

Plückebaum, Thomas; Wissner, Matthias

**Working Paper**

## Aufbau intelligenter Energiesysteme – Bandbreitenbedarf und Implikationen für Regulierung und Wettbewerb

WIK Diskussionsbeitrag, No. 372

**Provided in Cooperation with:**

WIK Wissenschaftliches Institut für Infrastruktur und Kommunikationsdienste GmbH, Bad Honnef

*Suggested Citation:* Plückebaum, Thomas; Wissner, Matthias (2013) : Aufbau intelligenter Energiesysteme – Bandbreitenbedarf und Implikationen für Regulierung und Wettbewerb, WIK Diskussionsbeitrag, No. 372, WIK Wissenschaftliches Institut für Infrastruktur und Kommunikationsdienste, Bad Honnef

This Version is available at:

<https://hdl.handle.net/10419/226985>

**Standard-Nutzungsbedingungen:**

Die Dokumente auf EconStor dürfen zu eigenen wissenschaftlichen Zwecken und zum Privatgebrauch gespeichert und kopiert werden.

Sie dürfen die Dokumente nicht für öffentliche oder kommerzielle Zwecke vervielfältigen, öffentlich ausstellen, öffentlich zugänglich machen, vertreiben oder anderweitig nutzen.

Sofern die Verfasser die Dokumente unter Open-Content-Lizenzen (insbesondere CC-Lizenzen) zur Verfügung gestellt haben sollten, gelten abweichend von diesen Nutzungsbedingungen die in der dort genannten Lizenz gewährten Nutzungsrechte.

**Terms of use:**

*Documents in EconStor may be saved and copied for your personal and scholarly purposes.*

*You are not to copy documents for public or commercial purposes, to exhibit the documents publicly, to make them publicly available on the internet, or to distribute or otherwise use the documents in public.*

*If the documents have been made available under an Open Content Licence (especially Creative Commons Licences), you may exercise further usage rights as specified in the indicated licence.*

# Aufbau intelligenter Energiesysteme - Bandbreitenbedarf und Implikationen für Regulierung und Wettbewerb

Autoren:

Thomas Plückebaum  
Matthias Wissner

März 2013

## Impressum

WIK Wissenschaftliches Institut für  
Infrastruktur und Kommunikationsdienste GmbH  
Rhöndorfer Str. 68  
53604 Bad Honnef  
Deutschland  
Tel.: +49 2224 9225-0  
Fax: +49 2224 9225-63  
E-Mail: [info@wik.org](mailto:info@wik.org)  
[www.wik.org](http://www.wik.org)

### Vertretungs- und zeichnungsberechtigte Personen

Geschäftsführerin und Direktorin	Dr. Cara Schwarz-Schilling
Direktor Abteilungsleiter Post und Logistik	Alex Kalevi Dieke
Direktor Abteilungsleiter Netze und Kosten	Dr. Thomas Plückebaum
Direktor Abteilungsleiter Regulierung und Wettbewerb	Dr. Bernd Sörries
Leiter der Verwaltung	Karl-Hubert Strüver
Vorsitzende des Aufsichtsrates	Dr. Daniela Brönstrup
Handelsregister	Amtsgericht Siegburg, HRB 7225
Steuer-Nr.	222/5751/0722
Umsatzsteueridentifikations-Nr.	DE 123 383 795

In den vom WIK herausgegebenen Diskussionsbeiträgen erscheinen in loser Folge Aufsätze und Vorträge von Mitarbeitern des Instituts sowie ausgewählte Zwischen- und Abschlussberichte von durchgeführten Forschungsprojekten. Mit der Herausgabe dieser Reihe bezweckt das WIK, über seine Tätigkeit zu informieren, Diskussionsanstöße zu geben, aber auch Anregungen von außen zu empfangen. Kritik und Kommentare sind deshalb jederzeit willkommen. Die in den verschiedenen Beiträgen zum Ausdruck kommenden Ansichten geben ausschließlich die Meinung der jeweiligen Autoren wieder. WIK behält sich alle Rechte vor. Ohne ausdrückliche schriftliche Genehmigung des WIK ist es auch nicht gestattet, das Werk oder Teile daraus in irgendeiner Form (Fotokopie, Mikrofilm oder einem anderen Verfahren) zu vervielfältigen oder unter Verwendung elektronischer Systeme zu verarbeiten oder zu verbreiten.

ISSN 1865-8997

## Inhaltsverzeichnis

<b>Tabellenverzeichnis</b>	<b>II</b>
<b>Abkürzungsverzeichnis</b>	<b>III</b>
<b>Zusammenfassung</b>	<b>V</b>
<b>Summary</b>	<b>VI</b>
<b>1 Einleitung</b>	<b>1</b>
<b>2 Anwendungsfälle und deren Bandbreitenbedarf</b>	<b>3</b>
2.1 Das Kommunikationskonzept des BSI	4
2.2 Datenübertragung zur Information des Kunden	6
2.3 Datenübertragung zur Abrechnung	10
2.4 Neue Produktangebote für Endkunden	13
2.5 Datenübertragung zur Steuerung und Regelung	15
2.6 Wartung der Netzapplikationen	19
2.7 Elektromobilität	19
2.8 Querschnittsthema Datensicherheit	21
2.9 Zusammenführung der Ergebnisse	27
<b>3 Abgleich des Bedarfs mit der bestehenden Infrastruktur</b>	<b>32</b>
<b>4 Implikationen für Regulierung und Wettbewerb</b>	<b>36</b>
4.1 Ausgangslage	36
4.2 Ökonomische und rechtliche Analyse	42
<b>5 Fazit und Ausblick</b>	<b>48</b>
<b>Literaturverzeichnis</b>	<b>50</b>
<b>6 Anhang</b>	<b>52</b>

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2-1:	Smart Meter Gateway in seiner Einsatzumgebung	4
Abbildung 2-2:	Demand-Response-Programme mit jeweiligem Zeithorizont	17
Abbildung 3-1:	Breitbandverfügbarkeit > 1 Mbit/s in Deutschland nach Gemeindeprägung	33

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 2-1:	Vergleich dezentraler und zentraler Kommunikationsarchitektur für die Kundeninformation	9
Tabelle 2-2:	Verteilung der gesamten installierten Leistung von nach EEG vergüteten Anlagen zum 31.12.2010 auf Leistungsklassen	15
Tabelle 2-3:	Anwendungsfälle	29
Tabelle 4-1:	Optionen für den dedizierten oder gemeinsamen Betrieb von Telekommunikationsnetzen im Kontext mit Smart Grids	38

## Abkürzungsverzeichnis

bit/s	Bit pro Sekunde
bne	Bundesverband Neuer Energieanbieter
BNetzA	Bundesnetzagentur
BSI	Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik
CMS Syntax	Cryptographic Message Syntax
DFÜ	Datenfernübertragung
DSL	Digital Subscriber Line
EEG	Erneuerbare Energien Gesetz
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EVU	Energieversorgungsunternehmen
GeLi Gas	Geschäftsprozesse Lieferantenwechsel Gas
GPKE	Geschäftsprozesse zur Kundenbelieferung mit Elektrizität
HAN	Home Area Network
HVT	Hauptverteiler
Hz	Hertz
ID	Identitätskennung
IKT	Informations- und Kommunikationstechnik
IP	Internet Protokoll
IP-VPN	IP- Virtuelles Privates Netz
KAV	Konzessionsabgabenverordnung
kbit/s	Kilobit pro Sekunde
KNX	Konnex, alte Bezeichnung einer Industrievereinigung zur Standardisierung einer leitergebundenen In-House-Kommunikation unter Geräten, die Abkürzung bezeichnet weiterhin den Standard selbst
kvarh	Kilo Volt Amps Reactive Hours (Blindleistung)
kWh	Kilowatt Stunde
LMN	Local Meterological Network
LTE	Long Term Evolution
Mbit/s	Mebabit pro Sekunde
MDL	Messstellendienstleister
ms	Millisekunden
MSB	Messstellenbetreiber
MDL	Messdienstleister

MW	Megawatt
OBIS	Object Identification System
PC	Personalcomputer
RLM	Registrierende Lastgangmessung
SLP	Standardlastprofil
SMGW	Smart Meter Gateway
SMS	Short Message Service
StromNZV	Stromnetzzugangsverordnung
TCP	Transmission Control Protocol
TK	Telekommunikation
TKG	Telekommunikationsgesetz
TLS	Transport Layer Security
TÜV	Technischer Überwachungsverein
UDP	User Datagram Protocol
VPN	Virtuelle Private Netze
ZigBee	Industriestandard für Kurzstrecken Funknetze (10 - 100m)

## Zusammenfassung

Im Rahmen der Energiewende entstehen neue Anforderungen an das Energiesystem. Informations- und Kommunikationstechnologien (IKT) bieten sowohl netzseitig als auch auf den Endkunden gerichtet neue Anwendungs- und Lösungsmöglichkeiten, z.B. durch die Möglichkeit zur Steuerung einzelner (dezentraler) Erzeugungsanlagen oder das Angebot zeit- und lastabhängiger Tarife. Um dies zu ermöglichen bedarf es entsprechender Telekommunikationsnetze mit ausreichender Bandbreite zur Durchleitung der Informationen.

Dieser Diskussionsbeitrag untersucht verschiedene Anwendungsfälle und schätzt den jeweiligen Bedarf an Bandbreite ab. Dies sind: die Datenübertragung zur Information des Kunden, die Datenübertragung zur Abrechnung, neue Produktangebote für den Endkunden, die Datenübertragung zur Steuerung und Regelung, die Wartung der Netzapplikationen sowie die Elektromobilität. Für alle Anwendungen wird, je nach Notwendigkeit, ein zusätzliches Datenvolumen zum Schutz der Daten kalkuliert. Es zeigt sich, dass alle abgeschätzten Werte deutlich unter dem Wert 1 Mbit/s liegen, der für eine flächendeckende Breitbandversorgung definiert wurde. Bestehende öffentliche Telekommunikationsnetze sind daher in der Lage, die erforderliche Telekommunikation für die Vorgänge innerhalb eines intelligenten Energiesystems neben dem übrigen Telekommunikationsverkehr zu übertragen. Neben organisatorischen Herausforderungen, die dabei zu lösen sind, kann man davon ausgehen, dass ein intelligentes Energiesystem bereits heute mit Rückgriff auf die bestehende Infrastruktur öffentlicher Telekommunikationsnetzes flächendeckend ausgebaut werden kann, ohne dass dazu ein flächendeckendes Glasfasernetz zur Verfügung stehen muss.

Die Bereitstellung der für Smart Grids bzw. Smart Markets benötigten TK-Infrastruktur kann auf zwei Wegen erfolgen. Jeder Akteur im Energiemarkt (Netzbetreiber, Lieferant, Messstellenbetreiber etc.) kann seine eigene Infrastruktur aufbauen (dedizierter Ansatz), oder es gibt gemeinsam mit mehreren Akteuren genutzte Netze (shared-Ansatz). Vor- und Nachteile beider Ansätze werden diskutiert.

Bei gleichzeitigem Ausbau von Strom- und TK(Glasfaser)-Infrastruktur sinken die Infrastrukturkosten für beide Infrastrukturbetreiber. Der Aufbau von Glasfasernetzen für die Telekommunikation wird daher attraktiver, Teile der Infrastrukturkosten werden durch das Stromnetz getragen und umgekehrt. Eine Quersubventionierung könnte dadurch entstehen, dass Glasfasern für den Betrieb des Stromnetzes ausgebaut werden, für die keine Notwendigkeit besteht, nur um ein preiswertes Telekommunikationsnetz mit auszubauen. Die Regelungen im § 7 TKG (Strukturelle Separierung) sind allerdings sehr weitgehend und scheinen geeignet, Quersubventionierung wirksam zu unterbinden. Handlungsbedarf besteht an dieser Stelle daher nicht.



## Summary

In the course of the German energy transition („Energiewende“) new requirements regarding the whole energy system occur. Information and Communication Technologies (ICT) offer new applications and solutions aimed at the (power) grid and at end users. For example, they make possible the control of single (decentralized) generation units or the offering of time-of-use tariffs. To enable these services it needs telecommunication grids with sufficient bandwidth to deliver the necessary information. This discussion paper analyses different use cases and assesses the correlative need of bandwidth. The analysed use cases are: data transfer for customer information, data transfer for billing, new products for end users, data transfer for control and governing, software update service and electromobility. For all cases we calculate, if necessary, additional data volumes for the purpose of data protection. It turns out that all assessed values are significantly lower than the value of 1 Mbit/s that was defined for a full broadband coverage.

The access to end users in Smart Grids /Smart Markets in terms of telecommunication is therefore not a bottleneck already today. Existing public telecommunication networks are capable to transfer necessary data streams of smart energy systems along with the residual telecommunication traffic. Besides organizational challenges that have to be solved one can assume that already today a smart energy system may be implemented area-wide through the use of the existing infrastructure of public telecommunication networks without necessarily using an area-wide fiber network.

The provision of telecommunication infrastructure for Smart Grid / Smart Markets may happen in two different ways in principle. On the one hand one can think of every actor in the energy system (grid operator, supplier, meter operator etc.) building up its own infrastructure (dedicated approach), on the other hand there may be networks used by multiple actors (shared approach). Both approaches bring along advantages and disadvantages.

Simultaneous extension of power and telecommunication (fibre) infrastructure with cost sharing leads to cost savings for both infrastructure operators, because bigger elements of the ground (for example pipe puller for cable) may be installed with lower costs per unit than smaller ones. The build-up of fibre cable for telecommunication is getting more attractive because power grid operators burden some parts of the costs. (The same is true for power grids the other way round.) Cross-subsidisation may arise if fibre cables are build –up for the power grid (although not necessarily needed) just to build up an inexpensive telecommunication network. However, regulations in §7 of the German telecommunication law (“TKG”) (structural separation) are far reaching and seem appropriate to prevent cross-subsidisation effectively. Therefore there is no need for action concerning this potential problem.

## 1 Einleitung

Die heutigen Energiesysteme stehen vor einem großen strukturellen Wandel. Immer stärker drängt Strom aus erneuerbare Energien in das Netz, darunter ein Großteil aus Wind- und Photovoltaikanlagen, deren Einspeisung (wetter- und tageszeitabhängig bedingt) fluktuierend erfolgt und somit schwieriger prognostizierbar ist als bei fossilen Erzeugungsformen, Biogas oder der Kernkraft. Gleichzeitig ist ein Trend zur Dezentralisierung, d.h. kleinteiligen und verbrauchsnahe Erzeugung festzustellen. Dies bringt neue Herausforderungen für das gesamte Energiesystem mit sich. In erster Linie stellt sich für die Netzbetreiber das Netzmanagement als komplexeres Problem dar, als dies in der Vergangenheit der Fall war. Die Netzstabilität bei einer signifikant höheren Anzahl an Einspeisern zu gewährleisten ist in zunehmendem Maße nur noch durch den Einsatz von Informations- und Telekommunikationstechnologien (IKT) möglich. Dazu können auch intelligente Stromzähler (Smart Meter) gehören, die neben der Erleichterung netzspezifischer Anforderungen auch Vorteile für die Endkunden mit sich bringen können. So erleichtern diese z.B. den Abrechnungsprozess oder den Lieferantenwechsel bzw. können durch detailliertere Messung den Stromverbrauch für den Kunden transparenter machen. Entsprechende Geschäftsmodelle, bei denen intelligente Zähler und die damit verbundenen Zusatzdienstleistungen im Paket mit der eigentlichen Energielieferung angeboten werden, existieren bereits. Im Kontext eines Netzstabilitätsmanagements können im Fall von lokaler Überproduktion des Stromangebotes durch dezentrale Photovoltaikanlagen ggf. Verbraucher zugeschaltet werden, bevor es zu gezielten Abschaltungen einzelner oder auch mehrerer Erzeugungsanlagen kommen muss. Ein weiteres zukünftiges Geschäftsfeld stellt die Elektromobilität dar. Auch für deren Einführung ist der Einsatz von IKT zu Steuerungs- und Abrechnungszwecken unerlässlich.

Für alle genannten Bereiche ist eine schnelle und sichere Datenübertragung eine notwendige Voraussetzung zur Realisierung eines intelligenten Energiesystems. Die einzelnen Anwendungsfälle unterscheiden sich dabei hinsichtlich ihres Datenvolumens, der Priorität der Datenübertragung und der Häufigkeit der Übertragungen. Es stellt sich daher die Frage, wie die Telekommunikationsnetze insbesondere bezüglich ihrer Bandbreite und Verfügbarkeit ausgelegt sein müssen, um den Anforderungen eines reibungslos funktionierenden intelligenten Energiesystems zu genügen. Hierfür ist insbesondere das Verhalten in der Busy Hour des zugrundeliegenden Telekommunikationsnetzes maßgebend.

Diese Studie leitet für die derzeit diskutierten unterschiedlichen Anwendungsfälle im intelligenten Energiesystem mögliche Kommunikationsprofile, Volumina und andere Anforderungen an das zugrunde liegende Netz ab und beurteilt die prinzipielle Eignung existierender Breitbandnetze. Daraus abgeleitet bestimmt sie den potenziellen Bedarf an neuen Breitbandnetzen (Glasfaser, Funk, Kabel-TV). Damit kann eine wesentliche Frage, inwieweit ein zunehmend intelligenteres Energiesystem gleichzeitig das Ausrol-

len von Breitbandnetzen durch die Energieversorger bedingt, durch diese Studie beantwortet werden.

Zunächst werden mögliche Anwendungsfälle des intelligenten Energiesystems, die eine Kommunikation mit den Zählern benötigen, abgeleitet und bzgl. ihres Kommunikationsbedarfes analysiert und klassifiziert. Anschließend werden die Kommunikationsbedarfe bzgl. ihres Profils, der Häufigkeit des Kommunikationsvorganges, der kommunizierten Volumina und der Anforderungen an die Qualität der Datenübertragung analysiert und in Gruppen zusammengefasst. Und schließlich werden die existierenden Kommunikationsnetze auf ihre Eignung auch für zukünftige Entwicklungen in der Zählerkommunikation untersucht und ggf. darüber hinaus gehende Anforderungen definiert.

Abschließend wird beurteilt, inwieweit gegebenenfalls nicht erfüllte Anforderungen an die existierenden Telekommunikationsnetze den Ausbau von Breitbandanschlussnetzen durch die Energieversorger rechtfertigen. In diesem Abschnitt wird zudem die eventuelle regulatorische Behandlung der Netzneubauten (Breitbandnetze) diskutiert. Dies ist vor dem Spannungsfeld der Finanzierbarkeit zukunftsgerichteter Netzstrukturen einerseits und der Verhinderung des Aufbaus neuer lokaler Breitbandmonopolstrukturen aus Stromnetzerlösen andererseits besonders bedeutsam.

## 2 Anwendungsfälle und deren Bandbreitenbedarf

In diesem Abschnitt werden die derzeit wichtigsten Anwendungsfälle in einem intelligenten Energiesystem aufgezeigt, durch die Daten generiert werden, welche wiederum in unterschiedlicher Häufigkeit an verschiedene Akteure kommuniziert werden.<sup>1</sup> Dabei steht die jeweils benötigte Bandbreite im Mittelpunkt der Betrachtung. Weitere Bewertungskategorien sind die Frage zentraler oder dezentraler Kommunikationsarchitekturen<sup>2</sup> sowie die Latenz, d.h. die mittleren Verzögerungen, mit denen die Daten übertragen werden und die die Eignung eines Netzes für eine Steuerung in Echtzeit beschreibt.

Die hier dargestellten Anwendungsfälle beziehen sich zunächst auf das Verhältnis des Endkunden zu einem dritten Akteur (Lieferant, Netzbetreiber, Messstellenbetreiber etc.). Die Weiterleitung von Primärdaten (z.B. vom (unabhängigen) Messstellenbetreiber zum Netzbetreiber zur Abrechnung der Netznutzungsentgelte oder der Bilanzkreisabrechnung) spielen bei der Betrachtung zunächst keine Rolle, da hier auf den Bandbreitenbedarf beim Endkunden und seiner Kommunikation aus dem Haus heraus in ein Weitverkehrsnetz (WAN: Wide Area Network) fokussiert wird. Es werden die folgenden Anwendungsfälle in den sich anschließenden Abschnitten diskutiert:

- Datenübertragung zur Information des Kunden
- Datenübertragung zur Abrechnung
- Neue Produktangebote für den Endkunden
- Datenübertragung zur Steuerung und Regelung
- Wartung der Netzapplikationen
- Elektromobilität

Zuvor wird das sich derzeit in der Diskussion und Entwicklung befindende Kommunikationskonzept des Bundesamtes für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) kurz vorgestellt. Im Anschluss an die Vorstellung der Anwendungsfälle gehen wir auf die Aspekte der Datensicherheit ein. Abschließend ergänzen wir die Nutzdaten volumina aus den Anwendungsfällen um die Protokolloverheads der Kommunikationsprotokolle einschließlich der vom BSI geforderten Verschlüsselung und fassen die Ergebnisse dieses Kapitels zusammen.

---

<sup>1</sup> Naturgemäß können in diesem Diskussionsbeitrag nicht sämtliche Anwendungsfälle erfasst werden. Die hier behandelten Fälle wurden auf einem Workshop mit Vertretern der TK- und Energieindustrie sowie der BNetzA als die derzeit wichtigsten identifiziert.

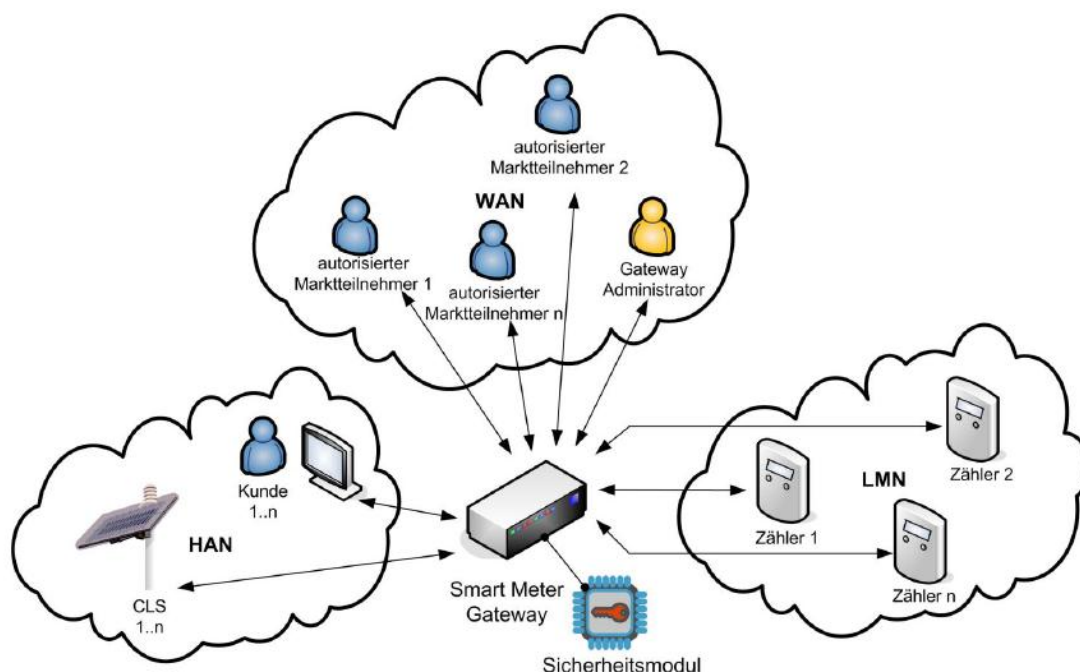
<sup>2</sup> Zentrale Kommunikationsarchitekturen zeichnen sich durch eine hohe Frequenz der Datenübermittlung an eine zentrale Stelle aus während bei dezentralen Architekturen z.B. Daten zunächst lokal gespeichert und dann in größeren Zeitabständen (aggregiert) übertragen werden.

## 2.1 Das Kommunikationskonzept des BSI

Derzeit wird unter Federführung des BSI an einem einheitlichen technischen Sicherheitsstandard für alle Marktakteure gearbeitet. Diese Arbeiten münden in der Technischen Richtlinie BSI TR-03109<sup>3</sup> und deren Unterrichtlinien und sind noch nicht abgeschlossen. Dennoch stehen einige Grundrahmenbedingungen fest.

