

Wissner, Matthias

**Working Paper**  
**Smart Metering**

WIK Diskussionsbeitrag, No. 321

**Provided in Cooperation with:**

WIK Wissenschaftliches Institut für Infrastruktur und Kommunikationsdienste GmbH, Bad Honnef

*Suggested Citation:* Wissner, Matthias (2009) : Smart Metering, WIK Diskussionsbeitrag, No. 321, WIK Wissenschaftliches Institut für Infrastruktur und Kommunikationsdienste, Bad Honnef

This Version is available at:

<https://hdl.handle.net/10419/226935>

**Standard-Nutzungsbedingungen:**

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

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

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

**Terms of use:**

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

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

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

# Smart Metering

Matthias Wissner

Bad Honnef, Juli 2009

**WIK Wissenschaftliches Institut für  
Infrastruktur und Kommunikationsdienste GmbH**

Rhöndorfer Str. 68, 53604 Bad Honnef

Postfach 20 00, 53588 Bad Honnef

Tel 02224-9225-0

Fax 02224-9225-63

Internet: <http://www.wik.org>

eMail [info@wik.org](mailto:info@wik.org)

[Impressum](#)

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

ISSN 1865-8997

## Inhaltsverzeichnis

<b>Abbildungs- und Tabellenverzeichnis</b>	<b>III</b>
<b>Zusammenfassung</b>	<b>V</b>
<b>Summary</b>	<b>VI</b>
<b>1 Einführung</b>	<b>1</b>
<b>2 Internationale Erfahrungen</b>	<b>3</b>
2.1 Niederlande	3
2.1.1 Situation	3
2.1.2 Marktstruktur der Strom- und Gasmärkte	3
2.1.2.1 Strommarkt	3
2.1.2.2 Gasmarkt	4
2.1.3 Rechtliche Rahmenbedingungen des Messwesens	5
2.1.4 Motivation zur Einführung von Smart Metern	6
2.1.5 Gesetzliche Vorgaben	7
2.1.6 Anforderungen an die Technologie	8
2.1.7 Fazit	9
2.2 Großbritannien	10
2.2.1 Situation	10
2.2.2 Marktstruktur der Strom- und Gasmärkte	11
2.2.2.1 Strommarkt	11
2.2.2.2 Gasmarkt	11
2.2.3 Rechtliche Rahmenbedingungen des Messwesens	11
2.2.4 Motivation zur Einführung von Smart Metern	13
2.2.5 Gesetzliche Vorgaben	13
2.2.6 Anforderungen an die Technologie	14
2.2.7 Fazit	15
2.3 Italien	16
2.3.1 Situation	16
2.3.2 Marktstruktur der Strom- und Gasmärkte	16
2.3.2.1 Strommarkt	16
2.3.2.2 Gasmarkt	17

2.3.3	Rechtliche Rahmenbedingungen des Messwesens	18
2.3.4	Motivation zur Einführung von Smart Metern	18
2.3.5	Gesetzliche Vorgaben	19
2.3.6	Anforderungen an die Technologie	20
2.3.7	Fazit	21
2.4	Schweden	21
2.4.1	Situation	21
2.4.2	Marktstruktur der Strom- und Gasmärkte	22
2.4.2.1	Strommarkt	22
2.4.2.2	Gasmarkt	22
2.4.3	Rechtliche Rahmenbedingungen des Messwesens	23
2.4.4	Motivation zur Einführung von Smart Metern	23
2.4.5	Gesetzliche Vorgaben	23
2.4.6	Anforderungen an die Technologie	24
2.4.7	Fazit	24
<b>3</b>	<b>Rückschlüsse für die Einführung von Smart Metern in Deutschland</b>	<b>25</b>
<b>4</b>	<b>Handlungsempfehlungen</b>	<b>28</b>
	<b>Literaturverzeichnis</b>	<b>29</b>

## Abbildungs- und Tabellenverzeichnis

Abbildung 2-1:	Niederlande: Kosten und Nutzen von Smart Metering für einzelne Akteure	7
Tabelle 2-1:	Regulierung des britischen Zähl- und Messwesens - Gasmarkt	12
Tabelle 2-2:	Regulierung des britischen Zähl- und Messwesens - Strommarkt	12
Tabelle 2-4:	Anforderung an Smart Meters in Großbritannien - Regierungsentwurf	15
Tabelle 2-5:	Vorgaben für die Verteilnetzbetreiber (Strom) zum Smart-Meter-Roll-Out	19
Abbildung 3-1:	Wohlfahrtstheoretische Wirkungen verschiedener Roll-Out-Alternativen	26



## Zusammenfassung

Intelligente Zähler (Smart Meter) werden in verschiedenen Ländern auf unterschiedliche Weise und in unterschiedlichem Tempo eingeführt. Dieser Diskussionsbeitrag betrachtet die Erfahrungen vier europäischer Staaten, die die flächendeckende Einführung beschlossen oder (teilweise) schon umgesetzt haben. Am Beispiel der Niederlande, Großbritanniens, Italiens und Schwedens wird analysiert, wie diese einzelnen Länder den flächendeckenden Roll-Out konkret organisieren. Aus dieser Analyse werden anschließend Rückschlüsse für die Umsetzung einer flächendeckenden Einführung intelligenter Zähler in Deutschland gezogen und entsprechende Handlungsempfehlungen abgeleitet. Während Italien und Schweden bereits sehr weit fortgeschritten sind bzw. die Einführung dort bereits nahezu umgesetzt ist, stehen die Niederlande und Großbritannien am Beginn dieser Entwicklung. Die Motive zur Einführung gleichen sich teilweise, haben aber auch länderspezifische Hintergründe. In Schweden beispielsweise wird ein Großteil des Stroms zu Heizzwecken verwendet, so dass höhere Stromrechnungen anfallen, die die Anforderungen an die Exaktheit der Messung steigen lassen. In Italien dagegen wurde der Strommarkt relativ spät liberalisiert, so dass dort durch eine privatwirtschaftliche Initiative bereits ein großer Teil der Haushalte mit Smart Metern ausgestattet wurde. In den Niederlanden und Großbritannien liegt der Schwerpunkt der Motivation dagegen eher auf wettbewerbspolitischen und ökologischen Aspekten. Unterschiedlich fallen daher auch die Vorgaben für eine flächendeckende Einführung aus. In Schweden wurde z.B. nur eine Vorschrift zur monatlichen Stromverbrauchsmessung erlassen, während die übrigen untersuchten Länder konkrete Vorgaben für die einzusetzende Technologie machen. Während Italien aufbauend auf der großen Zahl bereits installierter Zähler relativ kurzfristige Vorgaben an die Unternehmen machen konnte, liegt die Zeitperiode für die Einführung in Großbritannien bei ca. 10 Jahren. Unterschiede ergeben sich auch aus dem Marktdesign des Zähl- und Messmarktes. So haben bzw. hatten die Niederlande und Großbritannien liberalisierte Märkte, während die entsprechenden Zuständigkeiten in Italien und Schweden bei den Verteilnetzbetreibern liegen, die einer Anreizregulierung unterworfen sind. Es zeigt sich, dass liberalisierte Märkte an sich nicht zu einem flächendeckenden Roll-Out von intelligenten Zählern zu führen scheinen. Für Deutschland, das den Markt für das Zähl- und Messwesen ebenfalls liberalisiert hat, kann dies einen wichtigen Hinweis geben. Grundsätzlich sollte klar definiert sein, welche Ziele mit einem Roll-Out verbunden sind. Insbesondere sollte untersucht werden, welche Kosten und Nutzen mit der flächendeckenden Einführung intelligenter Zähler verbunden sind und ob derzeit möglicherweise ein Informationsdefizit bei den Endverbrauchern besteht. Darauf aufbauend kann eine entsprechende Strategie entwickelt werden. Dabei kann es möglicherweise zu Zielkonflikten zwischen einer schnellen Einführung (Effektivität) und allokativer Effizienz kommen. Letztlich muss politisch entschieden werden, welche Zielsetzungen prioritär sind und ob für eine schnelle Einführung eventuell auch allokativ Ineffizienzen in Kauf genommen werden oder ob der Wettbewerb für eine effiziente Lösung sorgen soll, die allerdings zeitintensiver erscheint und möglicherweise nicht zu einem 100%igen Roll-Out führt.



## Summary

Various countries are introducing smart meters in different ways and with different pace. This discussion paper looks at the experiences of four European countries that have decided on a complete roll-out of smart meters or have (partly) realised it. Using the examples of the Netherlands, United Kingdom, Italy and Sweden we analyse how these countries organize a complete roll-out. From this analysis we draw conclusions for the implementation of a full roll-out of smart meters in Germany and derive corresponding recommendations for action. While Italy and Sweden are well advanced or have nearly completed the full implementation, the Netherlands and the UK are at the beginning of this development. The motives for implementing smart meters are partly similar but do also have country specific backgrounds. For example, in Sweden a major part of the electricity is used for heating what induces higher electricity bills that claim for a high accuracy. Italy liberalised its electricity market relatively early so that a major part of households was equipped with smart meters by a private company. However, in the Netherlands and the UK the focus is more on competition policy and environmental aspects. The requirements for a complete roll-out therefore differ between countries. In Sweden, for example, there was merely a statutory rule that meters had to be read monthly while the other countries have laid down or suggested concrete requirements for the technology that is to be implemented. On the basis of the high number of smart meters already installed Italy was able to put up a regulation to realise the roll-out in short-term. However, the UK assesses a time period of ten years for the complete roll-out. Differences can also be found in the design of metering markets. While the Netherlands and the UK have or had liberalised markets, in Italy and Sweden the distribution companies that are subject to incentive regulation are in charge of metering services. It appears that liberalised markets per se do not seem to trigger a roll-out of smart meters. For Germany with its liberalised metering market this may give a valuable advice. Basically it should be defined clearly what objectives are to be reached by a roll-out. Particularly it should be analysed what costs and benefits are involved when it comes to a complete roll-out of smart meters and if there are potentially any information deficits on the side of energy consumers. On this basis a corresponding strategy is to be developed. This might bring with it a trade-off between a quick implementation (effectivity) and allocative efficiency. Finally, it is a political decision what objectives are of priority, i.e. whether allocative inefficiencies are taken into account in favour of a quick implementation of smart meters or if competition is to provide for an efficient solution. The latter seems more time-intensive, however, and probably will not lead to a 100% roll-out.

## 1 Einführung

In vielen Ländern Europas wird derzeit der Einsatz intelligenter Strom- und Gaszähler, sog. Smart Meter, vorangetrieben. Die EU-Richtlinie über Endenergieeffizienz und Energiedienstleistungen zwingt die Mitgliedstaaten der EU unter gewissen Einschränkungen zu Einführung intelligenter Zähler. In Artikel 13 der EU-Richtlinie über Endenergieeffizienz und Energiedienstleistungen heißt es in Satz (1): „Soweit es technisch machbar, finanziell vertretbar und im Vergleich zu den potenziellen Energieeinsparungen angemessen ist, stellen die Mitgliedstaaten sicher, dass alle Endkunden in den Bereichen Strom, Erdgas, Fernheizung und/oder -kühlung und Warmbrauchwasser individuelle Zähler zu wettbewerbsorientierten Preisen erhalten, die den tatsächlichen Energieverbrauch des Endkunden und die tatsächliche Nutzungszeit widerspiegeln. Soweit bestehende Zähler ersetzt werden, sind stets solche individuellen Zähler zu wettbewerbsorientierten Preisen zu liefern, außer in Fällen, in denen dies technisch nicht machbar oder im Vergleich zu den langfristig geschätzten potenziellen Einsparungen nicht kostenwirksam ist. Soweit neue Gebäude mit neuen Anschlüssen ausgestattet oder soweit Gebäude größeren Renovierungen im Sinne der Richtlinie 2002/91/EG unterzogen werden, sind stets solche individuellen Zähler zu wettbewerbsorientierten Preisen zu liefern.“

In Deutschland sind Energielieferanten verpflichtet, sofern der Letztverbraucher dies wünscht, eine monatliche, vierteljährliche oder halbjährliche Abrechnung zu vereinbaren.<sup>1</sup> Energieversorgungsunternehmen haben, soweit technisch machbar und wirtschaftlich zumutbar, spätestens bis zum 30. Dezember 2010 für Letztverbraucher von Elektrizität einen Tarif anzubieten, der einen Anreiz zu Energieeinsparung oder Steuerung des Energieverbrauchs setzt. Dies sind insbesondere lastvariable oder tageszeitabhängige Tarife. Weiterhin haben Messstellenbetreiber, soweit dies technisch machbar und wirtschaftlich zumutbar ist, ab dem 1. Januar 2010 beim Einbau von Messeinrichtungen in Gebäuden, die neu an das Energieversorgungsnetz angeschlossen oder einer größeren Renovierung unterzogen werden, jeweils Messeinrichtungen einzubauen, die den tatsächlichen Energieverbrauch und die tatsächliche Nutzungszeit widerspiegeln. Bei bereits bestehenden Messeinrichtungen sind die beschriebenen Messeinrichtungen anzubieten. Der Anschlussnutzer ist berechtigt, dieses Angebot abzulehnen und bei Ersatz den Einbau einer anderen Messeinrichtung, d.h. einer Einrichtung, die nicht den genannten Anforderungen entsprechen muss, zu vereinbaren.

Die Ziele, die mit der Einführung intelligenter Zähler in den einzelnen Ländern verbunden sind, gleichen sich oft, sind aber teilweise dennoch landesspezifisch. Unterschiede ergeben sich dabei durch die Marktstrukturen sowohl der Strom- und Gasmärkte selbst als auch durch das Marktdesign in Bezug auf das Zähl- und Messwesen.

---

<sup>1</sup> Vgl. im Folgenden § 40 und § 21b EnWG.

