



Schweizerische Eidgenossenschaft
Confédération suisse
Confederazione Svizzera
Confederaziun svizra

Eidgenössisches Departement für
Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation UVEK
Bundesamt für Energie BFE

Schlussbericht 03.07.2015

Statusbericht Elektrizitätsnetze

Kundenseitige Technologien und Flexibilität

Auftraggeber:

Bundesamt für Energie BFE
Sektion Cleantech
Pilot- und Demonstrationsprogramm
CH-3003 Bern
www.bfe.admin.ch

Auftragnehmer:

Kundenseitige Technologien
Hochschule Luzern – Technik und Architektur
iHomeLab
Technikumstrasse 21
6048 Horw
www.ihomelab.ch

Flexibilität
ETH Zürich
Forschungsstelle Energienetze
Sonneggstrasse 28
8092 Zürich
www.fen.ethz.ch/

Autoren:

Francesco Paganini, iHomeLab, francesco.paganini@ihomelab.ch
Rainer Kyburz, iHomeLab, rainer.kyburz@ihomelab.ch
Giovanni Beccuti, Forschungsstelle Energienetze, beccuti@fen.ethz.ch
Turhan Demiray, Forschungsstelle Energienetze, demirayt@fen.ethz.ch

BFE-Programmleitung: Dr. Yasmine Calisesi, Leiterin Pilot- und Demonstrationsprogramm
BFE-Projektbegleitung: Dr. Men Wirz, Fachspezialist Cleantech
BFE-Vertragsnummer: SI/501204-01, SI/501204-02

Für den Inhalt und die Schlussfolgerungen sind ausschliesslich die Autoren dieses Berichts verantwortlich.

Zusammenfassung

In den Smart Grid Themenbereichen Kundenseitige Technologien und Flexibilität werden beim Bund in letzter Zeit mehr Gesuche zu Pilot- und Demonstrationsprojekten eingereicht. Es stellt sich die Frage, welche Projekte die langfristige Umwandlung des schweizerischen Elektrizitätsnetzes zu fördern vermögen und den in der Forschung entwickelten Technologien zu Markterfolg verhelfen können. Der vorliegende Bericht analysiert in den beiden Themenbereichen die Forschungslandschaft und den Markt in der Schweiz, gibt eine Übersicht über bestehende und laufende Standardisierungsarbeiten und diskutiert regulatorische Rahmenbedingungen. Aus diesen Untersuchungen werden Empfehlungen abgeleitet, die einen Beitrag zur Beantwortung obiger Frage leisten und bei künftigen Förderanträgen als Entscheidungshilfe dienen sollen.

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung.....	3
1 Management Summary	6
2 Einleitung	8
2.1 Ausgangslage und Ziel der Arbeit	8
2.2 Kategorie Kundenseitige Technologien	9
2.2.1 Smart Metering.....	9
2.2.2 Visualisierungstechnik	9
2.2.3 Gebäudeautomatisierung	10
2.2.4 Speicher zur Optimierung des Eigenverbrauchs	10
2.3 Kategorie Flexibilität.....	11
2.3.1 Demand Side Integration.....	11
2.3.2 Einspeisemanagement.....	11
2.3.3 Virtuelle Kraftwerke	11
2.3.4 Stromspeicher	12
2.4 Gliederung des Berichts.....	12
3 Kundenseitige Technologien.....	13
3.1 Forschungslandschaft.....	13
3.1.1 Methodik	13
3.1.2 Smart Metering.....	15
3.1.3 Visualisierungstechnik	18
3.1.4 Gebäudeautomatisierung	21
3.1.5 Speicher zur Optimierung des Eigenverbrauchs	24
3.1.6 Anderes	26
3.2 SCCER – Swiss Competence Centers for Energy Research	28
3.2.1 Relevante SCCER.....	28
3.2.2 Forschungsschwerpunkte der relevanten SCCER.....	29
3.3 Markt	30
3.3.1 Smart Metering.....	30
3.3.2 Visualisierungstechnik	32
3.3.3 Gebäudeautomatisierung	34
3.3.4 Speicher zur Optimierung des Eigenverbrauchs	36
3.4 Akteure in der Wertschöpfungskette.....	38
3.4.1 Modellstruktur der Wertschöpfungskette	38
3.4.2 Akteure und ihre Rollen	41
3.5 Technologische Standards und regulatorische Rahmenbedingungen	44
3.5.1 Smart Metering.....	44
3.5.2 Visualisierungstechnik	47
3.5.3 Gebäudeautomatisierung	48
3.5.4 Speicher zur Optimierung des Eigenverbrauchs	49
3.6 Empfehlungen	51
3.6.1 Forschungsthemen.....	51
3.6.2 Pilot- und Demonstrationsprojekte	52
3.6.3 Vertiefte Analyse der Kundenseitigen Technologien	53
4 Flexibilität.....	54
4.1 Unterthemen.....	54
4.2 Pilot- und Demonstrationsprojekte	57
4.3 Forschung	59

4.4	Markt.....	63
4.5	Interessensvertreter.....	64
4.6	Technische und regulatorische Standards.....	65
4.7	Gap-Analyse und Empfehlungen.....	67
5	Fazit.....	68
6	Referenzen	69

1 Management Summary

Die Energiestrategie des Bundes sieht einen langfristigen Ausstieg aus der Kernenergie zugunsten der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien vor. Windräder und Photovoltaikanlagen speisen dezentral und volatil ins Stromnetz ein. Dadurch wird dieses vor Herausforderungen gestellt, die durch die Transformation des bisherigen Netzes in ein intelligentes Netz, ein Smart Grid, gelöst werden sollen. In den Smart Grid Themenbereichen *Kundenseitige Technologien* und *Flexibilität* werden beim Bund in letzter Zeit mehr Gesuche zu Pilot- und Demonstrationsprojekten eingereicht. Es stellt sich die Frage, welche Projekte die langfristige Umwandlung des schweizerischen Elektrizitätsnetzes zu fördern vermögen und den in der Forschung entwickelten Technologien zu Markterfolg verhelfen können. Der vorliegende Bericht leistet einen Beitrag zur Beantwortung dieser Frage und soll bei künftigen Förderanträgen als Entscheidungshilfe dienen.

Der Themenbereich *Kundenseitige Technologien* wurde vom iHomeLab der Hochschule Luzern – Technik und Architektur analysiert, der Bereich *Flexibilität* von der Forschungsstelle Energienetze (FEN) der Eidgenössischen Technischen Hochschule Zürich. Beide Bereiche umfassen jeweils vier Technologiekatogorien, die in der Analyse in Unterthemen unterteilt wurden, um ein detaillierteres Bild zu ermöglichen. Insgesamt wurden 200 Projekte auf ihre Relevanz bezüglich dieser Themen untersucht und anschliessend die Aktivität der relevanten Projekte in den Themengebieten bestimmt. Ausserdem wurden die Swiss Competence Centers for Energy Research (SCCER) in ähnlicher Weise untersucht. Über Internetrecherchen wurden am Markt beteiligte Akteure und ihre Produkte identifiziert und durch Gespräche mit Branchenvertretern deren Markterfolg abzuschätzen versucht. Zusätzlich wurden relevante technologische Standards zusammengetragen und zu regulatorischen Rahmenbedingungen Stellung genommen.

Die vier Technologiekatogorien der *Kundenseitigen Technologien* sind *Smart Metering*, *Visualisierungstechnik*, *Gebäudeautomatisierung* und *Speicher zur Optimierung des Eigenbedarfs*.

Im *Smart Metering* sind die Forschung und die technologische Standardisierung weit fortgeschritten. Auf dem schweizerischen Markt sind bereits zahlreiche Smart Meter erhältlich, wobei deren verbreiteter Einsatz aufgrund fehlender Anreize bislang ausbleibt. Die Identifikation möglicher Anreize und/oder angemessener regulatorischer Rahmenbedingungen ist derzeit eine zentrale Thematik im *Smart Metering*-Bereich. Dieses Gebiet könnte Gegenstand weiterer Forschungs- und P+D-Projekte sein. Zudem könnten Smart-Grid-fremde Nutzungen der Smart-Meter-Infrastruktur, welche den Business Case für Smart Meter verbessern, untersucht werden.

In der Technologiekatogorie *Visualisierungstechnik* sind Forschung und Markt ebenfalls weit fortgeschritten. Allerdings wird der bisherige Markterfolg von Visualisierungssoftware als eher gering eingeschätzt, da deren Einsatz meist auf der Einführung von Smart Metern basiert. Diese sind in der Schweiz noch wenig verbreitet. Zur Visualisierungstechnik konnten keine internationalen Standards identifiziert werden. Ein möglicher Themenbereich für zukünftige P+D-Projekte könnten Technologien für das Bereitstellen von detaillierten Verbrauchsdaten in Echtzeit sein, welche unabhängig von Smart Metern sind.

In der Kategorie *Gebäudeautomatisierung* weist die Analyse daraufhin, dass weiterer Forschungsbedarf bestehen könnte bezüglich der Smart Grid-Anwendungen im residenziellen Bereich. Abgesehen von Smart Grid-fremden Gebäudeautomatisierungssystemen sind auf dem schweizerischen Markt nur wenige Automatisierungsprodukte für den residenziellen Bereich zu finden. Die internationale Standardisierung der Automatisierung für Zweckbauten ist weit vorgeschritten. Für den Bereich von Smart-Home-Systemen im Zusammenhang mit Smart Grid-Anwendungen ist sie jedoch noch in vollem Gange. Diese Ergebnisse legen den Schluss nahe, dass das Themengebiet Smart Grid-dienlicher Gebäudeautomatisierungsfunktionen für zukünftige P+D-Projekte von Bedeutung sein könnte.

Der Einsatz von *Speichern zur Optimierung des Eigenverbrauchs* war in der Schweiz bis zur Einführung der Eigenverbrauchsregelung im Jahr 2014 weitgehend uninteressant. Dies könnte ein Grund dafür sein, dass sich nur ein geringer Anteil der untersuchten Projekte mit dieser Technologie befasste und der bisherige Markterfolg in der Schweiz als eher gering eingeschätzt wird. Mehrere internationale Standardisierungsarbeiten laufen aktuell auf diesem Gebiet, hauptsächlich mit Fokus auf Sicherheit und Zuverlässigkeit. Angesichts der internationalen Preisentwicklungen von

Batteriespeichern und der zunehmenden Verbreitung von dezentraler volatiler Stromproduktion in der Schweiz könnte die Bedeutung von Speichern in Zukunft zunehmen. Da andere Länder in diesem Bereich bereits wesentlich weiter fortgeschritten sind als die Schweiz, wird erwartet, dass die grundlegenden Forschungsthemen auf dem Gebiet der Speicher international bereits gut abgedeckt sind. In der schweizerischen Forschung sollten möglicherweise vermehrt auch ökologische Aspekte analysiert werden und Alternativen zu rohstoff- und energieintensiven Batteriespeichern gesucht werden.

Die vier Kategorien der *Flexibilität* sind *Demand Side Integration*, *Einspeisemanagement*, *Virtuelle Kraftwerke* und *Stromspeicher*.

Betreffend die Kategorie *DSI* kann man zuerst sagen dass obwohl mehrere Technologien, Produkte und Standards für Einzelgeräte verfügbar sind, allgemeine und weitverbreitete Anwendungskonzepte und Betriebsstrategien noch fehlen. Dies wird auch in der erheblichen Anzahl Forschungs- und P&D Projekte reflektiert, die dieses Thema behandeln und die weiter gefördert werden sollten, mit der Empfehlung dass der Fokus auf automatisierten Ansätzen liegt. Zudem wäre die Berücksichtigung von netzseitigen Aspekten zu betonen, da solche Anwendungen, wenn sie flächendeckend eingeführt werden, die Energieflüsse im System signifikant modifizieren könnten, was eine Modellierung und Analyse der Auswirkungen auf das Stromnetz rechtfertigt.

In Bezug auf die Thematik *Einspeisemanagement* stellt man fest, dass Anwendungen und spezifische regulatorische Rahmenbedingungen kaum vorhanden sind. Diese Situation hat mit der Tatsache zu tun, dass dargebotsabhängige Einheiten heutzutage in der Schweiz eine kleine Minderheit der Generatoren bilden. Zudem ist eine solche Lösung eher als Notmassnahme zu verstehen, die für den Normalbetrieb weder wünschenswert noch ausschlaggebend ist, da diese Art Generatoren auf erneuerbaren Energien basieren und dementsprechend begünstigt und nicht beschränkt werden sollen. Genau weil die Durchdringung solcher Technologien in der Zukunft deutlich zunehmen soll wäre es aber empfehlenswert geeignete Ansätze zu entwickeln, sowohl auf Ebene von Forschungs- und P&D-Projekte als auch mittels neuer regulatorischer Modelle, um all die möglichen Aspekte dieser Problematik rechtzeitig anzusprechen.

Im Bereich *Virtuelle Kraftwerke* hingegen existieren schon etablierte Lösungen die vom Netzbetreiber auch dank angemessenen Rahmenbedingungen aktuell angeboten werden, und die in den letzten Jahren in einigen P&D-Projekte ausgenutzt wurden um die Machbarkeit und effektive Relevanz neuer Anwendungen zu bewerten. Die zunehmende Bedeutung der dezentralen Generation in der zukünftigen Entwicklung des Netzes hat als Folge dass dieses Gebiet weiter studiert werden muss, auch auf Forschungsebene, um neue Applikationen zu erschliessen und deren Auswirkungen auf das Schweizer Energiesystem zu untersuchen.

Zur Thematik *Stromspeicher* gibt es einige Forschungsaktivitäten die in den letzten Jahren durchgeführt wurden, sie basieren aber hauptsächlich auf kleinen Einzelbenutzerkonfigurationen: Obwohl solche Studien selbstverständlich relevant sind in Bezug auf den Aspekt Flexibilität sind auch die Interaktionen und Wechselwirkungen, die im Netz dadurch entstehen, durchaus wichtig, und die sollten in den kommenden Jahren gefördert werden. Zudem könnte auch eine erhöhte Präsenz von Elektrofahrzeugen einen direkten Einfluss auf die Systembelastung und auf den Netzzustand haben, was zurzeit nicht genug berücksichtigt und analysiert wurde. Regulatorisch kann man sagen dass adäquate Rahmenbedingungen noch geschaffen werden müssen: Mit dem heutigen Stand ist es nicht klar wem die Speicherungsflexibilität gehört, da diese Anlagen weder Lasten noch Generatoren sind und dementsprechend schwer einzustufen sind.

Die Resultate der Analysen in beiden Themenbereichen, *Kundenseitige Technologien* und *Flexibilität*, und die darauf aufbauenden Schlussfolgerungen sind mit Unsicherheiten behaftet. Diese sind primär auf den teilweise geringen Umfang der vorliegenden Informationen zu Forschungsprojekten und am Markt angebotenen Produkten zurückzuführen. Weiter liess der gegebene Projektrahmen keine Analyse der betrachteten Projekte auf ihre Relevanz in Hinblick auf die Transformation der Elektrizitätsnetze, auf ihren Erfolg und auf allenfalls gewonnene Erkenntnisse zu. Eine zukünftige Analyse könnte diese Aspekte vertiefen und so ein besseres Verständnis ermöglichen. Bei einer vertieften Analyse der Marktsituation sollte dem Dialog mit relevanten Akteuren einen höheren Stellenwert eingeräumt werden.

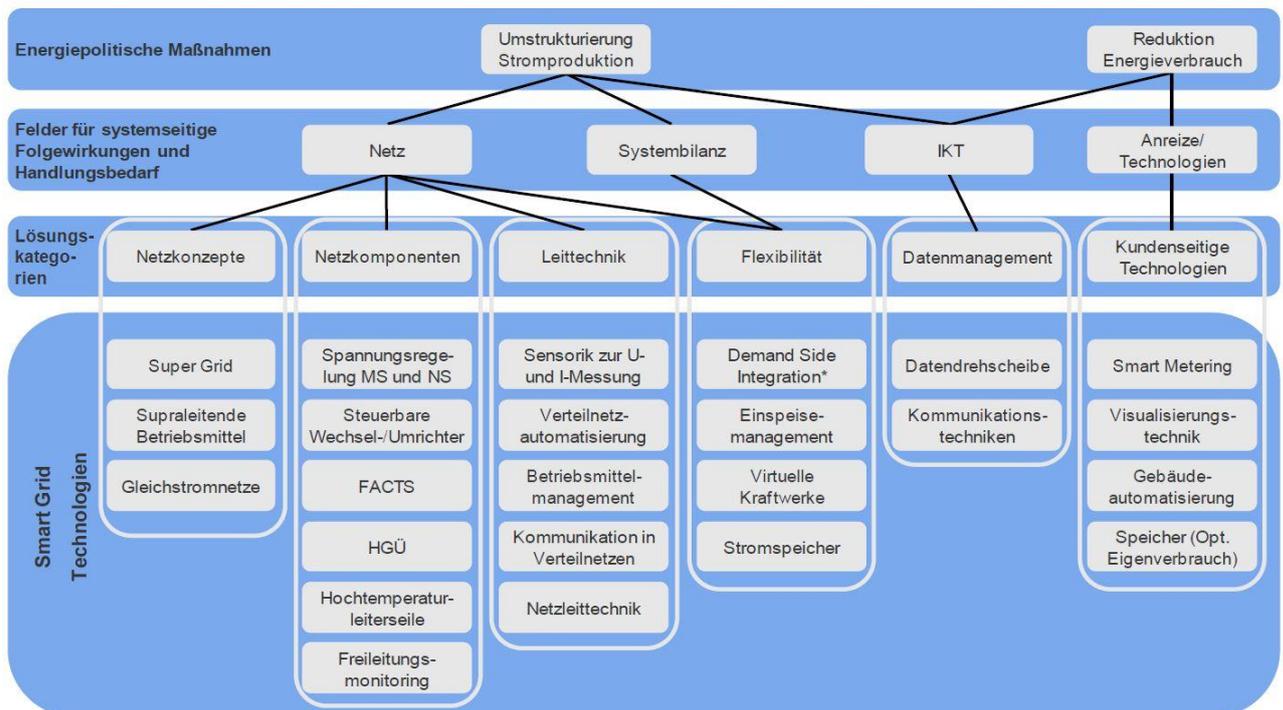
2 Einleitung

2.1 Ausgangslage und Ziel der Arbeit

Im Rahmen des im April 2012 gutgeheissenen ersten Massnahmenpakets zur Umsetzung der Energiestrategie 2050 wurden die Mittel für Pilot- und Demonstrationsprojekte im Energiebereich substanziell erhöht [1]. Ziel dieser P+D-Projekte ist, es den in der Forschung entwickelten Energietechnologien zu ermöglichen, im Markt Fuss zu fassen. Durch die Erhöhung der finanziellen Mittel soll dieser Prozess beschleunigt werden.

In letzter Zeit werden beim Bundesamt für Energie (BFE) vermehrt Gesuche für P+D-Projekte in den Smart Grid-Lösungskategorien *Flexibilität* und *Kundenseitige Technologien* eingereicht. Aufgrund der Anzahl und Ähnlichkeit der Projekte in diesen Kategorien stellt sich die Frage, welche Entwicklungen und Projekte massgeblich dazu beitragen können, die langfristige Umwandlung des schweizerischen Elektrizitätsnetzes zu fördern und neue Technologien wirtschaftlich und somit marktfähig zu machen. Drei Jahre nach der Gutheissung des ersten Massnahmenpakets wurde deshalb in Hinblick auf die weitere Ausrichtung des Pilot- und Demonstrationsprogramms des BFE eine Bestandsaufnahme und Analyse zu den zwei Kategorien in Auftrag gegeben, die dem Bundesamt bei zukünftigen Förderanträgen als Entscheidungshilfe dienen soll.

Der vorliegende Bericht dokumentiert sowohl die Untersuchung der *Forschungsstelle Energienetze* der ETH Zürich zur Kategorie *Flexibilität* als auch diejenige des *iHomeLab* der Hochschule Luzern zur Kategorie *Kundenseitige Technologien*. Beide Arbeiten leisten in ihrer Kategorie einen Beitrag zur Beantwortung oben genannter Fragestellungen. In **Abbildung 1** ist die Position der zwei Kategorien innerhalb der verschiedenen Smart Grid-Technologien ersichtlich.



* Demand Side Integration = Demand Side Management + Demand Side Response

Abbildung 1. Kategorisierung der Smart Grid-Technologien [2].

Grundlage der Arbeit bildet in beiden Fällen eine Bestandsaufnahme der Forschungslandschaft in den betrachteten Kategorien. Diese besteht in erster Linie aus einer ausführlichen Analyse abgeschlossener und laufender Pilot- & Demonstrationsprojekte sowie weiterer Forschungsprojekte, welche vom Bund mitfinanziert wurden. Ebenfalls zur Erfassung der Forschungslandschaft gehört die Identifikation der für die jeweilige Kategorie relevanten SCCER (Swiss Competence Centers for

Energy Research). Ziel dieses Teil der Arbeiten ist die Erfassung des Stands der Technik und der aktuellen Trends in der Forschung.

Anhand der Forschungsanalyse und einer anschliessenden Marktanalyse werden Akteure und ihre Rollen in der Wertschöpfungskette ermittelt. Das Primärziel der Marktanalyse ist jedoch die Erfassung der am Markt bereits erhältlichen Technologien. Weiter werden die bestehenden technischen Standards und das regulatorische Umfeld untersucht. Die Analyse der Forschungslandschaft beschränkt sich auf von schweizerischen Instituten und Unternehmen durchgeführte Forschungsprojekte bis Ende 2014. In der Marktanalyse sind nur Produkte berücksichtigt, die in der Schweiz erhältlich sind.

Aufbauend auf diesen Bestandsaufnahmen, sind schliesslich Empfehlungen formuliert, in welchen Themengebieten allfällige Lücken zwischen Forschung und Markt existieren, welche durch Pilot- und Demonstrationsprojekte gefüllt werden könnten, welche Themen in der Forschung vielleicht weiter vertieft werden sollten und welche Analysen der Lösungskategorien *Flexibilität* und *Kundenseitige Technologien* vertieft werden könnten.

2.2 Kategorie Kundenseitige Technologien

Wie in **Abbildung 1** ersichtlich ist, besteht die Lösungskategorie der *Kundenseitigen Technologien* aus den vier Technologiekategorien *Smart Metering*, *Visualisierungstechnik*, *Gebäudeautomatisierung* und *Speicher zur Optimierung des Eigenverbrauchs*. Zwischen diesen Technologiekategorien und denjenigen der *Flexibilität* bestehen zahlreiche Berührungspunkte.

