unter gegenwärtigen Rahmenbedingungen und unter der Annahme, dass das Potential der vertrieblichen AMM-Systeme bis 2020 vollständig erschlossen würde, ist eine Marktdurchdringung von 10 bis 20 % des Zählerbestands bis 2020 anzunehmen. Tabelle 36 zeigt für das Basisszenario die Ergebnisse für den Stand Juli 2009 sowie die voraussichtliche Entwicklung bis 2020.

Tabelle 36: Ergebnisse des Basisszenarios (Quelle: EnCT)

Szenarien	Strategie	Ergebnis (Strategie)	
	Was	Stand (Juli 2009)	Prognose (2020)
Basis-Szenario (EnWG 2008)	Infrastruktur: Einbau "informativer" Zähler	<p>VNB: Große VNB planen Einführung von „Mindest-Systemvariante“ (EDL21); Einzelunternehmen investieren in flächendeckenden Ausbau von AMM-Systemvarianten, ansonsten nur Pilotprojekte und abwartende Haltung</p> <p>LF: Vorreiter bieten LF-AMM an</p> <p>Wettbewerb: beginnende DL-Markt für Gewerbekunden, keine DL-Markt für Privatkunden; vorwiegend MSB-Bündelangebote von LF zusammen mit Produkten; starke Marktentwicklung von B2B-Dienstleister;</p>	<p>VNB: Ausbau von Mindestlösung EDL21 o.ä. ohne Fernauslesung, Ausbaurrate ca. 0,5% p.a.; Ausbaquote bei ca. 5% des Bestands.</p> <p>LF: Marktdurchdringung LF-AMM in von Bündelangebote in relevanten Kundensegmenten (5 bis 15 %)</p> <p>Wettbewerb: Entfalteter Markt für MSB-Dienstleister für Gewerbekunden; keine Entwicklung eines PK-DL-Markts, voll entfalteter Markt für B2B-Dienstleister</p>

Im Hinblick auf die politischen Ziele, die mit dem §21b EnWG verbunden sind, ist zu fragen, welche Energieeinspar- und CO2-Minderungseffekte erreicht werden können und ob die Liberalisierung des Messwesens zu einer Förderung des Wettbewerbs führt. Die vom VNB eingeführten EDL21-Zähler werden voraussichtlich im Durchschnitt zu keinen quantifizierbaren Einspareffekten führen, da ein informatives Display am Zähler keine ausreichende Zugänglichkeit und Verbrauchstransparenz für die Endkunden bietet. Die vertrieblichen AMM-Systeme können, ausgestattet mit entsprechenden Feedback-Systemen, wie z.B. einem Display oder Internet-Portal, zu entsprechenden Einspareffekten führen. Hierfür wird angenommen, dass im

Durchschnitt 5 % der Jahresenergie eingespart werden kann. Dies entspricht bei einer Marktquote von 5 % bis 15 % und bei einem Durchschnittsverbrauch von 3.165 kWh/a etwa 365 GWh/a bis 1.068 GWh/a oder etwa 0,26 % bis 0,76 % des Stromverbrauchs der Haushalte im Jahr 2007⁵⁰.

Marktangebote im Bereich MSB-Dienstleistungen für Endkunden werden voraussichtlich kaum entwickelt. Eine deutliche Zunahme des Wettbewerbs ist für den B2B-Dienstleistungsbereich anzunehmen. Die Ergebnisse fasst Tabelle 37 zusammen.

Tabelle 37: Beiträge des Basisszenario zu den politischen Zielen (Quelle: EnCT)

Szenarien	Politisches Ziel (National und ggf. EU)	Ergebnis (Politisches Ziel)	
		Stand (Juli 2009)	Prognose (2020)
Basis-Szenario (EnWG 2008)	Energieeinsparung, Klimaschutz, Förderung des Wettbewerbs	k.A.	VNB: nicht quantifizierbare Energieeinsparung durch ELD21 LF: LF-AMM im Durchschnitt 5% Energieeinsparung pro PK, bei Marktquote von 5 bis 15 % ca. 365 GWh/a bis 1.068 GWh/a Wettbewerb: keine entwickelter Endkunden-DL-Markt, hochentwickelter DL-Markt mit hochskalierbaren Lösungen für VNB und LF

Die Analyse macht deutlich, dass unter den gegenwärtigen Rahmenbedingungen in den kommenden Jahren bis 2020 kein flächendeckender Ausbau zu erwarten ist und die politischen Ziele, die mit der Novellierung des EnWG in Bezug auf das Messwesen verbunden sind, nur ansatzweise erfüllt werden.

4.2.2 Migrationsszenario auf Basis des 3. EU-Energiebinnenmarkt-Paket

Am 13.07.2009 hat die EU mit dem 3. EU-Energiebinnenmarktpaket neue Vorgaben für den Einbau sogenannter „Intelligenter Messsysteme“ verabschiedet, die die Mitgliedsstaaten innerhalb von 18 Monaten umzusetzen haben (siehe Abschnitt 2.1.2.1.2). Demnach können die Mitgliedsstaaten die langfristigen Kosten und die Nutzen der Einführung dieser intelligenten Messsysteme bis zum 03.09.2012 prüfen. Im Bereich Strom sollen bis 2020 80% der Anschlussnutzer, für die die Einführung intelligenter Zähler positiv bewertet wurde, mit diesen Zählern ausgestattet werden. Wird keine Kosten/Nutzen-Beurteilung durchgeführt, sind *mindestens* 80% aller Anschlussnutzer mit intelligenten Zählern auszustatten. Die Mindestanforderungen an Intelligente Messsysteme, wie sie in der Interpretative Note on Directive 2009/72/EC formuliert wurden, sind in Tabelle 38 aufgeführt.

⁵⁰ Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (2008)

Tabelle 38: Mindestanforderungen an Intelligente Messsysteme⁵¹ (Quelle: EnCT)

Vorgaben/ Merkmale	Inhalt	Interpretation
Gerät	<ul style="list-style-type: none"> • Elektronische Funktionsweise • Messung der verbrauchten Energie • Hinzufügen von mehr Information als ein konventioneller Zähler • Datenübertragung mit elektronischer Kommunikation 	<ul style="list-style-type: none"> • Messsystem ohne manuelle Ablesung • Kein Ferrariszähler
Kommunikation	<ul style="list-style-type: none"> • Unterstützung bidirektionaler Kommunikation zwischen Verbraucher und Lieferant/Betreiber 	<ul style="list-style-type: none"> • Fernauslesung • Die Rück-Kommunikation kann mittels separatem Kanal erfolgen
Zusätzliches	<ul style="list-style-type: none"> • Befördern von Diensten die Energieeffizienz ermöglichen • Vereinfachung der Lieferantenwechselprozesse • Mindestens monatliche Verbrauchsinformation 	<ul style="list-style-type: none"> • Kundenschnittstelle erforderlich • Feedbacksysteme erforderlich • Monatliche Ablesung erforderlich

4.2.2.1 Bestimmung des Ausbauziels

Für die nationale Migrationsstrategie ist zu diskutieren, für welche Kundengruppen ein Ausbauziel definiert werden kann. Dabei bestehen grundsätzlich folgende Möglichkeiten:

- 80 % der Anschlussnutzer bis 2020, für die die langfristigen Kosten und Nutzen einen Ausbau rechtfertigen (z.B. Gewerbekunden und Privatkunden mit einem hohen Energieverbrauch, z.B. ab 3165 kWh/a).
- Mindestens 80 % aller Anschlussnutzer bis 2020 gemäß des 3. EU-Energiebinnenmarktpakets, wenn keine Kosten-Nutzen-Berechnung durchgeführt wird.

Da das 3. EU-Binnenmarktpaket die 80%-Quote als *Mindestziel* formuliert, ist als dritte Variante grundsätzlich auch ein flächendeckender Ausbau zu prüfen. Daher wird als dritte Möglichkeit betrachtet:

- 100 % aller Anschlussnutzer bis 2020. Dies schließt Privatkunden und Gewerbekunden mit ein. Industriekunden mit einem Jahresverbrauch von mehr als 100.000 kWh verfügen bereits in der Regel über ein vergleichbares „intelligentes Messsystem“.

Wenn die Wirtschaftlichkeit von IMES für den Sektor der Privatkunden auf den Energieverbrauch bezogen wird, stellen sich die Ausbauquoten folgendermaßen dar. Unter der Annahme, dass die Wirtschaftlichkeit bei einem überdurchschnittlichem Energieverbrauch gegeben ist (also höher als ca. 3.200 kWh/a), würden bei einer 80 % Ausbauquote dieser Gruppe grob 50 % der Haushalte angeschlossen werden mit

⁵¹ Europäische Kommission (2009a)

einem Anteil von etwa 60% des Energieverbrauchs dieses Sektors. Wird hingegen die Grenze der Wirtschaftlichkeit bei über 4.000 kWh gesehen, was etwa dem Durchschnittsverbrauch eines 3-Personenhaushalts entspricht, würden nur noch rund 22 % der Privathaushalte angeschlossen, die für rund 50% des Energieverbrauchs des Sektors verantwortlich sind. Eine ausführliche Diskussion zu den Startpunkten und die entsprechenden Quellenangaben der Zahlen finden sich in Abschnitt 4.4.

Einem partiellen Ausbau stehen allerdings mehrere Nachteile gegenüber:

- Die Investitionskosten eines Smart-Metering-Systems setzen sich zusammen aus den IT-Systemkosten, den Hardware-Kosten für Zähler und Kommunikationsinfrastruktur sowie den Montagekosten. Wenn z.B. für 50 % der Kunden eines Verteilnetzbetreibers ein Smart-Metering-System aufgebaut wird, werden für die ausgeschlossenen Anschlussnutzer nur die Hardware-Kosten der Zähler eingespart sowie nur ein Teil der Montagekosten, denn im Allgemeinen sind die ausgeschlossenen Anschlussnutzer, also die 1-Personenhaushalte über das ganze Versorgungsgebiet verstreut und nicht in einem Stadtgebiet oder Netzabschnitt konzentriert. Das heißt, dass bei einem 50%-Ausbau nicht 50% der Kosten eingespart werden, sondern nur ein entsprechend kleinerer Anteil.
- Die Wirtschaftlichkeit von IMES wird in der Regel auf Basis eines flächendeckenden Ausbaus kalkuliert. Bei einem partiellen Ausbau müssen die Zahlen allerdings korrigiert werden. Die Ablesung der verbleibenden Kunden muss weiterhin mit Hilfe konventioneller Ablesesysteme erfolgen. Die Messstellenbetreiber müssen daher auf Dauer IT- und Geschäftsprozesse für *zwei Ablesesysteme* unterhalten: für ein konventionelles Ablesesystem mit manuellen Ablesedienstleistungen oder Kundenselbstablesung sowie für einen Smart-Metering-System zur Fernablesung. Kostensenkungen durch Prozessrationalisierungen für MSB/MDL und VNB, die durch die vollständige Systemumstellung erschlossen werden können, werden hierdurch nicht möglich. Vielmehr entstehen zusätzliche Systemkosten, die auch die Wirtschaftlichkeit des IMES wesentlich senken.
- Die Smart-Metering-Systeme haben hohe fixe und geringe variable Systemkosten. Daher können geringe Kosten pro Zählpunkt nur dann erreicht werden, wenn die Systeme skalieren, das heißt eine möglichst hohe Anzahl pro System verwaltet werden. Eine geringe Kundenanzahl erhöht die spezifischen Kosten pro Ablesung und Zählpunkt eines Smart-Metering-Systems und senkt die Wirtschaftlichkeit für die angeschlossenen Zählpunkte.
- Wie bereits in Kapitel 3.2.2 beschrieben können auf Basis der Infrastruktur von Smart-Metering-Systemen künftig neben variablen Tarifen und Feedback-Systemen auch weitere Produkte und Dienstleistungen angeboten werden. Hierzu zählen z.B. intelligente Haushaltsgeräte (Smart Home, Smart Appliances), dezentrale Erzeugungsanlagen sowie Komfort-, Sicherheits- und Monitoring-Dienstleistungen. Kundengruppen, die z.B. aufgrund eines geringen Energieverbrauchs von der Smart-Metering-Migration ausgeschlossen werden, haben zu diesen Produkten keinen Zugang oder nur über im Vergleich zum Flächenausbau teurere vertriebliche Systemvarianten.

- Vertriebliche Smart-Metering-Systemvarianten sind nicht für alle Kundensegmente verfügbar, sondern voraussichtlich nur für Kunden mit einer entsprechenden Bonität. Insbesondere zahlungsschwache Kunden in der Grundversorgung mit einem geringen Energieverbrauch werden daher weder Zugang zu den VNB-Lösungen noch Zugang zu den vertrieblichen Lösungen erhalten. Dieses Kundensegment wird hierdurch strukturell benachteiligt und von der weiteren Marktbeteiligung ausgeschlossen.
- Bei einem teilweisen Ausbau müssten weiterhin die Bilanzierungsverfahren auf Basis von SLP angewendet werden. Eine vollständige Umstellung auf Zählerstandgang-basierte Prognose- und Bilanzierungssysteme wäre langfristig nicht möglich.

Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass ein teilweiser Ausbau nur auf den ersten Blick eine kosteneffiziente Lösung darstellt. Tatsächlich würde ein teilweiser Ausbau insgesamt aufgrund der hohen fixen und geringen variablen Kosten voraussichtlich zu volkswirtschaftlich wesentlich höheren Systemkosten für alle Kunden führen. Nach Abwägung der Vor- und Nachteile erscheint daher nach Einschätzung der Gutachter ein langfristiges Ausbauziel von 100 % aller Anschlussnutzer bis 2020 am sinnvollsten zu sein.

4.2.3 Empfohlenes Migrationsszenario

Wie in Abschnitt 2.1 erläutert bieten die modularen Systemvarianten insbesondere aufgrund der Spartenneutralität und des standardisierten, modularen Ansatzes voraussichtlich die größten volkswirtschaftlichen Potentiale. Daher wird wie mit dem Auftraggeber vereinbart, diese Systemvariante für das Migrationsszenario zugrunde gelegt.

Durch das 3. EU-Binnenmarktpaket⁵² werden zwei Meilensteine formuliert:

- Die Bewertung der Kosten/Nutzen eines flächendeckenden Ausbaus bis zum 3.9.2012 sowie
- der Ausbau mit einer entsprechenden Quote bis zum Jahr 2020.

Die Gutachter empfehlen weiterhin, als weiteren Meilenstein das Jahr 2016 anzusetzen, um für diesen Zeitpunkt Zwischenziele zu formulieren. Auf Basis dieser Vorgaben können folgende Eckpunkte für das Migrationsszenario beschrieben werden.

4.2.3.1 Zeitraum 2010 - 2012

Die Zeit von 1.1.2010 bis zur Verabschiedung der Änderungen am EnWG in Folge des 3. Binnenmarktpaketes in 2012 kann als „Brückenzeit“ und Vorbereitungszeit für Konzeptionierung und Entwicklung intelligenter Messsysteme aufgefasst werden. Diese Übergangsfrist kommt auch den System- und Komponentenherstellern entgegen,

⁵²Europäische Kommission (2009b)

welche sich größtenteils noch in der Entwicklungs- oder Erprobungsphase Ihrer Produkte befinden. Bis 2012 gelten weiterhin die Vorgaben von §21b EnWG, gegebenenfalls ergänzt um Erläuterungen der Bundesnetzagentur hinsichtlich der zu erwartenden Anforderungen an zukünftige IMES.

Die wesentlichen Aufgaben in dieser Zeit umfassen die Festlegung von Standards und Schnittstellen für die intelligenten Messsysteme, die ab 2012 einzubauen sind, die Festlegung von Geschäftsprozessen angepasst an die präferierten Systemvarianten sowie die Festlegung von Datenschutz-Mindestanforderungen sowie des Bilanzierungsverfahrens. Weiterhin kann die vertriebliche Einführung von intelligenten Zählern z.B. durch politische Aufklärungskampagnen der Endkunden sowie durch Förderprogramme unterstützt werden. Wie bei der Förderung der Verbreitung von hocheffizienten Kühlschränken, könnten Endkunden einen Zuschuss erhalten, wenn sie z.B. ein IMES mit Feedback-System installieren. Weitere Ausführungen zur Forcierung der Einführung von Smart-Metering-Systemen finden sich im Abschnitt 5.2.1

4.2.3.2 Zeitraum 2012 - 2016

Für ein zuverlässiges Erreichen der politischen Ziele bis 2020 bietet sich die Festlegung von Zwischenzielen an. Hierfür erachten die Gutachter zwei Zwischenziele für sinnvoll. Ab Verabschiedung der Novelle des EnWG im Jahr 2012 sollen zusätzlich zum Einbau bei Neubauten und Renovierung elektronische Basiszähler oder informative Zähler (z.B. EDL21) auch bei Zählertausch (zumeist Turnuswechsel) eingebaut werden.

