

Ausgewählte Aspekte des Einsatzes von Telekommunikation im Elektrizitätssektor

Betrachtung von spezifischen Anwendungsfeldern mit Fokus
auf Smart Meter und Smart Grids unter Berücksichtigung des
regulatorischen Rahmens

Erstellt als Gemeinschaftsprojekt der

**Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts- und
Erdgaswirtschaft (E-Control)**

sowie der

Rundfunk und Telekom Regulierungs-GmbH (RTR)

Mai 2015

Autoren:

Roland Görlich
Leo Kammerdiener
Po-Wen Liu
Kurt Reichinger
Stefan Vögel

Der Inhalt dieses Arbeitspapiers spiegelt die Meinung der Autoren wider und repräsentiert nicht notwendigerweise die offizielle Meinung der Energie-Control Austria oder der RTR und stellt kein Präjudiz für entsprechende Entscheidungen der Regulierungsbehörden dar.

© Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft (E-Control) und Rundfunk und Telekom Regulierungs-GmbH (RTR)

Energie-Control Austria
Rudolfplatz 13a
A-1010 Wien
Tel.: +43 1 24 7 24-0
E-Mail: office@e-control.at

www.e-control.at

Twitter: www.twitter.com/energiecontrol

Facebook: www.facebook.com/energie.control

RTR GmbH
Mariahilfer Straße 77-79
A-1060 Wien
Tel.: +43 1 58058-0
E-Mail: rtr@rtr.at

www.rtr.at

Twitter: www.twitter.com/rtrgmbh

Dieses Werk ist urheberrechtlich geschützt. Die dadurch begründeten Rechte, insbesondere die der Übersetzung des Vortrags, der Entnahme von Abbildungen und Tabellen, der Funksendung, der Mikroverfilmung oder der Vervielfältigung auf anderen Wegen und der Speicherung in Datenverarbeitungsanlagen, bleiben, auch bei nur auszugsweiser Verwertung, vorbehalten.

Executive Summary

Aktuelle Entwicklungen im Energiesystem wie z.B. die Einführung von Smart Metern und die Evolution der Netze zu Smart Grids machen den Einsatz von Informations- und Kommunikationstechnologien für Stromnetzbetreiber zunehmend wichtiger. Im vorliegenden Dokument wird eine Übersicht über verschiedene Anwendungsbereiche der Telekommunikation im Elektrizitätssektor mit besonderer Berücksichtigung von Smart Metering sowie Smart Grids gegeben, um in weiterer Folge auf Basis von Anforderungskriterien die unterschiedlichen Telekommunikationsnetze- und Dienste unter den gegebenen regulatorischen Rahmenbedingungen evaluieren zu können.

Eine Unterscheidung von ‚smartem‘ und ‚herkömmlichen‘ Betriebsmitteln im Rahmen der Regulierungssystematik erscheint nicht notwendig, da diese ohnehin technologieneutral ausgestaltet sein soll und über die Anreizregulierung die Stromnetzbetreiber dazu angehalten werden, die Netze unter Erfüllung der Anforderungen an Versorgungssicherheit und Qualität unter Einsatz von kostengünstigen Technologien zu betreiben. Die im Elektrizitätssektor benötigten TK-Dienste können auf unterschiedliche Arten bereitgestellt werden: Die Energieversorger können die TK-Dienstleistungen selbst erbringen (durch eigene Infrastruktur, ggf. auch durch dem Energieversorger zuzurechnende Tochterunternehmen) oder die TK-Dienste am TK-Markt beziehen. Im Anreizregulierungssystem unter Einbeziehung der Kosten Plus Regulierung für Smart Meter werden grundsätzlich alle Kostenarten (operative Kosten - „OPEX“ und Kapitalkosten „CAPEX“) berücksichtigt, sofern diese angemessen und in weiterer Folge effizient sind – die Wahlfreiheit hinsichtlich der konkreten Umsetzung verbleibt allerdings ausdrücklich bei den Unternehmen.

Sämtliche als relevant erachteten Anschlusstechnologien werden in vorliegendem Papier kurz analysiert, dabei hängt die Wahl der Technologie maßgeblich von den Anforderungen des betreffenden Dienstes oder der Anwendung ab – ein „one-size-fits-all“-Ansatz greift in der Regel zu kurz. Als Kriterien zur Beurteilung wurden beispielhaft (diese können im Ermessen des jeweiligen Anwenders unterschiedlich angesehen und bewertet werden) Eigentum und Kontrolle, die Verfügbarkeit der Technologie, die Bandbreite bzw. Latenz sowie die Kosten definiert. Hinsichtlich der beispielhaft angestellten Analyse wird klar, dass Technologiewahlprozesse grundsätzlich komplex sind und dass verschiedene Möglichkeiten zwar effektiv sein können (sie führen zum gleichen Ergebnis), jedoch eine Effizienzbeurteilung (relativ niedrigere Kosten bei geforderter Leistung) zu einem differenzierten Ergebnis führen kann. Es ist daher essentiell, dass frühzeitig umfassende Überlegungen angestellt werden, da sich „koste es was es wolle“-Lösungen langfristig als nicht zielführend erweisen werden. Das vorliegende Papier zeigt daher beispielhaft auf, wie Technologieauswahlprozesse im gegebenen regulatorischen Umfeld gestaltet werden können.

Ebenfalls werden die relevanten Akteure bzw. Rollen und deren Anforderungen in Bezug auf die Kommunikationstechnologien untersucht, diese sind teilweise im Strommarktmodell definiert, kommen aber auch zunehmend aus anderen Branchen: Strom-Übertragungsnetzbetreiber, Strom-Verteilernetzbetreiber, Erzeuger, Lieferant/Händler, Entnehmer, TK-Betreiber, IT-Dienstleister, Technologie-Anbieter, Datendienstleister, Regulator Strom (und Gas) und Verrechnungsstelle bzw. Bilanzgruppenkoordinator. Spezifisch für den österreichischen Energiemarkt wurden Anwendungsfelder mit ähnlichen Anforderungen an Telekommunikation ausgewählt (Netzbetrieb Übertragungsnetz, Netzbetrieb Verteilernetz, Bereitstellung von Messdaten, marktmodellrelevante Daten, Informationen an Endkunden, Lieferantenwechsel und Betriebsmittel/Software). Dabei nimmt der Strom-Verteilernetzbetreiber eine zentrale Rolle ein, er ist bei sämtlichen Anwendungsfeldern an der Kommunikation beteiligt.

Die Technologiewahl hat grundsätzlich im Rahmen der gesetzlichen und regulatorischen Vorgaben zu erfolgen. In der Praxis ist von Anwendungsfall zu Anwendungsfall zu untersuchen, welche konkreten Kriterien in welchem Ausmaß zum Tragen kommen, immer zentral müssen nachvollziehbare wirtschaftliche Überlegungen sein um angemessene und effiziente Kostenniveaus zu gewährleisten.

Inhalt

Executive Summary	3
Inhalt.....	4
Disclaimer	5
1. Motivation	6
2. Regulierungsbehörden und regulatorischer Rahmen	7
2.1. Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft.....	7
2.2. Rundfunk und Telekom Regulierungs-GmbH	8
2.3. Regulatorischer Rahmen im Strombereich	8
2.3.1. Rechtliche Rahmenbedingungen im Strombereich zur Einführung von Smart Metern in Österreich	8
2.3.2. Regulatorische Sichtweise zu Smart Grids	11
2.3.3. Regulierungssystematik im Bereich der Stromverteilernetze – unter besonderer Berücksichtigung von IKT-Aspekten	11
2.3.4. Bestimmung der Ausgangskostenbasis unter Berücksichtigung von Kostenprüfungsgrundsätzen	13
2.3.5. Bestimmung der regulierten Kostenbasis während der Regulierungsperiode	15
2.3.6. Effizienzbeurteilung am Ende einer Regulierungsperiode	16
2.3.7. Tätigkeiten von Energieversorgern am TK-Markt	16
3. Telekommunikationsnetze und -dienste.....	17
3.1. Telekommunikationsnetze und –dienste im Bereich von Smart Metern	18
3.2. Telekommunikationsnetze und –dienste im Bereich von Smart Grids	19
3.3. Anschlusstechnologien im Telekommunikationsbereich.....	19
3.4. Relevante drahtgebundene Anschlusstechnologien.....	22
3.4.1. Klassische Kupferanschlussnetze.....	22
3.4.2. Kabel-TV-Netze	23
3.4.3. Glasfasernetze	23
3.4.4. Powerline.....	24
3.5. Relevante drahtlose Anschlusstechnologien.....	26
3.5.1. Klassische Mobilfunktechnologien	26
3.5.2. Andere Mobilfunktechnologien	27
3.5.3. Richtfunkanbindung	28
3.5.4. Satelliten-Kommunikation.....	29
4. Kommunikation zwischen den Akteuren in der Elektrizitätswirtschaft	29
4.1. Akteure und Rollen.....	29

4.2.	Beschreibung des Kommunikationsumfeldes	31
5.	Anwendungsfelder und deren Telekommunikationsanforderungen.....	36
5.1.	Netzbetrieb Übertragungsnetz.....	38
5.2.	Netzbetrieb Verteilernetz.....	39
5.3.	Bereitstellung von Messdaten.....	40
5.4.	Marktmodellrelevante Daten.....	43
5.5.	Information an Kunden	44
5.6.	Lieferantenwechsel	45
5.7.	Erweiterung/Erneuerung/Instandhaltung von Betriebsmitteln/Software	46
6.	Schlussfolgerungen.....	47
	Anhang: Literatur.....	49
	Anhang: Definitionen und rechtlicher Rahmen Smart Meter	51
	Anhang: Abkürzungsverzeichnis.....	53

Disclaimer

Das vorliegende Arbeitspapier beschränkt sich auf eine übersichtsmäßige Darstellung grundlegender Überlegungen bei der Auswahl von Infrastruktur und Technologie basierend auf illustrativen Anwendungsfeldern. Insofern gibt das Dokument nur einen groben Rahmen für eine Beurteilung ab. Eine detaillierte Betrachtung aller Anforderungen, relevanter Standards, der jeweiligen Ausgangssituation etc. ist jedenfalls immer bestimmend und muss stets für den jeweiligen Anwendungsfall durchgeführt werden.

Dieses Dokument stellt kein Präjudiz für künftige Entscheidungen der RTR und der E-Control dar.

Das Dokument enthält die Meinung der Autoren und ist als erste Diskussionsbasis zu verstehen, die unter Einbeziehung der Stakeholder weiterentwickelt werden kann.

1. Motivation

Neue Konzepte bringen Vorteile bei Stromnetzen – die Evolution zu „Smart Grids“ läuft. Der Einsatz von Informations- und Telekommunikationstechnologien auf Seiten der regulierten Stromverteilernetzbetreiber wird daher immer wichtiger. Während für Smart Meter¹ eine Ausrollung der Technologie bevorsteht bzw. vorgesehen ist, können Smart Grid Systeme als Weiterentwicklung bzw. Evolution bestehender Netze angesehen werden. Aus dieser Tatsache ergeben sich für diese beiden Bereiche unterschiedliche regulatorische Anforderungen. In der dritten Regulierungsperiode des Strom-Sektors wurde zusätzlich zum bestehenden Anreizsystem für operative Mehrkosten ein separates Kosten-Plus-System geschaffen². Für Smart Grid Systeme, existiert keine besondere regulatorische Berücksichtigung, weil der regulatorische Rahmen ohnehin die Wahl einer effizienten Technologie unterstellt. Aus diesem Grund wird im vorliegenden Papier eingangs stärker Bezug auf Smart Metering genommen, Smart Grid Anwendungen werden in späterer Folge behandelt.

Nicht nur die Stromnetzbetreiber, sondern auch der zuständige Regulator stehen somit vor entsprechend neuen Herausforderungen. Regulatorisch stellt sich die Frage, inwiefern einerseits die Umsetzung kostenoptimal und effizient erfolgen kann und andererseits sichergestellt werden kann, dass einzelne Technologieformen nicht benachteiligt werden, d.h. der Grundsatz der Technologie-neutralität eingehalten wird. Auf Unternehmensseite ist daher relativ frühzeitig darauf Bedacht zu nehmen, dass Technologien verwendet werden, die dem Stand der Technik entsprechen, gewisse Mindestanforderungen erfüllen (vgl. Verordnungen zu Smart Metern) und effizient zum Einsatz gelangen.

Ziel des vorliegenden Papiers ist es daher, einerseits einen Überblick hinsichtlich der Anwendungsbereiche der Telekommunikation im Elektrizitätssektor mit besonderer Berücksichtigung von Smart Meter sowie Smart Grids zu geben und andererseits zu diskutieren, welche Technologien hierfür grundsätzlich zur Verfügung stehen. Hierzu ist eine Beurteilung erforderlich, inwiefern diese in der Lage sind, die zuvor definierten Anforderungen bestmöglich zu erfüllen. Besonderes Augenmerk wird hierbei auf die Charakteristiken sowie die Verhältnismäßigkeit der Technologieform und Angemessenheit der Kosten gelegt. So wäre z.B. die Errichtung von Glasfasernetzen zur flächendeckenden Anbindung von Smart Metern wohl kritisch zu hinterfragen.

Da die Fragestellungen dieses Papiers sowohl umfangreiches Elektrizitätswirtschaftliches Know-How als auch fundierte Kenntnisse im Telekommunikationsbereich erfordern, erfolgt die Bearbeitung in Kooperation zwischen den für diese Bereiche verantwortlichen Regulierungsbehörden, Energie-Control Austria (E-Control) und Rundfunk und Telekom Regulierungsbehörde (RTR). Dabei ist zu berücksichtigen, dass beide Regulatoren bei der Erfüllung ihrer Aufgaben wesentlich über das hier Dargestellte hinaus tätig sind – dieses Arbeitspapier soll sich bewusst auf einen speziellen Überschneidungsbereich konzentrieren.

Einleitend wird folglich zuerst die Ausgangslage kurz dargestellt sowie das regulatorische Umfeld und etwaige Problemfelder skizziert. Anschließend wird auf relevante Telekommunikationsnetze und –

¹ Verordnung des Bundesministers für Wirtschaft, Familie und Jugend, mit der die Einführung intelligenter Messgeräte festgelegt wird, sieht vor, dass bis 2019 95% an „Smart Metern“ auszurollen sind, siehe [27]

² Siehe dazu das Konsultationspapier: „Regulierungssystematik für die dritte Regulierungsperiode der Stromverteilernetzbetreiber“ [17], Seiten 99ff, 1. Jänner 2014 - 31. Dezember 2018

dienste und deren Eigenschaften eingegangen, welche für die gegenständlichen Anwendungen grundsätzlich in Frage kommen. Danach wird im Dokument eine Übersicht des relevanten Umfeldes im Elektrizitätsbereich, wie z.B. Marktteilnehmer und Rollen gegeben. Auf Basis dieser Übersicht erfolgt eine Betrachtung anhand anschaulicher, ausgewählter Anwendungsfelder mit Fokus auf Smart Meter und Smart Grid Anwendungen um eine Kriterienauswahl bei der Eignung von Kommunikationsdiensten zu ermöglichen. Als abschließendes Kapitel folgt eine Zusammenfassung und ein Rückblick auf die wesentlichen Punkte des Dokuments.

In diesem Dokument wird der Fokus auf den Stromnetzbereich gelegt, viele Aussagen sind aber sinngemäß auch für den Gasnetzbereich gültig.

2. Regulierungsbehörden und regulatorischer Rahmen

Da der Einsatz von Telekommunikation im Elektrizitätssektor sowohl die Themenbereiche der E-Control als auch jene der RTR umfasst, erfolgt die Untersuchung dieses Themenkomplexes in Kooperation zwischen den für diese Bereiche verantwortlichen Regulierungsbehörden. Naturgemäß bedienen sich Stromnetzbetreiber verschiedener Technologien, um ihre gesetzlich vorgeschriebenen Aufgaben adäquat umsetzen zu können. Selbstverständlich fällt auch die Nutzung von Informations- und Kommunikationstechnologien unter diesen Grundsatz. Hinsichtlich der Wahl der Technologie zur Erfüllung dieser Aufgaben bestehen regulatorische Vorgaben hinsichtlich Verhältnismäßigkeit, Angemessenheit bzw. Kosteneffizienz. Der Stromnetzbetreiber ist somit hinsichtlich der Technologiewahl grundsätzlich frei, hat dabei jedoch sowohl den rechtlichen als auch den regulatorischen Rahmen implizit zu berücksichtigen. In Folgenden werden die Regulierungsbehörden vorgestellt und es werden die jeweils relevanten Rahmenbedingungen aufgezeigt.

2.1. Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft

Zentrales Ziel der Aktivitäten der E-Control ist die Stärkung des Wettbewerbs in einem funktionierenden, versorgungssicheren Energiemarkt bei gleichzeitiger Förderung der nachhaltigen Energieerzeugung. Die E-Control hat dabei insbesondere die Wettbewerbsaufsicht, die Erstellung und Veröffentlichung von Energiepreisvergleichen und die Überwachung des Unbundling, also der Entflechtung von Netzbetrieb und anderen Geschäftsfeldern, als Aufgaben. Sie hat überdies Vorschläge für die Rahmenbedingungen eines funktionierenden Marktes auszuarbeiten, also die Marktregeln, welche die Allgemeinen Geschäftsbedingungen, sonstige Marktregeln und - für Strom - technische und organisatorische Regeln (TOR) umfassen. Statistische Arbeiten in einem breiten Umfang sowie Aufgaben aus dem Bereich der Versorgungssicherheit, wie z.B. Monitoring, Krisenvorsorge usw., sowie Streitschlichtung gehören ebenfalls zum Tätigkeitsbereich der Regulierungsbehörde.

Die Aufgaben sind gesetzlich im E-ControlG [8] und im EIWOG [9] geregelt. Eine der Hauptaufgaben ist die Regulierung der Netze mit Kostenprüfungen und der Festlegung der Tarife für die Netzgebiete. Ein weiterer wesentlicher Aspekt ist die aktive Mitwirkung auf europäischer Ebene an der Umsetzung des 3. Energiemarkt Liberalisierungspaketes (vgl. [13], [14] und [15]), das auch die Erstellung der Framework Guidelines [19] und der Network Codes [20] beinhaltet.

2.2. Rundfunk und Telekom Regulierungs-GmbH

Die Rundfunk und Telekom Regulierungs-GmbH (RTR-GmbH) steht für Wettbewerb und Medienvielfalt. Sie fördert und stärkt den Wettbewerb für Rundfunk, Telekommunikation und Post, die effiziente Nutzung knapper Ressourcen, elektronische Kommunikationsinfrastrukturen und -dienste, die Produktion von Medieninhalten und die Interessen der Nutzer. Als Ziele stehen dabei innovative und hochqualitative Kommunikation, kostengünstig und sicher für alle, Meinungs- und Medienvielfalt sowie zukunftsorientierte Rahmenbedingungen für Österreich im Vordergrund.

Dem Selbstverständnis der RTR-GmbH für Wettbewerb und Medienvielfalt Rechnung tragend, setzen die Regulierungsbehörden die im Telekommunikationsgesetz 2003 (TKG [11]) festgelegten Ziele, die den Rahmen der Tätigkeiten der Telekom-Control-Kommission (TKK)/Post-Control-Kommission (PCK) sowie der RTR-GmbH bilden, um.

Die Aktivitäten zielen auf

- die Festlegung der Rahmenbedingungen für den Markt,
- die Durchsetzung von Verpflichtungen und Rechten,
- die faire, transparente und nichtdiskriminierende Vergabe knapper Ressourcen,
- die Wahrung des Konsumentenschutzes,
- die Förderung von Investitionen und Innovationen und
- die Unterstützung der Harmonisierung auf EU-Ebene im Sinne eines chancengleichen, nachhaltigen und funktionsfähigen Wettbewerbs ab.

2.3. Regulatorischer Rahmen im Strombereich

Die nächsten Kapitel beinhalten die wesentlichen Bereiche des regulatorischen Rahmens im Energiebereich betreffend Smart Meter, Smart Grids und Anreizregulierung sowie einen Exkurs zu Tätigkeiten von Energieversorgern am Telekommunikationsmarkt.

2.3.1. Rechtliche Rahmenbedingungen im Strombereich zur Einführung von Smart Metern in Österreich

Der Betrieb der Smart Meter ist in Österreich umfassend gesetzlich bzw. durch Verordnungen vorgegeben und stellt damit einen Sonderfall dar. Gemäß EU-Strombinnenmarkt-Richtlinie ([15], Seite 55) haben die Mitgliedstaaten zu gewährleisten, dass intelligente Messsysteme (Smart Meter) eingeführt werden, durch die die aktive Beteiligung der Verbraucher am Stromversorgungsmarkt unterstützt wird. Bis zum Jahr 2020 sollen in den Mitgliedsstaaten 80 % der Verbraucher mit Smart Meter ausgestattet werden. Die Einführung kann von einer wirtschaftlichen Bewertung abhängig gemacht werden.

Österreich hat diese EU-Vorgabe mit dem EIWOG 2010 [9] in nationales Recht umgesetzt (vgl. §§ 81a f., §§ 83 ff.). Die konkreten Rahmenbedingungen für die Einführung der intelligenten Messgeräte sind durch Verordnung des Bundesministers für Wirtschaft, Familie und Jugend gemäß § 83 Abs. 1 EIWOG 2010 festzulegen, was durch die Intelligente Messgeräte-Einführungsverordnung (IME-VO, siehe [27]), bereits erfolgt ist. Danach hat jeder Stromnetzbetreiber

1. bis Ende 2015 einen Projektplan über die stufenweise Einführung von intelligenten Messgeräten samt Angabe eines Zielerreichungspfades vorzulegen
2. bis Ende 2017 mindestens 70 % und,

3. im Rahmen der technischen Machbarkeit, bis Ende 2019 mindestens 95 % der an sein Netz angeschlossenen Zählpunkte als intelligente Messgeräte gemäß den Vorgaben der Verordnung der E-Control, mit der die Anforderungen an intelligente Messgeräte bestimmt werden (Intelligente Messgeräte-AnforderungsVO 2011 [4]), auszustatten.³ Der über die EU-Vorgaben hinausgehende Zeitplan zur Einführung wurde somit im Rahmen der IME-VO festgelegt, während die konkreten technischen Mindestanforderungen durch die Intelligente Messgeräte-AnforderungsVO 2011 (IMA-VO 2011 [4]), BGBl. II Nr. 339/2011, geregelt wurde. Die zweite Verordnungsermächtigung ergibt sich gemäß § 83 Abs. 2 ElWOG [9], wonach die E-Control jene technischen Mindestfunktionalitäten durch Verordnung zu bestimmen hat, denen intelligente Messgeräte iSv § 7 Abs. 1 Z 31 ElWOG [9] zu entsprechen haben und die gemäß § 59 ElWOG [9] bei der Ermittlung der Kostenbasis für die Entgeltbestimmung in Ansatz zu bringen sind. Dieser Verordnungsermächtigung wurde durch die Intelligente Messgeräte-AnforderungsVO 2011 (IMA-VO 2011, [4]), BGBl. II Nr. 339/2011, entsprochen.

Laut § 2 Abs. 1 IME-VO [27] haben die Stromnetzbetreiber zudem dem BMWFJ und der E-Control einen Bericht u.a. über den Status und Rahmenbedingungen der Einführung übermitteln. Die E-Control hat gem. § 2 Abs. 2 IME-VO die Einführung zu überwachen. Der Stromnetzbetreiber hat dabei umfangreiche Berichtspflichten über den Fortlauf der Einführung gegenüber dem BMWFJ sowie der E-Control. Die Regulierungsbehörde E-Control kann die Form der Berichtspflichten festlegen und hat auf Grundlage der übermittelten Daten einen jährlichen Bericht über die Einführung zu erstellen – der erste liegt vor, siehe [18].

Das Format zur Übermittlung von Daten vom Stromnetzbetreiber an den Lieferanten sowie der Detaillierungsgrad und die Form der Bereitstellung der Verbrauchsinformationen sind Inhalt einer weiteren Verordnungsermächtigung der E-Control gemäß §§ 81a Abs. 4, 81b, 84 Abs. 7 und 84a Abs. 2 ElWOG [9], welche mit der Datenformat- und VerbrauchsinformationsdarstellungsVO 2012 (DAVID-VO 2012, [21]) umgesetzt wurden. Durch die ElWOG-Novelle idF BGBl. I Nr. 174/2013 (vgl. ElWOG 2010, Fassung vom 13.9.2013) wurden im Bereich der Regelungen für intelligente Messgeräte insbesondere Konkretisierungen und Verbesserungen im Konsumenten- bzw. Datenschutzbereich geschaffen (Details zum rechtlichen Rahmen betreffend intelligente Messgeräte siehe Anhang).

