

Smart Metering Gas

Autoren:
Marcus Stronzik
Matthias Wissner

Bad Honnef, März 2014

Impressum

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

Vertretungs- und zeichnungsberechtigte Personen

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

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

ISSN 1865-8997

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	II
Tabellenverzeichnis	II
Zusammenfassung	III
Summary	IV
1 Einleitung	1
2 Rechtliche Ausgangslage	2
3 Funktionen und Anwendungsmöglichkeiten	5
3.1 Information des Kunden	6
3.2 Zählerfernauslesung und -steuerung	9
3.3 Lastverlagerung und zeitvariable Tarife	11
4 Untersuchung potenzieller Hemmnisse	13
5 Internationale Erfahrungen	15
5.1 Großbritannien	18
5.1.1 Rahmenbedingungen	18
5.1.2 Kosten und Nutzen	19
5.1.3 Rollout-Strategie	21
5.2 Irland	23
5.2.1 Rahmenbedingungen	23
5.2.2 Kosten und Nutzen	24
5.2.3 Rollout-Strategie	26
5.3 Italien	27
5.3.1 Rahmenbedingungen	27
5.3.2 Kosten und Nutzen	28
5.3.3 Rollout-Strategie	30
5.4 Österreich	32
5.4.1 Rahmenbedingungen	32
5.4.2 Kosten und Nutzen	33
5.4.3 Rollout-Strategie	34
6 Fazit	36
7 Handlungsempfehlungen	39
Literatur	41
Appendix	45

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 3-1:	Einsparungskalkül des Gasnachfragers	6
Abbildung 3-2:	Entwicklung des Gas- und Stromspotmarktpreises	11
Abbildung 5-1:	Kosten-Nutzen-Analysen in Europa für Gas	15
Abbildung 5-2:	Systemansatz in Großbritannien	21
Abbildung 5-3:	Systemansatz in Irland	26
Abbildung 0-1:	Entwicklung des Stromspotmarktpreises (Peak)	45

Tabellenverzeichnis

Tabelle 3-1:	Energieeinsparungen durch verschiedene Feedbackmaßnahmen – Feldversuch Irland	8
Tabelle 3-2:	Volatilitäten des Strom- und Gasspotmarktpreises (in %)	12
Tabelle 5-1:	Überblick über die Einführung von intelligenten Zählern im Gassektor in ausgewählten europäischen Ländern	17
Tabelle 5-2:	Kosten und Nutzen Großbritannien [Mio. GBP]	19
Tabelle 5-3:	Anzahl der installierten Gaszähler größerer Anbieter	22
Tabelle 5-4:	Kosten und Nutzen Italien [€/Zähler]	29
Tabelle 5-5:	Ursprünglicher Zeitplan Rollout Italien	30
Tabelle 5-6:	Aktueller Zeitplan Rollout Italien	31
Tabelle 5-7:	Kosten und Nutzen Österreich (Szenario 3) [Mio. €]	33

Zusammenfassung

Dieser Diskussionsbeitrag beleuchtet den derzeitigen Stand des Themas „Smart Metering Gas“ in Deutschland sowie internationale Erfahrungen in diesem Bereich. Das liberalisierte Messwesen in Deutschland trifft dabei auf verschiedene nationale und internationale Regelungen. Diese besitzen derzeit allerdings kaum Potenzial, um eine Verbreitung intelligenter Gaszähler spürbar voranzubringen. Potenzielle Nutzen der Zähler bestehen insbesondere in Energieeinsparungen durch eine bessere Information des Endkunden über Kosten und Verbräuche, Kosteneinsparungen durch Fernsteuerung und –ablesung sowie Lastverlagerungen. In der (deutschen) Praxis sind diese Aspekte allerdings unzureichend erforscht (Einsparungspotenzial), offensichtlich nicht dazu geeignet, Veränderungen beim Kunden auszulösen (Fernsteuerung) oder nicht ökonomisch notwendig (Lastverlagerung). Es existieren lediglich einzelne Anreize aus dem Markt heraus, z.B. eine bessere Kostenkontrolle für Wohnungsbaugesellschaften oder der Einbau im Zuge eines Austausches von Stromzählern. Neben der zumindest unklaren Kosten-Nutzen-Relation für Deutschland existieren weitere Hindernisse, die einer schnelleren Verbreitung von intelligenten Gaszählern im Wege stehen. Hier sind die räumliche Trennung zwischen Strom- und Gaszähler, die Stromversorgung des Gaszählers selbst, fehlende rechtliche Ausgestaltungen zum BSI-Schutzprofil sowie das Auseinanderfallen von Strom- und Gasversorger bzw. von Mieter und Vermieter zu nennen.

Hinsichtlich der internationalen Erfahrungen haben bisher 19 Länder eine Kosten-Nutzen-Analyse (KNA) durchgeführt, wobei zwölf Länder zu einem negativen Ergebnis gelangen. Die vorliegende Studie konzentriert sich auf Irland, Großbritannien, Italien und Österreich und somit auf Länder, die zu positiven KNA-Ergebnissen hinsichtlich eines Rollouts intelligenter Gaszähler kommen. Ein wesentlicher Ergebnistreiber bei den Analysen sind (bis auf Italien) die Annahmen über die durch intelligente Zähler erzielbaren Energieeinsparungen (z.B. infolge einer höheren Kundenaufmerksamkeit). Vor dem Hintergrund der bestehenden Situation erscheinen die in den vier Ländern ermittelten positiven Nettonutzen für Deutschland jedoch wenig realistisch. Insbesondere die Nutzengenerierung durch mögliche Einspareffekte ist für Deutschland kritisch zu beurteilen. Darüber hinaus sind Probleme im Bereich der Zahlungsmoral und möglicher Zählermanipulationen in Deutschland deutlich weniger ausgeprägt als in den betrachteten Ländern, so dass ein potenzieller Nutzen für Lieferanten weniger ins Gewicht fällt. Somit bleibt fraglich, ob Deutschland durch eine parallele Ausbringung Synergieeffekte in gleichem Maße realisieren kann, wie es vor allem die Beispiele von Großbritannien und Irland vermuten lassen.

Summary

This discussion paper examines the current state of " smart metering gas " in Germany as well as international experience in this field. The liberalised meter market in Germany encounters various national and international regulations. These have currently, however, hardly the potential to advance a dissemination of intelligent gas meters noticeably. Potential benefits of meters are in particular energy savings through better information of customers about costs and consumption, cost savings through remote control and read-outs as well as load-shifting. In (German) practice, these aspects are insufficiently researched (potential savings), obviously not suited to trigger changes with end users (remote control) or not economically necessary (load shifting). There are only single market incentives, for example better cost control for housing associations or installation in the course of an exchange of electricity meters. In addition to the at least unclear costs-benefit ratio for Germany, there are other obstacles to a faster dissemination of smart gas meters. These are the spatial separation between electricity and gas meter, the electricity supply to the gas meter itself, lack of legal implementations of the BSI protection profile and the situation when electricity and gas supplier or tenant and landlord are not identical.

In terms of international experiences 19 European countries have conducted a cost benefit analysis (CBA) so far with twelve countries showing negative CBA results. Our study focuses on Ireland, the UK, Italy and Austria, all with positive CBA outcomes in terms of a rollout of smart gas meters. A significant driver of results are (except for Italy) the assumptions about achievable energy savings through smart metering (e.g. due to higher customer attention). However, against the background of the existing situation, the calculated positive net benefits for the four countries appear to be not very realistic in the German context. In particular, the benefits generated through potential energy savings must be assessed critically for Germany. In addition, problems in the area of payment and possible meter manipulation in Germany are considerably less crucial than in some other countries considered in this discussion paper, so that a potential benefit for suppliers resulting therefrom is of less weight. Thus, it remains doubtful whether Germany can realise synergy effects by a parallel rollout to the same extent as especially the examples of Great Britain and Ireland suggest.

1 Einleitung

Die Diskussion um die Einführung intelligenter Zähler in Deutschland ist derzeit in vollem Gange. Die jüngst vorgelegte Kosten-Nutzen-Analyse legt eine flächendeckende Einführung nahe, wenn die Zähler auch beim Anschluss von Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energie eingebaut werden.¹ Dabei wird allerdings in erster Linie über die Einführung intelligenter *Stromzähler* diskutiert. Die Einführung intelligenter Zähler im Gasbereich steht dabei weit weniger im Fokus des allgemeinen Interesses.

Dies mag zunächst einmal daran liegen, dass im Gassektor mit ca. 14 Mio. Messstellen im Jahr 2012 nur etwa ein Drittel an Zählern existierte wie im Strombereich.² Davon fielen ca. 0,4% unter die registrierende Lastgangmessung (RLG) und es waren 583.000 Zählstellen vorhanden, die mit Messsystemen nach § 21d EnWG verbunden werden können.³ Eine gesetzliche Einbaupflicht existiert derzeit nicht.

Die (freiwilligen) Aktivitäten der Gasversorger bzw. –netzbetreiber in diesem Bereich sind eher zögerlich. Es existieren verschiedene Pilotprojekte, aber ein tatsächlich tragfähiges Geschäftsmodell ist nur in Einzelfällen erkennbar. Eine Umstellung auf intelligente Gaszähler erfolgt somit schleppend bzw. zumeist in Verbindung mit dem Austausch von Stromzählern.

Anders als in anderen Ländern wurde für die großflächige Ausbringung intelligenter Gaszähler in Deutschland noch keine Kosten-Nutzen-Analyse durchgeführt. Als Vorreiter bei der Ausbringung intelligenter Zähler ist Italien zu nennen, das ursprünglich bis zum Ende des Jahres 2016 alle Haushaltszähler austauschen wollte.⁴ Andere Länder stehen am Beginn eines großflächigen Rollouts.

Dieser Diskussionsbeitrag beleuchtet den derzeitigen Stand des Themas „Smart Metering Gas“ in Deutschland sowie internationale Erfahrungen in diesem Bereich. Dazu wird in Abschnitt 2 zunächst die derzeitige Rechtslage beschrieben. Abschnitt 3 erläutert Funktionen und Anwendungsmöglichkeiten von intelligenten Zählern im Gasbereich. Dabei fließen auch Informationen aus Experteninterviews ein, die im Rahmen dieser Studie mit Praktikern geführt wurden.⁵ Selbiges gilt für Abschnitt 4, in dem konkrete Hemmnisse benannt werden, die der Einführung von intelligenten Gaszählern derzeit im Wege stehen. In Abschnitt 5 werden sodann internationale Erfahrungen aus bereits durchgeführten Kosten-Nutzen-Analysen ausgewertet. Schließlich werden in Abschnitt 7 Handlungsempfehlungen aufgezeigt, die in Bezug auf Smart Meter im Gasbereich für den weiteren Weg zielführend sein könnten.

1 Edelman u. Kästner (2013).

2 BNetzA u. BKartA (2013).

3 Ebenda.

4 Di Castelnuovo und Fumagalli (2013). In der Zwischenzeit erfolgte ein Strategiewechsel, der nun eine Ausbringung bis Ende 2018 vorsieht. Zu weiteren Informationen zu Italien siehe Abschnitt 5.3.

5 Für die kompetente fachliche Unterstützung möchten wir uns bei folgenden Experten bedanken, die uns für Telefoninterviews zum Thema zur Verfügung gestanden haben: Frank Dietzsch (DVGW e.V.), Bernhard Fey (RheinEnergie AG), Ralf Schaff (DREWAG NETZ GmbH), Dr. Fritz Wengeler (smarOPTIMO GmbH & Co. KG) und Dr. Ulrich Wernekinck (RWE Metering GmbH).

2 Rechtliche Ausgangslage

Der Markt für Messstellenbetrieb ist in Deutschland seit dem Jahr 2005 für Wettbewerber geöffnet. Seit 2008 kann auch die Messung von einem Dritten vorgenommen werden, wobei die Funktionen Messstellenbetrieb und Messen im Falle eines intelligenten Zählers zusammenfallen. Voraussetzung ist, dass der Kunde (Anschlussnutzer) einen entsprechenden Wunsch äußert und die Messeinrichtungen oder Messsysteme des Dritten

- „1. den eichrechtlichen Vorschriften entsprechen und
2. den von dem Netzbetreiber einheitlich für sein Netzgebiet vorgesehenen technischen Mindestanforderungen und Mindestanforderungen in Bezug auf Datenumfang und Datenqualität genügen.“⁶

Existiert kein Kundenwunsch zur Bereitstellung der Dienstleistungen Messstellenbetrieb und/oder Messung, so erfüllt der Netzbetreiber die Funktion des Messstellenbetreibers bzw. Messdienstleisters. Näheres zur Vertragsgestaltung zwischen Netzbetreiber und Messstellenbetreiber ist in der Messzugangsverordnung (MessZV) geregelt.

Grundsätzlich ist für das Messwesen also ein wettbewerblicher Markt geschaffen worden. Allerdings existieren Vorschriften zum Einbau und Betrieb intelligenter Gaszähler sowohl auf EU- als auch auf nationaler Ebene, die es zu beachten gilt.

Auf EU-Ebene sieht die EU-Richtlinie 2009/73/EG über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt vor, dass in den Mitgliedsländern intelligente Messsysteme im Gasbereich eingeführt werden. Die Einführung kann auf Grundlage einer gesamtwirtschaftlichen Kosten-Nutzen-Analyse erfolgen, die bis zum 3. September 2012 erfolgen sollte. Eine konkrete Frist zur Einführung der Messsysteme und ein Mindestanteil an Verbrauchern sind (anders als im Stromsektor) nicht vorgegeben. Die Mitgliedsstaaten sollen allerdings bei der Einführung dafür sorgen, dass die Interoperabilität der Messsysteme auf nationaler Ebene gewährleistet ist.

Auch in der Richtlinie 2012/27/EU zur Energieeffizienz existieren Vorschriften für den Einbau intelligenter Gaszähler bzw. Messsysteme. In Artikel 9 der Richtlinie wird dazu festgestellt, dass, „soweit es technisch machbar, finanziell vertretbar und im Vergleich zu den potenziellen Energieeinsparungen verhältnismäßig ist“, durch die Mitgliedstaaten sichergestellt werden soll, „dass alle Endkunden in den Bereichen Strom, Erdgas, Fernwärme, Fernkälte und Warmbrauchwasser individuelle Zähler zu wettbewerbsfähigen Preisen erhalten, die den tatsächlichen Energieverbrauch des Endkunden genau widerspiegeln und Informationen über die tatsächliche Nutzungszeit bereitstellen.“⁷

⁶ § 21b (4) EnWG.

⁷ Dies ist bereits in nationales Recht (Energiewirtschaftsgesetz, EnWG) umgesetzt, siehe unten. Die Bundesnetzagentur (BNetzA) hat 2010 in ihrem „Positionspapier zu den Anforderungen an Messein-

Solche Zähler sind in zwei Fällen einzubauen:

- Bei Ersatz eines bestehenden Zählers (vorbehaltlich der technischen Machbarkeit und der Kostenwirksamkeit)
- Bei Neubauten und größeren Renovierungen (im Sinne der Richtlinie 2010/31/EU über die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden)

Die Richtlinie zur Energieeffizienz stellt weiterhin klar, was im Falle eines Rollouts nach der oben beschriebenen EU-Richtlinie 2009/73/EG zu erfolgen hat. So sollen die Zähler so ausgestattet sein, dass deren Funktionen die Ziele der Energieeffizienz berücksichtigen. Auch sollen Datensicherheit und Datenschutz gewährleistet werden. Weiterhin sollen Kunden „zum Zeitpunkt des Einbaus intelligenter Zähler angemessen beraten und informiert werden, insbesondere über das volle Potenzial dieser Zähler im Hinblick auf die Handhabung der Zählerablesung und die Überwachung des Energieverbrauchs.“

Box 1: Vorschriften im EnWG zum Thema Smart Meter Gas

§ 21f Messeinrichtungen für Gas

(1) Neue Messeinrichtungen für Gas dürfen nur verbaut werden, wenn sie sicher mit einem Messsystem, das den Anforderungen von § 21d und § 21e genügt, verbunden werden können. Sie dürfen ferner nur dann eingebaut werden, wenn sie auch die Anforderungen einhalten, die zur Gewährleistung des Datenschutzes, der Datensicherheit und Interoperabilität in Schutzprofilen und Technischen Richtlinien auf Grund einer Rechtsverordnung nach § 21i Absatz 1 Nummer 3 und 12 sowie durch eine Rechtsverordnung im Sinne von § 21i Absatz 1 Nummer 3 und 12 festgelegt werden können.

(2) Bestandsgeräte, die den Anforderungen eines speziellen Schutzprofils nicht genügen, können noch bis zum 31. Dezember 2014 eingebaut werden und dürfen bis zum nächsten Ablauf der bestehenden Eichgültigkeit weiter genutzt werden, es sei denn, sie wären zuvor auf Grund eines Einbaus nach § 21c auszutauschen oder ihre Weiterbenutzung ist mit unverhältnismäßigen Gefahren verbunden. Näheres kann durch Rechtsverordnung nach § 21i Absatz 1 Nummer 11 bestimmt werden.

Die genannten Vorschriften sind im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) teilweise umgesetzt, allerdings liegt der Fokus hier stark auf dem Strombereich. Bezogen auf den Gasbereich findet sich der in Box 1 aufgeführte Text im EnWG.

Ein Messsystem ist dabei „eine in ein Kommunikationsnetz eingebundene Messeinrichtung zur Erfassung elektrischer Energie, das den tatsächlichen Energieverbrauch und die tatsächliche Nutzungszeit widerspiegelt.“⁸ Hiermit wird also der Anforderung der EU-Richtlinie entsprochen, allerdings nur für den Bereich Strom. Für den Gasbereich

richtungen nach § 21b Abs. 3a und 3b EnWG“ definiert, welche konkreten Konsequenzen dies für die Funktionalitäten der Zähler nach sich zieht (siehe Abschnitt 3).

⁸ Vgl. § 21d (1) EnWG

gilt, dass Messeinrichtungen ab dem 01.01.2015 nur dann eingebaut werden dürfen, wenn zuvor ein Messsystem eingebaut wurde. Auch für die Gaszähler gelten dann die entsprechenden Vorschriften zur Datensicherheit und zum Datenschutz, insbesondere müssen die Anforderungen des BSI-Schutzprofils bzw. der entsprechenden technischen Richtlinie erfüllt sein.⁹

Weiterhin geht auch von § 40 EnWG kein Anreiz für den Lieferanten aus, dem Kunden einen intelligenten Gaszähler einzubauen. Das Angebot eines Tarifs, „der einen Anreiz zu Energieeinsparung oder Steuerung des Energieverbrauchs setzt“, gilt lediglich für den Strombereich. Auch dem verpflichtenden Angebot einer mindestens halbjährlichen Rechnungsstellung an den Kunden kann mit der bisher eingesetzten Zählertechnologie nachgekommen werden. Ist ein intelligenter Gaszähler allerdings eingebaut und mit einem Messsystem verbunden, so hat der Lieferant dem Letztverbraucher „eine monatliche Verbrauchsinformation, die auch die Kosten widerspiegelt, kostenfrei bereitzustellen.“

Etwas anders stellt sich die Situation bei allen nicht nach Standardlastprofil abgerechneten Letztverbrauchern dar.¹⁰ Die Messung erfolgt bei diesen durch eine stündliche registrierende Leistungsmessung. In diesen Fällen sind für die Messung Datenübertragungssysteme einzurichten, die die stündlich registrierten Auspeisewerte in maschinenlesbarer Form an Transportkunden an die an der Erbringung von Ausgleichsleistungen beteiligten Netzbetreiber und auf Verlangen an den Auspeisenetzbetreiber übermitteln (vgl. §11(1) MessZV).

Auch ein Letztverbraucher, der standardmäßig nach Standardlastprofil abgerechnet wird, ist als Anschlussnutzer berechtigt, im Einvernehmen mit seinem Lieferanten von dem Messstellenbetreiber eine registrierende Leistungsmessung zu verlangen, sofern der Lieferant mit dem Netzbetreiber die Anwendung des Lastgangzählverfahrens vereinbart hat.

Derzeit werden allerdings „bei der Messung des von grundversorgten Haushaltskunden entnommenen Gases [...] die Messeinrichtungen nach den Vorgaben des Grundversorgers möglichst in gleichen Zeitabständen, die *zwölf Monate* nicht wesentlich überschreiten dürfen, abgelesen“ (§ 44(1) GasNZV).

