

Smart Grid 2016
Die Digitalisierung
der Energiewende



Inhaltsverzeichnis

2	Einleitung
3	Das Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende
3	Rollen und Aufgaben nach dem Messstellenbetriebsgesetz (MsbG)
3	Das intelligente Messsystem
4	Finanzierung & Zeitrahmen des Rollout
5	Datenschutz und -sicherheit
6	Sternförmige Verteilung am Gateway
8	Die Übertragung der Grundzuständigkeit für das Messwesen
9	SMGA – Make or Buy?
10	Chancen und Risiken der Gateway-Administration
10	Kernaussagen der befragten Grundgesamtheit
14	Baukasten für SMGAs: Wertschöpfungskette
18	Ausgangssituationen der Netzbetreiber
18	Typisierung grundzuständiger Messstellenbetreiber
24	Expansion in drei Ebenen
25	Potenzialeinschätzung der Geschäftsfelder aus Sicht der Versorger
27	Allein oder zusammen – Erkenntnisse für Rollout-Strategien
34	Fazit und Ausblick

Einleitung

Die digitale Transformation löst disruptive Veränderungen in allen Branchen aus. Weil der Innovationsdruck wächst, wird die Zukunftsfähigkeit von Unternehmen auf die Probe gestellt. Dabei geht es nicht nur darum, bereits bestehende Prozesse zu digitalisieren, sondern vielmehr eine digitale Strategie für das eigene Unternehmen zu formulieren und umzusetzen. Auch der Energiesektor ist hiervon betroffen und muss einen grundlegenden Veränderungsprozess innerhalb der eigenen Organisation vollziehen.

Der unaufhaltbare Trend von einer verbrauchsorientierten Erzeugung hin zu einem erzeugungsorientierten Verbrauch stellt Stromerzeuger, Netzbetreiber und Vertriebe vor neue Herausforderungen und Möglichkeiten. Es gilt, unter strikter Berücksichtigung des Spannungsfeldes des energiewirtschaftlichen Zieldreiecks – Versorgungssicherheit, Umweltverträglichkeit und Wirtschaftlichkeit – den Smart Market zu etablieren.

Hierfür hat neben der Europäischen Union nun auch die Bundesregierung die „digitale Revolution“ des Messwesens zum Schwerpunkt erklärt. Nach einer langen Konzeptionsphase soll deshalb endlich auch in Deutschland der verpflichtende Rollout im Gesetzespaket „Digitalisierung der Energiewende“ verankert und damit bis 2032 der mechanische Drehstromzähler durch eine moderne Messeinrichtung (mM) ersetzt werden. Durch die Anbindungsmöglichkeit an eine durch das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) zertifizierte Infrastruktur könnte der Strommarkt dann vollständig durch intelligente Messsysteme (iMSys) digitalisiert werden.

Die dadurch geschaffene Datengrundlage soll Aufschluss über den zeitlichen Verlauf des Stromverbrauchs geben und dabei helfen, diesen gezielt auf das Angebot auszurichten, um so Netznutzung und Kapazitäten zu optimieren und die Erzeugung aus herkömmlichen Kraftwerken zu reduzieren bzw. langfristig minimal zu halten.

Das alleinige Vorhalten und Speichern von „Big Data“ ist jedoch noch keine Innovation. Erst die gezielte, „smarte“ Analyse und die Ausarbeitung von Anwendungsmöglichkeiten mit neu gewonnenen Informationen verwandelt Big Data in eine innovative Dienstleistung. Dies eröffnet bis dato unbekannte Wachstumsfelder.

Allerdings sieht sich das Technologiefeld Smart Metering von Seiten der Verbraucherschützer großer Kritik ausgesetzt. Dies bezieht sich insbesondere auf die Themen Datenschutz und Cyber Security. Das geringe Vertrauen in eine sichere Kommunikationstechnologie, aber auch die notwendige Regelung des Datenumgangs sind Gründe, warum lange an Richtlinien seitens des BSI gearbeitet wurde. Die Vorgaben des BSI, welche mit dem „Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende“ verrechtlicht werden, gelten aber nun als ausgereift und sicher und könnten für eine internationale Anwendung als „Leading Practice“ dienen.

Zunächst muss aber gezeigt werden, dass die hohen Sicherheitsstandards umgesetzt werden können. Die Verantwortlichkeit hierfür tragen die bisherigen grundzuständigen Messstellenbetreiber, welche in der Regel beim Netzbetreiber angesiedelt sind. Diese meist historisch gewachsenen Unternehmen mit sehr unterschiedlichen IT-Landschaften haben nun die Aufgabe, ihr Messwesen in einen Datendrehpunkt für den Energiemarkt von morgen unter Einhaltung höchster IT-Sicherheitsstandards zu transformieren. Mittels einer Abfrage bei den grundzuständigen und wettbewerblichen Messstellenbetreibern sowie anderen Marktakteuren der deutschen Smart-Grid-Branche wird im Rahmen dieser Studie ein ganzheitliches Bild über verschiedene technologische Trends und Tendenzen ermittelt. Ebenfalls Bestandteil ist eine Analyse der für die Smart-Meter-Gateway-Administration notwendigen Aktivitäten und deren Einordnung in die Wertschöpfungskette des Smart-Meter-Rollout.

Abschließende Handlungsoptionen für Energieversorger mit unterschiedlicher Beschaffenheit zeigen Wege auf, um angesichts der angesprochenen Veränderungen im Markt nicht nur bestehen, sondern auch wachsen zu können. Es müssen strategische Weichen gestellt und die richtigen Kooperationen frühzeitig eingegangen werden.

Das Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende

Mit dem Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende beantwortet die Bundesregierung nach langer Zeit die offenen Fragen hinsichtlich des Smart-Meter-Rollout und regelt den Betrieb des modernen Messwesens. Das Gesetz sieht erstmals einen rechtlich bindenden Zeitrahmen für die Implementierung und Inbetriebnahme von intelligenten Messsystemen vor. Damit wird von regulatorischer Seite ein Startschuss gegeben, der dem Markt Planungssicherheit gibt und damit auch Grundlage für die Umsetzungsstrategie der Hochlaufphase ist.

Rollen und Aufgaben nach dem Messstellenbetriebsgesetz (MsbG)¹

Normadressaten des Gesetzes sind die deutschen Energieversorgungsnetze, dabei gilt, dass der Messstellenbetrieb künftig vom Netzbetrieb dogmatisch getrennt wird. Diese grundzuständigen Messstellenbetreiber (gMsb) haben zunächst die Verantwortung für Rollout und Administration des modernen Messwesens. Somit erweitert sich ihr Aufgabenumfang gegenüber dem bisherigen Messwesen (Messstellenbetrieb, Messung und Abrechnung). Er wird aufgrund der Digitalisierung und der damit verbundenen hohen Anforderungen in Bezug auf Prozesslandschaft und IT-Sicherheit deutlich größer und komplexer.

Nur wenn ein gMsb die – sehr zentrale – neue Funktion eines sog. Smart-Meter-Gateway-Administrators (SMGA) übernimmt, kann er sein Messwesen behalten. Andernfalls muss er es abgeben bzw. wird es ausgeschrieben. Ein SMGA ist für den Messdatenempfang und den Sternversand der notwendigen Verbrauchs- und Einspeiseinformationen an die berechtigten Stellen zuständig. Wie er das machen muss, ist Gegenstand dieser Studie.

Das intelligente Messsystem

Wesentlicher Baustein für die Digitalisierung ist das intelligente Messsystem (iMSys), bestehend aus einer oder mehreren modernen Messeinrichtung(en) (mM), die über das Smart-Meter-Gateway (SMGW) in ein Kommunikationsnetz eingebunden ist bzw. sind. Das intelligente Messsystem wird Schlüsselement für sowohl Erhebung und Weiterverarbeitung als auch Kommunikation von Daten im intelligenten Energiesystem. Neben der Verbrauchs- und Einspeisemessung werden auch das Einspielen von Sicherheits- bzw. Firmware-Updates und eine Steuerung von an das Gateway angeschlosse-

nen Geräten oder Elektromobilen (nach § 14a EnWG) und Erzeugungsanlagen (zunächst nach EEG und KWKG) möglich sein.

Das SMGW als Kommunikationseinheit eines intelligenten Messsystems gewährleistet Datenschutz, Datensicherheit und Interoperabilität durch die Einhaltung und Umsetzung von folgenden Schutzprofilen² und technischen Richtlinien des BSI:

- Schutzprofil Gateway³
- Schutzprofil Security Module⁴
- Public Key Infrastruktur⁵
- Technische Richtlinie⁶

Die mess- und eichrechtskonforme Messung verbrauchter Energie und der tatsächlichen Nutzungszeit erfolgt durch eine moderne Messeinrichtung, welche mittelfristig die vorhandene Ferraris-Zählerlandschaft ersetzen wird. Durch die Anbindung an ein SMGW wird daraus ein iMSys (vgl. Abb. 1). Die moderne Messeinrichtung ist in der Lage, eine Reihe viertelstündig ermittelter Zählerstände von elektrischer Arbeit und stündlich ermittelter Zählerstände von Gasmengen, die sog. Zählerstandsmessung, zu messen und zu verarbeiten.

Abb. 1 – Mögliche Zusammensetzung eines intelligenten Messsystems nach § 2 MsbG



¹ Diese Studie bezieht sich auf den Regierungsentwurf für ein Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende, Stand: Februar 2016.

² Vgl. Übersicht über die Schutzprofile und Technischen Richtlinien des Bundesamtes für Sicherheit in der Informationstechnik in Anlage zu § 22 Absatz 2 Satz 1 MsbG.

³ Vgl. Schutzprofil für ein Smart-Meter-Gateway (BSI-CC-PP-0073).

⁴ Vgl. Schutzprofil für ein Sicherheitsmodul eines Smart-Meter-Gateway (BSI-CC-PP-0077).

⁵ Vgl. Smart-Metering-Public-Key-Infrastruktur (SM-PKI), siehe auch https://www.bsi.bund.de/DE/Themen/DigitaleGesellschaft/Smart-Meter/PKI/pki_node.html.

⁶ Vgl. Technische Vorgaben für intelligente Messsysteme und deren sicherer Betrieb (BSI TR-03109).

Einspeisedaten werden direkt von den Erzeugungsanlagen an das SMGW weitergegeben und benötigen keine eigene mM. Messung und Kommunikation sind dadurch entflochten, somit können an ein Gateway mehrere Erzeugungsanlagen und/oder mM angeschlossen werden.

Finanzierung & Zeitrahmen des Rollout

Der Rollout umfasst vordergründig den Austausch von alten Ferrariszählern durch moderne Messeinrichtungen bzw. in Einzelfällen durch iMSys. Für diese Pflichteinbaufälle schreibt das Gesetz für Deutschland einen Ausstattungsgrad von 95% der jeweiligen Pflichteinbaufälle bis 2032 vor.⁷

Einbau und Betrieb der mM bzw. der iMSys sollen über festgelegte Entgelte finanziert werden, die die höchste fallbezogene Preisobergrenze (POG)⁸ jährlich nicht überschreiten dürfen. Diese Preisobergrenzen enthalten die Messung und den Messstellenbetrieb und können frühestens 2027 auf dem Ordnungswege angepasst werden.⁹ Das bisher gesondert in Rechnung gestellte Abrechnungsentgelt des Netzbetreibers soll abgeschafft und künftig über die Netzentgelte refinanziert werden. Die Anlaufkosten sind über die höheren POG zu finanzieren. Künftig soll das Entgelt für den Messstellenbetrieb im Rahmen der Verträge zwischen gMsb und Anschlussnehmer/Anschlussnutzer direkt erhoben werden, wodurch die bisherige Abrechnung der Entgelte über den Lieferanten nicht mehr möglich wäre.

Intelligente Messsysteme sollen – soweit technisch möglich (wenn mindestens drei voneinander unabhängige Unternehmen intelligente Messsysteme am Markt anbieten) und wirtschaftlich vertretbar – zeitlich gestaffelt eingebaut werden.

Die zeitliche Aufteilung der Pflichteinbaufälle richtet sich nach der angeschlossenen Erzeugungsleistung bzw. dem jährlichen Verbrauch. Abbildung 2 gibt eine Übersicht über den Zeitrahmen und die entsprechend maximal ansetzbaren Preisobergrenzen.

Für den Fall, dass mehrere Anschlussnutzer in einer Liegenschaft ein modernes Messsystem benutzen und sich ein Gateway teilen, kann dennoch jeweils die volle POG für den jeweiligen Anschlussnutzer verlangt werden.

Die in Abbildung 2 genannten Obergrenzen umfassen unter der Gewährleistung einer wirtschaftlichen Vertretbarkeit folgende Standardleistungen:

Standardleistungen:¹⁰

- Entsprechende Ausstattung einer Messstelle bei einem Letztverbraucher mit einem intelligenten Messsystem (Einbau)
- Messstellenbetrieb (Installation, Inbetriebnahme, Konfiguration, Administration, Überwachung und Wartung des Smart-Meter-Gateway¹¹)
- Plausibilisierung und Ersatzwertbildung im Smart-Meter-Gateway¹²
- Übermittlung der historischen Verbrauchsdaten an eine lokale Anzeigeeinheit oder über eine Anwendung in einem Online-Portal
- Bereitstellen von Informationen über die Funktionen von intelligenten Messsystemen
- Bereitstellung einer Möglichkeit zur Änderung des Schaltprofils von z.B. einer Energieerzeugungsanlage bis zu zweimal täglich
- Anbindung von Erzeugungsanlagen nach EEG und KWKG

Folgende – beispielhaft zu verstehende – Zusatzleistungen fallen nicht unter die Preisobergrenze.

Zusatzleistungen:¹³

- Bereitstellung von Strom- und Spannungswandlern
- Nutzung eines intelligenten Messsystems als Vorkassensystem
- Herstellung der Steuerbarkeit für netzdienliche und marktorientierte Einsätze
- Bereitstellung und technischer Betrieb des Smart-Meter-Gateway für Mehrwertdienste und sonstige Auftragsdienstleistungen des Anschlussnutzers oder des Anschlussnehmers

⁷ Vgl. Wirtschaftliche Vertretbarkeit der Ausstattung von Messstellen mit intelligenten Messsystemen; Preisobergrenzen in § 31 Absatz 5 MsbG.

⁸ Die Preisobergrenzen stellen Bruttobeträge dar.

⁹ Vgl. Anpassung von Preisobergrenzen in § 34 MsbG.

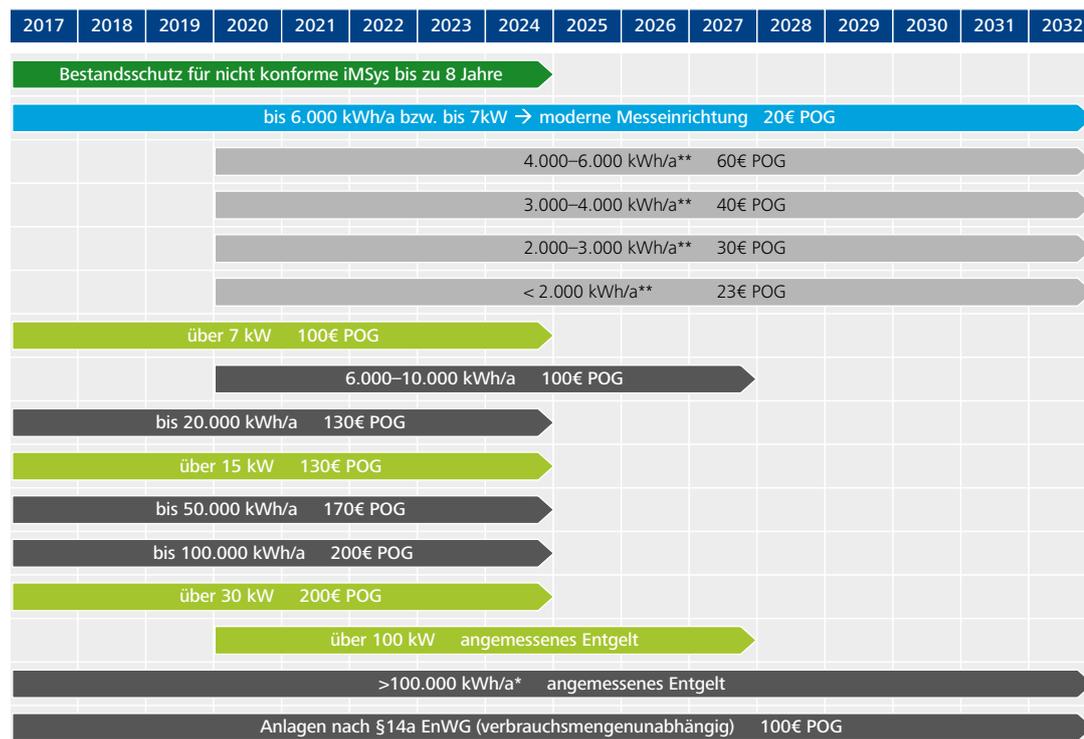
¹⁰ Vgl. Standard- und Zusatzleistungen des Messstellenbetriebs in § 35 Absatz 1 MsbG.

¹¹ Vgl. Smart-Meter-Gateway-Administrator; Zertifizierung in § 25 MsbG.

¹² Vgl. Datenübermittlung; sternförmige Kommunikation; Löschung in § 60 Absatz 2 MsbG.

¹³ Vgl. § 35 Absatz 2 MsbG.

Abb. 2 – Rolloutverlauf und Preisobergrenzen für den deutschen Smart-Meter-Rollout



- iMSys Einbau (Verbraucher) verpflichtend
- iMSys Einbau (Einspeiser) verpflichtend
- mM (Verbraucher & Erzeuger) verpflichtend
- iMSys Einbau (Verbraucher) freiwillig
- * : Nicht-RLM-Bereich zuerst
- ** : Inkl. § 14a Anlagen

Des Weiteren haben Messstellenbetreiber einen diskriminierungsfreien Zugang für Anschlussnutzer/-nehmer und andere sog. „berechtigte Stellen“¹⁴ gegen ein angemessenes Entgelt zur Verfügung zu stellen.