Das Messsystem<sup>4</sup> verfügt über eine Kommunikationseinheit, die Smart Meter Gateway (SMGW) genannt wird. Grundsätzlich ist es möglich, mehrere Zähler über ein Local Meterological Network (LMN) mit dem SMGW zu verbinden. Dies können auch Zähler für andere Zwecke als Strom (z.B für Gas, Wasser, Wärme, ...) sein. Zudem bietet das SMGW eine Kommunikationsschnittstelle zu Geräten im Haushalt in Form eines Home Area Networks (HAN) an, über das steuerbare Energieverbraucher oder -erzeuger angesprochen werden können oder auch die Anzeigeeinheiten angesteuert werden, die zur Darstellung des Verbrauches oder der Kosten benötigt werden. Vorstellbar sind auch andere Anwendungen z.B. aus dem Bereich des E-Health, z.B. Patientenüberwachung/ -monitoring.

Abbildung 2-1: Smart Meter Gateway in seiner Einsatzumgebung



Quelle: Technische Richtlinie BSI-TR\_03109-1 Anforderungen an die Interoperabilität der Kommunikationseinheit eines intelligenten Messsystems, Version 0.50 vom 25.5.2012

<sup>3</sup> Hier zugrunde gelegt die Version 0.50 vom 25.5.2012

<sup>4</sup> Ein Messsystem ist eine in ein Kommunikationsnetz eingebundene Messeinrichtung zur Erfassung elektrischer Energie, das den tatsächlichen Energieverbrauch und die tatsächliche Nutzungszeit widerspiegelt. Vgl. EnWG § 21d (1).

Das Smart Meter Gateway bedient zudem eine oder mehrere Schnittstellen für die Kommunikation aus dem Gebäude heraus zu den verschiedenen Marktteilnehmern. Dies sind vor allem der Netzbetreiber, der Lieferant und der Messstellenbetreiber/Messdienstleister. Die technische Richtlinie sieht hier auch noch Teilnehmer anderer Märkte vor.

Zudem wird die Rolle des Gateway Administrators definiert, der als vertrauenswürdige Instanz insbesondere die Einrichtung des Gateways und das Laden der Schlüssel für die Kodierung und die Pflege der Software auf dem Gateway verantwortet. Zudem muss er sogenannte Wake-Up Calls von anderen Marktteilnehmern signieren und an das SMGW weiterleiten, weil als Bestandteil des Sicherheitskonzeptes die Marktteilnehmer oder andere das SMGW nicht selbst unmittelbar ansprechen und eine Kommunikation initiieren können, sondern dies immer vom SMGW aus geschehen muss<sup>5</sup>. Für diesen Zweck müssen feste Kommunikationsprofile<sup>6</sup> für jeden Letztverbraucher (Anschlussnutzer) durch den Gateway Administrator definiert und bei ihm und im Gateway hinterlegt werden. Die Rolle des Gateway Administrators ist zwar nicht festgelegt, liegt aber nach unserer Einschätzung typischerweise beim Messstellenbetreiber (MSB)/Messstellendienstleister (MDL) und räumt ihm eine Schlüsselposition und eine Monopolstellung bzgl. des Betriebs und der Kommunikation im intelligenten Stromnetz und ggf. auch darüber hinaus (Teilnehmer anderer Märkte) ein.

Dem MSB obliegt zudem die Aufgabe der Pseudonymisierung von Messdaten, die an einen Marktteilnehmer weitergegeben werden sollen, aber keine Rückschlüsse auf den Absender zulassen sollen. Dies ist z.B. für die Bildung eines Lastprofils über ein Netzsegment sinnvoll, für das die Identifizierung der einzelnen Messstellen nicht erforderlich ist, sondern nur die Identifizierung des Netzsegmentes. Hierfür ersetzt das SMGW die Zähler-ID durch ein Pseudonym und der MSB die SMGW-ID durch eine eindeutige Kennzeichnung des Netzsegmentes.

Das Gateway kommuniziert grundsätzlich in drei Richtungen: Mit den autorisierten Marktteilnehmern, den Kunden bzw. dem HAN und den Zählern (vgl. Abbildung 2-1). Im Folgenden wird ausschließlich der Bandbreitenbedarf für die Kommunikation mit den Marktteilnehmern abgeschätzt, denn die anderen Kommunikationsbeziehungen bewegen sich innerhalb des Gebäudes.

Für die Kommunikation des Gateways mit den Marktteilnehmern lassen sich zwei Fälle unterscheiden.

---

<sup>5</sup> Anstelle des Wake-Up Calls ist alternativ auch ein regelmäßiges Polling des Gateway Administrators angedacht, bei dem das SMGW abfragt, ob ein Verbindungswunsch zu ihm besteht.

<sup>6</sup> Diese können nicht nur die Adressen der möglichen bzw. zugelassenen Kommunikationspartner und deren Schlüssel beinhalten, sondern auch die Uhrzeiten, zu denen das SMGW Daten an diese absenden soll.

1. Das Gateway kommuniziert ausschließlich mit dem Messstellenbetreiber/ Netzbetreiber, der dann das Verzweigen zu den verschiedenen Marktteilnehmern übernimmt, oder
2. das Gateway kommuniziert mit den Marktteilnehmern unmittelbar in Rahmen der Ihnen obliegenden Rollen.

Im ersten Fall lassen sich ggf. Informationen für zwei Marktteilnehmer in einer Nachricht zusammenfassen (z.B. die Zählerstandsablesung), so dass diese Kommunikationsform insgesamt eher ein geringeres Kommunikationsvolumen hat als die zweite Variante. Zur Abschätzung des kommunizierten Datenvolumens nach oben legen wir daher in den weiteren Untersuchungen die zweite Variante zugrunde.

Abweichend von der in der technischen Richtlinie des BSI vordefinierten Kommunikationsarchitektur betrachten wir auch die Option, dass der Lieferant für seine Angebote oder seine Darstellung von Verbrauch und Kosten seinen Kunden einen Webzugriff auf seiner Homepage von den Kunden-PCs aus ermöglicht, ohne den Weg über das SMGW und dessen beschränkte Darstellungsmöglichkeiten zu wählen. Das schließt nicht aus, dass auch diese Kommunikation über gesicherte Protokolle erfolgt, wie dies auch bei der Kommunikation über das SMGW verpflichtend vorgesehen ist.

Die nachfolgend aufgeführten Nutzdaten werden zunächst einmal netto ermittelt und beinhalten den zusätzlichen Overhead für gesicherte Protokolle noch nicht. Dieser wird erst im Anschluss an die Untersuchungen zusammen mit dem Protokolloverhead der übrigen Telekommunikation aufgeschlagen.

## 2.2 Datenübertragung zur Information des Kunden

Der erste Anwendungsfall betrifft die Information des Kunden. Die Forderung des Artikel 13 der europäischen Richtlinie über Endenergieeffizienz und Energiedienstleistungen ist in § 21c und 21d EnWG umgesetzt. Dort wird vom Messstellenbetreiber gefordert unter bestimmten Voraussetzungen<sup>7</sup> ein Messsystem einzubauen, das den „tatsächlichen Energieverbrauch und die tatsächliche Nutzungszeit widerspiegelt“. Die Anzeige des Verbrauchs und der Nutzungszeit kann auf unterschiedliche Weise geschehen, z.B. über ein Display am Smart Meter selbst, das die jeweiligen Werte anzeigt. Letzteres kann aber nur ein Mindeststandard sein, denn es ist nicht davon auszugehen, dass der Smart Meter selbst einen hohen Darstellungskomfort haben wird.

---

<sup>7</sup> Diese sind: Gebäude, die neu an das Energieversorgungsnetz angeschlossen werden oder einer größeren Renovierung im Sinne der Richtlinie 2002/91/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 16. Dezember 2002 über die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden (ABl. L 1 vom 4.1.2003, S. 65) unterzogen werden, Letztverbraucher mit einem Jahresverbrauch größer 6 000 Kilowattstunden und Anlagenbetreiber nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz oder dem Kraft-Wärme-Koppelungsgesetz bei Neuanlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 7 Kilowatt sowie alle übrigen Gebäude, soweit dies technisch möglich und wirtschaftlich vertretbar ist.



Darüber hinaus ist eine In-House-Übertragung der Daten vom intelligenten Zähler bzw. dessen Kommunikationseinheit in Echtzeit an ein Display oder auf den PC in der Wohnung des Endkunden denkbar, auf dem die Daten dann dargestellt werden. Hierzu ist zusätzlicher Bandbreitenbedarf nur lokal im Inhouse-Bereich notwendig.

Alternativ zu dieser begrenzten Form der Darstellung der Verbrauchswerte und Nutzungszeiten, die dezentral am Kundenstandort generiert wird, ist aber auch eine zentrale Bereitstellung der geforderten Daten vorstellbar, die für die Kommunikation zwischen Lieferant und Endkunde ihre Vorteile hat. Wir unterscheiden daher im Folgenden zwischen der zuvor beschriebenen dezentralen und der nachfolgend beschriebenen zentralen Kommunikationsarchitektur für die Information des Kunden.

Bei einer zentralen Kommunikationsarchitektur werden die Informationen an einen Marktakteur übertragen, der die Daten zentral aufbereitet und über ein Web-Portal dem Nutzer zur Verfügung stellt (dieses wird in aller Regel der Lieferant sein). Dann können die Daten dem Nutzer auf dem eigenen PC angezeigt werden<sup>8</sup>. Eine Variante der zentralen Kommunikation ist die Abfrage bzw. Benachrichtigung per SMS, die allerdings nur geringe, für Verbrauch und Nutzungszeit jedoch ausreichende Informationsmengen übertragen kann. Hierfür wäre ein Mobiltelefonnetz oder ein Telefonfestnetz ausreichend. Die Daten könnten dann auch auf einem mobilen Endgerät alphanumerisch oder im Falle eines Smartphones auch graphisch dargestellt werden.

#### *Tarifinformation*

Bei einer dezentralen Kommunikationsarchitektur muss das Gateway, wenn es denn auch eine Entgeltbewertung vornehmen soll, zudem mit dem aktuell gültigen Tarifmodell des Lieferanten vorgerüstet sein, um den aufgelaufenen Betrag oder den Betrag in einem bestimmten Zeitintervall darstellen zu können. Dies setzt eine regelmäßige Kommunikation diesbezüglich mit dem Lieferanten voraus, die typischerweise keinen strengen Echtzeitbedingungen unterworfen ist, aber einem standardisierten Protokoll genügen muss, dass eine Verständigung (Interpretation) zwischen dem Lieferanten und dem Gateway ermöglicht. (Die Darstellung der Tarifinformation durch den Lieferanten muss derart standardisiert sein, dass sie von jedem Endgerät, das den Standards genügt, mit den Verbrauchsinformationen zu einer richtigen Entgeltinformation für den Kunden verarbeitet werden kann.)

Bei einer zentralen Kommunikationsarchitektur greift der Kunde auf Systeme des Lieferanten zu, die ihm aktuell Verbrauchs- und Nutzungszeitinformationen im Layout der Lieferanten nach den gerade gültigen Tarifen oder auch als Simulationsrechnungen nach anderen Tarifen darstellt. Der PC des Kunden muss nur Standard Web-Seiten darstellen können, auch zugeschnittene und in der Größe und im Umfang reduzierte Darstellungen für Smartphones sind einfach realisierbar. Letztlich sind Art und Weise der Darstellung in der zentralen Kommunikationsarchitektur nur auf den Systemen der

---

<sup>8</sup> Die Kommunikation Kunden-PC - Marktakteur kann über das Smart Meter Gateway oder über das öffentliche Internet erfolgen (s..Abschnitt 2.1)



Lieferanten anzupassen, in der dezentralen Kommunikationsarchitektur bei Lieferanten und den Endkunden. Vorstellbar ist auch, dass ein Kunde von mehreren Lieferanten am selben Tag beliefert wird<sup>9</sup> und sich bei der zentralen Kommunikationsarchitektur jeweils auf den Systemen der Lieferanten einloggen kann, während bei einer dezentralen Kommunikationsarchitektur diese Überlappung auf den Endgeräten umgesetzt werden muss, was die Anwendungen dort erheblich komplexer macht und dann zu Problemen führen kann, wenn die Lieferanten unterschiedliche Release-Stände des Tarif-Kommunikationsprotokolls unterstützen.

In einer ersten vergleichenden Bewertung erfordert die zentrale Kommunikationsarchitektur zwar höhere Bandbreiten zur Kommunikation über das Gebäude hinaus, erhöht aber die Freiheitsgrade zur Darstellung und Verarbeitung von Verbrauchs- und Nutzerinformationen und reduziert die Komplexität der administrativen und technischen Synchronisierung von zentralen und dezentralen Informationen und deren Verarbeitung. Die Standardisierung eines Tarif-Kommunikationsprotokolls erscheint dann nicht erforderlich. Dies gilt umso mehr, wenn kurzfristig neue Tarifangebote den Kunden angeboten werden sollen (vgl. Abschnitt 2.4.1).

### *Datenschutz*

Auch Aspekte des Datenschutzes spielen bei der Bewertung eine Rolle. Bei der dezentralen Kommunikationsarchitektur werden viele detaillierte Nutzungsinformationen nur dezentral in den Systemen des Endkunden gesammelt und erstellt. Zentral erfasst werden müssen nur die abrechnungsrelevanten Verbrauchsinformationen. Zentral liegen damit weniger nutzungsverhaltensspezifische Informationen vor. Der Datenschutz ist prinzipiell weniger in Gefahr, als dies bei einer zentralen Kommunikationsarchitektur der Fall sein kann.

Grundsätzlich kann davon ausgegangen werden, dass sowohl der Netzbetreiber als auch Lieferant daran interessiert sind, möglichst viel über das Nutzungsverhalten der Verbraucher zu erfahren und zu extrapolieren, um die Netzstabilität verlässlicher planen zu können und dem Kunden individuelle Angebote zu unterbreiten. Im Sinne des Datenschutzes sollten jedem Akteur lediglich die Daten zur Verfügung gestellt werden, die er benötigt, um sein originäres Geschäft betreiben zu können. Die Ausstattung mit einem „Zuviel“ an Daten hingegen würde die Gefahr von Missbrauch bergen.<sup>10</sup>

Datenschutz umfasst nicht nur die Aspekte zum potentiellen Missbrauch von Daten, sondern auch den Schutz vor Datenverlust. Dieser ist typischerweise an zentralen, professionell betriebenen Stellen besser und preiswerter zu organisieren als dezentral.

---

<sup>9</sup> Diese Option ist bisher in der Realität allerdings noch nicht umgesetzt. „Der Lieferantenwechsel ist [...] untermonatlich zu jedem beliebigen Tag möglich. Dabei dürfen zwischen Eingang der Anmeldung des Neulieferanten beim Netzbetreiber und Aufnahme der Belieferung nur maximal 10 Werktage liegen. Damit ist sichergestellt, dass selbst im denkbar „längsten“ Fall (alle Weihnachtsfeiertage liegen auf Werktagen nach GPKE bzw. GeLi Gas) drei Wochen nicht überschritten werden. In der ganz überwiegenden Zahl der Fälle ist der Wechsel also in deutlich weniger als drei Wochen (meistens in knapp über zwei Wochen) umzusetzen.“ (Eder, vom Wege, Sösemann 2011).

<sup>10</sup> Vgl. § 21g EnWG.

Wenn die Sicherung der dezentralen Daten über ein Netz an zentralen Stellen organisiert wird (z.B. in einer Cloud), erhöht sich auch hier die Bandbreite (für weniger zeitkritischen Verkehr) und die Datensicherheit bzgl. Datenmissbrauch sinkt (siehe dazu auch Abschnitt 2.8).

*Bewertung des zentralen und dezentralen Ansatzes zur Kundeninformation*

In Anbetracht der zuvor aufgeführten Argumente, die in Tabelle 2-1 zusammengefasst sind, spricht vieles für die Umsetzung einer zentralen Kommunikationsarchitektur für die Kundeninformation. Im Folgenden schätzen wir daher nur den höheren Kommunikationsbedarf für die zentrale Kommunikationsarchitektur ab, die eine Abschätzung nach oben darstellt.

Tabelle 2-1: Vergleich dezentraler und zentraler Kommunikationsarchitektur für die Kundeninformation

Aspekt	zentrale Kommunikationsarchitektur	dezentrale Kommunikationsarchitektur
Bandbreite zum Gebäude	höher	geringer
Administrationsaufwand Tarife	gering	hoch
Tarif-Kommunikationsprotokoll	nein	ja
Multi-Lieferanten Option*	einfach	schwieriger
Freiheitsgrade der Innovation	höher	geringer
Datensicherheit (unberechtigter Zugriff)	latent geringer	höher
Schutz vor Datenverlust	einfach zu implementieren	schwieriger zu implementieren, teurer

\* derzeit noch nicht umgesetzt, siehe Fußnote 9.

Intelligente Stromzähler (Smart Meter) ermöglichen sehr kurze Ableseintervalle, bis hin zu einer jederzeitig möglichen Anzeige des aktuellen Verbrauchs- und Rechnungsstands. Dies kann beispielsweise der Verbrauch für die letzte vergangene Minute, die letzten 24 Stunden, die letzte Woche oder der Verbrauch seit der letzten Abrechnung sein. Die Frequenz, mit der Verbrauchsdaten und Nutzungszeiten dem Kunden gegenüber in aktueller Form dargestellt werden müssen, bestimmt die benötigte Bandbreite für den einzelnen Kunden in erheblichen Ausmaß mit. Wir schätzen das Datenvolumen je Update der Kundeninformation auf 10 - 50 KByte brutto (incl. Protokolloverhead) für eine Bildschirmseite<sup>11</sup>.

<sup>11</sup> Das Kommunikationsvolumen bezieht sich auf die Kommunikation zwischen Endkunde und zentraler Stelle (Lieferant) und ist invariant gegenüber der direkten Kommunikation im Internet oder über ein Smart Meter Gateway (vgl. Fußnote 8), und auch unabhängig davon, ob dieses mehrere Wohneinheiten oder nur eine bedient.

## 2.3 Datenübertragung zur Abrechnung

Abrechnungsdatenerfassung erfolgt in Energienetzen an zwei Stellen, beim Verbraucher einerseits und beim Erzeuger andererseits. Wir trennen daher in der nachfolgenden Beschreibung diese beiden Erfassungsarten. Die Zahl der Erzeuger und die Anzahl der Standorte, an denen Strom erzeugt wird, haben sich in den vergangenen Jahren drastisch erhöht. Bei den Verbrauchern kann man überschlägig von ca. 42 Mio. Haushalten in Deutschland ausgehen, zu denen ca. 8-10% gewerbliche Abnahmestellen hinzu kommen. Die Anzahl der Erzeuger, die aus Großkraftwerken, aber weit überwiegend aus dezentralen Kraftwerken auf der Mittel- und Niederspannungsebene Energie einspeisen schätzen wir derzeit auf mehr als 1 Mio. Die Zahl der letzteren Erzeugungsstellen wird voraussichtlich noch deutlich zunehmen, allerdings wird sich der Zuwachs durch die eingezogene Deckelung von 52.000 MW bei der Fotovoltaikförderung und perspektivisch sinkende EEG-Fördersätze wohl verlangsamen.

### 2.3.1 Verbrauchsabrechnung

Der Kunde erhält derzeit im Regelfall eine Abrechnung im Jahresturnus.<sup>12</sup> Nach § 40 (3) EnWG sind Lieferanten verpflichtet, Letztverbrauchern eine monatliche, vierteljährliche oder halbjährliche Abrechnung anzubieten. Letztverbrauchern, deren Verbrauchswerte über einen Smart Meter ausgelesen werden, ist eine monatliche Verbrauchsinformation, die auch die Kosten widerspiegelt, kostenfrei bereitzustellen. Wie das Beispiel Schweden zeigt, ist eine monatliche Abrechnung in effizienter Weise nur durch den Einsatz fernauslesbarer Zähler zu erreichen.<sup>13</sup> Während einfache Zählerstände ggf. noch durch den Kunden eingetragen und über Extrapolationen verifiziert werden können, gilt dies für komplexere Abrechnungen auf Basis von Lastgangmessungen und differenzierten Tarifmodellen sicher nicht mehr. Sowohl der Aufwand als auch die Fehlergefahr bei manueller Erfassung und Übertragung sind hoch. Auch Kontrollen sind aufgrund fehlender Erfahrungswerte und der hohen Detailtiefe über Extrapolation mit hoher Unsicherheit behaftet.

Ein weiteres Ereignis, das die Notwendigkeit der Abrechnung auslöst, ist der Lieferantenwechsel. Im Jahr 2009 wechselten im Strombereich rund 2,2 Mio. Haushalte ihren Lieferanten<sup>14</sup> und sorgten somit für einen (relativ geringen) zusätzlichen Daten- und Kommunikationsaufwand.

Die zu übermittelnden Informationen stammen derzeit im Wesentlichen von Messstellen auf Basis von Standardlastprofilen (**SLP-Messstellen**):<sup>15</sup>

Marktpartneridentifikation; Zählpunktbezeichnung; Vollständige Zähler-/Geräte-Nummer (Geräte-ID); Anzahl Zählwerke; Anzahl der Stellen je Zählwerk; Datum der Zähler-

---

<sup>12</sup> BNetzA (2010).

<sup>13</sup> Wissner und Growitsch (2010).

<sup>14</sup> BNetzA (2010).

<sup>15</sup> VDE (2010).

standsermittlung (Zeitstempel); Art der Zählerstandsermittlung; Zählerstände mit OBIS-Kennzahlen<sup>16</sup>; Statusinformation und Zählwerkskennzeichnung am Gerät; Verbrauchsmengen mit zugehörigem Zeitbereich (Ermittlungszeitraum), [kWh] ohne Nachkommastellen, gerundet; Wandlerfaktor, wenn Messstelle mit Wandlern. Wir schätzen einen derartigen Auslesedatensatz mit ca. 100 Byte ab (vgl. 6. Anhang).

Für Messstellen mit registrierender Lastgangmessung (**RLM-Messstellen**) sind dies:

Marktpartneridentifikation; Zählpunktbezeichnung; Vollständige Zähler-/Geräte-Nummer (Geräte-ID); täglich 96 (bzw. 100 oder 92 bei Sommer-/Winter-Zeitungstellung) Viertelstunden-Energiewerte in [kWh] bzw. [kvarh] mit 3 Nachkommastellen, mit OBIS-Kennzahlen, Statusinformation, ggf. gerundet; Zähler für eine Energierichtung: +A; R1/R4 oder -A; R2/R3; – Zähler für zwei Energierichtungen: +A; +R; -A; -R. Wir schätzen einen Auslesedatensatz bei einmal täglicher Ablesung auf ca. 5.000 Byte (vgl. 6 Anhang). Bei höherer Auslesefrequenz wird er entsprechend geringer, bei niedrigerer Frequenz entsprechend größer ausfallen, weil sein Umfang im Wesentlichen von den Viertelstundenwerten bestimmt wird.

Weiterhin ist die Einführung von Multispartenzählern möglich. Das bedeutet, dass die Zähler nicht nur Messungen für Strom, sondern auch für Gas oder Wasser durchführen. Ergänzend können auch weitere Zählerstände, z.B. von Heizkostenzählern, übertragen werden. Daraus ergibt sich weiterer Datenverkehr, auf den die für den Strombereich dargestellten Überlegungen grundsätzlich auch zutreffen. Zählungen im Sinne einer Lastgangmessung erwarten wir hierfür jedoch vorerst nicht. Wir vertiefen diese Aspekte aber im Rahmen dieser Studie nicht, weil auf diesem ergänzenden Gebiet nicht der Hauptfokus dieser Untersuchung liegt.

Es wird bereits aus den Ausführungen deutlich, dass je nach Ausgestaltung und Häufigkeit der Datenübertragung, ein signifikant unterschiedlicher Bandbreitenbedarf induziert wird. Besonders erkennbar wird dies, wenn wir eine Ablesung von Verbrauchsdaten quasi in Echtzeit, d.h. z.B. je Sekunde vornehmen wollen. Dies würde eine Nutzdatenrate von ca. 800 bit/s (8 x 100 Byte) bedeuten. Eine Ablesung je Tag für eine Standard-Messstelle dagegen ruft zum Ablesezeitpunkt dieselbe Peak-Last hervor (800 bit/s), benötigt aber im Tagesmittel 0,009 bit/s.