In diesem Diskussionsbeitrag werden daher die Erfahrungen von vier europäischen Ländern dargestellt, die direkt oder indirekt den Beschluss gefasst haben, intelligente Zähler flächendeckend einzuführen. Am Beispiel der Niederlande, Großbritanniens, Italiens und Schwedens wird aufgezeigt, auf welche Art und Weise diese Länder die Einführung vorantreiben. Dazu wird für jedes Land zunächst eine kurze Situationsbeschreibung gegeben. Anschließend erfolgt eine Darstellung der jeweiligen Marktstrukturen der Strom- und Gasmärkte. Daran knüpft eine Beschreibung der rechtlichen Rahmenbedingungen bzw. der jeweiligen Ausgestaltung des Marktdesigns der Märkte für Zähl- und Messwesen an. Schließlich wird dargelegt, welche Motivation hinter der flächendeckenden Zählereinführung steht und welche konkreten regulatorischen Vorgaben zu dieser Einführung gemacht wurden. Dabei wird speziell auf Anforderungen an die Zählertechnologie eingegangen. Die Länderkapitel schließen jeweils mit einem Fazit.

Im anschließenden Abschnitt werden die Erfahrungen aus den beschriebenen Ländern aufgenommen und Rückschlüsse für Deutschland gezogen. Dabei wird berücksichtigt, inwiefern einzelne Aspekte der Einführung (Landesgröße, Marktdesign etc.) vergleichbar sind und welche Fehler, die in anderen Ländern möglicherweise gemacht wurden, vermieden werden können. Der Diskussionsbeitrag schließt mit entsprechenden Handlungsempfehlungen.

## 2 Internationale Erfahrungen

In diesem Abschnitt werden Erfahrungen bei der Einführung von Smart Metern in verschiedenen europäischen Ländern dargestellt. Dabei wird auf die Beweggründe der Einführung ebenso eingegangen wie auf die unterschiedlichen technischen und strukturellen Rahmenbedingungen in den einzelnen Ländern. Ziel dieses Abschnitts ist es, auf Basis der beschriebenen Erfahrungen eine Analyse zu ermöglichen, welche Aspekte bei der Einführung von Smart Metern in Deutschland beachtet werden sollten. Diese Analyse findet sodann in Abschnitt 3 statt.

### 2.1 Niederlande

#### 2.1.1 Situation

In den Niederlanden sollen bis zum Jahr 2015 sämtliche Haushalte mit intelligenten Stromzählern ausgestattet werden. Wie viele solcher Zähler derzeit schon installiert sind, ist nicht bekannt. Da es im Jahr 2008 aber nur einen Anbieter gab, der im Haushaltsbereich intelligente Zähler angeboten hat<sup>2</sup> und die gesetzlich festgelegte flächendeckende Einführung (vgl. Abschnitt 2.1.4) am 1.1.2009 gestartet ist, dürfte die Anzahl aber noch relativ gering sein (ca. 3%)<sup>3</sup>.

#### 2.1.2 Marktstruktur der Strom- und Gasmärkte

##### 2.1.2.1 Strommarkt

Der niederländische Strommarkt ist seit 2004 vollständig liberalisiert. Die Stromerzeugung erfolgt zu über 86% auf Basis fossiler Energieträger. Die Kernenergie macht mit 3,5 % nur einen geringen Anteil an der Erzeugung aus. Erneuerbare Energien tragen zu ca. 10% zur Stromerzeugung bei.

Der Erzeugungsmarkt ist stark konzentriert, die Kapazitäten liegen in der Hand weniger Anbieter.<sup>4</sup> Der Herfindahl-Hirschmann-Index (HHI) auf Grundlage der tatsächlichen Erzeugung betrug im Jahr 2007 1.828, was eine Steigerung um 128 Punkte im Vergleich zum Vorjahr bedeutet.<sup>5</sup>

---

<sup>2</sup> NERA (2008).

<sup>3</sup> Vasconcelos (2008).

<sup>4</sup> NMa (2008a).

<sup>5</sup> Die Interpretationsregeln besagen, dass ein Indexwert von unter 1.000 keine Konzentrationsgefahr bedeutet, bei einem Wert zwischen 1.000 und 1.800 wird der Markt als gemäßigt konzentriert ange-

Die Netze unterliegen seit 2001 einer Anreizregulierung (Price-Cap bzw. Yardstick Competition). Es gibt derzeit einen vollständig endbündelten nationalen Übertragungsnetzbetreiber (TenneT) und acht Verteilnetzbetreiber.<sup>6</sup> Seit 2005 findet ein Qualitätssparparameter Eingang in die Regulierungsformel.<sup>7</sup>

Im Vertriebsbereich sind derzeit 28 verschiedene Lieferanten auf dem Markt, die Elektrizität für Kleinverbraucher anbieten.<sup>8</sup> Im Jahr 2008 betrug der Anteil der drei größten Marktteilnehmer (Nuon, Essent, Eneco) 81%. Diese vertikal integrierten Unternehmen besaßen gleichzeitig 40% der Erzeugungskapazitäten.<sup>9</sup> Der Herfindahl-Hirschmann-Index fiel 2008 auf 2.100 Punkte nach 2.300 Punkten im Vorjahr.<sup>10</sup> Auch im Endkundenmarkt besteht also eine hohe Konzentration. Die Wechselrate der Kleinverbraucher lag zwischen Juli 2007 und Juni 2008 allerdings bei 7,9%<sup>11</sup>, was darauf hindeutet, dass der Wettbewerb recht gut funktioniert, aber sicherlich noch Potenzial für eine weitere Intensivierung vorhanden ist.

#### 2.1.2.2 Gasmarkt

Die Niederlande sind einer der größten Gasproduzenten Europas. Wie der Strommarkt ist auch der Gasmarkt seit 2004 vollständig liberalisiert.<sup>12</sup> Im Erzeugungsbereich sind ehemalige Staatsbetriebe teilweise privatisiert worden, internationale Unternehmen sind inzwischen ebenfalls im Bereich der Exploration und Förderung tätig.<sup>13</sup>

Seit 2002 existiert eine Anreizregulierung sowohl für die Transportnetz- als auch für die Verteilnetzbetreiber. Derzeit gibt es einen Fernleitungsnetzbetreiber (Gas Transport Services B.V.) und 12 Verteilnetzbetreiber.<sup>14</sup>

Im Vertriebsbereich ist eine ähnlich hohe Anbieterkonzentration wie im Strommarkt zu beobachten. Zwar sind derzeit 19 Unternehmen im Markt für Kleinverbraucher aktiv<sup>15</sup>, dennoch liegt der HHI auch hier bei ca. 2.100 Punkten.<sup>16</sup> Die Wechselrate der Kleinverbraucher lag zwischen Juli 2007 und Juni 2008 bei 7,7%.<sup>17</sup> Somit liegen die Nieder-

---

sehen, während bei einem HHI von mehr als 1.800 eine hohe Konzentration vermutet wird. (vgl. Neumann (2000)).

<sup>6</sup> NMa (o.D.a).

<sup>7</sup> Haber und Rodgarkia-Dara (2005).

<sup>8</sup> NMa (o.D.b).

<sup>9</sup> NERA (2008).

<sup>10</sup> NMa (2009).

<sup>11</sup> Ebenda.

<sup>12</sup> Mik (2006).

<sup>13</sup> Mulder und Zwart (2006).

<sup>14</sup> NMa (o.D.c).

<sup>15</sup> NMA (o.D.d).

<sup>16</sup> NMa(2009).

<sup>17</sup> Ebenda.

lande wie auch im Stromsektor in diesem Bereich im europäischen Vergleich in der Spitzengruppe.<sup>18</sup>

Der Endverbrauch der Haushalte im Wärmebereich wird zum ganz überwiegenden Teil mit Erdgas abgedeckt. Ende der 1990er-Jahre nutzten 97% der Haushalte diesen Energieträger, während die restlichen 3% Fernwärme bezogen.

### 2.1.3 Rechtliche Rahmenbedingungen des Messwesens

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

2006 wurden erste Schritte zur Regulierung und Restrukturierung des Marktes für Zähl- und Messwesen im Bereich der Kleinkunden (Haushalte und Kleinbetriebe) sowohl für den Strom- als auch für den Gassektor in die Wege geleitet.<sup>19</sup> Gründe hierfür waren die ausbleibenden erhofften Erfolge nach der Liberalisierung, wie sie im Folgenden beschrieben werden.

Einerseits erfüllte sich die Hoffnung nicht, durch die Marktöffnung und entsprechenden Wettbewerb im Markt für Zähl- und Messwesen niedrigere Preise zu bewirken. Eine Untersuchung des niederländischen Regulierers NMa im Oktober 2006 ergab, dass die durchschnittlichen Entgelte für die Zählerbereitstellung im Zeitraum zwischen 2001 und 2006 für Strom um 83% und für Gas um 44% gestiegen waren, obwohl dem keine zusätzlichen Leistungen für die Kunden gegenüberstanden.<sup>20</sup> Die Netzbetreiber nutzten dabei die durch die Liberalisierung frei gewordenen Gestaltungsspielräume sowie die fehlende Wechselbereitschaft der Kleinverbraucher. Mit der Einführung einer Tarifregulierung im Jahr 2008 sollte der weitere Anstieg der Tarife gestoppt werden. NMa hat daher eine Tarifobergrenze für sämtliche Stromzähler, die von Kleinkunden genutzt und den Netzbetreibern betrieben werden, beschlossen. Diese Grenze lag bei € 24,47 exkl. MWSt in 2008 und basierte auf dem Durchschnittstarif der Netzbetreiber des Jahres 2005. Ab dem Jahr 2009 beträgt der Tarif € 25,25 exkl. MWSt. Für den Gasbereich wurde eine Tarifobergrenze bisher noch nicht beschlossen.

---

<sup>18</sup> Vgl. EU-Kommission (2008).

<sup>19</sup> NMa (2008b).

<sup>20</sup> NMa (2006).

Andererseits führte die Liberalisierung des Zähl- und Messwesens auch nicht zu einer schnellen und großflächigen Einführung von Smart Metern. Bis 2008 waren nur etwa 3% der Haushalte mit Smart Metern ausgestattet.<sup>21</sup> Um die beschlossene flächendeckende Einführung durchzuführen wurde der Markt daher restrukturiert. Konnte vorher entweder der Kunde selbst, ein Messstellenbetreiber und -dienstleister oder der Netzbetreiber den Zähler installieren, so ist dazu nun grundsätzlich nur noch der Netzbetreiber berechtigt. In der Praxis wird der Netzbetreiber dazu allerdings einen zertifizierten Messstellenbetreiber beauftragen. Weiterhin ist der Netzbetreiber für die Autorisierung von Dritten bezüglich des konkreten Zugangs zu den Messdaten verantwortlich. Die dritten Parteien wiederum müssen vorher vom Kunden autorisiert werden. Der Netzbetreiber ist dann verpflichtet, insbesondere gegenüber den autorisierten Vertriebsunternehmen die Daten kostenlos bereitzuhalten, die für eine ordnungsgemäße Abrechnung nötig sind. Der Abruf der Daten erfolgt durch die Vertriebsunternehmen bzw. von ihnen beauftragte Messdienstleister. Der (regulierte) Tarif für den Zähler selbst, für Installation und Instandhaltung sowie für die Messung wird vom jeweiligen Vertriebsunternehmen erhoben und an den Netzbetreiber weitergeleitet. Somit wird das Vertriebsunternehmen in Fragen der Messung und Abrechnung erster Ansprechpartner für den Kunden. Letzterer kann jederzeit die Berechtigung zum Datenzugriff weiterer Dritter autorisieren, etwa Contracting-Unternehmen, die darauf aufbauend weitere Dienstleistungen anbieten können.

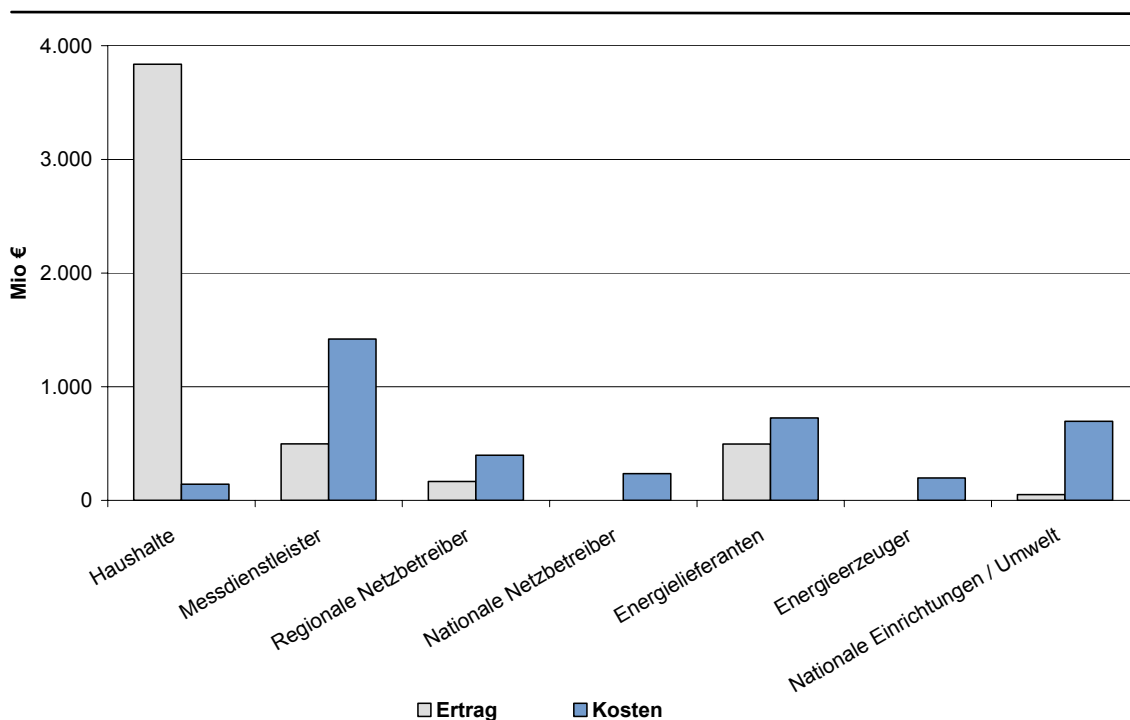
#### 2.1.4 Motivation zur Einführung von Smart Metern

Neben steigenden Preisen gab es nach der Liberalisierung des Zähl- und Messwesens auch bei der Verbreitung der intelligenten Zähler so gut wie keine Fortschritte. Eine Kosten-Nutzen-Analyse im Jahr 2005 ergab, dass vor allen Dingen die privaten Haushalte einen so großen Nutzen aus der flächendeckenden Einführung von intelligenten Zählern ziehen, dass dieser Verluste für andere Marktteilnehmer mehr als kompensiert.

