

---

# Anwendungen von Smart Metering: Technik, Geschäftsmodelle und Rahmenbedingungen

N. Efkarpidis<sup>1, a</sup>, M. Geidl<sup>1, b</sup>, H. Wache<sup>2, c</sup>, M. Peter<sup>2</sup> und M. Adam<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Fachhochschule Nordwestschweiz, Institut für Elektrische Energietechnik

<sup>2</sup>Fachhochschule Nordwestschweiz, Institut für Wirtschaftsinformatik

<sup>a</sup> e-mail: nikolaos.efkarpidis@fhnw.ch, <sup>b</sup> e-mail: martin.geidl@fhnw.ch, <sup>c</sup> e-mail: holger.wache@fhnw.ch

---

25.1.2022

## Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>Einleitung</b>	<b>2</b>
<b>2</b>	<b>Smart Meter Rollout</b>	<b>3</b>
<b>3</b>	<b>Anwendungen von Smart Metering</b>	<b>4</b>
3.1	Anwendungen für Energieversorger . . . . .	4
3.1.1	Abrechnung . . . . .	4
3.1.2	Zustandsbestimmung im Verteilnetz . . . . .	6
3.1.3	Vorausschauende Wartung und Fehleranalyse . . . . .	7
3.1.4	Verbesserung der Markt- und Wettbewerbssituation . . . . .	8
3.1.5	Überwachung der Spannungsqualität . . . . .	9
3.1.6	Lastmodellierung und -prognose . . . . .	10
3.1.7	Kundenanalyse . . . . .	11
3.1.8	Identifikation von Stromdiebstahl . . . . .	12
3.1.9	Online-Zähler-Management . . . . .	14
3.1.10	Laststeuerung . . . . .	14
3.2	Anwendungen für Endkunden . . . . .	15
3.2.1	Transparenz . . . . .	15
3.2.2	Energiemanagement . . . . .	16
3.2.3	Verbesserung der Energieeffizienz . . . . .	17
3.2.4	Intelligente Gebäude . . . . .	18
3.3	Anwendungen für weitere Anspruchsgruppen . . . . .	19
<b>4</b>	<b>Umfrage bei Unternehmen</b>	<b>19</b>
4.1	Fragebogen . . . . .	19
4.2	Ergebnisse . . . . .	19
<b>5</b>	<b>Zusammenfassung und Diskussion</b>	<b>24</b>

**I**n diesem Bericht werden bekannte Smart-Metering-Anwendungen vorgestellt und aus Sicht verschiedener Interessengruppen analysiert. Insbesondere werden die Interessengruppen (a) Endkunden, (b) Energiedienstleister und (c) Behörden und Forschungseinrichtungen betrachtet. Das Hauptziel besteht darin, das Umsetzungspotenzial für jede Anwendung zu untersuchen und die Interessen und Vorteile für die involvierten Akteure, die wichtigsten technischen und regulatorischen Anforderungen, sowie Einschränkungen und Barrieren für eine Umsetzung zu erläutern. Für ausgewählte Anwendungen wird der zugehörige Business-Case in Form eines Business Canvas dargestellt. Den Erkenntnissen aus der wissenschaftlichen Literatur wird das Ergebnis einer Umfrage bei Verteilnetzbetreibern in der Schweiz gegenübergestellt und diskutiert.

## 1 Einleitung

Dieser Bericht ist eine deutschsprachige Kurzfassung eines umfassenden White Papers «A Techno-economic Review of Smart Metering Applications» [1]. Die Autoren fokussieren hier auf die wesentlichen Inhalte und ausgewählte, nach Meinung der Autoren repräsentative Beispiele.

Die Bestimmung des Energieverbrauchs in Stromnetzen erfolgt konventionell durch elektromechanische Zähler, die eine Ablesung des mechanischen Zählwerkes vor Ort erfordern. Elektronische Zähler mit automatischer Auslesung (AMR) wurden ab den 1970er-Jahren eingeführt, jedoch waren diese nur mit einer Einwegkommunikation ausgestattet. Von einem AMR-Zähler erhält der Energielieferant die Zählerstände einmal im Monat, so dass manuelle Ablesungen, wie bei den elektromechanischen Zählern, nicht erforderlich sind. Dies gewährleistet eine genauere Abrechnung und ermöglicht den Kunden die Analyse ihres Energieverbrauchs. Ausserdem gelten AMR-Zähler als sicherer bezüglich möglicher Manipulationen im Vergleich zu konventionellen Zählern.

Die Einschränkung von AMR-Systemen in Bezug auf die Einweg-Kommunikation wurde durch die Einführung von Smart Metern (SM) überwunden, welche bidirektional kommunizieren und neben den Energiemessdaten noch weitere Informationen austauschen können. Darüber hinaus ermitteln Smart Meter den Energieverbrauch in einer vergleichsweise hohen zeitlichen Auflösung und ermöglichen das Auslesen der Messdaten nahe an Echtzeit, was für den Betrieb und die Steuerung des Systems nützlich sein kann. Während AMR-Zähler nur den monatlichen Energieverbrauch und möglicherweise den Spitzenstrombedarf pro Monat liefern, können SM wesentlich mehr Informationen liefern, beispielsweise auch den täglichen Spitzenstrombedarf, Netzspannungen, Ausfallzeiten, u.v.m. Zudem können SM den Messstellenbetreibern Statusmeldungen und Metadaten senden, und im Falle von

Kommunikationsproblemen die Messdaten auf dem Gerät speichern. Diese Zähler wurden zunächst bei gewerblichen und industriellen Kunden zur Umsetzung von dynamischen Tarifstrukturen und Leistungstarifen genutzt. Mittlerweile werden sie für alle Verbraucherklassen eingesetzt.

Der Begriff Smart Meter ist nicht überall gleich definiert. Internationale und nationale Organisationen und Behörden haben verschiedene Definitionen vorgeschlagen und eingeführt. In der Schweiz wurden internationale Normen und Empfehlungen von anerkannten Fachorganisationen bei der Einführung von Smart-Metering-Systemen berücksichtigt. In Übereinstimmung mit dem Stromversorgungsgesetz messen Smart-Metering-Systeme den Austausch elektrischer Energie und verfügen über eine bidirektionale Datenübertragung an den Netzbetreiber. Das Schweizer Gesetz hebt ausserdem hervor, dass der Begriff «Smart-Metering-System» nicht nur das eigentliche Messgerät selbst, sondern auch zugehörige Komponenten, wie z.B. Kommunikationssysteme, Zählerdatenmanagementsysteme (Meter Data Management Systems, MDMS) und Visualisierungsplattformen umfasst. Der Netzbetreiber ist der Betreiber des Smart-Metering-Systems.

In Deutschland ist im Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (EnWG) definiert, dass ein Smart-Metering-System aus den Smart Metern, einer zentralen Kommunikationseinheit (genannt Smart-Meter-Gateway) und einem Sicherheits-Modul besteht. Smart-Metering-Systeme können eingesetzt werden, wenn sie nicht nur die eichrechtlichen Anforderungen erfüllen, sondern auch die Sicherheitsanforderungen und technischen Richtlinien, wie sie vom zuständigen Bundesamt definiert werden. In den Vereinigten Staaten hat das Department of Energy den Begriff «Advanced Metering Infrastructure» (AMI) definiert.

Zusammenfassend kann gesagt werden, dass ein Smart-Metering-System mindestens folgende Hauptkomponenten umfasst:

- intelligente Zähler (Smart Meter, SM), die beim Kunden zur Erfassung der Stromverbrauchsdaten installiert werden,
- ein Kommunikationsnetz zur Übertragung der Daten vom Zähler an den Betreiber des Smart Metering Systems, und
- ein System zur Archivierung, Verwaltung und Verarbeitung der Messdaten (Meter Data Management System, MDMS).

Neben den Hauptkomponenten können Smart-Metering-Systeme auch Steuerungstechnologien enthalten, z.B. für die Steuerung von Geräten und Anlagen des Kunden. In diesem Zusammenhang können auch Home Area Networks und Energiemanagementsysteme in Smart-Metering-Systeme eingebunden werden. Ebenfalls können Webportale, mobile Geräte und In-Home-Displays zur Visualisierung des Stromverbrauchs in Smart-Metering-Systeme eingebunden werden.

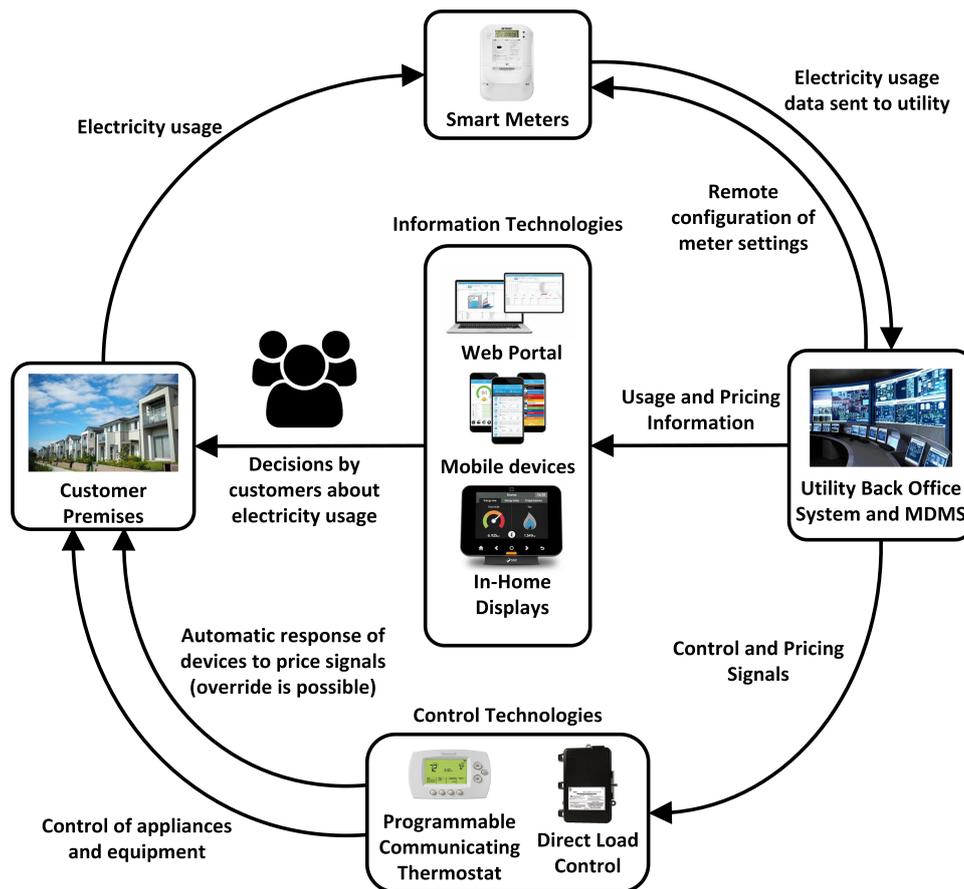


Abbildung 1: Elemente eines Smart Meter Systems [2].

Abb. 1 zeigt ein typisches Smart-Metering-System, wie es vom US Department of Energy definiert wurde. In Anlehnung an die offiziellen Definitionen aus der Schweiz und Deutschland, der European Smart Metering Alliance (ESMA) und des Beratungsunternehmens KEMA können Smart-Metering-Systemen noch weitere Merkmale zugeschrieben werden:

- automatische Verarbeitung, Übertragung und Nutzung von Messdaten;
- Device Management;
- zeitnahe Bereitstellung von aussagekräftigen Verbrauchsinformationen für die relevanten Interessengruppen;
- Bereitstellung von Funktionen und Dienstleistungen zur Verbesserung der Energieeffizienz auf verschiedenen Ebenen;
- Fernwartung der Zählergeräte, beispielsweise für Firmware-Updates.

Es ist klar, dass ein wesentlicher Unterschied zwischen Smart Metern und Smart-Metering-Systemen besteht. Während ein Smart Meter ein einzelnes Gerät ist, ist ein Smart-Metering-System eine komplette Infrastruktur. Im weiteren Verlauf dieses Papiers unterscheiden wir deshalb konsequent zwischen Smart Meter (SM) als einzelnes Gerät und Smart-Metering-System bzw. Smart-Meter-Infrastruktur (SMI) als gesamtes System.

SM und SMI werden nicht nur in der Elektrizitätswirtschaft, sondern auch in anderen leitungsgebundenen Infrastrukturen eingesetzt, wie beispielsweise in der Wasser- und Gasversorgung. In dieser Arbeit fokussieren wir auf SM und SMI für die Stromversorgung.

Wesentliche Quellen für diesen Abschnitt: [2–12]

## 2 Smart Meter Rollout

Die Länder der Europäischen Union (EU) müssen sicherstellen, dass Kunden durch intelligente Messsysteme aktiv in den Strommarkt eingebunden werden. Insbesondere soll ein signifikanter Anteil der Verbraucher mit SM ausgestattet werden, falls der Roll-out in ihrem Land «positiv» bewertet wird, was bedeutet, dass eine Kosten-Nutzen-Analyse (Cost Benefit Analysis, CBA) positiv ausfällt. Basierend auf der aktuellen Elektrizitätsmarkttrichtlinie, müssen Länder mit negativer CBA alle vier Jahre erneut eine Bewertung durchführen. Sobald das Ergebnis der CBA positiv ist, müssen innerhalb von sieben Jahren mindestens 80% der Endverbraucher mit SM ausgerüstet werden. Dementsprechend verläuft das Smart-Meter-Rollout nicht in allen Ländern gleich (siehe Abb. 2).

Neben der CBA haben weitere wirtschaftliche, regulatorische und technische Hindernisse die Einführung intelligenter Messsysteme verzögert. Ein ernst-

## Electricity Smart Meter Penetration (end of year 2020)

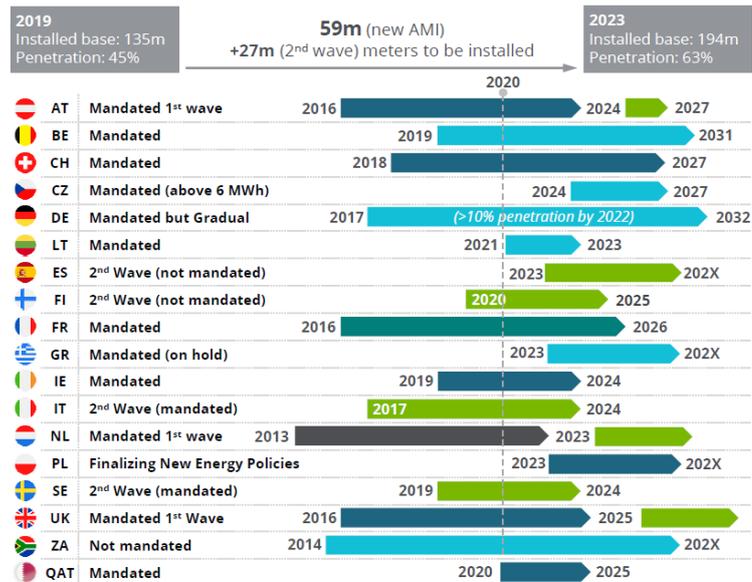
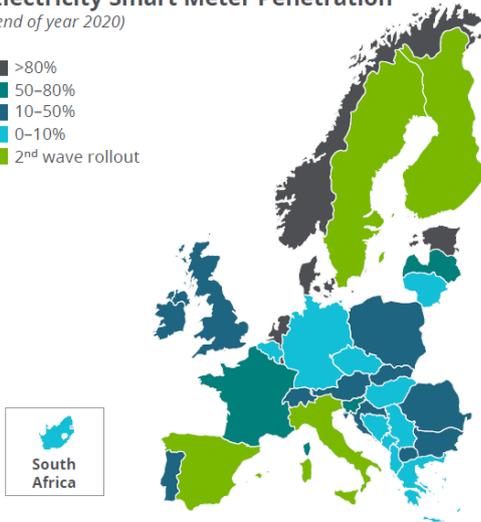
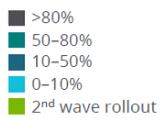


Abbildung 2: Smart-Meter-Rollout in Europa (Stand 2020) [13]

haftes wirtschaftliches Hindernis ist insbesondere die Aufteilung der Kosten für die Einführung intelligenter Messsysteme zwischen den verschiedenen Akteuren in der Branche.

Das grösste technische Hindernis ist der derzeitige Mangel an internationaler Standardisierung, so dass die im Handel erhältlichen intelligenten Messkomponenten oft nicht interoperabel sind.

Darüber hinaus hat der Widerstand der Verbraucher, der durch Fragen der Datensicherheit und des Datenschutzes sowie durch die Ungewissheit über die Vorteile für die Verbraucher ausgelöst wird, ebenfalls negative Auswirkungen auf die Einführung intelligenter Messsysteme.

Relevante Quellen für diesen Abschnitt: [13–19]

## 3 Anwendungen von Smart Metering

In der wissenschaftlichen Literatur finden sich verschiedene Klassifizierungen von Interessens- und Anspruchsgruppen für Anwendungen von Smart Metering. Für die folgenden Betrachtungen teilen wir die Hauptanspruchsgruppen nach einem System ein, mit dem sich ein möglichst vollständiges Abbild mit wenigen Überschneidungen ergibt (Prinzip Mutually Exclusive Collectively Exhaustive, MECE):

- **Endkunden:** Mit Smart Metern ausgestattete private, kommerzielle oder industrielle Endkundenanlagen.
- **Energiedienstleister:** In dieser Kategorie fassen wir Unternehmen auf allen Ebenen der Wertschöpfungskette der Energieversorgung zusammen. Dazu gehören Erzeuger, Netzbetreiber, Händler, Versorger, Bilanzgruppen, Aggregatoren, usw.

- **Weitere Anspruchsgruppen:** Darunter verstehen wir Organisationen und Institutionen welche nicht direkt in die Businessprozesse mit Smart Metering involviert sind, jedoch ein substantielles Interesse daran haben. Dazu gehören gesetzgebende Organe, politische Entscheidungsträger, die öffentliche Verwaltung, Forschungs- und Ausbildungsstätten sowie Nichtregierungsorganisationen.

Die nach Anspruchsgruppen organisierten Smart-Meter-Anwendungen sind in Abbildung 3 dargestellt.

Abgesehen von der technisch-funktionalen Beschreibung von Smart-Meter-Anwendungen werden für ausgewählte Anwendungen auch die zugehörigen Businessmodelle der Anwendungen analysiert. Die Darstellung dieser Modelle erfolgt in Form eines Business Case Canvas in Anlehnung an das Business Model Canvas (BMC) von [20] wie in Abbildung 4 dargestellt.

Relevante Quellen für diesen Abschnitt: [20–23]

### 3.1 Anwendungen für Energieversorger

#### 3.1.1 Abrechnung

Im Rahmen der Abrechnung wird die Menge an Energie (und evtl. auch die relevante Leistung) bestimmt, welche dem Kunden in Rechnung gestellt wird. Mit konventionellen Stromzählern erfolgt die Ablesung des Zählerstandes und die Ermittlung der abzurechnenden Menge typischerweise ein Mal pro Jahr. Üblicherweise bezahlt der Kunde während des Jahres Vorausrechnungen (auch Akontorechnungen genannt), welche auf Schätzungen beruhen, und erhält am Ende des Jahres eine Abrechnung mit dem Differenzbetrag zwischen Akontorechnungen und dem tatsächlichen Verbrauch. Je nach Verbrauchsentwicklung beim Kunden kann dies zur Unter- oder Überbezahlung während eines Jahres führen. Zudem erhalten die Kunden während

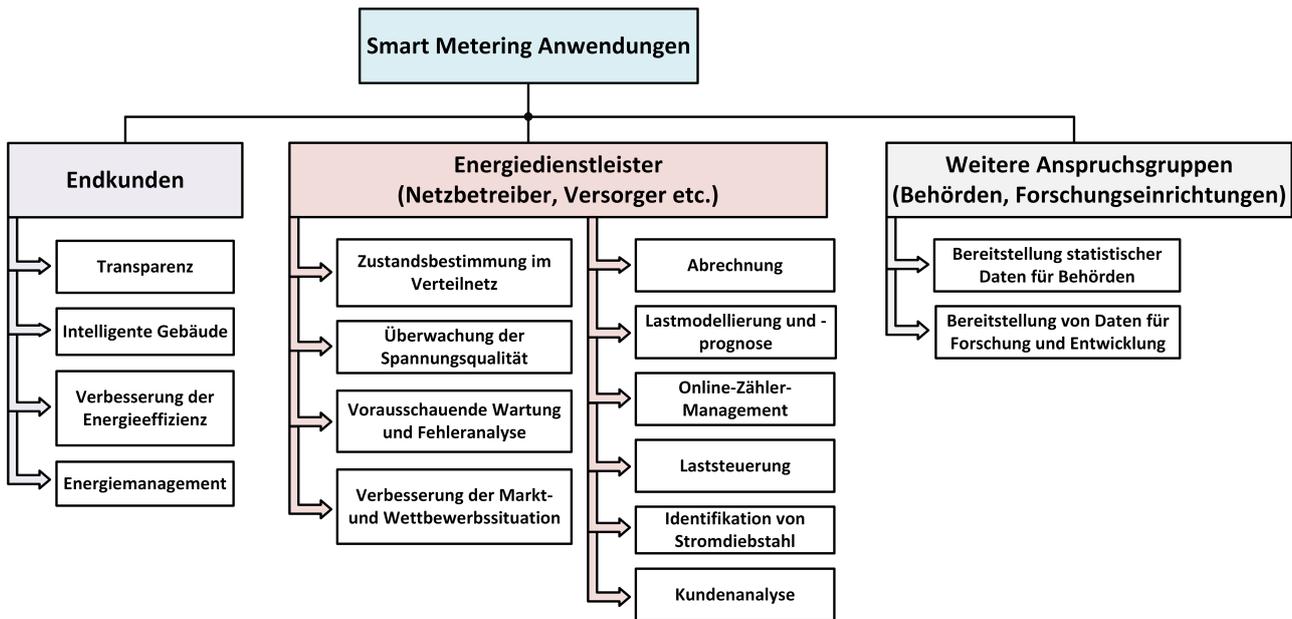


Abbildung 3: Analytierte Smart-Metering-Anwendungen.