Die Daten müssen zum einen an den Lieferanten, zum anderen aber auch an den Netzbetreiber weitergeleitet werden (sofern dieser selbst nicht Messstellenbetreiber ist), weil beide die Daten für die Abrechnung miteinander (Netznutzung) und der Lieferant zudem auch für die Abrechnung mit dem Kunden benötigt. Unter Umständen werden die verarbeiteten Daten wiederum den Endkunden zur Rückkopplung des Verbraucherverhaltens und der monetären Ergebnisse zur Verfügung gestellt (vgl. Abschnitt 2.2).

---

<sup>16</sup> OBIS steht für „Object Identification System“. „In verschiedenen Nachrichtentypen (MSCONS, UTILMD) werden zur eindeutigen Identifikation von Messwerten (Energimengen, Zählerstände) und auch abstrakter Daten OBIS-Kennzahlen (ehemals EDIS) verwendet.“ (BDEW, 2009).

### 2.3.2 Einspeiseabrechnung

Weitere Daten werden auch durch die notwendige Abrechnung von nach dem EEG eingespeister Energie generiert. In §13(1) EEG heißt es, dass „die notwendigen Kosten ... der notwendigen Messeinrichtungen zur Erfassung des gelieferten und des bezogenen Stroms“ vom Anlagenbetreiber getragen werden. Wichtig ist hierbei der Begriff der „Erfassung“. Die EEG-Clearingstelle hält dazu fest: „Aus dem Begriff der „Erfassung“ folgt ..., dass weder Vorkehrungen zur automatisierten Fernauslesung und -übertragung (Datenfernübertragung, DFÜ) der gemessenen Daten noch Steuereinrichtungen vom Begriff der Messeinrichtung umfasst sind, weil begrifflich das Erfassen und das Übertragen bzw. Steuern verschieden sind ...“.<sup>17</sup> Nach derzeitigem Stand induziert das EEG also keine automatisierte Datenübertragung, für die Smart Meter notwendig wären. Eine Ausnahme bilden Anlagen mit mehr als 100 kW und bestimmte Solaranlagen, die nach §6 EEG mit einer technischen oder betrieblichen Einrichtung auszustatten sind. Diese dient allerdings nicht zur Abrechnung sondern zur ferngesteuerten Reduzierung der Einspeiseleistung bei Netzüberlastung und zur Abrufung der jeweiligen Ist-Einspeisung (vgl. Abschnitt 2.5).

Dagegen sind nun nach § 21c (1) EnWG bei Anlagenbetreibern nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz oder dem Kraft-Wärme-Koppelungsgesetz bei Neuanlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 7 Kilowatt durch den Messstellenbetreiber Messsysteme mit Kommunikationsanschluss gefordert (eine in ein Kommunikationsnetz eingebundene Messeinrichtung zur Erfassung elektrischer Energie, die den tatsächlichen Energieverbrauch und die tatsächliche Nutzungszeit widerspiegelt). Für 1 kW installierte Leistung einer Fotovoltaikanlage werden derzeit ca. 8-10 qm benötigt.<sup>18</sup> Einfamilienhäuser fallen somit i.d.R. nicht unter die 7 kW-Regelung.

Dennoch gelten die Argumente für eine automatisierte Erfassung der Verbrauchsmengen für häufig wiederkehrende Ablesungen der erzeugten Energie gleichermaßen, und sie gelten umso mehr, wenn eine Erzeugungsgangkurve miterfasst werden soll, die ggf. sogar eine feiner Granularität als die beim Verbraucher definierte Viertelstundenfrequenz aufweist. Besonders bedeutsam wird dies, wenn auch für die kleineren Anlagen ( $\leq 100$  kW) Einspeiseregeln (oder auch nur Abschaltungen) erforderlich werden, wie bereits wegen der großen Zunahme dieser Anlagen intensiv diskutiert.

Auf dem Markt existieren allerdings bereits Angebote, die sowohl eine digitale Erfassung der Verbrauchswerte als auch eine Steuerung von Anlagen (vgl. Abschnitt 2.5) ermöglichen. Sie stehen also für den Aufbau eines Smart Grids schon zur Verfügung.

Für die Einspeisewertauslesung gelten im Prinzip die Ausführungen aus dem vorhergehenden Abschnitt zur Verbrauchsablesung entsprechend. Relevant ist die Ableseform (ein Wert oder ein Erzeugungsverlauf) und die Frequenz der Ablesung. Für die Able-

---

<sup>17</sup> Clearingstelle EEG (2009).

<sup>18</sup> IWR (o.D.)

sung eines Wertes schätzen wir 100 Byte Nutzdaten ab, für die Erfassung eines Erzeugungsverlaufs mit viertelstündigen Messpunkten 5.000 Byte Nutzdaten.

Man muss den Ablesevorgang bei der Erzeugung aber auch im Kontext der Netzsteuerung und der Bemühungen zur Netzstabilität sehen, wie bereits angesprochen (vgl. auch Abschnitt 2.5.1). Die Daten für die Netzüberwachung und Steuerung/ Regelung sind umfassender als die Daten zur Abrechnung, die daraus nur eine Teilmenge bilden. Ebenso wird die Frequenz der Ablesung der Werte zur Netzüberwachung eher höher sein als die für die Abrechnung und daher den Vorgang dominieren. Insofern können die Daten zur Netzbetriebssteuerung die Datenkommunikation zu Einspeiseabrechnungszwecken auch substituieren.

## 2.4 Neue Produktangebote für Endkunden

### 2.4.1 Neue Tarifangebote

Eng verbunden mit der Notwendigkeit der Datenübertragung zu Abrechnungszwecken ist die Möglichkeit zum Angebot neuer Produkte. Durch die intelligenten Zähler ist es insbesondere möglich, zeit- und lastvariable Tarife anzubieten.<sup>19</sup> Dem Kunden soll damit die Möglichkeit gegeben werden, sich individuell nach seinen Präferenzen für den Strombezug zu bestimmten Zeiten bzw. bei bestimmten Lastsituationen entscheiden zu können. So ist es z.B. möglich Kunden zu verschiedenen Tageszeiten oder am Wochenende differenzierte Tarife anzubieten. Die variablen Tarife beziehen sich dabei in erster Linie auf den Arbeitspreis.<sup>20</sup> Derzeit bieten von den 100 größten Grundversorgern 91 einen variablen Tarif an. Für 40 davon wird ein Smart Meter benötigt.<sup>21</sup> Ein Versorger bietet einen börsenpreisabhängigen Tarif mit 24 Preis- bzw. Zeitstufen an.<sup>22</sup>

Werden langfristig zeit- und lastvariable Tarife angeboten, erhöht sich der Bedarf an Messungen zusätzlich. Dann sind möglicherweise auch bei den bisherigen SLP-Messstellen Viertelstundenwerte zu messen und zu übertragen.<sup>23</sup>

Solange dabei die Tarife längerfristig im Vorhinein von den Kunden gebucht werden und sich diese dem viertelstündlichen Zeitraster einpassen, müssen die Verbrauchswerte nicht im Viertelstundenrhythmus, sondern können in größeren Abständen ausge-

---

<sup>19</sup> Lt. § 40 EnWG haben Lieferanten, soweit technisch machbar und wirtschaftlich zumutbar, für Letztverbraucher von Elektrizität einen Tarif anzubieten, der einen Anreiz zu Energieeinsparung oder Steuerung des Energieverbrauchs setzt. Solche Tarife sind insbesondere lastvariable oder tageszeitabhängige Tarife. Derzeit erfüllen die Unternehmen, die solche Tarife anbieten, diese Vorgabe überwiegend durch das Angebot von HT/NT-Tarifen.

<sup>20</sup> Für eine ausführliche Diskussion der Tarife siehe Nabe et al. (2009).

<sup>21</sup> Energate (2012).

<sup>22</sup> Energate (2011).

<sup>23</sup> Eine wichtige Voraussetzung für die umfassende Einführung von variablen Tarifen ist die Möglichkeit für die Vertriebsunternehmen, bei Kunden mit einem Verbrauch von unter 100.000 Kilowattstunden auf die Nutzung von Standardlastprofilen verzichten zu können und somit Beschaffungsvorteile direkt weiterreichen zu können. Derzeit sieht § 12 StromNZV dies noch nicht vor.



lesen werden (vgl. Abschnitt „Verbrauchsabrechnung“). Kürzere Zeitraster haben eine Auswirkung auf die Erfassung der Verbrauchsdaten und letztlich auch auf das zu übertragende Datenvolumen für Abrechnungszwecke. Komplexer wird es, wenn es so etwas wie Tagessonderangebote geben soll, die auf wetterdatengestützten Erzeugungsprediktionen basieren. Eine Steigerung wären von der aktuellen Erzeugungssituation und aktueller Netzbelastung abhängige Sondertarife. Diese spontanen Tarife müssen zunächst zum Endkunden hin kommuniziert und von diesem dort dann manuell oder durch Automaten (PC, Smart Home) gesteuert akzeptiert werden. Die Kommunikation zum Kunden hin erfolgt individuell, entweder über normale telekommunikative Mittel (E-Mail, SMS, ...) oder im selben Netz, mit dem auch die Messdaten ausgelesen werden. Wir schätzen eine derartige Angebotsorientierte Nachricht mit ca. 500 Byte Nutzdaten ab (vgl. auch Abschnitt Tabelle 2-3).

## 2.4.2 Smart Homes

Intelligente Häuser (Smart Homes) können ebenfalls als ein Bestandteil eines Smart Market aufgefasst werden.<sup>24</sup> Sie zeichnen sich insbesondere dadurch aus, dass eine Steuerung von Strom- und Wärmeanwendungen (z.B. Licht oder Heizung) automatisiert und digitalisiert erfolgen kann.<sup>25</sup> Diese Steuerung kann dabei innerhalb des Hauses über verschiedene Technologien erfolgen (Funk, KNX, ZigBee etc.). Für eine Steuerung der verschiedenen Anwendungen von außerhalb (durch den Bewohner oder einen Marktakteur) ergibt sich wiederum ein entsprechender Bedarf an Bandbreite.

Bei der Steuerung von außerhalb durch den Bewohner geht es zunächst um die remote Überwachung des Betriebszustandes des Gebäudes und seiner Geräte und eine entsprechende Reaktion darauf, ggf. auch um das Abweichen von einem zuvor eingestellten Programm. Diese Kommunikation erfolgt über die telekommunikativen Mittel des Bewohners (öffentliches Mobil- oder Festnetz) und wird im Rahmen dieser Studie nicht weiter betrachtet. Eine derartige Kommunikation wird nur gelegentlich erfolgen und wird für die öffentlichen Telekommunikationsnetze keine spürbare zusätzliche Belastung bedeuten<sup>26</sup>. Eine Steuerung durch einen Marktakteur wird in den nachfolgenden Abschnitten (2.5) beschrieben.

---

<sup>24</sup> Wissner (2011).

<sup>25</sup> Ebenda.

<sup>26</sup> Eine Ausnahme kann die Video-Überwachung von Gebäuden darstellen, die aber nicht zwingend zum Themenbereich Smart Home gehört, sondern eher zum Themenbereich Gebäudesicherheit, der im Rahmen dieser Studie nicht betrachtet wird.

## 2.5 Datenübertragung zur Steuerung und Regelung

### 2.5.1 Steuerung der Erzeugung

Wie in der Einleitung bereits angedeutet, entwickelt sich das Energiesystem zunehmend zu mehr Dezentralität, d.h. kleinteiligen Erzeugungsanlagen, die sich in der Nähe des Verbrauchers befinden. Tabelle 2-2 zeigt die Verteilung der durch das EEG geförderten Anlagen nach Leistungsklassen zum Ende des Jahres 2010. Die größten installierten Kapazitäten finden sich bei allen Energieträgern in den unteren beiden Klassen wieder.

Tabelle 2-2: Verteilung der gesamten installierten Leistung von nach EEG vergüteten Anlagen zum 31.12.2010 auf Leistungsklassen

		von der Gesamtleistung entfallen auf Anlagen				
Wind	in MW	$\Sigma$	bis 1 MW	von 1 MW bis 3 MW	von 3 MW bis 5 MW	größer als 5 MW
		27.071	5.070	20.653	553 <sup>5</sup>	796 <sup>5</sup>
Solar	in MW	$\Sigma$	bis 0,03 MW	von 0,03 bis 0,1 MW	von 0,1 bis 0,5 MW	größer als 0,5 MW
		17.554	8.395	3.692	2.068	3.398 <sup>7</sup>
		$\Sigma$	bis 0,5 MW	von 0,5 bis 5 MW	von 5 MW bis 20 MW	größer als 20 MW
Wasser	in MW	1.417	478	872	18	50
Biomasse	in MW	4.685	1.772	1.628	1.163	121
Gas	in MW	629	108	390	101	30
Geothermie	in MW	8	0	7	0	0
<b>Gesamt</b>	<b>in MW</b>	<b>51.364</b>				

Quelle: Bundesnetzagentur (2012a).

Diese Entwicklung hat zur Konsequenz, dass neue Herausforderungen an die Verteilnetze gestellt werden. Die bisherige Netzführung, bei der keine detaillierten Daten über die Zustände des Netzes zur Verfügung stehen, stößt bei einer hohen Anzahl an dezentralen Einspeisern an ihre Grenzen.<sup>27</sup> Eine intelligente Steuerung und Regelung mit Hilfe der IKT erscheint notwendig, um die Netzstabilität und Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Derzeit werden Einspeiser vom Netz genommen, wenn die Netzfrequenz ein definiertes Band um 50 Hz herum verlässt. Beim Unterschreiten handelt es sich um eine Netzüberlastung und die Abschaltung dient der Sicherheit und Unversehrtheit der Erzeugungsanlagen. Beim Überschreiten handelt es sich um ein Überangebot an Energie, das heute aber nicht mehr durch schlagartiges gleichzeitiges Abschalten aller dezentralen Erzeuger behandelt werden sollte, sondern es ist ein gestuftes sukzessives Abschalten von Erzeugern angesagt, bei dem die Leistungspotentiale

<sup>27</sup> Meyer (2010). Die Bundesnetzagentur hat sich dieser Problematik im Rahmen eines Positionspapiers angenommen. Vgl. BNetzA (2012b).



der einzelnen Erzeuger berücksichtigt werden<sup>28</sup>. Dies kann durch die direkte Steuerung der Anlagen erfolgen, wie es der bereits erwähnte Paragraph 6 EEG für EEG-Anlagen mit einer Leistung größer 100kW vorsieht. Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie mit einer installierten Leistung von mehr als 30 kW und höchstens 100 KkW müssen diese Pflicht zur Möglichkeit der Fernsteuerung und Ist-Wert-Abfrage ebenfalls erfüllen. Solaranlagen unter 30 kW mit einer installierten Leistung von höchstens 30 Kilowatt müssen entweder die genannte Pflicht erfüllen oder am Verknüpfungspunkt ihrer Anlage mit dem Netz die maximale Wirkleistungseinspeisung auf 70 Prozent der installierten Leistung begrenzen.

Perspektivisch wird die 100kW-Grenze wohl auch für andere Anlagen abgesenkt werden müssen, um auch kleinere Anlagen besser in das Netzmanagement einbeziehen zu können. Die Steuerung der Anlagen kann dann über eine Einheit erfolgen, die idealerweise auch die Messung sowohl der eingespeisten als auch der entnommenen Energie gewährleistet (vgl. Abschnitte 2.3.1 und 2.3.2 ).<sup>29</sup> Beide Messwerte benötigen jeweils ein Nutzdatenvolumen von ca. 100 Byte, zusammen werden also 200 Byte für eine Messwertübertragung im Rahmen einer Leistungsüberwachung eines dezentralen Erzeugers versendet. Zu den abrechnungsrelevanten Nachrichten kommen dann noch kurze, Ereignis getriebene Nachrichten hinzu, deren Nutzdatengröße wir auf ca. 100 Byte abschätzen.

Zu einem hohen Datenvolumen kommt es, wenn für die Netzbetriebsführung in kurzen Zeitabständen (in Echtzeit) die Verbrauchs- und Erzeugungswerte nebst weiterer Werte über den Betriebszustand abgefragt werden. Unterstellt, es werden je Messereignis ca. 200 Byte Nutzdaten (s.o.) erzeugt und jede Sekunde die Messwerte genommen und kommuniziert, dann entstünde ein Nutzdatenstrom von ca. 1,6 kbit/s, zu dem der Protokolloverhead hinzugerechnet werden muss, um auf die für Telekommunikationsnetze relevanten Bruttodatenraten zu kommen.

Es gibt Ansätze, insbesondere bei kleinen, gebäudebezogenen Blockheizkraftwerken, viele dezentrale Einspeiser zu einem größeren Kraftwerk zusammen zu fassen, um z.B. koordiniert Wartungsarbeiten vorzunehmen, den einzelnen Gebäudeinhabern die Komplexität des Eigenbetriebs zu nehmen und nach außen hin eine bessere Verhandlungsposition zu haben. Man spricht hier von virtuellen Kraftwerken. Virtuell deshalb, weil sich eine mit konventionellen Kraftwerken vergleichbare Erzeugunggröße nicht aus einem einzelnen Kraftwerk bestimmt, sondern aus einer Vielzahl kleiner dezentraler Erzeugungseinheiten, die prinzipiell aber zentral gesteuert werden könnten. Sofern dies geschieht gehen wir davon aus, dass die Zentrale des virtuellen Kraftwerks die Daten, die wir zuvor bereits beschrieben haben, noch einmal als separaten Kommunikationsfluss benötigt. Hierbei gehen wir von einer Überwachung, Steuerung und Regelung in

---

<sup>28</sup> Die Regelung der Netzstabilität schöpft erst alle Möglichkeiten aus, wenn auch das Zuschalten von Last bei den Verbrauchern mit in das Kalkül einbezogen wird. Wir trennen dies hier systematisch (vgl. Abschnitt 2.5.2).

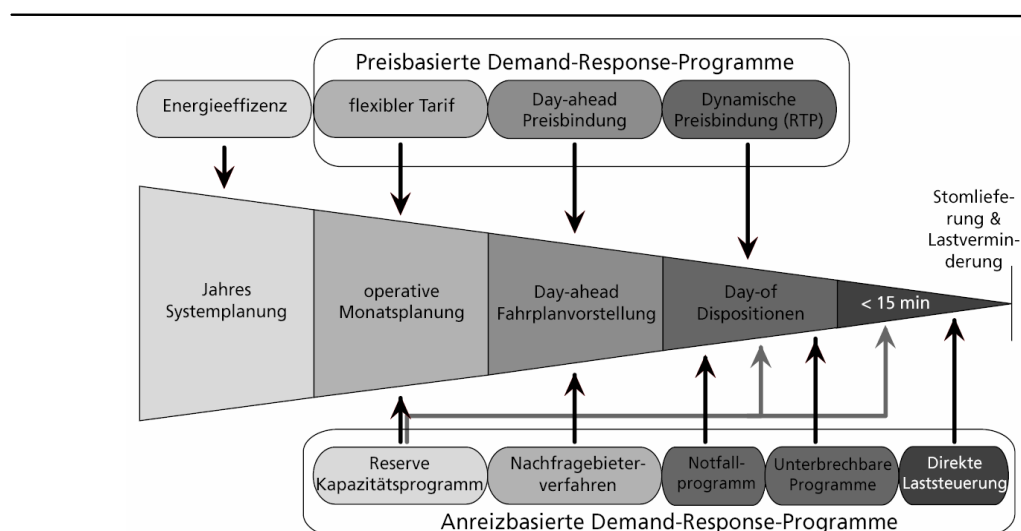
<sup>29</sup> ERGEG (2011).

Echtzeit aus (Sekundentakt). Auch die Abrechnung wird dann voraussichtlich zentral erfolgen und erfordert entsprechende Messwerte, die sich aber aus den Daten der Betriebsführung als Teilmenge ableiten lassen und somit kein zusätzliches Datenvolumen generieren. Für die Steuerung eines virtuellen Kraftwerkes ergibt sich u.U. die Notwendigkeit, die verteilten dezentralen Erzeuger für Zwecke der Stabilisierung des Netzbetriebes unmittelbar durch den Netzbetreiber anzusprechen, anstatt dies über die Zentrale des virtuellen Kraftwerkes zu tun. Hierzu bedarf es gesonderter Vereinbarungen zwischen Netzbetreibern und dem virtuellen Kraftwerk. Wir gehen in dieser Studie davon aus, dass es für das Feinmanagement des Netzes einer Region dieser nebeneinander bestehenden Kommunikation bedarf. Dies bedeutet, dass das Kommunikationsvolumen eines dezentralen Erzeugers ein zweites Mal zum Betreiber des virtuelles Kraftwerks hin übertragen wird. Dies sind wieder 200 Byte für die Messwerte, die dann sekundlich übertragen werden (1,6 kbit/s Nutzdatenstrom permanent).

### 2.5.2 Steuerung des Verbrauchs

Eine weitere Möglichkeit, um auf zunehmend fluktuierende Einspeisung und entsprechende Netzzustände zu reagieren, besteht für den Netzbetreiber in der Steuerung der Nachfrager (Demand-Side Management). Abbildung 2-2 gibt eine Überblick über die Möglichkeiten zur entsprechenden Einflussnahme. Da der Verbrauch auch über Preis-signale gesteuert werden kann (oberer Teil in Abbildung 2-2), ist hier ein fließender Übergang zu den entsprechenden neuen Tarifangeboten (vgl. Abschnitt 2.4.1) zu sehen. Die direktere Steuerung erfolgt über sog. anreizbasierte Programme (unterer Teil in Abbildung 2-2).

Abbildung 2-2: Demand-Response-Programme mit jeweiligem Zeithorizont



Quelle: Fraunhofer ISE und U.S. Department of Energy (2006).

Wie ersichtlich ist, gibt es hier nach Zeiträumen abgegrenzte Eingriffsmöglichkeiten, wobei eine Steuerung durch IKT umso dringlicher scheint, je kürzer der Zeitraum des Eingriffs bemessen ist. Für unmittelbar umzusetzende steuernde Maßnahmen aus der Handlungsnotwendigkeit der Stabilisierung des Netzbetriebes - in der Regel bedingt durch nicht vorhersehbare und damit nicht vorplanbare Ereignisse - müssen Steuerbefehle an zuvor identifizierte Verbraucher gesendet werden, die entsprechende Schaltbefehle auslösen. Diese Schaltbefehle, die Ereignis getrieben entstehen, schätzen wir mit einem Nutzdatenvolumen von 100 Byte Nutzdaten ab (vgl. auch Abschnitt 2.5.1. Für den Fall, dass ein Schaltvorgang nicht durchgeführt werden kann (z.B. der Verbraucher ist bereits ein- oder ausgeschaltet, aus betrieblichen Gründen des Verbrauchers ist ein Schalten in der gewünschten Richtung nicht vertretbar (z.B. ein Kühlhaus ist zu warm und darf nicht abgeschaltet werden)) muss eine Rückkopplung an den Netzbetrieb erfolgen. Auch diese Nachricht, nun in die andere Richtung, schätzen wir mit maximal 100 Byte Nutzdaten ab. Die Eingriffe erfolgen in erster Linie über intelligente Zähler, die als Schnittstelle zwischen Lieferant (bzw. bei entsprechenden bilateralen Vereinbarungen dem Netzbetreiber) und Haushalt dienen.<sup>30</sup> Sie können dann mit weiteren Anwendungen, z.B. dem Smart Home (vgl. Abschnitt 2.4.2) in Verbindung stehen.

### 2.5.3 Steuerung von Netzelementen

Neben der direkten Steuerung von Einspeisern und Verbrauchern kann auch eine Steuerung auf aggregierter Ebene stattfinden. Hierfür bieten sich die Orte des Überganges von der Niederspannungs- zur Mittelspannungsebene, die Ortsnetzstationen an. Eine derartige Vorgehensweise kann prinzipiell dazu führen, den Kommunikationsbedarf mit den einzelnen Endstellen zu reduzieren, wenn der Netzstatus aggregiert auf Basis der Ortsnetzstationen berichtet wird. Es erübrigt sich u.U. ein Echtzeit-Monitoring aller dezentralen Erzeuger. Die Kommunikation mit den Endstellen wird dadurch u.U. reduziert, jedoch nur für den einen Anwendungsfall (Steuerung). Die anderen Anwendungsfälle (z.B. Verbrauchs- und Erzeugungsdaten für die Abrechnung) bleiben jedoch erhalten.