Nachfolgende Grafik fasst den Datenlauf und die dabei beteiligten Marktteilnehmer zusammen:

³ Es wird darauf hingewiesen, dass es im Gasbereich keine rechtliche Verpflichtung für die Einführung von intelligenten Messgeräten gibt. Im vorliegenden Papier werden daher ausschließlich die Grundlagen und Rahmenbedingungen für den Strombereich diskutiert.

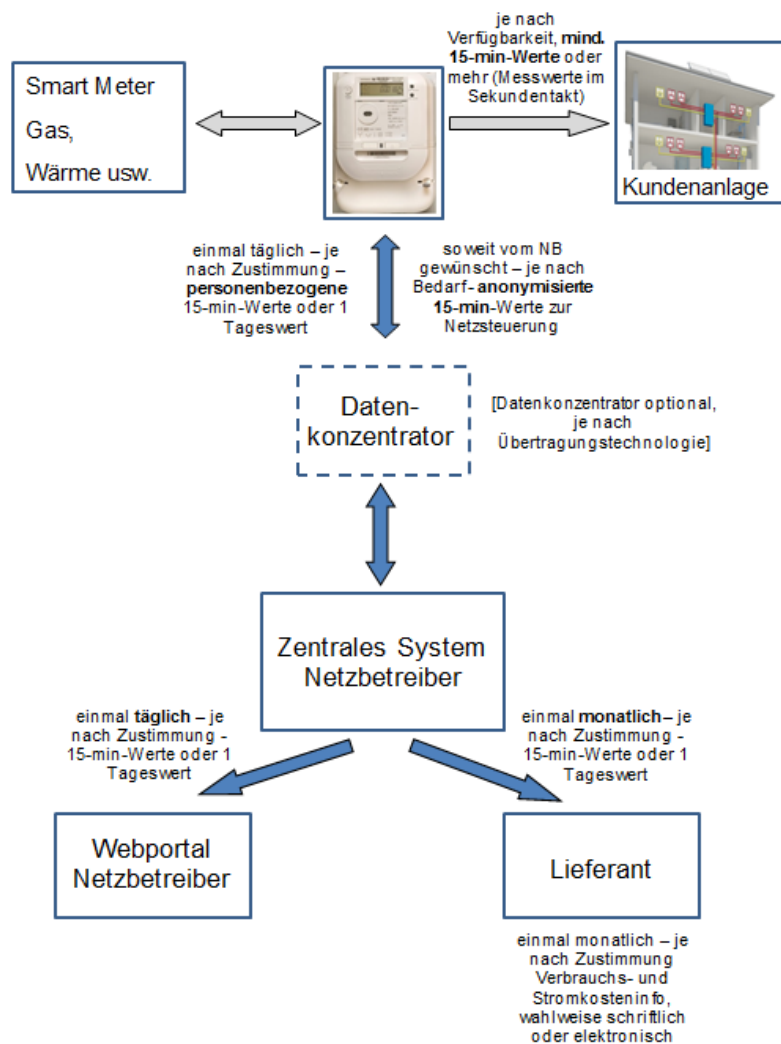


Abbildung 1: Datenfluss zwischen den verschiedenen Marktteilnehmern bei der Bereitstellung von Messdaten

In Abbildung 1 wird aufgezeigt, welche Implikationen durch die rechtlichen Vorgaben für die einzelnen Übertragungswege zu berücksichtigen sind. Oben zentral in der Mitte steht der Smart Meter, welcher einerseits eine Anbindung zu anderen Zählern aufweist (Smart Meter Gas, Wärme, Wasser, etc), sowie auch eine direkte Schnittstelle für den Kunden (bzw. zur Kundenanlage) zur Verfügung stellen muss. Unter dem Smart Meter ist der Datenkonzentrator symbolisch abgebildet, zu welchem die gemessenen Werte (je nach Zustimmung des Kunden) weitergegeben werden, schlussendlich landen diese Daten im zentralen System des Stromnetzbetreibers. Von hier aus sind diese in einem Portal darzustellen, entweder direkt beim Stromnetzbetreiber und/oder beim Lieferanten.

Zur Übermittlung der Daten zwischen den oben aufgezeigten Wegen ist die Nutzung entsprechender Kommunikationstechnologien erforderlich. Diese werden in Kapitel 3 eingehend diskutiert. Für den bevorstehenden Roll-Out von Smart Metern sind insbesondere die Kommunikationswege vom Smart Meter zum Datenkonzentrator sowie vom Datenkonzentrator zum zentralen System des Stromnetzbetreibers von besonderer Relevanz. Teilweise müssen hier erst neue Kommunikationswege geschaffen werden, teilweise existieren bereits vielfältige Kommunikationsnetze, die für diese Zwecke genutzt werden könnten. Beide Konstellationen sind von regulatorischem Interesse. Im ersten Fall ist der effiziente Aufbau erstrebenswert, im zweiten Fall die

effiziente Nutzung bestehender Infrastruktur bzw. die Vermeidung von redundanten Parallelsystemen.

Die obige Grafik soll insbesondere dazu dienen, die Kommunikationswege, welche im Zusammenhang mit der Bereitstellung von Messdaten in Zusammenhang stehen, übersichtlich darzustellen. In den nachfolgenden Kapiteln wird daher die oben dargestellte, grundsätzliche Kommunikationsinfrastruktur als Referenzmodell vorausgesetzt.

Zusätzlich ist zu beachten, dass Teile der oben aufgezeigten Kommunikationswege auch für Netzsteuerungszwecke genutzt werden können, oder aber auch für Zwecke von Softwareupdates und Steuerungsbefehle. Pfeile in beide Richtungen werden als Symbol für bidirektionale Kommunikationswege herangezogen.

2.3.2. Regulatorische Sichtweise zu Smart Grids

Smart Grids ist ein Sammelbegriff für moderne, intelligente Stromnetze, welche eine Vielzahl von Komponenten und Diensten umfassen (vgl. Kapitel 4.2). Die Mitglieder der Technologieplattform Smart Grids Austria haben sich auf folgende Definition eines solchen intelligenten Stromnetzes geeinigt: Smart Grids sind Stromnetze, welche durch ein abgestimmtes Management mittels zeitnaher und bidirektionaler Kommunikation zwischen Netzkomponenten, Erzeugern, Speichern und Verbrauchern einen energie- und kosteneffizienten Systembetrieb für zukünftige Anforderungen unterstützen. Smart Grids umfassen somit zahlreiche Systeme, wobei die Telekommunikation lediglich eines von mehreren Querschnittsthemen ist. Aus Sicht der E-Control werden ‚Smart Grids‘ generell als technologische Weiterentwicklung („Evolution“) der bestehenden Netze verstanden, weshalb eine Trennung zwischen ‚smarten‘ und ‚herkömmlichen‘ Betriebsmitteln im Rahmen der Regulierungssystematik nicht notwendig erscheint. Generell vertritt die Behörde die Auffassung, dass die Unternehmen grundsätzlich frei hinsichtlich ihrer Technologiewahl sein sollten und dahingehend das Regulierungssystem diskriminierungsfrei auszugestalten ist. Durch das Anreizregulierungssystem selbst werden systemimmanente Anreize für innovative und kostensenkende Maßnahmen gesetzt und durch die im Anreizregulierungsregime der Stromverteilernetze umfassten Erweiterungsfaktoren (Investitions- und Betriebskostenfaktor, siehe unten) werden weitere Anreize bereitgestellt, die generell Investitionen in die Netzinfrastruktur fördern – Zusatzanreize für bestimmte Technologien bzw. auch Smart Grids erscheinen daher nicht erforderlich bzw. unter dem Gesichtspunkt der Diskriminierungsfreiheit sogar mitunter hinderlich (vgl. E-Control [27]). Diese Sichtweise wird auch von anderen Regulierungsbehörden, beispielsweise der deutschen Bundesnetzagentur geteilt (vgl. Bundesnetzagentur [26], S. 27f): *„Die Anreizregulierung gibt nicht zentral konkrete Lösungen vor, sondern soll bei den Netzbetreibern dezentral Anreize setzen, möglichst kostengünstige Technologien zu verwenden... Innovationen sind dabei kein Selbstzweck. So sind Innovationen, die auch mittel- bis langfristig keine wirtschaftlichen Vorteile bieten, nicht anzustreben und sollen über die Anreizregulierung nicht angeregt werden“.*

2.3.3. Regulierungssystematik im Bereich der Stromverteilernetze – unter besonderer Berücksichtigung von IKT-Aspekten

Gemäß §48 Abs 1 ElWOG [9] hat die E-Control Austria die Kosten, die Zielvorgaben sowie das Mengengerüst von Netzbetreibern mit einer jährlichen Abgabemenge an Entnehmer von mehr als 50 GWh im Kalenderjahr 2008 von Amts wegen periodisch mit Bescheid festzustellen. Die Kosten und

das Mengengerüst der übrigen Netzbetreiber können von Amts wegen mit Bescheid festgestellt werden. Um diesen gesetzlichen Auftrag zu erfüllen, wurde im Bereich der Stromverteilernetze⁴ ein langfristiges und stabiles Anreizregulierungssystem eingeführt, welches sich durch eine zwischenzeitliche (mehrjährige) Entkoppelung der regulierten von den tatsächlichen Kosten eines Unternehmens auszeichnet. Auf Basis einer geprüften Ausgangskostenbasis werden die Systemnutzungsentgelte anhand eines vorgegebenen regulatorischen Zielpfades – auch als Regulierungsformel bezeichnet - jährlich neu bestimmt. Ist ein Unternehmen in der Lage, die Kosten unter das regulatorisch vorbestimmte Niveau zu senken, verbleiben die Kosteneinsparungen als zusätzlicher Ergebnisbeitrag zu den angemessenen kalkulatorischen Kapitalkosten für die Dauer der Regulierungsperiode beim Unternehmen. Werden die Zielvorgaben nicht erfüllt, wird der Ergebnisbeitrag des Unternehmens entsprechend verringert bzw. begrenzt. Es entsteht somit ein Anreiz für die regulierten Unternehmen, ihre produktive Effizienz im Zeitverlauf steigern. Die derzeitige Anreizregulierungssystematik befindet sich aktuell in der dritten Regulierungsperiode, welche für den Zeitraum von 1.1.2014-31.12.2018 Gültigkeit besitzt (vgl. [17]). Die Einführung von intelligenten Messgeräten fällt daher zum Großteil in diesen Zeitraum und stellt die Regulierungsbehörde vor entsprechende Herausforderungen hinsichtlich der Abgeltung angemessener Kosten.

Im Rahmen des derzeitigen Regulierungssystems werden grundsätzlich die angemessenen Gesamtkosten eines Netzbetreibers (Kapitalkosten sowie operative Kosten) – selbstverständlich auch jene für IKT bzw. Smart Metering - im Rahmen der regulierten Netzentgelte abgegolten. Grundsätzlich bewertet die E-Control die Wahl bestimmter Technologien neutral und gibt keine Empfehlung hinsichtlich der Technologiewahl ab. Demnach bleibt es beispielsweise dem Stromnetzbetreiber überlassen, ob generell eine Erdverkabelung oder eine Freileitungsausführung zum Einsatz kommt bzw. welche technischen Details sich hinter den einzelnen Varianten (PVC- oder Öl-Papier-Kabel) verbergen und ebenso auf welche Rollout-Strategie der jeweilige Netzbetreiber im Hinblick auf Smart Metering setzt. Kostensteigerungen im Bereich der Kapitalkosten werden während der Regulierungsperiode auf Basis von Buchwerten zeitnahe in einem sogenannten „Investitionsfaktor“ berücksichtigt. Hierzu werden die Buchwerte der Unternehmen jährlich neu geprüft. In einem sogenannten „Betriebskostenfaktor“ werden zusätzlich die durch die Änderung an Zählpunkten bzw. Leitungskilometer verursachten operativen Kosten berücksichtigt (siehe auch Abschnitt 2.3.5). Im Bereich Smart Metering ergeben sich mitunter Kostensteigerungen im operativen Bereich welche nicht im Rahmen der beiden Erweiterungsfaktoren (Investitions- und Betriebskostenfaktor) abgebildet sind – die Regulierungsbehörde hat daher festgelegt, dass diese operativen Kostensteigerungen jährlich geprüft (das bereits erwähnte Kosten-Plus-System) und auf angemessener Weise im Rahmen der regulierten Kostenbasis (ohne jegliche Effizienzabschläge während der Regulierungsperiode) angesetzt werden (vgl. E-Control [27]). Die Abgeltung dieser Kosten ist aber nicht dahingehend zu verstehen, dass diese grundsätzlich als effizient einzustufen sind. Diese Evaluierung wird grundsätzlich am Ende einer Regulierungsperiode bzw. am Beginn einer Folgeperiode durchgeführt.

Hinsichtlich der Kostenabgeltung sind somit die folgenden drei Punkte relevant:

1. Bestimmung der Ausgangskostenbasis unter Berücksichtigung von Kostenprüfungsgrundsätzen;

⁴ Vergleichbar auch im Gasverteilernetzbereich (vgl. E-Control 2012).

2. Bestimmung der regulierten Kostenbasis während der Regulierungsperiode einschließlich Erweiterungsfaktoren sowie operative Mehrkosten aus Smart Metering.
3. Effizienzbeurteilung des erfolgten Roll – Outs⁵.

2.3.4. Bestimmung der Ausgangskostenbasis unter Berücksichtigung von Kostenprüfungsgrundsätzen

Die Kostenbasis für ein mehrjähriges Anreizregulierungsregime wird auf der Grundlage einer umfassenden Kostenprüfung determiniert. Die Grundsätze hierzu werden in Folge kurz dargestellt. Als Ausgangsbasis für die Ermittlung angemessener Kosten gem. § 48 (1) EIWOG [9] werden die Daten eines Geschäftsjahres herangezogen. Hierbei wird die Angemessenheit der Kosten eines Netzbetreibers gemäß § 59 EIWOG [9] geprüft. Die Kosten des Netzbetreibers haben dem Grundsatz der Kostenwahrheit zu entsprechen und sind dem Grunde und der Höhe nach zu prüfen. Die Gesamtkosten können hierzu in Kapital- und operative Kosten aufgeteilt werden.

Operative Kosten (in Folge „OPEX“)

Diese Kosten fallen für den laufenden Betrieb des Netzes an. Im Speziellen sind darunter die Kosten für Material, Personal und sonstigen betrieblichen Aufwand zu erfassen. Bei zahlreichen Netzbetreibern sind auch Dienstleistungsverträge ein wesentliches Element für die Kostenanerkennung. Bei den originären Kosten der Netzbetreiber sind vor allem Zuordnungsfragen zwischen den unterschiedlichen Tätigkeiten eines Netzbetreibers zu evaluieren und eine Kostenbasis zu bestimmen, welche keine Quersubventionen zwischen dem Netzbereich und den wettbewerblichen Bereichen des integrierten bzw. Mehrspartenunternehmens ermöglicht. Durch die innerbetriebliche Leistungsverrechnung werden die Gemeinkosten jenen Kostenstellen zugerechnet, welche für sie verantwortlich sind. Die Kostenzuordnung sollte dabei die Leistungserbringung zwischen den Kostenstellen widerspiegeln. Bei der Wahl des Umlageschlüssels ist demnach darauf zu achten, dass diese, dem Verursachungsprinzip entsprechend, die Art der erbrachten Leistungen widerspiegelt.⁶

Kapitalkosten (in Folge „CAPEX“)

Durch Kapitalkosten sind die Kosten für langfristige Investitionen in das Netz abzudecken. Sie umfassen neben den Abschreibungen auch die in § 60 EIWOG 2010 beschriebenen Finanzierungskosten zur Abdeckung angemessener Kosten für die Verzinsung von Eigen- und Fremdkapitalgebern.

Prüfung dem Grunde und der Höhe nach

Die Prüfung der Angemessenheit der Kosten am Beispiel von IKT-Systemen kann grafisch vereinfacht (und Teilaspekte berücksichtigend) wie in Abbildung 2 dargestellt werden.

⁵ Vgl. § 59 (1) EIWOG 2010 [9]: „...Die bei einer effizienten Implementierung neuer Technologien entstehenden Kosten sind in den Entgelten unter Berücksichtigung der beschriebenen Grundsätze und der Nutzung von Synergieeffekten angemessen zu berücksichtigen...“

⁶ Vgl. *Bogensberger/Messner/Zihr/Zihr*, Kostenrechnung, 4. Aufl., S 105 ff.

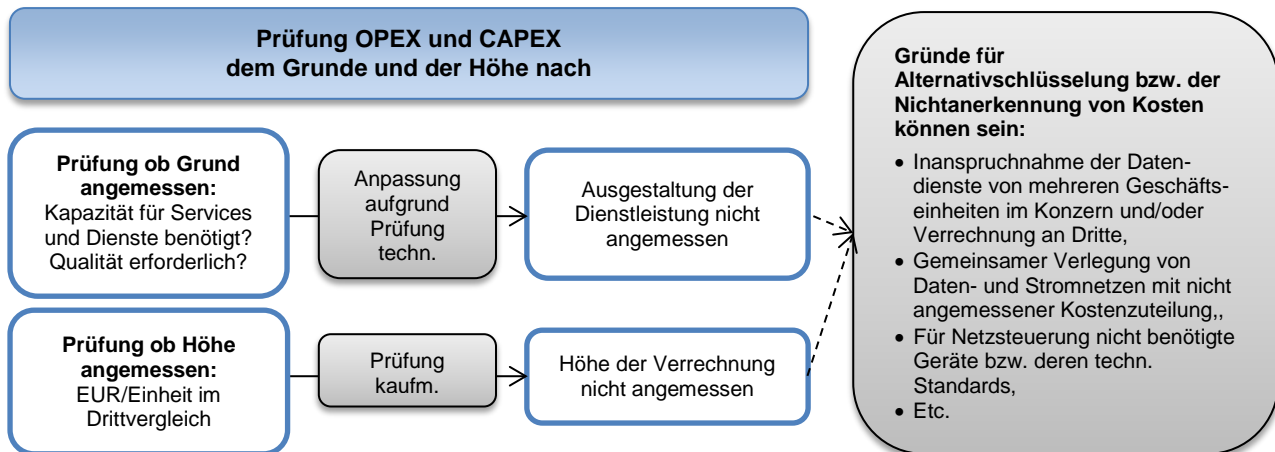


Abbildung 2: Grundsätze der Kostenüberprüfung

Die große Herausforderung im Zusammenhang mit der Prüfung von Kosten dem Grunde und der Höhe nach ist hierbei insbesondere die Beurteilung der Veränderung des Prozesses Messung im Zuge der Einführung von Smart Meter Systemen. Dies deshalb, weil in den bestehenden, kostenmäßig anerkannten Kostenbasen der Unternehmen bereits Kosten für den Prozess „Messung“ anerkannt wurden, allerdings in Bezug auf die alten Ferrariszähler. Unter die bereits anerkannten Kosten für die Messung fallen z.B. Kosten für die Errichtung von Zähleinrichtungen, den Betrieb von Zähleinrichtungen, die Eichung von Zähleinrichtungen sowie die Datenerfassung⁷ (vgl. [19]). Damit fallen unter die bereits anerkannten Kosten für den Prozess „Messung“ somit CAPEX- und OPEX Anteile. Davon die veränderten Kosten in Bezug auf die Einführung von Smart Meter System festzustellen, ist daher im Detail zu prüfen. Gerade bei leitungsgebundener Netzinfrastruktur, wie z.B. Strom oder Datenetzen, können durch gemeinsame Mitverlegung mehrerer Sparten hohe Synergieeffekte genutzt und somit Kosteneinsparungsmöglichkeiten gehoben werden. Dabei ist bei gemeinsamer Verlegung von Daten- und Stromverteilungen in einer Trasse, auf die verursachungsgerechte Aufteilung der Kosten (CAPEX sowie OPEX) zwischen den Geschäftsbereichen zu achten, da Stromnetzkunden nur mit den angemessenen Kosten des Stromnetzes belastet werden sollen. Gemeinsame Kosten der Trasse müssen daher über einen angemessenen Kostenschlüssel aufgeteilt werden. Ebenso spielt die Höhe der verrechneten Kosten eine wesentliche Rolle. Wenn Stromnetzbetreiber und Telekommunikationsnetzbetreiber unterschiedliche Töchter ein und desselben Konzerns sind, erfolgt die Verrechnung der Datendienste über Dienstleistungsverträge (OPEX) und es ist darauf zu achten, dass der Verrechnungssatz einem Drittvergleich standhalten kann, bzw. keine Quersubventionierung des nicht regulierten Bereichs erfolgt. Im umgekehrten Fall, also dass der Stromnetzbetreiber gleichzeitig als Telekommunikationsnetzbetreiber auftritt, gilt sicherzustellen, dass die an Konzernunternehmen verrechneten Sätze nicht zu gering sind.

Auch die auslösenden Faktoren für die Kosten sind entsprechend zu hinterfragen und bedürfen technischer Plausibilisierung. Hierbei zählen Fragen zu den erbrachten Services bzw. Dienste für den Netzbetrieb und die technischen Anforderungen an die Datenleitungen in Sachen angemessener

⁷ Die Messung umfasst insbesondere die Datenerfassung, die Datenkonvertierung, die Datensicherung, die Vollständigkeits- und Plausibilitätsprüfung sowie die Ersatzwertbildung NICHT jedoch die weitere Datenauswertung (inkl. Verwaltung und Zuweisung der synthetischen Lastprofile sowie Datenaggregation) und die Datenweitergabe an Marktteilnehmer (Einzel- bzw. aggregierte Daten an die Bilanzgruppenverantwortlichen, Bilanzgruppenkoordinator, Lieferanten, Kunden sowie Regelzonenführer).

Datenqualität (Verfügbarkeit, zeitliche Aktualität etc.) und angemessener Bandbreiten (Kapazität welche zur Erbringung der Dienste bzw. Services benötigt wird). Hinsichtlich der Wahl der eingesetzten Technologie ist die Position der E-Control, wie eingangs erwähnt, neutral bzw. wird dem Stromnetzbetreiber freie Hand hinsichtlich der Technologiewahl (sofern diese den gängigen Normen und den rechtlichen Vorgaben entspricht) gewährt - effizientes Verhalten wird hierbei aber vorausgesetzt. Um effizientes Gebaren sicherzustellen, werden die Gesamtkosten generell einem ex-post Benchmarking vor Beginn einer Regulierungsperiode zugeführt (siehe auch folgender Abschnitt).

2.3.5. Bestimmung der regulierten Kostenbasis während der Regulierungsperiode

Als wesentliche Zielsetzung im Zuge der regulatorischen Berücksichtigung von IKT-Kosten allgemein bzw. Smart Meter Kosten im Speziellen, wird die Gleichbehandlung unterschiedlicher Technologie- sowie Umsetzungsvarianten gesehen. Um beispielsweise die gesetzlichen Vorgaben zur Einführung von Smart Metern umzusetzen, stehen den Unternehmen grundsätzlich unterschiedliche Strategien zur Verfügung.⁸ Hierbei ist insbesondere zwischen der Einführungsstrategie und der Ausbaustrategie zu unterscheiden. Im Rahmen der Einführungsstrategie ist es einerseits denkbar, dass Unternehmen den Roll-out gänzlich in Eigenregie durchführen und sich damit die gesamten notwendigen Anlagen der Mess- und Datenübertragungsinfrastruktur im Eigentum des Stromnetzbetreibers befinden oder andererseits eine Dienstleistungsvariante gewählt wird, wobei sich die gesamten Anlagen – in einer Extremvariante – im Eigentum Dritter befinden. Selbstverständlich sind auch Mischformen der beiden dargestellten Ausprägungen vorstellbar. Des Weiteren sind auch Unterschiede hinsichtlich der Ausbaustrategien denkbar. Während manche Unternehmen zuerst ihre komplette Kommunikationsinfrastruktur aufbauen und anschließend laufend die Smart Meter installieren, verfolgen vielleicht andere Unternehmen ein genau gegensätzliches Konzept, indem zwar Zähler eingebaut, die Funktionalität der Kommunikation bzw. die Anbindung an das Kommunikationsnetz jedoch erst später gewährleistet wird. Weiters ist auch ein schrittweises Konzept denkbar, wobei der Ausbau der Infrastruktur sowie der Zählereinbau simultan vorgenommen werden. Grundsätzlich ist eine Vielzahl von Kombinationen dieser Umsetzungsvarianten denkbar.

