

---

# Smart Innovative Energy Services

---

Analyse von  
Anforderungen smarter  
Energiedienstleistungen

S. Moser  
H. Bieser  
K. de Bruyn  
G. Spelic  
M. Wedler

Berichte aus Energie- und Umweltforschung

**30/2016**

## **Impressum:**

Eigentümer, Herausgeber und Medieninhaber:  
Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie  
Radetzkystraße 2, 1030 Wien

Verantwortung und Koordination:  
Abteilung für Energie- und Umwelttechnologien  
Leiter: DI Michael Paula

[www.NachhaltigWirtschaften.at](http://www.NachhaltigWirtschaften.at)

# Smart Innovative Energy Services

## Analyse von Anforderungen smarter Energiedienstleistungen

Simon Moser<sup>1</sup>, Hemma Bieser<sup>2</sup>, Kathrin de Bruyn<sup>1</sup>,  
Günther Spelic<sup>2</sup>, Michael Wedler<sup>3</sup>

<sup>1</sup> Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz

<sup>2</sup> avantsmart e.U.

<sup>3</sup> B.A.U.M. Consult GmbH

Linz, Mai 2016

Ein Projektbericht im Rahmen der Programmlinie



Im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie



## **Vorbemerkung**

In der Strategie der österreichischen Bundesregierung für Forschung, Technologie und Innovation ist deutlich verankert, dass Forschung und Technologieentwicklung zur Lösung der großen gesellschaftlichen Herausforderungen beizutragen hat, wobei die Energie-, Klima- und Ressourcenfrage explizit genannt wird. In der vom Rat für Forschung und Technologieentwicklung für Österreich entwickelten Energieforschungsstrategie wird der Anspruch an die Forschung durch das Motto „Making the Zero Carbon Society Possible!“ auf den Punkt gebracht. Um diesem hohen Anspruch gerecht zu werden sind jedoch erhebliche Anstrengungen erforderlich.

Im Bereich der Energieforschung wurden in den letzten Jahren die Forschungsausgaben deutlich gesteigert und mit Unterstützung von ambitionierten Forschungs- und Entwicklungsprogrammen international beachtete Ergebnisse erzielt. Neben der Finanzierung von innovativen Forschungsprojekten gilt es mit umfassenden Begleitmaßnahmen und geeigneten Rahmenbedingungen eine erfolgreiche Umsetzung der Forschungsergebnisse einzuleiten. Ein wesentlicher Erfolgsfaktor für die Umsetzung ist die weitgehende öffentliche Verfügbarkeit der Resultate. Die große Nachfrage und hohe Verwendungsquoten der zur Verfügung gestellten Ressourcen bestätigen die Sinnhaftigkeit dieser Maßnahme. Gleichzeitig stellen die veröffentlichten Ergebnisse eine gute Basis für weiterführende innovative Forschungsarbeiten dar. In diesem Sinne und entsprechend dem Grundsatz des „Open Access Approach“ steht Ihnen der vorliegende Projektbericht zur Verfügung. Weitere Berichte finden Sie unter [www.NachhaltigWirtschaften.at](http://www.NachhaltigWirtschaften.at).

DI Michael Paula

Abteilung für Energie- und Umwelttechnologien

Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie

## **Vorbemerkung zur Smart Grids Begleitforschung**

In den letzten Jahren setzt das BMVIT aufgrund der Aktualität des Themas einen strategischen Schwerpunkt im Bereich der Weiterentwicklung der Elektrizitätsversorgungsnetze. Dabei stehen insbesondere neue technische, aber auch sozio-technische und sozio-ökonomische Systemaspekte im Vordergrund.

Im Rahmen der „Smart Grids Begleitforschung“ wurden daher Fragestellungen von zentraler Bedeutung für die Weiterentwicklung diesbezüglicher F&E-Strategien identifiziert und dementsprechende Metastudien, Detailanalysen und Aktionspapiere initiiert und - zum Teil gemeinsam mit dem Klima- und Energiefonds - finanziert. Der gegenständliche Bericht dokumentiert eine in diesem Zusammenhang entstandene Arbeit, die nicht zwingend als Endergebnis zur jeweiligen Fragestellung zu verstehen ist, sondern vielmehr als Ausgangspunkt und Grundlage für weiterführende Forschung, Strategieentwicklung und Entscheidungsfindung.

Michael Hübner

Themenmanagement Smart Grids

Abteilung Energie- und Umwelttechnologien

Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie

# Inhaltsverzeichnis

1	Kurzfassung der Erkenntnisse .....	5
2	Einleitung .....	6
3	Empfehlungen und spezifische Ergebnisse .....	7
3.1	Daten-Anforderungen .....	7
3.2	Rolle des Smart Metering .....	7
3.3	Plattformen.....	8
3.4	Innovation und Forschung .....	12
3.5	Bestätigung und Widerlegung der Arbeitsthesen.....	12
4	Akteur/innen .....	15
4.1	Methode der Identifikation der Akteur/innen .....	15
4.2	Methode der Einbindung der identifizierten Akteur/innen .....	15
4.3	Eingebundene Akteur/innen.....	17
5	Geschäftsmodelle .....	18
5.1	Methode .....	18
5.2	Ergebnisse des Kreativ-Workshops.....	18
5.3	Kategorien von Geschäftsmodellen .....	20
5.4	Zusammenhänge zwischen Datenherkunft und Anwendungen bzw. Geschäftsmodellen .....	28
6	Kundennutzen .....	31
6.1	Methode, um Kundennutzen aufzuzeigen und neue Wertangebote zu finden .....	31
6.2	Angesprochene Kundensegmente.....	36
7	Erforderliche Datenqualität.....	39
7.1	Methode zur Evaluierung der Datenanforderungen.....	39
7.2	Erfordernisse an Datenqualitäten .....	40
7.3	Anforderungen an IKT-Plattform / Gesamtsystemarchitektur .....	46
7.4	Identifikation von Datenplattformen .....	63
8	Marktdesign und rechtliche Rahmenbedingungen.....	69
8.1	Methode .....	69
8.2	Analyse des Marktmodells .....	70
8.3	Analyse des Rechtsrahmens zu Smart Meter-Daten, unter Beachtung von Datenschutzaspekten .....	73
8.4	Hemmniskatalog – identifizierte Rechtsbarrieren .....	86
8.5	Quervergleich der Geschäftsmodelle und Kundennutzen mit dem Rechtsrahmen ..	95
8.6	„Faktencheck Smart Metering“ .....	97
8.7	Daten- und Serviceportal als regulierte Rahmenbedingung .....	97
9	Internationale Beispiele .....	102
9.1	Methode .....	102
9.2	Liste von Initiativen und Plattformen .....	102
9.3	Staatlich getriebene Initiativen .....	105
9.4	Kommerziell eingesetzte Plattformen .....	111
9.5	Hemmniskatalog Teil 3: Enabler .....	113



# 1 Kurzfassung der Erkenntnisse

Es gibt zahlreiche marktnahe Geschäftsmodelle „smarter Energiedienstleistungen“, die über die Kernfunktionen Energieverbrauchsabrechnung und Netzmonitoring hinausgehen, z.B. Richtung Energieverbrauchsoptimierung, Smart Home- bzw. Smart Building-Steuerung mit Fokus auf Komfort und der Handel von Systemdienstleistungen.

Smart Meter-Daten sind für viele Geschäftsmodelle nur nachrangig von Bedeutung bzw. geeignet (Datenauflösung, Bandbreite, Zeitfaktor, Unidirektionalität). Eigentlich relevante Informationen (z.B. Nutzergewohnheiten, Prognosen, Steuersignale) werden von den Service-Anbietern über andere Kanäle (Smartphone oder Internet) erhoben bzw. mit dem Kunden ausgetauscht.

Die **wertschöpfende Verknüpfung aller relevanten Informationen** zu kundenorientierten Nutzen organisiert der jeweilige Service-Anbieter individuell für sich.

Plattformen können hier effizienzsteigernd und innovationsbeschleunigend wirken, wenn sie die Kund/innen von den Vorteilen einer Datenbereitstellung überzeugen können und wenn Anbieter einer Dienstleistung auf für das Geschäftsmodell relevante Datenbestände und Geschäftsprozesse zuverlässiger, sicherer, vollständiger und schneller zugreifen können.

Erfolgreiche Plattform-Lösungen (Facebook, LinkedIn, eBay, Google) zeigen, dass Betreiber nicht unbedingt Träger einer einzelnen Anwendung sein müssen, sondern ihr Ertragsmodell die Informationsbereitstellung an sich für verschiedene Service-Anbieter ist. Kund/innen im Sinne von Service-Nutzer/innen bezahlen ggf. „nur“ mit der Freigabe von Daten.

Eine öffentliche Initiative in Österreich zur Standardisierung und Bereitstellung von Energiedaten (vgl. Green button-Initiative in den USA oder „My Energy Data“ in der EU) kann eine entscheidende Basis für einen vitalen und kreativen Markt für Service-Anbieter legen.

Eine österreichische Initiative in Analogie zu „Green Button“ bietet den Endkund/innen die **Möglichkeit, produkt- bzw. anbieterspezifisch Energieverbrauchsdaten freizugeben.**

Eine (umfassende) Daten-, Informations- und/oder Serviceplattform kann per se nicht alle Daten, die für jedes hypothetische Geschäftsmodell benötigt werden, strukturiert und kosteneffizient zur Verfügung stellen (insbesondere dann, wenn es sich um energiefertige Services handelt). Daher ist es umso wichtiger, die einzelnen verfügbaren Datenquellen diesen Geschäftsmodellen strukturiert und kosteneffizient zugänglich zu machen; die Daten sollen „einfach abzuholen“ und „einfach zu verarbeiten“ sein.

Was bedeutet dies hinsichtlich der Bereitstellung von Energieverbrauchsdaten, insbesondere Stromverbrauchsdaten aus Smart Metern (und, aufgrund der Ähnlichkeit, aus Lastprofilzählern)? Eine österreichische Lösung soll gewährleisten, dass diese Energieverbrauchsdaten auf Wunsch, d.h. nach anbieter- oder produktspezifischer Freigabe durch die Energie-Endkund/innen (das sind Haushalte, Unternehmen und öffentliche Einrichtungen) den berechtigten Service-Anbietern zur Verfügung stehen.

Die Verfügbarkeit soll zum ehestmöglichen Zeitpunkt nach Auslesung der Verbrauchswerte gewährleistet sein und kann sowohl über einen Standard als auch ein gemeinsames Webportal aller Verteilnetzbetreiber geregelt werden. Die Verfügbarkeit für Dritte hat nur nach anbieter- oder produktspezifischer Freigabe der Endkund/innen möglich zu sein, wobei zwischen möglichst geringen zeitlichen oder monetären Aufwänden für die Freigabe durch die Endkund/innen einerseits und Datensicherheit/Datenschutz andererseits abzuwägen ist.

## 2 Einleitung

### Ausgangssituation

An den Rollout von Smart Metering sind volkswirtschaftliche Nutzenerwartungen geknüpft:<sup>1</sup> Im Rahmen der Entwicklung von Smart Grids zeichnen sich Marktchancen für deutlich über Mindestanforderungen zu Abrechnung und Feedback hinausgehende, neue, IKT-basierte smarte Mehrwertdienste („Smart Energy Services“) ab. Durch Smart Metering ergibt sich eine neue Kommunikationsschnittstelle zu den Stromkund/innen und weiterreichende Anwendungsperspektiven für Smart Meter-Daten. Jedoch kann nur mit der geregelten Verfügbarmachung von Energieverbrauchsdaten die umfangreiche Erschließung ihrer Wertschöpfung stattfinden (unter Beachtung der Aspekte Datensicherheit und Datenschutz); dem stehen rechtliche und organisatorische Barrieren gegenüber, die sich hindernd auf die Etablierung von Geschäftsmodellen und Dienstleistern auswirken könnten (Datenformate, Konnektivität, etc.). Zur Realisierung der Nutzen aus den Anwendungsmöglichkeiten der Daten für Kund/innen und Unternehmen führt SMART I.E.S. eine vorausschauende Analyse durch und leitet Empfehlungen für eine proaktive Gestaltung des Innovationsumfeldes, insbesondere für Plattformlösungen, ab.

### Methode

Die Hauptmethode bildet die Einbindung von Expert/innen und Stakeholdern über Experteninterviews und Workshops. Ergänzend werden Meta-Analysen zu Projekten im deutschsprachigen Raum (D-A-CH) durchgeführt sowie internationale Best-Practice-Beispiele zu smarten Energiedienstleistungen evaluiert.

Im Ergebnis liefert das Projekt SMARTIES eine umfassende und systematische Orientierungshilfe und die nötige Entscheidungsgrundlage, um den Interventionsbedarf zur innovativen Marktentwicklung differenziert nach verschiedenen Handlungsfeldern ableiten zu können (Handlungsempfehlungen). Durch die Einbindung der potenziellen Umsetzungsakteur/innen auf wirtschaftlicher und behördlicher Seite können bereits während der Projektlaufzeit Diskussionsprozesse angestoßen und konsensbasierte Empfehlungen abgeleitet werden.

### Fokus Smart Meter-Daten

Der Auftraggeber interessiert sich für den staatlichen Interventions- bzw. Gestaltungsbedarf, um Forschung, Entwicklung und Innovationen bei der Smart Grid-Einführung in Österreich anzustoßen, zu ermöglichen oder zu beschleunigen. Im Fokus stehen dabei die Nutzenpotenziale von Smart Meter-Daten, die in absehbarer Zeit durch den flächendeckenden Rollout anfallen. Das Projekt SMART I.E.S. weist darauf hin, dass Smart Meter-Daten und andere energierelevante Daten bestenfalls einen Teil-Input bei der Entstehung und Bereitstellung „smarter innovativer Energiedienstleistungen“ stellen.

---

<sup>1</sup> Vgl. Smart Grid-Roadmap der nationalen Technologieplattform Smart Grids oder die österreichische Kosten-Nutzen-Analyse zum Smart Meter-Rollout von PWC (2010) im Auftrag der E-Control.

### 3 Empfehlungen und spezifische Ergebnisse

Die folgenden Ergebnisse und Empfehlungen sind eine Extraktion aus den Rechercharbeiten, Experteninterviews und Expertenworkshops, die im Zuge von SMART I.E.S. sowie Vorprojekten des Projektteams durchgeführt wurden.

#### 3.1 Daten-Anforderungen

**Die Datenanforderungen smarter innovativer Services unterscheiden sich deutlich voneinander.** Als Dimensionen der Datenanforderungen wurden die folgenden Parameter eruiert (vgl. Kapitel 7):

- Zeitliche Auflösung: real-time bis jährlich
- Latenz: Dauer zwischen Messung und Verwertbarkeit
- Zuverlässigkeit: Messgeräte und beteiligte Akteure
- Bidirektionalität und Ansteuerbarkeit
- Bereitstellung: Datenschutz und Plattformen
- Interoperabilität und Datenformat: Maschinen- und Menschenlesbarkeit

Zusammen- bzw. kurzgefasst lässt sich eine Gliederung in (i) nachzeitige, (ii) echtzeitige/unidirektionale Anwendungen und bidirektionale Anwendungen vornehmen. Letztere bedürfen bei einer Abwicklung des Geschäftsmodells über den Smart Meter einer zusätzlichen Kommunikationsanbindung, da die Schnittstelle nur unidirektional ausgelegt ist.

#### 3.2 Rolle des Smart Metering

Die Betrachtung und Einbindung der Akteure zeigt, dass sich marktnahe Produkte „ihren Weg bahnen“. Die aktuell innovativsten Geschäftsmodelle

- brauchen die Smart Meter-Daten meist nicht in Echtzeit bzw.
- nutzen schon aktuell mögliche/definierte Echtzeit-Datenwege (unidirektionale Schnittstelle) bzw.
- nutzen alternative Möglichkeiten der Sensorik und Aktorik (Internet of Things, z.B. Submeter, Smart Phone, etc.)

Aber: viele Geschäftsmodelle brauchen Smart Meter-Daten zur Abrechnung/Bestätigung. Diese Datenwege sind bereits gesetzlich vorgegeben bzw. reguliert. Es lässt sich ableiten:

**Feststellung:** Viele der für innovative Geschäftsmodelle **wesentlichen Daten** werden nicht Smart Meter-Daten sein, sondern über andere Wege (Internet of Things) verfügbar gemacht.

**Empfehlung:** Das Projekt SMART I.E.S. liefert im Rahmen der Experteninterviews und -workshops viele Hinweise darauf, welche anderen Daten für Geschäftsmodelle wesentlich sein können. Diese Daten sind so mannigfaltig und heterogen wie die Geschäftsmodelle selbst. Weitere Forschung ist zu empfehlen, wenn eine Strukturierung notwendig erscheint.

Auch wenn Echtzeit-Datenwege definiert (Schnittstelle) und Datenwege zur Abrechnung/Bestätigung bereits gesetzlich vorgegeben bzw. reguliert sind, sind Marktbarrieren festzustellen: Einige Geschäftsmodelle brauchen Daten real-time (Interviews:

z.B. sekundenweise oder in Intervallen von 20 Sekunden) und dauerhaft. Die Heterogenität der Smart Meter-Schnittstellen zwischen verschiedenen Netzgebieten und die damit verbundenen Kosten der Anpassung des Lesegeräts an die jeweilige Schnittstelle stellen zwar eine überwindbare Barriere, aber doch ein technisches und wirtschaftliches Hemmnis dar („Upfront Cost“).

**Empfehlung:** Unter Beachtung der Verhältnismäßigkeit in Bezug auf bestehende langfristige Vorgaben und laufende Ausschreibungsverfahren sollen Gesetzgeber und Regulator versuchen, die Technologie bzw. Konfiguration der unidirektionalen Smart Meter-Schnittstelle zu vereinheitlichen, um eine kosteneffiziente Zugänglichkeit für Kund/innen bzw. Dritte zu erzielen.

**Empfehlung:** Nach § 84 Abs. 7 EIVOG 2010 dürfen Dritte, auch auf ausdrücklichen Wunsch der Endkund/innen, nicht direkt vom Webportal des Verteilnetzbetreibers Verbrauchsdaten abrufen. Eine Ermöglichung ist zu evaluieren, wobei zwischen möglichst geringen zeitlichen oder monetären Aufwänden für die Endkund/innen einerseits und Datensicherheit/Datenschutz andererseits abzuwägen ist.

Lieferanten können von neuen Strompreismodellen nur eingeschränkt profitieren, wenn das Clearing von Smart Meter Kunden über Standardlastprofile erfolgt. Da die Viertelstundenwerte im Fall von Smart Meter-KundInnen mit entsprechenden speziellen Preismodellen (welche mit einem Opt-In einhergehen) verfügbar sind, sollen diese auch für das Clearing herangezogen werden. Eine Änderung dieser Regelung befindet sich aktuell (Mitte 2016) in Konsultation.

### 3.3 Plattformen

#### 3.3.1 Begriff und Vorteile

Der **Begriff** der Daten-/Informations-/Service-Plattform ist ambivalent. Es wird vieles darunter verstanden: vom Datenaustausch-Protokoll über eine Speicherung in der Cloud oder in zentralen Datenbanken bis hin zu Infrastrukturen mit Daten und Anwendungen oder gar Handels- bzw. Marktplätzen für Energieprodukte. Mehrere Varianten/Schemata konnten identifiziert werden. Es zeigt sich auch, dass je nach Ausbildungs- bzw. beruflichem Hintergrund der Personen unterschiedliche Aspekte einer Plattform fokussiert werden: zu unterscheiden sind die funktionale Dimension, die organisatorische Dimension und die Wertschöpfungs- bzw. Kosten-Dimension.

Per se brauchen marktnahe Produkte keine Plattform für die Realisierung. Für noch marktferne bzw. noch unbekannte Produkte kann eine **Plattform kostensenkend/fördernd** wirken: Mögliche Mehrwerte einer Plattform sind

- Sicherstellung der Vertrauenswürdigkeit und Sicherheit
- Vollständigkeit von Datenreihen und Datenquellen
- Beschleunigung von Geschäftsprozessen
- Datenzugriff über Standardmechanismen
- Teilnehmerverwaltung (Stammdaten, Berechtigungen, etc.)
- gesicherte Zugänge für alle Teilnehmer/innen

- Authentifizierung, Authentisierung
- Protokollierung aller Vorgänge (Logging)
- technische Standards (Schnittstellen, Protokolle)
- hohe Skalierbarkeit, Stabilität, Verfügbarkeit
- kontrollierter Zugriff und Nutzung von Smart Meter-Daten durch Drittanbieter
- ggf. Zugriff auf aufbereitete Informationen (z.B. Prognosen)

### 3.3.2 Datenbereitstellung und Plattformen

Die wesentlichen Daten für innovative Dienstleistungen werden nicht vom Smart Meter oder vom Lastprofilzähler, sondern von anderen, meist nicht energiespezifischen Datenquellen stammen. Dazu gehören das „Internet of Things“, aber auch „alltägliche“ Datenquellen:

*Tabelle 1: Beispiele für Daten, welche für neue Geschäftsmodelle interessant sein können und über Plattformen bereitgestellt werden könnten. Quelle: Eigene Zusammenstellung auf Basis der Reflexions-Interviews.*

Webcams mit IP-Adresse	Kraftwerksgrößen	soziale Medien (Facebook, Twitter)
Sensoren von Geräten, z.B. Bewegungsmelder etc.	Regelenergiepreise und -mengen	Kundenprofile z.B. aus Mobilfunkdaten
Verortung der Trafos	Börsenpreise und -mengen	Instandhaltung/Wartung
tatsächliche Wärme- oder Gasverbrauchsdaten	Netz- bzw. Leitungsverfügbarkeit und Kosten der Verfügbarkeit	Techniker/innen- und Mitarbeiter/innen-Auslastungsinformationen
Energieausweisdaten	Messstellen im Netz	Nutzerverhalten
Vorhandensein einer/mehrerer E-Cars	Wetterdaten	Zeitserver
Funksteckdosen, Messklemmen, Wechselrichter	Gebäudecharakteristika, z.B. Größe, Kubatur	Anzahl und Art der Verbraucher zzgl. ihrer Leistungen

Quasi alle diese Daten wären für eine hypothetische Plattform **freiwillig** bereitzustellen. Daraus ist abzuleiten, dass es keiner speziellen Regulierung bedarf, die Smart Meter-Daten ohne Einbindung der Kund/innen über Plattformen o.Ä. verfügbar macht. Nur wenn es dem Wunsch („Freiwilligkeit“) der Endkund/innen entspricht, soll eine Bereitstellung ohne wesentliche monetäre und nicht-monetäre (v.a. zeitliche) Aufwände möglich sein.

**Empfehlung:** Um die Vorteile einer Plattform auch für Smart Meter-Daten anwenden zu können, sollten Gesetzgeber, Regulator und Branche die standardisierte bzw. raschere Weitergabe ausgelesener und freigegebener Smart Meter-Daten vereinfachen und klären.

### 3.3.3 Lösungen einer Plattform

Auch wenn eine Infrastruktur-basierte Plattform (zentrale Datenlagerung) als strukturell und organisatorisch einfachste Lösung erscheint, geben aktuelle Datenmanagementkonzepte Hinweise, dass auch dezentrale Datenarchitekturen funktionale Vorteile aufweisen (z.B. Datenhoheit bleibt beim Eigentümer): Organisatorisch sind Datenschutz, Datensicherheit, Dateneigentum zu regeln; strukturell-funktional ist ein mehrschichtiger Aufbau sinnvoll (vgl. FINESCE). Aus den derzeit absehbaren Praxisansätzen ist anzunehmen, dass sich eine Plattform wie folgt entwickeln würde:

- über Austauschprotokolle („ohne Verpflichtungen“, d.h. mit geringen Infrastrukturkosten und dezentraler Datenlagerung),
- über spezifische Lösungen („Business-Case-Silos“), Branchenlösungen (mittels „Domain Specific Enablers“) oder dezentrale Lösungen (z.B. durch die

Verteilnetzbetreiber) (es ist festzustellen, dass eine alle Datenanforderungen hypothetischer Geschäftsmodelle abdeckende Plattform per se nicht möglich ist)

- und langfristig über eine Verschaltung dieser Plattformen mit den „großen“ Standards (Android, IOS, ...).
- Auch die aufkommende Blockchain-Technologie könnte sich als geeignete Kommunikation im Energiesektor erweisen. Sie verzichtet auf eine zentrale Datenspeicherung.

Sofern große internationale Plattformen die weitere Entwicklung prägen, können sich Österreichs Player auf diesen durch ihre Produkte positionieren. Schon aktuell bemühen sich europäische Initiativen um Dachplattformen zur Standardisierung der Kommunikationsabläufe (Flexiciency). Hierbei wird in kundenorientierte und netzorientierte Bereiche unterteilt.

Jede Anwendung (Use Case) ist – isoliert betrachtet – ein Prozess, der sich wirtschaftlich einordnen lassen muss. Ein Smart Meter, das Datenportal des Netzbetreibers oder ein Wetterdaten-Server sind Anwendungen, die nicht automatisch in einer Hand liegen (d.h. wirtschaftlich als Gesamtheit betrieben werden). Einzelne Business Cases streben somit danach, wirtschaftlich sinnvolle Teile einer Wertschöpfungskette abzubilden und die dazu notwendigen Datenaustauschprozesse effizient zu organisieren. Das kann zu einem Nebeneinander von streckenweise gleichen Datenaustauschprozessen für verschiedene Use Cases führen, also eine Bearbeitung von Anwendungen in sogenannten Silos. Eine diese Datenaustauschprozesse synergetisch zusammenführende Plattform ist ebenfalls als Meta-Geschäftsmodell vorstellbar (vgl. "Watson IoT" von IBM). Attraktiv wird eine Plattformlösung gegenüber Silos, wenn der Anbieter einer Dienstleistung auf für sein Geschäftsmodell relevante Datenbestände und Geschäftsprozesse bequemer, zuverlässiger, sicherer, vollständiger und/oder schneller zugreifen kann.

Je nach Verfügbarkeit von Daten ist das Geschäftsmodell über die Nutzungszeit, Art und Menge der Berichte, oder Art und Menge der Daten abzurechnen. Anforderungen an Plattformen sind:

- Welche Datenbereiche sollen abgedeckt werden?
- Was sind die Spielregeln bzw. was passiert bei „Marktversagen“ → dies ist zu regulieren; frei sind dagegen der Zugang zum Markt und der Umfang der Markthandlungen.
- Die Plattform muss domänenübergreifend funktionieren (Strom, Gas, Wasser, Abwasser, Fernwärme, Verkehr, ...).

### **3.3.4 Nutzer/innen einer Plattform**

In Experteninterviews wird auf das Problem der Einbindung privater Endkund/innen verwiesen: Sofern die Kundendaten nicht nur statistisch aggregiert und anonymisiert ausgewertet werden wollen (Open Data-Portale), sondern spezifischen Mehrwert entfalten sollen (smarte Services), ist aufgrund des Freiwilligkeitsgebotes (Datenschutz) eine Zustimmung zur Datenfreigabe erforderlich. Eine B2C Plattform ist nur erfolgreich, wenn auf dieser ausreichend viele Nutzer/innen Informationen bereitstellen. Erfolgen Datenherausgaben nur individuell zwischen Kund/innen und dem einzelnen Produkt- (App.) Anbieter (vgl. Google, Facebook, etc.), fehlt universellen Plattformen der Nährboden. Allerdings bestehe weder seitens des Anbieters noch des Nachfragers von B2C-Dienstleistungen ein Anreiz, Daten auf eine Plattform zu stellen. Der Zugang zu

Endkund/innen und deren spezifische Daten werden generell als „Schatz“<sup>2</sup> betrachtet (z.B. fürs Profiling). Die Bereitschaft, Daten auch für Plattformen zur Verfügung zu stellen, hängt somit vom erkennbaren Nutzen und Mehrwert für die Kund/innen ab.

**Feststellung:** Eine österreichische Initiative in Analogie zu „Green Button“ in den USA bietet den Endkund/innen die Möglichkeit, produkt- bzw. anbieterspezifisch Energieverbrauchsdaten freizugeben.

B2B-Daten im regulierten Strombereich, d.h. auf Netzseite, wären eher zugänglich und eine Plattformbereitstellung eine Möglichkeit zur Effizienzsteigerung durch Big Data Analyse.

### **3.3.5 „GreenButton.at“ – eine österreichische Lösung in Anlehnung an die amerikanische „Green-Button“-Initiative**

Neue Geschäftsmodelle verknüpfen unterschiedliche Daten und Informationen, um dadurch einen Mehrwert zu schaffen. Die kosteneffiziente Verfügbarkeit der einzelnen Datenquellen ist ausschlaggebend für die Wirtschaftlichkeit eines Geschäftsmodells. Eine (umfassende) Daten-, Informations- und/oder Serviceplattform kann per se nicht alle Daten, die für jedes hypothetische Geschäftsmodell benötigt werden, strukturiert und kosteneffizient zur Verfügung stellen (insbesondere dann, wenn es sich um energiefertige Services handelt). Daher ist es umso wichtiger, die einzelnen verfügbaren Datenquellen diesen Geschäftsmodellen strukturiert und kosteneffizient zugänglich zu machen; die Daten sollen „einfach abzuholen“ und „einfach zu verarbeiten“ sein.

Was bedeutet dies hinsichtlich der Bereitstellung von Energieverbrauchsdaten, insbesondere Stromverbrauchsdaten aus Smart Metern (und, aufgrund der Ähnlichkeit, aus Lastprofilzählern)? Eine österreichische Lösung soll gewährleisten, dass diese Energieverbrauchsdaten auf Wunsch, d.h. nach anbieter- oder produktspezifischer Freigabe durch die Energie-Endkund/innen (das sind Haushalte, Unternehmen und öffentliche Einrichtungen) den berechtigten Service-Anbietern zur Verfügung stehen.

- Die Verfügbarkeit der erfassten Energieverbrauchsdaten soll zum ehestmöglichen Zeitpunkt nach Auslesung der Verbrauchswerte gewährleistet sein und kann sowohl über einen Standard als auch ein gemeinsames Webportal aller Verteilnetzbetreiber geregelt werden.
- Die Verfügbarkeit für Dritte hat nur nach anbieter- oder produktspezifischer Freigabe der Endkund/innen möglich zu sein, wobei zwischen möglichst geringen zeitlichen oder monetären Aufwänden für die Freigabe durch die Endkund/innen einerseits und Datensicherheit/Datenschutz andererseits abzuwägen ist.

Dieser Ansatz, in Anlehnung an die amerikanische Green Button-Initiative (vgl. Kapitel 9.3.1), erfordert eine teilweise Mitwirkung von Gesetzgebung und Regulierung, da hier Änderungen vonnöten wären (vgl. Kapitel 8.3). Auch betrifft dieser Ansatz ausschließlich die Bereitstellung der Energieverbrauchsdaten, die durch den Verteilnetzbetreiber ausgelesen wurden (vgl. Kapitel 5.4.1).

---

<sup>2</sup> Vgl. Aktionsworkshop.

## 3.4 Innovation und Forschung

Das Projekt SMART I.E.S. kann nur marktnahe oder bereits in der Forschung erwähnte Geschäftsmodelle erfassen. Marktferne oder noch gar nicht angedachte Geschäftsmodelle können nicht validiert werden.<sup>3</sup> Alleine die Expertengespräche, Recherchen und Workshops im Zuge des Projekts haben gezeigt, dass zahlreiche Anwendungen nicht auf den durch Smart Meter-Infrastruktur zu erwartenden Informationsströmen aufsetzen (vgl. Blockchain). Auch hat das Projekt SMART I.E.S. die treibenden Akteure Österreichs interdisziplinär vernetzt und somit eine über die Projektlaufzeit hinaus handlungsfähige Gruppe geschaffen, welche das Potenzial zu hochinnovativen Ideenfindung und -umsetzung bietet.

**Empfehlung:** Für die weitere Entwicklung dieser Gruppe, für das rechtzeitige Erkennen und Aufgreifen weiter revolutionärer Entwicklungen, sowie für die Einbeziehung internationaler Entwicklungen ist die weitere Förderung des Dialogprozesses zwischen Energiewirtschaft, Forschung und Innovativen (Start-ups, KMU) unbedingt nötig.

**Ansprechpartner der FTI-Politik:** Hinsichtlich einer nationalen, an der Verwertung und Nutzung von Smart Meter-Daten orientierten FTI-Politik bleiben die Netzbetreiber (bzw. die Energieversorger im Allgemeinen) sowie die Forschung erste Ansprechpartner. Hinsichtlich des durch eine nationale FTI-Politik initiierten Vorantreibens von smarten innovativen Dienstleistungen, welche sich im Bereich zwischen Energienutzung und komfortorientierten bzw. komplexitätsvermeidenden „Internet of Things“-Anwendungen bewegen, ist zusätzlich unbedingt auf die Start-up-Szene zu setzen.

## 3.5 Bestätigung und Widerlegung der Arbeitsthesen

### 3.5.1 These 1: Smart Meter-Daten sind der Treiber für neue Geschäftsmodelle

Sehr eingeschränkt. Smart Meter- oder Lastprofilzähler-Daten können aufgrund ihrer hohen Verlässlichkeit zur Abrechnung oder Plausibilisierung vieler Geschäftsmodelle herangezogen werden. Alternative Sensorik (eigene Subzähler oder Internet of Things-Technologien) ermöglichen technisch viele Geschäftsmodelle auch ohne Smart Meter-Daten. Smart Meter-Daten sind hinsichtlich Verlässlichkeit als positiv zu beurteilen. Monetäre und nichtmonetäre (z.B. zeitliche) Aufwände zu ihrer Verfügbarmachung sind als Hemmnis zu beurteilen.

Unübersichtlich und für die Zukunft nicht absehbar bleibt, welche nicht den Smart Metern entstammenden Daten relevant sind. Beispiele sind in Tabelle 1 angeführt. Diese unterscheiden sich auch deutlich nach Geschäftsmodell bzw. Use Case: von Echtzeitdaten des Hochspannungsnetzes, über Handy-GPS-Daten eines Hausbesitzers bis zum jährlichen Ölverbrauch eines Betriebs, bis zu den Nutzungsgewohnheiten, bzw. Prognosen einzelner Geräte oder Räume.

---

<sup>3</sup> Im Rahmen der Kategorisierung von Geschäftsmodellen sind einige denkbare Varianten generisch abgeleitet worden, die sich aber durch die Expertengespräche nicht validieren lassen konnten.

### **3.5.2 These 2: Daten-, Informations- und/oder Service-Plattformen sind der Treiber für neue Geschäftsmodelle**

Mitunter. Per se brauchen marktnahe Produkte keine Plattform für die Realisierung. Für noch marktferne bzw. noch unbekannte Produkte kann eine Plattform erleichternd (oder auch überhaupt erst ermöglichend) wirken.

Bedeutend ist auch die Feststellung, dass mit einer Plattform nie die Daten-, Informations- und/oder Service-Basis für jedes (energienahe) Geschäftsmodell geschaffen werden kann (Unmöglichkeit, jede Datenquelle aller hypothetischen Geschäftsmodelle abzudecken). Ziel kann die intelligente Verknüpfung von Daten und Prozessen in Richtung vernetzter Daten-Ökosysteme sein.

### **3.5.3 These 3: Verteilnetzbetreiber sind die Ansprechpartner für den Betrieb von Daten-, Informations- und/oder Service-Plattformen**

Mitunter. Wenn durch die Daten, Informationen oder Services direkt oder indirekt auf die Rolle des Netzbetriebs bezogene Energiedienstleistungen betrachtet werden, sind Netzbetreiber am Plattformbetrieb interessiert. Verteilnetzbetreiber fühlen sich in ihrer Kernkompetenz angesprochen und sind interessiert, in einem Plattformbetrieb ein größeres Spektrum an Daten als nur Smart Meter-Daten abzubilden („Market Facilitator“ im weiteren Sinne), dies kann auch über Bundesländergrenzen hinweggehen. Nicht nur die Daten, auch erste Informationen wären durchaus durch den Verteilnetzbetreiber bereitzustellen. Das heißt, dass thematisch angrenzende, tendenziell energie-, aber nicht unbedingt netzrelevante Themen, durch eine Netzbetreiber-betriebene Plattform mitabgedeckt werden können.

Die Anforderungen Dritter an die Datenqualität können sich bspw. hinsichtlich Geschwindigkeit und Auflösung von den (per Regulierung abgedeckten) Grundanforderungen der Netzbetreiber unterscheiden. Für die Anforderungen Dritter sind die Kommunikationsinfrastrukturen (Breitband, Bidirektionalität), der Netzbetreiber nicht konzipiert.

Abseits des Plattformbetriebs können Netzbetreiber selbst Kunde von bestimmten Diensten (z.B. Demand Response) und Informationen (z.B. Netzzustand) werden, die von Dritten angeboten werden (vgl. Staumeldungen in Google Maps).

Zahlreiche klassische IT-Unternehmen beherrschen den sicheren Umgang mit großen und kritischen Datenmengen (Smart Data / Big Data) und haben aus anderen Sektoren (z.B. Telekom) Erfahrung mit Plattformlösungen. Neben den Verteilnetzbetreiber, Global Playern wie Apple, Google, IBM, aber auch T-Systems und Telekom Austria oder Teradata sollten auch österreichische KMU in die Überlegungen geeigneter Plattformbetreiber einbezogen werden.

### **3.5.4 These 4: Es braucht eine österreichische Initiative in Anlehnung an die amerikanische „Green Button“-Lösung**

Durchaus. Zu beachten ist, dass der für die amerikanische Lösung notwendige lange Diskussionsprozess in Österreich nicht wiederholt, und überprüft wird, ob eine innovativere Lösung aufgrund der raschen Entwicklung von Internet of Things und speziellen Technologien möglich ist. Wie in 3.3.5 ausgeführt, erscheint eine österreichische Initiative in Anlehnung an die amerikanische „Green Button“-Lösung als geeignet. Eine Forcierung durch das BMVIT sollte eine Berücksichtigung von gewünschten Plattformbedingungen in den

laufenden thematischen Programmen schaffen. Eine staatliche Förderung kann nicht die Struktur festlegen, aber Prinzipien klarstellen. Es geht um das Zusammenfassen von Prinzipien, Anreize zur Verknüpfung bzw. zum Abgleich von Standards. Beispiele für Prinzipien wären

- Interoperabilität in Österreich (unabhängig vom Netzgebiet) und Anschlussfähigkeit an internationale Dach-Plattformen (FI-PPP etc.) und Wahrung der Sicherheitsstandards,
- diskriminierungsfreie Zugänglichkeit für bestehende und neue Akteure,
- Entwicklungsfähigkeit mit offenen Schnittstellen für künftige heute nicht absehbare Innovationen,
- Beiträge zur Open Data-Initiative Österreichs,
- Vermeidung von Parallel-Infrastrukturen, Nutzung von sektorübergreifenden Synergien.

## 4 Akteur/innen

Im Zuge des Projekts waren über 100 Personen aus mehr als 60 Unternehmen bzw. Institutionen aktiv eingebunden, entweder durch Beteiligung an den beiden Workshops oder durch Experteninterviews.

### 4.1 Methode der Identifikation der Akteur/innen

Die Akteure wurden mit Fokus auf Österreich nach folgenden Verfahren zusammengestellt:

- Projekt-Screening: Projekte von Klien und BMVIT wurden auf Relevanz bzgl. Smart Energy Services gefiltert. Betreffende Projektnehmer wurden gelistet.
- Forschungs- und Innovations-Community: Verteiler und Vortragende aus diversen Veranstaltungen (z.B. auch dem Stakeholder-Prozess Smart Grid 2.0) wurden gesichtet und entsprechende Expert/innen gelistet.
- Der Beirat (entsprach dem erweiterten Kernteam Smart Grid 2.0) wurde im Kickoff aufgefordert weitere Kontakte herzustellen.
- Weitere Akteurs-Recherchen wurden gezielt auf die Belegung bestimmter zu untersuchender Geschäftsmodelle und Akteursgruppen angestellt. Dazu diente das eigene Netzwerk auch in der Start-up-Szene und Web-Recherchen.

### 4.2 Methode der Einbindung der identifizierten Akteur/innen

#### 4.2.1 Experteninterviews

Die Hauptmethode bildet die Einbindung von Expert/innen und Stakeholdern über Experteninterviews. Diese Methode garantiert – korrekt ausgeführt – insbesondere bei Zukunftsthemen, zu denen noch kein Zahlenmaterial vorliegt, eine hohe Zuverlässigkeit (interne Validität). Die Hauptmethode bildet die Einbindung von Expert/innen und Stakeholdern über Experteninterviews. Diese Methode garantiert – korrekt ausgeführt – insbesondere bei Zukunftsthemen, zu denen noch kein Zahlenmaterial vorliegt, eine hohe Zuverlässigkeit (interne Validität).

#### 4.2.2 Kreativworkshop

Stakeholder sollen ihre Geschäftsmodelle und Ideen des Kundennutzens zur weiteren Bearbeitung beschreiben. Idealerweise werden in diesem Kreativworkshop auch neue Optionen von Geschäftsmodellen und Kundennutzen generiert. Die Teilnehmer/innen entwickeln neue Produktideen und präsentieren sie auf Basis von fünf „Challenges“. Aus den ersten Ideen entwickeln sie mit der „Business Model Canvas“<sup>4</sup> neue Geschäftsmodelle. Anschließend erfolgt eine Präsentation und Diskussion der Geschäftsmodell-Ideen, sowie Feedback und eine sogenannte Kill-Thrill-Session.

- Challenge 1: Was wäre wenn alle großen PV- und Windanlagen ein 24/7 Monitoring hätten und die Daten an den Verteilnetzbetreiber in Echtzeit übermittelten? Gestalten Sie ein Produkt oder Service, das das Leben der Verteilnetzbetreiber mit fluktuierender Erzeugung erleichtert.

---

<sup>4</sup> Ein Beispiel für ein Business Model Canvas ist am Ende des Kapitels 6.1 zu finden.

- Challenge 2: Was wäre wenn jeder zweite Haushalt einen stationären oder mobilen (E-Auto-) Speicher besäße und eine eigene PV-Anlage? Gestalten Sie ein Produkt oder Service, das die Rolle der Verteilnetzbetreiber als Infrastrukturbetreiber stärkt.
- Challenge 3: Was wäre wenn sich Gewerbe und Industrie intelligent mit dem Stromnetz verbinden würden? Gestalten Sie ein Produkt oder Service, das große flexible Lasten zur Optimierung von Angebot und Nachfrage nutzt (außerhalb des Regenergiemarktes).
- Challenge 4: Was wäre wenn Stromkund/innen jederzeit wüssten, wie viel Strom sie gerade verbrauchen, wie hoch die Kosten sind und wer der günstigste Anbieter ist? Mit welchem spielerischen Ansatz würden Sie Ihre Kund/innen halten wollen bzw. neue dazugewinnen?
- Challenge 5: Was wäre wenn Energiehändler und Energielieferanten Zugriff auf die Echtzeit-Verbrauchsdaten Ihrer Kunden hätten? Wie würden neue Tarife und smarte Services aussehen? Gestalten Sie ein Produkt oder Service für Energielieferanten oder Händler.

*Die Ergebnisse wurden in Form von Steckbriefen erfasst, Gesamtergebnisse wurden in das vorliegende Dokument eingearbeitet.*

### **4.2.3 Aktionsworkshop**

Jene Stakeholder, die mit den verfügbaren Daten schon in absehbarer Zukunft Geschäftsmodelle und Kundennutzen generieren wollen, sollten im Aktionsworkshop ihre Anforderungen darlegen, um konkrete „nächste Schritte“ zur Realisierung ableiten und empfehlen zu können. Eingeleitet wurde der Workshop von Michael Hübner, es folgten folgende Präsentationen:

- Günther Spelic: Definition und Grundlagen von Plattformen
- Simon Moser (Energieinstitut an der JKU): Energiebezogene Informations-, Daten- und Serviceplattformen im Graubereich zwischen Markt und Regulierung
- Günther Spelic: Überblick zu Green Button
- Lisbeth Mosnik: Leitprojekt Daten-Service-Ökosystem
- Alexander von Jagwitz (BAUM): Erfahrungen aus dem FIWARE/FINESCE Programm
- Jan Cupal (Verbund): „Flexiciency“
- Alexander Stimmer (APG): Datenbereitstellung unter neuen Rahmenbedingungen Datenkarussell - Regelreserven
- Ewald Hesse: „Grid Singularity“
- Hemma Bieser: Generisches Geschäftsmodell für eine Informations- und Serviceplattform

Den Abschluss bildete eine Diskussion zum Thema Plattform-„Hoheit“ und Plattform-„Betrieb“. *Die Ergebnisse wurden in das vorliegende Dokument eingearbeitet.*

### **4.2.4 Reflexionsworkshop**

Alle Arbeitsschritte und -pakete wurden gemäß Plan durchgeführt, auch der Zeitplan wurde eingehalten. Eine Ausnahme bildet der sogenannte Reflexionsworkshop im AP6, der wegen geringer Beteiligung abgesagt wurde. Alternativ wurden persönliche Gespräche über die vorläufigen Ergebnisse durchgeführt. Sieben Personen wurden bis Anfang Mai 2016 interviewt. *Die Ergebnisse wurden in das vorliegende Dokument eingearbeitet.*

### 4.3 Eingebundene Akteur/innen

Im Zuge des Projekts waren über 100 Personen aus mehr als 60 Unternehmen bzw. Institutionen aktiv eingebunden, entweder durch Beteiligung an den beiden Workshops oder durch Experteninterviews.

- |                                     |                          |
|-------------------------------------|--------------------------|
| 1) 4ward Energy                     | 32) Grid Singularity.com |
| 2) AIT                              | 33) Hochschule Ulm       |
| 3) Arbeiterkammer                   | 34) IBM                  |
| 4) APG                              | 35) Iconic               |
| 5) austriatech                      | 36) IG Windkraft         |
| 6) avantsmart e.U.                  | 37) Ikarus Security      |
| 7) aWATTar                          | 38) Joanneum Research    |
| 8) B.A.U.M. Consult GmbH            | 39) Kärnten Netz GmbH    |
| 9) Beck & Partner KG                | 40) Kelag                |
| 10) BMVIT                           | 41) Land Oberrösterreich |
| 11) Bundeskanzleramt (Data.gv.at)   | 42) LineMetrics          |
| 12) Cybergrid                       | 43) Linz AG              |
| 13) Deloitte                        | 44) Linz Stromnetz GmbH  |
| 14) Donau-Universität Krems         | 45) Loxone               |
| 15) Ecodesign Company               | 46) Microtronics         |
| 16) E-Control                       | 47) Netz Oberösterreich  |
| 17) ENAMO GmbH                      | 48) ÖGUT                 |
| 18) Energie AG Data                 | 49) Ökostrom GmbH        |
| 19) Energie AG OÖ Power Solutions   | 50) Salzburg Netz GmbH   |
| 20) Energie Burgenland              | 51) Siemens              |
| 21) Energie Steiermark              | 52) STIWA                |
| 22) Energie- und Umweltagentur NÖ   | 53) Symvaro              |
| 23) Energieinstitut an der JKU Linz | 54) Teradata             |
| 24) Enio                            | 55) TU Wien - IFS        |
| 25) En-Trust                        | 56) TÜV                  |
| 26) EVN                             | 57) Twingz               |
| 27) FFG                             | 58) Verbund              |
| 28) FH Salzburg                     | 59) VKI                  |
| 29) Fronius                         | 60) VKW                  |
| 30) Gemalto                         | 61) Vorarlberg Netz      |
| 31) Grazer Energieagentur           | 62) Wiener Netze         |

## 5 Geschäftsmodelle

Häufig verwendete Abkürzungen dieses Kapitels:

- GM → Geschäftsmodell
- VNB → Verteilnetzbetreiber

### 5.1 Methode

Bereits mit der Angebotslegung wurde ein **Katalog derzeit denkbarer Kategorien von Geschäftsmodellen** vorgelegt. Dieser Katalog fungierte als Arbeitshypothese, die durch die weiteren Recherchen, Interviews und Workshopergebnisse ergänzt und validiert wurde.

In den Interviews wurden Hinweise auf Geschäftsideen, geplante Geschäftsmodelle oder bereits realisierte Produkte und Dienstleistungen gesammelt. Der Katalog ermöglicht nun die Zuordnung zu bestimmten Kategorien und verdeutlicht so die Ähnlichkeiten von Geschäftsideen unterschiedlicher Akteure und zeigt auf, wo es „weiße Flecken“ gibt – also denkbare Kategorien wenig oder gar nicht mit Praxisbeispielen belegbar sind.

Folgende Geschäftsmodell-Fälle konnten unterschieden werden:

- Geschäftsmodell A: kann einer Kategorie in dem Katalog zugeordnet werden und bestätigt die (künftige) Praxisrelevanz des Geschäftsmodells.
- Geschäftsmodell B: war in dieser Ausprägung nicht im ursprünglichen Katalog enthalten, somit wurde es als Kategorie oder Unterkategorie ergänzt.
- Fehlende Geschäftsmodelle: es konnten in den Interviews keine Belege für einzelne Kategorien aus dem Katalog gefunden werden. In diesen Fällen wurde die Kategorie geprüft mit folgenden Ergebnissen: die Beibehaltung der Kategorie ist nach wie vor plausibel (fehlte nur ein passender Interviewpartner) oder die Kategorie genießt derzeit keine große Aufmerksamkeit bei der GM-Entwicklung und wird somit in ihrer Bedeutung heruntergestuft oder gestrichen.

Die Ergebnisse des Kreativ-Workshops (Kapitel 5.2) geben Hinweise, in welche Richtung die Akteure aktuell ihre Geschäftsideen ausrichten und welche Datenanforderungen damit verbunden sind. In Kapitel 5.3 werden die wichtigsten Geschäftsmodelle idealtypisch beschrieben und die konkreten Beobachtungen aus den Interviews und Workshop-Ergebnissen einsortiert und reflektiert.

### 5.2 Ergebnisse des Kreativ-Workshops

Der Kreativ-Workshop (13.10.2015 im BMVIT) diente zur kollektiven Einbindung der relevanten Akteure. Anders als in den Interviews, in denen die Einzelsituation der Akteure bzw. Betriebe im Rahmen der Geschäftsmodellentwicklung und -platzierung detailliert aufgenommen wurde, sollten im Workshop Geschäftsmodellideen interdisziplinär und entlang der Wertschöpfungskette besprochen und weiterentwickelt werden. In interdisziplinär zusammengestellten Kleingruppen konnten die Akteure anhand von gestellten Zukunftsszenarien und dem Business Model Canvas gemeinsam neue Geschäftsmodelle entwerfen oder bestehende weiterentwickeln. Die Ergebnisse dienten als Plausibilitätsprüfung für die generische Aufstellung von denkbaren Geschäftsmodellen bzgl. Vollständigkeit und Schwerpunktsetzungen.

Grundsätzlich können folgende Befunde aus den erarbeiteten Geschäftsmodellen gezogen werden:

- Die in dem Workshop entwickelten Geschäftsmodelle beschäftigen sich alle mit der Mobilisierung von Flexibilitäten bei dezentralen Erzeugern, größeren und kleineren Verbrauchern und Prosumern. Dies entspricht weitgehend den gewählten Szenarien.
- In drei von fünf Fällen (Geschäftsmodelle 1, 2 und 3) sollen diese netzdienlich wirken. Die Honorierung kann sich an den vermiedenen Netzkosten orientieren. Die Aufbringung und Verteilung tatsächlicher monetärer Benefits ist bei der derzeitigen Regulierung komplex (CAPEX-OPEX-Diskussion, wonach die VNB keine gesonderten Anreize vorfinden, smarte Lösungen zu entwickeln).
- Vier von fünf Fällen (Geschäftsmodelle 1, 2, 3, 4) eröffnen Möglichkeiten, Ausgleichsmechanismen zwischen Erzeugung und Verbrauch bereits dezentral zu organisieren. Diese Geschäftsmodelle eröffnen damit bewusst Zugänge und Bewusstsein für Prosumer sich aktiv an der Energiewende (= Netz- oder Markt-Integration von Erneuerbaren) einzubringen. Regionalstrom und Herkunftsgesicherte Energieprodukte gewinnen damit an Identifikationskraft.
- In einigen Fällen (Geschäftsmodelle 4 und 5) erfolgt die Wertschöpfung eher über marktoptimierte Beschaffungsprozesse (Geschäftsmodell 4: möglichst viel günstigeren Grünstrom aus der Community) oder Vermarktung (ggf. spekulativ) an Spot und Regelleistungsmärkten (Geschäftsmodell 5).
- Smart Meter-Bezug: Die Daten aus dem Smart Meter sind für Abrechnungszwecke mindestens in Viertelstundenauflösung zu erheben (Geschäftsmodell 5 sogar zur Nachweisbarkeit eines Regelleistungsabrufs). Zum Monitoring sind die Daten (Viertelstunde oder kleiner aufgelöst) in realtime oder neartime nötig. Hier könnte die Home-Schnittstelle genutzt werden, sofern diese entsprechend zugänglich ist (Problem der Heterogenität bei VNB-übergreifendem Geschäftsmodell).
- Plattform-Bezug: Die Geschäftsmodelle betrachten die Einrichtung von Plattformen als fakultative, aber nicht obligatorische Bedingung. Die Datenbereitstellungs-Anforderungen fokussieren auf den einzelnen Use Case. Für die Koordination des Einsatzes netzdienlicher Flexibilitäten (Geschäftsmodelle 1, 2, 3) und Regionalstromansätzen (Geschäftsmodelle 3, 4) wird eine Plattformlösung (wenn dann) auf VNB- bzw. EVU-Ebene gesehen. Für die Vermarktung von Schwarmstrom und der Abwicklung kleiner Transaktionen kommen auch externe Dienstleister (Aggregatoren, Banken) in Frage.
- Themen, die nicht aufkamen: Allianzen mit Over The Top-Playern und energieferne Services (Smart Home, Ambient Assisted Living) waren keine Themen.

