

# Kosten-Wirksamkeits-Analyse von Organisationsmodellen des Messwesens in Stromverteilnetzen in der Schweiz

Autoren:  
Matthias Wissner  
Dr. Marcus Stronzik  
Dr. Stephan Schmitt

WIK Wissenschaftliches Institut für Infrastruktur  
und Kommunikationsdienste GmbH  
Rhöndorfer Str. 68  
53604 Bad Honnef

Bad Honnef, 12. August 2015

## **Begleitgruppe der Studie**

Dr. Florian Kämpfer, BFE (Leitung Teilprojekt seitens BFE)

Markus Bill, ECom

Dr. Wolfgang Elsenbast, BFE

Dr. Matthias Galus, BFE

Beat Goldstein, BFE

Bruno Le Roy, BFE

## **Impressum**

WIK Wissenschaftliches Institut für  
Infrastruktur und Kommunikationsdienste GmbH  
Rhöndorfer Str. 68  
53604 Bad Honnef  
Deutschland  
Tel.: +49 2224 9225-0  
Fax: +49 2224 9225-63  
eMail: info(at)wik.org  
www.wik.org

### Vertretungsberechtigte Personen

Geschäftsführer und Direktor	Dr. Iris Henseler-Unger
Abteilungsleiter Post, Logistik und Verkehr	Alex Kalevi Dieke
Direktor	J. Scott Marcus
Direktor	Dr. Ulrich Stumpf
Leiter Verwaltung	Karl-Hubert Strüver

Vorsitzender des Aufsichtsrates Winfried Ulmen

Handelsregister Amtsgericht Siegburg, HRB 7225

Steuer Nr. 222/5751/0722

Umsatzsteueridentifikations Nr. DE 123 383 795



## Inhaltsverzeichnis

<b>Abbildungsverzeichnis</b>	<b>III</b>
<b>Tabellenverzeichnis</b>	<b>V</b>
<b>Management Summary</b>	<b>1</b>
<b>1 Einleitung</b>	<b>5</b>
<b>2 Ausgangslage</b>	<b>6</b>
2.1 Ergebnisse der Umfrage	11
2.1.1 Derzeitige Situation	13
2.1.2 Einschätzungen zu einer Neuorganisation des Marktes	14
2.2 Ergebnisse der Befragung ausgewählter Marktteilnehmer	20
2.3 Beschreibung der möglichen Organisationsmodelle	22
<b>3 Auslandserfahrungen</b>	<b>24</b>
3.1 Deutschland	24
3.1.1 Marktmodell	24
3.1.2 Prozesse und Verantwortlichkeiten	25
3.1.3 Implementierung neuer Marktprozesse	31
3.1.4 Marktentwicklung	32
3.1.5 Unterschiede und Gemeinsamkeiten zur Schweiz	35
3.2 Niederlande	37
3.2.1 Marktmodell	37
3.2.2 Prozesse und Verantwortlichkeiten	39
3.2.3 Marktentwicklung	39
3.2.4 Unterschiede und Gemeinsamkeiten zur Schweiz	41
3.3 Großbritannien	42
3.3.1 Marktmodell	42
3.3.2 Prozesse und Verantwortlichkeiten	42
3.3.3 Marktentwicklung	46
3.3.4 Unterschiede und Gemeinsamkeiten zur Schweiz	46
3.4 Österreich	47
3.4.1 Marktmodell	47
3.4.2 Prozesse und Verantwortlichkeiten	47
3.4.3 Marktentwicklung	49

3.4.4 Unterschiede und Gemeinsamkeiten zur Schweiz	50
3.5 Zusammenfassung der Ländererfahrungen und Rückschlüsse für die Schweiz	51
<b>4 Bewertung der drei Modelle</b>	<b>53</b>
4.1 Qualitative Bewertung	53
4.1.1 Kriterienkatalog	53
4.1.2 Bewertung der Modelle anhand des Kriterienkatalogs	58
4.2 Kosten und Nutzen der verschiedenen Modelle	72
4.2.1 Haushalte (keine Prosumer)	73
4.2.2 Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD)	76
4.2.3 Industriekunden	78
4.2.4 Stromerzeuger	79
4.3 Fazit	80
<b>5 Zusätzliche Aspekte</b>	<b>82</b>
5.1 Datahub	82
5.2 Betriebliche Messung	87
<b>6 Empfehlungen</b>	<b>89</b>
<b>Literatur</b>	<b>93</b>
<b>Anhang 1: Detailauswertungen der Umfrage</b>	<b>96</b>

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2-1:	Akteure im Messwesen in der Schweiz	6
Abbildung 2-2:	Teilnehmer der Umfrage nach Markttrollen (bereinigt)	12
Abbildung 2-3:	Auslagerung der Dienstleistung „Messen“ durch Netzbetreiber bzw. integrierte Unternehmen	13
Abbildung 2-4:	Präferenzen der Akteure bezüglich der Organisation des Marktes	14
Abbildung 2-5:	Wechselbereitschaft der Verbraucher und Produzenten im Bereich Messwesen (Messung und Messstellenbetrieb) (nach Anzahl der Antworten)	16
Abbildung 2-6:	Ausweis der Entgelte für Messstellenbetrieb und Messung	17
Abbildung 2-7:	Glauben Sie, dass eine Liberalisierung des Messstellenbetriebs Innovationen auslösen wird?	18
Abbildung 2-8:	Glauben Sie, dass eine Liberalisierung der Messdienstleistung Innovationen auslösen wird?	19
Abbildung 3-1:	Akteure im Messwesen in Deutschland	25
Abbildung 3-2:	Messwesen (WiM) – Anforderung und Bereitstellung von Messwerten	31
Abbildung 3-3:	Entwicklung der Preise im Messwesen in Deutschland	33
Abbildung 3-4:	Akteure im Messwesen in den Niederlanden	38
Abbildung 3-5:	Entwicklung der Preise im Messwesen in den Niederlanden	40
Abbildung 3-6:	Akteure im Messwesen in Großbritannien	45
Abbildung 3-7:	Akteure im Messwesen in Österreich	49
Abbildung 4-1:	Größenvorteile	55
Abbildung 4-2:	Lernkurveneffekte	56
Abbildung 4-3:	Wettbewerbsintensität und Innovationsgrad	63
Abbildung 5-1:	Rolle der „Data Communications Company“ in Großbritannien	83
Abbildung 5-2:	DataHub in Dänemark	85
Abbildung 0-1:	Netzbetreiber nach Anzahl der Messpunkte	99
Abbildung 0-2:	Gewerbliche und industrielle Verbraucher nach Jahresstromverbrauch	99
Abbildung 0-3:	Stromerzeuger nach erzeugter Jahresarbeit	100
Abbildung 0-4:	Bevorzugtes Marktmodell: <b>Messstellenbetrieb</b> beim Verteilnetzbetreiber: Gründe für Akteure, die <i>nicht</i> Netzbetreiber sind	100
Abbildung 0-5:	Bevorzugtes Marktmodell: <b>Messstellenbetrieb</b> beim Verteilnetzbetreiber: Gründe für Netzbetreiber	101

Abbildung 0-6:	Bevorzugtes Marktmodell: <b>Messstellenbetrieb</b> Endkunde / Produzent soll den Messstellenbetreiber frei wählen können: Gründe (nur Akteure, die <i>nicht</i> Netzbetreiber sind, vgl. Tabelle 0-2))	101
Abbildung 0-7:	Bevorzugtes Marktmodell: <b>Messung</b> beim Verteilnetzbetreiber: Gründe für Akteure, die <i>nicht</i> Netzbetreiber sind	102
Abbildung 0-8:	Bevorzugtes Marktmodell: <b>Messung</b> beim Verteilnetzbetreiber: Gründe für Netzbetreiber	102
Abbildung 0-9:	Bevorzugtes Marktmodell: <b>Messung</b> : Endkunde / Produzent soll den Messdienstleister frei wählen können: Gründe (nur Akteure, die <i>nicht</i> Netzbetreiber sind, vgl. Tabelle 0-2)	103
Abbildung 0-10:	Wechselmotive Messstellenbetrieb	103
Abbildung 0-11:	Wechselmotive Messung	104
Abbildung 0-12:	Zufriedenheit mit dem Einbau der Stromzähler	104
Abbildung 0-13:	Verbesserungsbedarf: Einbau der Stromzähler	105
Abbildung 0-14:	Zufriedenheit mit dem Betrieb und der Wartung der Stromzähler	105
Abbildung 0-15:	Verbesserungsbedarf: Betrieb und Wartung der Stromzähler	106
Abbildung 0-16:	Zufriedenheit mit dem Auslesen der Daten	106
Abbildung 0-17:	Verbesserungsbedarf: Auslesen der Daten	107
Abbildung 0-18:	Zufriedenheit mit der Aufbereitung der Daten	107
Abbildung 0-19:	Verbesserungsbedarf: Aufbereitung der Daten	108
Abbildung 0-20:	Zufriedenheit mit dem Datentransfer	108
Abbildung 0-21:	Verbesserungsbedarf: Datentransfer	109
Abbildung 0-22:	Die derzeitigen Regelungen gemäß Art. 8 StromVV und Branchenrichtlinien (z.B. Metering Code) zum Betrieb der Messstelle halte ich für	109
Abbildung 0-23:	Die derzeitigen Regelungen zur Erfassung der Daten halte ich für	110
Abbildung 0-24:	Die derzeitigen Regelungen zur Aufbereitung der Daten halte ich für	110
Abbildung 0-25:	Ist das Mess- und Informationswesen eine eigenständige Wertschöpfungsstufe, die mit dem Netz zwar stark verflochten ist, aber nicht zwingend als Teil davon betrachtet werden muss?	111

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 2-1:	Prozessschritte der Messdatenbereitstellung	8
Tabelle 2-2:	Aufteilung der Aufgaben im Messwesen	9
Tabelle 2-3:	Mindestanforderungen an Messdatenbereitstellung nach Metering Code	10
Tabelle 3-1:	Messstellenbetrieb durch Dritte nach EnWG	32
Tabelle 3-2:	Entgelte für Messstellenbetrieb, Messung und Abrechnung	33
Tabelle 3-3:	Entgelte für Messstellenbetrieb, Messung und Abrechnung im Haushaltskundenbereich	34
Tabelle 3-4:	Übersicht Ländererfahrungen	51
Tabelle 4-1:	Rabatte für Zählerbeschaffungen	61
Tabelle 4-2:	Bewertung der drei Marktmodelle für das Messwesen	70
Tabelle 4-3:	Analyse der Kosten und Nutzen verschiedener Modelle in Abhängigkeit von der Durchdringung mit Smart Metern	72
Tabelle 4-4:	Nutzenverhältnisse der Modelle 1 und 2 gegenüber Modell 3 (in CHF) ohne Smart Meter pro Jahr	75
Tabelle 4-5:	Nutzenverhältnisse der Modelle 1 und 2 gegenüber Modell 3 (in CHF) mit flächendeckender Einführung von Smart Metern	75
Tabelle 0-1:	Antworten von identischen IP-Adressen	96
Tabelle 0-2:	Bevorzugte Marktorganisation des Messstellenbetriebs nach Marktrolle	97
Tabelle 0-3:	Bevorzugte Marktorganisation der Messdienstleistung nach Marktrolle	98





## Management Summary

Die Organisation sowohl des Messstellenbetriebs als auch der Messung in der Schweiz liegt derzeit bei den Netzbetreibern. Im Rahmen der Arbeiten in der **Revision des Stromversorgungsgesetzes** (StromVG) wird über mögliche Ausgestaltungen des Messwesens im Strombereich diskutiert. Dies beinhaltet unter anderem, dass die Funktionen des Messstellenbetriebs (z.B. Einbau, Betrieb und Wartung der Stromzähler) sowie der Messdienstleistung (z.B. Auslesen der Daten, Datenaufbereitung und Datentransfer an berechnigte Marktakteure) auf Wunsch des Vertriebsunternehmens oder Endkunden / Produzenten auch durch Dritte erfüllt werden könnten. Artikel 8 Absatz 2 StromVV besagt, dass Netzbetreiber in ihren Richtlinien zum Messwesen vorsehen, dass Dienstleistungen im Rahmen des Mess- und Informationswesens mit Zustimmung des Netzbetreibers auch von Dritten erbracht werden können. Die rechtliche Situation stellt sich derzeit als nicht eindeutig dar.

Dies geschieht zu einem Zeitpunkt, zu dem in vielen europäischen Ländern aufgrund der 3. Binnenmarkttrichtlinien für Strom und Gas und den darin vorgeschriebenen Kosten-Nutzen-Analysen für **intelligente Messsysteme** eine Ausbringung von Smart Meters geplant ist oder bereits umgesetzt wird. Eine entsprechende Kosten-Nutzen-Analyse für die Schweiz aus dem Jahr 2012 (bzw. deren Aktualisierung im Jahr 2015) ist positiv ausgefallen und Smart Meters sind als Teil der Energiestrategie 2050 angelegt.

Im Rahmen des Projektes wurden mit einzelnen Marktteilnehmern **telefonische Leitfa-deninterviews** geführt. Befragt wurden ein Repräsentant eines Großverbrauchers, ein Vertreter der erneuerbaren Energien, ein Energiedienstleister sowie ein Vertreter eines integrierten Versorgers. Eine Neuorganisation des Messwesens erschien den Befragten machbar und drei der vier Befragten auch sinnvoll. Unterschiedliche Antworten gab es dazu in der Frage, wie weit eine allfällige Liberalisierung reichen solle. Während ein Befragter dies nur für den Bereich der Großkunden für vorteilhaft erachtete, erwarten zwei Befragte dafür auch Vorteile für Kleinkunden.

Im Rahmen der Studie wurde eine **Online Umfrage** mit dem Titel „Umfrage zur Ausgestaltung des Messwesens im Strombereich in der Schweiz“ auf Deutsch, Französisch und Italienisch durchgeführt. Es ergaben sich 106 auswertbare Antworten der Akteure aus allen Bereichen der Schweizer Energiewirtschaft (Netzbetreiber, integrierte Unternehmen, Messdienstleister und Energieproduzenten und -verbraucher). Insgesamt ergibt sich aus der Umfrage ein recht klares Bild. Während die Großverbraucher und Produzenten überwiegend für mehr Wettbewerb im Bereich des Messwesens plädieren, werden von Seiten der Netzbetreiber in erster Linie die mit einer Liberalisierung verbundenen Umsetzungskosten in den Vordergrund gerückt. Die Prozesse funktionieren derzeit nach Meinung der meisten Befragten gut, aus Sicht der Netzbetreiber bringt Liberalisierung zunehmende Komplexität mit sich. Aus Sicht der (meisten) Endkunden und Stromproduzenten ist der Preis für die jeweilige Dienstleistung zu hoch, was z.B. im

Bereich der Photovoltaik eine Marktbarriere darstellt und das Hauptmotiv für die Forderung nach einer Reorganisation der Verantwortung im Messwesen darstellt.

**Auslandserfahrungen** zeigen, dass unabhängig von der Organisation des Marktsystems das Interesse der Haushaltskunden am Thema Messstellenbetrieb und Messung eher gering ist. Auch in Ländern, in denen diese Kunden Einfluss auf den Messstellenbetrieb (Deutschland, Niederlande, Österreich) oder die Messdienstleistung (Deutschland, Niederlande) haben bzw. hatten, hat sich in diesem Segment kein liquider Markt etablieren können. Im Großkundenbereich haben sich dagegen in allen Ländern mit liberalisiertem Messwesen tragfähige Märkte bzw. Geschäftskonzepte entwickelt. Dies bestätigen Gespräche mit den Anbietern dieser Dienstleistungen in den verschiedenen Ländern. Ein positiver Einfluss der Liberalisierung auf die Ausbringung von Smart Metern erscheint dagegen gering, d.h. eine Liberalisierung per se führt nicht zu einer höheren Anzahl an Smart Metern.

Die Spiegelung der **drei untersuchten Marktmodelle** (*Modell 1*: Entscheid über Messstellenbetrieb und Messung liegt beim Kunden; *Modell 2*: Entscheid über Messstellenbetrieb liegt beim Verteilnetzbetreiber, Entscheid über Messung beim Kunden; *Modell 3*: Entscheid über Messstellenbetrieb und Messung liegt beim Verteilnetzbetreiber) erfolgte anhand eines **Kriterienkatalogs**. Dieser beinhaltet als Kriterien *Wettbewerb und Kundenorientierung*, die *kostenminimale Bereitstellung der Dienstleistungen*, die *Weiterentwicklung der Zählertechnologie und Prozessinnovationen und neue Geschäftsmodelle* sowie den *administrativen Aufwand*. Es ergibt sich bei dieser Vorgehensweise, dass das Modell 1 für Großkunden (Kunden mit registrierender Lastgangmessung (RLM) im Sinne der aktuellen StromVV mit einem Verbrauch von mehr als 100 MWh pro Jahr<sup>1</sup>) am vorteilhaftesten ist. Für Kunden unterhalb dieser Grenze (Nicht-RLM-Kunden im Sinne der aktuellen StromVV<sup>2</sup>) hängt die Vorteilhaftigkeit von der Höhe des administrativen Aufwands des Marktmodells ab, welcher durch eine Sunshine- oder Preisobergrenzenregulierung des Messwesens u. E. sehr wahrscheinlich geringer ausfällt als bei einer Liberalisierung.

Eine Gegenüberstellung von **Kosten und Nutzen** lässt auf Basis der verfügbaren Daten auf keinen bzw. einen nur sehr geringen Zusatznutzen von Modell 1 oder 2 gegenüber Modell 3 im Bereich der Haushalte (als reine Verbraucher) schließen. Qualitative Überlegungen im Bereich der Großkunden und Stromerzeuger / Prosumer<sup>3</sup> sprechen hingegen für einen erwartbaren volkswirtschaftlichen Nutzenüberschuss bei Realisierung von Modell 1.

- 
- <sup>1</sup> Im Folgenden meint „Großkunden“ Kunden mit einem Verbrauch von mehr als 100.000 kWh pro Jahr.
  - <sup>2</sup> Im Folgenden werden diese Kunden (mit einem Verbrauch unterhalb 100.000 kWh pro Jahr) als „Kleinkunden“ bezeichnet.
  - <sup>3</sup> Ein Prosumer entnimmt sowohl Strom aus dem Netz und speist auch Strom ins Netz ein. Darunter fallen somit auch Eigenverbrauchsgemeinschaften, so sie nicht völlig autark vom Netz agieren.

Auf Basis der durchgeführten Analyse **empfehlen wir folgende Schritte für das Messwesen in der Schweiz:**

- Im Kundensegment der *Kleinkunden* erscheint eine Liberalisierung (auch bei einem Rollout von Smart Metern) nicht geboten. Die Freigabe der Dienstleistungen Messstellenbetrieb / und oder Messung würde für Haushalte und kleine Unternehmen keinen wesentlichen Vorteile generieren.
- Es sollte aber die Pflicht für die Energieversorger eingeführt werden, auf den Rechnungen die Preisbestandteile für Messung, Messstellenbetrieb und Abrechnung getrennt aufzuführen. Die Einführung von Preisobergrenzen für diese Kunden ist ein weiteres vorstellbares Mittel.
- Für *Großkunden* empfehlen wir die Öffnung des Marktes für Messstellenbetrieb und Messung (Modell 1). Diese Kundengruppe ist durch ein professionelles Kostenmanagement und Erfahrungen bei der Auswahlmöglichkeit des Versorgers stärker für Preisunterschiede im Markt sensibilisiert als Kleinkunden. Der Nutzen für die Dienstleistungen Messstellenbetrieb und Messung sind hinreichend hoch, um einen gewissen administrativen Aufwand zu rechtfertigen, der mit der Liberalisierung einhergeht. Auslandserfahrungen zeigen zudem, dass sich in diesem Segment tragfähige Märkte entwickeln können. Diese Kunden verfügen oftmals schon über Smart Meter bzw. die Zähler genießen Bestandsschutz, so dass ein Konflikt bei einem flächendeckenden Smart Meter Rollout nicht zu erwarten sind. Langfristig sind die technischen Anforderungen zu standardisieren, so dass ein Wechsel des Messstellenbetreibers bzw. Messdienstleisters möglich ist.
- Auch für die Gruppe der *Stromerzeuger und Prosumer mit mindestens 30 kVA Anschlussleistung* erscheint die Möglichkeit zur Wahl des Messstellenbetreibers und Messdienstleisters aufgrund zu erwartender Preisvorteile und der beim Einbau der Anlage notwendigen Installation einer Messeinrichtung sinnvoll (Modell 1). Durch die von dieser Gruppe zu erwartende Nachfrage nach den Dienstleistern wird die Etablierung eines liquiden Marktes gefördert. Auch hier zeigen die Auslandserfahrungen, dass es sich um ein realisierbares Modell handelt.
- Im Falle einer Übertragung der Verantwortung für Messstellenbetrieb und Messung auf Dritte besteht *weiterer Handlungsbedarf*. Hier bedarf es weiterer Anpassungen des regulatorischen Rahmens. Im Interesse einer hohen Qualität dieser Dienstleistungen müssen dieselben Mindeststandards z.B. an die zeitgerechte Lieferung der Daten und die Datenqualität, die derzeit von den Netzbetreibern bzw. Messdienstleistern einzuhalten sind, auch für dritte Akteure Geltung besitzen. Anforderungen, die sich aus dem Metering Code ergeben, können dabei als Überlegungen für Mindestanforderungen dienen.

- Der Aufbau eines Datahubs sollte geprüft werden, da er eine Vielzahl von Schnittstellen vermeidet und somit die Standardisierung erleichtert. Hier kann durch oder im Auftrag eine(r) staatliche(n) Stelle für die Standardisierung der Schnittstellen und der Kommunikation zwischen Geräten verschiedener Hersteller gesorgt werden. Die Standardisierung von Prozessen kann branchenintern erfolgen. Der Datenschutz bzw. die Datensicherheit muss entsprechend gewährleistet werden.
- Die durch die Schaffung zusätzlicher Schnittstellen entstehenden Zusatzkosten für die Netzbetreiber bei einer Lösung ohne Datahub können im Rahmen der Kostenprüfung berücksichtigt werden. Hier macht ggf. eine Untersuchung zur Höhe des konkreten administrativen Aufwands Sinn.

## 1 Einleitung

Im Rahmen der Arbeiten in der Revision des Stromversorgungsgesetzes (StromVG) wird derzeit über mögliche Ausgestaltungen des Messwesens im Strombereich diskutiert. Dies beinhaltet unter anderem, dass die Funktionen des Messstellenbetriebs (Einbau, Betrieb und Wartung der Stromzähler) sowie der Messdienstleistung<sup>4</sup> (Auslesen der Daten, Datenaufbereitung und Datentransfer an berechnigte Marktakteure) auf Wunsch des Vertriebsunternehmens oder Endkunden bzw. Produzenten auch durch Dritte erfüllt werden könnten. Artikel 8 Absatz 2 StromVV besagt, dass Netzbetreiber in ihren Richtlinien zum Messwesen vorsehen, dass Dienstleistungen im Rahmen des Mess- und Informationswesens mit Zustimmung des Netzbetreibers auch von Dritten erbracht werden können. Dies geschieht zu einem Zeitpunkt, zu dem in vielen europäischen Ländern aufgrund der 3. Binnenmarkttrichtlinien für Strom und Gas und den darin vorgeschriebenen Kosten-Nutzen-Analysen für intelligente Messsysteme eine Ausbringung von Smart Metern geplant ist oder bereits umgesetzt wird. Eine entsprechende Kosten-Nutzen-Analyse für die Schweiz aus dem Jahr 2012 (bzw. aktualisiert 2015) ist positiv ausgefallen. Vor diesem Hintergrund sollen in dieser Studie die Vor- und Nachteile bzw. die Kosten und Wirksamkeiten verschiedener Organisationsmodelle des Messwesens analysiert und eine Empfehlung für ein bestimmtes Modell abgegeben werden. Dazu wird wie folgt vorgegangen:

In Abschnitt 2 werden die Bedürfnisse der Marktteilnehmer und die derzeitige politische Diskussion analysiert. Dazu wurde zunächst eine Umfrage bei allen relevanten Stakeholdern in der Schweiz durchgeführt. Weiterhin wurden Telefoninterviews mit ausgewählten Akteuren geführt. Deren Ansichten sind in zusammengefasster Form ebenfalls Teil dieses Berichts, in den diese realen Markterfahrungen an verschiedenen Stellen eingehen. Schließlich werden drei Marktmodelle erläutert, die im Bereich des Messwesens realisiert werden könnten.

In Abschnitt 3 werden Erfahrungen in verschiedenen europäischen Ländern dargestellt. Neben den Marktmodellen werden dort, wo es möglich ist, auch die Rollen und Verantwortlichkeiten der einzelnen Akteure aufgezeigt. Insbesondere wird auf die Länder Deutschland, Großbritannien, Niederlande und Österreich Bezug genommen. Die dortigen Rahmendbedingungen und Erfahrungen werden denen der Schweiz gegenübergestellt.

Abschnitt 4 entwickelt einen Katalog zur Beurteilung der einzelnen Modelle und spiegelt diese, auch auf Basis der Erfahrungen im Ausland, an verschiedenen Kriterien. Weiterhin wird dort eine einfache Kosten-Wirksamkeits-Analyse für verschiedene Kundengruppen durchgeführt. In Abschnitt 5 werden zusätzliche Einzelfragen diskutiert: der Aufbau eines Datahubs sowie Fragen der betrieblichen Messung. Abschnitt 6 führt die Ergebnisse zusammen und gibt Handlungsempfehlungen.

---

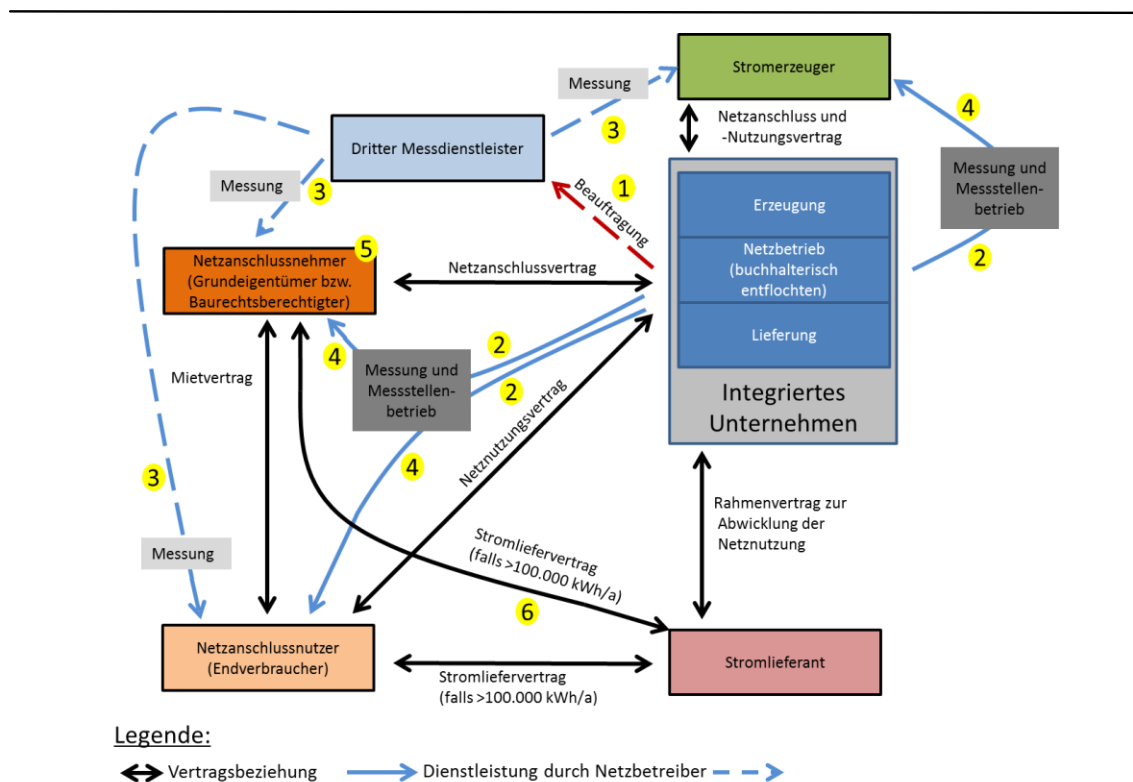
<sup>4</sup> Die Begriffe „Messdienstleistung“ und „Messung“ werden im Folgenden synonym verwendet.

## 2 Ausgangslage

Abbildung 2-1 gibt eine Übersicht über die derzeitige Organisation des Messwesens in der Schweiz.

Die Verantwortung sowohl des Messstellenbetriebs als auch der Messung liegt derzeit beim Netzbetreiber, der Teil eines integrierten Unternehmens ist. Er kann allerdings dritte Messdienstleister mit der Messung und dem Messstellenbetrieb beauftragen (1).<sup>5</sup> Die Messung erfolgt beim Netzanschlussnutzer, d.h. beim Endkunden oder Stromerzeuger entweder durch den Netzbetreiber selbst (2) oder durch einen von ihm beauftragten Dritten (3). Für den Messstellenbetrieb ist der Netzbetreiber zuständig (4). Die Rolle des Netzanschlussnutzers kann in einigen Fällen mit der des Netzanschlussnehmers zusammenfallen, z.B. bei einer selbstgenutzten Immobilie (5). In diesem Fall tritt der Netzanschlussnehmer als Endverbraucher auf und schließt mit dem Stromlieferanten (so sein Verbrauch höher als 100.000 kWh/a liegt) einen Stromliefervertrag ab (6).

Abbildung 2-1: Akteure im Messwesen in der Schweiz



Quelle: WIK auf Basis VSE (2013): „Branchenempfehlung Strommarkt Schweiz, Musterverträge 2013, Redaktionshilfen zur Erstellung von Verträgen zwischen den Akteuren im Strommarkt“ und Artikel 8 StromVV.

<sup>5</sup> Eine offizielle Statistik zum Anteil der Netzbetreiber, die diese Option nutzen, ist den Autoren der Studie nicht bekannt. Lt. Aussagen von Marktteilnehmern liegt der Anteil aber bei über 80%.

Die Aufgaben des Netzbetreibers im Bereich des Messwesen bestehen im Messstellenbetrieb und der Messdienstleistung. Die Branche zeigt in Tabelle 2-1 auf, welche Aufgaben gemäß ihrer Auffassung mit diesen Dienstleistungen verbunden sind.

Die wichtigsten Elemente des Messstellenbetrieb sind lt. Branchenverständnis die Auswahl, die Installation und die Instandhaltung der Zähler. Daneben müssen die Zähler auf Grundlage des Messgesetzes, der Messmittelverordnung und der Eichgebührenverordnung regelmäßig geeicht werden. Weiterhin werden Zählerverwaltung, Vergabe und Verwaltung der Messpunktbezeichnung sowie die Messstellenverwaltung zum Messstellenbetrieb gezählt.

Die Messung umfasst nach VSE (2012a) drei wesentliche Aspekte:

- die Erfassung der Daten, wozu das Ab- bzw. Auslesen der Daten (Zählerstände bzw. Lastgangdaten) gehört.
- die Aufbereitung der Daten: hierzu zählen die Plausibilisierung der Messdaten sowie die Ermittlung von Ersatzwerten.
- die Verarbeitung der Daten: dazu gehören die Datenaggregation (jeder Messpunkt ist einem Lieferanten zugeordnet), die Bereitstellung der Messdaten im standardisierten Format, die Verwaltung Zugriffsberechtigung und die Archivierung der verarbeiteten Daten.

Während der Bereich des Messstellenbetriebs eindeutig abgegrenzt ist, existieren teilweise unterschiedliche Einschätzungen, welche Aufgaben die Messdienstleistung umfasst bzw. an welcher Stelle der Bereich der Abrechnung beginnt. So ist nicht eindeutig geklärt, ob nur die Erfassung der Daten oder auch die Aufbereitung, Verarbeitung und Lieferung der Daten zur Messdienstleistung gehören. In Deutschland beispielsweise werden letztere Prozesse durch den dortigen Branchenverband BDEW zur Abrechnung gezählt.<sup>6</sup>

---

6 BDEW (2009).



Tabelle 2-1: Prozessschritte der Messdatenbereitstellung

Geschäftsprozess						Legende:
						Metering Code Umsetzungs-dokument
Aufgaben	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Zählerverwaltung</li> <li>- Vergabe und Verwaltung der Messpunktbezeichnung</li> <li>- Messstellenverwaltung</li> <li>- Wahl der Messapparate u. der Ableseperiode (Berücksichtigung der Bedürfnisse der Marktakteure)</li> <li>- Eichung</li> <li>- Installation</li> <li>- Instandhaltung</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Daten ablesen</li> <li>- Daten auslesen</li> <li>- Rohdatensicherung und Archivierung</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Bildung von energiewerten und Leistungsmaxima</li> <li>- Plausibilisierung der Messdaten</li> <li>- Ermittlung von Ersatzwerten</li> <li>- Messdatenarchivierung</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Vertragsdaten der Marktakteure übernehmen (Lieferant/BG)</li> <li>- Wechselprozesse nachführen</li> <li>- Datenaggregation (jeder Messpunkt ist einem Lieferanten zugeordnet)</li> <li>- Messdaten im standardisierten Format bereitstellen</li> <li>- Verwaltung der Marktakteurbezeichnungen</li> <li>- Verwaltung der Zugriffsberechtigung</li> <li>- Archivierung der verarbeiteten Daten</li> </ul>	Siehe Umsetzungsdocument "Standardisierter Datenaustausch für den Strommarkt CH"	
Daten	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Messpunktbezeichnung</li> <li>- Messstellenkategorie</li> <li>- Messstellenspezifikation</li> <li>- Wandlerkonstanten</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Rohdaten</li> <li>- Zählerstände</li> <li>- Lastgangdaten mit 1/4h Energiewerten (kWh und kvarh)</li> <li>- Zeitstempel</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Wirkenergie (kWh)</li> <li>- Blindenergie (kvarh)</li> <li>- Tarif-/Preiszeitonen</li> <li>- ¼ h Leistungsmaxima (kW)</li> <li>- Lastgänge mit ¼ h Energiewerten (kWh und kvarh)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Messpunktbezeichnung</li> <li>- Zeitstempel</li> <li>- Wirkenergie (kWh)</li> <li>- Blindenergie (kvarh)</li> <li>- Tarif-/Preiszeitonen</li> <li>- ¼ h Leistungsmaxima (kW)</li> <li>- Lastgänge mit ¼ h energiewerten (kWh und kvarh)</li> <li>- Marktakteurbezeichnung</li> <li>- Vertragsbeziehungen</li> </ul>		
Verantwortlichkeit	Netzbetreiber, der die Verantwortung für den Messpunkt hat					Quelle: VSE (2012a).

In der Schweiz wird die Datenbewirtschaftung lediglich im StromVV (Art. 8) erwähnt, zum Messstellenbetrieb und zu den Messdienstleistungen gibt es bezüglich Abgrenzungen keine gesetzlichen Grundlagen. Bei einer Reorganisation des Messwesens müssen die Abgrenzungen festgelegt werden, als Grundlage können die von der EICOM gemachten und in der Praxis angewendeten Vorgaben dienen.

Folgende Zuordnung der Aufgaben (vgl. Tabelle 2-2) erscheint sinnvoll, falls nach einer allfälligen Reorganisation des Messwesens unterschiedliche Akteure Messstellenbetrieb, Messung und Abrechnung durchführen. Der Grundsatz dabei lautet, dass dem Netzbetreiber stets alle Daten rechtzeitig zur Verfügung stehen müssen, die dieser zur Gewährleistung eines sicheren Netzbetriebs benötigt.

Tabelle 2-2: Aufteilung der Aufgaben im Messwesen

	Aufgabe eines unabhängigen Dienstleisters	Aufgaben des Netzbetreibers
<b>Messstellenbetrieb</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Einbau, Ausbau, Betrieb und Wartung von Messeinrichtungen (Zähler, Datenspeicher, Wandler, Kommunikations- und Steuereinrichtungen)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Vergabe und Verwaltung der Messpunktbezeichnung</li> <li>Zählerverwaltung</li> <li>Messstellenverwaltung</li> </ul>
<b>Messung</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Ablesung (Lastgangdaten, Zählerstände) inklusive der dazu benötigten Hard- und Software</li> <li>Qualitätssicherung der Messdaten</li> <li>Weitergabe der jeweils relevanten Daten an den Netzbetreiber und Vertriebsunternehmen</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Plausibilisierung, Ersatzwertbildung und Archivierung von Messwerten, die für den Netzbetreiber Abrechnungsrelevanz besitzen, insbesondere im Hinblick auf Netzentgeltabrechnung und Bilanzkreisabrechnung</li> </ul>
<b>Abrechnung</b>		<ul style="list-style-type: none"> <li>Datenimport</li> <li>Datenaufbereitung und Ermittlung abrechnungsrelevanter Daten</li> <li>Datenweitergabe an berechnete Dritte inklusive der dazu benötigten Hard- und Software</li> <li>Archivierung der übermittelten Daten</li> <li>Rechnungslegung</li> </ul>

Quelle: WIK auf Basis von VSE (2012), BDEW (2009) und BNetzA (2010a, 2010b).

Für die Messung in der Schweiz gelten die technischen Bestimmungen zur Messung und Messdatenbereitstellung (Metering Code, MC). Diese definieren die Mindestanforderungen an die Messdatenbereitstellung für Neuinstallationen und auf Verlangen des Endverbrauchers auch für bestehende Messeinrichtungen. Bestehende Messeinrichtungen müssen auf Verlangen des Endverbrauchers innerhalb angemessener Frist vom Netzbetreiber den Mindestanforderungen angepasst werden. Die besagten Mindestanforderungen an die Messdatenbereitstellung lt. Metering Code sind in Tabelle 2-3 dargestellt.

Tabelle 2-3: Mindestanforderungen an Messdatenbereitstellung nach Metering Code

Mindestanforderungen an die Messdatenbereitstellung für die jeweiligen Kategorien					
Messstellenkategorie	Einheit	Art der Messung, Ableseperiode	Zeitpunkt der Lieferung		Bemerkungen
			nicht plausibilisiert zu Informationszwecken	plausibilisiert zu Abrechnungszwecken	
Endverbraucher und Erzeugungseinheiten ≤ 30 kVA, die keinen Netzzugang haben oder Endverbraucher, die davon keinen Gebrauch machen	kWh kW <sup>2</sup> kvarh <sup>4</sup>	Einfach- oder Doppeltarif <sup>1</sup> evtl. ¼ h Leistungsmaximum <sup>2</sup> evtl. Blindenergie <sup>4</sup> Ablese <sup>3</sup> : monatlich, vierteljährlich, halbjährlich, jährlich	keine Bereitstellung	monatlich, vierteljährlich, halbjährlich, jährlich <sup>3</sup>	die Wahl der - Art der Messung, - Ableseperiode und - Datenbereitstellung liegt im Ermessen des Netzbetreibers Jeder Endkunde kann eine Lastgangmessung verlangen. Er oder sie trägt die entsprechenden Kosten
Endverbraucher und Erzeugungseinheiten ≤ 30kVA, die von ihrem Netzzugang Gebrauch machen und Erzeugungseinheiten >30 kVA <sup>5</sup> , sowie alle Netzübergänge zwischen verschiedenen Netzen	kWh kvarh <sup>4</sup>	Lastgangmessung (tariflos) mit 1/4 h Wirkenergie und evtl. Blindenergie	am nächsten Arbeitstag	monatlich	Die Auslesung der gemessenen Lastgänge hat täglich zu erfolgen Jeder Endkunde bezahlt die durch die Lastgangmessung verursachten Kosten.

1 Der Netzbetreiber legt fest, bei welchen Netznutzern Einfach- oder Doppeltarifzähler eingesetzt werden

2 Der Netzbetreiber legt fest, bei welchen Netznutzern zusätzlich das ¼ h Leistungsmaximum ((kW) erfasst wird.

3 Die Ablesetermine werden durch den Netzbetreiber festgelegt.

Der Netzbetreiber legt fest, bei welchen Netznutzern die Blindenergie (kvarh) erfasst wird. Die Blindenergie an den Übergabestellen zum Übertragungsnetz ist zwingend zu messen.

4 Der Endkunde oder sein Beauftragter hat Anspruch auf die Lieferung der Messdaten. Quelle: VSE (2012a).

Um eine allfällige Neuorganisation des Messwesens beurteilen zu können, ist es notwendig, die derzeitige Situation und die Einschätzungen der betroffenen Akteure zu kennen. Dies liefert erste Hinweise und Erkenntnisse über positive wie negative Entwicklungen und bildet somit die Basis der folgenden Analyse.

Zu diesem Zweck wurde eine Online-Umfrage durchgeführt, die an alle Akteursgruppen versendet wurde. Erste Ergebnisse werden in Abschnitt 2.1 dargestellt.

Des Weiteren wurden mit vier Akteuren telefonische Interviews durchgeführt, einem Großverbraucher, einem Energiedienstleister, einem Vertreter eines integrierten Versorgers sowie einem Repräsentanten der Erneuerbaren Energiebranche, um den Aspekt der Einspeiser abzudecken. Die wesentlichen Aussagen dieser Interviews finden sich im Abschnitt 2.2.

## 2.1 Ergebnisse der Umfrage

Zur Erfassung eines Meinungsbildes bezüglich des Messwesens in der Schweiz wurde eine Online-Umfrage durchgeführt. Der Anspruch der Umfrage war dabei nicht eine repräsentative Befragung der Branche sondern eine Möglichkeit zur Erfassung der Meinungen und Ansichten der verschiedenen Akteure und die Gewinnung qualitativer Aussagen.

Die „Umfrage zur Ausgestaltung des Messwesens im Strombereich in der Schweiz“ wurde online auf Deutsch, Französisch und Italienisch durchgeführt. Dazu wurden 110 Akteure aus allen Bereichen der Schweizer Energiewirtschaft (Netzbetreiber, integrierte Unternehmen, Messdienstleister Energieproduzenten und -verbraucher) schriftlich um die Teilnahme an der Umfrage gebeten. Die Umfrage wurde im Zeitraum vom 23. März bis zum 10. April 2015 durchgeführt. Die Ergebnisse werden in diesem Abschnitt dargestellt.

Insgesamt beteiligten sich 145 Teilnehmer an der Umfrage. Die deutschsprachige Umfrage wurde 129 Mal beantwortet, die französischsprachige 14 Mal und die italienischsprachige 2 Mal.