---

<sup>21</sup> Vasconcelos (2008).

Abbildung 2-1: Niederlande: Kosten und Nutzen von Smart Metering für einzelne Akteure



Quelle: Siderius et al. (2005)

Des Weiteren wurden beim Beschluss durch den Gesetzgeber erwartete Energieeinsparungen als eine Motivation angeführt.<sup>22</sup> Dies galt umso mehr, als dass durch die Einführung intelligenter Zähler eine Belebung des Marktes für Einspardienstleistungen bewirkt werden soll. Weiterhin soll das Netzmanagement durch den Einsatz von Smart Metern einfacher und effizienter werden. Schließlich soll der Prozess der Datenweitergabe und -verarbeitung vereinfacht und so eine hohe Fehlerzahl bei der Abrechnung vermieden werden. Der Gesetzgeber geht davon aus, dass die Erreichung einiger Ziele (Erhöhung der Versorgungssicherheit, effizientes Betriebsmanagement durch Netzbetreiber) nur bei einem 100%igen Roll-Out möglich ist.

### 2.1.5 Gesetzliche Vorgaben

Der geplante Roll-Out wurde 2008 durch die niederländische Regierung beschlossen und sieht vor, alle Haushalte und Kleinbetriebe innerhalb eines Zeitraums von sechs Jahren mit intelligenten Zählern auszustatten.<sup>23</sup> Die Verantwortung für die zeitgerechte Umsetzung liegt dabei grundsätzlich beim Netzbetreiber. Diese haben einen jährlichen

<sup>22</sup> Vgl. im Folgenden: Dutch Minister of Economic Affairs (2008).

<sup>23</sup> Vgl. im Folgenden: Dutch Minister of Economic Affairs (2008).



Bericht über den Fortschritt bzw. eventuell auftauchende Hindernisse zu liefern. Die Regelung möchte aber auch andere Parteien, die bereits im Bereich intelligenter Zähler aktiv sind (Energieversorger, Wohnungsbaugesellschaften etc.), nicht abrupt von diesem Prozess ausschließen. Vielmehr können sie über verschiedene Wege weiterhin Einfluss nehmen.

Zunächst muss der Netzbetreiber einen Zeitplan vorlegen, in dem der Roll-Out in seinem Versorgungsgebiet zeitlich detailliert dargelegt wird. Bei der Erstellung dieses Zeitplans können dritte Parteien begründete Wünsche und Vorstellungen zur Einführung äußern. Insbesondere bei größeren Bauvorhaben sollte zu diesem Zeitpunkt besprochen werden, wie solche Projekte in den Zeitplan integriert werden können.

Weiterhin können Dritte individuelle Priorität bei der Installation der intelligenten Zähler beim Netzbetreiber beantragen, die von diesem nur abgelehnt werden kann, wenn sie die gesetzlich vorgeschriebene Deadline zum Roll-Out gefährden würde. Diese Regelung adressiert in erster Linie die Interessen von Vertriebsunternehmen, die ihr Serviceangebot durch die beschleunigte Installation intelligenter Zähler für bestimmte Kundengruppen verbessern wollen.

Schließlich kann auch eine dritte Partei auf Wunsch des Kunden die Installation der intelligenten Zähler durchführen, solange sichergestellt ist, dass diese später durch den Netzbetreiber genutzt werden können. Diese Regelung kann vor allen Dingen immer dann zum Zuge kommen, wenn der Netzbetreiber die individuelle Priorität nicht gewährleisten kann. An dieser Stelle werden insbesondere bestehende Initiativen und Geschäftsmodelle nicht an ihrer Realisierung gehindert und der Kunde muss nicht warten, bis er „termingemäß“ durch den Netzbetreiber mit einem intelligenten Zähler ausgestattet wird.

#### 2.1.6 Anforderungen an die Technologie

Um den Kunden den Lieferantenwechsel zu erleichtern hat der niederländische Gesetzgeber technische Anforderungen an die Zähler definiert. Das niederländische Normungsinstitut hat dazu in Zusammenarbeit mit der Energiebranche und weiteren involvierten Akteuren in einer technischen Vereinbarung (Nederlandse Technische Afspraak NTA 8130) entsprechende Funktionalitäten bestimmt. Diese werden im Folgenden aufgeführt.<sup>24</sup>

- Der Zähler muss mit einer Messfunktion ausgestattet sein. Es muss möglich sein, per Fernauslesung festzustellen, wie viel Energie aus dem Netz entnommen wurde und, wo es möglich ist, wie viel ins Netz eingespeist wurde (z.B. über kleine Photovoltaikanlagen).

---

<sup>24</sup> Vgl. im Folgenden: Dutch Minister of Economic Affairs (2008).

- Der Zähler muss eine Fernschaltfunktion besitzen. Das bedeutet, dass der Netzbetreiber Kapazität per Fernschaltung auf- und abschalten kann. Dies kann beispielsweise zur Verhinderung größerer Stromausfälle notwendig werden oder bei längerem Leerstand eines Gebäudes. Des Weiteren können damit auch alternative Zahlungsmethoden, wie etwa Vorauszahlungen (prepaid) unterstützt werden.
- Der Zähler muss über eine Meldeeinrichtung verfügen. Der Netzbetreiber kann damit per Fernüberwachung die Qualität der Energieversorgung kontrollieren. Weiterhin können Energieverluste und Stromdiebstahl durch Anzeige erraticen Verbrauchs aufgedeckt werden. Auch Manipulationen am Zähler werden automatisch gemeldet.
- Der Zähler muss kommunikationsfähig sein. Diese Funktion kann z.B. zur Fernauslesung benutzt werden. Das bedeutet, dass der Zähler an ein kommunikationsfähiges Modem angeschlossen sein muss, das Teil der Zählereinrichtung ist. Durch die Möglichkeit, täglich eine große Zahl an Messungen durchzuführen, kann das jeweilige Vertriebsunternehmen sein Angebot besser an die Kundenwünsche anpassen.
- Schließlich muss der Zähler eine Kontrollfunktion besitzen. Diese Funktion ermöglicht die Unterstützung zusätzlicher Anwendungen, die optional an den Zähler gekoppelt werden können. Dies können z.B. lokale Stromerzeugungseinheiten, Alarmsysteme oder automatische Steuerungen von Haushaltsgeräten sein. Diese Anwendungen können durch vom Zähler generierte Daten kontrolliert bzw. gesteuert werden, z.B. zur Koordination der internen Stromerzeugung oder der Reduktion von Tarifen in bestimmten Zeitperioden.

Diese Anforderungen sind Mindestanforderungen und können beliebig erweitert werden. Zum einen kann die Software (fern-)upgedated werden, wenn dies nötig ist. Zum anderen können physische Modifikationen an den installierten Zählern vorgenommen werden, wenn die entsprechenden Kosten von der Regulierungsbehörde in den von ihr festgelegten Tarifen anerkannt werden.

### 2.1.7 Fazit

Die Niederlande waren eines der ersten Länder, die den Markt für das Zähl- und Messwesen liberalisiert haben. Die erhofften Impulse durch die Freisetzung wettbewerblicher Kräfte setzten allerdings im Haushalts- bzw. Kleinkundenmarkt nicht ein. Die Netzbetreiber nutzten die Informationsdefizite der Haushaltskunden und mangelnden Wettbewerb, um höhere Preise zu realisieren. Da keine neuen Anbieter in den Markt traten, wurde kein Wettbewerbsdruck aufgebaut, der etwa das Angebot neuer Dienstleistungen

auf Grundlage intelligenter Zähler bewirkt hätte. Daher blieb auch die Zahl der eingebauten intelligenten Zähler im niederen einstelligen Prozentbereich.

Aufgrund dieser negativen Erfahrungen wurde 2008 die Restrukturierung des Marktes eingeleitet, die die Aufgabe des Messstellenbetriebs und der Messung grundsätzlich (wieder) dem Netzbetreiber überträgt. Die Tarife für diese Dienstleistungen werden von der Regulierungsbehörde festgelegt. Gleichzeitig wurde der flächendeckende Roll-Out von intelligenten Zählern beschlossen, da die Auffassung herrscht, dass sich nur auf diese Weise sämtliche volkswirtschaftlichen Vorteile der Smart Meter realisieren lassen. Die Vorgabe sieht dabei die Einführung intelligenter Zähler sowohl im Strom- als auch im Gasbereich vor. Letzteres erscheint insbesondere angesichts der hohen Ausstattung niederländischer Haushalte mit Gasanschlüssen sinnvoll zu sein.

Es wurde durch technische Vorgaben ein „Standardzähler“ definiert, gleichzeitig aber durch eine angestrebte flexible Regulierungspraxis der Weg für Innovationen offen gehalten. Dazu ist kritisch anzumerken, dass damit nunmehr letztendlich die Regulierungsbehörde festlegt, wann eine Weiterentwicklung „angebracht“ und somit genehmigungsfähig ist. Dies kann die Innovationsneigung der Netzbetreiber möglicherweise negativ beeinflussen.

## 2.2 Großbritannien

### 2.2.1 Situation

In Großbritannien ist die Verbreitung intelligenter Zähler noch sehr gering. Im Jahr 2007 lag die Zahl im Strombereich bei unter 0,5%.<sup>25</sup> Es gab bisher verschiedene Pilotprojekte im Bereich Smart Metering, die zumeist von Energieunternehmen in Begleitung oder mit Unterstützung staatlicher oder halbstaatlicher Stellen durchgeführt wurden.<sup>26</sup> Das größte Projekt läuft seit 2007 unter dem Namen „Energy Demand Research Project (EDRP)“ und endet 2010.

2008 gab die britische Regierung bekannt, dass sie die flächendeckende Einführung intelligenter Zähler im Haushaltsbereich bis zum Jahr 2020 plant. Start der Einführung ist voraussichtlich Ende 2010.

---

<sup>25</sup> Haney, Jamasb und Pollitt (2009).

<sup>26</sup> Ebenda

## 2.2.2 Marktstruktur der Strom- und Gasmärkte

### 2.2.2.1 Strommarkt

Der britische Strommarkt ist seit 1999 vollständig liberalisiert. Die Stromerzeugung erfolgt überwiegend auf fossiler Basis (73%). In den letzten Jahren erfolgte aber aus Gründen des Klimaschutzes ein verstärkter Ausbau von Gas- anstelle von Kohlekraftwerken. Der Erzeugungsmarkt im Großbritannien ist nur schwach konzentriert. Der HHI auf Grundlage der Erzeugungskapazitäten lag im Jahr 2007 zwischen 900 und 1.000 Punkten. Die Verteilnetze unterliegen einer Anreizregulierung (Revenue-Cap). Derzeit existieren drei nationale Übertragungsnetzbetreiber und vierzehn Verteilnetzbetreiber. Im Vertriebsbereich existierten 2007 sechs Unternehmen mit Marktanteilen zwischen 12 und 22% Marktanteil.<sup>27</sup> Der HHI lag bei ca. 1722 Punkten, was auf einen gemäßigt konzentrierten Markt schließen lässt. Insgesamt ist die britische Stromwirtschaft allerdings stark vertikal integriert, die sechs erwähnten Unternehmen besitzen sowohl im Erzeugungs- als auch im Vertriebsbereich hohe Marktanteile.<sup>28</sup> Zwei dieser Akteure sind im Besitz von Übertragungsleitungen, wobei die unabhängige National Grid die dritte und weitaus größte Übertragungsleitung besitzt. Vier der integrierten Unternehmen sind darüber hinaus im Besitz von neun Verteilnetzbetreibern.<sup>29</sup>

### 2.2.2.2 Gasmarkt

Der britische Gasmarkt ist seit 1999 vollständig liberalisiert. Die Versorgung findet überwiegend mit heimischem Gas aus der Nordsee statt. Seit 1991 unterliegen die Netze einer Anreizregulierung (Price-Cap). Im Vertriebsbereich herrscht eine hohe Anbieterkonzentration. Es sind insgesamt sechs Unternehmen im Markt für Kleinverbraucher aktiv, der HHI lag 2007 bei ca. 2.730 Punkten<sup>30</sup>.

## 2.2.3 Rechtliche Rahmenbedingungen des Messwesens

Auch der britische Markt für das Zähl- und Messwesen wurde relativ früh geöffnet. Ein formales Datum zur Liberalisierung gab es dabei nicht, vielmehr erfolgten verschiedene Schritte zur Erleichterung eines wirksamen Wettbewerbs. Grundsätzlich können dritte Parteien die Installation und Wartung der Messanlage bzw. die Messung der Energie im Strom- und Gasbereich durchführen. Dazu müssen sie durch einen Energielieferanten beauftragt werden. Diese Beauftragung erfolgt üblicherweise im Rahmen einer Aus-

---

<sup>27</sup> OFGEM (2007).

<sup>28</sup> NERA (2008).