Weiterhin wird vorgeschlagen, für 2016 eine Ausbaquote von mindestens 30% IMES festzulegen. Mit diesem Zwischenziel lässt sich ein angemessener Ausbaufortschritt sicherstellen. Darüber hinaus ist es so möglich, Lieferengpässe, wie sie europaweit in den nächsten Jahren zu befürchten sind, zu vermeiden. Messstellenbetreiber können zeitlich versetzt ihren Rollout starten. Insbesondere für kleine und mittlere EVU besteht zudem die Möglichkeit, in den ersten Migrationsjahren externe Dienstleister mit der Auslesedienstleistung zu beauftragen und erst später, bei größeren Stückzahlen ein eigenes System zu installieren.

Gleichzeitig soll bis 2016 ermöglicht werden, dass eine Bilanzierung von Kunden mittels Zählerstandsgang erfolgt, falls dies vom Lieferanten gewünscht ist. Weiterhin wird vorgeschlagen, dass alle Kunden mit einem IMES eine monatliche Verbrauchsinformation bereitgestellt wird. So haben Anschlussnutzer die Möglichkeit die Entwicklung ihrer Monatsverbräuche nachzuverfolgen, ohne auf das einfache System der Abschlagszahlungen verzichten zu müssen.

4.2.3.3 Zeitraum 2016 - 2020

Bis zum Jahr 2020 müssen alle Anschlussnutzer mit einem IMES ausgestattet sein. Ausnahmen hiervon können eingeräumt werden, wenn kein Breitbandanschluss

verfügbar ist. Weiterhin sind bis 2020 alle Kunden auf Basis des Zählerstandgangs zu prognostizieren und zu bilanzieren.

Tabelle 39 fasst die genannten Meilensteine zusammen.

Tabelle 39: Meilensteine der Migrationsstrategie (Quelle: EnCT)

Strategie					
		Bis 2012	Ab 2012	Bis 2016	Bis 2020
Zähler		Einbau „informativer Zähler“ (REN, NEU), möglichst EBZ	EBZ bei REN, NEU, ANU plus TURNUS		
Intelligente Messsysteme (IMES)				30 % IMES	100 % IMES
Bilanzierung				Wenn vom Lieferanten gewünscht	100 % der installierten IMES
Breitbandstrategie		Ende 2010: 100% mit 1Mbit/s	Bis 2014 75% mit 50 Mbit/s		

4.2.3.4 Breitbandstrategie

Basis für den Einsatz der gewählten Systemvariante ist die rechtzeitige Verfügbarkeit von Breitbandnetzen und Breitbandanschlüssen. Gemäß dem zuletzt in 2009 bestätigten Zielen der Bundesregierung⁵³ sollen bereits in 2010 in allen Wohnobjekten Deutschlands 1 Mbit/s – Anschlüsse verfügbar sein. In 2014 sollen davon bereits 75% bei 50 Mbit/s liegen. Die notwendige Verfügbarkeit ist somit gewährleistet und ein Teil der vielzitierten „Digitalen Dividende“ kann somit auch im Rollout von IMES zu Buche schlagen.

4.3 Bewertung der Migrationsstrategien

Aus den bisherigen Ausführungen ist deutlich geworden, dass die bisher verfolgte, marktgetriebene Rollout-Strategie voraussichtlich nicht zu einem flächendeckenden Ausbau von IMES führen wird. Die folgende Tabelle 40 fasst wesentliche Aspekte des vorgeschlagenen Ansatzes im Vergleich zum Base case zusammen.

⁵³ BMWi (2009)

Tabelle 40: Bewertung der Rollout-Strategien

	Base Case (marktgetriebener Ansatz)	EBZ-HIP flächendeckender Ausbau
Markt- akteure	<ul style="list-style-type: none"> • Viele individuelle Lösungen sowohl auf VNB als auch auf Lieferanten-Seite • Relativ großer Anteil der SMET wird über Dienstleister abgedeckt, weil nicht jedes EVU eigene Lösungen entwickeln wird • Wettbewerb findet auf Infrastruktur und Diensten statt, wobei die Infrastruktur die Wettbewerbshürde darstellen dürfte • Stranded Invest bei proprietären und/oder nicht kompatiblen Systemen sehr wahrscheinlich, weil ev. Systeme sich am Markt nicht durchsetzen, bzw. Systeme durch MSB/MDL-Wechsel unwirtschaftlich werden • Hohe Initialkosten bei aufwändigen Lösungen und ungewisser Durchsetzungsfähigkeit • Langer Parallelbetrieb alter und neuer Systeme und kein finaler Umstellungszeitpunkt • Standards werden sich nur bei hohem Handlungsdruck entwickeln • Entstehung einer hohen Heterogenität im Markt, weil einige EVU mit flächendeckendem Rollout vorangehen (innovativ, mit hoher Marktmacht und viel cash), andere sich aber lange zurückhalten werden (konservativ, wenig Finanzierungsmöglichkeiten) 	<ul style="list-style-type: none"> • Infrastruktur entfällt als wettbewerbsbehindernder Faktor • Einheitliche Standards die hohe Interoperabilität ermöglichen • Basis vorgegeben, aber Wettbewerb über Angebot an Diensten und Zusatznutzen möglich • Individuelle Ausgestaltung je nach örtl. Gegebenheiten möglich • Endzeitpunkt für vollständige Umstellung auf elektronische Zähler • Ähnlichere Startbedingungen für alle Marktteilnehmer • Aufwand für Neue Produkte/Tarife amortisieren sich schneller, da alle Kunden gleichermaßen angesprochen werden können
Kunden	<ul style="list-style-type: none"> • Ggf. Komplikationen bei (MSB-/Lieferanten-)Wechsel wg. unterschiedlicher Standards 	<ul style="list-style-type: none"> • Keine Benachteiligung einzelner Kundengruppen wegen geringerer Attraktivität für SMET (ländliche Region, niedrigere Einkommen, geringer Verbrauch) • Durch flächendeckende Einführung wird Smart Metering zum Thema für alle, nicht nur für technikaffine und Kunden mit hohem Verbrauch, was allgemein ein größeres Bewusstsein für den Energieverbrauch schaffen dürfte
Über- geord- net	<ul style="list-style-type: none"> • Energieeinsparungen werden später erzielt • Gesamtwirtschaftlich betrachtet höhere Kosten, da Skalen- und Synergieeffekte durch individuelle Systeme, kleinteiligen Ausbau und Parallelbetrieb verschiedener Systeme nicht ausgenutzt werden können • Marktmacht könnte für die Forcierung einzelner Systeme ausgenutzt werden 	<ul style="list-style-type: none"> • Ohnehin notwendiger Technologiewechsel wird forciert zu insgesamt niedrigeren Gesamtkosten • Beibehaltung des liberalisierten Messwesens ermöglicht dynamischeren Zählermarkt: Nicht ein monolithisches System wird vom VNB eingeführt – wie in Italien und Schweden - und bleibt dann mehr als 10 Jahre im Einsatz, sondern durch die

	Base Case (marktgetriebener Ansatz)	EBZ-HIP flächendeckender Ausbau
		Möglichkeit eines MSB-Wechsels und möglicher neuer Dienste wird das System auf einem nach Marktbedürfnis aktuellem Stand gehalten.

Auch eine Ausweitung der Lastgangzählung im Rahmen des bisherigen RLM-Verfahrens stellt keine Alternative zum bisherigen Ansatz dar. Gründe dafür liegen in den hohen Kosten der Messsystems begründet. Darüber hinaus sind die bisher für die Zählerfernauslesung eingesetzten Systeme nur für die Auslesung und Verarbeitung der Daten von wenigen Messstellen ausgelegt. Ein flächendeckender Rollout der Lastgangzählung und der RLM-Abwicklungsverfahren würde eine Systemaufrüstung erforderlich machen, die der Implementierung einer völlig neuen Infrastruktur gleichkommt.

Kostenbetrachtung

Bei der Einführung von SMET sind neben den reinen Geräte- und Installationskosten weitere Kosten zu betrachten. Dies sind Systemumstellungskosten (z.B. für Umgestaltung der Prozesse, Schulungen von Mitarbeitern u.a.) sowie Kosten für die vorzeitige Abschreibung von Altgeräten. Ein wesentlicher Faktor in der Kostenbetrachtung ist allerdings auch die Kostendegression, die sich mit steigender Zahl von Zählern ergibt.

Rechnet man die für Investitionskosten für ein modulares System (EBZ-MMUC-HIP) beispielhaft auf die Zähleranzahl in Deutschland hoch, ergeben sich Investitionskosten für Geräte und Erstinstallation von rund 7,4 Mrd. Euro. Es ist eine technologische Weiterentwicklung und eine Kostendegressionen von 40% zu erwarten. Diese Kosten sind von der Ausbaustrategie abhängig. Die in der Literatur enthaltenen Angaben zu der Differenz der Investitionskosten bei flächendeckendem und selektivem Ausbau bewegen sich zwischen 1,2 Mrd. und ca. 3 Mrd. Euro (E.on 2009). Die Differenz der Investitionskosten resultiert aus Kostendegressionseffekten für Zähler- und IT-Systemkosten sowie verringerten Installationskosten. Die Kostendegression wird erhöht durch eine möglichst schnelle Umstellung mit möglichst vielen Zählern sowie eine möglichst kurze Betriebszeit von unterschiedlichen Systemen. Schließlich müssen die Restwerte konventioneller Zähler abgeschrieben werden. Unter der Annahme von 50 % noch nicht abgeschriebenen Zählern ergibt sich eine Größenordnung von rund 600 Mio. Euro.

Unter der Annahme der Minimalkosten und Berücksichtigung zusätzlicher Kosten für die zunehmenden IT-Anforderungen und notwendige Erneuerungen von 20 % ergibt sich eine Summe der Investitionskosten für Deutschland von insgesamt bei 4,5 bis 5

Mrd. Euro. Dieser Wert wird durch verschiedene Studien und in der Energiewirtschaft verwendete Zahlen gestützt. Bei einer angenommenen Rollout-Frist von fünf Jahren würden sich die derzeitigen jährlichen Investitionskosten der Elektrizitätswirtschaft von rund 10 Mrd. Euro (BDEW 2008) um ca. 10 % erhöhen.

Nutzenbetrachtung

Das modulare SMET (EBZ-MMUC-HIP) weist schon in der quantitativen Kosten-Nutzen-Betrachtung einen mittleren positiven Nutzen von rund einer Milliarde Euro pro Jahr und einen Nettonutzen (Nutzen minus Kosten) von rund 3 € pro Zähler auf. Hochgerechnet auf Deutschland addiert sich dies auf fast 130 Mio. € pro Jahr für den Strombereich. Unterstellt wird dabei die Umlage der Investitionskosten von rund 5 Mrd. € auf einen Zeitraum von 16 Jahren und einer Realisierung der in Kapitel 3.2.3.1 quantifizierten Nutzeffekte.

Neben den quantitativen Aspekten existieren qualitative Nutzenaspekte wie Vorteile im Kundenservice, Prozesseffizienzvorteile sowie ein positiver Einfluss auf den Wettbewerb. Weiterhin ist als Zusatznutzen die Herstellung der Zukunftsfähigkeit der Energiewirtschaft in Bezug auf die zunehmende Dezentralisierung der Erzeugung z.B. in Form der Zunahme der Nutzung der Erneuerbaren Energien und der möglichen zunehmenden Vernetzung von Erzeugung und Verbrauch (Smart Grid) als wichtiger qualitativer Nutzenaspekt relevant.

Fazit Kosten-Nutzenbetrachtung Migrationsstrategien

Eine flächendeckende Einführung von SMET scheint unter Abwägung der Kostenstruktur und den zu erwartenden Mehrkosten bei einer selektiven Einführung die einzig sinnvolle Herangehensweise. In Verbindung mit einer Erhöhung des auftretenden Nutzens mit steigender Zählerzahl ist festzustellen, dass der Nutzen umso schneller realisiert werden kann, je schneller die Einführung erfolgt. Gleichzeitig sinken die spezifischen Systemkosten mit der Anzahl der angeschlossenen Zähler. Dabei sind allerdings Aspekte wie die Geräteverfügbarkeit, die vorhandenen Installationskapazitäten sowie der notwendige Systemumstellungsaufwand bei der Planung der Rollout Strategie zu beachten. Auf Grund des voraussichtlichen Aufwands für die Standardisierung ist es deshalb eher ratsam, den Beginn einer flächendeckenden Einführung zu verschieben und dafür den eigentlichen Einführungszeitraum soweit wie möglich zu verkürzen. Allerdings bietet sich hier an, trotzdem bei Neubauten, Renovierungen und Turnuswechseln bereits einfache elektronische Basiszähler zu verbauen, um die notwendigen Restwertabschreibungen für alte Zähler nicht noch unnötig zu erhöhen.

4.4 Startpunkte für Rollout-Strategien

Startpunkte für Rollout-Strategien müssen verschiedene Einflussfaktoren berücksichtigen. Dies sind die Gebäude- und Haushaltsstrukturen in städtischen und ländlichen Gebieten, die unterschiedlichen Verbrauchergruppen in Deutschland, sowie die Verfügbarkeit von Kommunikationsinfrastrukturen.

Die Anzahl der Wohnungen pro Gebäude variiert stark. So umfassen 17,2% der Gebäude bereits 52,9% der Wohneinheiten (vgl. Abbildung 35). Dieser Anteil an Mehrfamilienhäusern kann im Vergleich mit Einfamilienhäusern mit vergleichsweise geringem Aufwand erschlossen werden.

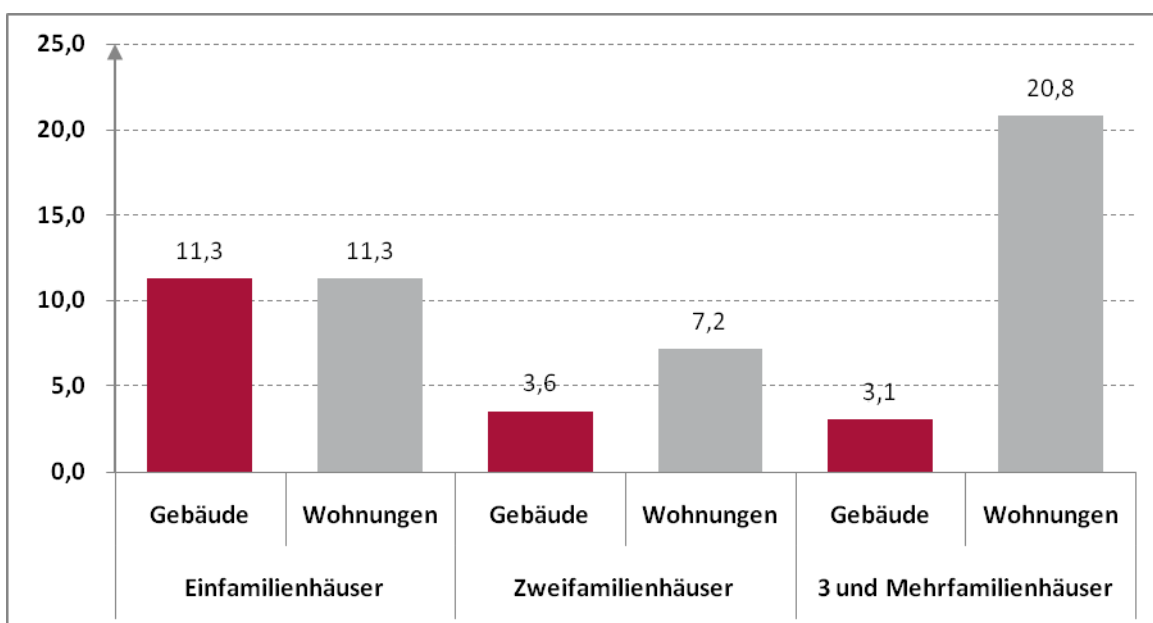


Abbildung 35: Struktur der Wohnungen und Wohngebäude in Deutschland⁵⁴ (Quelle: Darstellung EnCT auf Basis Statistisches Bundesamt)

Einen Stadt-Land-Vergleich der Wohngebäudestruktur zeigen Abbildung 34 und Abbildung 37. In städtischen Gebieten ist der Anteil der Mehrfamilienhäuser wesentlich höher als im Bundesdurchschnitt. 1,3 Millionen Mehrfamilien-Gebäude umfassen 10,3 Mio. Wohnungen, dies sind bereits 25% des gesamten deutschen Wohnungsbestandes. Aus diesem Grund kann von einem vergleichsweise geringen Aufwand für einen Rollout in Stadtgebieten ausgegangen werden. Bei der Interpretation der Kosten und Nutzen, wie sie auf volkswirtschaftlicher Ebene insbesondere in Abschnitt 2.2 vorgenommen wurde, wäre dies bei einer weiterführenden Betrachtung zu berücksichtigen.