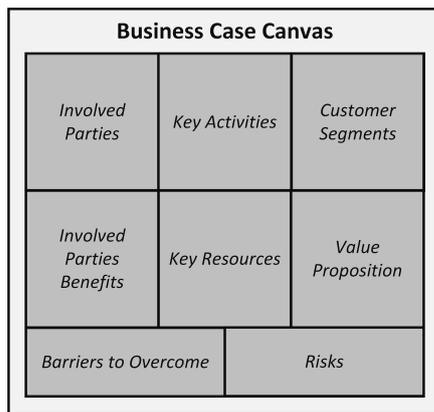


Abbildung 4: Business case canvas

des Jahres keine explizite Information über den laufenden Energiebezug, denn dieser ist nur in analoger Form am Stromzähler ablesbar.

Eine weitere Schwierigkeit mit konventionellen Stromzählern tritt auf, wenn Kunden wechseln, beispielsweise aufgrund eines Wohnungswechsels. Dabei entsteht eine Unschärfe in der Abrechnung, weil die Ablesung des Zählers nicht immer exakt zum Zeitpunkt des Mieterwechsels stattfinden kann.

In einigen Ländern bestehen für den Strombezug auch Modelle mit einer Vorauszahlungsmöglichkeit, sog. Prepaid-Angebote. Ältere Installationen sind mit elektromechanischen Stromzählern und Münzautomaten ausgestattet, modernere elektronische Zähler werden in Kombination mit Chipkarten-Lesern realisiert.

Relevante Quellen für diesen Abschnitt: [24–33]

### 3.1.1.1 Ziel und Nutzenversprechen

In Bezug auf die Abrechnung des Strombezugs können mit Smart Metern die entsprechenden Prozesse präziser und für die Kunden einfacher umgesetzt werden. Anstatt Akontorechnungen können zeitnahe, genaue Abrechnungen z.B. auf Quartalsbasis ausgestellt werden. Damit entfallen Risiken von Unter- oder Überdeckung durch Akontozahlungen. Zudem erhalten die Kunden mehr Transparenz über ihren Stromverbrauch. Bei einem Kundenwechsel erlauben Smart Meter den Wechsel auf einen exakten Zeitpunkt, womit allfällige Ungenauigkeiten in der Abrechnung wegfallen. Für Prepaid-Angebote erhofft man sich durch den Einsatz von Smart-Meter-Systemen eine höhere Benutzerfreundlichkeit. So können Prepaid-Kunden beispielsweise ortsunabhängig ihr Guthaben über eine Webplattform aufladen ohne auf Münzen oder Karten angewiesen zu sein. Zudem haben die Kunden jederzeit Transparenz über ihr aktuelles Guthaben und können dieses rechtzeitig aufladen.

### 3.1.1.2 Anforderungen

Die Hauptanforderung für die Umsetzung von zeitnahen Abrechnungen ist die zeitnahe Auslesung und Verarbeitung von zeitlich genügend hoch aufgelösten Smart-Meter-Daten. Benötigt wird ausserdem eine entsprechende Infrastruktur zur Speicherung der Daten.

Für den reibungslosen Kundenwechsel ist die Interoperabilität der Smart Meter eine wichtige Grundvoraussetzung.

Für die kundenfreundliche Umsetzung von Prepaid-Angeboten ist es zielführend, entsprechende Online-Plattformen anzubieten welche neben der Zahlungsfunktion auch weitere Funktionalitäten für die Kunden

zur Verfügung stellen, wie z.B. eine Alarmierung bei Unterschreitung eines spezifischen Guthabens.

### 3.1.1.3 Einschränkungen und Grenzen

Bezüglich der zeitnahen Auslesung von zeitlich hoch aufgelösten Messdaten bestehen in vielen Ländern Einschränkungen aus Gründen der Datensicherheit. Für die Implementierung eines automatisierten End-to-end-Prozesses müssen die involvierten Unternehmen entsprechende Aufwände für Hard- und Software in Kauf nehmen.

Technische Einschränkungen bestehen im Bereich Kommunikationstechnik bezüglich Bandbreite und Verfügbarkeit. Interoperabilität kann eine Herausforderung darstellen beim Wechsel von Lieferanten von Komponenten sowie bei der Einbindung von Drittparteien (z.B. Aggregatoren).

Für eine korrekte Abrechnung muss eine hohe IT-Sicherheit des gesamten Smart-Metering-Systems gewährleistet werden können. Dies um einerseits eine Manipulation der Messdaten zu vermeiden, andererseits um den Verpflichtungen im Bereich des Datenschutzes nachzukommen.

### 3.1.1.4 Relevante Projekte

In etwa der Hälfte der europäischen Länder werden überwiegend monatliche Abrechnungen auf der Basis von Smart-Meter-Daten durchgeführt. Üblich sind auch quartalsweise oder halbjährliche Abrechnungen. Studien haben gezeigt, dass durch den Einsatz von Smart Metern Kundenwechsel deutlich günstiger abgewickelt werden können. Diesbezügliche Einsparungen liegen in der Grössenordnung von 40 CHF [34]. Im Vergleich zur Kontoabrechnung sinken die Kosten zur Abwicklung von Kundenanfragen zu zeitnahen, präzisen Rechnungen um bis zu 60%.

In Grossbritannien, wo fast 20% der privaten Endkunden Prepaid-Angebote nutzen, hat man signifikante Verbesserungen der Kundenzufriedenheit durch Smart-Meter-basiertes Prepayment festgestellt. Gemäss einer britischen Studie haben 80% der Kunden zum Ausdruck gebracht, dass sie eine bessere Kontrolle über ihren Stromverbrauch haben und dank der erhöhten Transparenz vermehrt Energiesparmassnahmen ergreifen [35].

### 3.1.1.5 Business Case Canvas

Das Business Case Canvas in Tabelle 1 fasst die beschriebenen Aspekte zusammen. Die beteiligten Parteien sind der Verteilnetzbetreiber und der Energielieferant sowie der Endkunde als eigentlicher Nutzniesser dieser Applikation. Er hat auch die Vorteile einer genaueren, zeitnahen und transparenten Abrechnung. Allerdings müssen hierzu die Smartmeter-Daten zeitnahe ausgelesen und die Daten der Endkunden stets gepflegt und aktuell gehalten werden. Der Vorteil der Beteiligten

liegt hauptsächlich in den kostengünstigeren Prozessen, da das manuelle Auslesen der Zähler entfällt. Auch lassen sich mit Smartmetern neue Tarife implementieren.

## 3.1.2 Zustandsbestimmung im Verteilnetz

Für den Betrieb der Netzebenen 1 bis 3 (teilweise auch 5) gilt die leittechnische Erfassung und Bestimmung des Netzzustandes als Standardinstrument für den Netzbetrieb. Auf der untersten Netzebene 7 ist diese Technologie kaum im Einsatz. Die Verteilnetze der untersten Spannungsebene werden aufgrund punktueller Messungen und Erfahrungswerten betrieben, ohne dass die Betreiber die Verhältnisse im Netz jederzeit genau kennen. Dies ist nur möglich, weil hohe Sicherheitsmargen bei der Auslegung der Netzelemente vorgesehen werden.

Zur Bestimmung des Netzzustandes wird die Methode der State Estimation angewendet. Dabei werden aktuelle Messwerte und Zustandsinformationen aus dem Netz mit einem Netzmodell verbunden und es wird der wahrscheinlichste Netzzustand ermittelt. Resultat der State Estimation ist ein vollständiges Lastflussmodell des Netzes für den gewählten Zeitpunkt. Ströme, Spannungen und Leistungen an allen Betriebsmitteln sind dann bekannt und können für betriebliche Zwecke verwendet werden. Netzbetreiber erhalten so eine Transparenz über den aktuellen Netzzustand und können auf Basis dieser Informationen Entscheidungen treffen. Zudem können diese «Snapshots» des Netzes für Planungszwecke verwendet werden.

Für eine funktionierende Zustandsbestimmung ist zunächst eine umfangreiche Mess- und Kommunikationsinfrastruktur notwendig. Ausserdem müssen die Daten in einem SCADA-System verarbeitet werden. State-Estimation-Tools benötigen für ihr zuverlässiges Funktionieren eine permanente Pflege der Modellparameter.

Relevante Quellen für diesen Abschnitt: [36–44]

### 3.1.2.1 Ziel und Nutzenversprechen

Sind alle Netzanschlüsse in einem Verteilnetz mit Smart Metern ausgestattet, kann anhand der synchronen Smart-Meter-Messwerte und evtl. einzelner punktueller Messungen im Netz der Netzzustand ermittelt werden. Dazu werden die Messwerte zusammen mit einem Netzmodell von einer State-Estimation-Software verarbeitet. Das Ergebnis ist ein vollständiges Abbild des Netzzustandes, mit Strömen, Spannungen und Leistungen an allen Betriebsmitteln. Auf dieser Basis können Verteilnetzbetreiber je nach Ausleseintervall und -zeitpunkt der Smart Meter den Netzzustand ermitteln und so Transparenz in ihrem Netz erlangen. Darauf basierend können verschiedene weitere Anwendungen realisiert werden, wie z.B. die Verbesserung der Spannungssituation im Netz oder die Identifikation von ziel-führenden topologischen Massnahmen. Die Datensätze

Tabelle 1: Business Case Canvas: Abrechnung

<b>Beteiligte</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Verteilnetzbetreiber (VNB)</li> <li>• Energielieferanten</li> </ul>	<b>Kernaktivitäten</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Auslesen der Smartmeter-Daten</li> <li>• Abrechnung von Endkunden</li> <li>• Rechnungsstellung an Endkunden</li> </ul>	<b>Kundensegmente</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Endkunden</li> </ul>
<b>Vorteile für Beteiligte</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Kostengünstigere Prozesse (insb. der Kundenwechselprozess)</li> <li>• Neue (Prepaid-)Tarife können einfach eingeführt werden</li> </ul>	<b>Kernressourcen</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Smartmeter-Daten</li> <li>• Adressdaten von Endkunden</li> </ul>	<b>Wertschöpfung</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Zeitnahe, feingranulare und damit transparente Energieverbrauchsdaten</li> <li>• Zeitnahe Rechnungsstellung an Endkunden</li> <li>• Vereinfachung des Prozesses zum Wechsel des Energielieferanten</li> <li>• Vereinfachung des Prozesses beim Endkundenwechsel</li> <li>• Akkurate Daten bei den Wechselprozessen</li> </ul>
<b>Zu beseitigende Hürden</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Daten müssen in regelmässigen Zeitintervallen ausgelesen werden (z.B. stündlich)</li> </ul>	<b>Risiken</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Gewährleistung der IT-Sicherheit</li> </ul>	

aus der State Estimation können genutzt werden, um beispielweise Anschlussgesuche von PV-Anlagen oder Elektro-Ladestationen nicht nur mit vordefinierten Szenarien, sondern anhand tatsächlich aufgetretener Netz-situationen zu prüfen.

### 3.1.2.2 Anforderungen

Eine Grundvoraussetzung für eine funktionierende Zustandsbestimmung ist das Vorhandensein einer hinreichend hohen Anzahl von zeitsynchronen Messungen im Netz und eines aktuellen, vollständigen und korrekten Netzmodells. Letzteres wird üblicherweise dem SCADA-System bzw. State Estimator über eine Schnittstelle aus einem Geoinformationssystem zur Verfügung gestellt, in dem alle Netzelemente erfasst sind. Für die Bestimmung des Netzzustandes nahe an Echtzeit müssen die Smart-Meter-Werte entsprechend zeitnah und regelmässig ausgelesen werden. Auch die korrekte Erfassung der Netztopologie ist ein kritischer Faktor für das Gelingen einer zuverlässigen Zustandsbestimmung.

### 3.1.2.3 Einschränkungen und Grenzen

Eine wichtige Einschränkung zur Nutzung von Smart-Meter-Daten für die Zustandsbestimmung von Verteilnetzen ist die mögliche Auslesefrequenz der Messwerte. Die Zustandsbestimmung kann nur so aktuell sein, wie die letzten vorliegenden Messwerte. Die Auslesefrequenz wird einerseits durch regulatorische und gesetzliche Vorgaben begrenzt, andererseits können Einschränkungen durch begrenzte Bandbreiten in der Kommunikationsinfrastruktur der Smart Meter eine Grenze darstellen. Ungenaue und/oder unvollständige

Netzmodelle sind ein weiteres Hindernis für eine zuverlässige Netzzustandsbestimmung. Damit diese gelingt, müssen die elektrotechnischen Parameter aller Netzelemente korrekt abgebildet sein (z.B. Impedanzen aller Leitungsabschnitte, Transformatoraten, Topologie). Zudem muss die Zuordnung der Smart-Meter-Messwerte zur Netztopologie korrekt sein.

### 3.1.2.4 Relevante Projekte

Die Zustandsbestimmung in Verteilnetzen auf der Basis von Smart-Meter-Daten wurde bereits in einer Reihe von Projekten umgesetzt. Im deutschsprachigen Raum sind u.a. drei Implementierungen bekannt:

- Kaiserslautern (Deutschland): Implementierung einer State Estimation mit Smart-Meter-Werten und PV-Prognosen im Netz der Stadtwerke Kaiserslautern mit 124 Lasten und 24 PV-Anlagen [45].
- Basel (Schweiz): Implementierung einer State Estimation für ein Teilnetz der Industriellen Werke Basel, welches 200 private Haushalte, einen Gewerbebetrieb und eine PV-Anlage verbindet [46].
- Arbon (Schweiz): Im Rahmen des Swiss Centre for Competence in Energy Research on the Future Swiss Electrical Infrastructure wurden 10'000 Smart-Meter-Messungen des Verteilnetzes der Stadt Arbon verwendet, um den Lastfluss im Netz zu bestimmen [47].

### 3.1.3 Vorausschauende Wartung und Fehleranalyse

Präventive Wartung soll sicherstellen, dass Betriebsmittel inspiziert und gewartet werden, bevor ein möglicher

Schaden eintritt. Dies findet üblicherweise nach fixen Zeitintervallen statt, welche hauptsächlich auf Erfahrungswerten basieren. Vorausschauende, zustandsbasierte Wartung hingegen nutzt kontinuierliche Messdaten und Prognosen für die Ableitung von Indikatoren, die Aufschluss über den Zustand der Betriebsmittel geben. Damit können Betriebsmittel bedarfsgerecht zu dem Zeitpunkt gewartet werden, wenn dies angezeigt ist. Auch die Daten von Smart Metern können für Modelle verwendet werden, die zur vorausschauenden Wartung eingesetzt werden.

Im Bereich der Fehleranalyse können Smart Meter wertvolle Informationen über registrierte Ereignisse wie z.B. einen spannungslosen Zustand liefern. Dies ermöglicht eine rasche Erkennung und Analyse von Störungen im Netz.

Relevante Quellen für diesen Abschnitt: [48–57]

### 3.1.3.1 Ziel und Nutzenversprechen

Das Ziel von vorausschauender Wartung ist ein bedarfsgerechter Einsatz entsprechender Ressourcen und die möglichst frühe Identifizierung von abnormalen Betriebsmittelzuständen oder sich anbahnenden Problemen. Dies soll zur Verlängerung der Lebensdauer von Betriebsmitteln und zur Erhöhung der Verfügbarkeit der Netzelemente beitragen.

In Sachen Fehleranalyse erhofft man sich, anhand der letzten von einem Smart Meter empfangenen Informationen Aufschlüsse über Fehlerorte, -arten und das Ausbreiten einer Störung zu erlangen. In Kombination mit Daten aus Geoinformationssystemen erhält man einen Überblick über das Ausmass und den Ablauf von Versorgungsausfällen in einer Region.

### 3.1.3.2 Anforderungen

Zur Beurteilung der Betriebsmittelzustände werden «lernende» Algorithmen eingesetzt, die als Basis für das Lernen eine grosse Datenmenge benötigen. Zur Klassifizierung von abnormalen Ereignissen sind auch aufgezeichnete Daten von Ereignissen notwendig, jedoch sind diese in der Praxis kaum vorhanden. Das Grundproblem der fehlenden oder unzureichenden Basisdaten stellt sich auch bei Anwendungen im Bereich der vorausschauenden Wartung. Es muss deshalb damit gerechnet werden, dass jahrelang Daten aufgezeichnet und analysiert werden müssen, bevor ein lerner, vorausschauender Algorithmus zuverlässig funktioniert.

Abgesehen von Smart-Meter-Daten werden für diese Algorithmen weitere Daten genutzt, beispielsweise Wetterdaten, Kalenderinformationen, Daten aus Geoinformationssystemen und Daten von Sensoren wie z.B. Betriebsmitteltemperaturen.

Für die Fehleranalyse ist eine zeitnahe und zuverlässige Kommunikation mit den Smart Metern notwendig, u.a. eine regelmässige, zeitnahe Auslesung der Daten.

### 3.1.3.3 Einschränkungen und Grenzen

Eine wesentliche Einschränkung für die oben beschriebenen Anwendungen besteht in den hohen Kosten für Kommunikation, Datenverarbeitung und -speicherung. Die Basisdaten müssen über zahlreiche Schnittstellen aus unterschiedlichen Quellen in unterschiedlichen Formaten bezogen, gespeichert und zusammengeführt werden.

Wie auch für viele andere Anwendungen können zu lange Ausleseintervalle der Smart Meter eine technische Einschränkung für diese Anwendung darstellen.

Ein Grundproblem von lernenden, vorausschauenden Algorithmen sind falsche Alarmmeldungen oder irreführende Indikatoren, die aufgrund zu geringer Basisdaten entstehen.

Flexible Wartungsintervalle können eine Herausforderung für die Ressourcenplanung und die Auslastung von Instandhaltungsteams darstellen bzw. können nicht immer wie durch das Modell bestimmt umgesetzt werden.

### 3.1.3.4 Relevante Projekte

In der wissenschaftlichen Literatur finden sich zahlreiche Berichte von Herstellern und Netzbetreibern zu Anwendungen von vorausschauender Wartung und Fehleranalyse, z.B. von Siemens, IBM, Oracle und Landis+Gyr [2, 56, 58–69].

Der Slowenische Verteilnetzbetreiber Elektro Ljubljana praktiziert vorausschauende Wartung flächendeckend im gesamten Netz [64]. Dafür werden Daten von Smart Metern und SCADA-Systemen genutzt.

Weitere Projekte wurden in Spanien, den USA und im Vereinigten Königreich umgesetzt.

## 3.1.4 Verbesserung der Markt- und Wettbewerbssituation

Hierbei handelt es sich weniger um eine konkrete Anwendung von Smart Metering, als um einen Effekt von Smart-Metering-Anwendungen auf den Markt und die Wettbewerbssituation.

Wie in vielen anderen Märkten erhofft man sich auch im Strommarkt durch eine Erhöhung des Wettbewerbs sinkende Kosten und damit sinkende Preise für Endkunden zu erreichen. Im Wettbewerb spielen neben den Anbietern aber auch die Abnehmer eine entscheidende Rolle. Smart-Meter-Daten schaffen eine erhöhte Transparenz, die eine Erhöhung der Effizienz ermöglicht und den Wettbewerb befeuern kann.

Relevante Quellen für diesen Abschnitt: [5, 19, 70–77]

### 3.1.4.1 Ziel und Nutzenversprechen

Dank Smart-Meter-Daten haben sowohl die Endkunden als auch die Lieferanten ein besseres Verständnis über den Stromverbrauch und die daraus entstehenden

Kosten. Dies führt einerseits dazu, dass Stromanbieter ihre Produkte besser auf die Kundenbedürfnisse abstimmen können. Beispielsweise kann die Produktpalette mit differenzierten Tarifmodellen für verschiedene Kundengruppen erweitert werden. Andererseits halten gut informierte Endkunden eher Ausschau nach passenden Angeboten oder fragen diese vermehrt nach. Durch dieses bessere «Matching» zwischen Angebot und Nachfrage steigt die Effizienz des Marktes und damit der volkswirtschaftliche Nutzen.