Für die entstehenden Kosten bedeutet dies, dass bei einigen Unternehmen ein großer Kostenblock bereits relativ früh entsteht, während bei anderen Unternehmen kontinuierlich Kostensteigerungen auftreten. Weiters betreffen zugekaufte Leistungen (in Form von Dienstleistungsverträgen) generell verstärkt den OPEX Bereich, während das Anlageneigentum grundsätzlich zu CAPEX-Steigerungen führt. Hier ist in Bezug auf den Investitionsfaktor anzumerken, dass sämtliche CAPEX-Steigerungen über den Investitionsfaktor abgegolten werden und damit auch die Investitionen in Smart-Meter Systeme umfasst sind. In Bezug auf die Einführung von Smart Metern im Bereich der OPEX ist anzuführen, dass der Ersatz von konventionellen Zählern durch Smart Meter keinen Zuwachs der Anzahl an Zählpunkten bedingt. Damit werden OPEX-Steigerungen ausgelöst durch den Roll-out von intelligenten Messgeräten nicht im Betriebskostenfaktor abgedeckt. Auf Basis des zu erreichenden Grundsatzes der Technologieneutralität, der Nicht-Diskriminierung, der gesetzlichen Grundlage des § 59 Abs. 1 ElWOG [9], wonach die Behörde angemessener Kosten sicherzustellen hat, wurde ergänzend zu der bestehenden Anreizregulierungssystematik eine alternatives, „neutrales“ und transparentes Systems in Form einer Kosten-Plus Methodik zum Umgang mit ebendiesen OPEX-lastigen Umsetzungsstrategien geschaffen.

⁸ Die folgenden Überlegungen gelten analog auch für IKT-Systeme im Generellen.

Auf Basis der dargestellten Vorgehensweise kann die Kostenentwicklung im Bereich Smart Metering sowohl im CAPEX- als auch im OPEX-Bereich – durch eine transparente Darstellung im Investitionsfaktor und einer zusätzlichen Abgeltung der operativen Mehrkosten aus der Einführung von Smart Metern im Rahmen eines separaten Kosten-Plus-Systems im OPEX Bereich - entsprechend dargestellt werden.

2.3.6. Effizienzbeurteilung am Ende einer Regulierungsperiode

Kostenänderungen aufgrund von Investitionstätigkeit während der dritten Regulierungsperiode werden, wie im vorherigen Kapitel beschrieben, folglich als vorübergehend effizient betrachtet und unterliegen bis zur Durchführung eines neuerlichen Benchmarkings (vor Beginn der vierten Regulierungsperiode) keinen Abschlägen. Es wird darauf hingewiesen, dass Investitionen (selbstverständlich sind hier auch Investitionen in Smart Meter und Smart Grid Lösungen umfasst) sehr wohl im Rahmen von zukünftigen Effizienzanalysen zu berücksichtigen sowie etwaigen Beabschlagungen unterworfen sein werden. Dies soll dazu führen, dass entsprechende Effizienzüberlegungen bereits bei der Investitionsentscheidung selbst berücksichtigt werden. Im konkreten Fall wird bei der Auswahl einer bestimmten Kommunikationstechnologie sowie der gesamten Roll-Out Strategie besonders auf diese Effizienzüberlegungen Bedacht zu nehmen sein.

2.3.7. Tätigkeiten von Energieversorgern am TK-Markt

Energieversorger kommen aufgrund ihrer bestehenden Infrastruktur sowie ihrer Endkundenkontakte grundsätzlich auch als Anbieter von TK-Netzen und Diensten in Frage. Die Nutzung der eigenen Energieversorgungsinfrastruktur zu TK-Zwecken (z.B. Erdseil mit Glasfaserkabel auf Hochspannungsmasten oder Leerverrohrungen zum Einziehen von Glasfaserleitungen) bedeutet zumindest eine reduzierte Einstiegsbarriere in den TK-Markt, auch wenn TK-spezifische Infrastruktur zur Erbringung der diversen TK-Dienste und entsprechendes Know-How zusätzlich erforderlich werden. Auch in Österreich sind daher Energieversorger (bzw. deren Tochterunternehmen) nicht selten auch in verschiedenen TK-Märkten (z.B. Anbieten von Mietleitungen, Internet-Diensten, Sprachtelefonie oder Kabelfernsehen) tätig.

TK-Unternehmen von Energieversorgern unterliegen grundsätzlich der Regulierung am TK-Markt gemäß Telekommunikationsgesetz 2003 (TKG 2003) [11].

Dies bedeutet, dass die TK-Unternehmen von Energieversorgern – wie alle anderen auf TK-Märkten tätigen Unternehmen – den spezifischen Regularien der TK-Branche unterliegen. Hierzu zählen bspw. Anzeigepflichten bei der Regulierungsbehörde, die sich gem. TKG 2003 im Falle des Betriebens von Kommunikationsdiensten ergeben, die Finanzierungsbeitragspflicht, wobei die Höhe des Beitrags abhängig von den Umsätzen ist, die aus der Bereitstellung von Kommunikationsdiensten und -netzen im Inland erzielt werden, Einhaltung von Verpflichtungen zur Sicherstellung der Sicherheit und Integrität der Netze und Dienste oder Infopflichten gem. Kommunikations-Erhebungs-Verordnung.

Was die Regulierung aufgrund einer marktbeherrschenden Stellung in einem oder mehreren der untersuchten TK-Märkte betrifft, hatten Energieversorger bislang noch nie eine marktbeherrschende Stellung (SMP⁹), sodass ihnen auch noch nie entsprechende Verpflichtungen zur Abstellung der marktbeherrschenden Stellung, wie bspw. Gewährung von Netzzugang mit regulatorisch angeordneten Eigenschaften und Entgelten, auferlegt wurden. Die unterschiedlichen

⁹ Significant Market Power

Kostenrechnungsansätze, die diesbezüglich in der Regulierung am TK-Markt zur Anwendung kommen (z.B. FL-LRAIC¹⁰, Pure LRIC¹¹, Retail-Minus), waren daher für die Energieversorger bislang nicht von Relevanz.

Unabhängig von der Tätigkeit auf einem TK-Markt oder einer marktbeherrschenden Stellung auf einem regulierten Markt, sei eine weitere Regelung des TKG 2003 angesprochen, die Auswirkungen auch auf die Tätigkeit von Energieversorgungsunternehmen zeitigt. So haben gemäß §8 TKG 2003 [11] alle Inhaber von Kabelschächten, Rohren oder Teilen davon, soweit dies wirtschaftlich zumutbar und technisch vertretbar ist, die Mitbenutzung für Kommunikationslinien¹² zu gestatten. Dies bedeutet, dass für Zwecke des Breitbandausbaus auch auf „brachliegende“ Infrastrukturen von Energieversorgungsunternehmen zurückgegriffen werden kann. Umgekehrt können auch Energieversorger auf derartige Infrastrukturen anderer Unternehmen zurückgreifen, so die Voraussetzungen gemäß §8 TKG 2003 erfüllt sind.

3. Telekommunikationsnetze und -dienste

Wie in vorangegangenen Kapiteln ausgeführt, bedarf der Betrieb von modernen Energieversorgungsnetzen der Unterstützung durch unterschiedlichste Dienste der Informations- und Telekommunikationstechnik, z.B. Fernwirkssysteme für Steuerung und Regelung, Anbindungen zur Ablesung von Messgeräten, Plattformen für den Stromhandel oder Systeme zur Information des Endkunden. Betrachtet man speziell die Telekommunikations-Dienste (TK-Dienste), so stellen diese insofern einen wesentlichen Bestandteil für die oben genannten Anwendungsbereiche dar, als die Übertragung von Daten oder Sprache zwischen unterschiedlichen Standorten die Basis jedweder elektronischen Kommunikation darstellt.¹³

Die im Elektrizitätssektor benötigten TK-Dienste können grundsätzlich auf folgende unterschiedliche Arten bereitgestellt werden: Die Energieversorger können die TK-Dienstleistungen selbst erbringen (ggf. auch durch dem Energieversorger zuzurechnende eigene Tochterunternehmen), die TK-Dienste am TK-Markt von TK-Anbietern beziehen oder eine Kombination von beiden nutzen. Nicht selten sind Energieversorger gleichzeitig auch TK-Dienstleister bzw. haben entsprechende Tochter-Unternehmen (vgl. Kap. 4.1), die diese Services im Konzernverbund bzw. auch gegenüber Dritten (mitunter auch dem regulierten Netzbereich) anbieten.

Die genannten TK-Dienste, wie eben bspw. Datenkommunikation oder Sprachtelefonie, werden auf Basis von TK-Netzen erbracht, wobei es sich hier in aller Regel um Fest- und/oder Mobilfunknetze handelt.

Grundsätzlich wird im Bereich der TK-Netze zwischen dem Kernnetz und dem Anschlussnetz unterschieden. Während ersteres die flächendeckende Vernetzung von Netzknoten mit hohen

¹⁰ Forward Looking Long Run Average Incremental Cost

¹¹ „Pure“ Long Run Incremental Cost

¹² Lt. §3 Z10 des TKG 2003 [11] bedeutet "Kommunikationslinie" unter- oder oberirdisch geführte Übertragungswege (Kommunikationsanlagen) einschließlich deren Zubehör wie Schalt-, Verstärker- oder Verzweigungseinrichtungen, Stromzuführungen, Verkabelungen in Gebäuden, Masten, Antennen, Türme und andere Trägerstrukturen, Leitungsröhre, Leerrohre, Kabelschächte, Einstiegsschächte und Verteilerkästen.

¹³ Zu den TK-Diensten zählen bspw. feste und mobile Sprachtelefonie, Mietleitungen, breitbandiger Zugang zum Internet oder Standortvernetzungen.

Übertragungsraten und über große Entfernungen bewerkstelligt, ist zweiteres auch unter dem Synonym der „last mile“ bekannt und für die Anbindung des Endkunden (bzw. der Endgeräte) an die Netzknoten des Kernnetzes verantwortlich. Die Weiterentwicklung im Bereich der TK-Netze hat in den letzten Jahren zur Ausprägung sogenannter Next Generation Networks (NGN) geführt, die im Kernnetz durch den Einsatz von Glasfaserinfrastruktur und paketbasierter Technologie gekennzeichnet sind. Auf Ebene der Transporttechnologie bedeutet dies einen Wandel weg vom leitungsorientierten SDH hin zum paketorientierten Ethernet, auf Ebene der Vermittlungstechnik ein Wechsel von der Leitungsvermittlung zur Paketvermittlung mit dem Internet Protokoll (IP). Technologisch sind derartige Netze als „state-of-the-art“ einzustufen. Daher ist davon auszugehen, dass TK-Netz-Betreiber – unabhängig davon, ob diese ursprünglich aus dem Energie- oder dem TK-Bereich kommen – gleichermaßen auf diese Technologien zurückgreifen werden.

Wendet man sich wieder den Energienetzen zu, so ist aus TK-Sicht ganz generell festzuhalten, dass stets dafür Sorge zu tragen ist, die konkreten Anforderungen des jeweiligen Bedarfsträgers – in diesem Fall eben Unternehmen des Energiebereichs – für den spezifischen Anwendungsfall so konkret wie möglich zu definieren, da es sich um durchwegs unterschiedliche Anwendungsfälle mit breit gestreuten Anforderungsprofilen an die TK-Dienstleistungen handeln kann und ein „one-size-fits-all“-Ansatz der vorhandenen Komplexität jedenfalls nicht gerecht werden würde. Aus diesem Grunde wird im Folgenden zuerst auf die Telekommunikationsnetze und -dienste im Bereich von Smart Meter Anwendungen (Kap. 3.1) und Smart Grid Anwendungen (Kap. 3.2) eingegangen bevor in weiterer Folge verschiedene Anschlusstechnologien (Kap. 3.3) vorgestellt werden.

3.1. Telekommunikationsnetze und -dienste im Bereich von Smart Metern

Bei der Installation von Smart Metern wird – im Gegensatz zur oben genannten Standortvernetzung – eine sehr große Zahl (zukünftig Millionen) an intelligenten Stromzählern mit zentralen Komponenten des Stromnetzbetreibers verbunden (siehe Abbildung 1: Datenfluss zwischen den verschiedenen Marktteilnehmern bei der Bereitstellung von Messdaten). Hierzu ist die Verfügbarkeit entsprechender, bis zum Standort des einzelnen Smart Meters reichender Anschlussnetze eine Grundvoraussetzung, die auf mehrere Möglichkeiten realisiert werden kann (Anbindung der „last mile“). Grundsätzlich kann ein solches Anschlussnetz auf Basis drahtgebundener oder drahtloser Technologie (oder einer Kombination beider Technologien) realisiert werden. Hierbei gibt es jeweils die Option, ein solches Anschlussnetz auf Basis bestehender Infrastruktur (fest wie mobil) zu realisieren oder hierfür neue Infrastruktur zu errichten. Die Erfahrungen mit dem Ausbau von modernen, glasfaserbasierten Anschlussnetzen im TK-Bereich zeigen, dass dies mit sehr hohen Investitionskosten (insbesondere Grabungsarbeiten) verbunden ist und daher in der Regel nicht flächendeckend durchgeführt wird (siehe dazu auch 3.1.1). In Anbetracht der Tatsache, dass ein flächendeckender Neubau von glasfaserbasierten Anschlussnetzen selbst für die Realisierung von (durchaus stark nachgefragten) Breitband-Produkten (Internet, IP-TV, Cloud-Services, Gaming, etc.) seitens der Anbieter – von gefördertem Ausbau abgesehen – nicht ins Auge gefasst wird, darf gefolgert werden, dass dies auch für die Anbindung von Smart Metern nicht wirtschaftlich sein wird. Die Anbindung über moderne drahtlose Anschlussnetze ist im Vergleich zum Festnetz hinsichtlich einer Flächendeckung zwar kostengünstiger zu realisieren, allerdings ist die Abhängigkeit von elektromagnetischen Ausbreitungsbedingungen zu berücksichtigen, sodass voraussichtlich nicht jeder Smart Meter drahtlos erreichbar sein wird (z.B. in generell schlechter versorgten Gebieten oder in Kellerräumen).

3.2. Telekommunikationsnetze und –dienste im Bereich von Smart Grids

Betrachtet man hingegen die Anbindung von Smart Grid Systemen, so umfassen diese zahlreiche Zusatzsysteme - siehe Abbildung 3: SGAM framework (aus SGCG/M490/G_Smart Grid Set of Standards - M490 EU-Kommission, CEN-CENELEC-ETSI [1]) - wobei die Telekommunikation lediglich eines von mehreren Querschnittsthemen ist. Ein Anwendungsfall für TK-Dienstleistungen im Bereich Smart Grids ist die Standortvernetzung zur Steuerung und Regelung von verschiedenen Komponenten des Energienetzes. Während in früheren Jahren im TK-Sektor für eine Standortvernetzung häufig sogenannte Miet- oder Standleitungen verwendet wurden, kommen heute typisch entweder private Netze (Private Networks, PN) oder virtuelle private Netze (Virtual Private Network, VPN) auf Basis der oben genannten Technologien zum Einsatz (z.B. IP VPNs oder Ethernet-Vernetzungen). Aus TK-Sicht haben solche Standortvernetzungen gegenüber dem in Kap. 3.1 skizzierten Szenario den „Vorteil“, über eine überschaubare Anzahl an Endpunkten zu verfügen, wodurch eine Anbindung der Standorte mit leitungsgebundener Infrastruktur (Kupfer, Glasfaser) – sofern nicht ohnehin bereits vorhanden – in der Praxis auch aus ökonomischer Sicht durchaus vertretbar erscheint. Wie bereits oben ausgeführt, sind die genannten Technologien als „state-of-the-art“ einzustufen und es darf davon ausgegangen werden, dass auch komplexe und (sicherheits-)kritische Anwendungen über derartige Realisierungen abgewickelt werden können. Sollten spezifische Anwendungsfälle eine besondere Behandlung wie z.B. eine redundante Anbindung oder eine physisch getrennte Führung erfordern, so wäre dies im Falle einer regulatorischen Prüfung vom Stromnetzbetreiber im Detail darzulegen.

3.3. Anslusstechnologien im Telekommunikationsbereich

Für die Realisierung von TK-Dienstleistungen kommen verschiedene Technologien in Betracht, welche nachfolgend aus dem Blickwinkel der im Anschlussnetz verwendeten Infrastruktur skizziert werden. Während im Kernnetz mittlerweile weitestgehend Glasfaser-Infrastruktur Verwendung findet, gibt es im Bereich des Anschlussnetzes vielfältige technologische Möglichkeiten der Realisierung.

Wie oben erwähnt, wird grundsätzlich zwischen drahtgebundenen (siehe Kapitel 3.4) und drahtlosen Technologien (siehe Kapitel 3.5) unterschieden. Der Fokus der nachfolgenden Betrachtungen wird bewusst auf Datendienste gelegt, da diese voraussichtlich sowohl bei Vernetzungen im Zusammenhang mit Smart Metering wie mit Smart Grids im Mittelpunkt der Betrachtungen sein werden. Hiervon sind sowohl die klassischen Miet- bzw. Standleitungen auf Basis leitungsvermittelter Technik umfasst, als auch die moderneren Ethernet-Dienste auf Basis paketbasierter Vermittlung. Andere TK-Dienste wie z.B. Telefonie, Internet-Zugang, Hosting oder Inhouse-LAN-Vernetzung bzw. industrielle Vernetzung wie Feldbusse, sollen hier also bewusst ausgeklammert bleiben. In den nachfolgenden Betrachtungen sind die aus derzeitiger Sicht relevanten Technologien abgedeckt, es handelt sich aber um keine abschließende Auflistung, da sowohl im Bereich drahtgebundener wie auch drahtloser Anbindung laufend an neuen Technologien gearbeitet wird.

Im nächsten Schritt müssen die Eigenschaften der Kommunikationstechnologien in Bezug gesetzt werden zu den Anforderungen aus den Anwendungsfeldern in der Stromversorgung (vgl. Kap. 5). Dabei muss auch die Anzahl der Endpunkte berücksichtigt werden. Smart Meter werden wie oben bereits ausgeführt weitestgehend über bestehende Anschlussnetzinfrastruktur anzubinden sein, bei anderen Anwendungsfeldern wie bspw. Standortvernetzung kann die Beurteilung aufgrund der überschaubaren Anzahl an Endpunkten und der ggf. signifikant höheren Datenmenge bzw.

benötigter Bandbreite unterschiedlich ausfallen, d.h. die Verlegung neuer leitungsgebundener Infrastruktur (Kupfer, Glasfaser) – sofern nicht ohnehin vorhanden – kann in der Praxis auch aus ökonomischer Sicht vertretbar erscheinen.

Die verschiedenen Anschlusstechnologien werden nachfolgend hinsichtlich der folgenden Kriterien auf ihre Stärken und Schwächen hin untersucht¹⁴:

- **Eigentum und Kontrolle der TK-Infrastruktur**

- Das Kriterium „Eigentum und Kontrolle der TK-Infrastruktur“ ist als Indikator zu verstehen, inwieweit der Stromnetzbetreiber einen Zugriff auf die TK-Infrastruktur, also auf die zur Erbringung des benötigten TK-Dienstes erforderlichen Netz- und/oder Dienste-Komponenten, hat. So definiert das TKG 2003 den „Betreiber eines Kommunikationsnetzes“ als Unternehmen, das die rechtliche und tatsächliche Kontrolle über die Gesamtheit der Netzfunktionen ausübt (vgl. § 3 TKG 2003 [11]).
- Wie bereits ausgeführt, kann ein Stromnetzbetreiber (oder ein mit diesem verbundenes Unternehmen) gleichzeitig auch Betreiber eines TK-Netzes und von TK-Diensten sein. In diesem Fall hat der Stromnetzbetreiber den höchsten Grad an Autonomie und Zugriffsmöglichkeit auf die Funktionalitäten des TK-Netzes und der darauf erbrachten Dienste. Auch hinsichtlich Zukunftssicherheit der eingesetzten Technologien und Komponenten (z.B. betreffend Wartungsverträge oder Ersatzteillieferung) kann der Stromnetzbetreiber eigenständig Vereinbarungen mit seinen Lieferanten abschließen.
- Greift ein Stromnetzbetreiber auf TK-Netze und Dienste von dritten Unternehmen (wie z.B. TK-Diensteanbietern) zurück, so ist in der Regel kein direkter Zugriff auf die Netz-Komponenten gegeben. Gleiches gilt für Themen wie zukünftige Verfügbarkeit von TK-Netz und Diensten, für Wartung und Betrieb der Infrastruktur durch den TK-Betreiber bzw. durch Technologieanbieter (Vermeidung von Lock in Effekten). Hier kann der Stromnetzbetreiber lediglich eine vertragliche Absicherung mit dem TK-Diensteanbieter vorsehen.

- **Verfügbarkeit der Technologie**

- Das Kriterium „Verfügbarkeit der Technologie“ ist als Indikator zu verstehen, wie verbreitet die betreffende Technologie in Österreich ist und wie die Eignung für den Einsatz bei der Strominfrastruktur, z.B. im Zusammenhang mit Smart Meter und Smart Grids, eingeschätzt wird.

- **Bandbreite/Latenz**

- Das Kriterium „Bandbreite/Latenz“ ist als Indikator zu verstehen, welche Datenraten bzw. Latenzzeiten mit der betreffenden Technologie typisch zu erreichen sind. Hinsichtlich der Bandbreite ist zu beachten, dass die erreichbaren Werte nicht nur von der Technologie abhängig sind, sondern einer Reihe von Einflussfaktoren wie der konkreten Ausprägung der verwendeten Infrastruktur, dem Versorgungsgrad im Zielgebiet oder dem Ausmaß der Nutzung durch andere Bedarfsträger unterliegen

¹⁴ Es wird darauf hingewiesen, dass die hier genannten Kriterien von jenen in Kapitel 5 abweichen können. Der Hintergrund besteht darin, dass hier Technologieformen voneinander abgegrenzt werden, während die in Kapitel 5 genannten Anforderungen grundsätzlich von verschiedenen Technologien in mehr oder weniger gleichem Maße erfüllt werden können und daher die Betrachtung einiger hier dargestellter Kriterien nicht mehr sinnvoll erscheint.

können. Ähnliches gilt für die Latenz, also die Verzögerung des übertragenen Signals zwischen Sender und Empfänger durch z.B. Verarbeitungs-, Serialisierungs- oder Laufzeiteffekte, welche ebenfalls durch verschiedene Faktoren beeinflusst ist.

- **Kosten**

- Das Kriterium „Kosten“ ist als Indikator zu verstehen, welches Kostenausmaß bei Errichtung und Betrieb der betreffenden Technologie zu erwarten ist. Hierbei ist wesentlich, dass die Kosten über den gesamten Lebenszyklus der Technologie betrachtet werden (Gesamtkostensicht). So können Technologien beispielsweise mit hohen anfänglichen Investitionskosten und niedrigen laufenden Kosten (oder aber umgekehrt) verbunden sein.

Bezüglich der genannten Kriterien ist festzuhalten, dass sich die Kriterien potenziell gegenseitig beeinflussen. Generell wird es insbesondere zu einem Abtausch zwischen dem Grad der Anforderungserfüllung und den zu erwartenden Kosten kommen, welcher in weiterer Folge in Wirtschaftlichkeitsüberlegungen einbezogen werden sollte. Die Evaluierung der genannten Kriterien (aus Stromnetzbetreibersicht) soll einerseits eine Abgrenzung zwischen den Kommunikationstechnologien ermöglichen und andererseits deren Eignung für entsprechende Anforderungen besser einschätzbar machen. Schlussendlich soll diese Evaluierung auch Aufschluss über den wirtschaftlichen Einsatz der jeweiligen Technologie geben.