<sup>29</sup> Nera (2008)

<sup>30</sup> OFGEM (2007).

schreibung. Falls der Lieferant die entsprechenden Dienstleistungen beim Netzbetreiber nachfragt, so ist dieser zu einem Angebot verpflichtet.<sup>31</sup>

Das britische System unterscheidet zwischen der Bereitstellung des Zählers, dem Messstellenbetrieb (Installation, Inbetriebnahme, Überprüfung, Reparatur, Instandhaltung, Demontage und Ausbau) sowie der eigentlichen Messung. Der Netzbetreiber muss diese Dienstleistungen (bis auf die Messung, die Sache des Versorgers ist) im Gassektor bis heute grundsätzlich bereitstellen, während diese Pflicht im Stromsektor 2007 teilweise aufgehoben wurde. Nur die Pflichtangebote der Netzbetreiber unterliegen oder unterlagen der Regulierung, wie in Tabelle 2-1 und Tabelle 2-2 aufgeführt.

Tabelle 2-1: Regulierung des britischen Zähl- und Messwesens - Gasmarkt

Zeitraum	Januar 2001 bis März 2002	April 2002 bis heute
<b>Zählerbereitstellung</b>	Gemeinsame Erlösobergrenze unabhängig von der Netzregulierung	Gemeinsame Preisobergrenze unabhängig von der Netzregulierung
<b>Messstellenbetrieb</b>		
<b>Messung</b>	Eigene Preisregulierung Transco	Nicht-Diskriminierungsbestimmungen

Quelle: WIK auf Basis von OFGEM (2003, 2006a, 2008).

Eine Ausnahme bildet die Regulierung der Messpreise des Gasnetzbetreibers Transco (jetzt National Grid) bis 2001. Zwar waren schon zu dieser Zeit die Vertriebsunternehmen für diese Tätigkeit zuständig, sie delegierten diese aber überwiegend an Transco weiter.<sup>32</sup> Im Jahr 2006 wurde beschlossen, die Preisobergrenzen im Gasbereich für Zählerbereitstellung und Messstellenbetrieb beizubehalten, bis sich hinreichender Wettbewerb eingestellt hat. Im Strombereich dagegen wurde die Regulierung zum 31. März 2007 für solche Zähler aufgehoben, die neu installiert oder ersetzt werden.

Tabelle 2-2: Regulierung des britischen Zähl- und Messwesens - Strommarkt

Zeitraum	ca. 2000 bis März 2005	April 2005 bis März 2007	April 2007 bis heute
<b>Zählerbereitstellung</b>	Regulierung in Erlösobergrenze des Netzbetriebs integriert	Eigene Preisobergrenze	Keine Regulierung*
<b>Messstellenbetrieb</b>		Eigene Erlösobergrenze	
<b>Messung</b>	keine	keine	keine

Quelle: WIK auf Basis von OFGEM (2003, 2006a, 2008).

\* Für Basiszähler, die vor dem 31.03.2007 installiert wurden, gilt weiterhin die Obergrenze für die Zählerbereitstellung.

<sup>31</sup> Diese Regelung gilt seit 2007 nur noch für den Gassektor.

<sup>32</sup> OFGEM (1999).

Gleichzeitig fällt die Verpflichtung für die Netzbetreiber weg, Messstellenbetrieb oder Zählerbereitstellung anzubieten. Dies gilt nicht für Zähler, die vor dem 31. März 2007 installiert wurden.

#### 2.2.4 Motivation zur Einführung von Smart Metern

Bereits im Jahr 2006 erklärte der britische Regulierer OFGEM, dass Smart Meter bei der Lösung dreier verschiedener Problemfelder behilflich sein könnten: der Reduzierung von Treibhausgasemissionen, der Aufrechterhaltung einer sicheren Energieversorgung sowie der Bekämpfung der „Energiearmut“, also der Reduzierung der energiebedingten Lasten bei einkommensschwachen Haushalten.<sup>33</sup>

Auch in Großbritannien wurde davon ausgegangen, dass ein liberalisierter Markt die Einführung von Smart Metern beschleunigt.<sup>34</sup> Diese Entwicklung ist bisher allerdings nicht eingetreten. Bei der 2008 beschlossenen flächendeckenden Einführung von Smart Metern spielten weitere Motive eine Rolle, so etwa die Veränderung der Verbrauchsgewohnheiten und die langfristige Entwicklung des Energiesystems in Richtung eines Smart Grids. Für die Verbraucher werden Vorteile in genaueren Abrechnungen oder dem Wegfall von Terminen zur Verbrauchsablesung gesehen. Ein (kosten-)effizienterer Energieeinsatz soll ebenso möglich sein wie ein einfacherer Lieferantenwechsel. Für die Lieferanten selbst werden intelligente Zähler die Grundlage für differenzierte Tarifangebote bilden können. Schließlich unterstützten sie weitere wünschenswerte Entwicklungen wie etwa die Nutzung erneuerbarer Energien oder das Vorantreiben der Elektromobilität.<sup>35</sup>

#### 2.2.5 Gesetzliche Vorgaben

Die von der britischen Regierung im Oktober 2008 beschlossene flächendeckende Einführung intelligenter Zähler befindet sich derzeit in einer Konsultationsphase. Das Ministerium für Energie und Klimawandel (Department of Energy and Climate Change, DECC) hat verschiedene Dokumente bereitgestellt und gibt allen involvierten Akteuren (z.B. Energieversorger, Energieverbraucher, Netzbetreiber, Zählerhersteller, Umweltorganisationen sowie alle anderen interessierten Gruppen) Gelegenheit zu entsprechenden Stellungnahmen bis zum 3. August 2009.<sup>36</sup>

Grundsätzlich soll mit dem Roll-Out im Haushaltsbereich ca. Ende 2010 begonnen werden, Ende 2020 soll er beendet sein. Dabei werden drei verschiedene Modelle vorge-

---

<sup>33</sup> OFGEM (2006b)

<sup>34</sup> OFGEM (2006a).

<sup>35</sup> Department of Energy and Climate Change (2009).

<sup>36</sup> Die Dokumente sind abrufbar unter:

[http://www.decc.gov.uk/en/content/cms/consultations/smart\\_metering/smart\\_metering.aspx](http://www.decc.gov.uk/en/content/cms/consultations/smart_metering/smart_metering.aspx)

schlagen, um die flächendeckende Einführung zu gewährleisten: ein wettbewerbliches Modell („competitive model“), ein Modell mit zentraler Kommunikation („Central Communications model“) und ein vollkommen zentrales Modell („Fully centralised model“).<sup>37</sup>

Das wettbewerbliche Modell basiert auf dem bestehenden Marktmodell des Zähl- und Messwesens. Strom- und Gasvertriebsunternehmen sind danach frei in der Auswahl ihrer Strategie zur Verbreitung der Zähler. Sie können die entsprechenden Dienstleistungen auswählen und entsprechende Verträge abschließen. Die Vertriebsunternehmen bleiben weiterhin für alle Mess- und Zählerdienstleistungen verantwortlich, inklusive der Kommunikation zum und vom Zähler.

Das Modell mit zentraler Kommunikation würde eine neue Marktfunktion einführen, nämlich die Implementierung und das Management der Kommunikationsinfrastruktur und des Datentransports. Der wettbewerbliche Charakter des Marktes würde dabei beibehalten. Der zu schaffende Kommunikationsdienstleister würde auf nationaler Ebene implementiert und alle Vertriebsunternehmen wären verpflichtet, die zentrale Kommunikationsfunktion zu benutzen. Alle anderen Dienstleistungen blieben in der Hand der Vertriebsunternehmen.

Das dritte Modell schließlich würde die Dienstleistungen der Zählerauswahl, des Zählereigentums, der –verbreitung und –instandhaltung an einen regionalen Franchisenehmer vergeben. Die Vergabe könnte im Rahmen einer Ausschreibung auf wettbewerblicher Basis und für einen bestimmten Zeitraum erfolgen. Die Kommunikationsdienstleistungen würden wie im zweiten Modell zentral gemanagt.

Auf Grundlage der bisherigen Analyse bevorzugt die britische Regierung derzeit ein Modell, das den Vertriebsunternehmen die Verantwortung für die Installation und das laufende Management der Smart Meter überlässt und in der die Kommunikationsfrage zentral gelöst wird. Dies würde also auf die Umsetzung des zweiten beschriebenen Modells hinauslaufen.

### 2.2.6 Anforderungen an die Technologie

Auch bei der Zählertechnologie gibt es derzeit noch keine konkreten Vorgaben. Vielmehr existiert auch hier ein Vorschlag der Regierung, in dem an die Zähler bestimmte Anforderungen gestellt werden (vgl. Tabelle 2-3).

---

<sup>37</sup> vgl. im Folgenden: Department of Energy and Climate Change (2009).

Tabelle 2-3: Anforderung an Smart Meters in Großbritannien - Regierungsentwurf

Funktion	Strom	Gas
Bereitstellung von genauen Ablesedaten / Informationen für bestimmte Zeitperioden zur Fernauslesung	√	√
Bidirektionale Kommunikation	√	√
Heimvernetzung basierend auf offenen Standards und Protokollen	√	√
Hinterlegbarkeit verschiedener zeitvariabler Tarife	√	√
Fähigkeit zum Lastmanagement für Demand-Side Management-aktivitäten	√	
Möglichkeit zur ferngesteuerten An- und Abschaltung der Versorgung	√	√
Messung ins Netz eingespeister Energie (Messung des Nettoexports)	√	
Fähigkeit zur Kommunikation mit einem Messgerät eines Mikrokraftwerks	√	

Quelle: Department of Energy and Climate Change (2009)

Die aufgeführten Vorgaben finden nach Angabe der Regierung bei den entsprechenden Akteuren bereits erste positive Rückmeldung. Einzig die Möglichkeit des ferngesteuerten An- und Abschaltens im Gasbereich sorgt für eine kontroverse Debatte. Insgesamt bleiben aber die eigentlichen Konsultationen und Rückmeldungen aus der Energiewirtschaft sowie die Ergebnisse des staatlichen Pilotprojekts EDRP abzuwarten.

### 2.2.7 Fazit

Das britische Zähl- und Messwesen ist ebenso wie das niederländische schon recht früh liberalisiert worden. Dabei unterscheidet sich das System insofern von der niederländischen als auch von der deutschen Marktorganisation, als dass grundsätzlich der Energievertrieb für die entsprechenden Dienstleistungen zuständig ist. Dennoch blieb auch in Großbritannien der Fortschritt bei der Verbreitung intelligenter Zähler aus, den man sich durch die wettbewerbliche Marktordnung erhofft hatte.

Da die britische Regierung sehr große Vorteile durch die Einführung intelligenter Zähler sieht, wurde nach kontroverser öffentlicher Diskussion Ende 2008 schließlich eine flächendeckende Einführung bis Ende des Jahres 2020 beschlossen. Wie dieses Roll-Out genau organisiert werden wird, ist derzeit Gegenstand entsprechender Konsultationen. Auch die Vorgaben zur einzusetzenden Technologie sind noch nicht fixiert. Hier werden auch die Ergebnisse des Pilotprojekts EDRP eine Rolle spielen.

Insgesamt ist festzuhalten, dass auch in Großbritannien die Marktkräfte schließlich zu schwach waren, um zumindest mittelfristig einen Austausch der mechanischen gegen die intelligenten Zähler zu gewährleisten. Der Prozess zur flächendeckenden Einführung wird aber seitens der Regierung und der Regulierungsbehörde transparent gestaltet, d.h. es wird versucht, durch die Beteiligung und Möglichkeit der Stellungnahme aller betroffenen Akteure einen möglichst konsensualen Lösungsweg zu finden. Die drei vor-



geschlagenen Lösungswege zum Roll-Out nutzen zudem marktliche Prinzipien (Wettbewerb im Markt bzw. Wettbewerb um den Markt).

## 2.3 Italien

### 2.3.1 Situation

Im Jahr 2008 waren bereits 86% Prozent der italienischen Haushaltskunden mit intelligenten Stromzählern ausgestattet.<sup>38</sup> Dies ist hauptsächlich auf die Eigeninitiative des Versorgers ENEL zurückzuführen, der zwischen 2001 und 2005 mit Billigung der italienischen Regulierungsbehörde ca. 30 Mio. elektronische Zähler installierte. Als Begründung wurden seitens der ENEL die Verhinderung von Stromdiebstahl sowie eine effektivere Kontrolle über den verkauften Strom angeführt. Tatsächlich spielte bei ENEL wohl aber auch die Sicherung eines First-Mover-Advantage eine Rolle, was durch die späte Liberalisierung des italienischen Energiemarktes möglich wurde.

Der flächendeckende Roll-Out in Italien ist bis Ende 2011 für den Strombereich geplant. Auch im Gasbereich soll ein Roll-Out erfolgen. Ein Endtermin ist hier allerdings noch nicht bekannt.

### 2.3.2 Marktstruktur der Strom- und Gasmärkte

#### 2.3.2.1 Strommarkt

Die Liberalisierung des Endkundenmarktes für Haushaltskunden erfolgte in Italien als eines der letzten europäischen Länder im Juli 2007. Die Stromerzeugung erfolgt überwiegend auf fossiler Basis (ca. 81% im Jahr 2006)<sup>39</sup>, die Kernenergie wird in Italien nicht genutzt. Die erneuerbaren Energien nahmen zum selben Zeitpunkt einen Anteil von ca. 17,7% ein.<sup>40</sup>

Im Bereich der Stromerzeugung ist der ENEL-Konzern noch immer der mit Abstand größte Akteur. Sein Marktanteil im Jahr 2007 betrug gemessen an der Bruttostromerzeugung 31,7% nach 34,9% im Jahr 2006.<sup>41</sup> Insgesamt ging der HHI von 1.660 Punkten im Jahr 2006 auf 1.440 Punkte im Jahr 2007 zurück. Der Erzeugungsmarkt kann also als gemäßigt konzentriert angesehen werden.

---

<sup>38</sup> Vasconcelos (2008).

<sup>39</sup> Vgl. IEA (o.D.).

<sup>40</sup> ebenda, ohne Abfall, inkl. Pumpspeicherkraftwerke.

<sup>41</sup> Vgl. im Folgenden: AEEG (2008a).