Wie im Abschnitt 3.1.6 beschrieben, können Stromversorger auf der Basis von Smart-Meter-Daten genauere Prognosen erstellen und damit Kosten für Prognoseabweichungen («Ausgleichsenergie») sparen, die indirekt durch die Endkunden getragen werden.

Die Verwendung von Smart Metern ermöglicht ausserdem die Bestimmung von Spitzenbezügen der Endkunden. Netzbetreiber und Lieferanten können diese in ihre Preismodelle integrieren und somit bessere Anreize für ein kostengünstiges Verhalten der Endkunden setzen.

Dank Smart Metern können Prosumer ihren Verbrauch besser auf die Erzeugung abstimmen und so ihren Eigenverbrauchsanteil steigern und ihre Stromkosten insgesamt senken – siehe Abschnitt 3.2.2.

Wie in den Abschnitten 3.1.1 und 3.1.9 beschrieben, begünstigen und vereinfachen Smart Meter Kundenwechsel zwischen verschiedenen Lieferanten. Geringe Wechselkosten sind eine wichtige Grundlage für einen kompetitiven Markt.

#### 3.1.4.2 Anforderungen

Durch die erwähnten Anwendungen entstehen unterschiedliche Ansprüche bezüglich zeitlicher Auflösung der Messungen, Auslesung der Messdaten sowie der Abrechnungsperioden. Diese Anforderungen sind in den entsprechenden Abschnitten in diesem Papier beschrieben.

#### 3.1.4.3 Einschränkungen und Grenzen

Es bestehen regulatorische Einschränkungen zur Nutzung der Smart-Meter-Daten wie in den anderen Abschnitten dieses Dokumentes beschrieben. Wichtige Einschränkungen für zahlreiche Anwendungen sind die möglichen Auslesezeitpunkte und die Auslesefrequenzen der Messdaten von den Smart Metern.

Technische Grenzen betreffen unter anderem die Bandbreite der Smart-Meter-Kommunikation für Anwendungen nahe an Echtzeit und die Interoperabilität von Geräten und Systemen.

### 3.1.5 Überwachung der Spannungsqualität

Netzbetreiber müssen technische Bestimmungen, Normen und andere Vorschriften in Bezug auf die Qualität der Spannung und die Verfügbarkeit des Netzes einhalten bzw. dokumentieren (z.B. die europäische Norm

EN 50160). Dafür können auch Smart Meter eingesetzt werden.

Relevante Quellen für diesen Abschnitt: [78–87]

#### 3.1.5.1 Ziel und Nutzenversprechen

Netzbetreiber überwachen die Spannungsqualität typischerweise an neuralgischen Punkten mit sog. Power Quality Analyzern. Dies geschieht teilweise permanent, teilweise bei Bedarf wenn Probleme an einem bestimmten Ort im Netz auftreten. Für eine flächendeckende Überwachung der Spannungsqualität können Smart Meter eingesetzt werden. Es liegt auf der Hand, dass auf Basis von Smart-Meter-Daten Verfügbarkeitsindizes wie z.B. der «System Average Interruption Duration Index» (SAIDI) und der «System Average Interruption Frequency Index» (SAIFI) nahe an Echtzeit automatisiert bestimmt werden können. Davon abgesehen stellen Smart Meter auch Funktionen zur Verfügung, welche z.B. Unsymmetrie, Flicker, harmonische Anteile in Spannung und Strom oder Spannungsabweichungen detektieren und aufzeichnen. Durch eine flächendeckende Analyse dieser Grössen können Störquellen einfacher identifiziert werden als bei punktuellen Messungen. Die Verfügbarkeit von zeitsynchronisierten Spannungsmessungen ermöglicht Verteilnetzbetreibern die Optimierung von Spannungsprofilen und damit die Reduktion von Netzverlusten. Diese Daten können auch zur Steuerung von Lasten genutzt werden.

#### 3.1.5.2 Anforderungen

Damit Smart Meter belastbare Informationen zur Spannungsqualität liefern können, müssen diese entsprechend den geltenden Normen (z.B. EN 50160, IEC 61000-4) erfasst werden. Nach der Erfassung müssen diese Daten zusätzlich zu den Energiedaten zunächst am Smart Meter gespeichert werden, was einen erhöhten Speicherbedarf zur Folge hat. Ausserdem müssen die Daten über das Smart-Meter-Kommunikationsnetz übertragen, zentral gespeichert und analysiert werden. Zur Identifikation von sequentiellen Abläufen ist es wichtig, dass Messzeitpunkte, Mess- und Aggregationsintervalle konsistent und zeitsynchronisiert sind bzw. werden können. In diesem Zusammenhang ist die Interoperabilität der Systeme verschiedener Hersteller eine Herausforderung.

#### 3.1.5.3 Einschränkungen und Grenzen

Wesentliche Einschränkungen für die Nutzung von Smart Metern zur Überwachung der Spannungsqualität bestehen heute in den zur Verfügung stehenden Funktionalitäten der Geräte, beschränktem Speicherplatz am Smart Meter, beschränkter Bandbreite der Kommunikationsinfrastruktur und fehlender Interoperabilität.

Die Beobachtung und Aufzeichnung der Spannungsqualität an allen Netzanschlüssen mit Smart Metern ist aus wirtschaftlicher Sicht kaum tragbar und aus technischer Sicht nicht notwendig. Deshalb wird man diese Funktionalität nur eingeschränkt an Orten nutzen, wo es angebracht ist. Dies kann beispielsweise an neuralgischen Punkten im Netz sein, bei Anschlüssen von sensiblen Kundenanlagen oder Kundenanlagen, welche die Spannungsqualität beeinträchtigen. Ausserdem sind Übergabestellen an andere Netzbetreiber von Interesse.

#### 3.1.5.4 Relevante Projekte

In Frankreich verfolgt der Netzbetreiber EFRE mit dem Projekt «Erable» das Ziel, einen Mehrwert aus einer grossen Menge an Smart-Metering-Daten für die Planung des Verteilernetzes und die Verbesserung der Netzqualität zu erzielen [88]. Das im Rahmen des Projekts entwickelte Tool erstellt Dashboards und Snapshots von allen Netzelementen.

Im Rahmen des Projekts «Upgrid» hat der spanische Netzbetreiber Iberdrola die Integration verschiedener Smart-Grid-Technologien in der Region Bilbao getestet [65, 89]. Die installierten Smart Meter werden genutzt, um den Betrieb des Niederspannungsnetzes durch die rasche Erkennung von Spannungsabweichungen und Ausfällen zu verbessern. Für den portugiesischen Testfall desselben Projekts wurde ein Unterwerk mit vier Niederspannungsauspeisungen mit 90 Smart Metern herangezogen. Überwacht wurden Spannungsabweichungen und die Einhaltung der Europeanorm EN 50160.

Im Rahmen des Projekts «Nobel Grid» hat die Elektrizitäts-Genossenschaft Alginet in Spanien mit dem lokalen Verteilnetzbetreiber die Smart-Meter-Daten von 43 Verteilnetztransformatoren und 100 Endkunden genutzt, um die Qualität und Zuverlässigkeit der Versorgung zu überwachen [90]. Dabei wurden nicht nur Erkenntnisse zur Einhaltung der EN 50160 gewonnen, sondern es wurden auch wichtige Zusammenhänge bezüglich technischer und nicht-technischer Verluste im Netz erkannt.

### 3.1.6 Lastmodellierung und -prognose

Lasten in elektrischen Netzen werden üblicherweise durch ihre Leistungsaufnahme («P»), ihre Stromaufnahme («I») oder ihre Impedanz («Z») beschrieben. In diesem Zusammenhang spricht man von ZIP-Lastmodellen. ZIP-Modelle sind von herkömmlichen Lasten weitgehend bekannt. Mit neuartigen Lasten im Netz wie z.B. Wärmepumpen und Ladestationen für Elektrofahrzeuge hat man jedoch noch wenig Erfahrung in der Modellierung.

Doch nicht nur für die Lastmodellierung, auch für die Lastprognose sind neue Verbraucher eine Herausforderung. Mit der Hilfe von Smart-Meter-Daten können

die Grundlagen für neue deterministische und stochastische Modelle sowie für Anwendungen von Machine Learning aufgebaut werden.

Relevante Quellen für diesen Abschnitt: [91–100]

#### 3.1.6.1 Ziel und Nutzenversprechen

Konventionelle Lastmodelle und -prognosen nutzen aggregierte Messdaten oder punktuelle Messungen z.B. an Verteilnetztransformatoren oder -abgängen. Mit der Nutzung von Smart-Meter-Daten eröffnet sich ein weitaus detaillierterer und tieferer Einblick in die Zusammenhänge und Abhängigkeiten hinter den aggregierten Lastkurven. So können Einflussfaktoren wie z.B. die Wettersituation, Kalenderdaten oder geografische Verhältnisse bis auf einzelne Smartmeter oder Gruppen von Smart Metern analysiert werden. Mit der Hilfe von Clustering-Methoden ist es möglich, in Bezug auf bestimmte Einflussfaktoren besonders sensible Kundengruppen zu identifizieren und deren Verhalten entsprechend zu modellieren. Smartmeter-Daten ermöglichen eine Segmentierung der Kunden im Netz im Hinblick auf das Verbrauchsverhalten und verschiedene Einflussfaktoren. So können Gesamtlastgänge «bottom-up» modelliert und zu einem Gesamtlastgang aggregiert werden, wovon man sich ein besseres Verständnis der Zusammenhänge und eine Verbesserung der Prognosequalität erhofft.

#### 3.1.6.2 Anforderungen

Um das Verhalten einzelner Lasten im Netz zu verstehen und hinreichend gut modellieren zu können ist es notwendig, Kenntnis über die Einflussgrößen auf die Last zu haben. So sind z.B. sehr lokale Wetterdaten am Ort der Last relevant. Zusätzliche Sensordaten aus Gebäuden erleichtern den Aufbau von Modellen.

Für die Lastprognose werden häufig Methoden des maschinellen Lernens eingesetzt, welche auf eine ausreichend grosse Datenbasis angewiesen sind («ground truth data»). Diese Algorithmen müssen robust genug sein, um trotz teilweise fehlender und falscher Daten brauchbare Ergebnisse zu liefern.

Für die Erstellung von ZIP-Modellen für Lasten sind zeitlich synchronisierte und genügend hoch aufgelöste Spannungsmessungen erforderlich.

Die Modellierung von einzelnen Lasten und die Bestimmung ihrer individuellen Einflussfaktoren kann ein Problem im Bezug auf die Privatsphäre der Kunden darstellen. Eine mögliche Lösung besteht darin, nicht einzelne Kunden, sondern genügend grosse Gruppen oder Segmente von Kunden zu modellieren, sodass die Anonymität gewährleistet bleibt.

#### 3.1.6.3 Einschränkungen und Grenzen

Die übliche Auflösung von Smart-Meter-Messaten beträgt 15 bis 60 Minuten. Damit können plötzliche La-

ständerungen z.B. aufgrund von Spannungsschwankungen im Netz nicht präzise erfasst werden.

Herkömmliche Lastmodellierungs-Software ist darauf ausgelegt, mit wenigen, aggregierten Zeitreihen zu arbeiten. Grosse Datenmengen bestehend aus tausenden individuellen Lastgängen und Zeitreihen zugehöriger Einflussfaktoren stellen neue Anforderungen an Softwareprodukte.

#### 3.1.6.4 Relevante Projekte

Im Rahmen des finnischen Projekts «SGEM» wurden verschiedene Kurzfristprognosen mit Nutzung von Smart-Meter-Daten getestet, z.B. durch Modellierung der verzögerten Temperaturabhängigkeit, Einsatz eines neuronalen Netzes und ein Modell auf Basis eines Kalman-Filters [101]. Es wurde festgestellt, dass die elektrisch beheizten Häuser gut vorhersagbare Lastgänge haben.

Im Rahmen des Projekts «Flexmeter» wurden für die italienischen und schwedischen Pilotgebiete Kurzzeit-Vorhersagen mit neuronalen Netzen auf der Basis von Smart-Meter-Daten implementiert [102]. Zusätzlich zu den Lastdaten wurden Temperatur- und Kalenderdaten verarbeitet. Damit konnte auf Gebäudeebene für die Day-ahead-Prognose ein Mean Average Percentage Error von 10% erzielt werden.

#### 3.1.6.5 Business Case Canvas

Das Business Case Canvas in Tabelle 2 gibt eine Zusammenfassung der wichtigsten Punkte wieder. Der eigentliche Kunde ist diesmal der Netzbetreiber oder der Energieverkäufer, welche die modellierten Lasten und vor allem deren Prognose von entsprechenden Dienstleistern beziehen können. Aber auch Endkunden können als Nutzniesser gesehen werden, weil sie so eine Motivation hätten, Lasten zu verschieben. Aber Voraussetzung sind detaillierte gute, d.h. saubere Smartmeter-Daten als auch z.B. Wetterdaten.

### 3.1.7 Kundenanalyse

Traditionell werden Kunden anhand der Kapazität ihres Netzanschlusses und des Jahresstromverbrauchs in mehr oder weniger konsistente Gruppen eingeteilt. Diese Klassifizierung dient als Grundlage für die Angebots- und Tarifgestaltung. Anhand von zeitlich hoch aufgelösten Smart-Meter-Messwerten kann die Klassifizierung der Kunden nicht nur anhand ihres Gesamtverbrauchs über einen längeren Zeitraum, sondern auch aufgrund ihres Lastganges über einen Tag geschehen. So können die Kunden in einem Netz-/Versorgungsgebiet anhand ihrer Lastprofile segmentiert und klassifiziert werden.

Relevante Quellen für diesen Abschnitt: [103–112].

#### 3.1.7.1 Ziel und Nutzenversprechen

Neben dem gesamten Energiebezug über einen bestimmten Zeitraum ist vor allem das zeitliche Verhalten der Lasten, d.h. der Lastgang, von hoher Relevanz für Netzbetreiber und Versorger. Kunden, welche die gleiche Menge an Energie an unterschiedlichen Tagen oder zu unterschiedlichen Zeiten beziehen, können stark unterschiedliche Kosten für den Netzbetrieb und die Energiebeschaffung generieren. Dementsprechend können Energie- und Netzprodukte auf die Eigenschaften von Kundengruppen angepasst werden.

Die genaue Kenntnis der Tageslastgänge und ihrer Abhängigkeiten von verschiedenen Einflussfaktoren ermöglicht genauere Vorhersagen von Lastgängen. So kann beispielsweise anhand der Smart-Meter-Messwerte festgestellt werden, welche Kunden oder Kundengruppen sensibel auf diverse externe Einflüsse wie z.B. Temperatur, Sonneneinstrahlung oder Kalenderdaten sind. Es kann identifiziert werden, ob eine Liegenschaft hauptsächlich unter der Woche oder am Wochenende genutzt wird und somit jeweils nur an gewissen Tagen signifikant zur Gesamtlast beiträgt.

Besonders relevant wird die Analyse des Kundenverhaltens um die Entwicklungen im Bereich E-Mobilität und dezentrale Erzeugung (hauptsächlich kleine PV-Anlagen) in einem Netz-/Versorgungsgebiet zu verfolgen. Anhand von hochaufgelösten Smart-Meter-Messwerten kann die entsprechende Durchdringung und die Grösse der entsprechenden Kundengruppen kontinuierlich beobachtet werden.

#### 3.1.7.2 Anforderungen

Zur Identifikation und Beschreibung von Lastverläufen ist es von Vorteil, wenn diese zeitlich möglichst hoch aufgelöst sind (typischerweise 15 Minuten). Geringe Zeitaufösungen lassen durch die inhärente Glättung Lastspitzen u.U. kleiner erscheinen als sie tatsächlich sind. Damit wird das tatsächliche Verhalten der Kunden teilweise verschleiert.

Die Aussagekraft von Kundenanalysen und Kundenclustering kann erhöht werden, wenn die Smart-Meter-Messdaten mit zusätzlichen Daten der Kunden kombiniert werden, beispielsweise mit Informationen über die Lage und Art von Liegenschaften, relevanten Geräten/Anwendungen (z.B. Wärmepumpe) und anderen Eigenschaften.

Für die Bildung konsistenter Kundengruppen (bezüglich Lastverlauf über einen Tag und/oder eine Woche) werden üblicherweise Clustering-Methoden eingesetzt. Eine Vielzahl von Clustering-Methoden steht zur Verfügung und es muss in aufwändiger Detailarbeit evaluiert werden, welches Clustering die sinnvollsten Kundengruppen identifiziert.

Der Einsatz von Machine Learning zur Analyse der Kundendaten und Gruppierung der Kunden erfordert eine grosse Datenbasis für das Training der Algorithmen.

**Tabelle 2:** Business Case Canvas: Lastmodellierung und -prognose

<b>Beteiligte</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Dienstleister zur Lastmodellierung und -prognose</li> <li>• Smartmeter-Datenlieferanten</li> <li>• Endkunden</li> </ul>	<b>Kernaktivitäten</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Verbrauchsmmodellierung auf der Basis der Smartmeter-Daten</li> <li>• Probabilistische und/oder deterministische Vorhersagen</li> <li>• Berücksichtigung zusätzlicher Einflussfaktoren</li> </ul>	<b>Kundensegmente</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Netzbetreiber (VNB und/oder ÜNB)</li> <li>• Energieverkäufer</li> </ul>
<b>Vorteile für Beteiligte</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Das Geschäftsmodell der Dienstleister basiert auf der Lastmodellierung und -prognose</li> <li>• Endkunden (insbesondere Gebäudemanager) können die Vorhersagen zur Planung der Energieverbrauchs verwenden, um zum Beispiel Lasten zu verschieben (Peak Shaving etc.)</li> </ul>	<b>Kernressourcen</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Smartmeter-Daten</li> <li>• Wetter und Energiehandelsdaten</li> </ul>	<b>Wertschöpfung</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Entwicklung von mehr akkuraten Energieverbrauchsmodellen</li> <li>• Verbesserte Verbrauchsvorhersage</li> <li>• Verbessertes Verständnis und Vorhersage des Verbrauchs eines Hauses oder Gebäudes</li> </ul>
<b>Zu beseitigende Hürden</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Äusserst detaillierte Smartmeter-Daten</li> <li>• Unklare Einflüsse von zusätzliche Faktoren wie Umwelt oder Sozio-Demographie und deren Auswirkungen</li> <li>• Smart-Meter-Daten sind oft «verschmutzt», was die Analyse und Vorhersagen erschwert</li> </ul>		<b>Risiken</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Die meisten Algorithmen zur Analyse und Vorhersage erwarten “saubere” Daten</li> </ul>

Bei der Analyse von Kundendaten müssen die entsprechenden Datenschutzbestimmungen eingehalten werden.

### 3.1.7.3 Einschränkungen und Grenzen

Die Kundenanalyse auf der Grundlage von Smart-Metering-Daten kann aufgrund der hohen Dimensionalität der Datensätze, der unvollständigen Abdeckung und der Fehler in den Daten eine Herausforderung darstellen.

Die Gruppierung von Lastverläufen ist auch deshalb eine Herausforderung, weil selbst Haushalte mit vielen ähnlichen Attributen wie z.B. Wohnort, Familienzusammensetzung, Wohnfläche und benutzte Geräte ganz unterschiedliche Lastverläufe aufweisen können. Diese hängen nämlich von ganz spezifischen, individuellen Faktoren ab. Die Ähnlichkeit von Endkunden-Lastverläufen ist deshalb weit weniger ausgeprägt als die Ähnlichkeit von Lastverläufen auf höheren Spannungsebenen.

### 3.1.7.4 Relevante Projekte

Im Rahmen des SCANERGY-Projekts wurde ein zweistufiger Clustering-Ansatz verwendet, um den Energieverbrauch und die Energieerzeugung von Haushalten anhand von globalen und lokalen Merkmalen zu gruppieren [113]. Die angewandte K-Means-Methode führt zu Clustern mit homogenen Verbrauchs-/Erzeugungsniveaus auf der ersten Ebene und zu Clu-

stern die ähnliche Profile auf der zweiten Ebene darstellen.

Im Rahmen des ElDeK-Projekts wurden Smart-Meter-Daten von 75 norwegischen Haushalten für die Kundensegmentierung verwendet [114]. Insbesondere wurde eine statistische Methode zur Segmentierung der stündlich gemessenen Verbrauchsdaten in wetterabhängige und wetterunabhängige Lasten entwickelt. Die Nachfragemuster mehrerer Haushalte wurden analysiert, was zu typischen gruppen- und haushaltsspezifischen Nachfrageprofilen führte.