⁵⁴ Bundesamt, Statistisches (2008)

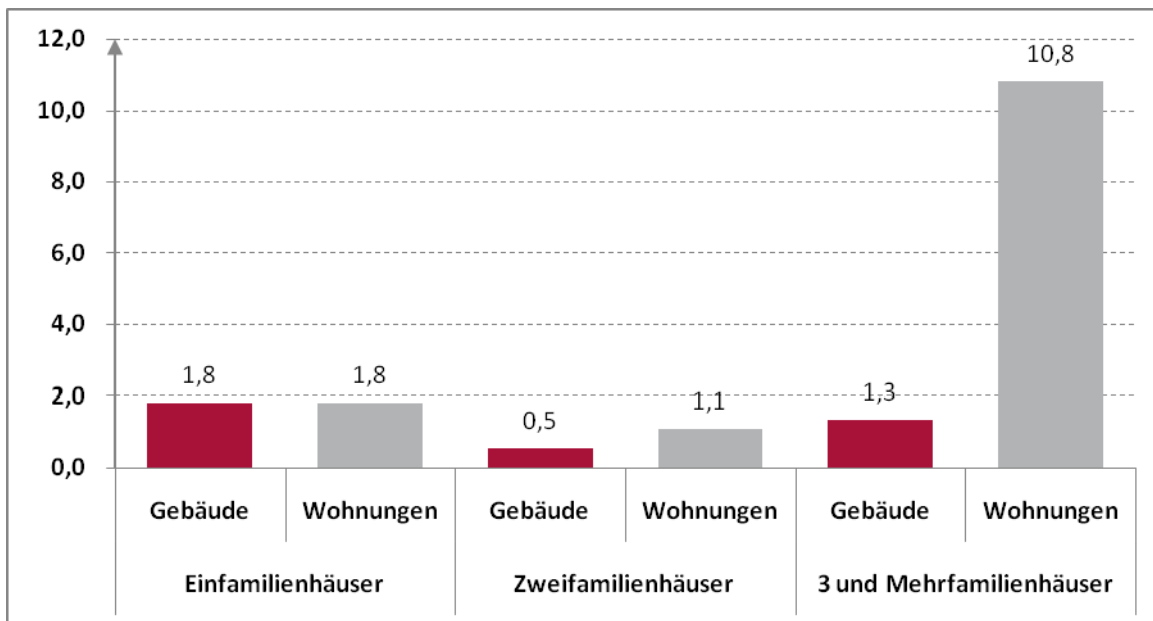


Abbildung 36: Struktur der Wohnungen und Wohngebäude in kreisfreien Städten in Deutschland⁵⁵
(Darstellung EnCT auf Basis Statistisches Bundesamt)

In ländlichen Gebieten befinden sich hingegen genauso viele Einfamilienhäuser wie Wohnungen in Drei- und Mehrfamilienhäusern, nämlich rund 9,5 Millionen. Der Aufwand für einen Rollout ist daher in eher ländlichen Gebieten spezifisch höher.

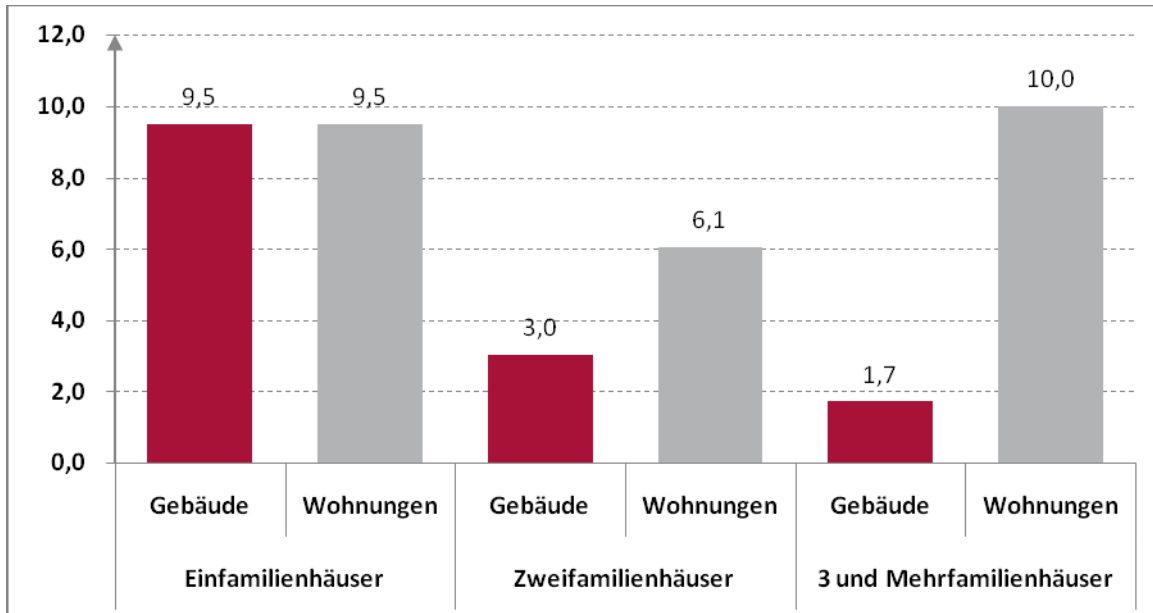


Abbildung 37: Struktur der Wohnungen und Wohngebäude in deutschen Landkreisen⁵⁶
(Darstellung EnCT auf Basis Statistisches Bundesamt)

⁵⁵ Bundesamt, Statistisches (2008)

⁵⁶ Bundesamt, Statistisches (2008)

Aus vertrieblicher Sicht bilden vor allem Haushalte mit hohem Jahresstromverbrauch und damit potentiell hohem Einsparpotential und Kontrollbedürfnis ein attraktives Kundensegment. Demnach verbrauchten im Jahr 2005 1-Personen-Haushalte im Durchschnitt knapp 2.000 kWh/a, ein 2-Personen-Haushalte bereits über 3.000 kWh/a. (siehe Abbildung 36).

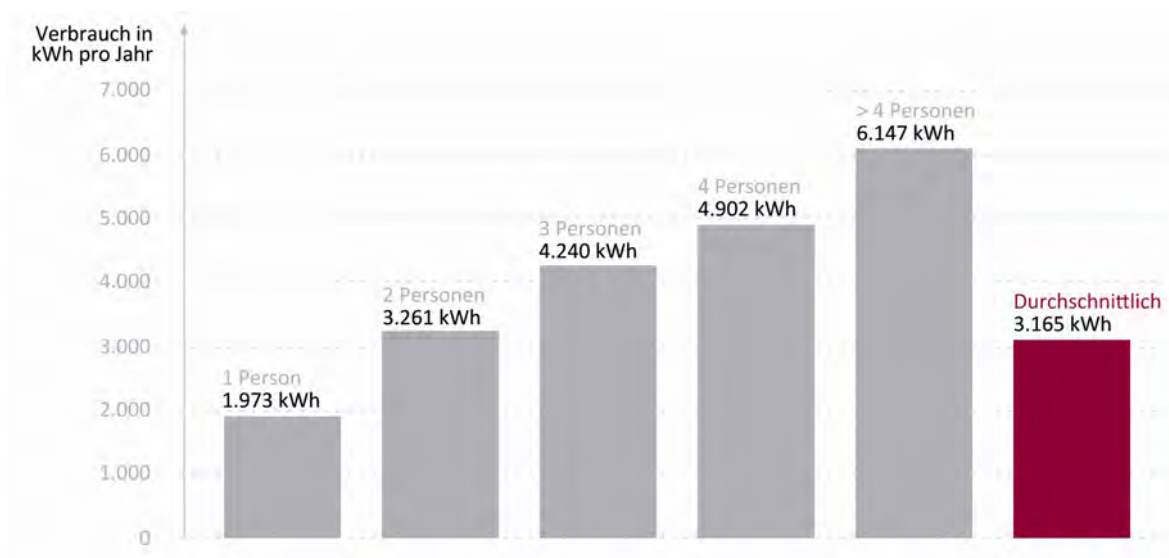


Abbildung 38: Durchschnittlicher Stromverbrauch deutscher Haushalte⁵⁷ (Darstellung EnCT auf Basis RWI/Forsa)

Die 1- und 2-Personen-Haushalte haben dabei einen Anteil von insgesamt 73 % aller Haushalte und verbrauchen 60 % des Gesamtstromverbrauchs aller Haushalte. Haushalte mit einem überdurchschnittlichen Stromverbrauch von mehr als rund 3.200 kWh haben hingegen nur einen Anteil von 27 %. (vgl. Abbildung 39).

⁵⁷ (RWI Essen) Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung; Forsa - Gesellschaft für Sozialforschung und statistische Analysen mbH (2008)

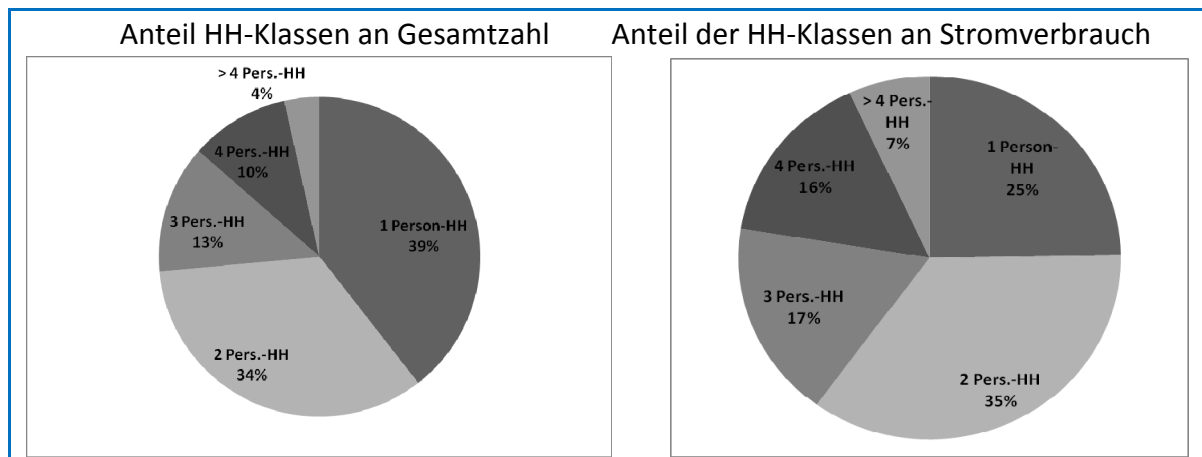


Abbildung 39: Anteile der Haushaltsklassen an der Gesamtzahl und am Energieverbrauch⁵⁸⁵⁹
(Darstellung EnCT auf Basis Statistisches Bundesamt und RWI/Forsa)

Auf Basis dieser Analysen können zwei parallel entwickelbare Startpunkte identifiziert werden:

- erstens die kostengünstig erschließbaren Wohnungen in Mehrfamilienhäusern, insbesondere in Städten für einen netzgetriebenen Flächenausbau
- zweitens Eigenheimbesitzer und Mieter mit einem hohen Energieverbrauch sowie generell Kunden mit großer Zahlungsbereitschaft, Serviceinteresse und Offenheit für Innovationen, insbesondere in vorwiegend ländlichen Siedlungsregionen, für einen vertriebsgetriebenen, punktuellen Ausbau.

4.5 Zusammenfassung

In diesem Kapitel werden zwei Szenarien für die Migration von SMET vorgestellt. In einem Basisszenario wird die zu erwartende Entwicklung unter den derzeit vorherrschenden rechtlichen Rahmenbedingungen beschrieben. Dabei zeichnen sich zwei mögliche Migrationspfade ab. In Pfad 1 installieren die VNB gemäß den gesetzlichen Anforderungen EDL21 oder vergleichbare Zähler in Neubauten und renovierten Gebäuden. Integrierte AMM-Systeme werden von VNB nur in Einzelfällen installiert. In Pfad 2 liefern die Lieferanten auf Kundenwunsch integrierte AMM-Zähler.

Beide Pfade zusammengenommen erreichen in den kommen Jahren allerdings keine flächendeckenden Ausbau sondern lediglich einen Anteil von 10 bis 20 % bezogen auf den heutigen Bestand. Hierdurch ergeben sich auch nur minimale Einspareffekte.

Das zweite Szenario beschreibt die mögliche Entwicklung unter zukünftig geänderten und an die EU-Vorgaben aus dem 3. Binnenmarktpaket angepassten rechtlichen Rahmenbedingungen.

⁵⁸Statistisches Bundesamt (2009)

⁵⁹ (RWI Essen) Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung; Forsa - Gesellschaft für Sozialforschung und statistische Analysen mbH (2008)

Hierbei sind drei Ausbauvarianten möglich: flächendeckender Ausbau von 100 % aller Endkunden, 80 % aller Endkunden sowie 80% der Endkunden, bei denen sich der Einbau gemäß einer Kosten-Nutzen-Analyse rentabel ist.

Aus den genannten Gründen erscheint ein nicht-flächendeckender Ausbau aber bei einer eingehenden Betrachtung als nicht wirtschaftlich und nicht vorteilhaft, da bei einem teilweisen Ausbau neben dem SMET auch ein konventionelles System weiter betrieben werden muss. Hierdurch entstehen zusätzliche Systemkosten und Betriebskosten für die MDL und VNB, Kostensenkungspotentiale können nicht ausgeschöpft werden und große Kundengruppen würden strukturell von künftigen Produkten und Dienstleistungen des Energiemarkts ausgeschlossen. Dies gilt insbesondere im Hinblick auf die zu erwartende Zunahme dezentraler Erzeugung. Daher erachten die Gutachter zur Erreichung der europäischen Vorgaben ein Ausbauziel über 100 % der Anschlussnutzer als sinnvoll.

Dem auf diesen Annahmen aufbauenden empfohlenen Migrationsszenario werden die modularen Systemvarianten zugrunde gelegt, die zusammenfassend die größten Chancen aufweisen. Dieses Migrationsszenario umfasst drei Meilensteine:

- eine „Brückenzeit“ vom 01.01.2010 bis zum in Kraft treten eines novellierten EnWG in 2012
- bis 2016 eine Ausbauquote von 30 % von intelligenten Messsystemen inkl. Zählerstandgangbilanzierung auf freiwilliger Basis
- bis 2020 ein flächendeckender Ausbau mit intelligenten Messsystemen für alle Anschlussnutzer sowie eine vorgeschriebene Bilanzierung auf Basis des Zählerstandgangs.

Weiterhin wird vorgeschlagen, dass alle Kunden mit einem IMES eine monatliche Verbrauchsinformation bereitgestellt wird.

Voraussetzung für den Einsatz der gewählten Systemvariante ist die rechtzeitige Verfügbarkeit von Breitbandnetzen und Breitbandanschlüssen. Gemäß dem zuletzt in 2009 bestätigten Zielen der Bundesregierung⁶⁰ sollen bereits in 2010 in allen Wohnobjekten Deutschlands 1 Mbit/s - Anschlüsse verfügbar sein. In 2014 sollen davon bereits 75% bei 50 Mbit/s liegen.

Auf Basis dieser Szenarien lassen sich zwei parallel entwickelbare Startpunkte identifizieren:

- erstens die kostengünstig erschließbaren Wohnungen in Mehrfamilienhäusern, insbesondere in Städten für einen netzgetriebenen Flächenausbau
- zweitens Eigenheimbesitzer und Mieter mit einem hohen Energieverbrauch sowie generell Kunden mit großer Zahlungsbereitschaft, Serviceinteresse und Offenheit für Innovationen, insbesondere in vorwiegend ländlichen Siedlungsregionen, für einen vertriebsgetriebenen, punktuellen Ausbau.

⁶⁰ BMWi (2009)

5 Handlungsbedarf

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse der vorangegangenen Abschnitte der Detailanalyse zusammengefasst und dahingehend ausgewertet, welcher Handlungsbedarf zur Umsetzung der vorgeschlagenen Strategie erforderlich ist.

5.1 Handlungsbedarf hinsichtlich einer Einführung intelligenter Zähler

§ 21b Abs. 3b EnWG steht aufgrund des dort verankerten Wahlrechts des Anschlussnutzers bei bestehenden Messeinrichtungen dem umfassenden Rollout einer neuen Zählertechnologie entgegen.

Unter den derzeitigen Rahmenbedingungen bleibt die Einführung von Zählern mit intelligenten Funktionalitäten vor allem einem marktgetriebenen Prozess vorbehalten. Die Verbreitung intelligenter Zähler hängt unter diesen Umständen davon ab, dass Messstellenbetreiber entsprechende Zähler anbieten und die Anschlussnutzer sich für diese (regelmäßig teureren) Angebote entscheiden. Ein flächendeckender Rollout intelligenter Zähler ist unter diesen Voraussetzungen, zumindest mittelfristig, nicht zu erwarten⁶¹.

Im Folgenden soll aufgezeigt werden, welche Möglichkeiten bestehen, den flächendeckenden Rollout intelligenter Zähler durch Fortentwicklungen des Rechtsrahmens in Deutschland zu forcieren.

5.2 Forcierung eines flächendeckenden Rollout intelligenter Zähler (de lege ferenda)

Eine Forcierung ist grundsätzlich möglich in zeitlicher Hinsicht (Beschleunigung), inhaltlich (durch eine Präzisierung der Zählerfunktionalitäten) sowie funktional (Zusammenwirken der Marktrollen, Eich- und Datenschutzrecht).