Zwei Netzbetreiber machten lediglich Angaben zu ihrer Rolle, ohne eine der weiteren Fragen zu beantworten. Sie werden daher bei den weiteren Auswertungen nicht berücksichtigt. Keine Berücksichtigung findet ebenso ein Teilnehmer, der nur seine Rolle (Stromerzeuger) und Größe angegeben hat. Dasselbe gilt für zwei Teilnehmer, die lediglich Auskunft über ihre Rolle (Verbraucherverband: Handel, Gewerbe, Dienstleistungen bzw. Verbraucherverband: Haushalte), ihre Größe und ihr Tätigkeitsgebiet Auskunft gaben. 34 Antworten erfolgten zwei- oder mehrfach von identischen IP-Adressen. Die Antworten erfolgten dabei teilweise in unterschiedlichen Markttrollen.<sup>7</sup> Auch diese Ant-

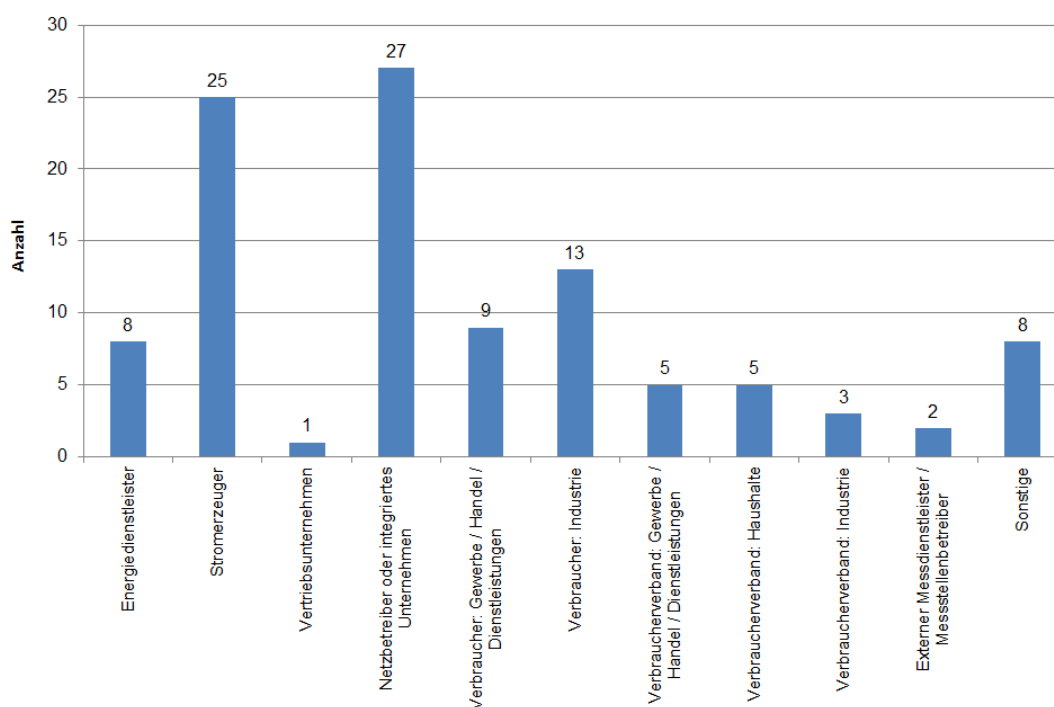
---

<sup>7</sup> Vgl. für eine detaillierte Darstellung Tabelle 0-1 im Anhang.

worten wurden nicht in die Auswertung aufgenommen, um Verzerrungen zu vermeiden. Somit verbleiben für die Auswertung insgesamt 106 Antworten. Die hohe Rücklaufquote lässt zum einen auf ein großes Interesse an diesem Thema schließen und ist zum Anderen auf die teilweise Weiterverbreitung der Umfrage an Mitgliedsunternehmen durch einzelne Verbände zurückzuführen.

Die Aufteilung der Teilnehmer nach Marktrollen ergibt nach der dargestellten Bereinigung folgendes Bild (vgl. Abbildung 2-2).

Abbildung 2-2: Teilnehmer der Umfrage nach Marktrollen (bereinigt)



Quelle: WIK

wik

Die Rolle der Sonstigen wurde folgendermaßen angegeben:

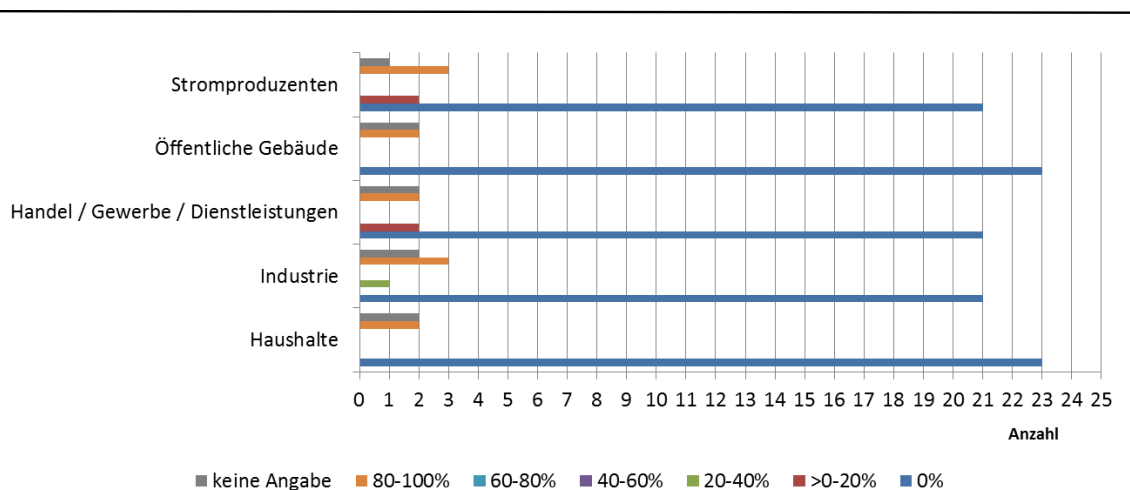
- Landwirtschaftsbetrieb
- Elektroinstallateur
- Schweizer Bauernverband
- Lösungsanbieter
- Installateur
- Verband Kleinwasserkraft
- Konsumentenschutz-Organisation
- 1 Befragter ohne Angabe der Rolle

Bei den Netzbetreibern bzw. integrierten Unternehmen dominieren die Antworten von mittleren bis großen Unternehmen, während bei den gewerblichen und industriellen Verbrauchern die Antworten von Unternehmen mit hohen Verbräuchen (größer als 1 Mio. kWh pro Jahr) überwiegen. Die Antworten der Stromproduzenten stammen von kleinen und mittelkleinen Anlagenbetreibern (vgl. Abbildung 0-1 bis Abbildung 0-3 im Anhang 1).

### 2.1.1 Derzeitige Situation

Die Netzbetreiber bzw. integrierten Unternehmen wurden gefragt, ob und in welchen Bereichen sie bereits heute die Dienstleistung „Messen“ auslagern. Als Adressaten kommen hier verschiedene Gruppen in Betracht, bei denen die Ein- oder Ausspeisung von Strom gemessen wird. Im Einzelnen sind dies Stromproduzenten, Haushalte, Handels-, Gewerbe- und Dienstleistungsunternehmen sowie die Industrie. Auch öffentliche Gebäude (darunter fallen Rathäuser, Schulen etc.) wurden in Abgrenzung zu den anderen Gruppen abgefragt, um eine vollständige Aussage zu erhalten. Hier ergibt sich folgendes Bild (vgl. Abbildung 2-3).

Abbildung 2-3: Auslagerung der Dienstleistung „Messen“ durch Netzbetreiber bzw. integrierte Unternehmen



Quelle: WIK

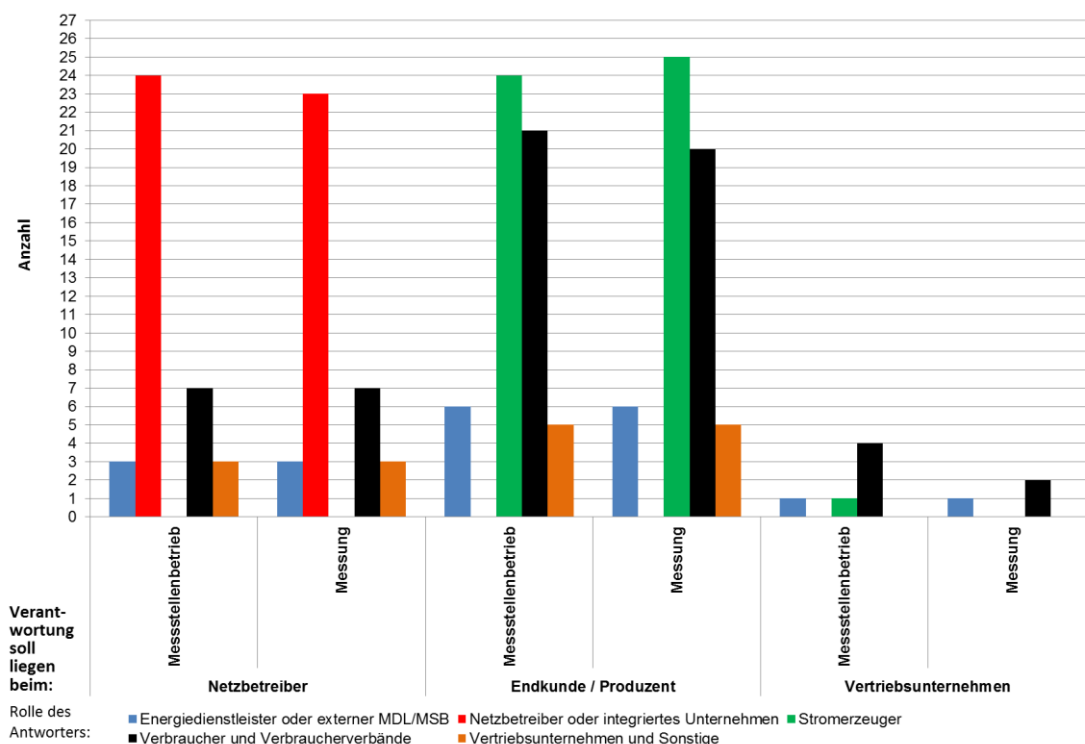
Wie ersichtlich ist, führt die Mehrzahl der *in der Umfrage Befragten* die Dienstleistung noch selbst aus. Die Antwortenden, die eine Auslagerung ganz oder teilweise bejahten, sind ein kleiner und ein mittelgroßer Netzbetreiber. Für die befragten größeren Netzbetreiber scheint eine Auslagerung also nicht von Vorteil zu sein.<sup>8</sup>

<sup>8</sup> Siehe hierzu auch Fußnote 5.

### 2.1.2 Einschätzungen zu einer Neuorganisation des Marktes

Bei der Antwort auf die Frage nach der Organisation des Marktes gibt es zwei große Blöcke. Die einen sehen die Netzbetreiber als für den Messstellenbetrieb und die Messung verantwortliche Akteure, die andern befürworten eine Verlagerung der Entscheidungsgewalt hin zu den Verbrauchern bzw. Produzenten. Ein genaueres Bild ergibt sich, wenn die Markttrollen der Teilnehmer betrachtet werden (vgl. Abbildung 2-4).

Abbildung 2-4: Präferenzen der Akteure bezüglich der Organisation des Marktes



3 Befragte antworteten mit „Sonstiges“, 15 machten keine Angaben.

Quelle: WIK

So sprechen sich beispielsweise 24 der Befragten Netzbetreiber/integrierten Unternehmen für die Verantwortung des Messstellenbetriebs beim Netzbetreiber aus, während 24 der befragten Stromerzeuger die Verantwortung beim Endkunden bzw. Produzenten sehen.

Das Modell, die Verantwortung für das Messwesen den Vertriebsunternehmen zu übertragen, findet nur geringen Anklang.<sup>9</sup> Während die Netzbetreiber die Verantwortung für

<sup>9</sup> In Abbildung 2 4 wurden einzelne Rollen aus Gründen der Darstellbarkeit teilweise zusammengefasst. Detaillierte Zahlen zu den Antworten der einzelnen Rollen finden sich im Anhang in Tabelle 0-2 und Tabelle 0-3.

den Messstellenbetrieb und die Messung zum ganz überwiegenden Teil im eigenen Betrieb sehen, besteht bei den Stromproduzenten ein starkes Bedürfnis, die Entscheidungsgewalt für diese Dienstleistungen auf den Endkunden bzw. Produzenten zu übertragen. Die Verbraucher aller Sparten (Industrie, Gewerbe / Handel / Dienstleistungen, Haushalte) bzw. deren befragte Verbände tendieren ebenfalls zu einer Reorganisation des Messwesens und zur Verlagerung der Verantwortlichkeit auf Verbraucher und Produzenten.

Als häufigste Begründung für die Beibehaltung des *Messstellenbetriebs* beim Netzbetreiber wurde sowohl von Seiten der Netzbetreiber als auch der übrigen Akteure die Kostenersparnis durch Vermeidung zusätzlicher Abstimmungsprozesse mit dem Messstellenbetreiber genannt. An zweiter Stelle stand die Antwort, dass durch bessere Kenntnis der technischen Anforderungen eine Kostenersparnis beim Einbau und Betrieb und Wartung der Zähler erzielt werden könne.<sup>10</sup>

Die Akteure, die sich für die Übertragung der Verantwortung des *Messstellenbetriebs* auf den Endkunden bzw. Produzenten aussprachen, führten als häufigste Begründung die Erwartung geringerer Kosten für den Messstellenbetrieb an (knapp 46%). Als zweithäufigste Begründung wurde die Stärkung der Verbraucherrechte genannt (knapp 30%), während eine Verbesserung der Qualität des Messstellenbetriebs nur von gut 9% der Befragten genannt wurde.<sup>11</sup>

Im Bereich der *Messdienstleistung* wurde seitens der Netzbetreiber und übrigen Akteure als häufigstes Argument für die Beibehaltung der Messung beim Netzbetreiber die Kostenersparnis durch Vermeidung zusätzlicher Abstimmungsprozesse mit dem Messdienstleister genannt. Während die Netzbetreiber allerdings die Antwort „Leistungsfähiger Netzbetrieb durch Datenhoheit beim Netzbetreiber“ an zweiter Stelle sahen, war für die anderen Akteure die Kostenersparnis durch Dichte- und Größenvorteile das zweitwichtigste Argument für die Belassung der Verantwortlichkeit der Messung beim Netzbetreiber.

Die Akteure, die sich für die Übertragung der Verantwortung der *Messung* auf den Endkunden bzw. Produzenten aussprachen, führten als häufigste Begründung die Erwartung geringerer Kosten für die Messung an (mehr als 64%), während eine Verbesserung in der Qualität der Dienstleistung von gut 18% erwartet wird.<sup>12</sup> Hier fallen diese Argumente also stärker aus, als im Bereich des Messstellenbetriebs. Insbesondere der Preis kristallisiert sich sowohl bei der Messung als auch beim Messstellenbetrieb als der entscheidende Parameter für einen Wunsch nach Veränderung heraus.

---

<sup>10</sup> Für Einzelheiten siehe Abbildung 0-4 und Abbildung 0-5 im Anhang.

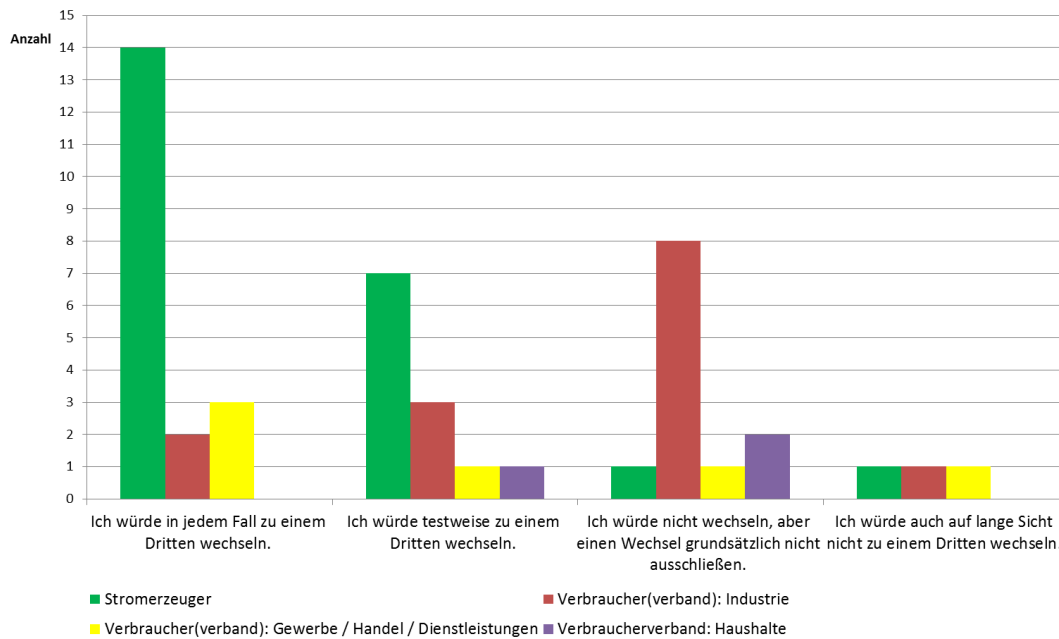
<sup>11</sup> Für Einzelheiten siehe Abbildung 0-6 im Anhang.

<sup>12</sup> Für Einzelheiten siehe Abbildung 0-9 im Anhang.



An Verbraucher und Produzenten wurde weiterhin die Frage gestellt, wie sie sich im Falle einer Marköffnung verhalten würden. Hier ergaben sich folgende Antworten (vgl. Abbildung 2-5):

Abbildung 2-5: Wechselbereitschaft der Verbraucher und Produzenten im Bereich Messwesen (Messung und Messstellenbetrieb)<sup>13</sup> (nach Anzahl der Antworten)



12 Befragte antworteten mit „Weiß nicht“ bzw. machten keine Angaben.

Quelle: WIK

Dies bestätigt die Einschätzung, dass insbesondere seitens der Produzenten ein starkes Bedürfnis nach einer Öffnung des Messwesens besteht. Auch die Verbraucher tendieren eher in Richtung einer Liberalisierung. Die Motivation für einen Wechsel des Messstellenbetreibers bzw. Messdienstleisters liegt überwiegend in der Erwartung eines günstigeren Preises für die jeweilige Dienstleistung begründet. Besserer Service und das potenzielle Angebot zusätzlicher Dienstleistungen spielen teilweise auch eine Rolle.<sup>14</sup>

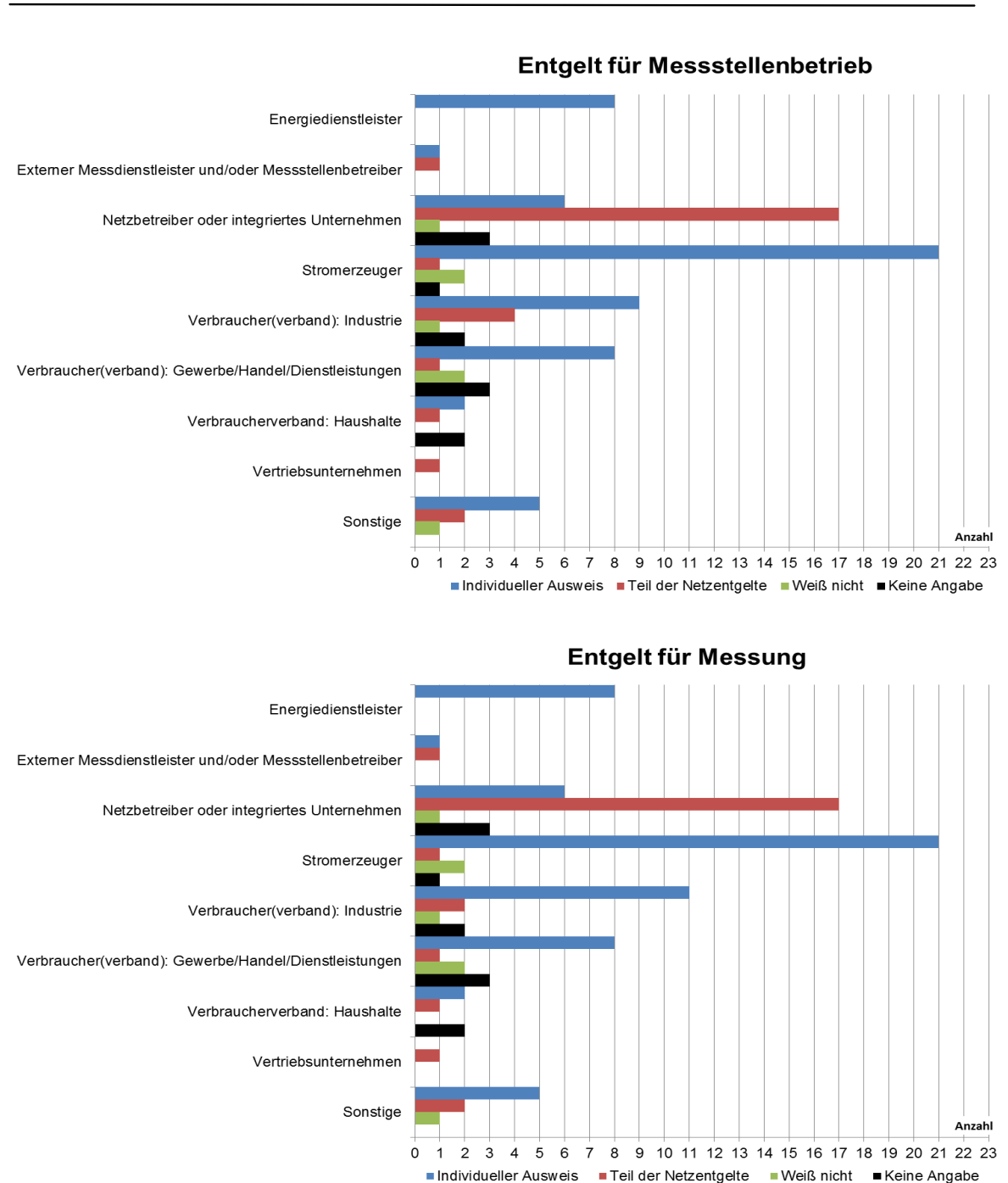
Ein Schritt zu mehr Transparenz im Messwesen kann die getrennte Aufführung der Entgelte für Messstellenbetrieb und Messdienstleistung sein. So wäre es für Verbraucher und Erzeuger möglich, die Preise verschiedener Anbieter zu vergleichen. Alle Ak-

<sup>13</sup> Die Bereiche Messstellenbetrieb und Messung wurden separat abgefragt, es ergaben sich aber exakt die gleichen Antworten.

<sup>14</sup> Siehe hierzu Abbildung 0-10 und Abbildung 0-11 im Anhang.

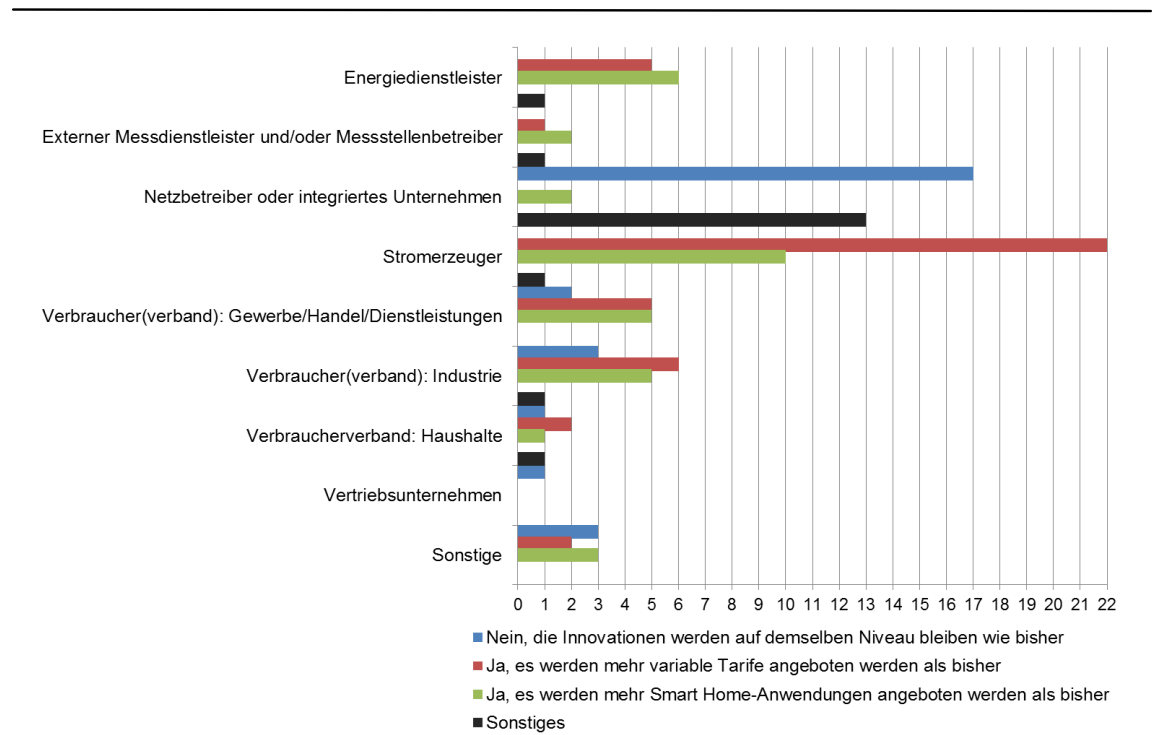
teure wurden daher zu diesem Thema befragt. Die Ergebnisse zu dieser Frage sind in Abbildung 2-6 dargestellt.

Abbildung 2-6: Ausweis der Entgelte für Messstellenbetrieb und Messung



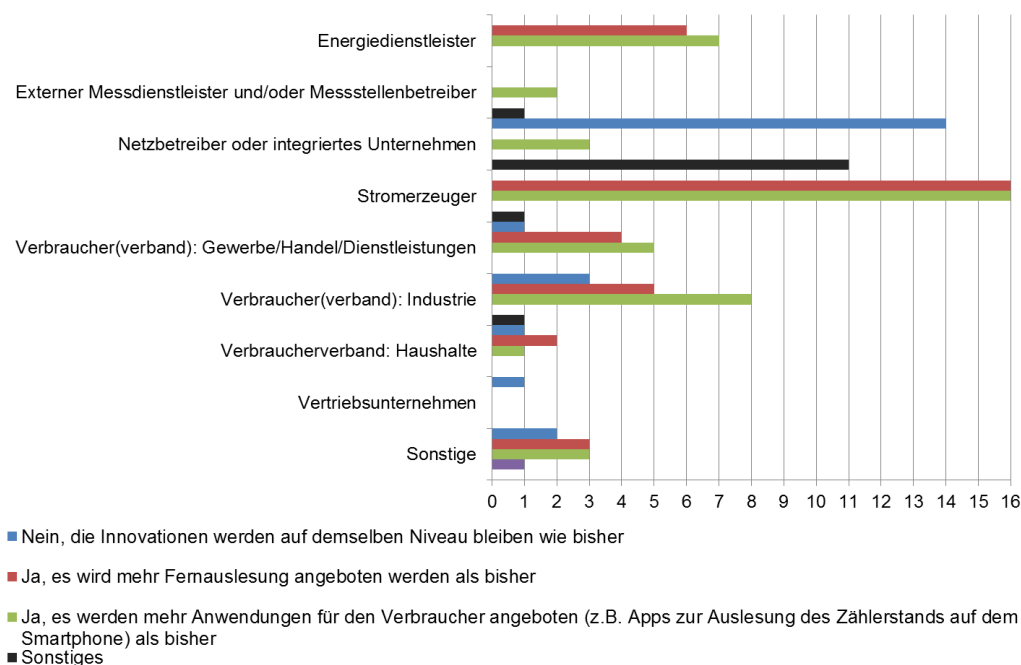
Der überwiegende Teil der Akteure sieht hier in der getrennten Aufführung der Entgelte für Messstellenbetrieb und Messdienstleistung Vorteile. Auch ein Teil der Netzbetreiber bzw. integrierten Unternehmen befürworten eine solche Regelung. Eine weitere Frage beinhaltete die mögliche Wirkung einer Liberalisierung des Messwesens auf innovative Tätigkeiten. In Abbildung 2-7 und Abbildung 2-8 sind die Ergebnisse dargestellt.

Abbildung 2-7: Glauben Sie, dass eine Liberalisierung des Messstellenbetriebs Innovationen auslösen wird?



Quelle: WIK

Abbildung 2-8: Glauben Sie, dass eine Liberalisierung der Messdienstleistung Innovationen auslösen wird?



Quelle: WIK

Während Netzbetreiber bzw. integrierte Unternehmen also überwiegend davon ausgehen, dass durch eine Liberalisierung sowohl des Messstellenbetriebs als auch des Messwesens keine Veränderung bezüglich der Innovationen stattfindet, erwarten Stromerzeuger dies in starkem Maße. Auch die befragten Verbraucher (-verbände) sind überwiegend dieser Ansicht. Insbesondere die Netzbetreiber bzw. integrierten Unternehmen nutzten hier die Möglichkeit unter Sonstiges, verschiedene Kommentare zu äußern. Diese sind im Anhang dargestellt.

Für eine Einschätzung der derzeitigen Situation im Bereich des Messwesens wurden an Verbraucherverbände und Stromerzeuger Fragen zur Zufriedenheit mit den derzeitigen Dienstleistungen „Messstellenbetrieb“ und „Messung“ gestellt. Die Ergebnisse sind im Anhang 1 in Abbildung 0-12 bis Abbildung 0-21 dargestellt. Es zeigt sich, dass die meisten Befragten mit den eigentlichen Dienstleistungen in allen Bereichen des Messstellenbetriebs und der Messung zufrieden sind. Dies verdichtet die Erkenntnis, dass der Wunsch nach Reorganisation dieser Dienstleistungen weniger aufgrund der Qualität der Dienstleistung als durch deren (aus Sicht der Betroffenen zu hohen) Preis getrieben wird. Die Unzufriedenheit mit der Qualität der Dienstleistung ist dabei bei Stromerzeugern noch am stärksten ausgeprägt, während sie im Haushaltskundenbereich eher schwach ist.

Netzbetreiber, Energiedienstleister und externe Messstellenbetreiber / Messdienstleister wurden nach ihrer Meinung zu den derzeitigen Regelungen im Bereich des Messstellenbetriebs und der Messung befragt.<sup>15</sup> Hier besteht auch nach Auffassung der Netzbetreiber teilweise Verbesserungsbedarf. Es wurde dabei ausgiebig von der Möglichkeit Gebrauch gemacht, die entsprechenden Punkte zu benennen. Sie sind ebenfalls im Anhang aufgeführt. Die wichtigsten Aspekte sind hierbei nach Meinung vieler Befragter, dass die Regelungen (u. a. Artikel 8 der StromVV) zu großen Interpretationsspielraum bieten und teilweise konkretisiert werden sollten. Vorgeschlagen wurde seitens einiger Netzbetreiber auch ein Datahub zur zentralen Datenverwaltung, um die Prozesse effizienter zu machen (siehe hierzu auch Abschnitt 5.1).

Insgesamt ergibt sich aus der Umfrage ein recht klares - aber dichotomes - Bild. Während vor allen Dingen gewerbliche und industrielle Verbraucher und die Stromerzeuger überwiegend für mehr Wettbewerb im Bereich des Messwesens plädieren und eine gewisse Wechselbereitschaft an den Tag legen, werden von Seiten der Netzbetreiber in erster Linie die mit einer Liberalisierung verbundenen Umsetzungskosten in den Vordergrund gerückt.

Dies zeigt einerseits den Wunsch nach preislichen oder organisatorischen Veränderungen, andererseits aber auch die dadurch wahrgenommenen Transaktionskosten. Die Prozesse funktionieren nach Meinung der meisten Befragten derzeit gut, aus Sicht der Netzbetreiber bringt Liberalisierung zunehmende Komplexität mit sich. Aus dem Blickwinkel der (meisten) Endkunden und Stromproduzenten ist der Preis für die jeweilige Dienstleistung zu hoch, was das Hauptmotiv für einen Ruf nach Reorganisation der Verantwortung im Messwesen darstellt.

Überwiegende Zustimmung findet der Vorschlag, die Preise für Messstellenbetrieb, Messung und Abrechnung in Zukunft getrennt auszuweisen und somit für mehr Transparenz zu sorgen. Die derzeitigen Regelungen zum Messwesen empfinden viele der Befragten Netzdienstleister, Energiedienstleister und Messdienstleister insofern verbesserungsbedürftig, als dass sie sich insbesondere eine eindeutigere Gestaltung wünschen.

## 2.2 Ergebnisse der Befragung ausgewählter Marktteilnehmer

Im Rahmen des Projektes wurden mit einzelnen Marktteilnehmern telefonische Leitfadeninterviews geführt. Dadurch konnten gezielt Fragen zu einzelnen Themenkomplexen gestellt werden, den Interviewten blieb aber die Möglichkeit, frei zu antworten und

---

<sup>15</sup> Detaillierte Auswertungen finden sich in

Abbildung 0-22 bis Abbildung 0-24.

teilweise neue Aspekte einzubringen. Die Antworten sind im Folgenden zusammengefasst. Sie dienen als Ergänzung zu den Ergebnissen der Umfrage (Abschnitt 2.1).

Befragt wurden ein Repräsentant eines Großverbrauchers, ein Vertreter der erneuerbaren Energien, ein Energiedienstleister sowie ein Vertreter eines integrierten Versorgers. Zunächst wurde von Seiten des Großverbrauchers, des Energielieferanten und des Stromerzeugers unterstrichen, dass es sehr wichtig ist, zum vereinbarten Zeitpunkt korrekte Daten zu erhalten. Darauf basiert zum einen das Geschäftsmodell des Energiedienstleisters, der insbesondere für Unternehmen mit mehreren Standorten tätig ist und für diese die Beschaffung die Prognose und die Abrechnung durchführt. Im Falle des Großabnehmers werden Daten von guter Qualität für das eigene Portfoliomanagement benötigt. Dadurch kann u.U. der Bezug teurer Ausgleichsenergie vermieden werden. Die derzeitige Situation sei diesbezüglich oft nicht befriedigend, da die Daten nicht immer pünktlich und teilweise fehlerhaft (z.B. Nullwerte trotz Verbrauch) geliefert würden. Der Vertreter der Erneuerbaren führte weiterhin an, dass bei 700 Netzbetreibern 700 individuelle Verfahrensweisen existieren. Der derzeitige Standard zum Datenaustausch (ebIX) wird allerdings als vorteilhaft empfunden.

Angemahnt wurde von Seiten des Verbrauchers und des Stromerzeugers, dass der von der EICom als unauffällig geltende Preis von 600 CHF<sup>16</sup> mitunter immer noch zu hoch liege. Es wurde vermutet, dass sich in einem wettbewerblichen Markt niedrigere Preise einstellen, bzw. nur noch solche Zähler installiert werden, die sich an den Bedürfnissen der Endkunden orientieren. Seitens des integrierten Unternehmens wurde angeführt, dass es durchaus auch Netzbetreiber gäbe, die unter diesem Wert lägen.

Auch sprachen sich zwei der Befragten dafür aus, die Preisbestandteile für Netzbetrieb, Messstellenbetrieb und Messung transparenter zu gestalten bzw. getrennt aufzuführen.<sup>17</sup>

Eine Liberalisierung des Messwesens erschien drei der vier Befragten für machbar und sinnvoll. Unterschiedliche Antworten gab es dazu in der Frage, wie weit eine allfällige Liberalisierung reichen solle. Während ein Befragter dies nur für den Bereich der Großkunden und Stromerzeuger für vorteilhaft erachtete (Vertreter der erneuerbaren Energien), erwarten sich zwei Befragte (Großverbraucher und Energiedienstleister) auch Vorteile für Kleinkunden. Eine Freigabe der Tätigkeiten Messstellenbetrieb und Mes-

---

<sup>16</sup> „In diesem Betrag enthalten sind die anteiligen jährlichen Anschaffungskosten (Abschreibungen und Zinsen) sowie die wiederkehrenden Kosten.“ (EICom 2011).“ Diese Messkosten setzen sich aus CHF 200 für den Messstellenbetrieb sowie aus CHF 400 für die Messdienstleistungen zusammen. Diese Referenzwerte beinhalten die Kosten einer Lastgangmessung mit NS-Wandler und der Datenverarbeitung. In EICom (2014) werden die Kostenabgrenzungen sowie die zusätzlich möglichen Kosten der Datenübertragung aufgezeigt. Die 600 Franken umfassen die Kosten der Datenübertragung nicht. Aufgrund des Skaleneffekts sinken die Kosten mit zunehmender Zahl der Messpunkte, so dass bei großen Netzbetreibern die Kosten mit der Übertragung unter 600 Franken zu liegen kommen. Die Kosten Abrechnung wurden nicht speziell erwähnt, da sie in der Toleranz, die eingerechnet wurde, zu liegen kommen.

<sup>17</sup> Diese Frage wurde nicht explizit an alle Experten gestellt sondern ergab sich während des Interviews.

sung würde neue Geschäftsmodelle ermöglichen. In Verbindung mit erneuerbaren Energien könnte dann eine Flexibilisierung der Endkumentarife für Energie z.B. in Abhängigkeit der Einspeisung erfolgen. Dagegen wurde von Seiten des integrierten Unternehmens argumentiert, dass die Prozesse des Messstellenbetriebs und der Messung im Verantwortungsbereich des Netzbetreibers am besten aufgehoben seien, da die Prozesse so am effizientesten umgesetzt werden könnten. Weiterhin seien die Umsätze im Messwesen im Verhältnis zum Gesamtumsatz der Energieversorgungsunternehmen kaum von Bedeutung, so dass eine Entwicklung eines wettbewerblichem Marktes eher unwahrscheinlich sei.

### 2.3 Beschreibung der möglichen Organisationsmodelle

In der Diskussion um eine Neuorganisation des Messwesens sind verschiedene Modelle denkbar. Im Wesentlichen lassen sich dabei drei Varianten bzw. Modelle unterscheiden, die für den Bedarf der Studie bestimmt wurden.

#### *Modell 1*

In diesem Modell liegt die Entscheidung für die Wahl des Messstellenbetreibers und Messdienstleisters beim Endkunden. Er kann die Dienstleistungen frei wählen. Hierbei kann die Wahlfreiheit ggf. nur für bestimmte Kundengruppen gewährt werden.

#### *Modell 2*

Das Modell 2 belässt die Entscheidung über den Messstellenbetrieb beim Netzbetreiber, während der Endkunde seinen Messdienstleister frei wählen kann. Dieses Modell ist in Europa bisher allerdings noch nicht umgesetzt worden. In der Schweiz existieren aber bereits dritte Messdienstleister, die derzeit im Auftrag der Netzbetreiber agieren.

#### *Modell 3*

Dieses Modell belässt die Entscheidungsgewalt sowohl über den Messstellenbetrieb als auch die Messung beim Netzbetreiber.

Neben diesen Modellen sind auch andere Varianten denkbar, z.B. die Entscheidungsfreiheit beim Vertriebsunternehmen anzusiedeln oder gewisse Freiheitsgrade für Dritte Akteure zu schaffen oder unterschiedliche Modelle für verschiedene Akteure (z.B. Stromproduzenten, Großkunden) anzuwenden.

Grundsätzlich gilt für alle Modelle, dass Messstellenbetrieb und Messung kein natürliches Monopol darstellen. Bei der Messung bzw. dem Betrieb einer Messstelle können nur bedingt Größenvorteile („economies of scale“) realisiert werden. Während der Aufbau des Stromnetzes durch Unteilbarkeiten und damit eine Subadditivität der Kosten im relevanten Bereich gekennzeichnet ist (ein Unternehmen kann das Netz kostengünstiger bereitstellen als zwei oder mehrere) und somit ein natürliches Monopol darstellt, gilt dies für den Messstellenbetrieb bzw. die Messung nicht. Bei der Beschaffung der Zähler

kann zwar davon ausgegangen werden, dass ab einer Mindestbestellzahl Rabatte gewährt werden, allerdings stellt dies keine Markteintrittsbarriere für Dritte dar, da die Fixkosten für einen Zähler nicht prohibitiv hoch sind. Der Bereich Messwesen stellt derzeit also kein natürliches sondern ein gesetzlich geschaffenes Monopol dar.

Der Bereich des Zähl- und Messwesens kann also grundsätzlich auch von Dritten bzw. im Bereich der (Eigen-)Erzeugung von den Produzenten bereitgestellt werden. Allerdings stellen die Bereitstellung von Messdienstleistungen und der Netzbetrieb in der Praxis komplementäre Güter dar, d.h. die Netznutzung (bzw. die Lieferung von Energie) aber auch die Einspeisung ins Netz muss durch entsprechende Messungen festgehalten werden, damit eine verursachergerechte Bezahlung des Netzbetreibers (bzw. des Versorgers) und des Einspeisers gewährleistet werden kann. Trivial ist die Feststellung, dass ein Zähler nur dann seine Funktion erfüllen kann, wenn er mit dem Stromnetz verbunden ist.

Eine andere Situation würde sich ergeben, wenn Eigenverbraucher tatsächlich autark agierten und (z.B. durch die Installation von Stromspeichern) gänzlich vom Netz des Verteilnetzbetreibers getrennt wären. Dann läge die Frage nach der Notwendigkeit der Messung in der Entscheidungsgewalt des Eigenverbrauchers. Eine solche Möglichkeit besteht derzeit faktisch allerdings nicht. Der Strombezug aus dem Netz wird als Rückfalloption genutzt, falls die Eigenproduktion den jeweiligen Strombedarf nicht decken kann, bzw. überschüssiger Strom wird ins Netz des Verteilnetzbetreibers eingespeist. Insofern besteht auch in diesem Fall die Komplementarität des Messvorgangs zum Verteilnetz.



### 3 Auslandserfahrungen

Hinweise auf eine erfolgreiche Marktorganisation des Messwesens in der Schweiz lassen sich auch durch Erfahrungen in anderen Ländern in diesem Bereich gewinnen. In diesem Abschnitt werden daher für die Länder Deutschland, die Niederlande, Großbritannien und Österreich das jeweilige Marktmodell, Prozesse und Verantwortlichkeiten sowie wesentliche Aspekte der Marktentwicklung aufgezeigt. Dies dient auch als weitere Grundlage zur Bewertung der diskutierten Marktmodelle in Abschnitt 4.1.2.

#### 3.1 Deutschland

##### 3.1.1 Marktmodell

In Deutschland sind der Messstellenbetrieb seit 2005 und die Messdienstleistung seit 2008 liberalisiert. Dies bedeutet, dass der Endkunde (Anschlussnutzer) sowohl Messstellenbetrieb als auch Messung durch einen Dritten vornehmen lassen kann. Voraussetzung für den Messstellenbetrieb durch einen Dritten ist, dass dessen Messeinrichtungen bzw. Messsysteme den eichrechtlichen Vorschriften entsprechen und den von dem Netzbetreiber einheitlich für sein Netzgebiet vorgesehenen technischen Mindestanforderungen und Mindestanforderungen in Bezug auf Datenumfang und Datenqualität genügen. Auch die Übermittlung der Daten an die berechtigten Marktteilnehmer muss durch den Dritten gewährleistet sein, so dass eine fristgerechte und vollständige Abrechnung möglich ist.<sup>18</sup>

Der Anschlussnutzer ist dabei definiert als „jede natürliche oder juristische Person, die über einen Netzanschluss elektrische Energie aus dem Netz des Netzbetreibers *bezieht* oder in dieses *liefert* (Einspeiser).“<sup>19</sup> Die Liberalisierung sowohl des Messstellenbetriebs als auch der Messung gilt also für alle Verbraucher und alle Produzenten (inklusive der Gruppe der Prosumer).

Der Messstellenbetrieb ist bestimmt als „der Einbau, der Betrieb und die Wartung von Messeinrichtungen“, die Messung als „die Ab- und Auslesung der Messeinrichtung sowie die Weitergabe der Daten an die Berechtigten“.<sup>20</sup> Berechtigt wiederum sind zum Datenumgang der „Messstellenbetreiber, der Netzbetreiber und der Lieferant sowie die Stelle, die eine schriftliche Einwilligung des Anschlussnutzers [...] nachweisen kann.“<sup>21</sup> Schließlich können „Messstellenbetreiber, Netzbetreiber und Lieferanten [...] als verantwortliche Stellen die Erhebung, Verarbeitung und Nutzung auch von personenbezo-

---

<sup>18</sup> Vgl. §21b Energiewirtschaftsgesetz (EnWG).

<sup>19</sup> BNetzA (2011).

<sup>20</sup> § 3 EnWG.

<sup>21</sup> § 21g (2) EnWG.

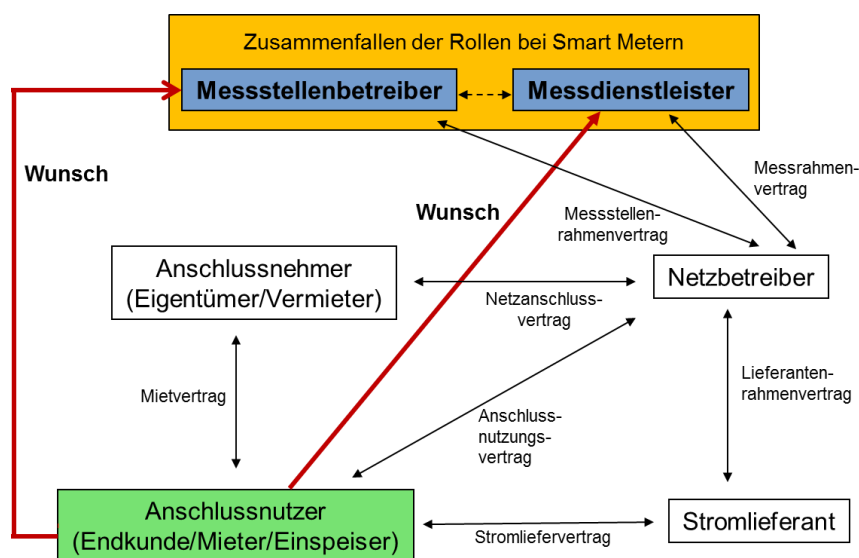
genen Daten durch einen Dienstleister in ihrem Auftrag durchführen lassen“.<sup>22</sup> Dabei sind sie allerdings an die Vorschriften des Bundesdatenschutzgesetzes gebunden.