Aus den rechtlichen Vorschriften ergeben sich für Haushaltskunden derzeit also nur geringe Anreize bzw. Verpflichtungen zum Einsatz smarterer Gaszähler.

⁹ Vgl. dazu BSI (2013).

¹⁰ Dies sind insbesondere Letztverbraucher mit einer maximalen stündlichen Auspeiseleistung von mehr als 500 Kilowattstunden pro Stunde und einer jährlichen Entnahme von mehr als 1,5 Millionen Kilowattstunden. (vgl. §24 (1) GasNZV).

3 Funktionen und Anwendungsmöglichkeiten

Aus der beschriebenen rechtlichen Situation ergeben sich erste Hinweise, welche Anforderungen an einen intelligenten Gaszähler gestellt werden. Neben der Möglichkeit zur Verbindung mit einem Messsystem im Sinne des EnWG hat die BNetzA bereits 2010 in einem Positionspapier die folgenden Anforderungen festgelegt:¹¹

- Anzeige des tatsächlichen Energieverbrauchs (in m³)
- Aufsummierung und Übertragung der Verbräuche über die letzten, 24, 168 und 720 Stunden
- Zuordnung des Verbrauchs (m³) zu mindestens zwei Tarifregistern
- Ständige oder rollierende Anzeige der ermittelten Werte an einem Display an der Messeinrichtung, einem Homedisplay oder über ein Internetportal
- Möglichkeit zur Übermittlung der Messwerte zum Netzbetreiber bzw. zu einem Dritten und an ein Homedisplay

Der letzte Punkt stellt insbesondere auf die Kommunikationsfähigkeit der Zähler ab. Kommunikation kann auf unterschiedliche Weise erfolgen (Funk, Powerline etc.) und auf verschiedenen Ebenen stattfinden (innerhalb des Hauses bzw. vom Haus nach draußen).

ERGEG (2011) sieht für Smart Meter zusammengefasst folgende Vorteile gegenüber den derzeit gebräuchlichen nicht-kommunikationsfähigen Zählern:¹²

- Information des Kunden über tatsächlichen Verbrauch und Kosten, mindestens monatlich (über SMS, Internet etc.)
- Zugang zu Kosten- und Verbrauchsdaten für den Kunden auf Abruf
- Vereinfachter Lieferantenwechsel
- Vereinfachtes Beschwerdemanagement durch Zugang zu historischen Daten
- Rechnung auf Basis tatsächlicher Verbrauchswerte
- Angebot zeit- und lastvariabler Tarife
- Ferngesteuerte An- und Abschaltung der Gasversorgung
- Alarmgebung bei außergewöhnlich hohen Verbrauchswerten
- Schnittstelle zu offenem Gateway für weitere Anwendungen (z.B. Home Automation)
- Ferngesteuerte Software-Upgrades

Die einzelnen Nutzenaspekte werden im Folgenden diskutiert.

¹¹ BNetzA (2010).

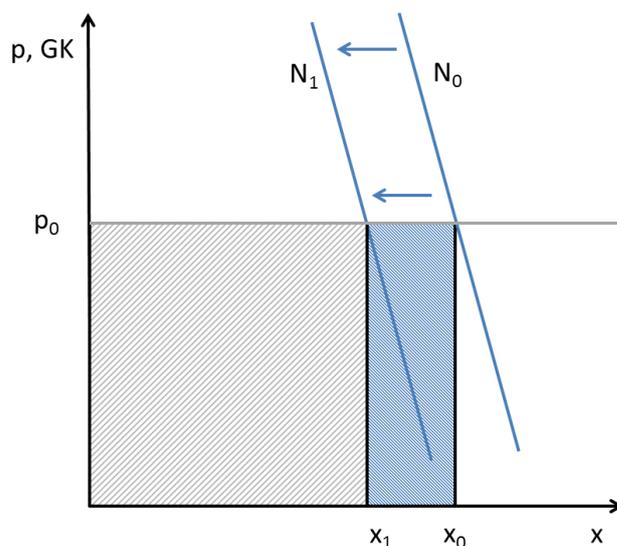
¹² Der Leitfaden der Europäische Kommission (2012) für Kosten-Nutzen-Analysen von Smart Metering fokussiert zu größten Teilen auf den Strombereich und kann daher nicht als Ausgangsbasis gewählt werden.

3.1 Information des Kunden

Die *Endkunden* sollen zunächst durch häufigeres und detaillierteres Messen besser informiert sein. Diese Information an sich stellt allerdings noch keinen Wert dar. Oft wird damit der Gedanke verknüpft, durch den besseren Informationsstand könne der Kunde Gas und somit Kosten einsparen.

Hierbei ist zunächst zu berücksichtigen, dass die Möglichkeit zur Einsparung von der Preiselastizität der Nachfrage abhängt. Die üblichen Anwendungen sind Raumwärme, Warmwasser und Kochen. Für all diese Anwendungen ist die Nachfrage recht unelastisch, da die Anwendung sich eher am Bedürfnis bzw. der Energiedienstleistung (warmes Zimmer, zubereitete Mahlzeit) zu einem gewissen Zeitpunkt orientiert und weniger am Gaspreis. Wenn dies allerdings mit weniger Energieeinsatz gelingt, erfährt der Kunde keine Komforteinbuße, kann aber Kosten sparen. Grundsätzlich ist sowohl bei der Raumwärme, dem Warmwasser und dem Kochen Energieeinsparpotential vorhanden. Abbildung 3-1 zeigt das Kalkül eines Nachfragers.

Abbildung 3-1: Einsparungskalkül des Gasnachfragers



Quelle: Eigene Darstellung

Die Nachfrage ist relativ unelastisch, was sich in der starken (negativen) Steigung der Nachfragekurven (N_0, N_1) ausdrückt. Der Kunde hat also kurzfristig wenige Möglichkeiten, seine Nachfrage nach Energiedienstleistungen zu senken, bzw. auf Substitute auszuweichen. Da das Angebot derzeit vollkommen unelastisch ist, d.h. der Gaslieferant seinen (Einheits-)Preis unabhängig von der Höhe des Verbrauchs immer gleich ansetzt, bleibt dem Verbraucher nur die Möglichkeit seine Nachfrage nach Gas insoweit einzu-

schränken, dass sich seine Nachfragekurve von N_0 nach N_1 verschiebt, er aber auf demselben Komfortniveau bleibt. Dies geschieht wiederum über Energieeinsparmaßnahmen. Seine Kosten reduzieren sich dann entsprechend vom Rechteck $p_0 \cdot x_0$ auf das Rechteck $p_0 \cdot x_1$. Die absolute Höhe der Einsparung hängt naturgemäß vom Anteil des Gasverbrauchs der jeweiligen Anwendung ab. Kochen und Warmwasser nehmen dabei im Vergleich zur Raumwärme den kleineren Anteil ein. Dennoch lässt sich auch bei diesen beiden Anwendungen Energie einsparen.

Im Bereich Kochen kann dies auf verschiedene Weise erfolgen. So kann geändertes Verbraucherverhalten die benötigte Energie bereits um ein Vielfaches reduzieren, etwa durch das Benutzen von Topfdeckeln.¹³ Auch das Vermeiden gelber Gasflammen kann den Energieverbrauch bereits verbessern.¹⁴ Weiterhin können einfache Maßnahmen, wie das gründliche Reinigen von Pfannen und Töpfen oder das frühzeitige Auftauen von Tiefkühlkost den Energieverbrauch senken.¹⁵

Für den Bereich Warmwasser können folgende Maßnahmen energieeinsparend wirken:¹⁶

- Wasserverbrauch einsparen, z.B. durch wassersparende Duschköpfe
- Isolierung der Warmwasserleitungen
- Thermostat-Einstellung auf gerade noch komfortable Temperatur

Die größten Potenziale scheinen allerdings in der Drosselung der Raumtemperatur zu liegen. Kurzfristig können die Einstellung des Thermostats auf eine angenehme Temperatur und die Vermeidung von Wärmestaus an den Heizkörpern (durch Einrichtungsgegenstände, Vorhänge etc.) sinnvolle Maßnahmen sein.¹⁷ Langfristig helfen Wärmedämmungsmaßnahmen von innen, insbesondere hinter den Heizkörpern, als auch von außen (Dach, Fassade).

Die entscheidende Frage an dieser Stelle ist nun, ob diese Einsparmaßnahmen tatsächlich aufgrund der Verbrauchsinformationen getätigt werden, die der Smart Meter liefert. Für den Stromsektor ist die Wirkung eines Feedbacks auf den Stromverbrauch schon vielfach untersucht worden,¹⁸ während sie beim Gasbereich eher auf Abschätzungen und Erfahrungen beruht.¹⁹ Pipke et al. (2009) berichten von möglichen Einsparungen durch Smart Meter (Gas) im Bereich zwischen 0% und 5% bei den Haushaltskunden.

Internationale Erfahrungen liefern ein ähnliches Bild. Konkrete Programme und Untersuchungen sind zumeist proprietär und/oder zeitlich beschränkt und somit nicht reprä-

¹³ Newborough und Probert (1987).

¹⁴ Amann et al. (2007).

¹⁵ Siehe dazu: <http://aceee.org/consumer/cooking>.

¹⁶ Vgl. <http://aceee.org/consumer/water-heating>.

¹⁷ Vgl. UBA (2013).

¹⁸ Vgl. z.B. Schleich et al. (2011).

¹⁹ Pipke et al. (2009).

sentativ bzw. nicht auf die Gesamtheit der Gaskunden übertragbar. Eine Ausnahme bildet der große Feldversuch der irischen Regulierungsbehörde CER in den Jahren 2010 und 2011. Als Ergebnis wurde festgestellt, dass bei den Haushalten, die einer Feedbackmaßnahme unterlagen, durchschnittlich 2,9% an Gas eingespart wurde.²⁰

Dabei wurden sowohl direkte als auch indirekte Feedbackmaßnahmen eingesetzt. Als direktes Feedback werden allgemein Anwendungen angesehen, die Energieverbrauchsdaten in Echtzeit oder Fast-Echtzeit an den Verbraucher übermitteln.²¹ Indirektes Feedback dagegen erfolgt nach dem eigentlichen Verbrauch, etwa durch monatliche Verbrauchsinformationen.²²

Der irische Feldversuch brachte im einzelnen folgende Einsparungen gegenüber der Kontrollgruppe (vgl. Tabelle 3-1).

Tabelle 3-1: Energieeinsparungen durch verschiedene Feedbackmaßnahmen – Feldversuch Irland

	2-monatliche Rechnung und detaillierter Energieverbrauchsbericht	Monatliche Rechnung und detaillierter Energieverbrauchsbericht	2-monatliche Rechnung, detaillierter Energieverbrauchsbericht und in-home display	2-monatliche Rechnung, detaillierter Energieverbrauchsbericht, in-home display und variabler Tarif
Einsparung	2,2%	2,8%	2,9%	3,6%

Quelle: CER (2011a)

Für die Maßnahmen wurden in den Haushalten Smart Meter installiert. Die höchsten Einsparungen wurden dabei im Zeitraum Oktober bis März erzielt.²³ Statistisch signifikant (90% Konfidenzintervall) waren die Einsparungen durch die verschiedenen Maßnahmen gegenüber der Kontrollgruppe, allerdings nicht die Einsparung von 3,6% gegenüber den anderen Maßnahmen.²⁴

Dem einzelnen Kunden muss es allerdings möglich sein, die Veränderung seiner Verbräuche nachvollziehen zu können, um sein Verhalten entsprechend zu ändern. Welche Zeiten bzw. Verbräuche dargestellt werden sollen und ob die Feedbackmaßnahmen im Gasbereich bezüglich des Ziels der Energieeinsparung besser direkt oder indirekt erfolgen sollten, bleibt daher eine offene (Forschungs-)Frage. Bezieht man allerdings die Kosten entsprechender Maßnahmen in die Überlegungen ein, so erweisen sich indirekte Maßnahmen als weitaus günstiger.²⁵ Auch ist eine Übertragbarkeit der irischen Ergebnisse auf Deutschland aufgrund unterschiedlicher Verhältnisse (Klima, Wärmedämmung der Wohnungen etc.) nicht unmittelbar möglich.

²⁰ CER (2011a), vgl. auch Abschnitt 5.2.

²¹ Kerr und Tondro (2012).

²² Ebenda.

²³ CER (2011a).

²⁴ Ebenda.

²⁵ Kerr und Tondro (2012).

Weiterhin stellt sich für direkte Feedbackmaßnahmen die Frage, ob tatsächlich ein intelligenter Zähler notwendig ist, um die notwendigen Informationen zu übermitteln. Mittlerweile existieren am Markt Thermostate, die ebenfalls über eine gewisse „Intelligenz“ verfügen und somit zumindest für den Bereich Raumwärme, der wie oben festgestellt den größten Anteil am Gasverbrauch eines Haushalts ausmacht, ein Substitut darstellen können. Die Thermostate können Verbräuche aufzeichnen und Treiber des Energieverbrauchs (z.B. das Wetter) identifizieren.²⁶ Allerdings wird selbst von den programmierbaren Thermostaten häufig kein Gebrauch gemacht, wie Zahlen aus den USA zeigen und somit Einsparpotentiale nicht ausgeschöpft.²⁷

Es bleibt also für Deutschland eine offene Forschungsfrage, inwieweit intelligente Gaszähler tatsächlich benötigt werden, um den Endkunden ein Feedback bezüglich Verbräuchen und Kosten zu geben und ob dieses Feedback tatsächlich zu Einsparungen führt. Hierzu wäre ein Feldversuch nach irischem Vorbild notwendig, der hinsichtlich der tatsächlichen deutschen Verhältnisse (Effizienz des jetzigen Verbrauchsverhaltens, Wärmedämmung der Häuser, Haushaltseinkommen etc.) repräsentative Ergebnisse hervorbringt. Dabei sollte der Versuch von ausreichender zeitlicher Länge sein, um einerseits die Saisonalität des Gasverbrauchs zu berücksichtigen und andererseits dem Konsumenten genug Zeit zu geben, seine Verhaltensweise umzustellen.²⁸

3.2 Zählerfernauslesung und -steuerung

Durch die Möglichkeit, Eingriffe automatisiert vorzunehmen, könnten Kosten gesenkt und Verzögerungen vermindert werden. Eine physische Präsenz des Kunden ist bei Eingriffen durch den Messstellenbetreiber nicht mehr notwendig. Die Fernauslesung kann dabei aus verschiedenen Anlässen zum Einsatz kommen:

- Turnusmäßige Ablesung
- Wechsel des Lieferanten
- Wechsel des Messstellenbetreibers
- Ende/Beginn der Lieferung, z.B. bei Eigentumsübergang der Immobilie

Die ausgelesenen Daten können sodann direkt in die Abrechnungssysteme des Messstellenbetreibers (d.h. i.d.R. des Netzbetreibers) fließen. Dies spart einerseits Zeit und verringert zum anderen die Gefahr fehlerhafter Abrechnungen aufgrund manueller Fehler bei der Datenablese, -übertragung und -weiterverarbeitung. Im Falle eines Lieferantenwechsels kann derzeit, falls keine Messung vorliegt, die Abrechnung allerdings auch durch Schätzung des Netzbetreibers erfolgen.²⁹

²⁶ Ebenda.

²⁷ 47% der Haushalte mit programmierbaren Thermostaten bedienen diese tagsüber nicht und 38% nicht für die Schlafenszeiten (vgl. Kerr und Tondro (2012) bzw. U.S. Department of Energy (2009).

²⁸ Kerr und Tondro (2012).

²⁹ Vgl. § 44 (2) GasNZV.

Allerdings scheint hier ein echtes Kundeninteresse nicht vorhanden zu sein, da sich das bisherige System der jährlichen Ablesung und Abrechnung etabliert hat und dem Kunden durch die Fernablesung zunächst kein unmittelbar erkennbarer Zusatznutzen entsteht. Die Zahlung monatlicher Abschläge bedeutet für den Haushalt eine gewisse Sicherheit und Planbarkeit seiner monatlichen Ausgaben. Eine (monatliche) Abrechnung nach den tatsächlichen Verbräuchen, die nur mit einem Smart Meter möglich ist, würde dagegen im Winter höhere Rechnungen nach sich ziehen als im Sommer und somit aus dieser Sicht für den Kunden eher einen Nachteil bedeuten.

Für den Lieferanten ist Fernablesung bei Haushaltskunden in Deutschland derzeit eher unattraktiv. Es könnte, ähnlich wie im Stromsektor, die Einsparung von Personal zur Ablesung vermutet werden. Da das derzeitige Verfahren, wie oben dargestellt, allerdings sehr kostengünstig ist (z.T. können Zählerstände über das Internet mitgeteilt werden), wird an dieser Stelle eher geringes Einsparpotential gesehen.

Auch würde eine monatliche Abrechnung möglicherweise zu höheren Forderungsausfällen führen, da die Höhe der Beträge stark schwankt und zumindest zu Beginn der Einführung eines neuen Abrechnungsmodus' damit zu rechnen wäre, dass manche Kunden in den Monaten mit höheren Rechnungsbeträgen nicht für ausreichende Liquidität vorgesorgt haben. Ebenfalls ist eine höhere Zahl an Widersprüchen zumindest in der ersten Zeit denkbar.

Auch die Möglichkeit zur Fernabschaltung, etwa bei Manipulationsversuchen am Zähler oder wegen schlechtem Zahlungsverhalten, ist derzeit nur von geringem Nutzen, da diese Themen in Deutschland nur eine geringe Rolle spielen. Außerdem erscheint dies technisch noch schwierig zu sein.

Etwas anders stellt sich die Situation dar, wenn (große) Haus- bzw. Immobilienverwaltungsgesellschaften (und nicht der Bewohner eines Einfamilienhauses bzw. ein einzelner Vermieter) für die Kundenabrechnung zuständig sind. Diese Gesellschaften haben häufig ein Interesse an monatlichen Zählerständen für die Betriebskostenabrechnung. Unter diesen Umständen kann die Fernauslesung und somit die Installation eines Smart Meters durchaus Sinn machen.

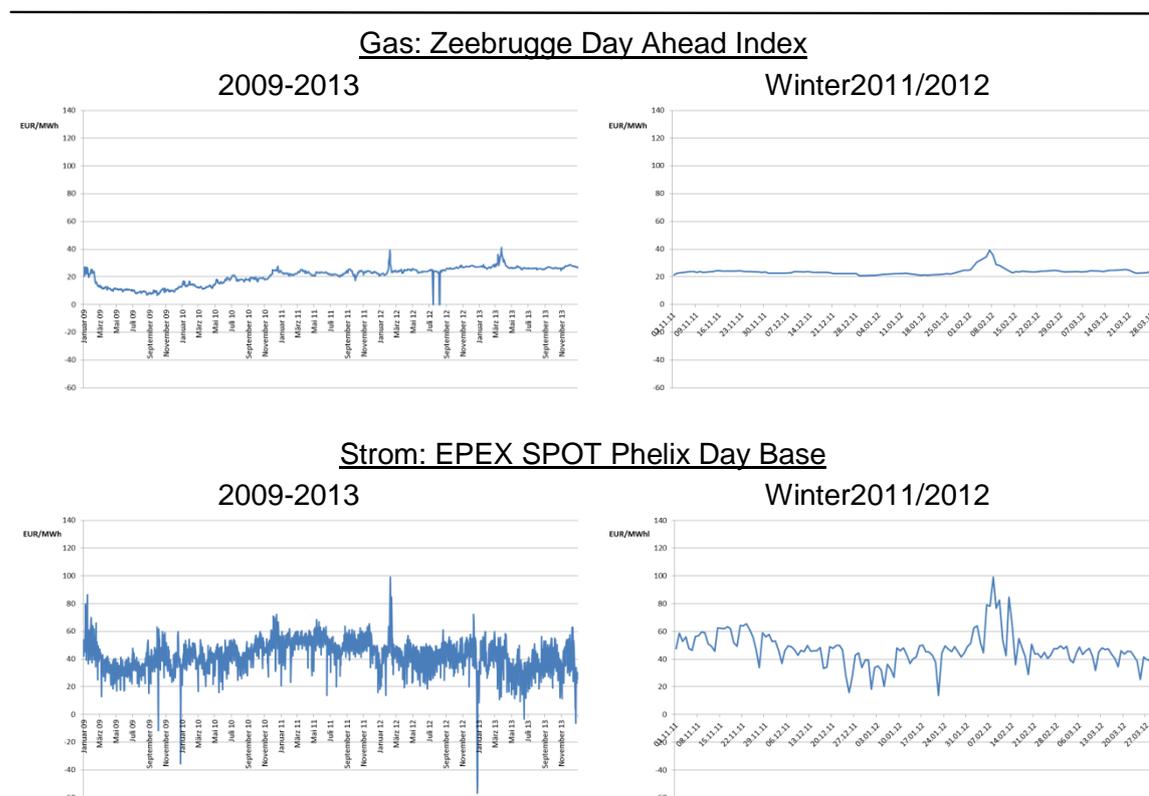
Ein weiterer Treiber kann die Umstellung der Zähler im Strombereich sein. Wird dort aufgrund der strengeren gesetzlichen Regelungen (vgl. § 21c EnWG) ein Zählertausch vorgenommen, so kann es Sinn machen, dass der Messstellenbetreiber im selben Zuge den Gaszähler austauscht bzw. einen Mehrspartenzähler installiert. Diese Investitionen sind dann als zukunftsgerichtete Ausgaben zu verstehen, wenn diese in weitere Dienste, z.B. altersgerechtes Wohnen, im Sinne eines Gesamtkonzepts integriert werden. Technisch machbar sind solche Investitionen vor allem dann, wenn nicht in die Gebäudeinfrastruktur eingegriffen werden muss (siehe dazu auch Abschnitt 4).