Im Netzbereich wurde im November 2005 mit dem Unternehmen TERMA ein nationaler Übertragungsnetzbetreiber installiert, der mehr als 97% des Netzes besitzt. Auf der Verteilnetzebene existieren derzeit 138 Unternehmen. Das weitaus größte Unternehmen ist ENEL mit einem Marktanteil von 86,4% in 2007 auf Basis der durchgeleiteten GWh.

Sowohl das Transport- als auch das Verteilnetz unterliegen einer Price-Cap-Regulierung. Im Jahr 2008 startete die dritte Regulierungsperiode, die bis zum Jahr 2011 dauert.

Im Vertriebsbereich spielte ENEL 2007 ebenfalls eine herausragende Rolle. Mit einem Marktanteil von 46% bei allen gefangenen und nicht gefangenen Kunden lag es weit vor den zweit- und drittgrößten Wettbewerbern (Edison und AceaElectrabel), die jeweils 7% des Marktes auf sich vereinigten. Die jährliche Wechselrate der Kunden betrug im Jahr 2007 1,9 %.

#### 2.3.2.2 Gasmarkt

Im Jahr 2006 erfolgte 57% der Wärmeproduktion Italiens mit Erdgas.<sup>42</sup> Die Öffnung des Gasmarktes erfolgte im Jahr 2003, also vier Jahre vor der des Strommarktes.<sup>43</sup> Die Entbündelung von Gastransport und -vertrieb erfolgte bereits im Jahr 2000.

Der Erzeugungsmarkt ist dennoch hochkonzentriert. Hier besaß die Eni-Gruppe im Jahr 2007 einen Marktanteil von 86,2%. Der zweitgrößte Erzeuger ist die Edison Group mit einem Marktanteil von 7,4%, gefolgt von der Royal Dutch Shell Group mit 3,7%. Der HHI auf Grundlage der erzeugten Gasmenge betrug dabei 7.505 Punkte.

Das Gastransportsystem besteht aus zwei Unternehmen, die das nationale Transportnetz betreiben, und sieben regionalen Transportgesellschaften. Der weitaus größte Akteur (Snam Rete Gas Spa) verfügt dabei über mehr als 94% des Transportnetzes. Auf Verteilnetzebene sind 275 Unternehmen aktiv, wobei 32 Unternehmen für 75% des Umschlages verantwortlich zeichnen. Von insgesamt 296 Unternehmen (21 sind „nicht aktiv“) gaben 154 an, mit einem Vertriebsunternehmen verbunden zu sein. Sowohl die Transport- als auch die Verteilnetzbetreiber unterliegen einer Price-Cap-Regulierung.

Im Endkundenmarkt ist ENEL Energia mit einem Marktanteil von 17,8% der größte Akteur. Insgesamt waren hier im Jahr 2007 232 Unternehmen aktiv. Der HHI lag bei ca. 587 Punkten und deutet somit auf einen schwach konzentrierten Markt hin.

---

<sup>42</sup> Vgl. IEA (o.D.).

<sup>43</sup> Vgl. im Folgenden: AEEG (2008a).

### 2.3.3 Rechtliche Rahmenbedingungen des Messwesens

Sämtliche Dienstleistungen, die in Zusammenhang mit dem Zähl- und Messwesen stehen, sind Aufgabe des Verteilnetzbetreibers. Dieser Bereich ist also nicht entbündelt. Die Tarife für die Mess- und Zählleistungen werden durch die Regulierungsbehörde gesondert festgelegt. Sie basieren auf den genehmigten Kosten zu Beginn der Regulierungsperiode und münden in einer Preisobergrenze. Die genehmigten Kosten umfassen dabei in erster Linie operative Kosten (OPEX), die hauptsächlich aus Kosten für externe Ressourcen wie etwa Personal oder Material bestehen, weiterhin die Abschreibungen auf Anlagegüter und eine angemessene Verzinsung auf das investierte Kapital.<sup>44</sup> Für die Regulierungsperiode 2008 bis 2011 wurde die Verzinsung anhand des Capital Asset Pricing Modells (CAPM) berechnet. Dies ergab einen gewichteten durchschnittlichen Kapitalkostensatz (WACC) für Mess- und Zählleistungen von 7,2%.

Für die Berechnung der genehmigten Kosten für das Basisjahr 2008 wurden Kostendaten aus dem Jahr 2006 herangezogen, die unter Berücksichtigung der Inflation und der geforderten Effizienzgewinne in das Jahr 2008 vorgetragen wurden. Abschreibungen bis zum 31. Dezember 2006 wurden ebenso berücksichtigt wie die Neuinvestitionen zwischen 2004 und 2006. Für elektronische Stromzähler wurde die Lebenszeit in der neuen Regulierungsperiode auf 15 Jahre gegenüber 20 Jahren bei den übrigen Zählern festgelegt.

Die Regulierungsbehörde passt die Tarife bzw. Tarifparameter jährlich an. In der aktuellen Regulierungsperiode geschieht dies für die Jahre 2009 bis 2011 allerdings nur bezüglich der Tarifparameter, die die operativen Kosten abdecken. Der generelle X-Faktor für das Mess- und Zählwesen beträgt für die aktuelle Regulierungsperiode 5% und liegt damit über denen für Übertragung (2,3%) und Verteilung (1,9%).

### 2.3.4 Motivation zur Einführung von Smart Metern

Die Implementierung intelligenter Zähler in Italien ist insofern einzigartig, als dass es mit ENEL einen privatwirtschaftlichen Akteur gab, der Smart Meter im großen Rahmen eingeführt hat. Die Motive von ENEL wurden mit der Verhinderung von Stromdiebstahl, einer effektiveren Kontrolle über den verkauften Strom sowie die erhofften Profite durch die Sicherung eines First-Mover-Advantage bereits angeführt. Darüber hinaus hat auch die Politik ein Interesse an der flächendeckenden Einführung, das vor allen Dingen aus folgenden Zielen besteht:<sup>45</sup>

---

<sup>44</sup> vgl. im Folgenden AEEG (2008b).

<sup>45</sup> Vasconcelos (2008).

- Entwicklung des Wettbewerbs im Haushaltskundenbereich
- Teilhabe der Kunden an Kosteneinsparungen durch Smart Meter
- Verringerung des Messintervalls auf eine Stunde

Folgerichtig wurde durch die italienische Regulierungsbehörde (AEEG) der flächendeckende Roll-Out beschlossen. Die konkreten Vorgaben werden im nächsten Abschnitt beschrieben.

### 2.3.5 Gesetzliche Vorgaben

Im Strombereich wurden durch ENEL und andere Verteilnetzbetreiber bereits seit einigen Jahren intelligente Zähler in den Haushalten installiert.<sup>46</sup> Diese folgten allerdings keinen einheitlichen Standards sondern beruhten auf proprietären Systemen. Nach entsprechenden öffentlichen Konsultationen im Jahr 2006 versuchte die italienische Regulierungsbehörde dies bei den Vorschriften zur flächendeckenden Einführung der Zähler zu berücksichtigen und schrieb minimale Anforderungen an die Technologie vor, die in Abschnitt 2.3.6 näher beschrieben werden.

Die Regulierungsbehörde entschied, den Verteilnetzbetreibern für die Periode 2008 bis 2011 konkrete Ziele zur Einführung von Smart Metern vorzugeben. Für Haushaltskunden sind diese in Tabelle 2-4 aufgeführt.

Tabelle 2-4: Vorgaben für die Verteilnetzbetreiber (Strom) zum Smart-Meter-Roll-Out

Vorgeschriebener Prozentsatz	Installationsdatum	Datum der Inbetriebnahme
25%	31. Dezember 2008	30. Juni 2009
65%	31. Dezember 2009	30. Juni 2010
90%	31. Dezember 2010	30. Juni 2011
95%	31. Dezember 2011	30. Juni 2012

Quelle: Vasconcelos (2008)

Die Prozentsätze beziehen sich dabei auf die installierte Leistung, nicht auf die Kundenzahl. Für die Regulierungsperiode 2008 bis 2011 gilt weiterhin, dass Kosten, auf deren Basis der Tarif für die Mess- und Zählerdienstleistungen gebildet werden, nur bei solchen Unternehmen genehmigt werden, die auch tatsächlich in Smart Meter investiert haben. Dies soll insbesondere vermeiden helfen, dass Unternehmen, die nicht in Smart

---

<sup>46</sup> Vgl. im Folgenden: Vasconcelos (2008):

Meter investiert haben, nicht den einheitlichen nationalen Tarif erheben können, der entsprechende Investitionen der letzten Jahre im Sinne eines Upgrades der Zähler reflektiert, und diese Unternehmen somit eine Free-Rider-Position eingehen könnten.

Falls ein Unternehmen die in Tabelle 2-4 aufgeführten vorgeschriebenen Prozentsätze nicht einhalten kann, verhängt die Regulierungsbehörde eine finanzielle Sanktionierung. Diese ist derart ausgestaltet, dass die genehmigten Erlöse nur für den Anteil der tatsächlich installierten intelligenten Zähler erhoben werden dürfen. Hat also beispielsweise ein Netzbetreiber zum 1. Januar 2010 erst 50% anstatt der geforderten 65% erreicht, so kann er keine Erlöse für die fehlenden 15% einfordern.

Weiterhin wurde eine Regelung eingeführt, die dem Netzbetreiber zusätzliche Anreize für Investitionen in Smart Meter bietet, wenn er diese zur Überwachung der Versorgungsqualität einsetzt. So erhält er 15 Euro pro Kunde, wenn er einen Smart Meter zur Aufzeichnung von ungeplanten Versorgungsunterbrechungen, die länger als 3 Minuten dauern, einsetzt. Voraussetzung zum Erhalt der Prämie ist allerdings, dass er die Zielvorgaben zur flächendeckenden Ausbreitung von intelligenten Zählern überschreitet, insbesondere muss er am 30. Juni 2010 mindestens 85% anstatt der geforderten 65% erreicht haben.

### 2.3.6 Anforderungen an die Technologie

Die Regulierungsbehörde hat Mindestanforderungen in Bezug auf die Zähler bzw. Zählersysteme aufgestellt. Sie sollen sicherstellen, dass alle Kunden dieselben Grundleistungen erhalten und Interoperabilität gewährleistet wird. Die Anforderungen richten sich an das gesamte zu installierende System und weniger an die einzelnen Zähler. Im Einzelnen sind dies:

- Zeitabhängige Tarife (bis zu 4 Zeitbänder pro Tag) und wöchentliches Profil
- Fähigkeit zur Intervallmessung
- Sicherheit bei der Datenweitergabe zum Kontrollzentrum und Warnmeldung bei Zählerausfall
- Fernsteuerbare Aktionen: Periodische Ablesung zur Rechnungserstellung, Ablesung der Intervalldaten, (De-)Aktivierung, Änderungen beim Strombezug, Preisänderungen, Lastreduktion
- Speicherung gemessener Daten
- Zählerdisplay
- Upgrademöglichkeit der Programmsoftware

- Information über Spannungsschwankungen
- Prozentsatz jährlich erfolgreicher fernsteuerbarer Aktionen innerhalb 24 und 48 Stunden
- An das Kontrollzentrum gemeldete Fehlerrate beim Ablesen

### 2.3.7 Fazit

Italien ist eines der Länder in Europa mit der größten Dichte an intelligenten Zählern im Haushaltsbereich in Europa. Diese Tatsache ist hauptsächlich auf die privatwirtschaftliche Initiative des Versorgers ENEL zurückzuführen, der Anfang der 2000er-Jahre mit der Einführung startete. Als größter, stark vertikal integrierter Versorger konnte er die Zeiten vor der endgültigen Marktöffnung dazu nutzen, gefangene Kunden mit integrierten Zählern auszustatten. Die dominante Position von ENEL innerhalb des Strommarktes in Verbindung mit dem Marktdesign des Zähl- und Messwesens, das die Zuständigkeit klar in die Hände des Netzbetreibers legt, haben hier also offensichtlich zu einer hohen Investitionssicherheit geführt.

Aufbauend auf dieser Grundlage konnte durch die Regulierungsbehörde der nahezu flächendeckende Roll-Out in einer relativ kurzen Zeitspanne von vier Jahren als Ziel festgelegt werden. Die strikten Vorgaben sind ein effektives Mittel, um Smart Meter schnell einzuführen. Die Frage der Kosteneffizienz wird auf diese Weise allerdings nicht beantwortet. Da die Kosten direkt umgelegt werden können, bezahlt der Verbraucher zwangsweise einen höheren Tarif für ein Produkt, das er unter Umständen gar nicht nachfragt.

## 2.4 Schweden

### 2.4.1 Situation

Die schwedische Regierung beschloss bereits im Jahr 2003, dass ab 1. Juli 2009 für alle Stromkunden im Haushaltsbereich eine monatliche Abrechnung zu erfolgen hat. Somit wurde de facto der Einführung intelligenter Stromzähler der Weg geebnet. Eine Umfrage bei den zuständigen Netzbetreibern im Januar 2009 ergab, dass 92% der Netzbetreiber den Austausch abgeschlossen haben.<sup>47</sup> 59 % der Messpunkte sind dabei mit intelligenten Zählern ausgestattet. 99% der Unternehmen gaben an, dass sie zum Stichtag 1. Juli 2009 die Umrüstung beenden würden, was 97% der Messpunkte entspricht.

---

<sup>47</sup> Energimarknadsinspektionen (2009).