## 5.3 Kategorien von Geschäftsmodellen

Folgende Landkarte von Geschäftsmodelle veranschaulicht den nachfolgenden Katalog, der systematisch mögliche Geschäftsmodelle aufzeigt. Sortiert sind diese

- von **netzdienlichen** Leistungen
- über **marktorientierte** Produkte
- hin zu **kundenbezogenen** Nutzenaspekten, die auch über energienahe Dienstleistungen hinausgehen.

Zugeordnet sind dabei die jeweiligen Anbieter und Nachfrager dieser Services und eine Einschätzung zur aktuellen Marktreife. In der Spalte links sind Vertreter aus den Interviews grob den Produkten zugeordnet, wobei zahlreiche Anbieter mehrere Kategorien abdecken.

Abbildung 1: Landkarte von Geschäftsmodellen in Verknüpfung mit einer Daten-, Service- und/oder Informationsplattform. Quelle: Erstellt von avantsmart auf Basis von B.A.U.M. Consult GmbH bzw. Tabelle 2.

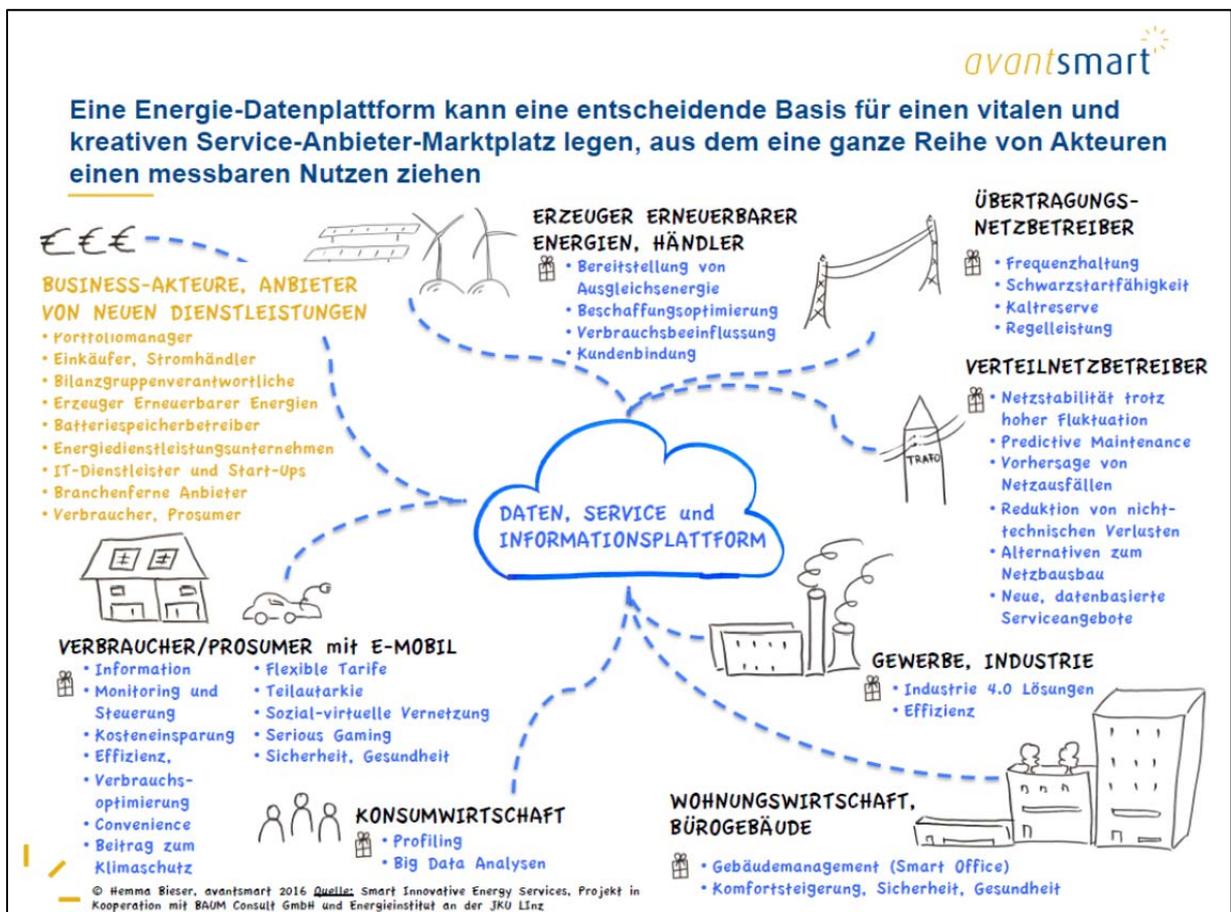


Tabelle 2: Kategorien von Geschäftsmodellen mit zugeordneten Interviewpartnern. Quelle: B.A.U.M. Consult GmbH. Abkürzungen: VNB = Verteilnetzbetreiber, ÜNB= Übertragungsnetzbetreiber, BKV = Bilanzgruppenverantwortlicher.

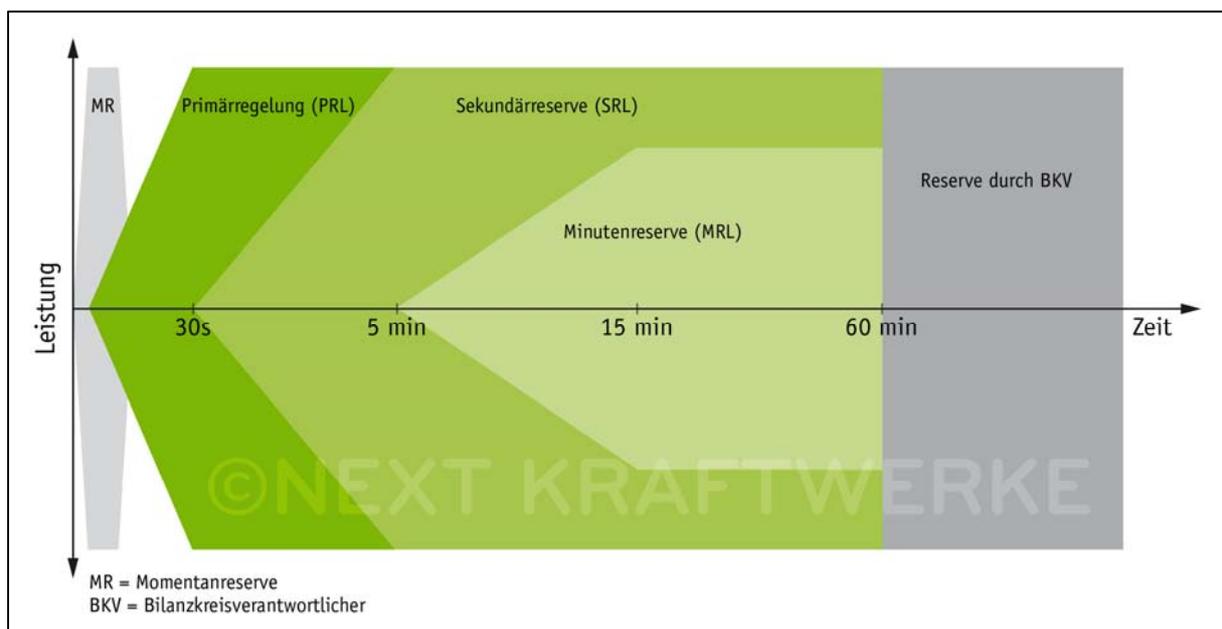
Relevanter Partner		Funktion	Produkt	Anbieter	Nachfrager	Marktreife
Kärnten Netz, Linz Stromnetz GmbH, Salzburg Netz AG, SIEMENS, STIWA	Systemdienstleistungen	Spannungshaltung	Blindleistungs-bereitstellung	Erzeuger (auch dezentrale Erneuerbare)	VNB	Bisher unentgeltlich von Einspeisern gefordert
		Frequenzhaltung	Wirkleistung (s.a. Regelleistung)	Erzeuger	ÜNB	Handel über Regelenenergimärkte
		Schwarzstartfähigkeit	Energie aus Schwungrädern, Batterien o.a. trägen Massen	Erzeuger, Industrie	ÜNB	Handelsgut (für neue Anbieter bisher kaum)
		Kaltreserve	Leistungsvorhaltung (Kapazität)	Kraftwerksbetreiber	ÜNB	Handelsgut
Cybergrid, VERBUND, E-Control,	Regelenergie	Fahrplanabweichung (Ausgleich Erzeugung und Verbrauch)	Regelleistung (Primär-Sekundär- und Tertiär-Regelleistung)	Erzeuger, Verbraucher, P2H Batteriebetreiber, auch aggregiert (VPS)	ÜNB	präqualifizierter Markt (zunehmend auch zugänglich für Aggregierte Leistungen,
VERBUND, cyberGRID, Ökostrom AG, VKW	Beschaffungsoptimierung	Ausgleich von Bilanzkreis-/gruppenabweichungen	Ausgleichsenergie	Erzeuger und DSM auch dezentral via Aggregatoren	BKV	Handelsgut allerdings überwiegend zentrale Beschaffung
		Stromhandel	OTC, day ahead, Intraday-Flex.	Erzeuger (DSM?)	Portfoliomanager Einkauf	Handelsgut
Ökostrom AG, VERBUND, Energie AG OÖ Data GmbH, VKI, Enio, Loxone, Telekom, T-Systems, Symvaro, VKW, NEU NÖ EA, Land OÖ	Energieverbrauchsbeeinflussung, Selbstbestimmtheit	Effizienz, Einsparung, Kundenbetreuung	Energiedienstleistungen (Effizienzberatung, Komponentenoptimierung, Verhalten, Contracting)	EVU (Lieferant), Dritte, Plattformen (Green Button)	Prosumer	Aufgrund Effizienzrichtlinie zunehmend wichtig
		Dynamisierung / Flexibilisierung, Teilautarkie	Tarife, Energiemanagementsysteme	EVU, Dritte	Prosumer, Elektromobil	IKT und dynamische Strompreise als Voraussetzung
		Convenience (Licht, Mobilität, Wärme)	Contracting	EVU, weitere Contractoren		Im business- Bereich verbreitet
		Sozial-virtuelle Vernetzung, „Serious gaming“	Plattformen, Foren, Portale, Spiele	Plattformen	Prosumer	Bedürfnisse außerhalb der Energiethemen
VERBUND, Telekom, Terradata, T-Systems, Symvaro	energieferne Services	Gebäudemanagement Smart Home, Smart factory, Smart office	Haussteuerung (Heizung, Anlagen)	Dritte, Elektronikwirtschaft	Wohnungswirtschaft Büros Betriebsgebäude	zunehmend Anwendungen im Business-Bereich und bei Hausbesitzern
		Komfortsteigerung (Sicherheit, Gesundheit)	Haus- und Personen-Sensorik, fernsteuerbare Geräte	Elektronikwirtschaft, Sozialdienste,		
		Kundenprofiling	Smart Data-Auswertungen	Big Data- Dienste	Konsumwirtschaft	Bisheriges Profiling an der Energiewirtschaft vorbei (Google, Nest)

### 5.3.1 Systemdienstleistungen<sup>5</sup>

Hierunter fallen allgemein Bereitstellungen von Leistung (kW) zur Aufrechterhaltung der Systemsicherheit im Netz. **Nachfrager** sind folgerichtig Netzbetreiber.

Zur Gewährleistung der Netzsicherheit und -qualität sind die Netzbetreiber für die Erbringung der Systemdienstleistungen (SDL) Frequenzhaltung, Spannungshaltung, Versorgungswiederaufbau und Betriebsführung verantwortlich. Derzeit wird dies auf Grund von Regelbarkeit und Flexibilität in großem Maße noch von konventionellen Kraftwerken und Pumpspeichern, aber auch mittels Transformatoren sowie Blindleistungskompensationsanlagen erfüllt. Die verschiedenen Produkte der Regelleistungsbereitstellung zur Kompensation von plötzlichen Kraftwerksausfällen oder anderen Frequenzstörungen sind in nachfolgender Abbildung dargestellt. Die Erbringung von Primärregelleistung (PRL), Sekundärregelleistung (SRL) und Minutenreserveleistung (MRL, auch Tertiärregelleistung TRL) wird von den Übertragungsnetzbetreibern vergütet. Dies gilt jedoch nicht für die Momentanreserve bzw. Inertia, mit dieser können konventionelle Kraftwerke durch die Massenträgheit der rotierenden Generator-Turbinensätze zu kurzfristigen Frequenzausgleichen beitragen. Generell werden derartige Systemdienstleistungsbeiträge zum großen Teil noch immer durch konventionelle Kraftwerke erbracht. Mit dem weiteren Ausbau der erneuerbaren Stromversorgung sinken jedoch die Kraftwerkskapazitäten zur Erbringung der Systemdienstleistungen und Alternativen müssen bereitgestellt werden.<sup>6</sup>

Abbildung 2: Zeitliche Einsatzreihenfolge der verschiedenen Regelleistungsarten zur Ausregelung von Bilanzabweichungen. Quelle: Homepage der „Next Kraftwerke“, abgerufen am 2016-05-13 ([Weblink](#)).

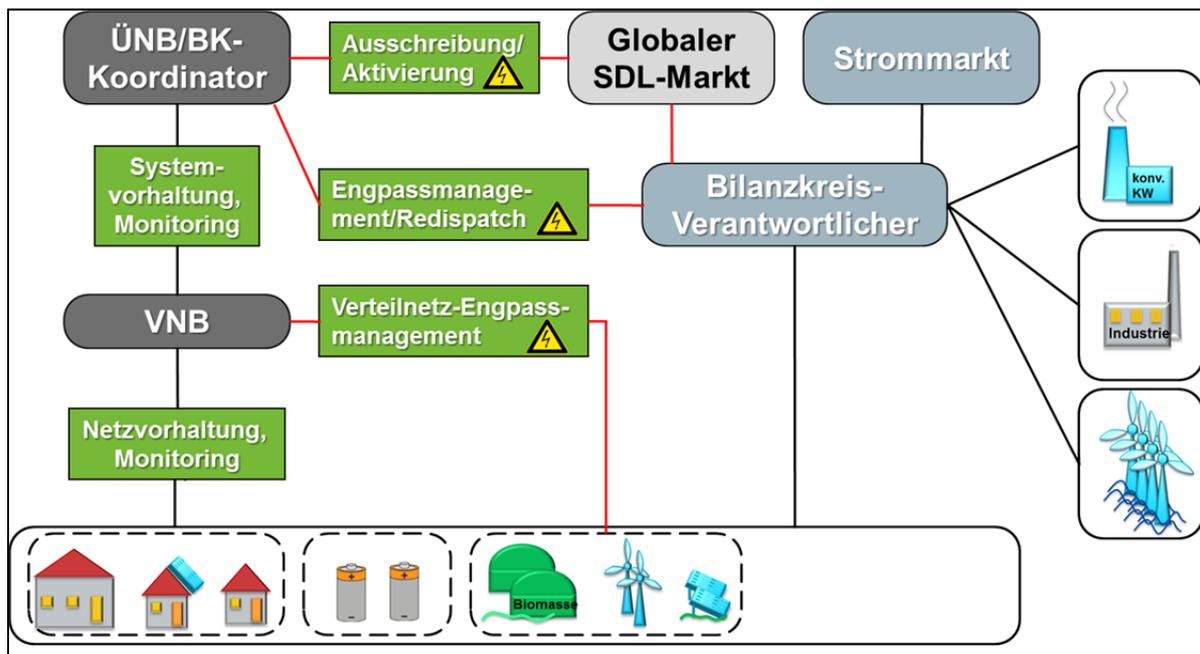


<sup>5</sup> Die Bearbeitung dieses Kapitels erfolgte vorwiegend durch Michael Wedler (B.A.U.M. Consult GmbH).

<sup>6</sup> Deutsche Energie-Agentur GmbH (2014): dena-Studie Systemdienstleistungen 2030. Sicherheit und Zuverlässigkeit einer Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien. Endbericht, Berlin, 11.02.2014. [Weblink](#) (2016-05-13).

Die in der voranstehenden Abbildung gezeigten Regelleistungsprodukte PRL, SRL sowie MRL werden ebenso wie die abschaltbaren Lasten derzeit auf einem regelzonenübergreifenden **Systemdienstleistungsmarkt** gehandelt, wie das Prinzipschema in folgender Abbildung zeigt.

Abbildung 3: Prinzipschema des derzeitigen Ordnungsrahmens für die SDL-Bereitstellung inkl. regelzonenübergreifenden SDL-Marktanteil am Beispiel Deutschland. Quelle: BAUM-GridLab-New-Energy (2016): Fachstudie zur Umsetzung der Energiewende in der 50Hertz-Regelzone, Berlin 2016.



### 5.3.1.1 Regelleistung als etabliertes Marktprodukt

Auf der Ebene des Übertragungsnetzes (ÜNB) besteht die Aufgabe des „Balancing“, also des Ausgleichs von Erzeugung und Nachfrage in Echtzeit. Kommt es zu Abweichungen von den angemeldeten Fahrplänen der Bilanzgruppen, die bereits Nachfrage und Erzeugung innerhalb ihrer Teilnehmer bündeln, so greift der ÜNB auf Regelleistung zurück die am Regelleistungsmarkt beschafft wird. Je nach Kurzfristigkeit der Verfügbarkeit, werden drei etablierte Produkte unterschieden: Primärreserve, Sekundärregelleistung und Minutenregelleistung. Für die Teilnahme gelten differenzierte Präqualifizierungsbedingungen. Sie sind für die Minuten und Sekundärreserve bereits insofern angepasst worden, als dass nun auch vielfältige Anbieter (dezentrale Erzeuger, Speicher und flexible Verbraucher Demand Side-Management) von kleineren Mengen direkt oder über Aggregatoren teilnehmen können. Die Preise bewegen sich aufgrund der Angebotserhöhung nach unten. Somit besteht ein Trend in die höherwertigen Produkte von der Minutenreserve in die Sekundärregelung und weiter in die Primärreserve).

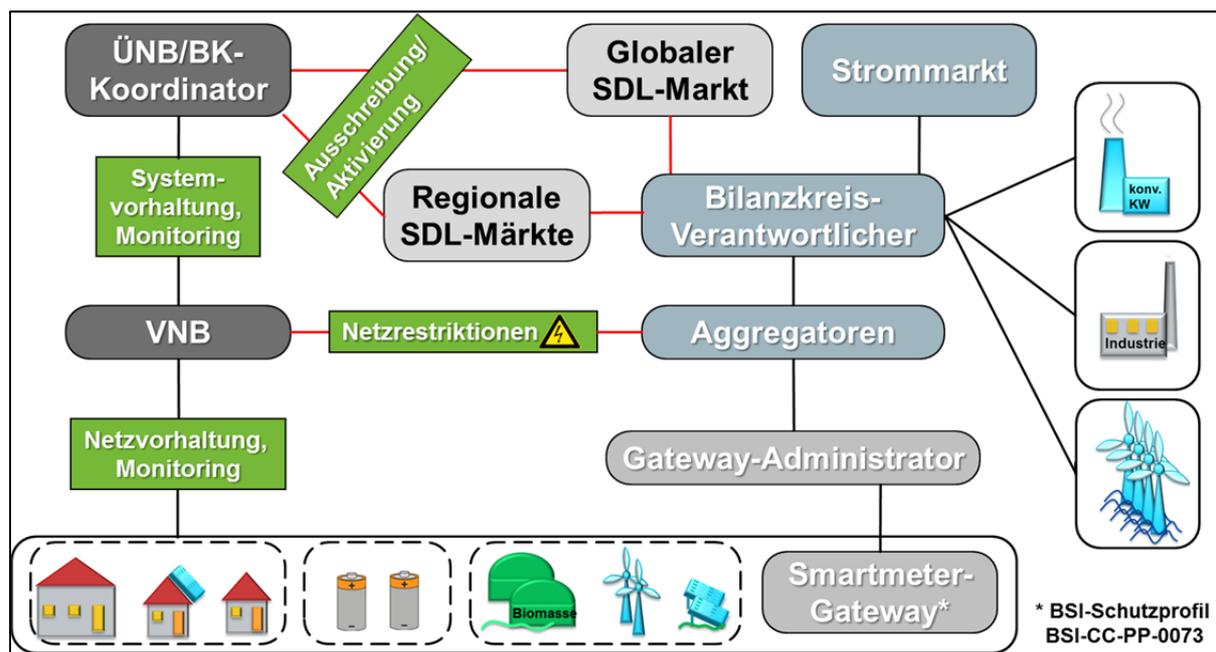
### 5.3.1.2 Systemdienstleistungen, für die es im engeren Sinne keinen Markt gibt:

Für Systemdienstleistungsbeiträge mit starkem lokalen Bezug wie z.B. Schwarzstart für den Versorgungswiederaufbau, Kraftwerksredispatch und Erneuerbaren-Einsenkungen für das Engpassmanagement, Spannungshaltung und Kurzschlussleistungsbereitstellung besteht derzeit kein Systemdienstleistungsmarkt. Diese lokal bis regional benötigten Systemdienstleistungsbeiträge werden derzeit in Teilen vom Übertragungsnetzbetreiber über

die Netzanschlussverträge eingefordert, teilweise aber auch über bilaterale Verträge oder beim Beispiel der netzengpassbedingten Erneuerbaren Energie-Einsenkung abgerechnet.

Da im Hinblick auf die weiter voranschreitende Dekarbonisierung der Elektrizitätsversorgung die konventionelle Kraftwerksleistung als heutiger Hauptbeitragender zur SDL-Bereitstellung deutlich verringert wird, muss bereits heute eine verstärkte Heranziehung von Erneuerbaren, Lastmanagement und dezentralen Speicher vorbereitet und geübt werden, sowohl den „globalen“ Systemdienstleistungsmarkt als auch lokal benötigte SDL-Beiträge betreffend, um das Elektrizitätssystem auch weiterhin stabil betreiben zu können. Die Einbeziehung von auch nur begrenzt planbaren EE wie z.B. größeren Windparks in die Regelleistungsbereitstellung ist dabei ein erster Schritt. So könnten bspw. Windparkbetreiber aufgrund der deutlich gestiegenen Prognosegüte für 4-Stunden-Zeiträume des Folgetages gesichert Regelleistungsbeiträge erbringen, die Diskussion über die konkret erforderlichen Anpassungen der Präqualifikationsbedingungen ist auf europäischer und nationaler Ebene bereits im vollen Gange. Im Zusammenhang mit globalen SDL-Beiträgen findet man auch das Konzept des Verbundkraftwerkes mit Ausprägung als „Virtuelles Kraftwerk“, d.h. gebündelter Erzeugungsfahrweise von an unterschiedlichen Orten befindlichen Erzeugungs- und Speichereinheiten.<sup>7</sup>

Abbildung 4: Prinzipschema eines künftigen Ordnungsrahmens für die SDL-Bereitstellung am Bsp. Deutschland. Quelle: BAUM-GridLab-New-Energy (2016): Fachstudie zur Umsetzung der Energiewende in der 50Hertz-Regelzone, Berlin 2016.



<sup>7</sup> Aber es sind insbesondere die lokalen Systemdienstleistungserfordernisse, die in der Nordostregion Österreichs künftig bereitgestellt werden müssen. In diesem Zusammenhang ist in Deutschland beispielgebend das Konzept des Verbundkraftwerkes mit Ausprägung als „Regionalkraftwerk“, d.h. lokal gebündelter Erzeugungs- und Speichereinheiten und somit möglichem netzdienlichen Einsatz. So tragen bereits heute die direkt am Übertragungsnetz angeschlossenen Windparks zur Spannungshaltung im Übertragungsnetz bei. Dies zeigt, dass die Aufgabe von erneuerbaren Energiequellen in Zukunft nicht nur die Bereitstellung von Wirkleistung, sondern möglichst das vollständige Spektrum an Systemdienstleistungen umfassen muss. Aus Sicht eines Windenergieanlagen-Betreibers ist es zum aktuellen Stand wenig attraktiv Blindleistung einzuspeisen. Es muss ein Wandel des Rollenverständnisses der EE-Anlagenbetreiber vom ausschließlichen Wirkleistungsproduzenten zu einem systemgerechten Partner erfolgen, denn auch EE-Anlagen sind darauf angewiesen, den Strom in ein gut funktionierendes Stromnetz einspeisen zu können. Vor diesem Hintergrund erscheint die Etablierung von lokalen bis regionalen SDL-Marktmechanismen als Ergänzung zum globalen SDL-Markt als zielführend.

Wichtigste Führungsgrößen zur Aufrechterhaltung der Versorgungsqualität sind die Einhaltung von Spannungsband und Frequenz.

- Für das Spannungsmanagement ist der Verteilnetzbetreiber zuständig. Die Spannung wird herkömmlich in den tieferen Netzebenen statisch über den Transformator geregelt. Über regelbare Ortsnetztrafos können Spannungsabweichungen, die bei hohen dezentralen Einspeisungen entstehen vermieden werden. Zusätzlich kann der Netzbetreiber auf Blindleistung zurückgreifen, die die Einspeiser (anstelle von Wirkleistung) bereitstellen müssen. Diese Bereitstellung ist im Anschlussvertrag geregelt. Es besteht kein Beschaffungsmarkt. Der Anwendungsfall Blindleistungshandel ist dennoch in dem Katalog aufgeführt, weil Forschungsergebnisse zeigen, dass hier ein dynamischer Einsatz ggü. statischer Bereitstellung Effizienzvorteile hat und folglich die Beschaffung auch interaktiv über Führungsgrößen (optimalerweise über Preissignale) erfolgen könnte. Geschäftsmodellideen aus dem Kreativworkshop haben in diese Richtung gewiesen.
- Die Frequenzhaltung ist Aufgabe des ÜNB und er bedient sich der Regelleistungsabrufe. Als weitere Sicherung ist die Abschaltung oder Drosselung von Einspeisern über die 50,2 Hertz-Regelung eingeführt worden. Diese Intervention erfolgt ähnlich wie die Blindleistungsbereitstellung nicht über Marktmechanismen.

### **5.3.2 Beschaffungsoptimierung<sup>8</sup>**

Hier geht es um die zeitliche Optimierung der Energiemengenströme (kWh).

#### **5.3.2.1 Vermeidung von Ausgleichsenergie**

Ausgleichsenergie (kWh) wird den Bilanzgruppen-Verantwortlichen (BGV) nachträglich über den ÜNB in dem Maße berechnet, wie Fahrplanabweichungen zur Inanspruchnahme von Regelleistung geführt haben. Das Geschäftsmodell der Vermeidung von Ausgleichsenergie geht von dem Nachfrager BGV aus, der zur Vermeidung teurer<sup>9</sup> Ausgleichsenergiezahlungen bereits zuvor mit Ausnutzung von Flexibilitäten innerhalb seiner Bilanzgruppe absehbare Fahrplanabweichungen zu vermeiden. Anbieter sind demzufolge flexible Erzeuger, Speicher und Verbraucher der Bilanzgruppe. Gegenüber dem Regelenergiehandel, der global – also mindestens innerhalb der Regelzone erfolgt, kann der Flexibilitätenhandel in diesem Fall nur innerhalb der Bilanzgruppe erfolgen, was nicht zwingend eine räumliche Einengung bedeutet.

#### **5.3.2.2 Stromhandel**

Im Zusammenhang mit neuen Geschäftsmodellen sind insbesondere Produkte mit besonderen Merkmalen interessant. Dieses können kurzfristig handelbare Flexibilitäten sein am Spot-Markt oder Energielieferungen, die sich über die Herkunft differenzieren, bspw. Grünstrom oder Regionalstrom, Nachbarschaftsstrom. Die entsprechenden Handelsmechanismen sind noch nicht ausreichend entwickelt (Problem der Standardlastprofilabrechnung für Haushaltskund/innen vs. tatsächlich gehandelten Stromlieferungen, Nachweisbarkeit von Stromherkunft und Umlagenregelungen)

---

<sup>8</sup> Die Bearbeitung dieses Kapitels erfolgte vorwiegend durch Michael Wedler (B.A.U.M. Consult GmbH).

<sup>9</sup> Die derzeitige Diskussion zur Anpassung des Strommarktdesigns in Deutschland zeigt, dass die BGV stärker in die Verantwortung der Versorgungssicherheit einbezogen werden sollen, in dem die Fahrplantreue stärker honoriert, bzw. Abweichungen spürbar pönalisiert werden sollen. Derzeit erlauben die niedrigen Regelenergiepreise einen relativ laxen Umgang mit Fahrplanabweichungen.

### 5.3.3 Energieverbrauchsbeeinflussung<sup>10</sup>

Die Geschäftsmodelle beschäftigen sich mit dem Energiemanagement für Verbraucher/innen bzw. Prosumer.

#### 5.3.3.1 Effizienz

Klassische Energiedienstleistungen entsprechend des Energiedienstleistungsgesetzes unterstützen den Verbraucher bei der **mengenmäßigen Reduzierung** seines Energieverbrauches oder bei effizienterem Einsatz der benötigten Energie. Hier werden Effizienzpotenziale (ineffiziente Geräte oder Verhaltensweisen) aufgespürt und mit dem Motiv der Kostensenkung genutzt. Da die Energieversorger hierzu per Effizienzgesetz verpflichtet sind, besteht eine zunehmende Nachfrage nach weiteren Ideen, diese Potenziale zu erschließen. Anbieter und ihre Produkte solcher Energiemanagement-Leistungen können von Beratung bis Contracting gehen. Diese können sich sowohl an nachfragende EVU wenden, die diese wiederum im eigenen Interesse ihren Kunden vermitteln oder die Anbieter wenden sich direkt an Verbraucher, um hier gemeinsam von den Kostenvorteile zu profitieren.

#### 5.3.3.2 Flexibilisierung

Die Flexibilisierung erfordert ebenfalls ein professionelles Energiemanagement beim Nachfrager, also dem Verbraucher / Prosumer. Die Motive zur **zeitlichen Verlagerung** der energetischen Prozesse können zum einen ökonomisch begründet sein (Anpassung des Verbrauchs- oder Einspeiseprofiles an zeitvariable Strompreise, bzw. Bereitstellung von Systemdienstleistungen), weshalb dabei ein monetärer Benefit erzielt werden muss. Dies ist derzeit erst bei größeren Verbrauchsverlagerungen ökonomisch sinnvoll. Zum anderen kann die Motivation aber auch aus strategischen oder idealistischen herrühren (Selbstversorgung zur langfristigen Preissicherung oder aus Autarkie-Bestrebungen). Anbieter entsprechender Geschäftsmodelle verhelfen den Nachfragern (Prosumer) durch die Implementierung eines Energiemanagementsystems die energetischen Prozesse innerhalb der Liegenschaft und auch mittels „Agenten“ gegenüber den Energiemarktpreisen (Einspeisetarife, zeitvariable Stromtarife, Regulenergiepreise etc.) zu optimieren.

#### 5.3.3.3 Convenience

Licht, Bewegung, Wärme, Mobilität sind die eigentliche Endnutzen, die hinter dem Strombedarf der Nachfrager (Haushalte und Gewerbe) stehen. Anbieter dieser Geschäftsmodelle fokussieren entsprechend der **Kundenbedürfnisse** auf diese Befriedigung und entlasten den Kunden von der Beschäftigung mit der Rohware Energie. Im Contracting oder durch Bündelung von Dienstleistungen (Service-Ökosysteme) rund um den Kunden entsteht auf der Nachfrageseite der Komfortgewinn und auf der Anbieterseite die Gewinnspanne in der Mischkalkulation.

#### 5.3.3.4 Virtual Community

Diese Geschäftsmodelle beschäftigen sich nur sekundär mit den Energieprozessen der Prosumer sondern mit seinem Bedürfnis der Nachfragenden nach Vernetzen und Vergleichen innerhalb einer virtuellen Community. Die Leistung des Anbieters ist die Schaffung von Plattformen, auf denen gleichgesinnte und vergleichbare User gefunden werden können. Somit wird Benchmark und Erfahrungsaustausch ermöglicht, ggf. über

---

<sup>10</sup> Die Bearbeitung dieses Kapitels erfolgte vorwiegend durch Michael Wedler (B.A.U.M. Consult GmbH).

spielerische oder wettbewerbliche Ansätze, die in direkt auch zur Veränderung des Energieverhaltens beitragen.

### **5.3.4 Energieferne Services<sup>11</sup>**

Diese Geschäftsmodelle begreifen ihren Service-Auftrag für die Nachfrager unabhängig von den tatsächlichen Energieprozessen. D.h. im Mittelpunkt steht nicht das Ergebnis, ob das Geschäftsmodell zur Veränderung des Energieverhaltens beigetragen hat – Energie ist hier nur Betriebsmittel – sondern ob durch den Komfortgewinn ein Wertschöpfungseffekt entstanden ist.

#### **5.3.4.1 Smart Building, Smart Home**

Bei der Gebäudeautomatisierung steht der Mehrwert an Bedienerfreundlichkeit und Steuerbarkeit im Mittelpunkt. Der Einsatz von Energie und IKT ist dabei ein selbstverständliches Betriebsmittel, was im Zweifel auch Mehrverbrauch bedeuten kann.

#### **5.3.4.2 Komfortsteigerung**

Typisch für diese Geschäftsmodelle ist, dass sie sich nicht mit der Gebäudesteuerung an sich beschäftigen, sondern mit den spezifischen Bedürfnissen ihrer Bewohner. So geht es bei der Komfortsteigerung um Themen wie Sicherheit und Gesundheit, zu denen im Einzelfall nur bestimmte Komponenten (Sensorik, Fernsteuerungstechnik) aufgerüstet werden und das Gebäude an sich unbeteiligt bleibt.

#### **5.3.4.3 Kundenprofiling**

Diese Geschäftsmodelle gehen von einer Trennung von Nutzern und Bezahlern aus. D.h. analog zu Google und Facebook werden die Informationen, die beim Kunden über Sensorik oder Nutzerverhalten gesammelt werden können, mit anderen Nachfragern verwertet, um ganz andere Angebote und Mehrwerte zu kreieren. In diesen Dreiecksverhältnissen zwischen Nutzer, Plattformanbieter und Datenverwerter fließen die Wertschöpfungsströme hauptsächlich zwischen Plattform und Datenverwerter. Der Nutzer profitiert, in dem er Services (Informationen, Vernetzung, Sensorik) preisgünstig gegen die Bereitstellung von Verbrauchsdaten eintauscht.

---

<sup>11</sup> Die Bearbeitung dieses Kapitels erfolgte vorwiegend durch Michael Wedler (B.A.U.M. Consult GmbH).

## 5.4 Zusammenhänge zwischen Datenherkunft und Anwendungen bzw. Geschäftsmodellen<sup>12</sup>

Generell lässt sich die Datenherkunft in drei Kategorien unterteilen:

Tabelle 3: Zusammenhänge zwischen Datenherkunft und Verwertbarkeit. Quelle: B.A.U.M. Consult GmbH.

Nutzenperspektive		Datenherkunft
Geschäftsmodell	Anwendung	Daten-Weg
Lieferung, Abrechnung, Kundenkommunikation	Abrechnung, Visualisierung	Smart Meter → VNB (als Messstellenbetreiber) → Kund/innen/ Lieferant
Tarif-Optimierung, Kundenbindung,	Energieberatung, variable Tarife	Smart Meter → VNB (als Market Facilitator) → Kund/innen → Berater
PV-Abregelung (EinsMan) Stromspeicherheizungen, Handel netzdienlicher Systemdienstleistung	Aktives Blindleistungsmanagement; Lastverlagerung	Smart Meter-Homeschnittstelle → VNB → Kund/innen/Dritte
Soziale Bedürfnisse Vernetzung, Autarkie, Komfort	E-Beratung, Profiling, Home-Energy-Management-System, Prosumermanagement	Smart Meter-Homeschnittstelle → Kund/innen/Dritte
Direktvermarktung, Systemdienstleistungs-Handel	Regelleistungs-Bereitstellung, Fahrplanteue	Eigene Kommunikationsstrecke, (Sub)Meter ↔ Aggregator ↔ Handel/APG/Bilanzgruppe
	Steuerung der Energieprozesse in Verbindung mit Smart Home-Funktionen	Eigene Kommunikation im Haus (Smart Home mit Home-Management-System)

Kurzerläuterung:

- Smart Meter-Daten, fernausgelesen durch den VNB (vgl. Kapitel 5.4.1): Bei Opt-In-Kunden können diese als Viertelstunden durch den VNB ausgelesen werden. Sie werden tags darauf den Kund/innen auf einem Online-Portal bereitstellt und dem Lieferanten im Folgemonat übermittelt.
- Smart Meter-Daten, abgelesen an der Home-Schnittstelle (vgl. Kapitel 5.4.2): Sofern die Schnittstelle für den Kunden zugänglich ist und eine entsprechende Auslesefrequenz eingestellt ist, können hier auch Minuten- oder Sekundendaten ausgelesen werden und stehen den Kund/innen sofort (Echtzeit) zur weiteren Verwendung zur Verfügung. Diese können diese selbst erfassten Werte nach eigenem Ermessen auch dritten Dienstleistern zur Verfügung stellen.
- Werte aus von Kund/innen betriebener Kommunikationsinfrastruktur (vgl. Kapitel 5.4.3): mittels eigens installierter Sensorik und Aktorik gemessene Werte und Zählerstandgänge. Dazu zählen Zählerstandgangmessungen zu Einspeiseanlagen oder Verbrauchsanlagen, ggf. auf Submeterebene, um Schalthachweise einzelner Anlagen erbringen zu können (Smart Factory) und Hausautomatisierung mit vernetzten Komponenten innerhalb einer Liegenschaft zur Gebäudesteuerung (Smart Building, Smart Home). Endkund/innen können diese selbst erfassten Werte nach eigenem Ermessen auch dritten Dienstleistern zur Verfügung stellen.

<sup>12</sup> Die Bearbeitung dieses Kapitels erfolgte vorwiegend durch Michael Wedler (B.A.U.M. Consult GmbH).

### 5.4.1 Smart Meter-Daten, ausgelesen vom Verteilnetzbetreiber (in Österreich gleich dem Messstellenbetreiber) (vgl. Interview Salzburg AG)

Smart Meter → Verbrauchswerte über Fernauslesung → Datenhaltung beim Verteilnetzbetreiber → Auswertung zu Abrechnungs- und Netzbetriebszwecken → Bereitstellung der Lastprofile auf Webplattform für die Kund/innen.

Grundsätzlicher Anwendungsfall von Smart Meter-Daten durch den VNB ist die Nutzung der Verbrauchswerte (normalerweise Tageswerte) zur

- Visualisierung gegenüber dem Kunden per Internet-Portal
- bedarfsweise Nutzung der Werte zur Verbesserung des Netzbetriebs.
- Verbrauchsabrechnung (Lieferant mit Kund/innen)

Eigenschaften / Anforderungen				Finanzierung
Auflösung	Verfügbarkeit	Vertrauenswürdig (Abrechnung)	Datenrichtung (unidirektional vs. bidirektional)	Kostenmodell (Regulierung vs. Markt)
Viertelstunden	Ex-post (tags darauf für Kunden; sechs Wochen für Lieferant)	Ja	Unidirektional	Regulatorisch geregelt

Für diesen Fall sind Regelungen in der DAVID-VO getroffen, in welcher Form diese Daten gemessen, gespeichert und den Kund/innen (als Eigentümer der Daten) zur Visualisierung des Verbrauchs sowie dem Lieferanten zu Beginn des Folgemonats zur Abrechnung bereitgestellt werden sollen. Im Falle zeitvariabler Tarife werden bei Opt-In-Kund/innen Viertelstundenmesswerte erhoben.

Durch den VNB in Funktion als Market Facilitator erhobene Viertelstundenmesswerte können erheblichen Nutzen für Lieferanten stiften, wenn sie auf Kundenwunsch dem Lieferanten zur Verfügung gestellt würden:

- Passive Beschaffungsoptimierung (richtige Prognose) und dadurch weniger Kosten für Ausgleichsenergie für den Local Player.
- Aktive Beschaffungsoptimierung (richtige Kunden im Portfolio): Ein Lieferant kann aufgrund näherer Kenntnis von Verbrauchsprofilen bestimmter Kundensegmente sein Portfolio optimal zusammenstellen (Cherry-Picking).
- Tarif-Wahl: Eine Kostenoptimierung auf Kundenseite ergibt sich, wenn durch die Auswertung des Verbrauchs-Verhaltens zum günstigsten passenden Tarif gewechselt werden kann. Dieser Service kann durch den Lieferanten selbst oder einen unabhängigen Energieberater / Portal (Facebook) erfolgen.

### 5.4.2 Smart Meter-Daten, abgelesen an der Home-Schnittstelle

Ansatz 1: Home-Schnittstelle → Minuten-/Sekundenwerte direkt am Gerät der Endkund/in Kunde → Dritte über Web

Neben dieser Kommunikation zwischen VNB in seiner Rolle als Messstellenbetreiber und dem Kunden gibt es eine weitere unidirektionale Home-Schnittstelle am Smart Meter. Der Verteilnetzbetreiber ist verpflichtet, den Endkund/innen den Zugangscode zur Verfügung zu stellen. Die Aufbereitung und die Zugriffsrechte für Dritte obliegen dem den Endkund/innen.

Eigenschaften / Anforderungen				Finanzierung
Auflösung	Verfügbarkeit	Vertrauenswürdig (Abrechnung)	Datenrichtung (unidirektional vs. bidirektional)	Kostenmodell (Regulierung vs. Markt)
<b>Bis zu Sekunden</b>	realtime	Eingeschränkt	Unidirektional	Markt – Selbstkosten beim Use Case

*Ansatz 2: Home-Schnittstelle → VNB über Internet → Dritte/Endkund/innen*

Eine potenzielle Lösung für die Vertrauenswürdigkeitsfrage wäre, dass auch die Daten aus dieser Schnittstelle auf Anforderung des Kunden in die Datenverwaltung des VNB in seiner Funktion als MSB einbezogen werden und somit den „offiziellen“ Weg gehen. In diesem Fall agiert der VNB als Market Facilitator bei der Datenbereitstellung für dritte Zwecke. Sollten diese hochaufgelösten Daten flächendeckend für alle Netzkund/innen (z.B. Salzburg AG 470.000) über die netzseitige Kommunikationsinfrastruktur online geleitet werden, wäre die Bandbreite dafür nicht gegeben. Es ergibt sich der Abwägungsbedarf, ob für diesen Zweck (mit unklarem Nutzen) eine zweite Kommunikationsinfrastruktur genutzt werden soll. Allerdings ergeben sich hier Unsicherheiten (Security, Ausfälle beim privaten Router).

### 5.4.3 Werte aus eigener Kommunikationsinfrastruktur

Mittels von den Endkund/innen selbst installierter Sensorik und Aktorik gemessene Werte und Zählerstandgänge können weitere Funktionen erfüllt werden. Erstens ist uneingeschränkt eine interne Erfassung, Optimierung und Steuerung möglich; zweitens können bei vertraglicher Übereinkunft bzw. „Präqualifikation“ im Fall des Regelenergiemarkts Schaltungen nachgewiesen werden.

Eigenschaften / Anforderungen				Finanzierung
Auflösung	Verfügbarkeit	Vertrauenswürdig (Abrechnung)	Datenrichtung (unidirektional vs. bidirektional)	Kostenmodell (Regulierung vs. Markt)
<b>Bis zu Sekundenbruchteile</b>	Realtime	Nach extern eingeschränkt	Bidirektional	Markt – Selbstkosten beim Use Case

## 6 Kundennutzen<sup>13</sup>

### 6.1 Methode, um Kundennutzen aufzuzeigen und neue Wertangebote zu finden

In SMARTIES wurde eine exemplarische Aufbereitung zu erwartender Kundennutzenaspekte von Smarten Mehrwertdiensten für ausgewählte Kundensegmente erstellt sowie geeignete methodische Ansätze unter Einbeziehung von Unternehmer/innen entwickelt.

In einer Metaanalyse der österreichischen Forschungsprojekte zum Thema Smart Grids wurden Kundennutzenaspekte sowie Kundensegmente extrahiert. In den folgenden Experteninterviews wurden ebenso Kundennutzenaspekte sowie Kundensegmente nachgefragt. Standardisierte methodische Ansätze, um die Kundennutzenaspekte exemplarisch aufbereiten zu können, wurden analysiert. Auf Basis der verfügbaren, smarten Energietechnologien wurden neue Kundennutzenaspekte (Value Map) entwickelt und die dazu passenden Kundensegmente definiert und im Detail beschrieben (Customer Profiles).

Unternehmer/innen wurden in einem Kreativworkshop in den Prozess miteinbezogen, in dem über 30 Teilnehmer/innen neue Kundennutzenaspekte (Value Propositions) entwickelt haben. Bei der Durchführung wurde auf moderne kreativitätsanregende Methoden (siehe unten) zurückgegriffen, dieser experimentelle Ansatz (Modellieren, Simulieren) ist erfahrungsgemäß vielversprechender als der planerische.

In Experteninterviews wurden innovative Kundennutzenaspekte mit den Interviewpartnern diskutiert. Dabei erfolgte auch eine Einschätzung der Kundennutzenaspekte durch den Interviewpartner hinsichtlich der Umsetzungswahrscheinlichkeit sowie des Umsetzungshorizontes. Darüber hinaus zeigten verschiedene Expert/innen aus unterschiedlichen Blickwinkeln aktuelle Hemmnisse auf, sowie Ansatzpunkte für deren Beseitigung.

Bei der Entwicklung von neuen Geschäftsmodellen ist eine Frage ganz entscheidend: Wie schaffe ich einen besonderen Nutzen (Value Proposition) für meine Kundinnen und Kunden. Um neue Value Propositions zu entwickeln ist es erforderlich, den Kunden und die Kundin genau zu kennen, denn nur so ist es möglich, zielgerichtete Angebote zu schnüren. Unternehmen wie Apple machen es vor. Sie schaffen einen derartigen „Nutzen“ für ihre Käufer/innen, sodass diese sogar bereit sind, sich eine Nacht lang für eine neues iPhone anzustellen.

---

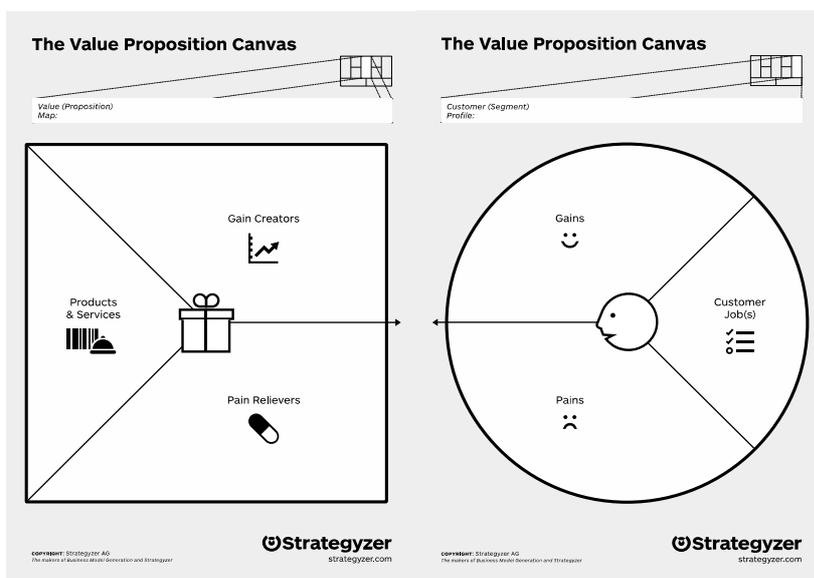
<sup>13</sup> Die Bearbeitung dieses Kapitels erfolgte durch Hemma Bieser (avantsmart e.U.).

Abbildung 5: Launch Day des iPhone 6 am 23. September 2015 in Berlin, Quelle: avantsmart.



Zur Analyse der Kund/innen und zur Entwicklung von außergewöhnlichen Value Propositions wurde das Werkzeug *Value Proposition Designer* von A. Osterwalder und Y. Pigneur verwendet. Das Customer Profile hilft dabei, die Kundenwünsche, Probleme und Bedürfnisse besser zu verstehen. Mit der Value Map werden Produkte und Services entwickelt, die funktional sind und darüber hinaus bei Kund/innen zu Wow-Effekten führen.

Abbildung 6: Value Proposition Canvas. Quelle: [www.strategyzer.com](http://www.strategyzer.com).



Diese Methode wurde bei den Experteninterviews eingesetzt, um die bestehenden Geschäftsmodelle zu analysieren, sowie im Kreativworkshop, um neue Ideen zu kreieren. In einem ersten Schritt wurde eine Analyse durchgeführt, um attraktive Geschäftsmodelle zu identifizieren. Mithilfe von Literaturrecherchen und Experteninterviews wurden Geschäftsmodell-Steckbriefe erstellt. Zur Analyse und Darstellung der Geschäftsmodelle wurde die Methode Business Model Canvas nach A. Osterwalder und Y. Pigneur angewandt. Die Ergebnisse der Interviews und des Kreativworkshops sind in die Beschreibung und Kategorisierung der Geschäftsmodelle eingeflossen (siehe Kapitel 5.2 und 5.3).

Im Folgenden sind ein Geschäftsmodell und der spezifische Nutzen beispielhaft beschrieben. Dem Auftraggeber stehen weitere Steckbriefe zur Verfügung.

### 1. Effizienz, Kundenbindung

Anbieter: **OPower** (<https://opower.com/>, im Mai 2016 von Oracle übernommen)

#### Daten zur Klassifizierung des Geschäftsmodells

Klassifizierung laut Matrix 4, 5	1_Systemdienstleistung 2_Regelenergie, 3_Beschaffungsoptimierung <b>4_Energieverbrauchsbeeinflussung,</b> <b>5_Selbstbestimmtheit</b> 6_Energieferne Services
Akteurskategorie O Start-up O KMU X Großunternehmen	1_Netzinfrastukturbetreiber (VNB, ÜNB, TK) 2_Lieferant/Energiedienstleister (Aggregator, Vermarkter, Händler) <b>3_Technologieanbieter/Enabler (Software)</b> <b>4_Technologieanbieter/Hardware</b> 5_Institutionen
Kundensegmente	Energieversorgungsunternehmen, Energiedienstleistungsunternehmen

#### Wertschöpfungsprinzip im Geschäftsmodell (Value Creation)

##### **Kurzbeschreibung des Geschäftsmodells (Funktionsweise):**

Auf Basis eines Software-as-a-Service Modells bietet *OPOWER* eine *Customer Engagement* Plattform in der Cloud und darauf aufsetzende Applikationen. Damit können Energieversorger ihren Kunden detaillierte Informationen zu deren Energienutzung liefern und individuell aufbereitete Vorschläge zur Verbrauchsoptimierung unterbreiten.

In der Cloud-Plattform werden die Kunden- und Verbrauchsdaten für den jeweiligen Energieversorger aus folgenden Systemen zusammengeführt und für umfassende Auswertungen genutzt:

- Kundeninformationssysteme (Customer Information Systems – CIS)
- Kundenbeziehungsmanagementsysteme (Customer Relationship Management Systems CRMS)
- Zählerdatenmanagementsystemen (Meter Data Management Systems – MDMS)

Die in der Plattform verfügbaren Datenauswertungen liefern dem Energieversorger ein umfassendes Bild seiner Kunden<sup>14</sup> und damit auch die entsprechenden Ansatzpunkte für kundenbezogene Maßnahmen wie personalisierte Kampagnen.

Die primären Ziele in Bezug auf die Energiekund/innen sind eine Erhöhung der Kundenbindung durch nutzenorientierte Service- und Informationsangebote sowie Verhaltensänderungen im Energieverbrauchsverhalten. Beides wird über einen hohen Personalisierungsgrad in den Kundenschnittstellen adressiert, wobei Erkenntnisse aus der Verhaltensforschung genutzt werden.