3.3 Lastverlagerung und zeitvariable Tarife

Für Lastverlagerungen im Gassektor besteht grundsätzlich sehr viel weniger Veranlassung als im Stromsektor. Während es im Strombereich aufgrund der geringen Speichermöglichkeiten aus netztechnischer Sicht sinnvoll sein kann, Anreize für Lastverlagerungen über zeit- und lastvariable Tarife zu setzen, erscheint diese Notwendigkeit im Gasbereich nicht. Vielmehr kann das Gasnetz selbst als Puffer dienen und das Gas in Speichern gelagert werden. Diese Eigenschaft des Gassystems macht es sogar als Speichermedium für den Stromsektor interessant (Stichwort: Power-to-Gas).³⁰

Innerhalb des Gassystems selbst könnte es im Interesse der Gasversorger sein, lastvariable Tarife anzubieten, falls die Preise am Wholesalemart entsprechend volatil sind. Dies gilt insbesondere für den Bereich der Gewerbekunden, da damit zu rechnen ist, dass diese stärker auf Preissignale reagieren als private Haushalte, wenn sich damit Kosten einsparen lassen. Allerdings zeigt sich, dass die Volatilitäten hier durchweg geringer sind als im Strombereich. Abbildung 3-2 zeigt den Verlauf der Spotpreise für Gas und Strom (Baseload).

Abbildung 3-2: Entwicklung des Gas- und Stromspotmarktpreises



Quelle: Eigene Darstellung

³⁰ Vgl. z.B. Appelrath et al. (2012).

Eindeutig ist die höhere Volatilität des Strompreises gegenüber dem Gaspreis sowohl über einen Zeitraum von 5 Jahren als auch von 5 Monaten erkennbar. Dies gilt im Übrigen auch für den Peak-Strompreis (vgl. Appendix). Entsprechende Berechnungen weisen dies auch mathematisch aus (vgl. Tabelle 3-2).

Tabelle 3-2: Volatilitäten des Strom- und Gasspotmarktpreises (in %)

	Jahr					Monat (2011/2012)				
	2009	2010	2011	2012	2013	Nov	Dez	Jan	Feb	Mär
Gas	102,75	73,52	44,98	44,32	49,32	12,59	9,27	10,68	37,19	13,20
Strom B	177,76	208,85	181,00	177,56	194,33	44,15	53,66	62,29	69,71	38,82
Strom P	803,15	280,38	244,99	246,23	232,42	59,63	67,25	78,31	79,06	55,58

B: Base P: Peak

Quelle: Eigene Darstellung

Strom wird z.B. an der EPEXSpot auch stundenweise gehandelt, ebenfalls mit hohen Volatilitäten. Beim Gas findet ein solcher Handel nicht statt, hier werden Preise auf Tagesbasis gebildet, bzw. der Intraday-Handel bezieht sich stets auf die Reststunden des entsprechenden Tages. Insgesamt erscheint die Weitergabe von Preissignalen bzw. Beschaffungsvorteilen an Endkunden also eher schwierig, insbesondere nicht in der Granularität, wie dies im Strombereich möglich ist.³¹ Der bereits oben beschriebene Feldversuch in Irland hat zudem gezeigt, dass variable Tarife zumindest auf den Gesamtverbrauch keinen statistisch signifikanten Einfluss besitzen.

Auch aus Sicht der Netzbetreiber bestehen kaum Vorteile. Eine Lastverlagerung durch die Kunden ist aufgrund der Speicherfähigkeit des Gases netztechnisch nicht angezeigt. Ein möglicher Nutzen ist allerdings in einer verbesserten Bilanzierung innerhalb der Bilanzkreise zu sehen. Während die Einspeisung sehr gut gemessen werden kann, ist die Ausspeisung aufgrund des zunehmenden Anschlusses dezentraler Anlagen auf SLP-Ebene mithin immer schwieriger prognostizierbar. Detaillierte Messungen durch Smart Meter verringern somit das „Rauschen“ und verbessern bzw. vereinfachen den Ausgleich in einem Bilanzkreis. Dies bedeutet, dass langfristig weniger Regelenergie benötigt wird, was wiederum die Netzentgelte senkt und somit die Kunden entlastet.

³¹ Auch im Stromsektor stehen dem im Bereich der Haushaltskunden noch Hindernisse im Weg, etwa die Pflicht zur Abrechnung nach Standardlastprofilen.

4 Untersuchung potenzieller Hemmnisse

Das größte Hindernis auf dem Weg zu einer Einführung intelligenter Zähler stellt derzeit das ungünstige Kosten-Nutzen-Verhältnis dar. Wie in Abschnitt 3 dargestellt, gibt es vereinzelt zwar durchaus Anwendungsfelder für Smart Meter, dem daraus resultierenden Nutzen stehen allerdings die entsprechenden Kosten entgegen. Während die derzeit im Haushaltsbereich eingesetzten Balgengaszähler etwa 30 bis 40 Euro kosten, dürfte ein Smart Meter etwa im Bereich des dreifachen liegen. Eine detaillierte Auswertung der Erfahrung bezüglich Kosten und Nutzen von Smart Metern in verschiedenen Ländern findet sich in Abschnitt 5.

Neben diesem grundsätzlichen Problem existieren weitere Hemmnisse, die dem Einbau von Smart Metern im Gasbereich entgegenstehen. Zunächst sind die Zähler für Strom und Gas oftmals räumlich getrennt angeschlossen. Um sie nach §21 c bzw. f EnWG sicher an ein einziges Kommunikationssystem bzw. an eine Messeinrichtung anzuschließen, müssen daher u.U. Umbaumaßnahmen in den Räumlichkeiten der Kunden stattfinden, z.B. zur Verlegung entsprechender Kommunikationskabel. Dies setzt zum einen die Zustimmung des Anschlussnehmers voraus, (der nicht unbedingt auch Anschlussnutzer ist,) zum anderen verursacht es weitere Kosten. Auch muss geklärt sein, inwiefern bestehende Kommunikationseinrichtungen genutzt werden können oder neue Infrastruktur aufgebaut werden sollte.³² Eine Möglichkeit wäre dabei die Umsetzung mittels einer Funklösung. Die dabei in Frage kommenden Technologien weisen allerdings unterschiedliche Vor- und Nachteile auf. Während das GPRS-Netz das Netz mit der größten Verbreitung ist, weist es ebenso wie LTE Schwächen bei der Gebäudedurchdringung auf.

Ein weiteres potenzielles Problem stellt die Notwendigkeit der Stromversorgung des Zählers selbst dar. Während herkömmliche Balgengaszähler keine Energieversorgung benötigen, gilt dies für elektronische Zähler bzw. Smart Meter nicht. Sie müssen entweder an das Stromnetz angeschlossen sein, was dann kein Problem darstellt, wenn sie neben dem Stromzähler installiert sind. Oder sie müssen, falls der Anschluss an das Stromnetz nicht möglich oder zu teuer ist, mit einer Batterie ausgestattet sein. Dies wiederum bedingt aber, dass die Batterie regelmäßig (fachmännisch) ausgetauscht werden muss, wodurch zusätzlicher Aufwand entsteht.

Es ist weiterhin unklar, ab welchem Zeitpunkt die Messwerte von Gaszählern zwingend über ein Gateway übermittelt werden müssen, das dem BSI-Schutzprofil unterliegt.³³ Für RLM-Kunden erscheint dies nicht unbedingt zweckmäßig, da hier weniger sensible Daten übertragen werden, bzw. die Sicherheit bereits ausreichend hoch ist. Wann eine entsprechende Richtlinie verabschiedet wird, die die Anforderungen konkretisiert, ist derzeit unklar. Für potenzielle Investoren ergibt sich somit eine Planungsunsicherheit, die für eine schnelle Ausbringung intelligenter Zähler nachteilig ist.

³² Siehe zu dieser Diskussion Plückerbaum und Wissner (2013).

³³ Vgl. Bundesregierung (2013).

Eine weitere Schwierigkeit in diesem Zusammenhang kann eine Konstellation sein, in der der Stromnetzbetreiber und der Gasnetzbetreiber (bzw. der jeweilige Messstellenbetreiber) nicht demselben Unternehmen angehören. Die derzeitige Ausgangslage verpflichtet nur Messstellenbetreiber im Strombereich, in bestimmten Fällen Messsysteme mit entsprechendem Schutzprofil einzubauen. Der Anschluss eines Smart Meters aus dem Gasbereich eines anderen Unternehmens birgt dann Diskriminierungspotenzial, wenn der Messstellenbetreiber Strom auch der Gateway-Betreiber ist.

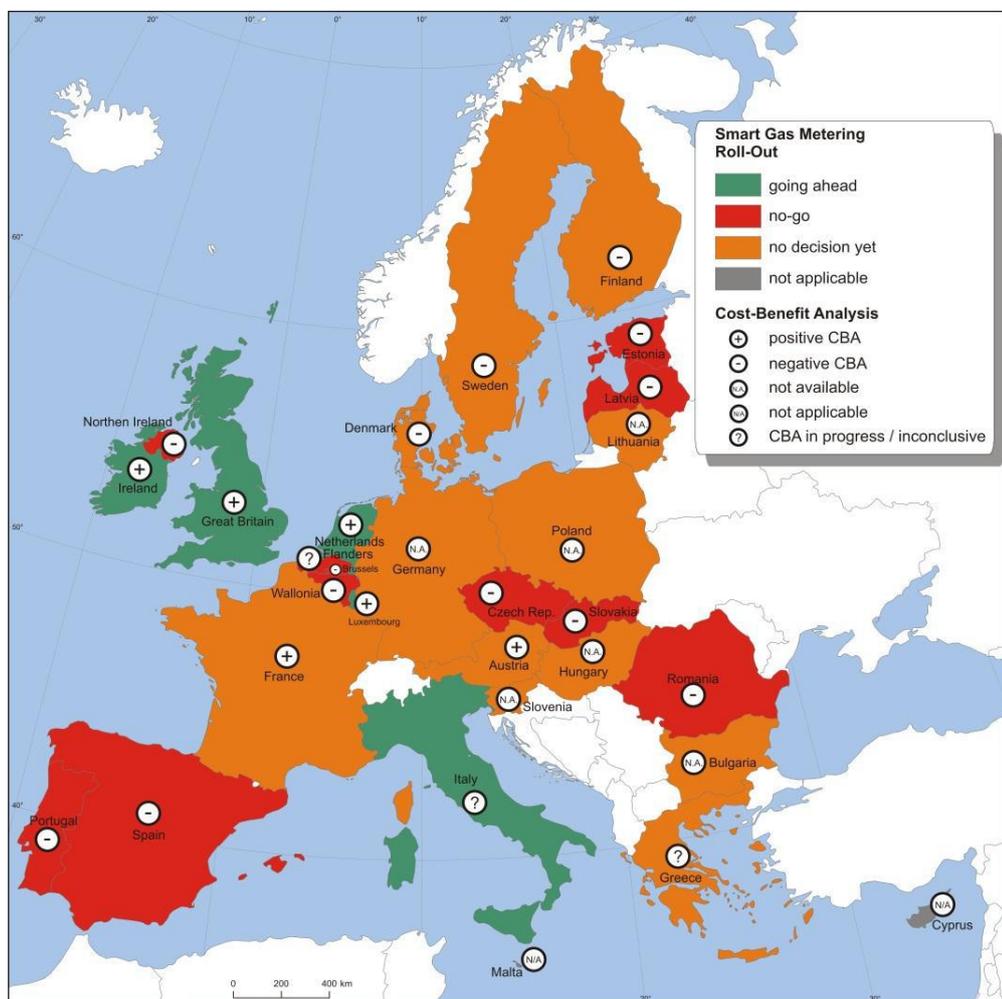
Das Auseinanderfallen von Anschlussnehmer (i.d.R. der Vermieter / Hauseigentümer) und Anschlussnutzer (i. d. R. der Mieter) ist auch bezüglich der Anreize zum Einbau eines Smart Meters eher nachteilig. Das aus dem Bereich der Energieeffizienz bekannte Investor-Nutzer-Dilemma lässt sich auch auf diesen Bereich übertragen. So entsteht dem Vermieter durch den Einbau eines Smart Meters nicht der Nutzen, der dem Mieter entstehen kann (z.B. durch Energieeinsparung (siehe Abschnitt 3.1)). Da der Vermieter die Kosten über die Nebenkosten auf den Mieter umlegen kann, entsteht ihm kein direkter Vorteil. Allenfalls langfristig verbessern niedrigere Nebenkosten den Preis für das Angebot von Wohnraum und erleichtern somit u.U. die Suche nach einem Mieter.

Im Moment stellt sich die Situation in Deutschland also schwierig dar. Dennoch sind die dargestellten Hindernisse nicht unüberwindbar. Entscheidend wird insbesondere das Verhältnis von Kosten und Nutzen sein. Welche Erfahrungen andere Länder diesbezüglich gemacht haben ist Gegenstand des nächsten Abschnitts.

5 Internationale Erfahrungen

In diesem Kapitel werden ausgewählte internationale Beispiele zur Einführung von Smart Metern im Gassektor skizziert. Ausgangspunkt der Überlegungen sind die Vorgaben der EU Direktive Gas 2009/73/EC im Rahmen des dritten Binnenmarktpaketes, die unter anderem besagen, dass die Mitgliedsstaaten bis zum 3. September 2012 eine ökonomische Analyse der Vor- und Nachteile eines Rollouts durchgeführt haben sollten, um darauf aufbauend über den weiteren Implementierungsprozess zu entscheiden (vgl. Abschnitt 2). Abbildung 5-1 gibt einen Überblick über die bisher (Stand Juni 2013) durchgeführten Kosten-Nutzen-Analysen (KNA) und die korrespondierende Entscheidungslage in den Mitgliedsstaaten der EU.

Abbildung 5-1: Kosten-Nutzen-Analysen in Europa für Gas



Quelle: Panek (2013).

Bisher haben 19 Länder eine KNA durchgeführt, wobei die Mehrheit (zwölf) der Länder zu einem negativen Ergebnis gelangt. Fünf Länder mit einem positiven KNA-Outcome haben sich bereits entschieden, intelligente Zähler in größerem Umfang zu implementieren, wobei Italien sehr frühzeitig (2008) mit dem Rollout begonnen hat.³⁴ Um zu eruieren, was potenzielle Erfolgsdeterminanten für einen Rollout sind, kommen im folgenden nur Länder in die engere Auswahl, die zu positiven Ergebnissen im Rahmen ihrer ökonomischen Analyse gelangt sind. Um darüber hinaus der Bandbreite bestehender Strategien im europäischen Kontext Rechnung zu tragen, werden folgende Länder betrachtet:

- Großbritannien,
- Irland,
- Italien und
- Österreich.

Durch die Wahl werden sowohl verschiedene Stadien (ausstehende Entscheidung, geplant und begonnen) als auch Verantwortlichkeiten für den Rollout (Lieferant oder Verteilnetzbetreiber) erfasst. Im Folgenden werden für die ausgewählten Länder jeweils die zentralen Rahmenbedingungen, die Ergebnisse der ökonomischen Analysen und die daraus abgeleiteten Rollout-Strategien beschrieben. Tabelle 5-1 beinhaltet einen ersten Überblick über die wichtigsten Informationen für die betrachteten Länder.

34 Die italienische KNA ist grundsätzlich zu einem positiven Ergebnis hinsichtlich der Einführung von Smart Metern im Gassektor gelangt (CEER 2013). Allerdings ist sie aufgrund methodischer Unzulänglichkeiten nicht aussagekräftig. So werden z.B. normierte Kosten und Nutzen betrachtet, die aufgrund des Bezuges auf die jeweilige Unternehmensgröße eine Aggregation nicht zulassen. Zu weiteren Erläuterungen siehe Di Castelnuovo und Fumagalli (2013) und Abschnitt 5.3.

Tabelle 5-1: Überblick über die Einführung von intelligenten Zählern im Gassektor in ausgewählten europäischen Ländern

	Großbritannien	Irland	Italien	Österreich
<i>Rahmenbedingungen</i>				
Verteilnetzbetreiber	14	1	ca. 250	20
Eigentum	privat	staatlich	heterogen (kommunal, privat, gemischt)	überwiegend kommunal
Entflechtung	Eigentumsrechtlich	Gesellschaftsrechtlich	Gesellschaftsrechtlich (85% < 100.000 Kunden)	Gesellschaftsrechtlich
Endkundenmarkt	Konzentration • HH: hoch • Industrie: moderat Hohe Wechselrate	• hohe Konzentration • niedrige Wechselrate	• hohe Konzentration (leicht sinkend) • niedrige Wechselrate (leicht ansteigend) • 80% regulierte Tarife	• hohe Konzentration • niedrige Wechselrate
Messwesen	liberalisiert	reguliert	reguliert	reguliert
Anzahl Gaszähler [Mio.]	23	0,6	21	1,35
<i>Kosten-Nutzen Analyse</i>				
Fokus	Strom und Gas	Strom und Gas	Gas (keine Endkundenimplikationen)	Strom und Gas
Zeitraum	20 Jahre	20 Jahre	15 Jahre	12 Jahre
Diskontierungssatz	3,5 %	4 %	7,2 %	4,15 %
Zählerkosten (HH) [€]	• Stromzähler: 53 • Gaszähler: 69 • Display: 18 • Installation: 83	• Gaszähler: 97 (inkl. Display)	N.V.	• Gaszähler: 100 • Installation: 50
Nettonutzen [Mio. €]	Strom und Gas • HH: 5.274 • Gewerbe: 2.282 • Industrie: 2.842	Gas: 59,88 • HH: 121,82 • Netz: -61,07 • Lieferant: -0,87 (vs. Strom: 179)	• Normierte Werte (Verbrauchsklasse und Unternehmensgröße) • Positiv ab 5.000 m ³ Jahresverbrauch • Skaleneffekte	Gas: 164,4 • Endkunden: 1.146,7 • Netz: -542,1 • Lieferant: -442,1 (vs. Strom: 296,6)
Nutzentreiber	Energieeinsparung	Verbrauchsreduktion	Beschaffungsmanagement und Netzbetrieb	Energieeinsparung
<i>Rollout-Strategie</i>				
Fokus	Strom und Gas parallel	Strom und Gas parallel	• 2008-12: Gas • Ab 2012: Strom und Gas	Strom
Ziel	100% bis Ende 2019	100% bis Ende 2019	• 2008-12: 80% bis 2016 • Ab 2012: 80% bis 2018 (Gas)	Kein Ziel bei Gas
Start	2015	2015	2008	N.A.
Einführung	• Verpflichtend • Monitoring der Unternehmen	verpflichtend	• 2008-12: verpflichtend • Ab 2012: freiwillig	freiwillig
Verantwortlichkeit	Lieferant	Verteilnetzbetreiber	Verteilnetzbetreiber	Verteilnetzbetreiber
Besonderheiten	Zentraler Kommunikationsdienstleister	Prepayment-Funktion	Strategiewechsel in 2012	Wegfall des Einbauzwangs im GWG

Quelle: Eigene Darstellung.