In diesem Abschnitt werden diese Technologiekategorie in wenigen Worten vorgestellt und die in dieser Arbeit definierten Systemgrenzen erläutert. Die Autoren halten sich dabei weitestgehend an die im Bericht „Zustandsanalyse und Entwicklungsbedarf von Technologien für ein Schweizer Smart Grid“ gewählten Definitionen und Ausführungen [2]. In der Technologiekategorie *Gebäudeautomatisierung*, wo die Berührungspunkte mit Flexibilitätsthemen am offensichtlichsten vorliegen, wurden die Systemgrenzen allerdings klarer definiert, um Überschneidungen mit der Arbeit zur Lösungskategorie *Flexibilität* zu minimieren.

2.2.1 Smart Metering

Unter *Smart Metering* wird gemäss [2] die elektronische Zählung des Stromverbrauchs (und gegebenenfalls auch der Einspeisung) von Kleinkunden verstanden. Die elektronischen Zähler ersetzen hierbei konventionelle mechanische Zähler, die manuell abgelesen werden müssen. Allgemein werden auch elektronische Wasser- oder Gaszähler als Smart Meter bezeichnet, im vorliegenden Bericht sind mit dem Begriff jedoch stets Stromzähler gemeint.

Der Hauptvorteil von Smart Metern gegenüber herkömmlichen Zählern ist ihre integrierte Kommunikationsschnittstelle. Diese ermöglicht einerseits die Fernablesung des Zählerstands und andererseits eine deutlich zeitnahe und detaillierte Information über den Stromverbrauch als die bisherige Stromrechnung. Neben diesen Grundfunktionalitäten wird eine Reihe von weiteren Funktionen diskutiert. Denn Smart Meter sind eine Voraussetzung für gewisse weitere Technologien und Geschäftsmodelle im Smart Grid wie bspw. dynamische Tarifsysteme. Durch diese Schlüsselfunktion haben Smart Meter in den Kundenseitigen Technologien eine zentrale Rolle inne.

2.2.2 Visualisierungstechnik

Eine Grundfunktionalität von Smart Metern ist die Möglichkeit, Daten zum Energieverbrauch eines Endverbrauchers über ein Kommunikationsmodul weiterzugeben. Unter anderem wird dadurch die Visualisierung des Stromverbrauchs gegenüber dem Endkunden ermöglicht. Diese soll zu einem besseren Verständnis des eigenen Verbrauchsverhaltens führen und somit die Grundlage dafür schaffen, Stromsparmöglichkeiten zu erkennen und zu nutzen [2]. Dies ist wünschenswert, da die Energieeffizienz ein wesentlicher Pfeiler der Energiestrategie 2050 des Bundes darstellt. Zudem bringt

eine Reduktion des Stromverbrauchs eine Entlastung des Stromnetzes mit sich, sodass weniger in dessen Ausbau investiert werden muss.

Eine solche Visualisierung des Stromkonsums kann über verschiedenste Plattformen (z.B. Internetseiten, Smart Phone Apps, dedizierte Anzeigegeräte) und in verschiedenster Form und Detailgrad (z.B. unterschiedliche zeitliche Auflösung, Lastkurven, Wettbewerb, Spiel) erfolgen. Ziel ist stets, beim Endkunden ein möglichst tiefes Verständnis seines Verbrauchsverhaltens hervorzurufen und so optimale Voraussetzungen für energieeffizientes Verhalten zu schaffen.

2.2.3 Gebäudeautomatisierung

Nach [2] umfasst der Bereich der *Gebäudeautomatisierung* sämtliche mit Hausautomation assoziierte Technologien. Aufgrund des mangelnden Bezugs einer Vielzahl dieser Technologien (bspw. intelligente Beleuchtung) zum Smart Grid haben die Autoren dieser Arbeit den betrachteten Rahmen enger gezogen.

Unter *Gebäudeautomatisierung* ist in dieser Arbeit die automatisierte Lastverschiebung oder Lastabschaltung mit direktem Nutzen für den Kunden zu verstehen. Dies beinhaltet in erster Linie die Verschiebung der Betriebszeiten von Verbrauchsgeschäften einerseits zu Zeiten mit hoher Eigenproduktion (bspw. durch Photovoltaikanlagen) und andererseits zu Zeiten mit günstigem Strom in dynamischen Tarifsystemen (Demand Response). Weiterhin sind mit dem Stromnetz verknüpfte Laststeuerungssysteme berücksichtigt, die durch gezielte Lastreduktion und Lastabschaltungen eine Reduktion des Stromverbrauchs ermöglichen.

Diese Definition schließt neben den oben erwähnten Smart Grid-fremden Hausautomations-Technologien ausserdem primär netzdienliche Lastverschiebungen auf Seite der Kunden von der Analyse aus. Diese Automatisierung im Rahmen von Demand Side Management ist vielmehr der Flexibilität zuzuordnen (vgl. Abschnitt 2.3.1). Netzdienliche Lastverschiebung kommt letztlich zwar auch dem Endverbraucher zu Gute, da durch sie Netzausbauten vermieden werden können und deshalb nicht im Strompreis zu tragen kommen, dies stellt allerdings einen indirekten Nutzen dar.

2.2.4 Speicher zur Optimierung des Eigenverbrauchs

Ein weiteres Kernthema der kundenseitigen Technologien sind nach [2] *Speicher zur Optimierung des Eigenverbrauchs*. Damit sind bei Prosumern installierte Speichersysteme gemeint, die zur Speicherung von lokal produziertem Strom verwendet werden. Als Prosumer werden Endverbraucher bezeichnet, die lokal eigenen Strom produzieren, deren Verbrauch aber mindestens zeitweise die Produktion übersteigt [3]. In Zeiten hoher Produktion, beispielsweise um die Mittagszeit bei Photovoltaikanlagen, wird Strom in den Speicher eingespeist, um ihn in Zeiten mit hohem Verbrauch und niedriger Produktion wieder zu beziehen. Solche Speicherlösungen können sich mit Lastverschiebungen, wie sie in Abschnitt 2.2.3 beschrieben sind, ergänzen oder sie substituieren. Die beiden Systeme zur Optimierung des Eigenverbrauchs haben gemein, dass durch sie das Verteilnetz entlastet wird und Massnahmen des Einspeisemanagements (vgl. Abschnitt 2.3.2) oder Netzausbauten durch sie vermieden werden können.

Die dezentralen Stromspeicher können natürlich auch zur Bereitstellung von Regelenergie eingesetzt werden (vgl. Abschnitt 2.3.4). Dieser Aspekt fällt aber in die Kategorie der Flexibilität und wird deshalb in den kundenseitigen Technologien nicht behandelt. Auch die Möglichkeit den Speicher in einem Tarifsystem mit variablem Stromtarif so zu nutzen, dass in Tageszeiten mit tiefen Preisen Strom gespeichert und in Tageszeiten mit hohen Preisen wieder ins Netz eingespeist wird, wird aus der Analyse ausgeschlossen.

Ebenfalls ausgeschlossen aus dem Thema *Speicher zur Optimierung des Eigenverbrauchs* sind sämtliche Technologien, die sich mit Wärmespeicherung auseinandersetzen, da sich die Analyse auf das Stromnetz und somit auf Stromspeicherung beschränkt.

2.3 Kategorie Flexibilität

Im Folgenden wird die Thematik *Flexibilität* präsentiert indem die dazugehörenden Themen, d.h. *Demand Side Integration*, *Einspeisemanagement*, *Virtuelle Kraftwerke* und *Stromspeicher*, beschrieben werden und ihre Systemgrenzen definiert werden. Die Autoren halten sich dabei weitgehend an die im Bericht „Zustandsanalyse und Entwicklungsbedarf von Technologien für ein Schweizer Smart Grid“ gewählten Definitionen und Ausführungen [2].

2.3.1 Demand Side Integration

Der Begriff Demand Side Integration (DSI) betrifft die aktive Einbindung der Verbraucher in der Steuerung des Netzes, und umfasst sowohl Demand Side Management (DSM) als auch Demand Side Response (DSR). DSM bezeichnet Maßnahmen zur direkten Steuerung des Stromverbrauchs zur Gewährleistung der Netzstabilität, während DSR Methoden beschreibt, die Lasten in Reaktion auf Preissignale und ähnliche Anreize steuert. Es ist anzumerken dass mit der Rundsteuerung schon heute ein Mittel des Lastmanagements verfügbar ist, womit Geräte wie Wärmepumpen, Elektroboiler und Elektroheizungen angesteuert werden können, um z.B. Lastspitzen zu vermeiden oder die Netzbelastung zu reduzieren. Auch finanzielle Anreize zur Lastflexibilisierung werden von mehreren Stromversorgern mit der Hoch-/Niedertarifierung bereits angeboten. In dieser Hinsicht wird die Flexibilität, die DSI mit sich bringen, zum Teil schon heute ausgebeutet. Mit der Verbreitung von modernen Mess- und Kommunikationsgeräten stellt sich aber die Frage, inwieweit es möglich wäre solche Ansätze ausführlich zu verwenden um die Vorteile des Lastmanagements völlig auszuschöpfen, z.B. auch zur Behebung von netzseitigen Problemen wie Engpassmanagement oder Frequenzregelung.

2.3.2 Einspeisemanagement

Als Einspeisemanagement werden nach [2] Konzepte zur netzdienlichen Nutzung von erzeugungsseitigen Flexibilitäten verstanden, wo der Schwerpunkt auf erneuerbaren und eventuell dargebotsabhängigen Erzeugungsanlagen liegt. Solche Anlagen speisen normalerweise die durch das jeweilige Dargebot bestimmte maximal erziegbare Leistung ein, sodass ihre Einspeisung nur nach unten angepasst werden kann. Eine derartige Regelung impliziert entsprechend den Verzicht auf einen Teil des erziegbaren Stroms, weswegen sie nicht wünschenswert ist, könnte aber prinzipiell als Notlösung zur Behebung von Netzproblemen wie Leitungsüberlastungen oder Spannungsverletzungen verwendet werden. Zudem könnte sie sogar notwendig werden, wenn bei höherer Durchdringung von intermittierenden Energiequellen ein momentaner Produktionsüberschuss entsteht der sonst die Netzsicherheit gefährden würde. Es ist dann erforderlich die Energieerzeugung von solchen Anlagen koordiniert zu lenken um die erwünschte Gesamtwirkung zu bewerkstelligen. Als Einspeisemanagement kann man aber auch Ansätze verstehen wo nur lokal agiert wird um den eigenen Bedarf optimal zu erfüllen oder um lokale Netzprobleme zu lösen, wie etwa um die Spannung am Einspeiseort zu regeln. Kleine Erzeuger die über einen passenden Speicher verfügen können darüber hinaus einen erheblichen Beitrag zur wirksamen Umsetzung vom Einspeisemanagement liefern, da deren Flexibilitätsgrad signifikant erhöht wird.

2.3.3 Virtuelle Kraftwerke

Ein virtuelles Kraftwerk setzt sich aus mehreren Teilanlagen zusammen, die eine größere Einheit bilden um ihre kombinierte Erzeugungskapazität zu vermarkten. Die einzelnen Teilanlagen können unterschiedliche Technologien mit unterschiedlichen Eigenschaften umfassen, und Speicher und steuerbare Lasten könnten auch für diesen Zweck verwendet werden.

Es ist von besonderem Interesse ein virtuelles Kraftwerk zu bilden, wenn dadurch Märkte erschlossen werden können, zu denen die einzelnen Teilanlagen keinen Zugang haben, typischerweise wegen der erhöhten Verfügbarkeit der angebotenen Kapazität. Das ist z.B. ein relevanter Aspekt für Regelleistungsmärkte, an denen erst ab definierten Kapazitätsschwellen aufzutreten möglich ist.

Um ein solches Konzept umzusetzen müssen die einzelnen Teilanlagen über ein passendes Kommunikationssystem mit einer Leitstelle verbunden werden, die die Anlagen überwacht und steuert. Die Leitstelle agiert als Betreiber des virtuellen Kraftwerks und vermarktet dessen gesamte Erzeugungskapazität indem sie die Eigenschaften der einzelnen Anlagen berücksichtigt.

2.3.4 Stromspeicher

Auf Übertragungsebene werden Speichertechnologien (z.B. Pumpspeicherwasserkraftwerke) schon seit langem für die Erhaltung der Systemfrequenz verwendet. In den letzten Jahren jedoch ist das Interesse entstanden, unter anderem wegen der Zunahme der Anzahl von kleinen und dezentralisierten dargebotsabhängigen Erzeugungsanlagen, Speicher auch auf Verteilnetzebene zu benutzen um einen eventuellen Produktionsüberschuss solcher Geräte lokal aufzunehmen. Damit wird die Systemsicherheit bewahrt und gleichzeitig die produzierte Energie nicht verschwendet. Die gespeicherte Energiemenge kann man dann entweder später ins Netz einspeisen wenn die Verfügbarkeit der Energie im System tiefer geworden ist, oder direkt vor Ort verbrauchen (Optimierung des Eigenverbrauchs, vgl. Abschnitt 2.2.4).

Darüber hinaus können eigenständige Speicher (d.h. ohne lokale Produktionsanlagen) als regelbare Einheiten betrieben werden, um sowohl positive als auch negative Regelenergie anzubieten, indem sie als virtuelle Generatoren oder flexible Lasten agieren. Zusätzliche Systemdienstleistungen (z.B. Blindleistungs-/Spannungsregelung) sind ebenfalls bei solchen Geräten mindestens konzeptuell vorstellbar wegen deren grundsätzlichen Multifunktionalität. Es ist zudem relevant zu erwähnen dass auch parkierte Elektrofahrzeuge prinzipiell für ähnliche Zwecke verwendet werden könnten.

2.4 Gliederung des Berichts

Der nachfolgende Teil des vorliegenden Forschungsberichts ist folgendermassen gegliedert. Kapitel 3 *Kundenseitige Technologien* und Kapitel 4 *Flexibilität* stellen den eigentlichen Kern des Berichts dar. Die Resultate der zwei Arbeiten werden getrennt präsentiert und diskutiert. Kapitel 5 *Fazit* bietet einen Rückblick über die beiden Arbeiten und präsentiert Schlussfolgerungen für zukünftige Projekte. Die in den Arbeiten herbeigezogenen Informationsquellen sind im Kapitel 6 Referenzen aufgeführt.

3 Kundenseitige Technologien

Dieses vom Forschungsinstitut iHomeLab verfasste Kapitel beinhaltet eine Analyse der Forschungslandschaft (Abschnitte 3.1 und 3.2), eine Situationsanalyse der Marktlandschaft (Abschnitt 3.3), eine Übersicht über die in der Wertschöpfungskette des Smart Grid aktiven Akteure (Abschnitt 3.4), einen Abriss über bestehende und erwünschte Standards und regulatorische Rahmenbedingungen (Abschnitt 3.5) sowie einen Abschnitt (3.6), in welchem Empfehlungen formuliert sind, welche Forschungsbereiche vertieft werden sollten, welche Themen bereit für ein Pilot- und Demonstrationsprojekt sein könnten und welchen Wegen eine vertiefte Bestandsaufnahme der *Kundenseitigen Technologien* folgen könnte.

3.1 Forschungslandschaft

3.1.1 Methodik

Im Zentrum der vorliegenden Arbeit steht die Identifikation des Stands der Technik und der aktuellen Trends in der Forschung. Darauf aufbauend werden in Verbindung mit einer Situationsanalyse der schweizerischen Marktlandschaft relevante Themengebiete für mögliche weitere Forschungs- sowie Pilot- und Demonstrationsprojekte identifiziert.

Zu diesem Zweck wurden mehr als 200 schweizerische vom Bund mitfinanzierte Projekte seit dem Jahr 2009 untersucht. Insgesamt wurden 50 Projekte als für die *Kundenseitigen Technologien* relevant eingestuft. Darunter befinden sich 5 Pilot- und Demonstrationsprojekte und 45 Forschungs- und Entwicklungsprojekte. 27 der relevanten 50 Projekte wurden vom Bundesamt für Energie, der Rest über andere staatliche Förderinstrumente wie z.B. die Kommission für Technologie und Innovation (KTI) finanziert.

Sowohl laufende als auch abgeschlossene Projekte wurden in der Analyse berücksichtigt, wobei einige Projekte aufgrund mangelnder Informationen von der Analyse ausgeschlossen werden mussten. Da nicht sämtliche allenfalls relevante Projekte untersucht werden konnten, sind die Resultate und Interpretationen der Analyse sowie darauf aufbauende Empfehlungen mit Unsicherheiten behaftet.

Um bestimmen zu können, welche Themen in der Forschung im Fokus liegen, wurden die vier Technologiekategorien *Smart Metering*, *Visualisierungstechnik*, *Gebäudeautomatisierung* und *Speicher zur Optimierung des Eigenverbrauchs* in Unterthemen aufgeteilt, die in diesem Bericht als Themengebiete bezeichnet werden. Die Identifikation dieser Themengebiete erfolgte in einer iterativen Erarbeitung während der Analyse der zahlreichen Projekte. Die sich herauskristallisierenden Themengebiete der Forschung in den vier Technologiekategorien sind in den Abschnitten 3.1.2 bis 3.1.5 in **Tabelle 1** bis **Tabelle 4** aufgeführt und kurz erläutert. Da zwei der Themengebiete nach den in Abschnitt 2.2 erläuterten Definitionen keiner der vier Technologiekategorien – wohl aber den Kundenseitigen Technologien insgesamt – zuordenbar sind, werden diese im Abschnitt 3.1.6 *Anderes* in **Tabelle 5** aufgeführt.

Für jedes Projekt wurde analysiert, mit welchen Themengebieten es sich wie intensiv auseinandersetzt. Dabei wurde unterschieden zwischen den drei Intensitäten ‚Thema steht im Fokus‘, ‚Thema ist relevant‘ und ‚Thema wird angeschnitten‘. In der resultierenden Relevanzmatrix wurden diese Intensitäten durch eine Aktivitätspunktzahlen modelliert. Aus der Summe dieser Aktivitätspunkte können Aussagen zu der Aktivität in den Themengebieten abgeleitet werden. Da die Zahlenwerte allerdings eine nicht vorliegende Genauigkeit implizieren, werden sie im vorliegenden Bericht durch weniger exakte Bezeichnungen ersetzt. Die resultierende Darstellungsweise ist in **Abbildung 2** beispielhaft aufgezeigt.

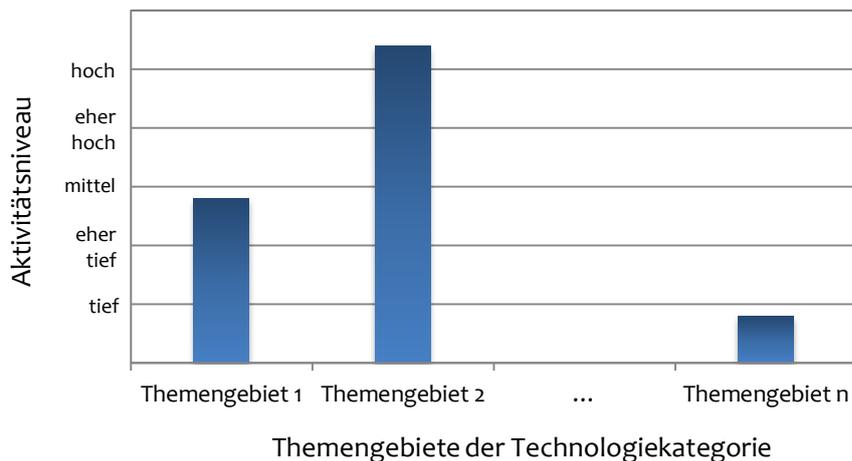


Abbildung 2. *Beispielhafte* Darstellung der Aktivitätsniveaus der Forschung in einer Technologiekatgorie mit n Themengebieten seit dem Jahr 2009. Aufgrund der Subjektivität in der Analyse muss auf eine exaktere Bezeichnung der y-Achsenwerte verzichtet werden.

Die Aktivitätsniveaus geben Aufschluss darüber, wie intensiv ein Themengebiet seit 2009 erforscht worden ist, lassen aber keinen Schluss auf Erfolg oder Misserfolg der entsprechenden Projekte zu. Auch bleibt die Frage offen, inwiefern ein bestimmtes Themengebiet letztlich für die langfristige Transformation der elektrischen Energienetze relevant ist und ob Forschung darin die wirtschaftliche Lebensfähigkeit der Smart Grid Technologien nachhaltig fördern kann. Diese zwei wichtigen Fragen können durch die vorliegende Arbeit nicht geklärt werden. Eine weitere Hürde, die die Interpretation der Aktivitätsniveaus erschwert, ist die Variabilität des Themenumfangs. Gewisse Themengebiete sind breit formuliert, während andere nur kleine thematische Bereiche abdecken. Dies erschwert den direkten Vergleich der Aktivitätsniveaus zweier Themengebiete. In den nachfolgenden Abschnitten 3.1.2 bis 3.1.6 werden die resultierenden Aktivitätsniveaus der Themengebiete präsentiert, auf eine weiterführende Interpretation wird aber aufgrund der angesprochenen Problematiken verzichtet.

Aufbauend auf der im Rahmen der Analyse der Aktivitätsniveaus entstandenen Relevanzmatrix, kann durch Gliederung der Projekte nach Projektzeitrahmen der zeitliche Verlauf der Aktivität in der Forschung gezeigt werden. Dieser wird für jede der vier Technologiekatgorien der *Kundenseitigen Technologien* erstellt und analysiert. Je nachdem ob eine Gliederung nach Projektbeginn oder nach Projektabschluss gewählt wird, entsteht ein anderes Bild. In diesem Bericht sind jeweils beide Gliederungsmöglichkeiten berücksichtigt.

In **Abbildung 3** ist die Verteilung der fünfzig untersuchten, für die *Kundenseitigen Technologien relevanten* Projekte auf die Jahre 2009 bis 2016 dargestellt. Die Anzahl der Projektbeginne eines Jahres ist jeweils in blau, die Anzahl der Projektabschlüsse in rot abgebildet. Der Verlauf der Anzahl der Projektbeginne zeigt eine deutliche Abnahme der Projektzahl seit dem Jahr 2010. Dies ist in erster Linie darauf zurückzuführen, dass junge Projekte, allen voran noch laufende Projekte, besonders oft aufgrund von Informationsmangel ausgeschlossen werden mussten. Sämtliche Resultate und Interpretationen zum Thema des zeitlichen Verlaufs sind deshalb mit Unsicherheiten behaftet. Je kleiner die Projektzahl eines Jahres und je weniger weit zurück es liegt, desto unverlässlicher sind typischerweise die Aussagen.