Die Preise für Messung und Messstellenbetrieb bilden sich am Markt. Allerdings unterliegen die Preise der Netzbetreiber in ihrem Netzgebiet insofern der Anreizregulierung, als dass die Kosten für diese Dienstleistungen in den Effizienzvergleich der Netzbetreiber einfließen.

### 3.1.2 Prozesse und Verantwortlichkeiten

Die Liberalisierung in Deutschland hat neue Rollen im Messwesen entstehen lassen, insbesondere die des Messstellenbetreibers und des Messdienstleisters. Deren Einordnung in das Gesamtsystem ist in Abbildung 3-1 dargestellt.

Abbildung 3-1: Akteure im Messwesen in Deutschland



Quelle: WIK

Grundzuständig für Messstellenbetrieb und Messung ist der Netzbetreiber. Das bedeutet, dass der Endkunde aktiv einen Dritten auswählen muss, ansonsten bleibt der Netzbetreiber für diese Dienstleistungen zuständig. Auf Wunsch des Endkunden kann dies aber eben auch ein qualifizierter Dritter durchführen. „Der Messstellenbetreiber führt, soweit nichts anderes vereinbart ist, auch die Messung durch. Die Durchführung der Messung kann auf Wunsch des Anschlussnutzers einem anderen als dem Messstellenbetreiber übertragen werden (Messdienstleister), sofern die Messeinrichtung nicht elektronisch ausgelesen wird. Als elektronisch ausgelesen gelten auch Messeinrichtungen,

<sup>22</sup> § 21g (4) EnWG.

die elektronisch vor Ort ausgelesen werden.“<sup>23</sup> Das bedeutet insbesondere, dass im Falle von Smart Metern die Rollen des Messstellenbetreibers und des Messdienstleisters zusammenfallen.

In Deutschland wurde nach der Reform des Energiewirtschaftsgesetzes 2011 der Begriff des intelligenten Messsystems eingeführt. Ein intelligentes Messsystem „ist eine in ein Kommunikationsnetz eingebundene Messeinrichtung zur Erfassung elektrischer Energie, das den tatsächlichen Energieverbrauch und die tatsächliche Nutzungszeit widerspiegelt.“<sup>24</sup> Nähere Anforderungen an Funktionalität und Ausstattung von Messsystemen können in einer Verordnung bestimmt werden. Mit der Verabschiedung dieser Verordnung wird im Sommer 2015 gerechnet.

Die Liberalisierung des Messwesens gilt in Deutschland generell für alle Kunden. Allerdings gibt es Unterschiede bezüglich des einzusetzenden Messverfahrens. In Deutschland unterliegen alle Kunden mit einem Verbrauch von mehr als 100.000 kWh pro Jahr der registrierenden Lastgangmessung (RLM).<sup>25</sup> Die Leistung dieser sog. RLM-Kunden wird viertelstündlich gemessen und die Daten werden normalerweise einmal täglich an den Messstellenbetreiber übermittelt. Diese Grenze separiert im Wesentlichen Industrieunternehmen von Kunden aus dem Bereich Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) sowie den Haushaltskunden.

Im Folgenden werden die Rechte und Pflichten der beteiligten Akteure detailliert dargestellt.

### 3.1.2.1 Verhältnis zwischen Netzbetreiber und Messstellenbetreiber bzw. Messdienstleister

Der Netzbetreiber hat mit dem Messstellenbetreiber und dem Messdienstleister einen Messstellenrahmenvertrag bzw. einen Messrahmenvertrag abzuschließen. Beide Verträge sind durch die Bundesnetzagentur standardisiert vorgegeben.

Der **Messstellenbetreibervertrag** beinhaltet als wesentliche Elemente folgende Regelungen:<sup>26</sup>

- Der *Messstellenbetreiber* bestimmt *Art, Zahl und Größe von Mess- und Steuereinrichtungen*.
- Das *Zählverfahren* (z.B. registrierende Lastgangmessung) legt der *Netzbetreiber* fest.
- Der *Netzbetreiber* bestimmt den *Anbringungsort* von Mess- und Steuereinrichtungen.

---

<sup>23</sup> Vgl. §9 Messzugangsverordnung. Vor Ort bedeutet, dass ein Ableser den digitalen Zähler mit einem elektronischen Messgerät am Ort des Zählers abliest.

<sup>24</sup> Vgl. §21d Energiewirtschaftsgesetz.

<sup>25</sup> Vgl. §12 Stromnetzzugangsverordnung.

<sup>26</sup> Vgl. dazu BNetzA (2010a).

- Die Vertragsparteien verpflichten sich, beim *Übergang des Messstellenbetriebs* dem neuen Messstellenbetreiber die zur Messung vorhandenen *technischen Einrichtungen*, insbesondere
  - die Messeinrichtung,
  - Wandler,
  - vorhandene Telekommunikationseinrichtungenvollständig oder einzelne dieser Einrichtungen, soweit möglich, *gegen angemessenes Entgelt zum Kauf oder zur Nutzung anzubieten*.
- Der *Messstellenbetreiber* übermittelt dem Netzbetreiber *die zur Verwaltung der Zählpunkte erforderlichen Informationen über die Messstelle*, insbesondere Zählernummer, Zählerdaten (z.B. Typ, Hersteller) sowie ggf. Wandlerdaten (z.B. Typ, Hersteller, Wandlerart und -faktor).
- Der Netzbetreiber ist berechtigt, jederzeit die Nachprüfung der Messeinrichtung zu verlangen.
- Der *Netzbetreiber* ist für die Vergabe der eindeutigen *Zählpunktbezeichnung bzw. Messstellenbezeichnung* in seinem Netzgebiet zuständig.

*Plausibilisierung, Ersatzwertbildung und Archivierung von Messwerten*, die für den Netzbetreiber Abrechnungsrelevanz besitzen, insbesondere im Hinblick auf Netzentgeltabrechnung, Mehr-/ Mindermengenabrechnung und Bilanzkreisabrechnung, sind *Aufgabe des Netzbetreibers*. Der *Messstellentreiber* wird ihn hierzu durch Bereitstellung etwa erforderlicher Zusatzangaben (etwa bei Wandlermessung z.B. Rohdaten und Wandlerfaktor) zur Messstelle *unterstützen*, soweit dies nicht vorrangig Aufgabe des (nicht mit dem Messstellenbetreiber identischen) Messdienstleisters ist.

Auf der anderen Seite finden sich im **Messrahmenvertrag** folgende wesentlichen Regelungen für das Verhältnis zwischen Netzbetreiber und Messdienstleister:<sup>27</sup>

- Die *Messung* durch den Messdienstleister *erfolgt auf schriftlichen Wunsch des Anschlussnutzers* gegenüber dem Netzbetreiber.
- Der *Messdienstleister* ist *verpflichtet*, die von ihm ab- oder ausgelesenen *Messdaten an den Netzbetreiber* zu den Zeitpunkten zu übermitteln, die dieser *zur Erfüllung eigener Verpflichtungen* vorgibt.
- Stellt der *Messdienstleister* in den von ihm ausgelesenen Daten *Unplausibilitäten oder fehlerhafte Messwerte* fest, so führt er in geeigneter Weise *Kontrollmaßnahmen* durch.
- *Plausibilisierung, Ersatzwertbildung und Archivierung von Messwerten*, die für den Netzbetreiber Abrechnungsrelevanz besitzen, insbesondere im Hinblick auf

---

27 Vgl. dazu BNetzA (2010b).

Netzentgeltabrechnung, Mehr-/ Minderungenabrechnung und Bilanzkreisabrechnung, sind *Aufgabe des Netzbetreibers*. Der *Messdienstleister* wird ihn hierzu durch Bereitstellung etwa erforderlicher Zusatzangaben *unterstützen*, soweit dies nicht vorrangig Aufgabe des (nicht mit dem Messdienstleister identischen) Messstellenbetreibers ist.

Der Netzbetreiber verpflichtet sich zur unverzüglichen Übergabe der für die Realisierung der Messung erforderlichen Informationen (z.B. zur Tarifierung und zur Turnusablesung) und der durch ihn vorgegebenen Zählpunktbezeichnung bzw. Messstellenbezeichnung.

Beim Betrieb eines intelligenten Zählers (Smart Meter) fällt dem Messstellenbetreiber automatisch die Rolle des Messdienstleisters zu. Das heißt im Umkehrschluss, dass diese Rollen nur noch dort auseinanderfallen können, wo die Messwerte nicht elektronisch ausgelesen werden.

Weitere Verantwortlichkeiten und Aufgaben sowie Rechte und Pflichten der verschiedenen Akteure werden im Folgenden dargestellt.

### 3.1.2.2 Anschlussnutzer

Wie bereits dargelegt kann der Anschlussnutzer den Messstellenbetreiber und den Messdienstleister frei wählen. Darüber hinaus hat der Messstellenbetreiber auf Verlangen des Anschlussnutzers Einsicht in die im elektronischen Speicher- und Verarbeitungsmedium gespeicherten auslesbaren Daten zu gewähren und in einem bestimmten Umfang Daten an diesen kostenfrei weiterzuleiten und diesen zur Nutzung zur Verfügung zu stellen.<sup>28</sup> Weiterhin bestehen Rechte und Pflichten des Anschlussnutzers bezüglich des Zählverfahrens sowie des Einbaus von Messsystemen.<sup>29</sup>

Ein Letztverbraucher mit einem Verbrauch von weniger als 100.000 kWh/a ist als Anschlussnutzer berechtigt, im Einvernehmen mit seinem Lieferanten von dem Messstellenbetreiber viertelstündige registrierende Leistungsmessung zu verlangen, sofern der Lieferant mit dem Netzbetreiber die Anwendung des Lastgangzählverfahrens vereinbart hat.<sup>30</sup> Netzbetreiber und Messstellenbetreiber sind im Falle eines solchen Verlangens zur Aufnahme entsprechender Vereinbarungen in den Verträgen verpflichtet.<sup>31</sup> Normalerweise erfolgt die Messung aber auf der Grundlage eines Standardlastprofils.<sup>32</sup>

---

<sup>28</sup> Vgl. §21h EnWG.

<sup>29</sup> Ein Messsystem ist definiert als eine in ein Kommunikationsnetz eingebundene Messeinrichtung zur Erfassung elektrischer Energie, das den tatsächlichen Energieverbrauch und die tatsächliche Nutzungszeit widerspiegelt (vgl. §21d (1) EnWG).

<sup>30</sup> Der Lieferant muss den entsprechenden Kundenwunsch also beim Netzbetreiber anmelden.

<sup>31</sup> Vgl. §10 (2) und (3) Messzugangsverordnung.

<sup>32</sup> Vgl. §12 Stromnetzzugangsverordnung.

Daneben haftet der Kunde (Anschlussnutzer bzw. Anschlussnehmer) für das Abhandenkommen und die Beschädigung von Mess- und Steuereinrichtungen, soweit ihn daran ein Verschulden trifft. Er hat den Verlust, Beschädigungen und Störungen dieser Einrichtungen dem Messstellenbetreiber unverzüglich mitzuteilen.<sup>33</sup>

Durch die Wahl des Messstellenbetreibers können Kunden indirekt auch über die Art ihres Zählers entscheiden. Einige Kundengruppen sind nach derzeitiger Rechtslage verpflichtet, ein intelligentes Messsystem einzubauen, wenn dies technisch möglich ist. Dies gilt für:

- Gebäude, die neu an das Energieversorgungsnetz angeschlossen werden oder einer größeren Renovierung unterzogen werden,
- Letztverbraucher mit einem Jahresverbrauch größer 6 000 Kilowattstunden,
- Anlagenbetreiber nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz oder dem Kraft-Wärme-Koppelungsgesetz bei Neuanlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 7 Kilowatt

Technisch möglich ist ein Einbau, wenn Messsysteme, die den gesetzlichen Anforderungen genügen, am Markt verfügbar sind.<sup>34</sup> Der Anschlussnutzer ist nicht berechtigt, den Einbau eines Messsystems oder die Anbindung seiner Erzeugungsanlagen an das Messsystem zu verhindern oder nachträglich wieder abzuändern.<sup>35</sup>

In einem Eckpunktepapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie vom Februar 2015 wird vorgeschlagen, die derzeitigen Regelungen zu modifizieren. Danach sollen verbrauchsunabhängige Einbauverpflichtungen für intelligente Messsysteme bei Neubauten und größeren Renovierungen entfallen:

„Der Einbau [intelligenter Messsysteme] erfolgt stufenweise. Vorreiter (ab 2017) ist die Gruppe der Stromverbraucher im Bereich größer 20.000 kWh/Jahr, gefolgt (ab 2019) von der Gruppe der Stromverbraucher im Bereich 10.000 bis 20.000 kWh/Jahr. Erst danach (ab 2021) folgt die Gruppe der Stromverbraucher im Bereich 6.000 bis 10.000 kWh/Jahr.<sup>36</sup> Im Laufe der Zeit werden auch spezielle technische Smart Meter Gateway-Lösungen für die Gruppe der Stromverbraucher ab 100.000 kWh/Jahr entwickelt, die nach aktueller Rechtslage verpflichtend der registrierenden Lastgangmessung unterliegt.“<sup>37</sup>

Die Pflicht zum Einbau intelligenter Messsysteme im Bereich der Anlagenbetreiber nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz oder dem Kraft-Wärme-Koppelungsgesetz mit einer

---

<sup>33</sup> Vgl. §19(2) Stromnetzzugangsverordnung.

<sup>34</sup> Vgl. § 21c EnWG. Die gesetzlichen Anforderungen beziehen sich insbesondere auf technische Vorschriften zur Sicherung des Datenschutzes, der Datensicherheit und der Interoperabilität.

<sup>35</sup> Vgl. § 21c (4) EnWG.

<sup>36</sup> Somit werden nur größere Haushalte oder Haushalte mit besonderen Anwendungen (z.B. einer Wärmepumpe) von der Regelung betroffen sein.

<sup>37</sup> BMWi (2015).

installierten Leistung von mehr als 7 Kilowatt soll auf Bestandsanlagen ausgedehnt werden.<sup>38</sup>

### 3.1.2.3 Messstellenbetreiber

Über die in Abschnitt 3.1.2.1 beschriebenen Rechte und Pflichten hinaus sind für den Messstellenbetreiber weitere Aspekte zu beachten. Zunächst besitzt er „einen Anspruch auf den Einbau von in seinem Eigentum stehenden Messeinrichtungen oder Messsystemen. Beide müssen den eichrechtlichen Vorschriften entsprechen und den von dem Netzbetreiber einheitlich für sein Netzgebiet vorgesehenen technischen Mindestanforderungen und Mindestanforderungen in Bezug auf Datenumfang und Datenqualität genügen. Die Mindestanforderungen des Netzbetreibers müssen sachlich gerechtfertigt und nichtdiskriminierend sein.“<sup>39</sup> Weiterhin hat er für einen einwandfreien und den eichrechtlichen Vorschriften entsprechenden Messstellenbetrieb zu sorgen und so eine fristgerechte und vollständige Abrechnung zu ermöglichen.<sup>40</sup>

### 3.1.2.4 Verteilnetzbetreiber (VNB)

Über die in Abschnitt 3.1.2.1 beschriebenen Rechte und Pflichten besitzt der Verteilnetzbetreiber das grundsätzliche Recht, einen Dritten abzulehnen, falls dieser die durch den Netzbetreiber definierten technischen Mindestanforderungen oder eichrechtliche Vorgaben nicht erfüllt (vgl. Abschnitt 3.1.2.3).

### 3.1.2.5 Vertriebsunternehmen

Dem Lieferanten fällt das Bestimmungsrecht für den Ableseturnus zu, wenn er mit seinem Kunden eine monatliche, vierteljährliche oder halbjährliche Abrechnung vereinbart. Die Vorgabe des Ableseturnus durch den Lieferanten gegenüber dem Netzbetreiber betrifft allerdings nur den Ablesezyklus (zeitlicher Abstand zwischen den Turnusablesungen), nicht die Ablesetermine selbst; diese bestimmt der Netzbetreiber. Der Lieferant besitzt allerdings die Möglichkeit, Messwerte unmittelbar durch oder beim Endkunden zu erheben, sofern diese unmittelbar für eigene Zwecke (z.B. Zwischenabrechnung des Endkunden wegen Preisänderung des Lieferanten) verwendet werden sollen. Letztverbrauchern, deren Verbrauchswerte über ein Messsystem<sup>41</sup> ausgelesen werden, ist eine monatliche Verbrauchsinformation, die auch die Kosten widerspiegelt, kostenfrei bereitzustellen (40 EnWG).

---

<sup>38</sup> Ebenda.

<sup>39</sup> Vgl. § 21b (4) EnWG.

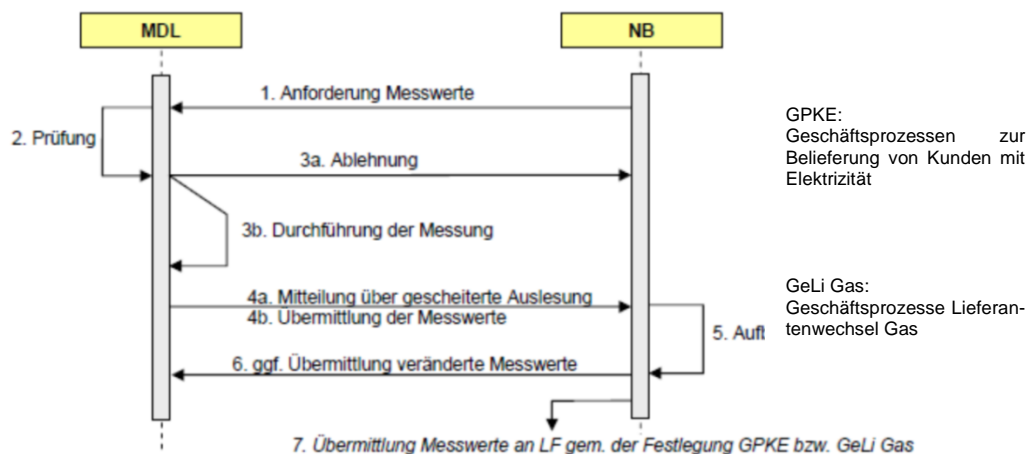
<sup>40</sup> Vgl. § 21b (2) EnWG.

<sup>41</sup> Vgl. FN 29.

### 3.1.3 Implementierung neuer Marktprozesse

Die Interaktionen zwischen diesen Akteuren bezüglich des Messwesens sind in dem Beschluss der Bundesnetzagentur „Wechselprozesse im Messwesen (WiM)“ näher bestimmt. Sie sind, zusammen mit den „Geschäftsprozessen zur Belieferung von Kunden mit Elektrizität (GPKE)“, Grundlage für eine korrekte und fristgerechte Abrechnung der Lieferung an den Endverbraucher, der Netznutzungsabrechnung, der Bilanzkreisabrechnung und der Abrechnung der Dienstleistungen im Messwesen. Neben den Prozessen sind in diesem Beschluss auch die zu verwendenden Datenformate für einen Austausch zwischen den Akteuren festgelegt. Die zentrale Stellung des Netzbetreibers bezüglich der Messwerte wird durch dessen Interesse an abrechnungsrelevanten Größen, insbesondere den Netzentgelten begründet. Der Vertrieb ist prinzipiell frei, dem Endkunden eine Abrechnung auf Grundlage eigener Messung zu stellen. In diesem Fall läuft er allerdings Gefahr, dem Kunden bei einer abweichenden Abrechnung des Netzbetreibers eine neue, korrigierte Abrechnung ausstellen zu müssen. Plausibilisierung, Ersatzwertbildung und Archivierung von Messwerten, die für den Netzbetreiber Abrechnungsrelevanz besitzen, insbesondere im Hinblick auf Netzentgeltabrechnung, Mehr-/Minderungenabrechnung und Bilanzkreisabrechnung, sind Aufgabe des Netzbetreibers. In Abbildung 3-2 ist als Beispiel für die Regelung eines Prozesses der Ablauf einer Anfrage durch den Netzbetreiber an den Messdienstleister dargestellt.

Abbildung 3-2: Messwesen (WiM) – Anforderung und Bereitstellung von Messwerten



Quelle: BNetzA (2010).

Der Auslöser für eine Anfrage kann dabei unterschiedlicher Natur sein, etwa bei einem Lieferantenwechsel oder der turnusmäßigen Abrechnung.



### 3.1.4 Marktentwicklung

#### 3.1.4.1 Akteure und Zählpunkte

Im Monitoringbericht 2014 von Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt gaben 598 Netzbetreiber an, grundzuständiger Messstellenbetreiber zu sein. „109 Netzbetreiber sind darüber hinaus als Messstellenbetreiber, der nicht grundzuständig ist, am Markt tätig. 20 Unternehmen sind als Lieferant zugleich auch Messstellenbetreiber und davon gaben drei Unternehmen an, auch als Dritter unabhängiger Messstellenbetreiber aufzutreten, d.h. reiner Messstellenbetrieb ohne gleichzeitige Belieferung des Kunden. 22 Unternehmen sind von Netzbetreiber und Lieferant unabhängig agierende Messstellenbetreiber.“<sup>42</sup> Zahlen zur Anzahl der Endkunden bzw. Zählpunkte mit einem dritten Akteur als Messstellbetreiber wurden durch die Bundesnetzagentur nur bis zum Jahr 2011 erhoben bzw. veröffentlicht. Deren Entwicklung ist in Tabelle 3-1 dargestellt.

Tabelle 3-1: Messstellenbetrieb durch Dritte nach EnWG

	2006	2007	2008	2009	2010	2011
<b>Anzahl der Zählpunkte</b>	86	1.622	3.399	43.828	80.252	260.721
<b>In % (bezogen auf 47,7 Mio. Zählpunkte)</b>	0,002	0,034	0,071	0,919	1,682	5,466

Quelle: WIK auf Basis Bundesnetzagentur (Monitoringberichte 2008 bis 2012).

Außerdem wurden im Jahr 2011 25% der EEG-Anlagen und 3% der KWK-Anlagen durch dritte Messstellenbetreiber bewirtschaftet. Insofern ist das Ergebnis der Marktöffnung ambivalent: Auf der einen Seite hat die Zahl der durch Dritte bewirtschafteten Zählpunkte bei den Endverbrauchern in den ersten Jahren exponentiell zugenommen. Auch der relativ hohe Anteil Dritter bei den EEG-Anlagen zeigt, dass eine solche Marktorganisation möglich ist. Auf der anderen Seite bleibt das Niveau der durch Dritte betriebenen Messstellen bei den Endkunden im Promillebereich. Dennoch war die Marktöffnung insofern erfolgreich, als dass hinreichend viele Unternehmen es offenbar als profitabel einschätzen, als Anbieter auf diesem Markt aktiv zu sein.

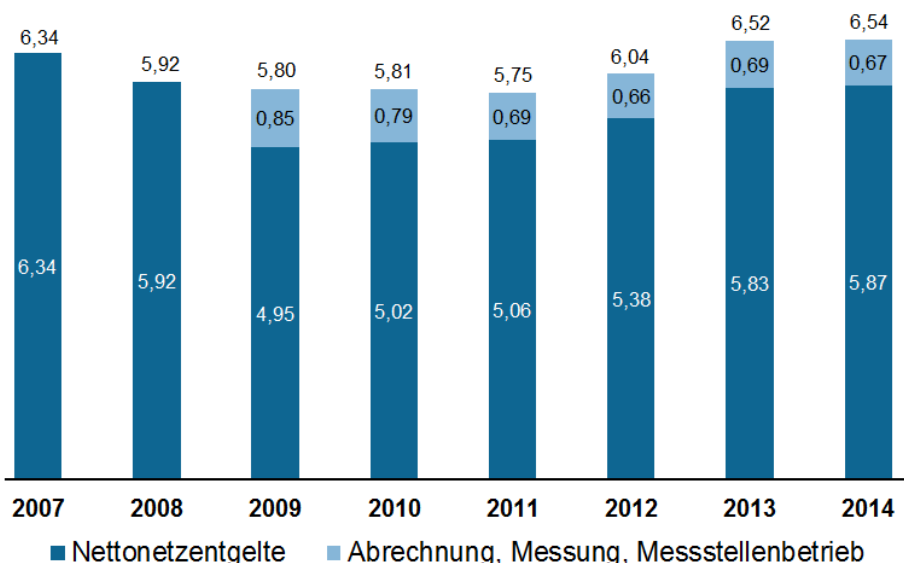
#### 3.1.4.2 Preisentwicklung

Schließlich gingen die Preise der Netzbetreiber für die Bereiche Abrechnung, Messdienstleistung und Messstellenbetrieb auf Niederspannungsebene von 2009 (d.h. nach der vollständigen Liberalisierung) bis 2014 um etwa 21% zurück wie Abbildung 3-3 zeigt.

---

<sup>42</sup> BNetzA und BKartA (2014).

Abbildung 3-3: Entwicklung der Preise im Messwesen in Deutschland



Quelle: WIK basierend auf Bundesnetzagentur (2014). Die Netzentgelte (in ct/kWh) beziehen sich auf einen durchschnittlichen Haushaltskunden mit einem jährlichen Verbrauch von 3.500 kWh.

Neben der absoluten Preisentwicklung ist auch der Anteil des Preises für die Dienstleistungen Messstellenbetrieb, Messung und Abrechnung an den gesamten Stromkosten des Endkunden von Interesse. Ist der absolute wie der relative Wert niedrig, so ist dieser Kostenanteil für den Endkunden eher von geringem Interesse, d.h. der Kunde besitzt nur eine geringe Motivation, alternative Anbieter zu suchen. Tabelle 3-2 zeigt den Anteil der Kosten für Messstellenbetrieb, Messung und Abrechnung an den gesamten Stromkosten eines jeweils durchschnittlichen Abnehmers einer Verbrauchergruppe.

Tabelle 3-2: Entgelte für Messstellenbetrieb, Messung und Abrechnung

	Durchschnittlicher Gesamtpreis (in Cent/ kWh)*	Preis für Messung, Abrechnung, Messstellenbetrieb (in Cent/kWh)	Kosten für Messung, Abrechnung, Messstellenbetrieb pro Jahr (in €)	Gesamte Stromkosten pro Jahr (in €)	Anteil der Messkosten an den gesamten Stromkosten
Industriekunde (24 GWh/a)	15,11	0,04	<b>9.600,00</b>	3.626.400,00	<b>0,26 %</b>
Gewerbekunde (50MWh/a)	21,86	0,30	<b>150,00</b>	10.930,00	<b>1,37%</b>
Haushaltskunde (Grundtarif, 3.500 kWh/a)	25,63	0,66	<b>23,10</b>	897,05	<b>2,58%</b>

\* ohne Umsatzsteuer, inklusive Kosten für Messung, Abrechnung, Messstellenbetrieb, Konzessionsabgabe, EEG-Umlage, Stromsteuer und weitere Umlagen.

Quelle: WIK auf Basis Bundesnetzagentur (2014).

Obwohl der relative Anteil für Industriekunden von allen Verbrauchergruppen am geringsten ist, erscheint die absolute Kostenposition mit 9.600 Euro zumindest nicht unerheblich. Im Bereich der Haushalte sind weiterhin Zahlen für die einzelnen Dienstleistungen verfügbar. Daraus ergeben sich die folgenden Kostenanteile an der Jahresrechnung.

Tabelle 3-3: Entgelte für Messstellenbetrieb, Messung und Abrechnung im Haushaltskundenbereich

	Preis (in Cent/kWh)	Kosten pro Jahr (in €)	Anteil an den gesamten Stromkosten
Messstellenbetrieb	0,24	8,40	0,94%
Messung	0,09	3,15	0,35%
Abrechnung	0,33	11,55	1,29%
<b>Gesamt</b>	<b>0,66</b>	<b>23,10</b>	<b>2,58%</b>

Quelle: WIK auf Basis Bundesnetzagentur (2014).

#### 3.1.4.3 Hindernisse

Die Öffnung des Messwesens ist teilweise allerdings auch mit Hindernissen verbunden. Im Folgenden werden einige Punkte aufgeführt, die aus Sicht eines Messstellenbetreibers im täglichen Geschäft auftreten:<sup>43</sup>

- Probleme beim Vertragsmanagement (Messstellenrahmenvertrag bzw. Messrahmenvertrag:
  - Vertragsabschluss wird zeitlich hinausgezögert bzw. verweigert
  - Fristüberschreitungen und Versäumnisse von Antworten
  
- Probleme bei den implementierten Marktregeln (WiM)
  - Wechselprozesse werden von Marktpartnern nicht beherrscht
  - Auslegungskonflikte
  - Übermittlung inkonsistenter Stammdaten
  - Fristüberschreitungen und Versäumnisse von Antworten
  - Unterschiedliche Software interpretiert Prozesse unterschiedlich
  
- Gerätewechsel vor Ort
  - Notwendige Personen nicht vor Ort (Netzbetreiber, Hausmeister, Filialleiter, Techniker, ...)
  - Falscher Zählertyp eingeplant

---

<sup>43</sup> Rusche (2013).

- Messstelle vor Ort nicht auffindbar
- Sicherheitsdefizite durch mangelhaften Anlagenzustand

#### 3.1.4.4 Smart Metering

Im Bereich intelligenter Zähler bzw. Messsysteme erfolgte durch die Liberalisierung bisher nicht der erwünschte Schub, den man sich erhofft hatte.<sup>44</sup> Die dena geht von 370.000 mit elektronischen Messeinrichtungen ausgerüsteten Zählpunkten in 2013 aus. Dies entspricht weniger als einem Prozent der Zählpunkte im Haushaltskundenbereich.<sup>45</sup> Inzwischen wurden aber schätzungsweise mehr als 100 Pilotprojekte unterschiedlicher Größe im Bereich Smart Metering durchgeführt, so dass eine Vielzahl der intelligenten Zähler im Rahmen dieser Projekte ausgebracht wurden.

#### 3.1.5 Unterschiede und Gemeinsamkeiten zur Schweiz

Die Energiemärkte für Strom und Gas in Deutschland sind vollständig liberalisiert. Das bedeutet, dass alle Endverbraucher ihren Versorger frei wählen können und jeder Versorger in allen Netzgebieten seine Dienstleistungen anbieten kann. Für alle Verteilnetzbetreiber in Deutschland gilt die buchhalterische und informationelle Entflechtung.<sup>46</sup> Verteilnetzbetreiber mit weniger als 100.000 Kunden sind von der Verpflichtung zur rechtlichen und operationellen Entflechtung ausgenommen.<sup>47</sup> Von den Verteilnetzbetreibern fallen mehr als 90 Prozent der Unternehmen unter diese sog. De-minimis-Regelung. Somit sind die meisten Verteilnetze weiterhin weitgehend vertikal integriert. Insofern ähneln sich die Verhältnisse in dieser Beziehung mit der Schweiz, wo noch 100% der Verteilnetzbetreiber vertikal integriert sind.

In Deutschland wurde weiterhin im Jahr 2009 eine Anreizregulierung für die Strom- und Gasnetze eingeführt. Durch die Festsetzung von Erlösobergrenzen für jeden Netzbetreiber sollen Ineffizienzen über eine Regulierungsperiode von fünf Jahren abgebaut werden. Kosten für die Dienstleistungen Messung und Messstellenbetrieb gehen, so lange sie vom Verteilnetzbetreiber in der Rolle als Messstellenbetreiber im eigenen Netzgebiet durchgeführt werden, als Kosten in den Effizienzvergleich vor jeder Regulie-

---

<sup>44</sup> Bundesregierung (2007).

<sup>45</sup> dena (2013).

<sup>46</sup> *Informatorische Entflechtung* bedeutet, dass sensible Daten voneinander getrennt werden müssen. Das heißt, dass Kundendaten aus dem Bereich des Netzbetreibers nicht mit dem Vertrieb ausgetauscht werden dürfen. Dazu müssen vom Netzbetreiber entsprechende Vorkehrungen getroffen werden.

*Buchhalterische Entflechtung* beinhaltet die Trennung der Rechnungslegung. Energieversorgungsunternehmen haben getrennte Konten, Bilanzen sowie Gewinn- und Verlustrechnungen für die Bereiche Erzeugung, Verteilung und Vertrieb zu erstellen.

<sup>47</sup> *Rechtliche Entflechtung* bedeutet, dass die rechtliche Eigenständigkeit von Netz- und Vertriebsunternehmen gegeben sein muss, d.h. diese müssen jeweils ein eigenes Rechtssubjekt bilden. Organisatorische Entflechtung bedeutet, dass Organisationsstruktur des Managements getrennt ist, um die Eigenständigkeit der Netzgesellschaft zu erreichen. Aktivitäten der Führungspersonen sind insbesondere in ihren Aufgabenbereichen und Befugnissen entsprechend zu entflechten.

rungsperiode ein. Je nach Wettbewerbssituation im Messstellenbetrieb in seinem Netzgebiet wird der Netzbetreiber also teilweise zum Marktpreis anbieten (müssen), da er sonst Gefahr läuft, die Kosten für diese Dienstleistungen nicht anerkannt zu bekommen.

Im Bereich Smart Metering wurde vom deutschen Bundesministerium für Wirtschaft und Energie 2012 eine Studie für eine Kosten-Nutzen-Analyse beauftragt. Die Empfehlungen der Gutachter lauteten wie folgt:<sup>48</sup> Die Ausweitung des Pflichteinbaus von intelligenten Messsystemen über die bestehende Regelung für Kunden mit einem Verbrauch von mehr als 6.000 kWh/a hinaus (d.h. auch für Kunden mit geringerem Verbrauch) wird nicht empfohlen. Erzeugungsanlagen, die Anspruch auf eine Einspeisevergütung nach dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) oder dem Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG) besitzen, sollten bis zu einer Geringfügigkeitsgrenze von 0,25 kW mit intelligenten Messsystemen ausgestattet werden, und zwar sowohl Neu- als auch Bestandsanlagen (bisher gilt die Einbaupflicht nur für Neuanlagen ab 7kW).

Das in Abschnitt 3.1.2.2 beschriebene Eckpunktepapier sieht eine weitere Abstufung in der Einführung intelligenter Messsysteme vor. Im Gegensatz dazu kam die Kosten-Nutzenanalyse für die Schweiz zu dem Ergebnis, dass die flächendeckende Einführung von Smart Metering bis zum Jahr 2035 volkswirtschaftlich sinnvoll ist.<sup>49</sup>

Im Bereich des Messwesens wurden im Zuge der Liberalisierung Verantwortlichkeiten von den Unternehmen hin zu den staatlichen Behörden, insbesondere der Bundesnetzagentur, verlagert. Dies gilt insbesondere für die Festlegung von Prozessen und Formaten. Dies folgt der Überlegung, dass durch eine Festlegung seitens staatlicher Stellen ein fairer Interessenausgleich zwischen widersprüchlichen Interessen der Marktteilnehmer erreicht werden kann. In der Schweiz liegt die Verantwortung für die Regelung der Prozesse im Messwesen weitestgehend bei der Branche selbst.

---

<sup>48</sup> Vgl. Edelmann u. Kästner (2013).

<sup>49</sup> BFE (2012). Allerdings sind die Anforderungen an Smart Meter in Deutschland und der Schweiz sehr unterschiedlich ausgestaltet, etwa in Hinblick auf Steuerungsfunktionalitäten, Gateways und Sicherheit. Hier sind die Schweizer Mindestanforderungen deutlich schlanker (vgl. [www.bfe.admin.ch/smartgrids](http://www.bfe.admin.ch/smartgrids)).

## 3.2 Niederlande

### 3.2.1 Marktmodell

Die Öffnung des Marktes für Messstellenbetrieb und Messung erfolgte bereits 2000 für Strom und 2001 für Gas. Sämtliche Endverbraucher konnten seither die Installation der Messanlage und die Messung der genutzten Energie selbst durchführen, wenn sie technisch dazu in der Lage waren, und die Verbrauchsdaten gemäß den gesetzlichen Bestimmungen an den Netzbetreiber weitergaben. Alternativ konnte vom Kunden ein Messstellenbetreiber ausgewählt und beauftragt werden, diese Prozesse durchzuführen. Wurde kein Dritter beauftragt, so blieb der Netzbetreiber für den gesamten Prozess (Messstellenbetrieb und Messung) zuständig.

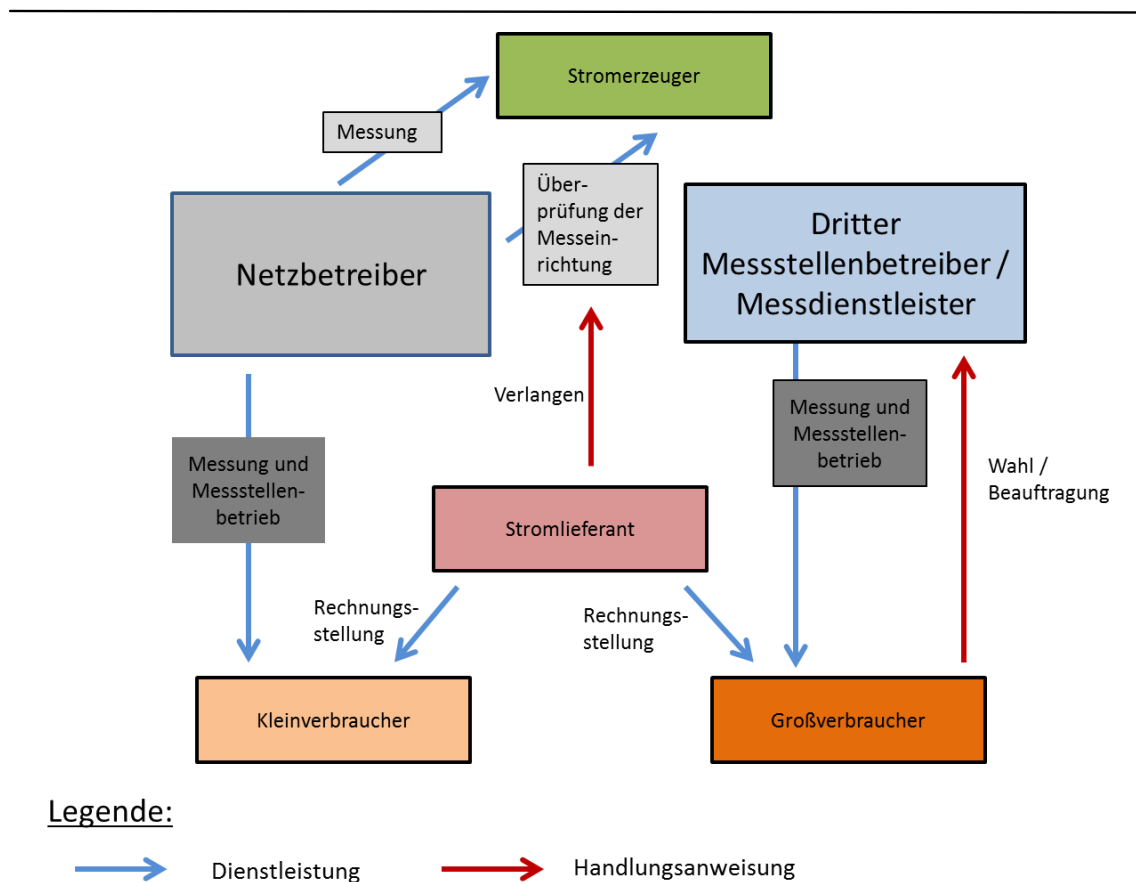
2006 wurden erste Schritte zur Regulierung und Restrukturierung des Marktes für Zähl- und Messwesen im Bereich der Kleinkunden (Haushalte und Kleinbetriebe) sowohl für den Strom- als auch für den Gassektor in die Wege geleitet. Gründe hierfür waren die ausbleibenden erhofften Erfolge nach der Liberalisierung (z.B. Preissteigerungen statt erhoffter Preissenkungen, vgl. Abschnitt 3.2.3). Inzwischen ist die Liberalisierung im Bereich der Kleinverbraucher zurückgenommen worden und der Verteilnetzbetreiber ist (wieder) für den Messstellenbetrieb verantwortlich. Die Messung obliegt dem Versorgungsunternehmen. Großkunden (ab ca. 80.000 kWh pro Jahr) können ihren Messstellenbetreiber bzw. Messdienstleister weiterhin frei wählen.<sup>50</sup>

Der Netzbetreiber muss auf Verlangen des Vertriebsunternehmens kontrollieren, ob die Messgeräte für die Einspeisung ins Netz geeignet sind. Auch obliegt dem Netzbetreiber die Messung sämtlicher Elektrizität, die aus erneuerbaren Anlagen ins Netz eingespeist wird. Für einen Prosumer im Haushaltsbereich, der üblicherweise über eine Photovoltaik-Anlage verfügt, besteht somit keine Wahlfreiheit bezüglich der Messung. Abbildung 3-4 fasst die beschriebenen Beziehungen zwischen den Akteuren zusammen.

---

<sup>50</sup> Fokkema (2013). Der Messstellenbetreiber führt immer auch die Messung durch. Eine Aufteilung dieser Rollen ist in den Niederlanden nicht vorgesehen.

Abbildung 3-4: Akteure im Messwesen in den Niederlanden



Quelle: WIK

Insgesamt ist der niederländische Energiemarkt vollständig liberalisiert. Alle Endverbraucher können ihren Versorger also frei wählen. Außerdem wurde sowohl für das Übertragungs- als auch die Verteilnetze die eigentumsrechtliche Entflechtung eingeführt. Das bedeutet, dass der Netzbetreiber im Eigentum eines unabhängigen Dritten stehen muss. Für die Verteilnetze läuft derzeit allerdings noch eine Klage zweier Verteilnetzbetreiber gegen diese Regelung.

Die Regulierung der Übertragungs- und Verteilnetze erfolgt durch eine Erlösobergrenzenregulierung, die Elemente des Yardstick-Competition enthält.<sup>51</sup>

<sup>51</sup> Yardstick-Competition bedeutet, dass der Preis, den ein Netzbetreiber ansetzen darf, nicht nur von den eigenen sondern auch von den Kosten der anderen Netzbetreiber abhängt (Vgl. Shleifer (1985)).

### 3.2.2 Prozesse und Verantwortlichkeiten

Um als Messstellenbetreiber bzw. Messdienstleister tätig zu sein, muss das Unternehmen vom nationalen Übertragungsnetzbetreiber TenneT anerkannt und dort registriert sein.<sup>52</sup> Den Unternehmen obliegt die Pflicht, die Qualität der Verbrauchswerte durch Datenvalidierung zu gewährleisten, z.B. durch die Wiederherstellung verloren gegangener Werte. Die Weiterleitung der Daten erfolgt mittels eines Standardprotokolls (EDINE), die Daten selbst sind im EDIFACT-Format zu übermitteln.<sup>53</sup>

Im sog. Metering Code sind weitere, vor allen Dingen technische Anforderungen an den Messstellenbetrieb und die Messung festgelegt. Auch die Häufigkeit der Messungen ist dort festgehalten. So müssen im Strombereich Haushaltskunden mindestens alle 3 Jahre abgelesen werden, kleinere Unternehmen (< 100 kW) mindestens einmal monatlich und große Unternehmen (> 100 kW) alle 15 Minuten.

### 3.2.3 Marktentwicklung

Derzeit sind im Strombereich 13 Unternehmen beim nationalen Übertragungsnetzbetreiber als Messstellenbetreiber registriert. Fünf dieser Unternehmen sind unabhängig, die übrigen acht stehen in Verbindung zu Netzbetreibern (z.B. als Tochterunternehmen). Die neuen Anbieter sind heute als Messstellenbetreiber fast ausschließlich auf dem Markt für Großabnehmer (ab ca. 80.000 kWh pro Jahr) tätig. Einige fungieren auch als Messdienstleister im Auftrag von Netzbetreibern bei Kleinverbrauchern. Für letztere erbrachte die Liberalisierung allerdings nicht die erwünschten Effekte. Die Preise der Netzbetreiber für das Messwesen im Bereich der Kleinverbraucher stiegen nach der Liberalisierung deutlich an (vgl. Abbildung 3-5).