5.1 Großbritannien

5.1.1 Rahmenbedingungen

In Großbritannien existieren mit National Grid Gas ein Transportnetzbetreiber und 14 Verteilnetzbetreiber. Bereits 1997 wurden die Netzbetreiber eigentumsrechtlich entflochten. Sie befinden sich ausschließlich in Privateigentum.³⁵

Der Endkundenmarkt ist bereits seit Ende der 1990er Jahre vollständig für den Wettbewerb geöffnet. Das Haushaltskundensegment wird durch sechs vertikal integrierte Incumbents (Erzeugung und Vertrieb) dominiert, wobei British Gas rund 40% Marktanteil auf sich vereint (Stand Ende 2012). Des Weiteren sind noch zehn kleinere Anbieter aktiv, die zusammen auf einen Anteil von 2% kommen. Im Gewerbe- und Industriekundenbereich sind deutlich mehr Anbieter vorhanden (30). Insbesondere bei Industriekunden haben die etablierten Anbieter deutlich an Marktanteilen verloren. Während die Konzentrationsrate für die drei größten Anbieter im Gewerbekundensegment bei 73% und somit deutlich über dem Schwellenwert von 50% liegt, ab dem eine Marktbeherrschung angenommen wird,³⁶ liegt sie mit 47% für die Industrie leicht darunter. Auch die entsprechenden Konzentrationsmaße nach dem Herfindahl-Hirschman Index weisen bei Haushalten (2.373) und dem Gewerbe (2.189) auf eine hohe Konzentration hin, während bei der Industrie (1.153) nur eine moderate Konzentration festgestellt werden kann.³⁷ Trotz dieser Marktverhältnisse sind die Wechselraten der Endkunden im europäischen Vergleich relativ hoch (11% bei Haushalten, 21,5% bei Gewerbekunden und 24% bei Industriekunden).³⁸

Der britische Markt für das Zähl- und Messwesen wurde ebenfalls relativ früh geöffnet. Ein formales Datum zur Liberalisierung gibt es dabei nicht. Vielmehr erfolgten verschiedene Schritte zur Erleichterung eines wirksamen Wettbewerbs. Dritte Parteien können die Installation und Wartung der Messanlage bzw. die Messung durchführen. Dazu müssen sie durch einen Energielieferanten beauftragt werden. Diese Beauftragung erfolgt üblicherweise im Rahmen einer Ausschreibung. Falls der Lieferant die entsprechenden Dienstleistungen beim Netzbetreiber nachfragt, so ist dieser zu einem Angebot verpflichtet.³⁹ Derzeit sind intelligente Gaszähler noch nicht in einem nennenswerten Umfang implementiert. Erste Überlegungen zur Einführung von Smart Metern stellte der britische Regulierer, Office of Gas and Electricity Markets (OFGEM), bereits 2006 an. Im Oktober 2008 hat die britische Regierung dann den flächendeckenden Rollout beschlossen. Nach umfangreichen Konsultationen wurde das Smart Metering Implementation Programme im März 2011 offiziell gestartet, wobei die beiden Sektoren Strom und Gas gemeinsam angegangen werden. Das Programm besteht aus zwei Phasen. In

³⁵ Vgl. nachfolgend OFGEM (2013).

³⁶ Vgl. Angenendt et al. (2007).

³⁷ Der HHI ergibt sich aus der Summe der quadrierten Marktanteile. Die von der amerikanischen Wettbewerbsbehörde verwendeten Schwellenwerte liegen bei 1.000 für moderate Konzentration und 1.800 für hohe Konzentration (vgl. ebenda).

³⁸ Vgl. OFGEM (2013).

³⁹ Vgl. Wissner (2009).

der zur Zeit laufenden ersten Phase (Aufbauphase) werden die prozessualen Grundlagen erarbeitet, um ab 2015 mit dem konkreten Rollout zu beginnen. Bis Ende 2019 sollen bei allen Endkunden intelligente Gaszähler implementiert worden sein. Grundsätzlich verfolgt die britische Regierung folgende Ziele mit der Einführung intelligenter Zähler:⁴⁰

- Verringerung der Kohlendioxidemissionen durch effizientere Energienutzung,
- Verbesserte Informationen für den Verbraucher als Anreiz zur Einsparung von Energie,
- Verbesserung des Kundenservices,
- Reduktion der Messkosten,
- Stärkung des Wettbewerbs im Retailmarkt,
- Herstellung der Voraussetzungen für intelligente Netze.

5.1.2 Kosten und Nutzen

Die britische KNA untersucht für einen Zeitraum von 20 Jahren die anfallenden Kosten und Nutzen der landesweiten Einführung von Smart Metern, wobei Strom und Gas gemeinsam betrachtet werden. Eine Separierung der Ergebnisse nach Strom und Gas ist daher nicht möglich. Die Berechnungen erfolgen für drei unterschiedliche Endkundengruppen (Haushalte, Gewerbe und Industrie).⁴¹ Es wird ein Diskontsatz von 3,5% p.a. unterstellt. Ferner werden Sensitivitätsberechnungen durchgeführt. Es werden drei Szenarien gerechnet, die sich vor allem in den Annahmen über die Nutzenimplikationen unterscheiden (z.B. Annahmen über die erzielbaren Energieeinsparungen).

Tabelle 5-2: Kosten und Nutzen Großbritannien [Mio. GBP]

Treiber	Endkundengruppe					
	Haushalte		Gewerbe		Industrie	
	Kosten	Nutzen	Kosten	Nutzen	Kosten	Nutzen
Endkunden	7.011	4.295	395	1.437	487	1.755
DCC	1.390	-	38	-	97	-
Industrie	795	Lieferant: 7.967 Netz: 877 Erzeugung: 803		Lieferant: 295 Netz: 112 Erzeugung: 49	-	Lieferant: 452 Netz: 110 Erzeugung: 47
Sonstige	1.275	867	24	440	24	582
Summe	10.470	14.808	457	2.333	608	2.946
NPV	+ 4.338		+ 1.877		+ 2.338	
Energieeinsparung (Anteil)	4.265 (29%)		1.431 (61%)		1.748 (60%)	
Annahme Einsparrate	Gas: 2,0% p.a. Strom: 2,8% p.a.		Gas: 4,5% p.a. Strom: 2,8% p.a.		Gas: 4,5% p.a. Strom: 2,8% p.a.	

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von DECC (2012a, 2014).

⁴⁰ Vgl. z.B. DECC (2012a).

⁴¹ Vgl. DECC (2012a) für die Industrie und DECC (2014) für Haushalte und Gewerbe.

Die Berechnungen werden darüber hinaus von Zeit zu Zeit aktualisiert. Die erste KNA wurde 2011 erstellt. In Tabelle 5-2 sind die wesentlichen Ergebnisse der zuletzt verfügbaren Untersuchungen zusammengestellt.⁴² Über alle drei betrachteten Endkundengruppen ergeben sich Implementierungskosten in Höhe von 11,5 Mrd. GBP (ca. 14 Mrd. €), denen ein Nutzen in Höhe von rund 20 Mrd. GBP (ca. 24,4 Mrd. €) gegenübersteht, so dass sich ein Nettounutzen für einen flächendeckenden Rollout von intelligenten Strom- und Gaszählern von 8,5 Mrd. GBP (10,3 Mrd. €) ergibt.⁴³ Die größte Kostenposition stellt bei allen drei Kundengruppen der Zählereinbau dar. Für Haushalte werden z.B. Kosten von insgesamt 214,8 GBP pro Installation angenommen.⁴⁴ Dies beinhaltet ein Display (15 GBP), die Smart Meter für Strom (43,6 GBP) und Gas (57,2 GBP), das Equipment für die Kommunikation (31 GBP) sowie die Installationskosten (68 GBP), wobei bei letzteren bereits eine Einsparung in Höhe von 10 GBP für den gemeinsamen Einbau der beiden Zähler eingerechnet ist. Bei den Haushalten ist ein zweiter wesentlicher Kostenfaktor der Aufbau einer zentralen Organisation (Data and Communications Company, DCC), deren Kosten fast komplett dieser Endkundengruppe zugerechnet werden.⁴⁵ Unter die sonstigen Kosten fällt z.B. ein höherer Energieverbrauch der intelligenten Zähler. Es wird ein Mehrverbrauch von 2,6 W in Relation zu herkömmlichen Zählern angenommen. In die Kategorie sonstiger Nutzen fallen z.B. die Vermeidung von CO₂-Emissionen und die Verbesserung der Luftqualität infolge von Energieeinsparungen. Letztere sind auch der wesentliche Treiber der Nutzen bei den jeweils betrachteten Endkundengruppen. Die unterstellten Einsparungen sind im unteren Teil von Tabelle 5-2 zu finden. Während bei Haushalten höhere Einspareffekte bei Strom erwartet werden, ist dies bei Gewerbe und Industrie für Gas der Fall. Insgesamt werden bei Gewerbe und Industrie höhere Effekte erwartet, wodurch ein deutlich höherer Anteil des Nutzens durch Energieeinsparungen am Gesamtnutzen bei diesen beiden Kundengruppen (rund 60%) als bei Haushalten (ca. 29%) resultiert.

Durch die (teilweise) Weitergabe der Nutzen in anderen Bereichen (z.B. Lieferanten, Netz und Erzeugung) an die Haushaltskunden wird insgesamt eine Entlastung für die Haushalte ermittelt, die mit der Zeit ansteigt. Während am Anfang des Betrachtungszeitraumes mit leichten Erhöhungen (6 GBP p.a.) der Energierechnungen gerechnet wird, kommt es gegen Ende zu Entlastungen in Höhe von 43 GBP p.a. für einen durchschnittlichen Haushalt.⁴⁶

⁴² Im Vergleich zur ersten KNA ergibt sich z.B. für die Industrie in der aktuellen Version ein um 184 Mio. GBP höherer Nettounutzen, was u.a. auf die Verschiebung des Basisjahres zurückzuführen ist. Ferner werden die zugrunde liegenden Annahmen an neue Erkenntnisse angepasst. Zu weiteren Erläuterungen siehe DECC (2012a: 20ff.).

⁴³ Bezogen auf die Aufteilung der Zähleranzahl zwischen Strom (ca. 29 Mio.) und Gas (ca. 23 Mio.) ergibt sich grob ein Nettounutzen für Gas von ca. 3,8 Mrd. GBP (4,6 Mrd. €) (vgl. DECC 2012b).

⁴⁴ Vgl. DECC (2014: 35f.)

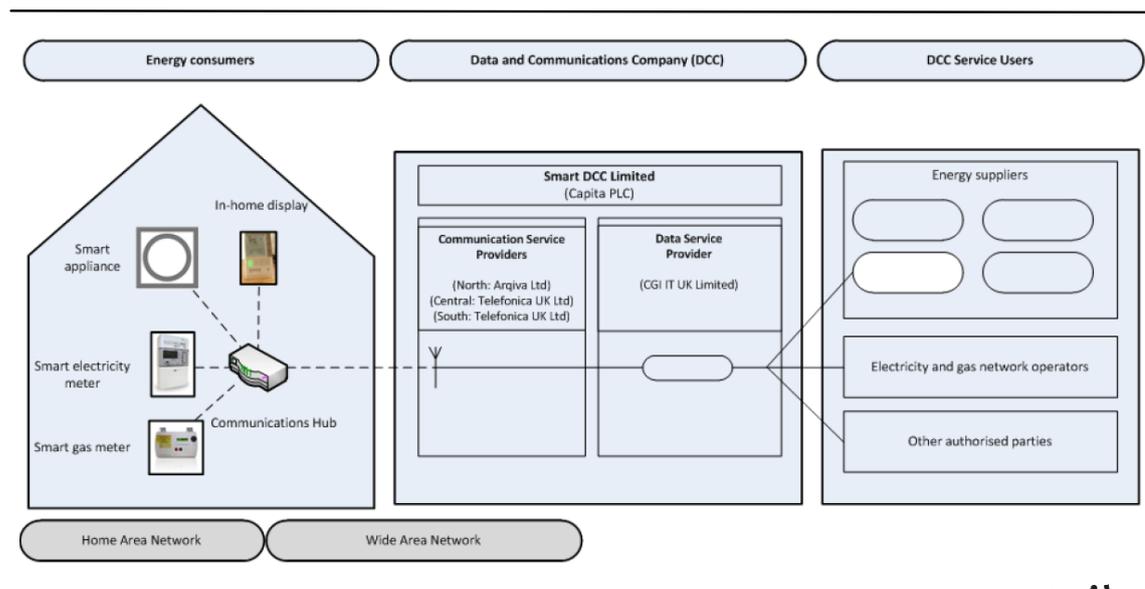
⁴⁵ DCC ist eine neu zu schaffende Institution, die das Datenmanagement für den gesamten Energiemarkt zwischen den Zählern, Lieferanten, Netzbetreibern und Dritten organisiert. Siehe auch Abschnitt 5.1.3.

⁴⁶ Vgl. DECC (2014: 67).

5.1.3 Rollout-Strategie

Großbritannien befindet sich derzeit in der Aufbauphase, die 2015 abgeschlossen sein soll. Landesweit sollen danach bis Ende 2019 alle Endkunden mit intelligenten Strom- und Gaszählern ausgestattet werden. Abbildung 5-2 stellt den grundsätzlichen Ansatz des britischen Modells vor. Zentrales Element ist ein Kommunikationsdienstleister, die Data and Communications Company (DCC).⁴⁷ Diese Institution wird auf nationaler Ebene implementiert und organisiert die Kommunikationsprozesse zwischen den Zählern und den beteiligten Marktakteuren (Lieferanten, Netzbetreiber und andere autorisierte Dritte). Im September 2013 erfolgte die entsprechende Lizenzierung.⁴⁸ Die üblichen Zähl- und Messdienstleistungen für den Endkunden verbleiben beim Lieferanten. Bei den Endkunden selbst werden die intelligenten Strom- und Gaszähler über eine Kommunikationseinheit angesteuert. Dies beinhaltet auch die direkte Anzeige der gemessenen Verbräuche vor Ort über ein Inhome-Display.

Abbildung 5-2: Systemansatz in Großbritannien



Quelle: DECC (2013a: 3).

Im September 2012 sind die technischen und funktionalen Anforderungen (Smart Metering Equipment Technical Specifications, SMETS) an die Zähler beschlossen worden.⁴⁹ Neben Informationen zu unterschiedlichen Tarifoptionen müssen die Zähler z.B. halbstündliche Verbräuche aufzeichnen und zur Wiedergabe abspeichern können. In Bezug

⁴⁷ Ursprünglich standen drei unterschiedliche Modelle zur Auswahl. Die gegenwärtige Implementierung entspricht dabei dem Modell mit zentraler Kommunikation. Darüber hinaus wurden noch ein wettbewerbles Modell sowie ein Franchise-basiertes Modell diskutiert (zu weiteren Ausführungen siehe Wissner 2009).

⁴⁸ Vgl. DECC (2013a).

⁴⁹ Vgl. DECC (2012c).

auf die Bedürfnisse von Netzbetreibern werden darüber hinaus die Verbräuche von erheblich kürzeren Perioden (6 Minuten) aufgezeichnet. Diese Informationen müssen jedoch nur die nächsten vier Stunden zum Abruf durch den Zähler bereitgehalten werden.

Grundsätzlich liegt in Großbritannien die Verantwortlichkeit für den Zählereinbau bei den Lieferanten. Über ihre Versorgungslizenz sind sie zum Einbau verpflichtet. Im Rahmen des Rollouts bleibt es den Lieferanten überlassen, wie sie diesen für ihren jeweiligen Kundenstamm umsetzen. Es gibt diesbezüglich keine verbindlichen Vorgaben. Allerdings müssen sie sicherstellen, dass bis Ende 2019 alle Kunden mit intelligenten Zählern ausgestattet werden. In diesem Kontext sind der Regierung entsprechende Ausbaupläne vorzulegen, die einer Prüfung unterliegen und gegebenenfalls zu revidieren sind. Ferner sind vierteljährlich die Ausbaufortschritte von jedem Lieferanten zu berichten, so dass die Lieferanten gegen den Fortschritt der Einführung gemessen werden können. Bei Nichteinhaltung bestimmter Meilensteine können sie unter Umständen finanziell in Höhe von bis zu 10% ihres Jahresumsatzes sanktioniert werden.⁵⁰

Tabelle 5-3: Anzahl der installierten Gaszähler größerer Anbieter

Quartal	Haushalte			Gewerbe und Industrie	
	Zählerart				
	SMETS-smart	Smart	Herkömmlich	SMETS-smart und smart	Herkömmlich
Q3 2012	124	246.496	21.140.557	10.038	553.631
Q4 2012	1.461	276.050	21.274.934	9.290	559.271
Q1 2013	11.991	293.878	21.118.073	10.109	536.022
Q2 2013	39.337	300.537	20.923.634	10.603	507.974
Q3 2013	72.113	319.445	20.955.620	10.778	488.142

Quelle: DECC (2013b: 8).

Von den sechs größten Lieferanten (E.on, British Gas, N Power, EDF Energy, Scottish Power und SSE) liegen die Ausbaupläne und die ersten konkreten Einbauzahlen bereits vor.⁵¹ Von den anderen werden diese Informationen im Laufe des Jahres 2014 angefordert werden. Die Entwicklung des Zählerbestandes der bereits involvierten Lieferanten für Gas seit Beginn der Erfassung (drittes Quartal 2012) ist in Tabelle 5-3 aufgelistet. Neben den bereits SMETS genügenden Zählern („SMETS-smart“) gibt es weitere Zählerarten, die grundsätzlich als „smart“ eingestuft werden aber den geforderten Anforderungen nach SMETS nicht gerecht werden.⁵² Auch diese müssen bis 2020

⁵⁰ Vgl. Ernst & Young (2013: 69).

⁵¹ Vgl. DECC (2013b). Der aktuelle Stand wird vierteljährlich auch unter <https://www.gov.uk/government/collections/smart-meters-statistics> veröffentlicht.

⁵² In der Regel können die „smarten“ Zähler nur stündliche anstatt von halbstündlichen Informationen bereitstellen. Sie wurden häufig im Zuge von Testversuchen eingeführt, um erste Erfahrungen zu generieren.

durch „SMETS-smarte“ Zähler ersetzt werden.⁵³ Insgesamt ist seit Ende 2012 ein dezentler Anstieg von intelligenten Zählern zu verzeichnen, während der Bestand an herkömmlichen Zählern langsam zurückgeht. Eine deutliche Beschleunigung sollte dieser Prozess mit Beginn der zweiten Phase ab 2015 erfahren. So hat British Gas im September 2013 verkündet, dass sie einen Großteil ihrer benötigten intelligenten Zähler (ca. 16 Millionen für Strom und Gas) bei einem Zählerproduzenten bestellt haben. Nach eigenen Angaben zahle British Gas dafür umgerechnet 716 Mio. Euro.⁵⁴

5.2 Irland

5.2.1 Rahmenbedingungen

Der irische Gasmarkt wird gegenwärtig durch den Incumbent Bord Gáis Éireann (BGE) dominiert. Als Entflechtungsansatz hat Irland infolge des dritten Binnenmarktpaketes 2012 das Modell des Independent Transmission Operator (ITO) implementiert. Hierzu wurde der rechtlich unabhängige Netzbetreiber Gaslink als Tochterunternehmen von BGE gegründet. Das Eigentum am Netz verbleibt bei der Netztochter von BGE, der Bord Gáis Networks (BGN), die sich im Staatseigentum befindet. Dieses Modell gilt sowohl für das Transport- als auch für das Verteilnetz. Beide Netze befinden sich somit im Eigentum von BGN und werden durch Gaslink betrieben.⁵⁵

Der Endkundenmarkt wurde seit 1997 schrittweise liberalisiert. Die vollständige Marktöffnung für alle Kunden besteht seit 2007, Großkunden können bereits seit 2004 ihren Anbieter frei wählen. Neben BGE sind sieben weitere Vertriebsunternehmen im Retailmarkt aktiv, wobei BGE ca. 30% des Absatzes auf sich vereint.⁵⁶

In Irland gibt es ca. 600.000 Gaszähler. Derzeit sind noch keine intelligenten Zähler in signifikanter Höhe bei Haushalten und Gewerbekunden eingeführt. Die Verantwortlichkeit zur Installation und den Betrieb von Zählern liegt in Irland beim Verteilnetzbetreiber. Infolge des dritten Richtlinienpaketes und der europäischen Effizienzrichtlinie hat die irische Regulierungsbehörde, Commission for Energy Regulation (CER), nationales Recht novelliert und umfangreiche Mindeststandards für Endkundenrechnungen zur Erhöhung der Transparenz und des Informationsgehaltes vorgegeben sowie Energieunternehmen zur Einführung von effizienten Endkundentarifen aufgefordert, um energie-sparendes Verhalten anzureizen. Ferner wurde der National Energy Efficiency Action Plan im Mai 2009 verabschiedet. Als wesentlicher Aspekt wird darin die Einführung von Smart Metern gesehen, um die Energieeffizienz bei Haushalten zu verbessern.⁵⁷ Eine erneute Bestätigung dieses politischen Ziels findet sich im 2013 verabschiedeten zwei-

⁵³ Eine Ausnahme bilden „smarte“ Zähler im Gewerbebereich, die vor April 2016 installiert werden. Diese müssen nicht bis Ende 2019 ersetzt werden (vgl. DECC 2013b).