In Grossbritannien und Irland wurden mehrere Studien zur Clusterbildung von Kunden unter Verwendung von Smart-Metering-Daten durchgeführt [112, 115]. Im Rahmen des «New Thames Valley Visio»-Projekts analysierte der Verteilnetzbetreiber Scottish and Southern Energy Power Distribution die verschiedenen Nachfragespitzen und ihre Verteilung in Abhängigkeit von der Tages- und Jahreszeit. Abgesehen von den Zeiträumen mit der höchsten Nachfrage lassen sich die Kunden mit den größten Schwankungen auch anhand der Saisonalität und der Unterschiede zwischen Wochenende und Wochentagen identifizieren und gruppieren.

### 3.1.8 Identifikation von Stromdiebstahl

Gemäss Schätzungen beläuft sich der weltweite Stromdiebstahl auf jährlich ca. 96 Mrd. USD. Diese Verluste werden auch als «nicht technische» Verluste bezeichnet.

Stromdiebstahl kann auf unterschiedliche Arten be-

gangen werden. Häufig wird dafür entweder die Verdrahtung um die Zähler manipuliert, oder es wird der Zähler selbst physisch manipuliert. Digitale Zähler (und damit auch Smart Meter) können auch auf dem digitalen Weg manipuliert werden.

Relevante Quellen für diesen Abschnitt: [116–125]

### 3.1.8.1 Ziel und Nutzenversprechen

Mit modernen Smart Metern lässt sich Stromdiebstahl auf zwei Arten identifizieren:

- Detektion einer Manipulation am Smart Meter durch entsprechende Sensoren;
- Identifikation von nicht plausiblen Messwerten.

Ein elektromechanischer Zähler wird nach seiner Überbrückung das mechanische Zählwerk nicht mehr antreiben, der Zählerstand bleibt konstant. Ein nicht plausibler Zählerstand wird jedoch erst nach der nächsten Ablesung auffallen, sofern die Überbrückung lange aufrecht erhalten wurde und die Abweichung signifikant ist. Ein Smart Meter wird in der gleichen Situation (nach einer Überbrückung) im Viertelstundentakt Nullwerte messen, welche z.B. am Folgetag ausgelesen werden und in einer Plausibilitätsprüfung auffallen. Somit kann die Überbrückung des Zählers schneller erkannt werden und auch kurz andauernde Überbrückungen werden auffliegen.

Smart Meter sind mit Sensoren und Alarmsystemen ausgestattet, welche das Öffnen des Gehäuses detektieren und entsprechende Alarme senden können. Zudem verfügen Smart Meter über Differenzstromdetektoren, womit eine Unterbrechung des Neutralleiters erkannt werden kann. Ungewöhnliche Ereignisse wie z.B. Spannungseinbrüche und -ausfälle oder Lastumkehrungen werden vom Smart Meter erkannt und gespeichert.

Davon abgesehen eliminieren Smart Meter den «Faktor Mensch» bei der Ablesung. Häufig werden Ferraris-Zähler von den Kunden selbst abgelesen, was neben unabsichtlichen Fehlern auch absichtliche Falschangaben möglich macht.

Im Fall von digitaler Manipulation von Smart Metern liefert die Forschung verschiedene Ansätze, um diese zu erkennen. Dazu werden die Smart-Meter-Messdaten mit Methoden der künstlichen Intelligenz auf Plausibilität untersucht. So werden auch nicht offensichtliche, komplexe Manipulationen anhand der Messdaten erkannt.

Hilfreich für die Erkennung von Stromdiebstahl ist auch die Analyse von aggregierten Messwerten. Diese werden beispielsweise mit Summenmessungen an Transformatorabhängigen verglichen und nicht plausible Differenzen werden identifiziert. Auch eine Kombination mit anderen Netzdaten wie z.B. Spannungsmesswerten kann zielführend sein, um nicht plausible Messdaten aufzudecken.

### 3.1.8.2 Anforderungen

Wesentliche Anforderungen für diese Anwendung betreffen die Zähler (Geräte), die Zähler-Daten und Methoden zur Identifikation von Unregelmässigkeiten.

Zur Erkennung von Manipulationen am Gerät sind manipulationssichere Gehäuse, Schlösser, Sensoren, Systeme zur Selbstüberwachung und Alarmsysteme eine Voraussetzung.

Stromdiebstahl hat letzten Endes immer zum Ziel, dass weniger Energie als tatsächlich bezogen verrechnet wird, d.h. die Energiemesswerte werden «nach unten» manipuliert. Zur zeitnahen Erkennung von nicht plausiblen Energiemesswerten ist ein zeitnahes Auslesen der Messdaten eine Grundvoraussetzung. Abgesehen von einfachen Plausibilitätsprüfungen müssen für komplexere Betrugstechniken auch komplexere Identifikationswerkzeuge eingesetzt werden, die mit Mitteln der Statistik und/oder der künstlichen Intelligenz arbeiten. Wie schon wiederholt in diesem Bericht erwähnt bedingen letztere für ihre zuverlässige Funktion eine grosse Datenbasis. Solche Modelle müssen regelmässig mit entsprechendem Aufwand trainiert und gepflegt werden.

### 3.1.8.3 Einschränkungen und Grenzen

Stromdiebstahl wird niemals mit vernünftigem Aufwand in jedem Fall detektierbar sein. Plumpe Manipulationen an Geräten oder an den Messdaten sind mit einfachen Mitteln zu erkennen. Ausgeklügelte Manipulationen hingegen können nur mit entsprechend hohem Aufwand entdeckt werden.

Cyberangriffe auf Smart Meter nutzen ebenso hoch entwickelte Verfahren und Werkzeuge wie für deren Abwehr zur Verfügung stehen. Ähnlich wie bei der Bekämpfung von Computerviren stehen sich dabei beide Seiten technologisch auf Augenhöhe gegenüber.

Methoden der künstlichen Intelligenz sind vor allem bei unzureichender Datenbasis fehleranfällig und können eine hohe Zahl an falsch-positiven Alarmen auslösen. Zudem werden mit solchen Methoden nur Manipulationen erkannt, die erst nach einer gewissen Zeit im «normalen» Betrieb durchgeführt wurden. So genannte «day zero»-Manipulationen, die bereits bei oder kurz nach der Installation des Smart Meters ausgeführt werden, können nicht erkannt werden, weil keine entsprechende Datenbasis vorhanden ist, aus der das Verhalten ohne Manipulation erlernbar wäre.

Falsche Alarme können auch aufgrund von legalen und legitimen Veränderungen von Kundenanlagen zustande kommen. So kann z.B. der Austausch von Geräten oder eine veränderte Nutzung der Liegenschaft zu unbegründeten Verdachtsmomenten führen.

### 3.1.8.4 Relevante Projekte

In den USA wurde der Smart-Meter-Datensatz eines 12-kV-Verteilnetzes im Versorgungsgebiet von Southern

California Edison für die Bewertung eines physikalisch inspirierten, datenbasierten Verfahrens zur Erkennung von Stromdiebstahl verwendet [126]. Die Messungen der stündlichen Durchschnittsspannung und des Stromverbrauchs wurden von den Smart Metern der Endkunden und 190 Transformatoren erfasst. Der vorgeschlagene Algorithmus kann Fälle von Stromdiebstahl auch dann wirksam erkennen, wenn nur kleine Mengen gestohlen werden.

Landis+Gyr hat die Software «Advanced Grid Analytics» entwickelt, die Daten von Zählern und Geoinformationssystemen nutzt, um nicht-technische Verluste zu identifizieren und sie geografisch und dynamisch darzustellen [127]. Das Tool hilft Versorgern defekte Zähler und Diebstahl zu erkennen.

### 3.1.9 Online-Zähler-Management

Der Einsatz von Smart Metern ermöglicht einen vernetzten, zentralisierten Betrieb der Messinfrastruktur. Dank einer bidirektionalen Kommunikationsverbindung zu allen Smart Metern können die Geräte permanent überwacht werden. Es können Parameter angepasst und Firmware-Updates durchgeführt werden, zudem können die Uhren der Smart Meter synchronisiert werden. Die Smart Meter können Zustandsdaten an die Zentrale schicken, beispielsweise bezüglich Betriebs- und Sicherheitsstatus. Die Kombination dieser Daten mit Informationen aus einem geografischen Informationssystem (GIS) ermöglicht einen effizienten Unterhalt der Zählerinfrastruktur.

Relevante Quellen für diesen Abschnitt: [128–137]

#### 3.1.9.1 Ziel und Nutzenversprechen

Smart Meter verfügen über interne Funktionen, welche Fehlfunktionen und Installationsfehler erkennen können. Zudem zeichnen Smart Meter diagnostische Daten auf und können diese getriggert durch Ereignisse oder auf Abfrage an eine Zentrale übertragen. Somit können fehlerhafte Geräte rasch identifiziert werden.

Erleichterungen bringt das Smart-Meter-Management auch beim Kundenwechsel, für Firmware-Updates oder für eine Anpassung von verschiedensten Parametern wie z.B. Tarifzeiten.

#### 3.1.9.2 Anforderungen

Die Hauptanforderung für ein Online-Zähler-Management ist ein leistungsfähiges, bidirektionales Kommunikationssystem, über welches beispielsweise Firmware-Updates oder Konfigurations-Anpassungen durchgeführt werden können.

Smart Meter sollten mit Funktionalitäten ausgestattet sein, welche bei kritischen Ereignissen entsprechende Alarm-Meldungen generieren und abgeben. Eine weitere wesentliche Voraussetzung ist die Möglichkeit

der Fernkonfiguration und die Möglichkeit der Zeitsynchronisation. Letztere wird über ein Precision Time Protocol (PTP) umgesetzt.

#### 3.1.9.3 Einschränkungen und Grenzen

Eine wesentliche Einschränkung besteht in der Leistungsfähigkeit des Smart-Meter-Kommunikationssystems. Typischerweise kommen in diesem System unterschiedliche Technologien mit unterschiedlicher Bandbreite und Zuverlässigkeit zum Einsatz. Der Mangel an Standardisierung führt dazu, dass eine Vielzahl unterschiedlicher Kommunikations-Protokolle angewendet wird.

Die Fernwartung und -konfiguration von Smart Metern stellt natürlich auch ein Sicherheitsrisiko für Cyber-Attacken dar. Dementsprechend ist die IT-Sicherheit ein äusserst relevantes Thema für diese Anwendung.

#### 3.1.9.4 Relevante Projekte

In der Praxis werden verschiedene Diagnosepakete für die Verwaltung von intelligenten Zählern eingesetzt, die es den Versorgungsunternehmen ermöglichen, aus der Ferne auf die Zähler zuzugreifen, sie zu überwachen und zu diagnostizieren [138–141]. Infolgedessen können Wartungsarbeiten besser geplant und Betriebskosten gesenkt werden. Was die Parametrisierung betrifft, so enthalten kommerzielle Smart Meter variable Einstellungen z.B. für verschiedene Tarife und Schaltzeiten [142–145]. Schließlich sind Smart Meter meist mit einem Fernabschalter ausgestattet.

### 3.1.10 Laststeuerung

Zur Beeinflussung der Netzlast nutzen Netzbetreiber eine Infrastruktur zur Laststeuerung. Mit der traditionellen Rundsteuerung werden in Clustern zusammengefasste Lasten aufgrund von Erfahrungswerten und punktuellen Messungen im Netz pauschal blockiert oder deblockiert, ohne den aktuellen Zustand dieser Lasten oder des entsprechenden Netzanschlusses zu kennen. Auf der Basis von Smart-Meter-Messwerten und Schalmöglichkeiten kann eine präzisere Steuerung der Lasten vorgenommen werden. So kann beispielsweise für die Ermittlung der Schaltbefehle der aktuelle Leistungsaustausch am Netzanschluss herangezogen werden. Zudem kann die Schaltung individuell pro Smart Meter anstatt pauschal für alle Geräte in einem Cluster vorgenommen werden. Dies erlaubt eine höhere Granularität der Leistung und ein gezieltes örtliches Eingreifen.

Relevante Quellen für diesen Abschnitt: [15, 146–155]

### 3.1.10.1 Ziel und Nutzenversprechen

Laststeuerung auf der Basis von Smart Metern ermöglicht die gezielte, punktuelle Beeinflussung der Netzlast zur Verbesserung der Netzsituation in Bezug auf Belastungswerte von Leitungen und Transformatoren, Spitzenbezüge, Aufnahme von Produktionsleistung aus dezentralen Erzeugungsanlagen und Knotenspannungen. Die konkreten Steuereingriffe können individuell pro Netzanschluss auf der Basis der aktuellen Leistung geschehen anstatt pauschal für ganze Gruppen von Lasten. Dies ermöglicht unter anderem die Berücksichtigung von individuellen Kundenbedürfnissen. Für Netzbetreiber und Energieversorger besteht ein grosser Vorteil im Vergleich zur Rundsteuerung darin, dass der Gesamtlastgang in feinen Stufen beeinflusst werden kann und die oft typischen Lastspitzen nach Freigabe ganzer Lastgruppen vermieden werden können.

### 3.1.10.2 Anforderungen

Die wichtigste technisch-operative Anforderung für die Umsetzung von Smart-Meter-basierter Laststeuerung ist die Möglichkeit, Messwerte nahe an Echtzeit aus den Smart Metern auszulesen und zu verarbeiten. Die Effizienz und die Wirksamkeit der Steuereingriffe ist hoch, wenn diese anhand der aktuellen Last- und Netzsituation auf Basis eines Netzmodells bestimmt werden. Ist dies nicht vorhanden und sind gezielte, punktuelle Eingriffe nicht möglich, werden die Vorteile gegenüber der Rundsteuerung kleiner.

In manchen Ländern sind regulatorische Vorschriften zu beachten, welche die Entschädigung von Kunden für Schalteingriffe durch den Stromversorger, Netzbetreiber oder dritte Parteien regeln.

### 3.1.10.3 Einschränkungen und Grenzen

Entsprechend der erwähnten wichtigen Grundanforderung der zeitnahen Auslesung von Messdaten stellt dies gleichzeitig eine wichtige Einschränkung dieser Anwendung dar.

Mit Smart-Meter-basierter Laststeuerung können nur einfache Netz- und Systemdienstleistungen wie z.B. Reduktion von Spitzen umgesetzt werden. Für Systemdienstleistungen mit hohen Anforderungen wie z.B. Primärregelung reicht eine Smart-Meter-Infrastruktur nicht aus, um die Präqualifikationsanforderungen zu erfüllen.

Beim Entwurf der Steuerinfrastruktur sollte auf die Skalierbarkeit des Systems geachtet werden. Für realistische Anwendungen muss ein Laststeuersystem in der Lage sein, Daten und Steuerbefehle für mehrere 10'000 Lasten zuverlässig zu verarbeiten und kommunizieren zu können.

### 3.1.10.4 Relevante Projekte

In Europa wurden zahlreiche Laststeuer-Projekte umgesetzt, welche auf intelligenten Messsystemen basieren

[156–160]. In Deutschland wurden im Projekt «Alpenenergy» insgesamt 260 Haushalte mit Smart Metern ausgerüstet. Davon wurden 100 bzw. 70 Haushalte mit Laststeuerungen ausgerüstet, welche einem statischen bzw. dynamischen Tarifschema folgen. Im italienischen Teil des Projekts «Nobel Grid» wurden 200 Endkunden mit manueller und automatischer Laststeuerung ausgerüstet. Im Rahmen des Projekts «Upgrid» in Spanien wurden 371'000 private Endkundenanlagen in ein Laststeuerprogramm integriert.

## 3.2 Anwendungen für Endkunden

### 3.2.1 Transparenz

Konventionelle Ferraris-Zähler zeigen die total bis zum Ablesezeitpunkt gemessene Energie als Zählerstand an. Dieser wird in Abständen von typischerweise einem Jahr abgelesen. Dazwischen erhalten die Kunden Akontorechnungen auf der Basis von Schätzungen oder anhand des Verbrauchs aus der Vorperiode. Mit diesem System erhalten die Kunden einen sehr beschränkten Ein- und Überblick über ihren Stromverbrauch. Abgesehen vom Gesamtverbrauch zwischen zwei Zählerablesungen gibt es für die Kunden keine weiteren Informationen.

Relevante Quellen für diesen Abschnitt: [161–170]

#### 3.2.1.1 Ziel und Nutzenversprechen

Mit der Verwendung von Smart Metern liegen die Energieverbrauchsdaten der Kunden viertelstundenscharf vor. Damit können Kunden nicht nur den Gesamtverbrauch während beliebiger Zeiträume einsehen, sondern auch Lastverläufe und damit Zeiten mit hohem oder niedrigem Verbrauch erkennen. Kunden können so beispielsweise ihre Bezüge von Hoch- in Niedertarifzeiten verschieben. Ein anderes Beispiel ist die Identifikation von unerwünschten Netzzurückspeisungen von überschüssiger Energie aus PV-Anlagen, welche durch entsprechende Laststeuerung vermieden oder reduziert werden können. Ein weiterer Vorteil für Kunden besteht in kürzeren Abrechnungsintervallen mit Verwendung der definitiven Verbrauchsdaten anstatt Akontorechnungen anhand von Schätzungen.

Transparenz über den Energieverbrauch ist langfristig gesehen eine wichtige Grundlage zur Entwicklung des Verbrauchsbewusstseins und für die Umsetzung von Energiesparmassnahmen.

#### 3.2.1.2 Anforderungen

Eine Grundanforderung für Transparenz ist, dass den Kunden die Smart-Meter-Messdaten zugänglich gemacht werden. Meistens erfolgt dies über Web-Applikationen, die verschiedene grafische Darstellungen der Verbrauchsdaten und Download-Möglichkeiten anbieten. Üblich sind auch Funktionen zum Vergleich

des Verbrauchs mit historischen Daten oder mit den Daten einer Vergleichsgruppe.

Zeitlich hoch aufgelöste Verbrauchsdaten von Kunden können Informationen enthalten, aus welchen sich (zumindest theoretisch) Erkenntnisse zum Verhalten und zur Privatsphäre der Kunden ableiten lassen. Dem Schutz der Privatsphäre der Kunden steht der Komfort eines unkomplizierten und raschen Zugangs zu den eigenen Verbrauchsdaten gegenüber.

### 3.2.1.3 Einschränkungen und Grenzen

Auf Basis von Energieverbrauchsdaten in 15-Minuten-Zeitintervallen können Kunden zwar gewisse Aussagen und Erkenntnisse über ihren Stromverbrauch ableiten. Jedoch handelt es sich dabei meistens um den Gesamtverbrauch z.B. eines Haushalts, dessen Zusammensetzung ohne genaue Kenntnis der einzelnen Geräte im Haushalt und deren Verbrauchsverhalten nicht besonders aufschlussreich ist. Insofern kann die erhöhte Transparenz bei Kunden auch zu vermehrten Fragen und zur Verunsicherung führen. Zusätzliche Technologien zur Disaggregation von Lasten sind am Markt verfügbar und können zusätzlich zu Smart Metern zur Transparenz des Stromverbrauchs beitragen.

Regulatorische Vorgaben schränken aus Datenschutzgründen die Auslesefrequenz und -zeitpunkte von Smart-Meter-Daten ein, was eine wichtige Einschränkung der Transparenz für Endkunden bedeutet.

Die Wirkung von Transparenz auf den Energieverbrauch der Kunden wurde in verschiedenen Studien unterschiedlich beurteilt. In der wissenschaftlichen Literatur werden mögliche Einsparungen durch erhöhte Transparenz im Ausmass von 2% bis 10% des Gesamtverbrauchs angegeben.

### 3.2.1.4 Relevante Projekte

Im Rahmen eines Demonstrationsprojekts hat das Elektrizitätswerk Schwyz AG ein System für Privat- und Gewerbekunden in der Stadt Küsnacht am Rigi entwickelt [171]. Die Kunden erhalten Abrechnungen mit detaillierten Angaben über ihren Gesamtenergiebezug und den Solarstromanteil aus lokaler Erzeugung. Die Kunden erhalten Informationen über ihren Verbrauchslastgang über verschieden Applikationen auf beliebige Endgeräte.

In Deutschland hat der Energieversorger EWE AG die Wirkung eines Anzeigegeräts getestet, das in Echtzeit Informationen zu den wichtigsten Verbrauchsdaten liefern kann [172]. Das Display ist Teil eines Produktpakets, das einen intelligenten Zähler, ein Internetportal und einen variablen Tarif mit zwei Tarifstufen umfasst. Aus der Bewertung der Geräte in 400 Haushalten kommt man zu dem Schluss, dass die erhöhte Transparenz des Energieverbrauchs zu durchschnittlichen Energieeinsparungen von etwa 10% des Gesamtverbrauchs führen kann.

### 3.2.1.5 Business Case Canvas

Das Business Case Canvas in Tabelle 3 gibt eine Zusammenfassung der wichtigsten Punkte wieder. Die Transparenz bietet auch gleichzeitig die Grundlage, konkrete, personalisierte Empfehlungen zur Energieoptimierung zu erstellen.