Datenschutz und -sicherheit

Die Kommunikationshardware und damit auch die Verschlüsselungsinfrastruktur bzw. der -prozess werden über Sicherheitsprofile nach Common Criteria vom BSI zertifiziert.¹⁵ Über „Privacy by Design“ verwirklicht die neue Technologie ein sehr hohes Maß an Datenschutz. Im Falle der Smart Meter in Deutschland bedeutet das, dass intelligente Messsysteme die Kriterien nach „Evaluation Assurance Level 4+“ erfüllen müssen. Dieser gilt als einer der anspruchsvollsten und teuersten Zertifizierungs-

testen, denen sich ein Hersteller überhaupt unterziehen kann. Auch sieht das Datenschutzkonzept des Smart Metering in Deutschland vor, dass Stromverbrauchsdaten standardmäßig nur viertelstündlich gemessen und im Smart-Meter-Gateway gespeichert werden (und bei Letztverbrauchern bis 10.000 kWh sogar nur auf Wunsch weiterversendet werden). Somit behält der Endkunde die absolute Datenhoheit und die Daten werden zusätzlich vor Missbrauch besonders geschützt. Der Datenschutz nach MsbG ist sehr umfassend und abschließend und gewährleistet damit eine sichere und datenschutzkonforme Digitalisierung der Energiewende.¹⁶

¹⁴ Vgl. Erhebung, Verarbeitung und Nutzung personenbezogener Daten in § 49 MsbG.

¹⁵ Vgl. Schutzprofil für das Sicherheitsmodul der Kommunikationseinheit eines intelligenten Messsystems für Stoff- und Energiemengen, BSI-CC-PP-0077-V2-2015.

¹⁶ BITKOM, Übersicht Datenschutz im Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende, Stellungnahme vom 22. Januar 2016.

Sternförmige Verteilung am Gateway

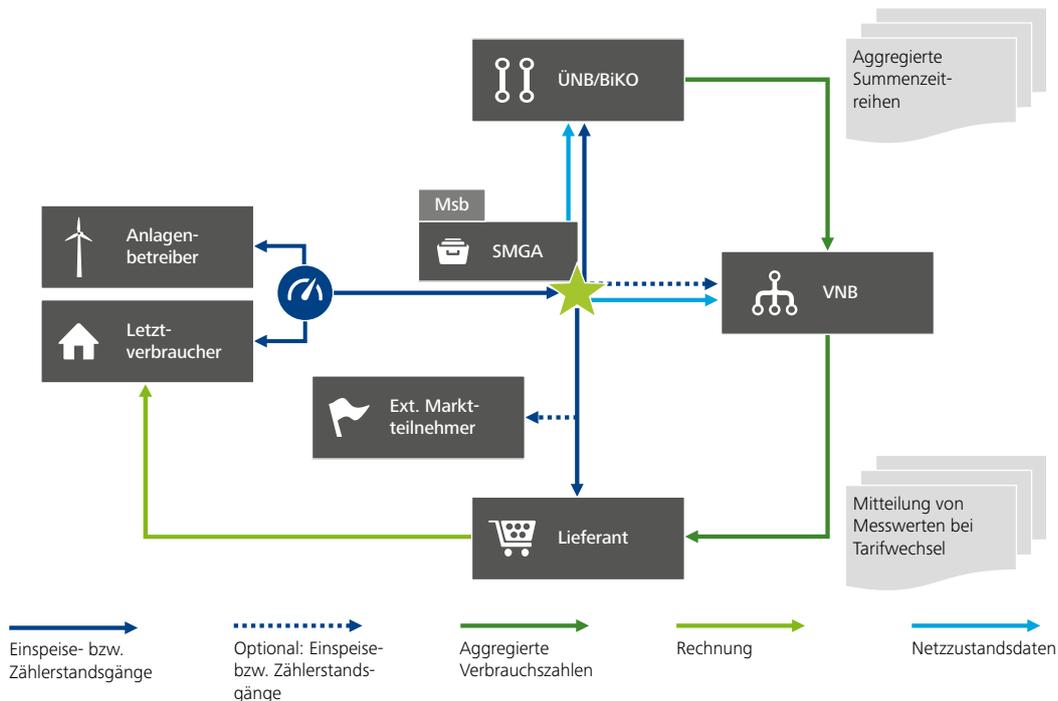
Verantwortlich für die Datenverteilung und die gesetzlich korrekte, BSI-konforme Marktkommunikation ist der Smart-Meter-Gateway-Administrator.

Nur die bisher üblichen Marktteilnehmer haben Zugriff auf die Daten aus dem Gateway. Neue sog. externe Marktteilnehmer brauchen eine schriftliche Einwilligung des Anschlussnutzers.¹⁷ Neben der Zertifizierungspflicht beim BSI (Inhaber der Wurzelzertifikate für die Infrastruktur) für die Gateways werden auch die Implementierung eines Informationssicherheits-Management-systems (ISMS) nach ISO 27001 und die nachfolgende Zertifizierung gesetzlicher Bestandteil.

Im Gesetz wird zwischen Stamm- und Netzzustandsdaten bzw. Einspeise- und Zählerlastgängen unterschieden. Zusätzlich gibt es Varianten in der Aggregation (vgl. Abb. 3). Für jeden Marktteilnehmer ist folglich nur die für seine Pflichten erforderliche Datenmenge und -detaillierung bestimmt.

So erhalten Netzbetreiber zusätzlich zu den Netzzustandsdaten auch die Zählerstandsgänge¹⁸ für den Vortag unter anderem zum Zwecke der Netznutzungsabrechnung¹⁹ (vgl. Abb. 4).

Abb. 3 – Sternförmige Kommunikation des SMGA mit berechtigten Stellen



¹⁷ Vgl. § 49 MsbG.

¹⁸ Für Verteilnetzbetreiber nur nach gesonderter Anfrage, vgl. § 60 Absatz 2 MsbG.

¹⁹ Vgl. weitere Zwecke nach § 66 MsbG.

Abb. 4 – Datenkommunikation in intelligenten Energienetzen

Berechtigte Stellen	Datenquelle	Typ/Inhalt		
Netzbetreiberⁱ⁾  VNBⁱⁱ⁾  ÜNB/ BiKOⁱⁱⁱ⁾	Erzeuger nach EEG und KWKG mit iMSys	Netzzustandsdaten		
	Anlagen nach § 14a EnWG			
	Verbraucher über 20.000 kWh			
	Verbraucher über 100.000 kWh	Verbraucher über 10.000 kWh und Anlagen nach § 14a EnWG	Monatsarbeit und Maximalleistung	Optional: Zählerstandsgänge
	Verbraucher unter 10.000 kWh			
	Verbraucher über 100.000 kWh	Jahresarbeitswerte		
	Verbraucher über 10.000 kWh und Anlagen nach § 14a EnWG	Zählerstandsgänge		
	Erzeuger nach EEG und KWKG mit iMSys	Einspeisegänge		
Sonstige	Jahresarbeitswerte			
 Letztverbraucher^{iv)}	Verbraucher	Rechnungsrelevante Daten, u.a. historische tages-, wochen-, monats- und jahresbezogene Verbrauchswerte		
 Anlagenbetreiber^{v)}	Einspeiser	Einspeisegänge		
 Lieferant^{vi)}	Verbraucher über 100.000 kWh	Zählerstandsgänge		
	Verbraucher über 10.000 kWh und Anlagen nach § 14a EnWG			
	Erzeuger nach EEG und KWKG mit iMSys	Einspeisegänge		
	Sonstige	Jahresarbeitswerte		
 Ext. Marktteilnehmer^{vii)}	Je nach Vertrag	Alle durch die schriftliche Einwilligung des Anschlussnutzers genannten Daten		

Vgl. MsbG: I) § 64, II) § 60 Abs. 3 Nr. 1f, III) § 60 Abs. 3 Nr. 3, IV) § 61, V) § 62, VI) § 60 Abs. 3 Nr. 4, VII) § 59. Zulässiger Datenaustausch bzw. Pflichten der Übrigen an der Datenkommunikation nach MsbG: II) § 66, III) §§ 66f., IV) § 70, VI) § 69.

Die Übertragung der Grundzuständigkeit für das Messwesen

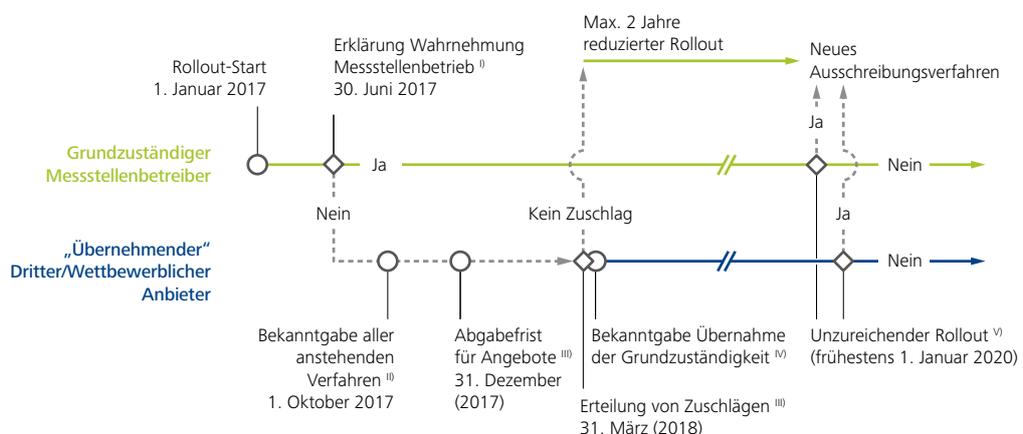
Durch das Gesetz fällt die Aufgabe des Smart-Meter-Rollout dem grundzuständigen Messstellenbetreiber zu. Das bedeutet, dass wettbewerblichen Messstellenbetreibern der moderne Messstellenbetrieb entzogen und den gMsb im Rahmen der Umsetzungsverpflichtung des Rollout zugewiesen wird. Dadurch werden bereits liberalisierte Strukturen wieder reguliert. Im nächsten Schritt kann sich der grundzuständige Messstellenbetreiber, falls er der Aufgabe des Rollout nicht nachkommen will oder kann (unternehmerische Entscheidung), durch das Verfahren zur Übertragung der Grundzuständigkeit²⁰ sogar auf Dauer vom modernen Messstellenbetrieb lösen. Wettbewerbliche („übernehmende“, dritte) Messstellenbetreiber können diese gesetzlich zugewiesene Aufgabe übernehmen.

Die Abrechnung des Messstellenbetriebs erfolgt nicht mehr wie bisher über die Netzentgelte, denn das POG-Regime wird separat abgerechnet. So soll der Marktzugang für Dritte erleichtert werden. All-inclusive Verträge zwischen Lieferant und Kunden sollten weiterhin möglich sein.

Nach dem offiziellen, gesetzlich festgeschriebenen Rollout-Start am 1. Januar 2017 haben die Netzbetreiber zunächst Zeit bis zum 30. Juni 2017, um zu entscheiden, ob sie den modernen Messstellenbetrieb, wie er im MsbG beschrieben ist, wahrnehmen wollen. Dementsprechend ist, beginnend mit dem Jahre 2017, zum 1. Oktober eines jeden Jahres, die Übergabe der Grundzuständigkeit bekannt zu geben. Angebote müssen jeweils bis zum 31. Dezember eines jeden Jahres abgegeben und die Zuschläge zum 31. März erteilt werden.

Falls der grundzuständige Messstellenbetreiber drei Jahre nach der Bekanntgabe seiner Wahrnehmung oder Übernahme einer Grundzuständigkeit eines anderen weniger als 10 Prozent der auszustattenden Pflichteinbaufälle²¹ verbaut hat, ist die (erneute) Übertragung verpflichtend (vgl. Abb. 5). Eine weitere Ursache für eine zwingende Übertragung kann ein unzureichender technischer Betrieb sein, der nicht (oder nicht mehr) den gesetzlichen Anforderungen entspricht.

Abb. 5 – Gesetzliche Fristen hinsichtlich der Übertragung der Grundzuständigkeit



Gesetzliche Vorgaben nach MsbG: Vgl. I) § 45 (3) (nach § 29 an BNetzA), II) § 42 (1), III) § 42 (2), IV) § 43, unverzüglich im Bundesanzeiger nach Zuschlagserteilung, V) § 45 (2), 3 Jahre nach Übernahme der Grundzuständigkeit mind. 10%.

²⁰ Vgl. Kapitel 6 MsbG „Übertragung der Grundzuständigkeit für moderne Messeinrichtungen und intelligente Messsysteme“, §§ 41ff.

²¹ Vgl. Pflicht zur Durchführung des Verfahrens zur Übertragung der Grundzuständigkeit, in § 45 MsbG.

Für den Sonderfall, dass nach einer Ausschreibung kein Angebot abgegeben wurde, reduziert sich die Ausstattungspflicht aus Abbildung 2 auf den Einbau von modernen Messeinrichtungen. Das Ausschreibungsverfahren muss nach 24 Monaten wiederholt werden.

Aufgrund des freien Auswahlrechts nach den §§ 5ff. MsbG ist, neben der Übertragung der Grundzuständigkeit des ganzen Netzgebietes an einen grundzuständigen Dritten, auch die Übergabe einzelner Messstellen an dritte wettbewerbliche Messstellenbetreiber möglich.

Knapp ein Drittel der in der Studie befragten Netzbetreiber interpretiert fälschlicherweise das Gesetz dahingehend, dass eine partielle Ausschreibung der Grundzuständigkeit möglich sei. Tatsächlich aber muss im Falle einer Übertragung diese komplett (!) abgegeben werden. Als mögliche dritte Option könnte eine Teilabgabe verschiedener Einbauswellen an verschiedene Smart-Meter-Gateway-Administratoren unter Beibehaltung der Grundzuständigkeit infrage kommen.

SMGA – Make or Buy?

Da die Administration insbesondere größerer IT- und Softwareanpassungen bedarf, haben sich bereits vor der Verabschiedung des Gesetzes IT-Dienstleister, Softwareunternehmen und Anbieter von Meteringhardware in Position gebracht und bieten zum Teil (Komplett-) Lösungen für den Rollout und den Betrieb an. Dabei sind nicht nur Verteilnetzbetreiber potenzielle Kunden, auch wettbewerbliche Messstellenbetreiber sehen durch die neue Gesetzgebung Wachstumspotenzial und drängen auf den Markt der Administration. Es stellt sich nun für jeden grundzuständigen Netzbetreiber die Frage, ob er den Messstellenbetrieb zukünftig selbst anbieten will und ob er dies auch kann.

Da sich die Zahl der Wettbewerber nächstes Jahr deutlich vergrößern wird, wird ein Zögern in der Strategiefindung eine schlechtere Ausgangsposition im Smart-Meter-Rollout nach sich ziehen. So wird beispielsweise durch das sog. „Cherry Picking“, also das gezielte Abschöpfen von Pflichteinbaufällen mit höheren POG, dazu beitragen, dass das verbleibende Netzgebiet aus betriebswirtschaftlicher Sicht noch unattraktiver wird.

Im Rahmen dieser Studie werden aus diesem Grund neben einer Betrachtung des allgemeinen Stimmungsbildes und einer allgemeinen Anforderungsanalyse an die Administration auch Ausgangslagen verschiedener Netzbetreibertypen analysiert. Zudem wird über mögliche Strategien unterschiedlicher Ausprägung hinsichtlich des SMGA-Betriebs diskutiert.

Chancen und Risiken der Gateway-Administration

Um die individuellen Herausforderungen der Smart-Meter-Gateway-Administration bewerten zu können, muss der Netzbetreiber zunächst das eigene Netzgebiet (Größe, Anzahl Pflichteinbaufälle, Zähler-Gateway-Verhältnis, städtische oder ländliche Verteilung) für die Kostenerfassung typisieren und die im spezifischen Roll-out anfallenden Ausgaben ähnlich dem Plankosten-Vergleich der Deutschen Energie-Agentur (dena)²² abschätzen. Erst dann können passende Handlungsoptionen abgeleitet werden, welche neben einer Analyse struktureller Defizite auf den unternehmensindividuellen Eigenheiten basieren sollten.

Vor diesem Hintergrund könnte ein sog. Konsortialbetrieb mit anderen Unternehmen nicht für jeden Netzbetreiber die sinnvollste Handlungsoption darstellen. Gerade weil das Zeitfenster zur Konsortialfindung aber eng ist, nehmen viele kleinere Verteilnetzbetreiber das nächstbeste Angebot unreflektiert wahr.²³

Datenmanagement in einem bestehenden Betrieb erscheint umso weniger ausgabenintensiv, je mehr Zähler und Gateways im System eingebunden sind.

Jedoch könnte das Stück vom großen (Zählpunkt-) Kuchen unter Umständen aufgrund von schlechten Konditionen kleiner ausfallen, als spekuliert wurde. Zweifellos laufen aktuell viele Netzbetreiber Gefahr, ihre ihnen de lege lata zustehende hohe Bedeutung im Messwesen zu verlieren. Aber auch integrierten Versorgern droht der Wegbruch eines Geschäftsfeldes und damit eine Wachstumsbasis durch datengetriebene Geschäftsmodelle zur Kompensation strukturell bedingter möglicher Verluste im Vertriebsgeschäft. Stadtwerke könnten zudem ihre verbrauchernahe Schlüsselrolle in der Region verlieren.

Um eine Antwort auf diese Fragen geben zu können, widmet sich die Studie der Analyse und Ausarbeitung von netzbetreiberspezifischen Strategieansätzen für die operative Umsetzung des Smart-Meter-Rollout und den effizienten Betrieb des modernen Messwesens.

Kernaussagen der befragten Grundgesamtheit

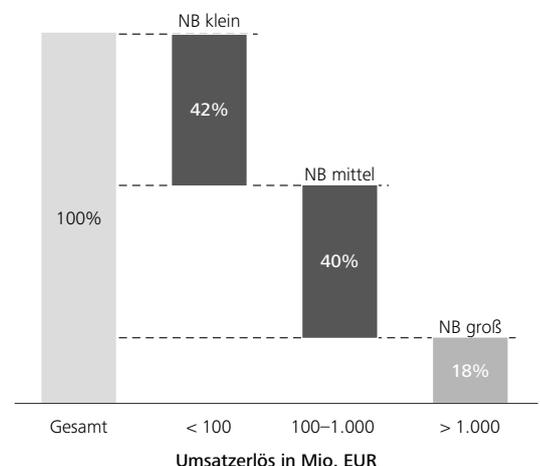
Die Gesamtheit der befragten Unternehmen spiegelt eine relativ ausgewogene Durchmischung für die Ableitung von Aussagen wider.