Interessant erscheint die Überlegung zur Einbeziehung der Ortsnetzstationen in die Kommunikationsarchitektur dann, wenn technisch auch eine direkte Kommunikationsinfrastruktur (z.B. aus Glasfasern) zwischen Ortsnetzstation und Endstellen besteht. Dann kann ggf. Kommunikationsvolumen eingespart werden. Solange die Kommunikation über zentralere Stellen läuft und nicht zuvor ausgekoppelt werden kann, ist keine Einsparung zu erzielen. Auch muss die Einsparung so groß werden, dass sich hierfür eine eigene Kommunikationsinfrastruktur rechtfertigt<sup>31</sup>. Bei geringen Kommunikations-

---

<sup>30</sup> Andere Möglichkeiten ergeben sich durch die direkte Schaltung von Geräten z.B. über die Rundsteuerungstechnik, die die vorhandene Infrastruktur (Stromnetz) nutzt, aber den Nachteil hat, nur unidirektional zu wirken.

<sup>31</sup> Bei der Betrachtung der Wirtschaftlichkeit derartiger Lösungen muss die mögliche Nutzung der Infrastruktur für eine allgemeine breitbandige Telekommunikation kostenmindernd einbezogen werden. Bei

volumina ist jedoch nicht absehbar, dass für Zwecke des Energienetzes ein Glasfasernetz erforderlich ist.

## 2.6 Wartung der Netzapplikationen

Um Smart Meters mit aktuellen Programmreleases zu versorgen oder neue Anwendungen/Produkte zu implementieren muss ein Software-Download in die Smart Meter, u.U. auch in die Endgeräte des Kunden, möglich sein.

Software-Downloads sind typischerweise nicht zeitkritisch in der Übertragung, besitzen aber häufig große Datenvolumina. Zu solchen Downloads zählen auch Apps und deren Aktualisierungen. Sie sollten nicht zu lange dauern, damit die Messwertübertragung dadurch nicht behindert wird. Ein Anhaltswert wäre: 1 MByte wird auf einem 2 Mbit/s Anschluss in 4 Sekunden übertragen.

## 2.7 Elektromobilität

Grundsätzlich steht die Elektromobilität noch in ihren Anfängen, so dass Aussagen zum zukünftigen Bandbreitenbedarf in diesem Bereich mit größeren Unsicherheiten behaftet sind. Insbesondere wird es wesentlich darauf ankommen, welche Geschäftsmodelle und Infrastrukturkonzepte sich etablieren werden. Aus diesen sind dann wiederum unterschiedliche Anforderungen an die Datenübertragung abzuleiten.

Zunächst kann zwischen verschiedenen Modellen der Ladeinfrastrukturbereitstellung unterschieden werden.<sup>32</sup> So wird es private (Haushalte, Arbeitsplatz etc.), semi-öffentliche (Supermärkte, Flughäfen, Parkplätze/ -häuser etc.) und öffentliche Ladeinfrastrukturen (Tankstellen) geben.<sup>33</sup> Daneben wird die Frage diskutiert, ob die Zähler in das Automobil integriert werden oder ob es sich um stationäre Messeinrichtungen handeln wird. Zumindest kurz- bis mittelfristig erscheint der letztere Ansatz wesentlich einfacher umsetzbar zu sein.<sup>34</sup> Dies gilt umso mehr, wenn auch Elektromobile aus dem Ausland nachladen können sollen. Aus diesem Grund werden an dieser Stelle nur die wesentlichen Implikationen dieses letzten Ansatzes dargestellt.

Auch im Bereich der Elektromobilität ist ersichtlich, dass Daten sowohl zu Abrechnungs- als auch zu Steuerungszwecken (Stichworte: Stromspeicher und Laststeuerung) einer entsprechenden IKT-Infrastruktur bedürfen. Dies gilt umso stärker, je mehr Akteure beteiligt sind, d.h. je mehr dieselbe Infrastruktureinrichtung von verschiedenen Akteuren genutzt wird.

---

geringen Kommunikationsvolumina ist jedoch nicht absehbar, dass für Zwecke des Energienetzes ein Glasfasernetz erforderlich ist.

<sup>32</sup> Im Folgenden wird von einem Ladesystem ausgegangen, bei dem die sich im Automobil befindliche Batterie tatsächlich aufgeladen wird, also kein Batteriewechsel stattfindet.

<sup>33</sup> Fest et al. (2011), Theisen et al. (2010).

<sup>34</sup> Fest et al. (2011).

Im privaten Bereich ist davon auszugehen, dass es zumindest kurzfristig nicht möglich bzw. nicht wirtschaftlich sein wird, ein System zu installieren, in dem verschiedene Stromanbieter für verschiedene Nutzer zur Verfügung stehen. Vielmehr wird es einen anschlussabhängigen Anbieter geben. Das bedeutet, dass im Prinzip einen neue Messstelle installiert wird, die sich in die vorhandenen Abrechnungsprozesse einpasst.<sup>35</sup> Das Datenvolumen ergibt sich somit aus den Anforderungen, die an die Abrechnung und ggf. an die Steuerung der Elektrizität für ein Elektrofahrzeug gestellt werden. Hier sind wiederum verschiedene Modelle denkbar, siehe die Abschnitte 2.3 bzw. 2.5. Im Bereich der Steuerung ist grundsätzlich (durch den Nutzer) zu entscheiden, ob er an Prozessen beteiligt werden möchte, die der Betriebsführung des Netzes dienen (Vehicle to Grid bzw. Grid for Vehicle). In diesem Fall bildet eine intelligente, bidirektionale Kommunikation die Voraussetzung (vgl. Abschnitt 2.5.2).<sup>36</sup> Diese Steuerung sollte fallweise auch abgeschaltet werden können, wenn die Notwendigkeit einer zügigen Ladung besteht, die nicht unterbrochen oder gar umgekehrt werden darf<sup>37</sup>.

Grundsätzlich ergibt sich für den privaten Bereich die Notwendigkeit, die Kosten für einen Ladevorgang jeweils separat zu erfassen, sei es, weil ein Überblick über den Energieverbrauch und die zugehörigen Kosten erstellt werden soll (gleiche Transparenz wie bei Mineralöl getriebenen Fahrzeugen) oder weil Fahrzeuge verschiedener Nutzer (Arbeitsplatz, Besucher) zu laden sind, für die der Eigentümer der Zapfstelle nicht in jedem Fall selbst die Kosten übernehmen will. Diese Abrechnungen könnten zum einen aus den Systemen des privaten Bereichs selbst erstellt werden, eine höhere Objektivität hätten aber (Zwischen-) Abrechnungen des Lieferanten.

Bei den semi-öffentlichen und öffentlichen Ladestationen ergibt sich die bereits oben beschriebene Situation, dass eine Ladestation prinzipiell „nur“ einen weiteren Zählpunkt darstellt. Darüber hinaus ergeben sich allerdings Fragen, die gelöst werden müssen und ggf. einen höheren Datenaufwand mit sich bringen. Es ist zunächst davon auszugehen, dass sich an dieser Stelle überwiegend Fragen der Abrechnung und weniger der Steuerung stellen, da es gerade dem Wesen einer öffentlichen Ladestation entspricht, so viele Nutzer wie möglich zu bedienen und nicht für Systemdienstleistungen des Netzes (als Speicher) zur Verfügung zu stehen<sup>38</sup>.

Zunächst muss dabei die Frage geklärt werden, ob es an einer öffentlichen Ladestation nur einen (den Betreiber der Säule) oder mehrere Lieferanten geben soll. Kommt man zu dem Ergebnis, dass es sich bei der Ladestation um eine „essential facility“ handelt, müsste der Zugang für alle potenziellen Lieferanten geöffnet werden. Dies wiederum würde abrechnungsseitig einen erhöhten Aufwand nach sich ziehen, da die Prozesse IKT-seitig entsprechend abgebildet werden müssten.

---

<sup>35</sup> Ebenda.

<sup>36</sup> NPE (2010).

<sup>37</sup> Dieses ist dann der Fall, wenn das Fahrzeug baldmöglichst vollgeladen benötigt wird.

<sup>38</sup> Dieser Sachverhalt könnte für Parkhäuser an Flughäfen, in denen Fahrzeuge oft für längere Zeit abgestellt werden, relativiert werden. Vorstellbar sind hier Lade-/ Entladeverhalten, die unter Berücksichtigung der voraussichtlichen Parkdauer optimieren.

Ohne einen Lieferantenwechsel, d.h. mit einem festen Lieferanten, ist zunächst zu fragen, ob eine grundsätzliche Belieferung aller Kunden, d.h. auch solcher, die einen Vertrag mit einem anderen Anbieter haben, erfolgen wird. Grundsätzlich kann vermutet werden, dass ein Anbieter ein Interesse an einem möglichst hohen Stromabsatz besitzt. Dann müssten roaming-artige Prozesse installiert werden.<sup>39</sup> Alternativ kann der Kunde auch einen Vertrag über die Lieferung an der Ladesäule für jeweils einen Ladevorgang abschließen und diesen über im Markt etablierte elektronische Bezahlprozesse beim Wegfahren bezahlen (Zahlautomat, Kreditkarte, V-Pay, Lastschrift, Mobile Payment, ...).

Grundsätzlich muss der Betreiber der Säule im Falle mehrerer Lieferanten bzw. des Roaming erkennen können, welche Verbraucher seine Infrastruktur nutzen, so dass er entsprechende Verbräuche zum Zwecke der Rechnungsstellung zuordnen kann. Dies erfordert eine entsprechende Kennung bzw. Autorisierung beim Ladevorgang.

Im Grundsatz generiert jeder Ladevorgang einen Messvorgang, bei dem der Zählerstand vor und nach dem Laden erfasst und zum Lieferanten gesendet werden muss, der dann den abzurechnenden Wert an den Zapfstellenbetreiber zurück gibt. Spielt dabei der Lastgang eine Rolle, ist der Messdatensatz ggf. mit mehr Messpunkten der Lastkurve umfangreicher als bei einem Einheitstarif<sup>40</sup>. Der Netzbetreiber benötigt die Daten gleichfalls für seine Abrechnung mit dem Lieferanten. Für die Bestimmung der Kommunikationsvolumina an der Zapfstelle ist es unerheblich, ob der Strom von einem oder unterschiedlichen frei wählbaren Lieferanten stammt, denn es muss im Prinzip jeder Ladevorgang einzeln abgerechnet werden, und der Messdatensatz kann in einem IP-basierten Telekommunikationsnetz schnell und sicher jedem angeschlossenen Lieferanten zugestellt und die Abrechnung retourniert werden. Der Messdatensatz muss dann eine eindeutige Kennung des Lieferanten beinhalten<sup>41</sup>. Wir schätzen einen Messdatensatz für einen E-Mobil Ladevorgang mit 200 - 2400 Byte Nutzdaten ab. Ggf. kommen Ereignis gesteuert Steuerbefehle mit jeweils ca. 100 Byte Nutzdaten hinzu.

## 2.8 Querschnittsthema Datensicherheit

Bei allen dargestellten Anwendungsfällen muss auch die Sicherheit der Daten beachtet werden. Die Anforderungen an die jeweilige Situation können sich aber differenziert gestalten. So ist die reine Informationsanzeige für den Kunden möglicherweise geringeren Sicherheitsanforderungen zu unterwerfen als der Kommunikation zu Steuerungszwecken.

---

<sup>39</sup> Fest et al. (2011).

<sup>40</sup> Dies gilt insbesondere bei Lösungen für Parkhäuser an Flughäfen (vgl. FN 38)

<sup>41</sup> Prinzipiell könnte dies bereits über die zugehörige IP-Adresse erfolgen, Grundsätzlich empfiehlt sich jedoch, den Lieferanten im Nutzdatensatz zu bezeichnen und die Adresse über die Netzfunktionen (DNS) aufzulösen.



Grundsätzlich lässt sich die Sicherheit der Daten und deren Kommunikation in drei Aspekte einteilen:

- Sicherheit der Daten vor Verlust
- Sicherheit der Daten vor unberechtigtem Zugriff und daraus möglichem Missbrauch
- Verfügbarkeit des Systems/ Ausfallsicherheit (Fehlerwahrscheinlichkeit, Schutz vor Sabotage)

### 2.8.1 Sicherheit der Daten vor Verlust

Daten können während der Kommunikation verloren gehen, indem z.B. Datenpakete verworfen oder bei der Übertragung unlesbar werden. Ebenfalls können Systeme, in denen die Daten gespeichert sind, ausfallen oder die Speichermedien selbst werden fehlerhaft oder gar nur unbeabsichtigt überschrieben. Hierfür gibt es dem Stand der Technik entsprechende Maßnahmen, den Verlust von Daten zu vermeiden. Diese haben jedoch unterschiedliche Auswirkungen auf die auszutauschenden Kommunikationsvolumina.

#### *Sicherung der Kommunikation*

Die Nutzdaten werden für die Kommunikation über IP-Netze in Protokolle eingefasst, die dem Routing und der sicheren Übertragung über die Telekommunikationsnetze dienen. Das TCP Protokoll (Layer 4) stellt sicher, dass verloren gegangene Datenpakete noch einmal gesendet werden, und dass keine Daten verfälscht werden. Das darunterliegende IP-Protokoll (Layer 3) stellt sicher, dass die Daten durch das Telekommunikationsnetz an die richtige Stelle geroutet werden. Die Data Link Control Schicht (Layer 2) stellt sicher, dass die gleichzeitigen Sendewünsche verschiedener Nutzer über eine Leitung koordiniert und ohne gegenseitige Beeinträchtigung übertragen werden können<sup>42</sup>. Regeln zur Darstellung der Informationen auf dem Übertragungsmedium in physikalischer Form (elektrische oder optische Signale in den entsprechenden Leitermedien oder auf einer Funkstrecke) bilden das Protokoll der physikalischen Schicht (Layer 1). Oft werden die Übertragungsmedien selbst (Kupferdrähte oder Glasfasern, Luft) und die für sie benötigten Einrichtungen (Graben, Leerrohr, Kabel, Schächte, Verteiler/ Abzweiger, ...Funktürme, Räume, ...) als Layer 0 bezeichnet. Diese aufeinander aufbauenden Kommunikationsprotokolle können eine sichere Kommunikation ohne Verlust von Daten sicherstellen. Um ganz sicher zu gehen empfiehlt es sich, die Daten in den

---

<sup>42</sup> Das TCP (Transmission Control Protocol) benötigt 20 Byte Overhead für die Steuerung und Sicherung der Daten, das IP (internet Protocol) benötigt gleichfalls 20 Byte Overhead (in Version 4) bzw. 40 Byte (in Version 6, auf die die Netze langsam umgestellt werden) für das Routen der Datenpakete durch das Netz, der Ethernet Rahmen hat 38 Byte Overhead.

Messgeräten erst dann zu löschen, wenn der Messdienstleister den Empfang des vollständigen Datensatzes auch noch einmal explizit bestätigt hat<sup>43</sup>.

#### *Sicherung vor Ausfall eines Systems*

Mit dem Ausfall eines Systems oder eines Speichermediums ist häufig auch der Verlust der in ihnen gespeicherten Daten verbunden. Dies lässt sich grundsätzlich durch das Spiegeln<sup>44</sup> der Daten auf zwei Systeme, die an unterschiedlichen Standorten angesiedelt sind, vermeiden. Dies ist aber für jedes Smart Meter Gateway eine verhältnismäßig aufwändige Maßnahme.

Es stellt sich beispielsweise im Falle der Abrechnung die Frage nach der Sicherheit der Daten vor Verlust, wenn diese ausschließlich dezentral gehalten werden. Der Schaden kann durch häufiges Auslesen begrenzt werden, wäre aber nicht vollständig zu vermeiden. Das häufige Auslesen generiert jedoch zusätzlichen Bandbreitenbedarf. Wenn der Tarif ins Gateway geladen wird, kann dort der Rechnungsbetrag akkumuliert werden und nur der akkumulierte Wert würde übertragen. Bei Rechnungsreklamationen müsste zur Führung eines Nachweises der korrekten Berechnung dann allerdings die Abrechnung aus dem Gateway gezogen werden. Dieses Vorgehen wirkt zum einen aufwändig und vermag Sicherheitsbedenken hinsichtlich Manipulationen des hinterlegten Tarifes aufweisen, der in die Smart Meter Gateways heruntergeladen und bei Bedarf aktualisiert werden muss.

Zur Vermeidung des Risikos müsste die Abrechnung eher zentral durchgeführt und die Daten mehrmals im Monat ausgelesen werden. Die Spiegelung der Daten an zentralen Rechenzentrumsstandorten ist Stand der Technik zuverlässiger Datenverarbeitung und ist dort immer leichter zu organisieren als für viele dezentrale Standorte. Die doppelte Speicherung ist natürlich auch eine Abwägung zwischen den Auswirkungen des Datenverlustes (Image, Monetärer Ausfall, ...) und den Kosten der Datensicherung. Der Verlust eines einzelnen Datensatzes einer SLP-Messstelle wiegt ggf. leichter, weil einfach ein neuer, aktueller Datensatz herangezogen werden kann. Bei RLM Messstellen ist das anders. Insofern wäre zu prüfen, ob auch für eine einzelne Messstelle eine Datensicherung vor Ort vorgenommen werden sollte - auch unter Abwägung gegen einen möglichen Einnahmeausfall. Alternativ kann auch über das Netz gesichert werden, indem die Frequenz der Ablesung ausreichend hoch gestaltet wird. Natürlich wirkt dies unmittelbar auf die insgesamt zu übertragenden Datenvolumen. Wir unterstellen, dass die zentralen Abrechnungszentren die Daten gesichert gegen Verlust aufbewahren - zumindest so lange, wie sie für Zwecke der Abrechnung und etwaiger Einspruchsfristen benötigt werden.

---

<sup>43</sup> Dies sollte er erst dann tun, wenn auch er die Daten bereits an einer zweiten Stelle gesichert hat, um sie vor Verlust zu schützen.

<sup>44</sup> Gleichzeitiges Wegschreiben der Daten auf zwei räumlich disjunkten Speichermedien, eine Standardtechnik in Rechenzentren und zentralen Serverlokationen.



Die Häufigkeit der Auslesung der Abrechnungsdaten hängt wesentlich auch von den gewählten Tarifen und dem Messverfahren ab, nämlich ob es sich um eine SLP-Messung oder eine RLM-Messung handelt (vgl. Abschnitt 2.3) Für eine RLM-Messung entstehen sehr viel mehr Messdaten, bei deren Verlust das zu zahlende Entgelt nicht mehr reproduzierbar ist - der Verbrauchsverlauf ist verloren - während bei einer SLP-Messung ein neuer Messwert den alten ersetzen kann. Die Datenübertragung wird typischerweise über ein gesichertes Protokoll (TCP) erfolgen, wie bereits oben beschrieben. Idealerweise werden die Daten in der Messstelle erst gelöscht, wenn sie an zentraler Stelle gesichert abgelegt sind (explizites Handshake). Wir unterstellen, dass darüber hinaus Steuersignale mit TCP übertragen werden und ungesicherte Protokolle (UDP) nur dort verwendet werden, wo der Verlust einer Nachricht keine wesentlichen Auswirkungen hat.

Bei unseren Abschätzungen gehen wir daher davon aus, dass die Daten zentral gesammelt und gesichert werden und Abrechnungen dem folgend zentral durchgeführt werden und die Entgelt Darstellungen ggf. unabhängig und parallel dazu erfolgen (Vgl. Abschnitt 2.2).

### 2.8.2 Sicherheit der Daten vor unberechtigtem Zugriff

Wie bereits zum Thema zentrale vs. dezentrale Kommunikationsarchitektur diskutiert, ist auch der Zugriff auf die Abrechnungsdaten vor Missbrauch zu schützen. Während SLP-Messdaten nur einen summarischen Rückschluss auf den Energieverbrauch in einem größeren Zeitraum zulassen, können RLM-Daten schon Rückschlüsse auf Verhaltensmuster der Endkunden erlauben, insbesondere, wenn sie auch noch mit dem Schaltverhalten einzelner Geräte, den Ladedaten von Elektro-Mobilen etc. verknüpft werden können. Grundsätzlich müssen die Daten, insbesondere auch an zentraler Stelle, sicher gegen den Zugriff unbefugter von außen (und innen) und gegen Missbrauch geschützt werden. Dies erfordert - ähnlich wie in der Telekommunikation - gesetzliche Regelungen, was mit diesen Daten neben dem Abrechnen noch gemacht werden darf (z.B. Netzprognoserechnungen, ...) und wie lange sie aufbewahrt werden dürfen (müssen), vgl. § 21g EnWG.<sup>45</sup>

Die Übertragung der Daten über ein Telekommunikationsnetz kann mit Hilfe von Verschlüsselungsverfahren gegen das unerlaubte Mitschneiden oder Verfälschen gesichert werden. Verschlüsselung kann in der Anwendung erfolgen, auf dem Übertragungskanal (z.B. bei GSM) oder in der Kommunikationsschicht. Hier produziert sie jedoch signifikanten Overhead. Das Gefahrenpotential ist in öffentlichen Netzen u.U. höher einzuschätzen (z.B. im Internet) als in einem eigenen, nur für Zwecke der Energieversorgung betriebenen Netz auf eigenen, völlig getrennten Leitungen. Ganz ausgeschlossen werden kann die Gefahr aber auch in diesen Netzen nicht. Einen Kompromiss bilden u.U.

---

<sup>45</sup> U.U. sind besondere Vorschriften für die Sicherheitsbehörden (Bedarfsträger im Sinne des TKG) zu machen.

Virtuelle Private Netze (VPN), bei denen der Verkehr durch das öffentliche Netz getunnelt wird, d.h. der Verkehr des VPN nach außen nicht sichtbar und nicht (kaum) angreifbar wird.

Das Kommunikationskonzept des BSI beschreibt eine ganze Architektur zur Sicherheit der Daten gegen unberechtigten Zugriff während der Kommunikation, das auch eine Verschlüsselung der Daten beinhaltet (vgl. Abschnitt 2.1).

### 2.8.3 Ausfallsicherheit

Das Kommunikationsnetz muss so dimensioniert werden, dass es auch in Ausnahmesituationen sicher funktioniert - so z.B. zu Zeiten negativer Strompreise an der Börse, bei denen kurzfristige Entscheidungen ausgehandelt und die Transportkapazitäten geprüft werden müssen. Es sind auch weitere Extremsituationen vorstellbar, bei denen die Verfügbarkeit und Sicherheit der Stromversorgung Priorität haben muss. Hierfür muss ausreichend Kapazität auch im Kommunikationsnetz vorhanden sein. Das Netz ist mindestens auf seine Busy Hour (Stunde mit dem höchsten durchschnittlichen Verkehrsaufkommen im Jahr) auszulegen, ggf. mit Reservezuschlägen für Extremsituationen. Hieraus lässt sich auch die Forderung nach einer Prioritätensteuerung des Nachrichtenflusses ableiten: Vorrang für alle Nachrichten für die Sicherstellung der Energieversorgung (Steuern und Regeln des Netzes), Abrechnungsinformationen stehen demgegenüber zurück, soweit sie nicht gleichzeitig der Überwachung des Netzbetriebszustandes dienen.

Neben den Ausnahmesituationen im zu steuernden Energienetz muss ein Telekommunikationsnetz auch Ausnahmesituationen im eigenen Netz meistern können, ohne dass wichtige Funktionen des Telekommunikationsnetzes und des zu steuernden Energienetzes ausfallen. Ausnahmesituationen im Telekommunikationsnetz sind insbesondere der Ausfall einzelner Telekommunikationsverbindungen (Links) oder Netzknoten/ Netzknotenstandorte. All diesen Ereignissen kann mit ausreichend redundanten Netzstrukturen vorgebeugt werden<sup>46</sup>. Es ist allerdings unüblich, die Redundanz bis hinunter zum einzelnen Verbraucher (Energienetz: Messstelle, Telekommunikationsnetz: Netzabschluss) zu treiben. In öffentlichen Telekommunikationsnetzen kann man derzeit von redundanten Strukturen ab dem Hauptverteilerstandort („Ortsvermittlungsstelle“) ausgehen, in dem die Teilnehmeranschlussleitungen sternförmig zusammenlaufen. In Energienetzen mag es sinnvoll sein, steuernde/ regelnde und messende Einrichtungen auf der Ebene der Ortsnetzstationen redundant anzuschließen. Für die Anbindung reiner Messstellen ist diese Redundanz sicher nicht geboten. Die Granularität auf Ebene der Ortsnetzstationen wäre topologisch allerdings erheblich feiner als in den öffentli-

---

<sup>46</sup> Hackbarth, Kulenkampff, Plückebaum, Refdok 2.1. NGN (2011)

chen Telekommunikationsnetzen (bundesweit ca. 8.000 HVT vs. ca. 600.000 Ortsnetzstationen<sup>47</sup>).