⁵⁴ Vgl. Meldung im energate vom 16.9.2013.

⁵⁵ Vgl. Gaslink (2013) und IEA (2012).

⁵⁶ Vgl. IEA (2012).

⁵⁷ Vgl. DCENR (2009).

ten irischen Energieeffizienzplan.⁵⁸ Bereits 2007 hat die Regulierungsbehörde, CER, einen dreistufigen Prozess zur Einführung von intelligenten Zählern auf den Weg gebracht, wobei Strom und Gas parallel behandelt werden. Generell werden von der Regulierungsbehörde folgende Erwartungen mit der Einführung von intelligenten Zählern verknüpft:⁵⁹

- Verbesserung der Energieeffizienz,
- Stärkung von Wettbewerb und Kundenorientierung,
- Realisierung von Synergien mit Wasserzählern,
- Erleichterung des Spitzenlastmanagements,
- Unterstützung dezentraler Erzeugung aus erneuerbaren Energien und
- Verbesserung von Netzdienstleistungen,

wobei die letzten drei Punkte eher für den Strombereich zutreffen und in Hinblick auf Gas als weniger relevant erachtet werden.

Die Umsetzung erfolgt schrittweise in drei Phasen. In Phase 1 (2008 – 2011) wurden Technologien und Verbraucherverhalten in einem groß angelegten Feldversuch untersucht. Ferner erfolgte eine Abschätzung der Kosten und Nutzen eines landesweiten Rollouts.⁶⁰ Die positiven Erfahrungen haben Phase 2 (2012 bis 2014) angestoßen, in der die technischen Anforderungen spezifiziert und die Zählerbeschaffung erfolgen sollen. Daran soll sich der flächendeckende Rollout anschließen, indem landesweit die bisherigen Gaszähler sukzessive bis 2019 durch Smart Meter ersetzt werden sollen.

5.2.2 Kosten und Nutzen

In der Kosten-Nutzen Analyse (KNA) für den nationalen Rollout werden zwei grundsätzliche Varianten betrachtet, zum einen eine schnelle Implementierung bis 2018 und zum anderen ein langsamer Ersatz des bestehenden Zählerbestandes bis 2030.⁶¹ Weitere Unterscheidungen werden hinsichtlich der Setzung von Anreizen für die Endkunden getroffen: Abrechnung (monatlich oder zweimonatlich), Einführung variabler Tarife sowie eine Anzeige in der Wohnung des Kunden (Inhome-Display) (vgl. Abschnitt 3.1). Insgesamt werden somit acht unterschiedliche Szenarien betrachtet. Es wird ein Zeitraum bis 2032 betrachtet und ein Diskontsatz von 4% p.a. unterstellt. Aufgrund des parallelen Rollouts von Strom und Gas und der Nutzung der intelligenten Stromzähler als Kommunikationsschnittstelle werden nur die zusätzlichen Kosten für die Einrichtung von intelligenten Gaszählern betrachtet. Die Kosten für den Aufbau der Kommunikationsanbindung werden daher überwiegend dem Rollout im Stromsektor zugerechnet.

⁵⁸ Vgl. DCENR (2013).

⁵⁹ Vgl. CER (2012).

⁶⁰ Vgl. CER (2011a, 2011b). Weitere Ausführungen hierzu erfolgen in Abschnitt 5.2.2.

⁶¹ Zu den nachfolgenden Ausführungen siehe CER (2011b).

Zwei Varianten des zeitlich länger angesetzten Rollouts führen zu negativen Nettonutzen. Den höchsten positiven Nettonutzen für die Gesellschaft in Höhe von ca. 59 Mio. € generiert die Variante eines schnellen Rollouts, einem zweimonatlichen Abrechnungszyklus, der Nutzung variabler Tarife und der Implementierung von Inhome-Displays. Es zeigt sich, dass bei zu häufigen Abrechnungen für Endkunden die zusätzlichen Kosten den zusätzlichen Nutzen übersteigen, was auf einen abnehmenden Grenznutzen zusätzlicher Informationen hindeutet. Hinsichtlich der Verteilung der Nettonutzen auf die Marktakteure führen alle Varianten bei den Netzbetreibern aufgrund der Kosten für die Zählerbeschaffung, Installierung und des Batteriewechsels zu negativen Nettonutzen. Ein intelligenter Zähler inklusive Inhome-Display wird mit 97 € angesetzt. Demgegenüber kostet der herkömmliche mechanische Zähler nur 38 €. Aufgrund signifikanter Zahlungsausfälle in Irland ist ein Spezifikum des irischen Ansatzes, dass Smart Meter Zahlungssysteme mit Vorkasse (Prepayment) abbilden müssen. Allerdings werden bei Lieferanten entstehende Vorteile aufgrund reduzierter Zahlungsausfälle durch erforderliche Investitionen in die Informations- und Kommunikationstechnologien vollständig kompensiert. Nutznießer sind vor allem Endkunden mit einem positiven Nettonutzen in Höhe von ca. 120 Mio. € für das vorteilhafteste Szenario. Hintergrund sind die Ergebnisse eines groß angelegten Feldversuchs, in dem die Änderung des Verbrauchsverhaltens von Haushalts- und Gewerbekunden bei Einführung von intelligenten Zählern untersucht wurde.⁶² Wie bereits in Abschnitt 3.1 beschrieben konnten in Relation zur Kontrollgruppe, bei der weiterhin mechanische Zähler eingesetzt wurden, signifikante Verbrauchsreduktionen aufgrund der verbesserten bereitgestellten Kundeninformationen identifiziert werden. Für das hier diskutierte vorteilhafteste Szenario ergab sich eine Einsparung in Höhe von 3,6% p.a. Bei allen anderen Szenarien kam es zu geringeren Einspareffekten.

Im Vergleich zu den Untersuchungen für den irischen Elektrizitätssektor (179 Mio. €) fällt der Nettonutzen bei Gas deutlich geringer aus, obwohl im Gassektor nur die zusätzlich entstehenden Rollout-Kosten betrachtet werden.⁶³ So wird der größte Anteil der Kosten der Kommunikationsanbindung von Zählern, Netz und Dritten bereits bei Strom berücksichtigt. Das Ergebnis ist vor allem auf die deutlich ausgeprägteren Nutzenvorteile von Smart Metern hinsichtlich der Netzdienlichkeit bei Strom und die höheren Kosten von intelligenten Zählern bei Gas zurückzuführen. Letzteres wiederum ist bedingt durch die höheren Installierungs- und Wartungskosten aufgrund des aus Sicherheitsgründen erforderlichen Batteriebetriebes sowie die geringere Marktreife intelligenter Gaszähler. Ob ein separater Rollout im Gassektor weiterhin vorteilhaft wäre, ist daher für den irischen Kontext eher kritisch zu beurteilen.

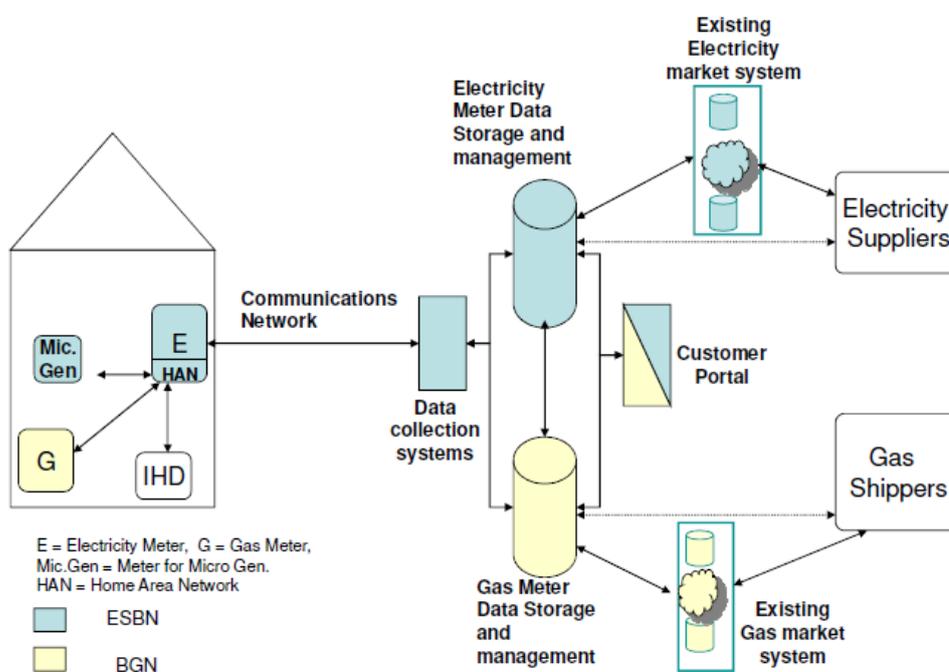
⁶² Vgl. CER (2011b).

⁶³ Vgl. CER (2011c).

5.2.3 Rollout-Strategie

Aufgrund der positiven Ergebnisse während der ersten Phase hat sich Irland entschieden, die zweite Phase für einen landesweiten Rollout von Smart Metern zu beginnen. Gegenwärtig finden umfangreiche Konsultationen hinsichtlich der zukünftigen Ausgestaltung wesentlicher Parameter intelligenter Gaszähler statt (z.B. Funktionalität, variable Tarife und Prozessgestaltung), die bis Ende 2014 abgeschlossen sein sollen. Nach einer kurzen Testphase soll anschließend ab 2015 mit dem Rollout begonnen werden. Innerhalb von vier Jahren (bis 2019) wird eine vollständige Umstellung auf intelligente Zähler angestrebt.⁶⁴

Abbildung 5-3: Systemansatz in Irland



Quelle: CER (2012: 62).

In Abbildung 5-3 ist der übergeordnete Systemansatz für den Rollout von intelligenten Zählern in Irland dargestellt, aus dem die Parallelität zwischen Strom (Ausrollen durch den Stromnetzbetreiber ESBN) und Gas (Ausrollen durch den Gasnetzbetreiber BGN) und das Andocken der Gaszähler (G) an die Stromzähler (E) ersichtlich wird. Die Kommunikationsschnittstelle in den Haushalten (Home Area Network, HAN) setzt auf dem Stromzähler auf. Sie erlaubt einen bilateralen Informationsaustausch mit der Anzeige (Inhome-Display), kleineren Erzeugungseinheiten (z.B. erneuerbare Energien), dem

⁶⁴ Vgl. CER (2012).

Gaszähler und anderen intelligenten Haushaltsgeräten. Die Datensammlung beider Zähler erfolgt dann über die Kommunikationsanbindung des Stromnetzes und wird anschließend an die Datensammelstellen des Gas- bzw. Stromnetzbetreibers weitergeleitet.⁶⁵ Die jeweiligen Netzbetreiber organisieren ferner den Austausch mit den Vertrieben sowie die Bereitstellung der Informationen über Internetportale.

Die Netzbetreiber können die höheren Kosten für die intelligenten Gaszähler im Rahmen der bestehenden Netzregulierung geltend machen. Allerdings erkennt CER nur die effizienten Kosten an. Dies beinhaltet zum einen die Notwendigkeit, die Zähler im Zuge einer öffentlichen Ausschreibung zu beschaffen. Zum anderen wird der beim Netzbetreiber anfallende Nutzen entsprechend gegengerechnet. Wie dies in der Regulierungspraxis umgesetzt werden soll, ist bisher noch nicht festgelegt worden.⁶⁶

5.3 Italien

5.3.1 Rahmenbedingungen

Zentraler Akteur im italienischen Gasmarkt ist ENI. So wird das Transportnetz fast ausschließlich von einem Tochterunternehmen, Snam Rete Gas, betrieben, das gesellschaftsrechtlich entflochten ist.⁶⁷ Die Entflechtungsvorschriften gelten grundsätzlich auch für das Verteilnetz, das von einer Vielzahl von Betreibern (ca. 250) mit sehr heterogenen Eigentumsverhältnissen (kommunal, privat und gemischt) aufgespannt wird. Rund 85% der Verteilnetzbetreiber unterschreiten den in der EU-Richtlinie festgelegten Grenzwert von 100.000 angeschlossenen Kunden, so dass für diese Unternehmen deutlich geringere Unbundlingvorschriften (buchhalterische Entflechtung) zur Anwendung kommen.

Der Endkundenmarkt ist seit knapp zehn Jahren vollständig für den Wettbewerb geöffnet.⁶⁸ Allerdings fallen gut 80% der rund 21 Millionen Endkunden unter regulierte Tarife. Diese beinhalten de facto eine Preisobergrenze, die Lieferanten aber unterschreiten können. Sie kommen überwiegend für Haushalte zur Anwendung, zu einem kleineren Teil aber auch für Industriekunden und Stromerzeuger. Die Wechselrate ist seit ein paar Jahren leicht ansteigend, allerdings auf einem niedrigen Niveau. Bezogen auf die Anzahl der Endkunden lag sie 2012 bei 4,7%. Demgegenüber ist die Konzentration im italienischen Retailmarkt leicht sinkend. Der Markt ist allerdings immer noch stark konzentriert. Für 2012 lag die Konzentrationsrate für die drei (fünf) größten Unternehmen

⁶⁵ Ein Modell, bei der diese Funktion direkt am Smart Meter ansetzt, wurde in der Zwischenzeit verworfen. Der gegenwärtige Ansatz wird als Steady State Model (SSM) in Irland diskutiert (siehe CER 2013a, 2013b).

⁶⁶ Vgl. CER (2012).

⁶⁷ Es gibt noch zwei weitere Transportnetzbetreiber, die aber nur kleinere Teilstücke betreiben und somit für den Gesamtmarkt von untergeordneter Bedeutung sind. Vgl. nachfolgend IEA (2009) und Europäische Kommission (2011).

⁶⁸ Vgl. nachfolgend AEEG (2013).

bei 47,7% (60%) und somit nur unwesentlich unter dem kritischen Schwellenwert von 50% (66,7%), ab dem eine Marktbeherrschung vermutet wird. ENI als größter Anbieter vereinigt einen Anteil von 28,1% auf sich. Insgesamt waren in diesem Jahr 308 Lieferanten aktiv.

Das Mess- und Zählwesen ist in Italien reguliert.⁶⁹ Die Verantwortung liegt somit beim Verteilnetzbetreiber. Hinsichtlich der Implementierung intelligenter Gaszähler hat Italien als erstes Land der EU bereits frühzeitig ein ambitioniertes Programm verabschiedet. Anknüpfend an eine freiwillige Maßnahme des Incumbents im Stromsektor, Enel, traditionelle Stromzähler durch Smart Meter zu ersetzen, hat die nationale Regulierungsbehörde, Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (AEEG), 2006 einen umfangreichen Konsultationsprozess zur Einführung intelligenter Gaszähler initiiert. Neben Pilotvorhaben wurden entsprechende Arbeitsgruppen eingesetzt und eine Kosten-Nutzen Analyse durchgeführt. Die Entscheidung (No. ARG/gas 155/08) für einen nationalen Rollout wurde im Oktober 2008 verabschiedet.⁷⁰ Großkunden sollten vollständig bis Ende 2012 mit intelligenten Zählern ausgestattet werden, Haushalts- und Gewerbekunden zu 80% bis Ende 2016. Mit der Maßnahme werden folgende politischen Ziele verfolgt:⁷¹

- Unterstützung des Wettbewerbs,
- Verbesserung des Kundenschutzes,
- Genauere und häufigere Abrechnung,
- Verbesserung des Forderungsmanagements und des Managements von Diebstahlverlusten sowie
- Erhöhung der Energieeffizienz.

Aufgrund von Verzögerungen in der Umsetzung wurde das Programm 2012 grundsätzlich überarbeitet. Während sich der folgende Abschnitt den wesentlichen Ergebnissen der italienischen Kosten-Nutzen Analyse widmet, erfolgen weitergehende Erläuterungen zum landesweiten Rollout in Abschnitt 5.3.3.

5.3.2 Kosten und Nutzen

Zur Vorbereitung der Entscheidung für einen Rollout von intelligenten Gaszählern hat die Regulierungsbehörde AEEG 2007 eine Kosten-Nutzen Analyse durchgeführt.⁷² Entsprechend der unterstellten Nutzungsdauer von Smart Metern wurde ein Zeitraum von 15 Jahren betrachtet. Die Diskontierungsrate wurde mit 7,2% p.a. angesetzt. Für die Quantifizierung wurden nur die Kosten und Nutzen der Netzbetreiber und der Lieferanten einbezogen. Implikationen für Endkunden blieben unberücksichtigt. Der Fokus lag auf Verbesserungen im Rahmen der Bilanzierung für Transportkunden und Liefere-

⁶⁹ Vgl. nachfolgend AEEG (2013), Di Castelnuovo und Fumagalli (2013) und ICER (2012).

⁷⁰ Vgl. AEEG (2008).

⁷¹ Vgl. Hierzinger et al. (2013: 54) und Di Castelnuovo und Fumagalli (2013: 717).

⁷² Vgl. ICER (2012) und Di Castelnuovo und Fumagalli (2013).

ranten (verbessertes Beschaffungsmanagement durch akkuratere Information über Gasverbräuche) sowie Einsparungen von Messkosten durch Fernauslesung und die automatisierte Rechnungserstellung. Darüber hinaus wurden Verbesserungen bei der Versorgungsqualität und beim Netzbetrieb (Informationen über Netzstörungen und Fernabstellung) unterstellt.

Die Berechnungen wurden grundsätzlich für drei unterschiedliche Verbrauchsfälle durchgeführt:

- Haushalte und Gewerbe mit einem Jahresverbrauch von weniger als 5.000 m³;
- Mittleres Kundensegment mit einem Jahresverbrauch zwischen 5.000 und 200.000 m³;
- Große industrielle Kunden (z.B. Gaskraftwerke) mit einem Jahresverbrauch über 200.000 m³.

Zwei Zählervarianten wurden betrachtet, wobei der Unterschied in der Fernsteuerungsmöglichkeit des Schließventils bestand.⁷³ Ferner wurde zwischen drei Größenklassen von Netzbetreibern differenziert.

Tabelle 5-4: Kosten und Nutzen Italien [€/Zähler]

Verbrauch p.a. (Zähler)	Größe Verteilnetzbetreiber		
	> 500.000 Kunden	50.000 - 500.000 Kunden	< 50.000 Kunden
< 5.000 m ³ (AMR)	-8	-11	-130
< 5.000 m ³ (AMM)	-26	-23	-99
5.000 – 200.000 m ³ (AMM)	613	685	633
> 200.000 m ³ (AMM)	1.151	1.227	1.182
< 5.000 m ³ (AMR) und > 5.000 m ³ (AMM)	7	6	-112

Quelle: ICER (2012).