Von den 109 befragten Unternehmen sind mehr als zwei Drittel Energieversorger und Energienetzbetreiber sowie etwa ein Viertel Hersteller von Hard- und Software. Der Rest setzt sich aus Unternehmen der Telekommunikationsbranche und wettbewerblichen Messstellenbetreibern zusammen. Ansprechpartner sind meist direkt auf Seiten der Geschäftsführung und/oder Leiter Netzstrategie und Unternehmensentwicklung zu finden. Telefoninterviews und persönliche Befragungen mit Experten aus den jeweiligen Fachbereichen wurden anhand eines standardisierten Fragebogens von Oktober bis Dezember 2015 durchgeführt.

Da Adressat der Smart-Meter-Rollout-Umsetzung an erster Stelle der jeweilige Netzbetreiber ist, fokussiert die Studie zunächst die gMsb²⁴. Gemessen an der Unternehmensgröße verteilen sich diese – sortiert nach Umsatzerlösen – wie in Abbildung 6 dargestellt.

Je nach Unternehmensgröße planen diese Netzbetreiber sehr unterschiedliche Herangehensweisen an den Roll-out.

Abb. 6 – Größenklassen der Netzbetreiber nach Umsatzerlös pro Jahr



²² Vgl. <http://www2.deloitte.com/de/de/pages/energy-and-resources/articles/plankostenvergleich.html>.

²³ Einen Anstieg der Kooperationsaktivitäten kann man den entsprechenden Pressebelegen jederzeit entnehmen.

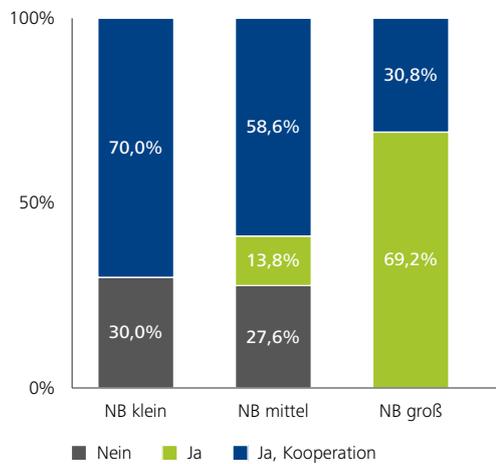
²⁴ In dieser Ansicht wurden alle Ausprägungen von Energieversorgungsunternehmen (EVU) (integriertes EVU inkl. Erzeugung und Vertrieb bzw. EVU mit ausschließl. Netzbetrieb) zur Gruppe „Netzbetreiber“ aggregiert.

Knapp ein Drittel der kleinen und mittelgroßen Netzbetreiber sieht von vornherein keine eigene Aktivität im Feld SMGA vor (vgl. Abb. 7). Die restlichen 70% der kleinen Netzbetreiber wollen über eine Kooperation mit anderen Netzbetreibern und Soft-/Hardwareunternehmen versuchen, das Messwesen auch weiterhin zu betreiben. In vielen Fällen liegen noch keine konkreten Beschlüsse oder Ausarbeitungen vor, sodass die 70% bei den kleinen bzw. 59% bei den mittelgroßen Netzbetreibern mehr eine Intention zur Aktivität ausdrücken. In jedem Fall finden bei den entsprechend zugeordneten Unternehmen bereits Sondierungsgespräche mit möglichen Kooperationspartnern statt.

Mittelgroße bis große Netzbetreiber erwägen aufgrund der besseren Finanzierungsmöglichkeiten eine unabhängige Aktivität als SMGA. Der Messstellenbetrieb ist gerade für sie angesichts der abnehmenden Grenzkosten pro Zählpunkt und der hoch gesetzten Preisobergrenzen vergleichsweise attraktiv. Die Finanzierung erfolgt bei 61% der Befragten in dieser Gruppe über Eigenkapital.

Dennoch lassen sich bei einer netzbetreiberübergreifenden Analyse der Chancen und Risiken deutliche Tendenzen aufzeigen.

Abb. 7 – Aktivität als SMGA nach Umsatzerlös pro Jahr



Besonders stark dominieren die Risiken „hoher Koordinations-“ und „Kapitalaufwand“. Neben unternehmensorganisatorischen Risiken werden aber auch technische Aspekte wie z.B. die Machbarkeit und Zuverlässigkeit von drahtgebundener Kommunikationstechnik von der befragten Grundgesamtheit der gMsb als „einfach zu handhaben“ und „sehr sicher“ angesehen. Ein Ausblick auf die Gesamtheit der zu bewertenden Chancen und Risiken zeichnet allerdings kein optimistisches Bild der Branche (vgl. Abb. 8 und Abb. 9).

Sehr wenige erkennen Chancen wie im Bereich der Erschließung „überlebenswichtiger Geschäftsmodelle“ oder des „effizienteren und gezielteren Netzausbaus“.

Interessanterweise wäre auch die durch realisierte Smart Grids „vorhersagbare“ und damit verbesserte „Netzstabilität“ für Netzbetreiber kein großer Anreiz, um zu investieren. Im Allgemeinen lässt sich sagen, dass bei den bisher eher inaktiveren Stadtwerken der notwendige Enthusiasmus zur Umsetzung der vom Gesetzgeber als dringend notwendig angesehenen Digitalisierung der Energiewende noch auf sich warten lässt.

Abb. 8 – Risiken durch den Smart-Meter-Rollout für Netzbetreiber

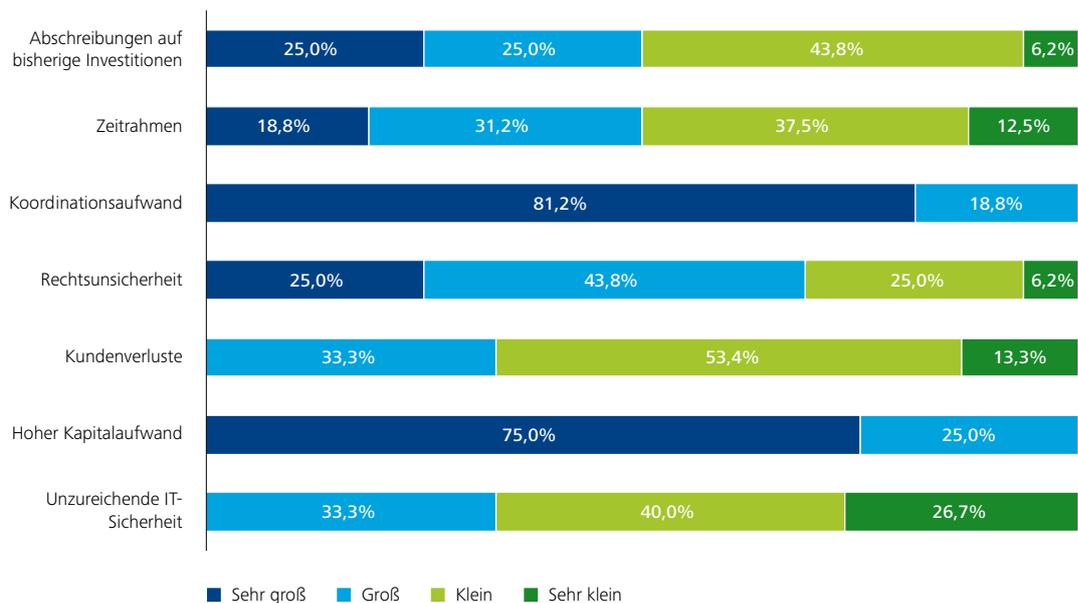
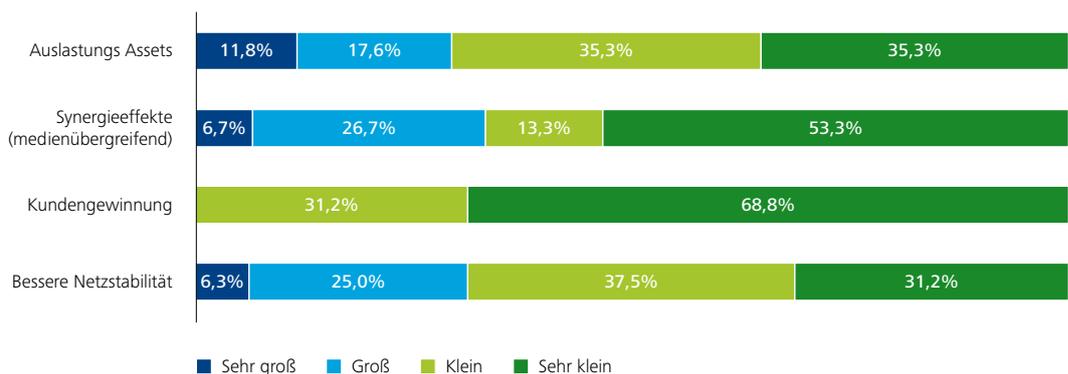


Abb. 9 – Chancen durch den Smart-Meter-Rollout für Netzbetreiber



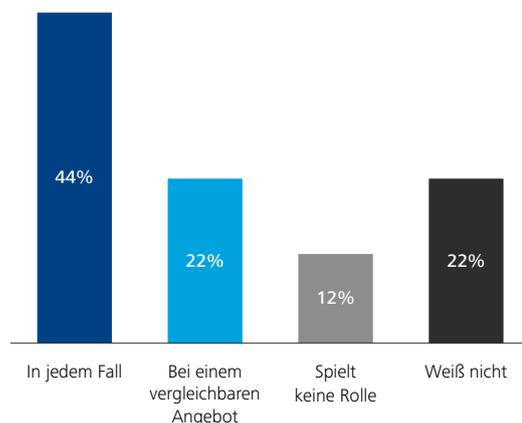
Das Stadtwerk als vertrauenswürdiger Schlüsselakteur im Smart Grid

Viele Stadtwerke sehen sich dem Gesetz und der Einführung des neuen Messwesens „hilflos“ ausgesetzt. Der Aufwand gerade für kleine Netzbetreiber erscheint ihnen zu groß. Dabei verkennen vor allem die befragten de-minimis-Stadtwerke, dass gerade sie durch eine aktive Beteiligung eine wichtige Rolle für die Umsetzung der Energiewende „vor Ort“ in ihrer Region einnehmen können und wenigstens Gestaltungsspielraum verbleibt.

Der Rollout von modernen Messeinrichtungen und intelligenten Messsystemen ist unaufschiebbar. Deshalb gilt es, das Beste aus der Situation zu machen und die Abnehmer zu überzeugen. Noch immer existiert sehr viel Skepsis gegenüber Datenerhebung und -sicherheit in der Bevölkerung. Deshalb muss der Zeitraum bis zu den Ankündigungen des Einbaus der neuen Geräte von den Stadtwerken genutzt werden, um in der Öffentlichkeit herauszustrichen, dass das über Jahre in mühevoller Detailarbeit entwickelte Regelwerk für die Datenkommunikation auf einem extrem hohen Sicherheitsniveau ist. Durch die neu entwickelten Kommunikationsprotokolle wird es zudem ermöglicht, die Vorteile des Smart-Metering als Endverbraucher zu nutzen und gleichzeitig die Privatsphäre zu schützen, denn die Messwerte werden selbstorganisiert vor dem Versenden verschlüsselt und anonymisiert sowie über mehrere Haushalte hinweg zusammengefasst. Auch vor dem Hintergrund der Cyber Security werden immer mehr Schutzverfahren entwickelt. So wurde z.B. vor Kurzem das Konzept einer „Blurry Box“ vorgestellt. Dies ist ein Verfahren, das sich erfolgreich als Softwareschutz gegen Manipulation einsetzen lässt, selbst wenn der Angreifer den Schutzmechanismus kennen sollte.²⁵ Nun gilt es, den Letztverbraucher zu überzeugen, und besonders hier können Stadtwerke durch örtliche Präsenz und direkte Ansprechpartner weiteres Vertrauen im Umgang mit den Daten ihrer Kunden schaffen. Dies wird im Ansatz durch eine andere hauseigene Studie belegt. Demnach würden Kunden deutschen Unternehmen eher Zuverlässigkeit bei Datenschutz und -sicherheit zutrauen²⁶ (vgl. Abb. 10). Insbesondere Energieversorger scheinen in der Wahrnehmung der Verbraucher für verantwortungsvollen Umgang mit Daten zu stehen. Mehr als zwei Drittel

aller Haushaltskunden haben ihren Stromvertrag beim örtlichen Grundversorger.²⁷ Allerdings wurde durch die Befragung der Netzbetreiber unsere Annahme bestärkt, dass eine Aktivität als SMGA gerade von kleineren Netzbetreibern nicht in Betracht gezogen wird. 43% der kleinen Netzbetreiber gaben an, weder „allein“ noch „in Kooperation“ Messstellenbetreiber bleiben zu wollen.

Abb. 10 – Würden Sie vor dem Hintergrund von Datenschutz und -sicherheit deutsche Anbieter vorziehen?²⁸



²⁵ Pressemitteilung des Karlsruher Instituts für Technologie, vgl. <https://idw-online.de/de/news644221>.

²⁶ Vgl. „Ready for Takeoff? – Smart Home aus Konsumentensicht“, <http://www2.deloitte.com/de/de/pages/technology-media-and-telecommunications/articles/smart-home-consumer-survey.html>.

²⁷ Vgl. Verteilung der Elektrizitätsverträge von Haushaltskunden in Deutschland im Jahr 2013, Statista.

²⁸ Übernommen aus „Ready for Takeoff? – Smart Home aus Konsumentensicht“, <http://www2.deloitte.com/de/de/pages/technology-media-and-telecommunications/articles/smart-home-consumer-survey.html>.

Baukasten für SMGAs: Wertschöpfungskette

Neben strategischen Gedankenspielen muss ein grundzuständiger Messstellenbetreiber zunächst die Fakten rund um die operative Umsetzung des Rollout verstehen. Wie aus der dena-Smart-Meter-Studie²⁹ bekannt, gibt es dafür inzwischen einen Kostenerfassungsansatz, der der bisherigen CAPEX-OPEX-Systematik der Netzregulierung folgt.

Da das MsbG auf diesem Ansatz aufbaut, kann man mithilfe unserer Wertschöpfungs-systematik auch die aus dem Gesetz resultierenden Anforderungen in sechs Stufen gliedern bzw. hilft die „Wertschöpfungskette des Smart-Meter-Rollout“ dabei, die für den Rollout und Betrieb von mM und iMSys notwendigen Aktivitätsfelder normenkonform abzuleiten (vgl. Abb. 11).

Im Rahmen der hier durchgeführten Studie wurden zunächst die Anforderungen an die Smart-Meter-Gateway-Administration analysiert, wobei im Vordergrund auch eine Betrachtung der am Markt „angebotenen“ und „nachgefragten“ Lösungen steht. Je nach vorliegendem Fall (die hauseigene Systemlandschaft ist in der Regel sehr unterschiedlich gewachsen) muss aus betriebswirtschaftlicher Sicht geprüft werden, ob Systeme in einem sinnvollen Kostenrahmen (weiter-)entwickelt werden können oder ob diese neu angeschafft werden müssten. Insofern sind die ersten beiden Stufen je nach Situation nicht überlappungsfrei.

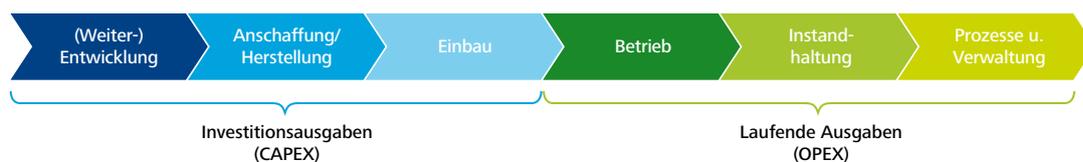
(Weiter-)Entwicklung³⁰

Spätestens zwei Jahre vor Beginn des Rollout begannen bei den meisten Netzbetreibern, die eine Gateway-Administration bereits zum Zeitpunkt der Studiedurchführung anstreben, die Planungsarbeiten. Da der Rollout-Beginn der Pflichteinbaufälle bereits für 2017 vorgesehen ist, werden die erwarteten Investitionsausgaben für Weiter- und Neuentwicklung im Jahr 2016 anfallen. Da neue Prozesse und Strukturen implementiert und in vorhandener Software umgesetzt werden müssen, kann im Rahmen einer Weiterentwicklung hierfür ein hohes Investitionsvolumen anfallen (z.B. Energiedatenmanagementsystem).

Die Notwendigkeit für die Anpassung der EDV-Systeme ergibt sich aufgrund der Tatsache, dass durch die zunehmende Anzahl der Messwerte neue Ausgaben im Messdaten-Management anfallen. Weiterer Faktor ist das erforderliche, BSI-konforme Sicherheitsdesign. Somit müssen die Informationssysteme, sowohl „Smart-Meter“-Software als auch Systeme der Netzbetreiber, sowie die entsprechenden Daten, an die neuen Anforderungen angepasst werden. Dies wird durch das ISMS des SMGA gewährleistet, indem die Entwicklung neuer präventiver Sicherheitsbarrieren vorangetrieben wird.³¹

Wie eingangs erwähnt, gibt es gemäß § 45 MsbG eine – etwas unscharf als „gedehnte Übergangsphase“ anzusehende – spezielle Situation. Da erst 2020 die „Zehn Prozent“-Quoten der Pflichteinbaufälle für mM und iMSys erfüllt sein müssen, verliert man also nicht automatisch 2017 seine Grundzuständigkeit für das moderne Messwesen.

Abb. 11 – Die Wertschöpfungskette des Smart-Meter-Rollout



²⁹ Deutsche Energie-Agentur (dena 2014), „Einführung von Smart-Meter in Deutschland. Analyse von Rolloutszenarien und ihrer regulatorischen Implikationen. (kurz: dena-Smart-Meter-Studie)“, Berlin.

³⁰ Die „(Weiter-)Entwicklung“ umfasst Investitionen, die erforderlich sind, um den neuen Anforderungen von Smart-Metering genügen zu können (insbesondere eine Anpassung von EDV-Systemen beim Verteilnetzbetreiber sowie auf die damit verbundenen Projektierungsausgaben oder auch eine Neuentwicklung von Software oder Hardware).

³¹ ISMS beschreibt beispielsweise die Härtung der eingesetzten Betriebssysteme, das Patch-Management sowie Zugangskontrollen und Berechtigungskonzepte.