## 3.2.2 Energiemanagement

Endkundenseitiges Energiemanagement dient in der Regel der Erhöhung der Energieeffizienz oder des Eigenverbrauchs von produzierter Energie bei gleichzeitiger Einhaltung von Komfortgrenzen. Die Komfortgrenzen beziehen sich beispielsweise auf die Raumtemperatur, Luftqualität und Beleuchtung im Gebäude.

Relevante Quellen für diesen Abschnitt: [167, 168, 173–179]

### 3.2.2.1 Ziel und Nutzenversprechen

Energiemanagementsysteme können über eine direkte Datenanbindung an Smart Meter den Energieaustausch einer Kundenanlage nahezu in Echtzeit beobachten und darauf basierend Steuersignale für zeitlich verschiebbare Verbraucher ableiten. Die dahinterliegenden Algorithmen zielen beispielsweise auf eine Erhöhung der Energieeffizienz, einen erhöhten Eigenverbrauch von PV-Energie oder auf eine Reduktion der Stromkosten durch Ausnutzung von Tarifzeiten und Tarifunterschieden ab. Dies soll geschehen, ohne den Komfort der Kunden signifikant zu beeinträchtigen.

### 3.2.2.2 Anforderungen

Energiemanagement setzt ein hohes Interesse der Kunden und ausreichendes wirtschaftliches Erfolgspotenzial voraus. Energiemanagement-Systeme sollten durch die damit erzielten Einsparungen amortisiert werden können.

Eine Grundvoraussetzung für ein aktives Energiemanagement ist die Verfügbarkeit von aktuellen Verbrauchsdaten (nahe an Echtzeit), welche in zeitlich hinreichend kurzen Abständen aktualisiert werden. Nur damit kann ein Energiemanagementsystem auf den aktuellen Leistungsaustausch mit dem Netz reagieren. Die Smart Meter müssen dafür entsprechende Schnittstellen zur Verfügung stellen.

Neben der Beobachtbarkeit des Systems muss für ein Funktionieren von Energiemanagementsystemen auch eine Steuerbarkeit gegeben sein. Nur wenn steuerbare Verbraucher Teil der Kundenanlage sind, kann ein Energiemanagementsystem Optimierungspotenzial nutzen. Dafür müssen Steuer- und Komfortgrenzen der gesteuerten Geräte beachtet werden, damit einerseits die Eigenschaften und Grenzen der gesteuerten Geräte ausreichend berücksichtigt werden und andererseits die Kunden keinen signifikanten Komfortverlust durch die Steuerung erfahren.

Tabelle 3: Business Case Canvas: Transparenz

<b>Beteiligte</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Verteilnetzbetreiber</li> <li>• Energielieferanten</li> </ul>	<b>Kernaktivitäten</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Datenanalyse</li> <li>• Bereitstellung von Informationen von Energieverbräuchen einzelner Verbraucher</li> <li>• Personalisierte Ratschläge auf der Basis des tatsächlichen Verbrauchs</li> </ul>	<b>Kundensegmente</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Endkunden</li> </ul>
<b>Vorteile für Beteiligte</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Feingranulare Smartmeter-Daten und Rechnungen</li> <li>• Weniger Beschwerden von Kunden</li> <li>• Transparentes Verteilnetz für dessen Betreiber</li> </ul>	<b>Kernressourcen</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Smartmeter-Daten</li> <li>• Wissen über Energieverbrauchsmuster</li> <li>• Nutzungsdaten von Energieverbrauchern</li> </ul>	<b>Wertschöpfung</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Erhöhte Transparenz über Energieverbrauch und -kosten</li> <li>• Voraussetzung um Lasten zu Niedrigpreisbereichen zu schieben</li> <li>• Personalisierte Empfehlungen für konkrete Energieverbraucher</li> </ul>
<b>Zu beseitigende Hürden</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Direkte Empfehlungen sind nur möglich, wo Smartmeter-Daten in sehr kurzen Zeitintervallen ausgelesen werden können</li> <li>• Komplexe Aufbereitung der Daten (z.B. Extraktion bestimmter Verbraucher aus den aggregierten Smartmeter-Daten)</li> <li>• Regulatorische Vorgaben</li> </ul>		<b>Risiken</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Unsichere Smartmeter-Infrastruktur kann die Datensicherheit kompromittieren</li> <li>• Geringer Kundennutzen</li> </ul>

### 3.2.2.3 Einschränkungen und Grenzen

Eine relevante Einschränkung für die Anwendung von Energiemanagementsystemen ist durch ihre oftmals fehlende Wirtschaftlichkeit gegeben. Vor allem für private Endkunden lohnen sich entsprechende Installationen aus rein wirtschaftlicher Sicht in vielen Fällen nicht.

Das Vorhandensein von flexiblen, gut steuerbaren Lasten in Endkundenanlagen ist begrenzt. In privaten Haushalten zählen typischerweise elektrische Heizungen, Elektroboiler, Wärmepumpen, Ladestationen für Elektroautos und stationäre Batteriespeicheranlagen dazu. Eine Schwierigkeit bei der Einbindung dieser Geräte besteht durch ihre proprietären Schnittstellen zur Steuerung. Komfortgrenzen und spezifische Steuerlimiten von diesen Geräten reduzieren die möglichen Steuereingriffe von Energiemanagementsystemen signifikant. Kleinere Endgeräte können über schaltbare Zwischenstecker in Energiemanagementsysteme eingebunden werden, allerdings bieten diese kleinen Lasten deutlich weniger flexible Leistung/Energie.

In gewerblichen oder industriellen Anlagen müssen Energiemanagementsysteme im Detail auf die betrieblichen Bedürfnisse und Prozesse abgestimmt werden.

### 3.2.2.4 Relevante Projekte

Für Energiemanagementsysteme gibt es zahlreiche Beispiele und Produkte am Markt [173, 180]. «Energyhub» ist ein intelligentes Zählersystem, das verschiedene Zeitpläne und Programme für das Schalten von Beleuchtung, Heizung und Waschmaschinen zur Verfü-

gung stellt und über ein Webportal verschiedene Hinweise und Ratschläge zum Energiesparen gibt. «Agilewaves» ist ein von der NASA entwickeltes, webbasiertes System zur Energieoptimierung in Gebäuden. Das System integriert verschiedene Sensoren und überwacht diverse Gebäudesysteme (Heizung, Lüftung, Wasserversorgung, etc.).

Andere kommerzielle Energiemanagement-Lösungen sind beispielsweise «Qivicon», «NEST», «Miele@home» oder «Bosch SmartHome». Mit «OpenHAB» und «Eclipse SmartHome» stehen auch Open-Source-Produkte zur Verfügung.

### 3.2.3 Verbesserung der Energieeffizienz

Die EU zielte in ihrer Richtlinie von 2012 auf eine Verbesserung der Energieeffizienz um 20% zwischen 2016 und 2020 ab, mittlerweile werden weitere 30% bis 2030 diskutiert. Die Richtlinie hebt die Bedeutung von Smart Metering für die Erreichung dieser Ziele hervor.

Energieeffizienz zielt auf die Reduktion der eingesetzten Primärenergie ab und nicht auf die Reduktion von Spitzenleistungen oder auf die Optimierung von Energiekosten.

Relevante Quellen für diesen Abschnitt: [153, 167, 181–188]

#### 3.2.3.1 Ziel und Nutzenversprechen

Das Ziel dieser Anwendung besteht darin, den Energiebezug von Endkunden bei gleich bleibendem Komfort

zu reduzieren. Dies kann auf verschiedene Arten geschehen:

- Veränderung des Verbrauchsverhaltens aufgrund von erhöhtem Bewusstsein über den Energieverbrauch (dank Transparenz/Feedback).
- Investitionen in Gebäude und Geräte, z.B. durch verbesserte Gebäudeisolierung und Ersatz von Geräten durch neue, effizientere Modelle.
- Einsatz von verbesserter Steuer- und Regelungstechnik z.B. für die Gebäudeautomation.

Für alle drei Punkte liefern Smart-Meter-Daten wertvolle Grundlagen, jedoch ist Smart Metering nicht eine zwingende Voraussetzung um die Energieeffizienz zu erhöhen.

### 3.2.3.2 Anforderungen

Die Ergebnisse vieler wissenschaftlicher Studien deuten darauf hin, dass Transparenz bzw. Feedback über den Energieverbrauch eine wesentliche Grundlage dafür ist, dass Endkunden ihr Bezugsverhalten ändern und damit ihren Energieverbrauch reduzieren können. Dabei unterscheidet man zwischen direktem und indirektem Feedback. Direktes Feedback findet nahe an Echtzeit statt, indirektes Feedback kommt mit der Stromrechnung am Ende des Monats, Quartals oder Jahres.

Eine zusätzliche Motivation für Endkunden ist der Vergleich des Energieverbrauchs mit Peer-Gruppen, beispielsweise andere Endkunden mit ähnlichen Eigenschaften.

Um die Endkunden bei der Umsetzung von Energieeffizienzmassnahmen zu unterstützen, ist ein Informations- und Beratungsangebot durch Netzbetreiber und/oder Energieversorger hilfreich.

### 3.2.3.3 Einschränkungen und Grenzen

Eine Schwierigkeit in der Umsetzung von Energieeffizienzmassnahmen besteht in den teilweise geringen finanziellen Anreizen und der langen Amortisationszeit von Investitionen.

Das allgemeine Bewusstsein für Stromkosten und ihre Beeinflussbarkeit ist im Vergleich zu anderen Betriebs- oder Lebenshaltungskosten von Endkunden oft gering.

Alleine aus Smart-Meter-Daten abzuleiten, welche Verhaltensänderung die Energieeffizienz wirkungsvoll verbessern kann, ist keine triviale Aufgabe, schon gar nicht für private Endkunden ohne vertiefte technische Kenntnisse.

### 3.2.3.4 Relevante Projekte

Durch den Einsatz von Anzeigen mit Echtzeit-Daten für die Endkunden konnten in verschiedenen Versuchen Effizienzgewinne von bis zu 15% erzielt werden

[167, 189]. Als besonders wirkungsvoll hat sich dabei gerätespezifisches Feedback gezeigt.

Im Vereinigten Königreich konnte im Rahmen des «Energy Demand Research Project» mit Hilfe von Smart Metern und Real Time Displays eine durchschnittliche Einsparung von 3% erzielt werden [190].

In einem irischen Versuchsprojekt konnte mit Hilfe von verschiedenen Tarifstufen der Energieverbrauch von Endkunden um 2.5% verringert werden [191].

In den USA geht man anhand von Erfahrungswerten davon aus, dass private Endkunden dank Smart Metering und indirektem Feedback zwischen 3% und 5% des Energieverbrauchs sparen [192].

## 3.2.4 Intelligente Gebäude

Unter intelligenten Gebäuden («smart buildings») versteht man Gebäude, welche mit einer Infrastruktur ausgestattet sind, die eine automatische Steuerung von verschiedenen Systemen im Gebäude ermöglicht. Diese Infrastruktur umfasst u.a. ein Kommunikationsnetz und diverse Sensoren und Aktoren. Neben Bewegungs- und Klima-Sensoren (Temperatur, Feuchtigkeit) gehören auch Smart Meter zu den Sensoren, die typischerweise in solche Systeme integriert werden können. Zu den gesteuerten Systemen gehören u.a. Heizungs-, Lüftungs- und Klimatechnik, Beleuchtung und Sicherheitssysteme.

In der wissenschaftlichen Literatur wird zwischen «smart buildings» und «smart home» unterschieden. Bei letzterem handelt es sich um private Liegenschaften oder Wohneinheiten, während man unter «smart buildings» grössere Gebäude mit zentralen Infrastrukturen versteht, wie z.B. grosse Bürogebäude.

Relevante Quellen für diesen Abschnitt: [193–202]

### 3.2.4.1 Ziel und Nutzenversprechen

Mit dem intelligenten Gebäudemanagement will man Ziele im Bereich Energieeffizienz, Nachhaltigkeit, Komfort und Sicherheit erreichen. Bezüglich Energieeffizienz und Nachhaltigkeit geht es vor allem um eine Reduktion des Energieverbrauchs. Damit (aber nicht nur damit) wird eine Reduktion des ökologischen Fussabdrucks und somit der Verbesserung der Nachhaltigkeit des Gebäudebetriebs erreicht. Komfort und Sicherheit werden hauptsächlich durch Automatisierung, Kommunikation und die Möglichkeit von Fernüberwachung und -steuerung sichergestellt.

Smart Meter sind wichtige Elemente in einem intelligenten Gebäude, weil sie Informationen über den aktuellen Energieverbrauch liefern, welche für das Gebäudemanagement genutzt werden können. Zusätzlich zum Smart Meter, welcher üblicherweise nur am Netzanschluss des Gebäudes installiert ist, kommen für die Bestimmung der Energieflüsse im Gebäude Leistungs- und Energiemessgeräte zum Einsatz, welche nicht die gleichen Anforderungen wie Smart Meter erfüllen (müssen).

### 3.2.4.2 Anforderungen

Die zentrale Anforderung für die Integration von Smart Metern in ein Gebäudemanagementsystem ist das Vorhandensein einer Schnittstelle, welche die Auslesung von Messwerten nahe an Echtzeit erlaubt. Das Gebäudemanagementsystem muss diese Informationen zusammen mit anderen Daten (z.B. Tarifen) und Messwerten verarbeiten und darauf basierend Entscheidungen ableiten können.

### 3.2.4.3 Einschränkungen und Grenzen

Wie auch für zahlreiche andere Smart-Metering-Anwendungen stellen sich bezüglich intelligenter Gebäude Fragen zum Datenschutz und zur IT-Sicherheit.

Die Interoperabilität zwischen Sensoren, Aktoren und dem Gesamtsystem ist nicht nur bezüglich Smart Meter eine Herausforderung. Heute steht eine Vielzahl von Standards, Kommunikationstechnologien und Protokollen zur Verfügung.

Die Möglichkeiten, mit intelligenten Gebäuden Einsparungen im Energieverbrauch oder Verbesserungen beim ökologischen Fussabdruck zu erzielen, werden oft überschätzt und entsprechende Business Cases sind nicht immer einfach zu erzielen. Oft muss mit langen Amortisationszeiten gerechnet werden.

### 3.2.4.4 Relevante Projekte

In Österreich besteht ein Bezirk von Wien, Aspern, aus intelligenten Wohn- und Geschäftsgebäuden [203]. Die Gebäude sind mit PV-Anlagen, Batteriespeichern und thermischen Speichern, Smart Metern, solarthermischen Kollektoren, Wärmepumpen und selbstlernenden Steuerungssystemen ausgestattet, um die Autarkie in Bezug auf thermische und elektrische Energie zu erhöhen.

In einem Projekt in Norwegen wurden ein tageszeitabhängiger Netztarif und eine Laststeuerung für ein gewerblich genutztes Gebäude angewandt, das mit Smart Metern und Gebäudeteilsystemen ausgestattet ist [204]. Sowohl die Preissignale als auch die Energieverbrauchsdaten wurden stündlich übermittelt, und das Steuerungssystem wurde verwendet, um Lasten mit thermischer Kapazität, wie z.B. den elektrischen Warmwasseraufbereiter, die Belüftungsanlage und die Wassererwärmung in einem Hallenbad, von den Spitzenzeiten in die Schwachlastzeiten zu verschieben.

## 3.3 Anwendungen für weitere Anspruchsgruppen

Neben den direkt involvierten Anspruchsgruppen in der gesamten Wertschöpfungskette der Energieversorgung profitieren auch weitere, indirekt beteiligte Gruppen von Smart-Meter-Daten. Dazu zählen vor allem die öffentliche Verwaltung und Behörden, sowie Forschungs-

institutionen. In dieser deutschsprachigen Kurzfassung wird jedoch nicht näher darauf eingegangen.

## 4 Umfrage bei Unternehmen

In diesem Abschnitt werden die wichtigsten Ergebnisse der Umfrage zum aktuellen Stand der oben genannten Smart-Metering-Anwendungen dargestellt. Die Umfrage basiert auf einem Fragebogen, der von Schweizer Stakeholdern aus verschiedenen Bereichen, z.B. Industrie, Behörden und Wissenschaft, ausgefüllt wurde. Anschließend folgt eine Diskussion, die die wichtigsten Schlussfolgerungen in Bezug auf die praktikabelsten Smart-Metering-Anwendungen zusammenfasst.

### 4.1 Fragebogen

Um zu erkunden, inwieweit diese Anwendungen bei Schweizer Unternehmen bekannt sind und angewendet werden, wurde ein Fragebogen entwickelt. Zunächst wurde jede Anwendung kurz beschrieben. Wenn dem Befragten diese Anwendung bekannt ist, werden sechs detailliertere Fragen gestellt:

1. Glauben Sie, dass die Anwendung technisch anwendbar ist? (ja/nein)
2. Wurde diese Anwendung in Ihrem Unternehmen bereits betrachtet und analysiert? (ja/nein)
3. Ist die Anwendung in Ihrem Unternehmen bereits implementiert? (ja/nein)
4. Welcher Stakeholder, denken Sie, hat die meisten Interessen? (Mehrfachauswahl: Verbraucher, Produzent, Verkäufer, DSO, TSO, Regierung, andere)
5. Wie schätzen Sie das Potenzial dieser Anwendung ein? (technisch: 1 (niedrig) – 4 (hoch), wirtschaftlich: 1 (niedrig) – 4 (hoch))
6. Was sind die Barrieren für die Implementierung dieser Anwendung in der Schweiz heute?

Der Fragebogen wurde im Dezember 2020 an 18 Vertreter verschiedener Unternehmen verteilt. Die angesprochenen Personen arbeiten bei Schweizer Energieversorgern oder Herstellern. Sie wurden aufgrund von Kontakten der Autoren ausgewählt, um eine hohe Rücklaufquote zu gewährleisten. 13 von ihnen antworteten anonym, was einer Rücklaufquote von 72% entspricht. Mit Ausnahme der letzten Frage, die durch Freitextantworten abgedeckt wurde, sind die Ergebnisse des Fragebogens in Tabelle 4 zusammengefasst.

### 4.2 Ergebnisse

Viele Anwendungen sind den Befragten bereits bekannt. Fünf Anwendungen sind allen Befragten bekannt. Das dürften die Anwendungen sein, die überwiegend im Zusammenhang mit Smart Metern in der

<sup>1</sup>Anwendung in der deutschsprachigen Kurzfassung nicht weiter ausgeführt (siehe Abschnitt 3.3).

Tabelle 4: Ergebnis der Umfrage

	bekannt	technisch machbar	analysiert	umgesetzt	Verbraucher	Produzent	Verkäufer	DSO	TSO	Regierung	Andere	Technisches Potenzial	Ökonomisches Potenzial												
														Stakeholder mit Interessen										avg	avg
														avg	avg										
Abrechnung	13	13	11	7	5	7	6	11	4	6	9	3.15	2.46												
Online-Zähler-Management	13	13	10	8	8	5	5	12	3	2	1	3.08	2.31												
Zustandsbestimmung für das Verteilnetz	13	13	10	2	4	3	1	13	6	4	0	3.08	2.54												
Vorausschauende Wartung und Fehleranalyse	7	6	5	0	1	0	0	7	3	3	0	2.43	2.00												
Überwachung der Spannungsqualität	8	8	6	5	5	0	0	8	1	0	0	2.75	2.50												
Lastmodellierung und -prognose	10	10	5	2	5	3	7	8	5	0	1	3.20	3.00												
Kundenanalyse	9	8	6	2	4	4	8	4	1	2	0	2.78	2.44												
Verbesserung der Wettbewerbssituation	9	7	5	2	7	7	8	2	0	2	0	2.78	2.54												
Laststeuerung	12	11	9	3	5	2	4	11	8	3	0	3.00	2.67												
Identifikation von Stromdiebstahl	9	9	4	2	2	1	6	9	0	1	0	2.56	1.89												
Transparenz	13	13	8	7	10	2	3	9	0	4	2	2.62	1.77												
Verbesserung der Energieeffizienz	13	12	6	5	11	1	3	4	1	5	0	2.15	1.92												
Energiemanagement	8	7	6	1	8	2	3	5	2	2	1	3.13	2.50												
Intelligente Gebäude	9	9	4	1	7	2	6	6	1	3	0	2.22	2.00												
Bereitstellung von Daten für Behörden <sup>1</sup>	6	6	3	2	2	2	0	4	2	4	0	2.33	2.17												
Bereitstellung von Daten für Forschung <sup>1</sup>	6	6	4	2	1	3	3	4	2	5	0	2.83	2.17												

Schweiz diskutiert werden. Aber auch die restlichen Anwendungen sind mindestens der Hälfte aller Befragten bekannt. Auffällig ist die niedrige Zahl für «Vorausschauende Wartung und Fehleranalyse», die vielleicht aufgrund des zuverlässigen Schweizer Netzes nicht im Fokus steht. Die beiden niedrigsten, «Bereitstellung von Daten für Behörden» und «Bereitstellung von Daten für Forschung», sind für Schweizer Versorger nicht wirklich ein Thema, da der Fokus auf die Nutzung von Datenquellen gelegt wird.