5.2.1 Zeitliche Forcierung

Wie unter Ziff. 2.2.3.2 dargestellt behindert das in § 21b Abs. 3b EnWG verankerte – zeitlich unbegrenzt bestehende – Wahlrecht des Anschlussnutzers einen flächendeckenden Einbau intelligenter Messeinrichtungen. Eine Möglichkeit hierzu zeigte bereits der am 30.01.2009 vorgelegte Entwurf eines Gesetzes zur Steigerung der Energieeffizienz (EnEfG) auf. Danach sollte das Wahlrecht des Anschlussnutzers nach § 21b Abs. 3b EnWG entfallen und bei jedem Ersatz bestehender Messeinrichtungen eine Messeinrichtung mit neuer Zählertechnologie eingebaut werden. Somit wäre bspw. bei jedem Turnuswechsel zwingend ein Zähler mit neuer Technologie einzubauen.

⁶¹ siehe hierzu AP 3, Ziff. 4.3.

Aufgrund der langen Eichfristen für herkömmliche Ferraris-Zähler von 16 Jahren (§ 12 Abs. 1 i.V.m. Anhang B Nr. 20.1 EichO) wird dies jedoch wiederum nicht zu einer zügigen Einführung neuer Zähler führen und nicht ausreichen, um die 80 %-Vorgabe der Stromrichtlinie des 3. Energiebinnenmarktpaketes zu erreichen.

Die stärkste zeitliche Forcierung bestünde darin, in § 21b Abs. 3b EnWG eine Frist aufzunehmen, bis zu der sämtliche Anschlussnutzer eine Messeinrichtung mit neuer Zählertechnologie erhalten müssen⁶².

5.2.2 Forcierung durch inhaltliche Präzisierung der Zählerfunktionalitäten

5.2.2.1 Welches Zählersystem soll forciert werden?

In einem ersten Schritt sollen die in Kapitel 3 und 4 analysierten Zählermodelle und der sich jeweils ergebende Handlungsbedarf rechtlich bewertet werden. Der rechtliche Handlungsbedarf für das nach Auffassung der Verfasser des Gutachtens zu forciierende Zählersystem wird abschließend dargestellt.

5.2.2.1.1 EDL 21 (ohne Fernauslesung)

Der in Kapitel 3.1.4.2 analysierte EDL21-Zähler kann (in bestimmten Ausprägungen) dem Anschlussnutzer den Energieverbrauch in kWh in bestimmten Verbrauchszeiträumen anzeigen und erfüllt damit die Mindestanforderungen nach § 21b Abs. 3a und 3b EnWG. Darüber hinausgehende intelligente Funktionalitäten oder auch lastvariable Tarife können allein mit dem EDL21-Zähler in seiner Grundausstattung aufgrund des nicht vorhandenen Kommunikationsmoduls nicht verwirklicht werden.

Eine inhaltliche Präzisierung von § 21b Abs. 3a und 3b EnWG wäre zur Einführung des EDL21-Zählers in seiner derzeitigen Ausstattung nicht erforderlich. Zur zeitlichen Forcierung kommen die unter Ziff. 3.2.1 vorgeschlagenen Maßnahmen in Betracht.

5.2.2.1.2 Integrierte AMM-Zähler (proprietär)

Auch mit integrierten AMM-Zählern können die Mindestanforderungen nach § 21b Abs. 3a und 3b EnWG erfüllt werden. Die Zähler verfügen über eine KS2-Schnittstelle für die Kundenkommunikation, über die Kunden-Feedbacksysteme betrieben werden können, die dem Anschlussnutzer den tatsächlichen Verbrauch und die tatsächliche Nutzungszeit anzeigen.

Darüber hinaus ermöglicht der AMM-Zähler eine Fernauslesung. Lastschaltrelais und Laststeuerung (z.B. zur Fernabschaltung) sind optional implementierbar. Eine Spartenintegration ist nur bedingt möglich und setzt aufgrund des proprietären Systems voraus, dass alle Messstellen vom selben Messstellenbetreiber betrieben werden.

⁶² Vgl. *Wissner*, Smart Metering, WIK Diskussionsbeitrag Nr. 321, Bad Honnef, 2009, S. 28

Soll der Einbau integrierter AMM-Zähler forciert werden, müssten die Vorgaben zu den Zählerfunktionalitäten in § 21b Abs. 3a und 3b EnWG zumindest um das Erfordernis der Fernauslesbarkeit und ggf. um das Erfordernis der Laststeuerung ergänzt werden.

5.2.2.1.3 Systemkonzept mit Haus-IP-Anschluss

Unter den Begriff „Systemkonzept mit Haus-IP-Anschluss“ werden im Folgenden sämtliche Systemvarianten gefasst, bei denen die Datenübertragung vom Zähler zum MDM des jeweiligen Messstellenbetreibers über einen Haus-IP-Anschluss (HIP) erfolgt. Diese Systemvarianten können beispielsweise AMM-HIP, EBZ-MUC-HIP, EBZ-MMUC-HIP oder KON-MUC-HIP sein.

Das Systemkonzept beinhaltet eine KS2-Schnittstelle für die Kundenkommunikation, über die Kunden-Feedbacksysteme betrieben werden können, die dem Anschlussnutzer den tatsächlichen Verbrauch und die tatsächliche Nutzungszeit anzeigen (Einschränkungen diesbezüglich bei der Variante KON-MUC-HIP, da mit einer optischen Auslesung mit Funkübertragung auf Grund der üblichen Batterielebensdauer nur eine deutlich geringere Aktualisierungsdichte (alle 4, höchstens wohl jede Stunde) möglich sein dürfte). Die Wiedergabe der Informationen kann bspw. über ein Display, das Internet etc. erfolgen.

Darüber hinaus ermöglicht das Systemkonzept eine zentrale Tarifierung beim Lieferanten und intelligente Funktionalitäten wie z.B. bidirektionale Kommunikation. Ein spartenübergreifender Einsatz ist möglich. Lastschaltrelais und Laststeuerung (z.B. zur Fernabschaltung) sind optional implementierbar. Das Konzept erlaubt daher auch eine Umsetzung vielfältiger zeit- als auch lastvariabler Tarife.

Der Handlungsbedarf zur Forcierung des Systemkonzepts mit Haus-IP-Anschluss wird unter Ziff. 5.2.4 im Einzelnen dargestellt.

5.2.3 Funktionelle Forcierung (Zusammenwirken verschiedener Marktrollen)

Die Implementierung einer neuen Zählertechnologie setzt auch voraus, dass die sich zwischen den verschiedenen Marktrollen abspielenden Geschäftsprozesse definiert sind. Dies beinhaltet, dass der Lieferant, der variable Tarife anbieten möchte, bei einer Tarifierung im Zähler das Recht haben sollte, dem Messstellenbetreiber Vorgaben zur Schaltung der Tarifregister zu machen. Solcherlei Vorgaben wären nicht notwendig bei einem Systemkonzept mit Haus-IP-Anschluss, da die Tarifierung bei diesem Modell nicht im Zähler stattfindet. Vielmehr wird die Tarifierung vom Lieferanten selbst anhand der übermittelten Zählerstände vorgenommen.

5.2.4 Handlungsbedarf bei Forcierung des Systemkonzepts mit Haus-IP-Anschluss

Wesentliches Element des Systemkonzepts mit Haus-IP-Anschluss ist das Vorhandensein eines Haus-IP-Anschlusses in jedem Gebäude. Über diesen IP-Anschluss würden die Messdaten an die berechtigten Empfänger (z.B. Messstellenbetreiber) übermittelt. Die Kommunikationsstrukturen für die Messdatenübermittlung müssen daher nicht von jedem einzelnen Messstellenbetreiber aufgebaut werden. Zähler unterschiedlicher Sparten und von unterschiedlichen Messstellenbetreibern könnten (effizient) die Messdaten über den Haus-IP-Anschluss übermitteln. Da derjenige, der den IP-Anschluss einrichtet und betreibt nach diesem Konzept lediglich den Übertragungsweg zur Verfügung stellt (vergleichbar mit der „letzten Meile“ im Telekommunikationsbereich), bleiben die bereits existierenden Marktrollen (Messstellenbetreiber, Messdienstleister) hiervon unbeeinflusst.

Das Systemkonzept mit Haus-IP-Anschluss besteht regelmäßig aus den Elementen Zähler – Controlling – Kommunikation – Haus-IP-Anschluss. Dabei können die Controlling- und Kommunikationsfunktionalitäten entweder im Zähler integriert sein (z.B. AMM-HIP) oder über ein Gateway bereitgestellt werden (z.B. EBZ-MUC-HIP, EBZ-MMUC-HIP). Das Gateway kann entweder nur für die Zähler einen Anschlussnutzers ausgelegt sein (MUC) oder für die Zähler mehrerer Anschlussnutzer (MMUC). Welche dieser Varianten im einzelnen Fall Anwendung findet, ist nicht von Belang. Entscheidend ist lediglich, dass die notwendigen Funktionalitäten vorhanden sind. Ein Messstellenbetreiber, der in einem Gebäude ein MMUC einbaut, kann dieses anderen Messstellenbetreibern (gegen Entgelt) zur Nutzung zur Verfügung stellen.

Die Controlling- und Kommunikationsfunktionalitäten werden im Folgenden unter dem Begriff „Systemanforderungen“ zusammengefasst.

5.2.4.1 Mindestanforderungen

Wie bereits unter Ziff. 5.2.4 ausgeführt sind Vorgaben erforderlich für die Ausstattung des Zählers, die Systemanforderungen sowie den Haus-IP-Anschluss.

Der Zähler muss die Messwerte erfassen, der Zählerstand muss über die KS1-Schnittstelle auslesbar sein. Für den Zähler sind folgende Mindestanforderungen vorzugeben:

- elektronisches Messwerk
- standardisierte KS1-Schnittstelle
- Weiterhin müssen bestimmte Funktionalitäten vorhanden und Dienste möglich sein. Dafür sind folgende Systemanforderungen vorzugeben:
- Übertragung eines Zählerstandsgangs zum (jeweiligen) MDM
- bidirektionale Kommunikation

- IP-Kommunikationsfähigkeit über eine standardisierte KS3-Schnittstelle
- standardisierte KS2-Schnittstelle für die Kundenkommunikation (Feedbacksysteme)
- optional: Fernschaltbarkeit
- Vorgabe der Informationen, die dem Kunden über ein Feedbacksystem zur Verfügung stehen müssen, z.B. Darstellung vergangener Verbrauchszeiträume mit Vergleichsmöglichkeit, ggf. Momentanleistung, etc.
- synchronisierte Uhrzeit und Kalendarium

Die Funktionalitäten können entweder im Zähler selbst vorhanden sein oder in einem gesonderten Gateway.

Die Besonderheit des Systemkonzepts liegt in dem Haus-IP-Anschluss. Über diesen werden die Daten vom Zähler zum jeweiligen Berechtigten übermittelt. Grundvoraussetzung für das Konzept ist daher, dass jedes Gebäude über einen entsprechenden IP-Anschluss verfügt. Der Haus-IP-Anschluss besteht aus einem Haus-Router, der folgende Besonderheiten aufweist:

- KS3-Schnittstelle zur Übertragung der Daten vom Zähler bzw. Gateway
- Schnittstelle für die Übertragung zu den MDM-Systemen der Messstellenbetreiber

5.2.4.2 Eichrechtliche Anforderungen

Strom- und Gaszähler unterliegen als Messgeräte⁶³, die im geschäftlichen Verkehr verwendet werden, der Zulassungs- und Eichpflicht nach § 2 Abs. 1, 25 Abs. 1 Nr. 1a EichG.

Das Systemkonzept mit Haus-IP-Anschluss besteht neben dem eigentlichen Strom- oder Gaszähler aus dem Gateway und den Datenübertragungssystemen. Soweit diese Einrichtungen nicht bereits dem eigentlichen Messgerät zuzuordnen sind, stehen sie zumindest als Zusatzeinrichtungen nach § 4 EichG den Messgeräten gleich. Zusatzeinrichtungen dienen der zusätzlichen Anzeige, Weitergabe oder Weiterverarbeitung von Messergebnissen⁶⁴. Sie sind Ergänzungen zu einem an sich vollständigen Messgerät und können getrennt vom Messgerät angeordnet, jedoch auch im Messgerät integriert sein⁶⁵.

⁶³ vgl. zur Einordnung von Zählern als Messgeräte *Schulz*, Eichgesetz und Eichordnung, 4. Aufl., Braunschweig, 2007, § 1 EichG Anm. 4

⁶⁴ *Schulz*, Eichgesetz und Eichordnung, 4. Aufl., Braunschweig, 2007, § 2 EichG Anm. 2

⁶⁵ *Schulz*, ebenda, § 9 EichO Anm. 2

Da Zusatzeinrichtungen den Messgeräten gleichgestellt sind, unterliegen sie grundsätzlich ebenfalls der Zulassungs- und Eichpflicht⁶⁶. Dabei muss ausschließlich die abrechnungsrelevante Leistung mit geeichten Mess- bzw. Zusatzgeräten bestimmt werden⁶⁷. Damit unterliegt neben dem Zähler auch die Datenübertragung vom Zähler zum Gateway und über den IP-Anschluss zu einem Datenmanagementsystem der Eichpflicht. Alle für die Abrechnung relevanten Messwerte und Parameter müssen vom Zähler oder der Zusatzeinrichtung jederzeit angezeigt werden können⁶⁸. Diese Anforderungen sollen die Messsicherheit und die vollständige Nachprüfbarkeit der Abrechnung für den Kunden gewährleisten⁶⁹.

Die eichrechtlichen Anforderungen können bspw. durch Nutzung des SELMA-Konzeptes⁷⁰ oder vergleichbarer Konzepte zur sicheren und nachvollziehbaren Übertragung von Messdaten erfüllt werden. Der sichere elektronische Messdatenaustausch nach SELMA gewährleistet die sichere Übertragung und Speicherung der Messdaten und damit deren Nachvollziehbarkeit. Dabei werden die Messdaten mit einer digitalen Signatur versehen, welche die Daten während ihrer gesamten „Lebensdauer“ begleitet⁷¹. Dies ermöglicht die sichere und eichrechtlich einwandfreie Nutzung eines Zählersystems unter Einbindung eines Zählers und mehrerer Zusatzeinrichtungen (z.B. Gateway und Datenübertragungswege).

Von der Eichpflicht nicht umfasst ist das Kundendisplay, das dem Anschlussnutzer zusätzlich Informationen darstellt (bspw. den Verbrauch in der letzten Stunde oder den Lastverlauf des vergangenen Tages). Nach § 9 Nr. 3 EichO unterliegen *„im geschäftlichen Verkehr über Versorgungsleitungen rückwirkungsfreie Zusatzeinrichtungen, die bei Messgeräten für Elektrizität, Gas, Wasser oder Wärme Messwerte zusätzlich darstellen...“* nicht der Eichpflicht. Darunter fallen insbesondere Fern- bzw. Zweitanzeigen⁷². Am Kundendisplay werden dem Anschlussnutzer zusätzliche Informationen zur Verfügung gestellt, die jedoch nicht abrechnungsrelevant sind. Das Kundendisplay unterliegt daher nicht der Eichpflicht. Dies gilt sowohl, wenn es sich am Zähler selbst befindet als auch, wenn es sich z.B. in der Wohnung des Kunden befindet. Befindet sich das Display am Zähler und werden dort auch Werte angezeigt, die der Eichpflicht unterliegen, so sind die nicht der Eichpflicht unterliegenden Werte gesondert zu kennzeichnen⁷³.

⁶⁶ Schulz, ebenda, § 2 EichG Anm. 2

⁶⁷ Schulz, ebenda, § 2 EichG Anm. 2

⁶⁸ PTB-A 50.7, Ziff. 3.1.1.1

⁶⁹ vgl. zu den Anforderungen an die Nachprüfbarkeit der Abrechnung anhand der Anzeigen des Messgeräts und der Zusatzeinrichtungen die PTB-A 50.7 (Anforderungen an elektronische und softwaregesteuerte Messgeräte und Zusatzeinrichtungen für Elektrizität, Gas, Wasser und Wärme)

⁷⁰ einen Überblick und weitergehende Informationen zu SELMA (Sicherer Elektronischer Messdaten Austausch) bietet www.selma.eu

⁷¹ für eine ausführliche Darstellung des SELMA-Konzeptes: *Schaub*, Selma-Technologie und Anwendung, 2003, abrufbar unter http://www.selma-project.de/workshop2/tanw1_1.pdf

⁷² Schulz, Eichgesetz und Eichordnung, 4. Aufl., Braunschweig, 2007, § 9 EichO Anm. 6

⁷³ PTB-A 50.7, Ziff. 3.1.1.1

Die Umsetzung des Systemkonzepts mit Haus-IP-Anschluss ist bereits im geltenden eichrechtlichen Rahmen möglich. Lediglich bei zentraler Tarifierung ist gemäß PTB A50.7 eine Signierung der übertragenen, abrechnungsrelevanten Messwerte vorzusehen. Bei einer Überarbeitung der PTB-Anforderungen 50.7 an elektronische und softwaregesteuerte Messgeräte und Zusatzeinrichtungen für Elektrizität, Gas, Wasser und Wärme ist eine massenprozesstaugliche Berücksichtigung der spezifischen Belange der neuen Gateway-System-Lösungen sinnvoll.