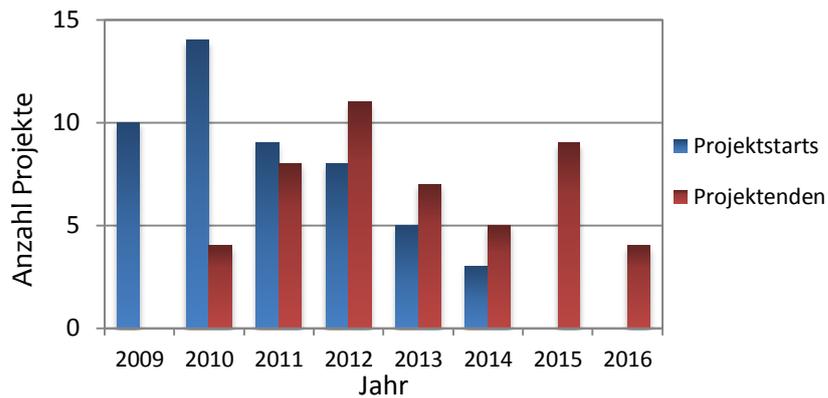


Abbildung 3. Anzahl der jährlichen Projektbeginne und Projektabschlüsse in den Jahren 2009 bis 2016.

Es werden jeweils zwei verschiedene zeitliche Verläufe der Forschung in einer Technologiekatgorie untersucht. Einerseits wird der Verlauf der absoluten Anzahl der jährlichen Projekte, die sich mit mindestens einem Themengebiet der entsprechenden Technologiekatgorie beschäftigen, und andererseits der Anteil dieser Projekte an der in **Abbildung 3** ersichtlichen totalen Anzahl der Projekte in diesem Jahr dargestellt. Letztere entspricht dem Verlauf des Fokus der Forschung in den *Kundenseitigen Technologien* und hat den Vorteil, dass die über die Jahre variable Anzahl an Projekten ausgeglichen wird.

In **Abbildung 4** sind beide Darstellungsweisen beispielhaft aufgezeigt. Im linken Diagramm ist die Anzahl der jährlichen Projekte für die Beispiels-Technologiekatgorie angegeben, im rechten Diagramm der entsprechende Anteil, den diese Projekte gegenüber den totalen jährlichen Projekten ausmachen.

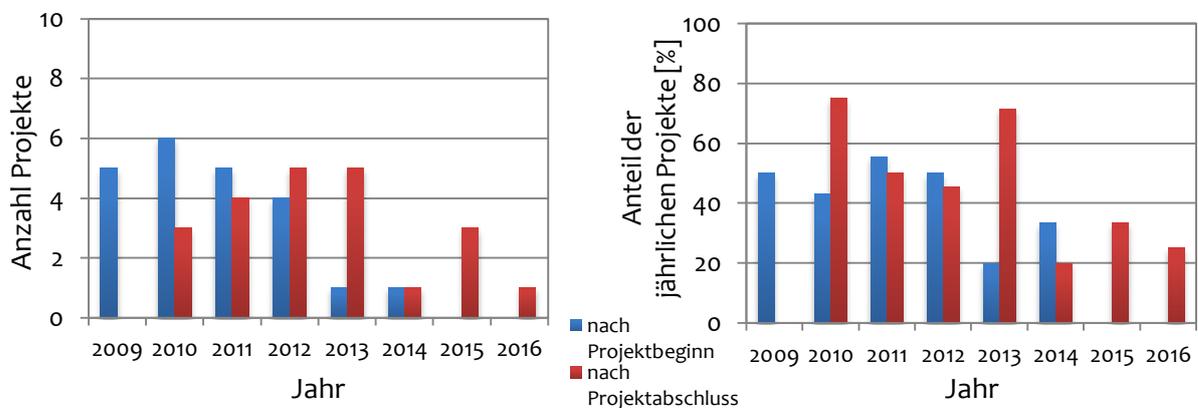


Abbildung 4. Darstellungsbeispiel des zeitlichen Verlaufs der Forschung in einer Technologiekatgorie der *Kundenseitigen Technologien* seit dem Jahr 2009. Im linken Diagramm ist jeweils die Anzahl der Projekte angegeben, die sich in einem Jahr mit mindestens einem Themengebiet der Technologiekatgorie auseinandersetzen. Im rechten Diagramm ist der entsprechende Anteil angegeben, den die Projektzahlen im linken Diagramm gegenüber den in **Abbildung 3** angegebenen totalen Projekten eines Jahres ausmachen. Die Angaben zum Verlauf nach Beginn der Projekte sind jeweils blau, diejenigen zum Verlauf nach Abschluss der Projekte rot eingefärbt.

3.1.2 Smart Metering

Wie in Abschnitt 2.2.1 erläutert, kommt der Technologiekatgorie *Smart Metering* in den Kundenseitigen Technologien eine Schlüsselrolle zu. Dies wird auch bei einem Vergleich der Anzahl Themengebiete in den verschiedenen Technologiekatgorien ersichtlich. Mit fünfzehn Themengebieten ist *Smart Metering* die breiteste Katgorie. Dabei ist jedoch zu beachten, dass der

Themenumfang der verschiedenen Themengebiete variabel ist. Gewisse Themengebiete sind breiter gefasst und umfassen eine grössere Palette von Themen, während andere enger definiert sind und Nischen beschreiben. Die Abgrenzung zwischen den einzelnen Themengebieten ist teils klar definiert (bspw. Eigenstromverbrauch) und teils unscharf (bspw. ‚Kosten/Nutzen-Abschätzungen‘ gegenüber ‚Externe Kosten eines Rollouts‘).

Unter den fünfzehn Themengebieten des *Smart Metering* finden sich wirtschaftliche Betrachtungen, etwa bezüglich der Kosten und Nutzen einer Einführung intelligenter Messsysteme in der Schweiz, regulatorische Aspekte, bspw. welche Standards und Normen zu solchen Systemen bestehen, Themen zur Funktionsweise der intelligenten Zähler, bspw. deren verschiedene verwendbare Kommunikationstechnologien, und eine Reihe weiterer Themengebiete. Nicht spezifisch auf die Schweiz bezogene Themengebiete werden teilweise in Zusammenarbeit mit anderen Ländern und internationalen Stellen erforscht und vom schweizerischen Staat lediglich mitfinanziert, aber nicht geleitet. Ein Beispiel für ein solches Themengebiet ist der Eigenstromverbrauch, in dem zurzeit eine Analyse in Zusammenarbeit mit der International Energy Agency im Gange ist.

In **Tabelle 1** sind sämtliche Themengebiete des *Smart Metering* aufgelistet und kurz erläutert. Des Weiteren ist jedes Themengebiet um eine Einschätzung des Themenumfangs ergänzt.

Tabelle 1. Liste und kurze Erläuterung der fünfzehn identifizierten Themengebiete in der Smart Grid Technologie *Smart Metering*. Zusätzlich ist zu jedem Themengebiet eine Einschätzung des Themenumfangs aufgeführt.

Smart Meter – Themengebiete	
Eigenstromverbrauch Themenumfang	Analyse des durch die Einführung von Smart Metern entstehenden Stromverbrauchs unter Einbezug der nötigen Infrastruktur (Messgerät, Anzeigegerät, Datenspeicherungssystem, ...) Wird als schmal erachtet.
Kosten/Nutzen-Abschätzungen Themenumfang	Abschätzung der in der Schweiz durch einen Smart Meter-Rollout entstehenden Kosten und Nutzen Wird als mittel erachtet.
Externe Kosten eines Rollouts Themenumfang	Analyse der bei einem Smart Meter-Rollout anfallenden externen Kosten (und gegebenenfalls auch Nutzen) – bspw. Auswirkungen auf die schweizerische Volkswirtschaft oder vermiedene Umweltkosten Wird als eher schmal erachtet.
Mögliche Rollout-Szenarien Themenumfang	Vergleich verschiedener denkbarer Rollout-Szenarien und Vergleich mit dem Status quo Wird als mittel erachtet.
Strommarkt nach einem Rollout Themenumfang	Diskussion der Frage, welche Auswirkungen ein Smart Meter-Rollout auf den schweizerischen Strommarkt und insbesondere den Wettbewerb in diesem haben könnte Wird als eher schmal erachtet.
SM-Rolle in variablen Stromtarifen Themenumfang	Diskussion der Rolle von Smart Metern in einem (zukünftigen) Strommarkt mit variablen Stromtarifen Wird als mittel erachtet.
Internationale Erfahrungen Themenumfang	Analyse von Erfahrungen mit <i>Smart Metering</i> im Ausland und Ableitung von für die Schweiz relevanten Informationen Wird als mittel erachtet.
Rechtlicher und politischer Rahmen Themenumfang	Erläuterung der in der Schweiz bestehenden gesetzlichen Rahmenbedingungen die das Thema <i>Smart Metering</i> betreffen Wird als mittel erachtet.
Standardisierung und Normung Themenumfang	Diskussion möglicher Bemühungen zur Standardisierung und Normung von Smart Metern – auch Diskussion von Mindestanforderungen an Smart Meter Wird als eher breit erachtet.
Massnahme-Empfehlungen Themenumfang	Aufzeigen von Handlungsoptionen und Formulierung von Empfehlungen zuhanden der relevanten Akteure im Smart Grid Wird als eher breit erachtet.
Interoperabilität Themenumfang	Diskussion von Interoperabilität der Smart Meter gegenüber dem Stromlieferanten, einem Visualisierungsportal und Gebäudeautomatisierungssystemen Wird als mittel erachtet.

Fortsetzung **Tabelle 1**

Zweckfremde Anwendungen Themenumfang	Nutzung von Smart Metern für Anwendungen ohne direkten Bezug zum Smart Grid (z.B. Kommunikationsgateway für Alarmierungssysteme) Wird als schmal erachtet.
SM mit konventionellen Zählern Themenumfang	Entwicklung und/oder Erprobung von Hard- und Software, die es ermöglichen, konventionelle Zähler zum <i>Smart Metering</i> zu verwenden Wird als eher schmal erachtet.
Kommunikation und Datenverarbeitung Themenumfang	Vergleich oder Entwicklung von Kommunikationskanälen und -protokollen für Smart Meter, Untersuchungen zu Themen der Übertragung, Verarbeitung und Speicherung von Smart Meter Daten sowie Diskussion der Verantwortlichkeiten in den angesprochenen Prozessen Wird als breit erachtet.
Sicherheit und Datenschutz Themenumfang	Sicherheit von <i>Smart Metering</i> -Systemen vor unbefugten Zugriffen und Manipulationen – Diskussion der Einhaltung der Privatsphäre: Zugriffsrechte, Verantwortung für Datenmanagement, Weitergabe der Daten an Dritte, Anonymisierung Wird als breit erachtet.

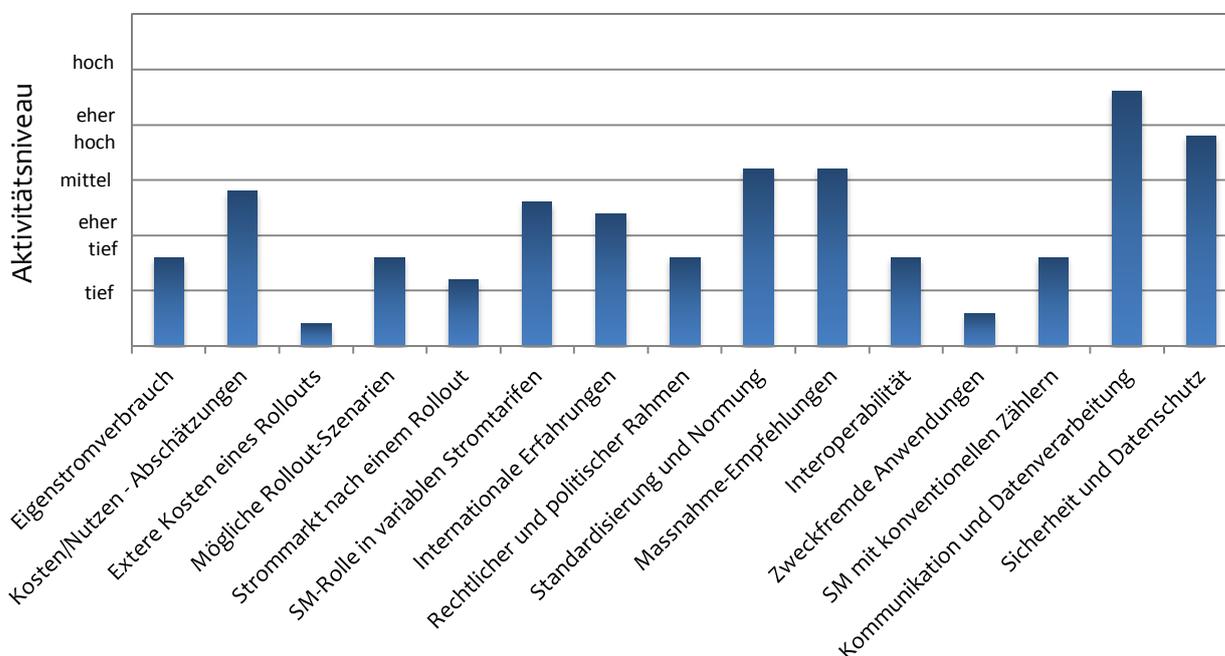


Abbildung 5. Aktivitätsniveaus in den fünfzehn Themengebieten der Smart Grid Technologie *Smart Metering* seit dem Jahr 2009. Es können keine Aussagen über die Relevanz eines Themengebiets oder den Erfolg der untersuchten Projekte gemacht werden.

Die aus der Analyse der Projekte resultierenden Aktivitätsniveaus (vgl. Abschnitt 3.1.1) für die in **Tabelle 1** dokumentierten Themengebiete sind in **Abbildung 5** dargestellt. Ein Vergleich der Aktivitätsniveaus mit den in **Tabelle 1** aufgeführten Einschätzungen des Themenumfangs zeigt, dass das Aktivitätsniveau in allen Themengebieten mit dem Themenumfang weitgehend korreliert. Diese Korrelation ist für bereits gut erforschte Themengebiete zu erwarten, was darauf hindeuten könnte, dass die Kategorie *Smart Metering* durch die Forschung bereits gut abgedeckt ist. Aufgrund der in Abschnitt 3.1.1 erläuterten Problematiken wird auf eine weitere Interpretation des Resultats verzichtet.

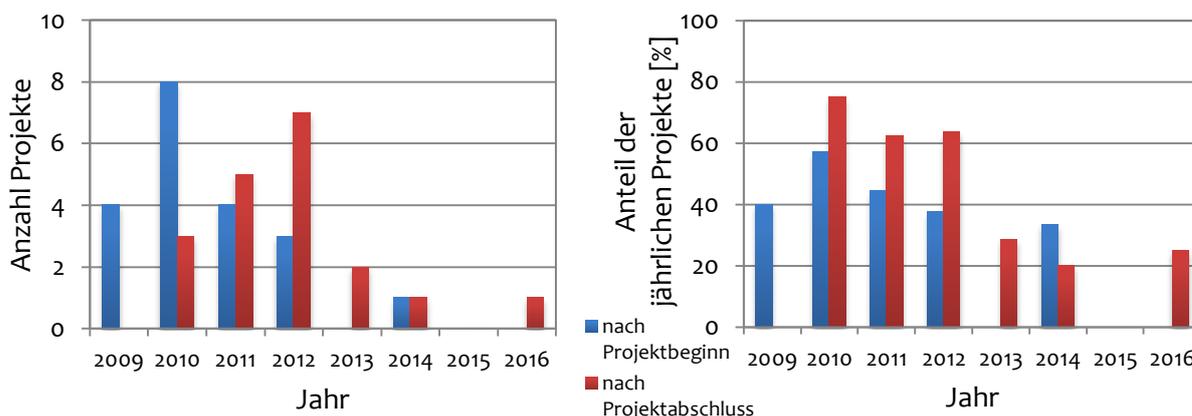


Abbildung 6. Zeitlicher Verlauf der Forschung in der Technologiecategory *Smart Metering* in den Jahren 2009 bis 2016. Im linken Diagramm ist die Anzahl der Projekte angegeben, die sich jährlich mit mindestens einem Themengebiet des *Smart Metering* auseinandersetzen. Im rechten Diagramm ist der entsprechende Anteil angegeben, den die Projektzahlen im linken Diagramm gegenüber der in **Abbildung 3** angegebenen totalen Anzahl an Projekten eines Jahres ausmachen. Die Angaben zum Verlauf nach Beginn der Projekte sind jeweils blau, diejenigen zum Verlauf nach Abschluss der Projekte rot eingefärbt.

Der im rechten Diagramm in **Abbildung 6** blau dargestellte Verlauf nach Projektbeginn zeigt, dass der Anteil der jährlichen Projekte, die sich mit mindestens einem Themengebiet der Technologiecategory *Smart Metering* beschäftigen, seit dem Jahr 2010 abgenommen hat. Für den Verlauf des Fokus der Forschung in den *Kundenseitigen Technologien* nach Projektabschluss – in **Abbildung 6** rot dargestellt – zeigt sich der abnehmende Trend noch deutlicher als für den Verlauf nach Projektbeginn.

Der Rückgang des Anteils der Projekte, die sich mit mindestens einem Themengebiet des *Smart Metering* auseinandersetzen, kann als Hinweis darauf gedeutet werden, dass der grösste Teil der relevanten Aspekte im *Smart Metering* mittlerweile gut erforscht ist. Zukünftige Förderanträge im *Smart Metering*-Bereich müssten nach dieser Interpretation kritisch auf ihren Mehrnutzen gegenüber bereits abgeschlossener Forschungsprojekten überprüft werden.

Unter den fünf Pilot- und Demonstrationsprojekten der insgesamt fünfzig für die *Kundenseitigen Technologien* relevanten Projekte befindet sich keines, welches sich mit Themengebieten der Kategorie *Smart Metering* befasst. Diese Aussage beschränkt sich allerdings auf vom Bund geförderte P+D-Projekte. Verschiedene schweizerische Energieversorgungsunternehmen haben bereits eigene Pilotprojekte durchgeführt, wobei die Visualisierung der Verbrauchsdaten jeweils auch Teil des Pilots war. In diesem Zusammenhang stellt sich die Frage, ob P+D-Projekte im Bereich *Smart Metering* überhaupt notwendig sind, oder ob die Smart Meter-Technologien nicht primär als Enabler für P+D-Projekte in anderen Themenbereichen zu verstehen sind.

3.1.3 Visualisierungstechnik

Die Substituierung von herkömmlichen Stromzählern durch kommunikationsfähige Smart Meter soll dem Kunden eine bessere Information über sein Verbrauchsverhalten geben können. Dazu ist allerdings eine Visualisierung des Stromverbrauchs erforderlich, wie sie in Abschnitt 2.2.2 dokumentiert ist. Im Rahmen der Arbeit wurden sieben in **Tabelle 2** aufgeführte Themengebiete innerhalb der Technologiecategory *Visualisierungstechnik* identifiziert.

Das Stromsparpotenzial durch die Einführung von Smart Metern und der Visualisierung der von diesen erhobenen Daten gehört zu den grundlegenden Themengebieten der *Visualisierungstechnik* und wird oft gemeinsam mit anderen Sensibilisierungsmethoden analysiert, die den Endverbraucher zum Stromsparen animieren sollen. Zu den weitergehenden Fragen gehört, welche Art von Visualisierung den bestmöglichen Einfluss auf den Endverbraucher hat, also welche Darstellungsart und welche Plattform dazu genutzt werden soll. Darauf aufbauend zeichnen sich zwei weitere Themengebiete ab. Einerseits die automatisierte Bereitstellung von Energiespartipps als Reaktion auf gewisse Merkmale im Verbrauchsverhalten des Endverbrauchers und andererseits die unmittelbare und nach Verbrauchsgerät aufgeschlüsselte Information über den aktuellen Verbrauch. Ziel ist stets

eine bestmögliche Information des Endverbrauchers über sein Verbrauchsverhalten und das Aufzeigen von Verbesserungspotentialen. Vereinzelt wird auch das Thema möglicher Normen im Themenfeld diskutiert.

In **Tabelle 2** sind die Themengebiete der *Visualisierungstechnik* aufgelistet und in wenigen Worten erläutert. Ausserdem ist jedes Themengebiet um eine Einschätzung des Themenumfangs ergänzt.

Tabelle 2. Liste und kurze Erläuterung der sieben identifizierten Themengebiete in der Smart Grid Technologie *Visualisierungstechnik*. Zusätzlich ist zu jedem Themengebiet eine Einschätzung des Themenumfangs aufgeführt.

Visualisierungstechnik – Themengebiete	
Stromsparpotenzial Themenumfang	Analyse der durch den Einsatz von Smart Metern und der Visualisierung des Stromverbrauchs ermöglichten Stromverbrauchsreduktion Wird als eher breit erachtet.
Vergleich von Sensibilisierungsmethoden Themenumfang	Diskussion und/oder Erprobung verschiedener Sensibilisierungsmethoden der Endverbraucher auf das Thema Energieverbrauch Wird als mittel erachtet.
Optimale Aufbereitung und Darstellung Themenumfang	Diskussion der Frage, in welcher Form die SM-Daten dem Nutzer präsentiert werden sollen – Häufigkeit des Feedbacks, grafische Darstellung und Interaktivität Wird als breit erachtet.
Visualisierungsplattformen Themenumfang	Diskussion verschiedener Plattformoptionen (Soft- und Hardware) zur Darstellung des Stromverbrauchs und deren Vor- und Nachteile Wird als eher breit erachtet.
Automatisierte Energieberatung Themenumfang	Entwicklung und Erprobung automatisierter Energieberatung auf der Visualisierungsplattform für den Stromverbrauch Wird als breit erachtet.
Unmittelbare Aufschlüsselung Themenumfang	Erarbeitung/Betrieb eines Systems, welches in Echtzeit Informationen zum Stromkonsum aufgeschlüsselt nach einzelnen Verbrauchern/Geräten liefert Wird als eher breit erachtet.
Standardisierung und Normung Themenumfang	Diskussion der Frage, ob Standards im Bereich der <i>Visualisierungstechnik</i> sinnvoll sein können Wird als schmal erachtet.