Anwendungen für Energiekund/innen und Energieversorger werden in folgenden Bereichen angeboten:

- *Energy Efficiency*: bietet eine detaillierte Verbrauchsanalyse, Vergleiche mit Referenzkund/innen und Empfehlungen für Einsparungen
- *Demand-Response*: motiviert Kunden zu Einsparungen zu Spitzenlastzeiten mit Rückmeldungen zu erreichten Einsparungen, fördert den Wechsel zu dynamischen Preismodellen
- *Digital Engagement*: bietet Trendanalysen für den Energieverbrauch und bei der Kostenentwicklung, Rechnungsvergleiche mit Referenzkund/innen und Benchmarking im Jahresvergleich
- *Bill Advisor*: sendet Warnmeldung an Kunden, wenn deren Nutzungsverhalten im aktuellen Rechnungszeitraum eine signifikant höhere Rechnung erwarten lässt; unterstützt die Mitarbeiter/innen des Kundenservice in der Energieberatung; bietet Prämien für die Nutzung von Self-Service-Angeboten

Für die Kundensegmentierung stehen mehr als 100 Parameter zur Verfügung und Kunden können automatisiert über verschiedene Wege – Email, SMS, Telefon, Papier - in personalisierter Form erreicht werden. Die Reaktionen der Kunden fließen zurück ins System und ermöglichen so eine kontinuierliche Verbesserung der Kundeninteraktionen.

#### **Beschreibung der Kundennutzen (Value Proposition):**

Für Energieversorger, die ein OPower-System einsetzen, ergibt sich der konkrete Nutzen aus der neu gestalteten Beziehung zu ihren Energiekund/innen und den Möglichkeiten, die damit adressiert werden können. Zu den wesentlichen Vorteilen zählen eine Erhöhung der Kundenbindung sowie die Beeinflussung des Verbrauchsverhaltens der Kunden im Sinne der Energieversorger.

**Job to be done:** Die Aufgaben der Energieversorger, also der OPower-Kunden, fallen im Wesentlichen in zwei Bereiche: 1) den Betrieb und die Optimierung der Versorgungsnetze und 2) den Erhalt und Ausbau der Energiekundenbasis.

<sup>14</sup> OPower, <https://opower.com/news-and-press/opower-announces-opower-7-upgraded-platform-with-business-intelligence-for-utilities/>.

**Pains:**

- 1) Netzbetrieb und Optimierung: keine oder nur wenig Einflussnahme auf das Verbrauchsverhalten der Kunden und damit auf den Lastverlauf im Netz; dabei zwingen steigende Verbräuche und immer höhere Lastspitzen zum Netzausbau
- 2) Erhalt und Ausbau der Kundenbasis: kein oder sehr geringes Wissen über das Verbrauchsverhalten und Bedürfnisse der Kunden, die wesentliche Kundenbeziehung beschränkt sich auf den Rechnungsprozess; Interaktionen finden in erster Linie bei Problemfällen statt, Abwanderungsgefahr kann nicht erkannt werden; Unterstützung/Beratung der Kunden findet nur in beschränktem Ausmaß und – üblicherweise - nicht systematisch statt

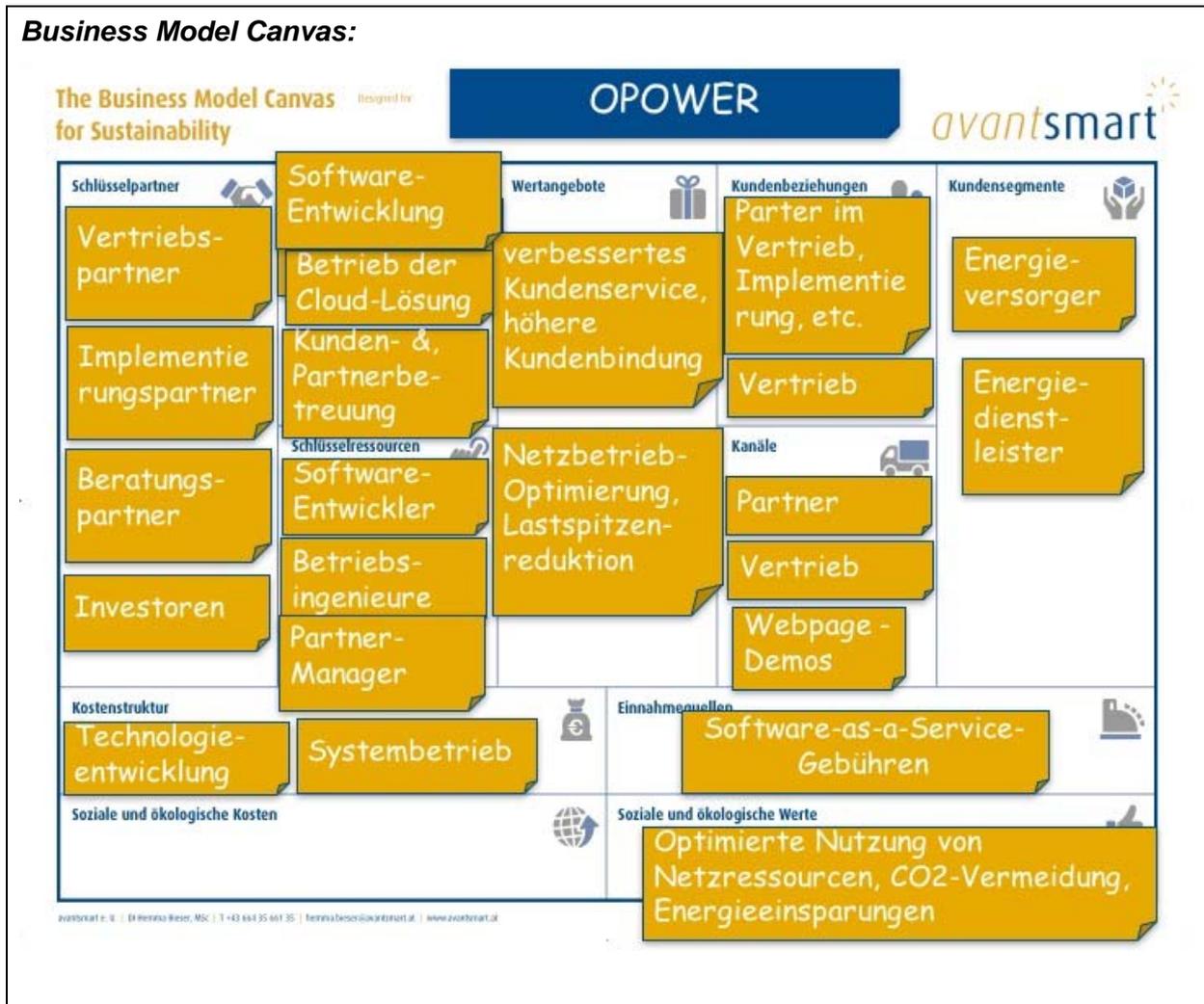
**Gains:**

- 1) Netzbetrieb und Optimierung: durch gezielte Beeinflussungsmaßnahmen – z.B. SMS oder Email an Kunden mit der Bitte um Mitwirkung bei der Lastspitzenreduktion durch Anpassung der Leistung von Klimaanlage, Heizungen, etc. – wird der Verbrauch im Gesamtnetz zu Spitzenlastzeiten deutlich reduziert (Demand – Response – Verhalten); die in der Praxis erreichten Lastspitzenreduktionen liegen bei 3 - 5%; durch den Steuerungseffekt wird die Spitzenlast verringert und ein weiterer Netzausbau muss nicht erfolgen oder kann verzögert werden

2)

Erhalt und Ausbau der Kundenbasis: auf Basis der Auswertung der Kunden- und Verbrauchsdaten können Energieversorger ihren Energiekund/innen eine sehr hohe Servicequalität bieten; das Angebot beinhaltet personalisierte Verbrauchsanalysen, Energieberatung, Mehrverbrauchswarnungen bei Abweichungen vom Standardverbrauch eines Haushalts und verschiedene Bonusprogramme; zusätzlich können zielgenaue, personalisierte Kampagnen über verschiedene Kanäle abgewickelt werden; auch über Kunden-Apps wird Energiekund/innen eine Reihe von Möglichkeiten geboten, selbst ein besseres Verständnis über ihr Verbrauchsverhalten zu bekommen, durch Verhaltensanpassungen Energieeinsparungen zu erzielen und einen zu ihren Bedürfnissen passenden Tarif zu wählen; durch Benchmarking mit vergleichbaren Haushalten werden mögliche Zielsetzungen für die Einsparungen angeboten und die erreichte Verbesserungen sind leicht nachvollziehbar dargestellt; zusätzlich werden Warnungen bei ungewöhnlichen Abweichungen vom Standardverbrauch angeboten und ermöglichen so eine frühzeitige Einflussnahme auf einen potentiell unbeabsichtigten Energieverbrauch; die erzielten Einsparungen liegen bei durchschnittlich 3%.

## Business Model Canvas:



## 6.2 Angesprochene Kundensegmente

Die Nutzer/innen und Kund/innen neuer Geschäftsmodelle im Energiemarkt, die auf Energiedaten basieren, können z.B. Unternehmen, Organisationen, Gemeinden oder die Haushalte bzw. Endkund/innen sein. Entsprechend der Klassifizierung (Tabelle 2) können folgende Kundensegmente identifiziert werden (ohne Anspruch auf Vollständigkeit):

- Verteilnetzbetreiber
- Übertragungsnetzbetreiber
- Bilanzkreis-Verantwortliche
- Energielieferanten
- Energiehändler
- Energiedienstleister
- Gewerbetriebe
- Endkund/innen
- etc.

Für den Fall der Endkund/innen beschrieben Expert/innen, die im Zuge des Projekts Flex-Tarif interviewt wurden, dass der „optimale Haushalt“ eine oder mehrere der folgenden Charakteristika aufweist:<sup>15</sup>

- Affinität zu neuen, innovativen Technologien und IT-Anwendungen
- Allgemeines Interesse, Motivation und Flexibilität
- Freiwillige Verschiebung des Stromverbrauchs
- Große Rolle von Image und Prestige
- Kostenbewusstsein und monetäres Interesse in Relation zu einem eventuellen Komfortverlust
- Relevante Höhe des Stromverbrauchs (> 3.000 kWh) und entsprechende Lasten
- Technische Voraussetzungen (PV, Smart Meter, Smart Home, moderner Gerätebestand) sind gegeben.

Im Energiesystem der Zukunft werden die Endkund/innen als aktive Teilnehmer/innen eine immer größere Rolle spielen, da sie nicht mehr nur Konsument/innen, sondern auch Erzeuger/innen von Energie und Mitgestalter/innen von Energiedienstleistungen sein werden. Daher ist es von großer Bedeutung, die Endkund/innen genau zu verstehen und anhand von Profilen, sog. Customer Profiles, neue Services zu entwickeln. Im Folgenden sind beispielhafte Kundenprofile dargestellt.

#### **Die kostenbewusste Vorstadtfamilie**

Max und Monika Meister wohnen mit ihren beiden Kindern in einem Haus mit Garten am Stadtrand. Beide haben ein mittleres Einkommen, wobei Monika nur 25 Stunden arbeitet und sich am Nachmittag um die Kinder kümmert. Sie denken darüber nach, in eine Photovoltaik-Anlage zu investieren. Max will sein hart verdientes Geld gut anlegen und langfristig Kosten sparen. Information, Transparenz und eine verlässliche Technik sind ihm wichtig. Für Monika ist die Unabhängigkeit und Sicherheit von großer Bedeutung. Sie will selbst Strom erzeugen, dabei aber nicht auf Komfort verzichten. Für sie ist die einfache Bedienbarkeit von technischen Einrichtungen ein Entscheidungskriterium.

#### **Die technik- und designverliebten Dreißiger**

Lorenz und Laura Leitner verdienen beide sehr gut. Sie haben keine Kinder und wohnen zu zweit in einer modernen, großen Stadtwohnung. Bei jedem Techniktrend sind sie vorne mit dabei. Geld spielt keine Rolle. Über Energie, Strom oder Sparen machen sich die beiden keine Gedanken. Lorenz will immer einer der ersten sein, die ein neues Produkt ausprobieren. Ihm ist wichtig, dass neue Geräte mit seinen bestehenden Plattformen kompatibel sind. Laura steht auf cooles Design und hohe Benutzerfreundlichkeit ist für sie ein Muss. Beiden ist Sicherheit und Komfort in den eigenen vier Wänden sehr wichtig.

#### **Die Gruppe der betont umweltorientierten und sozial engagierten Städter**

Kurt und Karin Kaiser leben in einem hippen Viertel einer größeren Stadt. Beide sind berufstätig, haben ein Kind. Bio, Nachhaltigkeit und Fair Trade gehören zu ihrer Lebensphilosophie. Sie engagieren sich beruflich und privat in sozialen Projekten. Kein Wunder, dass ihnen auch Klimaschutz ein Anliegen ist. Kurt und Karin besitzen selbst keine Immobilien, die sie für Erneuerbare Energien nutzen könnten. Sie würden sich aber gerne

<sup>15</sup> Friedl und Moser (2015): Flex-Tarif: Entgelte und Bepreisung zur Steuerung von Lastflüssen im Stromnetz. BMVIT Berichte aus Energie- und Umweltforschung 1h/2015.

an Gemeinschaftsprojekten beteiligen (Stichwort PV-Bürgerbeteiligung). Die beiden nutzen auch voll den Trend der Sharing Economy. Grundsätzlich fahren sie mit den öffentlichen Verkehrsmitteln oder dem Fahrrad. Wenn sie weitere Wege vor sich haben, dann nehmen sie ein Auto aus der e-Car-Sharing-Flotte. Nicht mehr gebrauchtes Kinderspielzeug wird via Tausch-App gegen neues eingetauscht. Sie nutzen die digitalen Medien und kommunizieren hauptsächlich online.

### **Nachhaltigkeitsorientiertes, aber bürokratiegeplagtes Gewerbe**

Herr Hauptmann ist Eigentümer und Geschäftsführer eines mittelständischen, produzierenden Unternehmens. Der traditionelle Familienbetrieb kann auf eine lange erfolgreiche Geschichte zurückblicken. Im Laufe der Jahre hat sich das Unternehmen immer wieder „neu erfunden“. Der Eigentümer hat eine Innovationskultur etabliert und ist neuen Technologien gegenüber sehr offen. Nachhaltigkeit, Umweltschutz und der effiziente Einsatz von Energie haben im Unternehmen einen hohen Stellenwert. Gleichzeitig bringen entsprechende Zertifizierungen und die Erstellung von Nachhaltigkeitsberichten einen hohen bürokratischen Aufwand mit sich. Die Anschaffung einer eigenen Solaranlage in Kombination mit einem Stromspeicher oder die Nutzung von solarer Prozesswärme wurden bereits in Betracht gezogen, die Investition bis jetzt jedoch immer wieder aus unterschiedlichen Gründen verschoben. Die durch die flexiblen Lasten in seiner Produktion entstehende, zusätzlich verfügbare Energie aus einer Solaranlage könnte er gegen eine Gebühr zur Stabilisierung des Netzes bereitstellen. Herr Hauptmann würde sich ein umfassendes Energie-Service wünschen, das genau auf seinen Betrieb zugeschnitten ist. Transparenz über Erzeugung, Verbrauch und Kosten sind für seine (Energie-)Buchhaltung absolut notwendig. Bei der Anschaffung neuer Anlagen wünscht er sich attraktive Finanzierungsmodelle.

### **Engagierte, umweltbewusst agierende Gemeinden**

Sepp Mooshuber ist engagierter Bürgermeister einer 8.000 Einwohner Gemeinde. Er ist für alle öffentlichen Gebäude (das Gemeindeamt, 4 Kindergärten, 3 Schulen, 1 Seniorenwohnheim sowie einige kleinere Einheiten) verantwortlich. Die Kosten für Energie und Transport (Schulbusse, Müll- abfuhr, Gemeindefahrten, Licht, etc.) machen einen erheblichen Teil des Jahresbudgets aus. Der Gemeinderat hat in der letzten Sitzung beschlossen ein Energiekonzept zu entwickeln und die Gemeinde in den nächsten 4 Jahren energieautark und emissionsfrei zu machen. Herr Mooshuber verhandelt schon mit den Nachbargemeinden über einen Zusammenschluss zu einer Energieregion, um die regionalen Erzeugungs- und Verbrauchsstrukturen zukünftig optimal nutzen zu können.

### **Innovatives, digitales Energieunternehmen**

Florian Winke ist Vorstand des innovativen Energieunternehmens „Digital Renewable Energy“. Sein Unternehmen wurde im Zuge der digitalen Transformation eines etablierten Energieversorgers gegründet. Er vereint Infrastrukturerrichtung und -betrieb, Energieerzeugung aus eigenen Anlagen sowie aus der Crowd, sowie Handel und Vertrieb mit webbasierten Lösungen. Die Energiekund/innen als Prosumer sind Teil seiner Wertschöpfungskette. Er nutzt digitale Technologien, um eine langfristige Beziehung zu seinen Haushalts-, Gewerbe- und Industriekund/innen aufzubauen. Gemeinsam setzen sie das „Projekt Energiewende“ in vielen regionalen Initiativen um.

# 7 Erforderliche Datenqualität

## 7.1 Methode zur Evaluierung der Datenanforderungen

Anforderungen an die Datenqualität werden als Prüfungsgrundlage durch folgende Merkmale und Ausprägungen charakterisiert:

- **Auflösung:** In welcher zeitlichen Granularität werden die Daten benötigt?
- **Latenz:** Welcher Zeitverzug ist zwischen Messung und Übermittlung/Verwertbarkeit der Daten tolerabel?
- **Zuverlässigkeit:** Wie ist der sichere und vollständige Zugriff auf Zeitreihen, bzw. können Ersatzwerte gebildet/genutzt werden?
- **Interoperabilität:** Wie wichtig ist die österreichweite Verfügbarkeit der Daten in einem gleichen Format und welches?
- **Datenschutz:** Wie sensibel sind die Daten? Wie stellen Sie Datenschutz bei der Weiterverarbeitung sicher?
- **Kommunikationsrichtung / Ansteuerbarkeit:** Inwieweit benötigen Sie bidirektionale Kommunikationsmöglichkeiten?
- **Wirtschaftlichkeit der Bereitstellung:** Welcher Komfort hinsichtlich der Datenaufbereitung erhöht die Effizienz?
- **Plattform:** Welche Bedeutung hat der Zugriff auf Informations- und Service-Portale?

Die untenstehende Checkliste diente bei den Interviews zur Einordnung der Datenanforderung verschiedener Geschäftsmodelle.

*Tabelle 4: Checkliste zur Charakterisierung der Daten bei den im Zuge von SMART I.E.S. durchgeführten Interviews. Quelle: B.A.U.M. Consult.*

Dimension	Skala	Minimal - „Must have“	Maximal – „Nice to have“	Bemerkung
Auflösung	Jährlich, monatlich, täglich stündlich, viertelstündlich, Minuten, Sekunden, (nicht) aggregiert			
Latenz	Jahresintervall, tags darauf, neartime, realtime			
Zuverlässigkeit	Vollständig, sicher, Ausfall-tolerant durch Ersatzwerte			
Interoperabilität	Homogen, heterogen, MSCONS			
Datenschutz	Personalisiert, pseudonymisiert, anonymisiert			
Ansteuerbarkeit	Unidirektional, bidirektional; push oder pull			
Bereitstellung	Kostenlose Rohdaten, aufbereitete Dateien, Verknüpfte Informationen (z.B. Prognosen)			
Plattformen	Nur Use Case-bezogenes Datenmanagement, Zugriff auf aufbereitete Informationen, Nutzung von vorgelagerten gebündelten Geschäftsprozessen, Marktaktivitäten auf Service-Plattformen			
Weitere				

In den Interviews wurde auf der Grundlage dieser Tabelle die jeweilige Anforderung an die Datenqualität besprochen. Hierbei konnte gleichzeitig nachgeprüft werden, ob die Kategorisierung vollständig und praxisrelevant ist. In den Steckbriefen zu Einzelinterviews sind Anforderungen aus Sicht einzelner Akteure dokumentiert. Hier wird nun folgend in der Bewertung der einzelnen Kriterien ein Extrakt aus den Interviews gezogen:

## 7.2 Erfordernisse an Datenqualitäten<sup>16</sup>

### 7.2.1 Auflösung

In welcher zeitlichen Genauigkeit (Granularität) werden die Daten benötigt?

Tabelle 5: Erläuterung zur Granularität. Quelle: B.A.U.M. Consult

Auflösung	Min	Max	Anwendung	Geschäftsmodell
Jahresverbrauchswert			Klassische Mengenabrechnung	Zeitunabhängiger Tarif
Tageswert			Visualisierung und Sensibilisierung von Kunden	Zeitunabhängiger Tarif
Stunden	Stunde	Viertel	Abrechnung zeitvariabler Tarife und Planungsgrundlage für Verbrauchsverlagerung	Zeitvariable Tarife
Viertelstundenwerte	Viertel	Minuten	Steuerung von Flexibilitäten für Stromhandel, SDL-(RL und netzdienliche Schalloptionen)	SDL-Handel (RL) und Schalloptionen für VNB
Minutenwerte	Minuten	Sekunden	Steuerung von SDL (PRL, SRL)	EinsMan
Aggregiert			Auswertung f. Abrechnung und Prognose	Netzmonitoring

Praxisrelevanz: Die Auflösung spielt für zahlreiche Anwendungen die entscheidende Rolle. Zahlreiche Anwendungsfälle sind darauf angewiesen, Daten in feingranularer Auflösung als nur in Tageswerten zu bekommen, um

- das Energieverhalten (Stromentnahme oder Einspeisung) für terminierte Punkte feststellen oder beeinflussen zu können oder
- Lastprofile und Verbrauchskurven nachvollziehen oder prognostizieren zu können.

Sofern das Energieverhalten kürzer einer Viertelstunde abrechnungsrelevant wird (Bsp. Systemdienstleistungen wie Regelleistungsbereitstellung), reicht selbst der gesteigerte Messvorgang des Smart Meters über den VNB nicht mehr aus. Für die Datenmengen aus hochfrequenten Messungen sind die Standardkommunikationswege des VNB (z.B. Powerline) nicht ausgelegt. So müssen leistungsfähigere Kommunikationen (Internet, GSM) gewählt werden.

### 7.2.2 Latenz

Welcher Zeitverzug (Intervall) ist zwischen Messung und Übermittlung der Daten tolerabel?

Tabelle 6: Erläuterung zur Latenz. Quelle: B.A.U.M. Consult

Zeitverzug	Min	Max	Anwendung	Geschäftsmodell
Jahresintervall,			Jahresabrechnung	Abrechnung
Folgemonat			Visualisierung und Sensibilisierung	Energieberatung, Kundenbindung
tags darauf,			Feedback für flexible Kunden und Kontrolle für Lieferanten (Lastprofil-Prognose)	Energieberatung, Lastprognosen
neartime	Minute	Viertelstunde	Gebäudesteuerung	
realtime	Minuten	Sekunden	Anlagensteuerung für SDL (präqualifiziert	SDL-Handel

<sup>16</sup> Die Bearbeitung dieses Kapitels erfolgte durch Michael Wedler (B.A.U.M. Consult GmbH).

Praxisrelevanz: Der Zeitverzug ist für die Fälle, in denen keine Interaktion erfolgt, tolerabel. Echtzeit-Kommunikation oder near-time ist erforderlich, wenn aufgrund des Energieverhaltens reagiert werden soll (z.B. bei netzdienlichen oder systemdienlichen Eingriffen bzw. Abrufen). Auch in den Fällen von Energiemanagement im Gebäude (Smart Building, Smart Home) müssen Verbrauchszustände near-time verfügbar sein, hier erfolgt die Kommunikation allerdings ohnehin inhouse (WLAN/Bluetooth) und outhouse via Internet, so dass Übermittlungseingänge beim VNB nicht relevant sind.

Für die Lieferanten, die derzeit erst mit erheblicher Verzögerung (Folgemonat) die offiziellen Verbrauchsdaten ihrer Kunden vom VNB übermittelt bekommen, wäre eine zeitnähere Auswertung hilfreich, um Prognose-Anpassungen vornehmen zu können.

Alle Datenauslesungen (durch den VNB) kleiner einer Tageswertmessung müssen vom Kunden ausdrücklich akzeptiert werden, da aus Verbrauchskurven Rückschlüsse auf Verhaltensprofile gezogen werden können und somit datenschutzsensibel sind.

### 7.2.3 Zuverlässigkeit

Wie ist der sichere und vollständige Zugriff auf Zeitreihen, bzw. können Ersatzwerte gebildet/genutzt werden?

*Tabelle 7: Erläuterung zur Zuverlässigkeit. Quelle: B.A.U.M. Consult*

Zuverlässigkeit	Min	Max	Anwendung	Geschäftsmodell
Vollständig, sicher			Anlagensteuerung Abrechnung	SDL-Leistungen Stromabrechnung
Ausfalltolerant durch Ersatzwerte			Prognosebildung, Monitoring	
Geeicht			Abrechnung, Schaltnachweise (RL)	

Praxisrelevanz: Sofern die Messungen für Steuerungszwecke und Abrechnungszwecke herangezogen werden sollen, sind vollständige Messreihen wichtig. Der Aspekt der Vertrauenswürdigkeit kann dabei durch Eichung der Messgeräte und durch Verschlüsselung von Daten sichergestellt werden. Für Auswertungszwecke können Ersatzdaten gebildet werden.

### 7.2.4 Interoperabilität

Wie wichtig ist die österreichweite Verfügbarkeit der Daten in einem gleichen Format und welches?

*Tabelle 8: Erläuterungen zur Interoperabilität. Quelle: B.A.U.M. Consult*

Interoperabilität	Min	Max	Anwendung	Geschäftsmodell
Homogen	auf VNB-Ebene	Auf EU-Ebene	Datenzusammenführung aus unterschiedlichen VN und unterschiedlichen Akteuren (Prosumer, Anlagen, Netz)	Virtuelle Kraftwerke, Kundenprofiling
Heterogen	Elektronische Daten	Standardisierte Protokolle, transferierbar	Übersetzungssoftware und Integration von EE-Bus o.ä.	Smart home

Praxisrelevanz: Derzeit steht die Forderung nach Interoperabilität noch etwas abstrakt im Raum. Die Anwendungsfälle (Abrechnung, Kundenportal, Kundenenergieberatung), die der

VNB bzw. das örtliche EVU vornimmt, kommen mit dem regionalen Standard zurecht, somit liegt der Fokus der VNB mehr auf funktionierenden, überschaubaren Lösungen für ihre Standardanwendungen als auf Anschlussfähigkeit an den Rest Österreichs oder gar Berücksichtigung internationaler Standards. Der Rückgriff auf Standards kommt hingegen von Seiten der Technologieanbieter, die für die geringen Bestellmengen österreichischer VNB keine Maßanfertigungen entwickeln, sondern diese aus Komponenten zusammensetzen. Hierbei bleibt es dennoch häufig bei herstellerbezogenen und damit proprietären Lösungen.

Für überregionale Anwendungen, z.B. Virtuelle Kraftwerke, Aggregatoren, überregionale Serviceanbieter (Ökostrom, VERBUND) stellen die verschiedenen Smart Meter Ausstattungen (z.B. bzgl. der Homeschnittstelle) und die verschiedenen Kommunikationsprotokolle eine Markteintrittshürde dar. Offensichtlich ist diese in der derzeitigen Pionier-Marktphase kein Show-Stopper. Denn die Service-Anbieter setzen zur Homogenisierung von verschiedenen Protokollen Übersetzungsprogramme ein oder lesen Energiedaten bei Großkund/innen mit eigener Hardware aus. Sie bewegen sich also ebenfalls Use-Case-bezogen proprietär.

Je regionsübergreifender die Geschäftsmodelle auch auf kleinere Kundensegmente zugreifen sollen, umso wichtiger werden interoperable Standards und offene Schnittstellen. Diese Kundensegmente werden charakterisiert sein von geringen Margen, womit die Integrationskosten zum wesentlichen Wirtschaftlichkeitsfaktor werden.

## 7.2.5 Datenschutz

Wie sensibel sind die Daten? Wie stellen Sie Datenschutz bei der Weiterverarbeitung sicher?

Tabelle 9: Erläuterung zum Datenschutz. Quelle: B.A.U.M. Consult

Datenschutz	Min	Max	Anwendung	Geschäftsmodell
Verschlüsselt			Übermittlung von Lastprofilen und Schaltbefehlen an Dritte (webbasiert)	
Pseudonymisiert			Auswertung für Prognosen und Kundensegmentierung (Profiling)	
anonymisiert			Statistische Auswertung für ortsunabhängige Zwecke	
aggregiert			Auswertung f. Abrechnung (BG) und Prognose	Netzmonitoring Open-Data-Plattformen

Praxisrelevanz: In Österreich ist anders als in Deutschland kein konkretes Schutzprofil im Datenmanagement gefordert, sondern der jeweils aktuelle Stand der Technik. Die unterschiedlichen Anwendungen haben nun entsprechend Gefährdungspotenziale (Echtzeitdatenströme und Steuersignale, die das Stromsystem beeinflussen) und Schutzinteresse (Privatsphäre) unterschiedliche Anforderungen an Datenschutz- und Datensicherheit. Durch zeitversetzte Rollouts befinden sich in den kommenden Jahren Komponenten mit unterschiedlicher Qualität im Feld (vgl. Experteninterview Gemalto).

- Eine durchgängige end-to-end Verschlüsselung hätte den Vorteil, dass Daten über gleiche Kommunikationsinfrastrukturen (Portale, Clouds, Drehscheiben) übermittelt, jedoch nur von den jeweils Zugriffsberechtigten gelesen werden können.
- Die Anonymisierung oder Pseudonymisierung gewährleistet, dass Netzmonitoring und statistische Auswertungen unter Wahrung des Datenschutzes möglich werden.

- Mit zunehmender Aggregation von Daten schwindet das Privacy-Problem. Hier können Auswertungen im Kontext von Open-Data-Plattformen wertvolle Informationsquellen darstellen.

## 7.2.6 Kommunikationsrichtung / Ansteuerbarkeit

Inwieweit benötigen Sie bidirektionale Kommunikationsmöglichkeiten?

Tabelle 10: Erläuterung zur Kommunikationsrichtung. Quelle: B.A.U.M. Consult

Kommunikationsrichtung	Min	Max	Anwendung	Geschäftsmodell
Unidirektional			Übermittlung v. Signalen über Stromfluss (Verbrauch oder Einspeisung)	Abrechnung, Visualisierung, Monitoring
bidirektional			Zusätzlich Zustellung von Informationen an Sensorik (neue Software) und Aktorik (Schaltbefehle)	Updates zur Verlängerung der Lebensdauer von Hardware, Fernwirkung zur Steuerung von Anlagen (EinsMan und DR)
push			Smart Meter wird auf seine Messfrequenz voreingestellt	Abrechnung, Monitoring
pull			Gateway kann auf Informationsbedarfe reagieren und entsprechende Informationen aus der Sensorik, Messreihen herausziehen	Netzmonitoring, Smart Home

Praxisrelevanz: Für alle Anwendungen, in denen keine automatisierte Beeinflussung durch Signale von außen vorgesehen ist, reicht die unidirektionale Übermittlung von Messdaten aus dem Smart Meter.

Bidirektionale Kommunikation ist in den Fällen notwendig, in denen Schalthandlungen von außen ausgelöst werden sollen (z.B. Einspeisemanagement, Blindleistungsbereitstellung, Lastabwurf). Für differenziertere Steuerungen (Blindleistungsbereitstellung, Fahrpläne, Lastprofile) müssen weitere Steuerboxen (Gateways) eingesetzt werden, die das Energiemanagement innerhalb der Liegenschaft – sozusagen hinter dem Anschluss – regeln. Diese gewährleisten eine zuverlässige bidirektionale Kommunikation (Fernwirkung) zwischen Anlagen (Sensorik, Aktorik) und Steuernden (Dritten). Diese Steuerboxen (Energiemanagementsysteme EMS) sind dafür aber nicht zwingend an die Smart Meter-Komponente gekoppelt. Eine Abhängigkeit besteht mithin, wenn es sich um abrechnungsrelevante oder nachzuweisende Vorgänge handelt, weil hierzu auf die geeichten Smart Meter-Werte zurückgegriffen werden muss. Im Falle der Präqualifizierung für Systemdienstleistungsbereitstellung können auch andere Kommunikationslösungen anerkannt werden. Eine bedarfsgerechte Informationsübermittlung erfordert eine (Pull)Interaktion mit externen Signalen, was ein Sicherheitsrisiko darstellt.<sup>17</sup>

<sup>17</sup> Im deutschen BSI-Schutzprofil ist diese Sicherheitsfrage durch eine sogenannte Anklopf-Funktion gelöst, die sicherstellt, dass nur vertrauenswürdige Daten, in den Smart Meter hereingelassen werden.

## 7.2.7 Wirtschaftlichkeit der Bereitstellung

Welcher Komfort hinsichtlich der Datenaufbereitung erhöht die Effizienz?

Tabelle 11: Erläuterung zur Aufbereitungstiefe. Quelle: B.A.U.M. Consult.

Bereitstellung	Preis		Anwendung	Geschäftsmodell
Rohdaten	kostenlos (Umlage über Netzentgelte)	gebührenpflichtig für Dritte	Fein aufgelöste Daten	Lastverlagerung, Einspeisemanagement
Aufbereitete Daten	gebührenpflichtig vom VNB für Dritte	privatwirtschaftlich verarbeitete Daten	Bilanzgruppenclearing	
Verknüpfte Informationen	gebührenpflichtig	User ist nicht Zahler (bspw. Google)	Prognosen	Prognoseservices für Markt und Netz

Praxisrelevanz: Über die einschlägigen Verordnungen ist geregelt, welche Daten über den VNB dem Lieferanten und den Kunden bzw. Dritten im Auftrag des Kunden zur Verfügung gestellt werden.

Weitergehende Datenlieferungen sind seitens der Regulierung nicht geregelt und es ist folglich davon auszugehen, dass diese nicht über Umlagen gedeckt werden (z.B. gestaffelte Maximalkostensätze, die über Systemnutzungsentgelte angesetzt werden können – vgl. Digitalisierungsgesetz in Deutschland) Der entstehende Zusatzaufwand muss folglich über die Anwendungsfälle (Use Cases) finanziell gedeckt werden. Dieser kann als Servicegebühren vom VNB erhoben werden (Market Facilitator) oder entsteht als Selbstkosten im Rahmen eigens für den Use Case errichteter Kommunikationsinfrastruktur.

Diese spezifischen Anbindungskosten stellen für einzelne Use Cases die zentrale Wirtschaftlichkeitshürde dar. Synergieeffekte durch geteiltes, bzw. gemeinsames Datenmanagement für ähnliche Anwendung werden derzeit nicht gehoben mangels Koordination zwischen den „Silos“ (Silos sollen hier isoliert voneinander stattfindende Datenverarbeitungsprozesse bezeichnen) bzw. existenten Geschäftsmodellen mit gleichem Datenbedarf.

Neben den beiden hier vorliegenden Kostenverteilungsmodellen (Sozialisierung über Netzentgelte und verursachungsgerechte Zuweisung über Gebühren oder Selbstkosten) zeigen sich bei privatwirtschaftlich organisierten Plattformen (Bsp. Google oder willhaben) noch andere asymmetrische Finanzierungsmodelle: Nutzer/innen ist nicht Zahler/innen, sondern die Sponsoren oder Werbeeinschaltungen oder Käufer/innen von smarten Datenfundus.

## 7.2.8 Plattform

Welche Bedeutung spielt der Zugriff auf zentrale Informations- und Service-Portale?

Tabelle 12: Erläuterung zur Rolle von Plattformen. Quelle: B.A.U.M. Consult.

Datenverfügbarkeit		Anwendung	Geschäftsmodell
Nur Use Case-bezogenes Datenmanagement		VPP, EinsMan, DR, Abrechnung	
Geregelter Zugriff auf aufbereitete Informationen		Prognosen, Register für Stamm- und Bewegungsdaten	
Nutzung von vorgelagerten gebündelten Geschäftsprozessen		Tarifwechselplattformen, Datenkarussell APG	
Marktaktivitäten auf Service-Plattformen		Regionale Flex-Börsen oder SDL-Handel	

Praxisrelevanz: Die Datenverfügbarkeit kann als Schlüssel zur Beschleunigung nationaler Innovationsprozesse bzgl. Inwertsetzung und Geschäftsmodellentwicklung angesehen werden. Die Frage der Realisierung dieser Datenverfügbarkeit ist noch ungeklärt.

In der derzeitigen Pionierphase setzen sich nur diejenigen wirtschaftlich erfolgsversprechenden Geschäftsideen durch, die auf eigene Faust die notwendigen Datengrundlagen erschließen können. Diese sind also entweder mit den regulatorisch vorgeschriebenen Standards ausreichend bedient oder beschaffen sich ihre Informationen mit zusätzlichen Kosten (Messgebühren oder eigener Kommunikationstechnik).

Derzeit zeigen sich unter den österreichischen Wirtschaftsakteuren keine Player, die proaktiv eine Datenbereitstellung (Portal, Drehscheibe, Plattform, Marktplatz) auf nationaler Ebene und offen für Dritte mit ihren Geschäftsmodellen realisieren wollen.<sup>18</sup>

Erste Initiativen zur österreichweiten Verknüpfung und Aufbereitung von Daten zeigen sich

- bei der APG in seiner Rolle als Regelzonenführer und Bilanzgruppenkoordinator. Mit einem Datenkarussell soll das Clearing zwischen Bilanzgruppen und Regellenergieabrufen einheitlich transparent organisiert werden, weil die Zahl der am Regelleistungsmarkt präqualifizierten Akteure stetig zunimmt;
- in der Lieferantenwechselplattform von Österreichs Energie;
- in einzelnen anbieterorientierten Tarifmarktplätzen mit Smart Home-Funktionen (aWATTar, ecohome VERBUND, Ökostrom AG);
- bei Demand Response-Software-Lösungen (cyberGRID, VERBUND), teils auf Basis internationaler Standards (Flexiciency).

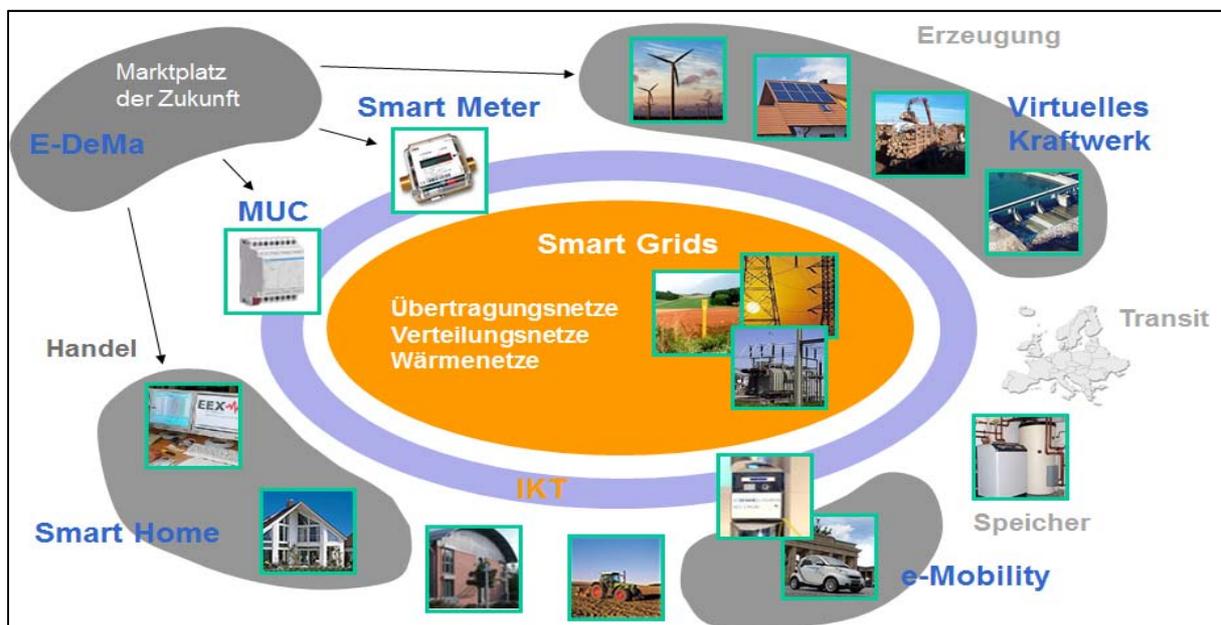
All diese Lösungen können derzeit allerdings nicht als interoperables offenes Portal angesehen werden, in denen verschiedene Akteure mit ihren Geschäftsmodellen diskriminierungsfrei „andocken“ können (vgl. App-Stores oder FI-PPP)

<sup>18</sup> In der betreffenden Studie werden drei verschiedene Modelle zur Einrichtung von Datendrehscheiben beschrieben. Die damalige Einschätzung der E-Control besagte, dass zur Gewährleistung der Diskriminierungsfreiheit nur eine Einrichtung beim Netzbetreiber (VNB / ÜNB) sinnvoll wäre und die „Zugriffsregelungen“ durch die Regulierungsbehörde gestaltet werden sollten. (Bremer Energie Institut / Forschungsinstitut für Regulierungsökonomie an der WU Wien (2012): Handlungsfelder zur Weiterentwicklung des Institutionellen Rahmens für Smart Grids in Österreich. BMVIT Berichte aus Energie- und Umweltforschung 7/2014).

## 7.3 Anforderungen an IKT-Plattform / Gesamtsystemarchitektur<sup>19</sup>

Im künftigen Energiesystem sind vielfältige Abstimmungsprozesse zwischen dynamischer Erzeugung, Transport und Verbrauch zu organisieren. Da diese Abstimmungsprozesse nicht mehr nur zwischen zentralen Akteuren der traditionellen Energiewirtschaft (große Kraftwerksbetreiber, Netzbetreiber, große Verbraucher bzw. Lieferanten) im geschlossenen Kreis (gelb) erfolgen, sondern zahlreiche dezentrale Einheiten einbeziehen (graue Segmente der Netznutzer/innen), müssen sich die Kommunikationsprozesse ändern. Sie müssen bidirektional, schnell und vernetzt sein. Wie die Abbildung zeigt, kommt der Ausgestaltung der IKT-Infrastruktur (blauer Ring) hierbei eine zentrale Rolle zu.

Abbildung 7: Bedeutung der IKT im vernetzten Energiesystem. Quelle: B.A.U.M. Consult GmbH (2013): E-Energy Abschlussbericht.



### 7.3.1 Anwendungsfälle als „vertikale“ Use Cases

Im ersten Anlauf handelt es sich um bilaterale Abstimmungsprozesse zwischen jeweiligen Akteuren im Kontext von Anwendungsfällen (Use Cases = UC). Die Datenströme bewegen sich dabei von

- der physikalischen Ebene der Sensorik (Messinstrumente an Anlagen oder Liegenschaften)
- über die Datenverarbeitung
- zur Steuerungsebene.

Dort werden Auswertungen vorgenommen oder Entscheidungen gefällt und ggf. an die physikalische Ebene Informationen visualisiert oder Steuersignale zurückgegeben. Diese Kommunikation von unten nach oben und umgekehrt nennen wir vertikale Use-Case-orientierte Kommunikation. Jeder Anwendungsfall hat dazu spezifische Datenaustauschbedürfnisse. Die interessantesten Anwendungsfälle lassen sich in drei Kategorien gliedern:

<sup>19</sup> Die Bearbeitung dieses Kapitels erfolgte durch Michael Wedler (B.A.U.M. Consult GmbH).

### 7.3.1.1 Smart Metering (Verbrauchsmessung, Abrechnung, Lieferantenwechsel, Energieberatung)

Tabelle 13: Datenbelange der Akteure. Quelle: BAUM-GridLab-New-Energy (2016): Fachstudie zur Umsetzung der Energiewende in der 50Hertz-Regelzone, Berlin 2016..

Anwendungen (UC)	Erfassung und Verarbeitung (Visualisierung, Abrechnung etc.) von Smart Meter-Daten
ÜNB	
VNB	Roll out von Pflichteinbauten; Sicherstellung der Anbindung
Lieferant	Benötigt geeichte sichere Daten für Abrechnung und Visualisierung, ggf. weitere Kundenbindung (Tarife, Lieferantenwechsel, Beratung, gaming)
Aggregator	
MSB	Messen und geregelte Weiterverteilung der Daten
BKV / Bilanzgruppen-Verantwortliche	
Erzeuger	Kann online seine Erzeugungsleistung checken (PV)
Verbraucher	Erhält Abrechnung, nutzt ggf. variable Tarife, kann Messdaten für Dritte freigeben

#### Künftige Anforderungen im Zusammenhang mit einer Plattformlösung

- Administration von BSI-zertifizierten intelligenten Messsystemen mittels einer Smart Meter Gateway Administrationslösung
- Anbindung von BSI-zertifizierten intelligenten Messsystemen mittels Powerline-Kommunikation
- Kommunikation zwischen intelligenten Messsystemen, externen Marktteilnehmern und den Gateway-Administratoren auf Basis einer adäquaten Softwarelösung

### 7.3.1.2 Steuerung virtueller Kraftwerke, Flexibilitäten-Pools (Erzeugungsmanagement, Verbrauchsmanagement, Speichermanagement)

Tabelle 14: Datenbelange der Akteure. Quelle: BAUM-GridLab-New-Energy (2016): Fachstudie zur Umsetzung der Energiewende in der 50Hertz-Regelzone, Berlin 2016.

Anwendungen (UC)	vernetzte Steuerung von Anlagen im Sinne von Virtuellen Kraftwerken (flexible Erzeugungsanlagen, Verbraucher und Speicher)
ÜNB	kauft ggf. Regelleistung aus VPP
VNB	
Lieferant	Kauft ggf. Intraday-Produkte
Aggregator	gibt als Poolkoordinator die Steuersignale; ist auf schnelle zuverlässige Kommunikation angewiesen
MSB	Ggf. Abrechnung und Nachweisbarkeit über iMSYS
BKV (Bilanzgruppenverantwortliche)	ist vorinformiert ggf. betroffen, kauft ggf. selbst kurzfristig um Fahrplanabweichungen zu vermeiden
Erzeuger	Direktvermarktung mittels AGG dafür Fahrplanvorgabe
Verbraucher	Kann ggf. Regional, oder Ökostrom aus diesem Portfolio beziehen

#### Künftige Anforderungen im Zusammenhang mit einer Plattformlösung

- Einheitliche Anbindung / Integration dezentraler Energieressourcen (DER) auf Basis VHPready und dessen Erweiterung (Verschiebbare Lasten) und weiteren IEC61850-Ausprägungen
- Evaluierung/ Entwicklung von Planungsverfahren zur Steuerung von verschiebbaren Lasten
- Berücksichtigung des Einflusses variabler Anreizsysteme und die Analyse deren Auswirkungen (Bezug zu AP 6)

- Direkte Kommunikationsanbindung und Anbindung über das intelligente Messsystem / Smart Meter Gateway
- Schaffung der IKT-Grundlagen (Kommunikation, Daten, Dienste, etc.) zur Umsetzung von wirtschaftlichen Power2Heat-Lösungen und darauf aufbauenden Geschäftsmodellen (z.B. Einführung zeitvariabler Fernwärme-Tarife)

### 7.3.1.3 Netzmanagement

Tabelle 15: Datenbelange der Akteure. Quelle: BAUM-GridLab-New-Energy (2016): Fachstudie zur Umsetzung der Energiewende in der 50Hertz-Regelzone, Berlin 2016.

Anwendungen (UC)	Netzmanagement (ggf. Netzplanung)
ÜNB	Kann Fahrpläne der Bilanzkreise / Bilanzgruppen und Differenz-Bilanzkreise für Netzlastprognose nutzen und ggf. Flexibilitäten für eigene SDL oder Redispatch oder EinsMan lokalisieren)
VNB	kann ausgewählte Daten zum Monitoring nutzen und zur Prognose und zur Ausbauplanung kann künftig auch netzdienliche Flexibilitäten hier beschaffen
Lieferant	
Aggregator	kann künftig auch netzdienliche Flexibilitäten hier bereitstellen
MSB	Kann aufbereitete Prognose-Daten (Wetter) etc. bereitstellen
BKV Bilanzgruppenverantwortliche	ist vorinformiert ggf. betroffen, kauft ggf. selbst kurzfristig um Fahrplanabweichungen zu vermeiden
Erzeuger	Ggf. EinsMan oder Blindleistungsbereitstellung
Verbraucher	Ggf. netzdienliches Lastmanagement

#### Künftige Anforderungen im Zusammenhang mit einer Plattformlösung

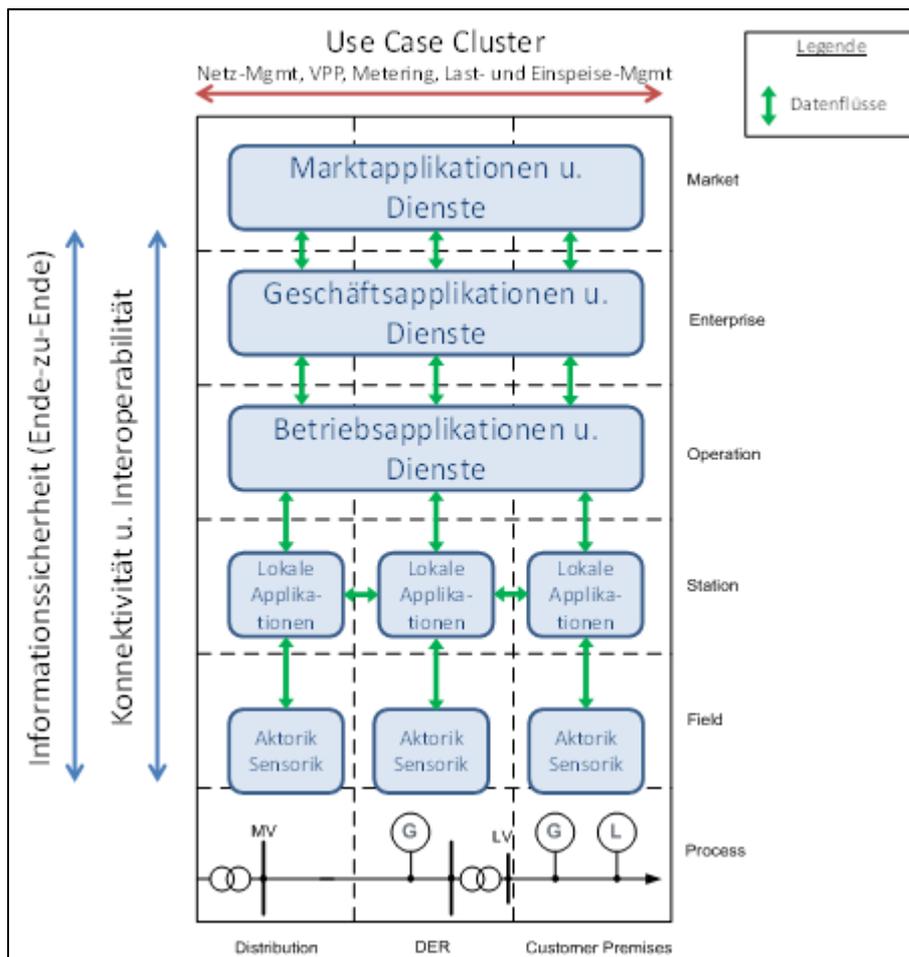
- Markt-, netzdienliche und netzkritische Überwachung von dezentralen Energieressourcen mittels eines virtuellen Kraftwerks/ VNB-Leitstandes (Bezug zu konkreten Demonstratoren)
- Markt-, netzdienliche und netzkritische Steuerung von dezentralen Energieressourcen mittels eines virtuellen Kraftwerks/ VNB-Leitstandes (Bezug zu konkreten Demonstratoren)
- Schutzbedarfsanalyse, Risikobewertung und Aufstellen eines Maßnahmenplans gemäß eines Informationssicherheit-Managementsystems (ISMS)
- Evaluierung bestehender IKT-Lösung zur Steuerung und Überwachung von Stromnetzen unter Berücksichtigung geltender Standards und geltender Sicherheitsanforderungen
- Analyse, Aufbau und Betrieb von sicheren (im Sinne von Informationssicherheit, Verfügbarkeit und Robustheit) Überwachungskonzepten von Hochspannungs-, Mittelspannungs- und Niederspannungsnetzen, insbesondere der regelbaren Ortsnetztransformatoren (RONT) und intelligenten Ortsnetzstationen (iONS)
- Betrieb der Daten- und Dienstplattformen
- Entwicklung von suchbasierten Anwendungen, um die in der Daten- und Dienstplattform bereitgestellten strukturierten, semi-strukturierten und unstrukturierten Inhalte zu aggregieren, normalisieren und für interne wie externe Marktteilnehmer zu visualisieren
- Verifizierung und Qualifizierung von Flexibilitätsangeboten mittels einer zentralen Komponente die bei Verteilnetzbetreiber betrieben werden soll

## 7.3.2 Use-Case-übergreifendes Datenmanagement

### 7.3.2.1 Funktionalitäten (Anforderungskatalog horizontal)

Die folgende Abbildung zeigt, dass viele der vertikalen Datenströme gleiche Instanzen durchlaufen und teilweise auf ähnliche oder gleiche Datensätze zurückgreifen (Silo). Das legt nahe, dass Synergien durch ein gemeinsames d.h. horizontales Management von Datenaustauschprozessen gehoben werden können.