Anschaffung/Herstellung³²

Neben der (Weiter-)Entwicklung müssen nicht vorhandene Systeme rechtzeitig beschafft werden. Die Höhe der Investitionen in dieser Stufe der Wertschöpfung wird sehr stark durch die strategische Ausrichtung des späteren Smart-Meter-Gateway-Administrators determiniert. Insbesondere aber Software wie das Headend-System³³, welches für den Empfang und die Aufbereitung der Daten zuständig ist, muss aus Sicht der meisten gMsbs neu angeschafft werden.

Unter Anschaffung fällt auch der frühzeitige Einkauf der entsprechenden Hardware³⁴ (unterschiedliche Formen von modernen Messeinrichtungen und Gateways). Zu berücksichtigende Parameter sind hierbei limitierte Lagerkapazitäten, die durch die Lagerung der Hardware entstehenden Kosten und die Bindung des Kapitals in Hardware an sich.

Zudem muss berücksichtigt werden, dass die notwendige Hardware wesentlich von der Wahl der Kommunikationsanbindung der Gateways³⁵ abhängt und diese wiederum sehr stark von der geografischen Beschaffenheit des Netzgebietes dominiert wird. Auf Basis der ausgewählten Technologien und der Durchdringung (v.a. drahtlos) und Verbreitung dieser in den jeweiligen Netzgebieten muss ein Verteilnetzbetreiber Vor- und Nachteile herausarbeiten.

Im Rahmen der Befragung und Diskussionen mit ausgewählten Experten zum Thema „Make or Buy“ wurde festgestellt, dass es für die Mehrheit der Verteilnetzbetreiber am kostengünstigsten scheint, die Telekommuni-

kationsanbindung als Fremddienstleistung in Anspruch zu nehmen. Andererseits kann der Aufbau einer eigenen Telekommunikationsinfrastruktur durchaus eine Form einer speziellen Geschäftsstrategie sein.³⁶

Einbau³⁷

Der Aufwand dieser Wertschöpfungsstufe scheint insbesondere vor dem Hintergrund unterschiedlich geprägter Netzgebiete für einzelne Netzbetreiber nur sehr schwierig abschätzbar zu sein. Des Weiteren können enorme Mehrkosten durch z.B. verzögerte Inbetriebnahmen bzw. mehrfache Anfahrten zum Kunden entstehen.

Vor diesem Hintergrund ist ein Logistikkonzept, welches Geräteverwaltung, Gerätebewegungen und Disposition umfasst, eine der Kernherausforderungen im Smart-Meter-Rollout. Der Bereich Deloitte Smart Grid hat aus diesem Grund in Kooperation mit einem Netzbetreiber, der als SMGA tätig wird, ein Tool entwickelt, welches eine detaillierte und sogar überregionale Kosten-Erlös-Abschätzung bis zum Granularitätsgrad von einzelnen Gemeinden bzw. Ortsnetzen ermöglicht. Auf der Einbaustrategie aufbauend kann dann unter Einbeziehung eines Workforce-Management-Systems der gebietsoptimale Rollout (Gerätebewegung) unter Berücksichtigung von sich ändernden Lagerbeständen (Geräteverwaltung) und ausreichend qualifizierten Personalressourcen (Disposition) gesteuert werden.

Betrieb³⁸

Sämtliche dem Betrieb zugeordneten Prozesse müssen die gesetzlichen Mindestanforderungen und die IT-Sicherheitsrichtlinien berücksichtigen. Auch angesichts der sehr stark ausgearbeiteten und strengen Kriterien des BSI für ISMS und dessen Auditierung nach ISO 27001 sind die Implementierung und Etablierung im laufenden Betrieb mit erheblichen Aufwänden verbunden. Nach Rücksprache mit verschiedenen, bereits aktiven Energieversorgungsunternehmen gibt es seitens des BSI noch Handlungsbedarf, da die Marktkommunikationsstrukturen nicht auf die zukünftigen Mindestan-

³² „Anschaffung“ umfasst Investitionen wie z.B. Einkauf bzw. Herstellung der modernen Messeinrichtungen (mM), aber auch bestimmte EDV-Bestandteile oder Projektleistungen, die im Rahmen des Rollout angeschafft werden müssen (CAPEX eines Netzbetreibers).

³³ Das Head-End-System bildet die Datenschnittstelle zum intelligenten Messsystem und sammelt die verschlüsselten, anfallenden Messwerte oder Zählerzustandsdaten, welche im Anschluss an das Meter-Management-System oder an das MDM übermittelt und weiter verarbeitet werden. Weiterhin muss das HES die Laststeuerung unterstützen, indem es Messwerte mit der entsprechenden Zeitinformation zur Lastverteilung zwischenspeichert. Somit ist es ein wesentlicher Bestandteil der SMGA-Software.

³⁴ Nach derzeitigen Stand befinden sich folgende acht Hersteller für moderne Messeinrichtung im CC-Zertifizierungsverfahren des BSI: Dr. Neuhaus Telekommunikation, Landis+Gyr, EMH Metering, devolo, PPC, EFR, Theben und Kiwigrid.

³⁵ Die TK-Anbindung muss gemäß dena-Studie zumindest folgende Kriterien erfüllen: Bidirektionaler Datentransfer, Echtzeit-fähig (15-minütige Ablesung), Datensicherheit (z.B. BSI-Schutzprofil-Konformität), wirtschaftliche und technische Realisierbarkeit, hohe Verfügbarkeit, geringe Latenz.

³⁶ Vgl. hierzu das Kapitel zu den Strategien.

³⁷ „Einbau“ umfasst Investitionen, die Geräte, Systeme und SMGA-Arbeitsabläufe in den Funktionszustand zu versetzen. Beim grundzuständigen Messstellenbetreiber ist dabei z.B. vom Erstaustauschprozess auszugehen, bei dem der beim Kunden installierte Zähler ausgebaut und durch eine mM ersetzt wird. Beim Telekommunikationsanbieter ist das z.B. die Erstanbindung an das TK-Netz (CAPEX eines Netzbetreibers).

³⁸ „Betrieb“ beinhaltet jegliche technischen und administrativen Prozesse, um den SMGA-Betrieb bzw. mM-Betrieb dauerhaft sicherzustellen (OPEX eines Netzbetreibers).

forderungen des Messstellenbetreibers ausgelegt sind. Deshalb arbeitet seit Anfang 2016 eine Projektgruppe mit Mitgliedern aus BNetzA und BSI bzw. unterstützt durch Fachexperten des BDEW und VKU an einer Übergangsmarktkommunikation, welche spätestens zum 01.04.2016 fertig sein soll. Den monatlichen Projektstatus kann man bei Deloitte oder dem BDEW erfragen.

Instandhaltung³⁹

Ähnlich dem Einbau kann der Aufwand zur Instandhaltung der Messeinrichtungen und der TK-Infrastruktur nur bedingt abgeschätzt werden, je nach verwendeter Technologie. Auch da Anfahrtswege sehr stark vom Netzgebiet abhängen, muss mit individuellen Annahmen gerechnet werden.

Prozesse und Verwaltung⁴⁰

Als ausrollender gMsb hat man neben der Kommunikation mit den betroffenen Anschlussnutzern (z.B. Kundenbenachrichtigung⁴¹ bzw. freiwillige Öffentlichkeitsarbeit) trotz einer Übertragung der Grundzuständigkeit gewisse Informations- und Archivierungspflichten. So muss der Verteilernetzbetreiber stets wissen, welches Gerät an welchem Abnahme-/Einspeisepunkt eingebaut ist.

Auch fallen in diesen Bereich laufende Prozess- und Kommunikationsoptimierungen bzw. freiwillige Weiterentwicklungen in den Verwaltungsbereichen.

Die im Folgenden behandelten Stufen und die jeweiligen Auflistungen mit den genannten Beispielen kann man als erste Basis bzw. Grundanforderungsliste für eine SMG-Administration verstehen (vgl. Abb. 12).

³⁹ „Instandhaltung“ umfasst alle Prozesse, die anfallen, um z.B. Geräte (wie Gateways oder mM) im Schadensfall bzw. bei Abnutzung z.B. durch Austausch oder Wartung zu erhalten (OPEX eines Netzbetreibers).

⁴⁰ „Prozesse und Verwaltungen“ umfassen indirekte technische oder administrative Aktivitäten, die wiederkehrend stattfinden und vom Betrieb oder der Instandhaltung abzugrenzen sind. Ein Beispiel wären Aktivitäten bzw. Wertschöpfung im Rahmen der notwendigen Umstellung der Marktkommunikation für das Energiemengenbilanzierungswesen bzw. auch Ad-hoc-Projekte, die nicht den Investitionen eines Netzbetreibers zugerechnet werden können (OPEX eines Netzbetreibers).

⁴¹ Mit Kundenbenachrichtigung ist bspw. die postalische Benachrichtigung über den anstehenden Einbau moderner Messeinrichtungen gemeint.

Abb. 12 – Grundanforderungsliste für die Smart-Meter-Gateway-Administration

(Weiter-) Entwicklung	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Public-Key-Infrastruktur (Sub-CA, Root-CA) ✓ Meter Data Management (MDM) ✓ Energiedatenmanagement (EDM) ✓ Head-End-Systeme (AMM): NC-Management-System, Verbindungsmanagement ✓ Enterprise Resource Planning (ERP): u.a. Work-Force-Managementsystem (WFM), Field Force Automation (FFA) ✓ Business Process Management (BPM): z.B. Camunda 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Abrechnungssoftware, z.B. Anbindung an bestehende Abrechnungslösungen (SAP IS-U) ✓ Customer Relationship Management (CRM)System: z.B. Cursor ✓ Gateway-Administrationssoftware ✓ Netzeleitstelle (NLS): Advanced Distribution Management System (ADMS) ✓ Weitere: Software für Steuerbox, CLS Manager
Anschaffung/ Herstellung	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Netzeleitstelle (NLS): u.a. Konnektor/Protokollkonverter, Einbindung der Steuerungsfunktionalität und von Verbrauchsdaten in Leitsystem für Online-Netzberechnung und Prognose ✓ IT-Headendsystem (AMM+MDM)-Software ✓ Moderne Messeinrichtungen (mM) ✓ Informations-Sicherheits-Management-System (ISMS): Beratung/Audits, PKI & Kryptographie, ISO 27001-Beratung 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Work-Force-Managementsystem für den Einbau: Field Force Automation (FFA), Koppelung mit GWA-Tool ✓ SMGW drahtgebunden/drahtlos angebunden: SMGW mit LTE, SMGW mit integriertem Powerline ✓ TK-Infrastruktur: z.B. Powerline Modems auf Basis des G3-PLC-Standards ✓ IT-Infrastruktur: z.B. mtG-CryptoController (Security & HSM & Kommunikation), TK-Management-Plattform
Einbau	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Störungsbehebung, Austauschdienstleistung: für z.B. Messsysteme (z.B. SMGW) ✓ IT-Infrastruktur (z.B. Serverinstandhaltung): mittels Netzwerkmanagementsystem (NMS) 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Hardwaresicherheitsmodul (HSM) ✓ Weitere: Schulung des technischen Personals, IT-Inbetriebnahme der Messsysteme
Betrieb	<ul style="list-style-type: none"> ✓ SMGW-Administrationssystem/-zertifizierung: Schnittstelle zur Marktpartnerkommunikation ✓ Meter Data Management (MDM): Speicherung, Verarbeitung und Bereitstellung ✓ Energiedatenmanagement (EDM) ✓ Head-End-Systeme (AMM): Plausibilisierung, Ersatzwertbildung, Anbindung unterschiedlicher iMSys ✓ ERP/CRM/NLS ✓ Umwandlung: EDIFACT in IDOC für SAP IS-U ✓ Verarbeitung & Erstellung der aktuellen Nachrichtentypen für GPKE/GeLi Gas, WiM, HKN-R und EEG-Prozesse 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Business Process Management (BPM) ✓ Access/Security Management: Marktpartner- und Berechtigungsmanagement ✓ Demand Side Management ✓ Public-Key-Infrastruktur ✓ Messsysteme: mM/Gateway, Eichung ✓ IT-Infrastruktur: Datenbanken, Server ✓ TK-Infrastruktur: Wide Area Network (WAN) (drahtlos, drahtgebunden) z.B. Breitband Powerline, GPRS, LTE; Home Area Network (HAN), Kommunikationsmodul z.B. BAB ✓ Webportal/Hosting: Visualisierung ✓ Zusatzleistungen: Zertifikate, Schulung, Auditierung
Instandhaltung	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Störungsbehebung, Austauschdienstleistung: für z.B. Messsysteme (z.B. SMGW) ✓ Lebenszyklusüberwachung 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Software (z.B. Softwareweiterentwicklung/Updates): für zum Beispiel Steuerbox ✓ IT-Infrastruktur (z.B. Serverinstandhaltung): mittels Netzwerkmanagementsystem (NMS)
Prozesse u. Verwaltung	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Kundeninformation (z.B. über anstehenden Einbau des mM) ✓ Prozessmonitoring ✓ Service Level Agreement (SLA) Management für externe Marktteilnehmer 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Callcenter ✓ Business Service Portal

Ausgangssituationen der Netzbetreiber

Die Ausgangslage ist, dass 884⁴² grundzuständige Messstellenbetreiber in ihrem Versorgungsgebiet zunächst für die Umsetzung des bundesweiten Rollout zuständig werden. Aufgrund der geografischen und demografischen Heterogenität der Netzgebiete zeichnet sich keine Einheitsstrategie für jeden Stromnetzbetreiber ab. Dennoch lassen sich die jeweiligen Netzbetreiber für die Bewertung der Ausgangssituation auf Basis folgender Eigenschaften zusammenfassen und später jeweils dominante Strategien für die operative Umsetzung des Smart-Meter-Rollout ableiten.

Netzspezifische Eigenschaften

Da sich jedes Netzgebiet vom anderen unterscheidet, muss eine Klassifizierung auf Basis signifikanter, netzspezifischer Eigenschaften stattfinden. Diese umfassen unter anderem die Größe des Netzgebiets, Einwohnerzahl, Anzahl der Zählpunkte und die Aufteilung der verschiedenen Verbraucher- und Erzeugerschwelen auf diese. Durch den bewährten Ansatz aus der dena-Smart-Meter-Studie⁴³, das betrachtete Netzgebiet in die sog. „Netzgebietsklassen“ „Städtisch“⁴⁴, „Halbstädtisch“⁴⁵ und „Ländlich“⁴⁶ einzuteilen und mit der genauen Anzahl an entnahme- und einspeiseseitigen Pflichteinbaufällen zusammenzuführen, ergibt das eine repräsentative Aussage über die Beschaffenheit des Netzgebietes. Je nach Netzgebietsklasse variieren kostentreibende Faktoren wie z.B. Anfahrtswege für Einbau und Instandhaltung, das Zähler-Gateway-Verhältnis und die telekommunikative Anbindung der Gateways.

Der bereits beschriebene Deloitte-Plankostenvergleich hilft in diesem Zusammenhang, netzspezifische Eigenschaften unter Berücksichtigung verschiedener individuell gewünschter Priorisierungen zu einem ganzheitlichen Kosten-Erfassungs-Ansatz für den Smart-Meter-Rollout zu entwickeln.⁴⁷

Neben der Priorisierung der unterschiedlichen Einbauschwelen lassen sich durch die variable Eingabe von Rolloutstart und -geschwindigkeit bis hin auf Ortsnetzebene die Kosten verschiedener Rollout-Strategien vergleichen und untersuchen.

Die Studie zeigt des Weiteren, dass sich ein effizienter Rollout an den gebietsstrukturellen Gegebenheiten eines jeden einzelnen Netzgebietes orientieren muss.

Unternehmenseigenschaften

Netzbetreiber unterscheiden sich nach Größe und Integrationsgrad. Es liegt eine heterogene Verteilung von Netzbetreibern mit unterschiedlicher finanzieller Ausstattung und jeweils anderen Erfahrungen mit Energietechnologien (Pilotprojekte) und generell in der Umsetzung von Großprojekten vor. Sollte bei einer sehr kleinen Netzgesellschaft die Netzfürung von einem großen regionalen Partner betreut werden, stellt sich trotzdem die Grundsatzfrage des Kapitels 6 MsbG und der Rollout muss zunächst auch in der vorhandenen Organisationsstruktur des de-minimis-Stadtwerks eigenverantwortlich durchgeführt werden.

Typisierung grundzuständiger Messstellenbetreiber

Auf Basis der Erkenntnisse aus Fragebögen und aktuellen Pressemeldungen über Aktivitäten lassen sich vier Typen von Netzbetreibern mit vergleichbaren Charakteristika zusammenfassen. Das folgende Kapitel nutzt für die Beschreibung der Situationen wiederum die Einteilung in unternehmens- und netzgebietspezifische Faktoren wie auch eine in etwa vergleichbare Netzgebietsgröße.

Auf diesen Kriterien aufbauend müssen weitere Entscheidungen hinsichtlich der Planung für einen kostenoptimierten und effizienten Rollout getroffen werden. Beispielweise ist der Startzeitpunkt des Einbaus unterschiedlicher Pflichteinbaufallgruppen hierbei von Relevanz.

Auch die Rollout-Geschwindigkeit in verschiedenen Ortsnetzclustern muss individuellen Anforderungen entsprechen. Das Gesetz gibt zwar über die Ausweisung der Preisobergrenzen einen zeitlichen Rahmen vor, es kann aber trotzdem von Vorteil sein, bestimmte Produktgruppen schon vorher „freiwillig“ auszustatten. Denn je schneller eine hohe Quote erreicht wird, desto schneller können sich unter Umständen bestimmte Anfangsinvestitionen amortisieren.

⁴² Vgl. Übersicht Stromnetzbetreiber der Bundesnetzagentur (BNetzA) vom 28.09.2015.

⁴³ Vgl. dena-Smart-Meter-Studie, S. 66ff.

⁴⁴ Gemeinden, die eine Bevölkerungsdichte mit mehr als 500 Einwohnern/km² und mindestens 50.000 Einwohner haben.

⁴⁵ Gemeinden, die eine Einwohnerdichte von 100 bis 500 Einwohnern/km² und einer Einwohnerzahl kleiner gleich 50.000 Einwohner besitzen.

⁴⁶ Gemeinden, die eine Bevölkerungsdichte mit weniger als 100 Einwohner pro km² aufweisen.