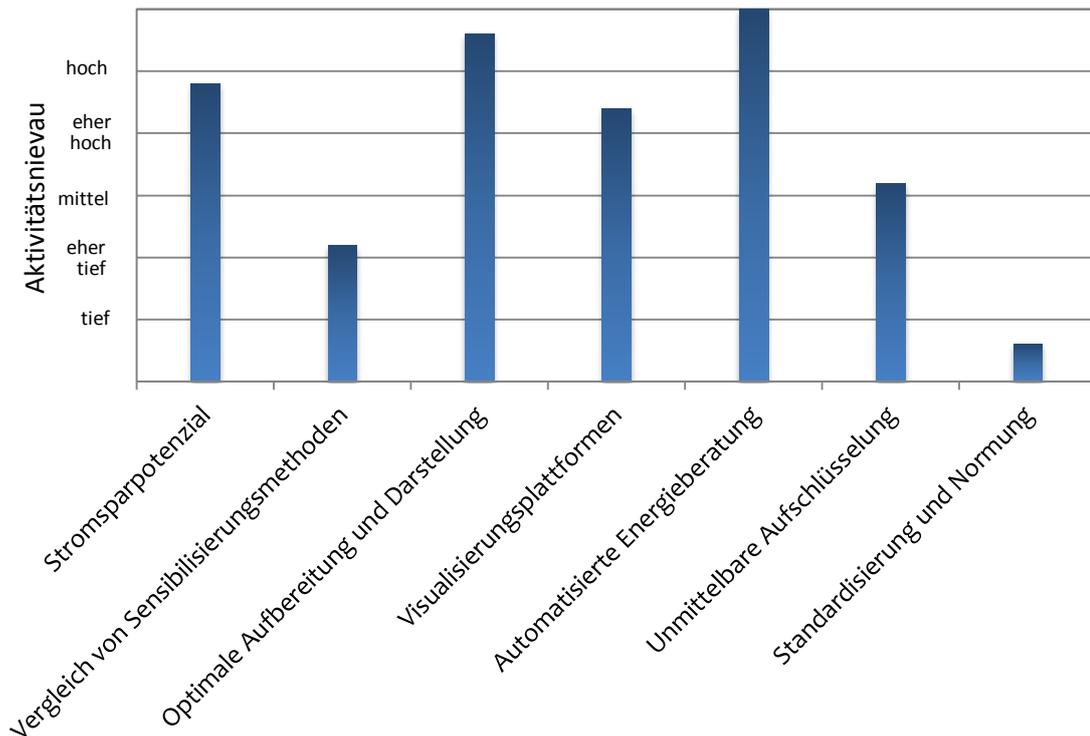


Abbildung 7. Aktivitätsniveaus in den sieben Themengebieten in der Smart Grid Technologie *Visualisierungstechnik*. Die Breite des Themenumfangs der einzelnen Themengebiete ist variabel, was eine Interpretation des Diagramms erschwert.

Die aus der Analyse der Projekte resultierenden Aktivitätsniveaus (vgl. Abschnitt 3.1.1) für die in **Tabelle 2** dokumentierten Themengebiete sind in **Abbildung 7** dargestellt. Ein Vergleich der Aktivitätsniveaus mit den in **Tabelle 2** aufgeführten Einschätzungen des Themenumfangs zeigt, dass das Aktivitätsniveau in allen Themengebieten mit dem jeweiligen Themenumfang korreliert. Diese Korrelation ist für bereits gut erforschte Themengebiete zu erwarten. Übertrifft der Themenumfang das Aktivitätsniveau deutlich, so kann dies auf Lücken im Themengebiet hinweisen. Aufgrund der in Abschnitt 3.1.1 erläuterten Problematiken wird auf eine weitere Interpretation des Resultats verzichtet.

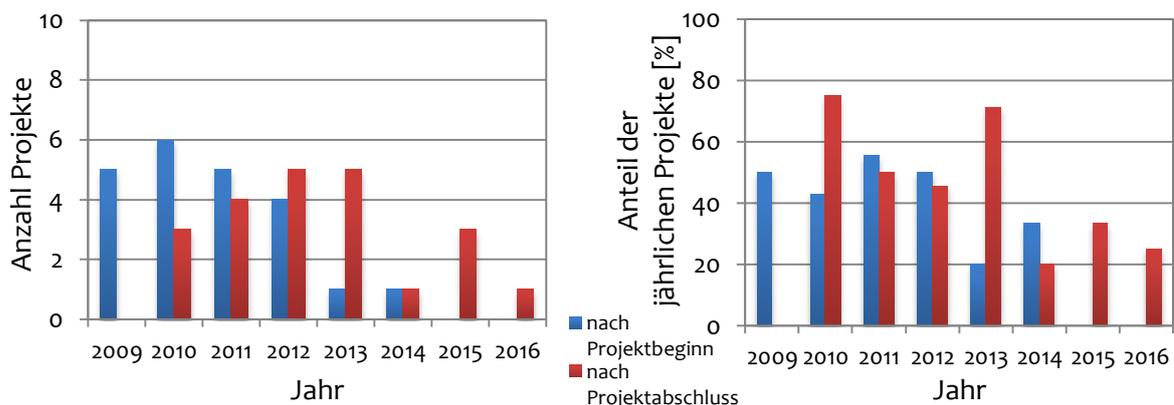


Abbildung 8. Zeitlicher Verlauf der Forschung in der Technologiekatgorie *Visualisierungstechnik* in den Jahren 2009 bis 2016. Im linken Diagramm ist die Anzahl der Projekte angegeben, die sich jährlich mit mindestens einem Themengebiet der *Visualisierungstechnik* auseinandersetzen. Im rechten Diagramm ist der entsprechende Anteil angegeben, den die Projektzahlen im linken Diagramm gegenüber der in **Abbildung 3** angegebenen totalen Anzahl an Projekten eines Jahres ausmachen. Der Verlauf nach Beginn der Projekte ist jeweils blau, der Verlauf nach Abschluss der Projekte rot eingefärbt.

Die Analyse des zeitlichen Verlaufs in der *Visualisierungstechnik* zeichnet ein ähnliches Bild wie im *Smart Metering*. Der im rechten Diagramm in **Abbildung 8** blau dargestellte Verlauf nach Projektbeginn zeigt, dass der Anteil der jährlichen Projekte, die sich mit mindestens einem Themengebiet der Technologieкатегorie *Visualisierungstechnik* beschäftigen, seit dem Jahr 2011 rückläufig ist. Auch der Verlauf nach Projektabschluss – in **Abbildung 8** rot dargestellt – folgt einen abnehmenden Trend, wenn auch etwas weniger deutlich als derjenige nach Projektbeginn.

Der Rückgang des Anteils der Projekte, die sich mit mindestens einem Themengebiet der Visualisierungstechnik auseinandersetzen, könnte als Hinweis darauf gedeutet werden, dass die grundlegenden Aspekte der Visualisierungstechnik mittlerweile ausreichend erforscht sind. Dass der Anteil der Projekte, die sich mit mindestens einem Themengebiet der Visualisierungstechnik befassen, dennoch auch in den Jahren 2014 bis 2016 vergleichsweise hoch liegt (vgl. **Abbildung 8**), könnte als Indikator dafür verstanden werden, dass dennoch wichtige Fragen nicht abschliessend geklärt werden konnten und gewisse Themengebiete auch in Zukunft aktuell bleiben. Die Identifikation dieser Themengebiete konnte im Rahmen dieser Arbeit nicht durchgeführt werden und könnte Gegenstand einer zukünftigen, vertieften Analyse sein.

Unter den fünf Pilot- und Demonstrationsprojekten der insgesamt fünfzig für die *Kundenseitigen Technologien* relevanten Projekte befindet sich lediglich eines, das sich mit Themengebieten der *Visualisierungstechnik* befasst. Das Projekt beschäftigt sich in erster Linie mit der unmittelbaren und nach Verbrauchsgerät aufgeschlüsselten Information zum Stromverbrauch und der automatisierten Bereitstellung von darauf aufbauender Energieberatung.

3.1.4 Gebäudeautomatisierung

Wie in Abschnitt 2.2.3 erläutert, wird in dieser Arbeit unter *Gebäudeautomatisierung* die automatisierte Lastverschiebung mit direktem Nutzen für den Kunden verstanden. Insgesamt wurden im Laufe der Analyse acht Themengebiete innerhalb der Technologieкатегorie *Gebäudeautomatisierung* identifiziert.

Die drei Kernthemengebiete sind die automatisierte Laststeuerung aufgrund von Preissignalen, die automatisierte Laststeuerung zur Optimierung des Zusammenspiels von Verbrauch und Eigenproduktion bei Prosumern sowie das Ermitteln des Stromsparerpotenzials durch solche Laststeuerungssysteme. Zentral sind allerdings auch Sicherheits- und Datenschutzaspekte sowie Themen rund um die Kommunikationstechnologien in solchen automatisierten Systemen. Dazu gehört auch das Themengebiet der Standardisierung und Normung, wobei solche Fragen in der Regel auf internationaler Ebene anzugehen sind. Erfahrungen, die auf dieser internationalen Ebene oder sonst im Ausland gemacht wurden, können auch für die Schweiz von Bedeutung sein, weshalb die Analyse der internationalen Forschung und deren Erkenntnisse ein weiteres wichtiges Themengebiet darstellt. Ein weiteres Themengebiet dreht sich um die Möglichkeit, Smart Meter als Zentrale der Laststeuerung in der *Gebäudeautomatisierung* zu benutzen.

In **Tabelle 3** sind die Themengebiete der *Gebäudeautomatisierung* aufgelistet und in wenigen Worten erläutert. Ausserdem ist jedes Themengebiet um eine Einschätzung des Themenumfangs ergänzt.

Tabelle 3. Liste und kurze Erläuterung der acht identifizierten Themengebiete in der Smart Grid Technologie *Gebäudeautomatisierung*. Zusätzlich ist zu jedem Themengebiet eine Einschätzung des Themenumfangs aufgeführt.

Gebäudeautomatisierung – Themengebiete	
Preisgesteuerte Lastschaltung Themenumfang	Automatische Steuerung von Verbrauchern aufgrund von Preissignalen in Tarifsystemen mit variablen Strompreisen Wird als breit erachtet.
Speicherlose Optimierung von EV & EP Themenumfang	Optimierung der Eigenversorgung (Eigenverbrauch & Eigenproduktion) von Prosumern durch Verschiebung von Lasten auf Zeiten mit hoher Eigenproduktion Wird als breit erachtet.
Stromsparerpotenzial der Automatisierung Themenumfang	Reduktion des Stromverbrauchs durch gezielte Lastreduktionen und Lastabschaltungen durch mit dem Stromnetz verknüpfte Laststeuerungssysteme Wird als eher breit erachtet.
Smart Meter in der Automatisierung Themenumfang	Diskussion/Erprobung der Möglichkeit von Smart Metern als Zentrale der Lastschaltungen in der <i>Gebäudeautomatisierung</i> Wird als mittel erachtet.
Standardisierung und Normung Themenumfang	Diskussion möglicher Bemühungen zur Standardisierung und Normung im Bereich der <i>Gebäudeautomatisierung</i> Wird als eher breit erachtet.
Internationale Erfahrungen von Relevanz Themenumfang	Analyse des Forschungsstands sowie der Forschungstrends und -ergebnisse im Ausland in Bezug auf <i>Gebäudeautomatisierung</i> und Beurteilung deren Relevanz für die Schweiz Wird als mittel erachtet.
Kommunikation und Datenverarbeitung Themenumfang	Vergleich oder Entwicklung von Kommunikationskanälen und -protokollen für <i>Gebäudeautomatisierung</i> , Untersuchungen zu Themen der Übertragung, Verarbeitung und Speicherung von Daten sowie Diskussion der Verantwortlichkeiten in den angesprochenen Prozessen Wird als eher breit erachtet.
Sicherheit und Datenschutz Themenumfang	Sicherheit von Gebäudeautomatisierungssystemen vor unbefugten Zugriffen und Manipulationen – Fragen zur Einhaltung der Privatsphäre: Zugriffsrechte, Weitergabe der Daten an Dritte, Anonymisierung Wird als eher breit erachtet.

Die aus der Analyse der Projekte resultierenden Aktivitätsniveaus (vgl. Abschnitt 3.1.1) für die in **Tabelle 3** dokumentierten Themengebiete sind in **Abbildung 9** dargestellt. Der Vergleich der Aktivitätsniveaus mit den in **Tabelle 3** aufgeführten Einschätzungen des jeweiligen Themenumfangs zeigt – mit Ausnahme der Speicherlosen Optimierung von Eigenverbrauch und Eigenproduktion – dass das Aktivitätsniveau tiefer liegt, als die Breite des Themenumfangs es jeweils erwarten liesse. Diese Diskrepanz weist möglicherweise auf Lücken in der Forschung in der *Gebäudeautomatisierung* hin. Aufgrund der zahlreichen in Abschnitt 3.1.1 dokumentierten Unsicherheiten wird in dieser Arbeit jedoch nicht tiefer auf eine mögliche Interpretation der Aktivitätsniveaus eingegangen.

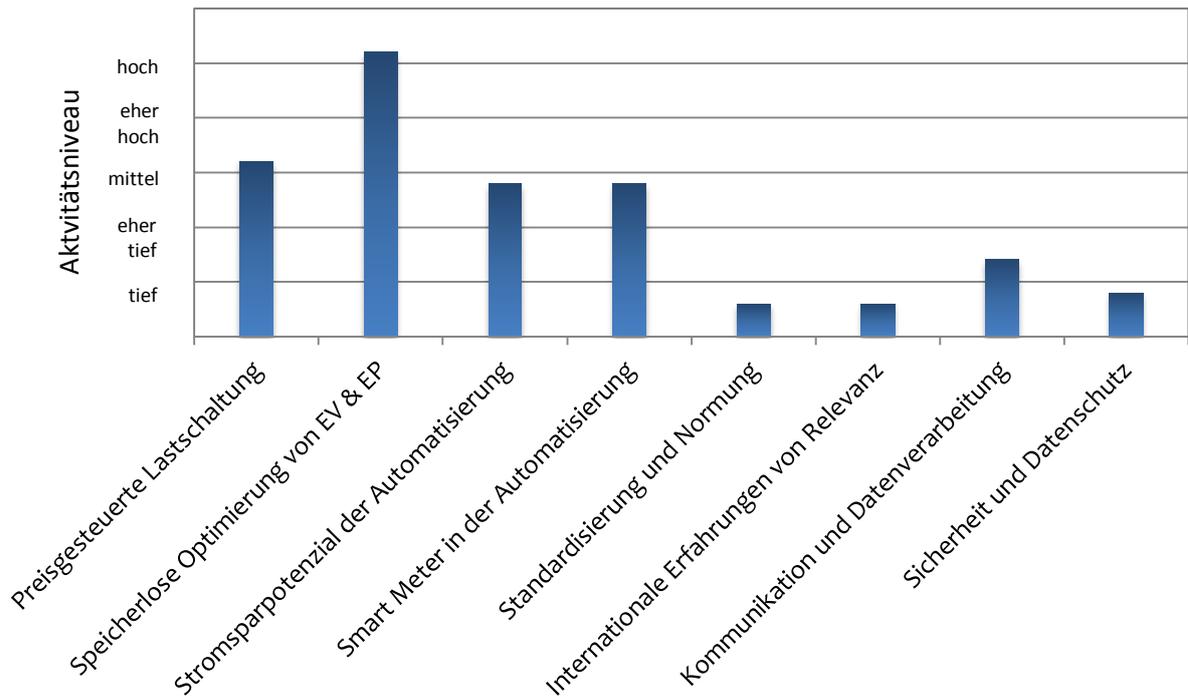


Abbildung 9. Aktivitätsniveaus in den acht Themengebieten in der Smart Grid Technologie *Gebäudeautomatisierung*. Die Breite des Themenumfangs der einzelnen Themengebiete ist variabel, was eine Interpretation des Diagramms erschwert.

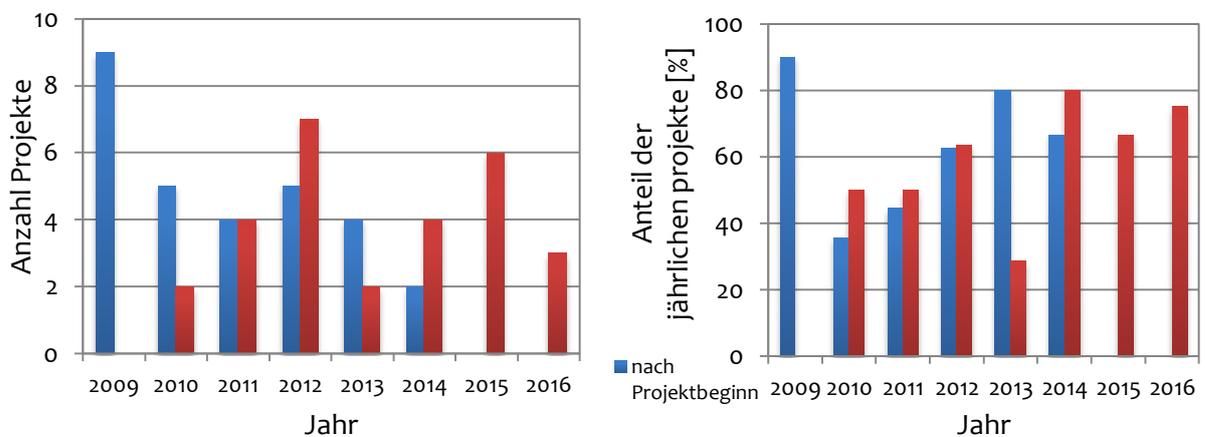


Abbildung 10. Zeitlicher Verlauf der Forschung in der Technologiekatgorie *Gebäudeautomatisierung* in den Jahren 2009 bis 2016. Im linken Diagramm ist die Anzahl der Projekte angegeben, die sich jährlich mit mindestens einem Themengebiet der *Gebäudeautomatisierung* auseinandersetzen. Im rechten Diagramm ist der entsprechende Anteil angegeben, den die Projektzahlen im linken Diagramm gegenüber der in **Abbildung 3** angegebenen totalen Anzahl an Projekten eines Jahres ausmachen. Die Angaben zum Verlauf nach Beginn der Projekte sind jeweils blau, diejenigen zum Verlauf nach Abschluss der Projekte rot eingefärbt.

Im linken Diagramm in **Abbildung 10** ist die absolute jährliche Anzahl an Projekten dargestellt, die sich mit mindestens einem Themengebiet der Technologiekatgorie *Gebäudeautomatisierung* befassen. Im rechten Diagramm der Abbildung ist der Anteil ersichtlich, den diese jährliche Anzahl an der totalen Projektanzahl jeden Jahres ausmacht. Der Verlauf des rot eingefärbten Anteils nach Projektabschluss folgt einem leicht zunehmenden Trend. Der Verlauf des blau eingefärbten Anteils nach Projektbeginn lässt keine Schlüsse auf Trends zu. Seit 2010 nimmt der Anteil aber zu, was sich mit dem Resultat der Verlaufsanalyse nach Projektabschluss deckt.

Die Zunahme des Anteils der Projekte, die sich mit mindestens einem Themengebiet der *Gebäudeautomatisierung* beschäftigen, könnte darauf hinweisen, dass die Bedeutung der Themen der Technologiekategorie ebenfalls zunimmt und die – in diesem Abschnitt 3.1.4 weiter oben angesprochenen – Lücken zwischen bisheriger Aktivität und geschätztem Themenumfang in der aktuellen Forschungslandschaft mehr und mehr gefüllt werden. Dieser Trend und der allgemein hohe Anteil an Projekten, die sich mit mindestens einem Themengebiet der *Gebäudeautomatisierung* auseinandersetzen, lassen auf die Aussage schliessen, dass es sich bei der Technologiekategorie um ein nach wie vor aktuelles Forschungsgebiet handelt.

Von den fünf Pilot- und Demonstrationsprojekten der insgesamt fünfzig für die *Kundenseitigen Technologien* relevanten Projekte beschäftigen sich vier mit Themengebieten der *Gebäudeautomatisierung*. Zwei dieser Projekte befassen sich allerdings in erster Linie mit Flexibilitätsthemen. Dennoch behandeln sie auch Aspekte aus den Themengebieten ‚Preisgesteuerte Laststeuerung‘ und ‚Stromsparpotenzial der Automatisierung‘. Letzteres Themengebiet wird auch in einem der zwei übrigen P+D-Projekte untersucht, der Fokus liegt jedoch bei beiden Projekten auf der speicherlosen Optimierung der Eigenversorgung von Prosumern.

3.1.5 Speicher zur Optimierung des Eigenverbrauchs

Mit lediglich vier im Rahmen der Analyse identifizierten Themengebieten ist *Speicher zur Optimierung des Eigenverbrauchs* die am wenigsten umfangreiche Technologiekategorie. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die in Abschnitt 2.2.4 erläuterte Definition nach [2] einen engen Rahmen zieht. So werden in dieser Kategorie nur Speichersysteme berücksichtigt, die die Speicherung von beim Endverbraucher lokal produziertem Strom ermöglichen. Bei sämtlichen in den Projekten betrachteten Stromspeichern handelt es sich um Batteriespeicher.

Hauptthemengebiet ist ein bestmögliches Speichermanagement – entweder zur Optimierung des Eigenverbrauchs oder aber zur Optimierung der Lebensdauer des Batteriespeichers. Vergleiche verschiedener Batterietechnologien und Kosten/Nutzen-Bewertungen solcher Speichersysteme zur Optimierung des Eigenbedarfs sind weitere relevante Themengebiete. Zusätzlich wird die Einbindung der Batterien von Elektrofahrzeugen ins Heimstromnetz zur Optimierung der Eigenversorgung als weiteres Themengebiet betrachtet.

In **Tabelle 4** sind die Themengebiete der Technologiekategorie *Speicher zur Optimierung des Eigenverbrauchs* übersichtlich aufgelistet und in wenigen Worten erläutert. Die Themengebiete sind ausserdem um eine Einschätzung des jeweiligen Themenumfangs ergänzt.

Tabelle 4. Liste und kurze Erläuterung der vier identifizierten Themengebiete in der Smart Grid Technologie *Speicher zur Optimierung des Eigenverbrauchs*. Zusätzlich ist zu jedem Themengebiet eine Einschätzung des Themenumfangs aufgeführt.

Speicher zur Optimierung des Eigenverbrauchs – Themengebiete	
Optimales Speichermanagement Themenumfang	Erarbeitung/Betrieb eines Speicherregelungssystems, das den Ladezustand des Speichers so optimiert, dass die Eigenbedarfsdeckung maximiert wird und/oder den Betrieb so optimiert, dass die Lebensdauer des Speichers maximiert wird. Wird als breit erachtet.
Kosten/Nutzen-Bewertung Themenumfang	Abwägung der durch die Optimierung des Eigenverbrauchs von Prosumern entstehenden Mehrkosten und -nutzen sowohl für den Prosumern als auch für die schweizerische Volkswirtschaft Wird als eher breit erachtet.
Batteriespeicher-technologien Themenumfang	Diskussion verschiedener möglicher Batteriespeicher, die sich zur Stromspeicherung bei Endverbrauchern eignen Wird als mittel erachtet.
Elektromobilität als Energiespeicher Themenumfang	Erprobung der Möglichkeit, Elektroautos mit dem Ziel einer Verbesserung der Eigenversorgung als Energiespeicher zu benutzen Wird als eher schmal erachtet.