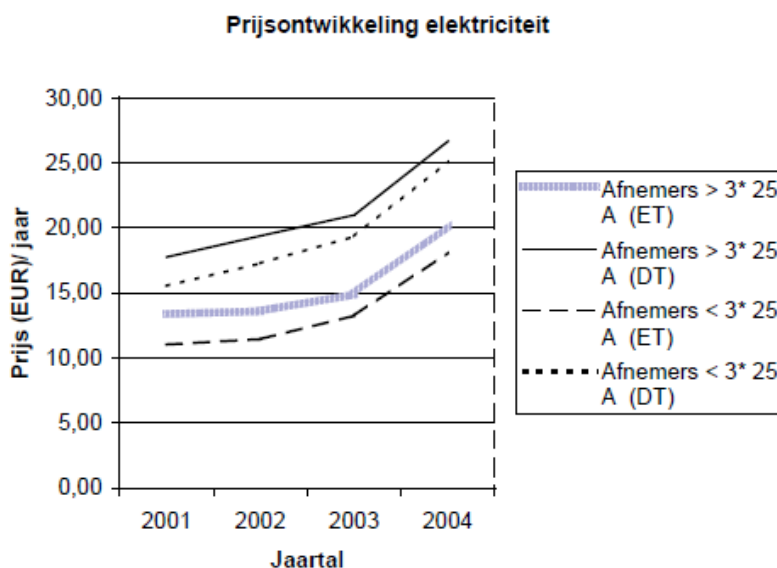
---

<sup>52</sup> Vgl. im Folgenden. Wissner u. Growitsch (2007).

<sup>53</sup> TenneT (2014).



Abbildung 3-5: Entwicklung der Preise im Messwesen in den Niederlanden



Quelle: DTE (2004)

wik

Die Kurven geben die Entwicklungen für verschiedene Tarife für Messstellenbetrieb und Messung (Einzeltarif (ET) und Doppeltarif (DT)) und Verbräuche (3 \* 25 A entsprechen ungefähr 15.000 kWh pro Jahr) wider. Anbieter, die direkt nach Marktöffnung eintraten, waren nicht auf dem Markt für Kleinverbraucher tätig. Daten zur Preisentwicklung bei den Anbietern für Großkunden sind leider nicht verfügbar.

Ein Grund für die unbefriedigende Marktentwicklung im Bereich der Haushaltskunden waren strukturelle Mängel, etwa hohe Kosten für den Einbau eines neuen Zählers in Relation zu den laufenden Kosten, d.h. „ein neuer Messdienstleister kann unter diesen Umständen, d.h. aus statischer Sicht, nur über niedrigere Tarife Marktzutritt erreichen. Dies scheint schwierig zu sein, da die Zähler der Netzbetreiber zum Teil schon abgeschrieben sind (aber weiterhin Tarife für die Dienstleistungen erhoben werden), während der Newcomer die Kapitalkosten neuer Zähler erst verdienen muss. Die Margen sind in diesem Bereich u.U. also zu gering, als dass sich Marktzutritt lohnen würde. Als weiterer Vorteil des Netzbetreibers wird gesehen, dass er bereits mehrere Abnehmer in einem Gebiet bedient [...] somit Dichtevorteile (economies of density) verwirklichen kann.“<sup>54</sup> Schließlich war das Kundeninteresse sehr gering. Bei der Mehrzahl der Netzbetreiber fanden keine Wechsel von Kunden zu anderen Dienstleistern statt.

Durch die genannten Entwicklungen fand in diesem wettbewerblichen Umfeld bis zum Jahr 2006 auch kein großflächiger Einsatz von Smart Metern statt.

<sup>54</sup> Wissner u. Growitsch (2007). Das Problem der Konkurrenz mit abgeschrieben Zählern stellt sich nicht nur in den Niederlanden, sondern grundsätzlich bei der Liberalisierung des Messwesens und des Eintritts neuer Marktteilnehmer.

Schließlich wurde daraufhin ein gesetzlicher Roll-Out für Haushalte und kleine Unternehmen beschlossen, der aber 2009 aus Datenschutzgründen wieder zurückgenommen bzw. abgeschwächt wurde.<sup>55</sup>

### 3.2.4 Unterschiede und Gemeinsamkeiten zur Schweiz

Der Hauptunterschied zur Schweiz besteht in der Liberalisierung des Energiemarktes. Alle Endkunden können ihre Stromversorger frei wählen, Großkunden auch ihren Messstellenbetreiber (der gleichzeitig Messdienstleister ist). Dieser ist in Besitz der Zähler, verkauft oder verleiht diese an den Kunden und führt die Messung durch.

Die niederländischen Verteilnetzbetreiber sind weitestgehend entflochten. Mit zehn Verteilnetzbetreibern ist die Zahl wesentlich geringer als in der Schweiz. Die Netzbetreiber unterliegen einer Anreizregulierung.

Der Smart Meter Rollout soll bis zum Jahr 2020 abgeschlossen sein. Die Aufgabe zur Ausbringung der Zähler liegt dabei bei den Verteilnetzbetreibern. Weiterhin existiert eine zentrale Datendrehscheibe zur Bereitstellung und Abwicklung der Messdaten (vgl. Abschnitt 5.1).

Die Erfahrung der Niederlande zeigt, dass eine Liberalisierung des Messwesen für Haushalte nicht zur Etablierung eines Marktes für Messstellenbetrieb und Messung geführt hat. Im Großkundenbereich hat sich aber durchaus ein solcher Markt entwickelt. Eine ähnliche Entwicklung ließe sich auch für die Schweiz erwarten.

---

<sup>55</sup> Cuijpers und Koops (2012).

### 3.3 Großbritannien

#### 3.3.1 Marktmodell

So wie in Deutschland gilt auch in Großbritannien die Liberalisierung grundsätzlich für alle Kunden. Allerdings sind in Großbritannien die Vertriebsunternehmen für die Installation und den Betrieb der Zähler sowie für die Messung verantwortlich. Diese können diese Dienstleistungen eigenständig durchführen oder durch Dritte ausführen lassen. Somit kann der Endkunde nur indirekt durch den Wechsel seines Vertriebsunternehmens Einfluss auf die Dienstleister im Bereich des Messwesens nehmen. Eine Ausnahme bilden Großkunden mit einer Maximalleistung von mehr als 100kW. Diese benötigen einen Zähler, der halbstündlich ausgelesen werden kann. Diese Kunden müssen einen separaten Vertrag mit einem Messstellenbetreiber abschließen und können diesen frei wählen. Messdienstleister werden standardmäßig vom jeweiligen Lieferanten vorgegeben, jedoch kann der Großkunde auch in diesem Bereich einen anderen Anbieter wählen, so er dies möchte.

Im Bereich der Erzeugung sind Anlagenbetreiber, die Vergütungen im Rahmen der Einspeisevergütung („Feed-in Tariff (FIT)“) erhalten, berechtigt, den Zähler zu installieren und selbst abzulesen bzw. diese Aufgaben von einem Dritten durchführen zu lassen. Die Erzeuger müssen jährlich bestätigen, dass die Angaben über die Zählerinstallation an ihren Anlagen, die vom Regulierer Ofgem in einem Register geführt werden, korrekt sind. Somit gilt eine Wahlfreiheit in den Bereichen Messstellenbetrieb und Messung auch für die Prosumer.

Diejenigen Vertriebsunternehmen, die die Einspeisevergütungen an die Anlagenbetreiber auszahlen, müssen sicherstellen, dass die Zähler der Anlagenbetreiber den gesetzlichen Regelungen entsprechen.

#### 3.3.2 Prozesse und Verantwortlichkeiten

##### 3.3.2.1 Vertriebsunternehmen

Lieferanten werden von der britischen Regulierungsbehörde Ofgem lizenziert, um Elektrizität an Haushalts- und Nicht-Haushaltskunden zu liefern. Neben der Verantwortlichkeit für die Zähler sind die Vertriebe für die ordnungsgemäße Vollbringung der jeweiligen Aufgaben der Messdienstleister, Datenaggregatoren und Messstellenbetreiber verantwortlich. Bei einem Wechsel des Vertriebsunternehmens durch den Kunden wird der Zähler aber nicht gewechselt, es sei denn der Kunde wünscht dies. Das alte und das neue Vertriebsunternehmen schließen dann normalerweise einen Pachtvertrag zur Nutzung des Zählers ab. Das neue Vertriebsunternehmen setzt aber möglicherweise einen anderen Messdienstleister ein. Dieser muss daher in der Lage sein, verschiedene Zähler

ler auszulesen bzw. dies bedingt langfristig eine Angleichung der Zähler. Durch den geplanten Smart Meter Rollout im Haushaltsbereich wird dies gewährleistet werden.

### 3.3.2.2 Messdienstleister

Der Messdienstleister ist für die Erhebung der Daten aus den Messsystemen zuständig. Hierbei hat er sich an die Regeln des BSC („Balancing and Settlement Code“) zu halten, die von „elexon“, einer Institution, die die Interessen sämtlicher Stakeholder (Ofgem, Stromwirtschaft, Endverbraucher) vereint, herausgegeben und überwacht wird. Zu den Pflichten des Messdienstleisters zählen u.a.:

- Ablesung, Validierung und Aufzeichnung von Messwerten und Schätzung von Messwerten falls nötig
- Ausführung von Tests bei neu installierten Zählern oder bei technischen Veränderungen am Zähler
- Aufnahme, Validierung und Pflege von technischen Details zu den Zählern jedes Anschlusspunktes
- Weitergabe der Daten an den Datenaggregator.

### 3.3.2.3 Datenaggregator

Der Datenaggregator erhält die Messdaten vom Messdienstleister und aggregiert diese im Einklang mit den BSC-Regeln. Für die halbstündliche Ablesung hat der Datenaggregator u.a. folgende Pflichten:

- Entgegennahme der Daten vom Messdienstleister
- Datenvalidierung und Erstellung von Reports<sup>56</sup>
- Eingabe der Daten in das relevante Datenaggregationssystem

Die Daten werden insbesondere an das Vertriebsunternehmen weitergegeben. Dieses wiederum leitet die Daten an den zuständigen Verteilnetzbetreiber weiter.

Weiterhin werden die Daten an „elexon“ weitergegeben, welches diese zur Be- und Abrechnung der Ausgleichszahlungen an Liefereanten und Erzeuger benötigt, falls diese von ihren prognostizierten Fahrplänen abweichen. Der Messdienstleister und der Datenaggregator sind oftmals, aber nicht notwendigerweise, derselbe Akteur. Durch die Aufspaltung ist zum einen die Aufgabe klarer definiert, zum anderen besteht dadurch eine größere Preistransparenz.

---

<sup>56</sup> Z.B. an den Messdienstleister bei unplausiblen Daten.

#### 3.3.2.4 Messstellenbetreiber

Der Messstellenbetreiber ist verantwortlich für die Installation und den Betrieb der Stromzähler im Auftrag des jeweiligen Vertriebsunternehmens (bzw. Großkunden) und im Einklang mit den BSC-Regeln. Zu seinen Pflichten zählt u.a.:

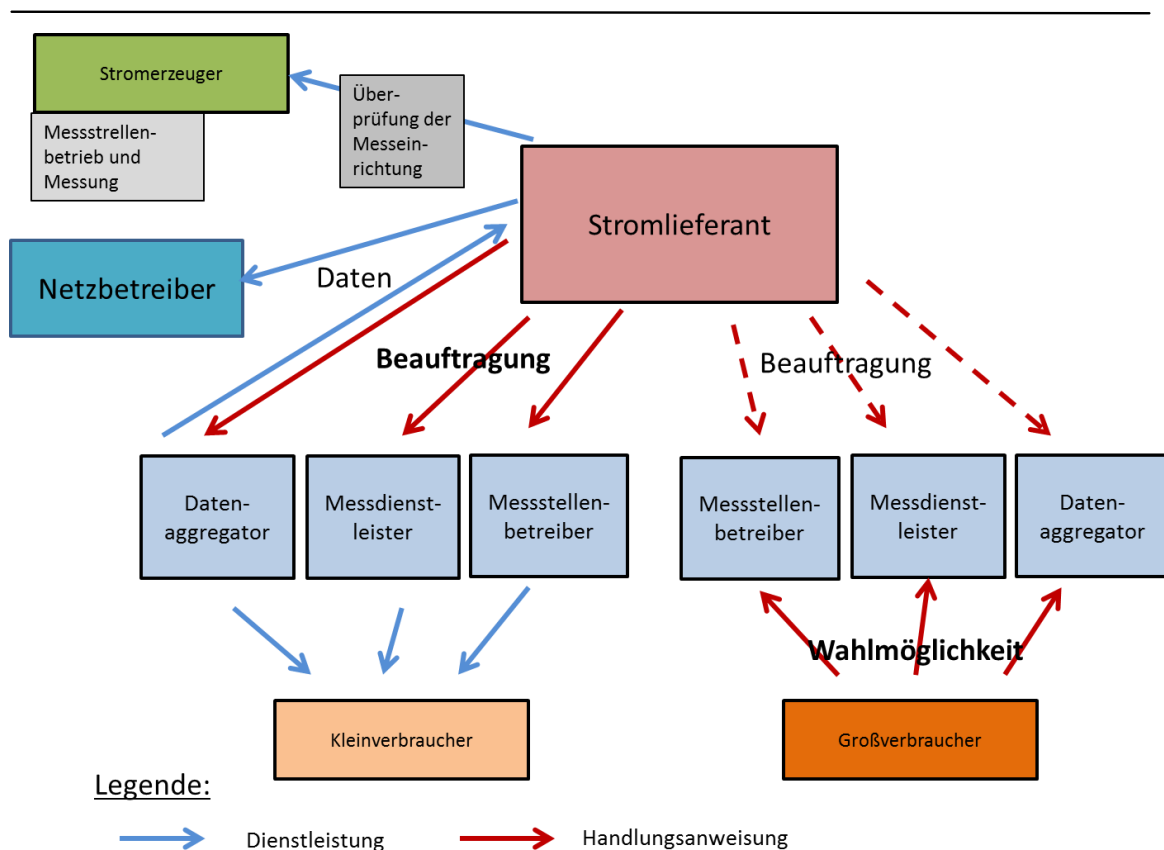
- Der Messstellenbetreiber soll in Anlehnung an die jeweils gültigen Bestimmungen die Zähler in und außer Betrieb nehmen, ausbauen, ersetzen oder umprogrammieren und darüber das beauftragende Vertriebsunternehmen, den zuständigen Messdienstleister und den Verteilnetzbetreiber informieren.
- Jede Änderung technischer Details der Zähler oder zur Inbetriebnahme der Zähler sind an den zuständigen Messdienstleister weiterzugeben.

### 3.3.2.5 Zentrale Kommunikationseinheit

Zur Realisierung des Roll-Outs von Smart Metern wurde in Großbritannien die Rolle des zentralen Kommunikators (die sog. Data Communications Company (DCC)) eingerichtet. Sie hat im Wesentlichen die Aufgabe, Kommunikationsdienste zwischen intelligenten Zählern und den Systemen der Vertriebsunternehmen, Netzbetreiber und anderer Berechtigter zu ermöglichen. Dazu sollen die mit Hilfe der Smart Meter erhobenen Daten für diese Akteure bereitgestellt werden. Die DCC hat ihre Arbeit noch nicht aufgenommen. Das Zusammenspiel mit den anderen beschriebenen Akteuren (Messstellenbetreiber, Messdienstleister, Datenaggregator) ist noch nicht abschließend klar.

Abbildung 3-6 fasst die beschriebenen Rollen der Akteure in Großbritannien zusammen. Die zentrale Kommunikationseinheit ist darin noch nicht berücksichtigt.

Abbildung 3-6: Akteure im Messwesen in Großbritannien



Quelle: WIK

### 3.3.3 Marktentwicklung

Wie erwähnt existiert im Bereich der Haushaltskunden keine Wahlfreiheit für die Dienstleistungen Messstellenbetrieb und Messung. Der Wettbewerb bei Haushaltskunden findet lediglich indirekt statt.

Im Bereich der Großkunden sind derzeit 23 Unternehmen beim britischen Messstellenbetreiberverband registriert. Ähnlich wie in den Niederlanden bietet sich für diese Kunden ein wettbewerbliches Umfeld. Dieser Bereich wurde bereits 1994 liberalisiert. Laut Schätzung des Branchenverbands der Messstellenbetreiber besitzen in etwa 50% der Großverbraucher (d.h. Kunden mit einem Anschluss > 100 kW) einen anderen als den vom Lieferanten präferierten Messstellenbetreiber. Detaillierte Zahlen zur Markt- und Preisentwicklung liegen allerdings nicht vor.

Im Bereich des Smart Metering fand aus dem Markt heraus keine nennenswerte Entwicklung statt. Vor diesem Hintergrund wurde im Jahr 2010 nach einer entsprechenden Kosten-Nutzen-Analyse, die positiv ausfiel, der flächendeckende Rollout von 53 Millionen Smart Metern im Gas- und Stromsektor bis zum Jahr 2020 beschlossen. Zum Rollout verpflichtet sind die Stromlieferanten.

### 3.3.4 Unterschiede und Gemeinsamkeiten zur Schweiz

Der britische und der schweizerische Strommarkt unterscheiden sich in einigen wesentlichen Punkten. Zunächst ist der britische Strommarkt vollständig liberalisiert, d.h. alle Kunden haben eine Wahlfreiheit bezüglich ihres Stromlieferanten. Die Anzahl der Verteilnetzbetreiber ist mit acht Unternehmen wesentlich geringer als in der Schweiz. Außerdem unterliegen diese einer Anreizregulierung.

Die Verantwortlichkeiten im Bereich Messwesen sind gänzlich anders organisiert. Dort sind die Energieversorger für Messstellenbetrieb und Messung zuständig, der Markt das Messwesen ist für Großkunden liberalisiert, d.h. diese können ihren Messstellenbetreiber und Messdienstleister frei wählen. Ein flächendeckender Smart-Meter-Rollout ist bis zum Jahr 2020 geplant. Gerade bei letzterem Punkt ist Großbritannien ähnlich zur Schweiz, wo der Rollout bis 2025 angestrebt wird. Wesentlicher Unterschied ist die Etablierung des Datahubs in Form des DCC in Großbritannien.

## 3.4 Österreich

### 3.4.1 Marktmodell

In Österreich ist grundsätzlich der Netzbetreiber für den Messstellenbetrieb und die Messdienstleistung zuständig. Er ist insbesondere verantwortlich für die „ordnungsgemäße Zählung, die vertrauliche Verwaltung der Daten der Netzbenutzer und die diskriminierungsfreie Bereitstellung der Informationen sowie für die Abrechnung der Netznutzung [...] und gewährleistet, dass nur Berechtigte die ihnen zustehenden Daten erhalten.“<sup>57</sup> Für die Messleistungen<sup>58</sup> gibt die Regulierungsbehörde Höchstpreise pro Kalendermonat vor. Dies sind derzeit für

1. Mittelspannungswandler – Lastprofilzählung: 75,00 €
2. Niederspannungswandler – Lastprofilzählung: 52,00 €
3. Niederspannungswandler – Viertelstundenmaximumzählung: 11,00 €
4. Direkt – Lastprofilzählung: 50,00 €
5. Viertelstundenmaximumzählung: 9,00 €
6. Drehstromzählung: 2,40 €
7. Wechselstromzählung: 1,00 €
8. Blindstromzählung: 2,40 €

### 3.4.2 Prozesse und Verantwortlichkeiten

Der Netzbetreiber ist zuständig für die Zählpunktbezeichnung. „Die Mindestanforderungen an die Zähler und Zähleinrichtungen sowie an zu verwendende Zusatzeinrichtungen werden vom jeweiligen Netzbetreiber auf Basis der technischen und tariflichen Erfordernisse und unter Berücksichtigung der berechtigten Interessen der Netzbenutzer vorgegeben. Die Art und der Umfang der Zählung (wie z.B. allfällig erforderliche Strom- und Spannungswandler, die Registrierung der Lastprofile, Ablesung, Datenbereitstellung etc.) wird zwischen Netzbenutzer und Netzbetreiber vertraglich festgelegt.“<sup>59</sup>

„Eine Ab- bzw. Auslesung der Zähleinrichtung hat – mit Ausnahme von Lastprofilzählern, die vom Netzbetreiber jedenfalls zumindest monatlich ausgelesen werden, sowie intelligenten Messgeräten, [...], – zumindest einmal jährlich zu erfolgen. Dabei hat mindestens alle drei Jahre eine Ab- bzw. Auslesung durch den Netzbetreiber selbst zu er-

---

<sup>57</sup> E-control (2011).

<sup>58</sup> Die Messleistung umfasst sowohl den Messstellenbetrieb als auch die Messdienstleistung: „Durch das vom Netzbenutzer zu entrichtende **Entgelt für Messleistungen** werden dem Netzbetreiber jene direkt zuordenbaren Kosten abgegolten, die mit der **Errichtung und dem Betrieb von Zähleinrichtungen** einschließlich notwendiger Wandler, **der Eichung und der Datenauslesung** verbunden sind.“ (§57 (1) Elektrizitätswirtschafts- und –organisationsgesetz).

<sup>59</sup> Ebenda. Darüber hinaus gelten für Intelligente Messgeräte weitere Anforderungen, die in der „Intelligente Messgeräte-AnforderungsVO 2011 – IMA-VO 2011“ (<http://www.e-control.at/documents/20903/-/20a992e6-d11f-48b8-ae9f-8e5d66f284c1>) festgehalten sind.



folgen.<sup>60</sup> Werden die Ablesung und die Übermittlung der Messdaten durch den Netzbetreiber erledigt, so ist der Netzbetreiber zur Durchführung einer Plausibilitätskontrolle der übermittelten Daten verpflichtet. Eine rechnerische Ermittlung der Messwerte ist nur in jenen Fällen zulässig, in denen der Netzbetreiber von der ihm angebotenen Möglichkeit zur Selbstablesung und Übermittlung der Daten an den Netzbetreiber keinen Gebrauch gemacht hat und ein Ableseversuch durch den Netzbetreiber, aus einem Grund, der dem Verantwortungsbereich des Netzbetreibers zuzuordnen ist, erfolglos blieb.“<sup>61</sup>

Der Verteilnetzbetreiber ist also sowohl für die Messung des Verbrauchs als auch der Erzeugung (Einpeisung ins Netz) zuständig. Er ist zur „Messung der Bezüge, Leistungen, Lastprofile der Netzbetreiber sowie zur Prüfung deren Plausibilität verpflichtet. Hierzu verwendet er zunächst eigene Zähler-, Wandler- und Fernausleseeinrichtungen. Es besteht jedoch auch die Möglichkeit, dass diese Einrichtungen von Netzbetreibern oder von Dritten beigestellt werden. Dazu hat der Netzbetreiber einen Antrag an den VNB zu stellen. Dieser prüft die Messeinrichtung gemäß seiner AGBs. Der Einbau und die Prüfung der ordnungsgemässen Funktion liegt aber jedenfalls in der Verantwortung der Netzbetreiber.“<sup>62</sup>

Durch den Einbau von beigestellten Geräten reduzieren sich die in Abschnitt 3.4.1 aufgeführten Höchstpreise wie folgt:<sup>63</sup>

<b>Beigestelltes Gerät</b>	<b>Reduktion des Entgelts</b>
1. Lastprofilzählung	
a) Lastprofilzähler:	6,00 €
b) GSM oder Analoges Modem:	5,00 €
c) Telefonnebenstelle:	5,00 €
2. Viertelstundenmaximumzähler:	3,50 €
3. Drehstromzählung:	0,40 €
4. Wechselstromzählung:	0,30 €
5. Messwandler	
a) Netzebene 4 und 5:	20,00 €
b) Netzebene 6 und 7:	1,50 €
6. Intelligentes Messgerät:	0,80 €

Weiterhin beauftragt der Netzbetreiber teilweise Dritte zur Erfüllung der Messdienstleistung. Diese Möglichkeit ist von Gesetzeswegen zwar nicht explizit vorgesehen, aber auch nicht verboten.

---

<sup>60</sup> Dazwischen ist auch eine Ab- bzw. Auslesung durch den Netzbetreiber (jede natürliche oder juristische Person oder eingetragene Personengesellschaft, die Elektrizität in ein Netz einpeist oder aus einem Netz entnimmt) möglich.

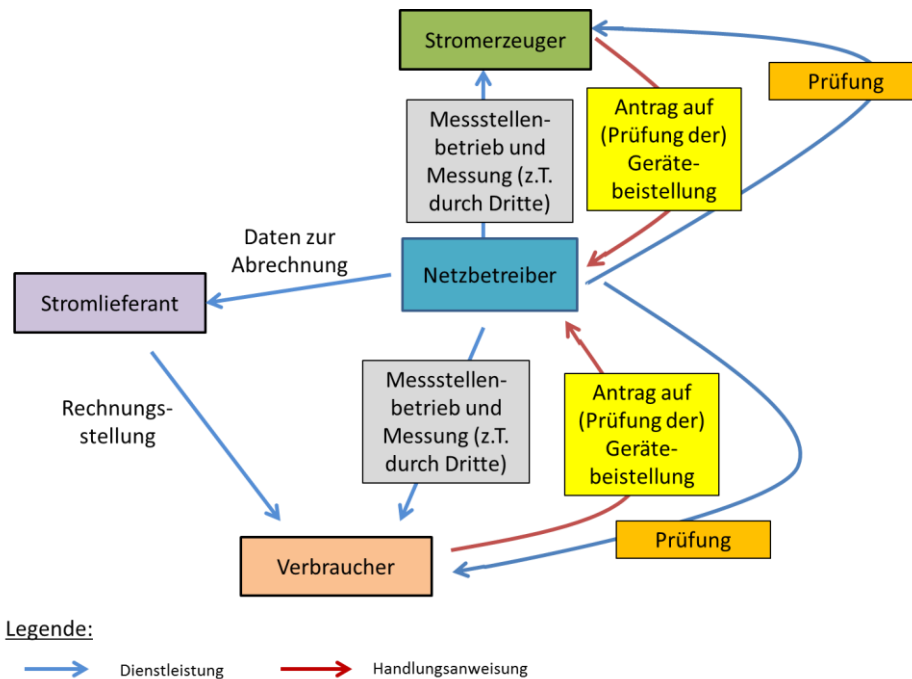
<sup>61</sup> §57 (4) Elektrizitätswirtschafts- und –organisationsgesetz.

<sup>62</sup> Ebenda.

<sup>63</sup> E-Control (2011)

Abbildung 3-7 fasst die beschriebenen Beziehungen der Marktakteure zusammen.

Abbildung 3-7: Akteure im Messwesen in Österreich



Quelle: WIK

### 3.4.3 Marktentwicklung

Das Instrument der Beistellung wird in Österreich lt. Auskunft von Experten so gut wie nicht genutzt. Dies liegt in erster Linie darin begründet, dass der Netzbetreiber letztlich den Zähler ablehnen kann, wenn dieser nicht zu seinem bestehenden Zählerpark passt. Der Endbenutzer kann den Zähler zwar in Abstimmung bzw. nach den Vorgaben des Netzbetreibers beschaffen, doch sind die Anreize dazu nicht hoch genug. Etwaige Größenvorteile bei der Bestellung der Zähler durch den Netzbetreiber können im Gegensatz zu einer Bestellung durch den Netzbetreiber nicht realisiert werden, so dass potenzielle Einsparungen aufgrund verminderter Höchstpreise egalisiert werden.

Die fehlende Kompatibilität bzw. die fehlende Möglichkeit zur Integration der beigestellten Zähler in das Mess- und Abrechnungssystem der Netzbetreiber verstärkt sich mit dem zunehmenden Aufkommen von Smart Metern. Da die Hersteller mit unterschiedlichen Standards und Schnittstellen arbeiten, ist die Beistellung eines Smart Meters mit noch höheren Anforderungen verbunden als die eines einfachen Drehstromzählers. Denkbar ist hier aber, dass die Hersteller ein Grundmodell anbieten, das den Anforderungen der verschiedenen Netzbetreiber gerecht wird bzw. eine generelle Vereinheitlichung der Standards in sämtlichen Netzgebieten angestrebt wird.

Im Bereich der Smart Meter wurde im Jahr 2010 eine Kosten-Nutzen-Analyse für den Rollout von Gas- und Stromzählern vorgelegt, die positiv ausfiel. Bis dato waren die Aktivitäten in diesem Bereich auf einzelne Pilotprojekte beschränkt.<sup>64</sup>

95 Prozent der Stromzähler müssen nun bis Ende 2019 auf Smart Meter umgerüstet sein. Verantwortlich für den Rollout sind die Verteilnetzbetreiber. Derzeit stockt der Rollout aber aufgrund ungeklärter technischer Fragen zum Zähler und der neu eingeführten Möglichkeit für Kunden, den Einbau eines Smart Meters abzulehnen.<sup>65</sup> Weitere Hindernisse sind ungelöste Sicherheitsfragen und die Behandlung von Investitionen in Smart Meter im Rahmen der Anreizregulierung.

#### 3.4.4 Unterschiede und Gemeinsamkeiten zur Schweiz

In Österreich besitzen alle Endkunden die freie Versorgerwahl. Mit 130 Verteilnetzbetreibern ist die Struktur der Versorgungswirtschaft nicht ganz so kleinteilig wie in der Schweiz. Grundsätzlich zuständig für den Messstellenbetrieb und die Messung sind wie in der Schweiz die Netzbetreiber. Der Endkunde besitzt aber die Möglichkeit, seine eigenen Messeinrichtung einbauen zu lassen (Beistellung). Damit kann er die Entgelte für verschiedene Dienstleistungen reduzieren. Diese Möglichkeit wird in der Praxis aber nur sehr selten genutzt. De facto befinden sich die Endverbraucher also in einer ähnlichen Situation wie in der Schweiz.

Die Netzbetreiber beauftragen in geringem Umfang dritte Unternehmen mit der Aufgabe des Messwesens. Insofern besteht hier ebenfalls eine Parallele zur derzeitigen Situation in der Schweiz. Der Regulator schreibt jedoch Preisobergrenzen vor, die durch externe Prüfungen kontrolliert werden. Zudem ist in Österreich die Anreizregulierung aktiv, die in der ersten Zeit sogar durch parallel laufende Kostenprüfungen ergänzt wurde. Der Ausweis des Entgelts für Messleistungen (Messstellenbetrieb und Messung) auf der Kundenrechnung ist nicht gesetzlich vorgeschrieben, wird aber vom Branchenverband empfohlen.<sup>66</sup>

Smart Meter sollen bis zum Jahr 2019 flächendeckend ausgerollt werden.

---

<sup>64</sup> Vgl. z.B. entsprechende Aktivitäten der Linz AG:  
<http://www.ubitronix.com/news/news-eintrag/article/smart-metering-projekt-waechst.html>

<sup>65</sup> Martens (2014).

<sup>66</sup> Vgl. <http://oesterreichsenergie.at/stromkunden/stromrechnung/stromrechnung-transparenz-und-uebersichtlichkeit.html>.

### 3.5 Zusammenfassung der Ländererfahrungen und Rückschlüsse für die Schweiz

Tabelle 3-4: Übersicht Ländererfahrungen

	Freie Ver-sorgerwahl	Wahl des Mess-stellenbetreibers / Messdienstleis-ters	Smart Metering	Zentraler Data Hub	Netzregu-lierung	Unbundling
Schweiz	Nur für Endver-bräucher > 100.000 kWh pro Jahr	Durch Netzbetrei-ber	KNA positiv, Roll-Out geplant bis 2025	nein	Allgemeine Preisregu-lierung für Kunden bis 100.000 kWh/a. Prüfung der Netznut-zungsentgelte (Cost Plus ex ante mit eher gerin-ger Prü-fungsinten-sität ) aller Anbieter	Informatorisch und buchhalter-isch
Deutschland	Alle End-verbraucher	Alle Endverbrau-cher und Produ-zenten	KNA positiv bei Einbezie-hung von kleinen Er-zeugungsan-lagen, Roll-Out wahr-scheinlich stufenweise abhängig vom Jahres-verbrauch (Endstufe: Verbraucher mit mehr als 6 MWh/a.)	Nein (dezentra-le Lösung (Smart – Meter-Gateway)	Anreizregu-lierung seit 2009	Informatorisch und buchhalter-isch für alle Unternehmen, organisatorisch und rechtlich ab 100.000 Kun-den
Niederlande	Alle End-verbraucher	Für Kleinkunden: Netzbetreiber; Großkunden mit freier Wahl, Für Produzenten der Netzbetreiber	Flächende-ckender Roll-Out von 15 Mio. Gas- und Strom-zählern bis 2020 geplant	ja	Yardstick-basierte Erlösüber-grenzenre-gulierung	Informatorisch, buchhalterisch, organisatorisch und eigentums-rechtlich (bis auf 2 Unter-nehmen)
Großbritannien	Alle End-verbraucher	Für Kleinkunden: Vertriebsunter-nehmen; Groß-kunden (> 100 kW) und Produzenten mit freier Wahl	Flächende-ckender Roll-Out bis 2020, Start Ende 2015	ja	Anreizregu-lierung	Informatorisch, buchhalterisch, organisatorisch
Österreich	Alle End-verbraucher	Messung und Messstellenbetrieb grundsätzlich beim Netzbetreiber; Beistellung der Messeinrichtung durch Netzbenut-zer möglich aber kaum genutzt	95%-Rollout bis Ende 2019 geplant	nein	Anreizregu-lierung	Informatorisch, buchhalterisch, organisatorisch und rechtlich

Quelle: WIK

Unabhängig von der Organisation des Marktsystems erscheint das Interesse der Haushaltskunden am Thema Messstellenbetrieb und Messung eher gering zu sein. Auch in Ländern, in denen diese Kunden Einfluss auf den Messstellenbetrieb (Deutschland, Niederlande, Österreich) oder die Messdienstleistung (Deutschland, Niederlande), haben bzw. hatten, hat sich in diesem Segment kein liquider, funktionierender Markt etablieren können. Allerdings sind z.B. in Deutschland die Preise für Messung, Messstellenbetrieb und Messung seit der Liberalisierung in diesem Bereich gesunken. Inwiefern dies Ausfluss der Liberalisierung oder gleichzeitiger Einfluss der Anreizregulierung ist, ist allerdings nicht quantifizierbar. Es zeigt aber, dass Liberalisierung und Regulierung durchaus Hand in Hand gehen können.

Im Großkundenbereich haben sich dagegen in allen Ländern mit liberalisiertem Messwesen tragfähige Märkte bzw. Geschäftskonzepte entwickelt. Dies bestätigen Gespräche mit den Anbietern dieser Dienstleistungen in den verschiedenen Ländern.

Ein Einfluss der Liberalisierung auf die Ausbringung von Smart Metern erscheint dagegen gering. In allen Ländern mit liberalisiertem Messwesen (Deutschland, Niederlande, Großbritannien) ist keine signifikante Ausbringung von Smart als Folge der Liberalisierung erfolgt. Vielmehr wurden in diesen Ländern gesetzliche Vorschriften zum flächendeckenden Roll-Out verabschiedet (Niederlande, Großbritannien) bzw. der Einbau für bestimmte Versorgungsfälle vorgesehen (Deutschland). Allerdings erfolgte auch in Österreich mit nur schwach ausgeprägtem Einfluss des Endkunden auf die Messeinrichtung nur punktuell und auf Betreiben des Netzbetreibers eine Ausbringung von Smart Metern.

## 4 Bewertung der drei Modelle

In diesem Abschnitt werden die drei in Abschnitt 2.3 beschriebenen Modelle bewertet. Dies geschieht vor dem Hintergrund der Auslandserfahrungen zum einen anhand eines qualitativen Kriterienkatalogs. Zum anderen werden Kosten und Nutzen bzw. Wirksamkeiten der verschiedenen Alternativen qualitativ aufgezeigt und, wo möglich, auch quantifiziert. Als Grundlage dienen dazu neben den Erkenntnissen aus den vorherigen Abschnitten die Studie „Folgeabschätzung einer Einführung von «Smart Metering» im Zusammenhang mit «Smart Grids» in der Schweiz“<sup>67</sup>, als auch sämtliche verfügbaren Kosten-Nutzen-Analysen zur Einführung von Smart Metern in anderen europäischen Ländern.

### 4.1 Qualitative Bewertung

Die qualitative Bewertung erfolgt anhand eines ökonomischen Kriterienkatalogs. Die Modelle werden an vier Kriterien gespiegelt und bewertet. Volkswirtschaftlich wünschenswert wäre ein System:

1. bei dem die Funktionalitäten der Stromzähler an den entsprechenden Bedürfnissen und Präferenzen bzw. Zahlungsbereitschaften der Kunden ausgerichtet sind (Kriterium 1),
2. das eine kostenminimale Ausbringung bzw. einen kostenminimalen Betrieb der Zählersysteme gewährleistet (Kriterium 2)
3. und gleichzeitig Anreize für technologische Innovationen und neue Geschäftsmodelle bietet (Kriterium 3).
4. Weiterhin sollten die administrativen Kosten, d.h. die Kosten für die Implementierung und den alltäglichen „Betrieb“, minimal sein (Kriterium 4).

#### 4.1.1 Kriterienkatalog

Der Katalog umfasst also die im Folgenden näher beschriebenen vier Kriterien:

##### **Kriterium 1: Wettbewerb und Kundenorientierung**

Der Preis für Messstellenbetrieb bzw. Messung sollte den (langfristigen) Grenzkosten der Erbringung der Dienstleistung entsprechen.<sup>68</sup> Der Preis drückt dann den Grenznutzen der Nachfrager aus. Dies geschieht dann, wenn es (perfekten) Wettbewerb mit vielen Anbietern und Nachfragen gibt. Der Preis ist dann (im Gegensatz zum Monopolpreis) für den einzelnen Anbieter nicht beeinflussbar. Dieser Zustand ist der Idealzustand, der für die Bewertung der Modelle als Referenz herangezogen wird. Aus wohl-

---

<sup>67</sup> Baeriswyl et al. (2012).

<sup>68</sup> In der ökonomischen Theorie wird dies unter dem Begriff „allokative Effizienz“ zusammengefasst.

fahrttheoretischer Sicht besteht in diesem Zustand ein (statisches) Maximum an volkswirtschaftlicher Wohlfahrt.

Für den Bereich des Messwesens bedeutet dies zunächst, dass möglichst viele Nachfrager auf möglichst viele Anbieter der Dienstleistungen Messstellenbetrieb und Messung treffen sollten, damit ein solches Wettbewerbsergebnis möglich ist. Da die Messung des Stromverbrauchs stets mit der Lieferung des Stroms einhergeht, ist die Nachfrage nach diesen Dienstleistungen entsprechend groß. Nahezu sämtliche Haushalte und Unternehmen in der Schweiz sind an das Stromnetz angeschlossen, so dass das Kriterium „sehr viele Nachfrager“ erfüllbar ist, sofern sich diese Nachfrager tatsächlich für das Produkt interessieren. Auf der anderen Seite muss eine ausreichende Zahl an Anbietern der Dienstleistungen „Messstellenbetrieb und Messung“ auf dem Markt existent sein, um für Preiswettbewerb zu sorgen. Bei der Bewertung der verschiedenen Modelle stellt sich daher die Frage, inwiefern bzw. in welchem Maße diese Bedingung jeweils erfüllt wird, um dem Idealzustand näherzukommen.

## **Kriterium 2: Kostenminimale Bereitstellung der Dienstleistungen**

Dieses Kriterium verlangt, dass die Unternehmen ihre Ressourcen effizient verwenden. Das heißt, dass eine gegebene Outputmenge mit minimalem Input produziert wird, bzw. mit gegebener Inputmenge ein maximaler Output erzielt wird.<sup>69</sup> Dies kann insbesondere erreicht werden durch das Ausnutzen von

- Größenvorteilen,
- Lernkurveneffekten,
- Dichtevorteilen und
- Verbundvorteilen.

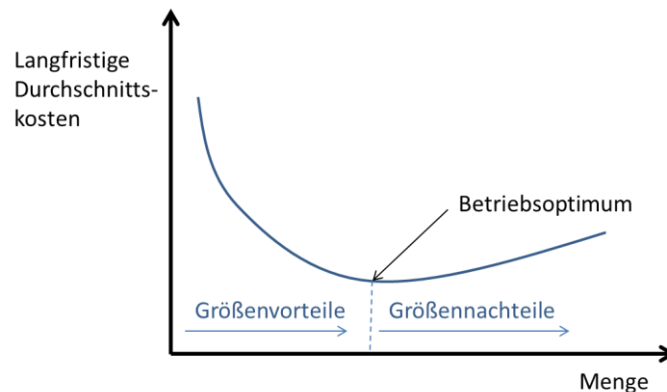
### *Größenvorteile*

Größenvorteile (economies of scale) bestehen immer dann, wenn die Produktionskosten pro Einheit (Stückkosten) mit steigender Produktionsmenge abnehmen. Durch große Stückzahlen wird es für ein Unternehmen also relativ günstiger ein gewisses Gut oder eine gewisse Dienstleistung zu produzieren. Gründe für die Existenz von Größenvorteilen sind Effizienzgewinne durch Spezialisierung oder Automatisierung, die erst ab einer gewissen Mindestgröße möglich sind. Auch eine Fixkostendegression kann für Größenvorteile verantwortlich sein, da sich die Fixkosten auf eine höhere Stückzahl verteilen (z.B. die Kosten für eine Produktionshalle). Weiterhin kann auch Einkaufsmacht durch das Abnehmen höherer Stückzahlen Größenvorteile begründen. Abbildung 4-1 zeigt das Vorhandensein von Größenvorteilen in graphischer Form.

---

<sup>69</sup> In der ökonomischen Theorie wird dies durch den Begriff der „produktiven Effizienz“ ausgedrückt.

Abbildung 4-1: Größenvorteile



Quelle: WIK

Bis zum Betriebsoptimum existieren Größenvorteile, in diesem Punkt produziert das Unternehmen effizient, die Kosten pro produzierter Einheit sind minimal. Oft tritt der Fall ein, dass bei einer weiteren Ausdehnung der Produktion über diesen Punkt hinaus Größennachteile entstehen, die Kosten pro Einheit also wieder zunehmen. Dies liegt z.B. darin begründet, dass es ab einer bestimmten Unternehmensgröße schwieriger bzw. teurer wird, Prozesse und Abläufe im Unternehmen zu organisieren.

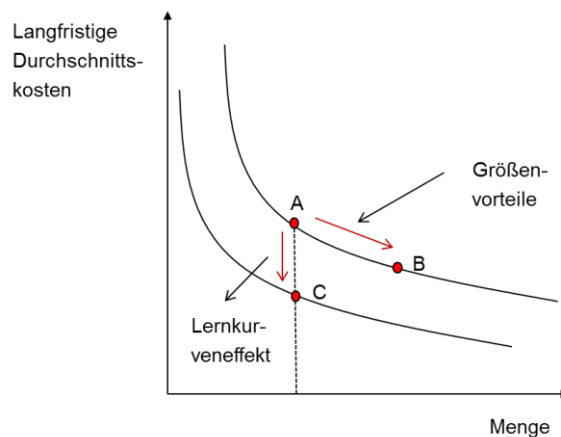
Im Bereich des Messstellenbetriebs sind Größenvorteile in erster Linie beim Einkauf der Zähler zu erwarten. Im Bereich der Messdienstleistung werden bei der Anschaffung von Soft- und Hardware zur Datenverarbeitung Größenvorteile generiert. Auch die Spezialisierung von Mitarbeitern z.B. auf bestimmte Kundengruppen und deren Betreuung kann die langfristigen Durchschnittskosten senken. Diese Spezialisierung kann nur in größeren Unternehmen realisiert werden.

#### *Lernkurveneffekte*

Ein enger Zusammenhang zu den Größenvorteilen besteht bei den sog. Lernkurveneffekten. Diese drücken aus, dass ein Unternehmen durch die wiederholte Durchführung einer Handlung in der Lage ist, diese Aktivität kostengünstiger auszuführen. Abbildung 4-2 verdeutlicht diesen Effekt.



Abbildung 4-2: Lernkurveneffekte



wik

Quelle: WIK

Die Durchschnittskosten (d.h. die Kosten pro produzierter Einheit) sinken aufgrund gemachter Erfahrungen im Produktionsprozess. Sie bewirken eine Niveauänderung der langfristigen Durchschnittskostenkurve. Sie können daher auch als dynamische Größenvorteile aufgefasst werden.