5.2.4.3 Datenschutzrecht

Das Datenschutzrecht ist bei einem Einbau eines modularen Zählersystems in zweierlei Hinsicht betroffen: bezüglich der datenschutzrechtlichen Zulässigkeit der Erfassung und weiteren Verwendung der Messwerte und bezüglich der sicheren Übertragung der Messwerte vom Zähler zum Gateway

5.2.4.3.1 Zulässigkeit der Erhebung und weiteren Verwendung der Messwerte

Nach § 4 Abs. 1 BDSG ist die Erhebung, Verarbeitung und Nutzung personenbezogener Daten nur zulässig, soweit das Bundesdatenschutzgesetz oder eine andere Rechtsvorschrift dies erlaubt oder der Betroffene einwilligt.

Personenbezogene Daten sind gem. § 3 Abs. 1 BDSG Einzelangaben über persönliche oder sachliche Verhältnisse einer bestimmten oder bestimmbaren natürlichen Person. Messwerte geben Auskunft über den persönlichen Energieverbrauch und sind damit als personenbezogene Daten i. S. d. § 4 Abs. 1 BDSG einzuordnen⁷⁴. Die Erhebung und weitere Verwendung der Messwerte ist daher nur zulässig, wenn dies entweder das BDSG oder eine andere Rechtsvorschrift erlaubt oder der Betroffene einwilligt.

§ 28 Abs. 1 Nr. 1 BDSG erlaubt das Erheben, Speichern, Verändern oder Übermitteln personenbezogener Daten oder ihre Nutzung als Mittel für die Erfüllung eigener Geschäftszwecke, *„wenn es für die Begründung, Durchführung oder Beendigung eines rechtsgeschäftlichen oder rechtsgeschäftsähnlichen Schuldverhältnisses mit dem Betroffenen erforderlich ist“*. Diese Voraussetzungen sind erfüllt, soweit die Daten vom Lieferanten zur Tarifierung des mit dem Anschlussnutzer vereinbarten Tarifs benötigt werden. In diesem Fall ist die Erhebung, Speicherung, Veränderung und Übermittlung zur Durchführung eines rechtsgeschäftlichen Schuldverhältnisses nach § 28 Abs. 1 Nr. 1 BDSG zulässig.

Eine weitere Rechtsvorschrift, welche die Erhebung und weitere Verwendung personenbezogener Daten erlaubt, ist § 21b Abs. 3a und 3b EnWG. Dieser verpflichtet Messstellenbetreiber dem Anschlussnutzer Informationen über sein Verbrauchsverhalten zur Verfügung zu stellen.

⁷⁴so auch *Karg*, Datenschutzrechtliche Bewertung des Einsatzes von „intelligenten“ Messeinrichtungen (Smart Meter) für die Messung von gelieferter Energie, Kiel, 2009, abrufbar unter: www.datenschutzzentrum.de/smartmeter/

Soweit die Erfassung der Zählerstände erforderlich ist, um dem Anschlussnutzer die nach § 21b Abs. 3a und 3b EnWG geforderten Informationen zur Verfügung zu stellen, ist die Erhebung, Verarbeitung und Nutzung aufgrund des § 21b Abs. 3a und 3b EnWG erlaubt und eine gesonderte Einwilligung ist nicht erforderlich.

Datenschutzrechtlich problematisch könnte jedoch die Fernauslesung der Messdaten sein, da personenbezogene Daten nach § 4 Abs. 2 Nr. 1 und 2 BDSG unter Mitwirkung des Betroffenen zu erheben sind. Die Mitwirkung des Betroffenen setzt ein aktives oder passives Tun voraus. Die Vorschrift soll gewährleisten, dass Daten grundsätzlich beim Betroffenen direkt und nicht ohne sein Wissen erhoben werden⁷⁵. Anders als die Kundenselbstablesung erfolgt die Fernauslesung ohne aktives Zutun des Betroffenen. Bei der Vereinbarung eines Tarifs, der eine häufigere Ablesung erfordert oder durch die Vereinbarung einer monatlichen Abrechnung mit dem Lieferanten hat der Anschlussnutzer die häufigere Datenerhebung bewusst ausgelöst. Die Datenerhebung erfolgt gerade nicht heimlich, sondern ausgelöst und mit Kenntnis des Betroffenen, so dass von einer Mitwirkung des Betroffenen auszugehen ist. Der Betroffene kann die Häufigkeit der Datenerhebung bewusst steuern, indem er bspw. einen anderen Tarif vereinbart oder wieder zur jährlichen Abrechnung zurückkehrt.

Werden die Messdaten erhoben, um dem Anschlussnutzer die nach § 21b Abs. 3a und 3b EnWG erforderlichen Verbrauchsinformationen zu übermitteln, so ist der Ausnahmetatbestand des § 4 Abs. 2 Nr. 1 BDSG erfüllt. Dieser erlaubt die Erhebung der Daten ohne Mitwirkung des Betroffenen, „soweit eine Rechtsvorschrift dies vorsieht oder zwingend voraussetzt“. Die Anzeige der Verbrauchsinformationen für den Anschlussnutzer setzt voraus, dass die Messdaten entsprechend häufig, in der Regel 15-minütig, erhoben werden. Dies ist nur möglich, wenn die Übertragung der Messdaten per Fernauslesung erfolgt und der Anschlussnutzer nicht jeden Auslesevorgang selbst auslöst. Die Erfüllung der Vorgaben des § 21b Abs. 3a und 3b EnWG setzt daher zwingend voraus, dass die Erhebung der Messdaten ohne Mitwirkung des Betroffenen erfolgt.

Der Fernauslesung der Messdaten stehen datenschutzrechtliche Vorgaben daher nicht entgegen, soweit die Datenerhebung erforderlich ist für die Abrechnung des vom Kunden vereinbarten Tarifs oder zur Darstellung der von § 21b Abs. 3a und 3b EnWG geforderten Verbrauchsinformationen⁷⁶.

⁷⁵ Gola/Schomerus, Bundesdatenschutzgesetz, 9. Aufl., München, 2007, § 4 Rn 21

⁷⁶ a.A. Karg, Datenschutzrechtliche Bewertung des Einsatzes von „intelligenten Messeinrichtungen“ (Smart Meter) für die Messung von gelieferter Energie, Kiel, 2009, abrufbar unter: www.datenschutzzentrum.de/smartmeter/, der in seiner Bewertung zum Ergebnis kommt, eine Fernauslesung sei nur mit schriftlicher Einwilligung des Betroffenen i.S.d. § 4a BDSG zulässig.

5.2.4.3.2 Sichere Datenübertragung

Die Sicherheit der Datenübertragung vom Zähler bis zum MDM des Messstellenbetreibers kann mittels bereits vorhandener Technologien, z.B. Verschlüsselung, gewährleistet werden. Eine ausführliche Darstellung hierzu findet sich bereits bei den Ausführungen zum Eichrecht unter Ziff. 5.2.4.2.

Die Einführung des Systemkonzepts mit Haus-IP-Anschluss ist im geltenden datenschutzrechtlichen Rahmen möglich.

5.2.4.4 Änderungen MessZV

§ 10 MessZV regelt die Art der Messung beim Stromnetzzugang, § 11 MessZV beim Gasnetzzugang.

§ 10 Abs. 1 MessZV wäre dahingehend zu ändern, dass die Messung durch kontinuierliche Erfassung der entnommenen elektrischen Arbeit (Zählerstandsgang) erfolgt. § 10 Abs. 3 MessZV wäre – bei einer flächendeckenden Einführung eines modularen Zählersystems zu streichen.

§ 11 Satz 1 MessZV wäre dahingehend zu ändern, dass die Messung durch eine kontinuierliche Erfassung der entnommenen Gasmenge erfolgt.

Zusätzlicher Adressat der Regelung in § 11 Satz 2 MessZV wäre auch der Gateway-Betreiber, da dieser die Weitergabe der Daten ermöglicht.

6 Übertragung auf den Bereich Gas

In diesem Kapitel wird untersucht, inwieweit Ergebnisse der Untersuchungen in den vorherigen Kapiteln auf den Gasbereich übertragen werden können. Dazu werden zunächst die grundsätzlichen Unterschiede zwischen dem Strom- und Gasbereich herausgestellt. Anschließend erfolgt ein Vergleich der auf dem Markt angebotenen Systemvarianten für den Strom- und Gasbereich. Darauf folgt eine Darstellung, inwieweit die für den Strombereich identifizierten Nutzeffekte auch für den Gasbereich übertragen werden können. Abschließend erfolgt eine Darstellung der Konsequenzen der Unterschiede für die Rollout-Strategie.

6.1 Grundsätzliche Unterschiede zwischen Strom- und Gasbereich

Tabelle 41 zeigt systematisch die für die Analyse relevanten Unterschiede zwischen dem Strom- und dem Gasbereich.

Tabelle 41: Relevante Unterschiede zwischen Strom und Gas

Kriterium	Strom	Gas
Speicherbarkeit	Schwierig, teuer	Gasnetz wirkt als täglicher Puffer (interne Speicherung), zahlreiche saisonale Speicher existieren
Bepreisung	Stündliche, z.T. viertelstündliche Preise	An den Gasmärkten werden mindestens Tagesprodukte gehandelt
Bilanzierung	Viertelstündliche Bilanzierung	Tägliche Bilanzierung (nach BK7-08-002)
Anreize durch Konzessionsabgabe	Anreiz durch spezielle Höchstgrenze bei Schwachlasttarifen	Keine Anreize
Lastverlagerungsmöglichkeiten	Möglich bei Geräten mit Speicherwirkung und durch Nutzungsänderung	Kochgas: gering, einige Stunden ohne zusätzliche thermische Speicher bei Heizungsanwendungen

Zunächst ist Gas, im Gegensatz zu Strom, durchaus speicherbar. Bereits das Gasnetz bildet einen Puffer, da durch Variation des Gasdrucks eine Speicherwirkung erzielt werden kann.

Da der Gaseinsatz sehr temperaturabhängig ist, existieren für den saisonalen Ausgleich zahlreiche Untergrundspeicher (Kavernen, Aquifer- und Porenspeicher), die auch für die tägliche Regulierung genutzt werden können.

Im Gegensatz zum Strommarkt, wo in Deutschland an der Strombörse EEX stündliche Preise existieren, ist noch kein wirklicher Gasmarkt entstanden. Damit entfallen auch mögliche Anreize zur tageszeitlichen Marktbeteiligung von Endabnehmern. Auch die Bilanzierung von Gas-SLP-Kunden erfolgt nicht stündlich, sondern gemäß Beschluss der Bundesnetzagentur BK7-08-002 täglich. Aufgrund dieser Tagesbilanzierung von Gas existieren für Gaslieferanten derzeit keine Anreize zur Profilloptimierung innerhalb eines Tages.

Entsprechend existierten für den Gasbereich keine dem HT/NT-Tarif entsprechende Schwachlasttarife Gas. Eine entsprechende Regelung von Schwachlasttarifen in der Konzessionsabgabenverordnung wie sie im Strombereich existiert, findet sich im Gasbereich nicht.

Die Gasabnahme wird nur bei Kochgaskunden direkt durch den Verbraucher gesteuert, sonst erfolgt eine automatisierte Entnahme (Heizungen). In Mietwohnungen sind Verbraucher oft nur „indirekte“ Gaskunden über den Vermieter. Nur in knapp der Hälfte der mit Gas beheizten Wohneinheiten sind die Bewohner auch direkte Kunden des Gasversorgungsunternehmens. Damit entfallen Anreize zur individualisierten Preisgestaltung. Gleichzeitig vermindert dies den Nutzen in Form von Energieeinsparungen, die Kunden durch eine Visualisierung des Gasverbrauchs erzielen können, da der Gasverbrauch bei einer zentralen Beheizung durch zahlreiche weitere Nutzer beeinflusst wird. Weiterhin wird eine Ermittlung von Einsparpotentialen beim Heizenergieverbrauch in der Regel über Vergleich des Jahresenergieverbrauchs mit Benchmarkwerten (Energiepass) oder über eine Untersuchung der Gebäudehülle, der Kesselverluste etc. durchgeführt. Die Visualisierung des momentanen Gasverbrauchs oder des Gasverbrauchs über einen vergangenen Zeitraum ist daher kein wesentliches Instrument zur Energieeinsparung.

Ökonomische Anreize zur Einführung variabler Tarife beständen theoretisch nur für die Bereitstellung von Regelenergie zum täglichen Ausgleich durch Lastmanagement. Praktisch wird Lastmanagement im Gasbereich durch die Umstellungsmöglichkeit auf Ölfeuerung erreicht. Dies ist bei den Lieferanten jedoch zunehmend unbeliebt, da es die Absatzmengen auf dem Gasmarkt reduziert.

6.2 Marktanalyse und Bewertung von Smart-Metering-Systemen im Bereich Gas

6.2.1 Systemmodell Bereich Gas

Die Sparte Gas unterscheidet sich bezüglich des Systemmodells für ein Smart-Metering-System nicht von der Sparte Strom (vgl. Kapitel 3.1.2). Das Modell kann basierend auf den Komponenten Mess- und Zählsystem, Kommunikationssystem und Datenverarbeitungssystem identisch aufgebaut werden.

Ein wesentlicher Unterschied zwischen der Messung im Strom und Gasbereich ist derzeit auch, dass die am Markt befindlichen Gaszähler keine Energiemenge, sondern das Gasvolumen messen. Um den Energieinhalt des gemessenen Gasvolumens zu ermitteln, muss das Volumen mit dem spezifischen Brennwert des Gases und weiteren Parametern multipliziert werden. Die Brennwerte werden jedoch in der Regel nicht am Zähler ermittelt, sondern an einigen Punkten des Gasnetzes laufend gemessen. Aus diesem Grunde können die Abrechnungswerte für Gas - im Unterschied zur Sparte Strom – prinzipiell erst im Abrechnungssystem gebildet werden.

Zählsysteme für Gas unterscheiden sich von denen der Sparte Strom auch dadurch, dass die Energieversorgung der Kommunikationseinrichtungen in der Sparte Gas in der Regel mittels Batterien erfolgen muss. Dies limitiert entweder die Betriebsdauer der Zähler oder die mögliche Leistungsaufnahme der angeschlossenen Kommunikationsgeräte. Außerdem werden in den allermeisten Fällen die Funktionen Messwerk und Nahkommunikation, ggf. auch Fernschaltung im Zähler abgebildet, wohingegen die Funktionen Fernkommunikation und Datenspeicherung zumeist dem Gateway zugeordnet werden. Vollständig integrierte Gerätekonzepte sind im Bereich Gashaushaltskunden nicht marktüblich.

6.2.2 Gerätekonzepte Gas

Generell werden bei Gaszählern im Haushaltsbereich vor allem die zwei nachfolgenden Messprinzipien eingesetzt:

- Mechanische Verdrängungsmessung (Balgengaszähler)
- Thermosensorische Differenzmessung (Elektronischer Gaszähler)

Balgengaszähler sind die heute im Haushaltskundenbereich dominant vertretenen Gaszähler. Diese Zähler sind zwischenzeitlich serienmäßig mit elektronischen Kommunikationsschnittstellen weiterentwickelt worden. Sie besitzen je nach Ausführung unterschiedliche Schnittstellen wie Impulsausgang (Reed-Kontakt), Funkmodul (meistgenutzte Frequenz 433,82 MHz), integrierten Draht- und Funk-M-BUS Schnittstellen oder Encoder-Zählwerke. Aktuelle Produktbeispiele von Balgengaszählern sind in Abbildung 40 dargestellt.



Abbildung 40: Produktbeispiele von Balgengaszählern (Quellen: -Itron und Elster)

Der relativ junge elektronische Gaszähler (EGZ) besitzt eine integrierte Druck- und Temperaturkompensation und soll so nach Firmenangaben auch bei unterschiedlichen Temperaturen und Witterungen fehlerfrei messen. Das Messverfahren basiert auf der CMOS-Sensor-Technologie. In einem Bypass wird eine mikrothermische Durchflussmessung durchgeführt. Dabei misst der Sensor die Temperaturdifferenz von zwei Temperaturfühlern, die symmetrisch zu einem Mikroheizer angeordnet sind. Fließt kein Gas über den Sensor, messen die beiden Temperaturfühler dieselbe Temperatur. Sobald Gas über die Sensoren fließt, entsteht eine Temperaturdifferenz, die in einen Gasdurchfluss umgerechnet wird. Eine hohe Messdynamik, wie auch eine temperatur- und druckunabhängige Messung, sind die Vorteile der thermischen Durchflussmessung. Weiterhin misst der elektronische Gaszähler ohne mechanisch bewegliche Teile und verursacht daher auch keine Geräusche. Der Zähler wird durch eine Batterie mit Strom versorgt, die eine Standzeit von 16 Jahren haben soll. Der Zähler ist in Abbildung 41 dargestellt.



Abbildung 41: Produktbeispiel eines elektronischen Gaszählers (Quelle: Swiss Gas Metering)

Neben den Ansätzen für die Weitverkehrskommunikation wohnungsspezifische IP-Anschlüsse des Messstellenbetreibers zu nutzen, gibt es ebenfalls die Ansätze den IP-Anschluss des Kunden (KIP) zu nutzen (Bsp. Yello) oder einen gemeinsamen Haus-IP-Anschluss zu nutzen (vgl. Kapitel 3.1.5).