Abbildung 5 zeigt, welche Anwendungen technisch machbar, analysiert und umgesetzt sind (in Prozent der bekannten). Nahezu jede Anwendung wird als technisch realisierbar angesehen (blaue Linie). Die Befragten sind der Meinung, dass die meisten Anwendungen im Schweizer Netz implementiert werden können. Die Mehrheit der Befragten hat auch alle Anwendungen in Betracht gezogen und analysiert (grüne Linie). Es sind jedoch nur wenige Anwendungen bereits in den Unternehmen der Befragten implementiert (orange Linie (in Prozent, wie viele Befragte die Anwendung kennen) und rote Linie (in Prozent zu allen Befragten)).

Basierend auf dem Schweizer Gesetz, dass bis Ende 2027 bei 80% aller Verbraucher ein Smart Meter installiert sein muss, werden die dominierenden Anwendungen, «Abrechnung» und «Online-Zähler-Management», von etwa 80% der Befragten analysiert. Aber auch Anwendungen, die die Qualität des Netzes sicherstellen, d.h. «Zustandsbestimmung für das Verteilnetz», «Vorausschauende Wartung und Fehleranalyse» und «Überwachung der Spannungsqualität», wurden ana-

lysiert. Doch im Gegensatz zu den ersten beiden Anwendungen, die ebenfalls von etwa 60% der Befragten implementiert werden, hat nur «Überwachung der Spannungsqualität» die höchste Implementierungsrate. «Zustandsbestimmung für das Verteilnetz» und «Vorausschauende Wartung und Fehleranalyse» scheinen für die Unternehmen der Befragten nicht wertvoll zu sein. Dies gilt insbesondere für «Zustandsbestimmung für das Verteilnetz», denn diese Anwendung ist allen Befragten bekannt, wurde von zehn Teilnehmern analysiert, aber nur zwei haben sie implementiert.

Die anderen Anwendungen werden im Durchschnitt von 58% der Unternehmen der Befragten analysiert, aber nur 27% (bzw. 20% aller Befragten) haben sie implementiert. Dieses Verhältnis kann dahingehend interpretiert werden, dass diese Anwendungen für die befragten Unternehmen derzeit nicht wertvoll sind. Eine Ausnahme bildet die Anwendung «Transparenz», die sowohl von 62% der Befragten in Betracht gezogen und analysiert, als auch von 54% der Befragten bereits implementiert wurde.

Abbildung 6 zeigt, welche Interessengruppen an welcher Anwendung interessiert sein könnten. Die meisten Stakeholder, die von den Befragten als interessiert angesehen werden, haben Interesse an allen Anwendungen. Energiekonsumenten zum Beispiel werden als an allen Anwendungen interessiert angesehen. Ihr höchstes Interesse liegt in «Energiemanagement» und «Identifikation von Stromdiebstahl» (über 80%), ihr geringstes Interesse in «Vorausschauende Wartung und Fehleranalyse» mit 14% (und «Bereit-

stellung von Daten für Forschung» mit 17%). Überraschenderweise sollen Verbraucher an «Überwachung der Spannungsqualität» mit 63% interessiert sein. Energieproduzenten zeigen zwar ein geringes Interesse an «Vorausschauende Wartung und Fehleranalyse», «Überwachung der Spannungsqualität» und «Energiemanagement» (weniger als 10%), dafür sind sie an «Verbesserung der Wettbewerbssituation» (78%), «Abrechnung» (54%) und «Bereitstellung von Daten für Forschung» (50%) interessiert. Ähnlich verhält es sich bei den Energieversorgern/-verkäufern, die das geringste Interesse an «Vorausschauende Wartung und Fehleranalyse», «Überwachung der Spannungsqualität», «Bereitstellung von Daten für Forschung» und «Zustandsbestimmung für das Verteilnetz» zeigen (weniger als 10%). Ihr höchstes Interesse gilt offensichtlich der «Kundenanalyse» und der «Verbesserung der Wettbewerbssituation» (beide 89%). Die VNB zeigen hohes Interesse an allen Anwendungen (geringstes Interesse von 22%), aber definitiv (laut den Befragten) an «Zustandsbestimmung für das Verteilnetz», «Vorausschauende Wartung und Fehleranalyse», «Überwachung der Spannungsqualität» und «Identifikation

von Stromdiebstahl» (alle 100%), sowie in «Online-Zähler-Management» (92%), «Laststeuerung» (92%), «Abrechnung» (85%) und «Lastmodellierung und -prognose» (80%). Der TSO scheint ein geringeres Interesse an den meisten Smart-Meter-Anwendungen zu haben (50%), ausser bei «Laststeuerung» (67%). Auch die Regierung wird nicht als hoch interessierter Stakeholder angesehen (46%), ausser bei «Bereitstellung von Daten für Behörden» (67%) und «Bereitstellung von Daten für Forschung» (83%). Für «Abrechnung» wurde zusätzlich der Stakeholder «Bilanzgruppe» notiert (69%).

Es ist zu betonen, dass die Interpretation der Bewertung der Stakeholderinteressen durch die Befragten davon abhängt, wie viele Befragte die Anwendung tatsächlich kennen. Da nicht alle Befragten jede Anwendung kennen, ist die Belastbarkeit der Interpretation möglicherweise nicht hoch.

Die geringe Umsetzungsrate von Smart-Meter-Anwendungen scheint durch die Einschätzung des technischen und wirtschaftlichen Potenzials bestätigt zu werden, das die Befragten ihnen zuschreiben. In Abbildung 7 sind der Mittelwert und die Standardabwei-

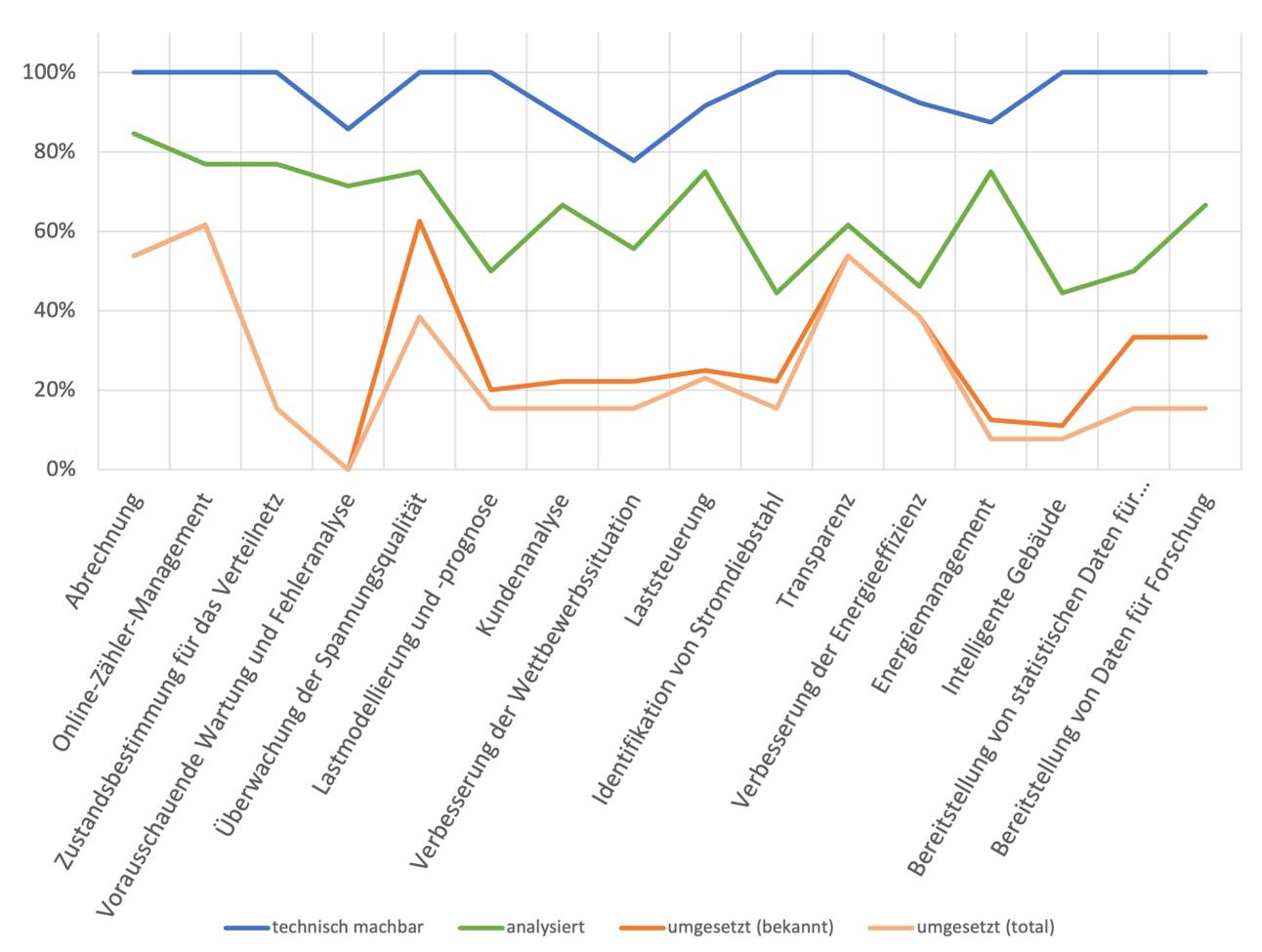
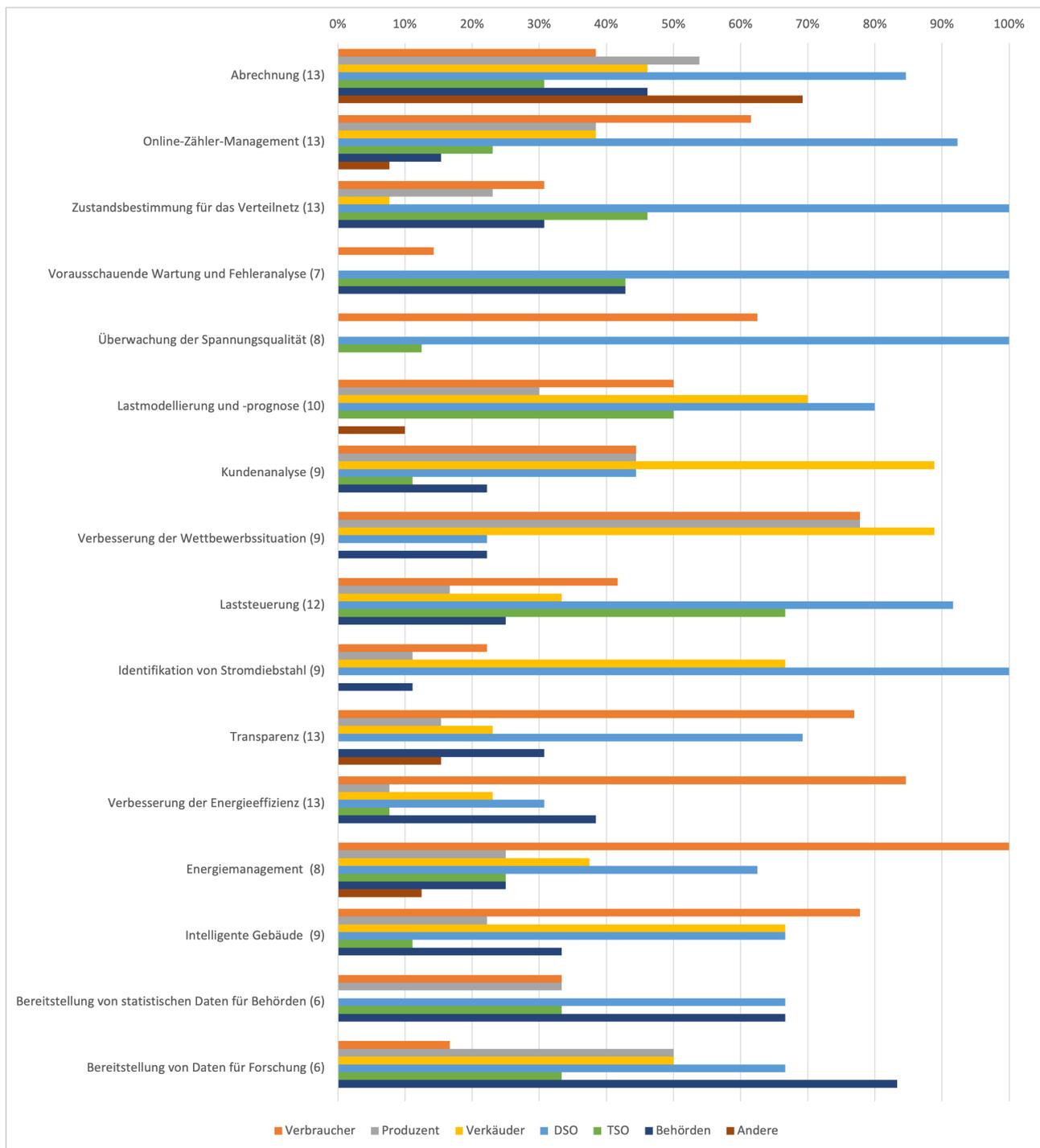


Abbildung 5: Technisch machbare, analysierte und umgesetzte Anwendungen (in Prozent aller Antworten oder denjenigen, welchen die Anwendung bekannt ist)



**Abbildung 6:** Interessen der Stakeholder (Die Zahlen in Klammern hinter den Anwendungen beziffern, wie viele die Anwendungen kennen; die dargestellten Prozente beziehen sich auf diese Zahl.)

chung des technischen (blau) und wirtschaftlichen (orange) Potenzials angegeben. Auffallend ist, dass für jede Anwendung das wirtschaftliche Potenzial niedriger als das technische ist. Besonders bei «Abrechnung», «Online-Zähler-Management» und «Transparenz» ist die Abweichung im technischen und wirtschaftlichen Potential bemerkenswert.

«Transparenz» hat das geringste wirtschaftliche Potential (1.77), gefolgt von «Identifikation von Strom-

diebstahl» (1.89), «Identifikation von Stromdiebstahl» (1.92), «Vorausschauende Wartung und Fehleranalyse» (2.0), und «Intelligente Gebäude» (2.0). Gerade der letzte Punkt mag überraschen, da es einige Unternehmen gibt, die im Bereich «Intelligente Gebäude» arbeiten. Die Standardabweichung zeigt aber, daß die Einschätzung des Potentials sehr unterschiedlich ist (z.B. 1.05 für das wirtschaftliche Potential von «Identifikation von Stromdiebstahl»). Nur bei «Lastmodel-

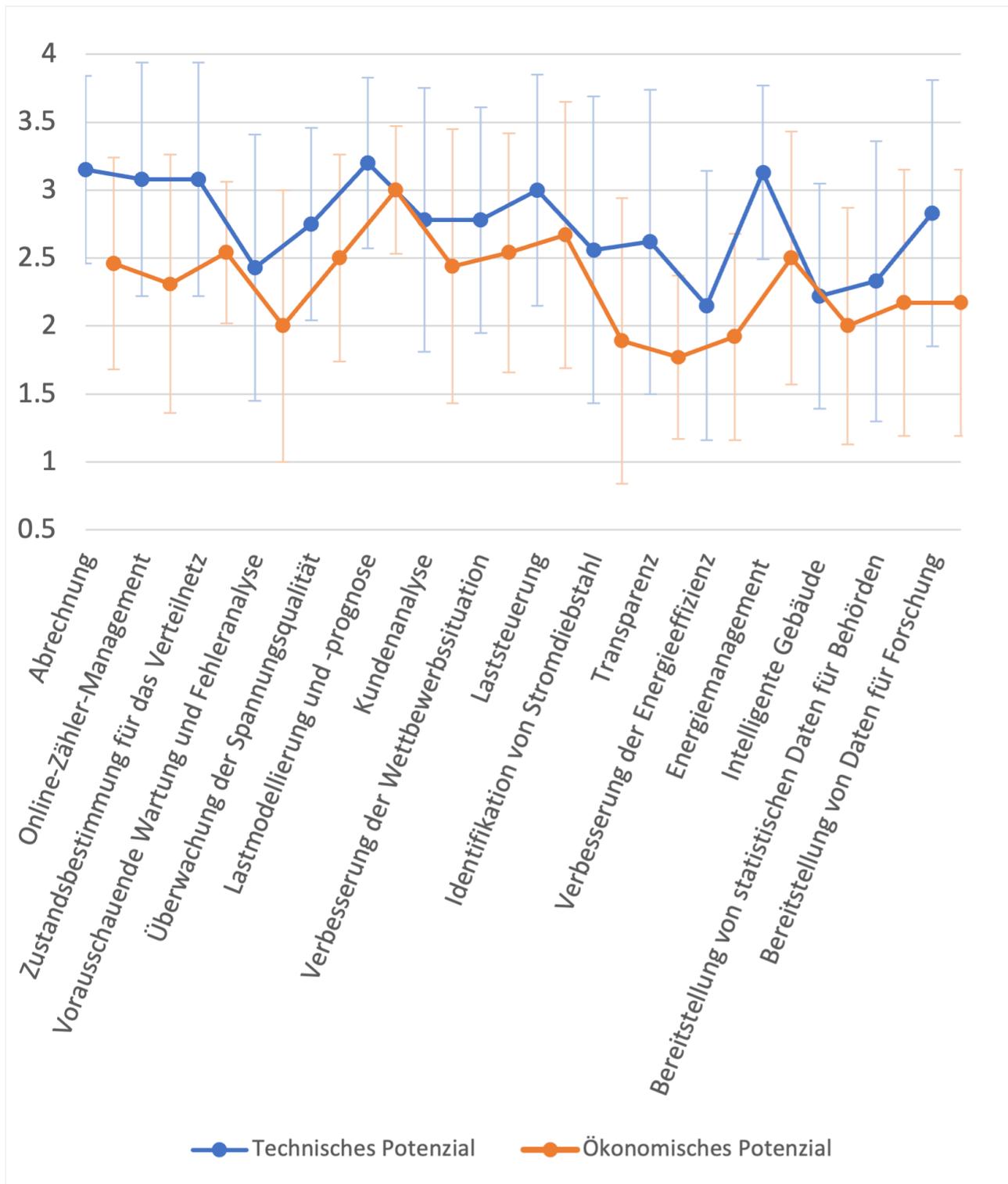


Abbildung 7: Technisches und ökonomisches Potenzial

lierung und -prognose» (0.47), «Zustandsbestimmung für das Verteilnetz» (0.52) und «Transparenz» (0.6) scheint es eine Übereinstimmung zu geben.

Was das technische Potential betrifft, werden «Identifikation von Stromdiebstahl» (2.15), «Intelligente Gebäude» (2.22) und «Bereitstellung von Daten für Behörden» (2.33) als Smart Meter Anwendungen mit

dem geringsten Potential betrachtet. Das höchste Potential wird für «Abrechnung» (3.15), «Energiemanagement» (3.13), «Online-Zähler-Management» (3.08) und «Zustandsbestimmung für das Verteilnetz» (3.08) erwartet. Die Standardabweichung ist jedoch höher als die für das wirtschaftliche Potential, was darauf hindeutet, dass sich die Befragten nicht vollständig

über das technische Potenzial der Anwendung einig sind. Einig sind sie sich jedoch über das hohe Potential für «Lastmodellierung und -prognose» (0.63), das ebenfalls ein hohes zustimmendes wirtschaftliches Potential hat. Für «Energiemanagement» (0.64) ist die Zustimmung relativ hoch, ebenso wie die Einschätzung des technischen Potentials selbst, aber das wirtschaftliche Potential wird als mittelmäßig angesehen.

In der letzten Frage konnten die Befragten den Aufwand für die Einführung dieser Anwendung beschreiben. Zusätzlich konnten sie einige Kommentare zur Smart-Meter-Anwendung abgeben. Sehr oft äußern die Befragten Bedenken. Die häufigsten Bedenken stehen im Zusammenhang mit den Behörden und der aktuellen Gesetzgebung. Die häufige Änderung der Richtlinien und viele Unklarheiten behindern die kontinuierliche Einführung von Smart Metern und deren Anwendungen. So verfügen die Smart Meter nicht über eine standardisierte (aber proprietäre) Schnittstelle, die für einige Anwendungen benötigt wird. Außerdem fehlen die Zertifizierungen der Smart Meter hinsichtlich der aktuellen, staatlichen Vorgaben. Die aktuelle Gesetzeslage in der Schweiz verhindert die vollständige Implementierung einiger Anwendungen – was ebenfalls ein Grund dafür sein könnte, dass nur wenige Anwendungen implementiert werden. Außerdem scheint der Datenschutz die Einführung einiger Smart-Meter-Anwendungen zu behindern, da Smart-Meter-Daten (in der Schweiz) nur 12 Monate lang gespeichert und nur einmal täglich ausgelesen werden dürfen. Einige Anwendungen erfordern jedoch eine längere Datenspeicherung, höhere Abrufraten und mehr Daten als nur den Stromverbrauch oder die Produktion. Ein Befragter argumentierte sogar, dass der prominenteste Business Case für die Einführung von Smart Meter in der Schweiz, die «Abrechnung», von der eine Kostenreduzierung erwartet wird, letztendlich keine Kostenreduzierung bewirkt. Mehrere Befragte bezweifeln, dass «Identifikation von Stromdiebstahl» in der Schweiz ein Thema ist. Die Verbraucher werden als Stakeholder genannt, für die alle beschriebenen Smart-Meter-Anwendungen interessant wären, jedoch sind «99% aller Verbraucher nicht an ihrem Energieverbrauch interessiert.» Auch wird nicht für jede Anwendung ein Smart Meter als notwendig erachtet. Beispielsweise können «Energiemanagement» und «Intelligente Gebäude» auch ohne Smart Meter durchgeführt werden, wie von mehreren Befragten erwähnt. Die letzten beiden Anwendungen, «Bereitstellung von Daten für Behörden» und «Bereitstellung von Daten für Forschung», werden von einigen Befragten abgelehnt, weil sie zusätzliche Arbeit verursachen würden, für die sie möglicherweise keinen Nutzen haben.