Die aus der Projektanalyse resultierenden Aktivitätsniveaus (vgl. Abschnitt 3.1.1) für die in **Tabelle 4** dokumentierten Themengebiete sind in **Abbildung 11** dargestellt. Der Vergleich zwischen den Aktivitätsniveaus und den in **Tabelle 4** aufgeführten Einschätzungen des jeweiligen Themenumfangs zeigt, dass das Aktivitätsniveau in den Themengebieten tiefer liegt, als die Breite des Themenumfangs es jeweils erwarten liesse – mit Ausnahme der Elektromobilität als Energiespeicher. Diese Diskrepanz könnte auf Lücken in der Forschung in der Technologieкатегorie *Speicher zur Optimierung des Eigenverbrauchs* hinweisen. Aufgrund der zahlreichen in Abschnitt 3.1.1 dokumentierten Unsicherheiten wird in dieser Arbeit jedoch nicht tiefer auf eine mögliche Interpretation der Aktivitätsniveaus eingegangen.

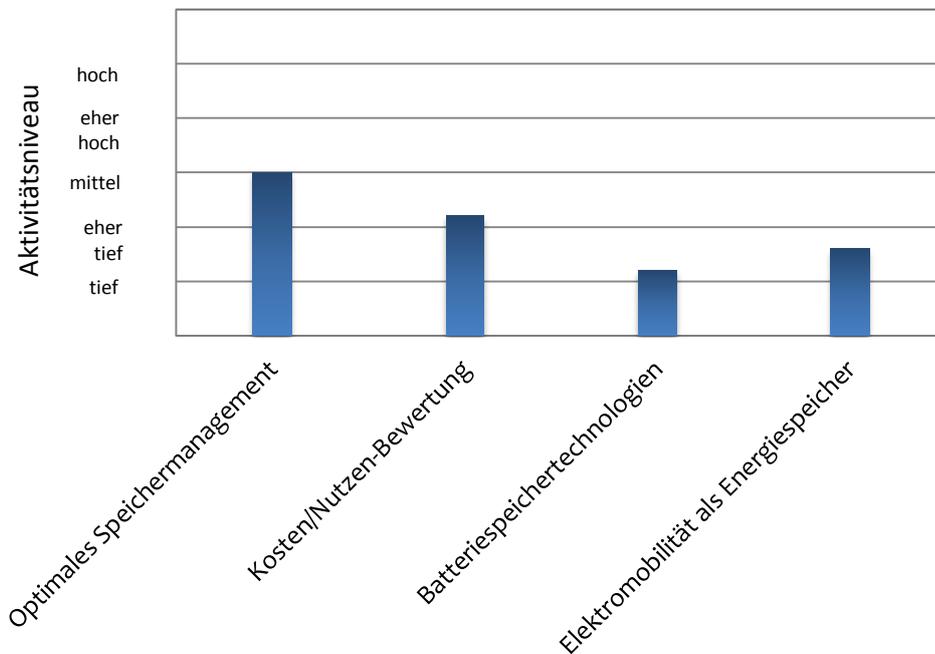


Abbildung 11. Aktivitätsniveaus in den vier Themengebieten in der Smart Grid Technologie *Speicher zur Optimierung des Eigenverbrauchs*. Die Breite des Themenumfangs der einzelnen Themengebiete ist variabel, was eine Interpretation des Diagramms erschwert.

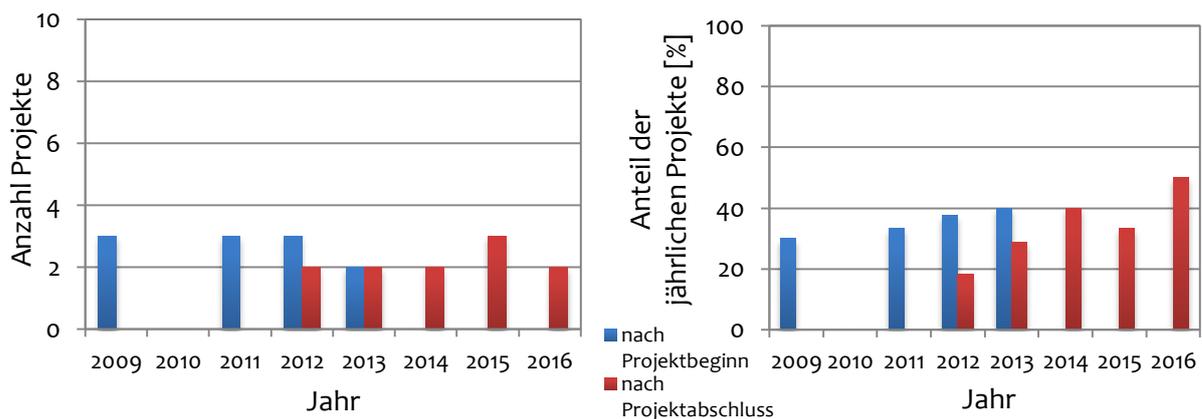


Abbildung 12. Zeitlicher Verlauf der Forschung in der Technologieкатегorie *Speicher zur Optimierung des Eigenverbrauchs* in den Jahren 2009 bis 2016. Im linken Diagramm ist die Anzahl der Projekte angegeben, die sich jährlich mit mindestens einem Themengebiet der *Speicher zur Optimierung des Eigenverbrauchs* auseinandersetzen. Im rechten Diagramm ist der entsprechende Anteil angegeben, den die Projektzahlen im linken Diagramm gegenüber der in **Abbildung 3** angegebenen totalen Anzahl an Projekten eines Jahres ausmachen. Die Angaben zum Verlauf nach Beginn der Projekte sind jeweils blau, diejenigen zum Verlauf nach Abschluss der Projekte rot eingefärbt.

In **Abbildung 12** ist im rechten Diagramm der zeitliche Verlauf des Anteils der jährlichen Projekte dargestellt, die sich mit mindestens einem Themengebiet der Smart Grid Technologieкатегorie

Speicher zur Optimierung des Eigenverbrauchs auseinandersetzen. Sowohl der Verlauf nach Projektbeginn (blau eingefärbt) als auch der Verlauf nach Projektabschluss (rot eingefärbt) zeigen einen leicht zunehmenden Trend in den betrachteten Jahren. Dies könnte darauf hinweisen, dass die Technologiekategorie in der Forschung an Bedeutung gewinnt.

Insgesamt ist *Speicher zur Optimierung des Eigenverbrauchs* in der Schweiz – einem Vergleich von **Abbildung 12** mit den entsprechenden Abbildungen der anderen drei Technologiekategorien zufolge – ein Thema mit geringem Anteil an den Projekten in der Forschung. Es wird vermutet, dass dies vor allem auf folgende zwei Aspekte zurückzuführen ist. Erstens rentiert sich der Einsatz von heute verfügbaren Stromspeichern für ans reguläre Stromnetz angeschlossene Endverbraucher nicht unter den aktuellen finanziellen Rahmenbedingungen (Strompreise, Kosten der Speicher). Zweitens wurde vor dem 1. Januar 2014 lokal produzierter Strom auch dann so abgerechnet, als sei er ins Netz eingespeist worden, wenn er lokal verbraucht wurde [4]. Dadurch war der Eigenverbrauch nur für nicht ans Netz angeschlossene Systeme, sogenannte Inselbetriebe, interessant. Ausserhalb der Schweiz ist aufgrund anderer Rahmenbedingungen mit einem anderen Bild zu rechnen. So ist es denkbar, dass zahlreiche für die Schweiz relevante Themen rund um *Speicher zur Optimierung des Eigenverbrauchs* bereits in anderen Ländern, bspw. in Deutschland, ausreichend erforscht sind, wo die volatile Stromproduktion durch Photovoltaik verbreiteter ist als in der Schweiz. Es kann davon ausgegangen werden, dass in Zukunft Speichertechnologien deutlich günstiger werden, was verschiedene Firmen wie Tesla in den USA oder Solarwatt in Deutschland mit Ankündigungen im Mai 2015 zu bestätigen scheinen [5]. Eine dadurch verbesserte Rentabilität und die Änderung der regulatorischen Rahmenbedingungen werden auch in der Schweiz zu einer Verbreitung der Speichertechnologien führen und möglicherweise auch der Forschung in der Technologiekategorie grössere Bedeutung verleihen.

Zwei der insgesamt fünf Pilot- und Demonstrationsprojekte im Bereich der *Kundenseitigen Technologien* beschäftigen sich mit Themengebieten aus der Kategorie *Speicher zur Optimierung des Eigenverbrauchs*. Ein Projekt befasst sich mit der Einbindung von Elektrofahrzeugen ins heimische Stromnetz und die Nutzung deren Akkus als Energiespeicher für die Maximierung des Verbrauchs von lokal produziertem Strom. Das andere Projekt untersucht und diskutiert Kosten und Nutzen des Einsatzes von Stromspeichern in Privathaushalten zur Optimierung der Eigenversorgung von Prosumern.

3.1.6 Anderes

Zwei der während der Analyse der mehr als 200 Projekte identifizierten Themengebiete fallen in den Bereich der *Kundenseitigen Technologien*, können aber keiner der in Abschnitt 2.2 definierten Technologiekategorien zugeordnet werden. Beide Themengebiete drehen sich um den Kunden und dessen Umgang mit Neuerungen, die ein Smart Grid mit sich bringt. In **Tabelle 5** sind die beiden Themengebiete in Analogie zu den vorhergehenden Abschnitten aufgeführt und um eine Einschätzung des jeweiligen Themenumfangs ergänzt.

Tabelle 5. Liste der zwei identifizierten Themengebiete, die in keine der vier Technologiekategorien der *Kundenseitigen Technologien* fallen, aber dennoch relevant sind für selbige, und deren Definition. Zusätzlich ist jeweils eine Einschätzung des Themenumfangs gegeben.

Anderes – Themengebiete	
Kundenverhalten bei variablen Stromtarifen Themenumfang	Diskussion der Frage, wie sich variable Stromtarife auf das Kundenverhalten (insbesondere auf den Stromverbrauch) auswirken Wird als mittel erachtet.
Kundenseitige Akzeptanz v. Smart Grid-Technologien Themenumfang	Untersuchung und/oder Förderung der kundenseitigen Akzeptanz von Smart Grid-Technologien Wird als eher breit erachtet.

In **Abbildung 13** sind die Aktivitätsniveaus der beiden Themengebiete abgebildet. Auf eine Interpretation wird in dieser Arbeit verzichtet (vgl. Abschnitt 3.1.1).

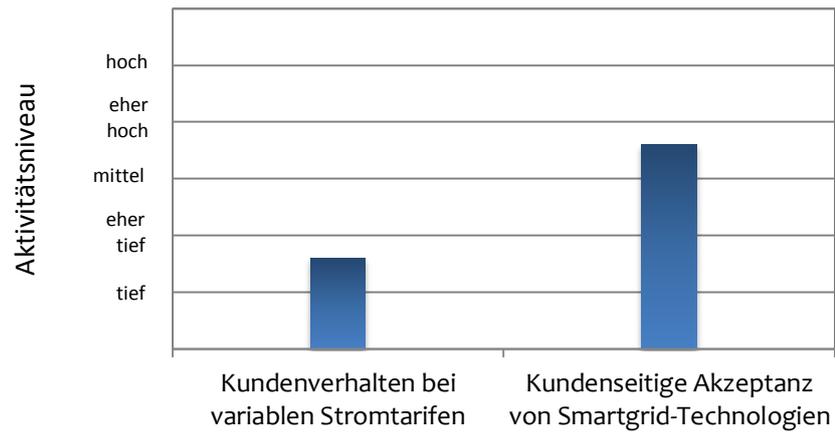


Abbildung 13. Aktivitätsniveaus in den zwei Themengebieten, die zwar den *Kundenseitigen Technologien*, nicht aber einer der vier Technologie-kategorien zugeordnet werden können.

Da in dieser Arbeit die technologische Thematik im Vordergrund steht, wird auf diese sozio-ökonomischen Themengebiete in diesem Bericht nicht weiter eingegangen.

3.2 SCCER – Swiss Competence Centers for Energy Research

Im Rahmen der ambitionierten Energieziele der Schweiz stärkt der Staat derzeit die Forschung im Energiebereich. Die Kommission für Technologie und Innovation finanziert und steuert den Aufbau von interinstitutionellen und interregionalen Kompetenzzentren, den Swiss Competence Centers for Energy Research (SCCER). Ziel ist eine bessere Vernetzung und Kooperation der – teilweise konkurrierenden – Forschungsinstitutionen untereinander und mit Partnern in Wirtschaft und Verwaltung.

Die acht bestehenden SCCER sind auf sieben Aktionsfelder verteilt. Ziel der Analyse der SCCER war die Identifikation der für die *Kundenseitigen Technologien* relevanten SCCER in diesen Aktionsfeldern und die Forschungsschwerpunkte deren relevanter Workpackages. Der Umfang und Detailgrad der veröffentlichten Informationen zur Fragestellung variiert zwischen den verschiedenen SCCER und ist insgesamt gering. Dies ist vermutlich primär darauf zurückzuführen, dass es sich bei den SCCER um jüngere Institutionen handelt. Entsprechend sind die im Folgenden präsentierten Resultate auf einer eher allgemeinen Ebene gehalten.

3.2.1 Relevante SCCER

In einer ersten Analyse wurden die acht Swiss Competence Centers for Energy Research auf ihre Relevanz bezüglich der Smart Grid Technologien allgemein untersucht. Abgesehen vom SCCER *Biomass for Swiss Energy Future*, welches sich zwar mit dem Stromnetz, nicht aber mit Smart Grid Technologien beschäftigt, sind sämtliche SCCER in der Forschung rund ums Smart Grid aktiv. In einer anschliessenden, tiefergehenden Analyse wurden die Workpackages der übrigen SCCER und – wo notwendig – wiederum deren Subtasks auf ihre Forschungsthemen analysiert. Dies ermöglichte eine Aussage bezüglich der Bedeutung eines SCCER für die *Kundenseitigen Technologien*. Wie in **Tabelle 6** ersichtlich ist, sind lediglich vier der acht SCCER in die *Kundenseitigen Technologien* involviert.

Tabelle 6. Resultat der Analyse der SCCER bezüglich ihrer Bedeutung für die Smart Grid Technologien im Allgemeinen und die *Kundenseitigen Technologien* im Spezifischen.

SCCER	Aktionsfeld	Involviert in die Smart Grid Technologien?	Involviert in die Kundenseitigen Technologien?
Future Energy Efficient Buildings & Districts	Effizienz	ja	ja
Future Swiss Electrical Infrastructure	Netze	ja	ja
Heat & Electricity Storage	Speicherung	ja	ja
Competence Center for Research in Energy, Society and Transition	Ökonomie, Umwelt, Recht, Verhalten	ja	ja
Efficiency of Industrial Processes	Effizienz	ja	nein
Supply of Electricity	Strombereitstellung	ja	nein
Efficient Technologies and Systems for Mobility	Mobilität	ja	nein
Biomass for Swiss Energy Future	Biomasse	nein	nein

3.2.2 Forschungsschwerpunkte der relevanten SCCER

Auch in den nach **Tabelle 6** für die *Kundenseitigen Technologien* relevanten SCCER beschäftigen sich nur einzelne Workpackages mit der Forschung in diesem Gebiet. Dies ist in **Tabelle 7** dokumentiert. Die Tabelle listet die relevanten Workpackages sowie deren relevante Subtasks auf und zeigt mit den Themengebieten welcher Technologie-kategorien der *Kundenseitigen Technologien* sie sich auseinandersetzen.

Tabelle 7. Forschungsschwerpunkte der für die *Kundenseitigen Technologien* relevanten Subtasks in den Workpackages der Swiss Competence Centers for Energy Research.

Workpackage	Subtask	Smart Metering	Visualisierungstechnik	Gebäudeautomatisierung	Speicher (Opt. d. EV.)	Anderes
<i>SCCER – Future Energy Efficient Buildings & Districts</i>						
Building Energy Management	Active Building Management	•	•	•		•
	Building Systems Integration			•	•	
<i>SCCER – Future Swiss Electrical Infrastructure</i>						
Grid Components	Life-cycle optimization of power system of power system components and reliability analysis				•	
<i>SCCER – Heat & Electricity Storage</i>						
Technology Interaction of Storage Systems	Performance, Lifetime, Safety and Reliability of Battery Systems				•	
<i>SCCER – Competence Center for Research in Energy, Society and Transition</i>						
Change of Behaviour	Analysis of individual decision and behaviour patterns		•			
	Empirical analysis of impacts of governance options		•			•

Themen der Technologie-kategorien *Smart Metering* und *Gebäudeautomatisierung* werden nur im SCCER *Future Energy Efficient Buildings & Districts (FEEB&D)* behandelt. An Themen der Technologie-kategorie *Speicher zur Optimierung des Eigenverbrauchs* forschen hingegen gleich drei SCCER, wobei bei den SCCER *Future Swiss Electrical Infrastructure* und *Heat & Electricity Storage* Aspekte der optimalen Speichertechnologie im Vordergrund stehen, während die Technologie für ein Speicher-managementsystem beim SCCER *FEEB&D* im Fokus steht. Die Themengebiete der *Visualisierungstechnik* und die sozio-ökonomischen Themen im Bereich *Anderes* werden sowohl vom SCCER *FEEB&D* als auch vom SCCER *Competence Center for Research in Energy, Society and Transition* betrachtet, wobei bei ersterem Aspekte der Visualisierung und der Auswirkungen auf das Kundenverhalten im Vordergrund stehen, während letzteres sich mehr mit der Akzeptanz der Technologien und der Kundenbeeinflussung insgesamt auseinandersetzt. Innerhalb der SCCER von grösster Bedeutung für die *Kundenseitigen Technologien* ist nach **Tabelle 7** das SCCER *FEEB&D*.

3.3 Markt

Die Situationsanalyse des Markts für *Kundenseitige Technologien* soll aufzeigen, welche Technologien im Markt erwerbbar sind und über welche Funktionen die erhältlichen Produkte verfügen. So soll schliesslich evaluiert werden können, welche Technologien sich bereits etablieren konnten und wo weiterer Förderungsbedarf besteht.

Die Bestandsaufnahme in dieser Arbeit erfolgte primär über eine Internetrecherche. In deren Rahmen aufgeworfene Fragen wurden punktuell in Gesprächen mit Branchenvertretern diskutiert und in die Analyse miteingebunden.

3.3.1 Smart Metering

In der Schweiz liegt bisher kein Plan für eine staatlich geführte und gesetzlich verankerte Einführung von intelligenten Messsystemen vor. Entsprechend ist der Markt für Smart Meter momentan kleiner als in Ländern wie bspw. Österreich, wo ein solcher Smart Meter Rollout vom Staat gesetzlich gefordert wird [6]. Dennoch befinden sich auf dem schweizerischen Markt Produkte von verschiedensten Herstellern. Die im Rahmen der Internetrecherche ermittelten Smart Meter Hersteller, die ihre Produkte selbst oder über Partner in der Schweiz anbieten, sind in **Tabelle 8** – zusammen mit jeweils einem ihrer Produkte – aufgeführt. Die Tabelle zeigt, dass zahlreiche grosse und international aktive Firmen involviert sind.

Tabelle 8. Eine Auswahl von Herstellern von in der Schweiz erhältlichen Smart Metern. Zu jedem der dreizehn Hersteller ist eines seiner Zählermodelle als Beispiel aufgeführt.

Unternehmen	Produktbezeichnung	Land des Firmensitzes
1 ABB AG	A-Series	Schweiz
2 Elster Messtechnik GmbH	AS1440	Deutschland
3 EMH Metering GmbH	Digitaler Tarifzähler ITZ	Deutschland
4 EMU Electronic AG	EMU Professional	Schweiz
5 General Electric Co.	SGM3000 Residential IEC Smart Energy Meter	Vereinigte Staaten
6 GWF Messsysteme AG	NXT4 R	Schweiz
7 Görlitz AG	Emetrium IQ	Deutschland
8 Inepro	PRO 380 CT	Niederlande
9 Iskraemenco AG	Mx381	Slowenien
10 Kamstrup AG	OMNIPOWER	Dänemark
11 Landis + Gyr AG	E350	Schweiz
12 Optimatik AG	<i>keine Angabe</i>	Schweiz
13 Revelio GmbH	RemaBox	Schweiz

In **Tabelle 9** sind die zwei wichtigsten Funktionen eines intelligenten Stromzählers neben den Basisfunktionen (Strom messen und Messdaten an Verarbeitungssystem kommunizieren) beschrieben und mit den Produkten aus **Tabelle 8** verknüpft. Angegeben ist jeweils der Anteil der dreizehn Produkte, der über die besagte Funktion verfügt. Da in der Analyse nicht für sämtliche Produkte vollständige Informationen verfügbar waren, sind die Angaben jeweils als Mindestwerte zu verstehen.

Tabelle 9. Übersicht über die wichtigsten Funktionen, über die ein intelligenter Stromzähler verfügen kann und Anzahl der in **Tabelle 8** aufgeführten Produkte, die dies tun. Die Basisfunktionen, das Messen des Stromverbrauchs und das Übermitteln der Messdaten an ein Verarbeitungssystem, werden von allen Smart Metern ermöglicht.

Funktion	Beschreibung	Anzahl Zähler
Mehrere Stromtarife	Der intelligente Stromzähler ist in mehr als zwei Tarifstufen betreibbar und ermöglicht so zukünftige Tarifmodelle.	Mindestens 7 / 13
Lastschaltung	Der intelligente Stromzähler verfügt über Schnittstellen zur <i>Gebäudeautomatisierung</i> , die es ihm ermöglicht, als Laststeuerungszentrale zu agieren.	Mindestens 5 / 13

Die wichtigste Zusatzfunktion von Smart Metern ist die Unterstützung von Tarifsystemen mit mehr als zwei verschiedenen Tarifen. In der Spezifikation von sieben der dreizehn untersuchten Stromzähler ist diese Funktion explizit angegeben. Ein Anteil von mehr als der Hälfte der verfügbaren Produkte kann demnach diese Funktionsanforderung erfüllen. Die Autoren gehen davon aus, dass in einigen Fällen die Funktion nicht im Produktbeschrieb erwähnt aber dennoch gegeben ist. Eine Funktion von vergleichsweise untergeordneter Bedeutung ist die Möglichkeit, über Smart Meter Gebäudeautomatisierungssysteme zu steuern. Mindestens fünf der dreizehn Produkte können entweder über den Zähler selbst oder durch Kombination mit einem Modul diese Aufgabe wahrnehmen. Insgesamt scheinen die relevanten Technologien im Markt etabliert zu sein.