6.2.3 Weiterentwicklung der Produktkonzepte

Ein von der Industrie entwickeltes Konzept eines EDL 21-Zählers für den Gasbereich verfolgt einen „pragmatischen Ansatz“ und beschränkt sich auf die Visualisierungsfunktion für den Kunden, um die gesetzlichen Anforderungen zu erfüllen (Dietzsch 2009). Dieser Zähler benötigt zur Erfüllung der Anforderungen aus EnWG §21 keine Fernauslesung auch wenn diese gleichwohl möglich ist. Die Verbrauchsvisualisierung würde in diesem Fall dann zusätzlich oder alternativ über ein Online-Portal erfolgen können. Dieses Konzept ist in Abbildung 42 dargestellt.



Abbildung 42: Muster eines EDL21-Zählers Gas (Quelle Dietzsch (2009))

Zu berücksichtigen ist, dass heute der Brennwert in der Regel nicht im Zähler erfasst wird, und somit aktuell nur das Betriebsvolumen und nicht das Normvolumen zur Anzeige am Zähler verfügbar ist. - Sollte eine Anzeige der abrechnungsrelevanten Größe (hier das Normvolumen) auch im Gas angestrebt werden, gäbe es prinzipiell zwei Möglichkeiten. Entweder müsste mit voreingestellten und daher unakkuraten Durchschnitts-Brennwerten im Zähler gearbeitet werden, oder aber die Abrechnungswerte würde mit Zeitversatz über ein Online-Portal bereitgestellt werden. Der Zeitversatz einer Bereitstellung über ein Portal hätte allerdings zur Folge, dass der augenblickliche Verbrauch nicht in Form des Normvolumens am Zähler mitverfolgt werden könnte.

6.2.4 Kostenstrukturen von Messsystemen im Bereich Gas

Lange waren die Markterwartungen für die Hersteller elektronischer Gas-Messsysteme in Deutschland unklar. Erst mit Verabschiedung des EDL21-Lastenheftes durch den DVGW in 2009 gibt es für die Hersteller Klarheit, in welche Richtung sich der Markt in den nächsten Jahren voraussichtlich entwickeln wird. Aus diesem Grund sind noch keine lieferbaren Produkte und deren Preise bekannt, die die Anforderungen von EnWG §21 wirtschaftlich und technisch erfüllen würden. Da den Gutachtern keine Publikationen und Aussagen zugänglich waren, können die Kostenstrukturen kommunikativer, bzw. visualisierender Gaszähler im Vergleich zu den unkommunikativen Gaszählern nicht fundiert abgeschätzt werden. Einer Studie zufolge, die Einführungsstrategien für SMET in Großbritannien untersucht (BERR (2008)), können auch Anhaltspunkte für Kosten von elektronischen Gaszählern entnommen werden. Dort sind für die Kapitalkosten der elektronischen Messeinrichtung, ohne interne und externe Kommunikationsinfrastruktur für den Gasbereich 25 – 65 % höhere Kosten als für den Strombereich angenommen worden. Die Installationskosten für die Systeme sind dort rund 70-80% höher als im Strombereich abgeschätzt worden. In Summe ergeben sich in dieser Studie Mehrkosten der Systeme von rund 50 – 75 % gegenüber dem Strombereich. Bei einer Übertragung dieser Zahlen auf die Situation in Deutschland ist zu beachten, dass die Zählerdichte im Gasbereich in Großbritannien deutlich höher ist als in Deutschland. Damit stellen Mehrkosten etwa 50 – 75 % eher eine Untergrenze der zu erwartenden Mehrkosten in Deutschland dar.

Die übrigen Kostenkomponenten eines Messsystems der Sparte Gas (Funkmodul, Gateway und Zentralsystem) sind aus der Sparte Strom übertragbar, da sie nahezu identisch sind.

6.3 Vergleich der Nutzeffekte zwischen Strom- und Gasbereich

Analog zur Darstellung in Tabelle 10 werden in Tabelle 42 die Nutzen von SMET im Gasbereich dargestellt. Es ergeben sich folgende wesentliche Unterschiede zur Sparte Strom:

a) Tarife

Wie bereits erwähnt, existieren zeitvariable Tarife aufgrund der Bilanzierungsvorschriften im Gasbereich nicht. Aufgrund der Speicherbarkeit von Gas existieren für den Bereich kleiner Kunden auch keine Anreize zur Einführung von lastvariablen Tarifen.

b) Ablesung

Entsprechend dem Strombereich existieren auch im Gasbereich bei einer bidirektionalen Kommunikation mögliche Nutzen aus der jederzeit möglichen Ablesung und darauf aufbauenden Abrechnung. Eine viertelstündige Ablesung des Zählerstands ist im Gasbereich nicht erforderlich. Durch eine tägliche Ablesung könnte jedoch die Temperaturabhängigkeit des Gasverbrauchs präziser erfasst werden und genauere Daten über den täglichen Verbrauch liefern als die temperaturabhängigen Standardlastprofile im Gasbereich.

Ähnlich wie im Strombereich könnte ein Verzicht auf SLP-Bilanzierung zugunsten einer tagesscharfen Bilanzierung zu einer Verschiebung von Prognoserisiken vom Netzbetreiber zum Lieferanten erfolgen. Fraglich ist allerdings, ob diese Verschiebung in Summe zu einem optimaleren Marktergebnis führt.

Bereits im Kapitel 6.1 wurde erwähnt, dass aus verschiedenen Gründen der Nutzen einer Visualisierung des Gasverbrauchs vermutlich eng begrenzt ist. Belastbare Untersuchungen zu Energieeinspareffekten durch Visualisierung liegen allerdings nicht vor.

c) Abrechnung

Durch die Möglichkeit der täglichen Ablesung ergeben sich entsprechende Möglichkeiten der präziseren Abrechnung und sowohl für Netzbetreiber als auch für Lieferanten die Möglichkeit einer Minimierung der Risiken der Mehr- und Minderabrechnung. Diese Risiken entstehen durch Ungenauigkeiten der im Gasbereich verwendeten temperaturabhängigen Standardlastprofile. Präzisere Messergebnisse könnten beispielsweise zu einer Überarbeitung dieser Standardlastprofile genutzt werden. Der Nutzen dieser Maßnahme ist allerdings sehr schwierig zu beziffern.

Aufgrund der stark ausgeprägten saisonalen Charakteristik des Verbrauchs ist eine monatliche verbrauchsscharfe Abrechnung jedoch nicht unbedingt wünschenswert, da der Vergleichmäßigungseffekt von monatlichen Abschlägen entfällt. Entsprechend kann es zu erhöhten Aufwendungen im Forderungsmanagement bzw. zu erhöhten Forderungsausfällen kommen.

d) Lastmanagement

Wie bereits unter Punkt a) ausgeführt, ist eine Anwendung von Lastmanagement im Tarifkundenbereich der Sparte Gas unwahrscheinlich. Entsprechend werden in diesem Bereich keine Nutzen identifiziert.

e) Monitoring

Der Nutzen für das Monitoring bezieht sich im Gasbereich im Wesentlichen auf die Möglichkeiten der Überwachung der Zählerfunktionalitäten

d) Netzmanagement

Theoretisch wäre eine Verlustüberwachung im Gasbereich durch SMET möglich. Allerdings liegen nach vorliegenden Informationen des Gutachters keine Erfahrungen für diesen Anwendungsbereich vor.

e) Mehrwertdienste

Die Realisierung von Mehrwertdiensten wird aufgrund der höheren Verfügbarkeit bevorzugt im Strombereich implementiert werden, zumal anzunehmen ist, dass eine Stromversorgung der entsprechenden Zusatzgeräte vorhanden sein muss. Daher sind die in der Tabelle 42 aufgeführten Nutzen aus eher theoretischer Natur.

Tabelle 42: Übersicht über die Nutzen von SMET im Gasbereich nach Marktrolle differenziert

Dienste	Lieferant	Netzbetreiber	Messstellenbetreiber	Endkunde (Anschluss-nutzer /nehmer)
Tarife				
Ablesung	zeitnahe Ablesung, Angebot als zusätzliche Dienstleistung Buchhalterisch verbesserte Abgrenzbarkeit	Buchhalterisch verbesserte Abgrenzbarkeit (Jahres-/Lieferantenwechsel),	Evtl. Kostenverteilung auf mehrere Sparten verbesserte Planbarkeit der Ablesung	Wegfall Selbstablesung/ Wartezeiten auf Ableser verbesserte Abgrenzbarkeit bzgl. Zeitraum oder Art der Nutzung zeitnahe Ablesung (Visualisierung): Identifikation von Möglichkeiten zur Energieeinsparung (eingeschränkt bei Mehrfachnutzern)
Abrechnung	Effizienteres Forderungsmanagement bzgl. Zeiträumen und Höhe der Forderungen Rückgang der Kundenrückfragen Verringerung Risiko Mehr-/Mindermengena brechnung	Bei tägl. Erfassung Verringerung Risiken aus Mehr-/ Mindermengena brechnung		Zeitnahere, genauere Verbrauchs- und Kosteninformation mit eingeschränkten Möglichkeiten zu Energieeinsparungen
Lastmanagement				
Monitoring	Verringerung Forderungsausfälle	Kosteneinsparung durch Verhinderung/ zeitnahe Feststellung von Manipulation	Kosteneinsparung durch Verhinderung von Manipulation Effizienzsteigerung durch zeitnahe Feststellung von Fehlfunktionen	
Netzmanagement		Theoretisch möglich		
Mehrwertdienste	Differenzierungsmöglichkeit durch zusätzliche Services		Geringere Kosten durch Aufrüstbarkeit der Zähler (Software oder Module)	Höherer Kundennutzen durch Serviceverbesserung

Quantifizierung der Nutzeneffekte

Wie in der qualitativen Analyse gezeigt wurde, sind die Nutzeneffekte im Gasbereich deutlich geringer als im Strombereich. Von dem für den Strombereich quantifizierten Nutzen (vgl. Tabelle 14) sind somit für den Gasbereich nur die Einsparung von Ablesekosten sowie die Einsparung von sonstigen Prozesskosten relevant. Für den Nutzen der Visualisierung im Gasbereich liegen keine Angaben vor.

Die entsprechenden monetären Nutzen im Gasbereich liegen aufgrund von höheren Ablesekosten über denen im Strombereich. Nach Angaben der Bundesnetzagentur lag der Median des im Haushaltskundenbereich erhobenen Messentgeltes (also des im Wesentlichen für die Ablesung erhobenen Entgeltes) im Jahr 2009 bei 3,70 €/Vorgang. Die Einsparungen bei sonstigen Prozesskosten dürften in der gleichen Größenordnung wie im Strombereich liegen (Annahme 4 € pro Zähler und Jahr). Während die quantifizierbaren Nutzeffekte in der Sparte Strom für die SMET mit bidirektionaler Kommunikation in einer Spanne von 15 € bis 34 € pro Haushalt und Jahr lagen, dürften die jährlichen Nutzeffekte im Gasbereich mit den getroffenen Annahmen bei weniger als der Hälfte der für den Strombereich genannten Werte liegen. Der Nutzen der Visualisierung ist dabei sehr von den individuellen Gegebenheiten abhängig. Ein Nutzen von variablen Tarifen wird nicht unterstellt.

Schlussfolgerungen für die Kosten-Nutzen-Relation

In Kapitel 6.2.4 wurde dargestellt, dass eine Abschätzung von Kosten von SMET Gas äußerst schwierig ist. Daher können auch für die Kosten-Nutzen-Relationen nur grobe Abschätzungen getroffen werden.

Die Analyse im Strombereich hat gezeigt, dass Kosten und Nutzen von Systemen mit bidirektionaler Kommunikation etwa in der gleichen Größenordnung liegen. Da nicht zu erwarten ist, dass SMET im Gasbereich günstiger angeboten werden als im Strombereich, gleichzeitig aber die Nutzen geringer sind, ist für die isolierte Betrachtung des Gasbereichs zu erwarten, dass der Zusatznutzen die Zusatzkosten nicht übersteigen wird. Eine positive Kosten-Nutzen-Relation ist damit lediglich bei einer gemeinsamen Nutzung von Infrastruktur mit dem Strombereich denkbar (MUC-Konzepte). Im Rahmen einer detaillierten Untersuchung müsste geklärt werden, in welchen Fallkonstellationen sich eine positive Kosten-Nutzen-Relation einstellen könnte. Das abwartende Verhalten der Anbieter von elektronischen Zählern im Gasbereich kann ein Zeichen dafür sein, dass nur relativ geringe Erwartungen an dieses Marktsegment bestehen.

6.4 Schlussfolgerungen für die Rollout-Strategie im Gasbereich

Die Ausführungen des vorherigen Kapitels haben gezeigt, dass zu erwarten ist, dass unter gegenwärtigen Rahmenbedingungen SMET im Gasbereich bestenfalls in Kombination mit SMET im Strombereich ein positives Kosten-Nutzen-Verhältnis aufweisen können. Für eine Rollout-Strategie ist daher bedeutsam, in welchem Umfang Synergien zwischen dem Strom- und Gasbereich genutzt werden können.

In Deutschland besteht kein flächendeckendes Gasversorgungsnetz. Die Anzahl installierter Gaszähler beträgt 19,1 Millionen. Bei 43,4 Mio. Stromzählern beträgt das Verhältnis von Strom- zu Gaszählern 1:2,3. In anderen Ländern, die bereits eine flächendeckende Einführung von SMET im Gasbereich beschlossen haben, ist das Verhältnis zwischen der Anzahl von Strom- und Gaszählern ausgeglichener. So beträgt es in Italien 1:1,7, in den Niederlanden 1:1,2 und in Großbritannien 1:1,3. Die potentiell höheren Synergien zwischen Strom- und Gasbereich in diesen Ländern erleichtern die Vorgabe einer einheitlichen Vorgehensweise.

In Deutschland dagegen können bei weniger als der Hälfte der Stromzähler in Deutschland Synergien zwischen Strom- und Gasbereich genutzt werden. Allerdings ist absehbar, dass ein positives Kosten-Nutzenverhältnis von einzelfallspezifischen Installationsaufwendungen abhängen. Diese beziehen sich beispielsweise auf die räumliche Nähe von Gas- und Wasserzähler, die den Aufwand einer drahtgebundenen Kopplung determiniert. Anders als im Strombereich wird daher keine Empfehlung für einen flächendeckenden Rollout gegeben.⁷⁷ Vielmehr sollte es den Marktteilnehmern überlassen sein, auf Basis der in Kapitel 4.2.3 empfohlenen Migrationsstrategie in wirtschaftlich geeigneten Konstellationen SMET zu installieren.

⁷⁷ Im Gasbereich existieren auch in der Gasdirektive des 3. EU-Energiebinnenmarktpakets keine Vorgaben für den Zeitpunkt und Durchdringung von SMET.

7 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

Der Gesetzgeber hat sich mit der vollständigen Öffnung des Messwesens in den Bereichen Strom und Gas für Wettbewerb für einen marktgetriebenen Ansatz bei der Einführung intelligenter Zähler entschieden. In § 21b Abs. 3a und 3b EnWG wird unter bestimmten Voraussetzungen für alle Messstellenbetreiber ab dem 01.01.2010 der Einbau von Messeinrichtungen vorgeschrieben, „die den tatsächlichen Energieverbrauch und die tatsächliche Nutzungszeit widerspiegeln“.

Der Gesetzesbegründung lässt sich das Ziel des Gesetzgebers entnehmen, energiesparendes Verhalten beim Letztverbraucher durch mehr Transparenz zu unterstützen. Dieses Ziel setzt die Anzeige des Verbrauchs in einem bestimmten vorangegangenen Zeitraum voraus.

Der geltende Rechtsrahmen, der im Wesentlichen auf einen marktgetriebenen Prozess der Einführung intelligenter Zähler setzt und nur geringe Mindestanforderungen an die neue Zählertechnologie stellt, bietet wenig Möglichkeiten zur Forcierung eines flächendeckenden Rollouts.

Die Vielzahl der am Markt erhältlichen oder als Konzepte vorliegenden Smart-Metering-Systeme wurde in der vorliegenden Analyse auf Basis eines Systemmodells beschrieben. Innerhalb dieses Systemmodells werden Smart Metering Systeme in die Baugruppen Mess- und Zählsystem, ein Kommunikationssystem und ein Datenverarbeitungssystem unterteilt. Die gerätetechnischen Umsetzungen dieser Systeme unterscheiden sich in darin, welche dieser Baugruppen in einem Zähler integriert werden und welche modular ausgeführt sind. So ermöglichen teilmodulare Zähler den Einsatz des Zählers mit unterschiedlichen Weitverkehrskommunikationstechniken oder den Zähler zunächst ohne Weitverkehrskommunikationsmodul zu nutzen und später damit nachzurüsten. Wesentliche weitere Unterscheidungsmerkmale sind die eingesetzten Kommunikationstopologien, die MDM-Konzepte sowie die Systemkonzepte.