Abbildung 8: Datenverarbeitungsprozesse verschiedener Anwendungen entlang der SGAM-Layer. Quelle: T-Systems (2015): Datenaustauschprozesse verschiedener Use Cases entlang der SGAM-Layer (Entwurf).



Diese Systematik der verschiedenen Ebenen wird im SGAM (Smart Grid Architecture Modelling) aufgegriffen und eignet sich somit EU-weit Kommunikationsprozesse / Datenflüsse von Use Cases abzubilden:

Abbildung 9: SGAM-Architektur basierend auf der energetischen Wertschöpfungskette (Domains) und Zonen. Quelle: CEN-CENELEC-ETSI Smart Grid Coordination Group (2012): EU-Mandat 490 Working group architecture CEN-CENELEC-ETSI, [Weblink](#).

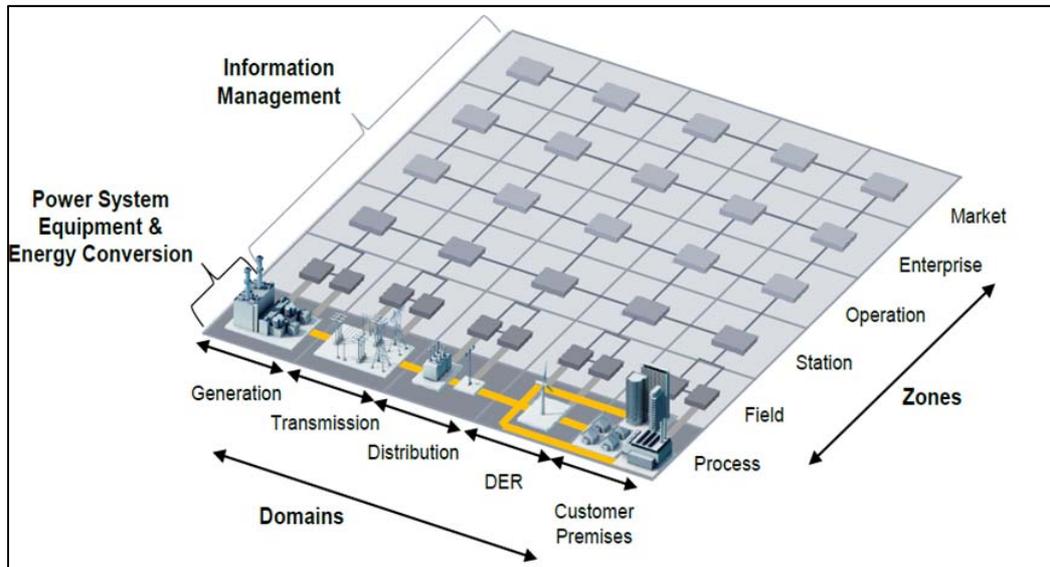
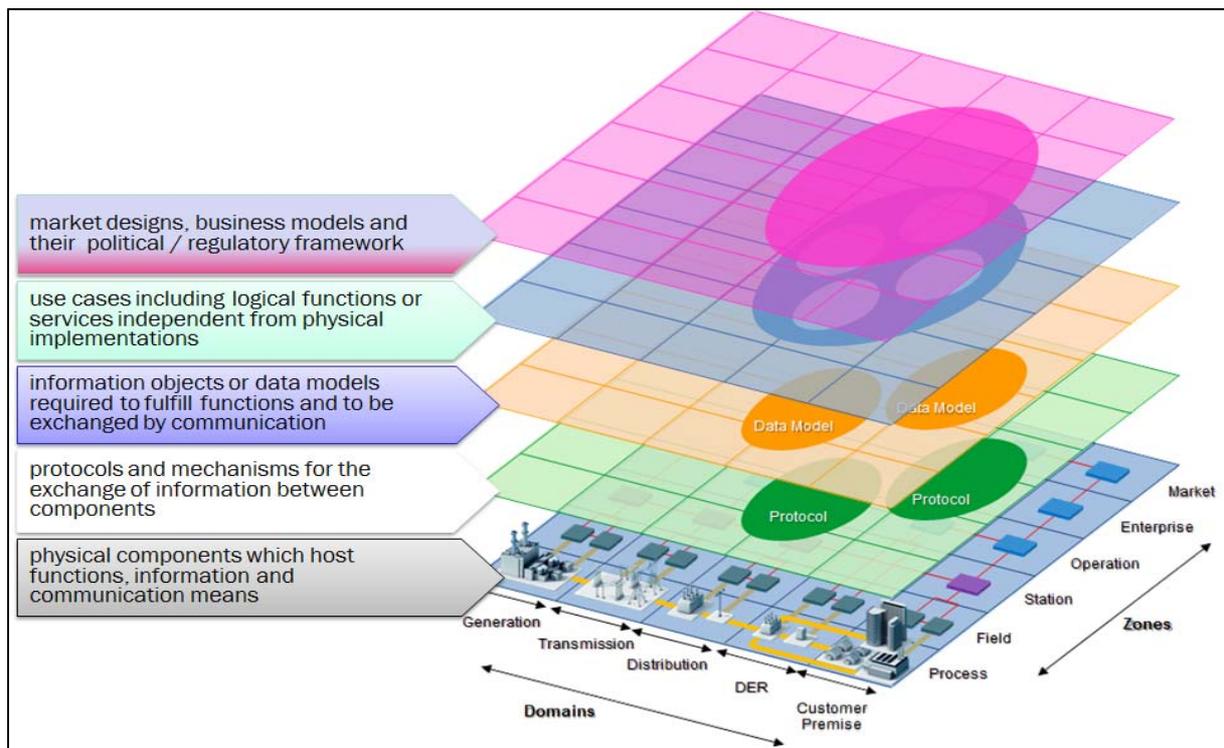


Abbildung 10: SGAM-Architektur mit Layern. Quelle: CEN-CENELEC-ETSI Smart Grid Coordination Group (2012): EU-Mandat 490 Working group architecture CEN-CENELEC-ETSI, [Weblink](#).

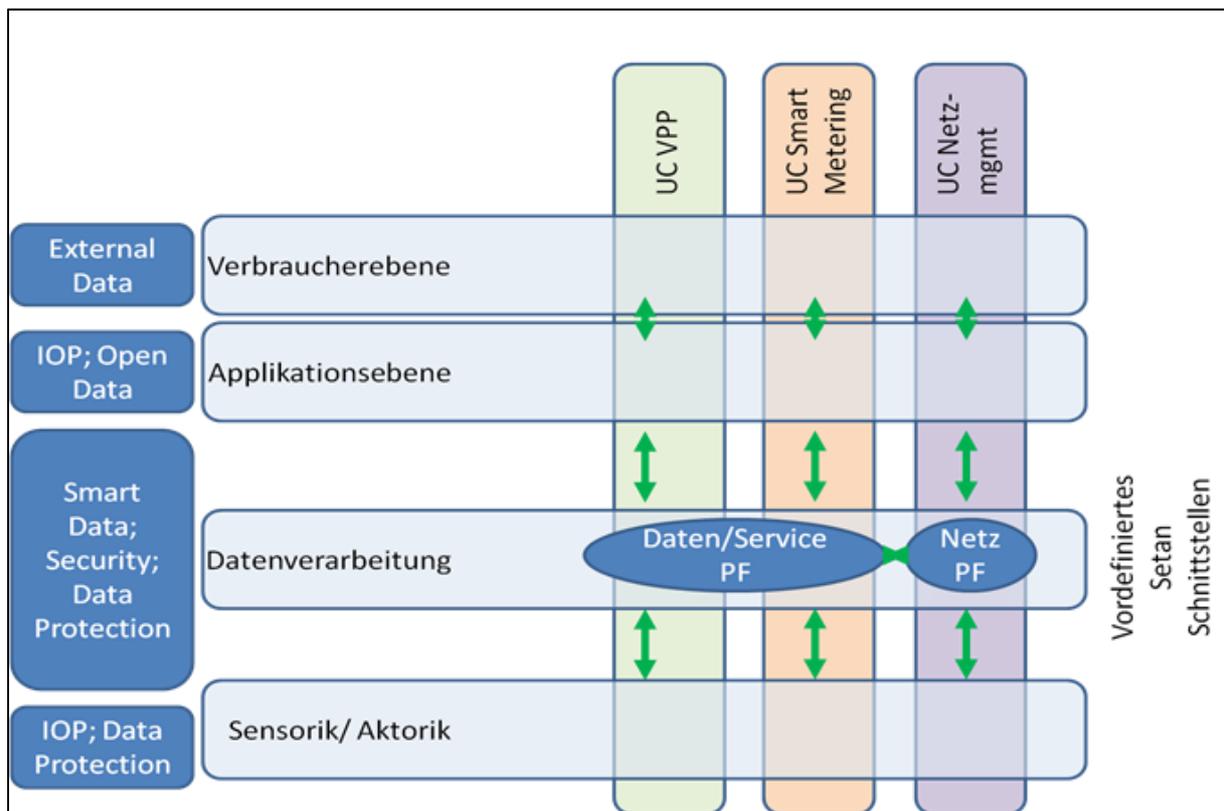


### 7.3.2.2 Horizontale Bereitstellung von Informationen (Vollständigkeit, flächendeckende sektorübergreifende Verfügbarkeit)

Im folgenden Schaubild zeigen sich die funktionalen „Nachbarschaften von Silos“, für die ein gemeinsames Datenmanagement sinnvoll erscheint. Insbesondere Anwendungen von Smart Metering und VPP-Betrieb profitieren von gemeinsamen Datenplattformen (PF) sofern

Grundsätze von Datenschutz (Data Protection) und Interoperabilität (IOP) gegeben sind. Anwendungsfälle im Bereich der Netzsteuerung unterliegen hingegen noch schärferen Sicherheitsanforderungen. Dennoch gibt es auch hier Informationen, die geteilt werden können (z.B. Anlagenregister oder Wetterprognosen).

Abbildung 11: Horizontale Bündelung von Datenverarbeitungsprozessen verschiedener Anwendungsfälle. Quelle: B.A.U.M. Consult / BOSCH (2015): Entwurf zur horizontalen Bündelung von Datenverarbeitungsprozessen verschiedener Anwendungsfälle.

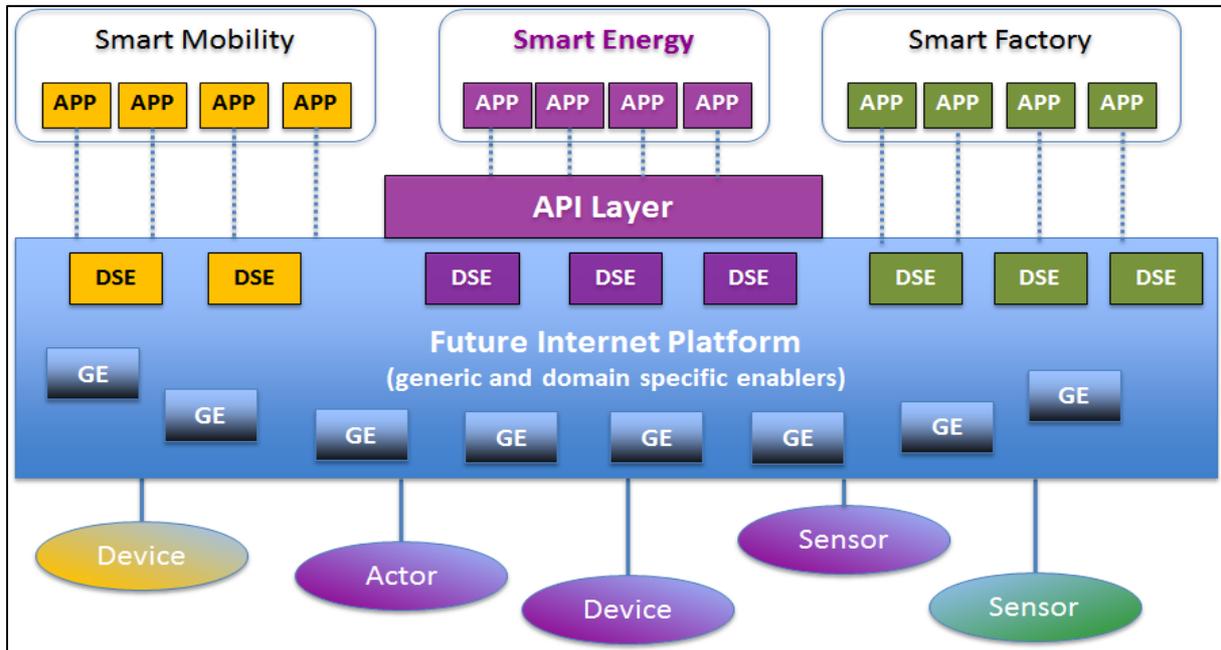


Die Skizze betrachtet die Abläufe eher aus der organisatorischen Perspektive: Da gibt es Akteure, die haben einen Anwendungsfall, Sie organisieren ihre Kommunikationsprozesse vertikal (Silo). Nun kommt die Plattform, um durch Bündelung Effizienzvorteile zu generieren. Es gibt Datenverarbeitungsprozesse, die man horizontal zusammenfassen kann und die dann von eigenständigen Dienstleistern betrieben werden können und andere Prozesse nicht, oder nur durch kleine Fenster.

### 7.3.2.3 Datenqualitäten (Interoperabilität, Homogenisierung, Datenvoraufbereitung)

Die drei Schichten Layer Philosophie entstammt der FI-PPP Initiative der EU, in der neben Demand Specific Enablers (DSE) eben auch Generic Enablers (GE) Grunddienste für mehrere Anwendungen übernehmen. Hier wird ersichtlich, dass auch andere Sektoren (z.B. Smart Mobility und Smart Factory) mit ihren Datenströmen über gleiche Plattformen agieren können. Datenqueraustausche (z.B. Bewegungsdaten von Elektroautos) erweisen sich zunehmend als relevant.

Abbildung 12: Die Finesce Smart Energy-Plattform zeigt das Miteinander verschiedener Datendienste (Enablers) zwischen der physikalischen Welt (unten) und den Anwendungen (Applikationen oben).  
 Quelle: FIPPP (2014): The Finesce smart energy platform, [Weblink](#).



In der folgenden Abbildung wird die Feinstruktur am Application-Layer noch einmal deutlicher: Die DSE sind bestimmten Anwendungen zugeordnet (VPP, Smart home etc.) und diese bedienen sich zusätzlich gleichen oder verschiedenen Generic Enablers. Der Service Layer versteht sich als Dienstleistungsschicht, in der Voraufbereitung von Daten Prozessen oder Produkten passieren. Der Business-Layer ist darüber die „Oberfläche“ zum Kunden, wo konkrete Produkte wirken.

Abbildung 13: Finesce Smart Energy-Plattform unterscheidet im Application Layer zwischen geschäfts- also kundenorientierten Biz-Apps (Business-Apps) und vorgelagerten Services (Service Layer).  
 Quelle: FIPPP (2014): The finesce smart energy platform, [Weblink](#).

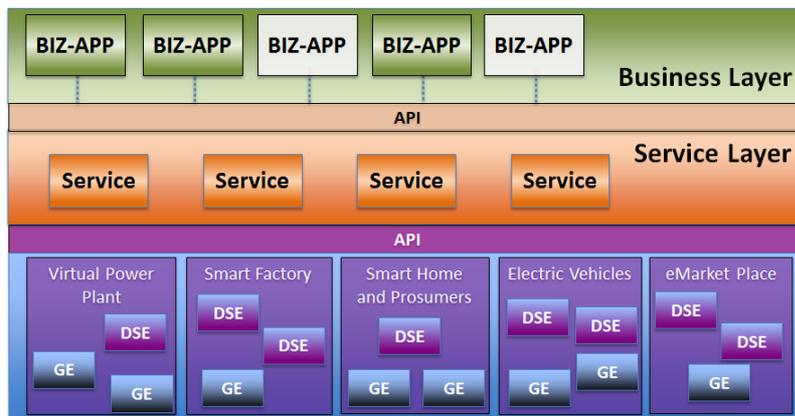


Abbildung 14: Übersicht denkbarer Plattform-Services. Quelle: FIPPP (2014): The finesce smart energy platform, [Weblink](#).

<b>SERVICES</b> (examples from FI PPP Phase 3)				
Service	visualisation widget			
Service	serious game			
Service	Smart City energy performance analysis			
Service	interruptable eCar charging			
Service	Smart analytics for buildings			
Service	interpreter for raw sensor data			
Service	consumption curve disassembly („look behind meter“)			
Service	remotely controllable underfloor heating			

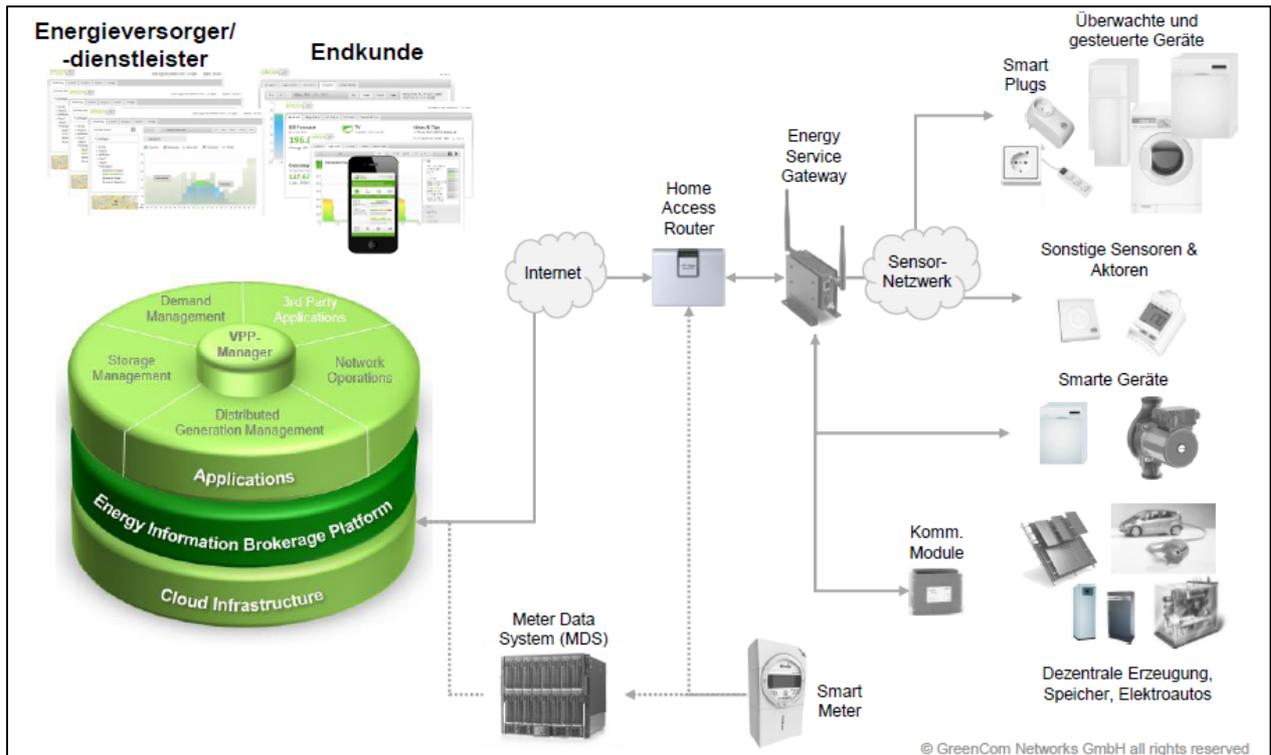
 Ludwig Karg, B.A.U.M. Consult GmbH München / Berlin 41

Abbildung 15: Übersicht denkbarer Applikationen. Quelle: FIPPP (2014): The finesce smart energy platform, [Weblink](#).

<b>BIZ APPLICATIONS</b> (examples from FI PPP Phase 3)				
Biz App	least cost supply			
Biz App	live at home for longer			
Biz App	energy shopping anywhere			
Biz App	direct energy marketing			
Biz App	community storage			
Biz App	regional payback			
Biz App	power flat rate			
Biz App	targeted product marketing			

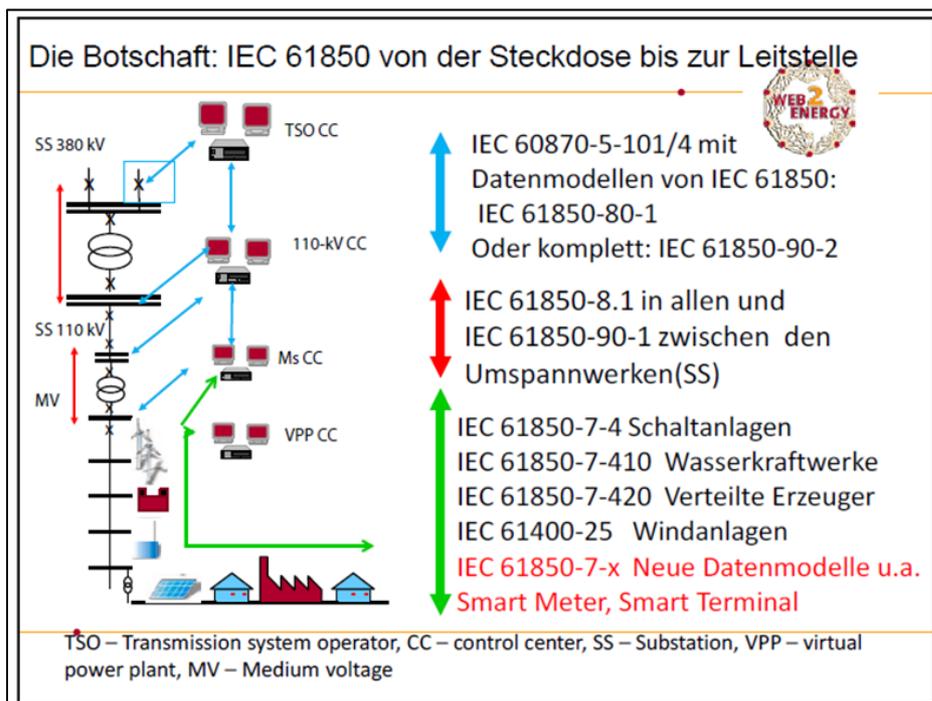
 Ludwig Karg, B.A.U.M. Consult GmbH München / Berlin 42

Abbildung 16: Datenmanagement mittels Plattform. Quelle: GreenCom Networks (2015): Enabling Energy Management as a Service. FINESCE.



Für einen derartigen multilateralen Austausch ist die Schnittstellen-Offenheit besonders entscheidend. Als Beispiel kann hier die Auswahl des IEC-Standards 61850 zur Steuerung von Anlagen dienen:

Abbildung 17: Bedeutung der Interoperabilität (über IEC61850) zur vernetzten Anlagensteuerung. Quelle: HAE (2013): Bedeutung der Interoperabilität zur vernetzten Anlagensteuerung, [Weblink](#).



## 7.3.3 Mehrwerte als Erfolgsfaktoren für die Plattform-Akzeptanz

### 7.3.3.1 Prinzipielle Erfolgsfaktoren

Die Akzeptanz für die neu geschaffenen Datenplattformen bis hin zu Marktplätzen hängt von den Faktoren Transparenz, Beschleunigung und Wertschöpfung ab:

- Transparenz erlangt die Plattform, in dem die Zugänge diskriminierungsfrei und gleichzeitig autorisiert erfolgen. Vollständigkeit der Daten und Einhaltung hoher Sicherheitsstandards (Verschlüsselung) sind ebenfalls wichtige Kriterien.
- Geschäftsprozesse, die gegenüber isolierter Abwicklung erheblich beschleunigt werden, wie z. B. Lieferanten- oder Tarifwechsel, sind ein weiteres Motiv zur gemeinsamen Nutzung von Plattformen.
- Der nachhaltige Betrieb eines Marktplatzes kann nur gesichert werden, wenn Mehrwerte auf diesen Plätzen geschaffen werden. Es reicht also nicht, fertige Produkte zu vermitteln, sondern die zusammenlaufenden Informationen müssen durch die Verknüpfung auf den Plattformen veredelt werden. Marktteilnehmer sind nur durch den Zusatznutzen bereit, auch den Marktplatzbetreiber/-agenten zu honorieren.

### 7.3.3.2 Konkrete Nutzenaspekte einer Plattform:

**Handelsplattform:** Als Handelsplattform dient der Marktplatz einer großen Anzahl von Akteuren und stellt diesen verschiedene Handelsplätze zur Verfügung, auf denen Produkte wie Energie aber auch Mehrwertdienste wie z.B. Blindleistung oder Regelleistung durch verschiedene Handelsmechanismen (z.B. Börsen-, Echtzeit-, Auktionshandel) vermittelt werden.

**Energieberatung:** Auf Grund von Daten über Verbrauchs- und Erzeugungsverhalten eines Kunden können durch den Marktplatz Anbieter verglichen, bessere Tarife analysiert und Einspartipps vermittelt werden oder es kann auf Beratungsservices verwiesen werden, die auf der Serviceplattform zur Verfügung stehen.

**Serviceplattform:** Der Marktplatz bietet dem Kunden (u. a. kostenpflichtige) Services wie z.B. buchbare Wetterprognosen oder Handelsagenten, den Kontakt z.B. zu Herstellern intelligenter Geräte und Anbietern von Wärmedämmungsmaßnahmen.

**Vertrags-/Rechnungsmanagement:** Der Marktplatz realisiert eine Geschäftsplattform, die es verschiedenen registrierten Akteuren ermöglicht, Verträge abzuschließen, zu kündigen, diese zu dokumentieren und zu bilanzieren.

**Tarifmanagement:** Lieferanten können über den Marktplatz Tarife definieren und ändern, die an Endkund/innen per Preissignal weitergegeben werden. Je nach Tarifsysteem gelten unterschiedliche Konditionen.

**Flexibilitätsangebote einstellen/abrufen:** Der Flexibility Operator/Aggregator kann Angebote auf den Marktplatz einstellen und so die gebündelte Flexibilität seiner Kunden als Regelleistung oder Ausgleichsenergie vermarkten. Dieses Angebot kann idealerweise vom Netzleitsystem als Regelenergie knotenscharf unter Verarbeitung des Preissignals abgerufen (d.h. über Marktprozesse beschafft) werden.

**Preissignal senden:** Der Marktplatz sendet mindestens einmal täglich und bei Änderungen von Tarifen ein Preissignal an alle dem Signal zugeordneten Smart Meter oder Energiemanager, die dieses verarbeiten können.

### 7.3.4 Sicherheit und Datenschutz (Regelung der Zugriffsrechte, konsistente Sicherheitsstandards)

Grundsätzlich entstehen mit der Verknüpfung verschiedener Datenquellen zusätzliche Sicherheitsrisiken. Der Nutzen muss daher mit den Risiken abgewogen werden. Security- und Data-Protection-Aspekte können bereits im Design von Plattformen berücksichtigt werden. Entsprechende Sicherheitsstands (BSI-Schutzprofil und durchgängige Verschlüsselungen) gewährleisten auch, dass die jeweiligen Informationen nur zu jeweilig Zugriffsberechtigten gelangen. Hier ein Einteilungsvorschlag nach Gemalto bzgl. einer „Trusted Zone“ innerhalb einer Cloud:

Abbildung 18: Einbettung einer Trusted Zone innerhalb einer Cloud neben weiteren Dienstbetreibern. Quelle: Weisshaupt (2015): Vortrag anlässlich der Wiener Energietage, Gemalto 2015.

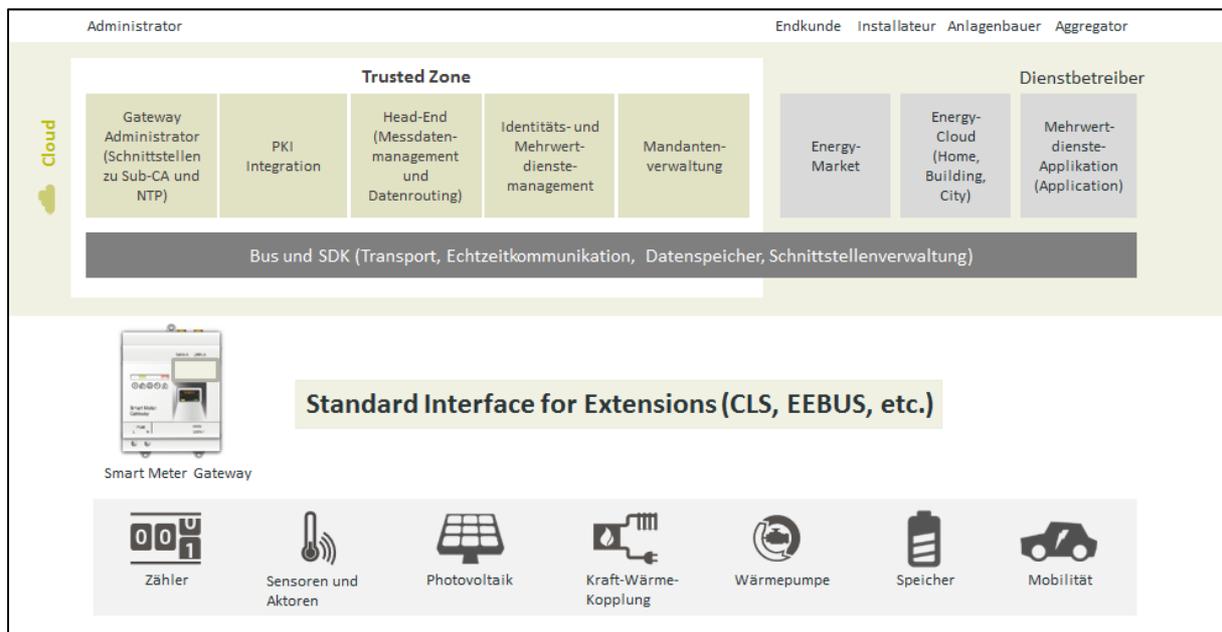
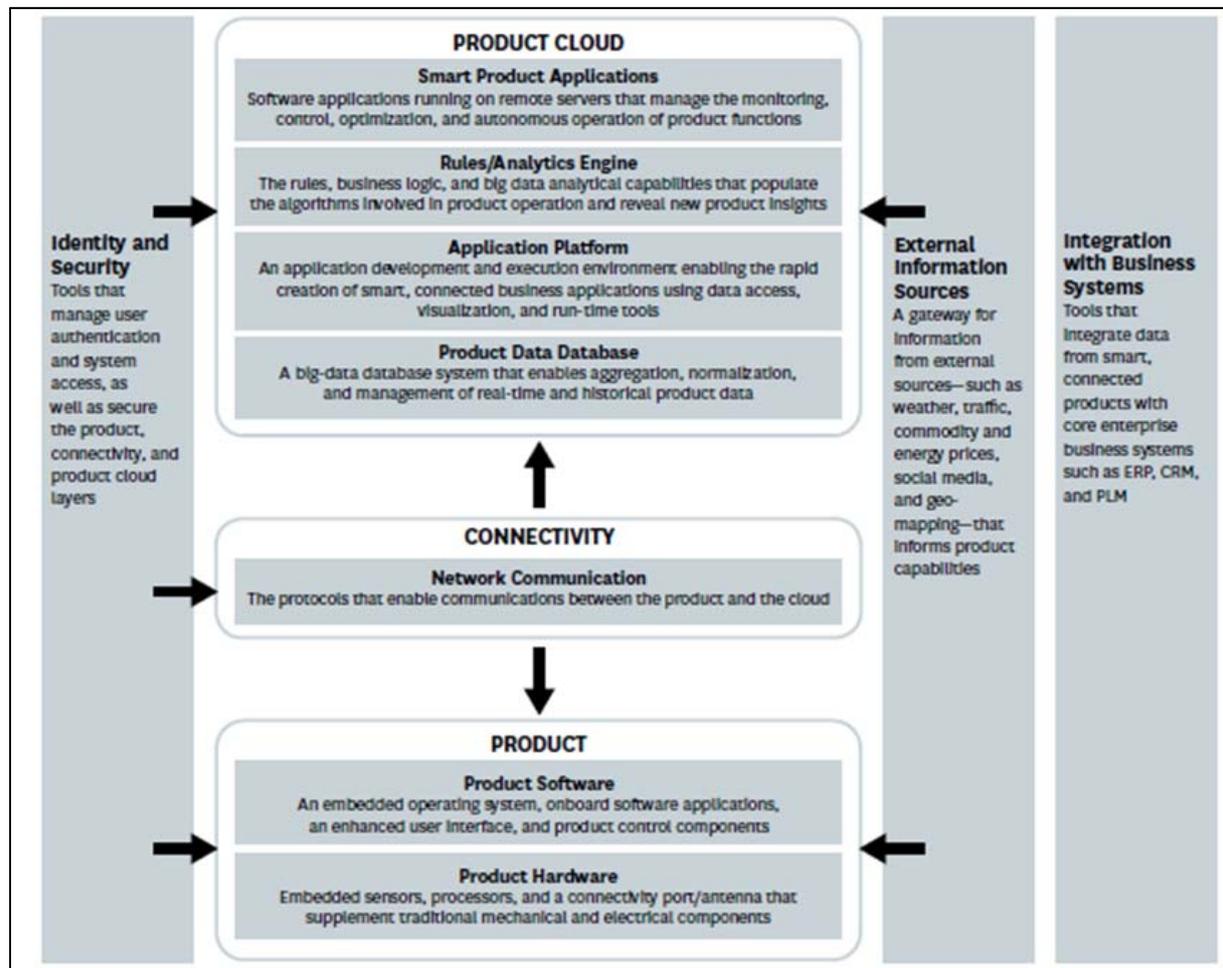


Abbildung 19: Verknüpfung von Produkten in einer Cloud und notwendigen flankierenden Datenströmen und deren Sicherheitsaspekten. Quelle: Weisshaupt (2015): Vortrag anlässlich der Wiener Energietage, Gemalto 2015.

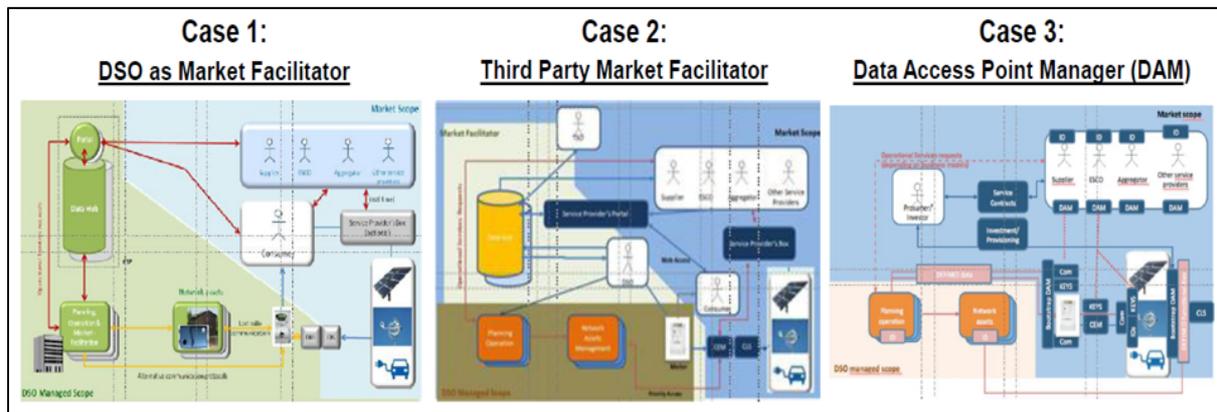


### 7.3.5 Ausgestaltung als Data-Access-Points / regionale Datenportale

Die Ausprägung und Betreiberschaft von „Datendreh-scheiben“ ist in der EU-Diskussion noch offen. Es werden folgende drei Modelle diskutiert.

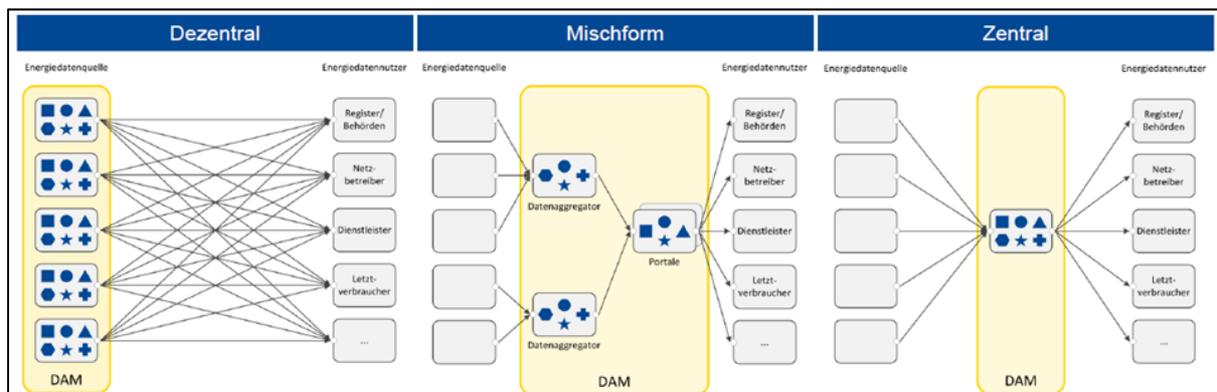
- Case 1: Betrieb durch den VNB, denn in vielen Ländern ist der VNB per Regulation auch der Messstellenbetreiber. Über seinen Data-Hub werden neben den eigenen Funktionen Netzmanagement auch die Informationsbedürfnisse Dritter beliefert, sofern Zugriffsrechte seitens der Kund/innen und Honorierungsmodelle zur entsprechenden Datenaufbereitung sichergestellt sind.
- Case 2: Betrieb durch einen Dritten, wie im Falle Deutschland ist der Messstellenbetrieb entflochten vom VNB.
- Case 3: Data-Access-Point Manager: Hier verbleiben überwiegend die Daten bei ihren verschiedenen Eigentümern und werden durch den DAM im Sinne eines Portals zwischen den Berechtigten vermittelt.

Abbildung 20: Varianten zum Datenmanagement im Zusammenspiel zwischen Netznutzern, Netzbetreibern und Serviceanbietern. Quelle: Gunnar Lorenz / Eurelectrics (2012): European Task Force for the Implementation of Smart Grids into the European internal market, [Weblink](#)



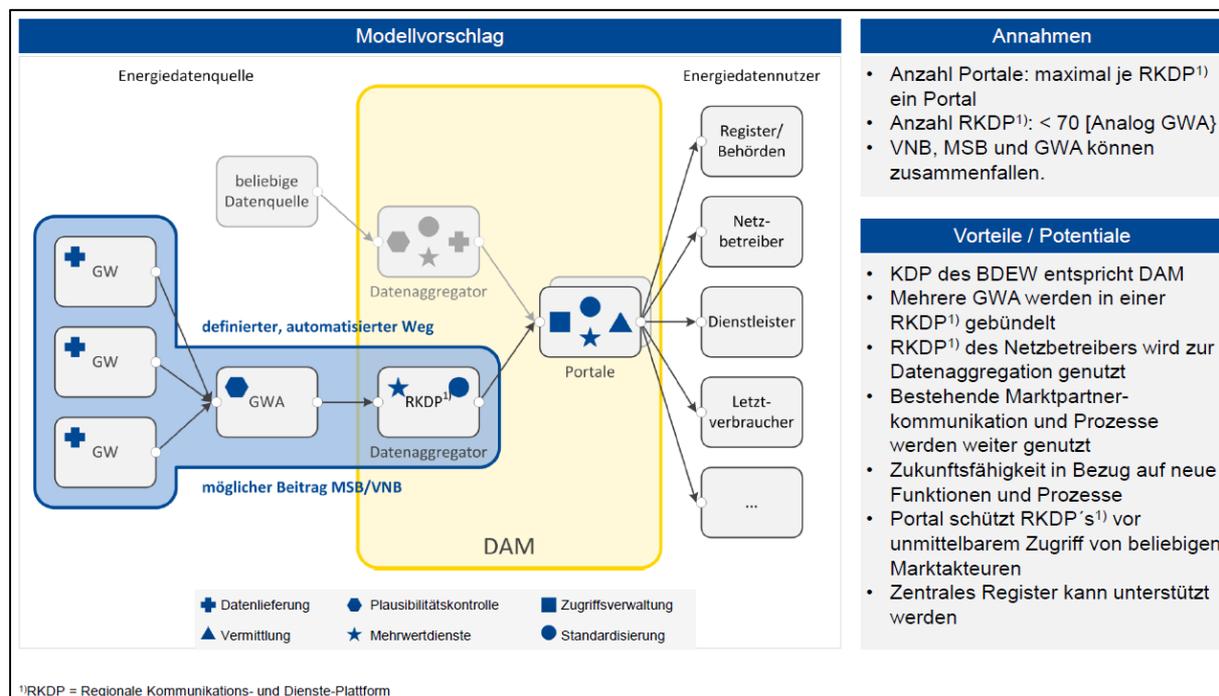
Die Ausgestaltung eines DAM-Systems wird derzeit in Deutschland intensiv diskutiert. Zwischen den hier unten gezeigten drei Ausprägungen zentral/dezentral ist für die Region Berlin Brandenburg insbesondere die Mischform interessant.

Abbildung 21: Varianten zur Ausprägung vom Data-Access-Point-Management (DAM) zwischen Datenhaltern und Datennutzern. Quelle: OFFIS (2014): Varianten zum Datenmanagement im Zusammenspiel zwischen Netznutzern, Netzbetreibern und Serviceanbietern, VDE-Verlag ISBN 9783-8007-3641-6.



In diesem Modellvorschlag setzen regionale Kommunikations- und Dienste-Plattformen mit ihren Datenquellen auf den DAM auf und sind über Datenaggregatoren verknüpft mit den relevanten Portalen. Diese wiederum organisieren den Zugang zu den Energiedatennutzern. Ein erster Schritt zur Realisierung ist in Deutschland mit dem Aufbau eines Anlagenregisters (Erneuerbarer Energie Erzeugung) begonnen.

Abbildung 22: Bedeutung regionaler Kommunikations- und Dienst-Plattformen als Beitrag zum nationalen DAM-Portal. Quelle: OFFIS (2014): Varianten zum Datenmanagement im Zusammenspiel zwischen Netznutzern, Netzbetreibern und Serviceanbietern, VDE-Verlag ISBN 9783-8007-3641-6.



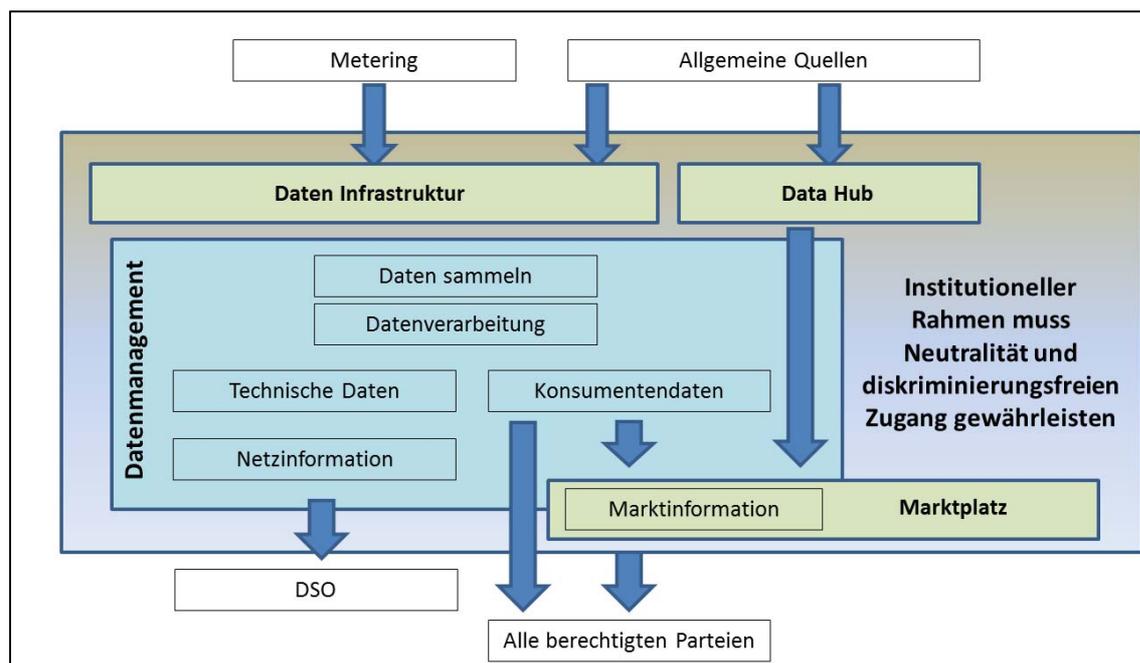
### 7.3.6 Institutionelle Überlegungen zur Datenplattform

Das Bremer Energie Institut und das Forschungsinstitut für Regulierungsökonomie an der WU Wien hatten 2012 im Auftrag des bmvit verschiedene Optionen zur Ausgestaltung des institutionellen Rahmens eingebracht.<sup>20</sup> Folgende Auszüge beziehen sich auf die in SMART I.E.S. gegenständlichen Fragestellungen:

Der Informations- und Datenmanagementebene kommt sowohl in technischer wie auch institutioneller Sicht eine elementare Funktion im Smart System zu. Zum einen sollte diese Ebene Datensicherheit und Datenschutz garantieren. Zum anderen sollte für potenzielle Marktakteure der Zugang zu relevanten Daten geschaffen werden, basierend auf weitestgehender (aber zielführender) Daten- und Informationstransparenz einem diskriminierungsfreien Zugang, sowie standardisierten Datenformaten. Der diskriminierungsfreie Zugang zu den Informationen ist aus wettbewerbspolitischer Sicht eine wesentliche Voraussetzung und bedarf aus diesem Grund besonderer Beachtung. Demnach ist die zentrale Frage, wie die Transparenz und Diskriminierungsfreiheit einer solchen Plattform garantiert wird. Standardisierte Datenformate ermöglichen die Implementierung von Schnittstellen unabhängig davon, in welchem Netzgebiet sich ein Kunde befindet und sind u.U. Voraussetzung dafür, dass sich Geschäftsmodelle für Drittanbieter realisieren lassen, da ansonsten viele Einzellösungen entwickelt werden müssten.

<sup>20</sup> Bremer Energie Institut / Forschungsinstitut für Regulierungsökonomie an der WU Wien (2012): Handlungsfelder zur Weiterentwicklung des Institutionellen Rahmens für Smart Grids in Österreich. BMVIT Berichte aus Energie- und Umweltforschung 7/2014, Web: [https://nachhaltigwirtschaften.at/resources/e2050\\_pdf/reports/201407\\_aktionspapier\\_institutioneller\\_rahmen\\_von\\_smart\\_grids\\_in\\_oesterreich.pdf](https://nachhaltigwirtschaften.at/resources/e2050_pdf/reports/201407_aktionspapier_institutioneller_rahmen_von_smart_grids_in_oesterreich.pdf) (2016-05-13).

Abbildung 23: Die Informations- und Datenmanagementebene. Quelle: Bremer Energie Institut / WU Wien (2012).<sup>21</sup>



### 7.3.6.1 Dateninfrastruktur (vgl. Aktionsempfehlung 4<sup>22</sup>)

Um gesamtwirtschaftliche Effizienz im Datentransport gewährleisten zu können, müssen die beiden Leitprinzipien 1) der Technologieneutralität und 2) Anbieterneutralität eingehalten werden. Es gilt zu prüfen, ob der derzeitige Rahmen die Einhaltung dieser Prinzipien ausreichend gewährleistet.

#### Erläuterung:

Aus institutioneller Sicht gilt es also, mit Bezug zum Datentransport zwei Leitprinzipien einzuhalten.

- Zum einen die Technologieneutralität, wonach grundsätzlich sowohl leitungsgebundene als auch drahtlose Übertragungstechnologien möglich sind. Mit Bezug zum Smart Grid stellt sich insbesondere die Frage, welche Technologie für die Datenübertragung genutzt werden sollte. Eine wesentliche Herausforderung besteht zudem darin, dass durch die Erweiterung der Diskussion von Smart Grids hin zu Smart Systems eine Integration der Messung von Gas, Wärme und Wasser in das Smart Metering eine ökonomisch sinnvolle Option darstellen könnte. Die Entwicklungen stehen aber diesbezüglich noch am Anfang und daher ist eine Festlegung auf die passende Technologie bzw. die Kombination von verschiedenen Technologien nicht möglich.

<sup>21</sup> Bremer Energie Institut / Forschungsinstitut für Regulierungsökonomie an der WU Wien (2012): Handlungsfelder zur Weiterentwicklung des Institutionellen Rahmens für Smart Grids in Österreich. BMVIT Berichte aus Energie- und Umweltforschung 7/2014, Web: [https://nachhaltigwirtschaften.at/resources/e2050\\_pdf/reports/201407\\_aktionspapier\\_institutioneller\\_rahmen\\_von\\_smart\\_grids\\_in\\_oesterreich.pdf](https://nachhaltigwirtschaften.at/resources/e2050_pdf/reports/201407_aktionspapier_institutioneller_rahmen_von_smart_grids_in_oesterreich.pdf) (2016-05-13).

<sup>22</sup> Bremer Energie Institut / Forschungsinstitut für Regulierungsökonomie an der WU Wien (2012): Handlungsfelder zur Weiterentwicklung des Institutionellen Rahmens für Smart Grids in Österreich. BMVIT Berichte aus Energie- und Umweltforschung 7/2014, Web: [https://nachhaltigwirtschaften.at/resources/e2050\\_pdf/reports/201407\\_aktionspapier\\_institutioneller\\_rahmen\\_von\\_smart\\_grids\\_in\\_oesterreich.pdf](https://nachhaltigwirtschaften.at/resources/e2050_pdf/reports/201407_aktionspapier_institutioneller_rahmen_von_smart_grids_in_oesterreich.pdf) (2016-05-13).

- Ein zweites wesentliches Prinzip ist die Anbieterneutralität, die durch den institutionellen Rahmen gewährleistet werden sollte. Durch die zunehmende Vernetzung der IKT mit dem Energiebereich treten viele verschiedene Akteursgruppen auf den Markt, von Telekommunikationsunternehmen über neue Dienstleister bis hin zu den Verteilnetzbetreibern. Grundsätzlich sollte es allen Akteuren offen stehen, die Infrastruktur aufzubauen. Wesentlich ist hier nur, dass grundlegende Eigenschaften eingehalten werden, um den reibungslosen Betrieb der Stromnetze sicherzustellen (Zeitverhalten, Bandbreite, Ausfallsicherheit, Datensicherheit etc.).

### Diskussion EVU / VNB oder Telekommunikationswirtschaft?

So könnten Energieversorgungsunternehmen (EVU) den Datentransport auf Basis der „Powerline Communications“ Technologie grundsätzlich unabhängig von den existierenden schmalbandigen und breitbandigen Kommunikationsnetzen abwickeln. Zwar gibt es auf Seiten der EVU hier eine gewisse und vor allem von der Unternehmensgröße abhängige Heterogenität, doch bleibt insgesamt eine starke Tendenz zu erwarten, den Datentransport möglichst selbstständig abzudecken. Ein Argument, das von EVU diesbezüglich vorgetragen wird, bezieht sich auf die Gewährleistung der Datensicherheit, die in dieser Form bei einer Integration von mehreren Infrastrukturen, zumal wenn beim Datentransport auch auf das öffentliche Internet zurückgegriffen würde, nicht mehr gewährleistet werden könne. Beim Sicherheitsaspekt muss hierbei zwischen der Frage der Ausfallsicherheit und der Abhörsicherheit unterschieden werden. Beide Aspekte könnten nur mit autarken Infrastrukturen gewährleistet werden. Zudem wird von EVU und Smart Meter-Kritikern (Datenschützer, Mietervereinigungen, Cybersecurity-Experten) vorgebracht, dass für Netz- und Kraftwerksbetreiber Smart Meter-Daten auf Haushaltsebene schlicht nicht relevant und notwendig seien. Vielmehr sei es für einen effizienten Netzbetrieb ausreichend, wenn Daten auf aggregierter Ebene bei Konzentratoren ausgelesen werden würden. Die notwendigen Messpunkte bzw. Anforderungen an den Datentransport seien in der Folge dementsprechend gering.