Den Aussagen eines Vertreters einer Herstellerfirma von Smart Metern zufolge bleibt der Markterfolg von Smart Metern in der Schweiz trotz der scheinbar guten Etablierung der Technologie bescheiden [7]. Es fehle an Anreizen, die die neuen Produkte attraktiv machen würden. Für Privatpersonen besteht die Möglichkeit, durch die verbesserte Transparenz den Stromverbrauch und somit die Stromkosten um ungefähr 5 % zu reduzieren, wenn sie sich unabhängig von ihrem Energieversorgungsunternehmen (EVU) einen intelligenten Stromzähler anschaffen. Dem gegenüber stehen hohe Anschaffungskosten, kleine Strompreise (führen zu kleinen Einsparungen) und die Möglichkeit, dass ihnen in Zukunft über ihr EVU ohnehin ein Smart Meter zur Verfügung gestellt wird.

Auch den EVU fehlt es [7] zufolge an lohnenden Geschäftsmodellen und Anreizen, die Smart Meter in ihrem Versorgungsbereich zu verbreiten. In Italien beispielsweise hätte die Aussicht, den Diebstahl von Strom durch den Einsatz von Smart Metern einzudämmen, den Rollout der intelligenten Stromzählern vorangetrieben, in der Schweiz fehle es aber an einem derartigen Anreiz. Einzelne EVU ersetzen ausgediente herkömmliche Stromzähler mit Smart Metern, ein solcher Rollout im normalen Auswechselzyklus der Zähler würde sich aber über mehr als 25 Jahre erstrecken. Ausserdem würden die Smart Meter bis jetzt meist nicht in ein übergeordnetes Datenverarbeitungssystem eingebettet. Gemäss [7] wird in der Schweiz ein Rollout durch Marktnachfrage kaum oder nur sehr langsam stattfinden, weshalb er von staatlicher Seite getrieben werden müsste.

3.3.2 Visualisierungstechnik

Die Visualisierung von Stromverbrauchsdaten ist eng verknüpft mit Smart Metern, da erst diese einen automatisierten Betrieb ermöglichen. Trotz des in Abschnitt 3.3.1 angesprochenen bisher ausbleibenden Markterfolgs der Smart Meter Technologien existieren in der Schweiz verschiedenste Visualisierungssoftwares, auf denen die bestehenden Visualisierungsportale basieren. Die in der Internetrecherche identifizierten Unternehmen, die solche Software anbieten sind in **Tabelle 10** aufgelistet. In der Tabelle ist ersichtlich, dass im Vergleich zu den Smart Metern selbst (vgl. **Tabelle 8**) die schweizerischen Unternehmen einen deutlich höheren Anteil ausmachen. Neben einzelnen grossen Firmen sind zahlreiche kleinere Firmen und Startup-Unternehmen vertreten.

Tabelle 10. Eine Auswahl von in der Schweiz verfügbaren Visualisierungssoftware und deren Entwicklern. Auf dieser Visualisierungssoftware basierend, bieten Energieversorgungsunternehmen und teilweise die Entwickler selbst ihre Visualisierungsportale an.

Unternehmen	Bezeichnung	Land des Firmensitzes
1 Aartesy AG	m2m platform	Schweiz
2 BEN Energy AG	<i>keine Angabe</i>	Schweiz
3 Celsi AG	<i>keine Angabe</i>	Schweiz
4 Edorex AG	smart.control	Schweiz
5 emation AG	e3m client	Schweiz/Deutschland
6 EMU Electronic AG	smart me	Schweiz
7 Enoro AG	Enoro Customer Engagement Platform	Norwegen
8 Geroco SA	ecowizz	Schweiz
9 Görlitz AG	IDSpecto.enVIEW	Deutschland
10 IT Systeme EVU GmbH	TURAS OVP	Schweiz
11 ITC AG	Energie-Cockpit	Deutschland
12 Landis + Gyr AG	ecoMeter in-home display	Schweiz
13 magSPIN AG	Spinplattform	Schweiz
14 Optimatik AG	<i>keine Angabe</i>	Schweiz
15 Revelio GmbH	RemaWeb	Schweiz
16 Signa-Terre AG	Green E-Value	Schweiz
17 Solare Datensysteme GmbH	Solar-Log	Deutschland
18 SWiBi AG	ePortal	Schweiz
19 Sysdex AG	<i>keine Angabe</i>	Schweiz

In **Tabelle 11** sind die fünf wichtigsten Funktionen – abgesehen von der Basisfunktion – einer Visualisierungssoftware dokumentiert. Angegeben ist jeweils der Anteil der neunzehn Softwares, der die besagte Funktion ermöglicht. Da in der Analyse nicht für sämtliche Softwares vollständige Informationen verfügbar waren, sind die Angaben jeweils als Mindestwerte zu verstehen. Basisfunktion ist die Darstellung von Stromverbrauchsdaten und wird von allen Visualisierungssoftwares ermöglicht.

Tabelle 11. Übersicht über die wichtigsten Funktionen, die eine Visualisierungssoftware zur Verfügung stellen kann und Anzahl der in **Tabelle 10** aufgeführten Systeme, die dies tun. Die Basisfunktion ist die Darstellung des Stromverbrauchs und wird von allen Visualisierungssoftwares ermöglicht.

Funktion	Beschreibung	Anzahl Softwares
Automatische Energieberatung	Die Visualisierungssoftware wertet den Stromverbrauch aus und gibt Spartipps oder verknüpft die Visualisierungsplattform mit Energieberatungsplattformen im Internet.	Mindestens 3 / 19
Visualisierung in Echtzeit	Die Visualisierungssoftware bietet dem Anwender die Möglichkeit, den Stromverbrauch in einer Auflösung von fünf Minuten oder kleiner darstellen zu lassen.	Mindestens 3 / 19
Aufschlüsselung nach Verbraucher	Die Visualisierungssoftware kann den Stromverbrauch einzelner Verbrauchsgeräte bestimmen.	Mindestens 2 / 19
Zusatzfunktionen	Die Visualisierungssoftware ermöglicht das Setzen von Verbrauchszielen, die Definition von Schwellenwerten, die einen Alarm auslösen oder andere ähnliche Features.	Mindestens 3 / 19
Administratives	Die Visualisierungssoftware ermöglicht den Einblick in die Rechnungshistorie oder andere administrative Funktionen.	Mindestens 6 / 19

Die automatisierte Bereitstellung von Energieberatung als Reaktion auf Merkmale des Verbrauchsprofils wird von mindestens drei der neunzehn Softwares ermöglicht. Das gleiche gilt für die Option, sich den Stromverbrauch in einer Auflösung von fünf Minuten oder kleiner darstellen zu lassen, sowie für die Möglichkeit für den Endverbraucher, das Visualisierungsportal durch Setzen von Verbrauchszielen und Verbrauchsalarmen oder ähnliche Mechanismen zu individualisieren. In der Beschreibung von zwei der Softwares ist die Möglichkeit angesprochen, den Stromverbrauch nach Verbrauchern aufgeschlüsselt darzustellen. Bei beiden Softwares handelt es sich allerdings nicht um Systeme, die sich ‚nonintrusive appliance load monitoring‘-Technologien (NIALM) zu Nutzen machen. Vielmehr ist jeweils die Idee, mehrere Stromzähler vom selben Hersteller an verschiedenen Knotenpunkten im Stromnetz eines Gebäudes anzuschliessen und so eine Aufschlüsselung nach Verbrauchsgruppen zu ermöglichen. Eine zentrale Funktion, die nur für sechs der neunzehn Softwares definitiv bestätigt werden kann ist die Möglichkeit, administrative Angelegenheiten wie das Aufrufen der Rechnungshistorie oder in Zukunft beispielsweise auch das Wechseln eines Anbieters über das Visualisierungsportal zu regeln. Da die Informationslage in vielen Fällen schwierig ist, kann davon ausgegangen werden, dass gerade bei solch grundlegenden Aspekten höhere Anteile vorliegen als in **Tabelle 11** notiert. Insgesamt scheinen die meisten Funktionen – mit Ausnahme der NIALM-Technologien – in auf dem Markt verfügbaren Softwares vertreten.

Wie in Abschnitt 3.3.1 erläutert, hält sich der Markterfolg von Smart Metern aufgrund der Rahmenbedingungen in der Schweiz in Grenzen. Die starke Abhängigkeit der Verbrauchervisualisierung von kommunikationsfähigen Stromzählern (vgl. Abschnitt 2.2.2) legt den Schluss nahe, dass der Markterfolg von Visualisierungssoftware aktuell ebenfalls bescheiden ist. Umso erstaunlicher scheint die in **Tabelle 10** ersichtliche Anzahl an kleinen schweizerischen Unternehmen. Bei geringer Nachfrage nach Visualisierungssoftware, wie sie die Marktsituation im Bereich der intelligenten Stromzähler impliziert, könnten auf den schweizerischen Markt für Visualisierungssoftware limitierte Unternehmen nicht überleben. Für die widersprüchlichen Beobachtungen bieten sich zwei mögliche Erklärungen an. Einerseits stellen sich die Energieversorgungsunternehmen in der Schweiz möglicherweise aktuell auf einen zukünftigen Betrieb von intelligenten Messsystemen ein und bieten bereits Visualisierungsportale an, um erste Erfahrungen zu sammeln. So existieren im Internet vereinzelt Portale, bei denen der Kunde – zumindest aktuell vor einem Smart Meter-Rollout – den Zählerstand seines konventionellen Stromzählers abliest und manuell in die Software eingibt. Andererseits ist davon auszugehen, dass

ein signifikanter Teil der zahlreichen in **Tabelle 10** aufgeführten Unternehmen auch in anderen Marktsegmenten aktiv sind und sich durch die Entwicklung von Visualisierungssoftware noch vor einem Rollout für ein mögliches zukünftiges Geschäftsmodell vorbereiten.

Basierend auf den vorliegenden Informationen lassen sich jedoch keine eindeutigen Schlüsse auf den Markterfolg der Visualisierungstechnologien in der Schweiz ziehen.

3.3.3 Gebäudeautomatisierung

Automatisierte Steuerungssysteme befinden sich im schweizerischen Stromnetz bereits seit Jahrzehnten im Einsatz. Neuer ist das Konzept des Regelpoolings durch Aggregatoren, welche Lasten verschiedener Endkunden in einem sogenannten Regelpool zusammenfassen und den Netzbetreibern als Regelenergie zur Verfügung stellen. Mit der Verbreitung von dezentral einspeisenden Stromquellen wie Photovoltaikanlagen nimmt auch die Bedeutung von Steuerungssystemen zu, die Lasten am Ort der Produktion auf produktionsreiche Zeiten verschieben und so einerseits den Eigenversorgungsgrad des Prosumer erhöhen und andererseits das Stromnetz entlasten und dessen Ausbau substituieren können.

In **Tabelle 12** sind neun im Rahmen der Internetrecherche gefundenen Unternehmen aufgeführt, die in der Schweiz Gebäudeautomatisierungssysteme eines Typs anbieten, der in Abschnitt 2.2.3 als innerhalb der Systemgrenzen beschrieben ist. Wie in besagtem Abschnitt erläutert, wird unter Gebäudeautomatisierung in dieser Arbeit die automatisierte Lastverschiebung oder Lastabschaltung mit direktem Nutzen für den Kunden verstanden. Dies beinhaltet die Laststeuerung zur Maximierung der Eigenversorgung von Prosumern, die Laststeuerung in Reaktion auf Preissignale und mit dem Stromnetz verknüpfte Laststeuerungssysteme, die eine Reduktion des Stromverbrauchs ermöglichen. Nicht betrachtet wurden Smart Grid-fremde Hausautomations-Technologien und primär netzdienliche Lastverschiebungssysteme.

Tabelle 12. Eine Auswahl von in der Schweiz angebotenen Gebäudeautomatisierungssystemen und deren Entwicklern. Einige der neun aufgeführten Unternehmen bieten mehrere verschieden komplexe Systeme an.

Unternehmen	Bezeichnung	Land des Firmensitzes
1 Alpiq InTec AG	GridSense	Schweiz
2 Edorex AG	smart.control	Schweiz
3 EnergyOn AG	EnergyOn Plattform	Schweiz
4 EnerNOC	Energy Intelligence Software	Vereinigte Staaten
5 GWF Messsysteme AG	EDP 70300	Schweiz
6 Kaco new energy GmbH	Privatt	Deutschland
7 Studer Innotec SA	Xtender-Reihe	Schweiz
8 Swisscom Energy Solutions AG	tiko	Schweiz
9 Xamax AG	ALS mini/multi/profi	Schweiz

In **Tabelle 13** sind die wichtigsten Funktionen von Gebäudeautomatisierungssystemen aufgeführt. Angegeben ist jeweils auch der Anteil der in **Tabelle 12** aufgeführten Systeme, die über die entsprechende Funktionsweise verfügen. Da in der Analyse nicht für sämtliche Systeme vollständige Informationen verfügbar waren, sind die Angaben jeweils als Mindestwerte zu verstehen. Die Basisfunktionalität, das Steuern von Lasten wird von allen Systemen ermöglicht.

Tabelle 13. Übersicht über die wichtigsten Funktionen, über die ein Gebäudeautomatisierungssystem verfügen kann und Anzahl der in **Tabelle 12** aufgeführten Systeme, die dies tun. Die Basisfunktion ist die Steuerung von Verbrauchern und wird von allen Gebäudeautomatisierungssystemen ermöglicht.

Funktion	Beschreibung	Anzahl Systeme
Speicherlose Optimierung des Eigenverbrauchs	Das Gebäudeautomatisierungssystem kann von Prosumern zur Optimierung ihres Eigenverbrauchs verwendet werden.	Mindestens 4 / 9
Lastschaltung aufgrund von Preissignalen	Das Automatisierungssystem unterstützt die Steuerung von Verbrauchern anhand von Preissignalen	Mindestens 4 / 9
Abschaltung v. Lasten bei Abwesenheit	Das System kann bei Bedarf Lasten automatisch reduzieren oder ausschalten (bspw. bei Abwesenheit das Heizsystem).	Mindestens 2 / 9
Regelenergie	Das Gebäudeautomatisierungssystem kann zur Bereitstellung von Regelenergie verwendet werden.	Mindestens 4 / 9
Steuerung über bestehende Infrastruktur	Das Gebäudeautomatisierungssystem nutzt entweder Smart Meter oder Wechselrichter (bei Prosumern) als Laststeuerungszentrale.	Mind. 1/9 Smart Meter, Mind. 2/9 Wechselrichter

Vier der neun betrachteten Systeme sind darauf ausgelegt, Lasten in Gebäuden mit lokaler Stromproduktion so zu steuern, dass verbrauchsintensive Zeiten auf Zeiten hoher lokaler Produktion fallen. Ebenfalls jeweils vier Systeme ermöglichen Laststeuerung in Reaktion auf Preissignale und die Bereitstellung von Regelenergie den Netzbetreibern gegenüber. Letztere ist eine Funktion aus dem Bereich der *Flexibilität*. Im Rahmen der Arbeit wurde eine Zahl von Gebäudeautomatisierungssystemen identifiziert, die ausschliesslich auf die Bereitstellung von Regelenergie ausgelegt sind und deshalb aus der Analyse ausgeschlossen wurden. Die vier in **Tabelle 12** und **Tabelle 13** aufgeführten Systeme, die zur Bereitstellung von Regelenergie genutzt werden können, verfügen jeweils über mindestens eine Funktionsweise, die in den Bereich der *Kundenseitigen Technologien* fällt. Die Tatsache, dass sie Regelenergie anbieten, ist nur vollständigkeitshalber aufgeführt. Lediglich für zwei der Systeme kann aufgrund der verfügbaren Informationen bestätigt werden, dass durch ihren Einsatz der Stromverbrauch reduziert werden kann. Eines der vier Systeme zur Optimierung der Eigenversorgung von Prosumern benutzt als Schaltzentrale einen Smart Meter, zwei weitere Systeme den Wechselrichter der Photovoltaikanlage.

Den Aussagen eines schweizerischen Aggregator-Unternehmens zufolge ist an den vom Unternehmen angebotenen Gebäudeautomatisierungssystemen seitens der Endkunden Interesse vorhanden [8]. Allerdings sei deren Zahlungsbereitschaft sehr tief, was das Überleben von Firmen mit kostenpflichtigen Angeboten, die sich an den Endkunden richten, erschwere. Es fehle an geeigneten Anreizen für die Endkunden. Bei den momentanen Strompreisen seien insbesondere die Kostenersparnisse zu klein. Seitens der Energieversorgungsunternehmen (EVU) sei ebenfalls wenig Interesse vorhanden. Diese seien im aktuellen Strommarkt in einer günstigen Position und hätten kaum Anreize, an der Situation etwas zu ändern. Davon ausgenommen seien nur EVU mit eigenen Produktionskapazitäten, welche unter den tiefen Strompreisen leiden würden.

Aufgrund der bis Ende 2013 geltenden Eigenverbrauchsregelung [4] (vgl. Abschnitte 3.1.5 und 3.3.4) ist anzunehmen, dass das Interesse an Gebäudeautomatisierungssystemen mit dem Ziel, den Eigenversorgungsgrad von Prosumern zu erhöhen, seit Beginn des Jahres 2014 zugenommen hat. Generell kann davon ausgegangen werden, dass der Markterfolg solcher Systeme – mit der Verbreitung von volatil einspeisenden Technologien – auch in Zukunft zunimmt.

Der Markterfolg von Systemen, die Lasten in Reaktion auf Preissignale steuern, wird dadurch limitiert, dass in der Schweiz bisher keine entsprechenden Tarifmodelle mit variablen Strompreisen bestehen.

3.3.4 Speicher zur Optimierung des Eigenverbrauchs

Bis am 31. Dezember 2013 wurde sämtlicher von Prosumern produzierter Strom als ins Netz eingespeist abgerechnet [4]. Der Eigenverbrauch von lokal produziertem Strom war erlaubt, wurde in der Praxis aber nur selten umgesetzt. Eine Optimierung der Eigenversorgung durch den Einsatz von Stromspeichern, in die in produktionsreichen Zeitintervallen der produzierte Strom eingespeist werden kann, um ihn in verbrauchsintensiven Zeiten wieder zu beziehen, machte nur für vom Netz isolierte Inselbetriebe Sinn. Zeitgleich mit der Revision der Energieverordnung und der Abschaffung der Kostendeckenden Einspeisevergütung für Photovoltaikanlagen bis zwei Kilowatt (normierte Gleichstrom-Spitzenleistung) im Jahr 2014 wurde die Eigenverbrauchsregelung eingeführt. Diese schreibt allen Stromproduzenten das Recht zu, die selbst produzierte Energie lokal zu verbrauchen, ohne dass diese als ins Netz eingespeist abgerechnet wird.

In **Tabelle 14** sind dreizehn im Rahmen der Internetrecherche identifizierte Unternehmen aufgelistet, die in der Schweiz erhältliche Speichersteuerungssysteme entwickeln. Die mit den Steuerungssystemen geregelten Speicher werden nicht zwingend vom gleichen Unternehmen entwickelt. Bei allen dreizehn Speichersystemen handelt es sich um Batteriespeichersysteme.

Tabelle 14. Eine Auswahl von in der Schweiz angebotenen Speichersystemen und deren Entwickler. Die meisten der dreizehn Entwicklerfirmen stellen auch selbst Speicher her, aber einige beschränken sich auf die Entwicklung von Speichersteuerungssystemen.

Unternehmen	Bezeichnung	Land des Firmensitzes
1 Ampard AG	Ampard	Schweiz
2 Bosch GmbH	Bosch-Energy-System-Controller	Deutschland
3 Deutsche Energieversorgung GmbH	Senec.ies	Deutschland
4 Energiefreiheit GmbH	<i>keine Angabe</i>	Deutschland
5 Energo AG	Sonnenspeicher	Schweiz
6 Hoppecke Schweiz GmbH	SMA sun.power pack 4.9 kWh - SI 6.0 H	Deutschland
7 Kaco new energy GmbH	Powador-gridsave eco	Deutschland
8 KNUBIX GmbH	Knut	Deutschland
9 Leclanché SA	TiBox	Schweiz
10 Schneider Electric SA	Conext MPPT 80 Solar PV Charge Controller	Frankreich
11 Sonnenbatterie GmbH	Sonnenbatterie	Deutschland
12 Varta Storage GmbH	Engion	Deutschland

Tabelle 14 zeigt, dass ein grosser Teil der in der Schweiz erhältlichen Speichersteuerungssysteme von deutschen Firmen entwickelt wird. Dies ist teilweise darauf zurückzuführen, dass die Nachfrage nach Stromspeichern aufgrund der oben angesprochenen regulatorischen Rahmenbedingungen in der Vergangenheit in der Schweiz nur einen kleinen Absatzmarkt ermöglichte. Ausserdem sind die dezentralen, volatil produzierenden Stromproduktionstechnologien im grösseren Deutschland weiter verbreitet und sowohl Nachfrage als auch Angebot bei den Speichertechnologien höher. Eine von der bayerischen Koordinierungsstelle ‚Centrale Agrar-Rohstoff Marketing- und Energie-Netzwerk e.V‘ veröffentlichte Marktübersicht beinhaltet eine ausführliche Auflistung von in Deutschland erhältlichen Batteriespeichern [9]. Die auf die Schweiz bezogene Marktübersicht in der vorliegenden Arbeit bezieht sich nicht auf Speicher selbst, sondern vielmehr auf die Steuerungssysteme, die den Speicherbetrieb automatisch handhaben und ihn ins lokale Stromnetz einbetten.

In **Tabelle 15** sind die wichtigsten Funktionen, über die ein Speichersteuerungssystem verfügen kann, aufgeführt und der Anteil der in **Tabelle 14** aufgelisteten Produkte angegeben, die dies tun. Da in der Analyse nicht für sämtliche Systeme vollständige Informationen verfügbar waren, sind die Angaben

jeweils als Mindestwerte zu verstehen. Die Basisfunktionalität, die automatisierte Steuerung der Einspeisung in den Speicher und Bezugs aus dem Speicher wird von allen Systemen ermöglicht.

Tabelle 15. Übersicht über die wichtigsten Funktionen, über die ein Speichersystem verfügen kann und Anzahl der in **Tabelle 14** aufgeführten Systeme, die dies tun. Die Basisfunktion ist die Automatische Steuerung des Speichers und wird von allen Speichersystemen ermöglicht.