In der Praxis existiert eine sehr große Anzahl von Systemvarianten, die am Markt angeboten werden. Für die weitere Analyse wurden daher Systemvarianten definiert und gemäß der Merkmale Zählertechnologie, Datensammler und Weitverkehrskommunikationstechnik beschrieben. Anhand dieser Systemkomponenten sind vier Zähler-Systemvarianten (z.T. ist Gateway-Funktionalität im Zähler integriert) und fünf Gateway-Systemvarianten (gerätetechnische Trennung von Zähler und Gateway) identifiziert worden, die im Rahmen der Studie detailliert betrachtet wurden.

Das Konzept des EDL21 beschreibt den Einbau eines elektronischen Zählers, der über ein informatives Zählerdisplay zur Verbrauchsinformation verfügt, um den Anforderungen des EnWG § 21 Abs. 3a und 3b zu entsprechen. Eine Fernauslesung oder ein Lastmanagement sind nicht möglich. Bei den drei integrierten AMM-Varianten beinhaltet der Zähler bereits die Datensammlungsfunktion des Gateways.

Die Varianten unterscheiden sich hinsichtlich der Infrastruktur, die zur Weitverkehrskommunikation (Kunden-IP-Anschluss, Haus-IP-Anschluss oder PLC) verwendet wird. Somit ist die Marktrolle des Messstellenbetreibers über den Kommunikationskanal festgelegt.

Bei den vier Gateway-Varianten sind die Gatewayfunktionalitäten vom Zähler getrennt. Die Varianten unterscheiden sich sowohl nach der Art des verwendeten Zählers (konventionell EBZ oder EDL21) wie auch nach dem Kanal zur Weitverkehrskommunikation. Das EDL40-System entspricht dabei je nach Technologie zur Weitverkehrskommunikation der Systemvariante EBZ-MUC-PLC, EBZ-MUC-HIP oder EBZ-MUC-HIP.

Die untersuchten Systemvarianten unterscheiden sich von der bisher eingesetzten registrierenden Leistungsmessung. Sie erfassen keine geeichten Werte der viertelstündlichen Durchschnittsleistung, weisen geringere Anforderungen an die Genauigkeit auf und nutzen für die Weitverkehrskommunikation Punkt-zu-Punkt Verbindungen.

Aufbauend auf der Kategorisierung wurden Systemvarianten ausgewählt und hinsichtlich ihrer Kosten und Nutzen bewertet. Die Kosten-Nutzen-Analyse zeigt erhebliche Bandbreiten der Kosten und Nutzen auf. Die Bandbreiten sind auf die bestehenden Datenunsicherheiten zurückzuführen. Einerseits lassen sich die Kosten der Systeme unter den Rahmenbedingungen eines flächendeckenden Rollouts derzeit nur schwierig beziffern. Andererseits sind auch auf der Nutzenseite etliche Dienste erst zukünftig nutzbar und ihre Bewertung auch vom Verbraucherverhalten abhängig.

Dem regulierten Bereich zuzuordnende und quantifizierbare Nutzeneffekte beziehen sich zum einen auf Kostenersparnisse der Ablesung, zum anderen auf Effizienzgewinne in Prozessen, die der der Messung nachgelagert sind. Die Literatur zeigt für diese Nutzenkategorien erhebliche Spannbreiten auf.

Zwischen den Systemvarianten mit bidirektionaler Weitverkehrskommunikation kann auf Basis der Kosten-Nutzen-Analyse keine klare Entscheidung für eine vorzuziehende Systemvariante abgeleitet werden. Bei einer eher konservativen Abschätzung von Nutzeneffekten, allerdings unter Berücksichtigung der Wirkung einer künftigen Forcierungsstrategie für variable Tarife (vgl. paralleles Gutachten), liegen die gesamtwirtschaftlichen Kosten- und Nutzeneffekte in ähnlichen Bandbreiten. Allerdings unterscheiden sich die Systemvarianten deutlich wenn weitere, qualitative Kriterien zur Bewertung hinzugezogen werden. Diese wurde im Rahmen einer Chancen/Risiken bzw. Stärken/Schwächen-Analyse (SWOT-Analyse) analysiert.

Die untersuchten proprietären, vertriebs- oder netzbetreibergetriebenen AMM-Systemvarianten verhindern einen uneingeschränkten Systemübergang bei Wechsel des Messstellenbetreibers oder Messdienstleisters und sind somit nicht über alle Markttrollen uneingeschränkt liberalisierungskonform. Aufgrund der eingeschränkten Wechselfähigkeit hinsichtlich Messstellenbetrieb und Messdienstleistung sind weitere Sparten in das System nur unter besonderen Voraussetzungen integrierbar.

Sie ermöglichen bisher weder eine schrittweise Migration noch eine Verwendung herstellerübergreifender Systemkomponenten und somit auch nur eine eingeschränkte Weiterentwicklung bei zukünftigem technischem Fortschritt.

Die genannten Nachteile treten bei modularen Gateway-Systemvarianten nicht auf. Diese Systemvarianten weisen das stärkste Profil hinsichtlich Funktionalitäten, Kompatibilität und Zukunftsfähigkeit auf. Vor allem die hohe Flexibilität in der Ausgestaltung bietet einerseits die Möglichkeit auf die Verhältnisse vor Ort einzugehen, lässt andererseits aber auch Wettbewerb bezüglich des Angebots zusätzlicher Dienste zu. Die Kosten von Gateway-Lösungen sind allerdings vom Ausmaß der möglichen Mehrfachnutzung von Systemkomponenten abhängig.

Zurzeit bietet sich für die Weitverkehrskommunikation eine Vielfalt von möglichen Kommunikationstechniken und -lösungen an, die von der Nutzung des Kundenrouters, über GPRS/GSM- bis zur PLC-basierten Kommunikation reichen. Hier ergibt sich als primäre Anforderung an ein SMET die Schaffung eines einheitlichen Standards. Für die Weitverkehrskommunikation mit einem möglichen Zugriff für alle Marktteilnehmer und Messstellenbetreiber (VNB, Lieferant, externer Dienstleister) ist ein IP-basiertes Kommunikationsprotokoll als einheitlicher Standard die variabelste Lösung.

Sind Aufbau und Betrieb der Kommunikationsinfrastruktur Teil der Aufgabe des Messstellenbetreibers, verursachen unterschiedliche Kommunikationstechniken, der vollständige Wechsel/Austausch bei Wechsel des MSB sowie der Übergang vieler Zuständigkeiten hohen Aufwand und führen potentiell zu Abwicklungsproblemen. Um gleiche Voraussetzungen für alle Akteure zu schaffen und Skaleneffekte bei der Bereitstellung und Nutzung der Kommunikationsinfrastruktur ausnutzen, ist daher eine Bereitstellung eines liegenschaftsbasierten Haus-IP-Anschlusses (HIP) anzustreben. Die Weitverkehrskommunikation über einen Kunden-IP-Anschluss stellt zwar keine Einschränkung in Bezug auf die Wahl des MSB/MDL dar, vielmehr kann der Kunde für alle Sparten unterschiedliche MSB/MDL wählen. Aufgrund der Abhängigkeit von der Infrastruktur des Kunden führt die Nutzung eines Kunden-IP-Anschlusses allerdings zu zusätzlichen Risiken für den MSB/MDL. Bei der Verwendung eines Haus-IP-Anschlusses steht dieser allen MSB/MDL einer Liegenschaft diskriminierungsfrei zur Verfügung und stellt daher eine liberalisierungs- und wettbewerbsfördernde Lösung ohne Abhängigkeit von der Infrastruktur des Kunden dar. Alle beschriebenen Systemvarianten lassen sich mit einem Haus-IP-Anschluss kombinieren.

Für die technischen Funktionalitäten der zukünftig einzusetzenden SMET sollten Mindeststandards für den Zähler und das System eingeführt werden. Wesentliche Elemente dieser Standards sind 2-Wege-Kommunikationsfähigkeit des Systems und standardisierte Schnittstellen für den Kunden, für den Anschluss weiterer Zähler und für die Weitverkehrskommunikation.

Hinsichtlich der Rollout Strategie können aus Erfahrungen aus dem europäischen Ausland folgende Schlussfolgerungen für Deutschland abgeleitet werden:

- Die Wechselwirkungen einer Liberalisierung mit der flächendeckenden Einführung von intelligenten Messsystemen sind zu beachten.
- Die mangelnde Innovationsfreude des Marktes ist ein Hindernis für die marktbasierete Einführung von intelligenten Messsystemen.
- Die System(umstellungs)kosten von 25 – 60 % der Gesamtkosten bedingen meist einen flächendeckenden Rollout von intelligenten Messsystemen. Auch eine angestrebte zeitnahe Hebung von Kosteneinsparpotentialen zieht eine flächendeckende Einführung nach sich.
- Ein gegebenenfalls angestrebter Zusatznutzen sollte frühzeitig definiert werden, um die Zukunftsfähigkeit der eingeführten Technologien zu gewährleisten.

In Deutschland ist unter den gegenwärtigen Rahmenbedingungen in den kommenden Jahren bis 2020 kein flächendeckender Ausbau zu erwarten. Die politischen Ziele, die mit der Novellierung des EnWG in Bezug auf das Messwesen verbunden sind, werden allenfalls ansatzweise erfüllt werden. So wurde abgeschätzt, dass bis zum Jahr 2020 etwa 5% der Anschlussnutzer im Strombereich mit einem informativen Zähler ausgestattet werden. Zusätzlich ist zu erwarten, dass nach optimistischen Branchenmeinungen lediglich 5 bis 15% der Endkunden mit SMET als Prämienangebot des Stromvertriebs ausgestattet werden. Es ist daher zu erwarten, dass angesichts dieser niedrigen zu erwartenden Durchdringungen die Zielsetzungen nicht zu erfüllen sind, die mit dem Integrierten Energie- und Klimapakete verbunden sind. Dies betrifft vor allem die Umsetzung einer besseren Verbrauchssteuerung und der Realisierung von Energieeinsparungen.

Im Rahmen des Gutachtens wurde eine Migrationsstrategie entwickelt, die geeignet erscheint, die Zielsetzung der Bundesregierung umzusetzen, in den nächsten Jahren einen möglichst flächendeckenden Einsatz intelligenter Zähler zu erreichen, Ausgegangen wird von einer EnWG Novellierung im Jahr 2012. Die Migrationsstrategie enthält folgende wesentliche Eckpunkte:

- Bis zum Jahr 2012 können Zähler eingebaut werden, die die gegenwärtigen rechtlichen Anforderungen erfüllen. Um eine spätere Aufrüstung der Zähler zu Messsystemen gemäß künftiger Anforderungen zu erleichtern, kann die Bundesnetzagentur Erläuterungen bezüglich zu erwartender, zukünftiger Anforderungen publizieren. Diese beziehen sich im Wesentlichen auf Standards und Schnittstellen, Datenschutz-Mindestanforderungen und auf das anzuwendende Bilanzierungsverfahren.

- Bis zum Jahr 2016 sollten elektronische Basiszähler im Strombereich verbindlich auch im Rahmen des Turnuswechsels eingebaut werden und 30% der Endkunden mit einem IMES ausgestattet sein. Lieferanten sollte ermöglicht werden, eine Zählerstandgangbilanzierung als Alternative zum SLP-Verfahren zu verwenden.
- Bis zum Jahr 2020 müssen alle Anschlussnutzer im Strombereich mit einem IMES ausgestattet sein. Ausnahmen hiervon können eingeräumt werden, wenn kein Breitbandanschluss verfügbar ist. Weiterhin sind bis 2020 alle Kunden auf Basis des Zählerstandgangs zu prognostizieren und zu bilanzieren.
- Da die Nutzeffekte im Gasbereich niedriger sind als im Strombereich und von der spezifischen Situation der Liegenschaft abhängen, wird keine generelle Empfehlung für einen flächendeckenden Rollout gegeben. Vielmehr sollte es dem Markt überlassen werden, Synergien zwischen Strom- und Gasbereich zu nutzen.

Voraussetzung für den Einsatz der gewählten Systemvariante ist die rechtzeitige Verfügbarkeit von Breitbandnetzen und Breitbandanschlüssen. Gemäß dem zuletzt in 2009 bestätigten Zielen der Bundesregierung⁷⁸ sollen bereits in 2010 in allen Wohnobjekten Deutschlands 1 Mbit/s - Anschlüsse verfügbar sein. In 2014 sollen davon bereits 75% bei 50 Mbit/s liegen.

Auf Basis dieser Szenarien lassen sich zwei parallel entwickelbare Startpunkte identifizieren:

- erstens die kostengünstig erschließbaren Wohnungen in Mehrfamilienhäusern, insbesondere in Städten für einen netzgetriebenen Flächenausbau
- zweitens Eigenheimbesitzer und Mieter mit einem hohen Energieverbrauch sowie generell Kunden mit großer Zahlungsbereitschaft, Serviceinteresse und Offenheit für Innovationen, insbesondere in vorwiegend ländlichen Siedlungsregionen, für einen vertriebsgetriebenen, punktuellen Ausbau.

Aus dem vorgeschlagenen Migrationsszenario ergibt sich Handlungsbedarf in folgenden Bereichen:

- Wesentliches Element des nach Auffassung der Verfasser des Gutachtens vorteilhaften Systemkonzepts mit Haus-IP-Anschluss ist das Vorhandensein eines Haus-IP-Anschlusses in jedem Gebäude. Über diesen IP-Anschluss werden die Messdaten an die berechtigten Empfänger (z.B. Messstellenbetreiber) übermittelt. Die Kommunikationsinfrastrukturen für die Messdatenübermittlung müssen daher nicht von jedem einzelnen Messstellenbetreiber aufgebaut werden. Zähler unterschiedlicher Sparten und von unterschiedlichen Messstellenbetreibern können Messdaten über den Haus-IP-Anschluss zum MDM des jeweiligen Messstellenbetreibers übermitteln. Da derjenige, der den IP-Anschluss einrichtet und betreibt, nach diesem Konzept lediglich den Übertragungsweg zur Verfügung stellt, würden die bereits existierenden Marktrollen (Messstellenbetreiber, Messdienstleister) hiervon unbeeinflusst bleiben.

⁷⁸ BMWi (2009)

- Die Umsetzung des Systemkonzepts mit Haus-IP-Anschluss ist mit geeigneten Verfahren zur sicheren Messdatenübertragung (z.B. SELMA) auch für Modelle einer zentralen Tarifierung bereits im geltenden eichrechtlichen Rahmen möglich. Sinnvoll wäre daneben eine Anpassung der PTB-Anforderungen 50.7 an elektronische und softwaregesteuerte Messgeräte und Zusatzeinrichtungen für Elektrizität, Gas, Wasser und Wärme an die neuen Messverfahren mit Gateway und Haus-Router.
- Die Einführung des Systemkonzepts mit Haus-IP-Anschluss ist im geltenden datenschutzrechtlichen Rahmen möglich.