In beiden Fällen ist die Berücksichtigung von Reservekapazitäten selbst für den Fall der Busy Hour das dem Stand der Technik entsprechende Mittel, um Kapazitätsengpässen in Ausnahmefällen noch entsprechend begegnen zu können.

Eine weitere Bedrohung sind Viren oder Denial of Service Attacken. Bei dedizierten Netzen, die keinen Zugang nach außen/ keine Mitnutzung durch andere Anwendungen bieten, sind die Bedrohungen nicht so sicherheitssensitiv wie in öffentlichen Netzen. Es stellt sich dabei die Frage, inwieweit nicht auch IP-VPN als dedizierte Netze angesehen werden können. Die physische Beeinträchtigung eines Netzes oder eines Netzknotens von außen (etwa durch Terror Akte) macht allerdings vor VPNs nicht halt - der gesamte Netzknoten ist betroffen, nicht nur ein Teil der logischen Netze, die ihn passieren. Mit dem Virus Stuxxnet hat sich im Übrigen ein erstes Mal in größerem Ausmaß ein Virus gezeigt, der Schaden in dedizierten Netzen angerichtet hat, so dass die Dedizierung des Netzes kein Schutz per se ist. Angriffe auf die Telekommunikationsnetze allgemein beeinträchtigen auch alle VPN, die darüber abgebildet werden, auch die zur Steuerung der Energienetze. Allerdings sind öffentliche Telekommunikationsnetze mit verhältnismäßig hohen Sicherheitsstandards ausgerüstet und die Betreiber bieten ergänzende Redundanzen auf Anforderung.

Häufig diskutiert wird die Frage, inwieweit der Betrieb eines intelligenten Stromnetzes nicht den Aufbau und Betrieb eines dedizierten Telekommunikationsnetzes rechtfertigt oder gar aus Sicherheitsgründen erfordert. Diese Frage kann man zweiteilen in die Aufgaben zum Messen und Steuern/ Regeln des Energienetzes und zum Erfassen der Abrechnungsdaten. Die zweite Aufgabe ist weniger sensitiv im Kontext der Stabilität des Netzbetriebes und kann daher kaum aus Gründen hoher, im Markt nicht verfügbarer Sicherheitsanforderungen argumentiert werden. Für die erste Aufgabe stellt sich die vertiefende Frage, bis zu welcher Netzebene herunter höchste, im Telekommunikationsmarkt nicht verfügbare Sicherheitsstandards erforderlich sind.

Unsere Untersuchung dient der Abschätzung, welche Kommunikationsvolumina für die einzelnen Aufgabe und an den einzelnen Mess- und Steuerpunkten des Energienetzes aufkommen können und inwieweit diese die Installation eines eigenen (breitbandigen) Telekommunikationsanschlusses rechtfertigen. Wäre dies der Fall oder würden die derzeit bestehenden Telekommunikationsanschlüsse den Bandbreitenanforderungen nicht nachkommen können, wäre die Frage unter anderen Randbedingungen zu entscheiden als wenn der Verkehr in den bestehenden Telekommunikationsnetzen einfach nebenher mitlaufen könnte.

---

<sup>47</sup> Energie und Technik (2011).

## 2.9 Zusammenführung der Ergebnisse

Aus den vorgenannten Ausführungen können nun die Kommunikationsbedarfe zusammengetragen werden. Aus Ihnen soll überschlägig der Bandbreitenbedarf an ein Telekommunikationsnetz abgeschätzt werden, einschließlich seiner Quelle - Senke Beziehungen und seines Beitrags zum Kapazitätsbedarfes zur Busy Hour, soweit dies möglich ist. Wir gehen dabei entlang der in diesem Abschnitt aufgeführten Anwendungsfälle (Abschnitte 2.2 - 2.7) vor.

Wir haben die Kommunikationsvolumina von der Anwendung her sehend als Nutzdaten oder Nutzdatenkapazität betrachtet. Zur Dimensionierung der Telekommunikationsnetze muss jedoch das Brutto-Kommunikationsvolumen einschließlich der Protokoll-Overheads berücksichtigt werden. Der Einfachheit halber unterstellen wir ein ausreichend dimensioniertes zuverlässig arbeitendes Kommunikationsnetz, so dass keine ergänzenden Overhead-Volumina für das wiederholte Senden von Datenpaketen berücksichtigt werden müssen. Ein TCP/ IP-Protokollrahmen mit Ethernet in Layer 2 benötigt:

$20 \text{ (TCP)} + 20 \text{ (IP)} + 38 \text{ (Ethernet)} = 78 \text{ Byte Protokoll-Overhead}$ <sup>48</sup>

Hinzu kommt der Overhead für eine Verschlüsselung der Daten. Das BSI verlangt dem Stand der Technik entsprechend die Verwendung von TLS<sup>49</sup> (Transport Layer Security), einem Protokoll der Sicherungsschicht des OSI-Modells, dass die Daten authentifiziert und verschlüsselt. Effektiv verlängern sich die zu übertragenden Datenpakete durch das Einfügen von Padding Bytes auf eine durch 16 teilbare Zahl Datenbytes um maximal 15 Byte. Beide Overheads für die Nutzdatenübertragung werden nachfolgend für die Kommunikationsvolumina aufgeschlagen.

Neben der Verlängerung jeder Anwendungsnachricht bedeutet die Verwendung von TLS einen kommunikativen Overhead durch die zusätzliche Versendung von Nachrichten zur Schlüsselverwaltung. Dies sind kurze Nachrichten zwischen dem Smart Meter Gateway und dem Gateway Administrator, die spätestens alle zwei Tage versendet werden müssen, weil die Schlüssel dann ihre Gültigkeit verlieren. Dieser nebenläufige Overhead ist hier nicht berücksichtigt. Zudem verlangt das Smart Meter Gateway Konzept einen zusätzlichen kommunikativen Overhead für die Kommunikation des Smart Meter Gateway Administrators mit dem Smart Meter Gateway, der noch nicht endgültig normiert ist.

---

<sup>48</sup> Vgl. Fußnote 42, mit IP Version 6 beträgt die IP-Header Länge 40 Byte, der Overhead also 98 Byte. Es können noch Extensions hinzu kommen.

<sup>49</sup> BSI TR-03109, Kap. 7 verlangt verschlüsselte und signierte Daten im CMS Syntax Format (Cryptographic Message Syntax) nach RFC 5652, ,

Auch dieser Overhead wird in unserer Betrachtung hier vernachlässigt.<sup>50</sup>

Wir gehen davon aus, dass bis zu ca. 1000 Byte große Nutzdaten Pakete versendet werden<sup>51</sup>. Größere Nutzdatenmengen werden in mehrere Pakete verpackt, die getrennt, aber miteinander verkettet übertragen und am Ende wieder zusammengesetzt werden. Damit beträgt der Protokoll Overhead für kurze Pakete (100 Byte Nutzdaten) 78%, für größere Pakete (1000 Byte) fällt er auf 7,8 %, um dann dort konstant zu bleiben. In unseren Überschlagsrechnungen veranschlagen wir rund 100 Byte Protokolloverhead<sup>52</sup> je Nutzdatenpaket und schließen damit die Padding Bytes der Verschlüsselung mit ein, d.h. 100% Zuschlag zu den Nutzdaten für die kleinen Pakete mit 100 Byte Nutzdaten und 10% für Nutzdatenvolumina ab 1000 Byte. Diese Overheads sind in den nachfolgend genannten Kommunikationsvolumina enthalten.

---

**50** Kritisch hinterfragt werden kann an dieser Stelle, inwieweit der Aufwand mit dem Smart Meter Gateway und seiner Administration bei einem Konzept von gelegentlichen Verbrauchsabfragen und monatlicher Auslesung eines Zählerstandes - also am low end der Anwendungen eines intelligenten Energiesystems - und dem daraus resultierenden geringen telekommunikativen Aufkommen in Einklang zu bringen ist mit den beim BSI Konzept entstehenden Kosten und inwieweit dies zu rechtfertigen ist. Ggf. wäre hier auch eine low cost Alternative als Ergänzung sinnvoll.

**51** IP-Pakete können theoretisch bis zu 64Kbyte Daten umfassen. Das ist in der Praxis aber eher unüblich. Unsere Abschätzung bzgl. des abgeleiteten Overheads ist eher konservativ (eher eine Überschätzung).

**52** Mit dieser Überschlagsrechnung sind auch Aspekte wie die IP Version 6 Umstellung bereits abgegolten.

Tabelle 2-3: Anwendungsfälle

Anwendungsfall:	Austausch zwischen		Datenvolumen je Nachricht/ Bandbreite	Verkehrsverhalten	Bemerkungen
	Quelle	Senke			
<b>Datenübertragung zur Information des Kunden</b>	Lieferant	Messstelle/ PC	50 Kbyte/ 400 kbit/s	gelegentlich, dann mehrfach hintereinander	kann entfallen, wenn dezentrale Kommunikationsarchitektur, beinhaltet auch Tarif/ Entgeltinfo
<b>Datenübertragung zur Abrechnung</b>					
a) Verkehrsabrechnung	Messstelle	Messstellenbetreiber/ -dienstleister -> Netzbetreiber + Lieferant	200 Byte/ 1,6 kbit/s 5.500 Byte/ 44 kbit/s oder 200 Byte/ 1,6 kbit/s	von 1 x pro Monat bis täglich 1 x täglich sekündlich -> permanent	je nach Messkonzept und Verhaltenslenkungsabsicht
- SLP (Standard)					
- RLM (Lastgang)					
b) Einspeiseabrechnung	Messstelle	Messstellenbetreiber/ -dienstleister -> Netzbetreiber + Lieferant	200 Byte/ 1,6 kbit/s 5.500 Byte/ 44 kbit/s	von 1 x pro Monat bis täglich 1 x täglich	Könnte durch die Daten zur Netzbetriebs-steuerung miteinbezogen werden
- Ein Messwert					
- Erzeugungsgang					
<b>Neue Produktangebote für Endkunden</b>					
a) Neue Tarifangebote	Lieferant	Messstelle/ PC	600 Byte/ 4,8 kbit/s	gelegentlich bis 1 x täglich	wirkt ggf. auf die Abrechnungsverfahren (Lastgang) und das zugehörige Verkehrsaufkommen
b) Smart Home					keine gesonderte Berücksichtigung, weil entweder neues Tarifangebot oder Steuerung des Verbrauchs
<b>Datenübertragung zur Steuerung und Regelung</b>					
a) Steuerung der Erzeugung					
- Schaltbefehle	Netzbetreiber	Messstelle/ Erzeugungsanlage	200 Byte/ 1,6 kbit/s	gelegentlich, aber wenn kritische Lastsituationen, mehrfach	
- Leistungsüberwachung	Messstelle/ Erzeugungsanlage	Netzbetreiber	300 Byte/ 2,4 Kbit/s	sekündlich -> permanent	abhängig von der Netzsteuerungskonzept, Daten ggf. nur an den Ortsnetzstationen erfasst
- virtuelles Kraftwerk	Messstelle/ Erzeugungsanlage	Zentrale virtuelles Kraftwerk	200 Byte/ 1,6 kbit/s 300 Byte/ 2,4 Kbit/s	mehrfach täglich sekündlich -> permanent	Schaltbefehle (zusätzlich), Leistungsüberwachung (zusätzlich)
b) Steuerung des Verbrauchs					
- Schaltbefehle	Netzbetreiber	Messstelle/ Endgerät	200 Byte/ 1,6 kbit/s	gelegentlich, dann für mehrere Verbraucher	nur in Verbindung mit Lastgangmessung sinnvoll
- Ausführungsbestätigung	Messstelle/ Endgerät	Netzbetreiber	200 Byte/ 1,6 kbit/s	gelegentlich, dann von mehreren Verbrauchern	anstelle des Netzbetreibers bzw. seiner Zentrale kann als Quelle oder Ziel auch der Ortsnetztrafo stehen, Verkehrsreduktion in übergeordnetes TK-Netz
c) Steuerung von Netzelementen					
- Ortsnetzstationen	Messstelle in Ortsnetzstation	Netzbetreiber	1100 Byte/ 8,8 kbit/s	sekündlich -> permanent	Entweder permanente Erfassung an allen Erzeuger-Messstellen oder zumindest am Ortsnetztrafo, ggf. auch an beiden Stellen
<b>Wartung der Netzapplikationen</b>	Netzbetreiber/ Lieferant	Messstelle/ PC ...	10 Mbyte/ 1- 2 Mbit/s	gelegentlich, Laden darf länger dauern	benötigen 80 s plus Protokoll-Latenzen bei 1 Mbit/s Anschluss
<b>Elektromobilität</b>					
- Messdatensatz	Messstelle	Netzbetreiber/ Lieferant	300 Byte/ 2,4 kbit/s bis 2500 Byte/ 20 kbit/s	zweifach je Ladevorgang, an jede Senke einmal <sup>1)</sup>	sowohl für private, semi-öffentliche und öffentliche Messstellen
					<sup>1)</sup> oder einfach über Messstellenbetreiber/ -dienstleister, der unmittelbar an Lieferanten und Netzbetreiber weiterleitet

Man erkennt schnell, dass der Bandbreitenbedarf bei einem durchschnittlichen Endverbraucher mit Standardprofil sehr gering ist (1 x monatlich ein Kommunikationsvorgang mit 1,6 Kbit/s, selbst wenn Daten zur Information des Kunden aus zentralen Stellen beim Lieferanten an den Endverbraucher übertragen werden, werden kurzzeitig nur 400 kbit/s benötigt, wobei der Anschluss eine noch niedrigere Kapazität haben könnte, wenn denn die Informationsübertragung etwas länger dauern darf.<sup>53</sup>

Auf neue spontane Tarifangebote kann ein Endverbraucher nur dann eingehen, wenn er nach Tageszeiten differenziert abgerechnet werden kann, also eine registrierte Lastgang Messstelle hat. Hier kann es, wenn der Verbraucher auf unterschiedliche Angebote über Tag eingeht, diese auch außerhalb des Viertelstundenrasters liegen können und das Abrechnungsergebnis unmittelbar angezeigt werden soll, zu einer quasi permanenten Ablesung in Echtzeit (wir haben einen Sekundentakt angenommen) kommen. Das Ablesen könnte dann eine Dauerlast von 1,6 kbit/s von der Messstelle zum Messstellenbetreiber hin generieren. wenn die Ergebnisse im selben Rhythmus (sekündlich) aktualisiert werden müssten, kämen in die andere Richtung (Lieferant zur Messstelle) noch einmal deutlich mehr, 400 kbit/s hinzu. Dieser Wert würde sich bei einem Anzeigentakt von 10 Sekunden auf 40 kbit/s reduzieren. Notwendig wäre die Kommunikation zwischen Lieferant und Verbraucher nur für die Zeit, in der der Verbraucher sich über Verhalten in Echtzeit informieren will, typischerweise also eher selten.

Eine kommunikativ höhere Last entsteht auch dort, wo Messdaten zum Netzbetrieb in Echtzeit (Sekundenrhythmus) erfasst und an den Netzbetreiber weitergeleitet werden. Der Extremfall wäre eine Erfassung an allen Verbrauchs- und Erzeugerstellen sowie an den Ortsnetz- und Mittelspannungstrafos. Wir schätzen eine permanente Kommunikationslast von 2,4 Kbit/s je Verbraucher und Erzeuger-Messstelle zum Netzbetreiber hin ab, aus der heraus jedoch auch die Abrechnungsdaten gewonnen werden könnten. Die Steuerungsbefehle zum Steuern von Erzeugern und Verbraucher zum Regeln des Netzbetriebes fallen im Vergleich dazu nicht ins Gewicht.

Die Pflege von Software und ihr Upgrade durch Downloads bedeutet für die Telekommunikationsanschlüsse die im Vergleich höchste punktuelle Belastung mit einem Bandbreitenbedarf von ca. 1 Mbit/s unter den hier unterstellten Annahmen (10 Mbyte Update Nachrichten, Downloadzeiten von 80 Sekunden).

Alle hier abgeschätzten Werte liegen deutlich unter den Werten einer flächendeckenden Breitbandversorgung von 1 Mbit/s<sup>54</sup>. Der Zugang zum Endverbraucher stellt daher bereits heute telekommunikativ keinen Engpass dar.

Andererseits stellt sich natürlich auch die Frage, welche Datenaggregation an zentraler Stelle im Netz entsteht. Wir gehen vom extremen Fall einer Echtzeitmessung an jeder

---

<sup>53</sup> Bei diesem Anwendungsfall wären tatsächlich die Datenpakete zum Austausch der Schlüssel aus dem BSI Konzept umfangreicher als die Nutzdaten, auch wenn die Schlüssel nicht alle zwei Tage, sondern nur zum monatlichen Ablesen hin ausgetauscht werden.

<sup>54</sup> Breitbandstrategie des Bundes, in Zukunft stark wachsende Anschlussgeschwindigkeiten.

Verbrauchermessstelle, jedem Erzeuger und den Ortsnetztrafos aus. Wir unterstellen je Verbraucher-Messstelle (Haushalt) 10% Zuschlag für Gewerbekunden und je 1% für Ortsnetztrafos und dezentralen Erzeugern. Bei 30.000 Haushalten<sup>55</sup> ergeben sich 33.600 Messstellen, die mit überschlägig 2 kbit/ Dauerbelastung ins Netz hinein kommunizieren. An zentraler Stelle kommen dann 67,2 Mbit/s zusammen. In Zeiten, in denen das 1 Gbit/s Interface der kleinste Standard der Datenkommunikation ist, stellt ein solcher Wert an den zentraleren Stellen eines Telekommunikationsnetzes und in den nachgelagerten Datenverarbeitungssystemen keine Herausforderung mehr dar. Sollten nur die Ortsnetzstationen Messdaten zur Netzsteuerung beitragen, kämen nur  $8,8 \text{ kbit/s} \times 300 \text{ Trafos} = 2,64 \text{ Mbit/s}$  zusammen.

Nachfolgend spiegeln wir den abgeschätzten Bedarf an Bandbreite für die untersuchten Anwendungen an den bestehenden Infrastrukturen für Telekommunikation.

---

<sup>55</sup> Dies entspricht etwa einer kleinen Mittelstadt.



### 3 Abgleich des Bedarfs mit der bestehenden Infrastruktur

Die verschiedenen Anwendungsfälle haben gezeigt, dass gegenüber der Leistungsfähigkeit moderner Telekommunikationsnetze der Bandbreitenbedarf der Anwendungsfälle aus dem intelligenten Energiesystem bezogen auf den einzelnen Verbraucher bzw. die einzelne Messstelle eher gering ist. So sind Bandbreiten von weniger als 10 Kbit/s permanent oder von 44 Kbit/s einmal täglich bezogen auf den Anschluss in jedem Fall gering. Eher wirken Dauerlasten in Telekommunikationsnetzen problematisch, als burstartige einzelne Übertragungsspitzen. Die heute üblichen DSL-Anschlüsse auf der Basis von Kupferdoppeladern vom Hauptverteiler der Deutschen Telekom bis zum Endkunden bieten Anschlussgeschwindigkeiten von 256 Kbit/s bis ca. 16 Mbit/s<sup>56</sup>. Sie übertragen als typisches Lastprofil in der Busy Hour durchschnittlich etwa 80 Kbit/s, wobei hier kapazitiv und technisch gesehen Raum nach oben besteht. Die hier in der Studie abgeschätzten Verkehre könnten also in einem derartigen Netz jederzeit mitübertragen werden. Da bereits heute umfangreiche Software-Upgrades für die angeschlossenen PCs und Router über derartige Netze durchgeführt werden, wäre dies auch für Smart Grid Endgeräte vorstellbar. Allerdings sind insbesondere die schmalbandigeren Anschlüsse dort auch schon am Ende ihrer Leistungsfähigkeit<sup>57</sup>, je nach Umfang der Downloads. DSL-Netze stehen nicht überall zur Verfügung, insbesondere nicht im ländlichen Raum und bei größeren Anschlussleitungslängen. Dies wird derzeit durch den priorisierten Ausbau von LTE in den Gebieten behoben, die von den Landesregierungen als unterversorgt gemeldet und in die Lizenzaufgaben für Mobilfunkfrequenzen um 800 MHz eingeflossen sind. Im Rahmen der Breitbandstrategie des Bundes kann davon ausgegangen werden, dass bis Ende 2012 flächendeckend Anschlüsse mit mindestens 1 Mbit/s Download zur Verfügung stehen. Dort, wo in einzelnen Fällen eine Versorgung dennoch nicht stattfinden kann, können auch Satelliten gestützte Lösungen eingesetzt werden. Diese haben jedoch signifikant höhere Signallaufzeiten (ca. 700 ms (Satellit) gegenüber ca. 50 ms (terrestrisch)). Mitte 2012 waren bereits mehr als 99% der Haushalte mit Bandbreiten  $\geq 1$  Mbit/s versorgt, wobei es in urbanen Bereichen keine unversorgten Bereiche gibt, sondern diese eher in den ländlichen Regionen liegen (vgl. Abbildung 3-1)

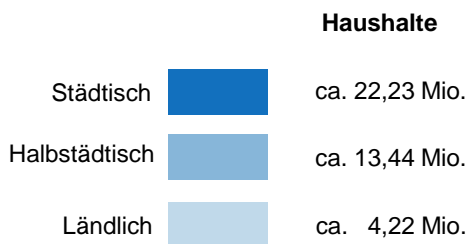
---

<sup>56</sup> Die Bandbreite ist im Wesentlichen abhängig von der Länge der Anschlussleitung, der Menge der gleichzeitig parallelen DSL-Nutzer („Störer“) und der physikalischen Beschaffenheit des Kabels und ist daher nicht für alle Nutzer gleich,

<sup>57</sup> und am Ende der Geduld der Anwender wegen der hohen Wartezeiten.

Abbildung 3-1: Breitbandverfügbarkeit  $\geq 1$  Mbit/s in Deutschland nach Gemeindeprägung<sup>58</sup>

### Gemeindegliederung in Deutschland



Breitbandverfügbarkeit über alle Technologien [%]					
Prägung	$\geq 1$ Mbit/s	$\geq 2$ Mbit/s	$\geq 6$ Mbit/s	$\geq 16$ Mbit/s	$\geq 50$ Mbit/s
Städtisch	100,0	99,1	96,1	89,0	73,2
Halbstädt.	98,9	94,9	81,8	57,9	28,7
Ländlich	94,8	87,4	69,4	35,7	8,0

Die Laufzeiten (Delay, Latenz) und Laufzeitunterschiede zwischen den einzelnen Paketen einer Datenübertragung (Jitter) sind u.E. für die Abrechnung (incl. Elektromobilität) und Software Downloads (Wartung von Netzapplikationen) unerheblich. Bei der Datenübertragung zur Information des Kunden kommt es ggf. zu höheren Reaktionszeiten, was bei Satellitenlaufzeiten bereits gewöhnungsbedürftig ist. Im Kontext der Datenübertragung zur Steuerung und Regelung können die in jedem Telekommunikationsnetz auftretenden Laufzeiten und Laufzeitschwankungen jedoch Auswirkungen haben. So wirken Steuerbefehle zum Schalten von Erzeugern oder Verbrauchern nie unmittelbar, sondern um die Laufzeit (und nachfolgende systembedingte Reaktionszeiten) verzögert. Auch eine „Echtzeit“-Überwachung durch sekundliche Auslesung von Messwerten liefert über Satellitenanschlüsse immer zeitversetzte Ergebnisse, die sich aber durch das Mitübertragen der Ablesezeit heilen lassen. Im Ergebnis hängt das Einbeziehen von deutlich laufzeitverzögernden Telekommunikationsnetzen von den Anforderungen der Anwendungen ab. Wir unterstellen, dass auch die Einbeziehung von Satellitennet-

<sup>58</sup> TÜV Rheinland, Bericht zum Breitbandatlas Mitte 2012, Teil 1, im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, <http://www.zukunft-breitband.de/Dateien/BBA/PDF/breitbandatlas-bericht-mitte-2012-teil-1,property=pdf,bereich=bba2012,sprache=de,rwb=true.pdf>

zen zur Kommunikation im Kontext der Steuerung und Regelung eines intelligenten Energiesystems möglich ist.