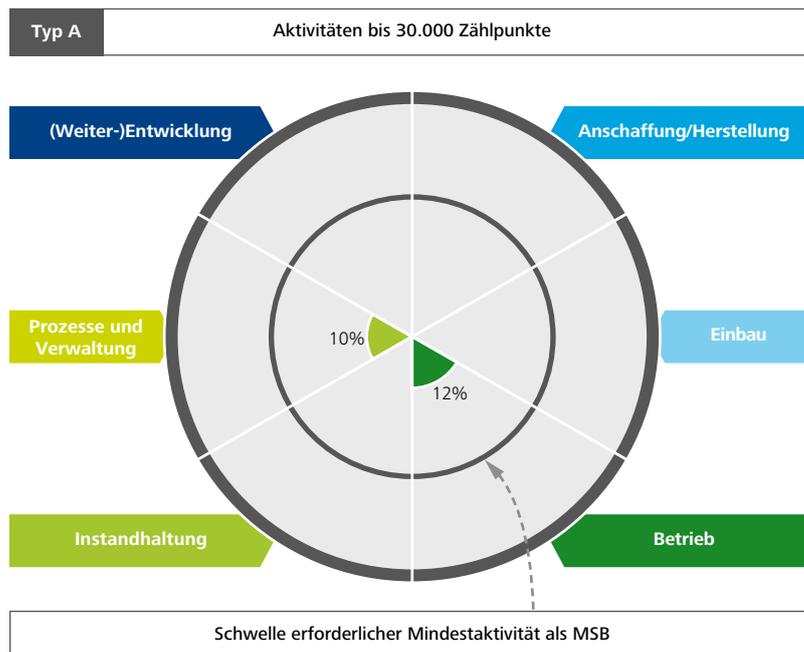
⁴⁷ Vgl. <http://www2.deloitte.com/de/de/pages/energy-and-resources/articles/plankostenvergleich.html>.

Typ A: Der Aussteiger – potenzieller Ausstieg aus dem Messwesen

Viele sehr kleine de-minimis-Netzbetreiber (charakteristische Netzgebietsgröße bis 30.000 Zählpunkte) mit ausschließlicher Fokussierung auf konventionellen Netzbetrieb sehen sich durch die neue Regulierung in der Komplexität und dem damit verbundenen Investitionsaufwand finanziell überfordert. Das Netzgebiet dieser gMsb ist oft eher ländlich und durch wenige Pflichteinbaufälle bei Erzeugern und Verbrauchern geprägt. Die benötigte Skalierung für den wirtschaftlichen Betrieb des SMGA wird in keinem Fall allein erreicht, weswegen die Auflösung des Zähl- und Messwesens in Betracht gezogen wird.

Der Betrieb wird dann auf die gesetzlich verpflichtende⁴⁸ Dokumentation der Zählpunkte begrenzt. Die geringe Aktivität⁴⁹ (vgl. Abb. 13) unter „Prozesse und Verwaltung“ besteht im Wesentlichen aus dem im Gesetz vorgesehenen und verpflichtenden Informationsprozess über die bevorstehende Übertragung der Grundzuständigkeit an die Anschlussnehmer. Eine aus Studiensicht erforderliche Mindestaktivität, um einen im Sinne des MsbG sinnvollen SMGA-Betrieb zu gewährleisten (vgl. Abb. 13) wird nicht erreicht. Durch den daraus resultierenden Verlust des Messwesens setzen sich Netzbetreiber dem Risiko aus, ihre regionale Bedeutung zu verlieren.

Abb. 13 – Typ A: Der Aussteiger



⁴⁸ Vgl. Dokumentationspflicht; Sicherstellung des Messstellenbetriebs nach § 11 MsbG.

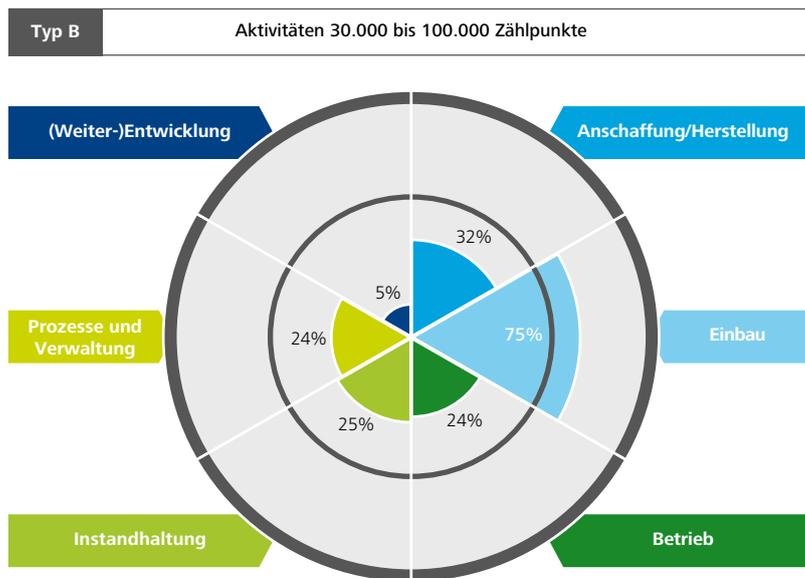
⁴⁹ Für den Smart-Meter-Rollout und anschließenden Betrieb braucht man Dienstleistungen und Komponenten, wie bereits zusammenfassend in Abbildung 12 dargestellt. Das Angebot von entsprechenden Produkten und die Nachfrage danach können als Indikator für Aktivitäten in den einzelnen Wertschöpfungsstufen verwendet werden. Die Angaben der befragten Unternehmen ergeben prozentual gewichtet ein nach den Wertschöpfungsstufen differenzierbares Bild für einen Grad an Aktivität im Smart-Meter-Rollout.

Typ B: Der Installateur – wenige Basisaktivitäten

Dieser Unternehmenstyp sieht – neben der kompletten Übertragung und damit größtenteils zu erfolgenden Auflösung seines Messwesens – die Möglichkeit, als Dienstleister in bestimmten Bereichen der Wertschöpfungskette des Smart-Meter-Rollout aktiv zu werden. Er möchte sich so eine gewisse regionale Bedeutung erhalten. Von den befragten gMsb, die nicht selbst als Smart-Meter-Gateway-Administrator aktiv sein werden, planen drei Viertel im Bereich des Einbaus von modernen Mess-einrichtungen und sogar intelligenten Messsystemen, aktiv zu werden (vgl. Abb. 14).

Aber auch in den restlichen Stufen vermutet dieser Netzbetreiber Geschäftspotenziale in Form von Aktivitäten rund um den Austausch und die Wartung von intelligenten Zählern. Eine erforderliche Mindestaktivität wird nur auf der personalintensiven Stufe des Einbaus erreicht. IT-bezogene Prozesse der anderen Wertschöpfungsstufen werden bzw. können meist nicht allein bedient werden.

Abb. 14 – Typ B: Der Installateur



Typ C: Der Innovationsscheue – Auftritt als Smart-Meter-Gateway-Administrator

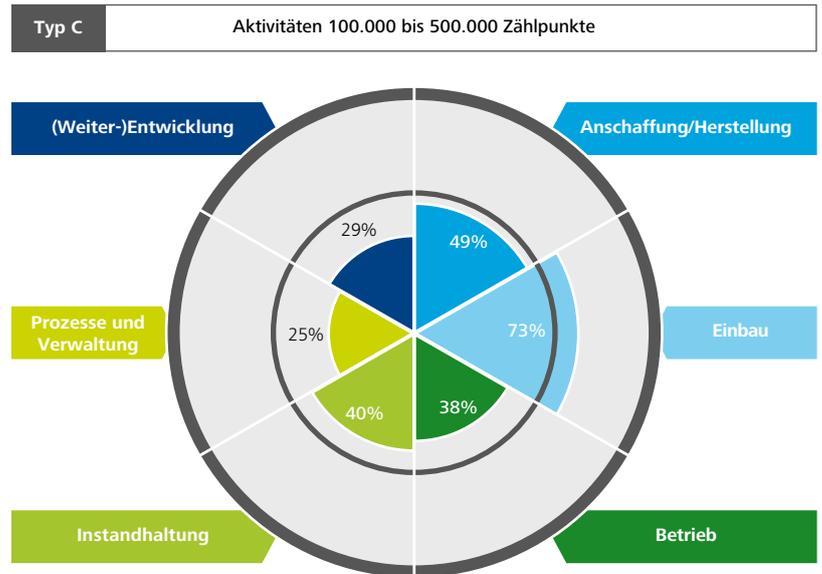
Ausgangssituation für Typ C ist ein für den wirtschaftlichen SMGW-Betrieb nicht ausreichend großes Netzgebiet (charakteristische Netzgebietsgröße zwischen 100.000 und 500.000 Zählpunkten). Außerdem handelt es sich bei diesem Typ – basierend auf den Antworten der befragten Unternehmen – neben oft mittelgroßen Netzgesellschaften auch um vollintegrierte Energieversorgungsunternehmen. Die entsprechend befragten Unternehmen verfügen über eine eigene Stromerzeugung bzw. einen angegliederten Vertrieb und können deswegen in ihrer Wahrnehmung durch eine Aktivität als SMGA über ein eigenes Messwesen überproportional von Vorteilen profitieren, streben allerdings keine expansive Unternehmensentwicklung in branchenfremde neue Dienstleistungen an. Möchte Typ C als bundesweit anbietender SMGA tätig werden, ist er aufgrund des für ihn zu personal- und kostenintensiven Einbaus vor Ort in anderen Regionen größtenteils auf kommunale Unternehmen des Typ B oder Dienstleister in den jeweiligen Netzgebieten angewiesen.

Die größere Unternehmensstruktur spiegelt sich sichtlich in höheren Aktivitäten (gegenüber Typ B) über alle Wertschöpfungsstufen hinweg wider, dennoch herrscht eine sehr uneinheitliche Auffassung, welche Komponenten der Wertschöpfungsstufen für die Administration notwendigerweise ausgeprägt sein müssen. Entsprechend wird eine benötigte Mindestaktivität auf fast keiner Wertschöpfungsstufe erreicht (vgl. Abb. 15).

Diese Situation haben die befragten Unternehmen dieses Typs bereits vorausgesehen und als Konsequenz angegeben, dass sie im neuen Messwesen gemeinsam mit anderen Netzbetreibern aktiv werden und durch diese gezielte Partnerschaft die Defizite in den einzelnen Wertschöpfungsstufen ausgleichen wollen.

Allerdings fehlt aufgrund mangelnder Detailanalyse über benötigtes und vorhandenes Know-How ein Bewusstsein aller offenen (Kooperations-)Potenziale. Insofern lohnt besonders hier ein genauer Blick in die spätere Auswertung im Rahmen der Handlungsoptionen.

Abb. 15 – Typ C: Der Innovationsscheue



Typ D: Der Überflieger – Expansion in neue Geschäftsfelder

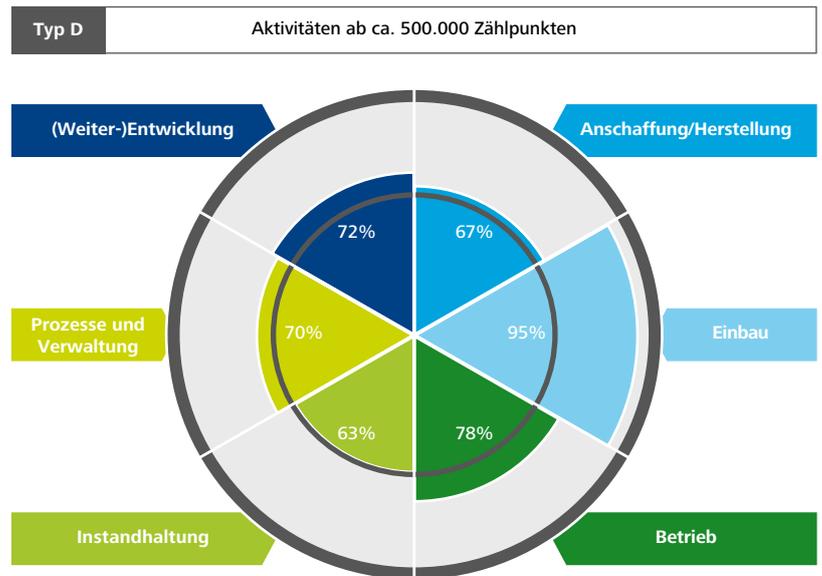
Kennzeichnend für diesen Typ ist das relativ große Netzgebiet mit über 500.000 betreuten Zählpunkten. Meist wurden in Pilotprojekten bereits Erfahrungen für den Smart-Meter-Rollout gewonnen, auf denen er aufgebaut werden kann. Entsprechende Administrationssysteme sind zum Teil schon vorhanden oder befinden sich in Entwicklung. Einige dieser Netzbetreiber haben überdies erkannt, dass das im Haus vorhandene Know-How über den Eigenbedarf hinaus Nutzen stiften kann und bieten entsprechende Dienstleistungen über die ganze Wertschöpfungskette hinweg auch für horizontale Wettbewerber an (vgl. Abb. 16).

Die Nachfrage der befragten Unternehmen des Typs D beschränkt sich beispielsweise auf Verschlüsselungsinfrastruktur und Geräte wie PTA-konforme Zähler bzw. BSI-konforme Kommunikationskomponenten und -systeme.

Ebenso kennzeichnend ist, dass die Planung der SMGA-Aktivitäten bereits auf ein überregionales Angebot für interessierte Anschlussnutzer bzw. Anschlussnehmer ausgerichtet ist und damit Skaleneffekte möglichst weitestgehend ausgereizt werden könnten.

Typ D versteht sich als breiter Innovator, v.a. weil er sich auf die Digitalisierung der Energiewende und damit auf eine geschäftsmodellübergreifende Digitalisierung der Energiewirtschaft voll einlässt. So ist bei angegliederten (lateralen) Unternehmen außerhalb der energiewirtschaftlichen Wertschöpfungskette neben dem Betrieb einer eigenen TK-Infrastruktur auch eine deutlich höhere Aktivität in netzfernen, neuen Geschäftsfeldern wie zum Beispiel Verkehrsbetrieben zu verzeichnen.

Abb. 16 – Typ D: Der Überflieger



Der Unsichtbare Dritte – Wettbewerblicher Messstellenbetreiber

Obwohl das MsbG ausschließlich grundzuständige Messstellenbetreiber adressiert, wäre das Bild ohne die Nennung eines weiteren Akteurs unvollständig. Die Übertragung der Grundzuständigkeit kann nicht nur an andere, grundzuständige Messstellenbetreiber, sondern auch an wettbewerbliche dritte, als SMGA auf den Markt drängende Unternehmen vergeben werden. Insbesondere um attraktive Zählpunkte und städtisch geprägte Regionen werden diese mit den grundzuständigen Netzbetreibern konkurrieren.

Neben Telekommunikationsunternehmen werden sich auch wettbewerbliche Messstellenbetreiber bzw. Submetering-Dienstleister, die sich z.B. auf die Messung von anderen Medien spezialisiert haben, auf die kommenden Ausschreibungen für Elektrizität bewerben. Für sie war das bisherige Ziel nicht das Erreichen von Flächenabdeckung, sondern eine Kontrahierung von möglichst vielen rentablen Großabnehmern (wie Akteuren der Wohnungswirtschaft) von Messdienstleistungen.

Das MsbG lässt durch seinen § 36 die „freie Wahl des Messstellenbetreibers“ unberührt und damit auch Messverträge mit wettbewerblichen Dritten zu (insofern von diesem alle technischen Anforderungen des Gesetzes erfüllt werden). Dieser Zielkonflikt mit dem klassischen Netzbetreiber-SMGA wird sich bereits 2017 zuspitzen, wenn der Wettbewerb um Pflichteinbaufälle bei Verbrauchern über 10.000 kWh und bei Einspeisern über 7 kW startet.

Das hat zur Folge, dass der dem gMsb überlassene verpflichtende Rollout und die Administration aufgrund der geringeren Anzahl an profitablen Zählpunkten noch kostenintensiver werden. Falls durch dieses „Cherry Picking“ ein flächendeckender Rollout angesichts erheblich gesunkener Grenzerlöse für das verbleibende und auszustattende Gebiet nicht einmal mehr zu den festgelegten Preisobergrenzen durchgeführt werden könnte, wäre dies volkswirtschaftlich suboptimal bzw. kontraproduktiv für den schnellen Fortschritt der ansonsten gut vorbereiteten Digitalisierung der Energiewirtschaft.

Expansion in drei Ebenen

Auch wenn das Gesetz in erster Linie den Smart-Meter-Rollout forciert, ist die eigentliche Innovation die sichere (BSI-konforme) Kommunikation über ein bidirektionales Netzwerk, durch das Letztverbraucher, Erzeuger, Netzbetreiber und Lieferanten verknüpft werden können. Smart Grid wären ohne diese Basis nicht möglich. Durch die Vernetzung und den Ausbau weiterer Technologien und Dienstleistungen mit überregionalen Anwendungsbzw. Steuerungspotenzialen entstehen wiederum neue Geschäftsfelder. In welchen Ebenen kann man also künftig seine Aktivitäten expandieren?