Anmerkung:

AMM: Automated Meter Management,
AMR: Automated Meter Reading

Der Nettonutzen für die unterschiedlichen Betrachtungsfälle wurde auf die Verbrauchs-klasse und die Unternehmensgröße normiert, so dass eine Aggregation auf nationaler Ebene nicht erfolgen kann. Die wesentlichen Ergebnisse der Kosten-Nutzen Analyse für Italien sind in Tabelle 5-4 dargestellt. Es zeigen sich deutliche Größenvorteile. Dies trifft sowohl auf die Netzbetreibergröße als auch auf den durchschnittlichen Verbrauch der belieferten Endkunden zu. Ein positiver Nettonutzen bei Einführung von intelligenten Gaszählern ergibt sich ab einem Jahresverbrauch von über 5.000 m³. Haushalts- und Gewerbekunden mit geringen Verbräuchen weisen in allen betrachteten Szenarien ne-

⁷³ Während die Fernsteuerungsmöglichkeit beim Automated Meter Management (AMM) besteht (bidirektionale Kommunikation), ist diese beim Automated Meter Reading (AMR) nicht vorhanden (unidirektionale Kommunikation).

gative Werte auf. Darüber hinaus steigt der Nettonutzen tendenziell mit der Unternehmensgröße. Allerdings sind die Ergebnisse der italienischen KNA aufgrund der Normierung und der somit nicht möglichen Aggregation auf nationaler Ebene sowie der Vernachlässigung der Endkundenperspektive hinsichtlich ihres Aussagegehaltes als kritisch einzustufen.

5.3.3 Rollout-Strategie

Trotz nicht ganz eindeutiger Ergebnisse der KNA wurde der nationale Rollout im Oktober 2008 beschlossen. Im Gegensatz zu anderen europäischen Ländern erfolgte der Start für die Einführung von Smart Metern nicht parallel im Strom und Gassektor sondern zunächst unabhängig voneinander. Aufgrund der negativen Nettonutzen bei Kleinverbrauchern wurde entschieden, die Endkunden in zwei Gruppen einzustufen. Nach umfangreichen Konsultationen wurde die Grenze auf den Durchfluss bezogen und auf G10 (max. 16 m³/h) festgesetzt. Für Kleinverbraucher mussten nur Zähler mit einer eingeschränkten Funktionalität eingebaut werden. Während die Temperaturadjustierung der Messung für beide Gruppen gefordert wurde, musste eine korrespondierende Druckadjustierung nur für Kunden mit einem höheren Verbrauch gewährleistet werden. Insbesondere in der Druckadjustierung wurde ein wesentlicher Kostentreiber bei den Zählern gesehen, wobei der Nutzen insbesondere in Bezug auf Kleinverbraucher als weniger relevant angesehen wurde.⁷⁴ Ferner wurde für größere Verbraucher eine höhere Mindestgranularität für die Messintervalle gefordert (eine Stunde bei größeren Verbrauchern vs. ein Tag bei Kleinverbrauchern). Der Rollout wurde verpflichtend ausgestaltet mit detaillierten Zielvorgaben und einer Strafbewährung bei Nichteinhaltung (siehe Tabelle 5-5).

Tabelle 5-5: Ursprünglicher Zeitplan Rollout Italien

Endkundengruppe (max. Durchfluss)	Deadline	Zielanteil	Strafe [€/Zähler]
> G40 (> 65 m ³ /h)	31.12.2010	100%	54
G16 bis G40 (25 – 65 m ³ /h)	31.12.2011	100%	21
G6 bis G16 (10 bis 25 m ³ /h)	31.12.2011	30%	12
	31.12.2012	100%	
< G6 (< 10 m ³ /h)	31.12.2012	5%	4
	31.12.2013	20%	
	31.12.2014	40%	
	31.12.2015	60%	
	31.12.2016	80%	

Quelle: AEEG (2008).

⁷⁴ Vgl. ICER (2012).

Zum Ende der zweiten Periode der Anreizregulierung für Verteilnetzbetreiber (2009 – 2012) wurde der bisherige Ansatz einer Evaluierung unterzogen. Es wurde ein deutlicher Zeitverzug bei der Umsetzung festgestellt. Bis Juni 2011 waren erst 68% der Zähler bei der Gruppe „> G40“ installiert.⁷⁵ Ferner wurde der ursprünglich Ansatz aufgrund der regulatorischen und technologischen Entwicklungen in Europa kritisch hinterfragt. Das 2008 initiierte Programm zielte vor allem auf Netzbetreiber und Lieferanten ab und sollte die Entwicklung des italienischen Gasmarktes befördern (u.a. verbesserte Bilanzierung). Auch die separate Einführung für Strom und Gas wurde kritisch gesehen.

Daher wurde für den Beginn der dritten Regulierungsperiode (2013 – 2016) mit dem Dekret 575/2012/R/gas eine Neuausrichtung beschlossen.⁷⁶ Es wurden neue Ausbauziele festgelegt, die seit 2013 nicht mehr verpflichtend sind (siehe Tabelle 5-6). Im Vergleich zu Tabelle 5-5 ist ersichtlich, dass neben einer Neudefinition der Kundengruppengrenzen der Zeitplan nach hinten verschoben wurde, wodurch den Netzbetreibern für die Umsetzung mehr Zeit eingeräumt wird. Dies gilt insbesondere für den Massenmarkt der Haushalts- und Gewerbekunden ($\leq G6$). Neben einer Gesamtquote von 60% sollen alle Zähler, deren Nutzungsdauer abgelaufen ist, durch Smart Meter ersetzt werden. Darüber hinaus wurden neue Kostenstandards (Kapital- und Betriebskosten) für die Behandlung im Rahmen der Anreizregulierung festgelegt. Um eine möglichst frühzeitige Implementierung anzureizen, sind diese Standards degressiv ausgestaltet.

Tabelle 5-6: Aktueller Zeitplan Rollout Italien

Endkundengruppe (max. Durchfluss)	Deadline	Zielanteil
> G40 (> 65 m ³ /h)	31.12.2012	100%
G40 (65 m ³ /h)	31.12.2013	95%
	31.12.2014	100%
G16 bis G25 (25 bis 40 m ³ /h)	31.12.2013	25%
	31.12.2014	60%
	31.12.2015	100%
G10 (16 m ³ /h)	31.12.2013	5%
	31.12.2014	15%
	Weitere Festlegung später	
$\leq G6$ (≤ 10 m ³ /h)	31.12.2018	60%
	31.12.2018	Ersatz: 100%

Quelle: AEEG (2013).

Mit der Neuausrichtung geht auch eine veränderte Zielakzentuierung einher. Blieb in der ersten Phase die Endkundenperspektive unberücksichtigt, so steht diese jetzt deutlich mehr im Fokus. Neben den auf die Netzbetreiber und Lieferanten bezogenen Zielen

⁷⁵ Vgl. ebenda.

⁷⁶ Vgl. AEEG (2013).

treten nun auch die Verbesserung des Kundenschutzes, die Stärkung des Bewusstseins für eine effiziente Endenergienutzung, die Schaffung der Grundlage für intelligente Netze sowie eine Verbesserung der Versorgungssicherheit. Ferner werden über Testprojekte der Aufbau von Multiservice Kommunikationsnetzwerken (Home Area Network), die Einführung von Inhome-Displays und die Verbindung von Mess- und Zählprozessen zwischen Strom und Gas gefördert, was im Endeffekt eine Reaktion auf die Erfahrungen in anderen europäischen Ländern darstellt.⁷⁷

5.4 Österreich

5.4.1 Rahmenbedingungen

Das österreichische Gasnetz wird durch drei Transportnetzbetreiber und 20 Verteilnetzbetreiber aufgespannt.⁷⁸ Für die Netzbetreiber gilt die Vorgabe der gesellschaftsrechtlichen Entflechtung, wobei die meisten Verteilnetzbetreiber weniger als 100.000 Kunden versorgen und somit unter die Ausnahmeregelung nach Art. 26 Abs. 4 der dritten Binnenmarkttrichtlinie 2009/73/EC fallen. Die Netzbetreiber befinden sich überwiegend in kommunalem Eigentum.

Der Endkundenmarkt ist seit 2002 für den Wettbewerb geöffnet. Der Markt ist immer noch stark konzentriert. Der HHI lag 2012 im Massenkundenmarkt für Kleinverbraucher (Jahresverbrauch unter 400 MWh) bei 3.726 und war somit gut doppelt so hoch wie der Schwellenwert von 1.800, ab dem eine hohe Marktkonzentration vermutet wird.⁷⁹ Auch die Wechselrate war mit 1,7% sehr niedrig.

In Österreich existieren ca. 1,35 Mio. Gaszähler, wobei über 90% auf den Haushaltsbereich entfallen.⁸⁰ Der Markt für das Zähl- und Messwesen ist reguliert und die Verantwortlichkeit für den Einbau liegt beim Verteilnetzbetreiber. Daher sind entsprechende Entgelte Bestandteil der Erlösobergrenze der Netzbetreiber, die seit 2008 einer Anreizregulierung unterliegen.

Bisher wurden intelligente Gaszähler in keinem nennenswerten Umfang installiert. Im Gegensatz zum Stromsektor existiert auch kein eigenständiges Programm für einen flächendeckenden Rollout im Gasbereich. Als wesentliche Vorteile von Smart Metering im Gasbereich werden angesehen:⁸¹

- Netzbetreiber: Effizienzsteigerungen bei aufwandsintensiven Geschäftsprozessen (z.B. Ablesung, Abrechnung und Ein-/Abschaltung der Anlagen),

⁷⁷ Vgl. Di Castelnuovo und Fumagalli (2013).

⁷⁸ Vgl. E-Control (2013a).

⁷⁹ Vgl. ebenda. Eine Information über den Großkundenmarkt ist nicht vorhanden.

⁸⁰ Vgl. E-Control (2013b) und PwC (2010).

⁸¹ Vgl. <http://www.e-control.at/de/marktteilnehmer/gas/smart-metering>. Zu weiteren Ausführungen siehe Abschnitt 5.4.3.

- Lieferanten: Ermöglichung neuer Dienstleistungen aufgrund der Verfügbarkeit von genauen und zeitnahen Energieverbrauchsdaten,
- Endkunden: Verfügbarkeit genauer und zeitnaher Information über den tatsächlichen Energieverbrauch.

5.4.2 Kosten und Nutzen

Österreich hat 2010 die Durchführung einer KNA für einen landesweiten Rollout veranlasst, wobei Strom und Gas gemeinsam betrachtet werden.⁸² Es werden vier Szenarien untersucht, die sich vor allem in der Einföhrungsgeschwindigkeit von intelligenten Zählern unterscheiden, wobei im ungünstigsten Fall ein Rollout bis 2020 unterstellt wird. Bis auf ein Szenario (80%) wird eine Durchdringung von 95% angenommen. Im Fokus stehen die Kosten und Nutzen der Akteure Endkunden, Netzbetreiber und Lieferanten. Ferner wird angenommen, dass durch die verbesserten Informationen gewisse administrative Aufwendungen entfallen, die im bisherigen Marktmodell erforderlich sind (z.B. ein zweites Clearing bei der Jahresabrechnung von Standardlastprofilen). Der Betrachtungszeitraum entspricht den angenommenen Lebensdauern intelligenter Zähler (12 Jahre bei Gas und 15 Jahre bei Strom). Die Diskontierungsrate wird mit 4,15% p.a. angesetzt.

Bei allen vier Szenarien wird ein positiver Nettonutzen berechnet, der je nach unterstellter Ausbaugeschwindigkeit zwischen 290,7 Mio. € und 556,4 Mio. € liegt. Im Gegensatz zu Großbritannien können trotz einer gemeinsamen Betrachtung die Ergebnisse nach Strom und Gas unterschieden werden. In Tabelle 5-7 sind die wesentlichen Resultate eines mittleren Szenarios (Szenario 3) dargestellt. In diesem Fall erfolgt eine 95%-Durchdringung bei Strom bis 2017 und bei Gas bis 2019.

Tabelle 5-7: Kosten und Nutzen Österreich (Szenario 3) [Mio. €]

	Gas		Strom		Gesamt ¹⁾	
	Kosten	Nutzen	Kosten	Nutzen	Kosten	Nutzen
Endkunden	12,6	1.159,3	0	2.595,8	12,6	3.755,1
Netz	605,9	63,8	2.299,1	354,3	2.905,0	418,2
Lieferant	479,4	37,3	718,8	353,0	1.198,2	390,2
Marktmodell	0	1,9	0	11,4	0	13,4
Summe	1.097,9	1.262,3	3.017,9	3.314,5	4.115,8	4.576,9
NPV	164,4		296,6		461,1	
Energieeinsparung (Anteil)	-	1.011,3 (80%)	-	1.824,2 (55%)	-	2.835,5 (62%)
Rate (Annahme)	7% p.a.		3,5% p.a.		-	

Quelle: Eigene Darstellung und Berechnungen auf Basis von PwC (2010).

Anmerkung: Unterschiede sind bedingt durch Rundungsdifferenzen.

⁸² Vgl. nachfolgend PwC (2010).

Bei Szenario 3 ergibt sich ein Nettonutzen von insgesamt 461,1 Mio. €, wobei 164,4 Mio. € auf Gas entfallen. Die Kosten bei Gas fallen vor allem bei den Netzbetreibern (vor allem Zählerinstallation und Investitionen in IT) und den Lieferanten (überwiegend Investitionen in IT) an. Hinsichtlich der Gaszähler werden pro Zähler Beschaffungskosten von 100 € und Installationskosten von 50 € angesetzt. Der Hauptnutzen entsteht bei den Endkunden und wird vor allem durch Energieeinsparungen bedingt, die durch die bereitgestellten Informationen induziert werden. Dabei werden im Gas deutlich höhere Einsparungspotenziale (7%) als bei Strom (3,5%) angesetzt.⁸³ Der Anteil der durch Energieeinsparungen bedingten Nutzen am Gesamtnutzen des Szenarios liegt daher bei Gas (ca. 80%) deutlich höher als bei Strom (55%). Ein weiterer, aber von der Größenordnung weniger relevanter Punkt ist, dass Gaszähler aus Sicherheitsgründen batteriebetrieben sind und somit einen geringeren Strommehrbedarf verursachen. Während beim Strom der Mehrbedarf durch den Zähler selbst und die IT-Infrastruktur verursacht werden, fällt bei Gas nur letzteres an. Der Batteriebetrieb bei Gaszählern führt auf der anderen Seite aber auch dazu, dass Einsparungen im Personalaufwand durch vereinfachte Zählerablesung bei Strom höher ausfallen als bei Gas (Batteriewechsel).

5.4.3 Rollout-Strategie

Anknüpfend an die positiven Ergebnisse der KNA hat Österreich nach Konsultationen 2012 einen flächendeckenden Rollout für Strom auf den Weg gebracht.⁸⁴ Im April 2012 hat das Bundeswirtschaftsministerium die Intelligente Messgeräte-Einführungsverordnung (IME-VO) verabschiedet. Die entsprechende Ermächtigungsgrundlage wurde bereits zuvor in § 83 des Elektrizitätswirtschafts- und Organisationsgesetzes (EIWOG 2010) gelegt. In der IME-VO wird ein konkreter und verbindlicher Ausbaupfad vorgegeben. So hat jeder Netzbetreiber bis Ende 2015 mindestens 10%, bis Ende 2017 mindestens 70% und im Rahmen der technischen Machbarkeit bis Ende 2019 mindestens 95% der an sein Netz angeschlossenen Zählpunkte mit intelligenten Messgeräten auszustatten. Eine analoge Rahmensetzung existiert für Gas nicht. Infolge der Aktivitäten für Strom wurde 2011 jedoch das Gaswirtschaftsgesetz (GWG 2011) novelliert. So wurde in § 128 Abs. 1 GWG 2011 analog zu § 83 Abs. 1 EIWOG 2010 eine Regelung eingeführt, die Netzbetreiber im Fall der Verabschiedung einer entsprechenden Einführungsverordnung für Gaszähler verpflichtet, Haushalte und Gewerbe mit intelligenten Messgeräten auszustatten. Ferner hat das Bundeswirtschaftsministerium Ende 2012 eine Verordnung erlassen (Intelligente Gas-Messgeräte-Anforderungsverordnung, IGMA-VO), die die Mindestanforderungen an intelligente Gaszähler konkretisiert. In § 3 Nr. 3 wird beispielsweise eine stündliche Messung und

⁸³ In einer ähnlichen Untersuchung für den Verband der Elektrizitätsunternehmen Österreichs ermittelt Cappemini (2010) anstatt eines Nettonutzens Nettokosten für einen flächendeckenden Rollout in Höhe von 2,4 Mrd. €. U.a. wird in dieser Studie eine Rate für Energieeinsparungen in Höhe von nur 1,8% p.a. angenommen.

⁸⁴ Vgl. Hierzinger et al. (2013).

Speicherung von Zählerständen gefordert, was den Begriff von Smart Metern relativ breit ansetzt.⁸⁵

Hinsichtlich der Regelungen im EIWOG 2010 und GWG 2011 und den zugehörigen Ausführungsverordnungen zu intelligenten Zählern wurden 2012 erhebliche Bedenken öffentlich angemeldet, z.B. von der Österreichischen Gesellschaft für Datenschutz. Zum einen wurde auf unzureichende Regelungen zur Gewährleistung der Datensicherheit hingewiesen, zum anderen wurden die verpflichtenden Vorgaben von § 83 Abs. 1 EIWOB 2010 und § 128 Abs. 1 GWG 2011 als nicht zu rechtfertigende Eingriffe in die Wahlfreiheit der Endkunden angesehen.⁸⁶ In der Folge wurden 2013 zumindest die Regelungen im EIWOG 2010 und GWG 2011 abgemildert und Kunden explizit die Möglichkeit eingeräumt, sich weiterhin für den Einbau herkömmlicher Zähler zu entscheiden. Wie sich dies mit den verbindlichen Ausbauzielen bei Strom nach IME-VO verträgt, bleibt abzuwarten. Die österreichische Regulierungsbehörde E-Control sieht keinen Anlass, den Zeitplan anzupassen.⁸⁷ Für Gas bestehen zur Zeit ebenfalls keine weitergehenden Pläne, einen flächendeckenden Rollout anzustoßen.

⁸⁵ An dieser Stelle sei auf Großbritannien hingewiesen, wo im Rahmen von SMETS eine halbstündliche Aufzeichnung als Mindeststandard formuliert wurde (vgl. Abschnitt 5.1.3).

⁸⁶ Vgl. z.B. http://www.argedaten.at/php-generiert/%C3%96sterreich_Telekommunikation_Personendaten_Dienstleister_Smart_Meter_%C3%96sterreich_ignoriert_europ%C3%A4ische_Entwicklung.html.

⁸⁷ Vgl. z.B. <http://derstandard.at/1389859395373/Smart-Meter---E-Control-sieht-kein-Problem-mit-Zeitplan>.

6 Fazit

Nachfolgend wird ein kurzes Fazit gezogen, wobei sowohl auf die internationalen Erfahrungen als auch die deutsche Situation eingegangen wird. Die vier betrachteten Länder weisen recht heterogene Rahmenbedingungen auf.⁸⁸ Während das Messwesen in Großbritannien liberalisiert ist und der Zählereinbau den Lieferanten obliegt, ist es in den anderen drei Ländern Bestandteil des regulierten Bereiches des Verteilnetzbetreibers. Auch gibt es eine große Bandbreite bei der Anzahl der Verteilnetzbetreiber. Im Endkundensegment weisen jedoch alle vier Länder hohe Anbieterkonzentrationen sowie geringe Wechselraten auf, wobei bei Großkunden (Industrie) tendenziell ein höherer Wettbewerb vorherrscht. Großbritannien weist in diesem Kontext in Relation zu den anderen Ländern die vorteilhaftesten Bedingungen auf. Hinsichtlich der Einführung von Smart Metern entstehen dadurch zwei gegenläufige Implikationen. Auf der einen Seite sind wettbewerblich strukturierte Märkte vorteilhaft, um Innovationen anzureizen. Auf der anderen Seite zielt der Rollout gerade auf eine Stärkung des Wettbewerbs im Endkundensegment ab. Hierbei können bisher weniger wettbewerbliche Sektoren durch intelligente Gaszähler potenziell höhere Nutzenvorteile generieren.