Es gibt noch weitere Kriterien, die für eine Auswahl betrachtet werden können, die aber nicht direkt von der Technologie abhängig sind, und daher nicht für jede Technologie separat beurteilt werden beispielsweise folgende:

- **Datensicherheit:** Subsummiert hier technische und organisatorische Aspekte von Authentizität, Integrität, Vertraulichkeit und Verfügbarkeit. Diese Sicherheitsziele werden nicht allein durch die Infrastruktur erreicht, sondern z. B. durch Verschlüsselung im Rahmen von Übertragungsprotokollen. Bei einer Übermittlung von Daten über ein öffentliches Netz sowie bei der Verarbeitung (Speicherung, Abfrage usw.) solcher Daten können, in Abhängigkeit vom jeweiligen Risiko, zusätzliche Maßnahmen erforderlich sein, z. B. Konzeption und Dokumentation von Sicherheitsmechanismen, laufende Maßnahmen zur Gewährleistung der Systemsicherheit, betriebliche Organisation und Kontinuitätsmanagement.
- **Zukunftssicherheit:** Wird hier als Nachhaltigkeit der Investition in Bezug auf die langfristige Erfüllung der initial gestellten Anforderungen verstanden, d.h. die langfristige Verfügbarkeit von Hardware (für Erweiterungen und als Ersatzteil), Software (für Weiterentwicklungen und als Update) sowie Wartung. Dies hängt mitunter vom Status im Produkt- bzw. Technologielebenszyklus ab und kann allenfalls vertraglich abgesichert werden.
- **Flexibilität:** Wird hier als grundsätzliche Fähigkeit der Technologie interpretiert, mit vielfältigen Anforderungen des Nutzers umzugehen.

Im Kapitel 5 Anwendungsfelder und deren Telekommunikationsanforderungen wird grundsätzlich auf die oben genannten Eigenschaften Bezug genommen, wobei zu berücksichtigen ist, dass dies nicht durchgehend sinnvoll sein wird, z.B. ist Eigentum und Kontrolle i.A. nicht eine durch einen Anwendungsfall vorgegebene Anforderung, hat aber Einfluss bei der Auswahl.

3.4.Relevante drahtgebundene Anslusstechologien

Darunter versteht man Technologien im Anschlussnetzbereich, die den Endkunden mittels fester Infrastruktur auf Basis von elektrischen oder optischen Leitungen erreichen.

3.4.1. Klassische Kupferanschlussnetze

Klassische Kupferanschlussnetze sind die typische Infrastruktur von Festnetztelefonanbietern, welche ihre Dienste auf Basis einer Kupferzweidrahtleitung erbringen. Kupferanschlussnetze sind aufgrund des Ausbaus durch ein vormals staatliches Unternehmen (in Österreich: A1 Telekom Austria) und einer Universaldienstverpflichtung landesweit verfügbar. Durch fortgeschrittene Technologien wie z.B. SDSL, ADSL2+, VDSL2 und Vectoring können über die ursprünglich für schmalbandige Sprachtelefonie konzipierten Teilnehmeranschlussleitungen mittlerweile breitbandige Datendienste in hoher Qualität angeboten werden. Deutliche Erhöhungen der Datenrate ergeben sich durch die Kombination von Kupferanschlussnetzen und Glasfasertechnologie auf Teilabschnitten: Fibre-to-the-Cabinet (FTTC), Fibre-to-the-Building (FTTB) ermöglichen – je nach Länge der verbleibenden Kupferleitung – Datenraten von etwa 100 MBit/s. Fibre-to-the-Home (FTTH) ermöglicht schließlich Datenraten, die noch über diesen Wert hinausgehen, wobei diese Variante jedoch gänzlich auf die Verwendung der Kupferzweidrahtleitung verzichtet (siehe dazu Kapitel 3.4.3).

Möchte man die breitbandig genutzte Teilnehmeranschlussleitung zusätzlich zur Anbindung eines Smart Meters nutzen, so muss der Stromzähler zum einen mit dem Breitband-Modem verbunden werden (drahtgebunden mit Inhouse-Verkabelung oder drahtlos mit z.B. WLAN) und es muss zum anderen dafür gesorgt sein, dass die Breitbandverbindung zu den Ableszeitpunkten des Smart Meters verfügbar ist (also der Kunde z.B. das Breitband-Modem nicht ausschaltet). Weiters muss auch bei einem Wechsel des Kommunikationsanbieters durch den Verbraucher eine durchgehende Verfügbarkeit der Anbindung gesichert sein, was organisatorisch aufwendig erscheint. Hinsichtlich der Kostenauswirkung ist anzunehmen, dass die Mitnutzung einer bestehenden (im Konzernverbund vorhandenen) Infrastruktur grundsätzlich wirtschaftlich sinnvoll erfolgen könnte.

Kriterien	Ausprägung
Eigentum und Kontrolle	<ul style="list-style-type: none"> • Je Standort in der Regel mehrere TK-Anbieter, die eigenes Kupfer-Anschlussnetz oder von A1 Telekom zugemietete Infrastruktur (Entbündelung) nutzen. • Eigentum und Kontrolle in der Regel nicht durch Stromverteilernetzbetreiber • Wechsel des TK-Anbieters unter Beibehaltung der Technologiewahl möglich • Hoher Reifegrad der Technologie, große Anzahl an Technologieanbietern
Verfügbarkeit der Technologie	<ul style="list-style-type: none"> • Praktisch komplette österreichweite Abdeckung der Haushalte und Firmen, aber nicht notwendigerweise der Strominfrastruktur (z.B. Smart Meter, Trafostationen etc.), d.h. Netzabschlusspunkt des TK-Netzes und Standort des Smart Meters in der Regel örtlich auseinanderliegend, d.h. zusätzliche Inhouse-Verbindung erforderlich
Bandbreite/Latenz	<ul style="list-style-type: none"> • Datenraten von wenigen MBit/s bis etwa 100 MBit/s (je nach Länge der kupferbasierten Anschlussleitung und der eingesetzten Technologie) • geringe Latenzzeiten
Kosten	<ul style="list-style-type: none"> • Geringe Kosten für neue Anschlüsse (sofern kein Infrastrukturausbau erforderlich)

Tabelle 1: Eigenschaften Kupferanschlussnetze im Hinblick auf Einsatz im Elektrizitätssystem

3.4.2. Kabel-TV-Netze

Kabel-TV-Netze basieren schon seit jeher auf einer Kombination von Glasfaser- (netzseitig) und Koaxialkabelinfrastruktur (kundenseitig) und wurden ursprünglich zur drahtgebundenen Übertragung von TV- und Radioprogrammen hin zum Endkunden (uni-direktional) errichtet. Seit der Einführung der Rückkanalfähigkeit können die auch unter dem Begriff Hybrid-Fibre-Coax (HFC) bekannten Kabel-TV-Netze auch zur Erbringung von (bi-direktionalen) breitbandigen Datendiensten verwendet werden. Aufgrund des breiten verwendeten Frequenzspektrums können (potenziell) vergleichsweise hohe Datenraten von weit über 100 MBit/s angeboten werden. Kabel-TV-Netze sind vorrangig in Ballungszentren verfügbar, eine bundesweit flächendeckende Versorgung ist derzeit nicht gegeben und wird seitens der Anbieter aus Kostengründen auch nicht angestrebt.

Hinsichtlich der Nutzung von Kabel-TV-Netzen für die Anbindung von Smart Metern gelten sinngemäß die gleichen Argumente wie für Kupferanschlussnetze. Darüber hinaus ist zu berücksichtigen, dass Kabel-TV-Netze nicht bundesweit verfügbar sind und für die flächendeckende Anbindung von Smart Metern daher jedenfalls eine weitere Anschluss-Technologie erforderlich wäre. Hinsichtlich der Kostenauswirkung ist wie bei Kupferanschlussnetzen anzunehmen, dass die Mitnutzung einer bestehenden (im Konzernverbund vorhandenen) Infrastruktur grundsätzlich wirtschaftlich sinnvoll erfolgen könnte.

Kriterien	Ausprägung
Eigentum und Kontrolle	<ul style="list-style-type: none"> • Je Standort in der Regel lediglich ein einziger Kabel-TV-Netzbetreiber, der gleichzeitig auch TK-Dienstbetreiber ist • Eigentum und Kontrolle für gewöhnlich nicht beim Stromverteilernetzbetreiber (Kontrolle von Vertragsbedingungen abhängig), allenfalls im Konzernverbund • Wechsel des TK-Anbieters unter Beibehaltung der Technologiewahl schwierig bis unmöglich • Hoher Reifegrad der Technologie, große Anzahl an Technologieanbietern
Verfügbarkeit der Technologie	<ul style="list-style-type: none"> • Hohe Verbreitung in Ballungszentren (aber auch dort nicht durchgehend flächendeckend), viele rurale Regionen gänzlich ohne Netz, Netzabschlusspunkt des TK-Netzes und Standort der Strominfrastruktur (z.B. Smart Meter, Trafostation, etc.) in der Regel örtlich auseinanderliegend, d.h. zusätzliche Verbindung erforderlich (z.B. Inhouse bei Smart Meter)
Bandbreite/Latenz	<ul style="list-style-type: none"> • Datenraten weit über 100 MBit/s möglich • geringe Latenzzeiten
Kosten	<ul style="list-style-type: none"> • Hohe Kosten für neue Anschlüsse (sofern nicht auf bestehende Infrastruktur zurückgegriffen werden kann); abhängig von Eigentum und Kontrolle, insbesondere Preis- und Vertragsausgestaltung

Tabelle 2: Eigenschaften Kabel-TV-Netze im Hinblick auf Einsatz im Elektrizitätssystem

3.4.3. Glasfasernetze

Glasfasernetze sind im Bereich drahtgebundener Anschlussnetztechnologie die fortschrittlichste Option. Je nach Realisierungsvariante sind damit Datenraten bis in den Bereich von mehreren GBit/s möglich. Aufgrund des kostspieligen Ausbaus derartiger Netze sind diese (jedenfalls in Österreich) im Bereich der Anschlussnetze bisher (abgesehen vom Einsatz bei den Hybridlösungen FTTC, FTTB und HFC) nur marginal vorhanden; im Kernnetz oder Backbone (d.h. im Bereich regionaler, nationaler und internationaler Verbindungen) basieren die heutigen TK-Netze hingegen schon lange auf Glasfaserinfrastrukturen.

Von verschiedenen Stromnetzbetreibern wurden Glasfaserstrecken auch bei der Verlegung von Stromkabeln mitverlegt. Auch andere Infrastruktur-Unternehmen, wie z.B. Errichter von Straßen- oder Eisenbahninfrastrukturen, haben es sich zur Angewohnheit gemacht, im Zuge des betreffenden Infrastrukturausbaus, auch die Errichtung von Leerverrohrungen bzw. die Verlegung von Glasfaserkabeln vorzusehen. Nicht zuletzt daher gibt es im Weitverkehrsbereich heute ein relativ starkes Netz an Glasfaserinfrastrukturen entlang öffentlicher Verkehrswege, wie Bahnlinien und Autobahnen oder entlang von Hochspannungstrassen.

Auch für Glasfaseranschlussnetze beispielsweise zur Anbindung von Smart Metern können grundsätzlich die vorher genannten Argumente angeführt werden, die extrem geringe Penetration im Anschlussnetz spricht allerdings klar gegen einen Ausbau von Glasfasernetzen eigens für die Anbindung von Smart Metern. Eine Ausrollung von Glasfaseranschlüssen nur für den Zweck einer Anbindung von Smart Metern wäre mit sehr hohen Kosten verbunden.

Kriterien	Ausprägung
Eigentum und Kontrolle	<ul style="list-style-type: none"> • Je Standort in der Regel nur ein TK-Netzbetreiber mit Glasfaseranschlussnetz, aber Möglichkeit mehrerer TK-Diensteanbieter • Eigentum und Kontrolle nur dann beim Stromverteilernetzbetreiber, wenn Netz in eigener Hand oder im Konzernverbund; wenn nicht, ist die Kontrolle von Vertragsbedingungen abhängig • Wechsel des TK-Anbieters unter Beibehaltung der Technologiewahl möglicherweise schwierig
Verfügbarkeit der Technologie	<ul style="list-style-type: none"> • Sehr geringe Verbreitung, am ehesten in Ballungszentren, aber keinesfalls flächendeckend, viele Regionen gänzlich ohne Netz • Netzabschlusspunkt des TK-Netzes und Standort der Strominfrastruktur (z.B. Smart Meters, Trafostation, etc.) in der Regel örtlich auseinanderliegend, d.h. zusätzliche Verbindung erforderlich (z.B. Inhouse bei Smart Meter) • Hoher Reifegrad der Technologie, große Anzahl an Technologieanbietern
Bandbreite/Latenz	<ul style="list-style-type: none"> • Datenraten von mehreren GBit/s (abhängig von der Realisierungsvariante auch weniger) • geringe Latenzzeiten
Kosten	<ul style="list-style-type: none"> • Hohe Kosten für neue Anschlüsse (sofern nicht auf bestehende Infrastruktur zurückgegriffen werden kann); abhängig von Eigentum und Kontrolle, insbesondere Preis- und Vertragsausgestaltung

Tabelle 3: Eigenschaften Glasfasernetze im Hinblick auf Einsatz im Elektrizitätssystem

3.4.4. Powerline

Power Line Communication (PLC) ist eine Technologie, die es erlaubt, über Kupfer-basierte Stromleitungen Daten zu übertragen. In Stromnetzen erscheint es naheliegend, die bestehende Infrastruktur bzw. die vorhandene Kupfer-basierte Stromleitung zwischen Zähler bzw. Haushalt und Trafostation zur Datenübertragung heranzuziehen. Allerdings sind Stromnetze primär zur Übertragung elektrischer Energie konzipiert, wodurch sich bzgl. Datenübertragung signifikante Unterschiede zwischen TK- und Stromnetzen ergeben.

Die Kupfer-basierte Anschlussleitung (Kupferdoppelader), die in TK-Netzen verwendet wird, verbindet einen einzigen Teilnehmer mit dem TK-Netz und hat an beiden Enden jeweils ein fix angeschaltetes Gerät (Modem bzw. Linecard) und einen definierten Leitungsabschluss. Die Stromleitung hingegen verteilt die elektrische Energie von einer Trafostation zu zahlreichen

Haushalten. Die Stromleitung verbindet daher, anders wie im TK-Netz, nicht einen einzigen Teilnehmer sondern zahlreiche Teilnehmer mit einer Trafostation („shared medium“). Darüber hinaus sind an den Enden bei den Haushalten zahlreiche Geräte angeschlossen, die je nach Bedarf aus- und eingeschaltet werden. Ein weiterer Unterschied zum TK-Netz ergibt sich dadurch, dass in TK-Netzen die Geräte, die an den beiden Enden der Kupfer-basierten Anschlussleitung angeschlossen sind, einen für die Nachrichtenübermittlung optimierten Abschluss bilden. Die in einem Haushalt an die Stromleitung angeschlossenen Geräte (z.B. Kühlschrank, E-Herd, Staubsauger etc.) bilden aber keinen aus Sicht der Nachrichtenübertragung optimierten Abschluss. Schließlich besteht ein signifikanter Unterschied darin, dass die an die Stromleitung angeschlossenen Geräte auch hochfrequente Signale im von PLC genutzten Frequenzbereich aussenden können und dadurch die Nachrichtenübermittlung entscheidend beeinträchtigt werden kann.

Die Nutzung vorhandener Stromleitungen für breitbandige Datendienste hat sich aus mehreren Gründen bislang nicht durchgesetzt. Nach der Liberalisierung des TK-Marktes vor etwa 15 Jahren begannen die ersten Versuche TK-Dienste über Stromnetze auf Basis Power Line Communication anzubieten. Zunächst wurde versucht breitbandige Internetzugänge alternativ zu den breitbandigen Internetzugängen in TK-Netzen auf Basis ADSL bzw. xDSL Technologie anzubieten. In der Testphase bzw. ersten Anwendungen zeigte sich aufgrund der oben dargestellten Unterschiede aber folgende Problematik. Die Leistung für die Nachrichtenübermittlung muss so hoch gewählt werden, dass die Stromleitung die Datensignale wie eine Antenne abstrahlt und dadurch ihrerseits andere bestehende Anwendungen wie Kurzwellenrundfunk, Amateurfunk und auch den Funk von Rettungsorganisationen signifikant beeinträchtigt. In Österreich entschied in einem konkreten Fall der Verwaltungsgerichtshof, dass die durch die Anwendung von Power Line Communication verursachten Störsignale gegen nationales und internationales Recht verstoßen. Power Line Communication konnte sich, auch international, nicht durchsetzen. Bis zum heutigen Tage werden am TK-Markt in Österreich praktisch keine TK-Dienste auf Basis Power Line Communication angeboten. Wiewohl die ubiquitäre Verfügbarkeit von Stromnetzen und -leitungen verlockend scheint, bleibt der Einsatz von Powerline bislang auf in-house-Anwendungen als Alternative zum drahtgebundenen LAN oder zum drahtlosen lokalen Netzwerk (WLAN) beschränkt.

Im Zusammenhang mit der Anbindung von Smart Metern wird Powerline allerdings häufig genannt, ist dies doch eine Technologie, die den Stromnetzbetreibern insgesamt „näher“ ist. Zu unterscheiden ist zwischen schmalbandigen und breitbandigen Powerline-Varianten, wobei im Zusammenhang mit Smart Metern eine schmalbandige Anbindung als ausreichend erscheint. Die Datenrate, die für die Anbindung von Smart Meter benötigt wird, ist wesentlich geringer als die Datenrate eines breitbandigen Internetzugangs. Wurde für die Realisierung eines breitbandigen Internetzugangs Breitband-Power Line Communication mit Frequenzen bis zu 30 MHz verwendet, kann die Anbindung von Smart Meter mit Schmalband-Power Line Communication mit deutlich niedrigeren Frequenzen bis zu ca. 150 kHz (und damit mglw. auch reduziertem Störpotenzial) realisiert werden.

Der Einsatz von Power Line Communication zur Anbindung von Smart Meter erfolgt in der Regel durch die Stromversorgungsunternehmen selbst (bzw. deren zugehörigen TK-Unternehmen) und nicht durch die klassischen TK-Netzbetreiber. Somit handelt es sich häufig um eine konzerninterne Leistung bzw. um eine Leistung, die von einem TK-Netzbetreiber eines Stromversorgers dem Stromnetzbetreiber desselben Stromversorgers erbracht wird.

In diesem Zusammenhang soll auch auf die Thematik der Rundsteueranlagen verwiesen werden, da dies ebenfalls eine Möglichkeit darstellt, Informationen über das bestehende Stromnetz zu übertragen. Die betreffende Technologie ist schon Jahrzehnte in Verwendung und für bestimmte Einsatzzwecke etabliert (z.B. i.Zsh. mit Nachtstrom, Nachtstromspeicherheizung, Boiler etc.). Eine wesentliche Einschränkung gegenüber der oben beschriebenen PLC ist die unidirektionale Anbindung, weswegen diese Variante hier nicht weiter verfolgt werden soll.

Da es sich bei PLC durchwegs um die Nutzung von bestehender Infrastruktur (Stromleitungen) handelt, ist davon auszugehen, dass es im Zusammenhang mit dem Smart-Meter-Rollout nicht zu einem massiven Ausbau der Leitungsinfrastruktur, sondern lediglich zu einer Aufrüstung mit PLC-Modems kommen würde.

Kriterien	Ausprägung
Eigentum und Kontrolle	<ul style="list-style-type: none"> Leitungsinfrastruktur (Stromleitung) ist bei jedem Standort verfügbar Infrastruktur und Betrieb vollständig beim Stromverteilernetzbetreiber möglich
Verfügbarkeit der Technologie	<ul style="list-style-type: none"> Wird für Strominfrastruktur -Anbindungen (überwiegend Smart Meter) unter Verwendung bestehender Leitungen genutzt; private Nutzung im Inhouse-Bereich (PLC-LAN) Bei größerer Entfernung und signifikanten Störern im benötigten Frequenzbereich Verbindung nicht garantiert; Unsicherheit bezüglich ausreichender Verfügbarkeit von entsprechenden Bandbreiten Erreichbarkeit nicht immer garantiert Zukünftige Verfügbarkeit von Technologie und darauf aufsetzenden Dienstleistungen mit Unsicherheit behaftet (aufgrund der geringeren Verbreitung als z.B. Mobilfunk), Diskussionen hinsichtlich des für PLC verfügbaren Frequenzbereiches (Standardisierung)
Bandbreite/Latenz	<ul style="list-style-type: none"> Bandbreiten bei Schmalband PLC gering Latenzzeiten nicht durchgehend beurteilbar, aber in der Regel höher
Kosten	<ul style="list-style-type: none"> Keine Kosten für Leitungen durch Mitnutzung bestehender Infrastruktur Kosten für Technik und Wartung ebenso zu berücksichtigen wie für die Anbindung von Datenkonzentratoren

Tabelle 4: Eigenschaften Powerline im Hinblick auf Einsatz im Elektrizitätssystem

3.5.Relevante drahtlose Anschlusstechnologien

Darunter versteht man Technologien, die den Endkunden drahtlos erreichen. Natürlich ist auch bei drahtlosen Technologien ein Festnetzanteil erforderlich, über welchen z.B. Basisstationen und Sendeanlagen des Funknetzes angebunden und mit dem festen Kernnetz verbunden werden.

3.5.1. Klassische Mobilfunktechnologien

Mobilfunknetze sind in verschiedenen Technologiestufen landesweit verfügbar (GSM, UMTS, HSPA, LTE) bzw. noch im weiteren Ausbau befindlich (LTE). In den letzten Jahren hat sich mobiles Breitband in Österreich zu einem ernststen Konkurrenten für leitungsgebundene Breitbandkommunikation entwickelt, nicht nur aufgrund des Mobilitätsvorteils für die Endkunden sondern auch aufgrund der hohen verfügbaren Datenraten, welche mit zunehmender Verfügbarkeit von LTE noch einmal ansteigen werden. Während Mobilfunk den Vorteil hat, aufgrund der Versorgung über Sendeanlagen rasch eine Flächendeckung zu erzielen, hat es den Nachteil, dass die Signalstärke in geschlossenen Räumen oder unter der Erde aufgrund der Dämpfung deutlich verringert ist und im Extremfall überhaupt keinen Empfang mehr zulässt. Dies kann im Zusammenhang mit der Anbindung von Smart

Metern zum Problem werden, wenn diese Geräte innerhalb von Gebäuden, häufig sogar in Kellerräumen, situiert sind und die erzielbare Signalstärke nicht mehr in ausreichender Stärke gegeben ist. Die Telekom Austria Group M2M hat allerdings nach eigenen Angaben weiträumige Messungen an Zählerplätzen in vier der neun Bundesländer durchgeführt und hierbei Messergebnisse erzielt (siehe [23], S. 5), die geeignet sein sollen, Smart Meter drahtlos über das Mobilfunknetz anzubinden. Da es sich bei Mobilfunknetzen um bereits bestehende Infrastruktur handelt, sind die Anbindungskosten für Smart Meter vergleichsweise gering.

Kriterien	Ausprägung
Eigentum und Kontrolle	<ul style="list-style-type: none"> • Je Standort mehrere TK-Netzbetreiber und -dienstbetreiber (auch MVNOs), Kontrolle in der Regel durch TK-Netz-Betreiber • Wechsel des TK-Anbieters unter Beibehaltung der Technologiewahl relativ leicht möglich • wird auch als komplette Dienstleistung für Anbindung von Smart Meter angeboten (mit eingeschränkten Kontrollmöglichkeiten für den Auftraggeber)
Verfügbarkeit der Technologie	<ul style="list-style-type: none"> • Große Netzabdeckung jedoch Empfang nicht an jedem Standort garantiert und u.U. zeitlich schwankend • Hoher Reifegrad der Technologie, große Anzahl an Technologieanbietern, stetige Weiterentwicklung
Bandbreite/Latenz	<ul style="list-style-type: none"> • Hohe verfügbare Datenraten je nach Technologie und Netzauslastung über 50 Mbit/s • Latenzzeiten bei GSM/UMTS größer, bei LTE vergleichbar mit leitungsgebundenen Technologien
Kosten	<ul style="list-style-type: none"> • Nutzung bestehender Infrastruktur, daher geringe Kosten zu erwarten (überwiegend variable Kosten); abhängig von Preis- und Vertragsausgestaltung

Tabelle 5: Eigenschaften Mobilfunknetze im Hinblick auf Einsatz im Elektrizitätssystem

3.5.2. Andere Mobilfunktechnologien

WiMAX (Worldwide Interoperability for Microwave Access) ist eine drahtlose Technologie zur Erbringung von breitbandigen Zugangsdiensten. WiMAX wird häufig als Synonym für Funksysteme nach dem IEEE-Standard 802.16 verwendet, vergleichbar mit WLAN, das auf dem IEEE-Standard 802.11 beruht. Für Österreich ist festzuhalten, dass aktuell zwar Frequenzen im Bereich 3,4 – 3,6 GHz für die Nutzung mit WiMAX vergeben sind, sich die Technologie hierzulande aber nicht nachhaltig durchsetzen konnte und derzeit auch keine flächendeckende Versorgung gegeben ist.