Funktion	Beschreibung	Anzahl Produkte
Optimierung des Eigenverbrauchs	Das Speichersteuerungssystem ermöglicht die Optimierung des Eigenverbrauchs	12 / 12
Optimierung der Lebensdauer	Das Speichersteuerungssystem reguliert den Ladezustand des Batteriespeichers so, dass dessen Lebensdauer maximiert wird	Mindestens 2 / 12
Regelenergie	Das Speichersteuerungssystem ermöglicht die Nutzung des Speichers zur Bereitstellung von Regelenergie	Mindestens 2 / 12

Die Verwendung des Stromspeichers zur Optimierung der Eigenversorgung wird von allen zwölf Speichersteuerungssystemen ermöglicht. Dennoch ist sie nicht als eine Basisfunktionalität zu bezeichnen, da theoretisch auch rein für Regelenergie oder Preisoptimierungen ausgelegte Stromspeichersysteme bei Endkunden denkbar sind. Von den zwölf betrachteten Steuerungssystemen sind mindestens zwei Speichersysteme auf die Bereitstellung von Regelenergie ausgelegt. Aufgrund der Beschreibungen im Internet kann ebenfalls nur für zwei der Systeme bestätigt werden, dass sie den Batteriespeicher so betreiben, dass dessen Lebensdauer maximiert wird. Die Annahme liegt allerdings nahe, dass alle Unternehmen eine maximale Lebensdauer ihrer Speichersysteme anstrebt und dies lediglich nicht in jedem Fall explizit erwähnt wird.

Die Nutzung von lokal produziertem Strom zur Ladung des Akkus eines Elektromobils fällt auch in die Thematik der Optimierung des Eigenverbrauchs. Die Herausforderung ist jedoch, dass sich das Elektromobil tagsüber, also in der Produktionszeit von Photovoltaikanlagen, oft im Einsatz befindet und nicht zur Optimierung des Eigenverbrauchs verwendet werden kann [10].

Obwohl die zu Beginn dieses Abschnitts 3.3.4 dokumentierten regulatorischen Rahmenbedingungen seit 2014 kein Hemmnis mehr darstellen, wird der verbreitete Einsatz von Stromspeichern durch deren hohen Kosten gehemmt. In den letzten Monaten haben aber verschiedene Speicherhersteller auf internationaler Ebene angekündigt, in Zukunft deutlich preiswertere Speichersysteme anzubieten [5] (vgl. Abschnitt 3.1.5). Durch eine signifikante Verringerung der Investitionskosten würden Stromspeichertechnologien deutlich lukrativer, was auch den Markt in der Schweiz beflügeln würde. Demzufolge ist in der Schweiz in der Zukunft mit einer höheren Verbreitung von Speichersystemen zu rechnen.

3.4 Akteure in der Wertschöpfungskette

Die Analyse der Wertschöpfungskette ist für den Überblick über die Aktivitäten innerhalb der *Kundenseitigen Technologien* von grosser Bedeutung. Die in dieser Arbeit durchgeführte Analyse beinhaltet die Identifikation wichtiger Rollen in der Wertschöpfungskette und der Akteure, die diese Rollen übernehmen, sowie die Strukturierung der Rollen zu einer Modellierung der Wertschöpfungskette. Die Modellierung basiert auf der Forschungsanalyse (vgl. Abschnitte 3.1 und 3.2) und der Marktanalyse (vgl. Abschnitt 3.3) und ist somit als Modellierung aus der Perspektive der *Kundenseitigen Technologien* zu verstehen. Dies gewährleistet die Wiedergabe eines konzentrierten Bildes in einem ansonsten breiten Themengebiet. Eine Modellierung mit Ziel einer ganzheitlichen Analyse des Smart Grids oder aus dem Blickwinkel einer anderen Smart Grid-Kategorie wird zwangsläufig eine abweichende Struktur modellieren.

3.4.1 Modellstruktur der Wertschöpfungskette

Um die Bedeutung eines Akteurs für die *Kundenseitigen Technologien* bestimmen zu können, müssen die Rollen, die er in der Smart Grid-Wertschöpfungskette einnimmt, bekannt sein. Zu diesem Zwecke wurde eine Modellstruktur der Wertschöpfungskette erarbeitet, die die Rollen im Smart Grid nach Tätigkeitsbereichen gegliedert wiedergibt. Diese Modellstruktur basiert auf den in der im März 2015 vom Bundesamt für Energie veröffentlichten Smart Grid Roadmap [3] dokumentierten Rollen im Smart Grid. Um Aspekte der *Kundenseitigen Technologien* besser wiedergeben zu können, wurden diese Rollen ergänzt. Die resultierende Wertschöpfungskette muss deshalb als Modellierung aus der Perspektive der Kundenseitigen Technologien verstanden werden.

Grundsätzlich lässt sich die Wertschöpfungskette des Smart Grid in der Schweiz aus dem Blickwinkel der *Kundenseitigen Technologien* in sechs Bereiche unterteilen. Der Bereich *Staatliche Institutionen* (1) umfasst Bund, Kantone und Gemeinden sowie von diesen finanzierte Institutionen, die in die Smart Grid-Entwicklungen involviert sind. Der Bereich *Forschung* (2) steht für die Forschungslandschaft im Smart Grid. Der Bereich *Stromnetz* (3) ist der eigentliche Kern der Wertschöpfungskette im Strommarkt und umfasst sämtliche Rollen von der Stromproduktion bis zum Stromverbrauch. Der Bereich *Dienstleistungen* (4) umfasst Aufgabenbereiche, die dem reibungslosen Betrieb des Stromnetzes dienen. Im Bereich *Weitere* (5) sind die Rollen zusammengefasst, die für die *Kundenseitigen Technologien* relevant sind, aber keinem anderen Bereich zuweisbar sind. Der Bereich *Verbände und Interessensgemeinschaften* (6) schliesslich beinhaltet jene Organisationen, die wesentlich in die Smart Grid-Entwicklungen involviert sind, aber nicht von staatlicher Seite finanziert werden.

Die resultierende Modellstruktur ist in **Abbildung 14** ersichtlich. Im Sinne einer erleichterten Interpretation der Struktur sind die Rollen in den sechs Bereichen jeweils um einige exemplarische Akteure ergänzt. Die aufgeführten Akteure sind einerseits so gewählt, dass klar wird, dass ein einzelner Akteur verschiedenste Rollen einnehmen kann. Andererseits wurde versucht, ein möglichst vielfältiges Spektrum an Akteuren miteinzubeziehen. Es handelt sich um Akteure aus dem heutigen Strommarkt, das heisst, Rollen eines zukünftigen entflochtenen Smart Grids werden ergänzt mit Beispielen der Akteure, die diese Rollen in der Gegenwart einnehmen. Das zeigt, dass sämtliche Rollen eines zukünftigen Smart Grids bereits heute existieren, wenn auch teilweise mit weniger ausgeprägter Rollenaufteilung, als dies für die Zukunft erwartet wird.

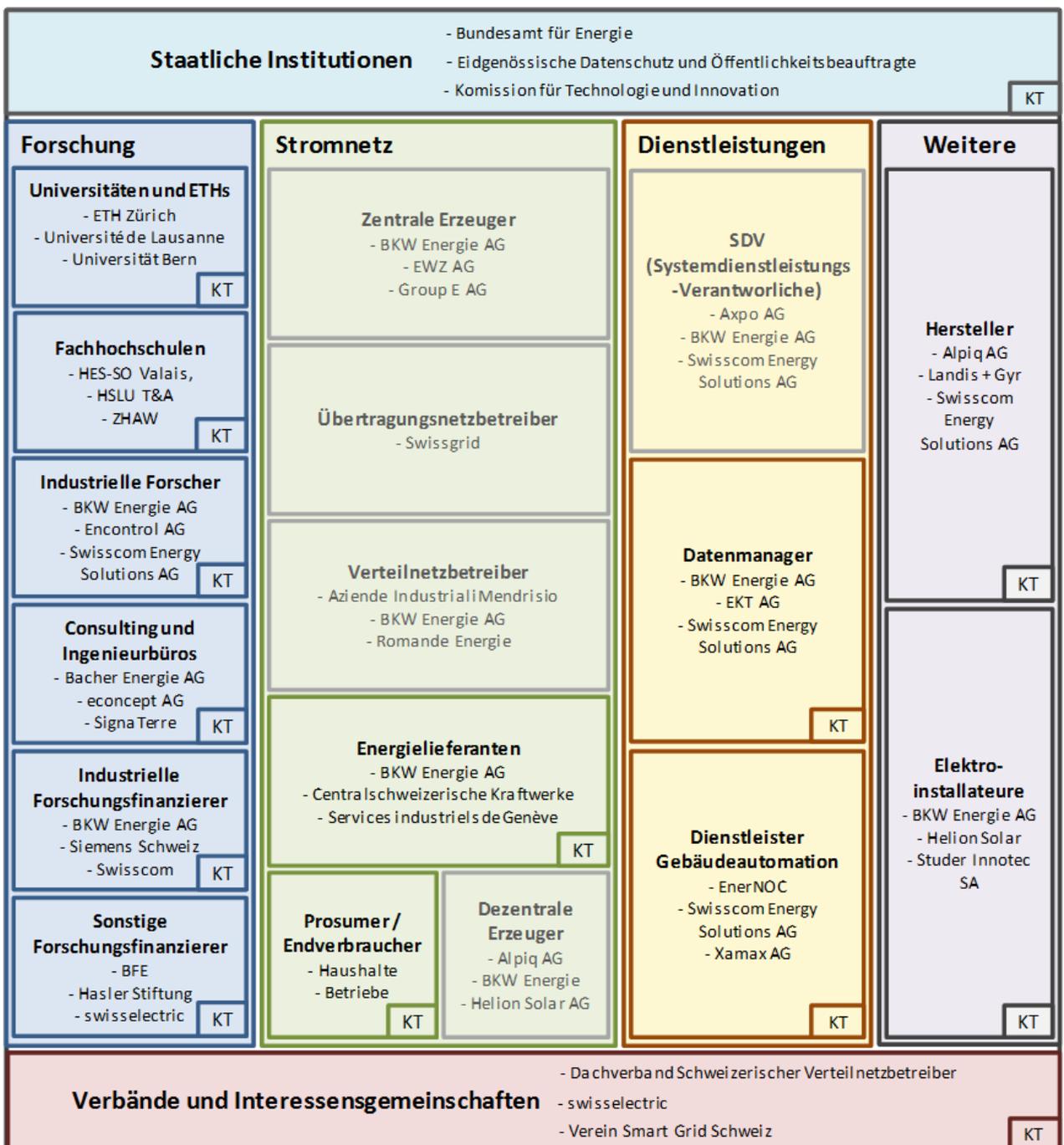


Abbildung 14. Rollen und exemplarische Akteure in der Modellstruktur der Smart Grid-Wertschöpfungskette. Graue Schrift impliziert, dass die Rolle nicht unmittelbar in die *Kundenseitigen Technologien* involviert ist. Umgekehrt weist das Kürzel KT im unteren rechten Ecken auf eine Einbindung in den *Kundenseitigen Technologien* hin.

Aus **Abbildung 14** ist ersichtlich, dass gewisse Akteure verschiedenste Rollen in der Smart Grid Wertschöpfungskette übernehmen. Insbesondere die grösseren schweizerischen Stromkonzerne, hier am Beispiel der BKW Energie AG gezeigt, nehmen eine Vielzahl von Rollen wahr.

Als Lesehilfe für die **Abbildung 14** dient die nachfolgende **Tabelle 16**, in welcher die Rollen und ihr Bezug zu den kundenseitigen Technologien jeweils kurz erläutert werden.

Tabelle 16. Erläuterung der Rollen in der Smart Grid Wertschöpfungskette mit Fokus auf den *Kundenseitigen Technologien* auf Basis der Smart Grid Roadmap des Bundesamts für Energie [3].

Staatliche Institutionen	
Staatliche Institutionen <i>Kundenseitige Technologien</i>	Von Bund, Kantonen oder Gemeinden finanzierte Institutionen, die in die Smart Grid-Entwicklung involviert sind. Neben Bund, Kantonen und Gemeinden selbst ist eine Vielzahl von staatlichen Institutionen für die Kundenseitigen Technologien relevant. Beispielsweise in der Förderung und Lenkung der Forschung, aber auch in Fragen des Konsumentenschutzes oder Ausarbeitung zukünftiger Marktverhältnisse.
Forschung	
Universitäten & ETHs <i>Kundenseitige Technologien</i>	Forschungsinstitute im Universitäts- und ETH-Bereich. Sowohl Grundlagenforschung als auch anwendungsorientierte Forschung. Ist an der Forschung im Bereich der Kundenseitigen Technologien beteiligt.
Fachhochschulen <i>Kundenseitige Technologien</i>	Forschungsinstitute im Fachhochschulbereich. Anwendungsorientierte Forschung. Ist an der Forschung im Bereich der Kundenseitigen Technologien beteiligt.
Industrielle Forscher und Entwickler <i>Kundenseitige Technologien</i>	Eigene Forschung am Markt beteiligter Firmen. Anwendungsorientierte Forschung. Ist an der Forschung im Bereich der Kundenseitigen Technologien beteiligt.
Consulting und Ingenieurbüros <i>Kundenseitige Technologien</i>	Von Bildungsinstitutionen unabhängige Forschung. Anwendungsorientierte Forschung. Ist an der Forschung im Bereich der Kundenseitigen Technologien beteiligt.
Industrielle Forschungsfinanzierer <i>Kundenseitige Technologien</i>	Am Markt beteiligte Firmen, die Forschungseinrichtungen mit finanziellen Beiträgen unterstützen. Unterstützt Forschung im Bereich der Kundenseitigen Technologien.
Sonstige Forschungsfinanzierer <i>Kundenseitige Technologien</i>	Nicht am Markt beteiligte Institutionen (bspw. Ämter, Stiftungen, Verbände), die Forschungseinrichtungen mit finanziellen Beiträgen unterstützen. Unterstützt Forschung im Bereich der Kundenseitigen Technologien.
Stromnetz	
Zentrale Erzeuger	Zentrale Erzeuger speisen elektrische Energie in die Höchst – und Hochspannungsnetze ein. Neben Wasser-, Gas-, Dampf- und Kernkraftwerken können auch Kehrlichtverbrennungsanlagen (KVA) oder grössere Windparks hierzu zählen. <i>kein Aspekt der Kundenseitigen Technologien</i>
Übertragungsnetz-betreiber	Der Übertragungsnetzbetreiber (Swissgrid) ist für den Betrieb und Unterhalt des Übertragungsnetzes zuständig und verantwortet dort die Versorgungsqualität. <i>kein Aspekt der Kundenseitigen Technologien</i>
Verteilnetzbetreiber	Die Verteilnetzbetreiber sind für den Betrieb und Unterhalt der Verteilnetze zuständig und verantworten die Versorgungsqualität in ihrem Netzgebiet. <i>kein Aspekt der Kundenseitigen Technologien</i>
Energielieferanten <i>Kundenseitige Technologien</i>	Die Energielieferanten kaufen Strom und liefern ihn an die Endverbraucher. Liefert dem Kunden Strom - und setzt bspw. variable Stromtarife fest, die bei den Kundenseitigen Technologien Reaktionen auslösen (z.B. Smart Meter-Visualisierung zeigt aktueller Strompreis an, Gebäudeautomatisierungssystem verlegt Lasten entsprechend des Tarifs, etc.)
Dezentrale Erzeuger	Unter dezentrale Erzeuger werden Stromproduktionsstätten verstanden, die in die Mittel- und Niederspannungsnetze einspeisen. Es handelt sich in erster Linie um erneuerbare Energieanlagen, deren Produktion ihr Verbrauch nie unterschreitet. <i>kein Aspekt der Kundenseitigen Technologien</i>
Prosumer / Endverbraucher <i>Kundenseitige Technologien</i>	Endverbraucher können Haushalte oder Betriebe sein. Sie verbrauchen elektrische Energie und verfügen über flexible Lasten, die durch die Endverbraucher selbst oder durch Dienstleister Gebäudeautomation gesteuert werden. Endverbraucher werden zu Prosumern, falls sie eine dezentrale Erzeugungsanlage besitzen, deren Produktion den Verbrauch nicht permanent unterschreitet. Sämtliche Kundenseitigen Technologien sind beim Prosumer/Endverbraucher installiert.

Fortsetzung **Tabelle 16**

Dienstleistungen	
Systemdienstleistungs- verantwortliche	Die SDV sind verantwortlich für die kommerzielle und operative Planung und Ausführung von Systemdienstleistungen oder von zukünftig möglichen individuellen, verteilnetzorientierten Dienstleistungen. Sie verantworten die entsprechende Verteilung der abgerufenen Regelenergie auf die beteiligten Anlagen. <i>kein Aspekt der Kundenseitigen Technologien</i>
Datenmanager <i>Kundenseitige Technologien</i>	Die Datenmanager stellen die Schnittstelle für Energie- und Netzdaten des Endverbrauchers zu anderen Rollen dar. Daten werden von ihnen erhoben, verwaltet, verarbeitet und an die relevanten Datenempfänger übermittelt. Die Datenmanager stehen in ständigem Kontakt mit den kundenseitigen Technologien. Beispiel: Smart Meter -> Datenmanager -> Visualisierungsplattform.
Dienstleister Gebäudeautomation <i>Kundenseitige Technologien</i>	Der Dienstleister Gebäudeautomation bieten Gebäudeautomatationen entweder zu netzdienlichen Zwecken (-> <i>Flexibilität</i>) und/oder zum Nutzen der Endverbraucher (-> <i>Kundenseitige Technologien</i>) an. Betreibt beim Endverbraucher installierte Technologiesysteme aus der Ferne. Im Rahmen der Kundenseitigen Technologien ist dies möglich für Eigenverbrauchsoptimierungen (mit und ohne Speicher) und Demand Side Response-Systeme.
Weitere	
Hersteller <i>Kundenseitige Technologien</i>	Produzieren Hard- und Software für die <i>Kundenseitigen Technologien</i> . Selbsterklärend
Elektroinstallateure <i>Kundenseitige Technologien</i>	Installieren Produkte der <i>Kundenseitigen Technologien</i> bei den Endverbrauchern. Selbsterklärend
Verbände und Interessensgemeinschaften	
Verbände und Interessensgemeinschaften <i>Kundenseitige Technologien</i>	Verbände und andere Interessensgemeinschaften, die in die Smart Grid -Entwicklungen involviert sind. Verbände und Interessensgemeinschaften sind in die Kundenseitigen Technologien involviert, indem sie bspw. die Forschung finanziell unterstützen oder an der politischen Wegfindung mitwirken.

3.4.2 Akteure und ihre Rollen

Aufbauend auf der in **Abbildung 14** ersichtlichen Modellstruktur Smart Grid-Wertschöpfungskette und der darin aufgeführten Rollen, lassen sich Akteure den Rollen zuweisen, die sie im heutigen Stromnetz übernehmen. Im Sinne der Übersicht sind die zahlreichen Akteure – bspw. rund 700 Energieversorgungsunternehmen [11] – in diesem Bericht in Akteurgruppen gegliedert und werden als Gruppen den Rollen in der Wertschöpfungskette zugeordnet. Die tatsächlichen Rollen können innerhalb der Akteurgruppen zwischen den einzelnen Akteuren variieren.

Tabelle 17 zeigt das Resultat der Zuordnung der Akteurgruppen zu den von ihnen wahrgenommenen Rollen in der Wertschöpfungskette. Ein Kreuz zeigt jeweils an, dass die Akteurgruppe in der entsprechenden Rolle involviert ist. Dies ist für diejenigen Fälle selbstverständlich, in denen Akteurgruppe und Rolle die gleiche Bezeichnung haben. Die Akteurgruppen, die nur jeweils dieser einen Rolle zuzuordnen sind, sind *Universitäten & ETHs, Fachhochschulen, Consulting & Ingenieurbüros, Sonstige Forschungsfinanzierer, Übertragungsnetzbetreiber* und *Prosumer / Endverbraucher*. Die *Staatlichen Institutionen* und *Verbände & Interessensgemeinschaften* sind neben ihrer jeweiligen, identisch bezeichneten Rolle auch der Rolle *Sonstige Forschungsfinanzierer* zuzuordnen.

Tabelle 17. Rollenverteilung unter den Akteurguppen in der Wertschöpfungskette des Smart Grids in der Schweiz aus der Perspektive der *Kundenseitigen Technologien*

Akteurgruppe	Rolle											
	Staatliche Institutionen	Universitäten & ETHs Fachhochschulen	Industrielle Forscher & Entwickler Consulting & Ingenieurbüros	Industrielle Forschungsfinanzierer Sonstige Forschungsfinanzierer	Zentrale Erzeuger Übertragungsnetzbetreiber	Verteilnetzbetreiber	Energielieferanten	Dezentrale Erzeuger Prosumer / Endverbraucher	SDV Datenmanager	Dienstleister Gebäudeautomation	Hersteller Elektroinstallateure	Verbände & Interessensgem.
Staatliche Institutionen	x			x								
Universitäten & ETHs		x										
Fachhochschulen		x										
Consulting- & Ingenieurbüros			x									
Sonstige Forschungsfinanzierer				x								
Übertragungsnetzbetreiber					x							
Energieversorgungsunternehmen			x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
Aggregatoren			x						x	x	x	x
Stromtechnologie-Unternehmen			x	x				x			x	x
Prosumer / Endverbraucher								x				
Verbände & Interessensgem.				x								x

Aus **Tabelle 17** wird schnell ersichtlich, dass die Akteurguppen des eigentlichen Marktteils der Wertschöpfungskette – *Energieversorgungsunternehmen*, *Aggregatoren* und *Stromtechnologie-Unternehmen* – jeweils eine Vielzahl an Rollen einnehmen.

Insbesondere zeigt die Darstellung die zentrale Position, die die Energieversorgungsunternehmen im Strommarkt innehaben. Wie auch in **Abbildung 14** anhand des Beispiels der BKW nachvollziehbar, übernehmen sie Rollen entlang der gesamten Wertschöpfungskette. Im Stromnetz selbst sowohl in der Stromproduktion als zentrale und dezentrale Erzeuger als auch in der Stromverteilung als Verteilnetzbetreiber und Energielieferanten. Diese Rollen ermöglichen den Energieversorgungsunternehmen die Bereitstellung von Regelenergie zur Gewährleistung der Netzstabilität. Sie sind also auch als Systemdienstleistungsverantwortliche tätig. Mit der Rolle des Energielieferanten folgt im heutigen Strommarkt auch die des Datenmanagers, was in einem zukünftigen Smart Grid nicht als gegeben zu erachten ist. So könnte beispielsweise aus Datenschutz- oder Datensicherheitsgründen ein separater Akteur die Rolle des Datenmanagers übernehmen. Als zentrale Akteure des Strommarkts sind die Energieversorgungsunternehmen auch in der Forschung aktiv, auf forschender wie auch auf fördernder Seite. Durch die Kundennähe als Verteilnetzbetreiber und Energielieferanten sind sie auch als Installateure von *Kundenseitigen Technologien* zu bezeichnen. Vereinzelt sind sie auch an deren Herstellung beteiligt.