Die Sichtweise und Interessenslage von Kommunikationsnetzbetreibern unterscheidet sich erwartungsgemäß relativ deutlich von derjenigen eines typischen EVU. So wurde von Vertretern der Telekommunikationsbranche zum einen auf die technologischen Unzulänglichkeiten der Powerline-Technologie hingewiesen: Neben Problemen der elektromagnetischen Abstrahlung und gleichzeitiger Störung von anderen Diensten (etwa Amateurfunk), sei diese schmalbandige Technologieform ganz grundsätzlich als überholt anzusehen bzw. die technologische Weiterentwicklung schon seit vielen Jahren faktisch eingestellt worden. Für den Datentransport müssten diese Netze zudem vergleichsweise aufwendig aufgerüstet werden (in Abhängigkeit von der Distanz zu Trafostationen) und wären selbst diesfalls keine zukunftsfähige („future-proof“) Lösung angesichts zu erwartender Datenvolumina und zu erwartender Sicherheitsprobleme. Moderne breitbandige Kommunikationsnetze im Mobilfunk und Festnetz erzielen hingegen vielfach höhere Datenübertragungsleistungen mit entsprechend weit entwickelten Verschlüsselungstechnologien. In elektronischen Kommunikationsmärkten verfüge man bereits über jahrelange Erfahrung im Umgang mit Sicherheitsaspekten der Datenübertragung mit entsprechend hoch entwickelten Lösungskonzepten (closed networks, virtuelle Kanäle, diverse Verschlüsselungstechnologien). Residuale Sicherheitsrisiken bleiben beim Datentransport immer bestehen, jedoch gelte dies erst recht auch in Bezug auf die Restriktion der Powerline Technologie sowie die diesbezüglich noch fehlenden

Erfahrungswerte in Sicherheitsfragen. Auf Basis jahrelanger Erfahrungen würden im Mobilfunk beispielsweise deutlich sensiblere Daten übertragen werden (etwa, Übermittlung von Bankdaten vs. haushaltsbezogener Smart Meter-Daten).

### **7.3.6.2 Datenmanagement** (vgl. Aktionsempfehlung 5<sup>23</sup>):

*Um Effizienz im Datenmanagement gewährleisten zu können, kann angesichts der marktstrukturellen Charakteristika nur bedingt auf freiwillige Marktlösungen vertraut werden. Entsprechende regulatorische Zugangsverpflichtungen bzw. Schnittstellen in der Übergabe und im Management von Smart System-relevanten Daten sollten daher zumindest grundsätzlich aus Effizienzgesichtspunkten und vor dem Hintergrund des gesamtwirtschaftlichen Potentials von damit einhergehenden innovativen Geschäftsmodellen angedacht werden.*

#### Erläuterung:

Aktuell werden primär drei Modelle für das Datenmanagement und den Informationsaustausch zwischen den verschiedenen Marktparteien diskutiert:

- **Bilaterale Kommunikation:** Die Marktakteure kommunizieren direkt miteinander, basierend auf standardisierten Kommunikationswegen.
- **Zentrale Kommunikationsplattform:** Die Marktakteure schicken ihre Nachrichten und Datensätze zu einer zentralen Datenbank, die jedoch die Daten nicht speichert, sondern nur validiert und dann an den entsprechenden Empfänger weiterleitet.
- **Zentraler Data Hub:** Die Datensätze der verschiedenen Marktakteure werden zentral in einer gemeinsamen Datenbank gespeichert, dem Data Hub. Über diesen Data Hub wird zudem der Informationsaustausch zentralisiert. Die Akteure kommunizieren nicht untereinander, sondern mit dem Data Hub.

#### Diskussion über Betreiber:

Aktuell wird in Österreich diskutiert, welche Marktpartei das Datenmanagement im Smart System organisieren könnte. Ähnlich wie bei Fragen des Datentransports wird seitens der Kommunikationsbranche vorgebracht, dass EVU im Bereich des Datenmanagements bzw. in der Aggregation von großen Datenmengen sowie dem damit verbundenen „Billing“ und der „CRM Systeme“ über weitaus geringere Expertise und Know-how verfügen als Telekommunikationsanbieter. Mittelfristig würden zudem die Anforderungen an das Datenmanagement aufgrund zu erwartender massiver Zuwächse in den zu verarbeitenden Datenvolumina noch deutlich größer werden.

Es ist wichtig, dass die durch den Wettbewerbsdruck (interplatform competition) hervorgerufene Innovationsdynamik sich bei der Abwicklung des Datenmanagements entfalten kann. In einem Smart System wird Datenmanagement aus Effizienz-, Sicherheits- und technischen Gründen wohl auf dezentraler Ebene in einer Hand sein, sodass der Wettbewerbsdruck nicht „im Markt“, sondern „für den Markt“ ist. Um den Wettbewerbsdruck „for the market“ zu ermöglichen, muss Anbieterneutralität zunächst gesichert sein.

---

<sup>23</sup> Bremer Energie Institut / Forschungsinstitut für Regulierungsökonomie an der WU Wien (2012): Handlungsfelder zur Weiterentwicklung des Institutionellen Rahmens für Smart Grids in Österreich. BMVIT Berichte aus Energie- und Umweltforschung 7/2014, Web: [https://nachhaltigwirtschaften.at/resources/e2050\\_pdf/reports/201407\\_aktionspapier\\_institutioneller\\_rahmen\\_von\\_smart\\_grid\\_in\\_oesterreich.pdf](https://nachhaltigwirtschaften.at/resources/e2050_pdf/reports/201407_aktionspapier_institutioneller_rahmen_von_smart_grid_in_oesterreich.pdf) (2016-05-13).

### 7.3.6.3 Datenzugänglichkeit (vgl. Aktionsempfehlung 6<sup>24</sup>)

*Dienstleistungsentwickler können die Innovationskraft in einem Markt wesentlich erhöhen. Der diskriminierungsfreie Zugang von Marktteilnehmern zu Daten, wenn diese durch den Kunden freigegeben sind, bildet die Grundlage für die Entwicklung von innovativen Dienstleistungen. Um die Entwicklung von innovativen Energiedienstleistungen durch Dritte und deren Einbettung in ein breites Portfolio innovativer Dienste unter Nutzung der Informationen des Smart Systems zu ermöglichen und zu fördern, sollten daher analog zum Stromwechselfortal (oder den Green Buttons in USA) grundlegende Schnittstellen und Kommunikationsstandards für die Marktplätze in Smart Systems definiert werden, um Dritten einen möglichst barrierefreien Markteintritt zu ermöglichen.*

#### Erläuterung und Diskussion:

Wesentlich ist, dass der Zugang von Marktakteuren zu den Daten, für die sie eine Zugangsberechtigung des Kunden haben, diskriminierungsfrei geregelt wird. Das Schlagwort „plug-and-play“ (oder auch open-platform) fasst die aktuelle Diskussion um den Zugang und die Koordination zu den dezentralen Marktplätzen zusammen. Die Idee ist, dass eine Dienstleistung, die für einen Marktplatz entwickelt wurde, auch auf allen anderen Marktplätzen angewendet werden kann bzw. der Kunde seinen Serviceanbieter wechseln kann ohne z.B. sein Home-Management-System wechseln zu müssen. Diese „plug-and-play“-Fähigkeit bezieht sich nicht nur auf die technische Anwendbarkeit, etwa von verschiedenen demand-response-Angeboten, sondern auch insbesondere auf die benötigten Prozesse zur Abstimmung zwischen Anbieter und Kunde. Fraglich ist vor dem Hintergrund des hohen Koordinierungsbedarfs, ob sich effiziente dezentrale Marktplätze ohne staatlich vorgegebene Rahmenbedingungen entwickeln werden. Grundsätzlich gilt es zu vermeiden, dass Markteintrittsbarrieren zu den einzelnen Marktplätzen für Dritte bestehen. Solche Barrieren könnten sich zum Beispiel durch nicht definierte Datenschnittstellen ergeben, die es einem Dritten erschweren seine Dienstleistung auf dem Markt anzubieten.

## 7.4 Identifikation von Datenplattformen<sup>25</sup>

### 7.4.1 Differenzierung von Plattformen

Da der Begriff „Plattform“ in vielfältiger Weise benutzt wird, erfolgt in diesem Abschnitt eine kurze Darstellung von Möglichkeiten zur Differenzierung von digitalen Plattformen nach typischen Eigenschaften und Anwendungsfällen. Dabei zählen zu den möglichen Ausprägungen sowohl Plattformen, die eine konkrete Infrastruktur implementieren, wie auch Plattformen, die diese Infrastruktur nur definieren.

Im Zusammenhang mit den in diesem Kapitel angeführten Merkmalen und Arten von Plattformen ist zu beachten, dass konkrete Implementierungen von Plattformen in jeder Hinsicht – d.h. in Bezug auf Datenhaltung, Anwendungsfälle und Offenheit – als Mischform mit nahezu beliebigen Kombinationen von Merkmalen ausgeprägt sein können.

---

<sup>24</sup> Bremer Energieinstitut (2012): Institutioneller Rahmen für Smart Grids in Österreich.

<sup>25</sup> Die Bearbeitung dieses Kapitels erfolgte durch Michael Wedler (B.A.U.M. Consult GmbH) und Günther Spelic (avantsmart).

#### **7.4.1.1 Technischer Standard als Plattform**

Durch die Definition und Vorgabe von Datenstrukturen, Schnittstellen, Protokollen und weiterer technischer Eigenschaften sowie Regeln für das Zusammenwirken der Komponenten (Governance) wird eine Plattforminfrastruktur festgelegt. Inhalte und Funktionen bleiben offen.

Anwendungsfall: Als Vorgabe eines anerkannten Gremiums an eine Gruppe von potentiellen Plattformteilnehmern. Eine konkrete Umsetzung von Anwendungsfällen erfolgt erst durch die Teilnehmer unter Einhaltung der vorgegebenen Infrastruktur. Kommt es zu einer Realisierung, dann entsteht ein Netzwerk von Datenanbietern, Dienst Anbietern und Dienstnutzern, wobei eine Partei auch mehrere Rollen einnehmen kann. Da die Datenhaltungssysteme der originären Datenanbieter unabhängig und selbständig bleiben, entwickelt sich ein *föderiertes* Datenhaltungssystem.

Um die Einhaltung der Vorgaben durch die Anbieter sicherzustellen, kann eine Zertifizierung der Anbieter durch das Gremium vorgesehen sein.

Beispiel: *Green Button Initiative* (siehe Kapitel 9.3.1 Green Button Initiative).

#### **7.4.1.2 Differenzierung nach Art der Datenhaltung**

In diesem Kontext ist zu beachten, dass die wesentliche Unterscheidung bei der Datenhaltung darin liegt, ob die Daten innerhalb oder außerhalb der eigenen Organisation verwaltet werden. Aus Gründen der IT-Sicherheit und des Datenschutzes entscheiden sich viele Organisationen dazu, ihre Daten innerhalb der eigenen Organisation zu verwalten. Andere entscheiden sich aus Kostengründen dagegen. Die Vertrauenswürdigkeit der Daten ist ein wesentliches Qualitätsmerkmal in Datenaustausch-Prozessen. Um dies durch die gesamte Lieferkette sicherzustellen, wird Security & Privacy by design gefordert. Dies kann durch Standards (z.B. BSI-Schutzprofil in Deutschland) erreicht werden, die sich auf die gesamte Informationskette beziehen, oder dadurch, dass die Daten subsidiär gehalten werden – also nur so viele (aggregierte) Daten den Dateneigentümer verlassen wie für eine bestimmte Anwendung benötigt und vereinbart – keine Vorratsdatenhalten bei Zweiten oder Dritten.

Eine weitere Lösung zur Datensicherheit, die an der Art der Datenhaltung liegt ist die architektonische Trennung von Datenwelten sogenannte *Air-Gaps* (physikalisch getrennte Systeme), durch die ein Übergang von Daten von einem zum anderen System rein physikalisch unterbunden wird.

Ob die Daten dabei in einem zentralen oder verteilten System abgelegt werden, kann zwar in Abhängigkeit von der betriebenen Anwendung aus technischer Schicht einen Unterschied machen, ist aber für die darauf betriebenen Prozesse in der Regel sekundär.

Es können folgende Fälle unterschieden werden:

- keine eigene Datenhaltung
  - Plattformen, die über keine eigene Datenhaltung verfügen und im Bedarfsfall auf Daten in integrierten Systemen zugreifen; dabei kann der Zugriff auf Systeme innerhalb oder außerhalb der eigenen Organisation erfolgen
  - typische Anwendung: Plattformen mit Steuerungs- oder Verteilfunktion
  - Beispiel: *Apple HomeKit* (siehe Kapitel 9.4.2 Smart Home Plattformen)
- zentrale Datenhaltung<sup>26</sup>

---

<sup>26</sup> zentrale Datenhaltung bedeutet in diesem Kontext, dass der Zugriff auf die Daten über das plattformeigene Datenhaltungssystem erfolgt; das sagt jedoch nichts über die tatsächliche physikalische Verteilung der Daten aus

- Plattformen, die über eine eigene, zentrale Datenhaltung verfügen; werden Daten aus Fremdsystemen abgelegt und ändern sich diese im laufenden Betrieb, dann ist eine regelmäßige Datensynchronisation vorzusehen
- Beispiele: *SAP Sustainability Management* (als zentrales System innerhalb des Unternehmens); APG Datenkarussell zum Abgleich der Bilanzgruppen mit den Regelenergieabrufen
- verteilte Datenhaltung
  - Plattformen, die ihre Daten aus verteilten, unterschiedlichen Datenhaltungssystemen beziehen; neben der plattformeigenen Datenhaltung wird auch auf Daten anderer Systeme zugegriffen; Möglichkeiten der Datenhaltung sind
    - cloudbasierte Datenhaltungssysteme
    - föderierte Datenhaltungssysteme
  - Beispiel für ein cloudbasiertes System: OPOWER (siehe Kapitel 9.4.1 OPOWER)

#### **7.4.1.3 Differenzierung nach Anwendungsfällen**

Die im Folgenden angeführten Beispiele zeigen einige typische Anwendungsfälle mit möglichen Ausprägungen. Die Beschreibungen beschränken sich auf wenige Merkmale, welche ebenfalls beispielhaft zu verstehen sind. Dabei verfügt jede Art von Plattform über gewisse Basisdienste bzw. Basisfunktionen, deren Umfang je nach Plattform stark variieren kann. Zu den typischen Anwendungsfeldern für Basisfunktionen zählen:

- Teilnehmerverwaltung
- Zugriffssicherung (Zugriff nur mit Benutzername und Passwort oder über andere Sicherungsmechanismen)
- Authentifizierung, Authentisierung
- Protokollierung aller Vorgänge auf der Plattform (Logging)
- IT-Sicherheit und Datenschutz
- Zugriff auf Funktionen und Daten über Standardmechanismen (Graphical User Interface – GUI, Application Programming Interface – API)

#### **7.4.1.4 Arten von Plattformen:**

- Data Hub – eine Plattform, auf welcher Daten zur Auswertung, Information oder weiteren Verarbeitung zur Verfügung gestellt werden
  - die Daten stehen in einem definierten Format zur Verfügung
  - der Zugriff erfolgt über eine definierte Schnittstelle (API)
  - häufig ein offenes System (*Open Data*) auf das frei von jedermann zugegriffen werden kann
  - Beispiel: Wetterdaten von Online-Plattformen
- Datendrehzscheibe – eine Plattform, die die Verteilung von Daten zwischen den Plattformteilnehmern abwickelt
  - das Senden und Empfangen von Daten erfolgt für alle Teilnehmer über die Datendrehzscheibe – es gibt also nur einen Kommunikationspartner
  - Datenstrukturen und Schnittstellen sind definiert und müssen von allen eingehalten werden
  - Basisfunktionen vor allem im Bereich Datenschutz und IT-Sicherheit

- Beispiel: Datendrehscheibe der Österreichischen Sozialversicherung<sup>27</sup>
- Portale – Plattformen, die in bestimmten Domänen spezialisiert sind und Informationen und Dienstleistungen in dieser Domäne anbieten (Informations- und Dienstplattform)
  - Aggregation von Daten aus verschiedenen Datenquellen
  - Homogenisierung der Daten und Sicherung der Datenqualität
  - umfangreiche Basisdienste
  - Einbindung von Dienstleistern aus anderen Domänen
  - Beispiel: Power Matcher (siehe Kapitel 9.3.2 Power Matching City)
- Blockchain-basierte Plattformen<sup>28</sup>; eine vielversprechende neue Technologie, die eine völlig neuartigen, dezentralen Aufbau von Plattformen mit sich bringt
  - auf Basis einer konkreten Blockchain-Implementierung bilden die Teilnehmer mit ihren Rechnern ein Netzwerk wobei jeder Rechner einen Netzwerkknoten bildet
  - innerhalb dieses Netzwerk sind Datenhaltung, Dienstangebote und Transaktionen völlig dezentral organisiert
  - jeder Teilnehmer kann jede Funktion übernehmen
  - Daten und sämtliche Transaktionen sind verschlüsselt
  - es gibt keine zentrale Instanz, die z.B. Daten verwaltet, die Datenverschlüsselung bewerkstelligt oder Transaktionssicherheit herstellt – diese Funktionen wie auch viele weitere sind Teil der Blockchain-Implementierung
  - die heute bekannteste Blockchain-Anwendung ist die kryptographische Währung Bitcoin<sup>29</sup>
  - die Blockchain-App-Plattform Ethereum<sup>30</sup> bildet heute die Plattform für eine große Anzahl weiterer Anwendungsszenarien wie zum Beispiel Handelsplattformen; viele Anwendungen befinden sich derzeit im Pilotstadium

#### 7.4.1.5 Offene und geschlossene Systeme

Eine Plattform kann als offenes oder geschlossenes System konzipiert sein.

Ein offenes System zeichnet sich durch die Nutzung offener technischer Standards aus und gewährleistet damit Interoperabilität. Aus organisatorischer Sicht gibt es keine Einschränkungen für die Teilnahme an einer offenen Plattform, sie ist für jedermann zugänglich.

Ein geschlossenes System bietet Interoperabilität – falls überhaupt – nur bei Einhaltung der technischen Vorgaben des Systems. Diese können sowohl auf technischen Standards als auch auf proprietärer Technologie basieren. Organisatorisch ist der Zugriff auf ein geschlossenes System einer ausgewählten Gruppe von Teilnehmern vorbehalten.

<sup>27</sup> Quelle: Österreichische Sozialversicherung. Web: <https://www.sozialversicherung.at/portal27/sec/portal/esvportal/content/contentWindow?contentid=10007.683898&action=2> (2016-03-14).

<sup>28</sup> Quelle: Kosba, A., Miller, A., Shi, E., Wen, Z., & Papamanthou, C. (2015). *Hawk: The blockchain model of cryptography and privacy-preserving smart contracts*. Cryptology ePrint Archive, Report 2015/675, 2015. Web: <http://eprint.iacr.org> (2016-03-14).

<sup>29</sup> Quelle: Nakamoto, S. (2008). *Bitcoin: A peer-to-peer electronic cash system*. Web: <http://www.cryptovest.co.uk> (2016-03-14).

<sup>30</sup> Quelle: Ethereum Foundation. Web: <https://www.ethereum.org> (2016-03-14).

#### 7.4.1.6 Legitimation bzw. Motive der Dateneinbindung

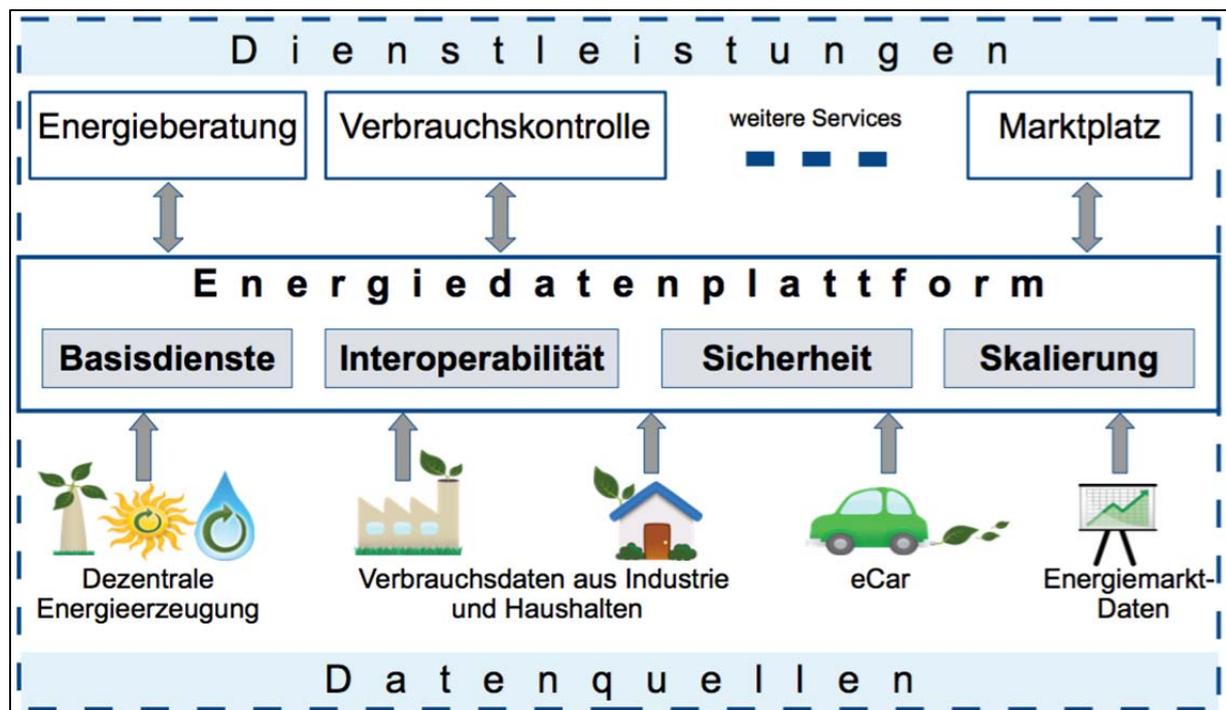
- regulatorisch / rechtlich vorgegeben (z.B. Erneuerbaren Energieanlagen-Kataster in Deutschland)
- staatlich initiierte und standardisierte Plattform mit freiwilliger Teilnahme (Open Data-Initiative AT oder Wechselpattform)
- private aber allseits zugängliche Marktplätze (z.B. Wikipedia, Google, eBay, willhaben.at, Facebook, EEX)
- private geschlossene Systeme (Datenkarussell, Regelenergiemarkt, Intranet-Portale)

#### 7.4.2 Charakterisierung einer Informations- und Dienstplattform

Im komplexen Ökosystem der Energiewirtschaft, in dem die klassischen Energieversorger und etablierte Dienstleister auf eine rasch wachsende Anzahl von Anbietern erneuerbarer Energie aus dezentralen Energiequellen und Anbietern von neuen digitalen Energiedienstleistungen treffen, werden Informations- und Serviceplattformen zukünftig eine bedeutende Rolle spielen. In diesem Abschnitt wird eine typische Ausprägung einer solchen Plattform dargestellt.

Abbildung 1 zeigt das Prinzip einer Plattform für Energiedaten und Dienstleistungen mit beispielhaft angeführten Datenquellen, Basisfunktionen und Dienstleistungen.

Abbildung 24: Prinzip einer Energiedaten- und Serviceplattform. Quelle: Präsentation beim Kreativ-Workshop, unbekannte Quelle.



Zu den grundlegenden Funktionen und Eigenschaften einer Informations- und Service-Plattform zählen unter anderem:

- Zusammenführung von Anbietern und Nachfragern
- Verfügbarkeit einer einheitlichen, von allen Teilnehmern genutzten Infrastruktur
- zentrale Verfügbarkeit von Daten aus verschiedenen Quellen; diese kann erreicht werden durch

- die Aggregation von Daten in einer zentralen Datenhaltung
  - Daten aus unterschiedlichen Quellen werden in eine plattformeigene, zentrale Datenhaltung übertragen
- Zugriffe auf verteilte Datenhaltungssysteme
  - Daten aus unterschiedlichen Quellen stehen über Zugriffsmechanismen der Plattform im Bedarfsfall zur Verfügung
  - mögliche Varianten der Datenhaltung sind
    - cloudbasierte Datenhaltung
    - föderierte Datenhaltungssysteme
- gesicherte Datenqualität durch Homogenisierung der Daten und Datenvoraufbereitung (Aggregation)
- Definition von Plattformstandards für Datenstrukturen, Schnittstellen und Kommunikation
- Offenheit für die Teilnahme von Anbietern aus verschiedensten Branchen
- nutzenbringend für alle Plattformteilnehmer

Dabei liefert die Plattforminfrastruktur die Grundlage für den Austausch zwischen den Teilnehmer auf der Plattform in technischer Hinsicht sowie in Bezug auf die von den Teilnehmern einzuhaltenden Regeln. Zu den Funktionen und Leistungen der Plattforminfrastruktur zählen daher insbesondere:

- Sicherstellung der Vertrauenswürdigkeit und Sicherheit
- Vollständigkeit von Datenreihen und Datenquellen
- Beschleunigung von Geschäftsprozessen
- Datenzugriff über Standardmechanismen (GUI, API)
- Teilnehmerverwaltung (Stammdaten, Berechtigungen, etc.)
- gesicherte Zugänge für alle Teilnehmer
- Authentifizierung, Authentisierung
- Protokollierung aller Vorgänge (Logging)
- technische Standards (Schnittstellen, Protokolle)
- hohe Skalierbarkeit, Stabilität, Verfügbarkeit
- implementiert Grundsätze für Teilnahme an der Plattform (Governance & Policy)

Die Teilnahme an der Plattform bringt Vorteile für Dienstanbieter wie auch für Dienstnutzer. Dazu zählen für Dienstnutzer:

- ein zentraler Zugang zu verschiedensten neuen Diensten und der mit diesen Diensten verbundene Nutzen
- einheitliche Prozesse und dadurch weniger Komplexität bei der Nutzung verschiedener Dienste (Usability)
- Schutz der Privatsphäre, Datenschutz auf einheitlich hohem Niveau

Gegenüber einem eigenständigen Betrieb einer Plattform ergeben sich für Dienstanbieter folgende Vorteile:

- Zugang zu einer breiteren Kundenbasis (potentiell alle Plattformteilnehmer)
- Möglichkeit für neue Geschäftsmodelle
- Synergien im Betrieb der Dienste durch Nutzung der Plattform-Infrastruktur
- Kosteneinsparungen gegenüber Silobetrieb<sup>31</sup>

---

<sup>31</sup> Im Silobetrieb obliegt es dem jeweiligen Dienstanbieter die gesamte für den Betrieb eines Dienstes benötigte Infrastruktur zu realisieren und im betriebsfähigen Zustand zu erhalten.

## 8 Marktdesign und rechtliche Rahmenbedingungen

### 8.1 Methode

Im Kapitel „Marktdesign und rechtliche Rahmenbedingungen“ werden grundsätzlich Ergebnisse aus der Literaturrecherche zum Marktdesign und der Analyse der relevanten Rechtsmaterie beschrieben. Deren Auswirkungen auf den Weg und die Nutzung von Smart Meter-Daten werden eruiert.

#### 8.1.1 Zum Selbstverständnis des Marktmodells

Das von der E-Control erstellte Strommarktmodell<sup>32</sup> stellt eine übersichtliche Erläuterung der Funktionsweise des österreichischen Strommarktes inkl. der für das Funktionieren notwendigen Nebenbedingungen (Ausgleichsenergie etc.) dar. Das Strommarktmodell besitzt per se keine Rechtskraft, ist also nicht z.B. im Rang einer Verordnung anzusehen. Es stellt eine Deskription der aktuellen Rechtslage dar und ergibt sich folglich aus dieser. Andersherum ist allerdings anzunehmen, dass eine neue Modellierung des Strommarkts als Ausgangsbasis für zukünftige Gesetzgebung herangezogen werden wird. Der Vorteil des Strommarktmodells liegt in seiner Erklärungskraft für die systemischen Zusammenhänge der einzelnen gesetzlichen Regelungen. Daher wird das Strommarktmodell auf die in ihm beschriebenen Anreize hin untersucht und diese im Zusammenhang mit der Bereitstellung von Energiedienstleistungen ausgewertet.

#### 8.1.2 Analyse der Rechtsmaterie

Im Rahmen einer Rechtsanalyse werden die österreichische und EU-Rechtsliteratur und die enthaltenen, wesentlichen Aspekte hinsichtlich der Vorgaben zu Daten (Auslesung, Weitergabe, Nutzung) analysiert. Hinsichtlich der Rechtsmaterie werden die relevanten Paragraphen des EIWOG 2010 sowie die folgenden Verordnungen analysiert:

- Intelligente Messgeräte-Einführungsverordnung (IME-VO)
- Intelligente Messgeräte-AnforderungsVO 2011 (IMA-VO 2011)
- Datenformat- und VerbrauchsinformationsdarstellungsVO 2012 (DAVID-VO 2012)

Auf Basis der Ergebnisse der Arbeitspakete 1, 2, 3 und 5 erfolgt eine Analyse, welche erfassten Geschäftsmodelle in Österreich juristisch und auf Basis des gängigen Marktmodells umsetzbar sind (bzw. nicht). Anmerkungen abseits der Rechtsanalyse basieren auf Experteninterviews oder im Zuge des gegenständlichen Projekts SMART I.E.S. sowie Ergebnissen der Projekte Flex-Tarif,<sup>33</sup> LoadShift<sup>34</sup> und der Studie für das BMVIT „Smart Metering im Kontext von Smart Grids“.<sup>35</sup> Wegen inhaltlicher Überschneidungen wurden Textteile der Rechtsanalyse aus LoadShift, Flex-Tarif und Smart Grid Security Guidance (SG)<sup>2 36</sup> übernommen und weiter ausgeführt.

---

<sup>32</sup> E-Control (2013): Das österreichische Strommarktmodell. Verfügbar im Internet: <https://www.e-control.at/documents/20903/-/-/1490db94-6514-4edd-a007-e38f0c33276e> (2015-01-14).

<sup>33</sup> Moser, de Bruyn, Friedl, Schmutzner, Mayr (2015): Flex-Tarif: Entgelte und Bepreisung zur Steuerung von Lastflüssen im Stromnetz. BMVIT Schriftenreihe 1/2015.

<sup>34</sup> Kollmann, Moser, de Bruyn, et al. (2015): LoadShift: Lastverschiebung in Haushalt, Industrie, Gewerbe und kommunaler Infrastruktur Potenzialanalyse für Smart Grids. BMVIT Schriftenreihe 7/2015.

<sup>35</sup> Kollmann, Moser, de Bruyn, Schwarz, Fehring (2013): Smart Grids Begleitforschung: Smart Metering im Kontext von Smart Grids. Studie im Auftrag des BMVIT, Endbericht.

<sup>36</sup> De Bruyn et al. (2015), FFG-Nr. 836276.

### 8.1.3 Experteninterviews

Im Rahmen des Projekts werden Experteninterviews als wissenschaftliche Methode durchgeführt. Für das Energieinstitut an der JKU sind insbesondere jene Interviews interessant, welche aus institutioneller Sicht das Thema Smart Metering Daten behandeln. Plattformen wurden in den Interviews ebenso angesprochen.

## 8.2 Analyse des Marktmodells<sup>37</sup>

Beim „Strommarktmodell“ handelt es sich laut Homepage der E-Control um eine Erklärung der Funktionsweise des österreichischen Strommarkts. Die konkreten Regeln leiten sich also nicht aus dem Strommarktmodell ab, sondern die gesetzlichen und regulativen Vorgaben definieren das Strommarktmodell; es ist anzunehmen, dass das Strommarktmodell dennoch als Skizze zur Gesetzgebung Beachtung findet bzw. fand.

Im Folgenden werden wesentliche, sich direkt oder indirekt auf das Thema Smart Metering, Energiedienstleistungen und Datenweitergabe beziehende Bestandteile des Strommarktmodells hervorgehoben.

### 8.2.1 Prinzipien

Einleitend werden zunächst grundlegende Prinzipien des österreichischen Strommarkts beschrieben.

1. *Der Betrieb der Netze ist von den übrigen, im Wettbewerb befindlichen Bereichen, wie Erzeugung, Handel und Vertrieb, getrennt.*

Das Netz gilt als natürliches Monopol und soll nach ökonomischer Theorie vom Staat reguliert werden. Auch vor der Liberalisierung ergab sich durch die Kontrolle der Länder eine Quasiregulierung; durch die Liberalisierung Anfang der 2000er-Jahre wurde diese aber spezifischer. Die Herauslösung des Netzbetriebs aus den vormals vertikal integrierten Energieversorgern bringt theoretisch (dies festzustellen ist nicht Teil dieses Projekts) eine bessere und marktorientiertere Regulierbarkeit mit sich. Es folgt aber – und dies wird in der Diskussion zu den Themen Smart Grids und Energieeffizienz oftmals als hinderlich bezeichnet – auch eine organisatorische Trennung der (physikalischen) Interessen des Netzbetriebs inkl. der dort vorhandenen Daten und fixen Anbindung des Verbrauchers einerseits und den (virtuellen, marktgetriebenen) Interessen der Lieferanten und deren Know-How für Kundenmotivation und Produktmarketing andererseits. Die Kommunikation der beiden Interessensträger erweist sich als rechtlich geprägt und damit in der Praxis diffizil.

2. *Verteilnetzbetreiber sind im Wesentlichen für den sicheren Betrieb des Netzes, die Messdatenerfassung und die Verwaltung der Netzbenutzerdaten verantwortlich.*

Die Verantwortung der Messdatenerfassung liegt in Österreich beim Verteilnetzbetreiber. Damit verfügt dieser über die relevanten Stromverbrauchs- bzw. Abrechnungsdaten, zumal er neben den Endverbrauchern als einziger Akteur auch Zugang (physisch und digital) zu den Zählern hat. Der Zähler befindet sich im Besitz des Netzbetreibers, d.h. der Endverbraucher hat nur das Recht diesen über die Anzeige oder die unidirektionale Schnittstelle auszulesen.

---

<sup>37</sup> Dieses Kapitels wurde von Simon Moser (Energieinstitut an der JKU Linz) verfasst.

Der sichere Netzbetrieb macht den Verteilnetzbetreiber zu einem wesentlichen Interessenten an den Verbrauchsdaten, v.a. wenn diese, auch im Zusammenspiel mit der dezentralen Einspeisung, immer volatiler werden. Unterstützungsmaßnahmen durch dezentrale Einspeisung, dezentrale Speicher und Demand Response sind für den sicheren Netzbetrieb nicht per se uninteressant.

3. *Übertragungsnetzbetreiber haben neben dem Betrieb der Übertragungsnetze in ihrer Rolle als Regelzonenführer die Aufgabe, zu jedem Zeitpunkt die Ausgeglichenheit von Erzeugung und Bedarf sicherzustellen.*

Der überregionale Ausgleich von Erzeugung und Bedarf braucht ein gut ausgebautes überregionales Hochspannungsnetz, eben um den Ausgleich nicht lokal durchführen zu müssen und Schwankungen bzw. Abweichungen effizienter ausgleichen zu können. Auch hier spielen Maßnahmen, die erst durch „Smartness“ hinsichtlich ihrer Kosten praxisrelevant werden (können), wie z.B. Demand Response, eine wesentliche Rolle. Direkt oder über Aggregatoren können Endverbraucher, Speicher und Erzeuger am Markt für Regelleistung teilnehmen und diesen effizienter werden lassen.

4. *Damit Verbraucher, Erzeuger, Lieferanten und Händler beliebige Geschäfte untereinander abwickeln können, wurde ein sogenanntes Bilanzgruppensystem eingeführt. Jeder Marktteilnehmer, der Strom aus dem Netz bezieht bzw. abgibt oder Strom verkauft bzw. handelt, muss Mitglied in einer Bilanzgruppe sein.*

Endverbraucher werden automatisch über den Liefervertrag einer Bilanzgruppe zugeteilt. Das impliziert, dass der Lieferantenwechsel eines Endverbrauchers auch einen Wechsel der Bilanzgruppe bedeuten kann, wenn sich der neue Lieferant in einer anderen Bilanzgruppe befindet. Nicht jeder Lieferant ist eine eigene Bilanzgruppe, z.B. ist die Ökostrom AG eine eigene Bilanzgruppe, während sich die Wien Energie in der Bilanzgruppe der Energieallianz befindet.

Der Verbrauch eines Endverbrauchers wird vom Netzbetreiber an den Bilanzgruppenkoordinator gemeldet. Für nicht lastgemessene Endverbraucher wird ein Standardlastprofil verwendet. Nur dem Local Player wird das Residuum aus Messung und Verbrauch verrechnet. Dies stärkt die Planbarkeit für kleine und neue Anbieter, macht für diese aber ein Profitieren aus einer bewusst herbeigeführten Lastverschiebung des Endverbrauchers schwierig.

5. *Jeder Netzbetreiber (Verbraucher oder Erzeuger) hat jeweils einen Vertrag mit dem betroffenen Netzbetreiber und mit einem Lieferanten bzw. Händler seiner Wahl abzuschließen.*

Netzbetreiber und (gewählte) Lieferanten haben grundsätzlich vertraglichen Kundenkontakt.

6. *Die in das Netz eingespeisten bzw. entnommenen Strommengen werden grundsätzlich als 1/4-Stundenwerte prognostiziert bzw. abgerechnet. Erzeuger und Verbraucher mit weniger als 50 kW Anschlussleistung oder weniger als 100.000 kWh Erzeugung bzw. Produktion pro Jahr (im Wesentlichen Haushalte und Gewerbebetriebe) werden in der Regel aber nur einmal pro Jahr gemessen. Zur Abbildung der 1/4-Stundenwerte für diese Netzbetreiber werden sogenannte Standardlastprofile erstellt und diesen Netzbetreibern zugeordnet (z.B. Haushalt,*

*Gewerbe, Landwirtschaft, PV-Anlage, etc.). Für alle anderen Netzbenutzer werden Erzeugung bzw. Verbrauch als 1/4-Stundenwerte erfasst.*

Kleine Endverbraucher werden über ein Standardlastprofil prognostiziert und abgerechnet. Bei einem zentral zur Verfügung gestellten Stromaufgebot und einer unbeeinflussten Nachfrageseite sind diese Durchschnittsbetrachtungen als ausreichend anzusehen und vermeiden administrative Aufwände und Kosten bei den Marktakteuren bei gleichzeitig guter wirtschaftlicher Planbarkeit und Übersichtlichkeit für die kleinen Endverbraucher.

Die Verfügbarkeit von Daten aus Smart Metering bringt neue Möglichkeiten der Effizienzsteigerung in das Stromsystem ein und es ist zu hinterfragen, wo eine Verrechnung der Kunden über ein Standardlastprofil weiterhin sinnvoll (weil administrativ kostengünstiger und ohne weitere Auswirkung) ist und wo es mögliche neue Märkte blockiert. Auch kann eine (von einer bewussten Lastverschiebung unabhängige) Steigerung der Energieeffizienz für die Anwendbarkeit von Standardlastprofile bedeutend werden, da sie für bestimmte Uhrzeiten typische Stromverbrauchsmengen (z.B. Beleuchtung abends) verändern kann.

### **8.2.2 Marktprozesse**

Für den gesamten Strommarkt hat Smart Metering die wesentliche Auswirkung, dass Verbräuche mit einer höheren Frequenz gemessen werden können. Neben Informations- und in Folge Verbrauchsaspekten (Energieeffizienz) hat dies kundenseitig v.a. die (mit Smart Metering nachweisliche) zeitliche Verschiebung von Verbräuchen zur Folge. Dies ist insofern hinsichtlich der Marktprozesse relevanter als die generelle Einsparung, weil sie nicht immer wirkt, sondern auch gezielt eingesetzt werden kann.

In der Übersicht zu den Marktprozessen führt das Dokument zum Strommarktmodell aus, dass Prognoseerstellung und Stromhandel bis zu mehreren Jahren vor der tatsächlichen Erzeugung bzw. Abnahme erfolgen kann. Bei einer derart lange im Voraus geplanten Versorgung bzw. Sicherung der Strommenge bedeutet jeder kurzfristige Eingriff über Energiedienstleistungen (hier speziell Demand Response), dass es zu ungeplanten Veränderungen und damit zu einer bewussten Auslösung des Bedarfs für Ausgleichsenergie kommt. Wird die Auslösung des Bedarfs für Ausgleichsenergie damit verhindert, wäre Demand Response natürlich zielführend.

**Ausgleichsenergie-Vermeidung:** Während Demand Response grundsätzlich auch eine Variante der Regelenergiebereitstellung darstellt, wäre Demand Response hier eine Bilanzgruppen-gesteuerte, Bilanzgruppen-interne Alternative zum Bedarf von Ausgleichsenergie.

**Markt:** Die Möglichkeit der Anwendung von Demand Response auch um kurzfristige Hochpreiszeiten zu nutzen (Stromverkauf des durch Demand Response vermiedenen Überschusses), braucht Planung und kurzfristigere Umsetzungsmöglichkeiten und könnte/sollte stärker im Marktmodell integriert werden.

**Regelenergie-Bereitstellung:** Die Regelenergiebereitstellung geschieht aktuell in einer wöchentlichen Auktion, womit eine Planung für die Beteiligung über Demand Response eine statistische Wahrscheinlichkeit der Verfügbarkeit dieser ist. Die statistische Prognose würde sich bei kurzfristigerer Regelenergiebereitstellung wahrscheinlich verbessern, weil die Nutzung der von Demand Response betroffenen Geräte genauer prognostiziert werden kann. Besonders der Sekundärregelenergiemarkt ist für Demand Response interessant. Dazu wäre es vorteilhaft, eine Präqualifikation nicht nur tagesweise, sondern auch für bestimmte Stunden des Tages zu ermöglichen.

## 8.3 Analyse des Rechtsrahmens zu Smart Meter-Daten, unter Beachtung von Datenschutzaspekten<sup>38</sup>

### 8.3.1 Intelligente Messgeräte

In zahlreichen Unionsrichtlinien wird die Installation von intelligenten Messgeräten (sog. Smart Meter) v.a. aufgrund wirtschaftlicher Erwägungen gefordert.<sup>39</sup> Unter einem „intelligenten Verbrauchserfassungssystem“ versteht die EnEff-RL 2012 ein elektronisches System zur Messung des Energieverbrauchs, wobei mehr Informationen angezeigt werden als bei einem herkömmlichen Zähler<sup>40</sup> und Daten auf einem elektronischen Kommunikationsweg übertragen und empfangen werden können.<sup>41</sup> Das EIWOG 2010 definiert das „intelligente Messgerät“ als technische Einrichtung, die den tatsächlichen Energieverbrauch und Nutzungszeitraum zeitnah misst und über eine fernauslesbare, bidirektionale Datenübertragung verfügt.<sup>42</sup> Mit der Installation dieser neuen Stromzähler erübrigt sich zum einen die Auslesung der Stromverbrauchsdaten durch den Netzbetreiber vor Ort, also beim Netzbenutzer<sup>43</sup>, da die Zählerstände nunmehr fernausgelesen werden. Zum anderen werden die Netzbenutzer zeitnah über ihren tatsächlichen Energieverbrauch<sup>44</sup> sowie die damit verbundenen Kosten informiert. Dadurch sollen sie animiert werden, ihr Verbrauchsverhalten zu kontrollieren, anzupassen bzw. zu senken, zumal sie diesbezüglich auch eine direkte Rückmeldung hinsichtlich der Auswirkungen ihrer Verhaltensänderungen erhalten.<sup>45</sup> Zudem sollen die Netzbenutzer auch andere Lieferanten auffordern können, ihnen auf der Basis ihrer Stromverbrauchsdaten ein Angebot zu unterbreiten. Zur Förderung der Energieeffizienz sind die Elektrizitätsunternehmen nach Art. 3 Z 11 EitRL 2009 nämlich gehalten, den Stromverbrauch durch neuartige Preismodelle zu optimieren. Darunter können z.B. nutzungszeitspezifische Tarife, Tarifierungen in kritischen Spitzenzeiten, Echtzeit-Tarifierungen und Spitzenzeitenrabatte fallen. Das gleiche gilt für die Einzelhandelstarife.<sup>46</sup> Aber auch bei diesen neuen Tarifformen müssen die Verbraucher über die geltenden tatsächlichen Preise sowie den tatsächlichen Energieverbrauch klar und verständlich informiert werden.<sup>47</sup> Derartige Tarife, die sich hingegen z.B. nachteilig auf die Energieeffizienz auswirken oder die die Teilnahme an der Laststeuerung verhindern können, sollen von den Mitgliedstaaten beseitigt werden (Art. 15 Abs. 4 EnEff-RL 2012).

#### 8.3.1.1 Einführung intelligenter Messgeräte

Da die im Rahmen der EitRL 2009<sup>48</sup> vorgesehene Durchführung der Kosten/Nutzen Analyse hinsichtlich der Einführung von intelligenten Messgeräten in Österreich positiv ausgefallen

<sup>38</sup> Dieses Kapitels wurde von Kathrin de Bruyn und Simon Moser (Energieinstitut an der JKU Linz) verfasst.

<sup>39</sup> Z.B. in der Richtlinie 2012/27/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 25.10.2012 zur Energieeffizienz, zur Änderung der Richtlinien 2009/125/EG und 2010/30/EU und zur Aufhebung der Richtlinien 2004/8/EG und 2006/32/EG, Abl. L 315/2012, 1 (EnEff-RL 2012) und in der Richtlinie 2009/72/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13.07.2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/54/EG, Abl. L 211/2009, 55 (EitRL 2009).

<sup>40</sup> Der Zähler in der Standardeinstellung zeigt nur den aktuellen Zählerstand. Es können aber auf Wunsch des Kunden Anzeigebereiche freigeschaltet werden.

<sup>41</sup> Art. 2 Z 28 EnEff-RL 2012.

<sup>42</sup> § 7 Abs. 1 Z 31 EIWOG 2010.

<sup>43</sup> Aus Gründen der besseren Lesbarkeit werden personenbezogene Bezeichnungen im folgenden Gutachten überwiegend in männliche Form angeführt. Sie beziehen sich jedoch auf Frauen und Männer in gleicher Weise.

<sup>44</sup> Derzeit werden ¼-Stundenwerte einmal am Tag übertragen.

<sup>45</sup> Erwägungsgrund 50 EitRL 2009; Erwägungsgrund 44 EnEff-RL 2012.

<sup>46</sup> Anhang XI Z 3 EnEff-RL 2012.

<sup>47</sup> Anhang I Abs. 1 lit. c EitRL 2009.

<sup>48</sup> Anhang I Abs. 2 EitRL 2009.

ist<sup>49</sup>, hat sich der österreichische Verordnungsgeber auf der Grundlage des § 83 Abs. 1 EIWOG 2010 dafür entschieden, dass nach § 1 Abs. 1 IME-VO jeder Netzbetreiber<sup>50</sup>

- bis Ende 2015 einen Projektplan über die stufenweise Einführung von intelligenten Messgeräten samt Angabe eines Zielerreichungspfades vorzulegen hat,
- bis Ende 2017 min. 70 vH und
- im Rahmen der technischen Machbarkeit bis Ende 2019 min. 95 vH

der an sein Netz angeschlossenen Zählpunkte mit intelligenten Messgeräten auszustatten hat.<sup>51</sup> Damit ist Österreich über die unionsrechtlichen Vorgaben hinausgegangen, die eine Ausstattung von min. 80 % der Verbraucher bis 2020 vorsehen.<sup>52</sup> Nach § 1 Abs. 5 IME-VO liegt es im Ermessen des Netzbetreibers, welche Endverbraucher er mit intelligenten Messgeräten ausstattet.

Problematisch könnte jedoch der Passus in § 83 Abs. 1 S. 3 EIWOG 2010 aus dem Jahr 2013 werden, wonach der Netzbetreiber im Rahmen der durch die IME-VO vorgegebenen Zielbestimmungen den Wunsch der Endverbraucher, kein intelligentes Messgerät erhalten zu wollen, zu berücksichtigen hat (sog. „Opting out“). Es ist nicht klar, wie der Netzbetreiber in der Praxis herausfinden können soll, ob und wie viele seiner Endverbraucher keinen Smart Meter haben möchten. Möglich erscheint dies nur mittels Umfragen vor dem Rollout zu sein, bzw. er installiert die Geräte einfach in der Hoffnung, dass sich die Verweigerungen innerhalb von 5 % bewegen, damit er das Ziel, bis Ende 2019 min. 95 % seiner Endverbraucher mit Smart Metern auszustatten erreicht. Sofern aber mehr als 5 % die Installation eines Smart Meters verweigern, könnte dies problematisch für den Netzbetreiber werden, der an das Diskriminierungsverbot nach § 9 i.V.m. § 45 Z 20 EIWOG 2010 gebunden ist, das gebietet, dass er sämtliche Netzbenutzer gleich zu behandeln hat. Es stellt sich dann nämlich die Frage, welchen seiner Endverbraucher er den Wunsch gewährt und welche er im Umkehrschluss quasi „zwingen“ muss, den Smart Meter mit intelligenter Funktion zu verwenden. Entgegen der Zielvorgabe im Rahmen der IME-VO wird auch die Ansicht vertreten, dass ohnehin nur das unionsrechtlich vorgegebene Ziel, bis 2020 min. 80 % der Verbraucher mit intelligenten Messgeräten auszustatten, verbindlich sei.<sup>53</sup>

Darüber hinaus ist der Netzbetreiber verpflichtet, dem BMWFW und der e-control über die Einführung, die Kostensituation, die Netzsituation, den Datenschutz und die Datensicherheit sowie die Verbrauchsentwicklung bei den Endverbrauchern im Rahmen des Rollouts der Smart Meter Bericht zu erstatten.<sup>54</sup> Ebenfalls muss er die Endverbraucher über den Einbau eines intelligenten Messgeräts und die damit verbundenen Rahmenbedingungen informieren.<sup>55</sup>

Die Einführung der intelligenten Messgeräte durch die Netzbetreiber wird nach § 2 Abs. 2 IME-VO durch die e-control überwacht, die sodann einen jährlichen Bericht veröffentlicht, der u.a. über die damit verbundene Kostensituation, die Netzsituation, den Datenschutz, die

---

<sup>49</sup> Auch Art. 9 Abs. 1 EnEff-RL 2012 setzt die Bereitstellung der intelligenten Zähler unter die Bedingung der finanziellen Vertretbarkeit.

<sup>50</sup> § 7 Abs. 1 Z 51 EIWOG 2010.

<sup>51</sup> Von dieser Verpflichtung sind solche Endverbraucher ausgenommen, deren Verbrauch über einen Lastprofilzähler gemessen werden, § 1 Abs. 3 IME-VO.

<sup>52</sup> Anhang I Abs. 2 EitRL 2009.

<sup>53</sup> Oberndorfer, Paul, in: Oesterreichs Energie, EIWOG, § 83, S. 299.

<sup>54</sup> § 83 Abs. 1 S. 2 EIWOG 2010 i.V.m. § 2 IME-VO.

<sup>55</sup> § 83 Abs. 1 S. 2 EIWOG 2010.

Datensicherheit, den Stand der Entwicklungen auf europäischer Ebene sowie die Effizienzsteigerungen bei den Endverbrauchern informiert.<sup>56</sup>

### **8.3.1.2 Ausstattung der intelligenten Messgeräte**

Die zu installierenden Smart Meter haben gewisse Anforderungen zu erfüllen, damit sie auf die Zielverpflichtung der Netzbetreiber, die sich aus der IME-VO ergeben, sowie die Entgeltbestimmung gem. § 59 EIWOG 2010 angerechnet werden können.<sup>57</sup> Auf der Grundlage von § 83 Abs. 2 EIWOG 2010 wurde daher die IMA-VO 2011 erlassen, die Aufschluss über die Funktionen gibt, die die intelligenten Messgeräte mindestens erfüllen müssen.<sup>58</sup> An dieser Stelle der Untersuchung sollen jedoch nur einige dieser Anforderungen dargestellt werden, die sich auch auf die Aspekte von Datenschutz und Datensicherheit beziehen.<sup>59</sup>

So müssen die intelligenten Messgeräte dahingehend ausgestattet sein, dass eine Messung und Speicherung der jeweiligen Zählerstände, Leistungsmittelwerte oder Energieverbrauchswerte in einem Intervall von 15 Minuten sowie eines täglichen Verbrauchswerts möglich ist (§ 83 Abs. 2 S. 3 EIWOG 2010 i.V.m. § 3 Z 2 IMA-VO 2011). Nach den Erläuterungen zu § 3 Z 2 IMA-VO 2011 sind die 15-Minuten-Werte v.a. im Hinblick auf die anzustrebenden Energieeffizienzmaßnahmen aber auch für die zeitgleiche Erfassung von Einspeisung und Entnahme (z.B. im Falle des Betriebs einer PV-Anlage) von großer Bedeutung. Zwar müssen die Smart Meter in der Lage sein, die 15-Minuten-Werte auszulesen, allerdings stellt sich die Frage, ob z.B. auch kleinere Intervalle (wie 5-Minuten-Werte) darstellbar sind. Dagegen könnten jedoch zum einen organisatorische Gründe sprechen, da mit einer noch engmaschigeren Auslesung entsprechend mehr Daten verbunden sind, die der Netzbetreiber auslesen, speichern und übermitteln muss. Zum anderen könnten dagegen auch datenschutzrechtliche Gesichtspunkte<sup>60</sup> sprechen, wobei diese wohl mit der ausdrücklichen Zustimmung<sup>61</sup> des Endverbrauchers umgangen werden könnten, wenn dieser Interesse an engmaschigeren Intervallen hat. Neben den 15-Minuten-Werten ist auch die Möglichkeit der Auslesung und Speicherung von Tageswerten erforderlich. Die zuvor aufgeführten Daten müssen 60 Tage<sup>62</sup> im eichpflichtigen Teil des

---

<sup>56</sup> § 83 Abs. 1 S. 3 EIWOG 2010 i.V.m. § 2 Abs. 3 IME-VO.