CDMA (z.B. EV-DO) ist ein [Mobilfunkstandard](#) der dritten Generation (3G), der u.a. im Bereich 450 MHz eingesetzt wird. Zu erwähnen ist diesbezüglich, dass die Telekom-Control Kommission in Österreich im Sommer 2013 Frequenzen im Bereich 450 MHz an die Firmen Schrack MEDIACOM GmbH (nunmehr Argonet GmbH) und Kapsch CarrierCom AG vergeben hat und interessierte Unternehmen im Zuge der vorangegangenen Konsultation bekannt gegeben haben, dass diese Frequenzen für eine Nutzung im Zusammenhang mit Smart Metering geeignet wären (s. [24]). Inwieweit die genannten Unternehmen in nächster Zukunft tatsächlich entsprechende Netze auf Basis CDMA-450 ausbauen und Dienste anbieten, kann zum heutigen Zeitpunkt noch nicht beurteilt werden.

Hinsichtlich der Nutzung für die Anbindung von Smart Meter ist anzumerken, dass sowohl für WiMax wie für CDMA-450 die grundsätzlichen Argumente für drahtlose Technologien gültig bleiben.

Abhängig von der verwendeten Sendefrequenz kann der Ausbau günstiger (niedrigere Frequenzen, bessere Ausbreitungsbedingungen, weniger Basisstationen) oder teurer ausfallen.

Kriterien	Ausprägung
Eigentum und Kontrolle	<ul style="list-style-type: none"> Weder WiMax- noch CDMA-Netz derzeit in Österreich ausgebaut, Eigentum und Kontrolle hängen von Geschäftsmodellen und Vertragsbedingungen der Kommunikationsnetzbetreiber und – dienstebetreiber ab, da es voraussichtlich wenige andere Kunden geben wird, ist voraussichtlich eine stärkere Einflussnahme möglich als bspw. beim Mobilfunk Wechsel des TK-Anbieters unter Beibehaltung der Technologiewahl schwierig (wenige Anbieter)
Verfügbarkeit der Technologie	<ul style="list-style-type: none"> Nur zwei österreichweite Diensteanbieter (450 MHz), ggf. regionale Diensteanbieter (WiMax); Ausbaupläne und Geschäftsmodelle dzt. nicht bekannt CDMA-450: Hoher Reifegrad der Technologie, mehrere Technologieanbieter
Bandbreite/Latenz	<ul style="list-style-type: none"> Ausreichend verfügbare Datenraten im Bereich von einigen Mbit/s Latenzzeiten abhängig von der eingesetzten Technologie
Kosten	<ul style="list-style-type: none"> Kosten und Kontrolle stark von Geschäftsmodell des Anbieters abhängig

Tabelle 6: Eigenschaften WiMax/450 MHz im Hinblick auf Einsatz im Elektrizitätssystem

3.5.3. Richtfunkanbindung

Richtfunk wird für Punkt-zu-Punkt-Verbindungen mit Sichtkontakt (line-of-sight) verwendet und benötigt typischerweise eine Lizenz zur Nutzung der betreffenden Funkfrequenzen. Grundsätzlich kann eine Anbindung im Bereich Stromnetz auch über Richtfunk realisiert werden, wenngleich diese Technologie nicht für die Anbindung einer großen Zahl von Endstellen (wie z.B. Smart Meters) und auch nicht für die Anbindung aller Trafostationen (weil häufig keine Sichtverbindung zwischen Sender und Empfänger vorhanden) geeignet ist. Dem Kritikpunkt einer gewissen Empfindlichkeit der Übertragungsqualität gegenüber Witterungseinflüssen kann entgegnet werden, dass dies durch geeignete Netzplanung minimiert werden kann. Zudem ist anzumerken, dass Richtfunk eine sehr häufig verwendete Technologie zur Anbindung von Mobilfunkbasisstationen ist, sodass eine Verwendung im Zusammenhang mit Smart Grids bzw. mit einer Standortvernetzung durchaus sinnvoll (sofern ökonomisch vertretbar und sonstigen Anforderungen entsprechend) erscheint.

Kriterien	Ausprägung
Eigentum und Kontrolle	<ul style="list-style-type: none"> Netz dient der Punkt-zu-Punkt-Vernetzung und wird anlassbezogen errichtet; daher in der Regel keine Infrastruktur vorhanden Kontrolle beim Stromnetzbetreiber, wenn dieser die Infrastruktur selber betreibt Wenn über TK-Anbieter, dann Wechsel des TK-Anbieters unter Beibehaltung der Technologiewahl i.A. möglich
Verfügbarkeit der Technologie	<ul style="list-style-type: none"> Sichtverbindung zwischen Endpunkten notwendig Hoher Reifegrad der Technologie, große Anzahl an Technologieanbietern
Bandbreite/Latenz	<ul style="list-style-type: none"> Je nach Technologie bis zu mehreren 100 Mbit/s Latenzzeiten derzeitiger Standards vergleichbar mit jenen bei leitungsgebundenen Technologien
Kosten	<ul style="list-style-type: none"> Kosten abhängig von Situation, z.B. Topologie

Tabelle 7: Eigenschaften Richtfunkanbindung im Hinblick auf Einsatz im Elektrizitätssystem

3.5.4. Satelliten-Kommunikation

Satellitenanbindungen haben den Vorteil eines sehr großen Abdeckungsbereiches (z.B. deckt der Satellit Astra 1 einen Großteil Europas ab), sind aber ebenfalls mit dem bereits unter Mobilfunknetzen angeführten Problem verminderter Signalstärke in geschlossenen Räumen konfrontiert. Technisch wird bei einer Satellitenanbindung z.B. einer der für TV-Zubringung bekannten Satelliten Astra oder Eutelsat genutzt und über DVB-S ein Breitbandzugang hergestellt. Der Nutzer benötigt neben dem DVB-S Receiver auch die obligatorische Satellitenschüssel mit digitalem LNB. Während in der Anfangszeit von Satellitenbreitband lediglich der Download über Satellit bewerkstelligt wurde (der Upload lief über Dial-Up oder ISDN-Zugänge), wickeln heutige Systeme sowohl Up- als auch Download über Satellit ab. Eine Anbindung von Smart Meters an das Kernnetz mittels Satellitentechnologie scheint dennoch keine sinnvoll realisierbare Option zu sein. In extremen Ausnahmefällen könnte diese Technologie jedoch sehr wohl zum Einsatz gelangen, da diese österreichweit angeboten wird.

Kriterien	Ausprägung
Eigentum und Kontrolle	<ul style="list-style-type: none"> • Satelliteninfrastruktur vorhanden; daher in der Regel nur Endgerät notwendig • Kontrolle i.A. nicht beim Stromnetzbetreiber • Wechsel des TK-Anbieters abhängig von der Anzahl der Betreiber (derzeit gering)
Verfügbarkeit der Technologie	<ul style="list-style-type: none"> • Sehr großer Abdeckungsbereich, Zuverlässigkeit zu prüfen (abhängig von Situation), Empfang gering in geschlossenen Räumen ohne Außenantenne, ggfs atmosphärische Störungen
Bandbreite/Latenz	<ul style="list-style-type: none"> • Je nach Technologie bis zu mehrere Mbit/s, • Latenzzeiten i.A. deutlich größer als bei anderen (terrestrischen) Technologien
Kosten	<ul style="list-style-type: none"> • Kosten zu prüfen, abhängig vom Diensteanbieter und Vertragsgestaltung (i.d.R. höhere monatliche Kosten zu erwarten, zumindest höher als Mobilfunk).

Tabelle 8: Eigenschaften Satellitenanbindung im Hinblick auf Einsatz im Elektrizitätssystem

4. Kommunikation zwischen den Akteuren in der Elektrizitätswirtschaft

In diesem Kapitel werden die relevanten Akteure und Rollen im Elektrizitäts- und Telekommunikationssektor beschrieben, danach erfolgt eine illustrative Darstellung der Anwendungsfelder, in denen konkrete Anwendungsbeispiele aufgezeigt werden.

4.1. Akteure und Rollen

Im Folgenden werden die Akteure und Rollen beschrieben, welche die zuvor dargestellten Kommunikationsnetze und – dienste im Rahmen Ihrer Tätigkeiten nutzen oder für andere Akteure zur Verfügung stellen. Das Strommarktmodell umfasst eine Beschreibung der Aufgaben der einzelnen Rollen, die für eine Betrachtung der Kommunikation wesentlichen Teile sind hier kurz beschrieben. Die in Kapitel 5 beschriebenen Anwendungsfelder beinhalten Kommunikation zwischen diesen Akteuren bzw. Rollen, siehe dazu auch Abbildung 4: Anwendungsfelder und Grad der Beteiligung der Marktteilnehmer/Rollen an Kommunikation. Im Die Begriffsbestimmungen sind dem EIWOG [9] entnommen und finden sich auch im „Anhang“ dieses Dokumentes.

- **Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB):** Betreibt das Übertragungsnetz, das dem überregionalen Transport von elektrischer Energie dient und mit einer Nennfrequenz von 50 Hz betrieben wird. Die Aufgaben sind geregelt im EIWOG [9]. Der Übertragungsnetzbetreiber kann auch Regelzonenführer sein, der verantwortlich für den Ausgleich von Erzeugung und Last ist und den Austausch mit Nachbarländern regelt sowie eventuell erforderliches Engpassmanagement macht. Die Übertragungsnetzbetreiber unterliegen der Regulierung (kostenbasiert). Anzahl: 2
- **Verteilernetzbetreiber (VNB):** Betreibt das Verteilernetz, das mit der gleichen Nennfrequenz von 50 Hz betrieben wird und i.A. Niederspannung <1kV, Mittelspannung 1 - 36 kV und Hochspannung >36 kV – 110 kV) im zugeordneten Netzgebiet (Leitungen, Umspannwerke, Leitwarte etc.) und die Messeinrichtungen bei den Endkunden umfasst. Die Aufgaben sind geregelt im EIWOG [9] und umfassen Betrieb und Instandhaltung des Netzes, Messung der Bezüge bzw. Einspeisungen mit Weitergabe der Daten, Ermittlung der Netzverluste, Versorgungsqualität etc. Die Verteilernetzbetreiber mit einem Absatz von mehr als 50 GWh (betrifft dzt. 38) unterliegen der Anreizregulierung, der Rest kann periodisch einen Kostenbescheid erhalten. Anzahl: >120
- **Erzeuger:** Betreibt Kraftwerke und vermarktet die erzeugte elektrische Energie am Großhandelsmarkt und ggf. zusätzlich an weiteren Märkten wie z.B. Regelreservemarkt. Erzeuger sind Netzbenutzer, d.h. sie speisen Elektrizität in ein Elektrizitätsnetz ein. Für Erzeuger gelten natürlich die jeweiligen Gesetze und Verordnungen (EIWOG [9], Wechselverordnung [10] etc.) und Marktregeln [2], sie unterliegen aber keiner direkten Regulierung. Anzahl: >100
- **Lieferant/Händler:** Beliefert Entnehmer mit Elektrizität und/oder handelt mit Strom, er kann eine eigene Bilanzgruppe haben und somit Bilanzgruppenverantwortlicher sein oder er muss sich einer solchen anschließen. Ein Lieferant beschafft i.A. Strom im Großhandel und liefert diesen an Endkunden. Die Verrechnung mit Endkunden erfolgt aufgrund der Verbrauchsdaten, die vom Stromnetzbetreiber zur Verfügung gestellt werden. Für Lieferanten gelten natürlich die jeweiligen Gesetze und Verordnungen (EIWOG, [9], Wechselverordnung [10] etc.) sowie die Marktregeln [2], sie unterliegen aber keiner direkten Regulierung. Anzahl: ~200
- **Entnehmer:** Bezieht i.A. Energie aus dem öffentlichen Stromnetz zum Endverbrauch und ist damit Netzbenutzer. Die Versorgung erfolgt meist über einen Lieferanten, der auch gewechselt werden kann. Anzahl: > 5,5 Mio. (Haushalte, Gewerbe, Industrie)
- **Sonderform Entnehmer und Erzeuger:** Es wird zunehmend schwieriger, Entnehmer und Erzeuger eindeutig zu trennen, z.B. bei Privaten mit einer PV-Anlage und Eigenverbrauch. In vielen Publikationen wird von „Prosumer“, „Genco“ o. Ä. gesprochen. Es kann sowohl vom Stromnetz Energie entnommen als auch eingespeist werden, je nach Dargebot der eigenen Erzeugung oder des Speichers bzw. der eigenen Last.
- **TK-Betreiber:** Grundsätzlich wird im TK-Bereich zwischen Kommunikationsnetzbetreiber und Kommunikationsdienstbetreiber unterschieden, wenngleich es zahlreiche Unternehmen gibt, die beiden Kategorien zuzurechnen sind. Ein Kommunikationsdienstbetreiber betreibt einen TK-Dienst inklusive zugehöriger Komponenten, der auf einem oder mehreren bestehenden TK-Netz(en) von Kommunikationsnetzbetreibern aufsetzt, wobei diese wie erwähnt vom selben Unternehmen (vertikal integriert) oder von einem oder mehreren anderen Unternehmen betrieben werden können. Zu unterscheiden ist auch hier zwischen

Betreibern von Diensten, die auf TK-Festnetzen und/oder TK-Mobilnetzen aufsetzen. Anzahl fest: >500; Anzahl mobil: <20

- **IT-Dienstleister:** Bietet verschiedene unterstützende Dienstleistungen im IKT-Bereich für Kommunikationsnetz- und Kommunikationsdienstebetreiber an (z.B. Hardware, Software, Systemintegration, IT-Outsourcing, u.ä.). IT-Dienstleister unterliegen im allgemeinen keiner sektorspezifischen Regulierung gem. TKG [11].
- **Technologie-Anbieter:** Bieten verschiedene Komponenten und Dienstleistungen im Bereich Energie (z.B. Energietechnik, Automatisierungstechnik) und/oder Telekommunikation an und unterliegen i.A. nicht direkt der Regulierung durch RTR bzw. E-Control. Sie stellen ihre Anlagen oder Dienstleistungen den anderen Marktteilnehmern (Erzeuger, Stromnetzbetreiber etc.) zur Verfügung, nehmen aber i.A. nicht selber am Energiemarkt teil.
- **Datendienstleister:** Diese Rolle ist nicht im Marktmodell Strom vorhanden, es werden zunehmend neue Dienstleister auftreten, die Datendienste für andere anbieten. Beispielsweise können diese Pools verwalten („Aggregator“) oder andere Datendienste zur Verfügung stellen (z.B. Messdaten bereitstellen). Derzeit werden auf europäischer Ebene verschiedene Modelle der Umsetzung diskutiert („Data hub“), vgl. Report der Smart Grids Task Force der Europäischen Kommission [12].
- **Regulator Strom (und Gas):** Regelmäßiger Datenverkehr ist u.a. erforderlich in den Bereichen Statistik, Energielenkung, Wechselplattform, Entgeltverfahren. Beispielhaft kann der E-Client genannt werden, der von der E-Control bereitgestellt wird und über den eine sichere Übertragung von Daten über das öffentliche Netz erfolgt. Eigentliche regulatorische Aufgaben sind in Kap. 2 beschrieben.
- **Verrechnungsstelle bzw. Bilanzgruppenkoordinator:** Die Verrechnungsstelle ist für die Abrechnung der geplanten Transaktionen (Fahrpläne) und des tatsächlichen Austausches von Elektrizität (Messwerte) zwischen den Marktteilnehmern verantwortlich. Zusätzlich betreibt diese die „Wechselplattform“ für den standardisierten Lieferantenwechsel (vgl. Wechselverordnung Strom [10]: ... *ein von der Verrechnungsstelle zu betreibendes informationstechnologisch unterstütztes Kommunikationssystem*).

4.2. Beschreibung des Kommunikationsumfeldes

Nach der Beschreibung der Telekommunikationsnetze und – dienste in Kapitel 3 sowie der zugehörigen Akteure und Rollen in Kapitel 4.1 wird in diesem Kapitel das Umfeld für Kommunikationssysteme in der Elektrizitätswirtschaft dargestellt. Basierend auf dieser Darstellung können weiters die beteiligten Kommunikationsteilnehmer und die Anwendungsfälle ins Gesamtsystem eingeordnet werden. Das Ziel ist, die wesentlichen Aspekte bei der Ableitung der Anforderungen für die Telekommunikationsinfrastruktur zu beschreiben.

Aus dem Blickwinkel des Telekommunikationssektors ist festzuhalten, dass eine Abgrenzung der Kommunikationswege hinsichtlich herkömmlicher elektronischer Kommunikation und Datenübertragung und Smart Grid Anwendungen nicht zielführend erscheint, da das System in seiner Gesamtheit betrachtet werden muss. Im dreidimensionalen Smart Grids Architecture Model (SGAM) des Standardisierungsgremiums CEN/CENELEC wird das gesamte Elektrizitätssystem und eine mögliche Architektur der zugehörigen Kommunikation dargestellt, sodass dieses als Ausgangspunkt der weiteren Betrachtungen gewählt wurde. In Abbildung 3: SGAM framework (aus SGCG/M490/G_Smart Grid Set of Standards - M490 EU-Kommission, CEN-CENELEC-ETSI [1]) ist dieses Architekturmodell mit den entsprechenden Kommunikationsebenen abgebildet. In der untersten

Ebene sind sämtliche Komponenten des Elektrizitätssystems in zwei Dimensionen abgebildet. Die erste davon beschreibt mittels sog. Domänen die komplette Wertschöpfungskette der Stromversorgung ausgehend von den großen Erzeugern (Generation Domain) über das Übertragungs- und Verteilnetz (Transmission Domain und Distribution Domain) zu den kleineren Erzeugern (Distributed Electrical Resources Domain; DER Domain) und den Endkunden (Customer Premises Domain); die zweite beschreibt mittels sog. Zonen die dahinterliegenden Prozesse ausgehend vom Equipment (Process Zone) der verschiedenen Domänen über die Aggregationsebene (Station Zone) und die Kontrollsysteme (Operation Zone) zu den kommerziellen und organisatorischen Prozessen (Enterprise Zone) sowie den Marktprozessen (Market Zone). In der vertikalen Achse sind die sogenannten Interoperabilitätsebenen abgebildet, welche den Aufbau der Kommunikation von der technischen Ebene bis zur Geschäftsebene darstellen. Ausgehend von der untersten Schicht mit den technischen Komponenten (Component Layer) über die Protokollebene (Communication Layer) und die Ebene der Datenmodelle (Information Layer) erstrecken sich die Kommunikationsschichten bis zur Ebene der Anwendungsfälle (Function Layer) sowie der Geschäftsmodelle (Business Layer).

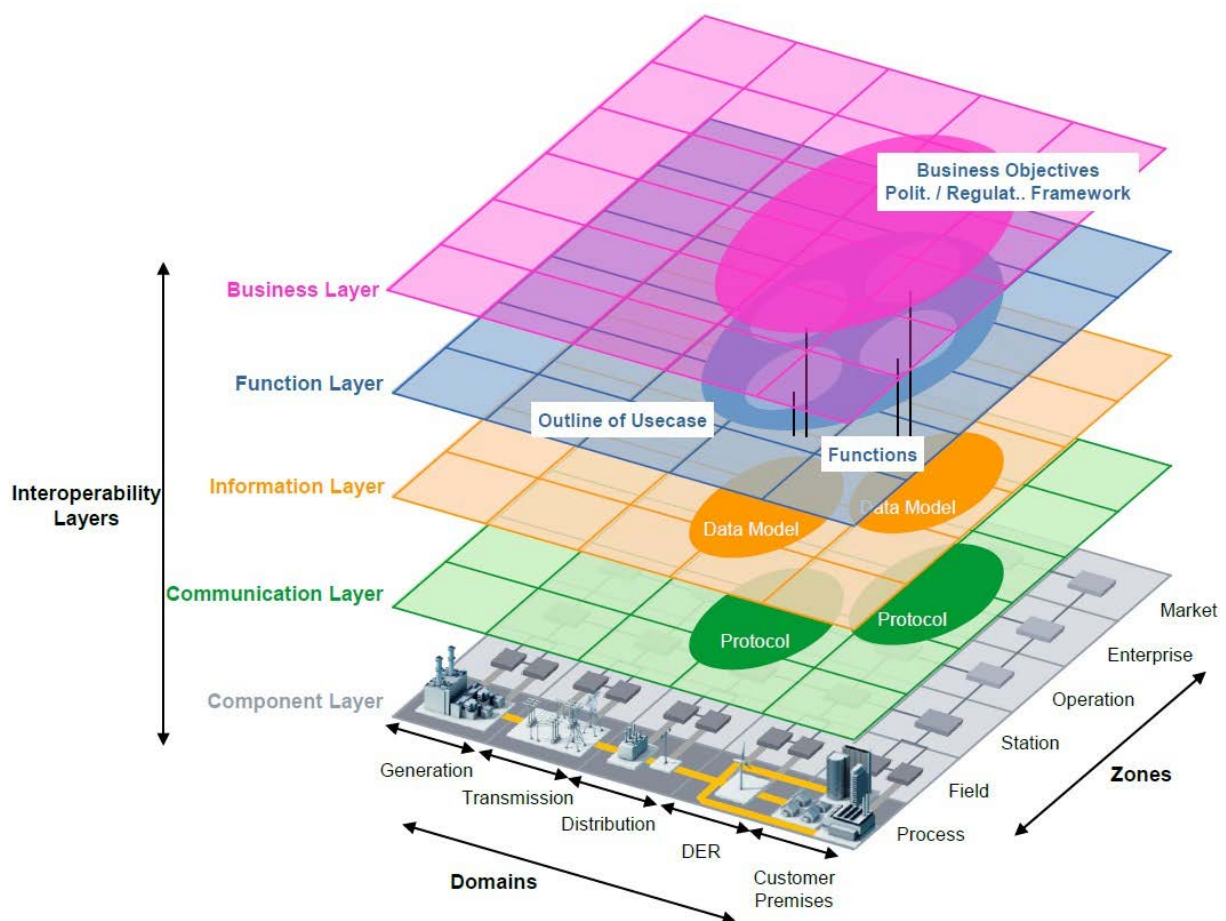


Abbildung 3: SGAM framework (aus SGCG/M490/G_Smart Grid Set of Standards - M490 EU-Kommission, CEN-CENELEC-ETSI [1])

Die in diesem Dokument in weiterer Folge angestellten Überlegungen konzentrieren sich zum einen auf Aspekte der elektronischen Kommunikation, wobei insbesondere der Component Layer, der Communication Layer (und in geringerem Maße) auch der Information Layer im Fokus der

Betrachtungen stehen (vgl. Abschnitt 3). Zum anderen wird die Thematik ausgehend von spezifischen Anwendungsfällen (sog. „Use Cases“) beleuchtet, welche ihrerseits zu illustrativen Anwendungsfeldern¹⁵ zusammengefasst werden und im Function Layer und im Business Layer zu verorten sind (vgl. Abschnitt 5).

Wesentlich für die weiteren Betrachtungen ist, dass die Standardisierung im Bereich Smart Grids eine Vielzahl von Systemen umfasst (s. [1]), wobei Telekommunikation lediglich als eines von mehreren Querschnittsthemen behandelt wird (s. [1], Abschnitt 9.2).

Die Annäherung an das Thema erfolgt soweit möglich in genereller Natur. Um eine anschauliche Darstellung zu ermöglichen, wurden aus der Vielzahl an beschriebenen Use Cases (siehe [1]) Anwendungsfelder gebildet. Jedes Anwendungsfeld fasst mehrere – tw. viele – Use Cases zusammen, von denen einzelne beispielhaft beschrieben werden. Unter einem Anwendungsfall („Use Case“) wird ein konkreter Vorgang eines Akteurs verstanden. Die von den Autoren für die Darstellung in diesem Arbeitspapier gewählten Anwendungsfelder sind: Netzbetrieb Übertragungsnetz, Netzbetrieb Verteilernetz, Bereitstellung von Messdaten, marktmodellrelevante Daten, Informationen an Endkunden, Lieferantenwechsel und Betriebsmittel/Software. In jedem Anwendungsfeld sind Use Cases zusammengefasst, die ähnliche Anforderungen an die Kommunikation haben. Eine Beschreibung jedes dieser Anwendungsfelder und illustrativer Anwendungsfälle ist in Kapitel 5 enthalten. Die in Kapitel 4.1 dargestellten Marktteilnehmer bzw. Rollen (Spalten) sind in den Anwendungsfeldern (Zeilen) in unterschiedlicher Intensität bei der Kommunikation beteiligt. Die folgenden Ausführungen stellen eine Diskussionsgrundlage dar, die bei Bedarf mit den Stakeholdern weiterentwickelt werden kann.