Im Bereich des Messwesens sind hier sämtliche Aktivitäten im Zusammenhang mit Messstellenbetrieb und Messung zu nennen (vgl. Tabelle 2-1). Je öfter diese Tätigkeiten durchgeführt werden, desto effizienter werden die Mitarbeiter in ihrer Arbeit und desto geringer sind die langfristigen Durchschnittskosten (Kosten pro produzierter Einheit).

#### *Dichtevorteile*

Dichtevorteile bewirken, dass sich mit zunehmender Dichte eines zu versorgendes Gebietes geringere Durchschnittskosten ergeben. Durch die räumliche Nähe einzelner Einheiten verringern sich Betriebs- und Kapitalkosten der Infrastruktur beispielsweise bei Postdienstleistungen. So verringern die kurzen Distanzen zwischen den Adressaten von Brief- oder Paketsendungen in städtischen Gebieten die Transport- bzw. Fahrtkosten für Postboten im Vergleich zu zersiedelten ländlichen Gebieten.

Im Bereich des Messwesens trifft dies für die Bereiche Messstellenbetrieb und Messung ebenfalls zu. Der Einbau und die Wartung sowie das Ablesen der Zähler (sofern keine Fernablesung stattfindet) ist durch die räumliche Nähe der Anschlusspunkte kostengünstiger zu gewährleisten als in ländlichen Gebieten.

#### *Verbundvorteile*

Verbundvorteile bestehen, wenn die Produktion verschiedener Produkte durch ein Unternehmen kostengünstiger ist als die Produktion durch mehrere Unternehmen. Die

daraus resultierenden Kostenvorteile begründen sich zumeist aus gemeinsamer Nutzung von Inputs (z.B. der IT-Infrastruktur).

Im Messwesen sind Verbundvorteile denkbar, wenn Messstellenbetrieb und Messdienstleitung vom selben Unternehmen durchgeführt werden. Ein Messstellenbetreiber, der den Zähler kennt, ist z.B. einfacher in der Lage ein maßgeschneidertes Angebot für einen speziellen Ableserhythmus anzubieten.

### **Kriterium 3: Weiterentwicklung der Zählertechnologie, Prozessinnovationen und neue Geschäftsmodelle**

Während die beiden zuerst genannten Kriterien (allokative und produktive Effizienz) in erster Linie statische Ansätze darstellen, versucht dieses Kriterium (das üblicherweise unter dem Stichwort „dynamische Effizienz“ subsumiert wird) Entwicklungen im Zeitablauf zu erfassen. Dazu zählt insbesondere die Analyse der Intensität von Produkt- und Prozessinnovationen. Im Kontext des Messwesens zählt dazu:

- die technische Weiterentwicklung der Zähler, z.B. neue Funktionalitäten oder Kommunikationsmöglichkeiten
- die Verbesserung der Ablaufprozesse, d.h. eine Steigerung der Effizienz von Prozessen, z.B. der datenaustausch mit / zum Kunden
- oder die Möglichkeiten zum Auffinden neuer Geschäftsmodelle wie z.B. Apps zur Kontrolle des Energieverbrauchs oder Energieeinsparberatungen auf Grundlage individueller Verbrauchsdaten.

### **Kriterium 4: Administrativer Aufwand**

Ein (neues) Marktmodell sollte mit möglichst geringem Aufwand für Implementierung und „Betrieb“ auf Seiten aller Akteure umgesetzt werden.

Findet eine Reorganisation des Messwesens statt, bei der neue Akteure mit neuen Rollen entstehen, so entstehen auch neue Schnittstellen zwischen den Akteuren. Dadurch haben auch die Marktakteure durch die Umsetzung der neuen Marktregeln mit Aufwand zu rechnen. Prozesse müssen angepasst und Verantwortlichkeiten definiert werden. Die neuen Prozesse müssen nicht nur implementiert werden sondern auch wiederkehrend beherrscht und umgesetzt werden. Auf Seiten der Verbraucher entstehen Kosten durch die Suche nach einem neuen Dienstleister. Hier müssen sich Kunden zunächst einen Marktüberblick verschaffen und dann den für sie geeignetsten Anbieter auswählen.

Verbleibt die Verantwortung für das Messwesen ganz oder teilweise beim Netzbetreiber, so entsteht für den Regulator dauerhafter Aufwand, falls die Preise für das Messwesen in irgendeiner Weise reguliert werden. So müssen entsprechende Daten angefordert, validiert und entsprechend den Regulierungsvorgaben verwendet werden. Die Unternehmen wiederum sind verpflichtet, dem Regulator die Daten zu liefern, die für

eine effektive Regulierung benötigt werden. Auch dies ist mit entsprechendem Aufwand verbunden.

Schließlich entsteht durch den notwendigen Erlass neuer Gesetze und Verordnungen ein gewisser, einmaliger Aufwand.

#### 4.1.2 Bewertung der Modelle anhand des Kriterienkatalogs

Im Folgenden werden die drei in Abschnitt 2.3 dargestellten Modelle mit Hilfe des in Abschnitt 4.1.1 entwickelten Kriterienkatalogs bewertet. Dabei wird im Verlaufe der Bewertung zwischen verschiedenen Abnehmern bzw. Erzeugern unterschieden. Es gelten folgende Begriffsdefinitionen:

- **Großkunden:** Kunden mit einem Jahresverbrauch von mehr als 100 MWh
- **Kleinkunden:** Kunden mit einem Jahresverbrauch von weniger als 100MWh

Das **entscheidende Abgrenzungskriterium** ist also der **Verbrauch** und nicht die Frage, ob ein Kunde Netzzugang besitzt oder nicht.

##### 4.1.2.1 Modell 1

In diesem Modell liegt die Entscheidung für die Wahl des Messstellenbetreibers bzw. Messdienstleisters beim Endkunden. Er kann die Dienstleistungen frei wählen. Hierbei kann die Wahlfreiheit ggf. nur für bestimmte Kundengruppen gewährt werden.

#### **Kriterium 1: Wettbewerb und Kundeorientierung**

Grundsätzlich sind Stromnetze durch Unteilbarkeiten gekennzeichnet. Das heißt, dass die Errichtung von Teilen des Netzes durch mehrere Unternehmen aufgrund sinkender Durchschnittskosten mit höheren Kosten verbunden ist, als durch ein einzelnes. Dies betrifft allerdings nicht den *Messstellenbetrieb und die Messung*: hier existieren also grundsätzlich keine derartigen Markteintrittsbarrieren für Dritte, da die *Kosten für diese Dienstleistung nicht prohibitiv hoch* sind. Allerdings muss eine Ausbringung der Zähler vor dem Hintergrund der bestehenden Verhältnisse betrachtet werden: bereits abgeschriebene Zähler der Netzbetreiber können für neue Messstellenbetreiber eine Markteintrittsbarriere darstellen, da diese den Messstellenbetrieb dann wesentlich günstiger anbieten können als ein Newcomer, der die Kapitalkosten erst erwirtschaften muss, wie die Erfahrung in den Niederlanden zeigt (vgl. Abschnitt 3.2). Diese Situation ist auch auf die Schweiz übertragbar. Bei einem Smart Meter Rollout durch den Netzbetreiber stellt sich diese Frage dann nicht, da die dafür anfallenden Kosten durch die Regulierungsbehörde anerkannt werden.

Zumindest im Bereich der *Kleinkunden* ist es also *fragwürdig, ob ein Markt für Messstellenbetrieb in der Schweiz überhaupt entstehen würde.*<sup>70</sup> Allerdings stellt neben dem Preis auch die Qualität und Art der Dienstleistung einen Entscheidungsparameter dar. Durch die *Wahlfreiheit* besitzen die Kunden (inkl. der Prosumer) eine hohe *Konsumensouveränität*. Sie werden in die Lage versetzt, durch ihre Nachfrage zu bestimmen, welche Zähler<sup>71</sup> und welche Art der Messung am Markt bereitgestellt werden. Sie können sich anhand ihrer Präferenzen z.B. für Smart Meter, die Art der Daten und der Datenbereitstellung etc. entscheiden.

Einschränkungen erfährt die allokativen Effizienz, wenn der Grenznutzen zusätzlicher Funktionalitäten bzw. Dienstleistungen (z.B. monatliche Abrechnung, Verknüpfung mit Smart-Home-Anwendungen etc.) für die meisten Endkunden möglicherweise kleiner ist als die Grenzkosten. Dann wird die Nachfrage eher gering ausfallen und ein wettbewerblicher Markt entsteht nur beschränkt. Ein flächendeckender Roll-Out von Smart Metern, so wie er in der Schweiz geplant ist, würde die Entscheidungsfreiheit weiter einschränken (vgl. FN 70).

Einschränkungen bezüglich der allokativen Effizienz müssen auch in Kauf genommen werden, wenn der Preis für ein Gut nur relativ geringen Anteil am Gesamtbudget besitzt und die Preiselastizität der Nachfrage unelastisch ist („*importance of being unimportant*“). Nachfrager nehmen dann Preisänderungen weniger stark wahr, als bei Gütern und Dienstleistungen mit einem hohen Anteil. Daher ist es von Interesse, den Anteil der Preise für Messstellenbetrieb und Messdienstleistung am Gesamtbudget der Stromkosten zu kennen. Ist dieser gering, ist der tatsächliche Effekt schwach und allokativen Effizienz stellt sich möglicherweise nicht bzw. nicht vollständig ein, da die geringe Preissensibilität der Nachfrager dazu führt, dass nur wenige Anbieter auf den Markt treten und zu wettbewerblichen Preisen anbieten.

Auf der anderen Seite *nimmt der Preis für die gesamte Dienstleistung mit der Höhe des Verbrauchs absolut gesehen zu.* Ein Betrag von knapp 10.000 Euro für die Dienstleistungen Messstellenbetrieb, Messung und Abrechnung für ein durchschnittliches Industrieunternehmen mit mehreren Messpunkten wie in Deutschland (vgl. Abschnitt 3.1.4) ist eine Kostenposition, die auch für schweizerische Unternehmen in Hinblick auf Kostensenkungspotenzial interessant ist.

Aus den *Ergebnissen der Umfrage* (vgl. Abschnitt 2.1) ist auch zu erkennen, dass die *Stromerzeuger* diejenige Gruppe in der Schweiz ist, die durch eine Öffnung sowohl des Messstellenbetriebs als auch der Messung die *höchsten Erwartungen in Preissenkungen* setzt. Auch für den Bereich der *Industriekunden* scheint diese Erwartung zu über-

---

<sup>70</sup> Im Falle eines flächendeckenden und verpflichtenden Rollouts von Smart Metern durch Netzbetreiber wären jedoch die Auswahlmöglichkeiten des Kunden wiederum eingeschränkt, da ein Akteur (z.B. der Netzbetreiber) für die Installation der Zähler verantwortlich wäre und gewisse Vorgaben hinsichtlich des Zählers zu beachten wären. Denkbar ist dann nur, dass der Kunde zwischen verschiedenen Smart Metern (mit verschiedenen Funktionalitäten) wählen kann.

<sup>71</sup> Bestimmte Mindestanforderungen werden dabei an alle Zähler gestellt, d.h. die Wahlfreiheit setzt erst ab der Erfüllung dieser Standards ein. Die Mindestanforderungen an die Zähler ergeben sich aus den Anforderungen an die Messdatenbereitstellung lt. Metring Code (vgl. Tabelle 2-3).

wiegen, während der Preis im Bereich der Haushalte eher eine untergeordnete Rolle spielt.<sup>72</sup> Letzteres gilt allerdings nur eingeschränkt für die Kundengruppe der sog. Prosumer. Hier ist in den nächsten Jahren durch die steigende Zahl an Photovoltaikanlagen mit ansteigenden Fallzahlen zu rechnen.<sup>73</sup> Auch die seit 2014 bestehende Möglichkeit zur Eigenverbrauchsnutzung wird zukünftig eine stärkere Rolle spielen. In Bereich des Eigenverbrauchs sind verschiedene Bezugs- und Abgabe-Konstellationen denkbar und es bestehen für die Beteiligten gewisse Freiheitsgrade bei der Frage der einzusetzenden Zähler.<sup>74</sup> In diesem Bereich bestehen daher teilweise sehr unterschiedliche Preisangebote durch die Versorger bzw. Netzbetreiber.<sup>75</sup> Preise, die aus der Sicht der Prosumer zu hoch sind, geben diesen einen Anlass nach Alternativen zu suchen. Da diese Kundengruppe bei der *Installation der Erzeugungsanlage gezwungen ist, sich mit dem Thema des Messwesens auseinanderzusetzen*, da die Preise für Messstellenbetrieb und Messung in ihre Wirtschaftlichkeitsberechnung für die Investition in eine solche Anlage einfließen, ist insbesondere bei größeren Anlagen über 30 kVA von einer weitaus höheren Sensibilität diesbezüglich auszugehen als bei Haushalten, die reine Verbraucher sind. Erzeugungsanlagen dieser Größenordnung sind z.B. Mehrfamilienhäuser mit einer gemeinsamen Produktionsanlage.<sup>76</sup> Die freie Wahl des Messstellenbetreibers und Messdienstleisters würde einen Markt entsprechend fördern und die derzeit existierenden Preisunterschiede in großen Teilen eliminieren.

Die *Auslandserfahrungen* deuten schließlich ebenfalls darauf hin, dass sich *Märkte für Messstellenbetrieb und Messung im Bereich der Erzeugung und vor allen Dingen der Großkunden etablieren* können. In der Schweiz sind Großkunden ebenfalls sensibilisiert für die Möglichkeit des Anbieterwechsels. Es ist daher, wie auch die Umfrageergebnisse zeigen, davon auszugehen, dass eine potenzielle Wahlfreiheit durch diese Gruppe auch im Bereich des Messwesens genutzt würde.

## **Kriterium 2: Kostenminimale Bereitstellung der Dienstleistungen**

*Größenvorteile* im Bereich des Messstellenbetriebs existieren *Einkaufsvorteile bei der Beschaffung der Zähler*. Je größer die Zahl der Kunden ist, desto höher ist die Zahl der benötigten Zähler und mögliche Größenvorteile beim Einkauf. Die Anfrage bei einem in der Schweiz ansässigen Zählerhersteller ergab folgende Rabatte, abhängig von der Abnahmemenge:

---

<sup>72</sup> Die Umfrage ist nicht repräsentativ, so dass nur tendenzielle Aussagen getroffen werden können. Die Antworten durch die einschlägigen Verbände lassen jedoch den Schluss zu, dass diese stellvertretend für die Mehrzahl ihrer Mitglieder geantwortet haben, was wiederum die Aussagekraft der Umfrageergebnisse erhöht.

<sup>73</sup> BFE (2013).

<sup>74</sup> BFE (2014a).

<sup>75</sup> Haller (2015).

<sup>76</sup> BFE (2014a).

Tabelle 4-1: Rabatte für Zählerbeschaffungen

Anzahl	>500	>1.000	>10.000	>50.000	>100.000
Standard Eintarifzähler	18%	22%	30%	-	-
Standard Smart Meter	18%	22%	30%	-	-
Messsystem (Zähler und Software) (Industrie)	-	-	15%	30%	60%

Quelle: Schweizer Zählerhersteller

Unabhängige Messstellenbetreiber sind beim Aufbau eines neuen Kundenstammes in dieser Hinsicht auf der einen Seite im Nachteil, da sie zunächst neue Kunden akquirieren müssen und zunächst über weniger Kunden verfügen als die Netzbetreiber. Auf der anderen Seite sehen die Netzbetreiber möglicherweise keine Notwendigkeit, in großer Stückzahl neue Zähler für alle Kunden zu ordern.<sup>77</sup> Nur bei sehr großen Netzbetreibern führt die turnusmäßige Ersetzung (und Neubestellung) von Zählern bei einigen Kunden dann zu entsprechenden Größenvorteilen.<sup>78</sup>

Bei *Einbau, Betrieb und Wartung* der Zähler ist *nur bedingt mit Größenvorteilen zu rechnen*, etwa durch Spezialisierung von Arbeitskräften. Für die Eichung der Zähler existieren ebenfalls gewisse Mengennachlässe.<sup>79</sup>

Im Bereich der *Messung sind Größenvorteile ab einer gewissen Schwelle zu erwarten*, insbesondere durch geringere Fixkosten bei der Benutzung eines EDM-Systems für den Bereich der Datenaufbereitung und des Datentransfers. Eine einmal angeschaffte Software wird für 1.000 Messdatensätze ähnliche Gesamtkosten generieren wie für 50.000, so dass die Durchschnittskosten mit zunehmender Anzahl abnehmen. Berechnungen der EICom gehen davon aus, dass die Durchschnittskosten bis zu einer Zahl von 500 Messstellen stark absinken und danach etwa auf demselben Niveau verbleiben (im Bereich von ca. 400 CHF pro Jahr).<sup>80</sup> Da Messdienstleister, die bereits heute im Auftrag der Netzbetreiber diese Dienstleistungen anbieten, diesen Wert nach der ersten Beauftragung durch einen Netzbetreiber mit 500 Messstellen bereits erreicht haben, liegen die Kosten für alle weiteren Messstellen auf einem niedrigeren Niveau von ca. 400 CHF. Insbesondere für kleine Netzbetreiber macht daher die Beauftragung von

<sup>77</sup> Dies änderte sich bei einem Rollout von Smart Metern durch die Netzbetreiber.

<sup>78</sup> Nachlieger bestellen vielfach bei ihren Vorliegern. Die Größenvorteile werden aber oft nicht weitergegeben sondern z.B. Listenpreise verrechnet.

<sup>79</sup> Vgl. Anhang B8 der Verordnung über die Eich- und Kontrollgebühren im Messwesen.

<sup>80</sup> EICom (2014).

dritten Dienstleistern Sinn.<sup>81</sup> In einem Markt mit liberalisierter Messdienstleistung gilt dies natürlich ebenso für die Endkunden als beauftragende Akteure.

*Lernkurveneffekte* für Messstellenbetrieb und Messung werden umso stärker eintreten, je mehr bzw. je öfter diese Aktivitäten durchgeführt werden. Bei externen Dienstleistern können *spezifische technische Anforderungen verschiedener Netzbetreiber* diese *Effekte möglicherweise erschweren bzw. verlangsamen*, insbesondere beim Messstellenbetrieb. Dies zeigen die Erfahrungen in Deutschland. Dort unterschieden sich die technischen Anforderungen für den Betrieb einer Messstelle zwischen den Netzgebieten so stark, dass es für neue Messstellenbetreiber fast nicht möglich war, Synergie- bzw. Lernkurveneffekte zu erzielen. Dies gilt grundsätzlich auch für die Schweiz lt. Aussage eines interviewten Experten (vgl. Abschnitt 2.2). Die technischen Mindestanforderungen an Smart Meter durch das BFE (BFE, 2014b) sind ein erster wichtiger Schritt in Richtung der Vereinheitlichung. *Ziel* muss es sein ein „*plug and play*“ *Standard* zu entwickeln und zu installieren, der Diskriminierungspotenzial seitens der Netzbetreiber ausschließt.

Im Bereich der Messung sind die Prozesse weitestgehend standardisiert. Dies sollte auch im Falle einer Liberalisierung so beibehalten werden. Somit sind *starke Lernkurveneffekte bei der Messung nicht zu erwarten*.

*Verbundvorteile* im Modell 1 können durch die gemeinsame Bereitstellung von Messstellenbetrieb und Messdienstleistung entstehen. *Fallen diese Rollen zusammen*, so ist es für einen Akteur beispielsweise *einfacher, dem Kunden eine auf seine Bedürfnisse zugeschnittene Messdienstleistung anzubieten*, da er dann einen Zähler mit den benötigten Funktionen einbauen kann. In Deutschland beispielsweise fallen beide Rollen bei Installation eines Smart Meters von Gesetzes wegen zusammen. Weiterhin kann beispielsweise ein Energiedienstleister, der gleichzeitig Messstellenbetreiber und Messdienstleister ist, dem Kunden angepasste Angebote in Bezug auf Energieeinsparung und / oder Energieeinkauf unterbreiten.

*Dichtevorteile* bei Messstellenbetrieb und Messung sind bei externen Dienstleistern nur in erster Linie dann zu erwarten, wenn ihr Tätigkeitsfeld auf städtische Bereiche beschränkt ist. In der *Schweiz* befinden sich *72% der Zähler in städtischem Gebiet*, so dass *dieser Effekt durchaus spürbar ist*.<sup>82</sup> Denkbar sind solche Vorteile auch beim Tätigwerden in Gebäudekomplexen, z.B. bei Dienstleistungen für Wohnbaugesellschaften. Bei Großkunden dürften sich Dichtevorteile aufgrund deren geringeren Anzahl nur beschränkt realisieren lassen (z.B. bei mehreren Kunden in einem Industriepark o.Ä.).

---

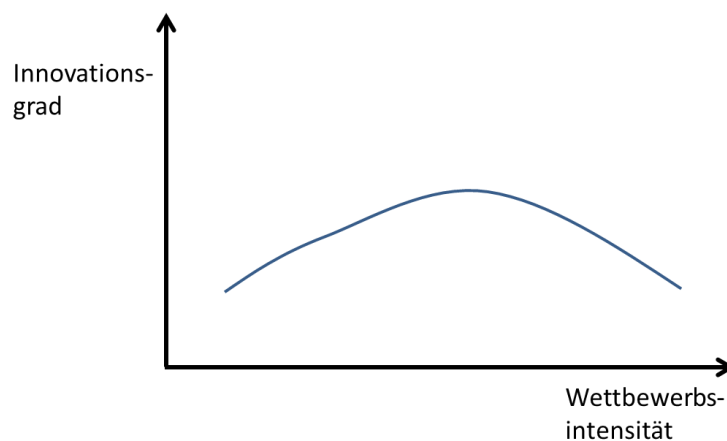
<sup>81</sup> Dies gilt umso stärker, je mehr Smart Meter installiert sind. Die dann auftretende Datenmenge macht zunehmend den Einsatz von Energie-Daten-Management-Systemen notwendig, die umso günstiger werden, je mehr Kunden bzw. Daten dort verarbeitet werden.

<sup>82</sup> BFS (2009).

### Kriterium 3: Weiterentwicklung der Zählertechnologie, Prozessinnovationen und neue Geschäftsmodelle

Der Zusammenhang zwischen dem Grad der Wettbewerbsintensität und der Innovationsfähigkeit war und ist eine viel diskutierte Forschungsfrage. Neuere Studien deuten darauf hin, dass ein Zusammenhang in Form eines umgekehrten „U“s zwischen den beiden Größen besteht.<sup>83</sup> Das bedeutet, dass die Innovationsfähigkeit der Unternehmen mit zunehmender Wettbewerbsintensität zunächst zu- und dann wieder abnimmt. Der Wendepunkt der Kurve liegt dort, wo der Preis etwa 5 Prozent oberhalb der Grenzkosten liegt. Danach sinkt das (durchschnittliche) Innovationsniveau wieder. Abbildung 4-3 gibt diese wesentliche Aussage wieder.

Abbildung 4-3: Wettbewerbsintensität und Innovationsgrad



Quelle: WIK in Anlehnung an Aghion et al. (2005).

Unterstellt man einen solchen Verlauf für das Messwesen, bedeutet dies, dass im *Modell 1* zunächst mit Innovationen zu rechnen ist, bis der Markt tatsächlich als Wettbewerbsmarkt funktioniert. Das heißt, es kann durch die Anbieter zeitnah auf Präferenzen bzw. Präferenzänderungen der Kunden eingegangen werden, was das Entstehen neuer technologischer Entwicklungen ermöglicht. Auch neue, innovative Geschäftsmodelle sind auf dieser Grundlage möglich. Die Grundvoraussetzung dafür ist allerdings, dass ein Interesse des Kunden an solchen neuen Produkten überhaupt besteht (vgl. Kriterium 1).

Da der Schweizer Strommarkt von der Struktur in etwa mit dem deutschen Strommarkt verglichen werden kann (Zahl der Anbieter, Eigentümerstruktur), ist zwar mit dem Angebot innovativer Lösungen zu rechnen, allerdings muss davon ausgegangen werden, dass die Nachfrage nach solchen Lösungen im Bereich der Haushalte gering bleibt. Die Weiterentwicklung der Zähler und die Entwicklung neuer Geschäftsmodelle sind somit

<sup>83</sup> Aghion et al. (2005).



*eher im Bereich der Großkunden zu erwarten.* Hier zeigt sich aus den internationalen Erfahrungen und Expertengesprächen, dass insbesondere Unternehmen mit Standorten in unterschiedlichen Netzgebieten von maßgeschneiderten Lösungen aus einer Hand profitieren. Der Endkunde besitzt dann lediglich einen Ansprechpartner für seine schweizweit verteilten Filialen, was das Energiemanagement erheblich erleichtert.

#### **Kriterium 4: Administrativer Aufwand**

Die Implementierung neuer Marktrollen erfordert die *Abstimmungen mit den beteiligten Akteuren* bei der Änderung von Gesetzen, Verordnungen und Marktregeln. Die Erarbeitung dieser neuen Vorschriften geht mit Arbeitsaufwand bzw. Kosten für staatliche Stellen und Unternehmen einher, wenn dies im Konsens erfolgt. Die tägliche Umsetzung erfordert das „*Erlernen*“ der *neuen Regelungen* durch die Marktakteure sowie einen erhöhten Abstimmungsbedarf zwischen den Akteuren.

Für Verbraucher bedeutet dies, dass sich ihr Aufwand erhöht, falls sie einen Wechsel des Messstellenbetreibers oder Messdienstleisters in Erwägung ziehen. Dann entstehen Transaktionskosten durch die Suche nach einem neuen Anbieter, dem Vergleich mit anderen Anbietern und Kosten in Zusammenhang mit dem Vertragsabschluss. Darüber hinaus entstehen permanente Such- und Vergleichskosten, wenn der stets günstigste Anbieter gewählt werden soll.

Eine weitere Frage, die sich in diesem Modell stellt, ist, *wie mit den Kunden umgegangen wird, die nicht wechseln.* In Großbritannien (Großkundenbereich) werden diese durch die von ihrem Vertriebsunternehmen ausgewählten Dienstleister (Messstellenbetreiber bzw. Messdienstleister) bedient, in Deutschland ist der Netzbetreiber derjenige, der diese Dienstleistungen für diese Kundengruppe ausführt. In Deutschland gehen die Kosten für diese Dienstleistungen in den Effizienzvergleich zwischen den Netzbetreibern ein, der alle fünf Jahre stattfindet und eine Grundlage der Anreizregulierung bildet. Der Preis, der sich auf dem Markt für diese Dienstleistungen bildet, kann dabei als Indikator für eine effiziente Bereitstellung angesehen werden. Insofern entsteht hier regelmäßiger Aufwand für die Regulierungsbehörde in Erhebung der Kostendaten für die Dienstleistungen Messstellenbetrieb und Messung für alle Messpunkte, die vom Netzbetreiber bedient werden (aber auch in der Kenntniserlangung des Marktpreises). Die Netzbetreiber wiederum müssen diese Daten an die Regulierungsbehörde liefern, wodurch ihnen ebenfalls Kosten entstehen.

Würde die Schweiz sich für Modell 1 entscheiden, so ergäben sich, falls der Netzbetreiber grundzuständig für beide Dienstleistungen bleibt und man sich für eine Regulierung dieser Preise entscheidet, die beschriebenen Kosten wie im deutschen Fall.

#### 4.1.2.2 Modell 2

Das Modell 2 belässt die Entscheidung über den Messstellenbetrieb beim Netzbetreiber, während der Endkunde seinen Messdienstleister frei wählen kann. Dieses Modell ist in Europa bisher allerdings noch nicht umgesetzt worden.

##### **Kriterium 1: Wettbewerb und Kundeorientierung**

Allokative Effizienz hängt von Grad der Wahlfreiheit des Kunden ab. Je mehr Entscheidungsgewalt diesem zugebilligt wird, desto eher kann er anhand seiner Präferenzen entscheiden. Für dieses Modell ist es daher wichtig die Dienstleistungen Messstellenbetrieb und Messung eindeutig voneinander abzugrenzen.

Im *Bereich des Messstellenbetriebs*, der in der Entscheidungsgewalt des Netzbetreibers verbleibt, ist *keine Bereitstellung dieser Dienstleistung zu Grenzkosten zu erwarten*, da sie nicht dem Wettbewerb ausgesetzt ist. Allerdings besteht bei einer Teilliberalisierung die *Gefahr der Quersubventionierung* vom monopolistischen zum wettbewerblichen Bereich hin. Der Preis der Messung würde dann vom Netzbetreiber zu einem niedrigen Preis angeboten, um Wettbewerber vom Markt fernzuhalten. Der Preis für den Messstellenbetrieb würde dann entsprechend angehoben. Da es sich bei Messstellenbetrieb und Messung um komplementäre Güter handelt, könnte der Gesamtpreis für beide Dienstleistungen so wieder auf Monopolpreisniveau steigen. Dieses Verhalten wurde in Deutschland bei einigen Netzbetreibern zwischen den Jahren 2005 und 2008 in umgekehrter Richtung beobachtet, als der Messstellenbetrieb bereits für Dritte geöffnet war, die Messdienstleistung jedoch noch in der Hand der Netzbetreiber lag. Der Preis für den Messstellebetrieb wurde teilweise stark abgesenkt, während der Preis für die Messdienstleistung erhöht wurde. Ein solches Verhalten kann durchaus auch für die Schweiz erwartet werden. Als „Gegenmittel“ kann dann nur eine *wirksame Regulierung* dieses (im Bereich des Monopols liegenden) Preises für den Messstellenbetrieb angewendet werden. Diese Frage der Regulierung stellt sich wie in Modell 1 evtl. auch für all jene Kunden, die den Messdienstleister nicht wechseln und beim Netzbetreiber verbleiben.

Im Bereich der Prosumer ergäbe sich durch Modell 2 keine wesentliche Verbesserung. Da, wie in der Bewertung für Modell 1 dargestellt, die Auslegungen der Versorger bezüglich der Preisgestaltung stark variieren und der Prosumer keine Wahlmöglichkeit bezüglich der Zähler besitzt, wären manche *Prosumer* in diesem Bereich weiterhin erhöhten Preisen ausgesetzt. Da eine gewisse Freiheit bei der Gestaltung der Zählerlandschaft aber durchaus wünschenswert ist, da dies den Prosumern ermöglicht zumindest teilweise Entscheidungen anhand ihrer Präferenzen zu treffen, stellt sich *Modell 2 diesbezüglich weniger vorteilhaft dar als Modell 1*.

Für Modell 2 stellt sich wiederum die Frage, inwieweit sich ein Markt für die Dienstleistung „Messen“ etablieren wird. Aus den Ergebnissen der Umfrage und der Expertenin-

terviews ist davon auszugehen, dass dies im Bereich Stromerzeugung und Großkunden am ehesten der Fall sein wird.

Eine indirekte Steigerung der allokativen Effizienz im Bereich des Messstellenbetriebs könnte erfolgen, wenn der *Kunde solche Messdienstleistungen nachfragt, die auch eine Umstellung des Messstellenbetriebs nach sich ziehen*. Zum Beispiel könnte der Kunde nach einer monatlichen Abrechnung verlangen. Dann wäre dies nur durch einen Zähler mit Fernauslesung bzw. entsprechender monatlicher Verbrauchsaufzeichnung wirtschaftlich darstellbar. Inwiefern der Netzbetreiber als für den Messstellenbetrieb Verantwortlicher diesem Anliegen dann nachkommt ist offen, zumindest ergibt sich Diskriminierungspotenzial. Eine gesetzliche Regelung könnte dem Abhilfe leisten, dann läge die Entscheidungsgewalt aber wieder eher beim Kunden bzw. Messdienstleister (Modell 1). Insofern ist an dieser Stelle *nur marginal mit verbesserter allokativer Effizienz im Bereich Messstellenbetrieb* zu rechnen.

Im Bereich der *Messung* ist ein Vorteil dieses Modells die *einfachere Vergleichbarkeit der Angebote* für den Endkunden im Gegensatz zum Modell 1. Während dort beim Endkunden z.T. Kenntnisse über die technische Funktionsweise der Zähler vorhanden sein müssen und die Vergleichbarkeit durch unterschiedliche Funktionalitäten der Zähler erschwert wird, ist es für den Kunden mitunter einfacher, den reinen Ablesevorgang bzw. –preis zu vergleichen, da diese Dienstleistung einfach zu verstehen ist. Es kann also durchaus ein wettbewerblicher Markt entstehen, falls die Kosteneinsparungen für den Kunden durch den Wechsel des Messdienstleisters höher sind als die entstehenden Transaktionskosten für die Suche nach dem günstigsten Angebot und den tatsächlichen Wechselprozess.

Fragt der Kunde jedoch spezielle Produkte oder Dienstleistungen nach (z.B. eine speziell auf seine Bedürfnisse ausgelegte Darstellung der Daten), so kann dies durch fehlende Freiheitsgrade beim Messstellenbetrieb unterminiert werden. *Im Vergleich zu Modell 1 (und der Annahme, dass Messstellenbetreiber und Messdienstleister in einem Akteur vereinigt sind) stellt sich Modell 2 im Hinblick auf Wettbewerb und Kundeorientierung also ungünstiger dar*. Schließlich ist der Anteil am Gesamtbudget des Endkunden allein für die Messdienstleistung noch geringer als für die Dienstleistungen Messstellenbetrieb und Messung.

## **Kriterium 2: Kostenminimale Bereitstellung der Dienstleistungen**

Ob *Größenvorteile* beim Messstellenbetrieb existieren hängt von *Anzahl der Anschlüsse des Netzbetreibers* ab. Hier gilt wie bei Modell 1, dass bei der (turnusmäßigen) Bestellung der Zähler Vorteile existieren. Größenvorteile bei Einbau, Betrieb und Wartung sind nur in geringem Maß zu erwarten (Spezialisierung von Fachkräften, Eichung). Im Bereich Messung ergibt sich dieselbe Aussage wie bei Modell 1.

Von *Lernkurveneffekten* ist bei diesem Modell *im Bereich des Messstellenbetriebs auszugehen*. Die Netzbetreiber besitzen entsprechende Erfahrungen in diesem Bereich,

den sie z.T. über Jahre bzw. Jahrzehnte aufgebaut haben. Ähnliches gilt für die Messdienstleistung. Messdienstleister, die bereits jetzt Dienstleistungen für die Netzbetreiber ausführen, konnten ebenfalls Erfahrungen aufbauen. Wird die Entscheidungsgewalt über den Bereich der Messdienstleistung in die Hand der Endverbraucher gelegt, können diese von dieser Erfahrung profitieren. Aber auch hier gilt, dass die Prozesse weitestgehend standardisiert sind. Somit sind starke Lernkurveneffekte in diesem Bereich nicht zu erwarten.

*Verbundvorteile* bestehen in diesem Modell nur zwischen der Erbringung der Netzdienstleistung und des Messstellenbetriebs auf Seiten der Netzbetreiber. Der Messdienstleister ist „nur“ für die Messung zuständig.<sup>84</sup> Es ist allerdings denkbar, dass sich für ihn Verbundvorteile mit anderen Produkten, z.B. einer Energieberatung, ergeben (vgl. Modell 1).

*Dichtevorteile* sind in diesem Modell im *Bereich des Messstellenbetriebs bei Verantwortlichkeit des Netzbetreibers* zu erwarten, da dieser im Vergleich zu Modell 1 alle Messpunkte in einem Netzgebiet bewirtschaftet und somit mit geringeren Aufwendungen im Bereich der Transportkosten rechnen kann als ein Messstellenbetreiber, der verschiedene Messpunkte in unterschiedlichen Netzgebieten bedient und sich höheren Fahrtkosten gegenüber sieht. Dieser Effekt verstärkt sich bei städtischen im Vergleich zu ländlichen Netzen. Im Bereich der Messung ergeben sich keine Veränderungen im Vergleich zu Modell 1.

### **Kriterium 3: Weiterentwicklung der Zählertechnologie, Prozessinnovationen und neue Geschäftsmodelle**

Der Messstellenbetrieb verbleibt im Einflussbereich des Netzbetreibers. Die Anreize zur Innovation hängen hier von verschiedenen Faktoren ab. Einerseits kann durch das *Fehlen von Wettbewerb* eine *geringe Innovationstätigkeit* vermutet werden (vgl. dazu die Ausführungen zu Modell 1). Andererseits kann eine *(Anreiz-)Regulierung installiert werden, die Anreize für Innovationen setzt*, z.B. durch die Anerkennung von F&E-Kosten. Netzbetreiber sind dann in die Lage versetzt, einen Teil der Effizienzgewinne für Innovationen einbehalten zu dürfen. Allerdings ergibt sich dabei die Schwierigkeit, dass der *Regulierer das Tempo der Innovation bestimmt*, indem er vorgibt, welche Technologien anerkennungswürdig sind und welche nicht. Im Bereich der Messung erschwert die Trennung von Messstellenbetrieb und Messung innovative Messdienstleistungen eher, da diese oft mit der Art des Zählers verknüpft sind.

---

<sup>84</sup> Der Kunde kann natürlich auch den Netzbetreiber bewusst als Messdienstleister „wählen“, indem er nicht zu einem Dritten wechselt. Dann ergäben sich Verbundvorteile auch zwischen Messstellenbetrieb und Messung (siehe Modell 3 in Abschnitt 4.1.2.3).

#### Kriterium 4: Administrativer Aufwand

Hier kann wiederum auf Modell 1 verwiesen werden, allerdings gelten die dortigen Aussagen nur für den Bereich der Messung. Da im Modell 2 nur eine Rolle neu hinzu kommt, ist der Aufwand für Implementierung und Umsetzung entsprechend geringer.

##### 4.1.2.3 Modell 3

Dieses Modell belässt die Entscheidungsgewalt sowohl über den Messstellenbetrieb als auch die Messung beim Netzbetreiber.

#### Kriterium 1: Wettbewerb und Kundenorientierung

Werden sämtliche Dienstleistungen beim Netzbetreiber belassen, ist eine *Orientierung an Grenzkostenpreisen nicht zu erwarten*, da weder ein tatsächlicher noch potenzieller Wettbewerb existiert, der den Netzbetreiber einem Preisdruck aussetzt. Auch die Vergabe von Dienstleistungen an Dritte beeinflusst das Preissetzungsverhalten des Netzbetreibers nicht. Die *Bereitstellung der Dienstleistung erfolgt nicht anhand der Präferenzen der Kunden*.

Denkbar ist allenfalls, dass Kunden, so sie Wahlfreiheit besitzen, bei der Stromversorgung von einem integrierten Unternehmen zu einem günstigeren Vertriebsunternehmen wechseln, um Kosten zu sparen. Dann würden die Entgelte für Messstellenbetrieb und Messdienstleistung zwar immer noch an das integrierte Unternehmen fließen, nicht aber die Entgelte für Beschaffung und Vertrieb. Dies würde die alloкатive Effizienz steigern, wenn auch nur indirekt.

Im Bereich der Stromerzeuger bzw. Prosumer ist in Modell 3 aber eine solche Möglichkeit ausgeschlossen. Sie sind weiterhin auf das Angebot bzw. den Preis der Netzbetreiber angewiesen.

Schließlich ist denkbar, dass die Regulierungsbehörde die *Preise für Messstellenbetrieb und Messung reguliert*. Gelingt es ihr, die Preise auf Grenzkosten- bzw. Durchschnittskostenniveau zu setzen, ist eine wettbewerbsähnliche Situation erreicht. Dies stellt sich in der Praxis aber mitunter schwierig dar.<sup>85</sup>

#### Kriterium 2: Kostenminimale Bereitstellung der Dienstleistungen

Von *Größenvorteilen* für Messstellenbetrieb und Messung *kann abhängig von der Zahl der Zähler und Messstellen im Modell 3 ausgegangen werden*. Wie in Modell 1 be-

---

<sup>85</sup> Die Hauptschwierigkeit in der Kalkulation der Grenz- bzw. Durchschnittskosten besteht in der Informationsasymmetrie zu Lasten des Regulierers. Da eben kein Wettbewerb besteht muss dieser beispielsweise mit Modellen oder mit Expertenbefragungen simuliert werden. Das Kostenniveau kann also nicht einfach am Markt (mit Grenzkostenpreisen) „abgelesen“ werden. (vgl. Arocena et al. (2002)) Eine Preisregulierung stellt also gegenüber dem Markt in Bezug auf die alloкатive Effizienz immer die zweitbeste Alternative dar.

schrieben, ergibt sich bereits ab 500 Messpunkten ein entsprechender Effekt sowohl im Bereich des Messstellenbetriebs (Zählerbeschaffung) als auch der Messdienstleistung.

*Lernkurveneffekte* sind aufgrund der jahrelangen Ausübung beider Tätigkeiten *ebenfalls zu erwarten*. Führen die Netzbetreiber diese selbst durch, so gilt dies allerdings nur für das eigene Netzgebiet. Bei der Beauftragung externer Dienstleister, die für mehrere Netzbetreiber tätig sind, verfügen diese über entsprechende Vorteile in verschiedenen Netzgebieten.

*Dichtevorteile* ergeben sich für Messstellenbetrieb und Messung *vor allen Dingen bei städtischen Netzbetreibern und der Versorgung von Gebäudekomplexen*.

*Verbundvorteile* sind durch die Tätigkeiten Netzbetrieb, Messstellenbetrieb und Messung *erwartbar*. Diese können durch die gemeinsame Produktion optimal aufeinander abgestimmt werden.

### **Kriterium 3: Weiterentwicklung der Zählertechnologie, Prozessinnovationen und neue Geschäftsmodelle**

Für Messstellenbetrieb und Messung gilt dasselbe wie für den Messstellenbetrieb in Modell 2. Anreize für Innovationen (Kosteneinsparung) auch innerhalb einer Anreizregulierung sind schwierig zu implementieren, weil der Kostenbestandteil recht gering ist und die Innovationsmöglichkeiten begrenzt. *Möglichkeiten für die Entwicklung neuer Geschäftsmodelle* (z.B. das Angebot variabler Tarife) sind *kaum zu erwarten*, da sie für den Netzbetreiber mit Mehraufwand verbunden sind. Allerdings existieren auch derzeit schon vereinzelt Ansätze zum Einbau von Smart Metern durch integrierte Unternehmen.

### **Kriterium 4: Administrativer Aufwand**

Der *administrative Aufwand* für Messstellenbetrieb und Messung ändert sich in diesem Modell im Vergleich zum Status Quo nicht. Er ist *in diesem Modell minimal*, solange das jetzige System beibehalten wird. Wird das bestehende System verändert, entsteht entsprechender Aufwand.

#### 4.1.2.4 Ergebnis der qualitativen Bewertung

In diesem Abschnitt wurden die drei diskutierten Modelle anhand nachvollziehbarer, objektiver Kriterien bewertet. Dabei flossen sowohl formale Überlegungen als auch praktische Erfahrungen aus anderen Ländern in die Analyse ein. In Tabelle 4-2 sind die Ergebnisse der textlichen Analyse der letzten Abschnitte übersichtsartig festgehalten. Die Bewertung erfolgt für die Verbraucher getrennt nach Groß- und Kleinkunden während für die Erzeuger keine weitere Unterscheidung getroffen wird.