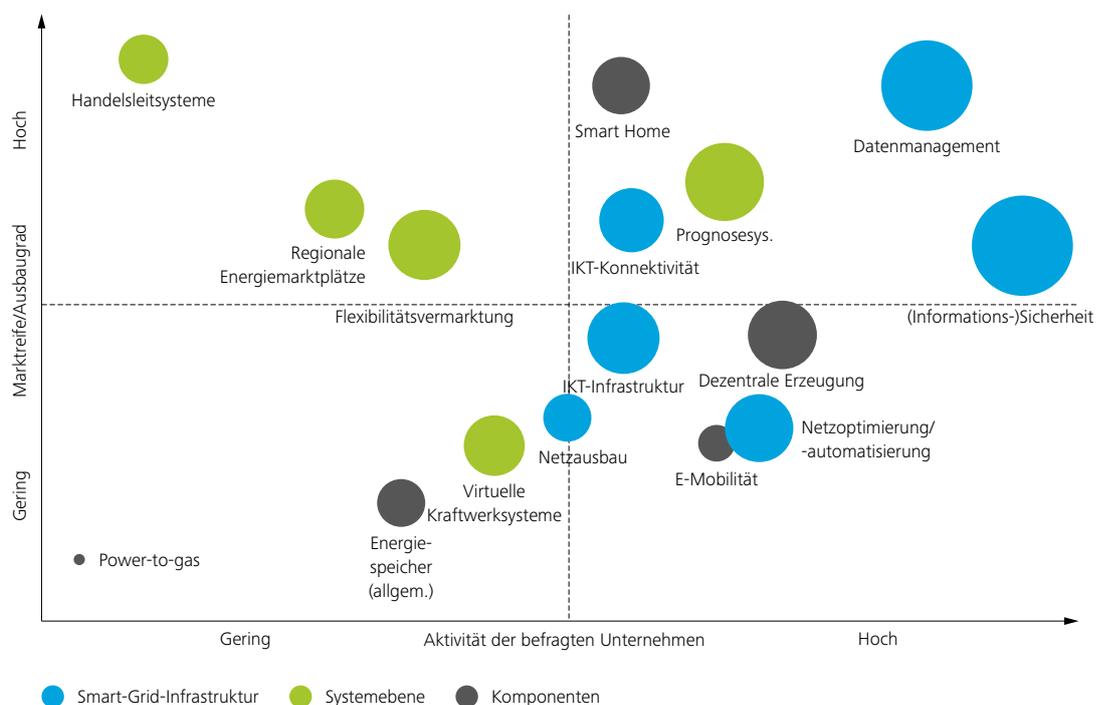
Im Austausch mit Marktteilnehmern der Smart-Grid-Branche wurden deshalb die prägnantesten Geschäftsfelder analysiert und in drei Ebenen zusammengefasst. Als Resultat werden insgesamt 16 repräsentative Technologiefelder und Dienstleistungsbereiche in Abbildung 17 nach den folgenden drei Kriterien beleuchtet:

- Einfluss Smart-Meter-Rollout auf Technologiefeld/Tätigkeit⁵⁰
- Die Marktreife/Ausbaugrad⁵¹
- Aktivitätsgrad der befragten Unternehmen⁵²

Die erste Ebene, die Smart-Grid-Infrastruktur (Datenmanagement, IKT-Konnektivität, IKT-Infrastruktur, (Informations-)Sicherheit, Netzausbau und Netzoptimierung/-automatisierung) wird durch das MsbG vorgezeichnet. Hier bewegt man sich entweder als (indirekter) Betreiber der Infrastruktur (SMGA) oder als Dienstleister. Die Erlöse, die über die maximal möglichen Preisobergrenzen regulatorisch garantiert sind, bieten einen sicheren Planungsrahmen für Investitionen.

Entsprechend erfahren diese Felder den größten Einfluss durch den nun gesetzlich verordneten Smart-Meter-Rollout, da sie die Basis für eine zuverlässige und sichere Markt- und Steuerungskommunikation der Akteure

Abb. 17 – Einfluss Smart-Meter-Rollout auf Technologiefeld/Tätigkeit sowie deren Marktreife und Aktivitätsgrad der befragten Unternehmen



⁵⁰ Größe der Blase.
⁵¹ Position an der Y-Achse.
⁵² Position an der X-Achse.

im Energiemarkt gewährleisten sollen. Die Smart-Grid-Branche hat dies bereits seit Langem erkannt und treibt diese Themen sehr stark voran. Alle Felder zeigen eine überdurchschnittliche Aktivität der Unternehmen in Abbildung 17. Allerdings weisen nicht alle Felder einen derart hohen Ausbaugrad wie beispielsweise der Bereich Datenmanagement oder (Informations-)Sicherheit auf. Im Gegensatz dazu könnte sich der durch die Befragung bestätigte, geringe Netzausbaugrad für darauf aufbauende Geschäftsfelder als „Bottleneck“ herausstellen. Mehr konventionelle Leitungskapazität wird z.B. auf Nieder- bis Mittelspannungsebene für eine regionale Aggregation von eingespeisten Energiemengen im Rahmen von virtuellen Kraftwerken bzw. auf Hoch- und Höchstspannungsebene für den überregionalen Transport zentraler Energiemengen von Nord nach Süd entsprechend benötigt.

Da durch die künftig existierende, neue Informationsinfrastruktur nicht nur „Zähler“ miteinander vernetzt werden, sondern auch Datenbanken, gibt es eine zweite Expansionsmöglichkeit in die rein datengetriebene Systemebene (Flexibilitätsvermarktung, Handelsleitsysteme, Prognoseysteme, regionale Energiemarktplätze, virtuelle Kraftwerkssysteme). Im einfachsten Fall werden durch die größeren Datenmengen die Systeme der Netzbetreiber, -vertriebe und Handelsgesellschaften performanter, weil sie durch Anpassungen genauer und effizienter arbeiten können. Darüber hinaus gibt es nun neue Datenwege und bisher nicht angeschlossene Systeme, die angebunden werden können. Dies sind v.a. Softwaresysteme für Prognose (z.B. Einspeisung), Handel (z.B. schnellere Reaktionen an Börsen) und Vermarktung (von Flexibilitäten).

Bei der Betrachtung der Felder der datengetriebenen Systemebene fällt auf, dass sich die Branche noch relativ wenig damit auseinandersetzen scheint. Die geringe Aktivität – verbunden mit der auf der anderen Seite laut Befragten hohen Marktreife – deutet auf ein fehlendes Schlüsselement hinsichtlich einer erfolgreichen Umsetzung dieser Systeme hin.

Diese Diskrepanz begründet sich auch darin, dass man vor dem Rollout von intelligenten Messsystemen häufig nur wenige und granulare Netzdaten für Prognosen und Planungen zur Verfügung hatte und die Systeme auf diese Situation ausgerichtet waren. Da an Sekundärdaten als Inputgeber angeschlossene Systemdienstleistungen bereits von einer hohen Marktreife profitieren,

wird sich ihre regionale und überregionale Durchdringung in gängigen Geschäftsfeldern mit der Einführung von Smart Grid ausweiten. Entsprechend ist der in Abbildung 17 zu verzeichnende große „Push“ durch das MsbG (in Form von vergleichsweise großen Blasen) in diesem Zusammenhang zu verstehen.

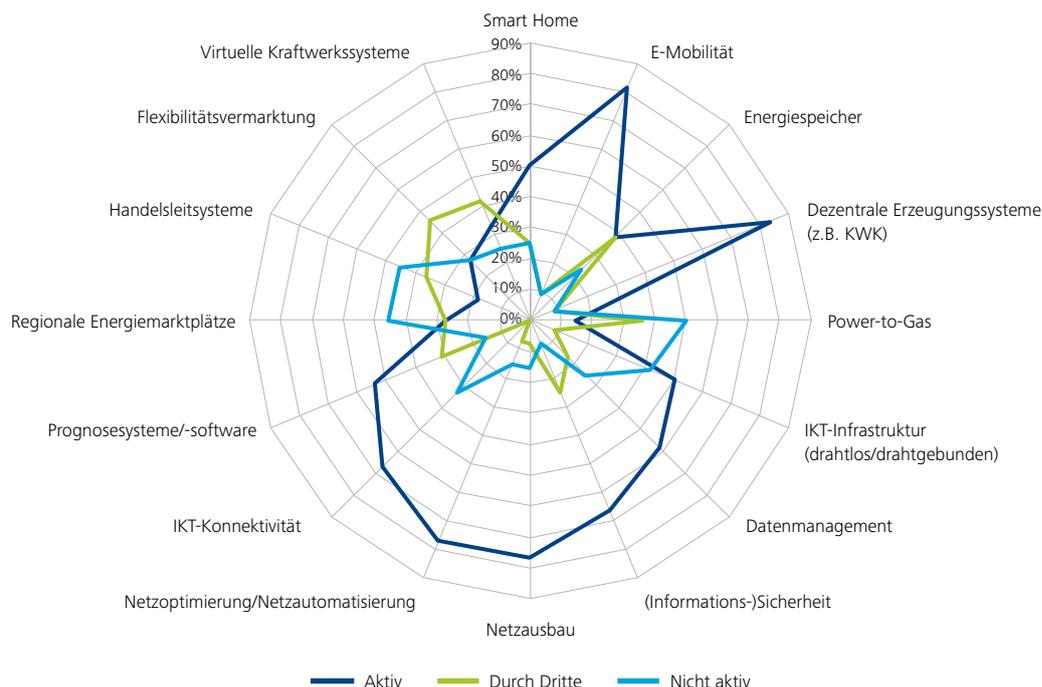
Nicht zuletzt können periphere Geschäftsmodelle, also Aktivitäten, die mit den Daten aus den beiden anderen Ebenen kommunizieren, in einer dritten Ebene zusammengefasst werden. Die Assets bzw. Geschäftsfelder, die vorher nur durch das Stromkabel miteinander verbunden waren, werden nun auch informatorisch zusammengeschaltet. Dadurch ergibt die vernetzte Summe aller einzelnen Komponenten (dezentrale Erzeugung, Elektromobilität, Energiespeicher, Power-to-X wie z.B. Gas und Smart Home) höchstwahrscheinlich mehr als die unvernetzte Einzelaktivität. Als Beispiel dient hier der Bereich der Elektromobilität oder der Energiespeicher. Gerade diese sind – auch aus Sicht der befragten Unternehmen – zwar bereits am Markt vorhanden, besitzen aber, wie in Abbildung 17 zu sehen, einen gefühlt geringen Technologiereifegrad. Entsprechend wenig werden diese offenbar durch die neue Gesetzgebung beeinflusst. Ausnahmen bilden dezentrale Erzeugung und Smart Home, welche schon seit Jahren „marktreif“ sind und trotzdem nicht progressiv ausgebaut werden (in Bezug auf die neuen Obergrenzen des EEG bleibt abzuwarten, ob der Zubau von Wind- und PV-Anlagen sogar stark ausgebremst wird). Aber auch hier ist durch die neu implementierten Schnittstellen eine höhere Durchdringung zu erwarten. Bestätigt wird dieser Trend dadurch, dass ca. 62% der befragten Unternehmen Technologiefelder wie Smart Home, dezentrale Erzeugung und Energiespeicher durch den Smart-Meter-Rollout positiv beeinflusst sehen und sogar 73% Aktivitäten in diesen Geschäftsfeldern planen.

Potenzialeinschätzung der Geschäftsfelder aus Sicht der Versorger

Im Austausch mit den befragten Marktakteuren wurde ermittelt, wie die Versorger⁵³ ihre Aktivität im Bereich der untersuchten Geschäftsfelder bis 2020 planen. Dabei findet eine Unterscheidung zwischen „selbst aktiv“, aktiv „durch Dritte“ und „nicht aktiv“ statt, welche in Abbildung 18 dargestellt ist.

⁵³ Energie-Unternehmen umfassen hier sowohl reine Netzbetreiber als auch Stadtwerke und voll integrierte EVU.

Abb. 18 – Zukünftiger Aktivitätsgrad (2020) der befragten Unternehmen



Kernthemen rund um Ausbau und Optimierung des Stromnetzes obliegen klar den Netzbetreibern und begründen deshalb die entsprechend hohe Aktivität. Jedoch werden (Informations-)Sicherheit, Datenmanagement, IKT-Infrastruktur und -Konnektivität regulatorisch durch das MsbG beeinflusst, weshalb auch in diesen Feldern großer Handlungsbedarf erkannt wird. Allerdings nur bei den Netzbetreibern, die nicht planen, ihr Messwesen aufzugeben. Interessanterweise werden die Geschäftsbereiche der datengetriebenen Systemebene weiterhin sehr zögerlich verfolgt, nicht als eigene Wertschöpfungsbereiche ausgebaut und daher tendenziell an Dritte vergeben. Fehlendes Vertrauen in Marktwachstumsperspektiven und mangelndes Know-How im Bereich IT könnten nach Auswertung der qualitativen Anmerkungen der Befragten die Ursache für diese vorsichtige Prognose sein. Denn gerade durch die verbesserte Datengrundlage können diese Bereiche Kerngeschäftsfelder für zukünftige Ausgliederungen oder sogar eigene Wertschöpfungsbereiche sein. Das zeigt neben vielen anderen Beispielen das Start-Up Next Kraftwerke⁵⁴ bzw. etablierte große Ver-

sorger, wie die SWM,⁵⁵ die demonstrieren, dass man kleine Erzeuger rentabel in einem virtuellen Kraftwerk zusammenschalten und netzdienlich steuern kann. Im Bereich der Komponenten gibt es doch schon deutlich größere Ambitionen. So wollen über 80% der Netzbetreiber und integrierten Versorger auf dem Feld der E-Mobilität und der dezentralen Erzeugungssysteme von sich aus bis 2020 aktiv werden. Aber auch das Feld der Energiespeicher ist laut den Befragten ein wichtiger Bestandteil ihrer Unternehmensstrategie. Dezentrale Erzeugungssysteme werden auch – bestärkt durch das erneut in § 1 der letzten KWK-Novelle festgeschriebene Ziel, 25 Prozent KWK-Anteil an der regelbaren Nettoerzeugung zu erreichen – weiterhin stark nachgefragt werden.⁵⁶

⁵⁵ Vgl. Stadtwerke München GmbH, Geschäftsbericht 2014.

⁵⁶ Entwurf eines Gesetzes zur Neuordnung des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes, September 2015.

⁵⁴ Vgl. Liste der Finalisten des Dt. Gründerpreises 2014.

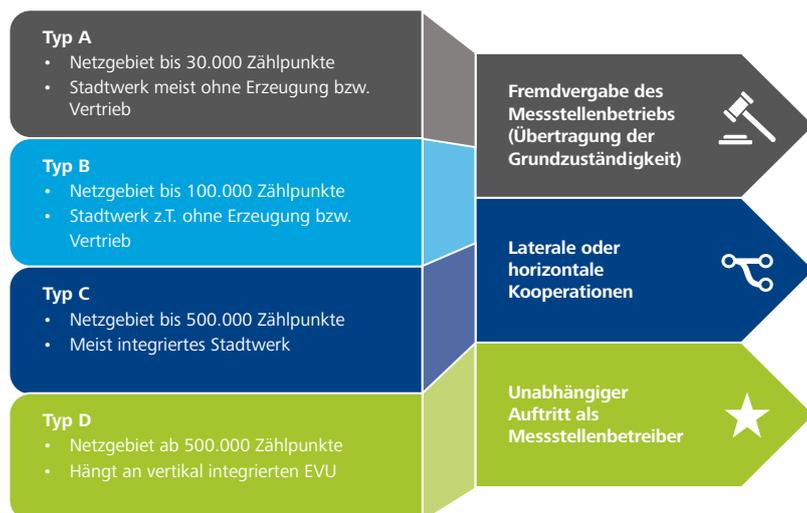
Allein oder zusammen – Erkenntnisse für Rollout-Strategien

Das neue Gesetz verpflichtet alle Stromnetzbetreiber, hinsichtlich des Smart-Meter-Rollout zu handeln. Die bisherige Planung für ebenjene Aktivitäten haben die befragten Unternehmen im Rahmen unserer Studie weitgehend offengelegt. Nach der Auswertung der Daten lassen sich auch relativ eindeutig den vier identifizierten Unternehmenstypen (A-D) drei unternehmerische Grundabsichten zuordnen (vgl. Abb. 19). Diese Ziele bieten Ansatzpunkte für die Ausarbeitung unterschiedlicher Handlungsempfehlungen. Im Rahmen der Befragung hat sich herausgestellt, dass Kooperation eine dominante Strategie für die Typen A bis C darstellt, weswegen die Handlungsoptionen dieses Kapitels vorrangig verschiedene Formen und Ausprägungen beleuchten. Zu erwähnen ist, dass Typ D auch Kooperationen eingehen wird, diese aber im Gegensatz zu Typ A bis C expansiv bzw. innovationsgetriebener Natur sind. Verschiedene Strategiemischkonzepte können für unterschiedliche Formen natürlich auch sinnvoll sein.

Weil durch die Einführung einer Smart-Grid-fähigen Kommunikationsinfrastruktur über das MsbG ein neues Geschäftsfeld entsteht, muss man dieses – zumindest in aufgewerteter Form über das Messwesen – inzwischen als eigene Wertschöpfungsstufe bzw. eigenen Markt betrachten. Die über die Preisobergrenzenregulierung zu erwartenden Erlöse ermöglichen angesichts der rein buchhalterischen Entflechtungsvorgaben auch für reine Netzgesellschaften ein Wachstum durch Zusatzgeschäft. Dies wäre vor einigen Jahren undenkbar gewesen. Gerade weil diese Infrastruktur aber vom dogmatischen Ansatz her wettbewerblich aufgebaut wird, muss sie aus unternehmerischer Sicht investitions optimal und kosten effizient umgesetzt werden.

Durch Kooperationen entstehende Synergieeffekte, ohne die eine Smart-Meter-Gateway-Administration aus betriebswirtschaftlichen Gesichtspunkten nicht bzw. nur bedingt durchführbar wäre, sind auch aus Sicht der Studienteilnehmer dabei erwartungsgemäß nicht zu vernachlässigen. Zu nennen sind hier z.B. Zusammenschlüsse für die Beschaffung größerer Gerätemengen bis hin zu horizontalen und lateralen Kooperationen.

Abb. 19 – Unternehmerische Konsequenzen der vier gMSB-Typengruppen laut Studiendaten



Des Weiteren ergeben sich durch laterale und horizontale Kooperationen kostensenkende Effekte z.B. bei der Implementierung des Informationssicherheits-Managementsystem (ISMS), das einer Zertifizierung nach DIN ISO/IEC 27001 bedarf. Um die Zertifizierungskosten nicht alleine tragen zu müssen, wird vermehrt von Netzbetreibern die Anfrage zum Aufbau eines ISMS und seiner Zertifizierung in einem Verbundsystem gestellt. Gerade Stadtwerke in regionaler Nähe sowie Netzbetreiber mit Konzernstrukturen haben auf diesem Gebiet bereits Erfahrungen sammeln können.⁵⁷

Die folgende verkürzte Zusammenfassung von Handlungsoptionen wurde auf Basis der Kooperationsabsichten der Studienteilnehmer erarbeitet und deckt aus unserer Sicht weitestgehend alle möglichen rudimentären Ausprägungen von Zusammenschlüssen für die Bewältigung der Anforderungen aus dem MsbG ab. Darauf aufbauend werden jeweils flankierende Expansionsmöglichkeiten anhand der Geschäftsfelder, die die Digitalisierung voraussetzen, in den drei Ebenen beschrieben.

⁵⁷ BITKOM und VKU, Praxisleitfaden IT-Sicherheitskatalog, Anforderungen an die IT für den sicheren Betrieb von Energieversorgungsunternehmen, S. 58, September 2015.