In Abbildung 4: Anwendungsfelder und Grad der Beteiligung der Marktteilnehmer/Rollen wird eine Abschätzung über den Grad der Beteiligung der einzelnen Marktteilnehmer bzw. Rollen aus dem Elektrizitätssektor (Beschreibungen siehe Abschnitt 4.1) an Kommunikation für jedes Anwendungsfeld (Beschreibung siehe Kapitel 5) vorgenommen. Die Rollen aus dem TK-Sektor sind i.A. nicht an der Kommunikation im eigentlichen Sinn beteiligt (d.h. weder Absender noch Empfänger) und daher nicht dargestellt, sehr wohl werden aber deren Netze und Dienste verwendet.

- Beim **Netzbetrieb Übertragungsnetz** bzw. **Netzbetrieb Verteilernetz intern** erfolgt jeweils Kommunikation zwischen verschiedenen Betriebsmitteln des jeweiligen Übertragungsnetzbetreibers (ÜNB) bzw. Verteilernetzbetreibers (VNB) und den Leitwarten. Beim **Netzbetrieb Verteilernetz extern** sind zukünftig zunehmend externe Kommunikationspartner beteiligt. Beim Übertragungsnetz erfolgt keine Unterscheidung zwischen intern und extern, da dies für die weiteren Betrachtungen nicht erforderlich ist.
- Die **Bereitstellung Messdaten** umfasst die Auslesung bei den Kunden und deren zentrale Bereitstellung, aber nicht die weitere meist automatisierte Verarbeitung (z.B. Rechnungserstellung für Endkunden).

¹⁵ Die angesprochenen Use Cases basieren auf den im Rahmen des Mandates 490 der EC an die Europäischen Standardisierungsorganisationen ausgearbeiteten Anwendungsfällen, welche in der Folge als Grundlage zur Erarbeitung eines Modells zur Standardisierung dienen (vgl. SGCG/M490/G_Smart Grid Set of Standards - M490 EU-Kommission, CEN-CENELEC-ETSI [1])

- **Marktmodellrelevante Daten** umfasst sämtliche im Rahmen des österreichischen Marktmodells erforderlichen Prozesse, z.B. die Abrechnung von ausgetauschter elektrischer Energie basierend auf Fahrplänen und Messwerten.
- **Informationen an Endkunden** beinhaltet Rechnungen, Verbrauchsdaten etc.
- Ein **Lieferantenwechsel** wird zwar durch den Entnehmer angestoßen, dieser hat aber beim eigentlichen Prozess des Wechsels (Datenaustausch zwischen neuem und altem Anbieter sowie Stromnetzbetreiber) keine Rolle. Der technische Betrieb der sogenannten Wechselplattform (über welche der dazu erforderliche definierte Datenaustausch durchgeführt wird) erfolgt in Österreich durch die Verrechnungsstelle.
- **Betriebsmittel/Software** umfasst sämtliche Wartungsarbeiten wie z.B. Aktualisierung von Software.

Der Verteilernetzbetreiber (VNB) nimmt eine zentrale Rolle ein, er ist aufgrund der Rechtslage in Österreich bei sämtlichen Anwendungsfeldern an der Kommunikation beteiligt. Beim Austausch der marktmodellrelevanten Daten sind sämtliche Rollen beteiligt, der Entnehmer aber nur in besonderen Fällen (z.B. wenn dieser selber als Stromhändler tätig ist).

	ÜNB	VNB	Erzeuger	Lieferant	Entnehmer	Verrechnungsstelle	Regulator Energie
Netzbetrieb Übertragungsnetz	●	◐	◐	◐	○	○	○
Netzbetrieb Verteilernetz: Intern	◐	●	○	○	○	○	○
Extern	◐	●	◐	◐	◐	○	○
Bereitstellung Messdaten	○	●	○	○	○	○	○
Marktmodellrelevante Daten	●	●	●	●	●	●	●
Informationen an Endkunden	○	●	○	●	●	○	○
Lieferantenwechsel	○	●	○	●	◐	●	◐
Betriebsmittel/Software	●	●	○	○	○	○	○

○ Keine Beteiligung ◐ Teilweise Beteiligung ● Beteiligung

Abbildung 4: Anwendungsfelder und Grad der Beteiligung der Marktteilnehmer/Rollen an Kommunikation (eigene Einschätzung)

Abbildung 5: Anwendungsfelder und Grad der Bereitstellung der Kommunikationsdienste/-infrastruktur zeigt eine Einschätzung über typische Grade der Bereitstellung von Kommunikationsdiensten der Rollen bei den jeweiligen Anwendungsfeldern. Bei sämtlichen Anwendungsfeldern können zumindest teilweise Kommunikationsdienste von TK-Betreibern genutzt werden, bei marktmodellrelevanten Daten, Informationen an Endkunden und beim Lieferantenwechsel werden vorhandene Anbindungen genutzt, die in der Regel über öffentliche Netze laufen. In Österreich werden vom Übertragungsnetzbetreiber eigene Kommunikationseinrichtungen betrieben, bei den Verteilernetzbetreibern ist dies intern überwiegend der Fall, aber

nicht zwingend. Extern kann es in vielen Fällen sinnvoll sein, die Anbindung über einen TK-Betreiber vorzunehmen. Für den Austausch von marktmodellrelevanten Daten werden öffentliche Netze verwendet. Beim Lieferantenwechsel wird die Plattform als Teil des Kommunikationsdienstes betrachtet, bei Marktmodellrelevanten Daten der E-Client der E-Control ebenfalls – bei anderen Anwendungsfällen ist die Grenzziehung nicht immer eindeutig, der Kreis ist in diesen Fällen halb gefüllt. Auch ein IT-Dienstleister könnte deswegen Telekommunikationsdienste zumindest teilweise bereitstellen, der Technologieanbieter für Wartungsarbeiten ebenso.

	ÜNB	VNB	Erzeuger	Lieferant	Entnehmer	Verrechnungsstelle	Regulator Energie	TK Betreiber	IT Dienstleister	Technologie
Netzbetrieb Übertragungsnetz	●	○	○	○	○	○	○	○	○	○
Netzbetrieb Verteilernetz: Intern	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
	Extern	○	○	○	○	○	○	○	○	○
Bereitstellung Messdaten	○	●	○	○	○	○	○	○	○	○
Marktmodellrelevante Daten	○	○	○	○	○	○	●	●	○	○
Informationen an Endkunden	○	●	○	○	○	○	○	○	○	○
Lieferantenwechsel	○	○	○	○	○	○	○	○	○	○
Betriebsmittel/Software	●	●	○	○	○	○	○	○	○	○

○ Keine Bereitstellung ○ Bereitstellung möglich ● Bereitstellung

Abbildung 5: Anwendungsfelder und Grad der Bereitstellung der Kommunikationsdienste/-infrastruktur (eigene Einschätzung)

Die Daten, für deren Übertragung die Technologie ausgewählt werden soll, können grob in folgenden Klassen unterteilt werden:

- **Statische** Daten (Stammdaten: diese unterliegen nur sporadischen Änderungen (z.B. Adresse, Angaben zu max. Leistung etc.). Eine Übertragung ist nicht zeitkritisch und stellt keine besonderen Anforderungen an die Verfügbarkeit, die Anforderungen an Datenschutz sind jedoch einzuhalten.
- **Marktbezogene** (kommerzielle) Daten: Es gibt regelmäßig aktuelle Daten (z.B. Messwerte zu Verbrauch, Erzeugung, Leistung etc.), die für Abrechnungen, Clearing etc. erforderlich sind, dabei sind i.A. Integrität und Datenschutz wichtig.
- **Operative** Daten: eine Übertragung ist für den Betrieb des Stromnetzes in Echtzeit und meist mit höchster Zuverlässigkeit erforderlich (z.B. Spannung, Frequenz etc.), besondere Anforderungen gelten für sicherheitskritische Anwendungen. Unter diese Kategorie fallen sowohl Daten von Sensoren als auch Stellgrößen für Aktoren und auch Daten zwischen verschiedenen Systemen in der Automatisierungstechnik.

Die drei genannten Klassen von Daten sind bei der weiteren Betrachtung der verschiedenen Anwendungsfelder zu berücksichtigen, da diese determinierend für die Anforderungen an die Telekommunikationsdienste bzw. Gesamt-IKT sind.

5. Anwendungsfelder und deren Telekommunikationsanforderungen

Die Anwendungsfelder in der Stromversorgung erfordern von der Kommunikationsinfrastruktur bestimmte Eigenschaften. Wie bereits mehrfach erwähnt, hängt die Auswahl geeigneter Dienste und/oder Technologien in hohem Maße von der konkreten Anforderung des jeweiligen Anwendungsfeldes bzw. -falles und der Ausgangssituation ab. Zumeist wird in der TK-Welt im Zuge der Auswahl des Telekommunikationsdienstes nicht von vornherein auf eine bestimmte Technologie abgestellt bzw. tritt diese in den Hintergrund, vielmehr wird auf Basis der Anforderungen festgelegt, welche Indikatoren anzulegen sind.

Grundlegende Überlegungen können basierend auf illustrativen Anwendungsfeldern gemacht werden. Dieses Arbeitspapier beschränkt sich auf eine übersichtsmäßige Darstellung, die nur einen groben Rahmen bei einer tatsächlichen Implementierung abgeben kann. Die detaillierte Betrachtung aller Anforderungen, der konkreten Ausgangssituation, anzuwendender Standards, etc. sowie die wirtschaftliche Bewertung ist jedenfalls immer bestimmend und muss für den jeweiligen Anwendungsfall durchgeführt werden.

Die Anforderungen der Anwendungsfelder sind vielfältig, im Folgenden sind wichtige Eckpunkte für jedes Anwendungsfeld aufgelistet. Hierbei handelt es sich nicht um abschließende Aufzählungen, die Beurteilung kann für einen konkreten Fall auch anders ausfallen.

Nachdem in Kapitel 3 die Telekommunikationsnetze- und Dienste dargestellt wurden, wird in nachfolgendem Kapitel jedes Anwendungsfeld und wesentliche Anforderungen an die Telekommunikation beschrieben. In Tabellen zu den einzelnen Anwendungsfeldern wird strukturiert dargestellt, welche Relevanz die Eigenschaften für die Auswahl des Telekommunikationsdienstes haben.

Bei der Auswahl eines Kommunikationsdienstes ist darauf zu achten, die Anforderungen aus dem Anwendungsfeld angemessen und kostenoptimal zu erfüllen. Im Folgenden sind einige zentrale Eigenschaften beschrieben, die in unterschiedlicher Relevanz in die Betrachtungen einfließen. Die Tabellen bei jedem Anwendungsfeld sollen einen schnellen Überblick über einige zentrale Eigenschaften ermöglichen, ein voll ausgefüllter Kreis bedeutet hohe Anforderungen und damit, dass diese Ausprägung beim jeweiligen Anwendungsfall eine hohe Relevanz hat, d.h. deren Erfüllung ist ein wichtiges Kriterium für die Beurteilung der Eignung einer Telekommunikationstechnologie bzw. eines -dienstes. Wenn ein Telekommunikationsdienst eine Ausprägung mit hoher Relevanz nicht erfüllt, ist dieser nicht geeignet. Wenn er sie prinzipiell erfüllen kann, hängt die tatsächliche Eignung von den dafür aufzuwendenden Kosten ab, d.h. wenn ein Telekommunikationsdienst eine Ausprägung mit hoher Relevanz zu geringeren Kosten erfüllt als ein anderer, ist dieser zu bevorzugen. Wenn eine Ausprägung keine hohe Relevanz hat, hat sie keine ausschlaggebende Auswirkung auf die Entscheidung. Im ersten Schritt werden Technologien, die technische Kriterien nicht erfüllen, ausgeschieden. Im zweiten Schritt wird die Wirtschaftlichkeit der verbleibenden Technologien beurteilt, und ist bestimmend bei der Evaluierung. Dabei zu berücksichtigen sind auch Kriterien wie Zukunftssicherheit (d.h. Verbreitung, Verfügbarkeit Produkte und Dienstleistungen,

Interoperabilität/Standardisierung, etc.) und eine anwendungsfeldübergreifende Nutzung (Synergien).

Für diese Betrachtung wurden die folgenden Parameter ausgewählt, die aggregiert bewertet werden:

- **Anzahl Teilnehmer:** beschreibt die Anzahl der Endpunkte für ein spezifisches Anwendungsfeld. Dies ist insofern ein wesentliches Kriterium, da sie hohe Relevanz für die Kategorien Kosten sowie Zukunftssicherheit und Flexibilität haben. So sind beispielsweise bei einer hohen Anzahl an angeschlossenen Teilnehmer, die Kosten pro Anschluss eine wichtige Größe und es ist eine hohe Zukunftssicherheit und Flexibilität anzustreben (da beispielsweise ein Austausch hohe Kosten verursachen würde). Grundlage für die Beurteilung der Kosten sind die Kriterien „Eigentum und Kontrolle der TK-Infrastruktur“, „Verfügbarkeit der Technologie“ und „Kosten“ aus Kapitel 3.3.
- **Technische Anforderungen** umfasst mehrere Eigenschaften
 - Bandbreite: Beschreibung siehe Kap. 3.3
 - Echtzeitfähigkeit: dies bedeutet die garantierte Übermittlung der Daten innerhalb einer definierten Zeitspanne und wird insbesondere bei zeitkritischen Vorgängen gefordert. Die je nach Technologie unterschiedlichen Latenzzeiten (Beschreibung siehe Kap. 3.3) müssen die Anforderungen der jeweiligen Anwendungen bezüglich Echtzeitfähigkeit erfüllen.
 - Ausfallsicherheit: beschreibt die Zuverlässigkeit bzw. die Verfügbarkeit im Betrieb

Allgemein ist vor der Beurteilung der einzelnen Anwendungsfelder festzuhalten, dass die Auswahl der Technologie von den Anforderungen der jeweiligen zusammengefassten Use Cases bestimmt ist aber der Aspekt der Angemessenheit und Verhältnismäßigkeit ebenso zu berücksichtigen ist. Dabei können bei gemeinsam genutzter Infrastruktur für mehrere Use Cases u.U. auch Einsparungen erzielt werden wenn fallweise die Anforderungen übererfüllt werden (siehe die Ausführungen in Kapitel 2.3.6). Ein weiterer Aspekt sind erwartete zukünftige Entwicklungen, wie z.B. höhere Anforderungen an die Bandbreite. Die Zukunftssicherheit der Technologie (Verfügbarkeit von Geräten, Angebot an Dienstleistern, normative Absicherung etc.) und die Verfügbarkeit bei mehreren Anbietern sind weitere zu betrachtende Elemente.

Ferner liegt die Wahl der eingesetzten Kommunikationstechnologie(n) primär beim Betreiber, eine Entscheidung ist aber nach wirtschaftlichen Kriterien zu treffen, dies gilt insbesondere für den regulierten Bereich. Damit können die durchaus sehr unterschiedlichen Gegebenheiten und Vorbedingungen in den einzelnen Netzbereichen dementsprechend berücksichtigt werden.

Weiters sind bestehende Normen einzuhalten, z.B. sind für Anwendungsfälle im Stromnetz tw. max. Latenzen vorgegeben. Es wird in diesem Papier lediglich auf das Bestehen derartiger Normen verwiesen, da diese hier nicht im Fokus der Betrachtung liegen.

Die Anwendungsfelder sind aus derzeitiger Sicht und unter Bedachtnahme der kommenden Entwicklungen ausgewählt, eine zukünftige Erweiterung kann sinnvoll werden wenn die Anforderungen an die Telekommunikation sich ändern oder neue Use Cases in relevantem Umfang kommen. Beispielsweisen könnten zukünftig Pools mit tausenden Einheiten am Regelreservemarkt teilnehmen – dies könnte in einem neuen Anwendungsfeld abgedeckt werden, das die Telekommunikation zwischen dem Poolbetreiber (Regelreserveanbieter) und den einzelnen Anlagen beinhaltet.

Im Folgenden wird näher auf die Anforderungen an die Eigenschaften der Anschlusstechnologien bzw. Kommunikationsdienste, die aus den Anwendungsfeldern im Elektrizitätssektor ableitbar sind, eingegangen. Dabei liegt besonderer Fokus auf den Anwendungsfeldern Netzbetrieb Verteilernetz und Bereitstellung von Messdaten, da diese im regulierten Bereich (Strom) liegen und nicht durchgehend klar ist, wie umfassend der Anteil an Daten ist, die nicht über bestehende öffentliche Netze übertragen wird.

5.1. Netzbetrieb Übertragungsnetz

Dieses Anwendungsfeld umfasst alle Aufgaben beim Betrieb des Elektrizitäts-Übertragungsnetzes, dazu gehören der Betrieb der Leitwarte(n) mit der Fernsteuerung der Infrastruktur (Umspannwerke etc.), Betrieb des Netzreglers mit der Aktivierung von Regelreserve, Engpassmanagement usw. Im Rahmen dessen sind Kommunikationsverbindungen mit der eigenen Infrastruktur, aber auch mit Nachbar-Übertragungsnetzbetreibern, tw. Verteilernetzbetreibern und Anbietern von Regelreserve erforderlich. Viele der Tätigkeiten sind zentral für den sicheren Netzbetrieb.

Interne Kommunikation wird überwiegend über eigene Kommunikationseinrichtungen durchgeführt, auch die Anbindung von anderen ÜNB und DSO erfolgt meist bei nebeneinanderliegenden Betriebsmitteln - diese Anwendungsfälle werden hier nicht betrachtet, da hier dzt. kein Handlungsbedarf besteht, der über die jährlich durchgeführten Kostenprüfungsverfahren hinausgeht.

Viele der beim Betrieb des Übertragungsnetzes durchgeführten Tätigkeiten erfordern höchste Verfügbarkeit und haben hohe zeitliche Anforderungen. Nachfolgend sind beispielhaft typische Anwendungsfälle im Umfeld Regelreserve beschrieben, bei denen eine Kommunikation zwischen APG und dem Anbieter von Regelreserve erfolgt:

- Sekundärregelung: es gibt dzt. unter 10 Anbieter. An die Kommunikation zwischen Regelzonenführer und Regelreserveanbieter werden hohe Anforderungen gestellt, z.B. redundante Online Anbindung, (Ausfallsicherheit), Echtzeit, Anbindung an APG über serielle Schnittstellen (V.24/V.28) mit Protokoll IEC 60870-5-101 (bis dahin auch SDH/PDH oder Telekommunikationsdienstleister), ein Überblick wird in Tabelle 9: Anforderungen an Kommunikation bei Netzbetrieb Übertragungsnetz gegeben.
- Tertiärregelung: es gibt dzt. ca. 10 Anbieter. Das Monitoring erfolgt über ähnliche Wege wie bei der Sekundärregelung. Die Aktivierung wurde bisher telefonisch durchgeführt, ab Herbst 2014 über einen Webservice. Die Kommunikation erfolgt über öffentlich erreichbare Webserver, das Verhalten bei Ausfall der IKT ist definiert und im Notfall eine telefonische Aktivierung möglich (d.h. es ist bei Ausfall der Kommunikation ein Notbetrieb möglich), daher gibt es keine besonderen Anforderungen an Ausfallsicherheit, es ist aber eine minimale Reaktionszeit gefordert (15 Sek. Timeout).



Anforderung	Ausprägung	
Anzahl Teilnehmer		<ul style="list-style-type: none"> • Primärregelung: weniger als 10 Teilnehmer • Sekundärregelung: weniger als 10 Teilnehmer • Tertiärregelung: Ca. 10 Teilnehmer • Andere Stromnetzbetreiber/Marktteilnehmer: Verteilernetzbetreiber etc.
Technische Anforderungen		<ul style="list-style-type: none"> • Echtzeitfähigkeit, Ausfallsicherheit (redundante Anbindung) erforderlich für sicheren Systembetrieb

Tabelle 9: Anforderungen an Kommunikation bei Netzbetrieb Übertragungsnetz (Regelreserve)

5.2. Netzbetrieb Verteilernetz

Dieses Anwendungsfeld umfasst alle Aufgaben des Verteilernetzbetreibers – in Bezug auf Kommunikation kann unterschieden werden, ob es sich um Anforderungen für den netzbetreiberinternen operativen Betrieb handelt oder ob auch mit externen Teilnehmern kommuniziert werden kann bzw. muss und daher wird folgende Unterteilung getroffen:

Intern

Zusammengefasst werden hier alle Prozesse, bei denen keine externe Kommunikation erforderlich ist bzw. diese weitgehend vermieden wird, wie z.B. Schutztechnik (Ansteuerung von Schaltgeräten etc.) oder Fernsteuerung von Umspannwerken: Istdaten werden in die Leitwarte bzw. zur Steuerung übertragen und ggf. werden Sollwerte vorgegeben. Eine Einschätzung der Anforderungen ist in Tabelle 10: Anforderungen an Kommunikation bei Netzbetrieb Verteilernetz dargestellt.

Extern

Alle Prozesse mit Kommunikation mit externen Teilnehmern, wie z.B. Erzeugern, Entnehmern, vor- und nachgelagerten Stromnetzbetreibern (Übertragungs- bzw. andere Verteilernetzbetreiber) und Datendienstleistern werden hier zusammengefasst. Ein Beispiel ist die Steuerung von Erzeugungsanlagen zur Erbringung von Systemdienstleistungen bei besonderen Netzzuständen (vgl. TOR Teil C [3]): Definierte Systemdienste (z.B. Wirk- und/oder Blindleistung) werden von Netznutzern für Netznutzer bereitgestellt; bei z.B. Abweichungen der vorgegebenen Frequenz oder Spannung werden vorübergehend Sollwerte von Wirkleistung bzw. Blindleistung vom Netzbetreiber vorgegeben und zur Erzeugungsanlage übertragen.

Aktuelle Diskussionen auf verschiedenen europäischen Ebenen (z.B. der auf Initiative der EU Kommission geführten Diskussion in den Arbeitsgruppen der EC Smart Grids Task Force) gehen verstärkt der Frage nach wie derartige Dienstleistungen (z.B. Systemdienstleistungen), wenn möglich bzw. sinnvoll, marktbasiert beschafft werden können und welche Erfordernisse sich aus (system-)technischer aber auch (daten-)technischer Sicht ergeben, damit solche Dienstleistungen auch von neuen (aber auch bestehenden) Marktteilnehmern erbracht werden können. Frage- bzw. Problemstellungen die es zu lösen gilt, betreffen unter anderem die Harmonisierung der Systemdienste (Definition der technischen Anforderungen), Beschreibung der dafür erforderlichen Daten (z.B. zeitliche Auflösung), Datenverwaltung (sammeln, speichern und weitergeben von Daten), Schnittstellen für Datenaustausch (wer darf welche Daten in welchem Umfang erhalten) aber auch wie Diskriminierung ausgeschlossen werden kann.

Zeitlich liegt die Anforderung typisch im Bereich von mehreren Sekunden, die Verfügbarkeit ist abhängig vom Typ der Systemdienstleistung, wird aber, wenn ein Fallbackzustand vorgesehen werden kann, als nicht kritisch gesehen. Derzeit werden für diesen Anwendungsfall im Allgemeinen eher geringe Bandbreiten verwendet.



Anforderung	Ausprägung
Anzahl Teilnehmer	 <ul style="list-style-type: none"> Intern: Dzt. ist ein sehr geringer Anteil der Betriebsmittel angebunden, zukünftig steigende Anzahl zu erwarten Extern: Dzt. wenige, abhängig von zukünftigen Aufgaben (z.B. Abwicklung von Demand Response) der Verteilernetzbetreiber sehr starke Steigerung möglich
Technische Anforderungen	 <ul style="list-style-type: none"> Echtzeitfähigkeit, Verfügbarkeit für optimalen Systembetrieb zunehmend erforderlich

Tabelle 10: Anforderungen an Kommunikation bei Netzbetrieb Verteilernetz

5.3. Bereitstellung von Messdaten

Bis ein vollständiger Rollout von Smart Metern umgesetzt ist, gibt es mehrere Möglichkeiten, wie die Messdaten der einzelnen Zählpunkte gesammelt und beim Stromnetzbetreiber oder einem Dienstleister bereitgestellt werden können: automatisch über fernauslesbare Smart Meter, durch Ablesung, rechnerische Ermittlung, Selbstablesung bzw. die Erfassung der Daten von lastganggemessenen Kunden. In diesem Abschnitt wird nur die Bereitstellung von Smart Meter Daten behandelt, da die anderen Arten nicht zwingend automatisiert übermittelt werden.