Tabelle 4-2: Bewertung der drei Marktmodelle für das Messwesen

Verbraucher bzw. Erzeuger	Wettbewerb und Kundenorientierung		Kostenminimale Bereitstellung der Dienstleistungen		Weiterentwicklung der Zählertechnologie, Prozessinnovationen und neue Geschäftsmodelle		Administrativer Aufwand	
	Großkunden und Erzeuger <sup>1</sup>	Kleinkunden	Großkunden und Erzeuger <sup>1</sup>	Kleinkunden	Großkunden und Erzeuger <sup>1</sup>	Kleinkunden	Großkunden und Erzeuger <sup>1</sup>	Kleinkunden
Modell 1	+	o	+	-	+	o	o	-
Modell 2	o	o	o	o	o	o	o	o
Modell 3	-	-	-	+	-	-	+	+

+ gut      o befriedigend      - unbefriedigend      <sup>1</sup>einschließlich Prosumer

Quelle: WIK

Die Bewertung erfolgt auf Basis der vorangegangenen qualitativen Argumentation in diesem Abschnitt und gibt die zu erwartende Situation in der Schweiz wider. Folgende Überlegungen sind zusammengefasst ausschlaggebend für die Einstufungen:

Beim Kriterium **Wettbewerb und Kundenorientierung** zeigen internationale Erfahrungen, die Ergebnisse der Umfrage sowie die durchgeführten Experteninterviews, dass sich ein Markt eher für Großkunden etablieren wird. Für Kleinkunden sind die Anreize offensichtlich zu schwach, um dort einen liquiden Markt mit vielen Anbietern zu entwickeln. In Modell 2, in der der Endkunde „nur“ über die Messdienstleistung entscheiden kann, wird dies allerdings für den Kunden einfacher sein, da diese Leistung standardisiert ist, und daher der Preis das Alleinige Entscheidungskriterium darstellt. In Modell 3 kann lediglich ein „Wettbewerb um den Markt“ bestehen, d.h. der Netzbetreiber schreibt die Dienstleistung (wie dies ja bereits heute für den Bereich der Messung erfolgt) in einem möglichst transparenten Verfahren aus und wählt den kostengünstigsten Dritten aus. Eine Bereitstellung zu Grenzkostenpreisen, d.h. Preisen, die sich in direktem Wettbewerb der Dienstleister ergeben würden, ist allerdings nicht garantiert, wie auch die Ergebnisse der Umfrage bestätigen.

Diese Feststellung ist eng verwandt mit den Bewertungen im Bereich **Kostenminimale Bereitstellung der Dienstleistungen**. Die Netzbetreiber besitzen bei der Produktion der Dienstleistungen Messstellenbetrieb und Messung Dichtevoreichte und Lernkurvenvorteile im Bereich Messstellenbetrieb. Inwiefern diese Kostenvorteile an die Verbraucher weitergegeben werden, hängt allerdings von der Regulierungstiefe ab. Im Bereich der Großkunden gilt in der Schweiz ein Betrag von CHF 600 als unauffällig.<sup>86</sup> Dies

<sup>86</sup> In Deutschland wurden für RLM-Kunden in der Niederspannung ähnliche Kostengrößen errechnet. Die Größen differieren dabei je nach Ausstattung (mit / ohne Wandler, mit / ohne TK-Komponente). Für RLM-Kunden in der Mittelspannung liegen die berechneten Entgeltobergrenzen um etwa 300- 400 Euro höher ( vgl. für eine detaillierte Darstellung BNetzA (2008)).

schließt allerdings nicht aus, dass Netzbetreiber die Dienstleistungen möglicherweise noch günstiger produzieren können, aber die Kostenvorteile sich nicht im Preis niederschlagen. Sind Messstellenbetrieb und Messung liberalisiert (Modell 1) so besitzen unabhängige Anbieter bis zu einer gewissen Größe Nachteile in der Produktion, bieten aber zu wettbewerblichen Preisen an. In Modell 2 sind dann beide Effekte wiederzufinden: Eine möglicherweise etwas günstigere Produktion der Dienstleistung Messstellenbetrieb vor allen Dingen durch größere städtische Netzbetreiber und eine Bereitstellung der Messdienstleistungen zu wettbewerblichen Preisen, die aber aufgrund der höheren Produktionskosten etwas höher liegen. Insgesamt kommen mithin zwei wesentliche Effekte zum Tragen. Dichtevorteile sind dabei tendenziell höher bei Kleinkunden und dem Messstellenbetrieb.<sup>87</sup> Auf der anderen Seite dürfte die Preisreagibilität für das Messwesen bei Großkunden deutlich ausgeprägter sein als bei Kleinkunden. Für Kleinkunden dürfte somit der durch eine vollständige Liberalisierung des Messwesens (MSB und MDL) zu erwartende Verlust von Dichtevorteilen die Preiseffekte überwiegen. Für Großkunden gilt hingegen die umgekehrte Erwartung. Daraus folgt, dass die Bewertung der drei Modelle in Bezug auf Kriterium 2 für Groß- und Kleinkunden umgekehrt reziprok ausfällt. Während Modell 1 insbesondere für Großkunden positiv zu bewerten ist, gilt dies für Modell 3 für Kleinkunden.

Die **Weiterentwicklung der Zählertechnologie, Prozessinnovationen und neue Geschäftsmodelle** finden eher in einem wettbewerblichen Umfang statt. Allerdings zeigen auch hier internationale Erfahrungen und Expertengespräche, dass dies eher für den Bereich der Großkunden gilt. In allen Ländern mit liberalisiertem Messwesen trug die Liberalisierung selbst nicht spürbar zur Verbreitung und Weiterentwicklung intelligenter Zähler im Haushaltsbereich bei. Durch die alleinige Freigabe der Messdienstleistung (Modell 2) kann durch die Endkunden nur indirekt Einfluss auf die Entwicklung neuer, innovativer Verfahren ausgeübt werden.

Der **administrative Aufwand** von liberalisierten Markt Bereichen besteht in erster Linie in der Installation und permanenten Anwendung neuer Prozesse und Regeln. Dies erfordert ein Erlernen durch die involvierten Akteure. Die Marktregeln sollten so einfach wie möglich aber so ausführlich wie nötig gestaltet werden.<sup>88</sup> Ein schnelleres Erlernen der Prozesse ist für Großkunden anzunehmen, da diese den Bereich professioneller bewirtschaften können als Kleinkunden.<sup>89</sup> Generell gilt es, Diskriminierungspotenzial (von allen Seiten) weitestgehend ausschließen und eine „Plug and Play“-Lösung zu entwickeln und zu installieren, die einen reibungslosen Ablauf der Prozesse durch einheitliche Standards (prozessbezogen und technisch) und Normen ermöglicht. Der Aufwand zur Änderung der regulatorischen Rahmenbedingungen durch den Gesetzgeber

---

<sup>87</sup> Letzteres gilt insbesondere bei der Möglichkeit der Zählerfernauslesung bei Smart Metern.

<sup>88</sup> Wenn die Marktregeln kompliziert und eventuell sogar widersprüchlich ausgestaltet werden, können die Bewertungen für Modell 1 und 2 tendenziell auch schlechter ausfallen.

<sup>89</sup> Dies bestätigt auch die Entwicklung der Wechselrate aller Großkunden, die in den letzten Jahren permanent angestiegen ist und im Jahr 2015 für dieses Endkunden bei über 30% liegt (vgl. EICOM (2015)).



stellt hingegen mehr oder weniger nur einen einmaligen Aufwand dar, der relativ unabhängig von den Kundengruppen anfällt, für die das Messwesen geöffnet wird.

Bleibt die Entscheidung über die Dienstleistungen Messstellenbetrieb und Messung hingegen beim Netzbetreiber, so entfallen viele der eben aufgeführten Aufwendungen, da bereits implementierte und seitens der Akteure in der Anwendung erprobte Regeln bestehen bleiben.<sup>90</sup>

## 4.2 Kosten und Nutzen der verschiedenen Modelle

Ergänzend zur qualitativen Bewertung in Abschnitt 4.1 erfolgt in diesem Abschnitt eine quantitative Analyse der Modelle. Alle aufgeführten Kosten und Nutzen werden qualitativ aufgezeigt und, wo möglich, auch quantifiziert. Als Grundlage dienen dazu zum einen die Erkenntnisse aus den Arbeitspaketen 1 und 2 sowie die Studie „Folgeabschätzung einer Einführung von «Smart Metering» im Zusammenhang mit «Smart Grids» in der Schweiz“<sup>91</sup>, als auch sämtliche verfügbaren Kosten-Nutzen-Analysen zur Einführung von Smart Metern in anderen europäischen Ländern und die durchgeführten Interviews mit ausgewählten Marktteilnehmern.

Dabei wird für alle Modelle nach dem Durchdringungsgrad der Smart Meter differenziert, wobei die beiden Extremfälle „weitgehende Einführung von Smart Metern“ und „keine Einführung von Smart Metern“ diskutiert. Wesentlich für die Untersuchung ist, dass nur die Kosten und Nutzen betrachtet werden, die sich durch die unterschiedliche Marktorganisation ergeben und nicht etwa durch die Vor- oder Nachteile eines Smart Meters im Vergleich zu einem herkömmlichen mechanischem Zähler. Tabelle 4-3 verdeutlicht dieses Vorgehen.

Tabelle 4-3: Analyse der Kosten und Nutzen verschiedener Modelle in Abhängigkeit von der Durchdringung mit Smart Metern

		Modell 1	Modell 2	Modell 3
Durchdringungsgrad Smart Meter	Smart Meter nicht eingeführt	Kosten und Nutzen	Kosten und Nutzen	Kosten und Nutzen
	Smart Meter weitestgehend eingeführt	Kosten und Nutzen	Kosten und Nutzen	Kosten und Nutzen

Quelle: WIK

<sup>90</sup> Die Einschätzung des administrativen Aufwands ist in diesem Zusammenhang stark abhängig von der Auswahl des zukünftigen Regulierungsregimes für Netzbetreiber. Es ist zu erwarten, dass der Aufwand mit der Eingriffstiefe des Regimes steigt. So ist zu erwarten, dass der Aufwand für eine Sunshine-Regelung geringer ist als bei einer Anreizregulierung.

<sup>91</sup> Baeriswyl et al. (2012).

Die Unterscheidung in Tabelle 4-3 gilt für diejenigen Endverbraucher, die noch nicht mit Smart Metern ausgestattet sind, also insbesondere Haushaltskunden und kleinere Unternehmen mit einem Verbrauch von weniger als 100MWh/a. Für Großkunden erfolgt diese Unterscheidung aufgrund der bereits vorhandenen Ausstattung mit intelligenten Zählern bzw. des geplanten Bestandsschutzes für RLM-Zähler<sup>92</sup> nicht.

Die **Kosten** unterscheiden sich bei allen Untersuchungsfeldern in vier Kategorien:

- Kosten für den Messstellenbetrieb
- Kosten für die Messdienstleistung
- Kosten für zusätzliche Abstimmungsprozesse zwischen den Akteuren
- Weitere volkswirtschaftliche Kosten

Im Rahmen dieser Studie erfolgt die Berechnung der Kosten für Messstellenbetrieb und Messung auf Basis der Studie des BFE (2012) bzw. von den Autoren der Nachfolgestudie zur Verfügung gestellter per 2015 aktualisierter Kostengrößen.<sup>93</sup> Diese erlaubt eine detaillierte Berechnung für den Bereich der Haushalte (reine Verbraucher / keine Prosumer), allerdings nicht der Kundengruppen „Gewerbe/Handel/Dienstleistungen“ „Industrie“ oder der Stromeinspeiser.

Hinsichtlich des zu erwartenden **Nutzens** werden folgende Aspekte untersucht:

- Preissenkungen durch zu erwartenden Wettbewerb im Bereich der Messdienstleistung und des Messstellenbetriebs
- Technisches Innovationspotenzial
- Weitere volkswirtschaftliche Nutzenaspekte

Da, wie die Analyse in Abschnitt 4.1 gezeigt hat, die Marktorganisation offensichtlich keinen Einfluss auf die Ausbringung der Smart Meter hat, wird der Nutzen durch Smart Meter nicht untersucht.

#### 4.2.1 Haushalte (keine Prosumer)

Die Berechnung im Bereich der Haushalte beinhaltet für die Modelle 1 und 2 eine Sensitivitätsanalyse. Da eine Marktliberalisierung keinen sofortigen Wechsel des Messstellenbetreibers bzw. Messdienstleisters durch den Endkunden auslöst, sondern alle nicht wechselwilligen Kunden (so unsere Annahme) zunächst beim Netzbetreiber verbleiben, wurden verschiedene Marktanteile dritter Dienstleister unterschieden. Daraus ergeben sich insbesondere unterschiedliche (Durchschnittsgrößen) der zu bedienenden Anzahl an Messpunkten pro Dienstleister bzw. Netzbetreiber.<sup>94</sup>

---

<sup>92</sup> BFE (2014b).

<sup>93</sup> Ecoplan (2015).

<sup>94</sup> Es wurde angenommen, dass mittelfristig eine Anzahl von 20 neuen Dienstleistern in den Markt tritt, vergleichbar der Anzahl in Deutschland bzw. den Niederlanden.

Als Kosten für den Messstellenbetrieb wurden berücksichtigt:

- Der Zählerpreis
- Die Installationskosten unterschieden nach
  - Städtischem Gebiet
  - Ländlichem Gebiet
- Die Kosten für die Eichung

Die Kosten für die Zähler und die Installationskosten orientieren sich an BFE (2012 bzw. Ecoplan 2015). Es wurde angenommen, dass die Zähler neu ausgebracht werden und die Installationskosten über die Lebenszeit der Zähler (30 Jahre für mechanische Zähler und 18 Jahre für Smart Meter) annuisiert werden. Dies eliminiert den in Abschnitt 4.1 beschriebenen Effekt bereits abgeschriebener mechanischer Zähler durch den Netzbetreiber, stellt also für die Berechnung im Szenario ohne Smart Meter eine leichte Favorisierung der Liberalisierung des Messstellenbetriebs (Modell 1) dar.<sup>95</sup>

Die Beschaffungskosten der Zähler wurden nach dem Rabattschema aus Tabelle 4-1 berechnet. Kosten für die Instandhaltung sind ebenso wie bei Baeriswyl et al. (2012) nicht berücksichtigt. Für die Eichung wurden Mengenrabatte nach Anhang B8 der Verordnung über die Eich- und Kontrollgebühren im Messwesen kalkuliert.

Sowohl im Szenario ohne Smart Meter als auch bei flächendeckender Einführung können die Netzbetreiber durchweg Dichtevorteile gegenüber neuen dritten Anbietern realisieren, wodurch sie ihre Kosten unter deren Niveau halten können.

Weiterhin wurde angenommen, dass die Netzbetreiber ab einem Anteil von 2% neuer Dienstleister im Markt zu wettbewerblichen Preisen anbieten. Die Größenordnung des Marktanteils als auch der Preisreduktion orientiert sich an den Erfahrungen im deutschen Markt (vgl. Abbildung 3-3).

#### 4.2.1.1 Smart Meter nicht eingeführt

Abhängig vom Marktanteil dritter Akteure ergibt sich der Hauptvorteil von Modell 1 gegenüber Modell 3 in der Preisreduktion durch den zu erwartenden Wettbewerbsdruck. Hierdurch werden *pro Jahr und Messpunkt maximal 4,65 CHF* eingespart.<sup>96</sup>

Modell 2 schneidet gegenüber Modell 3 sehr ähnlich ab. Hier ergibt sich ebenfalls ein maximaler Vorteil von 4,65 CHF jährlich. Tabelle 4-4 zeigt den errechneten Nutzen der Modelle 1 und 2 gegenüber Modell 3 für unterschiedliche Marktanteile dritter Anbieter.

---

<sup>95</sup> Wie sich in der Folge zeigt, besteht darin aber eine eher konservative Abschätzung der Kosten für die Zählerinstallation, da sich trotz dieser favorisierenden Berechnungsweise nur ein geringer Nutzenvorteil für Modell 1 ergibt.

<sup>96</sup> Diese Einsparung ist ein Durchschnittswert und bezieht sich auf alle Endkunden, also auch auf diejenigen, die beim Netzbetreiber verbleiben.

Tabelle 4-4: Nutzenverhältnisse der Modelle 1 und 2 gegenüber Modell 3 (in CHF) ohne Smart Meter pro Jahr

Marktanteil Dritter	1%	2%	5%	10%	20%	50%	100%
M1 zu M3	-0,01	4,65	4,41	4,13	3,57	1,89	0,95
M2 zu M3	-0,01	4,65	4,40	4,11	3,52	1,78	-1,13

Quelle: WIK

Dritte Messstellenbetreiber besitzen ab einem Marktanteil von 5% stärkere Größenvorteile bei der Beschaffung der Zähler als die Netzbetreiber, da sie in größerem Umfang bestellen.

Je höher der Anteil dritter Anbieter ist, desto mehr fällt allerdings der Verlust der ursprünglichen Dichtevorteile der Netzbetreiber bei der Installation und Ablesung ins Gewicht.<sup>97</sup> Dadurch verringern sich die Vorteile von Modell 1 bzw. 2 gegenüber Modell 3 wieder.

Auch der Vorteil, der durch das Angebot des Netzbetreibers zu Wettbewerbspreisen entsteht, wird durch die ungünstigere Kostensituation der Dritten nahezu kompensiert.

#### 4.2.1.2 Smart Meter weitestgehend eingeführt

Die Berechnung erfolgt analog der vorangegangenen Methodik in Abschnitt 4.2.1.1 und basiert ebenfalls auf den Zahlen aus BFE (2012) bzw. Ecoplan (2015).

Tabelle 4-5: Nutzenverhältnisse der Modelle 1 und 2 gegenüber Modell 3 (in CHF) mit flächendeckender Einführung von Smart Metern

Marktanteil Dritter	1%	2%	5%	10%	20%	50%	100%
M1 zu M3	0,02	5,61	5,36	5,68	4,98	4,24	3,04
M2 zu M3	0,03	5,61	5,33	5,61	4,85	3,90	2,33

Quelle: WIK

Auch hier liegt der größte Vorteil im niedrigeren Marktpreis in Modell 1 und 2. Demgegenüber realisieren die Netzbetreiber wiederum Dichtevorteile bei der Ausbringung der Zähler. Die Kosten für die Ablesung unterscheiden sich für die Akteure aufgrund der Möglichkeit der Fernauslesung nicht mehr.

<sup>97</sup> Es wird angenommen, dass bei hohen Marktanteilen dritter Anbieter keiner von diesen eine dominante Marktstellung einnimmt. Mithin können auch die Dichtevorteile der Netzbetreiber aus Modell 3 nicht wieder erlangt werden.

Nicht berücksichtigt sind bei beiden berechneten Szenarien (mit und ohne Smart Meter) die Kosten für administrativen Aufwand, also im Bereich Messstellenbetrieb u.a. Kosten für:

- den Abschluss eines Messstellenrahmenvertrags
- die Abstimmung über Art, Zahl und Größe der Messeinrichtungen
- die Abstimmung über Zeitpunkt von Maßnahmen (z.B. Installation)
- die Übermittlung von Zählernummern und Zählerdaten
- die Anpassung der Software

Im Bereich der Messdienstleistungen ergeben sich weiterhin Kosten für:

- den Abschluss eines Messstellenrahmenvertrag
- die Übermittlung der Messdaten
- die Kontrollmaßnahmen der Messdienstleister
- die Übergabe notwendiger Informationen an und durch den Netzbetreiber (Tarifierung etc.)

Darüber hinaus sind Gesetze und Verordnungen zu erlassen und Regelungen durch die Branche anzupassen. Eine quantitative Aussage zu diesen Kosten ist nicht möglich, sie sind auch den Beteiligten selbst nicht direkt bekannt, wie Gespräche mit dritten Messstellenbetreibern in Deutschland ergaben. Hinzu kommen Suchkosten für die Haushalte für neue Anbieter bzw. Angebote bei Liberalisierung einzelner Marktsegmente.

Auf der Nutzenseite können auf der anderen Seite neue Produktangebote durch Vertriebsunternehmen entstehen, die sowohl als Messstellenbetreiber und Stromanbieter auftreten. Diese erleichtert das Angebot von z.B. variablen Tarifen. Internationale Erfahrungen in Großbritannien und insbesondere Deutschland zeigen allerdings, dass diese Möglichkeiten im Bereich der Haushalte nur sehr vereinzelt genutzt werden.

Insgesamt erscheint der Nutzen einer Liberalisierung in diesem Bereich gering. Berücksichtigt man die Tatsache, dass die Zähler der Netzbetreiber bereits abgeschrieben sind, verschlechtert sich das Kosten-Nutzenverhältnis im Bereich mechanischer Zähler weiter. Eine Liberalisierung des Messstellenbetriebs und/oder der Messung im Haushaltsbereich erscheint daher nicht empfehlenswert.

#### 4.2.2 Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD)

Mehr als drei Viertel (410.000) der insgesamt 560.000 schweizerischen Unternehmen sind Dienstleistungsunternehmen<sup>98</sup>. 93,4% dieser Unternehmen sind Mikrounternehmen mit weniger als 10 Beschäftigten.<sup>99</sup> Eine quantitative Kosten Nutzen-Analyse wie

---

<sup>98</sup> BFS (2015).

<sup>99</sup> Ebenda.

für den Haushaltsbereich ist für diesen Sektor im Rahmen dieser Studie aufgrund der unzureichenden Datenlage nicht möglich. Dennoch können Aussagen über Kosten und Nutzen getroffen werden.

Es ist für die kleinen Betriebe mit einer ähnlichen Kostenstruktur zu rechnen wie im Haushaltsbereich: Netzbetreiber besitzen Dichtevorteile bei der Ausbringung der Zähler, während neue Messstellenbetreiber langfristig mit Vorteilen bei der Zählerbeschaffung rechnen können. Dies gilt sowohl für mechanische als auch für smarte Zähler. Aufgrund der geringeren Anzahl an Messpunkten fallen diese Vorteile aber für die Mikrounternehmen kleiner aus als für die Haushalte.<sup>100</sup>

Für größere Unternehmen nehmen die Vorteile durch erwartbare Preissenkungen aufgrund des Wettbewerbsdrucks zu. Für sehr große Dienstleister mit mehreren Zählpunkten ergeben sich weitaus größere Preissenkungsspielräume als für kleine Unternehmen. Werden Smart Meter installiert, so kann auch ein Wettbewerb um Zusatzdienstleistungen (Datenmanagement, Lastmanagement) erwartet werden, welches ebenfalls zu Preissenkungen führen kann. Im deutschen Markt werden entsprechende Geschäftsmodelle bereits umgesetzt. Allerdings gilt es in der Schweiz noch entsprechende Grundlagen zu schaffen. Dazu gehören insbesondere konkrete Regelungen an der Schnittstelle zwischen Netz und Markt um den Einsatz solcher Dienste zu gewährleisten.<sup>101</sup>

Ein weiterer Nutzen bedeutet die Möglichkeit zur Wahl eines einzigen Messstellenbetreibers / Messdienstleisters bei Betrieben mit netzgebietsübergreifenden Standorten. Dies spart Transaktionskosten, da z.B. die Messdaten verschiedener Filialen eines Unternehmens zum selben Zeitpunkt in derselben Qualität vorliegen. Dies wiederum vereinfacht die Möglichkeit für den Betrieb oder einen Dienstleister, ein effizientes Energiemanagement zu betreiben (Strombeschaffung, Energieeffizienzvergleich zwischen den Filialen etc.). Hierdurch ist auch mit der verstärkt marktgetriebenen Ausbringung von Smart Metern zu rechnen, die diese Dienstleistungen erleichtern.

Auf der Kostenseite entsteht wie im Haushaltsbereich zusätzlicher administrativer Aufwand durch die Implementierung und Umsetzung neuer Prozesse. Für die Verbraucher besteht dieser in der Suche nach und dem Vertragsabschluss mit den neuen Dienstleistern. Die Dienstleister selbst müssen Kosten für die Beziehungen zu den anderen Marktakteuren (Netzbetreiber, Vertriebe, Endverbraucher) tragen.

Von den Netzbetreibern wird hinsichtlich einer freien Wahl des Messstellenbetreibers bzw. Messdienstleisters angeführt, dass die Netzbetreiber, so sie für diese Bereiche grundzuständig sein werden (d.h. weiterhin alle Endkunden behalten, die nicht zu einem Dritten wechseln), auch die wirtschaftlich weniger attraktiven Kunden in ihrem

---

<sup>100</sup> Unter der Annahme, dass für ein Mikrounternehmen ein Zähler installiert ist.

<sup>101</sup> Vgl. Nolde et al. (2014).

Portfolio behalten werden. Ein freier Wettbewerb hindert natürlich auch die Netzbetreiber nicht, Dienstleister für die attraktiven Kunden zu werden, auf der anderen Seite ist dieses Argument nicht gänzlich von der Hand zu weisen. Ähnliche Phänomene sind beispielsweise im Bereich des Versicherungsmarktes zu beobachten („gute“ Risiken werden günstiger versichert als „schlechte“). Im Wettbewerb wird der freie Anbieter einen höheren Preis für die Dienstleistung verlangen. Es kann dem (regulierten) Netzbetreiber daher zugestanden werden, dass er im Rahmen der Kostenprüfung einen gewissen Aufschlag für solche Kunden erhält.

Zusammenfassend ist also zu erwarten, dass die volkswirtschaftlichen Vorteile aus einer Liberalisierung des Messstellenbetriebs und der Messung unter den beschriebenen Bedingungen die Nachteile überwiegen. Während für kleine Unternehmen aus dem Segment GHD die Ergebnisse denen der Haushalte aus Kapitel 4.2.1 ähneln dürften, ist zu erwarten, dass bei Großkunden der Nettonutzen deutlich größer ausfällt.<sup>102</sup>

#### 4.2.3 Industriekunden

Der schweizerische Industriesektor umfasst über 90.000 Unternehmen.<sup>103</sup> Der Anteil der Mikrounternehmen im Sekundärsektor (zu dem neben der Industrie auch das Baugewerbe gehört) ist mit 82,6% geringer als im Dienstleistungssektor.<sup>104</sup> Der Anteil der Großunternehmen mit mehr als 250 Beschäftigten ist in diesem Sektor mit 2,9% am höchsten.<sup>105</sup> Somit bestimmt auch hier die Größe des Unternehmens die Kostenstruktur. Im Bereich der Mikrounternehmen ist deswegen wie im Dienstleistungsbereich nicht mit signifikanten Vorteilen durch die Liberalisierung von Messstellenbetrieb und / oder Messung zu rechnen. Ähnlich wie im Haushaltsbereich wird sich ein Markt für das Messwesen für Kleinstbetriebe nicht etablieren.

Im Bereich der Großunternehmen steigen die Kosten für das Messwesen mit zunehmender Zahl an Messstellen. Wie im Bereich GHD ergeben sich daher Kostensenkungspotenziale für diese Kunden, die einen erhöhten administrativen Aufwand für die verschiedenen Akteure (Suchkosten, Vertragsabschlüsse, neue Marktregeln) rechtfertigen. Auch hier gilt, dass die Möglichkeit zur Wahl eines einzigen Messstellenbetreibers / Messdienstleisters bei Betrieben mit netzgebietsübergreifenden Standorten Transaktionskosten spart, da z.B. die Messdaten verschiedener Filialen eines Unternehmens zum selben Zeitpunkt in derselben Qualität vorliegen, mit den im Bereich GHD beschriebenen positiven Auswirkungen. Auch sorgt eine einheitliche Datenqualität für eine einfachere Prognose und Abrechnung.

---

<sup>102</sup> Es sei an dieser Stelle auf die Ergebnisse der qualitativen Bewertung in Kapitel 4.1.2.4 verwiesen, insbesondere Tabelle 4-2.

<sup>103</sup> BFS (2015).

<sup>104</sup> Ebenda.

<sup>105</sup> Ebenda.

Insgesamt lässt die Höhe der möglichen Preissenkungen durch ein wettbewerbliches Umfeld auch hier einen positiven Kosten-Nutzen-Vergleich erwarten. Allfällige Zusatzkosten der Netzbetreiber können im Rahmen der Kostenprüfung der Netzbetreiber berücksichtigt werden. Hier gilt es allerdings eine detaillierte Analyse der tatsächlich anfallenden Mehrkosten anzustellen.

Insgesamt würde eine Liberalisierung also auch in diesem Bereich voraussichtlich höhere Nutzen als Kosten nach sich ziehen. Während für kleine Industriekunden die Ergebnisse denen der Haushalte aus Kapitel 4.2.1 ähneln dürften, ist zu erwarten, dass bei Großkunden der Nettonutzen deutlich größer ausfällt.<sup>106</sup>

#### 4.2.4 Stromerzeuger

Im Zuge der Energiestrategie 2050 nimmt die Zahl der Einspeiser in das Verteilnetz stetig zu. Für diese Netzbenutzer ist die Messung der eingespeisten Strommenge ein wesentlicher Teil zur Realisierung ihres Geschäftsmodells. Die Kosten für Messstellenbetrieb und Messung spielen bei der Kalkulation der Wirtschaftlichkeit der Anlage eine wichtige Rolle.<sup>107</sup>

Die Einspeiser würden von der Liberalisierung in erster Linie durch einen günstigeren Preis profitieren, der sich durch Wettbewerb einstellen würde. Wie hoch diese Preissenkung sein wird, ist nicht eindeutig zu sagen, hier liegen auch keine Erfahrungen aus anderen Ländern vor, in denen die Messung weitestgehend den Anlagenbetreibern überlassen ist (Deutschland, Großbritannien).

Im Rahmen der Umfrage wurde eine große Unzufriedenheit dieser Gruppe mit den Preisen für Messstellenbetrieb und Messung festgestellt. Die Berechtigung zur Wahl eines eigenen Messstellenbetreibers bzw. Messdienstleisters durch diese Akteure würde der Entstehung eines Marktes für das Messwesen sicherlich befördern. Die Alternative wäre eine stärkere Regulierung der Kosten bzw. Preise der Netzbetreiber durch die Regulierungsbehörde. Dies zieht aber ebenso wie eine Öffnung des Marktes administrativen Aufwand nach sich. Während dieser bei einer Regulierung dauerhaft anfällt, ist bei der Öffnung mit einem Erlernen der neuen Marktregeln durch die Akteure nach einer gewissen Zeit zu rechnen.

*Zu den Einspeisern gehören in dieser Sichtweise auch die sog. Prosumer, also Akteure die Strom aus dem Netz beziehen, andererseits aber auch einspeisen.* Die Wahl eines Messstellenbetreibers bzw. Messdienstleisters wäre auch für diese Gruppe vorteilhaft,

---

<sup>106</sup> Es sein an dieser Stelle auf die Ergebnisse der qualitativen Bewertung in Kapitel 4.1.2.4 verwiesen, insbesondere Tabelle 4-2.

<sup>107</sup> Fragen der Wirtschaftlichkeit treten teilweise in den Hintergrund, falls z.B. die Unabhängigkeit vom Stromversorger das Hauptmotiv für die Installation einer Erzeugungsanlage darstellt. Dennoch darf der Preis für die Dienstleistungen Messstellenbetrieb und Messung nicht prohibitiv hoch sein, da sonst die Installation der Anlage verhindert wird.



da davon auszugehen ist, dass z.B. der Installateur der Erzeugungsanlage im Rahmen seines Angebotes an den Kunden auch eine möglichst günstige Messung ermöglichen möchte, um den Auftrag zu erhalten. Letztlich könnte er für den Kunden das günstigste Angebot ermitteln. Es erscheint allerdings sinnvoll, bei dieser Gruppe eine Anschlussleistung von 30 kVA als Grenze zu definieren, da bei Kunden ab dieser Größenordnung i.d.R. eine professionellere Auseinandersetzung mit der Investition in Erzeugungsanlagen und der verbundenen Messtechnik vorausgesetzt werden kann als bei Kunden mit Kleinanlagen.

### 4.3 Fazit

In diesem Abschnitt wurden die Vor- und Nachteile verschiedene Marktorganisationsmodelle für das Messwesen in der Schweiz zum einen anhand eines Kriterienkatalogs bewertet und zum anderen die Vor und Nachteile, wo es möglich war, quantifiziert.

Ergebnis der Analyse ist zunächst, dass im Haushalts- bzw. Kleinkundenbereich eine Liberalisierung des Messstellenbetriebs oder der Messung nicht geboten ist. Hier lassen zum einen internationale Erfahrungen vermuten, dass sich keine entsprechenden Märkte in der Schweiz in diesem Segment bilden werden. Auch eine Kosten-Nutzen-Analyse zeigt, dass das Verhältnis von Kosten und Nutzen unter Berücksichtigung des administrativen Aufwands sehr wahrscheinlich negativ ausfällt. Der Anreiz zur Weiterentwicklung der Zähler und Prozesse bzw. die Umsetzung neuer Geschäftsmodelle ist zu gering, als dass er für diesen Bereich eine Öffnung rechtfertigen würde.

Für Großkunden in Gewerbe und Industrie sind die Messdaten hingegen ein wichtiger Faktor für die Optimierung ihrer Prozesse. Aus den Experteninterviews wurde deutlich, dass hier teilweise Verbesserungsbedarf hinsichtlich der zeitgerechten Lieferung der Daten und der Datenqualität besteht. Allerdings scheint dies, so das Ergebnis der Umfrage, insgesamt ein weniger wichtiger Aspekt zu sein als der Preis für die Dienstleistungen. Durch die Öffnung des Messwesens (Messstellenbetrieb und Messung) ist mit einem Einpendeln der Preise auf Wettbewerbsniveau zu rechnen. Erfahrungen im Ausland (Deutschland, Großbritannien, Niederlande) zeigen, dass sich für diesen Bereich tragfähige Märkte etablieren können. Eine freie Wahlmöglichkeit für Endkunden, die diese tatsächlich auch wahrnehmen, erhöht die gesamtwirtschaftliche Wohlfahrt. Die Kosten, die eine Öffnung mit sich bringen würde, stehen daher einem weit größeren Nutzen gegenüber als im Bereich der Haushalte.

Für Produzenten bzw. Prosumer ist ebenso ein günstigerer Preis der Dienstleistung der entscheidende Nutzen einer Liberalisierung. Auch hier ist mit einer starken Nachfrage nach alternativen Anbietern der Dienstleistungen zu rechnen, was die Etablierung eines tragfähigen Marktes begünstigen würde. Die Beispiele Deutschland bzw. auch Großbritannien zeigen, dass Systeme, in denen der Anlagenbetreiber für Messstellenbetrieb und Messung zuständig ist, funktionieren.

Weiterhin wird durch eine potenzielle Preissenkung für die Dienstleistungen Messstellenbetrieb und Messdienstleistung die Kaufkraft der Unternehmen und Produzenten

gestärkt, was sich positiv auf die Schweizer Wirtschaft auswirkt. Auch können schweizerische Dienstleister Erfahrungen sammeln, die es für sie erleichtern, in anderen Ländern mit liberalisiertem Messwesen tätig zu werden.

Allerdings hat die Umfrage auch gezeigt, dass die Akteure mit der Qualität der derzeitigen Dienstleistungen durch die Netzbetreiber überwiegend zufrieden sind. Um dieses Niveau mindestens aufrecht zu erhalten, müssen für die liberalisierten Bereiche entsprechende Marktregeln gelten (vgl. dazu Abschnitt 6).

#### **Exkurs: Vollständige Marktöffnung**

Im Falle einer vollständigen Marktöffnung besitzen *alle* Kunden, d.h. auch die Kleinkunden mit einem Verbrauch von weniger als 100.000 kWh/Jahr, Netzzugang und somit freie Versorgerwahl. Dadurch ist zu erwarten, dass auch Kleinkunden in Bezug auf Strompreise und Lieferantenwechsel besser informiert sind. Allerdings führt dies, wie Erfahrungen in Deutschland und den Niederlanden zeigen, nicht ebenso zu einem ausgeprägten Wechselwillen im Bereich des Messwesens. Die Grenze von 100 MWh/a kann daher auch im Falle der vollständigen Marktöffnung des Strommarktes als Kriterium für eine Marktöffnung im Messwesen beibehalten werden. Auch in Großbritannien liegt die Grenze für die Wahl des Messstellenbetreibers / Messdienstleisters bei 100 MWh/a, während sie in den Niederlanden bei etwa 80 MWh/a angesetzt ist.<sup>108</sup> Entscheidend ist also nicht die Frage, ob ein Verbraucher Netzzugang besitzt, sondern wie hoch sein Verbrauch ist.

---

<sup>108</sup> Dort ist der Anschlusswert (in kVa) die entscheidende Größe.

## 5 Zusätzliche Aspekte

### 5.1 Datahub

Wie bereits mehrfach angemerkt entsteht durch eine allfällige Liberalisierung des Messstellenbetriebs bzw. der Messung erhöhter Abstimmungsbedarf zwischen den Akteuren. In Bezug auf die Daten kann ein zentraler Datahub diesen Abstimmungsbedarf verringern. Der Aufbau eines Datahubs dient der zentralen Erfassung von Messdaten und deren Weiterverteilung an alle berechtigten Akteure. Die Ausgestaltungen können dabei sehr unterschiedlich sein.

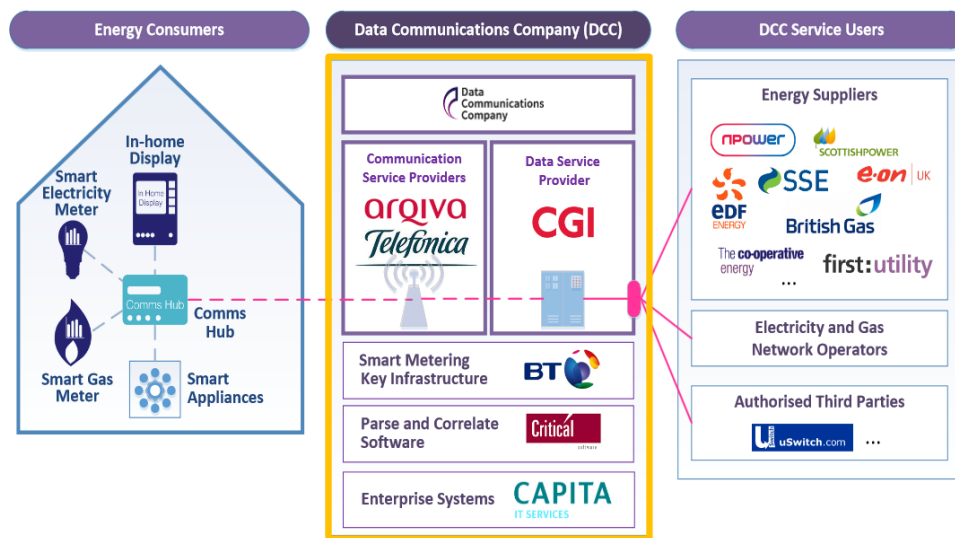
In **Deutschland** ist vorgesehen, die Daten der intelligenten Messsysteme an ein Gateway zu senden, von dem aus die Daten weiterverteilt werden. Die Zahl der angeschlossenen Zähler bewegt sich dabei im 3- bis 4-stelligen Bereich pro Gateway. Derzeit wird der zuständige Messstellenbetreiber als derjenige favorisiert, der als sog. Gateway-Administrator die Gateways *dezentral* verwalten wird. Diese Lösung entspricht also nicht der eines zentralen Datahubs. Der Grund für die Einführung war der Schutz der Daten vor unberechtigtem Zugriff. Um nicht an die Zähler selbst aufwendige Sicherheitsanforderungen zu stellen, soll das Gateway als dezentrale Datensammelstelle eingeführt und gegen Zugriffe von außen geschützt werden.<sup>109</sup>

In **Großbritannien** wurde eine neue Stelle gegründet, die sämtliche Zählerdaten zentral verwalten soll („Data Communications Company“, DCC). Sie hat im Wesentlichen die Aufgabe Kommunikationsdienste zwischen intelligenten Zählern und den Systemen der Vertriebsunternehmen, Netzbetreiber und anderer Berechtigter in effizienter Weise zu ermöglichen. Dazu sollen die mit Hilfe der Smart Meter erhobenen Daten für diese Akteure bereitgestellt werden, wie in Abbildung 5-1 ersichtlich ist.

---

<sup>109</sup> Zur Diskussion siehe beispielsweise: <https://www.bitkom.org/Themen/Internet-Telekommunikation-Netze/Smart-Grids-Energiepolitik/FAQ-5/>

Abbildung 5-1: Rolle der „Data Communications Company“ in Großbritannien



Quelle: DCC (2015).

In den **Niederlanden** ist eine zentrale Datendrehscheibe unter dem Namen „Energie Clearing House (ECH)“ bekannt.<sup>110</sup> Diese ist als Stiftung organisiert und agiert als unabhängige Gesellschaft ohne Gewinnorientierung. Gegründet wurde sie im Jahr 2002 auf eine Initiative der drei großen Stromversorgungsunternehmen Nuon, Essent und Eneco. Im 2007 erfolgte im Zuge einer Fusion die Namensänderung in Energie Data Services Nederland (EDSN). Mittlerweile haben sich fast alle Marktteilnehmer (Netzbetreiber Lieferanten, Messtellenbetreiber bzw. Messdienstleister) dem EDSN System angeschlossen. Um die sensiblen Daten vor ungerechtfertigtem Zugriff zu schützen, erfolgt die Kommunikation ausschließlich über elektronischen Datenverkehr. Die strategischen Entscheidungen der Stiftung werden von allen Teilnehmer gemeinsam nach dem „one man one vote“ Prinzip getroffen. Die Finanzierung des Data Hub basiert auf der Anzahl der Kunden, die ein Marktteilnehmer besitzt.

Ziel des EDSN ist es, die Übertragung von Informationen zwischen den verschiedenen Akteuren im Energiemarkt einfacher, schneller und transparenter zu gestalten. Dies soll auf Basis von standardisierten und kundenorientierten Prozessen geschehen. Durch die Kommunikation über eine zentrale Datendrehscheibe werden somit bilaterale Kommunikationswege ersetzt und Prozesse vereinfacht. Letztendlich sollen der Markt wie auch die einzelnen Teilnehmer davon profitieren; unter anderem auch dadurch, dass von Kosteneinsparungen und damit niedrigeren Gesamtkosten ausgegangen wird. Ferner ist mit der Datendrehscheibe die Erwartung verbunden, dass z.B. ein Lieferantenwechsel deutlich einfacher und schneller vonstattengehen kann.

<sup>110</sup> Vgl. im Folgenden Fokkema (2014) und <http://www.deenergiegids.nl> (abgerufen am 24.06.2015).

Seit dem Winter 2012/2013 gibt es auch in **Dänemark** ein Data Hub System, das vom dänischen Übertragungsnetzbetreiber Energinet.dk betrieben wird.<sup>111</sup> Nach wie vor werden die Zählerdaten von den Netzbetreibern erhoben, die diese dem Data Hub zur Verfügung stellen. Die (berechtigten) Marktteilnehmer haben dann die Möglichkeit alle relevanten Zählerdaten vom zentralen Register zu erhalten, ohne die 78 verschiedenen Netzbetreiber in Dänemark kontaktieren zu müssen. Die durch den Data Hub anfallenden Kosten werden über die Tarife des Übertragungsnetzbetreibers finanziert. Mit der Einführung des Data Hubs sollten verschiedene Probleme angegangen und gelöst werden:

- Viele Vertriebsunternehmen waren unzufrieden mit der Qualität der entsprechenden Dienstleistung der Netzbetreiber.
- Oftmals wurde der Vorwurf geäußert, dass vormals integrierte Netzbetreiber ihre eigenen nunmehr entflochtenen Stromlieferanten beim Abrechnungsprozess und Lieferantenwechsel gegenüber Dritten bevorzugen. Für neue Anbieter stellt dies eine Markteintrittsbarriere dar.
- Die Qualität der Zählerdaten variierte zwischen einzelnen Netzbetreibern und war somit keineswegs einheitlich.
- Verschiedene Kunden (insbesondere auf Unternehmensebene) klagten darüber, dass es nicht immer einfach war, schnellen Zugang zu den eigenen Verbrauchsdaten zu erhalten.