## 2.4.2 Marktstruktur der Strom- und Gasmärkte

### 2.4.2.1 Strommarkt

Der Strommarkt wurde in Schweden 1999 vollständig liberalisiert.<sup>48</sup> Die Stromerzeugung in Schweden besteht in erster Linie aus Wasserkraft (45,3%) und Kernkraft (44,4%). Die übrige Menge wird durch konventionelle thermische Kraftwerke (9,3%) und Windkraft (1,0%) geliefert.<sup>49</sup>

Im Erzeugungsbereich besaßen die drei größten Unternehmen – Vattenfall, E.ON und Fortum – im Jahr 2007 85 Prozent der installierten Kapazität, was gegenüber 2006 einen Rückgang um zwei Prozentpunkte bedeutete. Das Stromnetz in Schweden besteht aus dem nationalen Übertragungsnetz, das vom staatlichen Unternehmen Svenska Kraftnät betrieben wird. Weiterhin existieren fünf regionale Netzbetreiber und 177 Verteilnetzbetreiber. Die Netznutzungsgebühren werden zunächst durch die Netzbetreiber festgelegt. Ex-post wird die Erlösobergrenze mit Hilfe eines Referenznetzmodells durch die Regulierungsbehörde angepasst.<sup>50</sup>

Im Jahr 2007 waren im Vertriebsbereich 125 Unternehmen auf dem Markt, davon boten 96 landesweit Elektrizität an. Bemerkenswert ist, dass die Konzerne der drei größten Erzeuger auch die drei größten Vertriebsunternehmen stellen, wenn auch mit wesentlich geringeren Marktanteilen. Gemessen an der Zahl der Kunden kamen sie im Jahr 2006 zusammen auf einen Marktanteil von ca. 43%.

### 2.4.2.2 Gasmarkt

Der Gasmarkt ist in Schweden seit Juli 2007 vollständig liberalisiert. Er spielt in Schweden aber so gut wie keine Rolle, da nur ca. 53.000 Haushalte mit einem entsprechenden Anschluss ausgestattet sind. Der Großteil der Wärmenachfrage wird über Fernwärme oder stromgetriebene Wärmesysteme abgedeckt. Eine verlässliche Datenbasis über den Primärenergieverbrauch nach Energieträgern im Haushaltswärmebereich existiert derzeit nicht.<sup>51</sup> Allerdings induziert die gegebene Struktur einen recht hohen Pro-Kopf-Verbrauch an Elektrizität: im Jahr etwa 15.000 kWh.<sup>52</sup>

---

<sup>48</sup> ERGEG (2008).

<sup>49</sup> Zahlen für 2007, entnommen aus: Statistics Sweden (2009).

<sup>50</sup> Ebenda.

<sup>51</sup> Johansson, Nylander und Johnsson (2007).

<sup>52</sup> Vasconcelos (2008).

### 2.4.3 Rechtliche Rahmenbedingungen des Messwesens

Verantwortlich für Messstellenbetrieb und Messung sind die Verteilnetzbetreiber. Die gemessenen Daten müssen an berechnete Dritte, insbesondere die Vertriebsunternehmen weitergegeben werden.<sup>53</sup>

Die Tarife für diese Dienstleistungen sind in den Netzgebühren enthalten. Diese werden mit Hilfe eines Referenznetzmodells nachträglich überprüft und gegebenenfalls angepasst. Mit Hilfe dieses Referenznetzmodells („Network Performance Assessment Model“) wird ein imaginäres Netz erstellt, das auf den Parametern der tatsächlichen Versorgungsaufgabe der einzelnen Netzbetreiber aufbaut.<sup>54</sup> Das Modell legt die jährliche regulierte Erlösobergrenze fest. Diese wird gebildet aus einer Kostenkomponente auf Basis einer realen Annuität des jährlichen Wiederbeschaffungswertes des imaginären Netzes und einer variablen Kostenkomponente, die beispielsweise die Betriebs- und Instandhaltungskosten sowie die administrativen Kosten abdeckt. Die Betriebskosten werden mit Hilfe von Standardkosten abgebildet.

### 2.4.4 Motivation zur Einführung von Smart Metern

Steigende Energiepreise und die rasche Restrukturierung der schwedischen Energiewirtschaft verunsicherten die Verbraucher zu Beginn der Liberalisierung.<sup>55</sup> Weiterhin gab es Beschwerden der Verbraucherverbände über unklare oder fehlerhafte Abrechnungen. Dies war insbesondere angesichts des hohen Anteils der Elektrizität für die Wärmeerzeugung (vgl. Abschnitt 2.3.2.2) von großer Bedeutung. Auch wurde ein geringerer Stromverbrauch und damit ein Beitrag zur Erfüllung von Schwedens Klimaschutzziele sowie sinkende administrative Kosten bei den Netzbetreibern erwartet.

### 2.4.5 Gesetzliche Vorgaben

Bis 2003 verlangte das Gesetz, dass für alle Stromkunden eine jährliche Messung zu erfolgen hatte.<sup>56</sup> Von diesem Zeitpunkt an wurden verschiedene Gesetze und Verordnungen für unterschiedliche Kundengruppen erlassen, die den Schwerpunkt weniger auf direkte Vorgaben zur Einführung von Smart Metern als auf die Häufigkeit der Messung legten. Zunächst wurden stündliche Messungen für alle Kunden mit einem Anschluss von mindestens 200 Ampere vorgeschrieben, 2006 wurde diese Grenze auf 63 Ampere gesenkt. Für Kunden unterhalb dieser Grenze wurde im Jahr 2003 eine gesetzliche Vorschrift zur monatlichen Messung verabschiedet. Wie dies zu bewerkstelligen

---

<sup>53</sup> NERA (2008).

<sup>54</sup> Vgl. im Folgenden: Energy Markets Inspectorate (2008).

<sup>55</sup> Vgl. im Folgenden: Ryberg (2003).

<sup>56</sup> Vgl. im Folgenden: NERA (2008).



ist, bleibt den Netzbetreibern überlassen, läuft aber faktisch auf die Installation intelligenter Zähler hinaus. Die Kosten werden zunächst vom Netzbetreiber übernommen und dann auf die Netznutzungsgebühren umgelegt.

#### 2.4.6 Anforderungen an die Technologie

Da es keine direkten Vorgaben zur Einführung intelligenter Zähler gibt, werden entsprechend keine Vorgaben für die einzusetzende Technologie gemacht. Viele Netzbetreiber haben allerdings solche Zähler installiert, die über die Fähigkeit zur monatlichen Messung hinausgehen und etwa stündliche Messungen oder die Möglichkeit zum Lastmanagement ermöglichen.<sup>57</sup> Es gibt aber keine Vorschriften zur Interoperabilität der installierten Systeme. Ausgenommen sind die zu verwendenden Datenformate, um die Messdaten weiterzugeben. Hier wird das Format EDIEL verwendet, das für den gesamten skandinavischen Markt Gültigkeit besitzt.<sup>58</sup>

#### 2.4.7 Fazit

Schweden ist neben Italien dasjenige Land in Europa, das bei der flächendeckenden Einführung intelligenter Zähler am weitesten fortgeschritten ist. Die indirekte Einführung anhand der Vorgaben zur monatlichen Messung hat den Netzbetreibern viel Freiheit bei der Einführung der intelligenten Zähler gelassen. Dies hat insbesondere auch zu Fortschritten bei der Weiterentwicklung der eingesetzten Zählertechnologie geführt.<sup>59</sup> Die letzte Umfrage unter den Netzbetreibern macht deutlich, dass eine nahezu 100%ige flächendeckende Einführung erreicht werden kann.

Auf der anderen Seite existieren durch diese Vorgehensweise viele unterschiedliche Systeme, die nicht aufeinander abgestimmt sind. Dies stellt allerdings kein Problem dar, solange die Verantwortung für Messung und Messstellenbetrieb beim Netzbetreiber verbleibt. Die Möglichkeit zum Lieferantenwechsel erfordert „lediglich“ eine einheitliche Sprache, die durch das einheitliche Datenformat gewährleistet ist.

Kritisch zu sehen ist allerdings, dass die Ausgestaltung der Zähler dem Netzbetreiber überlassen bleibt. Auch hier besteht die Möglichkeit, dass der Kunde für Technologie bezahlt, die er unter Umständen nicht nachfragt.

---

<sup>57</sup> NERA (2008).

<sup>58</sup> Ebenda.

<sup>59</sup> Ofgem (2006b).

### 3 Rückschlüsse für die Einführung von Smart Metern in Deutschland

Aus den Erfahrungen der vier beschriebenen Länder, die einen Roll-Out beschlossen haben bzw. kurz vor dessen Abschluss stehen, lassen sich Rückschlüsse für die Einführung intelligenter Zähler in Deutschland ziehen.

Zunächst hat sich gezeigt, dass die Liberalisierung des Zähl- und Messwesens nicht per se die großflächige Einführung intelligenter Zähler mit sich bringt. In den Niederlanden und Großbritannien, die noch vor Deutschland liberalisiert haben, bestanden zu geringe marktinterne Anreize, um Investitionen in großem Umfang auszulösen.<sup>60</sup> Deutschland ist neben den beiden genannten Staaten das einzige Land in Europa mit einem liberalisierten Markt im Bereich des Zähl- und Messwesens. Der deutsche Ansatz ist von seiner Idee dabei am ehesten mit dem (ursprünglichen) niederländischen Modell zu vergleichen, bei dem die Initiative zur Installation von Smart Metern zunächst vom Endkunden ausgehen soll. In den Niederlanden war eine Hauptursache für das Scheitern allerdings das geringe Interesse der Endkunden.<sup>61</sup> In Deutschland ergibt sich ein etwas anderes Bild. Zum einen treiben die Unternehmen (Netzbetreiber, Messstellenbetreiber, Vertriebsunternehmen) die Entwicklung selbständig voran. So gibt es mittlerweile eine Vielzahl an Pilotprojekten unterschiedlicher Größe, die die Chancen von Smart Metern austesten. Zum anderen scheint durchaus auch eine gewisse Zahlungsbereitschaft für die Technologie vorhanden zu sein.<sup>62</sup> Ein großes Hindernis scheint allerdings die noch sehr weit verbreitete Unkenntnis über intelligente Zähler und deren Fähigkeiten zu sein. So gaben in einer aktuellen Befragung 99% der Kunden an, den Begriff Smart Meter noch nicht gehört zu haben.<sup>63</sup>

In Schweden und Italien ist das Zähl- und Messwesen dagegen nicht liberalisiert, sondern unterliegt der Regulierung. Die flächendeckende Einführung dort ist also nicht direkt auf Deutschland übertragbar. Dennoch ist Schweden das Land, das den Netzbetreibern die größten Freiheiten bezüglich der einzusetzenden Technologie gewährt hat. Eine solche Vorgehensweise stellt im Bezug auf die Umsetzung eines Technologiewettbewerbs sicherlich eine interessante Option dar.

Ein Roll-Out vor dem Hintergrund mit Deutschland vergleichbarer Marktstrukturen hat bisher gleichwohl noch in keinem Land stattgefunden. Die Niederlande haben das wettbewerbliche Marktdesign des Zähl- und Messmarktes zum Zwecke der breitflächigen Einführung von Smart Metern auf ein reguliertes System umgestellt. In Großbritannien bleibt sehr wahrscheinlich der wettbewerbliche Charakter des Marktes erhalten, d.h. es bleiben nach dem favorisierten Entwurf der Regierung weiterhin die Vertriebsunterneh-

---

<sup>60</sup> vgl. Wissner und Growitsch (2007).

<sup>61</sup> Ebenda.

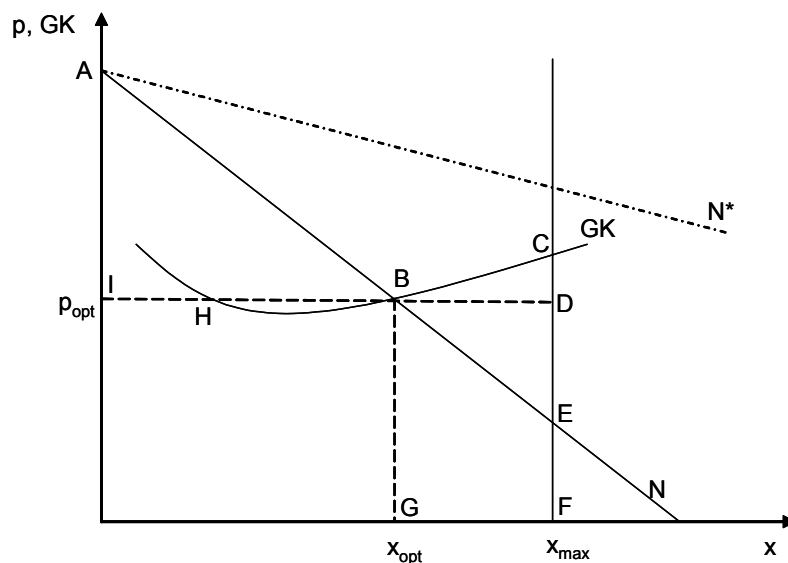
<sup>62</sup> Picot, Kranz und Bilecki (2009).

<sup>63</sup> Donath (2009).

men für Zähl- und Messdienstleistungen zuständig. Dafür wurde allerdings ein recht langer Einführungszeitraum (10 Jahre) angesetzt. Ob die flächendeckende Einführung auf dieser Grundlage erfolgreich durchgeführt werden kann, bleibt abzuwarten.

Sowohl in den Niederlanden als auch in Großbritannien wurden zuvor eine oder mehrere Kosten-Nutzen-Analysen durchgeführt, auf deren Grundlage die flächendeckende Einführung beschlossen wurde. Eine solche Vorgehensweise erscheint auch für Deutschland denkbar. Grundsätzlich muss die Entscheidung getroffen werden, ob schnell eingeführt werden soll, was aus den hier beschriebenen Ländererfahrungen nur durch konkrete Vorgaben zu bewerkstelligen scheint, oder ob den Marktakteuren und somit dem Wettbewerb überlassen wird, wann und wie schnell es zu einer Einführung kommt. Aus einer statischen Perspektive heraus ergeben sich durch einen gesetzlich vorgeschriebenen Roll-Out Wohlfahrtsverluste im Vergleich zur Marktlösung (vgl. Abbildung 3-1).