Die Messdaten von Stromkunden (mit einem Verbrauch <100.000 kWh bzw. einer Anschlussleistung < 50 kW), die bereits einen Smart Meter installiert bekommen haben, werden künftig vom Stromnetzbetreiber mindestens einmal täglich ausgelesen.

Dieses Anwendungsfeld ist rechtlich und organisatorisch bereits umfassend geregelt, siehe Kap. 2.3.

Der Aufbau einer Infrastruktur für Bereitstellung von Messdaten (5.3) bzw. für Smart Meter allgemein ist je Hersteller/System-Betreiber und/oder gewählter Technologie teilweise sehr unterschiedlich. Die vorgegeben Kriterien von Seiten der E-Control sind dabei lediglich die ordnungsgemäße, tägliche Auslesung der Verbrauchswerte sowie eine wirtschaftlich effiziente und daher kostengünstige Umsetzung.

Zählertechnologie Smart Meter Strom

Der Smart Meter beruht im Gegensatz zu seinem Vorgänger dem Ferrariszähler vollständig auf digitalen Halbleitertechnologien und ist mit einem Kommunikationsmodul ausgestattet.

Aktuell gibt es sehr viele internationale Hersteller von solchen Zählern, und die am Markt angebotenen Technologien sind durchaus sehr unterschiedlich. Aus diesem Grund wurde bereits im Jahr 2009 von der Europäischen Kommission ein Auftrag an die Normungsgremien CEN, ETSI und CENELEC vergeben, das Mandat M /441. Ziel des Mandats ist es eine weitgehende Vereinheitlichung, vor allem auf Protokollebene, zu erreichen.

Unabhängig von den technischen Begebenheiten in Bezug auf die Konfiguration von Zähler, Schnittstellen und Protokollen ist es aber essentiell für ein funktionierendes Marktmodell, die von den intelligenten Messgeräten zur Verfügung stehenden Funktionen zu vereinheitlichen.

In Österreich unterliegen daher die zum Einsatz kommenden Smart Meter-Geräte einem einheitlichen Mindestanforderungskatalog, der im Jahr 2011 von der E-Control in Form der Intelligenten Messgeräte-Anforderungs Verordnung (IMA-VO) [4] veröffentlicht wurde. Bei diesen Funktionsanforderungen handelt es sich jedoch nicht um technische Spezifikationen im klassischen Sinne, wie sie etwa für ein Lastenheft Verwendung finden, sondern um Funktionen die allen österreichischen Stromkunden im Sinne des Marktmodells jedenfalls zur Verfügung stehen müssen. Es ist festzuhalten, dass die Stromnetzbetreiber daher in der Entscheidung welchen Hersteller sie für die Bereitstellung der geforderten Funktionen verwenden einen großen Spielraum haben.

Umfang der grundlegenden Funktionsanforderungen

- Bidirektionale Datenanbindung:
Die IMA-VO 2011 [4] sieht vor, dass die intelligenten Messgeräte jedenfalls über eine bidirektionale Datenanbindung verfügen müssen. Diese Bidirektionalität bezieht sich dabei auf die Anforderung, dass der Aufbau einer Datenverbindung in beide Richtungen möglich

sein muss. Es soll also sowohl das Senden als auch das Empfangen von Daten durch den Zähler ermöglicht werden.

Dies ist insbesondere für weitergehende Funktionen, die über eine remote Fernanbindung vom Stromnetzbetreiber ausgeführt werden können, notwendig – diese fallen aber unter andere Use Cases. Zu nennen sind hierbei die Möglichkeit von der Ferne Firmwareupdates an den Zähler zu schicken (siehe dazu auch § 3 Z 11 IMA-VO [4]) – fällt unter Kap. 5.7 - sowie die Möglichkeit die Geräte von der Ferne ein- und auszuschalten bzw. ihre Leistungsaufnahme zu begrenzen (siehe dazu auch § 3 Z 8 IMA-VO [4]).

- Erfassung und Speicherung von Verbrauchswerten:
Gefordert wird die Speicherung aller im intelligenten Messgerät erfassten Werte für 60 Kalendertage (siehe dazu § 3 Z 3 IMA-VO [4]). Das intelligente Messgerät erfasst dabei einerseits einmal täglich den Verbrauchswert um 0:00 Uhr sowie zusätzlich jeweils einen weiteren Wert alle 15 Minuten (siehe dazu § 3 Z 2 IMA-VO [4]). Die im Zähler erfassten Werte werden dabei jeweils rollierend von den neuesten Werten überschrieben, so dass zu jedem Zeitpunkt immer die letzten 60 Kalendertage zur Kontrolle des Kunden zur Verfügung stehen müssen.
- Übertragung der im intelligenten Messgeräte gespeicherten Werte:
Die Übertragung der gespeicherten Werte soll laut IMA-VO [4] einmal täglich durchgeführt werden. Die Auflösung und damit der Umfang der Daten hängt von der vertraglichen Vereinbarung bzw. der Zustimmung des Kunden ab. Verpflichtend ist die Übertragung des Tageswertes, bei Zustimmung des Kunden sind aber bis zu 15-min-Werte möglich, damit erhöht sich das Datenvolumen dementsprechend. Der Stromnetzbetreiber hat jedoch bis spätestens 12 Uhr des darauffolgenden Tages Zeit (siehe § 3 Z 4 IMA-VO [4]) und damit die Möglichkeit, die Kommunikationsnetze effizient auszulegen, d.h. keine zu großen Bandbreiten und Verfügbarkeiten bereitstellen zu müssen. Dies stellt im Hinblick auf die wirtschaftliche Umsetzung der Einführung von intelligenten Messgeräten eine sinnvolle und wirtschaftlich effiziente Variante dar. Dass die Übertragung der erfassten Verbrauchswerte jedoch mindestens einmal täglich erfolgen muss, ist durch die gesetzlichen Vorgaben gemäß § 84 Abs. 2 EIWOG [9] bedingt. Zudem gibt es auch vor dem datenschutzrechtlichen Hintergrund in der genannten Gesetzesstelle genaue Regelungen, welche Werte (Tageswert, Viertelstundenwerte) ausgelesen werden dürfen.
- Kommunikationsschnittstellen:
Die intelligenten Messgeräte haben laut IMA-VO [4] über verschiedene Kommunikationsschnittstellen zu verfügen. Prinzipiell ist dabei festzuhalten, dass es mindestens drei verschiedene Kommunikationsanbindungen gibt. Einerseits die Anbindung zum Stromnetzbetreiber selbst, über die die in Punkt c erwähnte tägliche Übertragung durchgeführt wird und andererseits Kommunikationsschnittstellen die entweder die Einbindung eines weiteren Messgeräts (siehe § 3 Z 5 IMA-VO [4]) oder die Übertragung der ausgelesenen Werte zur Kundenanlage ermöglichen sollen (siehe § 3 Z 6 IMA-VO 2011). Festzuhalten ist hierbei, dass die Kommunikation mit einem weiteren externen Messgerät, also etwa einem Gaszähler, jedenfalls bidirektional erfolgen soll, die Kommunikation mit dem Kunden jedoch, unter anderem auch aus Sicherheitsgründen, immer nur unidirektional ermöglicht werden darf. Schaltbefehle für einzelne Geräte die direkt vom Stromnetzbetreiber in die Anlage des Kunden übermittelt werden, sind derzeit nicht dezidiert in der IMA-VO [4] vorgesehen und werden auch von Seiten der Stromnetzbetreiber sowie Konsumentenschützer als eher kritisch angesehen.

Erfahrungen aus bisher umgesetzten Projekten

Die bisherigen Erfahrungen in Österreich sind im Smart Meter Monitoring 2013 [18] ausführlich dargestellt. Im Folgenden werden kurz die wichtigsten Erkenntnisse aus dem Blickwinkel Kommunikationstechnik zusammengefasst.

Die Kommunikation zwischen dem Smart Meter und dem Konzentrator geschieht derzeit bei den meisten Projekten mittels „Power-Line Communication“ (PLC), die eine Datenübertragung über das (vorhandene) Stromnetz ermöglicht. Für die Übertragung der Daten vom Konzentrator zum IT-System des Stromnetzbetreibers ist die PLC-Technik jedoch in aller Regel nicht mehr geeignet und man verwendet daher andere Kommunikationstechnologie wie etwa GPRS/UMTS, CDMA, Richtfunk oder das Glasfasernetz. Die Datenströme aller Konzentratoren laufen im Zentralsystem des Stromnetzbetreibers zusammen.

Eine weitere ebenfalls häufiger genutzte Variante zur Datenauslesung ist die Verwendung von point-to-point-Kommunikation (d.h. Zähler zu Zentrale) - hier insbesondere mithilfe von Mobilfunktechnologien (GPRS/UMTS/LTE). Dabei werden die Daten des Zählers direkt und nicht über einen Datenkonzentrator ausgelesen und an das IT-System des Stromnetzbetreibers übergeben.

Technisch zwar möglich - in der Praxis jedoch kaum bis gar nicht eingesetzt - sind kabelgebundene Technologien wie DSL, IP, TV-Kabel u. ä. Dies sollte jedenfalls immer über eigene Systeme des Stromnetzbetreibers und nicht über ein z.B. vorhandene Breitbandverbindung des Kunden erfolgen.

Aus der dargestellten Struktur ist ersichtlich, dass alle technischen und organisatorischen Prozesse in einem Smart Meter-System typischerweise einen hohen Automatisierungsgrad aufweisen. Durch diesen hohen Automatisierungsgrad sind dann auch umfangreiche Effizienzsteigerungen und Kosteneinsparungen möglich, so sind etwa manuelle Ablesungen und vielfach auch manuelle Abrechnung in einem solchen System nicht mehr oder nur mehr in einem sehr geringen Ausmaß notwendig.



Anforderung	Ausprägung
Anzahl Teilnehmer	 • Derzeit rund eine halbe Million Zählpunkte bei Entnehmern, 2019 mindestens 95% der Haushalte/Gewerbe (~5,5 Mio.)
Technische Anforderungen	 • Tägliche Auslesung weniger Daten erforderlich

Tabelle 11: Anforderungen an Kommunikation bei Bereitstellung von Messdaten

Folgende Aspekte sind in diesem Zusammenhang zusätzlich zu Tabelle 11: Anforderungen an Kommunikation bei Bereitstellung von Messdaten besonders relevant:

- Datensicherheit: private Daten erfordern höchste Vertraulichkeit, hohe Integrität und Authentizität sind aufgrund der darauf beruhenden Abrechnung ebenfalls wesentlich
- Zukunftssicherheit
- Flexibilität beim Rollout

Weiters ist zu berücksichtigen, dass einzelne Eigenschaften sich auch gegenseitig beeinflussen können, wobei stets der konkrete Anwendungsfall zu betrachten ist und pauschale Aussagen zu vermeiden sind. Ein Beispiel hierfür ist der Zusammenhang von Bandbreite und Vertraulichkeit bzw. Integrität, wo oft pauschal angenommen wird, dass bei einer verschlüsselten Verbindung grundsätzlich eine höhere Bandbreite benötigt wird als bei einer unverschlüsselten Verbindung.

Tatsächlich ist aber festzuhalten, dass die Grundannahme, bei einer verschlüsselten Verbindung würde grundsätzlich eine höhere Bandbreite benötigt als bei einer unverschlüsselten Verbindung, in dieser Allgemeinheit irreführend ist. Die Sicherheit vieler Verschlüsselungsalgorithmen hängt nämlich u. a. davon ab, dass die zu verschlüsselnden Daten minimale Redundanz aufweisen. Aus diesem Grund werden Daten vor der Verschlüsselung meist komprimiert. Beispiele dafür sind das Verschlüsselungsprogramm PGP sowie die Kommunikationsprotokolle TLS und SSH.

Die Bandbreite für die Übertragung verschlüsselter Daten wird durch Komprimierung in der Regel verringert, auch wenn die Verschlüsselung selbst Overhead hervorruft. In bestimmten Situationen kann aber die zu übertragende Datenmenge tatsächlich zunehmen:

- wenn die zu verschlüsselnden Daten bereits komprimiert sind (z. B. durch Kompressionsalgorithmen auf einer anderen Netzwerkschicht)
- wenn die zu verschlüsselnde Datenmenge so gering ist, dass die Kompression den Overhead nicht wettmacht.

Eine allgemeine Aussage, ob durch Verschlüsselung eine höhere oder eine geringere Bandbreite benötigt wird, ist daher nicht möglich. Dies kann nur situationsspezifisch beurteilt werden.

5.4. Marktmodellrelevante Daten

Dieses Anwendungsfeld umfasst die Prozesse zwischen Marktteilnehmern, wie die Übermittlung von Fahrplänen, Clearing, Statistik, REMIT, Börsen etc. Der Großteil davon wird detailliert in den Dokumenten „Das österreichische Strommarktmodell“ [5] und „Sonstige Marktregeln Strom“ [2] beschrieben. Ausgenommen sind hier jene Prozesse, die in anderen Anwendungsfeldern abgedeckt werden (wie z.B. Lieferantenwechsel, siehe dazu 5.6).

Beispielsweise werden mindestens einmal täglich Fahrpläne (d.h. Verbrauchs- bzw. Produktionswerte in Viertelstundenintervallen) in einem definierten Datenformat zwischen den Marktteilnehmern (Lieferanten, Erzeuger etc.) ausgetauscht. Dies hat verschlüsselt und authentifiziert zu erfolgen und wird über öffentliche Netze abgewickelt.

Für statistische Auswertungen und für den Zweck der Energielenkung müssen Produktionsdaten von Erzeugern zu Behörden bzw. an durch Behörden beauftragte Institutionen übertragen werden. Dies geschieht über eine eigene Software (z.B. „E-Client“) verschlüsselt und authentifiziert über öffentliche Netze.

In der EU-Verordnung REMIT [16] werden Regeln zur Überwachung der Marktteilnehmer am Energiegroßhandelsmarkt hinsichtlich Insiderhandel, Marktmanipulation, Marktaufsicht aufgestellt. Die Überwachung erfolgt aufgrund Datenerhebungen, beispielsweise betreffend der Transaktionen am Energiegroßhandelsmarkt. Es werden umfangreiche Datenübertragungen von den Marktteilnehmern zu ACER bzw. zur E-Control erforderlich. Die Übertragung wird über öffentliche Netze erfolgen.

Der „Energiewirtschaftlicher Datenaustausch (EDA)“ dient zur Kommunikation von Branchendaten, dabei wird eine einheitliche Technologie für die österreichische Energiewirtschaft überlegt. Die Kommunikation mit EDA würde unter Berücksichtigung von sicherheitsrelevanten Aspekten nach dem allgemeinen Standard ebXML erfolgen, unabhängig von den zu übertragenden Daten. Das von den österreichischen Verrechnungsstellen (APCS, AGCS, A&B) sowohl für den Strom- als auch den

Gasbereich betriebene Kommunikationssystem („Wechselplattform“) würde eine zusätzliche Möglichkeit zur Einbindung beliebiger Marktteilnehmer darstellen (siehe Kapitel 5.6).

Der Datenaustausch zwischen den Marktteilnehmer wird in Zukunft eine zunehmend wichtigere Rolle spielen, wenn es um Einbindung von dezentralen Erzeugungsanlagen und generell um die Entwicklung eines smarteren Energiesystems geht. Dabei werden auch auf europäischer Ebene die zukünftigen Rollen der Verteilernetzbetreiber diskutiert, z.B. als neutraler „Market Facilitator“. In Österreich ist aufgrund der rechtlichen Rahmenbedingungen derzeit in einigen Bereichen durch die Verteilernetzbetreiber die „Datendrehscheibe“ bereitzustellen. Damit sich in Zukunft ein effizienteres Energieversorgungssystem, auch im Hinblick auf die wirtschaftliche Nutzung von Flexibilität, weiterentwickeln kann, ist ein effizienter Datenaustausch mit standardisierten Formaten und Übertragungswegen erforderlich. Grundvoraussetzung ist ein allgemein verfügbarer, diskriminierungsfreier Zugang für alle Marktteilnehmer und Rollen, gesicherte zukünftige Verfügbarkeit und die Sicherstellung der Einhaltung sämtlicher Datensicherheitsanforderungen.

Ein weiteres Beispiel ist die Übermittlung von Messdaten durch Verteilernetzbetreiber. Die erhobenen Daten werden dem berechtigten Lieferanten einmal monatlich vom Stromnetzbetreiber unter Verwendung einer standardisierter Schnittstelle sowie eines standardisierten xml-Datenformats übermittelt. Die Übermittlung von erhobenen Messdaten des Kunden durch den Stromnetzbetreiber an Dritte ist ebenfalls möglich, setzt jedoch die vorherige Zustimmung des betroffenen Kunden voraus.



Anforderung	Ausprägung	
Anzahl Teilnehmer		<ul style="list-style-type: none"> Summe der Stromnetzbetreiber, Erzeuger, Lieferanten/Händler, E-Control, Verrechnungsstelle
Technische Anforderungen		<ul style="list-style-type: none"> Zeitlich wenig kritisch (im Bereich von Stunden), erst darüber hinausgehende, längere Ausfälle kritisch

Tabelle 12: Anforderungen an Kommunikation bei Marktmodellrelevante Daten

Tabelle 12: Anforderungen an Kommunikation bei Marktmodellrelevante Daten zeigt einen Überblick. Die Anforderungen betreffend Datensicherheit sind in den jeweiligen Kapiteln der Sonstigen Marktregeln definiert, i.A. Verschlüsselung und Authentifizierung. Längere Totalausfälle würden die Durchführung der Marktprozesse beeinträchtigen.

5.5. Information an Kunden

Dieser Block umfasst alle Informationen für Kunden wie z.B. die Erstellung von Rechnungen für elektrische Energie, Netzentgelte etc. auf Basis von Verbrauchs- bzw. Erzeugungsdaten des Kunden, die vom Verteilernetzbetreiber zur Verfügung gestellt werden. Die Erstellung der Rechnung wird von den Lieferanten und fallweise vom Verteilernetzbetreiber durchgeführt.

Auch alle weiteren Daten, die an Kunden übermittelt werden, sind hier zusammengefasst. Dies sind beispielsweise Verbrauchsdaten, Erfordernisse aus gesetzlichen Anforderungen und Verordnungen, etc. Die Bereitstellung erfolgt über Internetportale bzw. wird über öffentliche Netze übertragen. Nicht gemeint ist hier das direkte Ablesen des Kunden vom Messgerät sowie das direkte Einlesen über ein lokales Interface beim Smart Meter, dies wird Anwendungsfeld 5.3 zugeordnet.

Ein konkretes Beispiel ist die Übermittlung der erhobenen Verbrauchsdaten an die Kunden über ein Webportal des Stromnetzbetreibers. Die Bereitstellung der Verbrauchsdaten im Webportal hat dabei

spätestens 12 Stunden nach deren Erfassung zu erfolgen. Das Webportal bietet die Möglichkeit, die erfassten Daten in einer hohen Auflösung (z. B. 15-min-Werte, Tageswerte usw.) darzustellen. Zusätzlich erfolgt eine monatliche Verbrauchs- und Stromkosteninformation (elektronisch oder auf Anfrage schriftlich), die weniger zeitnah eine weniger detaillierte Aufschlüsselung des monatlichen Verbrauchs bietet. Die Anforderungen sind detailliert geregelt, siehe Kapitel 2.3 bzw. die entsprechende Verordnung ([4]).

Anforderung	Ausprägung	
Anzahl Teilnehmer	●	<ul style="list-style-type: none"> Setzt sich zusammen aus Entnehmern (Haushalte/Gewerbe) und Energiedienstleistern sowie Stromnetzbetreibern (>5,5 Mio.)
Technische Anforderungen	○	<ul style="list-style-type: none"> Nicht kritisch

Tabelle 13: Anforderungen an Kommunikation bei Information an Kunden

Im Vordergrund steht eine kostengünstige Informationsübermittlung an die Kunden unter Wahrung der Datensicherheit, insbesondere der Vertraulichkeit, siehe Tabelle 13: Anforderungen an Kommunikation bei Information an Kunden. Aus rechtlichen Gründen sind hierbei auch jene Kunden zu berücksichtigen, welche über keine datentechnische Anbindung verfügen und an die somit die Information in Papierform übermittelt werden muss.

5.6.Lieferantenwechsel

Alle Prozesse, die für den Wechsel des Lieferanten sowie für Neu- und Abmeldungen von bestehenden Lieferverträgen erforderlich sind, sind hier zusammengefasst.

Diese Prozesse werden seit Herbst 2013 über eine eigens errichtete Wechselplattform unter Verwendung von öffentlichen IP-Netzen durchgeführt. Die Wechselplattform wird gemäß § 76 EIWOG [9] von der österreichischen Verrechnungsstelle (APCS, AGCS) sowohl für den Strom- als auch den Gasbereich betrieben. Die Grundlage für den Betrieb der Plattform bilden einerseits die gesetzlichen Vorgaben des EIWOG [9] (§ 76 ff.) sowie die von der E-Control im Jahr 2012 erlassenen Wechselverordnungen für Strom [10] und Gas. Der Betrieb der Wechselplattform erfolgt dabei gemäß gesetzlichen Vorgaben in einem strikt dezentral gehaltenen System. Dies bedeutet, dass sämtliche Kundendaten beim Stromnetzbetreiber und den beteiligten Lieferanten verbleiben und die Wechselplattform lediglich als Datahub zum sicheren und authentifizierten Datenaustausch zwischen den betroffenen Marktteilnehmern dient. Jeder teilnehmende Marktteilnehmer muss sich hierzu bei der Verrechnungsstelle registrieren und kann nur mittels eines digitalen Zertifikats am System teilnehmen.

Die Durchführung der Lieferantenwechsel erfolgt über die Wechselplattform. Diese ist als Webservice implementiert und über das öffentliche IP-Netz erreichbar. Die Kommunikation erfolgt über VPN-Tunnel und damit authentifiziert und verschlüsselt. Es können pro Teilnehmer mehrere VPN-Tunnel parallel aufgemacht werden, die maximale Anzahl ist aber pro Teilnehmer limitiert. Die Prozesse (Lieferantenwechsel, Neu anmeldung, Abmeldung) mit den jeweiligen Daten sind im Anhang der Wechselverordnung [10] spezifiziert und werden in vereinbarten XML-Formaten übertragen.

Tabelle 14: Anforderungen an Kommunikation bei Lieferantenwechsel zeigt einen Überblick. Die erforderliche Bandbreite hängt von den zu erwartenden Wechselprozessen des jeweiligen Lieferanten bzw. Stromnetzbetreibers und damit von der jeweiligen Anzahl der Endkunden ab. Im Normalfall ist eine Übertragung mit den üblicherweise öffentlich erhältlichen Bandbreiten für IP-

Verbindungen problemlos möglich. Diese Anforderungen sowie die Verfügbarkeit der Plattform und der angeschlossenen Systeme ist im Anhang der Wechselverordnung [10] geregelt. Auch bei der Verfügbarkeit stellt die Kommunikationsverbindung i.A. nicht den ausschlaggebenden Engpass dar (zw. 99% tagsüber Werktags und 50% außerhalb dieser Zeiten). Teilnehmer sind die Stromnetzbetreiber und Lieferanten.



Anforderung	Ausprägung
Anzahl Teilnehmer	 <ul style="list-style-type: none"> Stromnetzbetreiber und Lieferanten sowie Verrechnungsstelle
Technische Anforderungen	 <ul style="list-style-type: none"> Anforderungen definiert in Wechselverordnung [10]

Tabelle 14: Anforderungen an Kommunikation bei Lieferantenwechsel

5.7. Erweiterung/Erneuerung/Instandhaltung von Betriebsmitteln/Software

Bei den hier zusammengefassten Prozessen ist die regelmäßige Kommunikation nicht zentraler Bestandteil, es gibt sie nur sporadisch, z.B. Konfiguration und Inbetriebnahme (Roll out) sowie Programmupdates von allen hier relevanten Systemen wie z.B. Smart Metern oder Einführung der Fernsteuerung von Umspannwerken mit den erforderlichen Tests vor/bei der Inbetriebnahme etc.