<sup>57</sup> Sofern intelligente Messgeräte durch die Netzbetreiber bereits vor dem Inkrafttreten der IMA-VO 2011 angeschafft oder eingebaut wurden und damit den darin vorgegebenen Anforderungen nicht standhalten, so können diese Geräte dennoch weiterhin in Betrieb gehalten und auf die Zielverpflichtung angerechnet werden, § 1 Abs. 2 IME-VO.

<sup>58</sup> Da es sich im Rahmen der IMA-VO 2011 um Mindestfunktionsanforderungen handelt, ist davon auszugehen, dass die Funktionalitäten der jeweiligen intelligenten Messgeräte auch darüber hinausgehen können, wobei jedoch davon auszugehen ist, dass die für den Netzbetreiber entstehenden Zusatzkosten wohl nicht durch den Regulator anerkannt werden.

<sup>59</sup> Ausführlich zu den Aspekten von Datenschutz und Datensicherheit in Zusammenhang mit dem Smart Meter: *de Bruyn et. al.* (2015), Smart Grid Security Guidance (SG)<sup>2</sup>, FFG-Nr.: 836276; *de Bruyn/Markl et. al.* (2012), Smart Grids – Rechtliche Aspekte von Intelligenten Stromnetzen in Österreich, FFG-Nr.: 829891; *Markl et. al.* (2010), SMaDa: Smart Metering und Datenschutz in Österreich – Smart Metering and Data Protection in Austria, FFG-Nr.: 825457; *Schrott*, Datenschutz und Datensicherheit, in: Jähnel, Jahrbuch 2014, S. 164 ff.

<sup>60</sup> Bei den Stromverbrauchswerten durch intelligente Messgeräte handelt es sich um personenbezogene Daten, sodass das DSG 2000 und damit das Grundrecht auf Datenschutz zur Anwendung kommen. Dazu ausführlich: *Markl*, Smart Metering und Datenschutz, in: Steinmüller/Hauer/Schneider, Jahrbuch Energiewirtschaft 2011, S. 37 ff.

<sup>61</sup> Dabei muss jedoch davon ausgegangen werden, dass eine solche Zustimmung jederzeit widerrufen werden kann.

<sup>62</sup> Dies hat zur Folge, dass insgesamt 5760 Werte gespeichert werden. Diese Bestimmung dürfte jedoch dem Anhang V der Messgeräterichtlinie (Richtlinie 2014/32/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26.02.2014 zur Harmonisierung der Rechtsvorschriften der Mitgliedstaaten über die Bereitstellung von Messgeräten auf dem Markt, ABl. L 2014/96, S. 149) widersprechen, wonach nach einem Stromausfall im

Smart Meters gespeichert werden können.<sup>63</sup> Nach Ablauf dieser 60 Tage werden die Daten jedoch wieder überschrieben und sind somit nicht mehr verfügbar<sup>64</sup> und auch nicht rekonstruierbar.

Nach § 83 Abs. 2 S. 3 EIWOG 2010 i.V.m. § 3 Z 4 IMA-VO 2011 haben die intelligenten Messgeräte die Möglichkeit zu bieten, mittels einer bidirektionalen Kommunikationsschnittstelle sämtliche gespeicherten Stromverbrauchsdaten fernauszulesen und bis 12 Uhr des darauffolgenden Tages an den Netzbetreiber zu senden. Die genaue Art der Kommunikationstechnologie (z.B. Powerline) wird dabei durch die Verordnung nicht vorgegeben, sodass diese dem Netzbetreiber anheimgestellt ist.<sup>65</sup> Nachdem der Netzbetreiber die Stromverbrauchsdaten erhalten hat, leitet er diese über ein Webportal an den Endverbraucher weiter, worauf jedoch erst in weiterer Folge eingegangen wird.

Die intelligenten Messgeräte sollen nach § 3 Z 5 IMA-VO 2011 über eine Kommunikationsschnittstelle (z.B. M-Bus-Schnittstelle) zu mindestens vier weiteren intelligenten Messgeräten (z.B. aus den Sparten Gas, Wasser, Wärme, etc.) die Kommunikation in beide Richtungen aufbauen können und auch die Datenübertragung für diese zusätzlichen Geräte gewährleisten. Dadurch sollen Synergieeffekte im Sinne des Energiemanagements ermöglicht werden, wobei der Endverbraucher keinen Zugang zu dieser Schnittstelle hat.<sup>66</sup>

§ 3 Z 6 IMA-VO 2011 sieht i.V.m. § 83 Abs. 2 S. 3 EIWOG 2010 vor, dass die intelligenten Messgeräte so auszustatten sind, dass sie über eine Kommunikationsschnittstelle mit externen Geräten, die in der Kundenanlage vorhanden sind (z.B. In Home Displays), kommunizieren und zumindest die nach § 3 Z 2 IMA-VO 2011 erfassten Daten unidirektional ausgeben können. Über diese Schnittstelle sollen die externen Geräte des jeweiligen Endverbrauchers angesteuert werden, sodass sie nur Informationen nach außen, also in eine Richtung (unidirektional), liefert.<sup>67</sup> Der Zugriff auf diese Schnittstelle und damit die Daten ist je nach Einzelfall den Berechtigten (Endverbraucher und je nachdem Lieferant, Energiedienstleister, etc.) einzuräumen. Die Schaltung der Kundenanlage selber (Home Automation) ist allerdings derzeit technisch noch nicht wirklich darstellbar, zumal weitere Schnittstellen fehlen. Die Entwicklung geht aber in die Richtung, dass die Haushaltsanlagen sodann z.B. über das Smartphone gesteuert werden.<sup>68</sup>

Nach § 83 Abs. 2 S. 5 EIWOG 2010 i.V.m. § 3 Z 7 IMA-VO 2011 ist der gesamte Betrieb von intelligenten Messgeräten inkl. ihrer Kommunikation, auch zu externen Geräten, nach dem anerkannten Stand der Technik abzusichern und zu verschlüsseln, um Unberechtigten den Zugriff auf solche Daten, die über den aktuellen Zählerstand hinausgehen, nicht zu ermöglichen. Diese Verpflichtung zur Absicherung der im intelligenten Messgerät gespeicherten Messwerte gegen einen Zugriff Nichtberechtigter gilt auch für alle weiteren Schnittstellen des Geräts (§ 83 Abs. 5 EIWOG 2010). Unter dem Erfordernis der Einhaltung des „Standes der Technik“, das weder im EIWOG 2010 noch in der IMA-VO 2011 definiert wird, versteht man „den auf einschlägigen wissenschaftlichen Erkenntnissen beruhenden Entwicklungsstand fortschrittlicher technologischer Verfahren, Einrichtungen oder Betriebsweisen, deren Funktionstüchtigkeit erprobt und erwiesen ist. Bei der Bestimmung

---

Stromkreis die gemessenen Mengen elektrischer Energie über einen Zeitraum von min. vier Monaten ablesbar bleiben müssen.

<sup>63</sup> § 83 Abs. 2 S. 3 EIWOG 2010 i.V.m. § 3 Z 3 IMA-VO 2011.

<sup>64</sup> Erläuterungen zur IMA-VO 2011, S. 4.

<sup>65</sup> Erläuterungen zur IMA-VO 2011, S. 5.

<sup>66</sup> Erläuterungen zur IMA-VO 2011, S. 5.

<sup>67</sup> Erläuterungen zur IMA-VO 2011, S. 6.

<sup>68</sup> Erläuterungen zur IMA-VO 2011, S. 6.

des Standes der Technik sind insbesondere vergleichbare Verfahren, Einrichtungen oder Betriebsweisen heranzuziehen“.<sup>69</sup>

Des Weiteren sind die intelligenten Messgeräte dahingehend auszustatten, dass die Möglichkeit zu einer Sperrung sowie Entsperrung<sup>70</sup> der Kundenanlage aus der Ferne besteht bzw. den Bezug von elektrischer Energie zu begrenzen, § 3 Z 8 IMA-VO 2011. Die Sperrung bzw. Entsperrung entspricht nicht der Funktion der Tarifschaltung.

Es ist zudem erforderlich, dass die intelligenten Messgeräte ein Fehler- und ein Zugriffsprotokoll unterstützen sowie über eine Manipulationserkennung verfügen, § 3 Z 10 IMA-VO 2011. So dient das Fehlerprotokoll dazu, Spannungsunterbrechungen zu erkennen, sofern diese kleiner als 5 % der Nennspannung ist.<sup>71</sup> Die Manipulationserkennung hat hingegen den Sinn, dass der Netzbetreiber darüber in Kenntnis gesetzt wird, wenn jemand unrechtmäßig auf den Smart Meter zugreift.

Ferner ist nach § 3 Z 11 IMA-VO 2011 vorzusehen, dass das intelligente Messgerät in der Lage ist – unter Einhaltung der eichrechtlichen Vorschriften – Softwareupdates aus der Ferne zu erhalten. Hintergrund dieser Funktionalität ist der, dass z.B. wichtige (neue) Funktionen des Smart Meters aufgespielt werden können sollen, ohne dass es eines Austauschs des Geräts bedarf. Zudem muss in diesem Zusammenhang beachtet werden, dass der Smart Meter bei seinem Betrieb immer dem Stand der Technik zu entsprechen hat. Sofern sich somit der jeweils aktuelle Stand der Technik hinsichtlich der Standards und Sicherheitsanforderungen (z.B. in Bezug auf die Verschlüsselungserfordernisse) künftig, also auch nach der Installation eines Smart Meters in einem Haushalt, ändern und damit verschärfen sollte, so muss der nunmehr aktuelle Stand der Technik von den Herstellern und Netzbetreibern eingehalten und mittels Fernupdates unter Einhaltung der maß- und eichrechtlichen Vorgaben hergestellt werden, sobald dieses verfügbar ist; eine regelmäßige kostenintensive Umrüstung vor Ort bzw. ein Austausch des Smart Meters soll durch die Möglichkeit eines Fernupdates möglichst vermieden werden, zumal eine solche Verpflichtung wohl zumeist unverhältnismäßig wäre.<sup>72</sup> Somit sind die Netzbetreiber nicht nur im Zeitpunkt der Installation eines Smart Meters, sondern auch noch danach, also laufend, verpflichtet, die Absicherung bzw. die Verschlüsselung zum Zwecke der unbefugten Zugriffs nach dem jeweils geltenden anerkannten Stand der Technik vorzunehmen.<sup>73</sup>

Abschließend legt § 3 Z 12 IMA-VO 2011 fest, dass die intelligenten Messgeräte den maß- und eichgesetzlichen sowie den datenschutzrechtlichen Bestimmungen sowie dem anerkannten Stand der Technik zu entsprechen haben. Es ist an dieser Stelle davon auszugehen, dass der Netzbetreiber verpflichtet ist, während der gesamten Vertragslaufzeit bzw. während der Lebensdauer des jeweiligen Smart Meters den jeweils anerkannten Stand der Technik einzuhalten, sodass wohl die gesamte Smart Meter-Infrastruktur dem jeweils anerkannten Stand der Technik zu entsprechen hat und u.a. die Erfordernisse der Sicherheit, Verschlüsselung und die Verhinderung des unbefugten Zugriff gewährleistet sind.<sup>74</sup> Dies

---

<sup>69</sup> So z.B. § 7 Abs. 1 Z 60 GWG 2011; § 2 Z 67 Oö. EIWOG 2006; TOR-Teil A, Version 1.8, S. 55; Allgemeine Bedingungen für den Zugang zum Verteilernetz (AVB) der Netz Oberösterreich GmbH, S. 14, abrufbar unter: [http://strom.netzgmbh.at/eag\\_at/resources/284094835607631929\\_1028631756552887790\\_4K7KgkNN.pdf](http://strom.netzgmbh.at/eag_at/resources/284094835607631929_1028631756552887790_4K7KgkNN.pdf); ausführlich zum Stand der Technik *Saria*, Stand der Technik, in: *Saria*, Stand der Technik, S. 25 ff.; *Saria*, Technik Klauseln, ZTR 2011, 24 ff.

<sup>70</sup> Die Freigabe muss zusätzlich aus Sicherheitsgründen vom Endverbraucher aktiviert werden.

<sup>71</sup> Erläuterungen zur IMA-VO 2011, S. 7.

<sup>72</sup> So auch § 3 Z 11 IMA-VO 2011 sowie die Erläuterungen dazu; *Oberndorfer*, in: *Oesterreichs Energie*, EIWOG, S. 299.

<sup>73</sup> So auch *Santer/Spiel*, Einführung von intelligenten Messgeräten, ZTR 2012, 93, 100.

<sup>74</sup> Also von der Installation des jeweiligen Smart Meters bis zu dessen Austausch bzw. bis zur Vertragsbeendigung. So wohl auch *Santer/Spiel*, Einführung von intelligenten Messgeräten, ZTR 2012, 93, 100.

ergibt sich u.a. daraus, dass die Stromverbrauchswerte Rückschlüsse über die Lebensgewohnheiten des Anschlussinhabers ermöglichen<sup>75</sup> und die Identität des Betroffenen über den Zählpunkt zumindest bestimmbar ist, sodass es sich bei den Verbrauchsdaten um personenbezogene Daten handelt.<sup>76</sup> Diese personenbezogenen Daten im Smart Meter unterliegen dem in Verfassungsrang stehenden Grundrecht auf Datenschutz nach § 1 DSGVO 2000<sup>77</sup>, was bei der Interpretation einfachgesetzlicher Regelungen stets zu berücksichtigen ist. Somit ist streng genommen ab dem Moment, in dem sich der Stand der Technik ändert und die dafür erforderlichen Techniken am Markt erhältlich sind, dieser Umstand vom Netzbetreiber zu beachten. Er hat sodann eine Kosten- und Nutzenanalyse sowie eine Sicherheitsabwägung durchzuführen, um zu entscheiden, ob entweder ein Fernupdate oder eventuell sogar ein Austausch des bereits installierten Gerätes notwendig ist.<sup>78</sup> Allerdings muss dabei auch der Grundsatz der Verhältnismäßigkeit beachtet werden, sodass aus wirtschaftlichen Gesichtspunkten vom Netzbetreiber nicht verlangt werden kann, dass dieser bei jeder den Smart Meter betreffenden technischen Änderung, die sodann zum Stand der Technik erklärt wird, sämtliche ausgerollten Geräte austauscht.<sup>79</sup> Daher soll möglichst den technischen Neuerungen (z.B. bei den Sicherheitsanforderungen) dadurch nachgekommen werden, dass diese mittels eines Fernupdates (z.B. in Form eines Soft- oder Firmware-Updates) auf die bereits in den Haushalten installierten Smart Metern aufgespielt werden, ohne dass allenfalls ein Austausch des Geräts erforderlich wird.<sup>80</sup> Bei der Installation dieser Fernupdates muss jedoch einerseits gewährleistet sein, dass die maß- und eichrechtlichen Bestimmungen (v.a. § 45 MEG<sup>81</sup>) weiter eingehalten werden<sup>82</sup> und dass auch während des Updates alle bisher gespeicherten Stromverbrauchswerte unverändert bestehen bleiben und zusätzlich die in diesem Moment bezogene bzw. eingespeiste Energie gemessen und erfasst wird.<sup>83</sup>

§ 83 Abs. 3 EIWOG 2010 stellt klar, dass die Smart Meter so zu konfigurieren sind, dass grds. nur der aktuelle Zählerstand abgelesen werden kann, womit datenschutzrechtlichen Bestimmungen Rechnung getragen werden dürfte. Nur auf ausdrücklichen Wunsch des Endverbrauchers ist zu Zwecken der Überprüfung von darüberhinausgehenden relevanten Stromverbrauchswerten (dies sind der Tageswert und sämtliche Viertelstundenwerte), die im Smart Meter gespeichert sind, die Sichtanzeige des Geräts entsprechend freizugeben bzw. anschließend wieder in den ursprünglichen Zustand zurück zu setzen. Beide Vorgänge haben für den Endverbraucher kostenlos und ohne großen Zeitaufwand zu erfolgen.

Es muss auf jeden Fall nach § 83 Abs. 4 EIWOG 2010 verhindert werden, dass Nichtberechtigte die historischen Stromverbrauchsdaten des Endverbrauchers weder über die Anzeige noch über die unidirektionale Schnittstelle auslesen können. Diese Regelung wird v.a. bei der Neuvermietung einer Wohnung relevant. Es soll somit mittels einer Sperre verhindert werden, dass der neue Mieter/Endverbraucher die historischen Stromverbrauchswerte einsehen kann. Erst wenn keine derartigen Daten des vorherigen Mieters/Endverbrauchers mehr im Smart Meter gespeichert sind (eine Löschung dieser historischen Daten kommt aus rechtlichen Gründen nicht in Frage), wird die Sperrung durch

<sup>75</sup> So z.B.: Wie viele Personen leben im Haushalt? Wann sind diese anwesend?

<sup>76</sup> *Buschmann/Motyka*, Energieeffizienz, wbl 2011, 11, 16.

<sup>77</sup> Bundesgesetz über den Schutz personenbezogener Daten (Datenschutzgesetz 2000 – DSGVO 2000), BGBl. I 2015/132.

<sup>78</sup> Erläuterungen zu § 3 Z 12 IMA-VO 2011.

<sup>79</sup> So auch *Oberndorfer*, in: Oesterreichs Energie, EIWOG, § 83 S. 299.

<sup>80</sup> Arg. § 14 Abs. 1 DSGVO 2000: „unter Bedachtnahme auf den Stand der technischen Möglichkeiten“.

<sup>81</sup> Bundesgesetz vom 05.07.1950 über das Maß- und Eichwesen (Maß- und Eichgesetz – MEG), BGBl. 2015/148.

<sup>82</sup> Materialien zu § 83 Abs. 2 EIWOG sowie Erläuterungen zu § 3 Z 7 IMA-VO 2011.

<sup>83</sup> Erläuterungen zu § 3 Z 1 IMA-VO 2011.

den Netzbetreiber unverzüglich und kostenlos aufgehoben. Aufgrund der Speicherdauer von 60 Tagen dauert eine solche Sperrung ebenfalls maximal 60 Tage.

Weitere Nutzungsmöglichkeiten wie z.B. die Übermittlung von Signalen (Entgelt- oder Preissignale, Steuersignale, Hinweise, ...) zur Möglichkeit der Verwertung durch den Endverbraucher werden in keinen rechtlichen Vorgaben erwähnt, erscheinen aber möglich.

### **8.3.2 Auslesung und Speicherung der Stromverbrauchsdaten durch den Netzbetreiber**

Nach § 84 Abs. 1 EIWOG 2010 hat der Netzbetreiber dafür zu sorgen, dass spätestens sechs Monate nach der Installation des Smart Meters beim jeweiligen Endverbraucher einmal täglich ein Verbrauchswert sowie sämtliche Viertelstundenwerte in diesem Gerät erfasst und sodann 60 Tage zur Verfügbarkeit des Endverbrauchers zu Zwecken der Verrechnung, Kundeninformation<sup>84</sup>, Energieeffizienz, Energiestatistik und der Aufrechterhaltung eines sicheren und effizienten Netzbetriebs darin gespeichert werden. Aus den Materialien zu § 84 Abs. 1 EIWOG 2010<sup>85</sup> ist zu entnehmen, dass als täglicher Verbrauchswert der jeweils um 24 Uhr erfasste Wert anzusehen ist und damit den gesamten Tagesverbrauch widerspiegelt. Dieser muss somit (genauso wie alle Viertelstundenwerte) jeden Tag erfasst und im Smart Meter gespeichert werden. Das Speicherintervall von 60 Tagen<sup>86</sup> dient dazu, den Endverbrauchern ausreichend Zeit für die Rechnungskontrollen einzuräumen.

Die Auslesung und Verwendung der Viertelstundenwerte der Endverbraucher durch den Netzbetreiber setzt jedoch nach § 84a Abs. 1 EIWOG 2010 voraus, dass der Endverbraucher entweder ausdrücklich zugestimmt hat oder aber sein gewählter Stromliefervertrag dies erforderlich macht. Sofern weder eine solche ausdrückliche Zustimmung noch ein entsprechender Stromliefervertrag vorliegen, darf der Netzbetreiber die Viertelstundenwerte grds. ausnahmsweise nur dann auslesen, wenn dies für die Aufrechterhaltung eines sicheren und effizienten Netzbetriebs, also die Netzführung, unabdingbar ist. Ist diese Ausnahmesituation vorüber, muss er diese Daten wieder löschen und den Endverbraucher zeitnah darüber informieren.

§ 84 Abs. 2 EIWOG 2010<sup>87</sup> verpflichtet die Netzbetreiber, allen Endverbrauchern<sup>88</sup>, die einen Smart Meter verwenden, ihre täglichen Verbrauchswerte (in kWh) spätestens zwölf Stunden nach deren Auslesung in einem kundenfreundlichen Webportal kostenlos zur Verfügung zu stellen.<sup>89</sup> Das gleiche gilt für die Viertelstundenwerte, sofern es eine diesbezügliche vertragliche Vereinbarung gibt, bzw. der Endverbraucher ausdrücklich zugestimmt hat.<sup>90</sup> Werden diese 15-Minuten-Werte ausgelesen, stellen diese aktuell die kleinstverfügbare Zeiteinheit dar, ansonsten gilt dies für die Tageswerte.<sup>91</sup> Aufgrund von datenschutzrechtlichen Erwägungen ist es nicht möglich, dass durch den Netzbetreiber die

---

<sup>84</sup> § 81a EIWOG 2010.

<sup>85</sup> EB AÄA, 03.07.2013.

<sup>86</sup> Hier lässt der Gesetzestext keine Interpretation zu, dass dieser Zeitraum kürzer oder länger sein dürfte. Das bedeutet, dass exakt am 61. Tag jeweils die Messwerte des ersten Kalendertags überschrieben werden, am 62. Tag die des zweiten, usw.

<sup>87</sup> Diese Regelung dient der Umsetzung von Art. 11 Abs. 1 EnEff-RL 2012.

<sup>88</sup> So auch § 3 lit. a DAVID-VO 2012.

<sup>89</sup> Obwohl die Website jedem Endverbraucher zur Verfügung stehen muss, ist von einem initialen Registrierungsvorgang auszugehen. Die Erläuterungen zur VO sehen für die Website Nutzernamen und Passwörter vor.

<sup>90</sup> Endverbrauchern, die keinen oder nur erschwerten Zugang zum Internet haben, ist nach Möglichkeit ein vergleichbarer Informationsstand zu ermöglichen.

<sup>91</sup> Erläuterungen zur DAVID-VO 2012, S. 3.

Stromverbrauchswerte noch engmaschiger als im 15-Minuten-Takt ausgelesen werden, zumal schon die Auslesung der Viertelstundenwerte die Zustimmung bzw. vertragliche Verpflichtungen voraussetzen. Sofern es jedoch der explizite Wunsch des Endverbrauchers ist, dass seine Stromverbrauchswerte engmaschiger ausgelesen werden und dies für den Netzbetreiber organisatorisch und technisch machbar ist, werden diesbezüglich aufgrund der ausdrücklichen Zustimmung des Endverbrauchers keine datenschutzrechtlichen Hindernisse gesehen. Vorgesehen ist dies im EIWOG 2010 jedoch nicht. Da der tägliche Gesamtverbrauchswert nachts um 24 Uhr erfasst wird und nach § 3 Z 4 IMA-VO 2011 bis spätestens 12 Uhr des Folgetages beim Netzbetreiber einlagen muss, hat der Netzbetreiber diese Stromverbrauchswerte spätestens um 24 Uhr zur Einsicht für den Endverbraucher ins Webportal einzuspielen. Sofern der Endverbraucher ein entsprechendes Vertragsverhältnis bzw. zugestimmt hat, muss der Netzbetreiber gleichzeitig auch alle am vorangegangenen Tag gemessenen Viertelstundenwerte in dieses Webportal einstellen. Folglich sind die täglich dort durch den Netzbetreiber eingestellten Stromverbrauchswerte maximal 48 Stunden alt. Durch diese (im Verhältnis zu einer jährlichen Rechnung) zeitnahe Kenntnis seines Stromverbrauchs soll der Endverbraucher animiert werden, diesen zu reduzieren bzw. in andere Zeiten zu verlagern. Vor diesem Hintergrund hat das Webportal auch Hinweise zu enthalten, wie der Endverbraucher dies umsetzen kann.<sup>92</sup> Ebenfalls soll es dem Endverbraucher ermöglicht werden, sich passende Strompreismodelle von anderen Lieferanten anbieten zu lassen und diese besser bewerten zu können. Bezüglich des Webportals haben die Netzbetreiber für eine sichere Identifizierung und Authentifizierung der Endverbraucher (z.B. Mittels eines Usernames und eines Zugangspassworts<sup>93</sup>) zu sorgen sowie die Übermittlung der Daten nach dem Stand der Technik abzusichern<sup>94</sup>, wie es z.B. bei Beachtung der ÖNORM A 770 der Fall ist.<sup>95</sup> Es soll dadurch u.a. verhindert werden, dass Unberechtigte auf das Webportal bzw. auf den Übermittlungsweg der Daten zugreifen, zumal es sich bei diesen um personenbezogene Daten handelt, die dem Grundrecht auf Datenschutz unterliegen.<sup>96</sup>

Sofern die Endverbraucher dieses Webportal nutzen, sind sie nach § 84 Abs. 3 EIWOG 2010 ausdrücklich und transparent in den Allgemeinen Bedingungen des Netzbetreibers sowie bei der Registrierung im Webportal darüber zu informieren, dass Stromverbrauchswerte maximal 36 Monate im Webportal gespeichert werden bzw. die Verfügbarkeit nicht mehr gegeben ist, wenn das Vertragsverhältnis mit dem Netzbetreiber endet. Diese Vorschrift beinhaltet auch einen Schutz dahingehend, dass über das Webportal keine Stromverbrauchswerte von evtl. Vormietern oder Voreigentümern eingesehen werden können.

Nach § 84 Abs. 4 EIWOG 2010 haben die Endverbraucher die Möglichkeit, ihr Nutzerkonto im Webportal jederzeit entweder selber zu löschen oder aber vom Netzbetreiber löschen zu lassen. Darüber hinaus können die Endverbraucher die Stromverbrauchswerte auch monatsweise löschen, zumal zuvor die Möglichkeit besteht, diese lokal zu speichern. Daher müssen die Daten in dem Webportal aufbereitet sein, dass sie nicht nur speicherbar bzw. druckbar sind, sondern auch die Möglichkeit bieten, ohne zu hohen Aufwand für Endverbraucher und Dritte, weiterverarbeitet zu werden. Dies bedeutet eine Speicherung in einem gängigen und „maschinenlesbaren“ Datenformat, z.B. XML.<sup>97</sup>

---

<sup>92</sup> § 3 Z 3 DAVID-VO 2012.

<sup>93</sup> Erläuterungen zur DAVID-VO 2012, S. 3.

<sup>94</sup> So auch § 3 lit. c DAVID-VO 2012.

<sup>95</sup> Erläuterungen zur DAVID-VO 2012, S. 3.

<sup>96</sup> So auch § 3 lit. d DAVID-VO 2012.

<sup>97</sup> § 4 DAVID-VO 2012.

Neben der Möglichkeit des Webportals können die Endverbraucher nach § 84 Abs. 5 EIWOG 2010 auf Wunsch auch über eine unidirektionale Kommunikationsschnittstelle des Smart Meters alle in diesem erfassten Stromverbrauchswerte kostenlos auslesen. Dabei hat der Zyklus der Ausgabe dieser Daten so zeitnah zu erfolgen, dass die Anlagen des Endverbrauchers sinnvoll und effizient betrieben werden können. Darunter fällt aufgrund der Materialien zu § 84 Abs. 5 EIWOG 2010 z.B. das In-Home-Display, das u.U. Stromdaten im Sekundentakt benötigt.

§ 84 Abs. 7 EIWOG 2010 stellt die Grundlage für die DAVID-VO 2012 dar.

### **8.3.3 Übermittlung der Stromverbrauchsdaten an den Lieferanten**

Spätestens am Fünften eines Monats hat der Netzbetreiber gem. § 84a Abs. 2 EIWOG 2010<sup>98</sup> alle täglich erhobenen Verbrauchswerte des vergangenen Monats jener Endverbraucher, deren Verbrauch mittels eines Smart Meters gemessen wird, zwingend an die jeweiligen Lieferanten zum Zwecke der Verbrauchs- und Stromkosteninformation sowie der Rechnungslegung zu übermitteln.<sup>99</sup> Die Übermittlung der Viertelstundenwerte an die jeweiligen Lieferanten setzt im Gegensatz zu den Tageswerten entweder die ausdrückliche Zustimmung des Endverbrauchers oder aber einen entsprechenden Stromliefervertrag voraus. Eine solche Zustimmung wird nur dann als wirksam angesehen, wenn sich aus ihr der Zweck der Datenauslesung<sup>100</sup> und Datenverwendung ausdrücklich und mit hinreichender Klarheit ergibt.<sup>101</sup> Der Stromliefervertrag, dessen Abrechnung die Viertelstundenwerte voraussetzt, impliziert hingegen konkludent die Zustimmung des jeweiligen Endverbrauchers. Bei der Übermittlung der Daten an die Stromlieferanten hat der Netzbetreiber nach § 2 Abs. 2 DAVID-VO 2012 zu gewährleisten, dass diese verschlüsselt erfolgt und die Daten vor dem Zugriff Dritter nach dem Stand der Technik geschützt sind. Zur Übermittlung kann die E-Control ein Format vorgeben, was durch den Verweis der DAVID-VO auf eine Regelung in den Sonstigen Marktregeln auch wahrgenommen wurde.<sup>102</sup>

§ 84a Abs. 4 EIWOG 2010 regelt explizit den Fall, dass ein Smart Meter bei einem Endverbraucher mit aufrechem Vertragsverhältnis installiert wird. Sofern der bestehende Stromliefervertrag die Auslesung von Viertelstundenwerten voraussetzt, ist der Endverbraucher darüber nachweislich<sup>103</sup>, transparent und verständlich zu informieren und es ist sodann seine diesbezügliche ausdrückliche Zustimmung einzuholen, wenn der Endverbraucher bei diesem Vertrag bleiben möchte. Zugleich ist der Endverbraucher jedoch nachweislich, transparent und verständlich auch über die Möglichkeit des Wechsels zu einem Stromtarif, der nur die Auslesung der täglichen Verbrauchswerte voraussetzt, aufzuklären.

---

<sup>98</sup> Diese Regelung dient der Umsetzung von Art. 11 Abs. 1 EnEff-RL 2012.

<sup>99</sup> Dies erfolgt in einer von der Regulierungsbehörde vorgegebenen einheitlichen Format, § 2 Abs. 1 DAVID-VO 2012.

<sup>100</sup> So auch § 84a Abs. 3 EIWOG 2010.

<sup>101</sup> Oberndorfer, Klaus, in: Oesterreichs Energie, EIWOG Kommentar, § 84a, S. 310.

<sup>102</sup> Die Sonstigen Marktregeln Kapitel 11 legen als Format zum Datenaustausch das XML als Basis, das Format der Daten innerhalb der Datei sowie die Bezeichnungen fest.

<sup>103</sup> Dies setzt wohl eine Schriftlichkeit voraus.

### 8.3.4 Verbrauchs- und Stromkosteninformation

Innerhalb einer Woche, nachdem der Stromlieferant vom Netzbetreiber die Smart Meter-Daten<sup>104</sup> seiner Endverbraucher erhalten hat, muss er diesen nach § 81a Abs. 1 EIWOG 2010 auf Basis der Tages- bzw. Viertelstundenwerte eine detaillierte, klare und verständliche Verbrauchs- und Stromkosteninformation<sup>105</sup> über die Gesamtkosten (also inkl. Steuern und Abgaben) kostenlos elektronisch übermitteln. Darin müssen nach § 6 DAVID-VO 2012 min. folgende Informationen enthalten sein:

- eine einfache und klare Darstellung des Verbrauchs (in kWh) sowohl in Zahlenwerten als auch in graphischer Aufarbeitung
- Vergleichswerte über definierte und vergleichbare Zeiträume (Wochen und/oder Monat und Jahr)
- Repräsentative Vergleichswerte
- Hinweise auf Möglichkeiten zur Stromreduzierung und auf Energieberatungsstellen
- eine einfache und klare Information über die Stromkosten inkl. Steuern und Abgaben für eine dem Verbrauchszeitraum entsprechenden Zeit

Bei der Übermittlung dieser Informationen hat der Lieferant die sicherheitstechnischen Anforderungen nach dem Stand der Technik sowie die datenschutzrechtlichen Erfordernisse einzuhalten.<sup>106</sup> Auf Verlangen des Endverbrauchers muss der Lieferant ihm diese Informationen auch kostenlos in Papierform zukommen lassen. Diese monatliche Verbrauchs- und Stromkosteninformation gilt als ein ganz wesentlicher Bestandteil der Informationsverpflichtungen im Zusammenhang mit der Einführung von intelligenten Messgeräten und stellt zudem eine der Säulen der Liberalisierung dar.<sup>107</sup> Das Gebot der Preistransparenz gilt jedoch nicht erst bei der Rechnungslegung, sondern bereits dann, wenn der Lieferant seine Preismodelle (z.B. im Internet) anpreist.<sup>108</sup> Gerade vor dem Hintergrund der besseren und einfacheren Vergleichbarkeit von unterschiedlichen Angeboten einzelner in- und ausländischer Stromlieferanten ist eine solche verständliche und nachvollziehbare Verbraucherinformation, die auch der Preiswahrheit und der Preisklarheit dient, unerlässlich.<sup>109</sup> Nur ein funktionierender Wettbewerb ist in der Lage, niedrigere Preise, bessere Qualität, Innovation und Effizienzsteigerung zu bewirken.<sup>110</sup> Sofern sich der Endverbraucher für das sog. Vorleistungsmodell entschieden hat, schickt ihm sein Stromlieferant die monatlichen Informationen bezüglich sämtlicher Strompreiskomponenten, also auch der Systemnutzungsentgelte. Sofern der Endverbraucher hingegen zwei getrennte Rechnungen (also eine vom Netzbetreiber bezüglich der Netznutzung und eine vom Stromlieferanten bezüglich der reinen Energie bekommt), sind damit auch monatlich zwei entsprechende Verbrauchs- und Stromkosteninformationen verbunden.<sup>111</sup> Allerdings hat der Endverbraucher auch die Möglichkeit, auf diese Verbrauchs- und Stromkosteninformation zu verzichten.

---

<sup>104</sup> Sofern der Stromverbrauch der Endkund/innen noch mit dem klassischen Ferraris-Zähler und ohne Smart Meter gemessen wird, richtet sich die Verbrauchs- und Stromkosteninformation nach § 81b EIWOG 2010. Diesen Endverbrauchern wird quartalsweise ihr Zählerstand bekannt gegeben.

<sup>105</sup> Da es sich dabei lediglich um eine Information handelt, stellt diese keine Rechnung dar, zumal diese in § 81 EIWOG 2010 geregelt ist.

<sup>106</sup> § 5 Abs. 1 DAVID-VO 2012.

<sup>107</sup> Materialien zu § 81a EIWOG 2010, EB AÄA, 03.07.2003; Materialien zu § 81 EIWOG 2010, EB RV 2006 zu § 45c i.d.F. BGBl. 2006/106.

<sup>108</sup> Materialien zu § 81 EIWOG 2010, EB RV 2006 zu § 45c i.d.F. BGBl. 2006/106.

<sup>109</sup> Zanger, Transparenz von Energierechnungen, OZK 2009, 91, 94. Vgl. auch Art. 9 Abs. 2 lit. d EnEff-RL 2012.

<sup>110</sup> Zanger, Transparenz von Energierechnungen, OZK 2009, 91.

<sup>111</sup> § 81a Abs. 2 EIWOG 2010.

### 8.3.5 Rechnung

§ 81 Abs. 1 EIWOG 2010 sieht vor, dass sowohl das Informations- und Werbematerial als auch die Rechnungen<sup>112</sup> transparent und konsumentenfreundlich zu gestalten sind. Sofern sich der Endverbraucher für das Vorleistungsmodell entschieden hat, sodass durch den Stromlieferanten<sup>113</sup> über das Systemnutzungsentgelt und den reinen Energiepreis gemeinsam informiert bzw. diese über eine integrierte Rechnung gemeinsam abgerechnet werden<sup>114</sup>, müssen die einzelnen Einheiten, also das Systemnutzungsentgelt, der reine Energiepreis sowie Steuern und Abgaben in transparenter Weise getrennt ausgewiesen werden.<sup>115</sup> Dabei ist der reine Energiepreis in Cent/kWh unter Anführung eines allfälligen Grundpreises anzugeben. Die einzelnen Systemnutzungsentgeltkomponenten sind einmal jährlich gesondert auszuweisen.<sup>116</sup> Aufgrund dieser Trennung soll eine Vermischung der unterschiedlichen Einheiten zu einem „All-in-Preis“ verhindert<sup>117</sup> und eine bessere Übersichtlichkeit für den Endverbraucher erzielt werden. Vor dem Hintergrund der Konsumentenfreundlichkeit muss der Endverbraucher z.B. auf einen Blick erkennen können, welchen Preis er für eine kWh reine Energie zu leisten hat.<sup>118</sup>

Ferner ist u.a. über die relevanten Zählerstände, die Art der Zählerstandermittlung sowie über den Energieverbrauch im Abrechnungszeitraum zu informieren, wobei auch ein Vergleich zum Vorjahreszeitraum anzustellen ist.<sup>119</sup> Sofern der Endverbraucher möchte, kann ihm auch eine unterjährige Rechnung gelegt werden (§ 81 Abs. 2 EIWOG 2010). Der Begriff „unterjährig“ ist jedoch nicht weiter definiert, sodass nicht klar ist, wie oft (z.B. wöchentlich)<sup>120</sup> ein Endverbraucher mit Ferrariszähler nunmehr wirklich eine Rechnung verlangen kann. Für Endverbraucher mit einem Smart Meter ist dies hingegen in § 81 Abs. 6 EIWOG 2010 in der Weise geregelt, dass sie zwischen einer monatlichen und einer jährlichen Rechnung wählen können. Dabei ist davon auszugehen, dass eine monatliche Rechnung für den Endverbraucher nicht mit Kosten verbunden sein darf.

Nach § 81 Abs. 4 EIWOG 2010 sind die Netzbetreiber und Lieferanten verpflichtet, die Verbrauchs- und Abrechnungsdaten für drei Jahre ab Verfügbarkeit u.a. zum Zwecke der Kontrolle der Richtigkeit (nicht jedoch für Marketingzwecke<sup>121</sup>) aufzubewahren. Diesbezüglich können auch Auskünfte gegenüber dem berechtigten Endverbraucher erteilt bzw. ihm oder auf seine ausdrücklichen Anweisung einem Dritten die Daten unentgeltlich übermittelt werden. Dies hat zur Folge, dass ohne ausdrückliche Anweisung des Endverbrauchers, niemandem die entsprechenden Daten zur Verfügung gestellt werden dürfen, zumal es sich bei diesen Daten um personenbezogene Daten handelt. Ferner muss berücksichtigt werden, dass sich diese Regelung für den Lieferanten nur auf solche Daten beziehen kann, die er auch tatsächlich hat.<sup>122</sup> Werden z.B. für einen Endverbraucher nur die

---

<sup>112</sup> Die Rechnungslegung kann auf Wunsch des Kunden sowohl elektronisch als auch in Papierform erfolgen. Sofern der Endverbraucher sein Einverständnis hinsichtlich der elektronischen Übermittlung widerruft, erhält er die Rechnung zwingend in Papierform, zumal eine Rechnung in Papierform vertraglich nicht ausgeschlossen werden darf.

<sup>113</sup> Das gleiche dürfte für die Erbringer von Energiedienstleistungen im engeren Sinne gelten, wenn diese Endverbraucher beliefern.

<sup>114</sup> In diesem Fall begleicht der Stromlieferant sodann das Systemnutzungsentgelt an den Netzbetreiber.

<sup>115</sup> Das gleiche gilt für den Netzbetreiber bei getrennter Rechnungslegung für seinen Bereich.

<sup>116</sup> § 81 Abs. 3 EIWOG 2010.

<sup>117</sup> *Hauenschild*, in: Oesterreichs Energie, EIWOG, § 81, S. 278.

<sup>118</sup> EB RV 2006 zu § 45c i.d.F. BGBl. I 2006/106.

<sup>119</sup> § 81 Abs. 3 EIWOG 2010.

<sup>120</sup> Dazu näher: *Hauenschild*, in: Oesterreichs Energie, EIWOG, § 81, S. 279.

<sup>121</sup> *Hauenschild*, in: Oesterreichs Energie, EIWOG, § 81, S. 280.

<sup>122</sup> *Hauenschild*, in: Oesterreichs Energie, EIWOG, § 81, S. 280.

Tageswerte übermittelt, hat der Lieferant eben auch nur diese und keine Viertelstundenwerte.

Nach § 81 Abs. 7 EIWOG 2010 steht es im Ermessen der Regulierungsbehörde, bei begründetem Verdacht auf intransparentes Marktverhalten in Zusammenhang mit Mehrfachtarifzeiten bei der Nutzung von Smart Metern, eine Verordnung für Lieferanten mit Vorgaben zur Transparenz dieser Tarife zu erlassen. Außerdem kann die Regulierungsbehörde vorgeben, dass die Lieferanten zumindest einen zeitunabhängigen Tarif anbieten müssen. Der Gesetzeswortlaut lässt jedoch offen, was unter einem „begründeten Verdacht“ und „Mehrfachtarifzeiten“ genau zu verstehen ist. Allerdings lässt sich den Materialien entnehmen, dass darunter Tarife mit zeitvariablen Komponenten, wie es z.B. bei solchen mit drei unterschiedlichen Tarifzeiten der Fall ist, zu fassen sind. Im Rahmen der möglichen Verordnungen sollen jedoch nur Vorgaben hinsichtlich der Transparenz gemacht, nicht hingegen bestimmte Tarifmodelle vorgeschrieben werden. Die Anforderungen an die Transparenz sind v.a. dann recht hoch anzusetzen, wenn die spätere Vertragsbestimmung entscheidend für den Verbraucher ist, den Vertrag in dieser Form abzuschließen, eine darauf bezogene Frage während der Vertragslaufzeit relevant wird und je mehr die Regelung von den Erwartungen des Durchschnittskund/innen abweicht.<sup>123</sup> Dies ist hier aufgrund der Neuartigkeit und Komplexität der verschiedenen möglichen Preismodelle der Fall, die zudem entscheidend von der Kundenakzeptanz abhängen. Diese müssen den Verbrauchern somit ganz explizit und verständlich aufgeschlüsselt werden. So ist es bei einem Mehrfachtarif, also einem zeitvariablen Strompreismodell, erforderlich, dass der Verbraucher mit einem Blick ablesen kann, in welchem Zeitabschnitt (z.B. 9.00 Uhr bis 12.00 Uhr) welcher Preis in Cent/kWh Energie zu zahlen ist und somit für sich entscheiden kann, ob dieser Tarif für ihn Anreize setzt, sein Verbrauchsverhalten dementsprechend anzupassen. Da es der freien Entscheidung des Endverbrauchers obliegt, ob er seine Viertelstundenwerte verwendet haben möchte oder nicht, bedarf es auf jeden Fall eines Tarifs, der auch ohne diese detaillierten Stromverbrauchswerte auskommt. Auf Basis von Vorprojekten (Moser et al. 2015) ist klar davon auszugehen, dass sich zeitunabhängige Preismodelle im Angebot der Lieferanten halten werden. Mögliche Vorgaben zur Transparenz könnten unter anderem sicherstellen, (i) wie abrechnungsrelevante Zählerdaten dem Kunden zur Verfügung gestellt werden müssen und (ii) an welchen Indizes eine Preisorientierung zulässig ist (z.B. Börsenpreisindex). Bei bisherigen Mehrtarifzählern waren getrennte Zählwerke im Einsatz, beim Smart Meter erfolgt eine Berechnung über die Zählerstände. Als offen erscheint v.a. hinsichtlich der § 81 Abs. 3 Z 4 bis Z 7, wie bei dynamischen oder anderen zeitabhängigen bzw. flexiblen Netzentgelten hinsichtlich der Zählerstände bzw. Verbräuche vorgegangen wird. Hier erscheint eine Anpassung des § 81 Abs. 3 EIWOG 2010 als notwendig.

### **8.3.6 Weitergabe der Zählerdaten an Dritte (z.B. Dienstleister)**

Nach § 81 Abs. 4 EIWOG 2010 haben Netzbetreiber und Lieferanten „Verbrauchs- und Abrechnungsdaten [...] unentgeltlich an ihn [Anm.: den Endverbraucher] und nur bei ausdrücklicher Anweisung durch den Endverbraucher an einen genannten Dritten zu übermitteln. Wird der Datenweg über den Lieferanten gewählt, ergeben sich Verzögerungen von bis zu 1,5 Monaten zwischen Messung und Verfügbarkeit der Daten für Dritte.

Dritte dürfen nach § 84 Abs. 7 EIWOG 2010 nicht direkt auf das Webportal zugreifen, d.h. von diesem Daten des Endverbrauchers abfragen. § 4 DAVID-VO 2012 gibt dagegen an,

---

<sup>123</sup> Korinek, Transparenzgebot, JBI 1999, 149, 172.

dass „Daten- und Informationsabfragen [...] für den Endverbraucher und vom Endverbraucher bevollmächtigte Dritte auf der Website in speicher- und druckbarer sowie maschinenlesbarer Form zur Weiterverarbeitung bereitzustellen“ sind. Demnach wäre der Datenbezug Dritter über den Netzbetreiber nach spätestens 48 Stunden möglich (Auslesung um 24:00, Übermittlung an den Netzbetreiber bis 12:00 des Folgetages und Einstellung in das Webportal innerhalb von 12 Stunden); auf Basis der durchgeführten Experteninterviews erscheint in der Praxis eine Einstellung des Tagesverbrauchswerts bzw. der Viertelstundenwerte eines Tages bis zum Morgen des Folgetags realistisch. Eine standardisierte, regelmäßige Weitergabe von Zählerdaten durch den Netzbetreiber an Dritte wird nicht geregelt.

Über die unidirektionale Schnittstelle können Verbrauchsdaten in Echtzeit erfasst werden. Der Zugangscode für die Schnittstelle ist dem Endverbraucher zugänglich zu machen. Durch Weitergabe des Zugangscode können sich auch Dritte der Verbrauchsdaten in Echtzeit bedienen und diese vor Ort („Home Automation“) oder über das Internet zur weiteren Verwertung nutzen.

### **8.3.7 Literaturverzeichnis zu Kapitel 8.3**

*Buschmann, Moritz / Motyka, Simone, Energieeffizienz als Schlüssel zur Klima- und Ressourcenschonung? – am Beispiel des Smart Metering, wbl 2011, S. 11-17*

*Korinek, Stephan, Das Transparenzgebot des § 6 Abs 3 KSchG, JBI 1999, S. 149 - 172*

*Markl, Beatrice, Smart Metering und Datenschutz, in: Horst Steinmüller / Andreas Hauer / Friedrich Schneider (Hrsg.), Energiewirtschaft, Jahrbuch 2011, Wien/Graz 2011, S. 35-52*

*Oesterreichs Energie, EIWOG Kommentar, 2. Auflage, Wien 2013*

*Santer, Stefan / Spiel, Silke, Der Weg ins digitale Energiezeitalter – Eine Abhandlung technischer und rechtlicher Fragen im Zusammenhang mit der Einführung von intelligenten Messgeräten, ZTR 2012, S. 93-102*

*Schrott, Alexandra, Einführung intelligenter Messgeräte („Smart Meter“) im Zusammenhang mit Datenschutz und Datensicherheit, in: Dietmar Jahnelt (Hrsg.), Datenschutzrecht, Jahrbuch 2014, Wien 2014, S. 163-190*

*Zanger, Georg, Auswirkungen mangelnder Transparenz von Energierechnungen auf die einzelnen Energieunternehmen, OZK 2009, S. 91 - 100*

## 8.4 Hemmniskatalog – identifizierte Rechtsbarrieren

Der Anpassungsbedarf im Marktdesign sowie der rechtliche Anpassungsbedarf (angedacht als **Deliverables 4.1 und 4.2**) werden gemeinsam ausgeführt, weil der rechtliche Anpassungsbedarf gleichzeitig eine Änderung im Marktdesign darstellt.

Zusätzlich aus den Ableitungen aus der Rechtsanalyse und der Marktdesignanalyse im Kapitel 4 identifiziert der Hemmniskatalog jene Rechtsaspekte, welche sich aus den beiden Workshops und den Experteninterviews ableiten lassen.

### 8.4.1 Smart Metering

#### 8.4.1.1 Kundenwunsch Funktionsupgrade

Für manche Kund/innen kann es wirtschaftlich oder durch andere individuelle Nutzen interessant sein, am netztopografischen Standort des Smart Meters, also am Schnittpunkt zwischen hausinternem und öffentlichem Netz, zusätzliche und/oder höherfrequente Daten abzufragen. Eine diskutierte Herangehensweise ist der Einbau eines Smart Meters mit mittels Hardware oder Software ausgeweitetem Funktionsumfang.

Argumente für ein solches (Spezial-)Angebot sind:

- Insbesondere Großkund/innen können ihre Werte besser auslesen und über die unidirektionale Schnittstelle direkt nutzen. Der Einbau von Zusatzgeräten, z.B. Zweitzählern gleich hinter dem Zähler des Verteilnetzbetreibers (vgl. Experteninterviews), entfällt. (Hier ist einschränkend anzumerken, dass es sich zwar um Upgrades eines intelligenten Zählers handelt, aber keinen „intelligenten Zähler“ i.S.d. österreichischen Gesetzes betrifft, da dieser nur Kleinkund/innen bis 100 MWh Verbrauch bzw. 50 kW Anschlussleistung umfasst.)
- Auch im regulierten Telekombereich wurden individuelle Telefonapparate verkauft, wo gegen Aufpreis mehr oder bessere Funktionen verfügbar waren.
- Deutschland rollt Smart Meter in Abhängigkeit von der Verbrauchergruppe (nach Anschluss bzw. Verbrauchsmenge) aus.

Argumente gegen ein solches (Spezial-)Angebot sind:

- Kostenreduktion durch Einheitlichkeit: Netztechniker mussten bislang bis zu 30 Zählertypen warten bzw. betreiben können. Nunmehr ist nur mehr das Know-How für einen Typ notwendig; auch wird nur mehr ein Zählertyp angeschafft, was positive Mengeneffekte bringt (Experteninterview).
- Keine bessere Kommunikation: Die Powerline-Verbindung schafft äußerst geringe Bandbreite, wesentlich ist aber die Konnektivität. Durch zusätzliche Datenmengen soll die Konnektivität nicht gestört werden. Es wird also keine (umfangreichere) Kommunikation zum Endkund/innen über den Smart Meter geben (Experteninterviews). Auch besteht bei der Mehrheit der Endkund/innen mit normalem Internet ein leistungsstarker bidirektionaler Kommunikationskanal. Der Engpass besteht also nicht bei der Konnektivität des Zählers, sondern in der Verbindung.
- Kostenreduktion durch Zusatzequipment: Aufgrund der geringen Leitungskonnektivität würden auch Zusatzfunktionen des Smart Meters nicht über die Powerline, sondern über die unidirektionale Schnittstelle direkt zu den Endkund/innen oder über das Internet zu einem Serviceanbieter kommunizieren. Hinsichtlich des Verbrauchs kann der Smart Meter über die unidirektionale Schnittstelle bereits

Echtzeitwerte ausgeben. Ein Spezialzähler, der Zusatzfunktionen hätte, wäre wahrscheinlich teurer als ein Zusatzgerät (Hutschienenzähler), welches auch nur an die Stromleitung (gleich hinter dem Zähler) angeschlossen wird und welches spezifisch den Anforderungen (Phasenmessung, ...) entspricht (Experteninterview).

#### **8.4.1.2 Smart Metering: Klärung des Opt-Out**

§ 83. Abs. 1 EIWOG 2010 schreibt vor: „Im Rahmen der durch die Verordnung bestimmten Vorgaben für die Installation intelligenter Messgeräte hat der Netzbetreiber den Wunsch eines Endverbrauchers, kein intelligentes Messgerät zu erhalten, zu berücksichtigen.“ Hierbei bleibt das Gesetz in zweierlei Hinsicht unklar:

- Erstens ist nicht klargestellt, was passiert, wenn mehr als 5% der Endkund/innen einen Opt-Out wünschen. Dann ist offen, wessen Kundenwunsch nachzukommen ist bzw. nachgekommen werden darf.
- Zweitens ist nicht klargestellt, welches Gerät dann, wenn der Netzbetreiber dem Opt-Out-Wunsch nachkommt, zu verbauen ist: Smart Meter definieren sich anhand der Vorgaben des EIWOG 2010 und der IMA-VO. Fernabschaltbarkeit und regelmäßige Fernauslesung werden als Grundeigenschaften angesehen. Damit stellt sich die Frage, ob der Wunsch, kein intelligentes Messgerät zu bedeuten, erfüllt ist, wenn es sich (i) um einen Zähler ohne zumindest eine der beiden Funktionen handelt (vgl.: E-Control Streitschlichtungsverfahren Anfang 2016), (ii) beide Funktionen nicht aktiv sind (vgl. implizit: E-Control Marktregeln bzw. BMWFW Statement) oder ob es sich gar um keinen elektronischen Zähler handeln darf.