Grundsätzlich sollten die Telekommunikationsnetze so ausgelegt werden, dass der Austausch von Informationen und Daten so stattfindet, dass eine sichere und für den Endverbraucher reibungslose Energieversorgung erfolgen kann. Es kann dabei grundsätzlich unterschieden werden zwischen solchen Informationen, die aus Gründen der Versorgungssicherheit für das Stromnetz von Bedeutung sind und solchen, die die Vertriebsunternehmen für Standarddienstleistungen (z.B. Erstellung der turnusmäßigen Abrechnung) und darüberhinausgehende Dienstleistungen (z.B. Aufspielen von Softwareapplikationen auf die Zähler) benötigen. Diese Unterscheidung in der Bedeutung für die Sicherstellung der Energieversorgung wird sich in der unterschiedlichen Priorisierung der zugehörigen Datenpakete in einem IP-Netz und den darunterliegenden Kommunikationsnetzen wiederfinden. Sofern diese Daten über ein allgemeines öffentliches Telekommunikationsnetz übertragen werden, gilt es, das Ranking in der Priorisierung über alle Verkehrsdaten einzuhalten. So würde die Datenkommunikation für die Steuerung und Regelung des Betriebes eines intelligenten Stromnetzes in einer hohen Prioritätsklasse übertragen (wie andere Echtzeitdaten und Anwendungen für Geschäftskunden auch), während andere Daten eher auf dem Niveau eines Best Effort Verkehrs eingestuft werden würden. Ggf. würde es sich anbieten, die Kommunikation zur Steuerung und Regelung des Stromnetzes in einem Virtuellen Privaten Netz (VPN) mit garantierten Mindestbandbreiten innerhalb der öffentlichen Telekommunikationsnetze zu realisieren.

Telekommunikationsnetze sind - wie viele andere Netze auch - für den Verkehr zu Spitzenlastzeiten auszulegen. Die Spitzenlastzeit wird in der Telekommunikation Busy Hour genannt. Die Netze werden so dimensioniert, dass sie den durchschnittlichen Verkehr zur Busy Hour zuzüglich einer Kapazitätsreserve zur Sicherstellung der Qualität bzw. einer Reserve für burstartiges Verkehrsverhalten und für den Planungsvorlauf über die nähere Zukunft etwa benötigter Kapazitätserweiterungen transportieren können. Für den Fehlerfall sind typischerweise redundante Ersatzwege und Kapazitäten geplant, es dienen zusätzlich aber auch die vorgenannten Kapazitätsreserven und die bereits beschriebene und insbesondere dann auch greifende Priorisierung dazu, den Verkehr ohne wesentliche Beeinträchtigungen umrouten zu können, hochpriorer Verkehr wird dann bevorzugt transportiert. Wie bereits festgestellt würde ein öffentliches Telekommunikationsnetz den Verkehr zur Steuerung und zum Betrieb eines intelligentes Stromnetzes in jedem Fall zusätzlich aufnehmen können. Dies gilt umso mehr, als für die Telekommunikationsnetze große Kapazitätzuwächse (Anschlussgeschwindigkeiten von zukünftig 50 - 100 Mbit/s) bereits geplant werden und der Anteil des Telekommunikationsverkehrs zur Steuerung und zum Betrieb eines intelligenten Stromnetzes daher eher geringer werden wird als hier abgeschätzt.

Dies bedeutet auch, dass ein intelligentes Energiesystem von den allgemeinen Reserven und spezifischen Redundanzen eines öffentlichen Telekommunikationsnetzes im

Fälle von Fehlern des Telekommunikationsnetzes profitieren kann, vergleicht man es mit einem spezifischen, separaten dedizierten Telekommunikationsnetz zur Steuerung und zum Betrieb des Stromnetzes. Es gibt überproportional hohe Reserven und Redundanzen, deren Kosten durch alle Nutzungen anteilig getragen werden.

Beim Ausbau neuer oder beim Ersatz bestehender Stromanschlüsse sind die Grenzkosten zur Beilegung von Glasfaserkabeln gering. Ebenso ist unstreitig, dass Glasfaserkabel die derzeit effizienteste Telekommunikationsinfrastruktur hinsichtlich der übertragbaren Bandbreite und hinsichtlich der Störfestigkeit gegen elektromagnetische Einflüsse von benachbarten Leitern oder von außen darstellen. Andererseits haben wir gezeigt, dass die bestehenden Telekommunikationsanschlüsse den Telekommunikationsbedarf für die Steuerung und den Betrieb eines intelligenten Stromnetzes mit zu übertragen in der Lage wären. So wäre u.U. ein investitionssparender Ansatz, bei Neuverlegungen oder Ersetzen der Stromanschlüsse die Telekommunikationsinfrastruktur mit zu verlegen, im Übrigen aber auf die bestehende Infrastruktur öffentlicher Telekommunikationsnetze zurück zu greifen.

Es ist bisher als ein Ergebnis festzuhalten, dass bestehende öffentliche Telekommunikationsnetze die erforderliche Telekommunikation für die Steuerung und den Betrieb eines intelligenten Stromnetzes neben dem übrigen Telekommunikationsverkehr zu übertragen in der Lage sind. Neben organisatorischen Herausforderungen (s. Abschnitt 4), die dabei zu lösen sind, kann man davon ausgehen, dass ein intelligentes Stromnetz bereits heute mit Rückgriff auf die heute bestehende Infrastruktur öffentlicher Telekommunikationsnetzes flächendeckend ausgebaut werden kann, ohne dass dazu ein flächendeckendes Glasfasernetz zur Verfügung stehen muss.

## 4 Implikationen für Regulierung und Wettbewerb

### 4.1 Ausgangslage

#### 4.1.1 Bereitstellung der Infrastruktur

Die Bereitstellung der für ein intelligentes Energiesystem benötigten TK-Infrastruktur kann grundsätzlich auf zwei Wegen erfolgen. Zum einen ist denkbar, dass jeder Akteur im Energiemarkt (Netzbetreiber, Lieferant, Messstellenbetreiber etc.) seine eigene Infrastruktur aufbaut (dedizierter Ansatz, Fall 1 Tabelle 4-1), zum anderen kann es gemeinsam mit mehreren Akteuren genutzte Netze geben, und auch solche, die auch die öffentliche Telekommunikation mit einschließen (shared Ansatz, z.B. Fall 5, Tabelle 4-1). Im Kontext der BSI Kommunikationskonzeptes könnte das bedeuten, dass bei einem dedizierten Netz jede Funktion (Netzbetreiber, MSB/ MDL, Lieferant) eine eigene Infrastruktur zum Smart Meter Gateway hin errichtet. Beim shared Ansatz würden jedoch einige oder alle Netze gemeinsam zum Smart Meter Gateway hin terminieren und nur die übrigen dediziert bleiben. Das BSI Kommunikationskonzept geht in seinen Annahmen davon aus, dass ein shared-Netz über ein öffentliches Telekommunikationsnetz den Anschluss bereitstellt.

Die nachfolgenden Analysen zu den beiden Ansätzen diskutieren den vollen Umfang des Lösungsspektrums, um dieses dann aufgrund der Vor- und Nachteile einzugrenzen. Diese Diskussion geschieht vor allem auf dem Hintergrund einer Argumentation im Markt, dass ein dedizierter Ansatz unerlässlich sei.<sup>59</sup> Andererseits bedeuten zusätzliche Anschlüsse an ein Telekommunikationsnetz bzw. dedizierte Telekommunikationsnetze jedoch auch zusätzliche Kosten, die im Ergebnis durch die Endkunden zu tragen sind.

#### *Dedizierter Ansatz*

Beim dedizierten Ansatz wäre zum Beispiel für das Telekommunikationsnetz eines Lieferanten zu fragen, wie z.B. das Verfahren beim Wechsel des Lieferanten ausgestaltet sein müsste, d.h. ob der übernehmende Lieferant (gesetzlich) gezwungen werden soll, die Infrastruktur des Altanbieters (gegen Entgelt) zu übernehmen. Dieser Ansatz ist jedoch im Fall des Lieferantennetzes technisch nicht praktikabel, denn es wird nicht jeder Kunde vom Lieferanten über ein eigenes, dediziertes Netz angeschlossen, das dann beim Lieferantenwechsel weitergegeben werden könnte, sondern der Anschluss ist Teil eines Gesamtnetzes.

Insofern läge der Betrieb eines Netzes zum Auslesen der Messdaten durch den Messstellenbetreiber nahe, über das dann die Datenübertragung zur Information des Kunden z.B. über Angebote, Tarife und Abrechnungsstände etc. zwischen Lieferanten und Kunden gleichfalls (gemeinsam) mit abgewickelt werden müsste. Der Messstellenbetreiber

---

<sup>59</sup> Weirich (2012).

weiß bereits aus seiner Aufgabe, welche Stromkunden - Lieferantenbeziehungen bestehen. Er wird die verschiedenen Lieferanten mit den entsprechenden Kommunikationskosten belasten. Technisch betrachtet kann er in seinem Telekommunikationsnetz für jeden Lieferanten ein eigenes VPN (Virtuelles Privates Netz) zur Kommunikation mit dessen Kunden einrichten. Beim Lieferantenwechsel eines Endkunden wäre dessen Zuordnung zum VPN des Lieferanten dann zu ändern.

Somit könnte es ein dediziertes Netz für die Datenübertragung zur Abrechnung und zur Information des Kunden geben (ein „kaufmännisches“ Telekommunikationsnetz), und ein zweites dediziertes Telekommunikationsnetz zur Steuerung und zum Betrieb eines intelligenten Stromnetzes für den Netzbetreiber (ein „technisches“ Telekommunikationsnetz) (Fall 2 Tabelle 4-1). Das erste würde vom Messstellenbetreiber betrieben und endet an allen Messstellen für den Verbrauch (und die Erzeugung) und erledigt die Lieferantenkommunikation auf dem gemeinsamen Netz mit, das zweite würde vom Netzbetreiber als dediziertes Netz betrieben und endet an allen zu steuernden und zu messenden Stellen des Netzes, wie es für den Betrieb notwendig ist. Daneben existiert noch ein öffentliches Telekommunikationsnetz.

Das zweite Netz endet aber in einem zukünftigen Evolutionsschritt des intelligenten Energiesystems wieder bei jedem Endkunden, bei dem Verbraucher zur Regelung der Lastsituation des Stromnetzes zu- oder abgeschaltet werden sollen. Deren Zahl wird wachsen. Die Schnittmenge der Teilnehmer/ Endstellen beider Netze nimmt also zu. Naheliegend ist in diesem Fall ein vom Netzbetreiber errichtetes Netz, das auch der Rolle des Messstellenbetreibers (einschließlich der zuvor beschriebenen Lieferantenkommunikation) zur gemeinsamen Nutzung zur Verfügung gestellt werden kann. Naturgemäß muss es ergänzend eine Kommunikation zwischen Messstellenbetreiber und den verschiedenen Lieferanten geben, z.B. über die oben beschriebenen VPN, denn nur so können die Lieferanten ihre Aufgabe erfüllen. Ein solches Netz wäre dediziert für Zwecke des Smart Grid, aber nicht mehr für jede Rolle separiert (Fall 3 Tabelle 4-1).

### *Shared Ansatz*

Auf der anderen Seite ist auch vorstellbar, dass ein (Breitband-)Anschluss nicht nur von mehreren Akteuren des Intelligenen Energiesystems genutzt wird, sondern es stellt sich die Frage, inwieweit existierende öffentliche Telekommunikationsanschlüsse der Endkunden für Zwecke des Intelligenen Energiesystems mitgenutzt werden sollten (shared-Ansatz). Das erstreckt sich praktischerweise soweit, wie der zusätzliche Kommunikationsbedarf des Intelligenen Energiesystems das übrige Kommunikationsinteresse des Endkunden nicht signifikant beeinträchtigt. Unsere oben vorgenommenen Abschätzungen haben ergeben, dass dies nicht der Fall sein dürfte. Prinzipiell ließen

sich dann auch die Netze der verschiedenen Rollen im Intelligenten Energiesystems als VPN auf einem Telekommunikationsanschluss separieren<sup>60</sup> (Fall 5 Tabelle 4-1).

Tabelle 4-1: Optionen für den dedizierten oder gemeinsamen Betrieb von Telekommunikationsnetzen im Kontext mit Smart Grids

TK-Netz	Funktion	Fall 1	Fall 2	Fall 3	Fall 4	Fall 5	Fall 6		Fall 7
							a	b	
dediziert	Lieferant	x	-	-	-	-	-	-	
	MSB/ MDL	x	-	-	-	-	-	-	x
	Netzbetreiber	x	x	-	x	-	-	-	x
	öffentl. TK	x	x	x	-	-	-	-	-
gemeinsam	Lieferant	-	x	x	x	x	-	x	x
	MSB/ MDL	-	x	x	x	x	x	-	-
	Netzbetreiber	-	-	x	-	x	x	-	-
	öffentl. TK	-	-	-	x	x	-	x	x

Die Tabelle ist so zu lesen, dass im Fall „dediziert“ jede der mit einem Kreuz aufgeführten Funktionen ein eigenes separates Netz betreiben, und dass im Fall „gemeinsam“ jede der mit einem Kreuz aufgeführten Funktionen zusammen ein gemeinsames Netz nutzen. Der Fall 6 beschreibt zwei voneinander getrennte, jedoch jeweils durch zwei Funktionen gemeinsam genutzte Telekommunikationsnetze.

Im Fall 6 (Tabelle 4-1) werden die Informationen des Lieferanten über das öffentliche Telekommunikationsnetz übertragen, Netzbetreiber und Messstellenbetreiber nutzen jedoch gemeinsam ein eigenes separates Netz (Fall 6 a). Fall 7 beschreibt die Situation, bei der Messstellenbetreiber und Netzbetreiber jeweils eigene dedizierte Netze errichten und betreiben, während der Lieferant das öffentliche Telekommunikationsnetz nutzt..

Im Übertragungsnetz ist es bisher üblich, dass zur Steuerung des Stromnetzes eigene dedizierte, heute typischerweise aus Glasfasern bestehende Telekommunikationslinien des Netzbetreibers eingesetzt werden. Dies wird argumentiert mit der Eigenbestimmung über die Redundanzen des Netzes, seine Verfügbarkeit und die Priorisierung des Verkehrs, die für die Steuerung und Regelung des Netzbetriebs unerlässlich, d.h. betriebsnotwendig ist. Der Logik folgend müssten in Zukunft diese Netze auf alle individuell zu steuernden dezentralen Einspeiser und Energieverbraucher (oder zumindest Großverbraucher) ausgedehnt werden. Dann könnten auch alle Messstellen eingebunden werden (s.o.), soweit denn das automatisierte Ablesen von Erzeugungs- und Verbrauchsdaten zu Abrechnungszwecken oder die Datenübertragung zur Information des Kunden als betriebsnotwendig verstanden werden kann.<sup>61</sup> „Erst wenn sich ein nicht

<sup>60</sup> Die Frage ist, inwieweit nicht alle Funktionen des Smart Grid über die Messstelle durchgeführt und bei den Verbrauchern koordiniert werden und insoweit zumindest Anschlüsse dedizierter Netze dort zu höheren Kosten führen.

<sup>61</sup> Vgl. BNetzA (2012c).



betriebsnotwendiger oder nicht effizienter Bereich ableiten lässt, sind Glasfaserausbaukosten ggf. in der Kalkulation nicht berücksichtigungsfähig<sup>62</sup>. So wäre ein anderer Lösungsansatz, das technische Netz dediziert zu betreiben, aber das kaufmännische Netz über die Telekommunikationsanschlüsse der Endkunden an öffentlichen Netze zu realisieren<sup>63</sup> (Fall 4 Tabelle 4-1).

Die Mitnutzung öffentlicher Telekommunikationsanschlüsse wirft aber auch eine Reihe von Fragen auf:

Unbeantwortet geblieben ist bisher die Frage, wer denn im Fall der Mitnutzung öffentlicher Telekommunikationsnetze die Kosten für diese Telekommunikation zu tragen verpflichtet ist. Ist es der Netzbetreiber (zumindest für das Steuern des Stromnetzes und das einschlägige Messen), ist es der Lieferant, ist es der Stromverbraucher/-vertragspartner oder der Inhaber des Telekommunikationsanschlusses, der Gebäudeeigentümer oder der Mieter? Eine einfache Antwort wäre, die Kosten dem Inhaber des Telekommunikationsanschlusses zuzurechnen, der in aller Regel auch der Vertragspartner des Stromlieferanten wird und der im Ergebnis den Telekommunikations-Bestandteil eines (Strom-)Netzentgeltes final bezahlen muss. Aber das gilt nicht in jedem Fall, und es erscheint wenig praktikabel, Telekommunikationskunden und Stromkunden/-erzeuger auf diese Weise zu koppeln. So wäre voraussichtlich der Kommunikationsbedarf für das Intelligente Energiesystem den Inhabern mitgenutzter Telekommunikationsanschlüsse zu erstatten<sup>64</sup>, sofern sie nicht mit den Stromkunden identisch sind.

Die Kommunikation in einem Intelligenten Energiesystem muss aber auch bei einem Wechsel des TK-Anbieters weiter laufen. Dies ist auf einer IP-Ebene relativ einfach möglich<sup>65</sup>, bei IP-VPNs müssen diese jedoch entsprechend umkonfiguriert werden. In jedem Fall ist der Anbieterwechsel-Prozess in der Telekommunikation davon betroffen bzw. muss entsprechend erweitert werden. Weil dieser heute nicht unterbrechungsfrei erfolgt muss für diese Fälle Vorsorge getroffen werden (z.B.: Messstellen sind nicht erreichbar/ ablesbar, Informationen für den Kunden sind nicht darstellbar). Es muss geprüft werden, inwieweit dezentrale Erzeuger vom Netz genommen werden sollten, um nicht undefinierte Zustände zu provozieren.

Bei einem Bewohnerwechsel kommt es vor, dass zwar der Telekommunikationsanschluss gekündigt wird, der Stromanschluss jedoch nicht abgeschaltet wird, sondern sich alter und neuer Bewohner nur auf den Zählerstand zur Abrechnung einigen und so die Stromversorgung unterbrechungsfrei zur Verfügung steht, z.B. für Renovierungsarbeiten. Auch hier muss eine Einschränkung der Funktionalität vorübergehend hingenommen werden. Das Fernablesen zum Stichtag kann in diesem Fall nicht erfolgen,

---

<sup>62</sup> Ebenda.

<sup>63</sup> Ggf. auch über VPN

<sup>64</sup> Ggf. nur dann, wenn sie nicht mit den Stromkunden identisch sind. Das ist jedoch auch eine Frage von einfacher und fehlerarmer Administration.

<sup>65</sup> Bei einer festen IP-Adresse der Smart Grid Endgeräte konfiguriert sich das Netz automatisch, bei einer dynamisch vergebenen IP-Adresse muss es sich neu anmelden.

denn der Telekommunikationsanschluss steht ja nicht mehr zur Verfügung. Die bekannten manuellen Verfahren müssen greifen, oder man muss mit der Abrechnung bis zum Wiederanschluss der Messstelle warten und die Daten dort so lange zwischenspeichern<sup>66</sup>.

Problematisch wird das Mitnutzen von Anschlüssen an öffentliche Telekommunikationsnetze in den Fällen, wo kein Breitbandanschluss vom Endkunden geordert ist (Voice only) oder ein Anschluss gar nicht existiert (Mobile only<sup>67</sup>/ No-User) oder wo er abgeschaltet wurde (z.B. Inkasso-Probleme).

Ein weiterer Aspekt bei der Mitnutzung öffentlicher Breitbandanschlüsse der Verbraucher ist, dass die Messstellen häufig räumlich weit entfernt von den Netzanschlüssen der Telekommunikation angesiedelt sind (z.B.: Strommessstellen im Keller, Netzanschlüsse in den Wohnungen). Je nach Umständen müssten die Verbindungen untereinander nachverkabelt werden.<sup>68</sup>

Viele dieser Fragen lassen sich nur dann auf einfache und einheitliche Weise lösen, wenn die Telekommunikation zur Steuerung und zum Betrieb eines intelligenten Stromnetzes (incl. Ablesen und Downloads) über einen separaten, der Messstelle (oder mehreren Messstellen, eben dem Smart Meter Gateway) zugeordneten Telekommunikationsanschluss abgewickelt wird. Diesen Ansatz verfolgt das BSI Kommunikationskonzept<sup>69</sup>. Die Kosten würden dann sinnvollerweise über den Netzbetreiber (im Falle eigener Telekommunikationsanschlüsse aus der Telekommunikationsinfrastruktur des Netzbetreibers (Fall 3 Tabelle 4-1) oder über den Messstellenbetreiber (im Fall von Telekommunikationsanschlüssen aus einem öffentlichen Netz (Fall 5 Tabelle 4-1)) berechnet. Um auch hier Kosten für zusätzliche Telekommunikationsanschlüsse zu senken - jedes Gebäude würde zumindest einen zusätzlichen Telekommunikationsanschluss haben -, sind prinzipiell Mischformen aus Messstellen dedizierten separaten Telekommunikationsanschlüssen und mitgenutzten privaten Telekommunikationsanschlüssen vorstellbar (z.B. für Einfamilienhäuser) - und manche Lösung ist dann eben auch nicht umsetzbar, was die Freiheitsgrade für die Bürger reduziert (z.B. bei Abmeldung/ Ummeldung des Telekommunikationsanschlusses, ohne einen Ersatz für den Anschluss der Messstelle zu haben). Zu berücksichtigen bleibt jedoch, dass je mehr verschiedene organisatorische Lösungen für die Telekommunikation in intelligenten Stromnetzen geschaffen werden, desto komplexer werden die Abrechnungsverfahren und die Prozesse und umso höher wird die Fehlergefahr mit der zugehörigen Kundenzufriedenheit.

---

<sup>66</sup> Das Zwischenspeichern ist insbesondere bei einer Lastgangmessstelle sinnvoll.

<sup>67</sup> Nicht: ortsfester LTE-Anschluss in sogenannten weißen Flecken (Breitband unterversorgten Gebieten)

<sup>68</sup> U.U. funktionieren auch Funklösungen oder Inhouse Powerline.

<sup>69</sup> s. Technische Richtlinie BSI TR-03109-1, Anhang Betriebsprozesse, Version 0.50 vom 25.5.2012, S. 28

Neben dieser Lösung mit dedizierten Telekommunikationsanschlüssen für die Smart Meter Gateways ist eine weitere mögliche Lösung mit einiger Wahrscheinlichkeit der Betrieb eines eigenen dedizierten TK-Netzes zur Aufrechterhaltung des Netzbetriebes und zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit vom Netzbetreiber bis zur Ortsnetzstation bzw. den Energieerzeugern („technisches Netz“). U.U. werden darüber auch große, zur Laststeuerung relevante Verbraucher erschlossen. Daneben gibt es ein weiteres geshartetes Netz zu allen Smart Metern, das über verschiedene TK-Dienstleister erbracht werden kann (Fall 4 Tabelle 4-1), ggf. auch über einen integrierten Messstellenbetreiber/ MDL und Lieferanten („kaufmännisches Netz“) (Fall 2 Tabelle 4-1). Das kaufmännische Netz könnte später u.U. auf Anschlüsse an das Telekommunikationsnetz des Stromnetzbetreibers umgestellt werden, wenn es denn zur Steuerung von Verbrauchern bis zu den Messstellen hin ausgebaut werden würde<sup>70</sup> (Fall 3 Tabelle 4-1).

#### 4.1.2 Konvergenz der Branchen

Zunehmend ist eine Konvergenz der Märkte für Energie und Telekommunikation zu beobachten. Einige Unternehmen bieten dabei schon seit längerem beide Dienstleistungen aus einer Hand an.<sup>71</sup> Daneben gibt es die Tendenz, dass Unternehmen, die ursprünglich nur auf einem der beiden Märkte aktiv waren, verstärkt in den jeweils anderen Markt drängen. Auf der einen Seite bieten Unternehmen, die ursprünglich nur im Telekommunikationssegment aktiv waren, Energiedienstleistungen an, insbesondere in der Rolle des Messstellenbetreibers im Verbund mit dem Einsatz intelligenter Zähler. So planen 35% der TK-Unternehmen Investitionen in den Bereichen Smart Energy und Smart Grid.<sup>72</sup> Schwerpunkt ist dabei das Datenmanagement der durch Smart Meter erzeugten Daten.<sup>73</sup> Der Auftritt als Messstellenbetreiber durch TK-Unternehmen ist aus wettbewerbsökonomischer Sicht wünschenswert, da dadurch die Wettbewerbsintensität auf dem Markt erhöht wird.