Ein konkretes Beispiel für einen Use Case ist das Update von Software auf einer großen Anzahl von Geräten. An die Kommunikationstechnik werden spezielle Anforderungen gestellt, die sich aus der Übertragung einer insgesamt meist großen Datenmenge ergeben. Derzeit gibt es noch Unsicherheiten betreffend der Häufigkeit der Updates und deren Umfang, wobei aber eine grobe Abschätzung möglich sein sollte. Wie in Tabelle 13: Anforderungen an Kommunikation bei Information an Kunden dargestellt kann die Anzahl der Teilnehmer gleich angenommen werden wie in den Kapiteln 5.2 Netzbetrieb Verteilernetz und 5.3 Bereitstellung von Messdaten Bei Smart Metern ist es natürlich sinnvoll, dass der gleiche Kommunikationsdienst wie bei 5.3 Bereitstellung von Messdaten verwendet wird. Auch bei allen anderen Betriebsmitteln wird es i.A. sinnvoll sein, bestehende Kommunikationseinrichtungen zu verwenden (Kap. 5.2). Bei Smart Metern sollte das verfügbare Datenvolumen ausreichend sein, um alle Geräte in einer vernünftigen Zeit aktualisieren zu können. Für Sicherheitsupdates ist auch eine gewisse Verfügbarkeit erforderlich (vor allem in Sondersituationen, die schnelle Updates erforderlich machen), auch wenn diese nicht so hoch wie beim Netzbetrieb sein muss.



Anforderung	Ausprägung
Anzahl Teilnehmer	 <ul style="list-style-type: none"> Betriebsmittel: steigend (wie 5.2) Smart Meter: nach Rollout sehr hoch (wie 5.3)
Technische Anforderungen	 <ul style="list-style-type: none"> Verfügbarkeit nicht kritisch, kann aber in Sondersituationen (z.B. bei Störungen, die ein Softwareupdate erfordern) kritisch werden Smart Meter: Bandbreite sollte Update aller Smart Meter in absehbarer Zeit erlauben

Tabelle 15: Anforderungen an Kommunikation bei Erweiterung/Erneuerung/Instandhaltung von Betriebsmitteln/Software

Tabelle 15 zeigt einen Überblick. Für Smart Meter ist es aus wirtschaftlichen Überlegungen sinnvoll, den gleichen Kommunikationsdienst wie bei Kap. 5.3 Bereitstellung von Messdaten zu verwenden.

6. Schlussfolgerungen

Im Rahmen dieses Dokumentes wurden Kommunikationstechnologien anhand bestimmter Kriterien hinsichtlich ihrer Eignung für den Einsatz im Elektrizitätsbereich untersucht. Dabei wurde der gesamte Sektor in Anwendungsfelder unterteilt, die ähnliche Anforderungen in Bezug auf Telekommunikation aufweisen. Obwohl grundsätzlich dabei regulierte bzw. wettbewerblich unterliegende Bereiche umfasst sind, wurde der Fokus auf den regulierten Bereich gelegt. Grundsätzlich stehen regulierten Stromnetzbetreibern zur Erfüllung ihrer Aufgaben im Rahmen der regulatorischen Vorgaben verschiedene Technologieformen zur Verfügung, dies gilt natürlich auch für die Themenbereiche Smart Metering und Smart Grids. Für diese ist die Nutzung von Informations- und Telekommunikationstechnologien von besonderer Bedeutung. Hierbei ist aus regulatorischer Sicht Bedacht darauf zu nehmen, dass eine entsprechende Verhältnismäßigkeit zwischen den bestehenden Anforderungen, der Leistungsfähigkeit der eingesetzten Technologien sowie aus den daraus zu erwartenden Kosten gewährleistet ist.

Wie im Kapitel 5 dargelegt, ist dazu eine systematische, objektive und nachvollziehbare Vorgangsweise anzuwenden. Die Begründung für eine Entscheidung über den Einsatz einer Kommunikationstechnologie kann anhand der im Papier vorgestellten Kriterien erfolgen, dies stellt aber keine abschließende Auflistung dar. Bei der konkreten Entscheidung für einen bestimmten Dienst oder eine bestimmte Technologie können manche der genannten Kriterien eine besonders hohe Bedeutung haben oder auch hier nicht genannte Aspekte zum Tragen kommen.

Obwohl der Regulierungsrahmen keine expliziten Vorgaben hinsichtlich der Nutzung bestimmter Technologien vorsieht, hat dieser implizite Anreize zu schaffen, damit die Implementierung neuer Technologien in effizienter Weise erfolgt. Dies wird im Bereich der Stromverteilernetze einerseits durch entsprechende Angemessenheitsüberprüfungen im Rahmen von Kostenprüfungen, andererseits durch das Regulierungssystem selbst - welches eine Effizienzüberprüfung am Beginn einer Regulierungsperiode vorsieht - sichergestellt.

Im Rahmen der Kostenprüfung ist bei integrierten Mehrspartenunternehmen ein Augenmerk auf die Nutzung bestehender Infrastrukturen des nicht regulierten Bereiches zu achten. Die vom verbundenen Unternehmen in Anspruch genommene Leistung hat u.a. nicht nur einem Drittvergleich standzuhalten, sondern der Stromnetzbetreiber hat darauf zu achten, dass die in Anspruch genommene Leistung zur Abdeckung der benötigten Anforderung geeignet und angemessen ist (somit die Mindestanforderungen erfüllt und gleichzeitig nicht überschießend ist). Insbesondere kann festgehalten werden, dass hierbei die Nutzung bereits bestehender Infrastrukturen (auch im Konzernverbund z.B. Kabel-TV Netze) wirtschaftlich sinnvoller erscheint als der Aufbau von Parallelstrukturen mit gleichen oder ähnlichen Eigenschaften. Voraussetzung ist aber eine klare Abgrenzung und Zuordnung der entsprechenden Kosten. Auch die Zukunftssicherheit dieser eingesetzten neuen Technologien ist im Rahmen der wirtschaftlichen Beurteilung (Vermeidung von Sunk costs) seitens der Stromnetzbetreiber zu berücksichtigen. Jedenfalls hat der Stromnetzbetreiber beim Einsatz von Telekommunikationstechnologien, die mit der Migration zu Smart Metering und Smart Grids zweifelsohne an Bedeutung gewinnen, anhand nachvollziehbarer Kriterien vorzugehen und die zugrundeliegenden Überlegungen auch den zuständigen Behörden auf deren Verlangen vorzulegen. Wie mehrfach angeführt, ist stets die konkrete Anwendung mit ihren spezifischen Anforderungen zu betrachten, bevor eine Dienste- oder Technologiewahl getroffen werden kann.

Generell – dies gilt also auch für Smart Grid Anwendungen -setzt der regulatorische Rahmen ohnehin entsprechende Anreize (Zusatzrenditen durch Kosteneinsparungen während der Regulierungsperiode, Effizienzvergleich) für eine effiziente Umsetzung – Zusatzanreize für bestimmte Technologien bzw. auch Smart Grids erscheinen aus Sicht der Behörde daher derzeit nicht erforderlich.

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass die Thematik regulatorischer Aspekte des Einsatzes von Telekommunikation im Energiesektor einer intensiven Beschäftigung mit der Materie seitens aller Beteiligten, seien es Erzeuger, Stromnetzbetreiber, Dienstleister oder Behörden, bedarf.

Anhang: Literatur

- [1] CEN-CENELEC-ETSI: *Smart Grid Coordination Group - SGCG/M490/G_Smart Grid Set of Standards*. Oktober 2014.
ftp://ftp.cencenelec.eu/EN/EuropeanStandardization/HotTopics/SmartGrids/SGCG_Standards_Report.pdf (abgerufen am 9.4.2015)
- [2] E-Control Austria: *Sonstige Marktregeln Strom*. <http://www.e-control.at/de/marktteilnehmer/strom/marktregeln/sonstige-marktregeln> (abgerufen am 9.4.2015)
- [3] E-Control Austria: *TOR (Technische und Organisatorische Regeln für Betreiber und Benutzer von Netzen)*. <http://www.e-control.at/de/marktteilnehmer/strom/marktregeln/tor> (abgerufen am 9.4.2015)
- [4] E-Control Austria, Verordnung mit der die Anforderungen an intelligente Messgeräte bestimmt werden: *Intelligente Messgeräte-AnforderungsVO 2011 – IMA-VO 2011*, BGBl II Nr 339/2011
- [5] E-Control Austria: *Das österreichische Strommarktmodell*. April 2013. http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/strom/dokumente/pdfs/strommarktmodell_osterreich_24022014.pdf (abgerufen am 9.4.2015)
- [6] Santer, Spiel (2012): *Der Weg ins digitale Energiezeitalter*. In: Zeitschrift für Technik und Recht, Ausgabe 02/2012, S 94 ff.
- [7] PricewaterhouseCoopers im Auftrag der E-Control: *Studie zur Analyse der Kosten-Nutzen einer österreichweiten Einführung von Smart Metering*. Juni 2010. <http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/strom/dokumente/pdfs/pwc-austria-smart-metering-e-control-06-2010.pdf> (abgerufen am 9.4.2015)
- [8] E-ControlG: *Energie-Control-Gesetz*. Fassung vom 16.09.2013. <http://www.e-control.at/portal/page/portal/recht/bundesrecht/strom/gesetze> (abgerufen am 9.4.2015)
- [9] ElWOG: *Elektrizitätswirtschafts- und –organisationsgesetz 2010 idF BGBl. I 174/2013* (Fassung vom 13.9.2013); <http://www.e-control.at/portal/page/portal/recht/bundesrecht/strom/gesetze> (abgerufen am 9.4.2015)
- [10] Wechselverordnung Strom (WVO): *Verordnung der E-Control über den Lieferantenwechsel, die Neuanmeldung und die Abmeldung*. 1.7.2014. <http://www.e-control.at/de/recht/bundesrecht/strom/verordnungen#2488> (abgerufen am 9.4.2015)
- [11] TKG: *Telekommunikationsgesetz 2003 idF BGBl. I Nr. 102/2011*; <https://www.rtr.at/?id=2545> (abgerufen am 9.4.2015)
- [12] Smart Grids Task Force der Europäischen Kommission: *EG3 First Year Report: Options on handling Smart Grids Data*; Jänner 2013;
http://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/xpert_group3_first_year_report.pdf (abgerufen am 9.4.2015)
- [13] *Verordnung (EG) Nr. 713/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 zur Gründung einer Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden*, ABl. 2009, L 211 vom 14.8.2009. <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:211:0001:0014:DE:PDF> (abgerufen am 9.4.2015)

- [14] Verordnung (EG) Nr. 714/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 1228/2003, ABl. 2009, L 211 vom 14.8.2009. <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:211:0015:0035:DE:PDF> (abgerufen am 9.4.2015)
- [15] Richtlinie 2009/72/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/54/EG, ABl. 2009, L 211 vom 14.8.2009. <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:211:0055:0093:DE:PDF> (abgerufen am 9.4.2015)
- [16] REMIT: Verordnung (EU) Nr. 1227/2011 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 25. Oktober 2011 über die Integrität und Transparenz des Energiegroßhandelsmarkts. 25.10.2011. <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2011:326:0001:0016:DE:PDF> (abgerufen am 9.4.2015)
- [17] E-Control Austria: Regulierungssystematik für die dritte Regulierungsperiode der Stromverteilernetzbetreiber, 1. Jänner 2014 - 31. Dezember 2018. 12. Dezember 2014. http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/strom/dokumente/pdfs/Entscheidungen-der-Regulierungsbehoerde-Ausgestaltung-3te-Periode-Strom_update.pdf (abgerufen am 9.4.2015)
- [18] E-Control Austria: Smart Meter Monitoring 2013. <http://www.e-control.at/de/marktteilnehmer/strom/smart-metering/monitoring> (abgerufen am 9.4.2015)
- [19] ACER: Framework Guidelines und Network Codes, http://www.acer.europa.eu/Electricity/FG_and_network_codes/Pages/default.aspx (abgerufen am 9.4.2015)
- [20] ENTSO-E: Network Codes, <http://networkcodes.entsoe.eu/> (abgerufen am 9.4.2015)
- [21] E-Control Austria, Verordnung: Datenformat- und VerbrauchsinformationsdarstellungsVO 2012 – DAVID-VO 2012, BGBl. II Nr. 313/2012
- [22] E-Control Austria: Messkosten: Definition. März 2007. http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/strom/dokumente/pdfs/EC_Messkosten_Definition_20061204.pdf (abgerufen am 9.4.2015)
- [23] Telekom Austria Group M2M: Energieeffiziente und synergetische Umsetzung von Smart Metering, Präsentation, 13. Symposium Energieinnovation, Graz, 12.-14.2.2014. http://portal.tugraz.at/portal/page/portal/Files/i4340/eninnov2014/files/lf/LF_Buerger.pdf (abgerufen am 9.4.2015)
- [24] RTR: 450 MHz Spektrum. <https://www.rtr.at/de/tk/Spektrum450MHz> (abgerufen am 9.4.2015)
- [25] E-Control Austria: Risikoanalyse für die Informationssysteme der Elektrizitätswirtschaft. Februar 2014. <http://www.e-control.at/de/marktteilnehmer/news/themen-archiv/newsletter/cyber-security-initiative> (abgerufen am 9.4.2015)
- [26] Bundesnetzagentur: Evaluierungsbericht nach § 33 Anreizregulierungsverordnung, Bericht der Bundesnetzagentur für das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie zur Evaluierung der Anreizregulierung, mit Vorschlägen zur weiteren Ausgestaltung. 21. Januar 2015. http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2015/ARegV_Evaluierungsbericht_2015.pdf;jsessionid=8BE5F25009AD401FC85FF41E718F421B?__blob=publicationFile&v=3 (abgerufen am 5.2.2015)
- [27] Bundesministers für Wirtschaft, Familie und Jugend: Intelligente Messgeräte-Einführungsverordnung – IME-VO. 13.2.2015. BGBl. II Nr. 323/2014.

Anhang: Definitionen und rechtlicher Rahmen Smart Meter

Definitionen

- Übertragungsnetzbetreiber - Def. EIWOG [9]: ... „Übertragungsnetzbetreiber“ eine natürliche oder juristische Person oder eingetragene Personengesellschaft, die verantwortlich für den Betrieb, die Wartung sowie erforderlichenfalls den Ausbau des Übertragungsnetzes und gegebenenfalls der Verbindungsleitungen zu anderen Netzen sowie für die Sicherstellung der langfristigen Fähigkeit des Netzes, eine angemessene Nachfrage nach Übertragung von Elektrizität zu befriedigen, ist; Übertragungsnetzbetreiber sind die Verbund-Austrian Power Grid AG, die TIWAG-Netz AG und die VKW-Übertragungsnetz AG. ... „Übertragungsnetz“, ein Hochspannungsverbundnetz mit einer Spannungshöhe von 110 kV und darüber, das dem überregionalen Transport von elektrischer Energie dient.
Aufgaben lt. EIWOG [9] 5. Hauptstück (Betrieb von Übertragungsnetzen) bzw. § 40. Pflichten der Betreiber von Übertragungsnetzen (... das von ihnen betriebene System sicher, zuverlässig, leistungsfähig und unter Bedachtnahme auf den Umweltschutz zu betreiben und zu erhalten; die zum Betrieb des Systems erforderlichen technischen Voraussetzungen sicherzustellen; Ermittlung der Netzverluste etc
- Verteilernetzbetreiber - Def. EIWOG [9]: ... eine natürliche oder juristische Person oder eingetragene Personengesellschaft, die verantwortlich ist für den Betrieb, die Wartung sowie erforderlichenfalls den Ausbau des Verteilernetzes in einem bestimmten Gebiet und gegebenenfalls der Verbindungsleitungen zu anderen Netzen sowie für die Sicherstellung der langfristigen Fähigkeit des Netzes, eine angemessene Nachfrage nach Verteilung von Elektrizität zu befriedigen.
Die Aufgaben sind geregelt im EIWOG [9], 6. Hauptstück (Betrieb von Verteilernetzen) bzw. § 45. Pflichten der Verteilernetzbetreiber (... zum Betrieb und der Instandhaltung des Netzes; zur Messung der Bezüge, Leistungen, Lastprofile der Netzbenutzer, Prüfung deren Plausibilität und die Weitergabe von Daten... ; Ermittlung der Netzverluste etc.).
- Erzeuger - Def. EIWOG [9]: ... eine juristische oder natürliche Person oder eine eingetragene Personengesellschaft, die Elektrizität erzeugt.
- Lieferant - Def. EIWOG [9]: ... eine natürliche oder juristische Person oder eingetragene Personengesellschaft, die Elektrizität anderen natürlichen oder juristischen Personen zur Verfügung stellt.
- Entnehmer - Def. EIWOG [9]: ... ein Endverbraucher oder ein Netzbetreiber, der elektrische Energie aus einem Übertragungs- oder Verteilernetz entnimmt.
- Kommunikationsnetzbetreiber: Betreibt ein TK-Netz bestehend aus Kernnetz, Konzentrationsnetz und Anschlussnetz (bzw. auch nur Teile davon). Zu unterscheiden ist zwischen Betreibern von TK-Festnetzen und TK-Mobilnetzen, wobei letztere das Anschlussnetz über drahtlose Technologie realisieren. Gemäß § 3 (4) TKG [11] ist ein Kommunikationsnetzbetreiber als ein Unternehmen definiert, das die rechtliche und tatsächliche Kontrolle über die Gesamtheit der Netzfunktionen ausübt. Ein Kommunikationsnetzbetreiber unterliegt den allgemeinen sektorspezifischen Regulierungen

sowie speziellen Regulierungen gem. TKG [11] im Falle signifikanter Marktmacht auf einem als relevant eingestuften Markt. Ein Kommunikationsnetzbetreiber unterliegt weiters einer Anzeigepflicht gem. § 15 TKG [11], welche besagt, dass die beabsichtigte Bereitstellung eines öffentlichen Kommunikationsnetzes sowie dessen Änderungen und dessen Einstellung vor Betriebsaufnahme, Änderung oder Einstellung der Regulierungsbehörde anzuzeigen sind.

- Kommunikationsdienstebetreiber: Ein Kommunikationsdienstebetreiber unterliegt den allgemeinen sektorspezifischen Regulierungen sowie speziellen Regulierungen gem. TKG [11] im Falle signifikanter Marktmacht auf einem als relevant eingestuften Markt. Ein Kommunikationsdienstebetreiber unterliegt weiters einer Anzeigepflicht gem. § 15 TKG [11], welche besagt, dass die beabsichtigte Bereitstellung eines öffentlichen Kommunikationsdienstes sowie dessen Änderungen und dessen Einstellung vor Betriebsaufnahme, Änderung oder Einstellung der Regulierungsbehörde anzuzeigen sind.

Rechtlicher Rahmen intelligente Messgeräte

- Die früheren § 83 und 84 EIWOG 2010, die zuvor die Regelungen um intelligente Messgeräte beinhalteten, sind nunmehr auf fünf verschiedene Paragraphen aufgeteilt:
- § 81a – Verbrauchs- und Stromkosteninformation bei Messung durch intelligente Messgeräte:
- Diese Regelung entspricht inhaltlich der bisherigen von § 84 Abs. 2 EIWOG 2010, nur wurde durch Abs. 2 eine zusätzliche Regelung aufgenommen, wonach bei gesonderter Rechnungslegung auch Stromnetzbetreiber eine Information über ihre Kosten gem. SNE-VO idgF zu übermitteln haben.
- Zusätzlich wurde die Möglichkeit für den Endverbraucher geschaffen, die Informationen auch ablehnen zu können, was in der alten Regelung noch nicht explizit vorhanden war.
- § 81b – Verbrauchs- und Stromkosteninformation ohne Messung durch intelligente Messgeräte:
- Mit dieser Neuformulierung durch § 84 Abs. 3 EIWOG 2010 wurden die Informationsverpflichtungen für Kunden ohne intelligente Messgeräte jenen mit intelligenten Messgeräten stark angenähert, womit im Unterschied zu früheren Regelung auch der Lieferant als Informationsverpflichteter einbezogen wurde.
- § 83 – Intelligente Messgeräte:
- Zusätzlich zur IME-VO [27] wurde auch nunmehr in den Gesetzestext die Verpflichtung der Stromnetzbetreiber aufgenommen, über die Einführung von intelligenten Messgeräten und die damit verbundenen Rahmenbedingungen Bericht zu erstatten und die Endverbraucher zeitnah über den Einbau zu informieren. Vom Gesetzgeber wurde die Regelung aufgenommen, dass Stromnetzbetreiber im Rahmen der durch die IME-VO bestimmten Vorgaben für die Installation intelligenter Messgeräte den Wunsch eines Endverbrauchers, kein intelligentes Messgerät zu erhalten, zu berücksichtigen haben. Dies ist jedoch nicht als ein bedingungsloser Opt Out-Wunsch zu verstehen, sondern im Rahmen der rechtlichen Vorgaben des Roll-Outs und im Rahmen der technischen Machbarkeit hat der Stromnetzbetreiber über die technische und wirtschaftliche Möglichkeit hierüber zu entscheiden.
- Zudem wurden einige bereits auch schon in der IMA-VO 2011 enthaltenen funktionellen Anforderungen nunmehr auch gesetzlich verankert (vgl. § 83 Abs. 2 EIWOG 2010 [9]).

- Weiters wurde eine gesetzliche Regelung aufgenommen, wie die Sichtanzeige am intelligenten Messgerät zu konfigurieren und gegebenenfalls freizuschalten ist, um die datenschutz- und eichrechtlichen Rahmenbedingungen gleichermaßen erfüllen zu können.
- § 84 – Messdaten von intelligenten Messgeräten:
- Durch die Neuerungen in § 84 gibt es nun sehr detaillierte, umfassende Regelungen, unter welchen (datenschutzrechtlichen) Voraussetzungen welche Werte (Tageswert, Viertelstundenwerte) ausgelesen werden dürfen. Jedenfalls ausgelesen und via Web-Portal dem Endverbraucher zur Verfügung gestellt werden muss ein täglicher Verbrauchswert; detaillierte Viertelstundenwerte sind abhängig von vertraglicher Vereinbarung bzw. Zustimmung.
- Die Bereitstellung im Web-Portal ist nunmehr auch gesetzlich mit 36 Monaten begrenzt, zudem wurde klargestellt, dass die Bereitstellung im Falle der Auflösung des Vertragsverhältnisses mit dem Stromnetzbetreiber endet. Der Endverbraucher hat zudem die Möglichkeit, das Nutzerkonto im Web-Portal zu löschen bzw. löschen zu lassen.
- Die Möglichkeit, mittels einer unidirektionalen Kommunikationsschnittstelle die im Gerät erfassten Messdaten auszulesen, ist durch die Novelle nun auch gesetzlich verankert.
- § 84a – Messdaten von intelligenten Messgeräten:
- In Bezug auf die Weiterleitung der Daten vom Stromnetzbetreiber an den Lieferanten wurden hier auch gesetzlich detaillierte Regelungen geschaffen, insbesondere was die Verwendung von Viertelstundenwerten betrifft. Zudem wurden die Zwecke für die Verwendung dieser Daten genau gesetzlich festgelegt und taxativ in § 84a Abs. 1 EIWOG 2010 [9] aufgelistet.

Anhang: Abkürzungsverzeichnis

ADSL.....	<i>Asymmetric Digital Subscriber Line</i>
DVB-S.....	<i>Digital Video Broadcasting – Satellite</i>
EIWOG	<i>Elektrizitätswirtschafts- und –organisationsgesetz (Details siehe Literaturverzeichnis [9])</i>
FL-LRAIC.....	<i>Forward Looking Long Run Average Incremental Cost</i>
FTTB.....	<i>Fibre To The Basement oder Fibre To The Building</i>
FTTC.....	<i>Fibre to the Cabinet</i>
FTTH.....	<i>Fibre To The Home</i>
LNB	<i>Low Noise Block</i>
LRIC.....	<i>Long Run Incremental Cost</i>
LTE	<i>Long Term Evolution</i>
MVNO	<i>Mobile Virtual Network Operator</i>
NGN	<i>Next Generation Networks</i>
PLC.....	<i>Power Line Communication</i>
SDSL.....	<i>Symmetric Digital Subscriber Line</i>
SGAM.....	<i>Smart Grid Architecture Model</i>
TKG	<i>Telekommunikationsgesetz (Details siehe Literaturverzeichnis [11])</i>
ÜNB.....	<i>Übertragungsnetzbetreiber (Strom)</i>
VDSL.....	<i>Very High Bitrate Digital Subscriber Line</i>
VNB.....	<i>Verteilernetzbetreiber (Strom)</i>
WiMAX.....	<i>Worldwide Interoperability for Microwave Access</i>