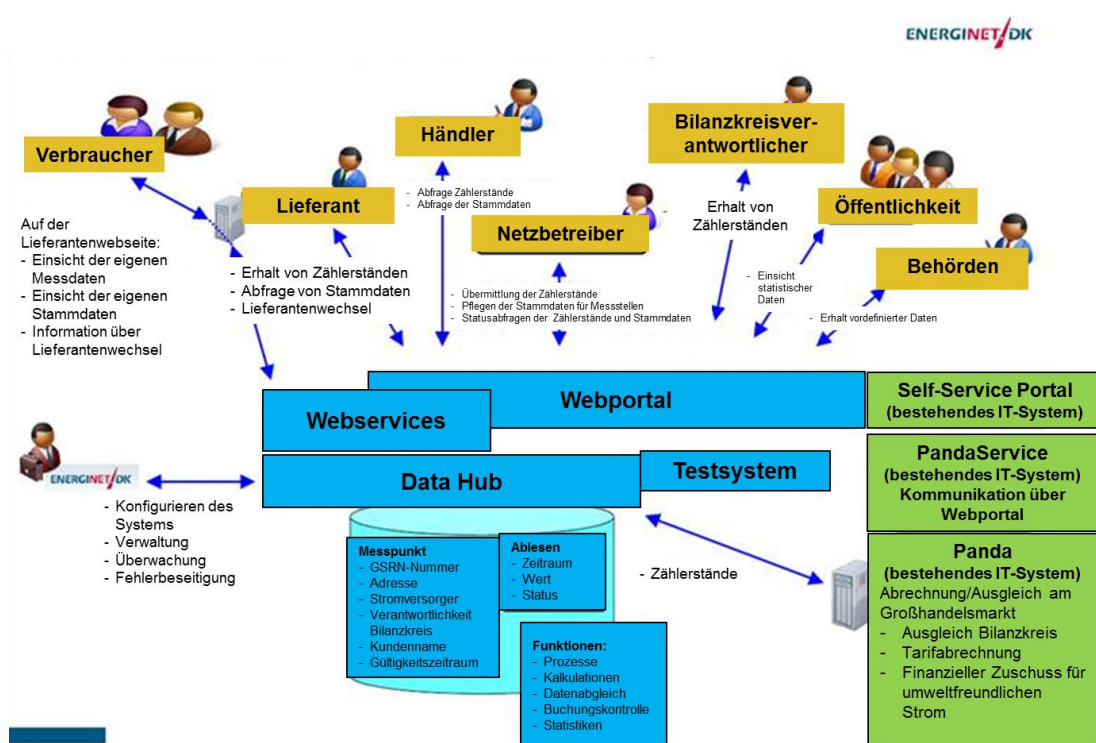
Die von Einführung des Data Hubs erwarteten Vorteile zielen somit auf die Stärkung des Wettbewerbs, einen einfacheren Markteintritt neuer Stromlieferanten, den einfacheren Zugang der Konsumenten zu ihren eigenen Verbrauchsdaten sowie auf einen einfacheren Lieferantenwechsel vom vormals integrierten Energieversorger ab.

Die verschiedenen Stakeholder und Komponenten des dänischen Data Hub Systems sind in Abbildung 5-2 dargestellt.

---

<sup>111</sup> Vgl. im Folgenden Nielsen (2014) und Aaberg (2012).

Abbildung 5-2: DataHub in Dänemark



Quelle: Energinet.dk (Übersetzung durch WIK).

**Finnland** will dem dänischem Beispiel folgen und plant die Einführung eines zentralen Data Hubs für die nahe Zukunft. Die Implementierung soll vom Übertragungsnetzbetreiber Fingrid übernommen werden. Dazu veröffentlichte Fingrid erst kürzlich folgende Pressemitteilung auf seiner Homepage, mit dem auch auf die mit der Einführung verbundenen Erwartungen eingegangen wird.<sup>112</sup>

„Das Ministerium für Arbeit und Wirtschaft hat Fingrid Oyj aufgefordert, eine Lösung zu implementieren, um sämtlichen Informationsaustausch auf den Strommärkten in einem einzigen Dienst zu zentralisieren. Die Arbeit begann am 2015.04.15. Die zentrale Informationsaustausch-Lösung, oder Datahub, wird nicht nur die Verarbeitung der Messdaten erleichtern, sondern auch Kundenprozesse vereinfachen und beschleunigen. [...]. Die standardisierte Schnittstelle für Stromverbrauchsdaten fördert die komplette Nutzung von Smart Grids und Smart Metering, sowie Chancen für neue Geschäftsmodelle.“ Vorteile werden weiterhin in einer erhöhten Kosteneffizienz gesehen. Der Aufbau des Datahubs soll bis zum Jahr 2019 abgeschlossen sein.

<sup>112</sup> Vgl. <http://www.fingrid.fi/en/news/announcements/Pages/Fingrid-to-have-a-centralised-electricity-market-information-exchange-solution---Datahub.aspx> (abgerufen am 24.06.2015), Übersetzung durch WIK.

Auch für die **Schweiz** gibt es Überlegungen zur Einführung eines zentralen Datahubs bzw. einer Datendrehscheibe.<sup>113</sup> Daher werden im folgenden Vor- und Nachteile eines zentralen Datahubs für die Schweiz diskutiert.

Vorteile werden dabei vor allen Dingen in der Reduktion von Transaktionskosten gesehen. Es wird die Komplexität der Prozesse im Vergleich zu einem Marktmodell reduziert, in dem viele Akteure involviert sind. Dies gilt insbesondere für die Schweiz mit ihren über 700 Netzbetreibern. Eine zentrale Datendrehscheibe würde die Abhängigkeit von der technischen Interoperabilität zwischen Netzbetreiber, Messdienstleister Vertriebsunternehmen und Stromeinspeiser reduzieren. In der Schweiz wird der Prozess des Energiedatenaustausch durch Verwendung des ebIX-Standards derzeit allerdings als hinreichend gut angesehen.

Allerdings kann eine zentrale Datenverwaltung den Zugang zu den Daten (z.B. für den Lieferanten, einen berechtigten dritten Energiedienstleister oder den Kunden selbst) erleichtern. Der Kundennutzen steigt, da genau die Daten abgerufen werden können, die benötigt werden. Die Einhaltung der fristgerechten und vollständigen Datenlieferung an diesen zentralen Akteur ist einfacher zu kontrollieren und bei Nichteinhaltung ggf. einfacher zu sanktionieren.

Auf der anderen Seite entstehen durch den Aufbau eines zentralen Datahubs zunächst zusätzliche Kosten. Diesen sind die Kosten durch eingesparte Transaktionskosten im jetzigen System gegenüberzustellen. Auch besteht durch den Aufbau eines zentralen Datahubs die Gefahr der Schaffung einer neuen Monopolstellung. Diskriminierungspotenzial ergibt sich insbesondere durch die Frage, welche Daten an welche Akteure herausgegeben werden dürfen.<sup>114</sup> Letztlich kommt daher nur ein von allen Stellen als neutral akzeptierter (ggf. neu zu schaffender) Akteur in Frage.

Eine weitere Schwachstelle eines zentralen Datahubs ist die Aggregation sämtlicher Daten in einem System. Dies erleichtert die Möglichkeit von Hackerangriffen bzw. zieht hohe Anforderungen an die Datensicherheit nach sich. So ist es evtl. notwendig, gewisse Daten zu spiegeln, d.h. auf einem weiteren, gegenüber äußere Einflüssen (Hochwasser, Terroranschlag etc.) geschützten Server zu hinterlegen. Werden die Daten über eine sichere Verbindung an den zentralen Datahub gesendet, so stellt dies aber im Vergleich zur dezentralen Datenspeicherung die günstigere Alternative dar. In Deutschland beispielsweise wurde sehr viel Aufwand in die Entwicklung eines Schutzprofils für die Smart-Meter-Gateways investiert, deren Kosten letztendlich vom Endverbraucher zu tragen sind.

Auch der Datenschutz muss (weiterhin) gewährleistet werden. Hier stellt sich insbesondere die Frage, ob durch die zentrale Zusammenführung von Verbrauchs- und Einspei-

---

<sup>113</sup> BFE (2015).

<sup>114</sup> Im Falle marktrelevanter Daten besitzt ein Versorger, der gleichzeitig Manager des Datahubs ist, Diskriminierungspotenzial gegenüber Konkurrenten (z.B. durch eine nicht fristgerechte Lieferung der Daten).

sedaten Rückschlüsse auf das Verhalten bestimmter Kunden oder Kundengruppen gezogen werden können. Falls dies möglich ist, sollten entsprechende Maßnahmen getroffen werden, um potenzielle Konflikte zu vermeiden (z.B. Einverständniserklärung der Kunden etc.).

Die Einführung eines zentralen Datahubs unterliegt im Hinblick auf seine Vorteilhaftigkeit also gewissen Unsicherheiten. In Abwägung der Vor- und Nachteile kann der Datahub auf lange Sicht Prozesse erleichtern und somit Kosten senken. Diese würden natürlich im Fall eines erfolgreichen Hackerangriffs enorm steigen, so dass die Frage letztlich von der Abschätzung der verbunden technischen Risiken abhängt.

## 5.2 Betriebliche Messung

Laut swissgrid<sup>115</sup> ist die betriebliche Messung wie folgt definiert:

*Hierunter fallen Installation, Betrieb und Instandhaltung der Mess- und Zählapparaturen sowie der Datenübertragungseinrichtungen und -systeme (Kommunikation) im Netz sowie das Bereitstellen von Informationen (Messdaten) zur Sicherstellung des reibungslosen Betriebs des Netzes. Eingeschlossen sind auch die Übergabeleistungsmessungen zu benachbarten ausländischen Verbundnetzen. Die betrieblichen Messungen stellen einen wichtigen Schnittpunkt zwischen den verschiedenen Netzen dar. Installation und Instandhaltung der Mess- und Zählapparaturen, Mess- und Zähldatenerfassung sowie Übertragung werden durch die jeweiligen Netzbetreiber sichergestellt.*

Für die Verteilnetzbetreiber gibt der Distribution Code<sup>116</sup> für die betriebliche Messung folgendes vor:

- (1) *Die betriebliche Messung umfasst die Erfassung von Messdaten für Aufgaben der Betriebsführung (im Unterschied zur Verrechnungsmessung).*
- (2) *Die VNB sind für die betriebliche Messung im Verteilnetz verantwortlich. Sie haben hierzu die notwendigen Messeinrichtungen im Verteilnetz vorzusehen und die entsprechenden Messdaten in Echtzeit (falls erforderlich) zu erfassen.*
- (3) *Erzeuger, nachgelagerte VNB und Endverbraucher, die einen wesentlichen Einfluss auf den Betrieb des Verteilnetzes haben, haben dem VNB auf Anforderung und nach Absprache z.B. die folgenden Daten zur Verfügung zu stellen:–*
  - *Momentane Erzeugung oder Last (Wirk- und Blindleistung)*
  - *Momentane Stellungsmeldungen von Leistungsschaltern und Sammelschientrennern*
  - *Betriebszustandsmeldungen (ein, aus, nicht verfügbar)*
  - *Weitergehende Messdaten, sofern diese im Rahmen der Erbringung von Systemdienstleistungen benötigt werden*

---

<sup>115</sup> swissgrid (2010).

<sup>116</sup> VSE (2014b).



- (4) *Soweit erforderlich, sind die VNB berechtigt und verpflichtet, die vorgehend aufgeführten Messdaten anderen VNB, Swissgrid sowie ggf. bestimmten Netznutzern sowie deren Beauftragten ausschliesslich für betriebliche Zwecke in Echtzeit zur Verfügung zu stellen.*
- (5) *Die betrieblichen Messdaten sollen über einen zweckmässigen Zeitraum für die Analyse von ausserordentlichen Betriebsereignissen und Störungen archiviert werden.*
- (6) *Die Einrichtung und der Betrieb von Messstellen, die Verrechnungsmessung sowie das Messdatenmanagement gehören nicht zur betrieblichen Messung und unterliegen den Regelungen des MC-CH.*

Die betriebliche Messung soll der Sicherstellung eines reibungslosen Netzbetriebs dienen. Die in dieser Studie diskutierten Modelle einer Verlagerung der Entscheidungsgewalt vom Netzbetreiber zum Kunden (Modelle 1 und 2) betreffen zunächst nicht die Messeinrichtungen des Netzbetreibers im Netz, sondern bei den Kunden bzw. Erzeugern. Somit bleiben Netzbetreiber weiterhin für diese Messeinrichtungen zuständig und verantwortlich.

Überschneidungen mit der Erfassung von Messdaten durch dritte Messdienstleister können sich aus Punkt (3) der oben aufgeführten Vorgaben des Distribution Codes ergeben. Erfolgt die Messung nach einer allfälligen Liberalisierung durch einen Dritten, so muss sichergestellt sein, dass der Netzbetreiber weiterhin rechtzeitig alle notwendigen Daten erhält, um dies sicherstellen zu können. Dies könnte zum einen über einen zentralen Datahub gelöst werden. Dort müssten die Messstellenbetreiber alle benötigten Messdaten einstellen, so dass sie für den Netzbetreiber jederzeit abrufbar sind.

*Erfahrungen in anderen Ländern, insbesondere in Deutschland, zeigen, dass diesem Umstand durch entsprechende Anpassung der Prozessvorgaben Rechnung getragen werden kann. So gilt für den Messdienstleister wie bereits beschrieben (vgl. Abschnitt 3.1.2) die Vorgabe, dass der Messdienstleister verpflichtet ist, die von ihm ab- oder ausgelesenen Messdaten an den Netzbetreiber zu den Zeitpunkten zu übermitteln, die dieser zur Erfüllung eigener Verpflichtungen vorgibt.*

Informationen zur momentanen Erzeugung oder Last (Wirk- und Blindleistung), momentane Stellungsmeldungen von Leistungsschaltern und Sammelschientrennern und Betriebszustandsmeldungen (ein, aus, nicht verfügbar) sind dagegen nicht über die Zähler zu generieren. Insofern sind sie nicht von einer Veränderung der Zuständigkeiten im Bereich der Verrechnungsmessung betroffen. Die betriebliche Messung wird durch eine mögliche Liberalisierung daher nicht in Frage gestellt bzw. gefährdet.

## 6 Empfehlungen

Auf Basis der durchgeführten Analyse empfehlen wir folgende Schritte für das Messwesen in der Schweiz:

### Kleinkunden

In diesem Kundensegment erscheint eine Liberalisierung nicht geboten. Die Freigabe der Dienstleistungen Messstellenbetrieb / und oder Messung würde für Haushalte und kleine Unternehmen keinen wesentlichen Vorteile generieren. Es ist aufgrund der Auslandserfahrungen und der Antworten der Umfrage im Rahmen dieser Studie davon auszugehen, dass die Kleinkunden kein ausreichendes Interesse an einer Wahlmöglichkeit besitzen und sich somit auch kein Markt für diese Dienstleistungen etablieren wird. Ferner würde eine Einbindung von Kleinkunden voraussichtlich den administrativen Aufwand in einem nicht unerheblichen Maße erhöhen. Neben den Kosten für die Suche nach geeigneten Anbietern, die direkt beim Endkunden anfallen, gestaltet sich unter Umständen auch die Definition der Marktregeln komplexer (z.B. aus Gründen des Datenschutzes). Dieses Segment sollte daher im regulierten Bereich verbleiben, wobei hier Anpassungen vorgenommen werden sollten:

Es sollte die Pflicht für die Energieversorger eingeführt werden, auf den Rechnungen die *Preisbestandteile für Messung, Messstellenbetrieb und Abrechnung getrennt aufzuführen*. Dies würde im Sinne der geplanten Sunshine Regulierung den Druck auf die (teureren) Unternehmen erhöhen, ihre Preise gegenüber den Endverbrauchern bzw. Dritten zu rechtfertigen. In der Umfrage wurde diese Maßnahmen von der Mehrzahl der Befragten (unter ihnen auch Netzbetreiber bzw. integrierte Unternehmen) begrüßt. Die verschiedenen Preisbestandteile wären sowohl für die Endverbraucher als auch die Regulierungsbehörde vergleichbar und hohe Preise auf ihre Ursache hin zu überprüfen.

Führt diese Praxis nicht zu einer Preissenkung vor allen Dingen der teureren Anbieter, so ist die *Einführung von Preisobergrenzen* für diese Kunden ein vorstellbares Mittel. Dies impliziert zwar Mehraufwand für den Regulierer, da er die Preisobergrenzen in bestimmten Intervallen neu anpassen muss, schützt aber die Verbraucher vor extremen Preiserhöhungen bzw. Preisunterschieden. Das Beispiel Österreich zeigt, dass dies ein gangbarer Weg ist. Hierzu wäre es, in Anlehnung an das derzeitige Verfahren bei RLM-gemessenen Kunden notwendig, die Kosten eines effizienten Messstellenbetriebs für diese Kundengruppe festzustellen und entsprechend in Preisobergrenzen umzusetzen.

### Großkunden

Für diese Kunden empfehlen wir die Öffnung des Marktes für Messstellenbetrieb und Messung (Modell 1). Diese Kundengruppe ist durch ein professionelles Kostenmanagement und Erfahrungen bei der Auswahlmöglichkeit des Versorgers stärker für Preisunterschiede im Markt sensibilisiert als Haushaltskunden. Die Kosten für die Dienstleistungen Messstellenbetrieb und Messung sind hinreichend hoch, um einen

gewissen administrativen Aufwand zu rechtfertigen, der mit der Liberalisierung einhergeht. Auslandserfahrungen in den Niederlanden und Großbritannien zeigen, dass sich in diesem Segment tragfähige Märkte entwickeln können. Für die Netzbetreiber sind die Kosten für Messstellenbetrieb bzw. Messdienstleistung vollständig aus der Regulierung herauszunehmen, da die Netzbetreiber nun in einem wettbewerblichen Umfeld agieren. Die durch die Schaffung zusätzlicher Schnittstellen entstehenden Zusatzkosten für die Netzbetreiber können dagegen im Rahmen der Kostenprüfung berücksichtigt werden. Hier macht ggf. eine Untersuchung zu Höhe des konkreten administrativen Aufwands Sinn. Dieser kann auf die Kunden umgelegt werden, die von der Wahlmöglichkeit des Messstellenbetreibers oder Messdienstleisters Gebrauch machen.

### **Stromerzeuger und Prosumer**

Auch für die Gruppe der Stromerzeuger erscheint die Möglichkeit zur Wahl des Messstellenbetreibers und Messdienstleisters aufgrund zu erwartender Preisvorteile sinnvoll (Modell 1). Durch die von dieser Gruppe zu erwartende Nachfrage nach den Dienstleistern wird die Etablierung eines liquiden Marktes befördert. Auch hier zeigen die Auslandserfahrungen in Deutschland und Großbritannien, dass es sich um ein realisierbares Modell handelt. Dies gilt grundsätzlich auch für Prosumer. Da diese bei der Installation der Erzeugungsanlage alle mit der Frage der Messung der eingespeisten Energie konfrontiert werden, entsteht für Sie eine gewissermaßen natürliche Entscheidungssituation bei der Wahl des Messstellenbetreibers bzw. Messdienstleisters. Allerdings ist zu überlegen, ob nicht zunächst eine gewisse Untergrenze eingeführt werden sollte, um Kleinstprosumer vor Mehrkosten (auch im Sinne administrativen Zusatzaufwands) zu bewahren.<sup>117</sup>

### **Weiterer Handlungsbedarf**

Die Übertragung der Verantwortung für Messstellenbetrieb und Messung auf Dritte bedarf weiterer Anpassungen.

Im Interesse einer hohen Qualität dieser Dienstleistungen müssen gewisse *Mindeststandards* auch für diese Akteure Geltung besitzen. Anforderungen, die sich aus dem Metering Code und dem SDAT-CH<sup>118</sup> ergeben können dabei als Mindestanforderungen angesehen werden, etwa die Anforderungen an die Messeinrichtungen. Alle Bereiche, die zur Gewährleistung eines sicheren Netzbetriebs dienen, fallen weiterhin in das Aufgabengebiet des Netzbetreibers (z.B. Messpunktverwaltung, Messstellenbezeichnung). Dagegen sind der Messstellenbetreiber bzw. Messdienstleister für fehlerhafte Messungen oder Datenlieferungen verantwortlich. Im Rahmen der Umsetzung einer Liberalisie-

---

<sup>117</sup> In diesem Kontext kann die bereits etablierte Grenze von 30 kVA einen Orientierungspunkt bieten.

<sup>118</sup> Standardisierter Datenaustausch für den Strommarkt Schweiz (vgl. VSE 2012b).

rung ist daher detailliert zu definieren, welche Aufgaben mit der Dienstleistung „Messen“ verbunden sind.<sup>119</sup>

Beim Wechsel des Messstellenbetreibers ist eine Regelung zu installieren, die es für den neuen Messstellenbetreiber möglich macht, den alten Zähler käuflich zu erwerben oder zu nutzen. Dafür ist der alte Anbieter angemessen zu entschädigen. Die Angemessenheit der Entschädigung sollte sich dabei am Zeitwert des Zählers bzw. der Messeinrichtung orientieren. Die Überprüfung der Angemessenheit des Kaufpreises bei allfälligen Klagen könnte durch die EICom erfolgen.

Eine zweite Möglichkeit besteht darin, dass die vorhandene Messeinrichtung durch den Netzbetreiber unentgeltlich entfernt wird oder der neue Messstellenbetreiber den Ausbau der Messeinrichtung durchführt und die ausgebaute Einrichtung dem bisherigen Messstellenbetreiber auf dessen Verlangen zur Verfügung stellt. Dieser ist dann in der Lage, die Messeinrichtung an anderer Stelle wieder einzusetzen, so dass die Investitionskosten in den Zähler nicht vollständig verloren sind (Vermeidung von „stranded investments“).

Auch vor diesem Hintergrund ist es von enormer Bedeutung, *einheitliche technische Standards und Schnittstellen* zu gewährleisten. Nur wenn die Messstellenbetreiber die Zähler tatsächlich in jedem Gebiet schweizweit einsetzen können, wird Wettbewerb entstehen können. In dieser Hinsicht sind die Mindestanforderungen an Smart Meter (vgl. BFE 2014b) eine gute Ausgangsposition, insbesondere in Hinblick auf die Interoperabilität. Ziel sollte darüber hinaus eine Austauschbarkeit der Zähler in verschiedenen Netzgebieten sein.

Vor dem geplanten Hintergrund des Roll-Outs von *Smart Metern* bis zum Jahr 2025 ergibt sich durch die vorgeschlagenen Empfehlungen kein wesentlicher Handlungsbedarf. Für Kleinkunden bleibt der Netzbetreiber zuständig und ist somit auch als Verantwortlicher für den Roll-Out in dieser Kundengruppe zu sehen. Die Gruppe der Großkunden, die heute RLM-gemessen ist, ist zu einem gewissen Teil schon entsprechend ausgerüstet, so dass sie nicht auf die Smart Meter Technologie, respektive den Rollout angewiesen sind.<sup>120</sup> Für die anderen Mitglieder dieser Gruppe sowie die Erzeuger kann entsprechend der Messstellenbetreiber für den Roll-Out verantwortlich gemacht werden. Hinsichtlich der technischen Anforderungen an die Smart Meter eignen sich die bereits bestehenden Mindestanforderungen als Grundlage (vgl. BFE 2014b).

Der allfällige Aufbau eines Datahubs vermeidet eine Vielzahl von Schnittstellen und erleichtert die Standardisierung (z.B. für die Datenerfassung oder Wechselprozes-

---

<sup>119</sup> In diesem Kontext sei auf Tabelle 2-1 (Trennung der Aufgaben zwischen Messen und Messstellenbetrieb) und Tabelle 2-2 (Zuweisung der Verantwortlichkeiten) verwiesen, die eine gute Ausgangsbasis bilden.

<sup>120</sup> BFE (2012).

se).<sup>121</sup> Hier kann z.B. eine staatliche Stelle für die Standardisierung der Schnittstellen und der Kommunikation zwischen Geräten verschiedener Hersteller sorgen. Die Standardisierung von Prozessen kann branchenintern erfolgen. Der Datenschutz bzw. die Datensicherheit muss entsprechend gewährleistet werden. Es sollte allerdings vor einer Einführung ggf. eine tiefgehende Analyse bezüglich der Kosten und Nutzen eines Datahubs erfolgen.

Die Belange der betrieblichen Messung bleiben bei der Umsetzung der vorgeschlagenen Regelungen unberührt, wenn eine Regelung eingeführt wird, die den Messdienstleister verpflichtet ist, die von ihm ab- oder ausgelesenen Messdaten an den Netzbetreiber bzw. den Datahub zu den Zeitpunkten zu übermitteln, die dieser zur Erfüllung eigener Verpflichtungen vorgibt.

---

**121** Im Endeffekt geht es um die Frage, ob die Kommunikationsprozesse dezentral zwischen den einzelnen Marktakteuren oder zentral über einen Datahub organisiert werden sollen. Eine einfache Überlegung möge die Reduktion der Schnittstellen durch einen Datahub veranschaulichen. Bei  $n$  Marktakteuren und dezentraler Organisation entstehen  $[n*(n-1)/2]$  Schnittstellen. Durch einen zentralen Datahub reduzieren sich diese auf  $n$ . Für 10 Marktteilnehmer sind dezentral 45 Schnittstellen auszugestalten, bei zentraler hingegen nur 10.

## Literatur

- Aghion, P., Bloom, N., Blundell, R., Griffith, R., Howitt, P. (2005): Competition and Innovation: An inverted-u relationship, in: The Quarterly Journal of Economics, May 2005, pp. 701-728.
- Arocena, P., Contín, I., Huerta, E., 2002. Price regulation in the Spanish energy sectors: who benefits? Energy Policy 30, pp. 885-895.
- BDEW [Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft] (2009): BDEW-Leistungsbeschreibung für Messstellenbetrieb, Messung und Abrechnung der Netznutzung und Messzugangsmanagement.
- BFE [Bundesamt für Energie](2012): Folgeabschätzung einer Einführung von «Smart Metering» im Zusammenhang mit «Smart Grids» in der Schweiz, Schlussbericht 5. Juni 2012.
- BFE [Bundesamt für Energie](2013): Energieperspektiven 2050, Zusammenfassung, 5. Oktober 2013.
- BFE [Bundesamt für Energie](2014a): Vollzugshilfe für die Umsetzung des Eigenverbrauchs nach Art. 7 Abs. 2<sup>bis</sup> und Art. 7a Abs. 4<sup>bis</sup> des Energiegesetzes (EnG; SR 730.0), Version 1.1, Oktober 2014.
- BFE [Bundesamt für Energie](2014b): Grundlagen der Ausgestaltung einer Einführung intelligenter Messsysteme beim Endverbraucher in der Schweiz, Technische Mindestanforderungen und Einführungsmodalitäten.
- BFE [Bundesamt für Energie](2015): Smart Grid Roadmap Schweiz, Wege in die Zukunft der Schweizer Elektrizitätsnetze.
- BFS [Bundesamt für Statistik] (2009): Haushaltsbudgeterhebung, Bern.
- BFS [Bundesamt für Statistik] (2015): PANORAMA, Industrie und Dienstleistungen, Februar 2015.
- BMWi [Bundesministerium für Wirtschaft und Energie] (2015): Baustein für die Energiewende: 7 Eckpunkte für das „Verordnungspaket Intelligente Netze“, abrufbar unter: <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/eckpunkte-fuer-das-verordnungspaket-intelligente-netze,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>, zuletzt abgerufen am 02.04.2014.
- BNetzA [Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen] (2008): Ermittlung der Prozesskosten für Messstellenbetrieb, Messung und Abrechnung im Strom- und Gasbereich, Gutachten der LBD-Beratungsgesellschaft, 22.04.2008.
- BNetzA [Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen] (2010a): Anlage 3 zum Beschluss BK6-09-034 / BK7-09-001, Messstellenrahmenvertrag. Abrufbar unter: [http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/Beschlusskammer7/BK7\\_72\\_Messwesen\\_Energie/Festlegungsverfahren\\_zur\\_Standardisierung\\_Gas-Strom\\_BK7-09-001\\_BK6-09-034/WiM\\_Anlage\\_3\\_Messstellenrahmenvertrag.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=1](http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/Beschlusskammer7/BK7_72_Messwesen_Energie/Festlegungsverfahren_zur_Standardisierung_Gas-Strom_BK7-09-001_BK6-09-034/WiM_Anlage_3_Messstellenrahmenvertrag.pdf?__blob=publicationFile&v=1), zuletzt abgerufen am 02.04.2014.
- BNetzA [Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen] (2010b): Anlage 4 zum Beschluss BK6-09-034 / BK7-09-001, Messrahmenvertrag. Ab-

- rufbar unter:  
[http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/Beschlusskammer7/BK7\\_72\\_Messwesen\\_Energie/Festlegungsverfahren\\_zur\\_Standardisierung\\_Gas-Strom\\_BK7-09-001\\_BK6-09-034/WiM\\_Anlage\\_4\\_Messrahmenvertrag.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=1](http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/Beschlusskammer7/BK7_72_Messwesen_Energie/Festlegungsverfahren_zur_Standardisierung_Gas-Strom_BK7-09-001_BK6-09-034/WiM_Anlage_4_Messrahmenvertrag.pdf?__blob=publicationFile&v=1), zuletzt abgerufen am 02.04.2014.
- BNetzA [Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen] (2011): Darstellung der Geschäftsprozesse zur Anbahnung und Abwicklung der Netznutzung bei der Belieferung von Kunden mit Elektrizität (Geschäftsprozesse zur Kundenbelieferung mit Elektrizität, GPKE), Anlage zum Beschluss BK6-06-009.
- BNetzA [Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen] und BKartA [Bundeskartellamt] (2014): Monitoringbericht 2014, abrufbar unter: [http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2014/Monitoringbericht\\_2014\\_BF.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=4](http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2014/Monitoringbericht_2014_BF.pdf?__blob=publicationFile&v=4), zuletzt abgerufen am 01.04.2015.
- Bundesregierung (2007): Eckpunkte für ein integriertes Energie- und Klimaprogramm.
- Cuijpers, C. und Koops, B.-J. (2012): Smart metering and Privacy in Europe: Lessons from the Dutch Case, in: S. Gutwirth et al. (eds), European Data Protection: Coming of Age, Dordrecht: Springer, p. 269-293.
- DCC [Data Communications Company] (2015): Introduction to DCC, DCC Industry Day, Smart DCC 25<sup>th</sup> March 2015.
- dena [Deutsche Energie-Agentur](2013): Marktentwicklung von intelligenten Zählern und Messsystemen, Marktentwicklung und Praxiserfahrung in Deutschland, abrufbar unter: <http://www.effiziente-energiesysteme.de/themen/smartmeter/marktentwicklungsmartmeter.html>, zuletzt abgerufen am 10.04.2014.
- DTE [Netherlands Office of Energy Regulation ] (2004): Advies metermarkt kleinverbruikers.
- Ecoplan (2015): Smart Metering Roll Out –Kosten und Nutzen, Aktualisierung des Smart Metering Impact Assessments 2012, im Auftrag des Bundesamts für Energie.
- Edelmann, H. und T. Kästner (2013): Kosten-Nutzen-Analyse für einen flächendeckenden Einsatz intelligenter Zähler.
- E-control [Energie-Control GmbH](2011): Technische und organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen, Teil F: Technische Regeln für Zählwerterfassung und Zählwertübertragung, Version 2.2, 2011.
- EICom [Eidgenössische Elektrizitätskommission] (2011): Messkosten und Zugriff auf Messdaten bei Endverbrauchern mit Lastgangmessung mit automatischer Datenübermittlung.
- EICom [Eidgenössische Elektrizitätskommission] (2014): EICom Informationsveranstaltung 2014, abrufbar unter: <http://www.elcom.admin.ch/dokumentation/00021/00122/index.html?lang=de>, zuletzt abgerufen am 03.06.2015.
- EICom [Eidgenössische Elektrizitätskommission] (2015): Tätigkeitsbericht der EICom 2014.

- Fokkema, G. A. (2013): Data clearing houses; the Dutch case.
- Haller, D. (2015): „Bei den Preisen herrscht totaler Wildwuchs“, Artikel Basellandschaftliche Zeitung vom 07.02.2015, online verfügbar unter: <http://www.basellandschaftlichezeitung.ch/basel/baselbiet/bei-den-strompreisen-herrscht-totaler-wildwuchs-128805227>, zuletzt abgerufen am 23.06.2015.
- Martens, P. (2014): Warum sich die Einführung intelligenter Stromzähler verzögert, in: Industriemagazin, 03.10.2014., abrufbar unter: <http://www.industriemagazin.at/a/warum-sich-die-einfuehrung-intelligenter-stromzaehler-verzoegert>, zuletzt abgerufen am 10.07.2015.
- Nolde, A., Rohre, D., Zander, W. (2014): Kosten und Nutzenaspekte von ausgewählten Technologien für ein Schweizer Smart Grid, im Auftrag des Bundesamt für Energie.
- Rusche, J. (2013): Praktische Probleme als wettbewerblicher Messstellenbetreiber, Präsentation im Rahmen der XX. Zähler-Fachtagung in Erfurt, 18. September 2013.
- Shleifer, A (1985): A theory of yardstick competition, Rand Journal of Economics, Vol. 16, No.3, Autumn 1985, pp. 319-327.
- swissgrid (2010): Überblick Systemdienstleistungen, Version 1.0.
- VSE [Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen] (2012a): Metering Code Schweiz, Technische Bestimmungen zu Messung und Messdatenbereitstellung, MC – CH, Ausgabe 2012.
- VSE [Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen] (2012b): Standardisierter Datenaustausch für den Strommarkt Schweiz, Umsetzungsdokument für die standardisierten Datenaustauschprozesse im Strommarkt Schweiz SDAT–CH, Ausgabe Dezember 2012.
- VSE [Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen] (2013): Branchenempfehlung Strommarkt Schweiz, Musterverträge 2013, Redaktionshilfen zur Erstellung von Verträgen zwischen den Akteuren im Strommarkt.
- VSE [Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen] (2014a): Branchenempfehlung Strommarkt Schweiz, Messkosten, Bestimmung und Abgrenzung der Kosten für Lastgangmessungen und deren Verrechnung im Sinne von Art. 8 Abs. 5 StromVV.
- VSE [Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen] (2014b): Distribution Code Schweiz, Branchenempfehlung Strommarkt Schweiz, Technische Bestimmungen zu Anschluss, Betrieb und Nutzung des Verteilnetzes.



## Anhang 1: Detailauswertungen der Umfrage

Tabelle 0-1: Antworten von identischen IP-Adressen

IP-Adresse Nr.	Marktrolle 1	Marktrolle 2	Marktrolle 3	Marktrolle 4
1	Stromerzeuger	Stromerzeuger		
2	Externer Messdienstleister und/oder Messstellenbetreiber	Verbraucher: Gewerbe/Handel/Dienstleistungen		
3	Netzbetreiber oder integriertes Unternehmen	Netzbetreiber oder integriertes Unternehmen		
4	Energiedienstleister	Energiedienstleister		
5	Stromerzeuger	Stromerzeuger	Verbraucherverband: Haushalte	
6	Verbraucher: Gewerbe/Handel/Dienstleistungen	Verbraucherverband: Gewerbe/Handel/Dienstleistungen		
7	Sonstiger (ohne Angabe)	Stromerzeuger	Stromerzeuger	
8	Netzbetreiber oder integriertes Unternehmen	Sonstiger (ohne Angabe)		
9	Netzbetreiber oder integriertes Unternehmen	Netzbetreiber oder integriertes Unternehmen		
10	Netzbetreiber oder integriertes Unternehmen	Netzbetreiber oder integriertes Unternehmen	Netzbetreiber oder integriertes Unternehmen	Netzbetreiber oder integriertes Unternehmen
11	Netzbetreiber oder integriertes Unternehmen	Netzbetreiber oder integriertes Unternehmen		
12	Verband	Verband		
13	Netzbetreiber oder integriertes Unternehmen	Stromerzeuger		
14	Vertriebsunternehmen	Hersteller von Messsystemen		
15	Energiedienstleister	Externer Messdienstleister und/oder Messstellenbetreiber		

Quelle: WIK

Tabelle 0-2: Bevorzugte Marktorganisation des Messstellenbetriebs nach Marktrolle

Antwortender	Netzbetreiber sollte zugleich Messstellenbetreiber sein oder diese Dienstleistung auslagern können.	Endkunde/Produzent sollte den Messstellenbetreiber frei wählen können.	Vertriebsunternehmen sollte den Messstellenbetreiber frei wählen können.	Sonstiges	keine Angabe	Anzahl
Energiedienstleister	12,50%	75,00%	12,50%	0,00%	0,00%	8
Externer Messdienstleister und/oder Messstellenbetreiber	100,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	2
Netzbetreiber oder integriertes Unternehmen	88,89%	0,00%	0,00%	0,00%	11,11%	27
Stromerzeuger	0,00%	96,00%	4,00%	0,00%	0,00%	25
Verbraucherverband: Industrie	0,00%	66,67%	33,33%	0,00%	0,00%	3
Verbraucher: Industrie	46,15%	53,85%	0,00%	0,00%	0,00%	13
Verbraucherverband: Gewerbe/Handel/Dienstleistungen	0,00%	60,00%	20,00%	0,00%	20,00%	5
Verbraucher: Gewerbe/Handel Dienstleistungen	11,11%	66,67%	11,11%	11,11%	0,00%	9
Verbraucherverband: Haushalte	0,00%	60,00%	20,00%	0,00%	20,00%	5
Vertriebsunternehmen	100,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	1
Sonstige	25,00%	62,50%	0,00%	12,50%	0,00%	8
<b>Summe</b>						<b>106</b>

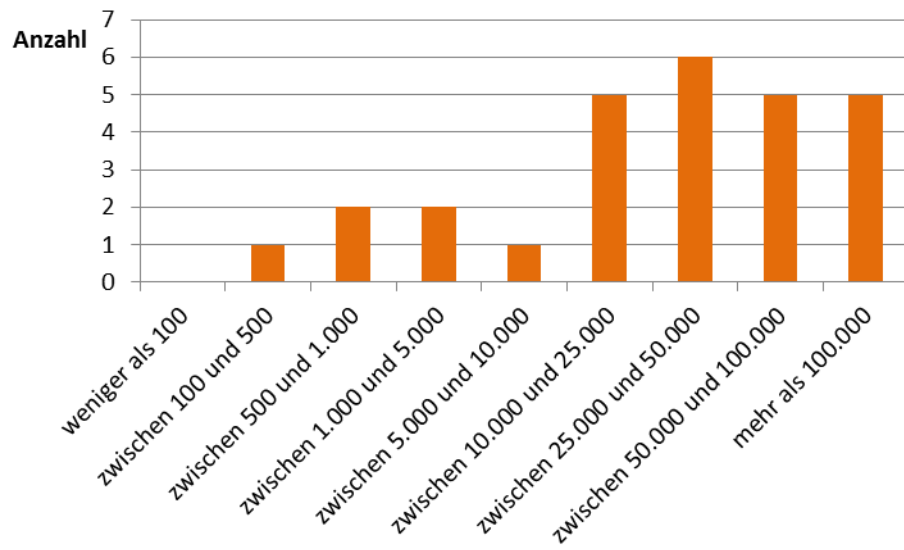
Quelle: WIK

Tabelle 0-3: Bevorzugte Marktorganisation der Messdienstleistung nach Marktrolle

Antwortender	Netzbetreiber sollte zugleich Messdienstleister sein oder diese Dienstleistung auslagern können.	Endkunde/Produzent sollte den Messdienstleister frei wählen können.	Vertriebsunternehmen sollte den Messdienstleister frei wählen können.	Sonstiges	keine Angabe	Anzahl
Energiedienstleister	12,50%	75,00%	12,50%	0,00%	0,00%	8
Messdienstleister und/oder Messstellenbetreiber	100,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	2
Netzbetreiber oder integriertes Unternehmen	85,19%	0,00%	0,00%	0,00%	14,81%	27
Stromerzeuger	0,00%	100,00%	0,00%	0,00%	0,00%	25
Verbraucherverband: Industrie	0,00%	66,67%	33,33%	0,00%	0,00%	3
Verbraucher: Industrie	30,77%	61,54%	0,00%	0,00%	7,69%	13
Verbraucherverband: Gewerbe Handel/Dienstleistungen	0,00%	60,00%	0,00%	0,00%	40,00%	5
Verbraucher: Gewerbe/Handel /Dienstleistungen	22,22%	55,56%	11,11%	0,00%	11,11%	9
Verbraucherverband: Haushalte	20,00%	40,00%	0,00%	0,00%	40,00%	5
Vertriebsunternehmen	100,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	1
Sonstige	25,00%	62,50%	0,00%	12,50%	0,00%	8
<b>Summe</b>						<b>106</b>

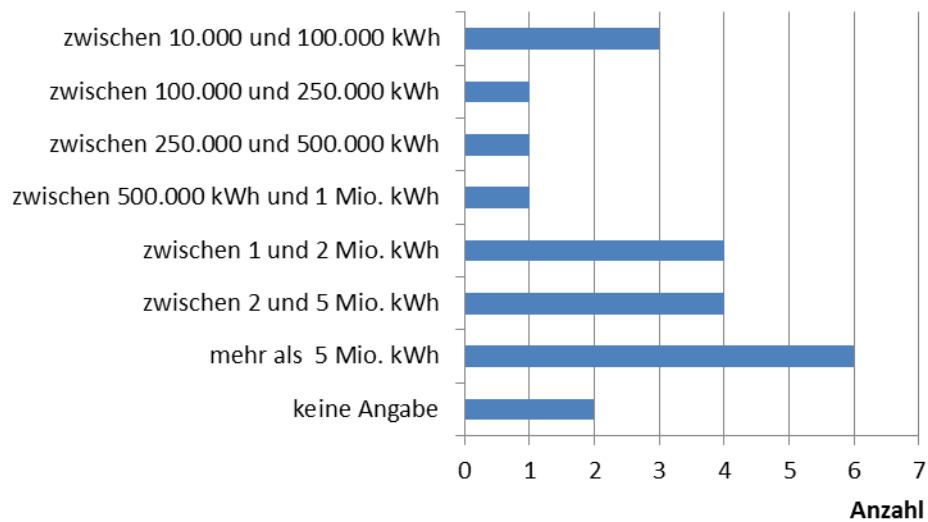
Quelle: WIK

Abbildung 0-1: Netzbetreiber nach Anzahl der Messpunkte



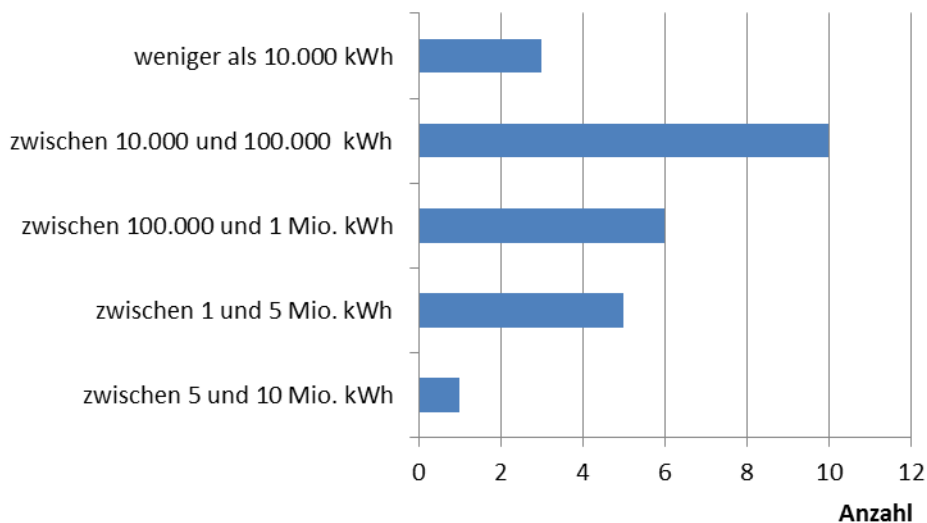
Quelle: WIK

Abbildung 0-2: Gewerbliche und industrielle Verbraucher nach Jahresstromverbrauch