8 Glossar

Abrechnungsdaten	Daten dienen ausschließlich Abrechnung – Erfassung und Übertragung unterliegen dem Eichrecht
AES	Advanced Encryption Standard; ein symmetrisches Verschlüsselungssystem, das im Oktober 2000 vom National Institute of Standards and Technology (NIST) als Standard bekannt gegeben wurde
AMM-HIP	Integrierter AMM-Zähler mit KS2 und Übertragung über Haus-IP-Anschluss
AMM-KIP	Integrierter AMM-Zähler mit KS2 und Übertragung über Kunden-IP-Anschluss
AMM-PLC	integrierter AMM-Zähler mit Lastmanagement, KS2 und PLC-Gateway
DLMS	Abkürzung für "Device Language Message Specification"; Sie beschreibt einen von Kommunikationsschichten unabhängigen Applikations-Layer für die Definition und den Transport von Nachrichten aus Energieanlagen sowie Messtechnik in einem automatisierten Umfeld
EBZ-MMUC-HIP	Elektronischer Basiszähler mit einem Hausgateway (MMUC) für alle Wohnungen und Übertragung über Haus-IP-Anschluss, optional separater Lastschalter
EBZ-MUC-HIP	Elektronischer Basiszähler mit einem Kundengateway (MUC) und Übertragung über Haus-IP-Anschluss, optional separater Lastschalter
EBZ-MUC-KIP	Elektronischer Basiszähler mit einem Kundengateway (MUC) und Übertragung über Kunden-IP-Anschluss, optional separater Lastschalter
EBZ-MUC-PLC	Elektronischer Basiszähler mit einem Kundengateway und Übertragung über PLC, optional mit separater Fernschaltung
EDIFACT	Abkürzung für United Nations Electronic Data Interchange For Administration, Commerce and Transport; EDIFACT ist ein branchenübergreifender internationaler Standard für das Format elektronischer Daten im Geschäftsverkehr welcher auch in der Energiewirtschaft genutzt wird
EDL21	Elektronischer Zähler mit rückseitiger KS1-Schnittstelle, informativem Zählerdisplay, ohne Fernauslesung und Lastmanagement; Soll Mindestanforderungen des EnWG 2008 erfüllen
Elektronischer Basiszähler (EBZ)	Elektronischer Zähler mit den Funktionen Messen und Datenspeicherung sowie lokaler Anzeige des Zählerstandes und Nahverkehrsschnittstelle (KS1)
Gateway	integrierte Baugruppe oder separates Gerät mit den möglichen Funktionen Verarbeitung, Speicherung und Kommunikation von Daten sowie den Schnittstellen zur Nahverkehrs- (KS1), Kunden- (KS2) und Weitverkehrskommunikation (KS3)
Geli Gas	Von der Bundesnetzagentur festgelegte Geschäftsprozesse Lieferantenwechsel Gas
GPKE	Von der Bundesnetzagentur festgelegte Geschäftsprozesse zur Kundenbelieferung mit Elektrizität
Informatorische Daten	Daten dienen ausschließlich Kundeninformation – keine

	eichrechtlichen Anforderungen
Intelligentes Messsystem (IMES)	Intelligentes Messsystem gemäß den Mindestanforderungen aus den „Interpretative Notes“ der EU-Kommission zum 3. EU-Energiebinnenmarktpaket
IP-Anschluss - Haus-IP-Anschluss (HIP) - Kunden-IP-Anschluss (KIP)	hier: Anschluss zur Datenfernübertragung (Breitband, GPRS) - zentral im Haus (z.B. Zählerkasten) - in Kundenwohnung (Verwendung des Kundenanschlusses)
KON-MMUC-HIP	Ferraris-Zähler mit optischer Auslesung und Hausgateway für alle Wohnungen und Übertragung über Hausanschluss-IP-Anschluss (DSL, LWL, alternativ GPRS), ohne Fernschaltung
KS1 (Kommunikationsschnittstelle 1)	Schnittstelle zur Anbindung von Zählern
KS2 (Kommunikationsschnittstelle 2)	Schnittstelle zu Kundenkommunikationssystem oder Kundengeräten
KS3 (Kommunikationsschnittstelle 3)	Schnittstelle zur Weitverkehrskommunikation
KS4 (Kommunikationsschnittstelle 4)	Schnittstelle MDM-System zu Backendsystem
KSO (Kommunikationsschnittstelle) 0	Schnittstelle zur lokalen Parametrierung und Datenauslesung
LAN	Lokales Netzwerk für Datenübertragung
Lastgang	Eine Reihe fortlaufender Messwerte (Energienmenge, Zählerstand oder mittlere Leistung je Registrierperiode) in lückenlos aufeinander folgenden Registrierperioden mit Speicherung der Messwerte am Ende jeder Registrierperiode
Lokale Tarifierung	Aufsummierung der Arbeit während der Gültigkeit der entsprechenden Preisstufe in einem Tarifregister
MDM-System (Zentrale)	Das in der Verantwortung des MSB befindliche Meter-Data-Managementssystem kann je nach Konzept unterschiedliche Funktionen haben. U.a. sind dies Steuerung des intelligenten Messsystems, Datenmanagement und -verwaltung, Zeitreihenmanagement, Berechnung / Tarifierung, Aufbereitung zur Abrechnung und Visualisierung.
Messdienstleister (MDL)	Auf Wunsch des Anschlussnutzers anstelle des Netzbetreibers oder Messstellenbetreibers verantwortliche Marktrolle ausschließlich für Messung, nur möglich, sofern Messeinrichtung nicht elektronisch ausgelesen wird
Messstellenbetreiber (MSB)	Auf Wunsch des Anschlussnutzers anstelle des Netzbetreibers verantwortliche Marktrolle für Einbau, Betrieb und Wartung von Messeinrichtungen und – sofern nicht bei nicht elektronisch ausgelesenen Messeinrichtungen ein anderer Messdienstleister beauftragt ist – auch Messung
MMUC	Hausgateway (Multi-MUC)
MUC	Kundengateway (Multi-Utility-Communication)
Point-to-Multipoint-Konzept (P2MP)	Verbindung Zähler / Gateway über Datenkonzentrator zu MDM-System
Point-to-Point-Konzept (P2P)	Direkte Verbindung von Zähler / Gateway zu MDM-System
PTB	Physikalisch-Technische Bundesanstalt
Registrierperiode	Zeitraum zur Ermittlung eines Leistungs- oder

	Energiemesswertes für einen Lastgang oder Zählerstandsgang; diese beträgt in Deutschland in der Regel 15 Minuten oder eine Stunde
RLM	Registrierende Lastgangmessung
Selbstablesung	Zählerstandsablesung durch den Endkunden
SLP	Standard-Lastprofil
SMET	Allgemein für Smart-Metering-System welches mindestens über eine elektronische Fernauslesung verfügt
WAN	Weitverkehrsnetzwerk für Datenübertragung
Zählerstandsgang	Eine Reihe fortlaufender Zählerstände in lückenlos aufeinander folgenden Registrierperioden mit Speicherung der Zählerstände am Ende jeder Registrierperiode
Zentrale Tarifierung	Erfassung des Zählerstands in parametrierbaren Intervallen und Aggregation der Daten zu einer Zeitreihe. Die tarifliche Bewertung der Daten erfolgt im zentralen Abrechnungssystem
KON-MMUC-HIP	Ferraris-Zähler mit optischer Auslesung und Hausgateway für alle Wohnungen und Übertragung über Hausanschluss-IP-Anschluss (DSL, LWL, alternativ GPRS), ohne Fernschaltung
KS1 (Kommunikationsschnittstelle 1)	Schnittstelle zur Anbindung von Zählern
KS2 (Kommunikationsschnittstelle 2)	Schnittstelle zu Kundenkommunikationssystem oder Kundengeräten
KS3 (Kommunikationsschnittstelle 3)	Schnittstelle zur Weitverkehrskommunikation
KS4 (Kommunikationsschnittstelle 4)	Schnittstelle MDM-System zu Backendsystem
KSO (Kommunikationsschnittstelle) 0	Schnittstelle zur lokalen Parametrierung und Datenauslesung
LAN	Lokales Netzwerk für Datenübertragung
Lastgang	Eine Reihe fortlaufender Messwerte (Energie menge, Zählerstand oder mittlere Leistung je Registrierperiode) in lückenlos aufeinander folgenden Registrierperioden mit Speicherung der Messwerte am Ende jeder Registrierperiode
Lokale Tarifierung	Aufsummierung der Arbeit während der Gültigkeit der entsprechenden Preisstufe in einem Tarifregister
MDM-System (Zentrale)	Das in der Verantwortung des MSB befindliche Meter-Data-Managementssystem kann je nach Konzept unterschiedliche Funktionen haben. U.a. sind dies Steuerung des intelligenten Messsystems, Datenmanagement und -verwaltung, Zeitreihenmanagement, Berechnung / Tarifierung, Aufbereitung zur Abrechnung und Visualisierung.
Messdienstleister (MDL)	Auf Wunsch des Anschlussnutzers anstelle des Netzbetreibers oder Messstellenbetreibers verantwortliche Marktrolle ausschließlich für Messung, nur möglich, sofern Messeinrichtung nicht elektronisch ausgelesen wird
Messstellenbetreiber (MSB)	Auf Wunsch des Anschlussnutzers anstelle des Netzbetreibers verantwortliche Marktrolle für Einbau, Betrieb und Wartung von Messeinrichtungen und – sofern nicht bei nicht elektronisch ausgelesenen

	Messeinrichtungen ein anderer Messdienstleister beauftragt ist – auch Messung
MMUC	Hausgateway (Multi-MUC)
MUC	Kundengateway (Multi-Utility-Communication)
Point-to-Multipoint-Konzept (P2MP)	Verbindung Zähler / Gateway über Datenkonzentrator zu MDM-System
Point-to-Point-Konzept (P2P)	Direkte Verbindung von Zähler / Gateway zu MDM-System
PTB	Physikalisch-Technische Bundesanstalt
Registrierperiode	Zeitraum zur Ermittlung eines Leistungs- oder Energiemesswertes für einen Lastgang oder Zählerstandgang; diese beträgt in Deutschland in der Regel 15 Minuten oder eine Stunde
RLM	Registrierende Lastgangmessung
SLP	Standard-Lastprofil
SMET	Allgemein für Smart-Metering-System welches mindestens über eine elektronische Fernauslesung verfügt
WAN	Weitverkehrsnetzwerk für Datenübertragung
Zählerstandgang	Eine Reihe fortlaufender Zählerstände in lückenlos aufeinander folgenden Registrierperioden mit Speicherung der Zählerstände am Ende jeder Registrierperiode
Zentrale Tarifierung	Erfassung des Zählerstands in parametrierbaren Intervallen und Aggregation der Daten zu einer Zeitreihe. Die tarifliche Bewertung der Daten erfolgt im zentralen Abrechnungssystem

9 Literaturverzeichnis

- A.T. KEARNEY(2008): A.T. Kearney: Smart Metering – „Missing link“ für den Umbau der Ener-giewirtschaft, Präsentation zur Zusammenfassung der Studienergeb-nisse, Düsseldorf 2008
- Arbeitsgruppe Open Metering System Specification (2009a): General Part, FIGAWA / ZVEI;
https://www.zvei.org/fileadmin/user_upload/Fachverbaende/Energietechnik/Brancheninformationen/OMS/OMS-Spec-Vol1_General_v120.pdf
- Arbeitsgruppe Open Metering System Specification (2009b): Primary Communication, FIGAWA / ZVEI;
https://www.zvei.org/fileadmin/user_upload/Fachverbaende/Energietechnik/Brancheninformationen/OMS/OMS-Spec_Vol2_Primary_v200.pdf
- Arbeitsgruppe Open Metering System Specification (2009c): Tertiary Communication and MUC, FIGAWA / ZVEI;
https://www.zvei.org/fileadmin/user_upload/Fachverbaende/Energietechnik/Brancheninformationen/OMS/OMS-Spec_Vol3_Tertiary_v100.pdf
- BDEW (2008): BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.: Metering Code 2006, Ausgabe 2008
Bearbeitung: Andreas Gnilka, Jonna Meyer-Spasche, Nicole Folta. Berlin 2009
Bearbeitung: Andreas Gnilka, Ralph Klebsch, Nicole Folta. Berlin 2008
Bearbeitung: Marc Sauthoff. 2009
Bearbeitung: Wolfgang Haag, Christian von Tschirschky, Florian Meister. Düsseldorf 2008
- Benz (2008): Benz, Marc: Energieeffizienz durch intelligente Stromzähler – Rechtliche Rahmen-bedingungen, ZUR 2008, S. 457 ff.
- BERR (2009): Department for Business, Enterprise and Regulatory Reform, Impact Assessment of Smart Metering Roll Out for Domestic Consumers and for Small Businesses, <http://www.berr.gov.uk/files/file45794.pdf>
- BET 2009: Büro für Energiewirtschaft und Technologie: Potenzialstudie Smart Metering. „Intelligente“ Zähler – zeitvariable Tarife. Bearbeitung: Christoph Aretz, Christian Markgraf, Marcus Opatrzil, Ulrich Rosen, Michael Timm. Aachen 2009.
- BMWi 2009: Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie: Energiedaten – nationale und internationale Entwicklung. Abrufbar: http://www.dfg.de/forschungsfoerderung/einzelfoerderung/kompaktdarstellung_sachbeihilfe.html, besucht am 12.7.2009.
- BMWi, 2009: Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi): Breitbandstrategie der Bundesregierung, Februar 2009
- BNetzA 2008: Bundesnetzagentur, Monitoringbericht 2008.
- Britz/Hellermann/Britz, Gabriele/Hellermann, Johannes/Hermes, Georg: EnWG - EnerHermes (2008), Energiewirtschaftsgesetz, Kommentar, München 2008
- Capgemini Consulting (2009) Smart Metering: Der Schlüssel zum Erfolg liegt in der Ausgestaltung neuer, innovativer Vertriebsprodukte

- DECC (2009): Energy Network Market Model Definition & Evaluation Project: Model Definitions, Juni 2009
- Dietzsch (2009): Dietzsch, Frank: Lastenheft "EDL-Zähler Gas" zur Erfüllung der Anforderungen des § 21b Abs. 3a/3b EnWG, in: energie | wasser-praxis 11/2009.
- E.on (2009): J. Teysen: Smart Metering – Meilenstein beim Umbau der Energiewirtschaft, Präsentation in Bonn am 12.03.2009
- Eder (2008): Eder, Jost: Probleme bei der Messwesen-Liberalisierung, E&M 10/2008
- Eder/vom Wege (2008): Eder, Jost/vom Wege, Jan-Hendrik: Liberalisierung und Klimaschutz im Zielkonflikt: Die neuen gesetzlichen Rahmenbedingungen im Mess- und Zählerwesen Strom und Gas, IR 8/2008, S. 176 ff.
- Franz, Oliver; Cremer, Clemens; Schäffler, Harald (31.01.2007): Potenziale der Informations- und Kommunikations-Technologien zur Optimierung der Energieversorgung und des Energieverbrauchs (eEnergy).
- Gola/Schomerius (2007): Gola, Peter/Schomerius, Rudolf: BDSG - Bundesdatenschutzgesetz, Kommentar, 9. Aufl., München 2007
- Karg (2009): Karg, Moritz: Datenschutzrechtliche Bewertung des Einsatzes von „intelligenten Messeinrichtungen (Smart Meter) für die Messung von gelieferter Energie, abrufbar unter: www.datenschutzzentrum.de/smartmeter/, Kiel 2009
- Knieps, 2005: Wettbewerbsökonomie – Regulierungstheorie, Industrieökonomie, Wettbewerbspolitik
- Larenz (1991): Larenz, Karl: Methodenlehre der Rechtswissenschaften, 6. Aufl., Berlin 1991
- LBD (2008): LBD-Beratungsgesellschaft für die Bundesnetzagentur: Gutachten zur Ermittlung der Prozesskosten für Messtellenbetrieb, Messung und Abrechnung im Strom- und Gasbereich
- LBD (2009): LBD-Beratungsgesellschaft für DIEHL Energy Solutions und EVB Energie: Smart Metering – Erfolgreich sein durch Prozesseffizienz und Produktinnovation
- LBD (2009): LBD-Beratungsgesellschaft mbH: Studie: Handlungsempfehlungen für einen wirtschaftlichen Messstellenbetrieb, Berlin 2009
- Mott MacDonald (2007): Mott MacDonald für das Department for Business Enterprise and Regulatory Reform (BERR): Appraisal of Costs and Benefits of Smart Meter Roll Out Options, Bearbeitung: J.Dimitropoulos, G.Doyle, I.Boira-Segarra, D.Holding. Brighton 2007.
- Pöyry (2008): Pöyry Energy Consulting: 2nd Opinion für den VSE Lastgangmessung versus Standardlastprofile – Management Summary
- Ryberg (2009): Ryberg, Tobias, Smart Metering in Western Europe, M2M Research Series 2009, Berg Insight, Sixth Edition 2009.
- Schaub (2003): Schaub, Thomas: Selma-Technologie und Anwendung, 2003, abrufbar unter www.selma-project.de/workshop2/tanw1_1.pdf
- Schomerius/Sanden (2008): Schomerius, Thomas/Sanden, Joachim: Rechtliche Konzepte für eine effizientere Energienutzung (Kurzfassung des Abschlussberichts), Lüneburg 2008

- Schulz (2007): Schulz, Wilfried: Eichgesetz und Eichordnung, 4. Aufl., Braunschweig 2007
- Schwintowski/Hogan Hartson Raue/LBD (2006): Schwintowski, Hans-Peter/Hogan Hartson Raue LLP/ LBD-Beratungsgesellschaft mbH: BTOEIt-Gutachten, Wettbewerbliche Wirkung und rechtliche Zulässigkeit der BTOEIt im liberalisierten Strommarkt, Berlin 2006.
- Spindler/Schuster (2008): Spindler, Gerald/Schuster, Fabian: Recht der elektronischen Medien, 1. Aufl., München 2008
- Uslar, Mathias; Schwarz, Karlheinz; Hein, Franz u.a. (2009): Untersuchung des Normungsumfeldes „e-Energy – IKT-basiertes Energiesystem der Zukunft“.
- Utecht, Michael (2008): "Intelligentes Energiemanagement der nächsten Generation" SAP AMI Integration for Utilities.
- Vasconcelos (2008): Jorge Vasconcelos, Survey of Regulatory and Technological Developments Concerning Smart Metering in the European Union Electricity Market. RSCAS Policy Papers 2008/01. Florence School of Regulation.
- VDE - FNN Forum Netztechnik (2009): Lastenheft EDL-21 Zähler.
- VDE - FNN Forum Netztechnik (2009): Lastenheft MUC - Multi Utility Communication
- vom Wege/Sösemann (2009): vom Wege, Jan-Hendrik/Sösemann, Fabian: Smart Metering in Deutschland – Sein oder Schein? § 21b IIIa und IIIb EnWG, IR 3/2009, S. 55 ff.
- WIK 2009: WIK Wissenschaftliches Institut für Infrastruktur und Kommunikationsdienste GmbH: WIK Diskussionsbeitrag Nr. 321: Smart Metering, Bonn Juli 2009; Bearbeiter: Matthias Wissner
- Wissner (2009): Wissner, Matthias: Smart Metering, WIK Diskussionsbeitrag Nr. 321, Bad Honnef 2009
- Wisny, Martin (2008): SML, Smart Message Language, Zürich 2008
- Wulf (2009): Wulf, Sabrina: Smart Metering und die Liberalisierung des Messwesens, 1. Aufl., Baden-Baden 2009