Abbildung 3-1: Wohlfahrtstheoretische Wirkungen verschiedener Roll-Out-Alternativen



Quelle: WIK

wik

Bei einer Marktlösung wird die Menge  $x_{opt}$  zum Preis  $p_{opt}$  nachgefragt. Die Konsumentenrente entspricht dem Dreieck  $ABI$  während die Produzentenrente der Fläche zwischen der Grenzkostenkurve (GK) und der Preisgeraden entspricht ( $HB$ ). Bei einem 100%igen Roll-Out, d.h. der gesetzlichen Ausweitung der Menge auf  $x_{max}$  ergäbe sich zusätzlich negative Konsumenten- bzw. Produzentenrente in der Höhe  $BCD$  bzw.  $BDE$ .

Diese Betrachtung legt allerdings zu Grunde, dass die Zahlungsbereitschaften der Nachfrager (ausgedrückt in der inversen Nachfragekurve  $N$ ) nicht für alle Konsumenten

ausreicht, um mit einer Marktlösung eine flächendeckende Einführung zu erreichen. Bestehen Informationsmängel der Nachfrager über den Nutzen von Smart Metern, so könnte es durchaus möglich sein, dass die Zahlungsbereitschaften nur dadurch zu niedrig sind, dass die Konsumenten den tatsächlichen Nutzen der intelligenten Zähler nicht kennen. In diesem Falle läge ein Marktversagen vor. Es bestehen zwei Alternativen zu dessen Beseitigung. Entweder es gelingt, die Nachfrager so zu informieren, dass ihre Zahlungsbereitschaft entsprechend ansteigt und die Nachfragefunktion sich entsprechend verschiebt ( $N^*$ ). In diesem Fall wären sowohl Konsumenten- als auch Produzentenrente durchweg positiv. Diese Alternative ist allerdings zeitintensiv. Auf der anderen Seite können auf der Grundlage einer Kosten-Nutzen-Analyse konkrete Vorgaben zum Roll-Out gemacht werden, so dass die Konsumenten quasi ex-post die Vorteile von Smart Metering erkennen (z.B. Stromverbrauchssenkungen, CO<sub>2</sub>-Einsparungen etc.) und die entsprechende Zahlungsbereitschaft an den Tag legen. Bei beiden Alternativen ist allerdings nicht sichergestellt, dass die Zahlungsbereitschaft tatsächlich für *jeden* Kunden ansteigt.

Das derzeitige Marktdesign in Deutschland entspricht einem wettbewerblichen Ansatz mit Elementen gesetzlicher Vorgaben (vgl. Abschnitt 1). Es werden insbesondere die Vorgaben der europäischen Energieeffizienzrichtlinie umgesetzt. Bei der Beibehaltung des Marktmechanismus ist insbesondere darauf zu achten, dass Interoperabilität gewährleistet ist. Dies bedeutet zum einen, dass ein einheitliches Datenformat zu verwenden ist. Dieser Anforderung wird derzeit durch das laufende Festlegungsverfahren der BNetzA entsprochen. Zum anderen sollten ebenso einheitliche Schnittstellen definiert werden, so dass die Zähler in jedem beliebigen Netzgebiet einsetzbar sind. Nur so wird die Grundlage für einen funktionierenden Wettbewerb geschaffen. Inwiefern in einem wettbewerblichem Regime eine schnelle flächendeckende Einführung erreicht werden kann hängt weiterhin davon ab, wie schnell es gelingt, Informationsmängel beim Kunden zu beseitigen. Weiterhin ist davon auszugehen, dass es bei einer marktgetriebenen Einführung für die Unternehmen tendenziell schwieriger sein dürfte, Größenvorteile zu verwirklichen als bei einer verpflichtenden flächendeckenden Einführung, bei der jeweils ein Unternehmen für ein bestimmtes Gebiet zuständig wäre.<sup>64</sup>

Sollen konkrete Zeitvorgaben für die 100%ige Einführung von Smart Metern getroffen werden, so muss Chancengleichheit bei der Einführung der Zähler gewährleistet werden. Dazu müssen einheitliche technische Mindestanforderungen definiert werden, so wie dies in den Niederlanden, Großbritannien und Italien praktiziert wurde. Die Auflagenlösung ist allerdings, wie oben dargestellt, nur dann annähernd allokativ effizient, wenn dadurch ex post Informationsmängel beseitigt werden, die vor der Einführung der intelligenten Zähler tatsächlich bestanden.

---

64 Riechmann und Roberts (2008).

## 4 Handlungsempfehlungen

Sinnvolle Handlungsempfehlungen können nur dann abgegeben werden, wenn klare Ziele definiert sind. Besteht die Zielsetzung in einer raschen Einführung intelligenter Zähler, so kann aus den untersuchten internationalen Erfahrungen abgeleitet werden, dass eine Politik mit konkreten Zeitvorgaben am effektivsten wirkt. In Deutschland könnte die Pflicht zum Einbau intelligenter Zähler auf alle bestehenden Messeinrichtungen ausgeweitet werden. Dieses Vorgehen würde allerdings voraussetzen, dass ein positives Nutzen-Kosten Verhältnis besteht, das dem Anschlussnutzer vorher aufgrund von Informationsmängeln nicht bekannt war. Dazu bedürfte es einer systematischen wissenschaftlichen Untersuchung wie in Großbritannien und den Niederlanden. Eine solche Auflagenlösung besitzt allerdings den Nachteil, dass konkret definiert werden muss, was unter einem Smart Meter zu verstehen ist bzw. welche technischen Mindestanforderungen an den Zähler gestellt werden. Somit entscheidet letztlich der Gesetzgeber und nicht der Markt, welche Technologie eingeführt wird.

Besteht auf der anderen Seite die Zielsetzung darin, einen möglichst wettbewerblichen Markt zu installieren, so sollte es diesem überlassen werden, ob und wann intelligente Zähler eingeführt werden. Der Gesetzgeber bzw. die Regulierungsbehörde hat dann einen diskriminierungsfreien Marktzutritt zu gewährleisten, insbesondere durch die Definition einheitlicher Standards sowohl bezüglich Daten als auch Schnittstellen, um die Marktkräfte zu unterstützen. Weiterhin können durch entsprechende Aufklärung der Verbraucher Informationsmängel überwunden werden. In diesem Falle ist allerdings damit zu rechnen, dass die Einführung langsamer voranschreitet und möglicherweise kein 100%iger Roll-Out erreicht wird. Technologischer Fortschritt könnte aber langfristig dazu führen, dass intelligente Zähler kostengünstiger werden als mechanisch arbeitende Zähler.

Letztlich ist es also eine Frage der Abwägung politischer Ziele, die entsprechende konkrete Handlungsempfehlungen nach sich ziehen. Es wird sich zeigen, ob der derzeit eingeschlagene Weg eines wettbewerblichen Marktes mit einzelnen gesetzlichen Vorgaben (für Neu- und Umbauten, zeitabhängige Tarife etc.) ausreicht, um die ambitionierten Ziele der Bundesregierung<sup>65</sup> zu erreichen oder ob schließlich nicht eine Reformation des gesamten Marktmodells erfolgen muss, so wie dies in den Niederlanden geschehen ist. Dann läge die Verantwortung in der Hand eines Unternehmens, beispielsweise des Netzbetreibers, das der Regulierung unterworfen wird. Die Dienstleistungen könnten auch, wie es ein britischer Vorschlag vorsieht, im Rahmen einer Ausschreibung oder Auktion regional an ein Franchise- Unternehmen vergeben werden.

---

<sup>65</sup> Bundesregierung (2007).

## Literaturverzeichnis

- AEEG (2008a): Autorità per l'energia elettrica e il gas, Annual Report on the state of services and the regulatory activities, 31. März 2008.
- AEEG (2008b): Autorità per l'energia elettrica e il gas, Annual Report to the European Commission on regulatory activities and the state of services in the electricity and gas sectors, 31. Juli 2008.
- Bundesregierung (2007): Eckpunkte für ein integriertes Energie- und Klimaprogramm.
- Department of Energy and Climate Change (2009): A Consultation on Smart Metering for Electricity and Gas, May 2009.
- Donath (2009): „Private Stromkunden in Deutschland 2009: SMART METERING.
- Dutch Minister of Economic Affairs (2008): Explanatory Memorandum to the Amendment of the Electricity Act and the Gas Act for the purpose of improving the operation of the electricity and gas market, MI-08-028.
- Energy Markets Inspectorate (2008): The Swedish Energy Markets Inspectorate's report as per EC Directives for the internal markets for electricity and natural gas, 2008.
- Energimarknadsinspektionen (2009): Lägesrapport om elnätföretagens arbete med installation av mätare för månadsvis avläsning, 29.04.2009.
- ERGEG (2008): Status Review Supplier Switching Process Electricity and Gas markets, Five case studies, Ref: E08-RMF-10-04, 19. September 2008.
- EU-Kommission (2008): Annual benchmarking reports, Progress in creating the internal gas and electricity market (COM/2009/0115), Technical annex.
- EU-Kommission (2009): EU Energy in Figures 2009, Directorate General for Energy and Transport (DG TREN).
- Haber, A. und A. Rodgarkia-Dara, (2005): Qualitätsregulierung – Theorie und internationale Erfahrungen, e-control Working Paper Nr. 16, Dezember 2005.
- Haney, A. B., Jamasb, T. und M. G. Pollitt (2009): Smart Metering and Electricity Demand: Technology, Economics and International Experience, EPRG Working Paper EPRG0903.
- IEA (o.D.): Electricity/Heat in Italy in 2006, abrufbar unter:  
[http://www.iea.org/Textbase/stats/electricitydata.asp?COUNTRY\\_CODE=IT](http://www.iea.org/Textbase/stats/electricitydata.asp?COUNTRY_CODE=IT).
- Johansson, P., Nylander, A. und F. Johnsson (2007): Primary energy use for heating in the Swedish building sector—Current trends and proposed target, in: Energy Policy, 35 (2007), S. 1386–1404.
- Koene, F.G.H. und B. Knoll (2009): Renovation concepts for saving 75% on total domestic energy consumption, ECN-M--09-005; January, 2009, Presented at Eurosun, Lisbon, Portugal, 7-10 October, 2008.
- Mik, M. R. (2006): The bumpy road of liberalisation of the Dutch Energy Market, Expectations versus the hardships of reality. Groningen, Juli 2006.

- Mulder, M. und G. Zwart (2006): Market failures and government policies in gas markets, CPB Memorandum, CPB Netherlands Bureau for Economic Policy Analysis, Februar 2006.
- NERA (2008): Smart Metering for Electricity Consumers in Selected Jurisdictions, A Report for the AEMC, June 2008.
- Neumann, M. (2000), Wettbewerbspolitik. Geschichte, Theorie und Praxis, Wiesbaden.
- NMa (2006): "Een markt (z)onder spanning", Marktmonitor, ontwikkeling van de Nederlandse kleinverbruikersmarkt voor Elektriciteit en Gas, januari 2006 – juni 2006, Den Haag.
- NMa (2008a): Monitor Energy Markets 2007, Analysis of developments on the Dutch wholesale markets for gas and electricity, Office of Energy Regulation, Project number: 102872, Den Haag, September 2008.
- NMa (2008b): Annual Report 2007 – Signals.
- NMa (2009): Marktmonitor Nederlandse kleinverbruikersmarkt voor elektriciteit en gas, juli 2007 – juni 2008, Den Haag, Januar 2009.
- NMa (o.D.a): Overzicht netbeheerders, abrufbar unter:  
[http://www.dte.nl/nederlands/elektriciteit/transport/overzicht\\_netbeheerders/index.asp](http://www.dte.nl/nederlands/elektriciteit/transport/overzicht_netbeheerders/index.asp).
- NMa (o.D.b): Vergunninghouders elektriciteit kleinverbruik, abrufbar unter:  
[http://www.energiekamer.nl/nederlands/energiebedrijven/wie\\_is\\_wie\\_op\\_de\\_energiemarkt/vergunninghouders\\_elektriciteit\\_kleinverbruik.asp](http://www.energiekamer.nl/nederlands/energiebedrijven/wie_is_wie_op_de_energiemarkt/vergunninghouders_elektriciteit_kleinverbruik.asp).
- NMa (o.D.c): Overzicht netbeheerders, abrufbar unter:  
[http://www.nma-dte.nl/nederlands/gas/transport/overzicht\\_netbeheerders/aanwijzing\\_netbeheerders.asp](http://www.nma-dte.nl/nederlands/gas/transport/overzicht_netbeheerders/aanwijzing_netbeheerders.asp).
- NMA (o.D.d): Vergunninghouders gas kleinverbruik, abrufbar unter:  
[http://www.energiekamer.nl/nederlands/energiebedrijven/wie\\_is\\_wie\\_op\\_de\\_energiemarkt/vergunninghouders\\_gas\\_kleinverbruik.asp](http://www.energiekamer.nl/nederlands/energiebedrijven/wie_is_wie_op_de_energiemarkt/vergunninghouders_gas_kleinverbruik.asp).
- OFGEM (1999): Securing effective competition in gas metering and meter reading services A report on progress and the way forward.
- OFGEM (2003): Electricity distribution price control review – metering issues, Initial consultation, July 2003.
- OFGEM (2006a): Metering Price Control Review, Consultation document, Ref: 108/06.
- OFGEM (2006b): Domestic Metering Innovation, Consultation document Ref: 20/06.
- OFGEM (2007): Domestic Retail Market Report - June 2007, Ref: 169/07.
- OFGEM (2008): Review of Competitive Metering – Deferral, 24. April 2008.
- Picot, A., Kranz, J. und S. Bilecki (2009): Studie zur Akzeptanz von Smart Metern bei Endverbrauchern.
- Riechmann, C. und Roberts, D. (2008): „Die Einführung intelligenter Strom- und Gaszähler braucht eine intelligente Politik“, in: Dow Jones Energy Weekly, Nr. 19, 9. Mai 2008.

Ryberg, T. (2003): Legislation triggers AMR boom on Sweden, in: Metering International, Issue 1 2003, S. 44, excerpt 1.

Statistics Sweden (2009): Electricity supply, district heating and supply of natural and gasworks gas 2007.