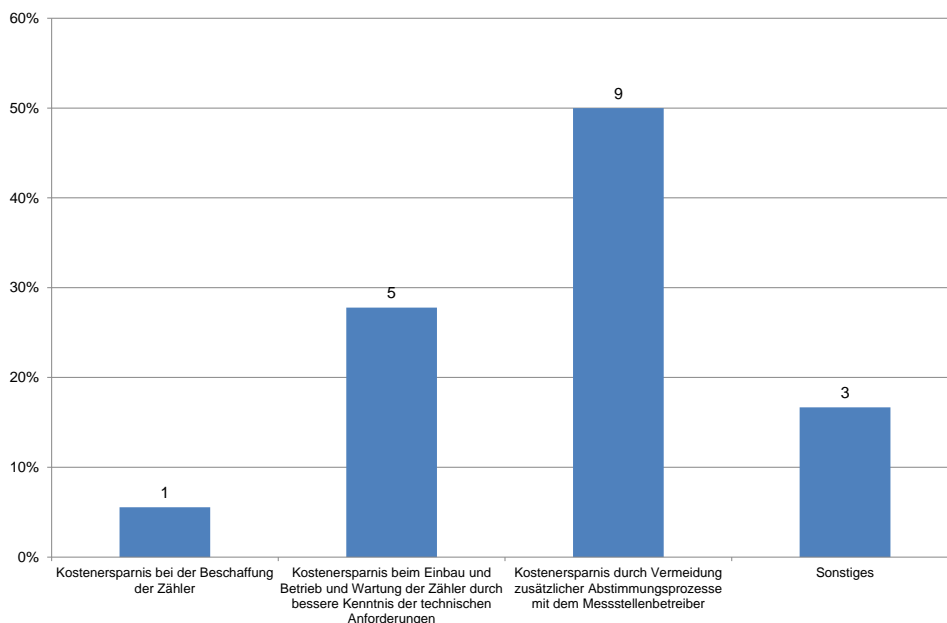
Quelle: WIK

Abbildung 0-3: Stromerzeuger nach erzeugter Jahresarbeit



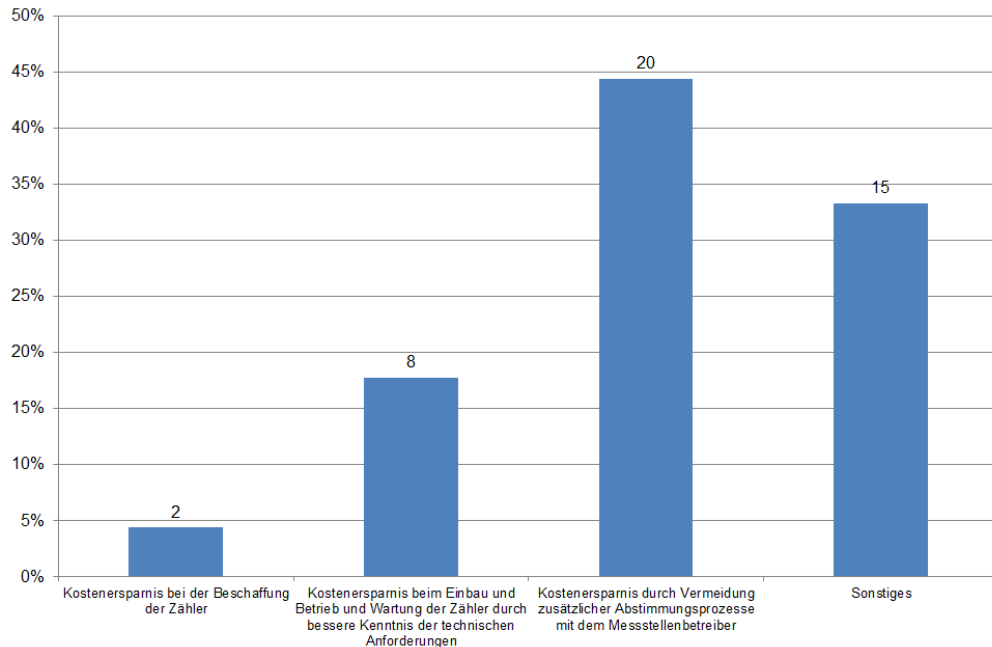
Quelle: WIK

Abbildung 0-4: Bevorzugtes Marktmodell: **Messstellenbetrieb** beim Verteilnetzbetreiber: Gründe für Akteure, die *nicht* Netzbetreiber sind



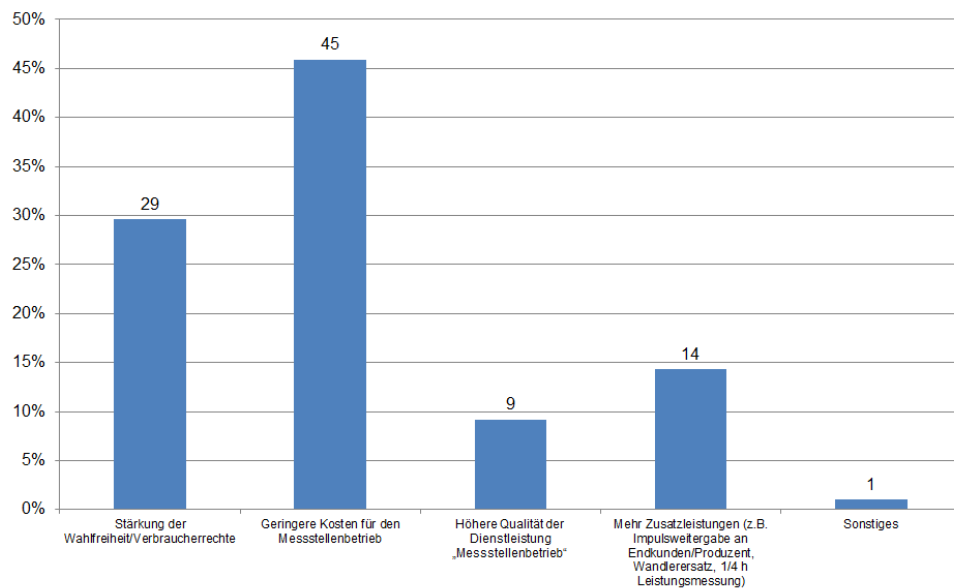
Quelle: WIK

Abbildung 0-5: Bevorzugtes Marktmodell: **Messstellenbetrieb** beim Verteilnetzbetreiber: Gründe für Netzbetreiber



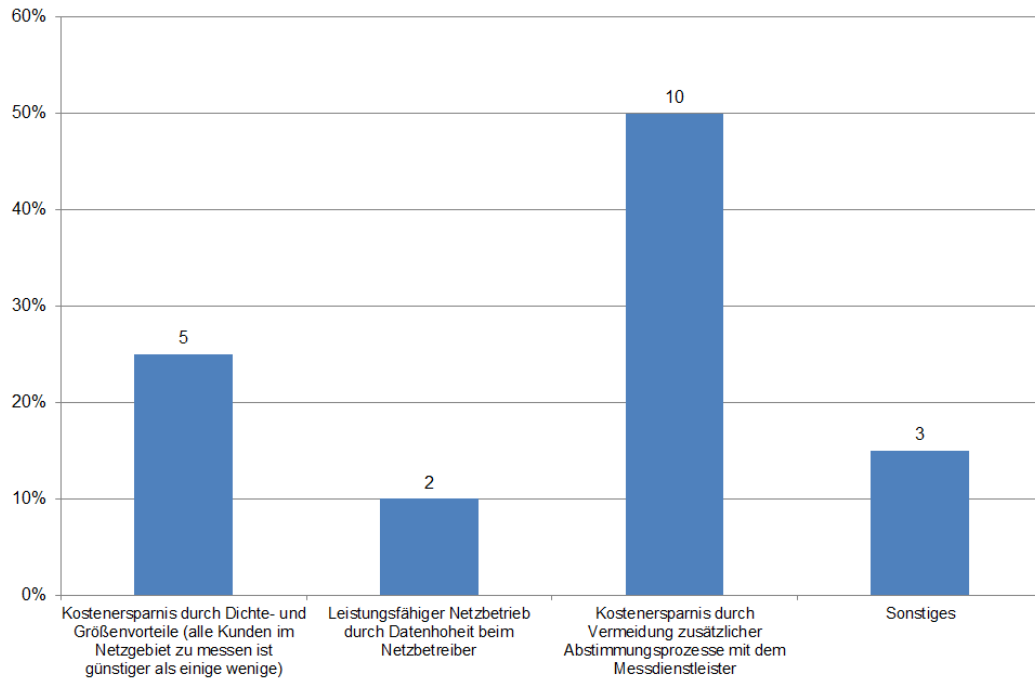
Quelle: WIK

Abbildung 0-6: Bevorzugtes Marktmodell: **Messstellenbetrieb** Endkunde / Produzent soll den Messstellenbetreiber frei wählen können: Gründe (nur Akteure, die *nicht* Netzbetreiber sind, vgl. Tabelle 0-2))



Quelle: WIK

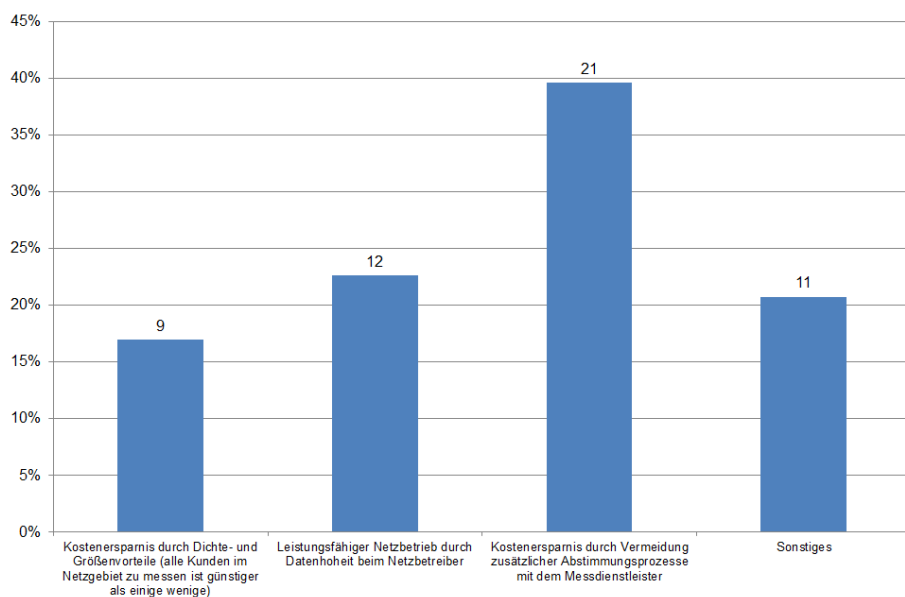
Abbildung 0-7: Bevorzugtes Marktmodell: **Messung** beim Verteilnetzbetreiber: Gründe für Akteure, die *nicht* Netzbetreiber sind



Quelle: WIK

wik

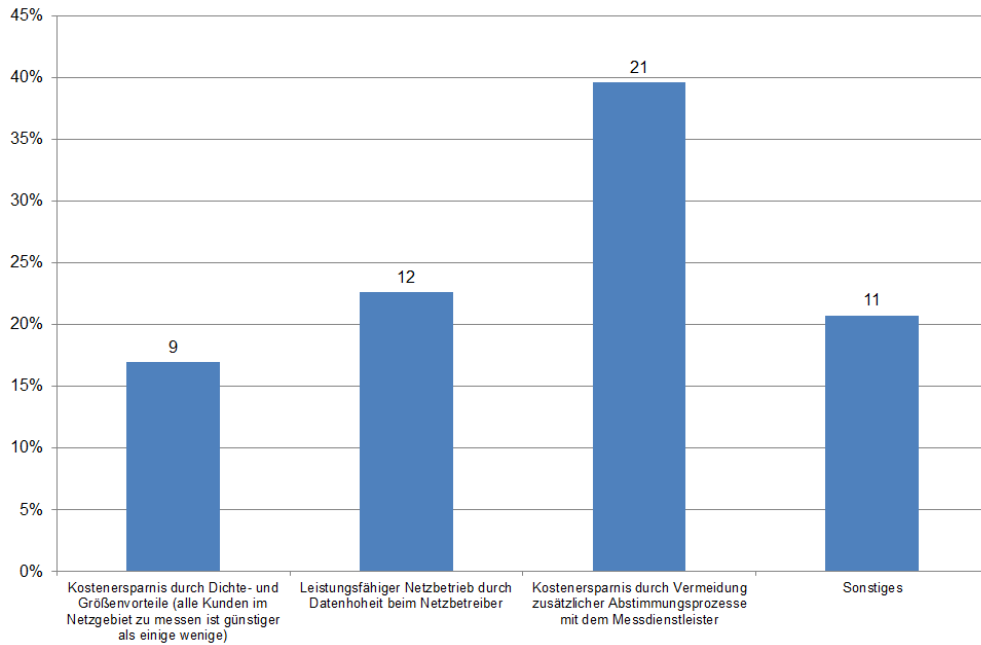
Abbildung 0-8: Bevorzugtes Marktmodell: **Messung** beim Verteilnetzbetreiber: Gründe für Netzbetreiber



Quelle: WIK

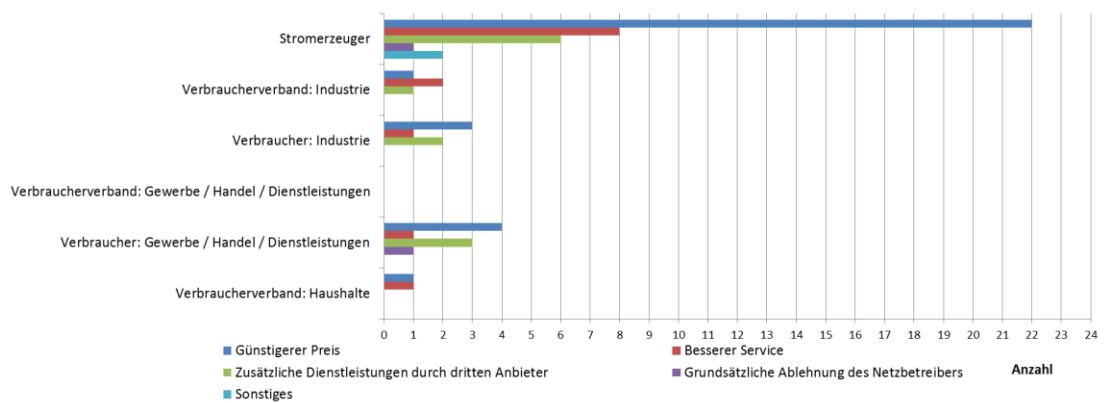
wik

Abbildung 0-9: Bevorzugtes Marktmodell: **Messung**: Endkunde / Produzent soll den Messdienstleister frei wählen können: Gründe (nur Akteure, die *nicht* Netzbetreiber sind, vgl. Tabelle 0-2)



Quelle: WIK

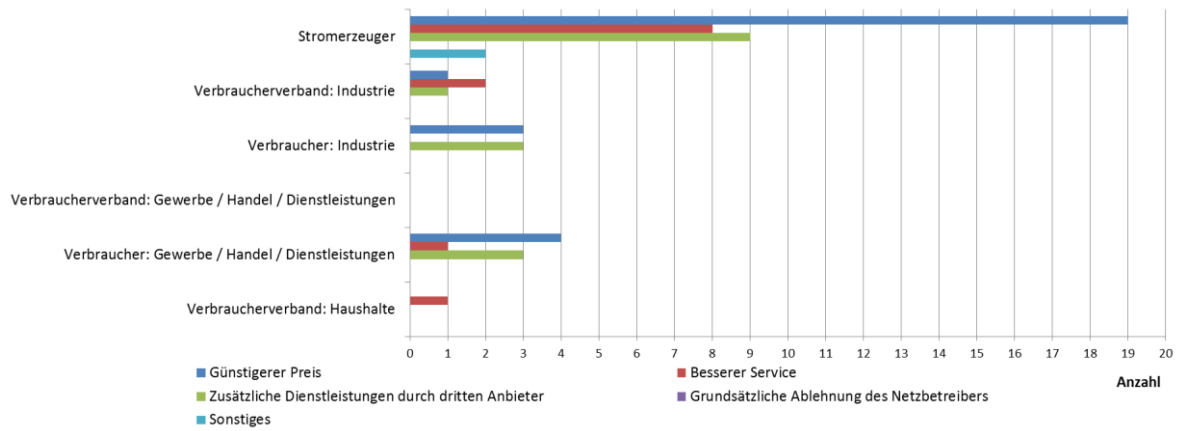
Abbildung 0-10: Wechselmotive Messstellenbetrieb



Quelle: WIK

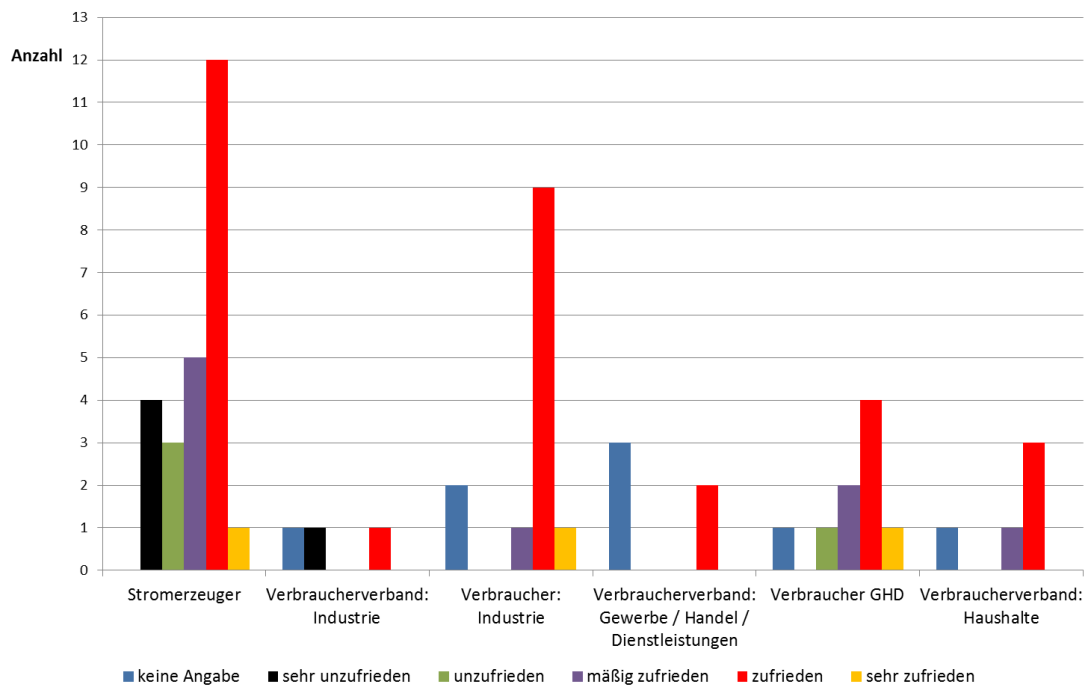


Abbildung 0-11: Wechselsmotive Messung



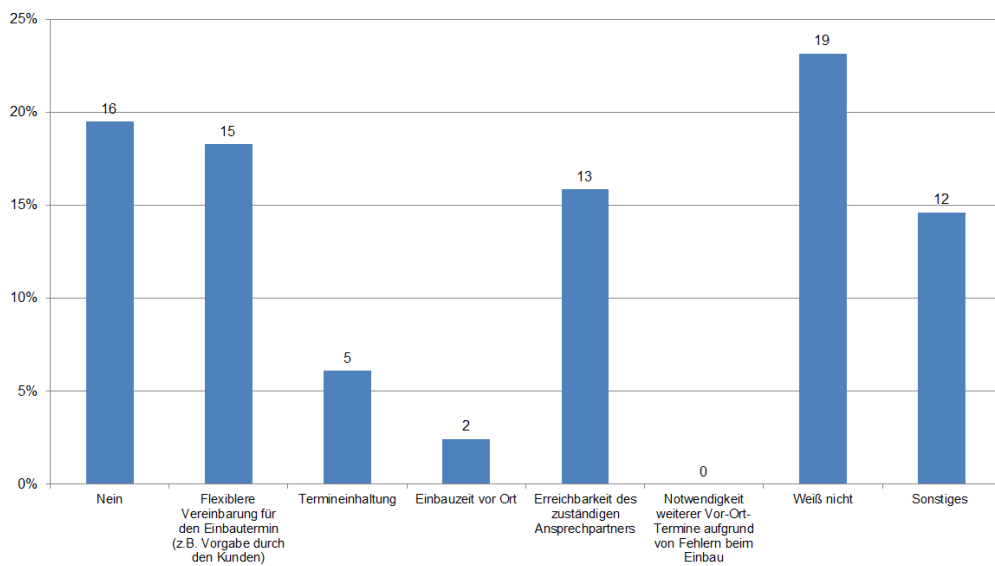
Quelle: WIK

Abbildung 0-12: Zufriedenheit mit dem Einbau der Stromzähler



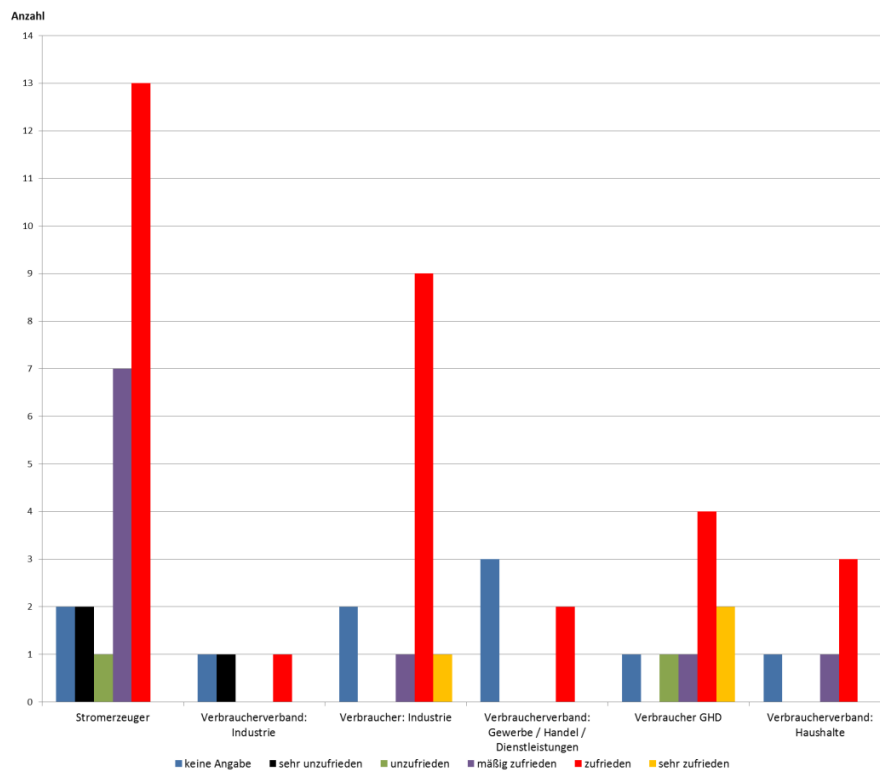
Quelle: WIK

Abbildung 0-13: Verbesserungsbedarf: Einbau der Stromzähler



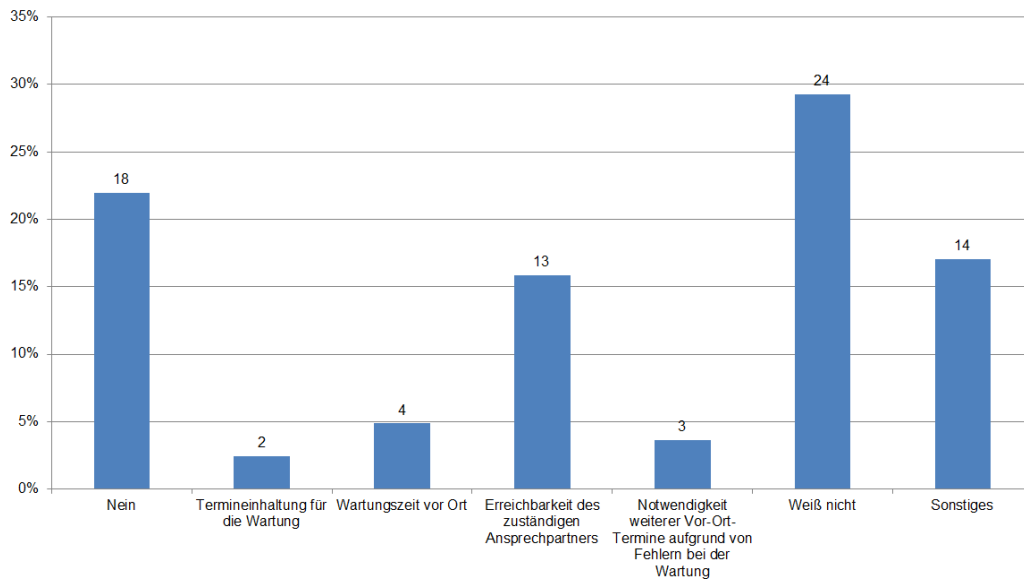
Quelle: WIK

Abbildung 0-14: Zufriedenheit mit dem Betrieb und der Wartung der Stromzähler



Quelle: WIK

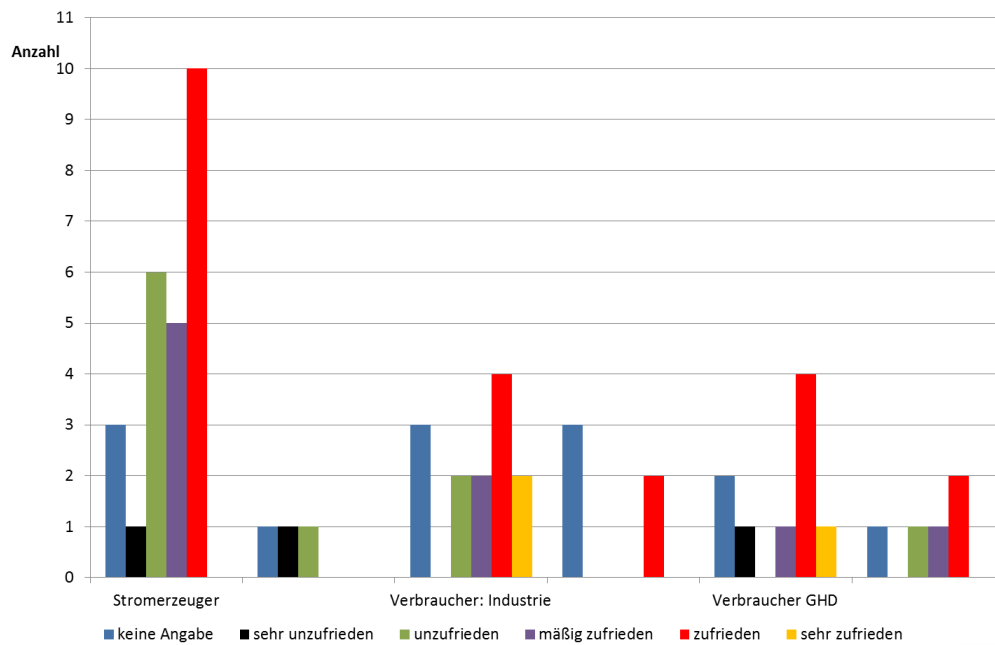
Abbildung 0-15: Verbesserungsbedarf: Betrieb und Wartung der Stromzähler



Quelle: WIK



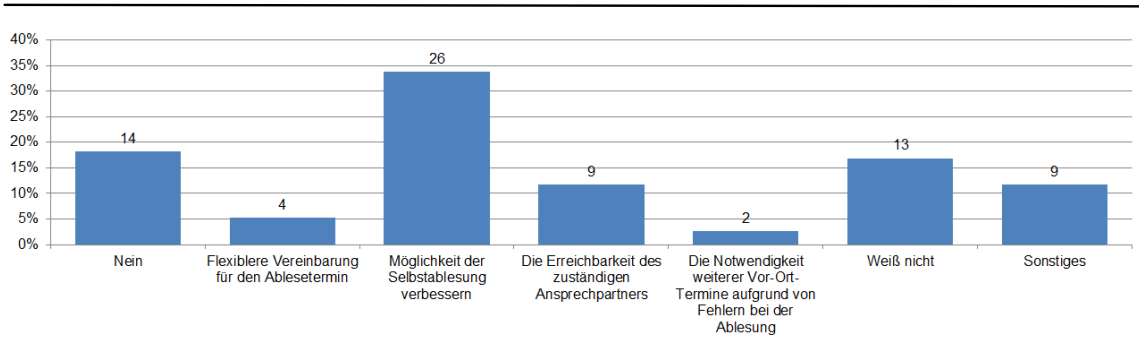
Abbildung 0-16: Zufriedenheit mit dem Auslesen der Daten



Quelle: WIK

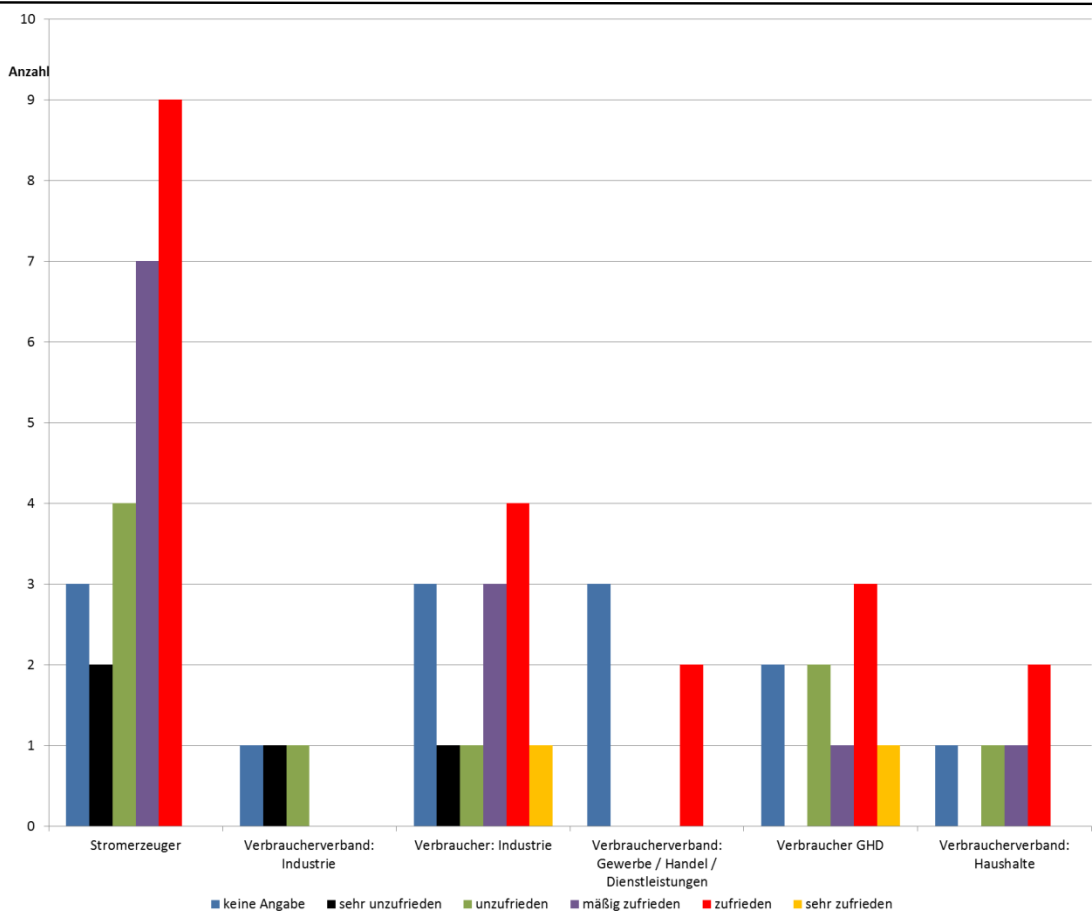


Abbildung 0-17: Verbesserungsbedarf: Auslesen der Daten



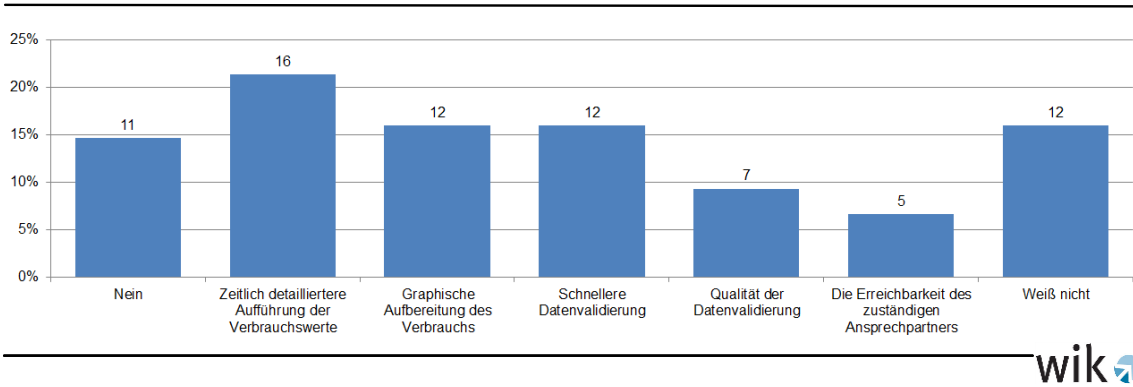
Quelle: WIK

Abbildung 0-18: Zufriedenheit mit der Aufbereitung der Daten



Quelle: WIK

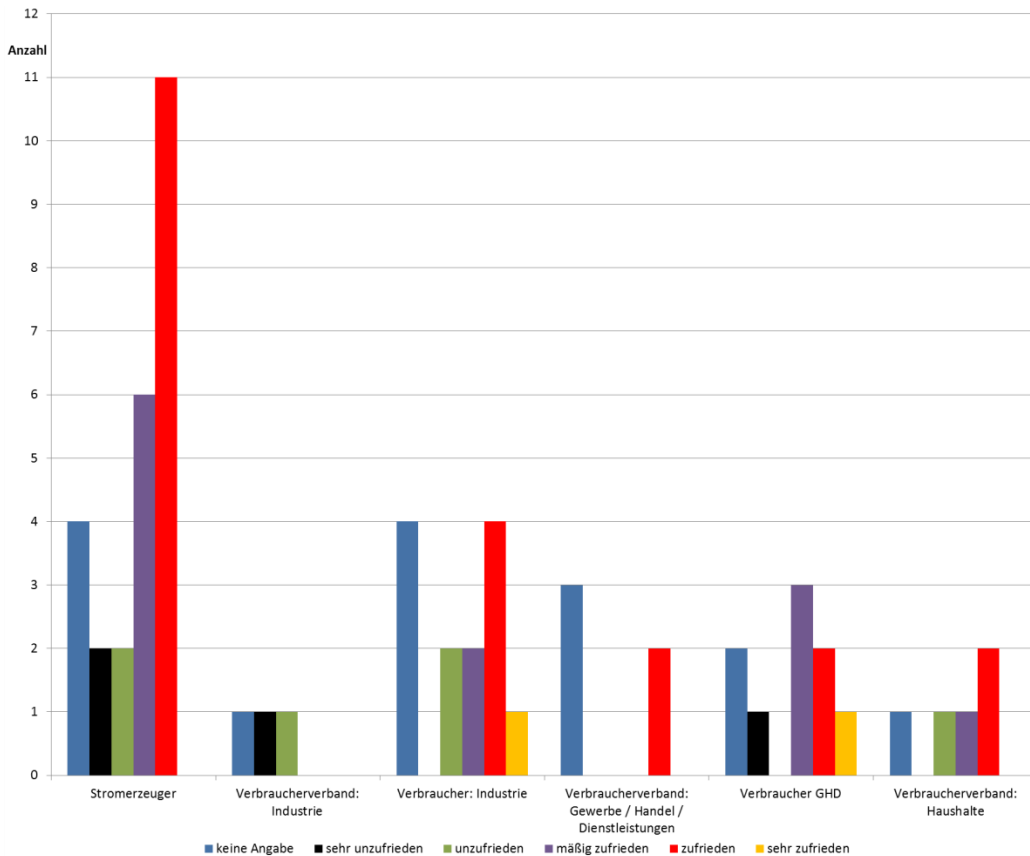
Abbildung 0-19: Verbesserungsbedarf: Aufbereitung der Daten



Quelle: WIK



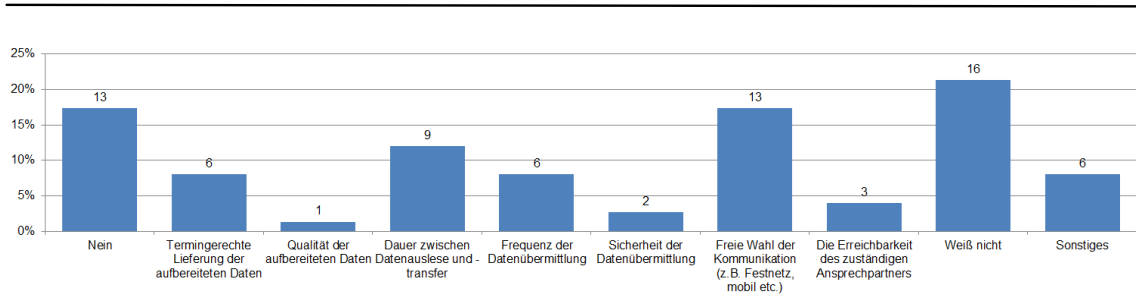
Abbildung 0-20: Zufriedenheit mit dem Datentransfer



Quelle: WIK

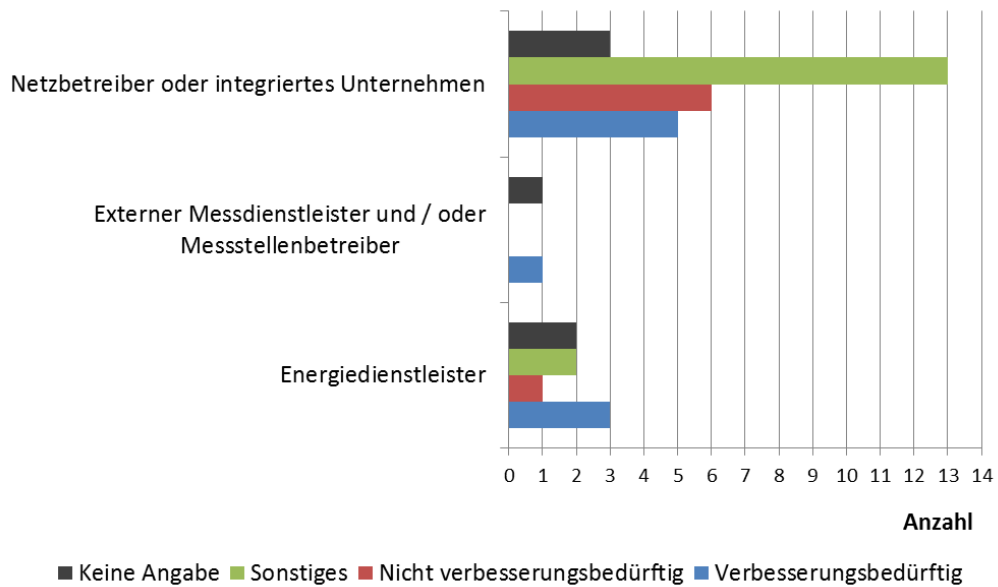


Abbildung 0-21: Verbesserungsbedarf: Datentransfer



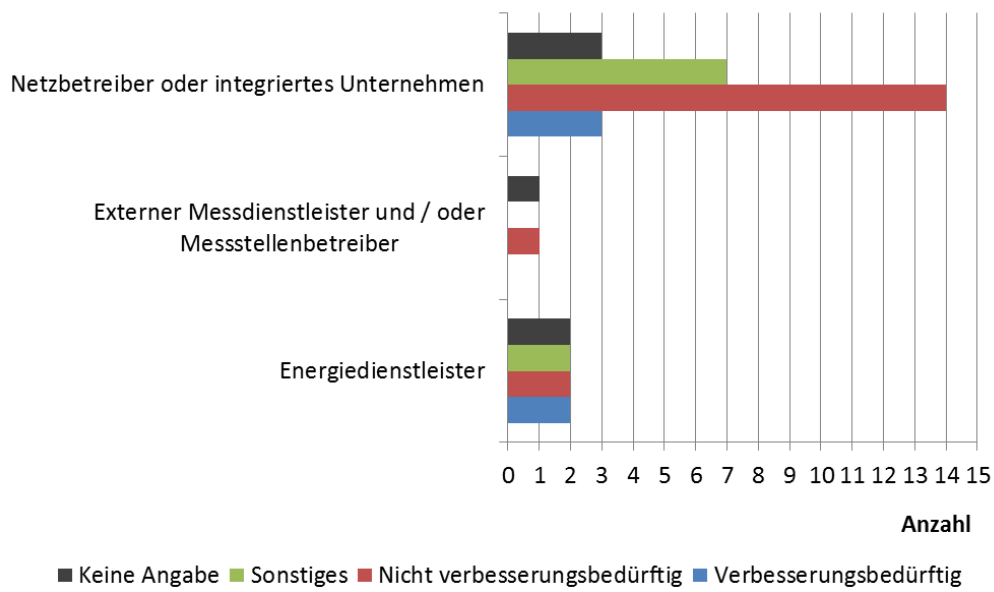
Quelle: WIK

Abbildung 0-22: Die derzeitigen Regelungen gemäß Art. 8 StromVV und Branchenrichtlinien (z.B. Metering Code) zum Betrieb der Messstelle halte ich für



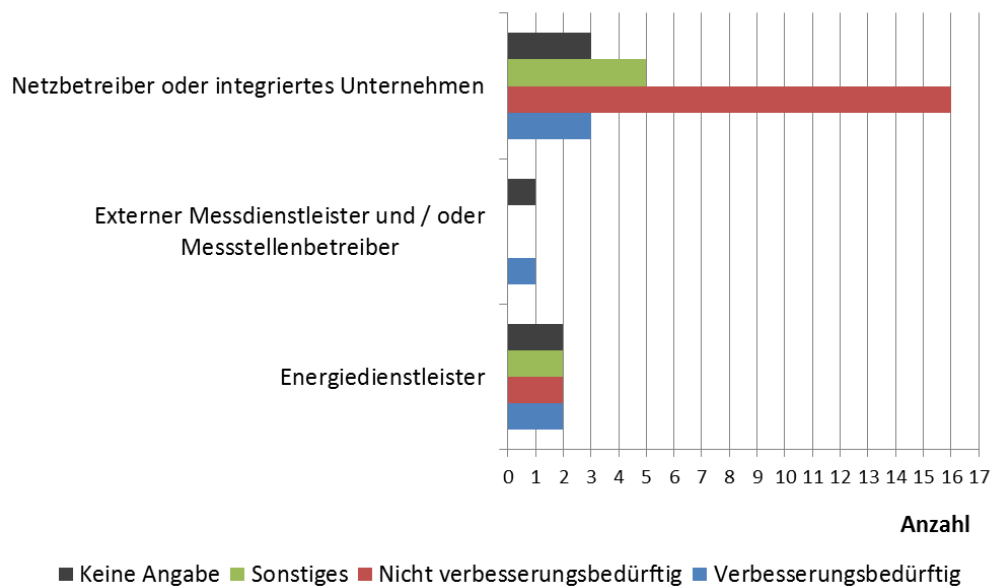
Quelle: WIK

Abbildung 0-23: Die derzeitigen Regelungen zur Erfassung der Daten halte ich für



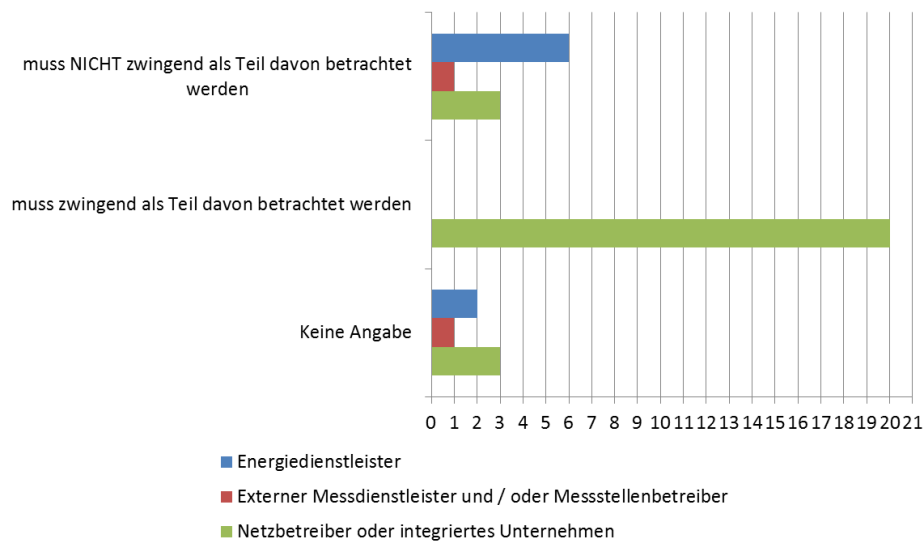
Quelle: WIK

Abbildung 0-24: Die derzeitigen Regelungen zur Aufbereitung der Daten halte ich für



Quelle: WIK

Abbildung 0-25: Ist das Mess- und Informationswesen eine eigenständige Wertschöpfungsstufe, die mit dem Netz zwar stark verflochten ist, aber nicht zwingend als Teil davon betrachtet werden muss?



Quelle: WIK