Handlungsoption 1: Laterale Kooperation

Ausgangslage

Der folgende Absatz beschreibt Lösungen für Netzbetreiber eines vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmens (mit den Stufen Stromerzeugung, -verteilung und -vertrieb) als Typ C oder Typ D mit hoher Zählpunkanzahl und potenzieller Mindestskalengröße für eine wirtschaftlich sinnvolle Smart-Meter-Gateway-Administration. Trotzdem sieht sich der Netzbetreiber mit größeren Entwicklungs- und Anschaffungsausgaben für Systeme konfrontiert.

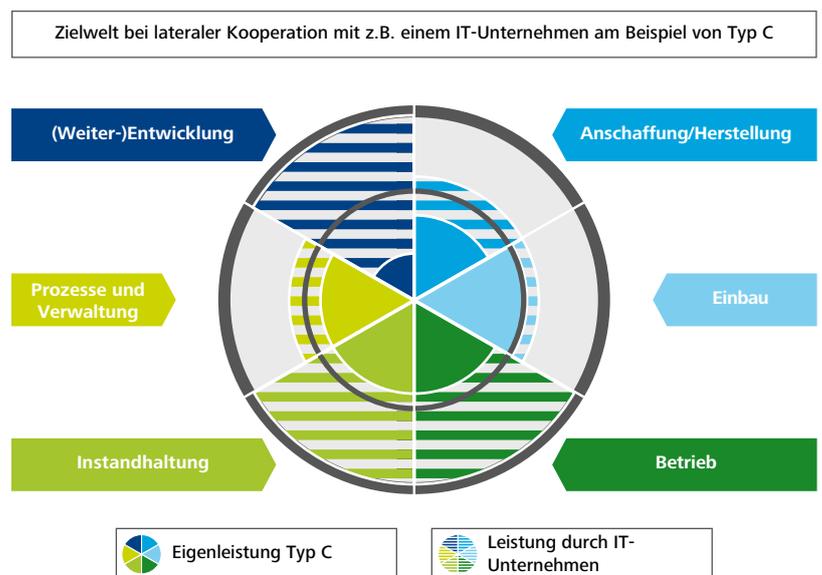
Lösungskonzept und Synergieeffekte

Produkte wie das Headend-System, eine TK-Infrastruktur oder IT-Hosting können über IKT-Unternehmen beschafft werden. Eine tiefgreifendere Kooperation oder sogar Partnerschaft mit einem IT-Dienstleister oder (Hard- und) Softwareunternehmen gleicht vorhandene Defizite schon im Bereich der (Weiter-)Entwicklung und Anschaffung aus. Diese hilft, den späteren Betrieb zu optimieren, da Digitalisierung ein fortwährender Weiterentwicklungsprozess ist, welcher permanent durch neue Richtlinien geprägt wird. Es gilt, dauerhaft Software weiterzuentwickeln, die den neuen Sicherheitsstandards genügt und in der Lage ist, Funktionen zuzuschalten (z.B. Kompatibilität zu Komponenten wie Elektromobilität). Man kauft heutzutage kein fertiges Softwareprodukt mehr, sondern arbeitet mit Subscription Based Models. Diese Zusammenarbeit vom eigenen Haus heraus zu begleiten, ermöglicht zudem eine anwendungsnahe und bedarfsgerechte Entwicklung und vernetzt die neuen Geschäftsfelder, die auf eine Energieinfrastruktur zugreifen, bereits frühzeitig mit Smart Metering.

Eine noch weitergehendere Zusammenarbeit mit Nichtnetzbetreibern findet über eine direkte Ertragsaufteilung gemäß ausgehandeltem Kooperationsvertrag und vereinbarter Aufgabenaufteilung statt. In unserem Modell fokussiert sich der Netzbetreiber auf Teile von Anschaffung, Einbau, Instandhaltung und Verwaltungsprozessen, der Rest wird über die laterale Entwicklungs- und Hosting-Partnerschaft ergänzt bzw. erweitert (vgl. Abb. 20).⁵⁸ So hilft die laterale Kooperation nicht nur dabei einen wirtschaftlichen SMGA-Betrieb zu gewährleisten, sondern diesen auch leistungsfähiger und sicherer – über die gesetzlichen Mindestanforderungen hinaus – zu gestalten bzw. in neue Bereiche zu expandieren und sich so von anderen Anbietern wettbewerbs-

lich abzugrenzen. Weiterhin kann das Unternehmen in Betracht ziehen, die Erfahrungen in Form von Softwarelösungen (soweit selbst mitentwickelt) oder Beratung an andere Netzbetreiber zu verkaufen oder generell die SMG-Administration als Fremddienstleistung anzubieten, um so für sich weitere Synergien und einen höheren Betreuungsschlüssel zu schaffen.

Abb. 20 – Aktivitätsverteilung im lateralen Kooperationsmodell exemplarisch mit einem IT-Unternehmen



Diese Form der lateralen Verstärkung ermöglicht neben der eigenständigen Durchführung der SMGA ein horizontales Wachstum über Mehrwertdienstleistungen bis hin zur bundesweit unbegrenzten Übernahme von ausgeschriebenem Grundzuständigkeiten. Die Vorteile einer festen Bindung an Technologiepartner müssen jedoch möglichen Effekten einer einseitigen Technologiefixierung gegenübergestellt werden, um Flexibilität zu erhalten und in keine „Lock-in“-Situationen zu geraten.

Eine laterale Kooperation muss nicht zwangsläufig eine exklusive Zusammenarbeit mit einem IKT-Unternehmen bedeuten. So kann auch eine Partnerschaft mit einem Automobilunternehmen Wertschöpfung erzeugen. Am nächsten am klassischen Geschäftsmodell eines Energienetzbetreibers ist der gemeinsame Aufbau eines „smarten“ Ladenetzes als Basis für neue Geschäftsfelder (Public Charging vs. vertriebsorientiertes Closed Charging für Firmenkunden).

⁵⁸ In Abbildung 20 wird die Verstärkung am Beispiel einer Kooperation mit einem IT-Unternehmen durch die schraffierten Flächen schematisch dargestellt.

Aufgrund der Marktentwicklungen in Asien und den USA zeigt sich, dass das Ziel der Bundesregierung, „bis 2020 eine Million Elektrofahrzeuge auf Deutschlands Straßen zu haben“, eher nicht aus Deutschland getrieben wird. Aufgrund der globalen Entwicklung im Bereich der Elektrifizierung der Mobilität scheint es deshalb langfristig keine Frage zu sein, ob, sondern wie man als Energieversorgungsbranche die Ladeinfrastruktur von Strom (oder auch chemischen Energiespeichern) noch selbst mitgestalten kann. Auch wird das Wachstum der Elektromobilität durch steigende Kapazitäten und fallende Produktionskosten begünstigt. Bei einem hohen Durchdringungsgrad an elektrifizierten Fahrzeugen kann der Fuhrpark als mobiler Zwischenspeicher (Vehicle-to-Grid) fungieren und ähnlich festinstallierten und großskalierten Kurzzeit-Energiespeichern volatile Einspeisepeaks puffern.

Der Smart-Meter-Rollout ermöglicht somit auch erst das komplexe Smart Grid mit dezentralen Strukturen, in welchem ein in die Energieversorgung integriertes, beliebig skalierbares Demand-Response-System (unter Orchestrierung des Netzbetreibers) etabliert werden kann.

Handlungsoption 2: Horizontale Kooperation

Grundlegend unterscheidet sich die horizontale von der lateralen Kooperation dadurch, dass die Zusammenschlüsse nicht ausschließlich auf komparativen Kostenvorteilen, sondern vorwiegend durch Skaleneffekte beim modernen Messwesen begründet sind. EDV-Ausgaben bzw. fixe Ausgaben pro Zählpunkt bezogen auf die Gateway-Administration sinken mit einer wachsenden Anzahl an Zählpunkten. Da die meisten deutschen Netzbetreiber bzw. Messstellenbetreiber eine niedrige Anzahl an Pflichteinbaufällen haben, ergeben sich für sie in diesem Feld wenig Vorteile durch Kostendegression. Somit sind Alleingänge für kleinere Netzbetreiber betriebswirtschaftlich in seltenen Fällen zielführend. Denn wie aus Bereichen der klassischen Netzführung bekannt, ist probates und durchaus erfolgreiches Mittel zur Erlössteigerung die Kostensenkung durch einen gemeinsamen Betrieb möglichst vieler Assets. Im Bereich des Netzbetriebs können beispielsweise durch Zusammenschlüsse von benachbarten Netzen Synergieeffekte durch ein schlankes Asset Management und übergreifende Netzoptimierung entstehen.

Auch seitens des Gesetzgebers scheint diese indirekte Förderung der Zusammenarbeit ein notwendiges und bewusst gewähltes Instrument zu sein, um der beste-

henden und teuren Mikro-Fragmentierung des Messwesens durch ein Entstehen weniger größerer SMGA-Konsortien entgegenzuwirken.

Jedoch lässt die Befragung im Rahmen dieser Studie weiteres Potenzial bei Kooperationen, die auf Effizienzsteigerung und Prozessoptimierung ausgerichtet sind, erkennen. Jegliche Zusammenarbeit mit einem anderen Stadtwerk, Netzbetreiber oder integrierten Energieversorgungsunternehmen ist aus Sicht der Studie eine sinnvolle horizontale Kooperation.

Entscheidend bei der Ausprägung der horizontalen Kooperation ist der Typ des Stadtwerks. Kleine Stadtwerke von Typ A oder B werden eine sog. „polyhorizontale Kooperation“ präferieren. Demgegenüber stehen sog. „oligohorizontale Kooperationen“, welche sich durch eine geringe Anzahl größerer Stadtwerke (meist vom Typ C) im Verbund charakterisieren lassen.

Durch Zusammenfassung zu größeren Einheiten können kleinere Erzeuger in Form von virtuellen Kraftwerken künftig auch über das Gateway zusammengeschaltet werden. Das ermöglicht – im Gegensatz zu konventionellen virtuellen Kraftwerken – einen Automatisierungsgrad, der zur Folge hat, dass der Aggregator über einen noch erheblicheren Größen- und Geschwindigkeitsvorteil am Markt verfügen kann. Falls man im Feld Handel bereits allein tätig ist, sollte man im Verbund diese Wertschöpfungsstufe verstärkt zusammenfassen und mit entsprechendem SMGA-Know-How aufrüsten.

Ein über das SMGW zusammengeschaltetes neues virtuelles Kraftwerk hat den Vorteil, ein multimedialer Verbund zu sein. Das heißt, dass nicht nur dezentrale Stromerzeugungs- und -verbrauchseinheiten zusammengeschaltet werden, sondern auch eine Vernetzung mit dem Gas- und Wärmenetz möglich ist. Medienübergreifende Digitalisierung eröffnet deshalb erst überhaupt eine sinnvolle Integration von Energieumwandlungskonzepten (wie Power-to-Gas) und ergänzt und optimiert damit die bestehenden Strukturen in neuen Geschäftsfeldern. Basisinvestitionen für Assets können wiederum am besten in einem horizontalen Verbund getätigt werden. Für die nach dem MsbG mit dem Smart-Meter-Rollout beauftragten Stromverteilernetzbetreiber bedeutet dies, bereits frühzeitig mit z.B. Gas- und Wärmenetzbetreibern Kontakt zu suchen.

Für EVU, die sich entschieden haben, bereits auch im medienübergreifenden Demand-Response-Management aktiv zu werden, ergeben sich hier neben Synergiepotenzialen auch die dazugehörigen Zusatzdienstleistungen und Handelsplattformen (Stichwort Energieumwandelbörsen). Politische Vorgaben könnten dazu führen, dass automatische Flexibilitätsmechanismen stattfinden, die im Falle von negativen Strompreisen an der EEX in solch einer Plattform bevorzugt chemische Speicher als regional netzdienliche Nachfrager auftreten und die Strominfrastruktur dadurch entlasten bzw. zugunsten einer netzausbauvermeidenden Optimierung des Gesamtsystems führen.

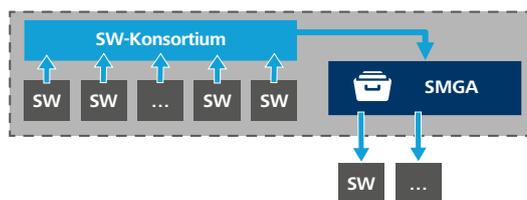
Handlungsoption 3: Polyhorizontale Kooperation Ausgangslage

Der folgende Absatz beschreibt Lösungen für ein eher kleineres de-minimis-Stadtwerk, das zumindest eigentumsrechtliche Anteile an seinem Netz hält und dieses entweder von größeren Netzservicegesellschaften betreiben lässt (trotzdem behält es nun zunächst seine Grundzuständigkeit im Sinne des MsbG) oder selbst betreibt. Das Netzgebiet ist meist ländlich oder halbstädtisch geprägt und die Zahl der Pflichteinbaufälle und vertriebllich interessanten Produktgruppen für optionale Fälle nach dem MsbG zudem niedrig.

Lösungskonzept und Synergieeffekte

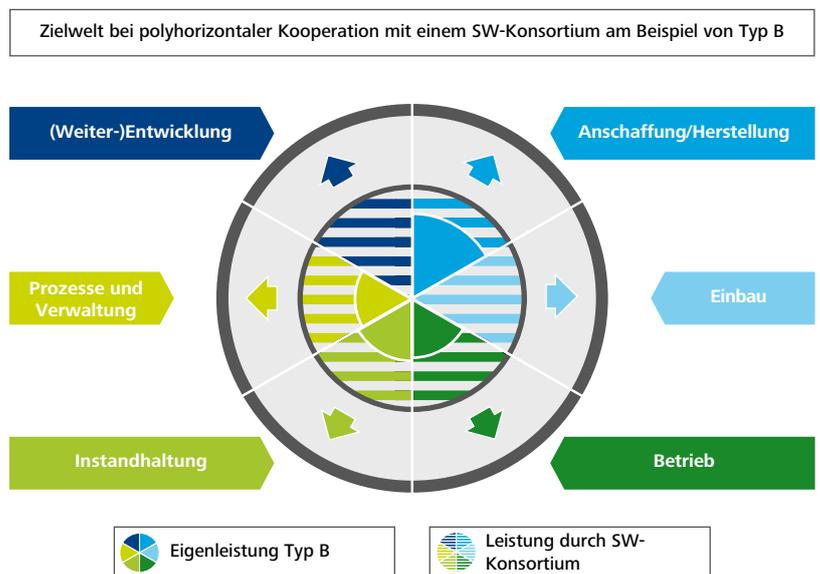
Durch die Partnerschaft mit (u.a. regional benachbarten) Stadtwerken kann eine wirtschaftlich sinnvolle Zahl an Zählpunkten für das Netzgebiet erreicht werden. Diese Form der Kooperation sieht vor, dass eine eigens gegründete Gesellschaft mit entsprechenden Anteilen der Stadtwerke die Smart-Meter-Gateway-Administration übernimmt (vgl. Abb. 21).

Abb. 21 – Polyhorizontale Kooperation



Speziell für den Typ B besteht dadurch die Möglichkeit zur Erhaltung eines Kerngeschäfts. Hinsichtlich der Wertschöpfungskette wird das Konsortium bzw. der aus gegründete Messstellenbetreiber über alle Stufen aktiv sein und die individuellen Defizite der einzelnen Netzbetreiber ausgleichen und optional um Zusatzleistungen ergänzen. Entscheidend bei diesem Kooperations-typ ist, dass die Grundzuständigkeit beim Netzbetreiber verbleibt⁵⁹ und essenzielle Aufgaben im Bereich des Einbaus und der Instandhaltung verbleiben. Somit behalten die Partner ihre regionale Bedeutung bei, auch wenn die eigentlichen SMGA-Services bei einer ausgelagerten Gesellschaft stattfinden (vgl. Abb. 22).⁶⁰

Abb. 22 – Aktivitätsaufteilung im horizontalen Kooperationsmodell mit einem Stadtwerke-konsortium



⁵⁹ Dennoch muss laut den Vorgaben des MsbG eine buchhalterische Trennung der Buchungskonten als Entflechtung des Messwesens vom Netzbetrieb erfolgen.

⁶⁰ In Abbildung 22 wird die Verstärkung am Beispiel einer Kooperation mit einem Stadtwerkekonsortium durch die schraffierten Flächen schematisch dargestellt.

Darüber hinaus können kleineren Netzbetreibern in diesem Kooperationsmodell Zusatzgeschäftsfelder durch das SW-Konsortium zur Verfügung gestellt werden, die sonst aufgrund zu hoher Anschaffungs- bzw. Entwicklungskosten für den einzelnen Betreiber zu teuer wären. Diese Art der Partnerschaft wird deswegen in Zukunft eine entscheidende Rolle spielen, da die Landschaft der grundzuständigen Messstellenbetreiber aus über 800 Unternehmen besteht.

Stadtwerkekooperationen können unterschiedlich aufgebaut und entsprechend unterschiedlich strategisch ausgerichtet sein. So wird es z.B. „solidarische“ Konsortien geben, welche auf das sog. „Cherry Picking“ verzichten und grundsätzlich alle in einem Netzgebiet vorhandenen Zählpunkte von Stadtwerken betreuen, dabei die Grundzuständigkeit den „alten“ Netzbetreibern überlassen und eine adäquate Gewinnabführung für die beteiligten Unternehmen verfolgen. Als besondere Variantenausprägungen sind hier das „Pachtmodell auf Zeit“, bei welchem eigene Aktivitäten im Bereich des Einbaus und der Instandhaltung über Rück-Dienstleistungsverträge behalten werden, bzw. die Konstellation über Gewinnabführungsverträge zu sehen. Allerdings werden diese beiden Optionen offenbar nicht über die Beteiligung an einer Gesellschaft abgewickelt. Die Cash-Flows kann man anhand der für die Rollout-Planung notwendigen Mengengerüstmodellierungen einfach für verschiedene Preisobergrenzenvarianten durchrechnen.

Vertikal integrierte Stadtwerke können sich durch das „Outsourcen“ unter Beibehaltung der Grundzuständigkeit für das moderne Messwesen auf andere Stufen der Wertschöpfungskette wie z.B. den Vertrieb von Stromverträgen in Kombination mit neuen, aus der veränderten Datengrundlage entstehenden Geschäftsfeldern fokussieren.