Auf der anderen Seite erfolgt der Ausbau breitbandiger Infrastruktur, insbesondere der Glasfaserkabel, zunehmend durch Energieversorgungsunternehmen und hier vor allen Dingen durch die Stadtwerke. Sie besitzen den Vorteil, auf bereits bestehende Infrastruktur aufbauen zu können. So ist es „ihnen bei der Erschließung von Neubaugebieten oder bei Wartungsarbeiten am Rohrsystem ohne großen Aufwand möglich, Glasfaserkabel mit zu verlegen und darüber Breitband-Internet anzubieten.“<sup>74</sup>

Dabei sind verschiedene Geschäftsmodelle denkbar. So können zum einen Trassen und Leerrohre an Dritte vermietet werden. Denkbar ist auch die Verlegung der Glasfa-

---

<sup>70</sup> Da die Rollen prinzipiell getrennt sind, ist dieses Zusammenlegen nicht zwangsläufig und sollte nach ökonomischen Kriterien erfolgen (welcher Weg ist preiswerter?)

<sup>71</sup> Vgl. z.B. das entsprechende Geschäftsmodelle der EWE AG.

<sup>72</sup> Ollrog (2011).

<sup>73</sup> Ebenda.

<sup>74</sup> Sturm und Steffan (2010).

ser, um sie an Dritte zu vermieten (Dark-Fibre). Schließlich können die Versorger auch selbst die TK-Infrastruktur bewirtschaften. So boten im Jahr 2010 bereits 19% der Stadtwerke TK-Dienstleistungen an.<sup>75</sup> Von den im Rahmen einer Umfrage befragten Stadtwerke gaben mehr als die Hälfte an „bestehende Netze aus- oder neue Netze aufbauen zu wollen.“<sup>76</sup> Diese Aktivitäten beschränken sich aber derzeit immer nur auf einen Teil der Versorgungsgebiete und sind vorerst nicht flächendeckend angegangen.

## 4.2 Ökonomische und rechtliche Analyse

### 4.2.1 Nutzung bestehender Infrastruktur

Die Nutzung der bestehenden TK-Infrastruktur kann, wie oben beschrieben, auf verschiedenen Wegen erfolgen (dezidiertes Ansatz, shared Ansatz, Mischformen). Im Rahmen der Regulierung ist ein Gebot zur effizienten Nutzung der Ressourcen vorgegeben, so dass im Prinzip die günstigste Kommunikationslösung genutzt werden muss. Das ist aber nicht immer zwangsläufig die Nutzung bestehender öffentlicher Telekommunikationsnetze.

### 4.2.2 Aufbau neuer TK-Infrastruktur durch EVUs

Energieversorgungsunternehmen haben von je her für den Eigenbedarf eigene Telekommunikationsinfrastrukturen und -netze aufgebaut und waren dafür bereits lange vor der 1988 begonnenen Liberalisierung in der Telekommunikation vom Netzmonopol befreit. Die Kosten für die so errichteten Telekommunikationsinfrastrukturen können in die Netzentgelte eingerechnet werden, soweit die Infrastrukturen betriebsbedingt benötigt werden. Die Auslegung dieser Bedingung ist sicher interpretationsbedürftig. Die BNetzA zählt hierzu beispielsweise auch die Erfassung von Zählerdaten und Steuerungssignalen. Zum anderen können neu errichtete Glasfaser-Infrastrukturen Effizienzgewinne für die Stromnetzbetreiber generieren, die ihren Ausbau rechtfertigen.<sup>77</sup> Auch hier gibt es sicher Interpretationsoptionen, denn z.B. das Ersetzen eines Kupferdoppeladerbasierten Telekommunikationsanschlusses durch einen Anschluss basierend auf Glasfasern hat eine erheblich höhere Störfestigkeit zur Folge und ist sicher ein technischer Effizienzgewinn<sup>78</sup>, wenngleich nicht zwingend ein Effizienzgewinn aus rein ökonomischer Sicht. Grundsätzlich ließe sich hieraus der Ausbau eines Glasfasernetzes begleitend zum Neubau / zur Erneuerung eines Stromverteilnetzes rechtfertigen<sup>79</sup>. Dabei geschaffene Reserven können bzw. müssen<sup>80</sup> einer Drittvermarktung zugeführt

---

<sup>75</sup> Ebenda.

<sup>76</sup> Ebenda.

<sup>77</sup> Vgl. BNetzA (2012c).

<sup>78</sup> Höhere Störfestigkeit verbunden mit ungleich höherem Bandbreitenpotential

<sup>79</sup> „Auslöser der Tiefbaumaßnahmen darf nicht der Bedarf an Glasfaserkabeln ... sein, sondern er muss im Bereich des Stromnetzes liegen“, BNetzA 2012, S.5

<sup>80</sup> §§ 70 ff und 77b TKG (2012)

werden und verringern zumindest im Maße der erzielten Erlöse wieder die für die Netzentgelte berücksichtigungsfähigen Kosten.

Die Mitverlegung von Telekommunikationslinien bei Tiefbauvorhaben hat bereits spätestens seit Beginn des Falls des Telekommunikationsnetzmonopols 1995 Tradition. Insbesondere haben die großen Kommunen schon früh darauf geachtet, dass Straßen- und Gehwegaufbrüche nur koordiniert erfolgen, um die Beeinträchtigungen für den Straßenverkehr und die Bürger gering zu halten. Diese Koordination erfolgt Spartenübergreifend (Gas, Wasser, Strom, Telekommunikation, Verkehrssteuerung, Abwasser, Verkehrsbetriebe, ...) und hat für die mitwirkenden Firmen neben dem Vermeiden von Aufbruchsperrern<sup>81</sup> den wirtschaftlichen Effekt, dass insbesondere Tiefbaukosten geteilt und dadurch für das einzelne Unternehmen gesenkt werden. Eine typische markteta-blierte Kostenteilung geht dabei nach den Raumsegmenten vor, die von den einzelnen Unternehmen im gemeinsamen Graben beansprucht werden. Im Grundsatz sind diese Raumsegmente die Kostentreiber in einem gemeinsam genutzten Graben.

Dies sei an einem einfachen Beispiel erläutert. Es werden im Rahmen einer Baumaßnahme drei Leerrohre verlegt. Davon wird eines für ein Stromkabel verwendet, eines für ein Glasfaserkabel zur Steuerung des Stromnetzbetriebes und eines für ein Telekommunikationskabel für ein öffentlich zugängliches Netz. Die Kostenteilung erfolgt dann im Verhältnis 2:1. Zwei Teile liegen beim Stromnetz, ein Teil beim öffentlichen Telekommunikationsnetz.<sup>82</sup>

Prinzipiell ergibt sich bei einer Kostenteilung mit einem Stromverteilnetz eine Senkung der Infrastrukturkosten für beide Infrastrukturbetreiber, weil sich größere Raumsegmente generell zu niedrigeren spezifischen Kosten je Raumsegment verlegen lassen als kleine. Der Ausbau von Glasfasernetzen für die Telekommunikation wird daher attraktiver, Teile der Infrastrukturkosten werden durch das Stromnetz getragen. (Gleiches gilt umgekehrt auch für das Stromnetz.) Eine Quersubventionierung könnte dadurch entstehen, dass Glasfasern für den Betrieb des Stromnetzes ausgebaut werden, für die keine Notwendigkeit besteht, nur um ein preiswertes Telekommunikationsnetz mit auszubauen.<sup>83</sup> Auch könnte gar ein Stromverteilnetz (vorzeitig) erneuert werden, um die Glasfasern für Telekommunikation preiswerter zu verlegen.

---

<sup>81</sup> Kommunen verhängen Aufbruchsperrern, d.h. ein Verbot über Tiefbaumaßnahmen im öffentlichen Verkehrsraum, um das wiederholte unterjährliche Aufbrechen der Oberfläche für Tiefbaumaßnahmen zu unterbinden und die betroffenen Infrastrukturtäger zur Kooperation zu zwingen.

<sup>82</sup> Die Leitlinie zur Kostenteilung der BNetzA (BNetzA 2012c) geht etwas anders vor. Sie nimmt die Kosten, die für das Stromnetz alleine entstanden wären, und die Kosten, die für das telekommunikationsnetz alleine entstanden wären, und teilt dann die Gesamtkosten im Verhältnis der hypothetischen Baumaßnahmen untereinander auf. Das führt prinzipiell zur einer Aufteilung, bei der der Nutzer geringerer Raumanteile höher belastet wird als bisher im Markt üblich, weil eine „kleine“ Tiefbaumaßnahme bezogen auf das zu vergrabende Raumsegment deutlich teurer ist als für ein größeres Raumsegment.

<sup>83</sup> Das erlaubt der Leitfaden der BNetzA zur Mitverlegung von Glasfaserkabeln jedoch nicht. Vgl. FN 79). Ebenso dazu Abschnitt 4.2.3.

Wenn beim Neubau oder der Erneuerung eines Stromverteilnetzes für betriebliche Zwecke Telekommunikationslinien mit errichtet werden, die dann auch für ein öffentliches Telekommunikationsnetz mitgenutzt werden können, dann führt dies zu einer Kostensenkung für das Stromnetz, die den Ausbau des dedizierten Glasfasernetzes effizienter macht und dessen Ausbau nun nicht nur aus betrieblichen oder Effizienzsteigernden Gründen zu argumentieren erlaubt, sondern auch den ökonomischen Abstand zu einer geharten Lösung mit einem öffentlichen Telekommunikationsnetz reduziert. Eine klassische Win-Win Situation, wenn denn die Glasfaser wirklich aus betrieblichen oder Effizienzgründen erforderlich ist. Prinzipiell liegt in diesem Bereich ein Missbrauchspotential, das nur schwer zu kontrollieren ist.

#### 4.2.3 Strukturelle Separierung

Grundsätzlich besteht aus ökonomischer Sicht beim Aufbau und Betrieb einer Infrastruktur durch Unternehmen, die auch in anderen Bereichen tätig sind, die Gefahr der Quersubventionierung. So ist es denkbar, dass Netzbetreiber, die Gewinne in einem Sektor erzielen, diese beispielsweise zur Finanzierung von Verlusten in einem anderen Sektor verwenden. Dies gilt insbesondere für Energieversorgungsunternehmen, die auch TK-Netze aufbauen. Diese Gefahr hat der Gesetzgeber erkannt und in § 7 des Telekommunikationsgesetzes eine entsprechende Vorschrift unter dem Schlagwort „Strukturelle Separierung“ aufgenommen. Adressaten dieser Vorschrift sind in erster Linie Energieversorgungsunternehmen, die Telekommunikationsdienstleistungen auf ihrer vorhandenen Infrastruktur aufbauen.<sup>84</sup> Der Wortlaut des Paragraphen findet sich in der folgenden Box.

---

<sup>84</sup> Pedell und Weber (2008).



### § 7 TKG: Strukturelle Separierung

*Unternehmen, die öffentliche Telekommunikationsnetze betreiben oder Telekommunikationsdienste für die Öffentlichkeit anbieten und innerhalb der Europäischen Union besondere oder ausschließliche Rechte für die Erbringung von Diensten in anderen Sektoren besitzen, sind verpflichtet,*

- 1. die Tätigkeiten im Zusammenhang mit der Bereitstellung von öffentlichen Telekommunikationsnetzen und der Erbringung von Telekommunikationsdiensten für die Öffentlichkeit strukturell auszugliedern oder*
- 2. über die Tätigkeiten im Zusammenhang mit der Bereitstellung von öffentlichen Telekommunikationsnetzen oder der Erbringung von Telekommunikationsdiensten für die Öffentlichkeit in dem Umfang getrennt Buch zu führen, der erforderlich wäre, wenn sie von rechtlich unabhängigen Unternehmen ausgeführt würden, so dass alle Kosten und Einnahmebestandteile dieser Tätigkeiten mit den entsprechenden Berechnungsgrundlagen und detaillierten Zurechnungsmethoden einschließlich einer detaillierten Aufschlüsselung des Anlagevermögens und der strukturell bedingten Kosten offen gelegt werden.*

Zunächst stellt sich die Frage, was *mit besonderen oder ausschließlichen Rechten* gemeint ist. Pedell/Weber (2008) sehen darin Unternehmen, die außerhalb der Telekommunikationsbranche „über ein rechtlich gesichertes Gebietsmonopol oder eine Exklusivlizenz“ verfügen oder „Lizenzen, die nur an eine beschränkte Anzahl von Unternehmen vergeben werden und für andere Unternehmen nicht zugänglich sind.“

Rechtlich gesicherte Gebietsmonopole, die sich durch eine umfängliche, d.h. von der Erzeugung über die Netze und den Vertrieb reichende Wertschöpfung und ein ausschließliches, d.h. von einem einzigen Anbieter realisiertes Angebot auszeichnen, existieren seit der Öffnung der Strom- und Gasmärkte nicht mehr. Eine „Exklusivlizenz“ bzw. eine Lizenz, die für andere Unternehmen nicht zugänglich ist, gibt es gewissermaßen nur für die Netze, die von den jeweiligen Gemeinden oder Landkreisen eine Konzession, d.h. „die Einräumung des Rechts zur Benutzung öffentlicher Verkehrswege für die Verlegung und den Betrieb von Leitungen, die der unmittelbaren Versorgung von Letztverbrauchern im Gemeindegebiet mit Strom und Gas dienen“<sup>85</sup>, erwerben. Die Netze wiederum unterliegen seit dem 1. Januar 2009 der Anreizregulierung, durch die die Kosten der Netzbetreiber weitestgehend transparent gemacht werden. Eine Quersubventionierung anderer Bereiche erscheint somit recht schwierig zu sein.<sup>86</sup>

Zwei Regelungen könnten diese grundsätzliche Aussage allerdings abschwächen. Zum einen gibt es für Stromnetzbetreiber mit weniger als 30.000 Kunden im Rahmen der

<sup>85</sup> Vgl. § 1(2) Konzessionsabgabenverordnung (KAV).

<sup>86</sup> Die Kosten sind zumindest den entsprechenden Regulierungsbehörden bekannt. Ob sie, wie beispielsweise vom Bundesverband Neuer Energieanbieter (bne) gefordert, generell veröffentlicht werden sollten, wird an dieser Stelle offen gelassen. Vgl. dazu bne (2011).



Anreizregulierung die Möglichkeit am sog. vereinfachten Verfahren (§ 24 ARegV) teilzunehmen. Daraus ergeben sich Konsequenzen, die eine Quersubventionierung u.U. erleichtern. Zunächst entfiel vor Beginn der 1. Regulierungsperiode zur Ermittlung des Ausgangsniveaus für kleine Unternehmen die Pflicht zur Aufschlüsselung der Kosten in beeinflussbare, vorübergehend nicht beeinflussbare und dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile. Stattdessen wurden nur die Gesamtkosten bestimmt und der Anteil der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteile auf 45% festgelegt.<sup>87</sup> Dies kann dazu führen, dass Kosten im Nachhinein nicht mehr konkret zugeordnet werden können. Des Weiteren entfällt für kleine Netzbetreiber die Pflicht, einen Bericht zu ihrem Investitionsverhalten zu erstellen (vgl. §24 (3) und § 21 ARegV). Auch dadurch entziehen sie sich einer gewissen Transparenz über die Vermögensverwendung, was wiederum Quersubventionierung vereinfachen könnte.

Zum anderen gelten für vertikal integrierte EVUs, an deren Elektrizitätsversorgungsnetz weniger als 100.000 Kunden unmittelbar oder mittelbar angeschlossen sind, nur die Vorgaben zum informatorischen und buchhalterischen, nicht aber zum gesellschaftlichen und operationellen Unbundling (vgl. §§ 6-10 EnWG). Das buchhalterische Unbundling schreibt allerdings vor, dass Unternehmen, die zu einem vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmen verbunden sind, zur Vermeidung von Diskriminierung und Quersubventionierung in ihrer internen Rechnungslegung jeweils getrennte Konten für jede ihrer Tätigkeiten für die Bereich der Elektrizitätsübertragung und Elektrizitätsverteilung so zu führen haben, wie dies erforderlich wäre, wenn diese Tätigkeiten von rechtlich selbständigen Unternehmen ausgeführt würden (§ 10 EnWG). Hieraus ist abzuleiten, dass eine Quersubventionierung in einen anderen Bereich wie etwa den Telekommunikationsmarkt nur schwerlich ohne Kenntnisnahme der Wettbewerbsbehörden erfolgen könnte.

Die Analyse verdeutlicht, dass insbesondere die Unbundlingvorschriften nach dem EnWG eine monetäre Quersubventionierung erschweren. Vor diesem Hintergrund ist die Existenz von *besonderen oder ausschließlichen Rechten* einzelner Unternehmen eher zu verneinen.

Sollte es dennoch Situationen geben, in denen dies der Fall ist, bzw. liegt eine Quasi-Exklusivstellung vor, so sieht der oben aufgeführte § 7 des TKG eine Wahlmöglichkeit für die betreffenden Unternehmen vor. Zum einen kann dies die strukturelle Ausgliederung der Tätigkeiten auf Telekommunikationsmärkten sein. Dies „bedeutet, dass diese Tätigkeiten in einem oder mehreren rechtlich selbständigen Unternehmen durchgeführt werden müssen, um die Trennung zwischen Telekommunikation und anderen Sektoren zu erreichen.“<sup>88</sup> Weiterhin bedeutet strukturelle Ausgliederung auch, dass die Tele-

---

<sup>87</sup> Weyer (2011).

<sup>88</sup> Pedell und Weber (2008).

kommunikationsaktivitäten „in einer eigenständigen Organisationseinheit mit eigener Verantwortung durchgeführt werden.“<sup>89</sup>

Durch diese Regelung wird also sichergestellt, dass die Aktivitäten und insbesondere die Kosten eines (Energieversorgungs-)Unternehmens im Bereich der TK-Märkte transparent sind und klar zugeordnet werden können.

Die zweite Wahlmöglichkeit des § 7 TKG besteht in der getrennten Buchführung, d.h. der Buchführung wie zwischen zwei rechtlich unabhängigen Unternehmen. Explizit besteht der Zweck dieser Regelung darin, „die Informationsbasis für die Entgeltregulierung und die Wettbewerbsaufsicht zu schaffen, nicht darin, tatsächlich einen getrennten Jahresabschluss aufzustellen.“<sup>90</sup>

In der Regel sind Erträge und Aufwendungen der beiden Sektoren relativ gut separat zu erfassen. Kostenverbunde liegen z.B. vor „wenn ein Kabelnetz für Strom- und Telekommunikationsdienstleistungen genutzt wird (Powerline).“<sup>91</sup> Weiterhin kann darunter auch die gemeinsame Nutzung von Leerrohren fallen. Auch gibt es regelmäßig Gemeinkosten, die keinem der Bereiche klar zugeordnet werden können. Gemeinkosten müssen dabei im Rahmen einer innerbetrieblichen Leistungsverrechnung auf die einzelnen Bereiche (Energie und TK) verrechnet werden, d.h. es muss eine Abgrenzung der für den einzelnen Bereich relevanten Kosten erfolgen.

Grundsätzlich müssen alle Daten bezüglich Kosten und Einnahmebestandteile für Dritte nachvollziehbar und nachprüfbar sein. Weiterhin muss eine Offenlegung der Berechnungsgrundlagen und Zurechnungsmethoden, insbesondere detaillierte Aufschlüsselung des Anlagevermögens und der strukturbedingten Kosten erfolgen.

Die Regelungen im § 7 TKG sind also sehr weitgehend und scheinen geeignet, Quersubventionierung wirksam zu unterbinden. Handlungsbedarf besteht an dieser Stelle nicht, zumal nach unserer Beobachtung die Telekommunikationsaktivitäten von EVUs regelmäßig in eigenständigen Unternehmen geführt werden.

---

<sup>89</sup> Ebenda.

<sup>90</sup> Ebenda.

<sup>91</sup> Ebenda.

## 5 Fazit und Ausblick

Zusammenfassend lassen sich folgende Ergebnisse festhalten: Zunächst hat die Untersuchung der aus unserer Sicht derzeit wichtigsten Anwendungsfälle in einem intelligenten Energiesystem gezeigt, dass bereits heute keine Knappheit bezüglich der notwendigen Bandbreiten zur Übertragung der Daten besteht. Dies gilt auch unter Berücksichtigung des vom BSI entwickelten Schutzprofils für intelligente Messsysteme. Die Mitübertragung der abgeschätzten Verkehre im bestehenden Telekommunikationsnetz wäre also problemlos möglich.

Grundsätzlich ist es also denkbar, sämtlichen Datenverkehr zur Etablierung eines intelligenten Energiesystems über das öffentliche TK-Netz abzuwickeln. Voraussetzung wäre dann eine entsprechende Priorisierung von Daten, die zur Sicherung der Netzstabilität benötigt werden vor Daten, die der reinen Information des Kunden oder zu Abrechnungszwecken dienen. Der Vorteil der Nutzung des öffentlichen TK-Netzes wäre, dass ein intelligentes Energiesystem von den allgemeinen Reserven und spezifischen Redundanzen eines öffentlichen Telekommunikationsnetzes im Falle von Fehlern des Telekommunikationsnetzes profitieren könnte, vergleicht man es mit einem spezifischen, separaten dedizierten Telekommunikationsnetz zur Steuerung und zum Betrieb des Stromnetzes. Allerdings eröffnet dies auch potentielle neue Problemfelder. So kann es z.B. bei einem Bewohnerwechsel vorkommen, dass der TK-Anschluss gekündigt wird, der Stromanschluss jedoch nicht. Auch existieren Stromkunden, die über keinen TK-Anschluss verfügen. In diesen Fällen stellt sich die Frage, wie z.B. die Fernauslesung stattfinden kann bzw. wie die Kosten der Datenübertragung abgerechnet bzw. zugeordnet werden können. Eine einfache Koppelung von Telekommunikationskunden und Stromkunden/ -erzeuger erscheint nicht zielführend. Viele dieser Fragen lassen sich nur dann auf einfache und einheitliche Weise lösen, wenn die Telekommunikation zur Steuerung und zum Betrieb eines intelligenten Stromnetzes (incl. Ablesen und Downloads) über einen separaten, der Messstelle (oder mehreren Messstellen) zugeordneten Telekommunikationsanschluss abgewickelt wird. Diesen Ansatz sieht auch das BSI Kommunikationskonzept vor. Eine mögliche Lösung ist zudem der Betrieb eines eigenen dedizierten TK-Netzes zur Aufrechterhaltung des Netzbetriebes und zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit („technisches Netz“). Daneben könnte ein weiteres geshartes Netz zu allen Smart Metern, das über verschiedene TK-Dienstleister erbracht werden kann, ggf. auch über einen integrierten Messstellenbetreiber/ MDL und Lieferanten („kaufmännisches Netz“), installiert werden.

In die Zukunft gerichtet gilt, dass neben der anstehenden Lösung der beschriebenen Probleme, der Ausbau von Glasfasernetzen dazu führen wird, dass der Datenverkehr, der zum Betrieb intelligenter Energiesystem anfällt, nur noch einen marginalen Teil der verfügbaren Bandbreite ausmachen wird. Dabei ist schon heute eine zunehmende Konvergenz der Märkte für Energie und Telekommunikation zu beobachten. So erfolgt der Ausbau breitbandiger Infrastruktur, insbesondere der Glasfaserkabel, zunehmend durch Energieversorgungsunternehmen und hier vor allen Dingen durch die Stadtwer-

ke. Beim Aufbau von Glasfasern ergibt sich bei einer Kostenteilung mit einem Stromverteilnetz prinzipiell eine Senkung der Infrastrukturkosten für beide Infrastrukturbetreiber, weil sich größere Raumsegmente generell zu niedrigeren spezifischen Kosten je Raumsegment verlegen lassen als kleine. Der Ausbau von Glasfasernetzen für die Telekommunikation wird daher attraktiver, Teile der Infrastrukturkosten werden durch das Stromnetz getragen. (Gleiches gilt umgekehrt auch für das Stromnetz.) Eine Quersubventionierung könnte dadurch entstehen, dass Glasfasern für den Betrieb des Stromnetzes ausgebaut werden, für die keine Notwendigkeit besteht, nur um ein preiswertes Telekommunikationsnetz mit auszubauen. Die anzuwendenden Regelungen im § 7 TKG sind allerdings sehr weitgehend und scheinen geeignet, Quersubventionierung wirksam zu unterbinden. Handlungsbedarf besteht an dieser Stelle also nicht.