Vasconcelos, J. (2008): Survey of Regulatory and Technological Developments Concerning Smart Metering in the European Union Electricity Market, RSCAS PP 2008/01, Florence School of Regulation.

Wissner und Growitsch (2007): Die Liberalisierung des Zähl- und Messwesens, WIK-Diskussionsbeitrag Nr. 298, September 2007.





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

- Nr. 243: Wolfgang Briglauer:  
Generisches Referenzmodell für die Analyse relevanter Kommunikationsmärkte – Wettbewerbsökonomische Grundfragen, Mai 2003
- Nr. 244: Peter Stamm, Martin Wörter:  
Mobile Portale – Merkmale, Marktstruktur und Unternehmensstrategien, Juli 2003
- Nr. 245: Franz Büllingen, Annette Hillebrand:  
Sicherstellung der Überwachbarkeit der Telekommunikation: Ein Vergleich der Regelungen in den G7-Staaten, Juli 2003
- Nr. 246: Franz Büllingen, Annette Hillebrand:  
Gesundheitliche und ökologische Aspekte mobiler Telekommunikation – Wissenschaftlicher Diskurs, Regulierung und öffentliche Debatte, Juli 2003
- Nr. 247: Anette Metzler, Cornelia Stappen unter Mitarbeit von Dieter Elixmann:  
Aktuelle Marktstruktur der Anbieter von TK-Diensten im Festnetz sowie Faktoren für den Erfolg von Geschäftsmodellen, September 2003
- Nr. 248: Dieter Elixmann, Ulrike Schimmel with contributions of Anette Metzler:  
"Next Generation Networks" and Challenges for Future Regulatory Policy, November 2003
- Nr. 249: Martin O. Wengler, Ralf G. Schäfer:  
Substitutionsbeziehungen zwischen Festnetz und Mobilfunk: Empirische Evidenz für Deutschland und ein Survey internationaler Studien, Dezember 2003
- Nr. 250: Ralf G. Schäfer:  
Das Verhalten der Nachfrager im deutschen Telekommunikationsmarkt unter wettbewerblichen Aspekten, Dezember 2003
- Nr. 251: Dieter Elixmann, Anette Metzler, Ralf G. Schäfer:  
Kapitalmarktinduzierte Veränderungen von Unternehmensstrategien und Marktstrukturen im TK-Markt, März 2004
- Nr. 252: Franz Büllingen, Christin-Isabel Gries, Peter Stamm:  
Der Markt für Public Wireless LAN in Deutschland, Mai 2004
- Nr. 253: Dieter Elixmann, Annette Hillebrand, Ralf G. Schäfer, Martin O. Wengler:  
Zusammenwachsen von Telefonie und Internet – Marktentwicklungen und Herausforderungen der Implementierung von ENUM, Juni 2004
- Nr. 254: Andreas Hense, Daniel Schäffner:  
Regulatorische Aufgaben im Energiebereich – ein europäischer Vergleich, Juni 2004
- Nr. 255: Andreas Hense:  
Qualitätsregulierung und wettbewerbspolitische Implikationen auf Postmärkten, September 2004
- Nr. 256: Peter Stamm:  
Hybridnetze im Mobilfunk – technische Konzepte, Pilotprojekte und regulatorische Fragestellungen, Oktober 2004
- Nr. 257: Christin-Isabel Gries:  
Entwicklung der DSL-Märkte im internationalen Vergleich, Oktober 2004
- Nr. 258: Franz Büllingen, Annette Hillebrand, Diana Rätz:  
Alternative Streitbeilegung in der aktuellen EMVU-Debatte, November 2004
- Nr. 259: Daniel Schäffner:  
Regulierungsökonomische Aspekte des informatorischen Unbundling im Energiebereich, Dezember 2004
- Nr. 260: Sonja Schölermann:  
Das Produktangebot von Universaldienstleistern und deren Vergleichbarkeit, Dezember 2004
- Nr. 261: Franz Büllingen, Aurélie Gillet, Christin-Isabel Gries, Annette Hillebrand, Peter Stamm:  
Stand und Perspektiven der Vorratsdatenspeicherung im internationalen Vergleich, Februar 2005

- Nr. 262: Oliver Franz, Marcus Stronzik:  
Benchmarking-Ansätze zum Vergleich der Effizienz von Energieunternehmen, Februar 2005
- Nr. 263: Andreas Hense:  
Gasmarktregulierung in Europa: Ansätze, Erfahrungen und mögliche Implikationen für das deutsche Regulierungsmodell, März 2005
- Nr. 264: Franz Büllingen, Diana Rätz:  
VoIP – Marktentwicklungen und regulatorische Herausforderungen, Mai 2005
- Nr. 265: Ralf G. Schäfer, Andrej Schöbel:  
Stand der Backbone-Infrastruktur in Deutschland – Eine Markt- und Wettbewerbsanalyse, Juli 2005
- Nr. 266: Annette Hillebrand, Alexander Kohlstedt, Sonia Strube Martins:  
Selbstregulierung bei Standardisierungsprozessen am Beispiel von Mobile Number Portability, Juli 2005
- Nr. 267: Oliver Franz, Daniel Schöffner, Bastian Trage:  
Grundformen der Entgeltregulierung: Vor- und Nachteile von Price-Cap, Revenue-Cap und hybriden Ansätzen, August 2005
- Nr. 268: Andreas Hense, Marcus Stronzik:  
Produktivitätsentwicklung der deutschen Strom- und Gasnetzbetreiber – Untersuchungsmethodik und empirische Ergebnisse, September 2005
- Nr. 269: Ingo Vogelsang:  
Resale und konsistente Entgeltregulierung, Oktober 2005
- Nr. 270: Nicole Angenendt, Daniel Schöffner:  
Regulierungsökonomische Aspekte des Unbundling bei Versorgungsunternehmen unter besonderer Berücksichtigung von Pacht- und Dienstleistungsmodellen, November 2005
- Nr. 271: Sonja Schölermann:  
Vertikale Integration bei Postnetzbetreibern – Geschäftsstrategien und Wettbewerbsrisiken, Dezember 2005
- Nr. 272: Franz Büllingen, Annette Hillebrand, Peter Stamm:  
Transaktionskosten der Nutzung des Internet durch Missbrauch (Spamming) und Regulierungsmöglichkeiten, Januar 2006
- Nr. 273: Gernot Müller, Daniel Schöffner, Marcus Stronzik, Matthias Wissner:  
Indikatoren zur Messung von Qualität und Zuverlässigkeit in Strom- und Gasversorgungsnetzen, April 2006
- Nr. 274: J. Scott Marcus:  
Interconnection in an NGN Environment, Mai 2006
- Nr. 275: Ralf G. Schäfer, Andrej Schöbel:  
Incumbents und ihre Preisstrategien im Telefondienst – ein internationaler Vergleich, Juni 2006
- Nr. 276: Alex Kalevi Dieke, Sonja Schölermann:  
Wettbewerbspolitische Bedeutung des Postleitzahlensystems, Juni 2006
- Nr. 277: Marcus Stronzik, Oliver Franz:  
Berechnungen zum generellen X-Faktor für deutsche Strom- und Gasnetze: Produktivitäts- und Inputpreisdifferential, Juli 2006
- Nr. 278: Alexander Kohlstedt:  
Neuere Theoriebeiträge zur Netzökonomie: Zweiseitige Märkte und On-net/Off-net-Tariffdifferenzierung, August 2006
- Nr. 279: Gernot Müller:  
Zur Ökonomie von Trassenpreissystemen, August 2006
- Nr. 280: Franz Büllingen, Peter Stamm in Kooperation mit Prof. Dr.-Ing. Peter Vary, Helge E. Lüders und Marc Werner (RWTH Aachen):  
Potenziale alternativer Techniken zur bedarfsgerechten Versorgung mit Breitbandzugängen, September 2006
- Nr. 281: Michael Brinkmann, Dragan Ilic:  
Technische und ökonomische Aspekte des VDSL-Ausbaus, Glasfaser als Alternative auf der (vor-) letzten Meile, Oktober 2006

- Nr. 282: Franz Büllingen:  
Mobile Enterprise-Solutions — Stand und Perspektiven mobiler Kommunikationslösungen in kleinen und mittleren Unternehmen, November 2006
- Nr. 283: Franz Büllingen, Peter Stamm:  
Triple Play im Mobilfunk: Mobiles Fernsehen über konvergente Hybridnetze, Dezember 2006
- Nr. 284: Mark Oelmann, Sonja Schölermann:  
Die Anwendbarkeit von Vergleichsmarktanalysen bei Regulierungsentscheidungen im Postsektor, Dezember 2006
- Nr. 285: Iris Böschen:  
VoIP im Privatkundenmarkt – Marktstrukturen und Geschäftsmodelle, Dezember 2006
- Nr. 286: Franz Büllingen, Christin-Isabel Gries, Peter Stamm:  
Stand und Perspektiven der Telekommunikationsnutzung in den Breitbandkabelnetzen, Januar 2007
- Nr. 287: Konrad Zoz:  
Modellgestützte Evaluierung von Geschäftsmodellen alternativer Teilnehmernetzbetreiber in Deutschland, Januar 2007
- Nr. 288: Wolfgang Kiesewetter:  
Marktanalyse und Abhilfemaßnahmen nach dem EU-Regulierungsrahmen im Ländervergleich, Februar 2007
- Nr. 289: Dieter Elixmann, Ralf G. Schäfer, Andrej Schöbel:  
Internationaler Vergleich der Sektorperformance in der Telekommunikation und ihrer Bestimmungsgründe, Februar 2007
- Nr. 290: Ulrich Stumpf:  
Regulatory Approach to Fixed-Mobile Substitution, Bundling and Integration, März 2007
- Nr. 291: Mark Oelmann:  
Regulatorische Marktzutrittsbedingungen und ihre Auswirkungen auf den Wettbewerb: Erfahrungen aus ausgewählten Briefmärkten Europas, März 2007
- Nr. 292: Patrick Anell, Dieter Elixmann:  
"Triple Play"-Angebote von Festnetzbetreibern: Implikationen für Unternehmensstrategien, Wettbewerb(s)politik und Regulierung, März 2007
- Nr. 293: Daniel Schäffner:  
Bestimmung des Ausgangsniveaus der Kosten und des kalkulatorischen Eigenkapitalzinssatzes für eine Anreizregulierung des Energiesektors, April 2007
- Nr. 294: Alex Kalevi Dieke, Sonja Schölermann:  
Ex-ante-Preisregulierung nach vollständiger Marktöffnung der Briefmärkte, April 2007
- Nr. 295: Alex Kalevi Dieke, Martin Zauner:  
Arbeitsbedingungen im Briefmarkt, Mai 2007
- Nr. 296: Antonia Niederprüm:  
Geschäftsstrategien von Postunternehmen in Europa, Juli 2007
- Nr. 297: Nicole Angenendt, Gernot Müller, Marcus Stronzik, Matthias Wissner:  
Stromerzeugung und Stromvertrieb – eine wettbewerbsökonomische Analyse, August 2007
- Nr. 298: Christian Growitsch, Matthias Wissner:  
Die Liberalisierung des Zähl- und Messwesens, September 2007
- Nr. 299: Stephan Jay:  
Bedeutung von Bitstrom in europäischen Breitbandvorleistungsmärkten, September 2007
- Nr. 300: Christian Growitsch, Gernot Müller, Margarethe Rammerstorfer, Prof. Dr. Christoph Weber (Lehrstuhl für Energiewirtschaft, Universität Duisburg-Essen):  
Determinanten der Preisentwicklung auf dem deutschen Minutenreservemarkt, Oktober 2007
- Nr. 301: Gernot Müller:  
Zur kostenbasierten Regulierung von Eisenbahninfrastrukturergeltem – Eine ökonomische Analyse von Kostenkonzepten und Kostentreibern, Dezember 2007

- Nr. 302: Patrick Anell, Stephan Jay, Thomas Plückebaum:  
Nachfrage nach Internetdiensten – Dienstearnten, Verkehrseigenschaften und Quality of Service, Dezember 2007
- Nr. 303: Christian Growitsch, Margarethe Rammerstorfer:  
Zur wettbewerblichen Wirkung des Zweivertragsmodells im deutschen Gasmarkt, Februar 2008
- Nr. 304: Patrick Anell, Konrad Zoz:  
Die Auswirkungen der Festnetzmobilfunksubstitution auf die Kosten des leitungsvermittelten Festnetzes, Februar 2008
- Nr. 305: Marcus Stronzik, Margarethe Rammerstorfer, Anne Neumann:  
Wettbewerb im Markt für Erdgasspeicher, März 2008
- Nr. 306: Martin Zauner:  
Wettbewerbspolitische Beurteilung von Rabattsystemen im Postmarkt, März 2008
- Nr. 307: Franz Büllingen, Christin-Isabel Gries, Peter Stamm:  
Geschäftsmodelle und aktuelle Entwicklungen im Markt für Broadband Wireless Access-Dienste, März 2008
- Nr. 308: Christian Growitsch, Gernot Müller, Marcus Stronzik:  
Ownership Unbundling in der Gaswirtschaft – Theoretische Grundlagen und empirische Evidenz, Mai 2008
- Nr. 309: Matthias Wissner:  
Messung und Bewertung von Versorgungsqualität, Mai 2008
- Nr. 310: Patrick Anell, Stephan Jay, Thomas Plückebaum:  
Netzzugang im NGN-Core, August 2008
- Nr. 311: Martin Zauner, Alex Kalevi Dieke, Torsen Marner, 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 Bösch, Gabriele Kulenkampff:  
Relevant cost elements of VoIP networks, Dezember 2008
- Nr. 317: Nicole Angenendt, Christian Growitsch, Rabindra Nepa, Christine Müller:  
Effizienz und Stabilität des Stromgroßhandelsmarktes in Deutschland – Analyse und wirtschafts-politische 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



**ISSN 1865-8997**