Ein noch nicht in dieser Studie betrachtetes Feld ist das des Smart Home. Ihm wird eine unterschiedlich hohe Bedeutung hinsichtlich zukünftiger Erträge zugesprochen. Durch Smart Home wird neben der Kontrolle verschiedener durch ein HAN (Home Area Network) verbundener Komponenten ein Energieeinsparpotenzial ermöglicht, das über die Bindung des Haushaltskunden allerdings zu einer höheren Elektrifizierung und damit Abhängigkeit des Kunden als zweites Standbein über Contractinglösungen des Versorgers führt. Die Einschätzung der Studienteilnehmer ist höchst konträr und schwankt zwischen „unnötigem Gadget“ und „ernstzunehmendem Faktor in der Bewältigung der Energiewende“. Zwar hält sich das Energieeinsparpotenzial in Grenzen, so können aber Smart-Home-Technologien einen konkreten Nutzen der Digitalisierung des Energiemarktes für Letztverbraucher aufzeigen, das Bewusstsein für den eigenen Stromverbrauch steigern und damit die Akzeptanz von Smart Grid bzw. Smart-Metering im Allgemeinen erhöhen. Eine wichtige Rolle spielt dabei die dem SMGA gehörende CLS-(Controllable-Local-System-) Schnittstelle, durch welche ein externer Dienstleister mittels einer gesicherten Kommunikationsverbindung Komponenten des Anschlussnutzers steuern kann. So kann damit die in § 14a EnWG geforderte Schaltung von unterbrechbaren Lasten im Niederspannungsnetz, wie beispielsweise bei Heizstäben oder Nachtspeichern, durchgeführt werden. Auch die bereits am Markt angebotenen Speicherboxen würden dann langfristig über das Gateway mit dem Markt kommunizieren können, da eine Infrastruktur dafür nicht mehr aufgebaut werden muss.

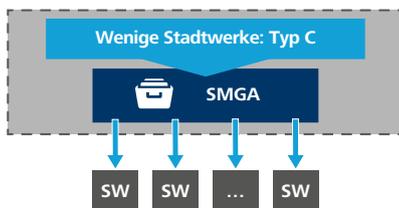
Handlungsoption 4: Oligohorizontale Kooperation
Ausgangslage

Ein mittelgroßer Netzbetreiber, vorwiegend vom Typ C bzw. mit noch höherer Zählpunktanzahl und halbstädtischer bis städtischer Versorgungsgebietsstruktur, ist sich nicht sicher, ob er als kommunaler SMGA allein auftreten soll bzw. ob er eine kritische Mindestgröße erreicht.

Lösungskonzept und Synergieeffekte

Bei einer kleineren und damit exklusiveren Gruppe als bei Option 3 – nämlich bei wenigen, mittelgroßen Stadtwerken – können attraktivere Bedingungen aufgrund einer geringeren Anzahl von Anteilshabern an der (ausgegründeten) modernen Messstellenbetriebsgesellschaft ausgehandelt und das Angebot passender zugeschnitten werden. Es können die Kosten für den gemeinsamen Aufbau eines ISMS und die Zertifizierung im Verbund damit zudem entscheidend gesenkt werden. In diesem Modell ist die Anzahl der ausgründenden Stadtwerke zwar begrenzt, schließt aber ein überregionales Angebot des gemeinsamen SMGA als Dienstleistung für nicht dem Konsortium angehörende Stadtwerke nicht aus. Gerade durch die in den nächsten Jahren hoch bleibende Nachfrage der Dienstleistung der Typen A und B (unter Beibehaltung ihrer Grundzuständigkeit) können Skaleneffekte genutzt werden (vgl. Abb. 23) und beide Seiten profitieren. Die Studienergebnisse zeigen überraschenderweise, dass vor allem diese Option derzeit intensiv von einigen Dreierkonstellationen mit unter einer Million zu betreuenden Zählpunkten geplant und bereits umgesetzt wird.

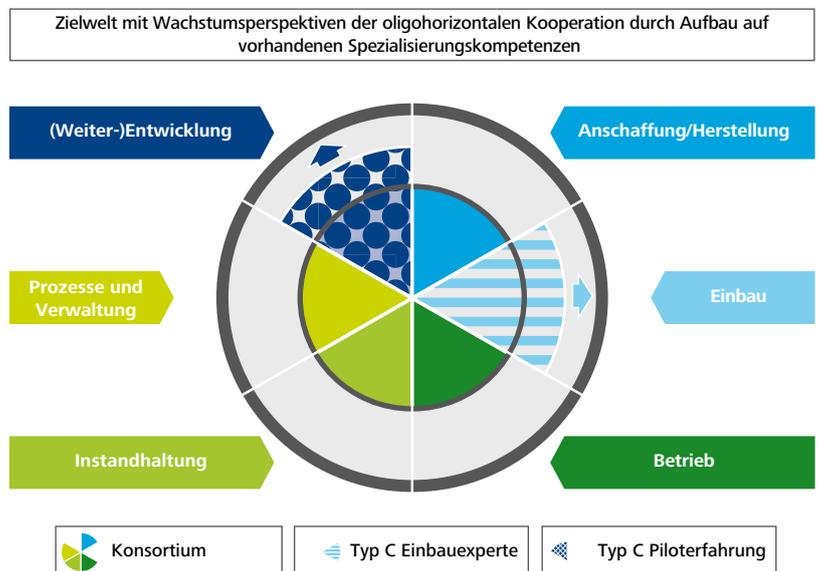
Abb. 23 – Oligohorizontale Kooperation



Die lateralen Kooperationen als Zusammenschluss von wenigen Unternehmen mit unterschiedlichen Ausgangskompetenzen und -situationen ermöglichen durch einen noch höheren Spezialisierungsgrad komparative Kostenvorteile und bilden die Basis in einer teilweisen Expansion ausgewählter Wertschöpfungsbereiche vor allem für kleinere Konsortien. Unternehmen, die bereits sehr hohe Automatisierung und Flexibilität in ihren Abrechnungsprozessen haben, können durch Kooperation mit Unternehmen, die breite Erfahrungen im Bereich der Fernauslesung und Messung haben, ihre Kompetenz in einer neuen gemeinsamen SMGA-Gesellschaft bündeln.

In Abbildung 24 ist dies für drei mittelgroße Stadtwerke an einem Beispiel dargestellt. Typ C1 hat keine herausragenden Spezialkompetenzen, allerdings ein größeres Gebiet an potenziell zu betreuenden Zählpunkten, wodurch eine kritische Mindestanzahl für das Konsortium erreicht wird. Der regional angrenzende Typ C2 (Einbauexperte) beschäftigt eigene Mitarbeiter für den Einbau von Zählern und Geräten im Rahmen von Anlagencontracting bzw. dezentralen Speicheranlagen und besitzt ein eigenes Kommunikationsunternehmen, das Glasfaseranschlüsse zur Verfügung stellt. Im Kooperationsfall würde der Einbauexperte alle Einbauten für das Konsortium durchführen. Im Gegensatz zu Typ C2 bringt Typ C3 (Piloterfahrung) bereits Erfahrung von prozessual-technischer Natur in das Konsortium ein, da

Abb. 24 – Exemplarische Aktivitätsaufteilung im oligohorizontalen Kooperationsmodell



er seit Jahren geförderte Kleinpilotprojekte durchführt. Im Kooperationsfall würde der Piloterfahrene jeglichen Entwicklungs- und Anpassungsbedarf des Konsortiums allein decken. Bei dieser Form kann der Vorteil der regionalen Nähe und Spezialisierung der Partner voll ausgespielt werden und sogar ein Wachstum nach außen stattfinden.

Die durch die Kooperation verbundene große Anzahl an Datenkunden im Smart Grid schafft ebenfalls neue Anwendungsmöglichkeiten. So kann z.B. die bisherige Nutzung von dezentralen Energiespeichern für Letztverbraucher durch die Integration dieser in den Smart Market weitergedacht werden.

Die bisherige Anwendung beschränkte sich dabei auf den unoptimierten Eigenverbrauch (also unintelligentes Laden und Entladen des Speichers ohne die informativische Anbindung an eine zentrale Steuerungseinheit). Allerdings kann die anfängliche Investition auch durch die Optimierung des gegenwärtigen Potenzials von Speichern schneller amortisiert werden. Denkbar wäre ein Vertrieb durch ein kombiniertes Angebot mit einer Photovoltaik-Anlage oder mit einem Contracting-Modell, um eine größere Durchdringung zu fördern. So wäre es möglich, viele einzelne, durch das SMGW verbundene, Batteriespeicher zu einem großen, virtuellen Energiespeichersystem zusammenzuschließen und so gezielt – vor dem Hintergrund volatiler Stromerzeugung – zentral zu steuern. Die bisher geringe Durchdringung von (elektrochemischen) Stromspeichern in deutschen Haushalten wird sich durch die integrierten Vertriebsmodelle und Bündelungsangebote dieser Variante 4 wahrscheinlich erhöhen. Die Amortisation dieser Systeme dauert derzeit für den Endkunden noch zu lange und ist daher noch zu unattraktiv. Energiespeicher könnten aber bei gleichzeitig optionalem Rollout von intelligenten Messsystemen durch die progressiven Netzbetreiberkonsortien (Typ C und D) und den extremen Preisverfall durch Gigawattfabriken zunehmende Verbreitung finden.

Fazit und Ausblick

Angesichts der derzeit zu beobachtenden Neuausrichtung des gesamten Sektors nutzen viele Energieversorgungsunternehmen und ihre Dienstleister die Gelegenheit bzw. sind aus regulatorischer oder ökonomischer Sicht sogar gezwungen, ihre Geschäftsmodelle zu überdenken und sich im Rahmen einer Reorganisation neu aufzustellen bzw. neu zu erfinden.

Der Trend von Dezentralität und Digitalisierung zwingt zu einem grundlegenden Veränderungsprozess v.a. innerhalb der Wertschöpfungsstufen Erzeugung, Transport, Verteilung, Handel und Vertrieb. In besonderer Weise betroffen sind die Energienetze, die durch die regulatorische Verpflichtung zum Smart-Meter-Rollout disruptiven Veränderungen („digitale Revolution des Messwesens“) gegenüberstehen. Aber die heutige strategische Weichenstellung der grundzuständigen Messstellen- bzw. Netzbetreiber hat nicht nur Auswirkungen auf die Profitabilität des Geschäftsbereichs Netz, sondern kann langfristig über die Tragfähigkeit von Geschäftsmodellen aus den anderen Wertschöpfungsstufen im Unternehmen entscheiden.

Bei der Entscheidungsfindung eines Netzbetreibers hinsichtlich der Aktivitäten im Umfeld von Smart Grid ist in erster Linie eine individuelle Betrachtung von netz- und unternehmensspezifischen Faktoren gefordert. Eine Typisierung, wie in der Studie vorgenommen, kann dafür die Grundlage bilden. Unter Berücksichtigung der daraus gewonnenen Informationen müssen Netzbetreiber möglichst kurzfristig mittels einer Kosten-Nutzen-Analyse die Wirtschaftlichkeit eines eigenständigen Smart-Meter-Rollout und SMGA-Betriebs bewerten. Neben der Möglichkeit, den Messstellenbetrieb und Rollout ohne Dritte zu bewältigen, haben sich im Rahmen der vorliegenden Studie auch verschiedene (teilweise integrierte) Kooperationsmodelle herauskristallisiert.

Im Fokus bei der Wahl der geeigneten Mittel und Wege steht neben dem Erreichen einer Mindestgröße, um die benötigten Investitionen und Betriebskosten pro zu betreuendem Zählpunkt zu senken (horizontale Kooperation), auch die Wahl eines geeigneten Partnerunternehmens, welches für den Smart-Meter-Rollout im Unternehmen nicht vorhandenes Know-How einbringt (laterale Kooperation). Dabei schließen sich diese beiden Handlungsoptionen nicht gegenseitig aus.

Gerade für die vielen kleinen Netzbetreiber müssen zunächst sinnvoll erscheinende Strategiepfade vor dem Hintergrund der Unternehmenswirtschaftlichkeit priorisiert werden. Deloitte bietet hierfür bereits entwickelte Tools an, die den Smart-Meter-Rollout für faktisch jede Netzgebietskonstellation und jede Unternehmensgröße dezidiert modellieren können.

Die Studie hat gezeigt, dass vor allem bei größeren (und finanzstärkeren) Netzbetreibern die Investitionen in periphere und innovative Geschäftsfelder bereits stattgefunden haben. Basis für neue Geschäftsmodelle sollte immer ein Verständnis um die Datenflüsse und Umgangsberechtigten der neuen Vorgaben sein. Nur dann kann man schnell auf – zu erwartende Gesetzesanpassungen oder Durchführungsverordnungen – reagieren und z.B. als SMGA die Update-Funktionen sicherstellen. Auch sind alle Geschäftsmodelle, die Schnittstellen mit einer Energiemengenbilanzierung bzw. nach MsbG grundsätzlich geregelten Datenkommunikation haben, darauf angewiesen, kompatibel zu sein. Wenn der Aufbau der Smart-Grid-Infrastruktur nun faktisch über die Messentgelte finanziert wird und ein hohes Sicherheitsniveau aufweist, das weltweit einzigartig ist, werden sich Parallelinfrastrukturen in Deutschland nicht profitabel betreiben und sinnvoll nutzen lassen.

Ein Aspekt, der bei der Auswertung der Fragebögen aufgefallen ist, scheint die fehlende Verbindung der (Energie-)Medien zu sein. Echte Flexibilität in der Versorgung kann nur über eine medienübergreifend gesteuerte Energiewende funktionieren.⁶¹ Das MsbG berücksichtigt bereits, dass intelligente Messsysteme medienübergreifend eingesetzt werden können. Dadurch werden entsprechende Bündelangebote für Letztverbraucher ermöglicht.

Märkte aufbauen bedeutet, Bedarfe zu erzeugen. Dies ist im Rahmen der Digitalisierung der Energiewende nur möglich, wenn man weiterhin auch an direkt angrenzenden Feldern beteiligt ist. In der Funktion des Smart-Meter-Gateway-Administrators baut man sogar genau diese Brücke selbst und ermöglicht für die anderen Unternehmensteile integrierte neue und innovative Dienstleistungen. Durch das MsbG bekommt nämlich die seit Langem bekannte Aussage „Energieeffizienz

⁶¹ Power-to-X bzw. umgekehrt. Entsprechend sehen knapp 80% der in der Studie befragten Unternehmen Synergieeffekte zwischen den Bereichen Strom und Gas bzw. immerhin 69% zwischen Strom und Wärme.

kannibalisiert den Energievertrieb“ nun einen formalen Ordnungsrahmen und es gilt, den Übergang vom „konventionellen EVU“ hin zum „Energiedienstleister“ möglichst zukunftssicher zu gestalten. Durch die Schaffung einer granularen Datengrundlage⁶² wird zudem Potenzial für eigene Start-Ups geschaffen.

Das können sich auch Netzbetreiber zum Vorteil machen und mittels eines „Corporate Accelerators“⁶³ – ähnlich wie es z.B. in anderen Branchen bereits üblich ist – neue Ideen fördern und gegebenenfalls in ihr Unternehmen eingliedern.

Denn wer Digitalisierung verstanden hat, weiß: Die Digitalisierung bestehender Prozesse ist erst der Anfang.

⁶² Gegen ein entsprechendes Entgelt und nur unter schriftlicher Einwilligung des Anschlussnutzers, vgl. § 49 Abs. 2 MsbG.

⁶³ Vgl. Deloitte Digital, „Design-Prinzipien für den Aufbau eines erfolgreichen Corporate Accelerators“.

Ihre Ansprechpartner

Für mehr Informationen

Andreas Herzig

Partner

Energy & Resources

Tel: +49 (0)711 16554 7160

aherzig@deloitte.de

Thomas Northhoff

Partner

Deloitte Legal

Tel: +49 (0)89 29036 8566

tnorthoff@deloitte.de

Ludwig Einhellig

Senior Manager

Smart Grid

Tel: +49 (0)89 29036 7683

leinhellig@deloitte.de

Dr. Andreas Gentner

Partner

Technology, Media & Telecommunications

Tel: +49 (0)711 16554 7302

agentner@deloitte.de

Autoren

Andreas Herzig, Leon Haupt, Ludwig Einhellig, Kamila Behrens, Laetitia von Mitschke-Collande, Larissa Engel, Stefan Lares, Ulrich Statz, Julian de Giuseppe, Helmut Stocker, Dr. Alexander Börsch, Egon Tuscholke

Für weitere Informationen besuchen Sie unsere Website www.deloitte.com/de

Deloitte bezieht sich auf Deloitte Touche Tohmatsu Limited („DTTL“), eine „private company limited by guarantee“ (Gesellschaft mit beschränkter Haftung nach britischem Recht), ihr Netzwerk von Mitgliedsunternehmen und ihre verbundenen Unternehmen. DTTL und jedes ihrer Mitgliedsunternehmen sind rechtlich selbstständig und unabhängig. DTTL (auch „Deloitte Global“ genannt) erbringt selbst keine Leistungen gegenüber Mandanten. Eine detailliertere Beschreibung von DTTL und ihren Mitgliedsunternehmen finden Sie auf www.deloitte.com/de/ueberUns.

Deloitte erbringt Dienstleistungen in den Bereichen Wirtschaftsprüfung, Steuerberatung, Corporate Finance und Consulting für Unternehmen und Institutionen aus allen Wirtschaftszweigen; Rechtsberatung wird in Deutschland von Deloitte Legal erbracht. Mit einem weltweiten Netzwerk von Mitgliedsgesellschaften in mehr als 150 Ländern verbindet Deloitte herausragende Kompetenz mit erstklassigen Leistungen und unterstützt Kunden bei der Lösung ihrer komplexen unternehmerischen Herausforderungen. Making an impact that matters – für mehr als 225.000 Mitarbeiter von Deloitte ist dies gemeinsames Leitbild und individueller Anspruch zugleich.

Diese Veröffentlichung enthält ausschließlich allgemeine Informationen, die nicht geeignet sind, den besonderen Umständen des Einzelfalls gerecht zu werden und ist nicht dazu bestimmt, Grundlage für wirtschaftliche oder sonstige Entscheidungen zu sein. Weder die Deloitte & Touche GmbH Wirtschaftsprüfungsgesellschaft noch Deloitte Touche Tohmatsu Limited, noch ihre Mitgliedsunternehmen oder deren verbundene Unternehmen (insgesamt das „Deloitte Netzwerk“) erbringen mittels dieser Veröffentlichung professionelle Beratungs- oder Dienstleistungen. Keines der Mitgliedsunternehmen des Deloitte Netzwerks ist verantwortlich für Verluste jedweder Art, die irgendetwas im Vertrauen auf diese Veröffentlichung erlitten hat.