#### **8.4.1.3 Smart Metering: Vereinheitlichung der unidirektionalen Schnittstelle**

Marktnahe Produkte werden sich ihren Weg bahnen. Die innovativsten Geschäftsmodelle brauchen die Smart Meter-Daten meist nicht in Echtzeit bzw. sind schon aktuell mögliche Echtzeit-Datenwege definiert (Schnittstelle). Ein wesentliches wirtschaftliches und organisatorisches, wenngleich nicht unüberwindbares Hemmnis dabei ist, dass bei unterschiedlichen Netzbetreibern unterschiedliche Schnittstellentechnologien angewandt werden. (Hypothetisch müssten die Zähler nur über die Schnittstellen verfügen, aber keine zwei Schnittstellen die genau gleiche Technologie verwenden.) Diese Heterogenität stellt also ein Hemmnis zur Nutzung der Schnittstelle dar.

Folgende Empfehlung ist abzuleiten: Unter Beachtung der Verhältnismäßigkeit in Bezug auf langfristige Vorgaben und laufende Ausschreibungsverfahren sollen Gesetzgeber und Regulator versuchen, die Konfiguration der unidirektionalen Smart Meter Schnittstelle zu vereinheitlichen. Einige Geschäftsmodelle brauchen Daten real-time (Sekunde, teils 20 Sekunden) und dauerhaft. Die Heterogenität der Schnittstellen und die damit verbundenen Kosten der Anpassung des Lesegeräts an die jeweilige Schnittstelle stellen zwar eine überwindbare Barriere, aber doch ein technisches und wirtschaftliches Hemmnis dar.

#### **8.4.1.4 Smart Metering: Nachweisbarkeit der Regelenergiebereitstellung**

Die Regelenergiebereitstellung ist eine essenzielle physikalische Unterstützung des Netzes. Zugesicherte negative oder positive Regelenergieleistungen müssen dementsprechend sicher erbracht werden. Damit dies sichergestellt ist, ist auch eine Überprüfbarkeit von Nöten. In Interviews wurde angemerkt, dass die aus einem Smart Meter über die unidirektionale Schnittstelle ausgegebenen Daten gegebenenfalls für eine Dokumentation unzureichend sein können, weil sie nicht eichrechtlich abgesichert seien. Weitere Interviews unterstreichen sogar, dass einzig der aktuelle Zählerstand laut Zählerdisplay der

eichrechtlich abgesicherte Teil sei. Hinsichtlich der Regelenergiebereitstellung ist aber auch anzunehmen, dass die Bereitstellung in der Präqualifikation und in Testläufen geprüft wird. Auch könnte über die Smart Meter-Daten plausibilisiert werden, ob eine Bereitstellung tatsächlich stattgefunden hat.

## 8.4.2 Zusammenschluss von Verbrauchern

„Mieterstrommodelle“, „gebäudeübergreifender Stromaustausch“, „Microgrids“ und „Verbrauchsinsel“ sind Stichworte für Situationen, in denen kleinere oder größere Gemeinschaften, von benachbarten Ein- oder Zweifamilienhäusern, Mehrfamilienhäusern bis hin zu ganzen Gegenden, eine gemeinsame Nutzung der (meist lokal vorhandenen) Erzeugungs-, Speicher- und Netzressourcen anstreben, um einen gewissen Mehrwert zu erreichen. Dieser Mehrwert kann rein in der Möglichkeit zur Nutzung einer „eigenen“ gemeinschaftlich genutzten PV-Anlage oder in Kostenersparnissen liegen, aber auch andere Bedürfnisse (z.B. Regionalität, Unabhängigkeit) befriedigen. Die technische, rechtliche sowie wirtschaftliche Umsetzung einzelner Varianten wurde von Energieinstitut an der JKU in mehreren Studien bereits untersucht, unter anderem im abgeschlossenen Projekt GebEn<sup>124</sup> sowie im laufenden Projekt StromBIZ<sup>125</sup>.

Das aktuelle Strommarktdesign sieht grundsätzlich keine derartigen Zusammenschlüsse vor (§ 7 Z 83 EIWOG 2010: „Eine Zusammenfassung mehrerer Zählpunkte ist nicht zulässig“).<sup>126</sup> Dies lässt sich auch auf bestimmte andere Zielsetzungen zurückführen, z.B. die freie Wahl des Lieferanten sowie eine gemeinschaftliche und sozialisierte Bewältigung der Kosten des Stromnetzes. **Je nach Zielsetzung des Zusammenschlusses konterkarieren andere Zielsetzungen**, und so ist fallabhängig über die Sinnhaftigkeit von Änderungen des Marktmodells zu entscheiden.

### 8.4.2.1 Ein Kunde, mehrere Zähler

Die Eigennutzung einer Photovoltaikanlage oder eines Batteriespeichers ist nur für den Stromverbrauch der Geräte des Haushalts möglich, die am gleichen Zähler angeschlossen sind wie die PV-Anlage bzw. die Batterie. Für den Stromverbrauch der Geräte des Haushalts, die hinter einem anderen Zähler hängen, ist die Nutzung des eigenen PV- oder Batteriestroms nicht möglich, da dort Strom „normal“ aus dem Netz bezogen wird. Dies ist dann von Relevanz, wenn ein Haushalt durch mehrere Stromzähler versorgt wird, also über den normalen „Tagstrom“ verfügt und zusätzliche Nebenzähler für z.B. Wärmepumpen, Warmwasser, Nachtspeicherheizung oder Ähnliches installiert sind. Eigentlich im selben Haushalt gegebene Möglichkeiten der Optimierung des Eigenverbrauchs entfallen, weil der Stromverbrauch über mehrere Zähler erfolgt.

Hauptgrund dieser strikten Trennung ist, dass der über einen Zähler bezogene Strom dahinter nicht durch ein Verschneiden von Stromkreisen bzw. durch unterschiedliche Entnahme und Einspeisung „vermischt“ werden soll, um so eine klare Abgrenzung und korrekte Abrechnung zu gewährleisten.

- ➔ Die Lösung für dieses Problem ist unklar. Von Energieberatern wird teilweise empfohlen, z.B. im Fall von Warmwasser, alle Verbraucher am Tagstromzähler zu betreiben. Dies bietet nicht nur die Möglichkeit, den PV-Strom auch für Warmwasser

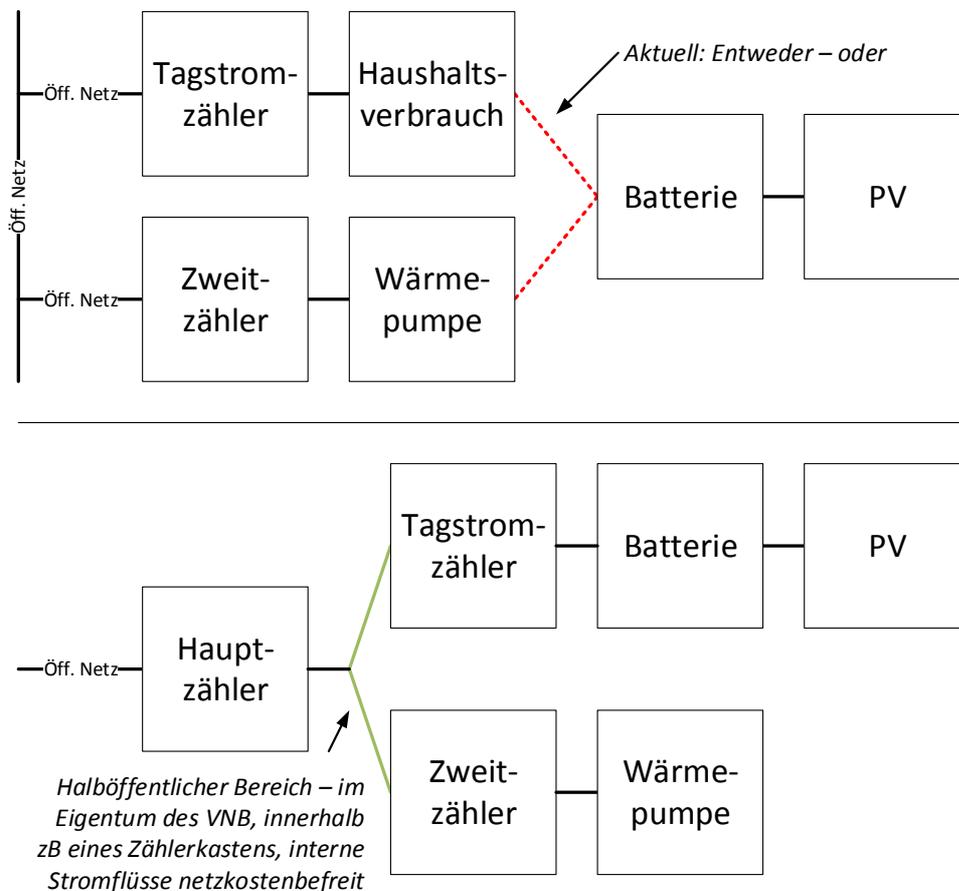
<sup>124</sup> Gebäudeübergreifender Energieaustausch: Rechtliche und wirtschaftliche Rahmenbedingungen und Einflussfaktoren (FFG-Nr.: 840641); Endbericht sowie Musterverträge zum Download unter: <http://www.hausderzukunft.at/results.html/id7340> (am 2016-05-13).

<sup>125</sup> Geschäftsmodelle dezentraler Stromerzeugung und Distribution (FFG-Nr.: 845187); laufendes Projekt.

<sup>126</sup> Direktleitungen stellen wohl Spezialfälle dar (vgl. die beiden genannten Projekte).

einzusetzen, die Kunden sparen auch die jährlichen Pauschalentgelte und die Ökostrompauschale. Damit ergibt sich trotz höherer verbrauchsbezogener Entgelte eine Kostenersparnis (teils auch ohne PV). Bei größeren Verbrauchern wie Heizungswärmepumpen oder Speicherheizungen würden sich aber aufgrund der deutlich höheren kWh-bezogenen Entgelte keine monetären Vorteile ergeben. Hier ist ein Diskussionsprozess einzuleiten, wie es geschafft wird, dass ein Eigenverbrauch im eigenen Haushalt nicht über das öffentliche Netz erfolgen muss.

Abbildung 25: Vorgaben zur Position von PV und/oder Batterie im schematischen Netz. Aktuell muss die Versorgung von entweder Wärmepumpe oder Haushaltsgeräten, wenn diese an unterschiedlichen Zählern angeschlossen sind, über das öffentliche Netz erfolgen (oben). Unten ist eine hypothetische Lösung angeführt, welche als Diskussionsbasis dienen soll (Darstellung: Energieinstitut an der JKU).



Es ist nicht unwahrscheinlich, dass in der Realität durch entsprechende elektrische Verbindungen diese Restriktion umgangen wird. Nachdem dies kaum überprüfbar scheint, wäre diese Vorgabe erst Recht zu ändern.

Eine Änderung im Bereich „ein Kunde, mehrere Zähler“ ähnelt der Thematik der „Mieterstrommodelle“, wo eine Eigentümergruppe mit mehreren Zählern vorliegt.

#### 8.4.2.2 Mieterstrommodelle (Stand März 2016)

Haushalte in Miet- und Eigentumswohnungen können die Vorteile einer Photovoltaikanlage oder eines Batteriespeichers nur eingeschränkt nutzen. Die Stromzähler sind einer individuellen Wohnung zugeordnet, wodurch eine PV-Anlage am Dach oder ein Batteriespeicher im Keller sich netztopografisch stets außerhalb des Kundenbereichs, also

im öffentlichen Netz befindet, wenngleich diese im/am selben Gebäude ist. Dabei spielt es keine Rolle, ob ein oder mehrere Mieter die PV-Anlage besitzen/pachten bzw. die Batterie nutzen.

- Möglich in Mehrfamilienhäusern ist bereits jetzt die Nutzung des PV-Stroms für den Allgemeinstrom.
- Ebenfalls möglich ist auch, dass sich die Eigentümer ihr eigenes PV-Paneel errichten bzw. dass die Mieter ein solches pachten und somit selber zu Erzeugern zum Zwecke der Eigenversorgung werden.
- Schließlich könnte zumindest im Neubau angedacht werden, dass jeder Mieter/Eigentümer durch eine eigene Direktleitung mit einer separaten PV-Anlage inkl. Wechselrichter verbunden wird. Zwar gelten die Leitungen innerhalb von Wohnhausanlagen aufgrund der Definition in § 7 Abs. 1 Z 8 EIWOG 2010 nicht als Direktleitungen, allerdings kann davon ausgegangen werden, dass dieser Passus unionsrechtswidrig ist.<sup>127</sup>
- Problematisch bzw. rechtlich nicht darstellbar ist z.B. die Versorgung der Mieter durch den Eigentümer des Hauses und der PV-Anlage mit PV-Strom. Dies liegt v.a. an den hohen Voraussetzungen dafür, Stromhändler zu werden und auch an der unzulässigen Zusammenfassung mehrerer Zählpunkte (§ 7 Abs. 1 Z 83 EIWOG 2010). Dieses Hindernis könnte allerdings künftig über eine kaufmännisch-bilanzielle Verbrauchsabrechnung mittels der Viertelstundenwerte der Smart Meter überwunden werden. Dies würde jedoch einer gesetzlichen Änderung in der Form bedürfen, dass der Netzbetreiber berechtigt bzw. verpflichtet wird, gegen eine entsprechende Aufwandsentschädigung die Bezugswerte rechnerisch zu ermitteln und abzubilden. Darüber hinaus sollte die Hausleitung eines Mehrfamilienhauses gesetzlich als Kundenanlage definiert werden, über die die Hausbewohner (z.B. Mieter und Eigentümer) mit dem PV-Strom versorgt werden können.
- Derzeit ist eine Novellierung des EIWOG 2010 in der Planung<sup>128</sup>, die die PV-Nutzung im Mehrfamilienhaus regeln soll. Dazu einige Eckpunkte:
  - Regelung für „gemeinschaftliche Erzeugungsanlagen“
  - Die Erzeugungsanlage wird an die Hauptleitung („Steigleitung“) angeschlossen
  - Jeder Wohnungsinhaber kann durch ideelle Anteile an dieser Erzeugungsanlage diese freiwillig nutzen (dadurch bleibt die freie Lieferantenwahl erhalten)
  - Erforderlich ist eine Viertelstundenmessung durch Smart Meter oder Lastprofilzähler für die Erzeugungsanlage und die Verbrauchsanlagen
  - Die Messung, Zuordnung und Saldierung je Zählpunkt erfolgt durch den Netzbetreiber
  - Der Strom wird nicht durch das öffentliche Netz geleitet

#### **8.4.2.3 Gebäudeübergreifender Stromaustausch**

Im Projekt GebEn wurden mehrere Varianten des gebäudeübergreifenden Stromaustauschs mittels einer PV-Anlage mit einer Engpassleistung von max. 5 kWp zwischen zwei benachbarten Einfamilienhäusern (A und B) untersucht.

---

<sup>127</sup> Oberndorfer, EIWOG: Von zulässigen Direktleitungen und unzulässigen Parallelnetzen, ZVG 2015, 238, 239.

<sup>128</sup> Dazu Ennser, Effiziente PV-Nutzung im Mehrparteienhaus, PVA-Kongress, 15.03.2016 in Wien.

Während Haus B in Variante 1 ausschließlich via Direktleitung mit der überschüssigen PV-Erzeugung von Haus A versorgt wird und keinen Anschluss an das öffentliche Netz hat, liegt ein solcher zusätzlicher Anschluss an das öffentliche Netz in Variante 2 hingegen vor. Haus A ist hingegen in beiden Varianten an das öffentliche Netz angeschlossen. In Variante 3 findet der Stromaustausch ausschließlich über das öffentliche Netz statt, sodass die Direktleitung keine Rolle spielt. Dabei wurde festgestellt, dass wenn A seinen überschüssigen PV-Strom an B verkauft, er u.a. zum Elektrizitätserzeuger, Lieferanten und Stromhändler wird, was einen hohen administrativen und organisatorischen Aufwand bedeutet, sodass sich gerade für kleine Stromerzeuger gesetzliche Anpassungen empfehlen. Bei der rechtlichen Untersuchung im Zusammenhang mit der Direktleitung in den Varianten 1 und 2 ist zweifelhaft, ob die landesgesetzlichen Umsetzungsvarianten den unionsrechtlichen und den damit in Zusammenhang stehenden grundsätzlichen Vorgaben des Bundes gerecht werden, sodass es einer entsprechenden Auslegung bedarf, damit A als Erzeuger seinen Nachbarn B als zugelassenen Kunden via Direktleitung mit seinem PV-Strom versorgen kann. Daher sind in dieser Hinsicht gesetzliche Klarstellungen für mehr Rechtssicherheit wünschenswert. Bei der Versorgung des B mit dem überschüssigen PV-Strom des A wird in Variante 2 davon ausgegangen, dass es auf dem Transportweg nicht zu einer gleichzeitigen Nutzung des öffentlichen Stromnetzes und damit auch nicht zu einer Vermischung des Stroms aus der Direktleitung und dem öffentlichen Stromnetz kommen darf, zumal der Wortlaut der Begriffsdefinition zur Direktleitung die „direkte Versorgung“ voraussetzt, und damit den Umweg über das öffentliche Elektrizitätsnetz ausschließt. Folglich ist der Strom, den Haus A in die Direktleitung einspeist, physikalisch und wirtschaftlich mit dem Strom identisch, den Haus B am anderen Ende der Direktleitung entnimmt. Um dies gewährleisten zu können, bedarf es – sofern der Nachbar, wie B in Variante 2, zusätzlich an das öffentliche Stromnetz angeschlossen ist – zwingend zweier Zähler, um eine getrennte Messung der einzelnen Stromzufuhren durchführen zu können, da es nach der Messung, also in der Kundenanlage, sodann zu einer Verbindung und Vermischung des PV-Stroms mit dem aus dem öffentlichen Elektrizitätsnetz kommen darf. In der dritten Variante soll der Stromaustausch hingegen nicht über eine private Direktleitung, sondern über das bestehende öffentliche Stromnetz erfolgen, an das sowohl A als auch B angeschlossen sind. Da A aufgrund der Dimensionierung seiner PV-Anlage den Bedarf des B nicht komplett decken können wird, bedarf es eines zusätzlichen Stromlieferanten. Im Gegensatz zu Variante 2, in der B einerseits von A über die Direktleitung und andererseits durch einen Lieferanten über das öffentliche Netz beliefert wird, sollen hier beide Stromlieferungen über das öffentliche Netz erfolgen. Zwar dürfte diese Variante mit den geltenden Marktregeln vereinbar, jedoch mit großem administrativem Aufwand verbunden sein. So verfügt B nur über einen Zählpunkt, der durch den Netzbetreiber einem Lieferanten zugeordnet wird. Das hat zur Folge, dass A und der andere Lieferant, die zudem einer Bilanzgruppe angehören müssen, sich u.a. hinsichtlich der Ausgleichsenergieerisikotragung, der Abrechnung des B sowie der „internen Fahrpläne“ verständigen müssen.

#### **8.4.2.4 E-Cars: Eigenstromnutzung an einem anderen Ort**

In Experteninterviews von Vorprojekten wurde das Thema des Ladens von E-Cars genannt. Kunden haben am Haus eine PV-Anlage, wenn diese tagsüber produziert, parkt das E-Car jedoch in der Arbeit. Hier sind nicht die anfallenden Netzkosten der Anstoß für Änderungswünsche, denn das Stromnetz wird augenscheinlich zwischen dem Eigenheim und dem Arbeitsplatz in Anspruch genommen. Interessant ist hier eine einfachere Gegenverrechnung, um den selbst produzierten Strom auch über das Netz selbst nutzen zu können.

- ➔ Die Lösung für dieses Problem ist noch nicht greifbar. Dies liegt wohl am Zusammentreffen einer organisatorischen und technischen Herausforderung (wie, d.h. mit welchen Netzkomponenten und Strommengen, verrechnet der Arbeitgeber mit welchem Methoden, z.B. Chipkarte, eigener Subzähler, ...) und der aktuell noch am Rande gegebenen Notwendigkeit (geringe Verbreitung von E-Cars, vielfach keine Lademöglichkeiten oder konträr Gratisladungen beim Arbeitsgeber).

#### 8.4.2.5 Microgrids (Verbrauchs-(halb-)inseln) zum lokalen Verbrauch lokal erzeugten Stroms

Microgrids definieren sich verallgemeinernd durch den lokalen Verbrauch von lokal erzeugtem Strom und dem lokalen Ausgleich von Erzeugungs- oder Abnahmeschwankungen. Implizites Ziel ist, den (Übertragungs-)Netzausbau zum Gesamtnetz weitgehend zu vermeiden, im Falle eines großflächigen Blackouts vom Gesamtnetz unabhängig zu sein oder überhaupt vom Gesamtnetz abhängig zu werden.

Aus den Literaturquellen und auch aus den Diskussionen bei den durchgeführten Workshops kann keine klare Definition abgeleitet werden. Die folgenden Definitionsversuche wurden recherchiert:

Tabelle 16: Definitionen von Microgrids auf Basis einer durchgeführten Literaturrecherche.

#### Definitionen von Microgrids

(auf Basis einer durchgeführten Literaturrecherche)

##### IT Wissen – das große Online-Lexikon für Informationstechnologie

<http://www.itwissen.info/definition/lexikon/Micro-Grid-microgrid.html>, Stand 2016-03-31

„Micro-Grids sind regionale, in sich **geschlossene** intelligente Stromverteilnetze. **Funktional entsprechen sie den Smart Grids, mit denen sie verbunden sind.** An die Micro-Grids sind lokale Energieerzeuger, Energiespeicher und die Energieverbraucher direkt angeschlossen. Bei den Energieerzeugern handelt es sich um kleinere Stadtwerke, Photovoltaikanlagen, Windkraftträder oder Biogasanlagen, deren Energie direkt vom Verbraucher genutzt oder in kleineren Energiespeichern gespeichert wird.“

„Micro-Grids sind autark und haben die Vorteile, dass die **Energie verbrauchsnahe erzeugt wird und über kurze Entfernungen zum Verbraucher gelangt.** Sie sind mit dem Smart Grid gekoppelt, **in das sie überschüssige Energie einspeisen, aber aus dem sie auch fehlende Energie entnehmen können. Durch das Zu- und Abschalten vom Smart-Grid kann das Micro-Grid dann Strom aus dem Smart-Grid beziehen, wenn er günstig angeboten wird.** Zu den Komponenten von Micro-Grids gehören die beim Verbraucher eingerichteten Smart Meter, das Lastmanagement und das Distribution Management System (DMS).“

*Anmerkung:* Diese kausal ungeschlossene Definition spiegelt sehr gut den beobachteten Diskussionsprozess zur Rechtfertigung von Microgrids wider. Microgrids seien geschlossen regional, aber doch mit dem Gesamtnetz verbunden. Sie verbrauchen lokal erzeugten Strom, aber beziehen günstigen oder fehlenden Strom vom Gesamtnetz bzw. geben überschüssigen (verkaufbaren) Strom an das Gesamtnetz ab.

##### Galvon Electricity Initiative

<http://galvinpower.org/microgrids>, Stand 2016-03-31

“Microgrids are modern, **small-scale versions of the centralized electricity system.** They achieve specific local goals, such as reliability, carbon emission reduction, diversification of energy sources, and cost reduction, established by the community being served. Like the bulk power grid, smart microgrids generate, distribute, and regulate the flow of electricity to consumers, **but do so locally.** Smart microgrids are an ideal way to integrate renewable resources on the community level and allow for customer participation in the electricity enterprise. They form the **building blocks** of the Perfect Power System.”

*Anmerkung:* Diese Kurzdefinition zielt wesentlich mehr auf die Darstellung des Microgrids als vollautonome Verbrauchsinsel ab. Abschließend folgt jedoch die Anmerkung, dass das Microgrid einen Baustein des Gesamtnetzes darstellt, wobei jedoch die dann offensichtlich nötige oder gewünschte Interaktion mit diesem Gesamtnetz bzw. den anderen Bausteinen im Unklaren bleibt.

## Definitionen von Microgrids

(auf Basis einer durchgeführten Literaturrecherche)

### General MicroGrids

<http://www.generalmicrogrids.com/#!/about-microgrids/c1r3e>, Stand 2016-03-31

“A microgrid is a discrete energy system consisting of distributed energy sources (including demand management, storage, and generation) and loads capable of operating in parallel with, or independently from, the main power grid. The primary purpose is to ensure local, reliable, and affordable energy security for urban and rural communities, while also providing solutions for commercial, industrial, and federal government consumers. Benefits that extend to utilities and the community at large include lowering greenhouse gas (GHG) emissions and **lowering stress on the transmission and distribution system**.

In many respects, **microgrids are smaller versions of the traditional power grid**. Like current electrical grids, they consist of power generation, distribution, and controls such as voltage regulation and switch gears. However, microgrids differ from traditional electrical grids by providing a closer proximity between power generation and power use, resulting in efficiency increases and transmission reductions. Microgrids also integrate with renewable energy sources such as solar, wind power, small hydro, geothermal, waste-to-energy, and combined heat and power (CHP) systems.

Microgrids perform dynamic control over energy sources, enabling autonomous and automatic self-healing operations. During normal or peak usage, or at times of the primary power grid failure, a **microgrid can operate independently** of the larger grid and isolate its generation nodes and power loads from disturbance without affecting the larger grid's integrity. Microgrids interoperate with existing power systems, information systems, and network infrastructure, and are capable of feeding power back to the larger grid during times of grid failure or power outages.”

*Anmerkung:* Diese Definition ist die umfassendste und konkreteste der betrachteten Definitionen. Sie streicht v.a. die zwei Aspekte hervor: Erstens, dass durch den lokalen Verbrauch der lokal erzeugten Energie Netzkosten gespart werden. (Die Definition geht dabei nicht näher auf einen möglichen Energiehandel mit bzw. die Nutzung von Regelenergie aus dem Gesamtnetz ein.) Zweitens, dass ein Microgrid im Störfall eine ausreichende interne Bereitstellung sowie Qualitätsregelung durchführen kann.

Im Folgenden wird versucht, die Diskussionsbestandteile so zu unterteilen, dass sich schlüssige Definitionen für bestimmte Typen von Microgrids ergeben. Auch das in den USA angesiedelte „Microgrids Institute“ unterscheidet nicht nach der Größe des Microgrids, sondern nach dem Zweck (<http://www.microgridinstitute.org/about-microgrids.html>, 2016-03-31). Insofern können folgende eigene Definitionen von Microgrids abgeleitet werden.

Tabelle 17: Ausarbeitung bzw. Ableitung von Definitionen für Microgrids

### Abgeleitete Definitionen von Microgrids

#### Das Microgrid als abgeschlossene Verbrauchinsel – Autonomie

Das Microgrid ist ein nicht mit dem Verbundnetz zusammengeschlossenes Stromnetz. Damit müssen Produktion und Verbrauch regional aufeinander abgestimmt sein und auch die Ausgleichsenergie (in diesem Fall gleich der Regelenergie) regionale bereitgestellt werden. Anm.: In Diskussionen wird Ausgleichsenergie oft fälschlicherweise als jene Energie verallgemeinert, welche von außen einem Netzabschnitt zugeführt wird.

#### Das Microgrid als mögliche Verbrauchinsel z.B. im Blackout-Fall – Autarkie

Das Microgrid ist ein mit dem Verbundnetz zusammengeschlossenes Stromnetz. Im Fall eines Blackouts im Verbundnetz kann das Microgrid unabhängig betrieben werden. Dies bedeutet wohl für die Praxis, dass Produktion und Verbrauch regional stark aufeinander abgestimmt sind und Regelenergie jederzeit bereitsteht, aber im Normalzustand Strom und **Ausgleichsenergie** mit dem Verbundnetz ausgetauscht werden.

#### Das Microgrid als planmäßiger Eigenversorger mit Regelenergiebedarf

Das Microgrid ist ein mit dem Verbundnetz zusammengeschlossenes Stromnetz. Regionale Erzeugung und regionaler Verbrauch sind im Planbetrieb aufeinander abgestimmt. Kurzfristige Abweichungen (Prognosefehler) führen zu einem Regelenergiebedarf, der durch Interaktion mit dem Verbundnetz ausgeglichen werden kann.

#### **Das Microgrid als bilanzieller Eigenversorger**

Das Microgrid ist ein mit dem Verbundnetz zusammengeschlossenes Stromnetz. Regionale Erzeugung und regionaler Verbrauch sind langfristig bilanziell ausgeglichen. Kurzfristig ergeben sich Stromzuflüsse und -abflüsse sowie Ausgleichsenergieflüsse mit dem Verbundnetz.

*Anm.: Bilanzielle Ausgeglichenheit wird dazu führen, dass alle Microgrids z.B. zu Sommerüberschüssen und Winterunterdeckung tendieren. Damit würde sich am aktuellen Gesamtsystem (Speicherbedarf und Bedarf kalorischer Kraftwerke) nichts ändern.*

#### **Das Microgrid als unabhängige Regelzone mit Stromzu- und Stromverkäufen**

Das Microgrid ist ein mit dem Verbundnetz zusammengeschlossenes Stromnetz. Planmäßig wird Strom zugekauft oder verkauft. Die Regelenergiebereitstellung erfolgt jedoch ausschließlich regional.

*Anm.: Die regionale Bereitstellung von Regelenergie bedeutet zwar, dass Prognosefehler lokal korrigiert werden können, da aber eine Abhängigkeit vom Stromzukauf besteht, könnte genauso gut die Regelenergie zugekauft werden, wenn sie günstiger ist.*

### **8.4.3 Verrechnung von Kleinkund/innen über Standardlastprofile**

Aktuell können Lieferanten dynamische oder zeitabhängige Stromtarife anbieten. Die Kunden können davon profitieren, die Lieferanten aber nicht – weder hinsichtlich Ausgleichsenergie noch hinsichtlich Weitergabe von Börsenpreisen, weil ihnen aktuell beim Clearing das Standardlastprofil als Verbrauch angerechnet wird, auch wenn Smart Meter-Daten verfügbar wären. Der Local Player als Verantwortlicher für das Residuum (Erzeugung minus Netzverluste minus Standardlast der den nichtlokalen Lieferanten zugehörigen Kunden entspricht den Verbräuchen des Local Player) kann als einziger Marktakteur dynamische Tarife anbieten UND nutzen.

Die E-Control und ein Netzbetreiber weisen darauf hin, dass die Weiterübermittlung der Viertelstundenwerte und das Clearing über diese Werte bald umgesetzt sein könnten (Stand Mai 2016). Die E-Control weist auch darauf hin, dass besonders für neue noch kleine Anbieter die Verrechnung über das Standardlastprofil Vorteile bringen kann, weil damit eine Risikokomponente, nämlich die Unkenntnis des Lastverlaufs von wenigen Kunden, wegfällt.

## 8.5 Quervergleich der Geschäftsmodelle und Kundennutzen mit dem Rechtsrahmen<sup>129</sup>

Dieses Kapitel entspricht dem Deliverable D4.3: „Quervergleich der Geschäftsmodelle und Kundennutzen mit dem Rechtsrahmen“.

*Tabelle 18: Quervergleich der Geschäftsmodelle und Kundennutzen mit dem Rechtsrahmen: Anmerkungen zur rechtlichen Machbarkeit rein auf Basis der im Zuge von SMART I.E.S. durchgeführten Analysen.*

<b>Geschäftsmodell und Kurzbeschreibung (weitere Ausführungen siehe Kapitel 5.3)</b>	<b>Anmerkungen zur rechtlichen Machbarkeit <i>rein</i> auf Basis der in Analysen im Zuge von SMART I.E.S.</b>
<p>Primär mengenabhängige Verbrauchsbeeinflussung (Energieeffizienz): (Energetische) Optimierung in Unternehmen anhand von Sensordaten: Unabhängig vom Smart Meter werden unterschiedliche Verbrauchs- und andere Messwerte kabellos erfasst und an eine Cloud-Anwendung gesendet. Dort stehen viele Funktionen zur Verfügung, die gesammelten Daten zu analysieren und zu vergleichen. Beispiele: Linemetrics</p>	<p><b>Machbar.</b> Das Monitoring und die Auswertung der Messwerte erfolgt unabhängig von den Daten des Smart Meters oder eines Lastprofilzählers. Würden diese eingebunden, werden sie freiwillig durch das Unternehmen einem Dritten zugänglich gemacht. Die Übertragung der Stromverbrauchswerte zur Cloud über den Smart Meter anstelle über das Internet (und in Folge das Stromnetz und den Netzbetreiber) ist aufgrund der nur unidirektionalen Schnittstelle nicht möglich.</p>
<p>Primär mengenabhängige Verbrauchsbeeinflussung (Energieeffizienz): Energieverbrauchsreduktion anhand von tatsächlichen Verbrauchswerten. Gegebenenfalls erfolgt ein Vergleich mit anderen Nutzer/innen des Geschäftsmodells. Beispiele: OPower <i>Energy Efficiency</i></p>	<p><b>Machbar, auf freiwilliger Basis.</b> Die aktuelle Gesetzgebung und Regulierung sehen nicht vor, dass Smart Meter-Daten (automatisch) an Dritte transferiert werden. Endkund/innen können jedoch den Zugriff auf ihre Daten aus der Smart Meter-Schnittstelle z.B. Lieferanten oder Energiedienstleistern gestatten.</p>
<p>Primär mengenabhängige Verbrauchsbeeinflussung (Energieeffizienz): Energieverbrauchsreduktion durch Visualisierung von tatsächlichen Verbrauchswerten einzelner Geräte. Beispiele: OPower <i>Digital Engagement</i></p>	<p><b>Machbar.</b> Das Monitoring und die Auswertung der gerätespezifischen Messwerte erfolgt unabhängig von den Daten des Smart Meters oder eines Lastprofilzählers. Würden diese eingebunden, werden sie durch die Endkund/innen freiwillig einem Dritten (z.B. dem Lieferanten oder Energiedienstleister) zugänglich gemacht. <b>Die Übertragung der Werte zur Cloud über den Smart Meter anstelle über das Internet (und in Folge das Stromnetz und den Netzbetreiber) ist aufgrund der nur unidirektionalen Schnittstelle nicht möglich.</b></p>
<p>Verbrauchsbeeinflussung (Energieeffizienz und Demand Response): Abrechnung der Endkund/innen auf Basis der stündlichen Verbräuche in Kombination mit den am Vortag festgelegten und an die Endkund/innen übermittelten EEX Strombörse-Preisen. Beispiele: aWATTar Hourly</p>	<p><b>Machbar.</b> Die Viertelstundenverbrauchswerte aus dem Smart Meter stehen dem Anbieter des Geschäftsmodells monatlich zur Verfügung, da es sich dabei um den Stromlieferanten handelt. Bis zuletzt konnte der Stromlieferant selbst nicht von durchgereichten Börsenpreisen profitieren, da das Clearing von Smart Meter-Kund/innen über das Standardlastprofil erfolgt. Änderungen sind aktuell (Stand Mai 2016) in Diskussion.</p>
<p>Primär zeitabhängige Verbrauchsbeeinflussung (Demand Response): Abrechnung der Endkund/innen auf Basis der stündlichen EEX Strombörse-Daten des Folgetages; Vergleich der Verbräuche mit und ohne der Verbrauchsbeeinflussung. Beispiele: OPower <i>Demand Response</i></p>	<p><b>Machbar, auf freiwilliger Basis.</b> Die aktuelle Gesetzgebung und Regulierung sehen nicht vor, dass Smart Meter-Daten (automatisch) an Dritte transferiert werden. Endkund/innen können jedoch ihrem Lieferanten oder Energiedienstleister den Zugriff auf ihre Daten aus der Smart Meter-Schnittstelle freiwillig gestatten.</p>

<sup>129</sup> Dieses Kapitels wurde von Kathrin de Bruyn und Simon Moser (Energieinstitut an der JKU Linz) verfasst.

Geschäftsmodell und Kurzbeschreibung (weitere Ausführungen siehe Kapitel 5.3)	Anmerkungen zur rechtlichen Machbarkeit <i>rein</i> auf Basis der in Analysen im Zuge von SMART I.E.S.
Primär zeitabhängige Verbrauchsbeeinflussung (Demand Response): Automatische Steuerung von endkundenseitigen Geräten auf Basis des verrechneten stündlichen Börsenpreises. Beispiele: aWATTar Syncer	<b>Machbar.</b> Die Steuerung der Geräte erfolgt durch die Endkund/innen automatisch und ersetzt eine manuelle Steuerung. Smart Meter-Daten sind für die Abrechnung potenzieller, erzielter Veränderungen nicht erforderlich.
Primär mengenabhängige Verbrauchsbeeinflussung (Energiesparen): Motivation zu Verhaltensänderungen, ggf. unterstützt durch monetäre oder nichtmonetäre/soziale Anreize. Beispiele: bgood, OPower <i>Digital Engagement</i> (Segment „Drive key actions with rewards and an online marketplace“)	<b>Machbar.</b> Smart Meter-Daten sind für eine Abrechnung bzw. Bestätigung der Verhaltensänderungen nicht zwingend erforderlich.
Verbrauchsbeeinflussung, Komfort, energiefertige Services: Smart Homes inklusive Funksteckdosen und Kommunikation zur Smart Phone App Beispiele: QGate, Loxone	<b>Machbar.</b> Das Monitoring und die Auswertung der Messwerte erfolgt unabhängig von den Daten des Smart Meters oder eines Lastprofilzählers. Würden diese eingebunden, werden sie durch die Endkund/innen freiwillig einem Dritten zugänglich gemacht. Die Steuerung der Geräte erfolgt durch die Endkund/innen automatisch und ergänzt damit eine manuelle Steuerung. Smart Meter-Daten sind für die Abrechnung potenzieller, erzielter Veränderungen nicht erforderlich.
Spannungshaltung: Schaltung von endkundenseitigen Anlagen zur Spannungshaltung im jeweiligen Netzabschnitt. Beispiele: potenziell Cybergrid	<b>Machbar.</b> Smart Meter-Daten sind für eine Abrechnung bzw. Bestätigung der Schaltung nicht zwingend erforderlich, diese kann auch anders bestätigt werden (z.B. gerätespezifischer Submeter).
Frequenzhaltung (Regelleistung): Schaltung von endkundenseitigen Anlagen zur (gemeinschaftlichen) Bereitstellung von positiver oder negativer Regelernergie am Regelergergiemarkt. Beispiele: Cybergrid	<b>Machbar.</b> Smart Meter-Daten sind für eine Abrechnung bzw. Bestätigung der Schaltung nicht zwingend erforderlich, diese kann auch anders bestätigt werden (z.B. Submeter). Es ist auf die Präqualifikationskriterien am Regelergergiemarkt zu verweisen.
Schwarzstartfähigkeit: Unterstützung der Wiederherstellung der Versorgung mit Strom nach einem Blackout, erreicht durch die Möglichkeit des Anfahrens des Kraftwerks ohne Netzstrom.	Die Schwarzstartfähigkeit ist ein wesentliches Attribut bestimmter Kraftwerkstypen (z.B. Pumpspeicher). Der Wiederaufbau der Versorgung erfolgt zentral gesteuert. Ob hier die direkte Ansteuerung kleiner, dezentraler Kraftwerke (PV, Wind, Mikro-KWK, etc.) unterstützend beitragen kann, ist technisch fraglich. Auch ob eine Vergütung der Unterstützung des Wiederaufbaus überhaupt Smart Meter-Daten benötigen würde bzw. ob diese dann überhaupt Verwendung finden können, ist technisch fraglich. Smart Meter-Daten würden dem Netzbetreiber aber grundsätzlich am Folgetag zur Verfügung stehen.
Stromhandel (Spotmarkt) und Ausgleichsenergie: Durch Angebote der Verbrauchsbeeinflussung (siehe oben) gewinnt der Anbieter des Geschäftsmodells aktuelle Daten und kann Prognosen über die tatsächliche Verbrauchsentwicklung erstellen. Diese Prognosen können für den Stromhandel (Spotmarkt) und Ausgleichsenergiebeschaffung genutzt werden. Beispiele: Twingz	<b>Machbar.</b> Soweit oben angeführte Restriktionen beachtet werden, ist ein Angebot von Prognosen, die auf Basis von im Unternehmen verfügbaren Daten erstellt wurden, an Netzbetreiber und Energiehändler (Tradings) möglich.
Portal als Geschäftsmodell: Einrichtung eines Daten-, Informations- oder Serviceportals auf Basis der tatsächlichen Verbrauchswerte von Endkund/innen.	<b>Machbar, auf freiwilliger Basis.</b> Die aktuelle Gesetzgebung und Regulierung sehen nicht vor, dass Smart Meter-Daten (automatisch) auf ein Portal außerhalb des Webportals des Netzbetreibers transferiert werden. Endkund/innen können ihre Daten aus der Smart Meter-Schnittstelle oder vom Portal des Netzbetreibers freiwillig auf das Portal eines Dritten transferieren.

## 8.6 „Faktencheck Smart Metering“<sup>130</sup>

Die Bereitstellung eines „Faktenchecks Smart Metering“ folgt auf eine Anfrage des BMVIT und soll darstellen, welche Fakten auf gesetzlicher Basis zur Messung, Auslesung und Speicherung von Smart Meter-Daten vorliegen. Die Übermittlung des Faktenchecks erfolgt separat an den Auftraggeber BMVIT und wird generell öffentlich zugänglich sein.

## 8.7 Daten- und Serviceportal als regulierte Rahmenbedingung

### 8.7.1 Ein reguliertes Datenportal für die aktuell vorgesehenen Datenwege

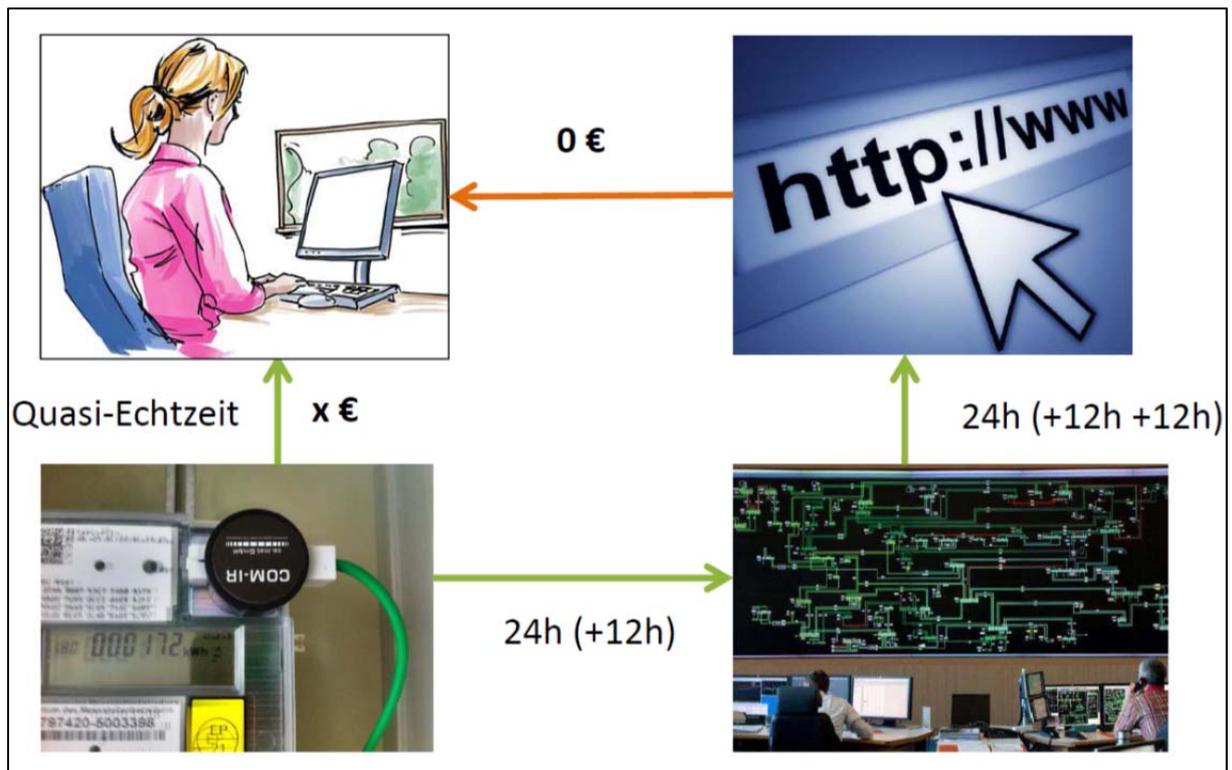
Die aktuellen gesetzlich bzw. per Verordnung definierten Datenwege des Smart Metering (vgl. auch Faktencheck in Kapitel 8.6) verlaufen vom Zähler der Endkund/innen, über den Verteilnetzbetreiber und den Lieferanten zu den Endkund/innen. Passiert kein Opt-Out, ist die tägliche Fernauslesung des Smart Meters durch den Verteilnetzbetreiber der Ausgangspunkt. Gibt es einen Opt-In, werden also zusätzlich zu den Tageswerten Viertelstundenwerte ausgelesen, sind die ältesten Viertelstundenwerte demnach beim Zeitpunkt der Auslesung etwa 24 Stunden alt. Danach erfolgt eine Übermittlung über unterschiedliche Kommunikationsmöglichkeiten, primär Powerline, aber auch z.B. GSM, innerhalb von zwölf Stunden zum Verteilnetzbetreiber. Dieser stellt die Daten wiederum innerhalb von zwölf Stunden auf seinem Webportal bereit. Andere Lesarten von EIWOG 2010 bzw. DAVID-VO (vgl. vorangegangene Kapitel) teilen beiden Schritten eine Gesamtverzögerung (Latenz) von zwölf Stunden zu. Spätestens zwölf bis 24 Stunden nach Erfassung des Tagesverbrauchswerts oder (im Falle eines Opt-In) etwa spätestens 36-48 Stunden nach Erfassung des ersten Viertelstundenwerts stehen den Endkund/innen die jeweils eigenen Werte am Portal des Verteilnetzbetreibers kostenlos zur Verfügung.

Endkund/innen können ihren Smart Meter auch mit einem „Auslesekopf“ über die unidirektionale Schnittstelle ablesen. Zur Auslesung ist ein Zugangscode erforderlich, der den Endkund/innen einmalig vom Netzbetreiber bereitzustellen ist. Die Daten können auf die eigene EDV transferiert und ausgewertet werden. Häufigkeit und Granularität der Auslesung sind quasi beliebig. Für Endkund/innen fallen die **Kosten zur Auslesung** (Auslesekopf) an.

---

<sup>130</sup> Dieses Kapitels wurde von Kathrin de Bruyn und Simon Moser (Energieinstitut an der JKU Linz) verfasst.

Abbildung 26: EDV-basierte Bereitstellung der Verbrauchsdaten des Smart Meter. Quelle: Energieinstitut an der JKU Linz.



These: Aktuell hat jeder Verteilnetzbetreiber die Verpflichtung, für die Präsentation der Verbrauchsdaten ein „Webportal“ zu errichten. **Ein gemeinsames Webportal aller Verteilnetzbetreiber könnte die Kosten der Portalerrichtung senken**; ggf. könnte dies unter Schirmherrschaft von Österreichs Energie geschehen.

Netzbetreiber sind stabil einem Kunden zugeordnet, solange dieser seinen Wohnsitz nicht ändert. Damit bieten sie dem Gesetzgeber (und auch den Endkund/innen) eine stabile Plattform für Wiedergabe der Kundenverbrauchsdaten.

Andererseits stellt die zur Verfügung gestellte Website, wenngleich diese sehr gut gestaltet sein kann, keine Plattform für das Angebot weiterer Produkte dar. Auch durch die Endkund/innen berechnete Dritte dürfen nach § 84 Abs. 7 EIWOG 2010 nicht auf das Webportal zugreifen.<sup>131</sup>

Zu Beginn jedes Monats sind auf Basis der gesetzlichen bzw. verordneten Regelungen vom Verteilnetzbetreiber die erfassten Tagesverbrauchswerte, oder im Fall eines tarifbedingten Opt-In die Viertelstundenwerte, an den Lieferanten (i) zur Abrechnung sowie (ii) zur Information der Endkund/innen weiterzuleiten. In Experteninterviews werden von Lieferanten unterschiedliche von den Verteilnetzbetreibern übermittelte Datenformate und Datenqualitäten beklagt, deren Aufbereitung ggf. mit signifikanten Personalkosten verbunden sein kann.

These: Ein gemeinsames Webportal aller Verteilnetzbetreiber könnte gleichzeitig ein gemeinsames Webportal zum Abrufen der Verbrauchswerte jener Kund/innen sein, zu denen eine Zugangsberechtigung aufgrund eines vorhandenen Liefervertrags vorliegt. Die

<sup>131</sup> „Weiters kann die Regulierungsbehörde Anforderungen an die standardisierte Übermittlung der Daten sowie deren Format vom Netzbetreiber an den Endverbraucher oder an vom Endverbraucher bevollmächtigte Dritte festlegen, wobei ein Direktzugriff Dritter auf das Web-Portal jedenfalls unzulässig ist.“

Datenaufbereitung erfolgt sodann standardisiert. **Ein gemeinsames Webportal aller registrierten Lieferanten könnte die Kosten der Datenaufbereitung senken**; ggf. könnte dies unter Schirmherrschaft von Österreichs Energie geschehen.

Ein gemeinsames Datenportal kann mithilfe entsprechender Vorkehrungen (gesamtwirtschaftlich gesehen) kostengünstiger Datensicherheit und Datenschutz gewährleisten. Hinsichtlich Datensicherheit ist damit aber ein „Angriffsziel“ z.B. für Hacker gegeben, das wesentlich größer und attraktiver ist als die verteilten Einzelportale. Aus einer Zusammenlegung der einzelnen Webportale leiten sich hinsichtlich eines gemeinsamen Webportals Vor- und Nachteile ab.

Interessenvertretungen argumentieren, dass Strom ein existenzielles Gut ist und Kund/innen daher „nicht nicht“ partizipieren oder nicht konsumieren können. Datenschutz- und Datensicherheit durch Konsumverzicht ist nicht möglich. Nach Anlaufschwierigkeiten sollte der Datenaustausch vom Netzbetreiber zum Lieferant oder bevollmächtigten Dritten funktionieren; demnach wäre ein gemeinsames Datenportal nicht nötig.

Auch aus Sicht der betroffenen Lieferanten und Netzbetreiber sind Eigentumsrechte und Datenschutzaspekte zu klären, v.a. hinsichtlich der Frage, was bei Eigentümerwechseln etc. geschieht.

### **8.7.2 Ein reguliertes Datenportal für neue Geschäftsmodelle**

Die beschriebene gemeinsame Plattform, aber auch die Webportale der einzelnen Verteilnetzbetreiber, stellen nach den aktuellen Regelungen nur sehr eingeschränkt einen Nutzen für Produkte mit Bedarf von Smart Meter-Daten dar. Denn auch durch die Endkund/innen berechnete Dritte dürfen nach § 84 Abs. 7 EIWOG 2010 nicht auf das Webportal zugreifen: „Weiters kann die Regulierungsbehörde Anforderungen an die standardisierte Übermittlung der Daten sowie deren Format vom Netzbetreiber an den Endverbraucher oder an vom Endverbraucher bevollmächtigte Dritte festlegen, wobei ein Direktzugriff Dritter auf das Web-Portal jedenfalls unzulässig ist.“

These zur Accessibility: Die Möglichkeit, dass von Endkund/innen bevollmächtigte Dritte direkt auf die Verbrauchsdaten dieser Endkund/innen Zugang haben, könnte unnötige Kosten vermeiden. Z.B. ist ein Zugang zu den freigegebenen Daten über ein eigenes Passwort für die berechtigten Dritten denkbar. Auch kann bei der E-Control oder Österreichs Energie ein Register „berechtigter Dritter“ geführt werden.

Wie oben beschrieben stehen spätestens zwölf bis 24 Stunden nach Erfassung des Tagesverbrauchswerts oder (im Falle eines Opt-In) etwa spätestens 36-48 Stunden nach Erfassung des ersten Viertelstundenwerts den Endkund/innen die jeweils eigenen Werte am Portal des Verteilnetzbetreibers kostenlos zur Verfügung. Eine eindeutige Zuordnung von Geräten bzw. Einzelverbräuchen oder gar eine Reaktion auf den aktuellen Viertelstundenverbrauch ist angesichts dieser **Latenz** nicht gegeben. Auch ein Upload von Daten, ausgelesen aus der unidirektionalen Heimschnittstelle, erscheint nicht als Möglichkeit: Es ist nicht anzunehmen, dass ein auf die von den Verteilnetzbetreibern erfassten Verbrauchswerte beschränktes Webportal die Erfassung vereinzelter weiterer Daten erlaubt: Einzelinteressen sind regulatorisch hintanzustellen und wirtschaftlich wird sich eine Programmierung für vereinzelt weitere Daten nicht rentieren. Damit fällt die Möglichkeit zu vereinzelt Datenergänzungen weg.