Bisher haben 19 Länder eine Kosten-Nutzen Analyse durchgeführt, wobei die Mehrheit (zwölf) der Länder zu einem negativen Ergebnis gelangt. Die vier betrachteten Länder gehören zu der Ländergruppe, die zu positiven Ergebnissen hinsichtlich eines Rollouts intelligenter Gaszähler kommen.⁸⁹ Die Ergebnisse für Irland und Österreich, die eine Separierung der Betrachtung nach Strom und Gas erlauben, lassen auf den ersten Blick wesentlich höhere Nettonutzen für einen Rollout im Stromsektor vermuten,⁹⁰ was auch mit den üblichen Markterwartungen korrespondiert. So werden bei Strom vor allem deutlich ausgeprägtere Nutzenvorteile von Smart Metern hinsichtlich der Netzdienlichkeit erwartet, während bei Gas höhere Kosten für die Zähler unterstellt werden, was auf die höheren Installierungs- und Wartungskosten aufgrund des aus Sicherheitsgründen erforderlichen Batteriebetriebes sowie die geringere Marktreife zurückgeführt wird.⁹¹ Die KNA-Ergebnisse relativieren sich allerdings, wenn die ermittelten Nettonutzen auf die Zähleranzahl bezogen werden. Sowohl für Irland als auch für Österreich ergeben sich höhere zählerbezogene Nettonutzen bei Gas als bei Strom.⁹² Diese Tendenz wird auch für Großbritannien bestätigt,⁹³ wenn die Energieeinsparungseffekte als

⁸⁸ Siehe nachfolgend auch Tabelle 5-1.

⁸⁹ Mit den in Abschnitt 5.3.2 beschriebenen Einschränkungen hinsichtlich der Aussagekraft der Untersuchungen für Italien.

⁹⁰ Irland: ca. 60 Mio. € im Gassektor vs. ca. 179 Mio. € im Stromsektor. Österreich (Szenario 3): ca. 164 Mio € im Gassektor vs. ca. 297 Mio. € im Stromsektor.

⁹¹ Vgl. z.B. Pipke et al. (2009), PwC (2010), Di Castelnuovo und Fumagalli (2013) und Ernst & Young (2013).

⁹² Irland: 98 €/Zähler bei Gas vs. 81 €/Zähler bei Strom über den Betrachtungszeitraum von 20 Jahren. Österreich: 121 €/Zähler bei Gas vs. 50 €/Zähler bei Strom über den Zeitraum von 12 Jahren.

⁹³ Ausgehend von den angenommenen Einsparraten für Strom und Gas für die drei betrachteten Endkundengruppen (siehe auch Tabelle 5-2) können die Einspareffekte über den Betrachtungszeitraum (20 Jahre) ermittelt werden, die als Basis für die Aufteilung der Nettonutzen der jeweiligen Endkundengruppe auf die Sektoren Strom und Gas herangezogen werden. Auf diese Weise ergibt sich insgesamt ein zählerbezogener Nettonutzen von 174 €/Zähler für Strom und von 226 €/Zähler für Gas. Dies ist naturgemäß eine sehr vereinfachende Betrachtung. So wird z.B. unterstellt, dass keine über

Maßstab für die Aufteilung des Nettonutzens zwischen Strom und Gas herangezogen werden.⁹⁴ Ein wesentlicher Ergebnistreiber bei den Analysen sind (bis auf Italien) die Annahmen über die durch intelligente Zähler erzielbaren Energieeinsparungen (z.B. infolge einer höheren Kundenaufmerksamkeit), was insbesondere am Beispiel der zwei für Österreich vorliegenden Kosten-Nutzen Analysen verdeutlicht wird.⁹⁵ Die im Rahmen der durch die Regierungen angestoßenen Untersuchungen decken ebenfalls sehr unterschiedliche Bandbreiten an unterstellten Verbrauchseinsparungen ab. Während z.B. Österreich für Gas mit 7% eine sehr hohe Einsparrate unterstellt, die doppelt so hoch wie bei Strom liegt (3,5%), sind die Ansätze für Irland und Großbritannien moderater.

Hinsichtlich der Rollout-Strategien ähneln sich insbesondere Großbritannien und Irland in Bezug auf den gewählten institutionellen und zeitlichen Rahmen. Beide Länder setzen auf eine parallele Ausbringung von intelligenten Zählern im Strom- und Gassektor sowie eine zentrale Kommunikationsanbindung über das Stromnetz. Ferner haben beide Länder ein schrittweises Vorgehen gewählt, wobei nach einer vorbereitenden Phase ab 2015 mit dem Rollout begonnen werden soll, der bis Ende 2019 abgeschlossen sein soll. Während die Verantwortlichkeit in Großbritannien bei den Lieferanten ansetzt, sind es in Irland die Verteilnetzbetreiber. Auch Italien, das als erstes europäisches Land bereits 2008 mit einem nationalen Rollout für intelligente Gaszähler gestartet ist, überlegt, aufgrund der negativen Erfahrungen zu einer parallelen Ausbringung von intelligenten Strom- und Gaszählern überzugehen (sogenannte dual fuel policy). Während Großbritannien und Irland den Rollout verpflichtend gestalten, setzt Italien seit 2012 auf Freiwilligkeit. In Österreich existiert bisher keine eigenständige Strategie für einen nationalen Rollout im Gassektor, wohingegen es für die österreichischen Verteilnetzbetreiber im Stromsektor verbindliche Vorgaben gibt. Allerdings bleibt abzuwarten, welche Auswirkungen die jüngsten Entwicklungen in Hinblick auf die öffentlich vorgebrachten Einwände in Bezug auf Datensicherheit und nicht zu rechtfertigende Eingriffe in die Wahlfreiheit der Endkunden auf die verbindlichen Ausbauziele im Stromsektor haben werden. Trotz positiver KNA-Ergebnisse haben die vier betrachteten Länder somit insgesamt gesehen sehr unterschiedliche Strategien gewählt, wobei Großbritannien und Irland mit Sicherheit den aussichtsreichsten institutionellen Rahmen für eine erfolgreiche Einführung intelligenter Gaszähler besitzen.

Zur Einbeziehung der deutschen Perspektive erfolgt zunächst ein kurzer Vergleich der Rahmenbedingungen mit den vier betrachteten Ländern. Dabei weist Deutschland gewisse Ähnlichkeiten mit Großbritannien (liberalisiertes Messwesen) und Italien (Mess-

die Einsparraten hinausgehenden Unterschiede in anderen Kosten- und Nutzenpositionen zwischen Strom und Gas bestehen.

94 Die zählerbezogene Nettonutzenbetrachtung führt zwar zu einer Verbesserung der Vergleichbarkeit der Ergebnisse zwischen Strom und Gas, kann diese jedoch auch nicht vollständig herstellen. So sind bei Mietshäusern z.B. oft mehrere Haushalte über einen Gaszähler an die Gasversorgung angeschlossen, während bei Strom jedem Haushalt ein eigener Zähler zugerechnet werden kann, was die Vergleichbarkeit der zählerbezogenen Nettonutzen einschränkt und zu Verzerrungen zulasten des Strombereiches führt.

95 Vgl. Abschnitt 5.4.2.

stellenbetrieb überwiegend durch Verteilnetzbetreiber sowie eine hohe Anzahl und Heterogenität derselben) auf. Auch die Anzahl der installierten Gaszähler liegt mit ca. 14 Mio. in einer ähnlichen Größenordnung wie in diesen beiden Ländern. Die Wettbewerbsverhältnisse im Endkundenmarkt sind in Deutschland sowohl hinsichtlich der Marktkonzentration als auch der Wechselraten besser als in Italien.⁹⁶ Im Vergleich zu Großbritannien ist die Marktkonzentration in Deutschland tendenziell geringer, während die Wechselraten unter den britischen Werten liegen.

Aus den länderspezifischen KNA kann grob eine Spanne der zählerbezogenen Nettoutzen von ca. 100 bis 200 €/Zähler über den jeweils betrachteten Zeitraum (12 bis 20 Jahre) abgeleitet werden. Vor dem Hintergrund der Ausführungen in Kapitel 3 und 4 erscheinen diese Werte jedoch wenig realistisch in Bezug auf Deutschland. Insbesondere die Nutzengenerierung durch mögliche Einspareffekte ist für Deutschland kritisch zu beurteilen. Wie in Abschnitt 3.1 erläutert wurde, ist die entscheidende Frage, ob Einsparmaßnahmen tatsächlich aufgrund der durch intelligente Zähler bereitgestellten Verbrauchsinformationen getätigt werden. Insbesondere ist unklar, ob für diese Anpassungsreaktionen Energieverbrauchsdaten in Echtzeit erforderlich sind (direktes Feedback) oder inwiefern nicht bereits indirekte Feedbacks über entsprechende Abrechnungen ausreichend wären. Darüber hinaus sind Probleme im Bereich der Zahlungsmoral und möglicher Zählermanipulationen in Deutschland deutlich weniger ausgeprägt als in den betrachteten Ländern, so dass ein potenzieller Nutzen für Lieferanten weniger ins Gewicht fällt. Durch das in Deutschland etablierte System der gleichmäßigen monatlichen Abrechnungen für Haushaltskunden ist vielmehr zu befürchten, dass eine Umstellung der Ablesung und Abrechnung auf kürzere Perioden vermehrte Zahlungsausfälle zur Folge haben könnte (siehe Abschnitt 3.2). Aufgrund der in Relation zu Strom deutlich geringer ausgeprägten Preisvolatilität auf den Gasgroßhandelsmärkten stellt sich zudem die Frage der Profitabilität variabler Endkundertarife (siehe Abschnitt 3.3). Inwiefern die Einführung intelligenter Gaszähler in Deutschland zu einem positiven Nettonutzen führt, bleibt mithin eine offene Forschungsfrage. Schließlich stehen auch der Möglichkeit eines zeitgleichen Rollouts von intelligenten Strom- und Gaszählern im deutschen Kontext einige Hindernisse entgegen (vgl. Kapitel 4). Neben der oftmals räumlichen Trennung der beiden Zähler, die unter Umständen kostspielige Umbaumaßnahmen erforderlich macht, ist dies zudem die Schwierigkeit, dass die Messstellenbetreiber für Strom und Gas teilweise unterschiedlichen Unternehmen(sgruppen) angehören, was Koordinationsprobleme und Diskriminierungspotenzial in sich birgt. Somit bleibt fraglich, ob Deutschland durch eine parallele Ausbringung Synergieeffekte in gleichem Maße realisieren kann, wie es vor allem die Beispiele von Großbritannien und Irland vermuten lassen.

⁹⁶ Die Konzentrationsraten für die drei bzw. fünf größten Anbieter lagen in Deutschland 2012 für Haushalte, Gewerbe und Industrie zum Teil deutlich unter den Schwellenwerten von 50% bzw. 66,7%. Die Wechselrate lag 2012 (bezogen auf die Ausspeisemenge) im Durchschnitt bei 10,68% (Haushalte: 7,92%, Gewerbe: 15,11%, Industrie: 13,38%). Vgl. BNetzA u. BKartA (2013).

7 Handlungsempfehlungen

Die Betrachtung existierender Kosten-Nutzen Analysen anderer Länder hat gezeigt, dass die Ergebnisse von einer Reihe von Determinanten abhängen. Ein zentraler Nutzentreiber sind dabei die unterstellten Energieeinspareffekte, die infolge des Einbaus intelligenter Gaszähler erwartet werden. In diesem Zusammenhang können bereits geringfügige Änderungen in den Annahmen zu einer veränderten Vorteilhaftigkeit eines landesweiten Rollouts von Smart Metern führen. Die betrachteten Beispiele, die positive Nettonutzen ermitteln, nehmen für Gas durch den Zählereinbau induzierte Verbrauchsreduktionen in Höhe von deutlich oberhalb von 3% p.a. an. Wie Überlegungen zum deutschen Kontext zeigen, existieren insbesondere drei Gründe, die für Deutschland tendenziell geringere Nutzeneffekte erwarten lassen. Hinsichtlich potenzieller Einspareffekte ist die entscheidende Frage, ob Einsparmaßnahmen tatsächlich aufgrund der durch intelligente Zähler bereitgestellten Verbrauchsinformationen getätigt werden. Insbesondere ist unklar, ob für diese Anpassungsreaktionen Energieverbrauchsinformationen in Echtzeit erforderlich sind (direktes Feedback) oder inwiefern nicht bereits indirekte Feedbacks über eine entsprechende Informationsausgestaltung der Abrechnungen ausreichend wären. Darüber hinaus sind Probleme im Bereich der Zahlungsmoral und möglicher Zählermanipulationen in Deutschland deutlich weniger ausgeprägt als in den betrachteten Ländern, so dass ein potenzieller Nutzen für Lieferanten weniger ins Gewicht fällt. Durch das in Deutschland etablierte System der gleichmäßigen monatlichen Abrechnungen für Haushaltskunden ist vielmehr zu befürchten, dass eine Umstellung der Ablesung und Abrechnung auf kürzere Perioden vermehrte Zahlungsausfälle zur Folge haben könnte. Aufgrund der in Relation zu Strom deutlich geringer ausgeprägten Preisvolatilität auf den Gasgroßhandelsmärkten stellt sich zudem die Frage der Profitabilität variabler Endkundertarife. Inwiefern die Einführung intelligenter Gaszähler in Deutschland zu einem positiven Nettonutzen führen kann, bleibt mithin eine offene Frage, obwohl die im Rahmen dieser Studie angestellten Überlegungen eher das Gegenteil vermuten lassen. Eine endgültige Klärung der aufgeworfenen Frage kann nur im Rahmen einer umfassenden Kosten-Nutzen Analyse herbeigeführt werden. Diese Analyse wäre um konkrete Feldversuche zu ergänzen, in denen insbesondere durch intelligente Zähler induzierte Änderungen im Nutzungsverhalten von Endkunden systematisch betrachtet werden. Im Zentrum sollte analog dem irischen Beispiel die Frage stehen, in welchem Maße Verbrauchsreduktionen (nachhaltig) angestoßen werden.

Nur im Falle positiver Ergebnisse der beiden vorgeschlagenen Maßnahmen wäre in einem zweiten Schritt der institutionelle Rahmen für eine landesweite Ausbringung intelligenter Gaszähler auszugestalten. Von den betrachteten Ländern können hierbei das britische und irische Beispiel als aussichtsreiche Orientierungspunkte für Deutschland eingestuft werden. Allerdings stehen dem in diesen beiden Ländern gewählten zeitgleichen Rollout im Strom- und Gassektor in Deutschland insbesondere zwei Hindernisse entgegen. Neben der oftmals räumlichen Trennung der beiden Zähler, die unter Umständen kostspielige Umbaumaßnahmen erforderlich macht, ist dies zudem die Schwie-

rigkeit, dass die Messstellenbetreiber für Strom und Gas teilweise unterschiedlichen Unternehmen(sgruppen) angehören, was Koordinationsprobleme und Diskriminierungspotenzial in sich birgt. Damit Deutschland durch eine parallele Ausbringung Synergieeffekte in gleichem Maße realisieren kann, müssen daher weitergehende Überlegungen angestellt werden, wie den aufgeführten Hindernissen adäquat begegnet werden kann. Dies kann z.B. durch die Erarbeitung und Bereitstellung entsprechender Leitlinien erfolgen.

Literatur

- AEEG [Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas] (2008), Instructions for the obligatory commissioning of gas metering units meeting minimum functional requirements and having remote reading and remote management functions, for all redelivery points on natural gas distribution networks, Annex A to Resolution 22 October 2008, No. ARG/gas 155/08, Mailand.
- AEEG [Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas] (2013), Annual Report to the International Agency for Cooperation between National Energy Regulators and the European Commission on the Activities and Duties of the Italian Regulatory Authority for Electricity and Gas, 13. Juli 2013, Mailand.
- Amann, J. T., A. Wilson und K. Ackerly (2012), Consumer Guide to Home Energy Savings (Ninth Edition), new society Publishers, Gabriola Island, Canada.
- Angenendt, N., G. Müller, M. Stronzik und M. Wissner (2007), Stromerzeugung und Stromvertrieb – eine wettbewerbsökonomische Analyse, WIK Diskussionsbeitrag Nr. 297, August 2007, Bad Honnef.
- Appelrath, J., S. Lehnhoff, S. Rohjans und A.König (2012), Hybridnetze für die Energiewende – Forschungsfragen aus Sicht der IKT, acatech Materialien.
- BNetzA [Bundesnetzagentur] (2010), Positionspapier zu den Anforderungen an Messeinrichtungen nach § 21b Abs. 3a und 3b EnWG.
- BNetzA [Bundesnetzagentur] u. BKartA [Bundeskartellamt] (2013), Monitoringbericht 2013, Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB, Stand: Dezember 2013.
- BSI [Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik] (2013), Schutzprofil für ein Smart Meter Gateway (BSI-CC-PP-0073), abrufbar unter:
https://www.bsi.bund.de/DE/Themen/SmartMeter/Schutzprofil_Gateway/schutzprofil_smart_meter_gateway_node.html, zuletzt abgerufen am 08.08.2013.
- Bundesregierung (2013), Verordnung über technische Mindestanforderungen an den Einsatz intelligenter Messsysteme (Messsystemverordnung – MsysV), Referentenentwurf der Bundesregierung.
- Capgemini (2010), Analyse der Kosten – Nutzen einer österreichweiten Smart Metering Einführung, Studie für den Verband der Elektrizitätsunternehmen Österreichs (VEÖ), Januar, Wien.
- CEER [Council of European Energy Regulators] (2013), Status Review of Regulatory Aspects of Smart Metering, Ref.: C13-RMF-54-05, 12 September 2013, Brüssel.
- CER [Commission for Energy Regulation] (2011a), Smart Metering Information Paper: Gas Customer Behaviour Trial Findings Report, Information Paper CER 11180a, 11. Oktober 2011, Dublin.
- CER [Commission for Energy Regulation] (2011b), Cost-Benefit Analysis (CBA) for a National Gas Smart Metering Rollout in Ireland, Information Paper CER 11180c, 11. Oktober 2011, Dublin.
- CER [Commission for Energy Regulation] (2011c), Cost-Benefit Analysis (CBA) for a National Electricity Smart Metering Rollout in Ireland, Information Paper CER 11080c, 16. Mai 2011, Dublin.

- CER [Commission for Energy Regulation] (2012), Decision on the National Rollout of Electricity and Gas Smart Metering, Decision Paper CER 12008, 4. Juli 2012, Dublin.
- CER [Commission for Energy Regulation] (2013a), CER National Smart Metering Programme: Steady State Model, Consultation Paper CER/13/151, 19. Juli 2013, Dublin.
- CER [Commission for Energy Regulation] (2013b), CER National Smart Metering Programme: High Level Design – Appendix A (Core Design), Proposed Decision Paper CER/13/286A, 17. Dezember 2013, Dublin.
- DCENR [Department of Communications, Energy and Natural Resources] (2009), Maximising Ireland's Energy Efficiency – The National Energy Efficiency Action Plan 2009 – 2020, Dublin.
- DCENR [Department of Communications, Energy and Natural Resources] (2013), Ireland's Second National Energy Efficiency Action Plan to 2020, Dublin.
- DECC [Department of Energy and Climate Change] (2012a), Smart meter roll-out for the non-domestic sector (GB): Impact Assessment, April 2012, London.
- DECC [Department of Energy and Climate Change] (2012b), Smart Metering Implementation Programme: First Annual Progress Report on the Roll-out of Smart Meters, Dezember 2012, London.
- DECC [Department of Energy and Climate Change] (2012c), Smart Metering Implementation Programme: Smart Metering Equipment Technical Specifications, September 2012, London.
- DECC [Department of Energy and Climate Change] (2013a), Smart Metering Implementation Programme: Second Annual Report on the Roll-out of Smart Meters, Dezember 2013, London.
- DECC [Department of Energy and Climate Change] (2013b), Smart Meters, Great Britain, Quarterly report to end September 2013, Statistical Release, 12. Dezember 2013, London
- DECC [Department of Energy and Climate Change] (2014), Smart meter roll-out for the domestic and small and medium non-domestic sectors (GB): Impact Assessment, 30. Januar 2014, London.
- Di Castelnuovo, M. und E. Fumagalli (2013), An assessment of the Italian smart gas metering program, in: Energy Policy 60, S. 714-721.
- E-Control (2013a), National Report 2013 Austria, Juli 2013, Wien.
- E-Control (2013b), Smart Meter-Monitoring 2013: Einführung von intelligenten Messgeräten in Österreich, Bericht der Energie-Control Austria gemäß § 2 Abs. 3 Intelligente Messgeräte-Einführungsverordnung – IME-VO, Wien.
- Edelmann, H. und T. Kästner (2013), Ergebnisse der Kosten-Nutzen-Analyse für einen flächendeckenden Einsatz intelligenter Zähler, Vorstellung der Endergebnisse bei der Arbeitsgemeinschaft intelligente Netze und Zähler, Berlin, 30. Juli 2013.
- Ernst & Young (2013), Kosten-Nutzen-Analyse für einen flächendeckenden Einsatz intelligenter Zähler, Endbericht im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, Düsseldorf/München.