Zusammenfassend hat der Fragebogen einige interessante Erkenntnisse zutage gefördert. Viele Smart-Meter-Anwendungen sind den Befragten bekannt, aber nur wenige sind implementiert. Auch ihr geringes wirtschaftliches Potenzial und Bedenken gegenüber den Behörden und ihrer Politik behindern die Nutzung von

Smart Metern für zusätzliche Anwendungen als die «erwarteten».

## 5 Zusammenfassung und Diskussion

Aus der Analyse der verschiedenen Anwendungen wurde klar, dass für viele Anwendungen Hindernisse und Einschränkungen bestehen. Die wichtigsten sind im folgenden Abschnitt zusammengefasst.

**Technisch:** Aus technischer Sicht ist die limitierte Leistungsfähigkeit der bidirektionalen Kommunikation mit den Smart Metern eine wesentliche Einschränkung für die Umsetzung von Smart-Meter-Anwendungen. Eine weitere relevante technische Einschränkung besteht in der beschränkten Interoperabilität zwischen der Smart-Meter-Infrastruktur und anderen «smarten» Systemen z.B. für die Steuerung von Lasten oder die Gebäudeleittechnik.

**Rechtlich/regulatorisch:** Die wichtigsten regulatorischen Einschränkungen betreffen die Auslesefrequenz/-zeitpunkte der Messdaten und deren Nutzung für verschiedene Zwecke über rein netztechnische Anwendungen hinaus. Zudem sind Energieversorger und Netzbetreiber bei der Gestaltung von Produkten (Tarifmodellen) eingeschränkt.

**Wirtschaftlich:** Viele Smart-Meter-Anwendungen sind bei einer isolierten Betrachtung für sich nicht wirtschaftlich sinnvoll umsetzbar. Durch Beseitigung von technischen und regulatorischen Hürden könnte die Smart-Meter-Infrastruktur für eine ganze Palette an Anwendungen genutzt werden, was die Wirtschaftlichkeit für sämtliche Anwendungen verbessern kann.

Aus der Branchenumfrage geht hervor, dass die in der wissenschaftlichen Literatur diskutierten Smart-Meter-Anwendungen durchwegs bekannt sind und von den Unternehmen ernsthaft in Betracht gezogen werden. Bis auf eine Anwendung – die vorausschauende Wartung und Fehleranalyse – wurden alle Anwendungen von zumindest einem befragten Unternehmen bereits umgesetzt.

Die technische Machbarkeit der Anwendungen steht ausser Frage. Das technische Potenzial wird für alle Anwendungen höher eingeschätzt als das wirtschaftliche.

Nach Meinung der Umfrageteilnehmer haben Verteilnetzbetreiber, Lieferanten und Endkunden das grösste Interesse an Smart-Metering-Anwendungen.

## Danksagung

Diese Arbeit ist Teil des europäischen Forschungsprojekts «Inklusives Smart Meter: proaktive Steuerung

des Energieverbrauchs» im Rahmen von Interreg Ober- rhein. Die Autoren bedanken sich bei den Industriellen Werken Basel, den Kantonen Aargau, Basel-Landschaft und Basel-Stadt, sowie bei der Schweizerischen Eidgenossenschaft für die Unterstützung des Projektes. Zudem drücken die Autoren allen Unternehmen ihren Dank aus, welche an der Umfrage und den Workshops teilgenommen haben. Ein herzlicher Dank geht an die Interkantonale Koordinationsstelle bei der Regio Basi- liensis, welche dieses Projekt betreut hat.

## Quellen

- [1] N. Efkarpidis u. a. *Smart Metering Applications: Main Concepts and Business Models*. Techn. Ber. University of Applied Sciences and Arts Northwestern Switzerland, 2022.
- [2] U.S. DOE. *Advanced Metering Infrastructure and Customer Systems - Results from the smart grid investment grant program*. Techn. Ber. 2016, S. 1–98.
- [3] K. S. K. Weranga, S. Kumarawadu und D. P. Chandima. *Smart Metering Design and Applications*. 2013, S. 1–141.
- [4] P. Koponen u. a. *Definition of Smart Metering and Applications and Identification of Benefits*. Techn. Ber. 2008, S. 1–42.
- [5] EU. „Directive (EU) 2019/944 of the European Parliament and of the Council of 5 June 2019 on Common Rules for the Internal Market for Electricity and Amending Directive 2012/27/EU“. In: *Off. Jour. Eur. Union* 158 (2019), S. 125–199.
- [6] Der Schweizerische Bundesrat. *Botschaft zum ersten Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050 und zur Volksinitiative «Für den geordneten Ausstieg aus der Atomenergie (Atomausstiegsinitiative)»*. Techn. Ber. 2013, S. 7561–7756.
- [7] BFE. *Grundlagen der Ausgestaltung einer Einführung intelligenter Messsysteme beim Endverbraucher in der Schweiz - Technische Mindestanforderungen und Einführungsmodalitäten*. Techn. Ber. 2014, S. 1–39.
- [8] EnWG. „Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG)“. In: (2005), S. 1–114.
- [9] D. Balmert und K. Petrov. *Regulatory Aspects of Smart Metering - ERRA Licensing and Competition Committee*. Techn. Ber. 2010, S. 1–72.
- [10] Y. Wang u. a. „Review of Smart Meter Data Analytics: Applications, Methodologies, and Challenges“. In: *IEEE Trans. Smart Grid* 10.3 (2019), S. 3125–3148.
- [11] N. U. Pérez u. a. „State of the Art and Trends Review of Smart Metering in Electricity Grids“. In: *Appl. Sci.* 6.3 (2016), S. 1–24.
- [12] N. Andreadou, M. O. Guardiola und G. Fulli. „Telecommunication Technologies for Smart Grid Projects with Focus on Smart Metering Applications“. In: *Energies* 9.5 (2016), S. 1–35.
- [13] Landis+Gyr. *Manage energy better together*. Techn. Ber. 2021, S. 1–49.
- [14] EU. „Directive 2009/72/EC of the European Parliament and of the council of 13 July 2009 concerning common rules for the internal market in electricity and repealing Directive 2003/54/EC.“ In: *Off. Jour. Eur. Union* L211 (2009), S. 55–93.
- [15] A. Nursimulu. *Demand-Side Flexibility for Energy Transitions: Policy Recommendations for Developing Demand Response*. Techn. Ber. 2016, S. 1–28.
- [16] F. Tounquet und C. Alaton. *Benchmarking Smart Metering Deployment in EU-28*. Techn. Ber. 2019, S. 1–142.
- [17] A. Lightvoet u. a. „Stakeholder values and platforms wars: Smart meters in the Netherlands“. In: *23rd Inter. Manag. of Tech. Annual Conf.* 2014, S. 1–5.
- [18] R. Mora u. a. *Capital Markets Day*. Techn. Ber. 2019, S. 1–104.
- [19] Tractebel. *European smart metering benchmark - Benchmarking Smart Metering Deployment in the EU-28*. Techn. Ber. 2019, S. 1–128.
- [20] A. Osterwalder und Y. Pigneur. *Business Model Generation*. 2010, S. 1–288.
- [21] S. Chatterjee und A. Hevner. *Design Research in Information Systems - Theory and Practice*. Bd. 22. 2010, S. 1–320.
- [22] The Open Group. *The Open Group Standard - ArchiMate 3.1 Specification*. 2019, S. 1–182.
- [23] J. Frick und M. M. Ali. „Business model canvas as tool for SME“. In: *IFIP Advan. in Infor. and Comm. Tech.* 415 (2013), S. 142–149.
- [24] CMA. *Energy market investigation - Gas and electricity settlement and metering*. Techn. Ber. 2015, S. 1–31.
- [25] A. Z. Morch, J. Parsons und J. C. P. Ketsler. „Smart electricity metering as an energy efficiency instrument: Comparative analyses of regulation and market conditions in Europe“. In: *ECEEE - Eur. Coun. for an Ener. Effic. Econ.* 2007, S. 193–202.
- [26] EC. „Directive 2006/32/EC of the European Parliament and of the Council of 5 April 2006 on energy end-use efficiency and energy services and repealing Council Directive 93/76/EEC“. In: *Off. Jour. Eur. Union* 114 (2006), S. 64–85.
- [27] L. Franek, L. Štastný und P. Fiedler. „Prepaid energy in time of smart metering“. In: *IFAC Proc. Vol.* 12.Part 1 (2013), S. 428–433.
- [28] R. Souvnik. „Prepaid Smart Metering“. In: *Smart Energy* 1.2 (2014), S. 42–44.
- [29] ERGEG. *Smart Metering with a Focus on Electricity Regulation*. Techn. Ber. 2007, S. 1–62.
- [30] S. Hinson. „Energy Smart Meters“. In: *Comm. Libr. Brief* 8119 (2019), S. 1–26.
- [31] G. Owen und J. Ward. *The consumer implications of smart meters*. Techn. Ber. 2008, S. 1–45.
- [32] World Bank Group. *Data Analytics for Advanced Metering Infrastructure - A Guidance Note for South Asian Power Utilities*. Techn. Ber. 2018, S. 1–124.
- [33] Accenture. „Smart Metering Prepayment in Great Britain - Making prepaid energy work in a smart world“. In: *Consumer Focus and Accenture - Executive Summary* (2013), S. 1–20.
- [34] M. Baeriswyl u. a. *Folgeabschätzung einer Einführung von «Smart Metering» im Zusammenhang mit «Smart Grids» in der Schweiz*. Techn. Ber. 2012, S. 1–363.
- [35] BEIS. *Smart Meter Statistics in Great Britain: Quarterly Report to end December 2019*. Techn. Ber. 2020, S. 1–16.
- [36] F. C. Schweppe und J. Wildes. „Power System Static-State Estimation, Part I: Exact Model“. In: *IEEE Trans. Pow. App. and Sys.* PAS-89.1 (1970), S. 120–125.
- [37] F. Ahmad u. a. „Distribution system state estimation-A step towards smart grid“. In: *Ren. Sust. Ener. Rev.* 81 (2018), S. 2659–2671.
- [38] A. A. Wakeel, J. Wu und N. Jenkins. „State estimation of medium voltage distribution networks using smart meter measurements“. In: *Appl. Ener.* 184 (2016), S. 207–218.
- [39] H. Liao und J. V. Milanović. „Pathway to cost-efficient state estimation of future distribution networks“. In: *IEEE Pow. Ener. Soc. Gen. Meet. (PESGM)*. 2016, S. 1–5.
- [40] NYSERDA. *Fundamental Research Challenges for Distribution State Estimation to Enable High-Performing Grids*. Techn. Ber. 18-37. 2018, S. 1–165.
- [41] A. Primadianto und C. N. Lu Chan. „A Review on Distribution System State Estimation“. In: *IEEE Trans. Pow. Sys.* 32.5 (2017), S. 3875–3883.
- [42] M. Kemal u. a. „On the trade-off between timeliness and accuracy for low voltage distribution system grid monitoring utilizing smart meter data“. In: *Elec. Pow. and Ener. Sys.* 121 (2020).
- [43] A. Alimardani u. a. „Distribution System State Estimation Based on Nonsynchronized Smart Meters“. In: *IEEE Trans. Smart Grid* 6.6 (2015), S. 2919–2928.
- [44] J. Peppanen u. a. „Leveraging AMI Data for Distribution System Model Calibration and Situational Awareness“. In: *IEEE Trans. Smart Grid* 6.4 (2015), S. 2050–2059.

- [45] D. Waeresch u. a. „State Estimation in Low Voltage Grids Based on Smart Meter Data and Photovoltaic-Feed-in-Forecast“. In: *23rd Inter. Conf. Electr. Distr. (CIRED)*. 2015, S. 15–18.
- [46] A. Ulbig u. a. *Optimized Distribution Grid Operation by Utilization of Smart Metering Data*. Techn. Ber. 2016, S. 1–59.
- [47] Ingo Herbst u. a. „Lv grid data analysis demonstrated at dso arbon energie“. In: *25th Inter. Conf. Electr. Distr. (CIRED)*. 2019, S. 1.
- [48] M. Reed. „Understanding How Predictive Analytics Tools Benefit Power Utility Asset Management“. In: *Schneider Electric White Paper* (2018), S. 1–5.
- [49] Y. Zhang, T. Huang und E. F. Bompard. „Big data analytics in smart grids: a review“. In: *Ener. Infor.* 1.8 (2018), S. 1–24.
- [50] R. Moghaddass und J. Wang. „A hierarchical Framework for Smart Grid Anomaly Detection Using Large-Scale Smart Meter Data“. In: *IEEE Trans. Smart Grid* 9.6 (2018), S. 5820–5830.
- [51] G. Atkinson und M. Thottan. „Leveraging advanced metering infrastructure for distribution grid asset management“. In: *Proc. of IEEE INFOCOM*. 2014, S. 670–675.
- [52] W. Luan u. a. „Smart Meter Data Analytics for Distribution Network Connectivity Verification“. In: *IEEE Trans. Smart Grid* 6.4 (2015), S. 1964–1971.
- [53] M. Kezunovic. „Smart Fault Location for Smart Grids“. In: *IEEE Trans. Smart Grid* 2.1 (2011), S. 11–22.
- [54] Y. Zhao u. a. „Outage detection in power distribution networks with optimally-deployed power flow sensors“. In: *IEEE Pow. and Ener. Soc. Gen. Meet. (PESGM)*. 2013, S. 1–5.
- [55] C. Tu u. a. „Big data issues in smart grid – A review“. In: *Ren. Sust. Ener. Rev.* 79 (2017), S. 1099–1107.
- [56] P. Tripathy. „How can utilities benefit from redefining their asset management strategies? Rethinking Asset Management: Evolving to Analytics-Driven Decisions“. In: *Landis+Gyr White Paper* (2017), S. 1–10.
- [57] Atos Worldgrid. *Electricity Smart Metering Business Drivers*. Techn. Ber. 2010, S. 1–20.
- [58] Siemens AG. „Gain insight into assets and operations proactively: EnergyIP Analytics – Equipment Load Management“. In: *Energy Management Division* (2016), S. 1–2.
- [59] IBM. „Managing Big Data for Smart Grids and Smart Meters“. In: *Infor. Manag., White Paper* (2012), S. 1–8.
- [60] Oracle Utilities und Opower. „The Smart Meter Revolution - Maximizing the Technology Dividend & Transforming Your Utility“. In: *An Oracle Utilities/Opower White Paper* (2014), S. 1–15.
- [61] Landis+Gyr. „inside AI: the future brain of the smart grid“. In: *Artificial Intelligence - Pathway 9* (2019), S. 1–24.
- [62] P. Shil und T. Anderson. „Distribution Transformer Health Monitoring and Predictive Asset Maintenance“. In: *SAS Global Forum 3944* (2019), S. 1–11.
- [63] Kinetica. „Solving the Extreme Data Challenge for Utilities“. In: *White Paper* (2018), S. 1–17.
- [64] M. Savinek, T. Šinkovec und D. Davidović. „Elektro Ljubljana: Big Data Challenges in the Field of Advanced Electricity Metering“. In: *25th Inter. Conf. Electr. Distr. (CIRED)*. 2019, S. 1–3.
- [65] A. Gonzalez und R. Bachiller. *D3.4 Demonstration in Real User Environment: Iberdrola – Spain Demonstration Results: Evaluation and Opportunities*. Techn. Ber. 2017, S. 1–201.
- [66] The Edison Foundation. *Utility-Scale Smart Meter Deployments, Plans & Proposals*. Techn. Ber. 2011, S. 1–11.
- [67] Y. Jiang u. a. „Outage Management of Distribution Systems Incorporating Information from Smart Meters“. In: *IEEE Trans. Pow. Sys.* 31.5 (2016), S. 4144–4154.
- [68] FPL. „Energy Smart Florida - Enhancing Service Reliability“. In: *Energy Smart Florida* (2020), S. 1–2.
- [69] BEIS. *Smart Meter Roll-Out - Cost-Benefit Analysis*. Techn. Ber. 2019, S. 1–93.
- [70] World Energy Council. *The Role of ICT in Energy Efficiency Management - Household Sector*. Techn. Ber. 2018, S. 1–31.
- [71] M. Altmann u. a. *Effect of Smart Metering on Electricity Prices - Directorate General for Internal Policies, Policy Department A: Economic and Scientific Policy*. Techn. Ber. 2012, S. 1–82.
- [72] Smart Grid Task Force. *Regulatory Recommendations for the Deployment of Flexibility*. Techn. Ber. 2015, S. 1–94.
- [73] EURELECTRIC. *Dynamic Pricing in Electricity Supply - A EURELECTRIC Position Paper*. Techn. Ber. 2017, S. 1–16.
- [74] L. D. Vos, M. Goes und T. V. Melle. *Consumer Satisfaction KPIs for the roll-out of Smart Metering in the EU Member States*. Techn. Ber. 2018, S. 1–113.
- [75] CEC. *Reforming the Energy Vision (REV) Working Group I: Customer Engagement*. Techn. Ber. 2014, S. 1–224.
- [76] IRGC. *Demand-Side Flexibility for Energy Transitions - Ensuring the competitive development of demand response options*. Techn. Ber. 2015, S. 1–53.
- [77] CEER. *CEER Advice on Customer Data Management for Better Retail Market Functioning*. Techn. Ber. 2015, S. 1–15.
- [78] M. M. Albu, M. Sănduleac und C. Stănescu. „Syncretic Use of Smart Meters for Power Quality Monitoring in Emerging Networks“. In: *IEEE Trans. Smart Grid* 8.1 (2017), S. 485–492.
- [79] M. Music u. a. „Integrated Power Quality Monitoring System and the Benefits of Integrating Smart Meters“. In: *8th Inter. Conf. Compat. Power Electr. (CPE)*. 2013, S. 86–91.
- [80] F. A. S. Borges u. a. „Feature Extraction and Power Quality Disturbances Classification Using Smart Meters Signals“. In: *IEEE Trans. Ind. Inf.* 12.2 (2016), S. 824–833.
- [81] I. Parvez u. a. „Online power quality disturbance detection by support vector machine in smart meter“. In: *Jour. Mod. Pow. Sys. Clean Ener.* 7.5 (2019), S. 1328–1339.
- [82] H. Chang u. a. „Smart Meter Based Selective Harmonics Compensation in Buildings Distribution Systems with AC/DC Microgrids“. In: *IEEE Pow. Ener. Soc. Gen. Meet. (PESGM)*. 2018, S. 1–5.
- [83] CENELEC. „Nen-EN 50160 Voltage Characteristics of Electricity Supplied by Public Electricity Networks“. In: (2010), S. 1–34.
- [84] CEI/IEC. „61000-4-30:2003, International Standard ”Electromagnetic Compatibility (EMC) - Part 4-30: Testing and Measurement Techniques - Power Quality Measurement Methods“. In: (2003), S. 1–98.
- [85] G. Artale u. a. „PQ metrics implementation on low cost smart metering platforms. A case study analysis“. In: *9th IEEE Inter. Work. Appl. Meas. Pow. Sys. (AMPS)*. 2018, S. 1–6.
- [86] D. Maheswaran, V. Selvaraj und D. P. Manjaly. „Power Quality Monitoring Systems for Future Smart Grids“. In: *23rd Inter. Conf. Electr. Distr. (CIRED)*. 2015, S. 1–5.
- [87] M. Campbell, N. Watson und A. Müller. „Smart meters to monitor power quality at consumer premises“. In: *Electr. Eng. Assoc. Conf. (EEA)*. 2015, S. 1–12.
- [88] G. Roupioz, X. Robe und F. Gorgette. „First use of smart grid data in distribution network planning“. In: *22nd Inter. Conf. Electr. Distr. (CIRED)*. 2013, S. 1–4.
- [89] J. Prado u. a. „Adopting Smart Meter Events as Key Data for Low-Voltage Network Operation“. In: *24th Inter. Conf. & Exhib. Electr. Distr. (CIRED)*. 2017, S. 924–928.
- [90] A. Solar u. a. *Nobel Grid - New Cost Efficient Business Models for Flexible Smart Grids - D14.1 Ex-ante analysis Alginet pilot site*. Techn. Ber. 2017, S. 1–22.
- [91] Z. A. Khan, D. Jayaweera und M. S. A. Alvarado. „A novel approach for load profiling in smart power grids using smart meter data“. In: *Electr. Pow. Sys. Res.* 165 (2018), S. 191–198.
- [92] EPRI. *End-use Load Composition Estimation Using Smart Meter Data*. Techn. Ber. 2011, S. 1–90.
- [93] A. Arif u. a. „Load modeling - A review“. In: *IEEE Trans. Smart Grid* 9.6 (2018), S. 5986–5999.
- [94] F. L. Quilumba u. a. „Using Smart Meter Data to Improve the Accuracy of Intraday Load Forecasting Considering Customer Behavior Similarities“. In: *IEEE Trans. Smart Grid* 6.2 (2015), S. 911–918.
- [95] S. Barker u. a. „Empirical characterization, modeling, and analysis of smart meter data“. In: *IEEE Jour. Sel. Areas in Comm.* 32.7 (2014), S. 1312–1327.
- [96] X. Minghao. „Smart Meter Data Analytics“. Diss. 2019, S. 1–140.