## Literaturverzeichnis

- BDEW [Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.] (2009): EDI@Energy OBIS-Kennzahlen-System, Version: 2.0, Herausgabedatum: 02.02.2009.
- bne [Bundesverband Neuer Energieanbieter] (2011): bne-Kommentierung zum BMWi-Arbeitsentwurf zum EnWG-Änderungsgesetz: Mehr Transparenz, mehr Zukunft, weniger Ausnahmen!, abrufbar unter: [http://www.neue-energieanbieter.de/data/uploads/20110427\\_bne\\_synopse\\_enwgaendg\\_arbeitsfassung\\_maerz.pdf](http://www.neue-energieanbieter.de/data/uploads/20110427_bne_synopse_enwgaendg_arbeitsfassung_maerz.pdf), zuletzt abgerufen am 29.04.2011.
- BNetzA [Bundesnetzagentur für Elektrizität; Gas; Telekommunikation; Post und Eisenbahnen] (2010): Monitoringbericht 2010.
- BNetzA [Bundesnetzagentur für Elektrizität; Gas; Telekommunikation; Post und Eisenbahnen] (2012a): EEG-Statistikbericht 2010.
- BNetzA (2012b): Positionspapier zu den technischen Vorgaben nach §6 Abs. 1 und Abs. 2 EEG 2012.
- BNetzA (2012c): Leitfaden für Unternehmen in eigener Zuständigkeit zur Berücksichtigung der Mitverlegung von Glasfaserkabeln oder Leerrohren für den Telekommunikationsbreitbandbetrieb, Bonn, 27.8.2012
- Clearingstelle EEG (2009): Empfehlung im Empfehlungsverfahren 2008/20, „Zuständigkeit und Kostentragung für Messeinrichtungen von EEG-Anlagen ohne registrierende Leistungsmessung“, 29. Dezember 2009.
- Eder, J., vom Wege, J.-H., Söseman, F. (2011): Dreiwöchiger Lieferantenwechsel und mehr – GPKE und GeLi Gas als Dauerbaustelle, Publiziert am 13. Dezember 2011, <http://www.derenergieblog.de/alle-themen/energie/dreiwochiger-lieferantenwechsel-und-mehr-%E2%80%93-gpke-und-geli-gas-als-dauerbaustelle/>, zuletzt abgerufen am 14.11.2012.
- Energate (2011): 101 Versorger mit variablen Tarifen. Meldung vom 21.06.2011.
- Energate (2012): Variable Stromtarife bieten zu wenig Sparanreize. Meldung vom 31.10.2012.
- Energie und Technik (2011): Regelbare Ortsnetztrafos retten die Qualität im Niederspannungsnetz, abrufbar unter: [http://www.energie-und-technik.de/smart-grid-smart-metering/news/article/81460/0/Regelbare\\_Ortsnetztrafos\\_rennen\\_die\\_Qualitaet\\_im\\_Niederspannungsnetz/](http://www.energie-und-technik.de/smart-grid-smart-metering/news/article/81460/0/Regelbare_Ortsnetztrafos_rennen_die_Qualitaet_im_Niederspannungsnetz/), abgerufen am 24.01.2013
- ERGEG [European Regulators Group for Electricity & Gas] (2011): Final Guidelines of Good Practice on Regulatory Aspects of Smart Metering for Electricity and Gas, Ref: E10-RMF-29-05, 8 February 2011.
- Fest, C., Franz, O., Gaul, A. (2011): Die künftige Messaufgabe für Elektromobilität – erste Analyse und Bewertung, in *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* (et), Heft 1/2 2011, S. 90-99.
- Hackbarth, Kulenkampff, Plückerbaum: Analytisches Kostenmodell für das Breitbandnetz, Version 2.1, Referenzdokument, Bad Honnef, Dezember 2011, [http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/BNetzA/Sachgebiete/Telkommunikation/Regulierung/Kostenmodelle/AnalytKM\\_Breitbandnetz\\_V2\\_1/Referenzdokument\\_AnalytKM\\_Breitbandnetz.pdf?\\_\\_blob=publicationFile](http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/BNetzA/Sachgebiete/Telkommunikation/Regulierung/Kostenmodelle/AnalytKM_Breitbandnetz_V2_1/Referenzdokument_AnalytKM_Breitbandnetz.pdf?__blob=publicationFile), abgerufen am 29.01.2013

- IWR [Internationales Wirtschaftsforum Regenerative Energien ](o.D.): Photovoltaik - Informationen, abrufbar unter:  
<http://www.iwr.de/solar/erricht/photovoltaik.html>
- Meyer, A. (2010): Umbau des Energiesystems: Herausforderungen für Verteilnetzbetreiber, Vortrag auf dem 6. ICG-Branchentreffen Netze, Berlin, 26. Oktober 2010.
- Nabe, C. et al. (2009): Einführung von lastvariablen und zeitvariablen Tarifen, Dezember 2009, im Auftrag der BNetzA.
- NPE [Nationale Plattform Elektromobilität] (2010): Zwischenbericht der Arbeitsgruppe 3, Lade-Infrastruktur und Netzintegration, 30.11.2010.
- Ollrog, A. (2011): Branchenkompass 2011 – Telekommunikation, Steria Mummert Consulting AG (Hrsg.).
- Pedell, B. und J. Weber (2008): §7 Strukturelle Separierung, in: Scheurle/Mayen (Hrsg.): Telekommunikationsgesetz – Kommentar, 2. Auflage, S. 106-111.
- Sturm, P. und A. Steffan (2010): Stadtwerke – die neuen Player auf dem Telekommunikationsmarkt?, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen (et), 60. Jg., Heft 9, S. 60-62.
- Theisen, T. et al. (2010): Market Models for the Roll-Out of Electric Vehicle Public Charging Infrastructure, A EURELECTRIC concept paper, September 2010.
- U.S. Department of Energy (2006): Benefits of Demand Response in Electricity Markets and Recommendations for Achieving Them, A Report to the United States Congress pursuant to Section 1252 of the Energy Policy Act of 2005.
- VDE [Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.] (2010): Messwesen Strom (MeteringCode) – Mindestanforderungen an Messstellenbetrieb und Messung, Entwurf, November 2010.
- Weirich (2012): Mdl. Diskussionsbeitrag, Stadtwerke Neumünster, BREKO Jahrestagung 11/2012, Berlin.
- Weyer, H. (2011): Vereinfachtes Verfahren, § 24 ARegV, in: Baur/Salje/Schmidt-Preus (Hrsg.): Regulierung in der Energiewirtschaft, Dritter Teil: Deutsches Regulierungsrecht, Kapitel 83, S. 1330-1335.
- Wissner, M. (2011): The Smart Grid - A saucerful of secrets?, in: Applied Energy, Volume 88, Issue 7, July 2011, Pages 2509–2518.
- Wissner, M. und C. Growitsch (2010): Flächendeckende Einführung von Smart Metern – Internationale Erfahrungen und Rückschlüsse für Deutschland; in: Zeitschrift für Energiewirtschaft; Volume 34; Number 2; 139-148.
- O.A. (2002): Die intelligente Netzstation, Automatisierung im sekundären Verteilungsnetz, in: energiespektrum (es) 04/2002.
- O.A. (2010): Eon testet intelligentes Verteilnetz, ener|gate Redaktion, 18.10.2020.

## 6 Anhang

### Abschätzung Nutzdatenvolumen SLP-Messstellen

(1 Byte bietet Platz für 2 Ziffern oder 1 Buchstaben)

Inhalt	Datenvolumen [Byte]	Bemerkung
Marktpartneridentifikation	3	
Zählpunktbezeichnung	39	Adresse
vollständige Geräte-ID	5	
Anzahl Zählwerke	1	
Anzahl Stellen je Zählwerk	1	
Datum/ Zeitstempel der Zählerstandsermittlung	7	
Art der Zählerstandsermittlung	1	
Zählerstände	8	
Statusinfo und Zählwerkskennzeichnung	1	
Verbrauchsmengen mit Ermittlungszeitraum, [kWh], gerundet ohne Nachkommastellen	19	
ggf. Wandlerfaktor	3	
<b>Summe</b>	<b>88</b>	
<b>gerundet</b>	<b>100</b>	

### Abschätzung Nutzdatenvolumen RLM-Messstellen

(1 Byte bietet Platz für 2 Ziffern oder 1 Buchstaben)

Inhalt	Datenvolumen [Byte]	Bemerkung
Marktpartneridentifikation	3	
Zählpunktbezeichnung	39	Adresse
vollständige Geräte-ID	5	
Anzahl Zählwerke	1	
Anzahl Stellen je Zählwerk	1	
Datum	4	
Uhrzeit	4	
Art der Zählerstandsermittlung	1	
Zählerstände		
Statusinfo und Zählwerkskennzeichnung	2	
ggf. Wandlerfaktor	3	
Verbrauchsmengen mit Ermittlungszeitraum, [kWh], gerundet mit 3 Nachkommastellen	4.800	8 Byte Verbrauchswert, 14 Byte Beginn/ Ende, 100 Messwerte, 1 je Richtung, 24 x 200
<b>Summe gesamt</b>	<b>4.863</b>	
<b>gerundet</b>	<b>5.000</b>	



Als "Diskussionsbeiträge" des Wissenschaftlichen Instituts für Infrastruktur und Kommunikationsdienste sind zuletzt erschienen:

- Nr. 296: Antonia Niederprüm:  
Geschäftsstrategien von Postunternehmen in Europa, Juli 2007
- Nr. 297: Nicole Angenendt, Gernot Müller, Marcus Stronzik, Matthias Wissner:  
Stromerzeugung und Stromvertrieb – eine wettbewerbsökonomische Analyse, August 2007
- Nr. 298: Christian Growitsch, Matthias Wissner:  
Die Liberalisierung des Zähl- und Messwesens, September 2007
- Nr. 299: Stephan Jay:  
Bedeutung von Bitstrom in europäischen Breitbandvorleistungsmärkten, September 2007
- Nr. 300: Christian Growitsch, Gernot Müller, Margarethe Rammerstorfer, Prof. Dr. Christoph Weber (Lehrstuhl für Energiewirtschaft, Universität Duisburg-Essen):  
Determinanten der Preisentwicklung auf dem deutschen Minutenreservemarkt, Oktober 2007
- Nr. 301: Gernot Müller:  
Zur kostenbasierten Regulierung von Eisenbahninfrastrukturentgelten – Eine ökonomische Analyse von Kostenkonzepten und Kostentreibern, Dezember 2007
- Nr. 302: Patrick Anell, Stephan Jay, Thomas Plückebaum:  
Nachfrage nach Internetdiensten – Diensteararten, Verkehrseigenschaften und Quality of Service, Dezember 2007
- Nr. 303: Christian Growitsch, Margarethe Rammerstorfer:  
Zur wettbewerbliehen Wirkung des Zweivertragsmodells im deutschen Gasmarkt, Februar 2008
- Nr. 304: Patrick Anell, Konrad Zoz:  
Die Auswirkungen der Festnetzmobilfunksubstitution auf die Kosten des leitungsvermittelten Festnetzes, Februar 2008
- Nr. 305: Marcus Stronzik, Margarethe Rammerstorfer, Anne Neumann:  
Wettbewerb im Markt für Erdgasspeicher, März 2008
- Nr. 306: Martin Zauner:  
Wettbewerbspolitische Beurteilung von Rabattsystemen im Postmarkt, März 2008
- Nr. 307: Franz Büllingen, Christin-Isabel Gries, Peter Stamm:  
Geschäftsmodelle und aktuelle Entwicklungen im Markt für Broadband Wireless Access-Dienste, März 2008
- Nr. 308: Christian Growitsch, Gernot Müller, Marcus Stronzik:  
Ownership Unbundling in der Gaswirtschaft – Theoretische Grundlagen und empirische Evidenz, Mai 2008
- Nr. 309: Matthias Wissner:  
Messung und Bewertung von Versorgungsqualität, Mai 2008
- Nr. 310: Patrick Anell, Stephan Jay, Thomas Plückebaum:  
Netzzugang im NGN-Core, August 2008
- Nr. 311: Martin Zauner, Alex Kalevi Dieke, Torsten Marnier, Antonia Niederprüm:  
Ausschreibung von Post-Universaldiensten. Ausschreibungsgegenstände, Ausschreibungsverfahren und begleitender Regulierungsbedarf, September 2008
- Nr. 312: Patrick Anell, Dieter Elixmann:  
Die Zukunft der Festnetzbetreiber, Dezember 2008
- Nr. 313: Patrick Anell, Dieter Elixmann, Ralf Schäfer:  
Marktstruktur und Wettbewerb im deutschen Festnetz-Markt: Stand und Entwicklungstendenzen, Dezember 2008
- Nr. 314: Kenneth R. Carter, J. Scott Marcus, Christian Wernick:  
Network Neutrality: Implications for Europe, Dezember 2008

- Nr. 315: Stephan Jay, Thomas Plückebaum:  
Strategien zur Realisierung von Quality of Service in IP-Netzen, Dezember 2008
- Nr. 316: Juan Rendon, Thomas Plückebaum, Iris Böschen, Gabriele Kulenkampff:  
Relevant cost elements of VoIP networks, Dezember 2008
- Nr. 317: Nicole Angenendt, Christian Growitsch, Rabindra Nepal, Christine Müller:  
Effizienz und Stabilität des Stromgroßhandelsmarktes in Deutschland – Analyse und wirtschaftspolitische Implikationen, Dezember 2008
- Nr. 318: Gernot Müller:  
Produktivitäts- und Effizienzmessung im Eisenbahninfrastruktursektor – Methodische Grundlagen und Schätzung des Produktivitätsfortschritts für den deutschen Markt, Januar 2009
- Nr. 319: Sonja Schölermann:  
Kundenschutz und Betreiberauflagen im liberalisierten Briefmarkt, März 2009
- Nr. 320: Matthias Wissner:  
IKT, Wachstum und Produktivität in der Energiewirtschaft - Auf dem Weg zum Smart Grid, Mai 2009
- Nr. 321: Matthias Wissner:  
Smart Metering, Juli 2009
- Nr. 322: Christian Wernick unter Mitarbeit von Dieter Elixmann:  
Unternehmensperformance führender TK-Anbieter in Europa, August 2009
- Nr. 323: Werner Neu, Gabriele Kulenkampff:  
Long-Run Incremental Cost und Preissetzung im TK-Bereich - unter besonderer Berücksichtigung des technischen Wandels, August 2009
- Nr. 324: Gabriele Kulenkampff:  
IP-Interconnection – Vorleistungsdefinition im Spannungsfeld zwischen PSTN, Internet und NGN, November 2009
- Nr. 325: Juan Rendon, Thomas Plückebaum, Stephan Jay:  
LRIC cost approaches for differentiated QoS in broadband networks, November 2009
- Nr. 326: Kenneth R. Carter  
with contributions of Christian Wernick, Ralf Schäfer, J. Scott Marcus:  
Next Generation Spectrum Regulation for Europe: Price-Guided Radio Policy, November 2009
- Nr. 327: Gernot Müller:  
Ableitung eines Inputpreisindex für den deutschen Eisenbahninfrastruktursektor, November 2009
- Nr. 328: Anne Stetter, Sonia Strube Martins:  
Der Markt für IPTV: Dienstverfügbarkeit, Marktstruktur, Zugangsfragen, Dezember 2009
- Nr. 329: J. Scott Marcus, Lorenz Nett, Ulrich Stumpf, Christian Wernick:  
Wettbewerbliche Implikationen der On-net/Off-net Preisdifferenzierung, Dezember 2009
- Nr. 330: Anna Maria Doose, Dieter Elixmann, Stephan Jay:  
"Breitband/Bandbreite für alle": Kosten und Finanzierung einer nationalen Infrastruktur, Dezember 2009
- Nr. 331: Alex Kalevi Dieke, Petra Junk, Antonia Niederprüm, Martin Zauner:  
Preisstrategien von Incumbents und Wettbewerbern im Briefmarkt, Dezember 2009
- Nr. 332: Stephan Jay, Dragan Ilic, Thomas Plückebaum:  
Optionen des Netzzugangs bei Next Generation Access, Dezember 2009
- Nr. 333: Christian Growitsch, Marcus Stronzik, Rabindra Nepal:  
Integration des deutschen Gasgroßhandelsmarktes, Februar 2010
- Nr. 334: Ulrich Stumpf:  
Die Abgrenzung subnationaler Märkte als regulatorischer Ansatz, März 2010
- Nr. 335: Stephan Jay, Thomas Plückebaum, Dragan Ilic:  
Der Einfluss von Next Generation Access auf die Kosten der Sprachterminierung, März 2010

- Nr. 336: Alex Kalevi Dieke, Petra Junk, Martin Zauner:  
Netzzugang und Zustellwettbewerb im Briefmarkt, März 2010
- Nr. 337: Christian Growitsch, Felix Höffler, Matthias Wissner:  
Marktmachtanalyse für den deutschen Regelenergiemarkt, April 2010
- Nr. 338: Ralf G. Schäfer unter Mitarbeit von Volker Köllmann:  
Regulierung von Auskunfts- und Mehrwertdiensten im internationalen Vergleich, April 2010
- Nr. 339: Christian Growitsch, Christine Müller, Marcus Stronzik  
Anreizregulierung und Netzinvestitionen, April 2010
- Nr. 340: Anna Maria Doose, Dieter Elixmann, Rolf Schwab:  
Das VNB-Geschäftsmodell in einer sich wandelnden Marktumgebung: Herausforderungen und Chancen, April 2010
- Nr. 341: Alex Kalevi Dieke, Petra Junk, Sonja Schölermann:  
Die Entwicklung von Hybridpost: Marktentwicklungen, Geschäftsmodelle und regulatorische Fragestellungen, August 2010
- Nr. 342: Karl-Heinz Neumann:  
Structural models for NBN deployment, September 2010
- Nr. 343: Christine Müller:  
Versorgungsqualität in der leitungsgebundenen Gasversorgung, September 2010
- Nr. 344: Roman Inderst, Jürgen Kühling, Karl-Heinz Neumann, Martin Peitz:  
Investitionen, Wettbewerb und Netzzugang bei NGA, September 2010
- Nr. 345: Christian Growitsch, J. Scott Marcus, Christian Wernick:  
Auswirkungen niedrigerer Mobilterminierungsentgelte auf Endkundenpreise und Nachfrage, September 2010
- Nr. 346: Antonia Niederprüm, Veronika Söntgerath, Sonja Thiele, Martin Zauner:  
Post-Filialnetze im Branchenvergleich, September 2010
- Nr. 347: Peter Stamm:  
Aktuelle Entwicklungen und Strategien der Kabelbranche, September 2010
- Nr. 348: Gernot Müller:  
Abgrenzung von Eisenbahnverkehrsmärkten – Ökonomische Grundlagen und Umsetzung in die Regulierungspraxis, November 2010
- Nr. 349: Christine Müller, Christian Growitsch, Matthias Wissner:  
Regulierung und Investitionsanreize in der ökonomischen Theorie, IRIN Working Paper im Rahmen des Arbeitspakets: Smart Grid-gerechte Weiterentwicklung der Anreizregulierung, Dezember 2010
- Nr. 350: Lorenz Nett, Ulrich Stumpf:  
Symmetrische Regulierung: Möglichkeiten und Grenzen im neuen EU-Rechtsrahmen, Februar 2011
- Nr. 350: Lorenz Nett, Ulrich Stumpf:  
Symmetrische Regulierung: Möglichkeiten und Grenzen im neuen EU-Rechtsrahmen, Februar 2011
- Nr. 351: Peter Stamm, Anne Stetter unter Mitarbeit von Mario Erwig:  
Bedeutung und Beitrag alternativer Funklösungen für die Versorgung ländlicher Regionen mit Breitbandanschlüssen, Februar 2011
- Nr. 352: Anna Maria Doose, Dieter Elixmann:  
Nationale Breitbandstrategien und Implikationen für Wettbewerbspolitik und Regulierung, März 2011
- Nr. 353: Christine Müller:  
New regulatory approaches towards investments: a revision of international experiences, IRIN working paper for working package: Advancing incentive regulation with respect to smart grids, April 2011

- Nr. 354: Alex Kalevi Dieke, Petra Junk, Sonja Thiele:  
Elektronische Zustellung: Produkte, Geschäftsmodelle und Rückwirkungen auf den Briefmarkt, Juni 2011
- Nr. 355: Christin Gries, J. Scott Marcus:  
Die Bedeutung von Bitstrom auf dem deutschen TK-Markt, Juni 2011
- Nr. 356: Kenneth R. Carter, Dieter Elixmann, J. Scott Marcus:  
Unternehmensstrategische und regulatorische Aspekte von Kooperationen beim NGA-Breitbandausbau, Juni 2011
- Nr. 357: Marcus Stronzik:  
Zusammenhang zwischen Anreizregulierung und Eigenkapitalverzinsung, IRIN Working Paper im Rahmen des Arbeitspakets: Smart Grid-gerechte Weiterentwicklung der Anreizregulierung, Juli 2011
- Nr. 358: Anna Maria Doose, Alessandro Monti, Ralf G. Schäfer:  
Mittelfristige Marktpotenziale im Kontext der Nachfrage nach hochbitratigen Breitbandanschlüssen in Deutschland, September 2011
- Nr. 359: Stephan Jay, Karl-Heinz Neumann, Thomas Plückebaum unter Mitarbeit von Konrad Zoz:  
Implikationen eines flächendeckenden Glasfaserausbaus und sein Subventionsbedarf, Oktober 2011
- Nr. 360: Lorenz Nett, Ulrich Stumpf:  
Neue Verfahren für Frequenzauktionen: Konzeptionelle Ansätze und internationale Erfahrungen, November 2011
- Nr. 361: Alex Kalevi Dieke, Petra Junk, Martin Zauner:  
Qualitätsfaktoren in der Post-Entgeltregulierung, November 2011
- Nr. 362: Gernot Müller:  
Die Bedeutung von Liberalisierungs- und Regulierungsstrategien für die Entwicklung des Eisenbahnpersonenfernverkehrs in Deutschland, Großbritannien und Schweden, Dezember 2011
- Nr. 363: Wolfgang Kiesewetter:  
Die Empfehlungspraxis der EU-Kommission im Lichte einer zunehmenden Differenzierung nationaler Besonderheiten in den Wettbewerbsbedingungen unter besonderer Berücksichtigung der Relevante-Märkte-Empfehlung, Dezember 2011
- Nr. 364: Christine Müller, Andrea Schweinsberg:  
Vom Smart Grid zum Smart Market – Chancen einer plattformbasierten Interaktion, Januar 2012
- Nr. 365: Franz Büllingen, Annette Hillebrand, Peter Stamm, Anne Stetter:  
Analyse der Kabelbranche und ihrer Migrationsstrategien auf dem Weg in die NGA-Welt, Februar 2012
- Nr. 366: Dieter Elixmann, Christin-Isabel Gries, J. Scott Marcus:  
Netzneutralität im Mobilfunk, März 2012
- Nr. 367: Nicole Angenendt, Christine Müller, Marcus Stronzik:  
Elektromobilität in Europa: Ökonomische, rechtliche und regulatorische Behandlung von zu errichtender Infrastruktur im internationalen Vergleich, Juni 2012
- Nr. 368: Alex Kalevi Dieke, Petra Junk, Sonja Thiele, Martin Zauner:  
Kostenstandards in der Ex-Post-Preiskontrolle im Postmarkt, Juni 2012
- Nr. 369: Ulrich Stumpf, Stefano Lucidi:  
Regulatorische Ansätze zur Vermeidung wettbewerbswidriger Wirkungen von Triple-Play-Produkten, Juni 2012
- Nr. 370: Matthias Wissner:  
Marktmacht auf dem Primär- und Sekundär-Regelenergiemarkt, Juli 2012
- Nr. 371: Antonia Niederprüm, Sonja Thiele:  
Prognosemodelle zur Nachfrage von Briefdienstleistungen, Dezember 2012
- Nr. 372: Thomas Plückebaum, Matthias Wissner:  
Aufbau intelligenter Energiesysteme – Bandbreitenbedarf und Implikationen für Regulierung und Wettbewerb, März 2012



**ISSN 1865-8997**