**These zur Usability:** Ein gemeinsames Webportal oder ein gemeinsamer Standard aller Verteilnetzbetreiber kann die Verfügbarkeit und Verwertbarkeit vorhandener Stromverbrauchswerte erhöhen.

Interessenvertretungen sind der Ansicht, dass es nicht Ziel der Gesetzgebung sei, jetzt eine Datenspeicherung vorzusehen, die dann noch nicht klar definierten Geschäftsmodellen diene. Außerdem müssten Geschäftsmodelle per se die Kund/innen ansprechen und sollten es daher sowieso schaffen, die Kund/innen zu einer Zustimmung und eigenen Handlung zu motivieren. Dies widerspricht aber nicht dem Gedanken, dass jene Daten, die auf Kundenwunsch freigegeben werden, unkompliziert und kosteneffizient bereitgestellt werden sollten.

### 8.7.3 Freiwilligkeit der Teilnahme am Datenportal

Anschließend an den vorangegangenen Absatz ist auf Basis der Experteneinbindung, den durchgeführten Vorprojekten (vgl. Flex-Tarif<sup>132</sup>) und der durchgeführten Arbeiten in SMART I.E.S. festzustellen, dass viele der für innovative Geschäftsmodelle wesentlichen Daten nicht Smart Meter-Daten sein werden, sondern über andere Wege (Internet of Things) verfügbar gemacht werden.

Da für die zukünftigen Geschäftsmodelle also sowieso freiwillig bereitgestellte Daten die wesentliche Grundlage bilden werden, ist – neben den gewichtigen, zuvor angeführten Gründen – auch für die Bereitstellung der Smart Meter-Daten eine Freiwilligkeit angezeigt. Um Geschäftsmodelle, die diese Daten als einen Bestandteil benötigen, nicht zu behindern, ist eine gute und rasche Zugänglichkeit verfügbarer Smart Meter-Daten zu gewährleisten. Die Idee zur Green Button-Initiative in den USA stellt einen Ansatz dar. Die Selbstauslesung über – sich nach Verteilnetzbetreibern unterscheidende – unidirektionale Schnittstellen am Smart Meter selbst erscheint sehr aufwändig und kostenintensiv und daher nur für eine motivierte oder einen hohen Nutzen erwartende Kundengruppe realistisch.

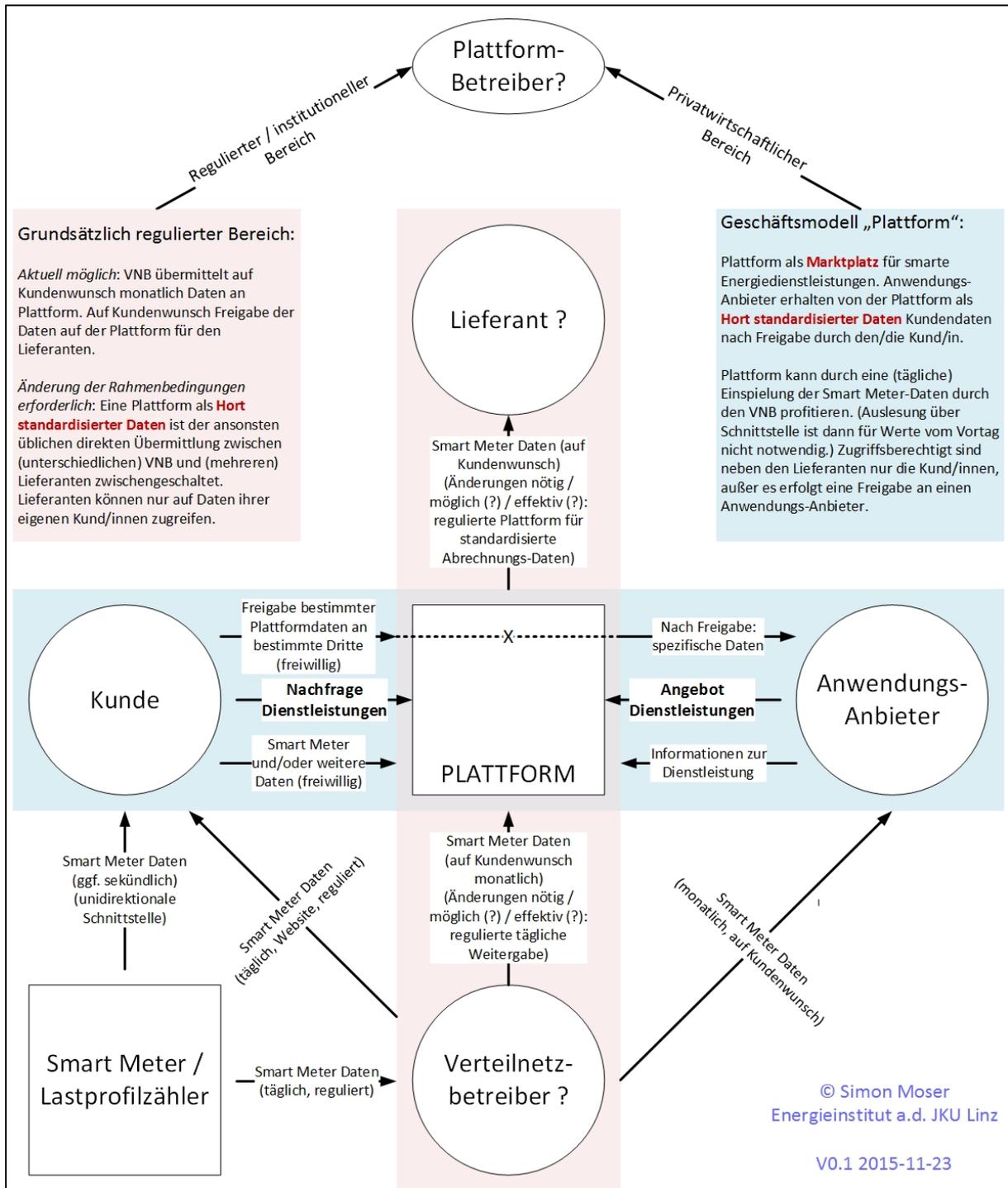
**These zur „Datenplattform“:** Als Vorbereitung einer Datenplattform ist es essenziell, dass die geforderten Daten kostengünstig zugänglich und einfach verwertbar zur Verfügung stehen. Für Smart Meter-Daten ist daher eine Bereitstellungsplattform im Sinne einer „Green Button-Initiative“ anzudenken, wobei der primäre Fokus ausschließlich auf der Bereitstellung der Smart Meter-Daten liegen muss. Die Einbettung von den Kund/innen freigegebener Daten in übergeordnete Daten-, Informations- oder Service-Plattformen kann dann über die Schnittstelle zu dieser Green Button-Plattform erfolgen.<sup>133</sup>

In der folgenden Abbildung wird Bezug genommen auf die Verschränkung der Geschäftsmodelle im Marktbereich mit der Erfassung von Smart Meter-Daten, die dem regulierten Bereich zuzuordnen ist.

<sup>132</sup> Moser et al. (2015): Flex-Tarif – Entgelte und Bepreisung zur Steuerung von Lastflüssen im Stromnetz. BMVIT Berichte aus Energie- und Umweltforschung 1/2015.

<sup>133</sup> Die übergeordnete Daten-, Informations- oder Service-Plattform wäre in diesem Sinne ein Dritter bzw. Zugriffsberechtigter.

Abbildung 27: Eine umfassende Informations-, Daten und/oder Service-Plattform, die auch den Energiebereich umfasst, befindet sich in einem Graubereich zwischen Markt und Regulierung.



## 9 Internationale Beispiele<sup>134</sup>

### 9.1 Methode

Die Erhebung der in diesem Kapitel genannten Initiativen, Projekte und Plattformen erfolgte über eine Internetrecherche. Das Ziel bei der Auswahl der Beispiele war die Darstellung des breiten Spektrums der heute betriebenen plattformbasierten *Smart Energy* Initiativen und Anwendungen in allen Entwicklungsstadien – von staatlichen Programmen und Forschungsprojekten bis zu kommerziellen Anwendungen. Inhaltlich wurden folgende Bereiche berücksichtigt:

- Definition neuer technischer (Software-)Standards als Grundlage für zukünftige digitale Energiedienstleistungen
- die Integration, der Betrieb und die Optimierung der Bereiche
  - *Dezentrale Energieerzeugung*,
  - *Erneuerbare Energien* und
  - *Energiespeichersysteme* sowie
  - deren Zusammenspiel mit der zentralen Energieversorgung
- *Home Energy Management / Smart Home*
- Energiemanagementsysteme für Unternehmen

Folgende Quellen wurden herangezogen:

- EU-Forschungsprojekte aus den Programmen *Horizon 2020*<sup>135</sup> und *Integral*<sup>136</sup>
- *Green Button*<sup>137</sup> als *Best Practice* Beispiel für eine staatliche Initiative
- Auswahl der kommerziellen Anwendungen auf Basis einer Analyse des jeweiligen Unternehmens; folgende Kriterien wurden für diese Gruppe herangezogen:
  - die angebotenen Lösungen und Dienstleistungen liegen im inhaltlich vorgegebenem Bereich
  - das Angebot richtet sich an Privathaushalte, Unternehmen oder Energieversorger oder eine Kombination von diesen
  - die Lösung bzw. die Dienstleistung nutzt eine Plattform
  - die Auswahl enthält reine Softwareanbieter wie auch Softwareanbieter mit eigener Hardware (zum Beispiel im Smart Home Bereich)
  - die Auswahl umfasst in der Energiewirtschaft etablierte Unternehmen wie auch junge, aufstrebende Anbieter

### 9.2 Liste von Initiativen und Plattformen

Die folgende Tabelle zeigt Beispiele von Plattformen bzw. von Projekten, die auch Plattformen beinhalten, in verschiedenen Kategorien aus dem *Smart Energy* Umfeld. Die vorgenommene Kategorisierung erfolgte anhand typischer Merkmale. Da viele der Plattformen eine Mischform darstellen, wäre eine Zuordnung zu anderen Kategorien in einigen Fällen ebenso möglich und korrekt. Bei Projekten mit mehreren Komponenten

<sup>134</sup> Die Bearbeitung dieses Kapitels erfolgte durch Günther Spelic (avantsmart e.U.), Hemma Bieser (avantsmart e.U.) und Michael Wedler (B.A.U.M. Consult GmbH).

<sup>135</sup> Quelle: Horizon2020. Web: <http://horizon2020projects.com/societal-challenges/energy/> (2016-03-15).

<sup>136</sup> Quelle: Integral. Web: <http://www.integral-eu.com> (2016-03-15).

<sup>137</sup> Quelle: Green Button Alliance. Web: <http://greenbuttonalliance.org/about/> (2016-03-15).

beziehen sich die Angaben in der Spalte Funktion/Inhalt jeweils auf die Anteile mit Plattformcharakter.

Plattform / Projekt	Initiative / Unternehmen	Kategorie	Funktion / Inhalt	Link
<b>Staatliche Initiativen &amp; EU-Forschungsprojekte</b>				
Green Button	nordamerikanische Green Button Initiative vom <i>US Department of Energy</i>	offener technischer Standard	Definition eines offenen Datenstandards für Energieverbrauchsdaten als Grundlage für innovative Energiedienstleistungen	<a href="http://www.greenbuttondata.org">http://www.greenbuttondata.org</a>
FINESCE Smart Energy Plattform	FINESCE Konsortium; 29 Partner aus Industrie und Forschung in 13 europäischen Staaten; EU-finanziert	offener technischer Standard (Middleware)	eine Cloud-basierte, Service-orientierte <i>Open Source</i> Middleware, die die Basis für die Realisierung und den Betrieb von neuen Energiedienstleistungen (Smart Energy Services) bildet; Feldversuche sind in 7 europäischen Ländern geplant	<a href="http://www.finesce.eu">www.finesce.eu</a>
eBadge	13 Partner aus 5 EU-Staaten; EU-finanziert	konkretes Realisierungskonzept bzw. konkrete Implementierung	eine europaweite, integrierter Ausgleichsmechanismus für Energieströme unter Einbeziehung von <i>Virtual Power Plant</i> Systemen auf Basis einer integrierten Kommunikationsplattform	<a href="http://www.ebadge-fp7.eu">www.ebadge-fp7.eu</a>
Elsa	Elsa Konsortium 10 Partner aus 5 EU-Staaten; EU-finanziert unter Horizon 2020	konkretes Realisierungskonzept bzw. konkrete Implementierung	lokales Energiemanagementsystem zur Integration kleiner und mittlerer dezentraler Energiespeichersysteme	<a href="http://elsa-h2020.eu">http://elsa-h2020.eu</a>
EMPOWER	8 Partner, EU-finanziert unter Horizon 2020	konkretes Realisierungskonzept bzw. konkrete Implementierung	Entwicklung eines lokalen Energiehandelsplatzes zur Integration von Kleinerzeugern	<a href="http://empowerh2020.eu">http://empowerh2020.eu</a>
Flexiciency	18 Partner aus 10 EU-Staaten; EU-finanziert unter Horizon 2020	konkretes Realisierungskonzept bzw. konkrete Implementierung	auf einer einheitlichen Plattform für innovative Energiedienstleistungen basierend auf Zählerablesedaten werden konkrete Dienste in den Bereichen <i>Demand Response, Flexibility Management</i> sowie Energieeffizienzmaßnahmen umgesetzt	<a href="http://www.flexiciency-h2020.eu">http://www.flexiciency-h2020.eu</a>
Flexmeter	11 Partner; EU-finanziert unter Horizon 2020	konkretes Realisierungskonzept bzw. konkrete Implementierung	Entwicklung einer flexiblen <i>Smart Metering</i> Architektur auf deren Basis innovative Energiedienstleistungen für Energiekund/innen und Energieversorger angeboten werden	<a href="http://flexmeter.polito.it">http://flexmeter.polito.it</a>
NETfficient	13 Partner aus 7 EU-Staaten; EU-finanziert unter Horizon 2020	konkretes Realisierungskonzept bzw. konkrete Implementierung	beinhaltet eine <i>Smart Energy Platform</i> zur Zusammenführung von dezentraler Energieerzeugung und Energiespeichersystemen für effizientes Energiemanagement	<a href="http://netfficient-project.eu">http://netfficient-project.eu</a>
SENSIBLE	13 Partner aus 6 EU-Staaten; EU-finanziert unter Horizon 2020	konkretes Realisierungskonzept bzw. konkrete Implementierung	Energiemanagementsystem für Gebäude und lokale Kommunen unter besonderer Berücksichtigung dezentraler Energiespeichersysteme	<a href="http://www.h2020-project-sensible.eu/sensible/index.aspx">http://www.h2020-project-sensible.eu/sensible/index.aspx</a>

SmarterEM C2	11 Partner, EU-finanziert unter Horizon 2020	konkretes Realisierungskonzept bzw. konkrete Implementierung	<i>Demand Response</i> Anwendungen für Energiekund/innen und die Integration von dezentral erzeugter Energie bzw. erneuerbaren Energiequellen in <i>Virtual Power Plants</i> (VPP)	<a href="http://www.smarteremc2.eu">http://www.smarteremc2.eu</a>
TILOS	15 Partner aus 7 EU-Staaten; EU-finanziert unter Horizon 2020	konkretes Realisierungskonzept bzw. konkrete Implementierung	Energiemanagement im Microgrid mit Focus auf die Integration von Energiespeichersystemen	<a href="http://www.tiloshorizon.eu/overview/">http://www.tiloshorizon.eu/overview/</a>
Upgrid	19 Partner aus 7 EU-Staaten; EU-finanziert unter Horizon 2020	konkretes Realisierungskonzept bzw. konkrete Implementierung	Energiemanagementsystem mit Einbindung eines hohen Anteils von dezentral erzeugter Energie sowie aktive Bedarfssteuerung durch <i>Home Energy Management</i> Systeme bei Energiekund/innen (Demonstrator in Portugal)	<a href="http://upgrid.eu/?page_id=271">http://upgrid.eu/?page_id=271</a>
Power Matching City	Phase 1 im EU-Programm INTEGRAL <sup>7</sup> ; Phase 2 im staatlichen holländischen Programm IPIN <sup>8</sup>	konkretes Realisierungskonzept bzw. konkrete Implementierung	Energiemanagementsystem auf Basis von Angebot und Nachfrage in einem Smart Grid; Einbindung von Smart Home Devices und dezentral erzeugter Energie	<a href="http://www.powermatchingcity.nl/site/pagina.php?id=41">http://www.powermatchingcity.nl/site/pagina.php?id=41</a>
<b>Open Source Initiative</b>				
FIWARE Platform, Lab und Ops	FIWARE Community, eine unabhängige offene Initiative; wird in FINESCE eingesetzt	offener technischer Standard (Application Programming Interface - API)	eine innovative IT-Infrastruktur aus <i>Open Source</i> Software-Standardkomponenten für die kostengünstige Entwicklung von Smart Applications z.B. in den Bereichen Cloud Hosting, IoT, Security; ein Reihe von APIs stehen als Referenzimplementierung des Standards zur Verfügung	<a href="http://www.fiware.org">www.fiware.org</a>
<b>Kommerziell eingesetzte Systeme</b>				
Apple Home Kit	Apple	Smart Home	Steuerung von <i>Smart Home</i> Devices	<a href="http://www.apple.com/ios/homekit/">http://www.apple.com/ios/homekit/</a>
Nest	Google	Smart Home	<i>Home Energy Management</i> und Steuerung von <i>Smart Home</i> Devices	<a href="https://nest.com">https://nest.com</a>
SmartThings	Samsung	Smart Home	Steuerung von <i>Smart Home</i> Devices	<a href="https://www.smarthings.com">https://www.smarthings.com</a>
Wink Relay	Wink	Smart Home	Steuerung von <i>Smart Home</i> Devices	<a href="http://www.wink.com">http://www.wink.com</a>
Smart Chap	Sharp	Smart Home	<i>Home Energy Management</i> für Photovoltaikanlagen und Batteriespeichersysteme	<a href="http://www.sharp.co.uk/cps/rde/xchg/qb/hs.xsl/-/html/energy-management.htm">http://www.sharp.co.uk/cps/rde/xchg/qb/hs.xsl/-/html/energy-management.htm</a>
Rainforest Automation	Rainforest Automation	dedizierte Plattform (cloudbasiert)	<i>Home Energy Management</i> Plattform; Hardware und Software; für <i>Demand-Response</i> und Energieeffizienzprogramme von Versorgern	<a href="https://rainforestautomation.com">https://rainforestautomation.com</a>
Ecotagious	Ecotagious	dedizierte Plattform (cloudbasiert)	<i>Meter Data Analysis</i> und <i>Customer Engagement</i> Plattform für Versorger; Analyse von <i>Smart Meter</i> -Daten mit gerätespezifischer Verbrauchsauswertung für Energiekund/innen	<a href="http://www.ecotagious.com">http://www.ecotagious.com</a>
Valta	Liricco Technologies	dedizierte Plattform (cloudbasiert)	<i>Home Energy Management</i> Plattform; Hardware und Software; zur Überwachung und Steuerung des Energieverbrauchs mit eigenen Sensoren und z.T. mit eigenen Geräten	<a href="http://www.valta.com">http://www.valta.com</a>
OPOWER Plattform	OPOWER	dedizierte Plattform (cloudbasiert)	<i>Customer Engagement</i> Plattform für Energieversorger mit Anwendungen im Bereich Energieeffizienz, <i>Demand-Response</i> und weiteren	<a href="https://opower.com">https://opower.com</a>

SAP Sustainability Management	SAP	dedizierte Plattform (als lokales System oder cloudbasiert)	Energiemanagement für Unternehmen als Teil des Nachhaltigkeitsmanagements; verbindet Verbrauchsdaten mit Finanzdaten	<a href="http://go.sap.com/solution/ob/sustainability.html">http://go.sap.com/solution/ob/sustainability.html</a>
EnergyCAP	EnergyCAP	dedizierte Plattform (als lokales System oder cloudbasiert)	Energiemanagement für Unternehmen; inkludiert unternehmensinterne Zählerablesungen und umfangreiche Auswertungen	<a href="http://www.energycap.com/software">http://www.energycap.com/software</a>
PowerLogic ION EEM	Schneider Electric	dedizierte Plattform (als lokales System oder cloudbasiert)	Energiemanagement für Unternehmen; verbindet Unternehmensdaten mit externen Daten wie Wetterdaten, Energiepreisen und vielem mehr	<a href="http://www.powerlogic.com/product.cfm/c_id/2/sc_id/15/p_id/28#">http://www.powerlogic.com/product.cfm/c_id/2/sc_id/15/p_id/28#</a>
Wattics	Wattics	dedizierte Plattform (cloudbasiert)	Energiemanagement für Unternehmen; bietet eine Gesamtlösung aus Hardware (Zähler) und Software für unternehmensinterne Verbrauchserfassung plus Analysen, Rechnungsvalidierung, etc.; Verbrauchsmustererkennung	<a href="http://www.wattics.com/energy-management-applications/">http://www.wattics.com/energy-management-applications/</a>
eSight	eSightEnergy	dedizierte Plattform (als lokales System oder cloudbasiert)	Energiemanagement für Unternehmen; inkludiert Rechnungsvalidierung; bietet Lösungen für alle Unternehmensgrößen, auch als Pay-As-You-Go-Option	<a href="http://www.esightenergy.com/uk/">http://www.esightenergy.com/uk/</a>
EnergyDeck	EnergyDeck	dedizierte Plattform (cloudbasiert)	Energiemanagement mit IoT-Plattform für Gebäude; integriert zusätzlich zu Stromverbrauchsdaten auch Verbrauchsdaten von Wasser, Treibstoff und anderen Ressourcen	<a href="https://www.energydeck.com">https://www.energydeck.com</a>

## 9.3 Staatlich getriebene Initiativen

### 9.3.1 Green Button Initiative

Die nordamerikanische *Green Button* Initiative wurde 2011 vom *US Department of Energy* (DOE) mit dem Ziel, Energiekund/innen detaillierte Verbrauchsdaten als Download zu Verfügung zu stellen, ins Leben gerufen. Die von Energieversorgern über einen einfachen Download in einem Standardformat angebotenen Verbrauchsdaten sollten es den Energiekund/innen ermöglichen ihr Verbrauchsverhalten zu optimieren. Als weiteres Ergebnis sollte auf Basis dieser Daten die Entstehung und Nutzung von innovativen Energiedienstleistungen ermöglicht und gefördert werden.<sup>138</sup>

Zu den weiteren Initiatoren und Mitgestaltern der Initiative zählen u.a. das *National Institute of Standards and Technology* (NIST), das *Smart Grid Interoperability Panel* (SGIP) sowie das Weiße Haus, i.e. der US Präsident. Der verwendete Datenstandard basiert auf dem *Energy Provider Standard Interface* (ESPI) und wurde 2011 vom *North American Energy Standards Board* (NAESB) herausgegeben.<sup>139</sup>

Die *Green Button Alliance* wurde 2015 als gemeinnütziges Unternehmen mit dem Ziel gegründet, die Entwicklung, Verbreitung und korrekte Anwendung des *Green Button* Standards zu fördern. Ihre Aktivitäten umfassen Vermarktung, Ausbildung und Training, Zertifizierung von *Green Button* Lösungen sowie die Zusammenarbeit mit

<sup>138</sup> Quelle: Green Button Alliance. Web: <http://greenbuttonalliance.org/history> (2016-03-15).

<sup>139</sup> Quelle: U.S. Department of Energy. Web: <http://energy.gov/data/green-button> (2016-03-15).

Normungsinstituten. Zu ihren Mitgliedern zählen neben DOE und NIST Energieversorger, Technologieanbieter, IT-Unternehmen und andere Unternehmen und Organisationen aus dem Umfeld der Energiewirtschaft.<sup>140</sup> Insbesondere werden neben Elektrizitätsversorgern auch Gas- und Wasserversorger angesprochen, deren Verbrauchsdaten vom *Green Button* Standard ebenfalls unterstützt werden.

#### **9.3.1.1 Ziele von Green Button**

Zu den wesentlichen Zielen der Green Button Initiative zählen:

- Förderung von effizienter Energienutzung
  - dadurch, dass Endverbraucher auf einfache und sichere Weise Zugriff auf ihre Stromverbrauchsdaten erhalten und die Daten vom Energieversorger in kundenfreundlicher, standardisierter und maschinenlesbarer Form über einen Download zur Verfügung gestellt werden, können sie eine stetig wachsende Zahl von Online-Services zur Analyse und Optimierung ihres Verbrauchs nutzen
- Förderung des Wettbewerbs in der Energiewirtschaft
  - der Green Button Datenstandard ermöglicht es Drittanbietern neue, innovative Services für Endverbraucher auf den Markt zu bringen und damit neue Wertschöpfungsketten entstehen zu lassen

#### **9.3.1.2 Zentrale Funktionen von Green Button**

- Metered Data In Standard Format
  - Green Button definiert einen offenen Datenstandard (ESPI), der den freien Austausch der Daten sichert; der ESPI-Standard besteht aus einem XML-Datenformat für Verbrauchsdaten und dem Datenaustauschprotokoll mit dem, mit Autorisierung des Endverbrauchers, eine automatische Übertragung der Daten vom Energieversorger zu Diensteanbietern möglich wird
- Green Button Certified Service Provider
  - ein Zertifizierungsprogramm der Green Button Alliance, dass die Einhaltung des Datenstandards prüft und bestätigt; ein Green Button Qualitätssiegel auf der Webpage eines Energieversorgers bestätigt Endverbrauchern und Anwendungsentwicklern die Einhaltung des Green Button Standards
- Green Button Download My Data
  - definiert eine Funktion auf der Webpage von Energieversorgern, die es einem Endverbraucher ermöglicht, seine Elektrizitätsverbrauchsdaten im für alle Versorger einheitlichen Green Button Datenstandard herunterzuladen
- Green Button Connect My Data
  - definiert eine automatisierte Bereitstellung der Verbrauchsdaten für Diensteanbieter; anstatt die Daten auf seinen eigenen Computer herunterzuladen und diese dann an einen Diensteanbieter weiterzuleiten, kann der Endverbraucher die direkte Weitergabe seiner Daten vom Energieversorger zu einem Diensteanbieter initiieren; dazu muss er den Vorgang auslösen und autorisieren

---

<sup>140</sup> Quelle: Green Button Alliance. Web: [http://greenbuttonalliance.org/about/ \(2016-03-15\)](http://greenbuttonalliance.org/about/ (2016-03-15)).

### 9.3.1.3 Status der Umsetzung

Nach dem offiziellen Start der Initiative im Jahr 2012 startete 2015 der Roll-Out. Aktuell nehmen mehr als 50 Energieversorger daran teil und ermöglichen somit rund 60 Millionen Haushalten und Unternehmen die Nutzung von *Green Button*. Weitere rund 40 Unternehmen haben ihre Teilnahme bzw. Unterstützung bisher angekündigt.

Ein Beispiel für eine Umsetzung von *Green Button* die initial bereits Service-Angebote inkludiert, ist die *Ontario Green Button Initiative*.<sup>141</sup> Im Zuge des *Green Button* Pilotbetriebes wurden den Kunden von *London Hydro*, einem Energieversorger in Ontario, Kanada, verschiedene Energiedienstleistungs-Apps kostenlos angeboten. Darunter waren Anwendungen zur Energieberatung, zum Monitoring sowie zur Steuerung und Optimierung des Energieverbrauchs für den Privatkundenbereich, wie auch kommerzielle Applikationen, die ein umfassendes Energiedaten- und Kostenmanagement erlaubten. In etwa 3 Millionen Haushalten und Unternehmen in Ontario steht *Green Button* derzeit zur Verfügung.

Zugang zu *Green Button* Funktionen für Energiekund/innen am Beispiel von *London Hydro*:

- um die *Green Button* Funktionen nutzen zu können, ist eine Registrierung<sup>142</sup> auf der Webpage von *London Hydro* erforderlich
- diese erfolgt mit Kundennummer, Abrechnungsnummer und Rechnungsnummer
- nach erfolgreicher Registrierung kann mit den vom Kunden angegebenen Zugangsdaten (Emailadresse und Passwort) der Einstieg auf das persönliche Konto des Kunden erfolgen
- dort steht neben dem Zugriff auf die Kontodaten auch die *Green Button* Funktion zur Verfügung
- über die Funktion "*Green Button* Download My Data" kann der Download der Verbrauchsdaten erfolgen
- Nutzung von "*Green Button* Connect My Data"
  - diese Funktion steht über eine eigene *London Hydro* Webpage zur Verfügung<sup>143</sup>
  - der Zugang erfolgt mit den gleichen Zugangsdaten wie zum persönlichen Konto
  - beim Start der Funktion erhält man eine Liste von Diensten, an die man seine Verbrauchsdaten übermitteln lassen kann
  - nach Auswahl eines Dienstes muss die Übertragung der Daten vom Kunden extra autorisiert werden

Da die konkrete Gestaltung des Zugangs zu *Green Button*-Funktionen dem jeweiligen Energieversorger obliegt, können der Umfang der angebotenen Funktionen und der Nutzungsprozess stark unterschiedlich ausgeprägt sein.

### 9.3.2 Power Matching City

*Power Matching City*<sup>144</sup> ist ein Smart Grid Pilotprojekt in Hoogkerk bei Groningen, Holland, in dem Angebot und Nachfrage für Elektrizität und Wärme über ein Smart Grid direkt verknüpft werden. Das Ziel des Projektes ist die gemeinsame Nutzung und das optimale

<sup>141</sup> Ontario Ministry of Energy, Web: <http://www.energy.gov.on.ca/en/green-button/> (2016-03-16).

<sup>142</sup> *London Hydro* Incorporated, Registering for MyLH.

Web: <https://www.youtube.com/watch?v=dtg0IHP8R90> (2016-03-18).

<sup>143</sup> *London Hydro* Incorporated, *Green Button* Microsite instructions.

Web: <https://www.youtube.com/watch?v=ZidSYfb3YrQ> (2016-03-18).

<sup>144</sup> *PowerMatching City*, Web: <http://www.powermatchingcity.nl/site/pagina.php?id=46> (2016-03-16).

Zusammenspiel zentraler Energieversorgungssysteme mit erneuerbaren Energiequellen. An dem Versuch nehmen aktuell 42 Haushalte teil.

Das Projekt,<sup>145</sup> in der ersten Phase ab 2007 als Teil des EU-Programms INTEGRAL<sup>146</sup> gestartet, wird von einer Gruppe von Energieversorgungs- und IKT-Unternehmen gemeinsam mit zwei Universitäten und kofinanziert vom holländischen Wirtschaftsministerium durchgeführt. In der zweiten Projektphase, nach dem Ende des INTEGRAL-Programms 2011, wurde das Projekt in das staatliche holländische Programm IPIN<sup>147</sup> integriert.

### 9.3.2.1 Ziele des Projekts

In der Phase 1 des Projektes von 2007 - 2011 stand die technische Machbarkeit mit folgenden Schwerpunkten im Vordergrund:

- Realisierung einer Open Innovation Plattform, die es erlaubt, das Zusammenspiel von innovativen Smart Grid Technologien und Lösungen in realer Umgebung zu betreiben und damit Innovationen voranzutreiben
  - als zentrales System der Plattform wurde Power Matcher<sup>148</sup> eingesetzt, eine Open Source Anwendung des Flexiblepower Alliance Networks<sup>149</sup>; darüber hinaus boten die Initiatoren von Power Matching City auch anderen Anbietern die Möglichkeit die Funktion ihrer Smart Grid Lösungen als Teil von Power Matching City zu testen und nachzuweisen<sup>150</sup>
- Untersuchung des Zusammenwirkens der eingesetzten Technologien mit besonderem Augenmerk darauf, ob die verwendeten Lastausgleichsmechanismen dazu in der Lage sind, die unvorhersehbaren Versorgungsschwankungen erneuerbarer Energiequellen erfolgreich auszugleichen
- zu erkennen, ob die (flexiblen) Energiepreise von den automatisierten Systemen in Echtzeit korrekt vorhergesagt und zur Kostensenkung für die Konsumenten genutzt werden
- das Erkennen von Versorgungsausfällen
- Test des Power Matchers, der zentralen Anwendung um Energieangebot und Energienachfrage in Echtzeit unter Berücksichtigung der jeweils gültigen Preise aufeinander abzustimmen; die dafür erforderlichen Daten werden von Energieversorgern und aus den Haushalten geliefert; Power Matcher steuert die Energieflüsse im gesamten Netzwerk in Abhängigkeit von Angebot und Nachfrage, vorgegebenen Parametern und Optimierungsalgorithmen

In der Phase 2 von 2011 - 2014 rückte die Untersuchung von Marktmechanismen unter den Gegebenheiten eines *Smart Grids*<sup>151</sup> ins Zentrum des Interesses.

---

<sup>145</sup> BUILD UP: PowerMatching City (2011-11-07).

Web: <http://www.buildup.eu/en/practices/cases/powermatching-city> (2016-03-16).

<sup>146</sup> Integral, Web: <http://www.integral-eu.com> (2016-03-16).

<sup>147</sup> Netherlands Enterprise Agency, Web: <http://www.rvo.nl/subsidies-regelingen/intelligente-netten> (2016-03-16).

<sup>148</sup> PowerMatcherSuite, Web: <http://flexiblepower.github.io/why/> (2016-03-18).

<sup>149</sup> Flexiblepower Alliance Network, Web: <http://flexiblepower.github.io/why/> (2016-03-18).

<sup>150</sup> KEMA, PowerMatching City: a living Smart Grid demonstration. Web: [http://www.integral-eu.com/fileadmin/user\\_upload/downloads/Presentations/PowerMatching\\_City\\_folder.pdf](http://www.integral-eu.com/fileadmin/user_upload/downloads/Presentations/PowerMatching_City_folder.pdf) (2016-03-18).

<sup>151</sup> PowerMatching City: Purposes second phase. Web: <http://www.powermatchingcity.nl/site/pagina.php?id=61> (2016-03-18).

### 9.3.2.2 Projektbeschreibung

Folgende Bausteine waren, zusammenschaltet zu einem *Smart Grid*, Teil des Pilotbetriebes:

- Haushalte mit gemischter Ausstattung, bestehend aus
  - Hybriden Wärmepumpen mit Heißwasserspeicher
  - Micro-CHPs (Combined Heat and Power Systems) zur Erzeugung von Elektrizität oder Heißwasser mit Heißwasserspeicher
  - PV-Anlagen
  - intelligente Haushaltsgeräte (Waschmaschinen, Geschirrspüler)
  - elektrischen Fahrzeugen
  - intelligenten Zählern
- eine Windkraftanlage zur Einspeisung von Windenergie

Als zentrales System der Plattform wurde *Power Matcher* eingesetzt. Die grundlegende Aufgabe des Systems ist die die Steuerung der Energieflüsse im gesamten Netzwerk in Abhängigkeit von Angebot und Nachfrage, vorgegebenen Parametern und Optimierungsalgorithmen. Dabei beruht die Steuerung auf folgender Funktionsweise:<sup>152</sup>

- jedes Gerät im Smart Grid wird durch einen Softwareagenten repräsentiert
- zusätzlich gibt es Softwareagenten, die übergeordnete Ziele verfolgen
- die Softwareagenten repräsentieren die Interessen der einzelnen Teilnehmer: die Bewohner, die Energieversorger und den Betreiber des Smart Grid
- jeder Teilnehmer legt dabei die für ihn relevanten Optimierungsparameter fest
- Beispiele für die dabei verfolgten Ziele sind:
  - ein Bewohner kann festlegen, ob sein Energiekonsum möglichst kostengünstig oder möglichst nachhaltig erfolgen soll; der Softwareagent nutzt dabei aktuelle Marktpreise und die erwartete Verfügbarkeit von nachhaltig erzeugter Energie
  - die Vermeidung von Lastspitzen ist wesentlich für Energieversorger; dazu wird die Last auf Transformatoren überwacht und bei Erreichen einer Grenzlast greift der zugehörige Agent steuernd ein
  - ein "Handelsagent" stellt sicher, dass die von Power Matching City erzeugte Energie optimal gehandelt wird; er nutzt dazu Daten vom Energiemarkt und die Wettervorhersage
- der grundlegende Steuermechanismus beruht auf dem Abgleich zwischen Angebot und Nachfrage im gesamten Netz
  - dabei macht jedes teilnehmende Gerät Angebote dafür Energie am Energiemarkt zu kaufen oder zu verkaufen
  - die Angebote können auf verschiedenen Ebenen aggregiert werden (zum Beispiel pro Haushalt oder für eine Gruppe von Haushalten)
  - der Energiehandel erfolgt in Echtzeit mit tageszeitabhängigen Energiepreisen
- die für die Steuerung erforderlichen Daten werden von Energieversorgern und aus den Haushalten geliefert

---

<sup>152</sup> Kema, Nederland B.V., PowerMatching City, Web:

[http://www.powermatchingcity.nl/data/docs/PowerMatching%20City\\_brochure\\_final\\_UK\\_29-04-2015\\_lowres.pdf](http://www.powermatchingcity.nl/data/docs/PowerMatching%20City_brochure_final_UK_29-04-2015_lowres.pdf) (2016-03-18).

Das *PowerMatching*-Konzept wurde zur Stabilisierung und Optimierung des Netzwerkes eingesetzt. Dabei war vor allem der Energiehandel in Echtzeit mit tageszeitabhängigen Energiepreisen grundlegend.

In den Haushalten wurden vollautomatische (Wärmepumpen, Micro-CHPs), halbautomatische (Waschmaschinen) und manuelle Steuerungen (Geschirrspüler, Trockner) eingesetzt. Dabei wurden die Bewohner von einer Anwendung zum Verbrauchsmonitoring mit Empfehlungen zur optimierten Energienutzung unterstützt. Mit einem eigens entwickelten Verrechnungssystem konnte die aktuelle Energierechnung, aktualisiert im 15-Minuten-Takt, angezeigt werden.

### **9.3.2.3 Erkenntnisse und Ergebnisse<sup>153</sup>**

Im Pilotbetrieb konnten folgende, wesentliche Erkenntnisse gewonnen werden:

- der Betrieb eines Smart Grid ist technisch machbar und praktikabel
- die flexible Nutzung verschiedenster zentraler wie auch dezentraler Energiequellen ist ökonomisch sinnvoll
- im holländischen Privatkundenmarkt könnten damit jährliche Einsparungen bis zu EUR 3,5 Milliarden erzielt werden
- die Einsparungen werden einerseits bei Netzbetrieb und Investitionen erzielt, andererseits können durch effektiveres Verbrauchsmanagement und die Einbindung dezentraler Energiequellen Kosten reduziert werden
- zwei Dienstleistungen, die während des Pilotbetriebes von den Projektpartnern gemeinsam mit den Bewohnern gestaltet wurden, trugen wesentlich dazu bei flexibles Energieverhaltensverhalten zu fördern: Smart Cost Savings unterstützte die Bewohner dabei, die Kosten für Energieverbrauch und Energieerzeugung zu minimieren, Sustainable Together förderte eine gemeinschaftliche Nachhaltigkeitsorientierung
- Power Matcher, die zentrale Drehscheibe für Angebot und Nachfrage, war einer der Schlüssel zum Erfolg des Piloten
- die erzielte Flexibilität war deutlich höher als dies aufgrund früherer Studien zu erwarten gewesen wäre und der Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage war einfacher zu erzielen als davor angenommen

Das von den Projektpartnern empfohlene weitere Vorgehen beinhaltet die Gestaltung eines neuen Marktmodells, das die optimierte Nutzung der Flexibilität auf der Verbraucher- und Anbieterseite in den Mittelpunkt stellt. Dabei ist eine faire Verteilung der damit erzielten Vorteile zwischen allen Interessensgruppen entscheidend für die Akzeptanz und Tragfähigkeit des Modells. Als neue, wesentliche Rolle erfordert das Modell einen Betreiber der zentralen Drehscheibe für Angebot und Nachfrage. Darüber hinaus ist die Standardisierung der Mechanismen die Voraussetzung für einen erfolgreichen, großangelegten Rollout.

---

<sup>153</sup> PowerMatching City: Results of phase 2. Web: <http://www.powermatchingcity.nl/site/pagina.php?id=73> (2016-03-18).

## 9.4 Kommerziell eingesetzte Plattformen

### 9.4.1 OPOWER

*OPOWER*<sup>154</sup> ist ein börsennotiertes, globales US-Softwareunternehmen mit Niederlassungen in den USA, Europa und Asien, das auf *Customer Engagement* Software für Energieversorgungsunternehmen spezialisiert ist. Auf Basis eines Software-as-a-Service Modells bietet *OPOWER* eine *Customer Engagement* Plattform in der Cloud und darauf aufsetzende Applikationen. Damit können Energieversorger ihren Kunden detaillierte Informationen zu deren Energienutzung liefern und individuell aufbereitete Vorschläge für Einsparungen unterbreiten.

Tiefgehende Analysen von Verbrauchsdaten, Personalisierung in den Applikationen, und Kundenschnittstellen, die Erkenntnisse aus der Verhaltensforschung nutzen und auf Kundenbindung und Verhaltensänderung abzielen, sind die Stärken von *OPOWER* Lösungen.

Anwendungen für Energiekund/innen und Energieversorger werden in folgenden Bereichen angeboten:

- Energy Efficiency: bietet eine detaillierte Verbrauchsanalyse, Vergleiche mit Referenzkund/innen und Empfehlungen für Einsparungen
- Demand-Response: motiviert Kund/innen zu Einsparungen zu Spitzenlastzeiten mit Rückmeldungen zu erreichten Einsparungen, fördert den Wechsel zu dynamischen Preismodellen
- Digital Engagement: bietet Trendanalysen für den Energieverbrauch und bei der Kostenentwicklung, Rechnungsvergleiche mit Referenzkund/innen und Benchmarking im Jahresvergleich
- Bill Advisor: sendet Warnmeldung an Kunden, wenn deren Nutzungsverhalten im aktuellen Rechnungszeitraum eine signifikant höhere Rechnung erwarten lässt; unterstützt die Mitarbeiter/innen des Kundenservice in der Energieberatung; bietet Prämien für die Nutzung von Self-Service-Angeboten

Als Grundlage für diese Anwendungen dient die Cloud-Plattform. In dieser werden für den jeweiligen Energieversorger Daten von folgenden Systemen zusammengeführt und für umfassende Auswertungen genutzt:

- Kundeninformationssysteme (Customer Information Systems – CIS)
- Kundenbeziehungsmanagementsysteme (Customer Relationship Management Systems CRMS)
- Zählerdatenmanagementsystemen (Meter Data Management Systems – MDMS)

Die in der Plattform verfügbaren Datenauswertungen liefern dem Energieversorger ein umfassendes Bild seiner Kunden<sup>155</sup> und damit auch die entsprechenden Ansatzpunkte für kundenbezogene Maßnahmen wie personalisierte Kampagnen. Für die Kundensegmentierung stehen mehr als 100 Parameter zur Verfügung und Kunden können automatisiert über verschiedene Wege – Email, SMS, Telefon, Papier - in personalisierter Form erreicht werden. Die Reaktionen der Kunden fließen zurück ins System und ermöglichen so eine kontinuierliche Verbesserung der Kundeninteraktionen.

---

<sup>154</sup> OPower, Web: <https://opower.com> (2016-03-30).

<sup>155</sup> OPower, Web: <https://opower.com/news-and-press/opower-announces-opower-7-upgraded-platform-with-business-intelligence-for-utilities/> (2016-03-30).

Heute haben mehr als 95 Energieversorger weltweit Lösungen von *OPOWER* im Einsatz und über 50 Millionen Energiekund/innen können Energiedienstleistungen auf Basis von *OPOWER*-Anwendungen nutzen. Die erzielten Energieeinsparungen liegen bei rund 3%, und die Lastreduktion zu Spitzenlastzeiten liegt bei 3 - 5%.

## 9.4.2 Smart Home Plattformen

Ein weiterer Ansatzpunkt zur Positionierung neuer Energiedienstleistungen ist der *Smart Home* Markt. Mit zunehmender Bedeutung digitaler Energiedienstleistungen und der einsetzenden Verschiebung der Energiewirtschaft hin zu einem kundenzentrierten Markt, wird der digitale Kundenzugang zum entscheidenden Faktor. Durch die außerdem stetig steigende Zahl dezentraler Energieerzeugung im Bereich der *Erneuerbaren Energie* werden auch zahlreiche Energiekund/innen gleichzeitig zu Energieerzeugern. Damit gewinnt das Energiemanagement durch Energiekund/innen signifikant an Bedeutung.

All diese Veränderungen beruhen letztendlich auf innovativen IKT-Lösungen, die gleichzeitig Voraussetzung und Treiber hinter diesen bevorstehenden Umwälzungen sind. Unternehmen wie *Google* oder *Apple*, die über eine große Kundenbasis mit bestens etablierten digitalen Kundenzugängen verfügen, haben sich in diesem Umfeld bereits mit eigenen Plattformen positioniert.

### 9.4.2.1 Smart Home Management mit der Nest Plattform von Google

*Google* verfügt mit dem Thermostat-Hersteller *Nest* über den Marktführer im Bereich intelligenter Thermostate. Prognosen von *Berg Insight*<sup>156</sup> gehen davon aus, dass die Anzahl verkaufter Thermostate von 2,5 Millionen Stück im Jahr 2014 bis 2019 auf rund 25 Millionen Stück erhöhen wird. In Europa wird für denselben Zeitraum ein Anstieg von 0,7 Millionen Stück auf 13,6 Millionen erwartet. Intelligente Thermostate erfreuen sich zunehmender Beliebtheit, da sie durch geschickte Steuerung eine Erhöhung von Komfort und Bequemlichkeit bei gleichzeitigen Energieeinsparungen ermöglichen. Energieversorgern bieten sie eine Möglichkeit kundenorientierte *Demand-Response* Systeme oder Energieeffizienzprogramme zu positionieren, mit denen wiederum Lastspitzenreduktionen erreicht werden können.

*Googles Nest* ist Partner in der *Threadgroup*,<sup>157</sup> einer Gruppe von Unternehmen, die an einem Kommunikationsstandard für *Smart Home* Produkte arbeitet. *Nest* positioniert sich in diesem Kontext mit dem hauseigenen System als *Home Energy Management* (HEM) Plattform. Neben dem intelligenten Thermostat zur Steuerung von Heizung und Klimaanlage, das auch ein selbstlernendes System zur Anpassung an die Gewohnheiten der Bewohner integriert, bietet *Nest* auch eine Überwachungskamera und einen Rauchmelder. Besitzt man ein *Nest*-Produkt, dann können weitere *Smart Home* Komponenten, wie Lichtsteuerungen, Haushaltsgeräte oder Türschließenanlagen,<sup>158</sup> die mit *Nest* Kommunikationsstandard kompatibel sind, eingebunden werden.

*Smart Home* Produkte, die mit *Nest* kompatibel sind, werden von den jeweiligen Herstellern mit dem "Works-with-Nest" Logo gekennzeichnet. Damit ist gesichert, dass zwischen diesem und dem *Nest*-Gerät eine Steuerung realisiert werden kann.

---

<sup>156</sup> Mobile Marketing: Smart Thermostat Sales Double in a Year, David Murphy (2015-01-12). Web: <http://mobilemarketingmagazine.com/smart-thermostat-sales-double-in-a-year/>; *Berg Insight*, <http://www.berginsight.com/> (2016-03-30).

<sup>157</sup> EnergyCentral: Three Leaders Emerge in the Battle of Smart Home Platforms, Essie Snell (2015-05-01). Web: <http://www.energybiz.com/article/15/04/three-leaders-emerge-battle-smart-home-platforms> (2016-03-30).

<sup>158</sup> Nest. Web: <https://nest.com/works-with-nest> (2016-03-30).

#### 9.4.2.2 HomeKit von Apple

Apple geht mit der *Smart Home* Plattform *HomeKit*<sup>159</sup>, die seit der iOS Version 8.1 als Teil des Betriebssystems verfügbar ist, einen etwas anderen Weg. Ohne eine eigene *Apple*-App zur Verfügung zu stellen, kann das iPhone oder iPad als zentrales Steuergerät für verschiedenste *Smart Home* Komponenten eingesetzt werden und ermöglicht auch eine Kommunikation zwischen ansonsten inkompatiblen Geräten.

Hersteller, die für ihre Produkte eine Steuerung über ein iPhone oder iPad anbieten möchten, müssen ein striktes Zertifizierungsprogramm durchlaufen<sup>160</sup> und dürfen ihre Produkte dann mit dem Logo "Works with Apple HomeKit" kennzeichnen. Mittlerweile ist eine lange Liste von *Smart Home* Produkten für *HomeKit* verfügbar, unter anderem ein intelligentes Thermostat des kanadischen Herstellers *Ecobee*, ein direkter Konkurrent von *Nest*.

Die Einrichtung und Konfiguration der Produkte erfolgt über die App des Herstellers, die mit *HomeKit* kompatibel sein muss. Die Steuerung erfolgt über Siri, *Apples* Spracherkennungs-Software. Verfügbaren Befehlen sind z.B. "Schalte das Licht ein", "Stelle die Temperatur auf 20°" oder "Schalte den Drucker im Büro ein" oder "Gute Nacht". Dabei hängt es von der Konfiguration ab, wie viele Aktionen ausgeführt werden.

### 9.5 Hemmniskatalog Teil 3: Enabler

Die Akzeptanz für neu geschaffene Datenplattformen bis hin zu Marktplätzen hängt von den Faktoren Transparenz und Wertschöpfung ab:

- Transparenz erlangt eine Plattform, in dem die Zugänge gleichzeitig (i) diskriminierungsfrei und (ii) autorisiert erfolgen. Vollständigkeit der Daten und Einhaltung hoher Sicherheitsstandards (Verschlüsselung) sind ebenfalls wichtige Kriterien.
- Geschäftsprozesse, die gegenüber isolierter Abwicklung erheblich beschleunigt werden, wie z.B. Lieferanten- oder Tarifwechsel, sind ein weiteres Motiv zur gemeinsamen Nutzung von Plattformen.
- Der nachhaltige Betrieb eines Marktplatzes kann nur gesichert werden, wenn Mehrwerte auf diesen Plätzen geschaffen werden. Es reicht also nicht, fertige Produkte zu vermitteln, sondern die zusammenlaufenden Informationen müssen durch die Verknüpfung auf den Plattformen veredelt werden. Marktteilnehmer/innen sind nur durch den Zusatznutzen bereit, auch den Marktplatzbetreiber/-agenten zu honorieren.

Grundsätzlich kann zwischen staatlich getriebenen Initiativen und kommerziell eingesetzten Plattformen unterschieden werden.

- Staatlich getriebene Initiativen setzen einen langen Diskussionsprozess voraus, sowie die Einbindung und den Willen der relevanten Akteure. In Österreich würde dafür ein gemeinsames Handeln der gesamten Energiewirtschaft erforderlich sein, in Zusammenarbeit mit den zuständigen Behörden (Ministerien, E-Control). In Österreich haben die Verteilnetzbetreiber aufgrund der strengen Regulierung kaum

<sup>159</sup> Apple Support: HomeKit-kompatible Heimelektronik über ein iPhone, iPad oder einen iPod Touch nutzen. Web: <https://support.apple.com/de-at/HT204893> (2016-03-31).

<sup>160</sup> Heise Online: Bericht: Strenge HomeKit-Zertifizierung bremst Hersteller aus, Ben Schwan (2015-07-15). Web: <http://www.heise.de/mac-and-i/meldung/Bericht-Strenge-HomeKit-Zertifizierung-bremst-Hersteller-aus-2750586.html> (2016-03-31).

einen Anreiz, eine flächendeckende Marktplattform aufzubauen. Der in den USA entwickelte Green Button Standard könnte als Ausgangspunkt genutzt werden, um eine österreichische Entwicklung anzustoßen. Die Anbindung an europäische Initiativen sollte jedoch gewährleistet sein.

- Kommerziell eingesetzte Plattformen entwickeln sich aus dem unternehmerischen Interesse der Firmen heraus. Globalen Internetgiganten wie Google oder Apple ist bewusst, welchen Wert Daten haben. Darüber hinaus haben sie das Know-how, um aus Daten Informationen zu gewinnen und diese zu monetarisieren. Sie sind nicht von den verpflichtenden Smart Metern der Netzbetreiber abhängig sondern bauen auf eigene Hardware, oder jener von Partnern, auf. Sie bieten ihren Kund/innen sehr konkrete Nutzen an und erfahren so eine hohe Akzeptanz.

Im Zuge des Projektes konnte kein Akteur ausfindig gemacht werden, der als Initiator eine gesamtösterreichische Lösung vorantreiben würde. Die Kerngeschäftsrelevanz, dass die internationalen Player in Zukunft wesentliche Anteile am Energiedienstleistungsmarkt beanspruchen werden, wurde von den meisten Expert/innen bestätigt.