- Europäische Kommission (2011), 2009-2010 Report on Progress in Creating the Internal Gas and Electricity Market, Commission Staff Working Paper, 9. Juni 2011, Brüssel.
- Europäische Kommission (2012), Guidelines for Cost Benefit Analysis of Smart Metering Deployment, Joint Research Centre, Institute for Energy and Transport.
- ERGEG [European Regulators' Group for Electricity and Gas] (2011), Final Guidelines of Good Practice on Regulatory Aspects of Smart Metering for Electricity and Gas, Ref: E10-RMF-29-05, 8 February 2011.
- Gaslink (2012), Operational Review 2012, Cork.
- Hierzinger, R., M. Albu, H. van Elbrug, A.J. Scott, A. Lazicki, L. Penttinen, F. Puente und H. Sæle (2013), European Smart Metering Landscape Report 2012 – update May 2013, Smart Regions Deliverable 2.1, Wien.
- ICER [International Confederation of Energy Regulators] (2012), Report on Experiences on the Regulatory Approaches to the Implementation of Smart Meters - Annex 4: Case Study Smart Meters in Italy, Ref.-No. I12-C&A-08-01, April 2012.
- IEA [International Energy Agency] (2009), Energy Policies of IEA Countries – Italy 2009 Review, Paris.
- IEA [International Energy Agency] (2012), Energy Policies of IEA Countries – Ireland 2012 Review, Paris.
- Kerr, R. und M. Tondro (2012), Residential Feedback devices and Programs: Opportunities for Natural Gas, prepared for The National Renewable Energy Laboratory by the Gas Technology Institute for Building America Partnership for Improved Residential Construction.
- Newborough, M. und S.D. Probert (1987), Energy-conscious design-improvements for electric hobs, in: Journal of foodservice, Volume 4, Issue 4, pages 233–257, December 1987.
- OFGEM [Office of Gas and Electricity Markets] (2013), 2013 Great Britain and Northern Ireland National Reports to the European Commission, London.
- Panek, J. (2013), Smart Metering in Europe: Are We on Track, EUSEW, Brüssel, Juni 2013.
- Pipke, H., C.F. Hülsen, H. Stiller, K. Seidl und D. Balmert (2009), Endenergieeinsparungen durch den Einsatz intelligenter Messverfahren (Smart Metering), Studie für das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie.
- Plückebaum, T. und M. Wissner (2013), Aufbau intelligenter Energiesysteme - Bandbreitenbedarf und Implikationen für Regulierung und Wettbewerb, WIK-Diskussionsbeitrag Nr. 372.
- PwC [PriceWaterhouseCoopers] (2010), Studie zur Analyse der Kosten-Nutzen einer österreichweiten Einführung von Smart Metering, Studie für E-Control, Juni 2010, Wien.
- Schleich, J., M. Klobasa, M. Brunner, S. Gözl und K. Götz (2011), Smart metering in Germany and Austria: Results of providing feedback information in a field trial, Working paper sustainability and innovation, No. S6/2011.
- Sörries, B. (2013), Wirtschaftlichkeitsanalyse einer Kommunikationstechnologie für "Smart Grids", in: Netzwirtschaften & Recht, 10 (2013) 3+4, S. 122-128.

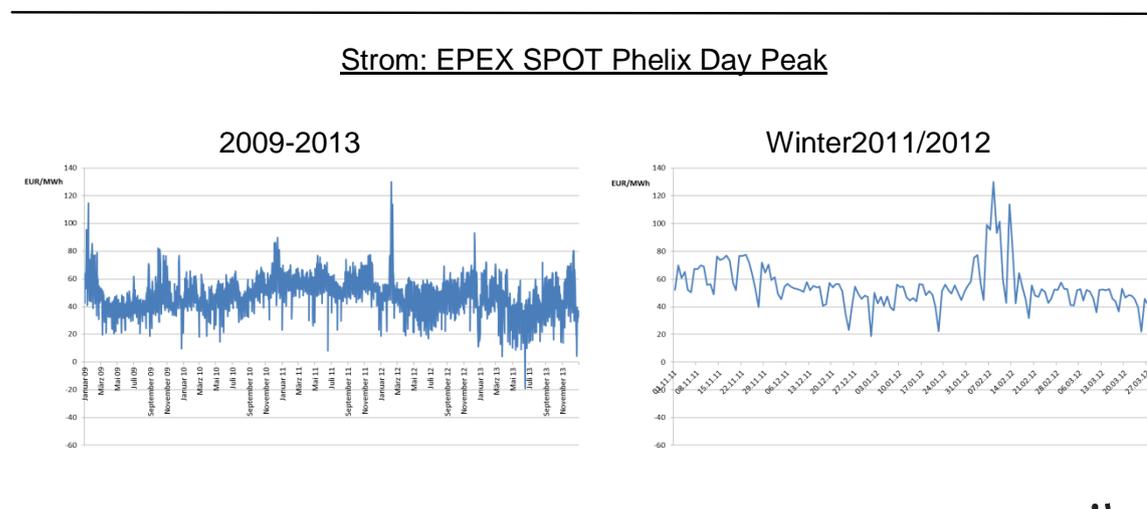
UBA [Umweltbundesamt](2009), Energiesparen im Haushalt, abrufbar unter:
www.umweltbundesamt.de/publikationen/energiesparen-im-haushalt, zuletzt abgerufen
am 13.11.2013.

U.S. Department of Energy (2009), Residential Energy Consumption Survey (RECS), Energy
Information Administration.

Wissner, M. (2009), Smart Metering, WIK Diskussionsbeitrag Nr. 321, Juli 2009, Bad Honnef.

Appendix

Abbildung 0-1: Entwicklung des Stromspotmarktpreises (Peak)



Quelle: WIK

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

- Nr. 307: Franz Büllingen, Christin-Isabel Gries, Peter Stamm:
Geschäftsmodelle und aktuelle Entwicklungen im Markt für Broadband Wireless Access-Dienste, März 2008
- Nr. 308: Christian Growitsch, Gernot Müller, Marcus Stronzik:
Ownership Unbundling in der Gaswirtschaft – Theoretische Grundlagen und empirische Evidenz, Mai 2008
- Nr. 309: Matthias Wissner:
Messung und Bewertung von Versorgungsqualität, Mai 2008
- Nr. 310: Patrick Anell, Stephan Jay, Thomas Plückebaum:
Netzzugang im NGN-Core, August 2008
- Nr. 311: Martin Zauner, Alex Kalevi Dieke, Torsten Marnier, Antonia Niederprüm:
Ausschreibung von Post-Universaldiensten. Ausschreibungsgegenstände, Ausschreibungsverfahren und begleitender Regulierungsbedarf, September 2008
- Nr. 312: Patrick Anell, Dieter Elixmann:
Die Zukunft der Festnetzbetreiber, Dezember 2008
- Nr. 313: Patrick Anell, Dieter Elixmann, Ralf Schäfer:
Marktstruktur und Wettbewerb im deutschen Festnetz-Markt: Stand und Entwicklungstendenzen, Dezember 2008
- Nr. 314: Kenneth R. Carter, J. Scott Marcus, Christian Wernick:
Network Neutrality: Implications for Europe, Dezember 2008
- Nr. 315: Stephan Jay, Thomas Plückebaum:
Strategien zur Realisierung von Quality of Service in IP-Netzen, Dezember 2008
- Nr. 316: Juan Rendon, Thomas Plückebaum, Iris Böschen, Gabriele Kulenkampff:
Relevant cost elements of VoIP networks, Dezember 2008
- Nr. 317: Nicole Angenendt, Christian Growitsch, Rabindra Nepal, Christine Müller:
Effizienz und Stabilität des Stromgroßhandelsmarktes in Deutschland – Analyse und wirtschaftspolitische Implikationen, Dezember 2008
- Nr. 318: Gernot Müller:
Produktivitäts- und Effizienzmessung im Eisenbahninfrastruktursektor – Methodische Grundlagen und Schätzung des Produktivitätsfortschritts für den deutschen Markt, Januar 2009
- Nr. 319: Sonja Schölermann:
Kundenschutz und Betreiberauflagen im liberalisierten Briefmarkt, März 2009
- Nr. 320: Matthias Wissner:
IKT, Wachstum und Produktivität in der Energiewirtschaft - Auf dem Weg zum Smart Grid, Mai 2009
- Nr. 321: Matthias Wissner:
Smart Metering, Juli 2009
- Nr. 322: Christian Wernick unter Mitarbeit von Dieter Elixmann:
Unternehmensperformance führender TK-Anbieter in Europa, August 2009
- Nr. 323: Werner Neu, Gabriele Kulenkampff:
Long-Run Incremental Cost und Preissetzung im TK-Bereich - unter besonderer Berücksichtigung des technischen Wandels, August 2009
- Nr. 324: Gabriele Kulenkampff:
IP-Interconnection – Vorleistungsdefinition im Spannungsfeld zwischen PSTN, Internet und NGN, November 2009
- Nr. 325: Juan Rendon, Thomas Plückebaum, Stephan Jay:
LRIC cost approaches for differentiated QoS in broadband networks, November 2009
- Nr. 326: Kenneth R. Carter
with contributions of Christian Wernick, Ralf Schäfer, J. Scott Marcus:
Next Generation Spectrum Regulation for Europe: Price-Guided Radio Policy, November 2009

- Nr. 327: Gernot Müller:
Ableitung eines Inputpreisindex für den deutschen Eisenbahninfrastruktursektor, November 2009
- Nr. 328: Anne Stetter, Sonia Strube Martins:
Der Markt für IPTV: Dienstverfügbarkeit, Marktstruktur, Zugangsfragen, Dezember 2009
- Nr. 329: J. Scott Marcus, Lorenz Nett, Ulrich Stumpf, Christian Wernick:
Wettbewerbliche Implikationen der On-net/Off-net Preisdifferenzierung, Dezember 2009
- Nr. 330: Anna Maria Doose, Dieter Elixmann, Stephan Jay:
"Breitband/Bandbreite für alle": Kosten und Finanzierung einer nationalen Infrastruktur, Dezember 2009
- Nr. 331: Alex Kalevi Dieke, Petra Junk, Antonia Niederprüm, Martin Zauner:
Preisstrategien von Incumbents und Wettbewerbern im Briefmarkt, Dezember 2009
- Nr. 332: Stephan Jay, Dragan Ilic, Thomas Plückebaum:
Optionen des Netzzugangs bei Next Generation Access, Dezember 2009
- Nr. 333: Christian Growitsch, Marcus Stronzik, Rabindra Nepal:
Integration des deutschen Gasgroßhandelsmarktes, Februar 2010
- Nr. 334: Ulrich Stumpf:
Die Abgrenzung subnationaler Märkte als regulatorischer Ansatz, März 2010
- Nr. 335: Stephan Jay, Thomas Plückebaum, Dragan Ilic:
Der Einfluss von Next Generation Access auf die Kosten der Sprachterminierung, März 2010
- Nr. 336: Alex Kalevi Dieke, Petra Junk, Martin Zauner:
Netzzugang und Zustellwettbewerb im Briefmarkt, März 2010
- Nr. 337: Christian Growitsch, Felix Höffler, Matthias Wissner:
Marktmachtanalyse für den deutschen Regelenenergiemarkt, April 2010
- Nr. 338: Ralf G. Schäfer unter Mitarbeit von Volker Köllmann:
Regulierung von Auskunft- und Mehrwertdiensten im internationalen Vergleich, April 2010
- Nr. 339: Christian Growitsch, Christine Müller, Marcus Stronzik
Anreizregulierung und Netzinvestitionen, April 2010
- Nr. 340: Anna Maria Doose, Dieter Elixmann, Rolf Schwab:
Das VNB-Geschäftsmodell in einer sich wandelnden Marktumgebung: Herausforderungen und Chancen, April 2010
- Nr. 341: Alex Kalevi Dieke, Petra Junk, Sonja Schölermann:
Die Entwicklung von Hybridpost: Marktentwicklungen, Geschäftsmodelle und regulatorische Fragestellungen, August 2010
- Nr. 342: Karl-Heinz Neumann:
Structural models for NBN deployment, September 2010
- Nr. 343: Christine Müller:
Versorgungsqualität in der leitungsgebundenen Gasversorgung, September 2010
- Nr. 344: Roman Inderst, Jürgen Kühling, Karl-Heinz Neumann, Martin Peitz:
Investitionen, Wettbewerb und Netzzugang bei NGA, September 2010
- Nr. 345: Christian Growitsch, J. Scott Marcus, Christian Wernick:
Auswirkungen niedrigerer Mobilterminierungsentgelte auf Endkundenpreise und Nachfrage, September 2010
- Nr. 346: Antonia Niederprüm, Veronika Söntgerath, Sonja Thiele, Martin Zauner:
Post-Filialnetze im Branchenvergleich, September 2010
- Nr. 347: Peter Stamm:
Aktuelle Entwicklungen und Strategien der Kabelbranche, September 2010

- Nr. 348: Gernot Müller:
Abgrenzung von Eisenbahnverkehrsmärkten – Ökonomische Grundlagen und Umsetzung in die Regulierungspraxis, November 2010
- Nr. 349: Christine Müller, Christian Growitsch, Matthias Wissner:
Regulierung und Investitionsanreize in der ökonomischen Theorie, IRIN Working Paper im Rahmen des Arbeitspakets: Smart Grid-gerechte Weiterentwicklung der Anreizregulierung, Dezember 2010
- Nr. 350: Lorenz Nett, Ulrich Stumpf:
Symmetrische Regulierung: Möglichkeiten und Grenzen im neuen EU-Rechtsrahmen, Februar 2011
- Nr. 350: Lorenz Nett, Ulrich Stumpf:
Symmetrische Regulierung: Möglichkeiten und Grenzen im neuen EU-Rechtsrahmen, Februar 2011
- Nr. 351: Peter Stamm, Anne Stetter unter Mitarbeit von Mario Erwig:
Bedeutung und Beitrag alternativer Funklösungen für die Versorgung ländlicher Regionen mit Breitbandanschlüssen, Februar 2011
- Nr. 352: Anna Maria Doose, Dieter Elixmann:
Nationale Breitbandstrategien und Implikationen für Wettbewerbspolitik und Regulierung, März 2011
- Nr. 353: Christine Müller:
New regulatory approaches towards investments: a revision of international experiences, IRIN working paper for working package: Advancing incentive regulation with respect to smart grids, April 2011
- Nr. 354: Alex Kalevi Dieke, Petra Junk, Sonja Thiele:
Elektronische Zustellung: Produkte, Geschäftsmodelle und Rückwirkungen auf den Briefmarkt, Juni 2011
- Nr. 355: Christin Gries, J. Scott Marcus:
Die Bedeutung von Bitstrom auf dem deutschen TK-Markt, Juni 2011
- Nr. 356: Kenneth R. Carter, Dieter Elixmann, J. Scott Marcus:
Unternehmensstrategische und regulatorische Aspekte von Kooperationen beim NGA-Breitbandausbau, Juni 2011
- Nr. 357: Marcus Stronzik:
Zusammenhang zwischen Anreizregulierung und Eigenkapitalverzinsung, IRIN Working Paper im Rahmen des Arbeitspakets: Smart Grid-gerechte Weiterentwicklung der Anreizregulierung, Juli 2011
- Nr. 358: Anna Maria Doose, Alessandro Monti, Ralf G. Schäfer:
Mittelfristige Marktpotenziale im Kontext der Nachfrage nach hochbitratigen Breitbandanschlüssen in Deutschland, September 2011
- Nr. 359: Stephan Jay, Karl-Heinz Neumann, Thomas Plückebaum unter Mitarbeit von Konrad Zoz:
Implikationen eines flächendeckenden Glasfaserausbaus und sein Subventionsbedarf, Oktober 2011
- Nr. 360: Lorenz Nett, Ulrich Stumpf:
Neue Verfahren für Frequenzauktionen: Konzeptionelle Ansätze und internationale Erfahrungen, November 2011
- Nr. 361: Alex Kalevi Dieke, Petra Junk, Martin Zauner:
Qualitätsfaktoren in der Post-Entgeltregulierung, November 2011
- Nr. 362: Gernot Müller:
Die Bedeutung von Liberalisierungs- und Regulierungsstrategien für die Entwicklung des Eisenbahnpersonenfernverkehrs in Deutschland, Großbritannien und Schweden, Dezember 2011
- Nr. 363: Wolfgang Kiesewetter:
Die Empfehlungspraxis der EU-Kommission im Lichte einer zunehmenden Differenzierung nationaler Besonderheiten in den Wettbewerbsbedingungen unter besonderer Berücksichtigung der Relevante-Märkte-Empfehlung, Dezember 2011

- Nr. 364: Christine Müller, Andrea Schweinsberg:
Vom Smart Grid zum Smart Market – Chancen einer plattformbasierten Interaktion, Januar 2012
- Nr. 365: Franz Büllingen, Annette Hillebrand, Peter Stamm, Anne Stetter:
Analyse der Kabelbranche und ihrer Migrationsstrategien auf dem Weg in die NGA-Welt, Februar 2012
- Nr. 366: Dieter Elixmann, Christin-Isabel Gries, J. Scott Marcus:
Netzneutralität im Mobilfunk, März 2012
- Nr. 367: Nicole Angenendt, Christine Müller, Marcus Stronzik:
Elektromobilität in Europa: Ökonomische, rechtliche und regulatorische Behandlung von zu errichtender Infrastruktur im internationalen Vergleich, Juni 2012
- Nr. 368: Alex Kalevi Dieke, Petra Junk, Sonja Thiele, Martin Zauner:
Kostenstandards in der Ex-Post-Preiskontrolle im Postmarkt, Juni 2012
- Nr. 369: Ulrich Stumpf, Stefano Lucidi:
Regulatorische Ansätze zur Vermeidung wettbewerbswidriger Wirkungen von Triple-Play-Produkten, Juni 2012
- Nr. 370: Matthias Wissner:
Marktmacht auf dem Primär- und Sekundär-Regelenergiemarkt, Juli 2012
- Nr. 371: Antonia Niederprüm, Sonja Thiele:
Prognosemodelle zur Nachfrage von Briefdienstleistungen, Dezember 2012
- Nr. 372: Thomas Plückebaum, Matthias Wissner:
Bandbreitenbedarf für Intelligente Stromnetze, 2013
- Nr. 373: Christine Müller, Andrea Schweinsberg:
Der Netzbetreiber an der Schnittstelle von Markt und Regulierung, 2013
- Nr. 374: Thomas Plückebaum:
VDSL Vectoring, Bonding und Phantomring: Technisches Konzept, marktliche und regulatorische Implikationen, Januar 2013
- Nr. 375: Gernot Müller, Martin Zauner:
Einzelwagenverkehr als Kernelement eisenbahnbezogener Güterverkehrskonzepte?, Dezember 2012
- Nr. 376: Christin-Isabel Gries, Imme Philbeck:
Marktentwicklungen im Bereich Content Delivery Networks, April 2013
- Nr. 377: Alessandro Monti, Ralf Schäfer, Stefano Lucidi, Ulrich Stumpf:
Kundenbindungsansätze im deutschen TK-Markt im Lichte der Regulierung, Februar 2013
- Nr. 378: Tseveen Gantumur:
Empirische Erkenntnisse zur Breitbandförderung in Deutschland, Juni 2013
- Nr. 379: Marcus Stronzik:
Investitions- und Innovationsanreize: Ein Vergleich zwischen Revenue Cap und Yardstick Competition, September 2013
- Nr. 380: Dragan Ilic, Stephan Jay, Thomas Plückebaum, Peter Stamm:
Migrationsoptionen für Breitbandkabelnetze und ihr Investitionsbedarf, August 2013
- Nr. 381: Matthias Wissner:
Regulierungsbedürftigkeit des Fernwärmesektors, Oktober 2013
- Nr. 383: Andrea Liebe, Christine Müller:
Energiegenossenschaften im Zeichen der Energiewende, Januar 2014
- Nr. 385: Franz Büllingen, Annette Hillebrand, Peter Stamm:
Die Marktentwicklung für Cloud-Dienste - mögliche Anforderungen an die Netzinfrastruktur, April 2014
- Nr. 386: Marcus Stronzik, Matthias Wissner:
Smart Metering Gas, März 2014

ISSN 1865-8997