- [97] P. Li u. a. „A Sparse Linear Model and Significance Test for Individual Consumption Prediction“. In: *IEEE Trans. Pow. Sys.* 32.6 (2017), S. 4489–4500.
- [98] M. Sun u. a. „Probabilistic Peak Load Estimation in Smart Cities Using Smart Meter Data“. In: *IEEE Trans. Indus. Electr.* 66.2 (2019), S. 1608–1618.
- [99] H. Y. Noh und R. Rajagopal. „Data-driven forecasting algorithms for building energy consumption“. In: *Sens. and Smart Struc. Tech. for Civil, Mech., and Aeros. Syst.* 2013, S. 1–8.
- [100] A. Marinescu u. a. „Residential electrical demand forecasting in very small scale: An evaluation of forecasting methods“. In: *2nd Inter. Work. Soft. Eng. Chal. Smart Grid (SE4SG)*. 2013, S. 25–32.
- [101] P. Koponen und H. Reino. „Smart Metering Based Demand Response in Finland“. In: *11th Nordic Conf. Electr. Distr. Manag. (NORDAC)*. 2014, S. 1–8.
- [102] E. Grasso u. a. *Flexmeter - Flexible smart metering for multiple energy vectors with active prosumers - D4.5 Report on Load Generation Forecasting*. Techn. Ber. 2016, S. 1–30.
- [103] T. Cerquitelli u. a. „Discovering electricity consumption over time for residential consumers through cluster analysis“. In: *14th Inter. Conf. Dev. Appl. Sys. (DAS)*. 2018, S. 164–169.
- [104] G. Chicco. „Overview and performance assessment of the clustering methods for electrical load pattern grouping“. In: *Energy* 42.1 (2012), S. 68–80.
- [105] Y. Kim u. a. „Analytics for understanding customer behavior in the energy and utility industry“. In: *IBM Jour. Res. & Dev.* 60.1 (2016), S. 1–13.
- [106] Z. A. Khan und D. Jayaweera. „Smart Meter Data Based Load Forecasting and Demand Side Management in Distribution Networks with Embedded PV Systems“. In: *IEEE Access* 8 (2020), S. 2631–2644.
- [107] K. Gajowniczek und T. Zabkowski. „Electricity forecasting on the individual household level enhanced based on activity patterns“. In: *PLoS ONE* 12.4 (2017), S. 1–26.
- [108] F. McLoughlin, A. Duffy und M. Conlon. „Characterising domestic electricity consumption patterns by dwelling and occupant socio-economic variables: An Irish case study“. In: *Ener. Buil.* 48 (2012), S. 240–248.
- [109] M. Chaouch. „Clustering-based improvement of nonparametric functional time series forecasting: Application to intraday household-level load curves“. In: *IEEE Trans. Smart Grid* 5.1 (2014), S. 411–419.
- [110] C. Beckel u. a. „Revealing household characteristics from smart meter data“. In: *Energy* 78 (2014), S. 397–410.
- [111] M. Fahim und A. Sillitti. „Analyzing Load Profiles of Energy Consumption to Infer Household Characteristics Using Smart Meters“. In: *Energies* 12.5 (2019), S. 1–15.
- [112] S. Haben, C. Singleton und P. Grindrod. „Analysis and Clustering of Residential Customers Energy Behavioral Demand Using Smart Meter Data“. In: *IEEE Trans. Smart Grid* 7.1 (2016), S. 136–144.
- [113] L. Arco, G. Casas und A. Nowè. „Clustering Methodology for Smart Metering Data Based on Local and Global Features“. In: *1st Inter. Conf. Inter. of Thin. Mach. Learn. (IML)*. 2017, S. 1–13.
- [114] A. Z. Morch u. a. „Method for development and segmentation of load profiles for different final customers and appliances“. In: *ECEEE Sum. Stud. Proc.* 2013, S. 1927–1933.
- [115] M. Sun, I. Konstantelos und G. Strbac. „C-Vine Copula Mixture Model for Clustering of Residential Electrical Load Pattern Data“. In: *IEEE Trans. Pow. Sys.* 32.3 (2017), S. 2382–2393.
- [116] G. M. Messinis, A. Rigas und N. D. Hatzigiorgiou. „A Hybrid Method for Non-Technical Loss Detection in Smart Distribution Grids“. In: *IEEE Trans. Smart Grid* 10.6 (2019), S. 6080–6091.
- [117] A. O. Otuoze u. a. „Electricity theft detection by sources of threats for smart city planning“. In: *IET Smart Cities* 1.2 (2019), S. 52–60.
- [118] R. Czechowski und A. M. Kosek. „The most frequent energy theft techniques and hazards in present power energy consumption“. In: *Joint Work. Cyber-Phys. Sec. Resil. Smart Grids (CPSR-SG)*. 2016, S. 1–7.
- [119] R. R. Mohassel u. a. „A survey on Advanced Metering Infrastructure“. In: *Elec. Pow. Ener. Sys.* 63 (2014), S. 473–484.
- [120] S. McLaughlin u. a. „A multi-sensor energy theft detection framework for advanced metering infrastructures“. In: *IEEE Jour. Sel. Areas in Comm.* 31.7 (2013), S. 1319–1330.
- [121] S. K. Singh, R. Bose und A. Joshi. „Energy theft detection for AMI using principal component analysis based reconstructed data“. In: *IET Cyb.-Phys. Sys.: Theor. and Appl.* 4.2 (2019), S. 179–185.
- [122] P. Jokar, N. Arianpoo und C.M. V. Leung. „Electricity theft detection in AMI using customers’ consumption patterns“. In: *IEEE Trans. Smart Grid* 7.1 (2016), S. 216–226.
- [123] J. B. Leite und J. R. S. Mantovani. „Detecting and locating non-technical losses in modern distribution networks“. In: *IEEE Trans. Smart Grid* 9.2 (2018), S. 1023–1032.
- [124] F. V. D. Berg u. a. „Electricity Theft Localization Based On Smart Metering“. In: *Inter. Conf. Electr. Distr. (CIRED)*. 2011, S. 1–4.
- [125] R. Jiang u. a. „Energy-theft detection issues for advanced metering infrastructure in smart grid“. In: *Tsinghua Scien. Tech.* 19.2 (2014), S. 105–120.
- [126] Y. Gao, B. Foggo und N. Yu. „A Physically Inspired Data-Driven Model for Electricity Theft Detection With Smart Meter Data“. In: *IEEE Trans. Indus. Infor.* 15.9 (2019), S. 5076–5088.
- [127] Landis+Gyr. *Revenue Protection: Utilities Turn to Advanced Technology to Combat Revenue Losses*.
- [128] F. Toledo. *Smart Metering Handbook - Knowel*. 2013, S. 1–309.
- [129] S. Goel u. a. *Smart Grid Security*. 2011, S. 1–129.
- [130] Z. A. Waisi und M. O. Agyeman. „On the challenges and opportunities of smart meters in smart homes and smart grids“. In: *Inter. Symp. Comp. Scien. Intel. Con.* 2018, S. 1–6.
- [131] EC. *A joint contribution of DG ENER and DG INFOSO towards the Digital Agenda, Action 73: Set of common functional requirements of the smart meter*. Techn. Ber. 2011, S. 1–82.
- [132] CEN/CENELEC/ETSI. *Protection Profile for Smart Meter - Minimum Security requirements*. 2019.
- [133] H. Li u. a. „Usage analysis for smart meter management“. In: *Inter. Conf. Expo. Emer. Tech. for Smar. Wor. (CEWIT)*. 2011, S. 1–6.
- [134] K. Tsuyuki u. a. „High-Accuracy Time Synchronization Technologies for Wide-Area Power Networks“. In: *Meiden Rev. Ser.* 168.3 (2016), S. 16–21.
- [135] S. Q. Jalil, S. Chalup und M. H. Rehmani. „A Smart Meter Firmware Update Strategy Through Network Coding for AMI Network“. In: *Inter. Conf. Smart Grid Inter. of Thin. (SGIoT)*. 2018, S. 1–7.
- [136] World Bank Group. *Survey of International Experience in Advanced Metering Infrastructure and its Implementation*. Techn. Ber. 2018, S. 1–104.
- [137] INHEMETER. *Metering & Smart Energy International*. Techn. Ber. 3. 2018, S. 1–80.
- [138] Emerson. *Smart Meter Verification SNAP-ON Application - Product Data Sheet*. Techn. Ber. 2017, S. 1–3.
- [139] Technology Partners. „Next Generation Smart Meters and AMI Communications“. In: *Solution White Paper* (2013), S. 1–27.
- [140] V. N. Kamat. *Diagnosing Health of Smart Meters*.
- [141] M. Strzegowski. *Realizing the full potential of your AMI deployment with meter diagnostic data - Analog Devices Inc*. 2017.
- [142] ABB. *B23/B24 User Manual*. 2013.
- [143] Janitza. *MID energy meters Product manual - Version 2.5*. 2016.
- [144] AMPY Metering. *EM1200 Series Singlephase Multifunction Watthour Meter - Reference Manual*. 2017.
- [145] Shenzhen Inhemeter Co. *DTZ1513 Three Phase Keypad Pre-payment Energy Meter with Plug-in Communication Module - Operation Manual*. Techn. Ber. 2010, S. 1–108.

- [146] IEC. *IEC 62746-2 Systems interface between customer energy management system and the power management system – Part 2: Use cases and requirements*. Techn. Ber. 2015, S. 1–350.
- [147] H. L. M. D. Amarai u. a. „Smart meters as a tool for energy efficiency“. In: *IEEE/IAS Inter. Conf. Ind. Appl.* 2014, S. 1–6.
- [148] N. Chatterjee, R. Glick und B. McNamee. *2019 Assessment of Demand Response and Advanced Metering*. Techn. Ber. 2019, S. 1–44.
- [149] DOE. *Benefits of Demand Response in Electricity Markets and Recommendations for Achieving Them*. Techn. Ber. 2006, S. 1–97.
- [150] A. Conchado und P. Linares. *The Economic Impact of Demand-Response Programs on Power Systems. A Survey of the State of the Art*. Techn. Ber. 2012, S. 1–23.
- [151] P. Siano. „Demand response and smart grids - A survey“. In: *Ren. Sust. Ener. Rev.* 30 (2014), S. 461–478.
- [152] O. Raabe und J. Ullmer. „Legal Aspects of Demand Side Management in Germany“. In: *Infor. Tech.* 55.2 (2013), S. 63–69.
- [153] S. Sachar u. a. „Behavioural Energy Efficiency Potential for India“. In: *White Paper - Allian. for an Ener. Effic. Econ. (AEEE)* (2019), S. 1–35.
- [154] EC. *Impact Assessment Study on Downstream Flexibility, Price Flexibility, Demand Response & Smart Metering - DG Energy*. Techn. Ber. ENER/B3/2015-641. 2016, S. 1–192.
- [155] European Smart Grids Task Force Expert Group 3. *Demand Side Flexibility - Perceived barriers and proposed recommendations*. Techn. Ber. 2019, S. 1–50.
- [156] S3C. *D2.1 - Description of the candidates to form the "Family of Projects"*. Techn. Ber. 2013, S. 1–145.
- [157] K. Kessels u. a. „Fostering residential demand response through dynamic pricing schemes: A behavioural review of smart grid pilots in Europe“. In: *Sustainability* 8.9 (2016), S. 929–949.
- [158] A. Strachinescu, E. Hartog und R. Goodchild. *Bridge Horizon 2020 - The BRIDGE initiative and project fact sheets*. Techn. Ber. 2017, S. 1–86.
- [159] P. Wang. *Smart Grid Project Catalogue: Part 1, by Project Main Application*. Techn. Ber. 2013, S. 1–129.
- [160] M. V. González u. a. „Demand response based on smart metering infrastructure to facilitate PV integration in low voltage grids“. In: *CIREN Workshop - Helsinki*. 2016, S. 1–4.
- [161] Somo. *The Evolution of Energy Companies: Satisfying customers and society*. Techn. Ber. 2020, S. 1–15.
- [162] D. Akselrad u. a. „Making home energy usage transparent for households using smart meters“. In: *IEEE Inter. Conf. Cons. Electr. (ICCE)*. 2011, S. 150–153.
- [163] BEC. *Improving Data Transparency in Buildings Energy Performance*. Techn. Ber. 2020, S. 1–25.
- [164] B. Karlin, R. Ford und C. Squiers. „Energy feedback technology: A review and taxonomy of products and platforms“. In: *Ener. Effic.* 7.3 (2014), S. 377–399.
- [165] D. N. Sintov, M. D. Orosz und P. W. Schultz. „Personalized energy reduction cyber-physical system (PERCS): A gamified end-user platform for energy efficiency and demand response“. In: *Inter. Conf. Distr. Amb. Perv. Inter. (DAPI)*. 2015, S. 602–613.
- [166] S. Darby. *The effectiveness of feedback on energy consumption - A review for DEFRA of the literature on metering, billing and direct displays*. Techn. Ber. 2006, S. 1–24.
- [167] K. E. Martinez u. a. *Advanced Metering Initiatives and Residential Feedback Programs: A Meta-Review for Household Electricity-Saving Opportunities*. Techn. Ber. 2010, S. 1–128.
- [168] K. C. Armel u. a. „Is disaggregation the holy grail of energy efficiency? The case of electricity“. In: *Ener. Pol.* 52 (2013), S. 213–234.
- [169] T. Serrenho, P. Zangheri und P. Bertoldi. *Energy Feedback Systems: Evaluation of Meta-studies on energy savings through feedback - JRC Science for Policy Report*. Techn. Ber. 2015, S. 1–61.
- [170] B. Yang u. a. „Smart metering and systems for low-energy households: challenges, issues and benefits“. In: *Adv. Buil. Ener. Res.* 13.1 (2019), S. 80–100.
- [171] AXPO Group. „A smart solution - Sustainably designed housing development in Küsnacht am Rigi“. In: *EWS* (2018), S. 1–8.
- [172] USmartConsumer. *European Smart Metering Landscape "Utilities and Consumers"*. Techn. Ber. 2014, S. 1–94.
- [173] P. Kádár und A. Varga. „The role of the Smart meters in the energy management systems“. In: *IFAC Proc. Vol.* 45.21 (2012), S. 121–125.
- [174] A. Tufail und H. Naeem. „Advance Energy Management through Smart Metering System: An Operational Perspective“. In: *IOSR Jour. Elec. Electron. Engin. (IOSR-JEEE)* 11.3 (2016), S. 1–13.
- [175] Y. Yuan u. a. „A Data-Driven Customer Segmentation Strategy Based on Contribution to System Peak Demand“. In: *IEEE Trans. Pow. Sys.* 35.5 (2020), S. 4026–4035.
- [176] NREL. *Summary of Gaps and Barriers for Implementing Residential Building Energy Efficiency Strategies*. Techn. Ber. 2010, S. 1–36.
- [177] B. A. Bediako. „SMART Energy Homes and the Smart Grid: A Framework for Intelligent Energy Management Systems for Residential Customers“. Diss. 2014, S. 1–168.
- [178] B. Karlin u. a. *Characterization and Potential of Home Energy Management (HEM) Technology*. Techn. Ber. 2015, S. 1–79.
- [179] B. Yildiz u. a. „Recent advances in the analysis of residential electricity consumption and applications of smart meter data“. In: *Appl. Ener.* 208 (2017), S. 402–427.
- [180] D. Henneke u. a. „Communications for AnyPLACE: A smart metering platform with management and control functionalities“. In: *IEEE Inter. Conf. Emer. Tech. Fact. Aut. (ETFA)*. 2016, S. 1–7.
- [181] KEMA International B.V. *Development of Best Practice Recommendations for Smart Meters Rollout in the Energy Community*. Techn. Ber. 2012, S. 1–107.
- [182] R. Popock u. a. *DECC Smart Meter Small-scale Behaviour Trials Synthesis Report*. Techn. Ber. 2015, S. 1–93.
- [183] C. Fischer. „Feedback on household electricity consumption: A tool for saving energy?“ In: *Ener. Effic.* 1.1 (2008), S. 79–104.
- [184] State Government Victoria. *Implementing effective energy and water metering systems - The role of metering in managing energy and water consumption (Guidance Note)*. Techn. Ber. 2014, S. 1–13.
- [185] BEIS. *Smart Metering Energy Efficiency Advice Project - Annex 1: Review of Energy Efficiency Advice Best Practice*. Techn. Ber. 2017, S. 1–42.
- [186] I. M. Rubio u. a. „Smart Meters in Smart Manufacturing“. In: *Proc. of the Ener. and Envir. Know. Week. (E2KW)*. 2016, S. 319–321.
- [187] T. Hargreaves, M. Nye und J. Burgess. „Making energy visible: A qualitative field study of how householders interact with feedback from smart energy monitors“. In: *Ener. Pol.* 38.10 (2010), S. 6111–6119.
- [188] W. Anderson und V. White. *Exploring consumer preferences for home energy display functionality - Report to the Energy Saving Trust*. Techn. Ber. 2009, S. 1–50.
- [189] EEA. *Achieving energy efficiency through behaviour change: what does it take?* Techn. Ber. 5. 2013, S. 1–56.
- [190] G. Raw und D. Ross. *Energy Demand Research Project: Final Analysis*. Techn. Ber. 2011, S. 1–175.
- [191] CER. *Electricity Smart Metering Customer Behaviour Trials (CBT) Findings Report*. Techn. Ber. 2011, S. 1–146.
- [192] J. Metoyer u. a. „Expanding the Value of Smart Meter Data for Energy Efficiency Savings Estimation“. In: *ECEEE Summer Study*. 2015, S. 1939–1948.
- [193] M. D. Groote, J. Volt und F. Bean. *Is Europe ready for the smart buildings revolution? Mapping smart-readiness and innovative case studies - BPIE*. Techn. Ber. 2017, S. 1–36.
- [194] O. Omar. „Intelligent building, definitions, factors and evaluation criteria of selection“. In: *Alex. Eng. Jour.* 57.4 (2018), S. 2903–2910.
- [195] 4E EDNA. *Intelligent Efficiency - A Case Study of Barriers and Solutions - Smart Homes*. Techn. Ber. 2018, S. 1–55.
- [196] M. R. Alam, M. B. I. Reaz und M. A. M. Ali. „A review of smart homes - Past, present, and future“. In: *IEEE Trans.*

- Sys., Man, Cyber. - Part C: Appl. Rev. 42.6 (2012), S. 1190–1203.
- [197] A. Zipperer u. a. „Electric energy management in the smart home: Perspectives on enabling technologies and consumer behavior“. In: *Proc. of the IEEE* 101.11 (2013), S. 2397–2408.
- [198] SmartEN. „A vision for Smart and Active Buildings“. In: *White Paper* (2019), S. 1–11.
- [199] A. G. Paetz, E. Dütschke und W. Fichtner. „Smart Homes as a Means to Sustainable Energy Consumption: A Study of Consumer Perceptions“. In: *Jour. Cons. Pol.* 35.1 (2012), S. 23–41.
- [200] T. Serrenho und P. Bertoldi. *Smart home and appliances: State of the art - Energy, Communications, Protocols, Standards*. Techn. Ber. 2019, S. 1–59.
- [201] NEEP. *Opportunities for Home Energy Management Systems (HEMS) in Advancing Residential Energy Efficiency Programs*. Techn. Ber. 2015, S. 1–110.
- [202] C. Rich u. a. *Residential & Commercial Buildings - Alliance Commission on National Energy Efficiency Policy*. Techn. Ber. 2013, S. 1–44.
- [203] ASCR. *Aspern Smart City Research - Energy research shaping the future of energy*. Techn. Ber. 2017, S. 1–26.
- [204] SmartRegions. *Smart Metering for Commercial and Public Customers - aiming for smarter energy management*. Techn. Ber. 2020, S. 1–4.