Unter den Stromtechnologie-Unternehmen werden in erster Linie Hersteller und Installateure von *Kundenseitigen Technologien* bezeichnet. Wie die Energieversorgungsunternehmen sind auch sie in die Forschung involviert, sowohl auf der finanzierenden als auch auf der finanzierten Seite. Ausserdem haben vereinzelte Unternehmen in den letzten Jahren unter dem Geschäftsmodell der Dachmiete Aktivität als dezentrale Erzeuger aufgenommen. Sie mieten dazu Dachflächen und installieren darauf Solaranlagen.

Eine weitere Erscheinung der letzten Jahre ist die Akteurguppe der Aggregatoren. Diese bündeln bei Endverbrauchern installierte Verbrauchsgeräte in einem sogenannten Regelpool und stellen den Netzbetreibern die gebündelten Lasten gegen Bezahlung als Regelenergie zur Verfügung. Diese Dienstleistung fällt in den Smart Grid Bereich der Flexibilität, das Pooling ist Teil der Rolle Dienstleister

Gebäudeautomation und die Bereitstellung von Regelenergie entspricht der Rolle der Systemdienstleistungsverantwortlichen. Mit der Rolle als Dienstleister Gebäudeautomation folgt die Aufgabe des Datenmanagers, wobei diese Rolle in Zukunft möglicherweise von einem dezidierten Akteur wahrgenommen werden könnte. Die Aggregatoren sind ausserdem an der Forschung und Entwicklung im Bereich der Kundenseitigen Technologien beteiligt.

An dieser Stelle soll nochmals darauf hingewiesen werden, dass es sich sowohl bei der Zuordnung der Akteurgruppen zu den Rollen in der Wertschöpfungskette als auch bei der Gliederung der Akteure in die Akteurgruppen um Momentaufnahmen handelt. Entsprechend kann sich das Bild in der Zukunft bei Verbreitung der Smart Grid-Technologien verändern.

3.5 *Technologische Standards und regulatorische Rahmenbedingungen*

Mehrere internationale Standardisierungsorganisationen (IEC, ISO, CEN, CENELEC, ETSI, ...) erarbeiten koordiniert Standards in den verschiedenen Smart Grid Bereichen. Die folgenden Abschnitte geben eine nach Technologiekategorie gegliederte Übersicht über einige Standards, die für die *Kundenseitigen Technologien* relevant sind. Neben bestehenden Standards werden auch laufende Standardisierungsarbeiten berücksichtigt und Formulierungen von Mindestanforderungen an die Smart Grid Technologien zusammengestellt. In jeder Technologiekategorie wird ausserdem darauf eingegangen, ob zur Förderung der Technologien allenfalls regulatorische Schritte nötig sind.

3.5.1 Smart Metering

Die Standardisierung von Smart Metern ist eine internationale Aufgabe. Durch die Koordination der Arbeiten verschiedener Standardisierungsorganisationen ist die Standardisierung in diesem Themenfeld heute weit fortgeschritten. Zusätzlich zu den internationalen Bemühungen um Standards kooperieren die industriellen Zählerhersteller – den Aussagen eines Vertreters eines Herstellers gemäss – untereinander, um Abläufe und Funktionen zu standardisieren [12]. Diese sogenannten Industriestandards decken in der Regel Lücken in den Standards der internationalen Organisationen ab und werden teilweise in deren spätere Versionen miteinbezogen. Standardisierungsarbeiten in der Schweiz sind gemäss der Smart Grid Roadmap des Bundesamts für Energie vor dem Hintergrund der internationalen Arbeiten zu sehen [3].

Die Themen in der Standardisierung von Smart Metern lassen sich in die vier Bereiche Allgemeines, Sicherheit & Datenschutz, Kommunikation & Schnittstellen und Tarife & Abrechnungssysteme gliedern. Im Bereich Allgemeines sind Themen enthalten rund um messtechnische Vorgaben, Prüfbedingungen und Betriebscharakteristika wie beispielsweise Lebensdauer, interner Speicher oder Strapazierfähigkeit der Zähler. Der Bereich Sicherheit & Datenschutz ist von zentraler Bedeutung. Eine Vernachlässigung dieser Aspekte kann, wie es in den Niederlanden der Fall war, zu einem Scheitern des Smart Meter-Rollouts führen [13]. Der Smart Grid Roadmap des BFE zufolge ist der Datensicherheitsaspekt in den *Kundenseitigen Technologien* gegenüber dem Datenschutz sekundär, da die Daten keinen grossen Einfluss auf die Versorgungsqualität hätten [3]. Dennoch ist auch die Sicherheit von Smart Metern für ein in der Bevölkerung akzeptiertes System von grosser Bedeutung. Aus Sicht des Gesamtsystems ist zudem zu beachten, dass die Funktion der Rundsteuerung in Zukunft voraussichtlich über die Smart Meter Infrastruktur ausgeführt wird. Die Datensicherheit der Smart Meter gewinnt dann in Angriffsszenarien auf das Elektrizitätsnetz an Bedeutung. Die Bereiche Kommunikation & Schnittstellen und Tarife & Abrechnungssysteme schliesslich sind massgebend für die Interoperabilität von Smart Metern mit den mit ihnen verbundenen Hard- und Softwaresysteme.

In **Tabelle 18** sind einige für das *Smart Metering* relevante bestehende Standards aufgeführt. Die ISO-, CENELEC- und IEC-Standards bestehen jeweils aus mehreren Publikationen und können auch in Zukunft um solche erweitert werden. Neben diesen internationalen Standards und der schweizerischen Messgesetze wurde in der Analyse auch die deutschen ‚Technische Richtlinie TR-03109‘ untersucht, die ein deutschlandweites System zur maximalen Sicherheit von *Smart Metering*-Systemen anstrebt [14]. Kern des Systems ist ein Smart Meter Gateway, über welches sämtliche Kommunikation im intelligenten Messsystem abläuft. Analoge Ansätze werden auch in Frankreich verfolgt.

Tabelle 18. Wichtige bestehende Standards in der Kategorie *Smart Metering* der *Kundenseitigen Technologien*

Smart Metering Kategorie	Herausgegeben von	Bezeichnung
Allgemeines	[Schweiz] METAS – Eidgenössisches Institut für Metrologie	Messtechnische Vorgaben Bundesgesetze, Verordnungen und Wei- sungen zum Messwesen
	[International] IEC TC 13 - Elektrische Energie Messung und Steuerung	IEC 62052, IEC 62053 und IEC 62058 Allgemeine & spezifische messtechni- sche Smart Meter-Anforderungen und Abnahmekontrolle
	[International] IEC TC 13 - Elektrische Energie Messung und Steuerung	IEC TR 62059 Elektrizitätszähler – Verlässlichkeit und Strapazierfähigkeit
	[International / Europa] CENELEC	EN 50470 Wechselstrom-Elektrizitätszähler - Teil 1: Allgemeine Anforderungen, Prüfungen und Prüfbedingungen
Sicherheit & Datenschutz	[International] ISO/IEC JTC 1/SC 27 Security Techniques	IEC 27002 IT-Sicherheitsverfahren – Leitfaden für das Informationssicherheits-Management
	[International] ISO/IEC JTC 1/SC 27 Security Techniques	IEC TR 27019 Leitlinien zum Informationssicherheits- management auf Basis von IEC 27002 für die Telekommunikation in der Ener- giewirtschaft
	[International / Europa] ENISA	Empfehlungen zum Thema ‘Angemesse- ne Sicherheitsmassnahmen für Smart Grids’
	[Deutschland] BSI – Bundesamt für Si- cherheit in der Informatik	Technische Richtlinie TR-03109 Maximierung der System- und Datensi- cherheit durch Abwicklung aller Kommu- nikation der Smart Meter über ein Smart Meter Gateway
Tarife & Abrechnungssys- teme	[International] IEC TC 13 – Elektrische Energie Messung und Steuerung	IEC 62054 Wechselstrom Elektrizitätszähler - Tarife und Lastkontrolle
	[International] IEC TC 13 – Elektrische Energie Messung und Steuerung	IEC 62055 Elektrizitätszähler – Abrechnungssyste- me
Kommunikation & Schnitt- stellen	[International] IEC TC 13 – Elektrische Energie Messung und Steuerung	IEC 62056 Elektrizitätszähler – Datenaustausch für Zählerablesung, Tarife und Lastma- nagement
	[International] IEC TC 57 - Netzleittechnik und zugehörige Kommuni- kationstechnik	IEC 61968 Integration von Anwendungen bei Ener- gieversorgungsunternehmen – System- schnittstellen für Netzleittechnik

Nach Aussagen eines Vertreters eines schweizerischen Smart Meter-Herstellers sind die internationalen Standardisierungsarbeiten auf einem weit fortgeschrittenen Stand [12]. Als Voraussetzung für einen erfolgreichen Smart Meter Rollout in der Schweiz ist zu klären, in welcher

Form diese internationalen Standards in der Schweiz zur Anwendung kommen sollen. Als Grundlage für die Bearbeitung dieser Frage hat eine breit angelegte Arbeitsgruppe unter der Führung des Bundesamts für Energie im November 2014 das Dokument „Grundlagen der Ausgestaltung einer Einführung intelligenter Messsysteme beim Endverbraucher in der Schweiz – Technische Mindestanforderungen und Einführungsmodalitäten“ veröffentlicht [6]. In diesem sind zahlreiche Mindestanforderungen an *Smart Metering*-Systeme erläutert, die ein Grossteil der Arbeitsgruppe für wünschenswert hält. In **Tabelle 19** sind diese Mindestanforderungen nach Bereich gegliedert aufgelistet.

Tabelle 19. In der Schweiz empfohlene gesetzliche Mindestanforderungen im *Smart Metering* nach [6].

Smart Metering Kategorie	Nr.	Name
Allgemeines	4.1.1 A	Automatische Anmeldung, Inbetriebnahme und Interoperabilität intelligenter Messgeräte in einem intelligenten Messsystem
	4.1.1 C	Software Update aus der Ferne
	4.1.1 D	Erfassung der Verbrauchs- und der Produktionswerte sowie die Speicherung der erfassten Werte
	4.1.1 F	Spannungsabfallsichere Kalenderfunktion sowie Fernsynchronisation
	4.1.2 c	Bereitstellung von Daten über den tatsächlichen Energieverbrauch und die tatsächliche Energieproduktion in Echtzeit für Endkunden
	4.1.2 F	Technische Unterlagen und Bedienungsanleitung
	4.1.4 A	Lebensdauer
	4.1.4 B	Eigenstromverbrauch
Sicherheit & Datenschutz	4.1.1 E	Spannungsabfallsichere Datenspeicherung über mindestens 30 Tage
	4.1.3 A	Sichere Datenspeicherung und Datenübertragung in intelligenten Messsystemen
	4.1.3 B	Datenschutzgerechte Speicherung von Verbrauchs- und Erzeugungswerten
	4.1.3 C	Recht auf Ausnahmen bei der Einführung von intelligenten Messsystemen beim Endverbraucher
	4.1.3 D	Detektion und Verhinderung von Missbrauch
Tarife & Abrechnungssysteme	4.1.2 B	Bereitstellung und Anzeige von Daten über den tatsächlichen Energieverbrauch, die tatsächliche Energieproduktion sowie von Informationen zu Tarifen für Endkunden
	4.1.2 E	Unterstützung eines Energielieferanten sowie Endkundenwechsels im freien Markt
Kommunikation & Schnittstellen	4.1.1 B	Erfassung und Kommunikation von Versorgungsunterbrüchen
	4.1.1 G	Bidirektionale Datenübertragung und Datenauslesung
	4.1.1 H	Anbindung externer Geräte
	4.1.2 A	Bereitstellung von weiteren offenen, standardisierten sowie dokumentierten Schnittstellen im intelligenten Messsystem
	4.2 A	[Empfehlung] Überwachung des Netzzustandes
	4.2 B	[Empfehlung] Steuerung von Verbrauch und Einspeisung
	4.2 C	[Empfehlung] Beschränkung eines Anschlusses

Nach [6] trüge die gesetzliche Verankerung der Mindestanforderungen in **Tabelle 19** zur Harmonisierung der technischen Fähigkeiten der Messsysteme bei und schüfe dadurch die Basis für einen liberalisierten Strommarkt. Die Einführung intelligenter Messsysteme beim Endverbraucher in der Schweiz muss gemäss [6] von staatlicher Seite geführt werden, um eine befriedigende Abdeckungsrate zu gewährleisten. Explizit wird von einer 80-prozentigen Abdeckung der Zählpunkte jedes Versorgungsgebiets bis im Jahr 2025 gesprochen. Die Zähler seien ausserdem bis dahin an ein vollfunktionsfähiges Datenverarbeitungssystem anzubinden. Wie in Abschnitt 3.3.1 angesprochen, wird dies bei den aktuell von EVU installierten Smart Metern – den Aussagen eines Vertreters eines schweizerischen Zählerherstellers zufolge [7] – nicht praktiziert. Der Bericht zu den Grundlagen einer Ausgestaltung eines Smart Meter Rollouts in der Schweiz [6] wie auch [7] (vgl. Abschnitt 3.3.1) gehen davon aus, dass ein umfassender Rollout nur stattfinden wird, wenn eine staatliche Regulierung entsprechende Anreize schafft oder einen solchen Rollout vorschreibt. Allerdings wird in [6] darauf hingewiesen, dass den Netzbetreibern ein möglichst hohes Mass an Handlungsspielraum gewährleistet werden soll. Auch die Smart Grid Roadmap des Bundesamts für Energie sieht die Einführung intelligenter Messsysteme als aktuelles Handlungsfeld für regulatorische Schritte im Smart Grid [3].

3.5.2 Visualisierungstechnik

In der Analyse der Arbeiten verschiedener internationaler Standardisierungsorganisationen wurden keine veröffentlichten Standards zu Themen der Visualisierung von Stromverbrauchsdaten gefunden¹. Generell scheint die *Visualisierungstechnik* ein Themenfeld zu sein, in dem keine Standards nötig sind.

Eine Ausnahme bilden dabei die bereits in Abschnitt 3.3.2 angesprochene ‚nonintrusive appliance load monitoring‘-Technologien (NIALM). NIALM-Technologien analysieren an zentralen Knotenpunkten eines Heimstromnetzes Änderungen in Strom und Spannung und versuchen daraus abzuleiten, welche Geräte aktuell in Betrieb sind. Zusätzlich wird der individuelle Stromverbrauch der Geräte bestimmt. Im Sinne einer möglichst koordinierten Forschung wäre die Erstellung einer Datenbank für die Merkmale der Gerätetypen wünschenswert. Die Forschungsinstitute, die sich mit NIALM befassen, untersuchen jedoch unterschiedliche Aspekte und wenden entsprechend andere Methoden an. Zur Erstellung einer solchen Datenbank wären deshalb standardisierte Vorgehensweisen wünschenswert.

Tabelle 20. In der Schweiz empfohlene und nicht empfohlene gesetzliche Mindestanforderungen für die *Visualisierungstechnik* nach [6].

Visualisierungstechnik Kategorie	Nr.	Name	empfohlen
Angezeigte Informationen	4.1.2 B	Bereitstellung und Anzeige von Daten über den tatsächlichen Energieverbrauch und die tatsächliche Energieproduktion sowie die Anzeige von Informationen zu Tarifen für Endkunden	Ja
	4.1.2 D	Unterstützung der Anzeige historischer Energieverbrauchs- und Energieproduktionswerte	Ja
Gestaltung der Visualisierung	-	Art und Ausgestaltung der Visualisierungsplattform	Nein

¹ Die Kommunikationsschnittstelle zwischen Stromzähler, Datenverarbeitungssystem und Visualisierungsplattform wird gemäss Abschnitt 3.1.2 der Technologiekatgorie *Smart Metering* zugeschrieben.

Eine breit angelegte Arbeitsgruppe unter der Führung des Bundesamts für Energie hat im November 2014 das Dokument „Grundlagen der Ausgestaltung einer Einführung intelligenter Messsysteme beim Endverbraucher in der Schweiz – Technische Mindestanforderungen und Einführungsmodalitäten“ veröffentlicht [6]. In diesem sind einige Mindestanforderungen an Visualisierungsplattformen formuliert. Diese sind in **Tabelle 20** zusammengefasst. Die empfohlenen Mindestanforderungen beziehen sich auf die im Visualisierungsportal verfügbaren Informationen. Diese Empfehlungen zum Mindestinformationsgehalt wenden sich an den Gesetzgeber in der Schweiz. Abzurufen ist nach [6] hingegen von jeglichen Vorschriften bezüglich der Gestaltung der Visualisierung. Dadurch soll ein Höchstmass an Innovation gewährleistet und auf individuelle Fälle angepasste Lösungen ermöglicht werden.

3.5.3 Gebäudeautomatisierung

Im Bereich der Gebäudeautomatisierung gibt es eine Vielzahl von Standards und Standardisierungsaktivitäten. Im Rahmen dieser Untersuchung wurden nur diejenigen betrachtet, welche einen direkten Bezug zu Smart Grid Anwendungen haben. Diese spezifischen Standards versuchen vor allem einheitliche Kommunikationsschnittstellen zu einem Gebäudeleitsystem zu definieren. Dabei geht es einerseits um die Schnittstellen zwischen einem Gebäudeleitsystem und den entsprechenden Smart Grid Akteuren (z.B. Verteilnetzbetreiber, Energielieferant, Datenmanager, Dienstleister, siehe Abschnitt 3.4). Eine entsprechende Übersicht ist in **Tabelle 21** aufgelistet. Die Hauptthemen dieser Standards sind die Kommunikation, die Datensicherheit und der Einsatz von Smart Metern zur Laststeuerung.

Tabelle 21. Wichtige bestehende Standards in der Technologiekatgorie *Gebäudeautomatisierung der Kundenseitigen Technologien*

Gebäudeautomatisierung Kategorie	Herausgegeben von	Bezeichnung
Kommunikation	[International] IEC TC 57 - Netzleittechnik und zugehörige Kommunikationstechnik	IEC 6087 Fernwirkeinrichtungen und -systeme Internationaler Standard für die Netztechnik
	[International] ISO/IEC JTC 1/SC 25 - Interconnection of information technology equipment	ISO/IEC 14543 Kommunikationsstandard in der Smart-Grid-fremden Heimautomatisierung, aber auch für Lastmanagement nutzbar (KNX integriert)
	[International] ISO/IEC JTC 1/SC 6 - Telecommunications and information exchange between systems	IEC 14908 Control network protocol (LON integriert)
	[International] ISO/TC 205 – Building environment design	ISO 16484 Gebäudeautomations- und Kontrollsysteme (BACnet integriert)
	[USA] OpenADR Alliance	OpenADR Kommunikation von externen Systemen mit Lastschaltssystemen. Soll bei der IEC zur Standardisierung eingereicht werden.
Smart Meter als Schaltzentrale für Laststeuerung	[International] IEC TC 13 – Elektrische Energie Messung und Steuerung	IEC 62056 Elektrizitätszähler – Datenaustausch für Zählerablesung, Tarife und Lastmanagement

Kategorie	Herausgegeben von	Bezeichnung
Sicherheit	[International] ISO/IEC JTC 1/SC 27 - Security Techniques	IEC 27002 IT-Sicherheitsverfahren – Leitfaden für das Informationssicherheits-Management
	[International] ISO/IEC JTC 1/SC 27 - Security Techniques	IEC 27011 Sicherheit in netzbezogener <i>Gebäudeautomatisierung</i>
	[International] IEC TC 57 - Netzleittechnik und zugehörige Kommunikationstechnik	IEC 62351 Deckt u. a. die Sicherheitsaspekte des Kommunikationsprotokolls IEC 60870 ab.
	[International / Europa] ENISA	Empfehlungen zum Thema 'Angemessene Sicherheitsmassnahmen für Smart Grids'

Andererseits werden die Schnittstellen zwischen dem Gebäudeleitsystem und Geräten im Gebäude, welche in Smart Grid Anwendungsfällen (wie z.B. Demand Response, Virtuelle Kraftwerke) verwendet werden, definiert. Weiter wird angestrebt, dass Geräte wie Tumbler oder Waschmaschinen einheitliche Funktionalitäten für Smart Grid Anwendungen zur Verfügung stellen. Die entsprechende Standardisierungsaktivität ist in **Tabelle 22** aufgeführt.

Tabelle 22. Wichtige *laufende* Standardisierungsarbeit in der Technologieкатегorie *Gebäudeautomatisierung* in den *Kundenseitigen Technologien*

Gebäudeautomatisierung Kategorie	Technisches Komitee	Arbeitsgruppe und Beschrieb
Steuerung intelligenter Haushaltsgeräte	[International] IEC TC 59 – Gebrauchswerte elektrischer Haushaltapparate	IEC TC 59x work group 7. Thema ist die Standardisierung des Ablaufs der Steuerung in den intelligenten Haushaltsgeräten und deren Kommunikationsschnittstellen.

Die vorläufige Analyse der Gebäudeautomationsstandards zeigt, dass für Smart Grid Anwendungsfälle wie z.B. Demand Side Management wahrscheinlich zusätzliche Anstrengungen notwendig sind. Zwar wird eine internationale Standardisierung des in den USA entwickelten OpenADR angestrebt. Ob sich dieses auf die amerikanischen Gegebenheiten ausgerichtete Kommunikationsframework durchsetzen und für das europäische und schweizerische Umfeld übernommen werden kann, muss näher geprüft werden. Weiter sollten die Standardisierungsaktivitäten für sogenannte Smart Appliances intensiviert werden, damit auch der residenzielle Bereich in Smart Grid Anwendungen wie Demand Side Management mit einbezogen werden kann.

3.5.4 Speicher zur Optimierung des Eigenverbrauchs

Die Internationale Elektrotechnische Kommission (IEC), eine internationale Normungsorganisation, hat in Zusammenarbeit mit weiteren Standardisierungsorganisationen eine Reihe von Standards veröffentlicht, die sich mit dem Einsatz von Stromspeichern befassen. In **Tabelle 23** sind für bei Kleinkunden installierbare Speicher relevante, bestehende IEC-Standards aufgeführt.

Tabelle 23. Bestehende Standards in der Technologiekatgorie *Speicher zur Optimierung des Eigenverbrauchs der Kundenseitigen Technologien*

Speicher (Opt. des Eigenverbrauchs) Kategorie	Herausgegeben von	Bezeichnung
Allgemeines	[International] IEC/ TC 82 – Photovoltaische Solarenergie-Systeme	IEC 62257 Vorschläge für einfache Tests zur Bestimmung des bestgeeignetsten Bleiakkus für ein PV-Inselsystem
Verlässlichkeit und physische Sicherheit von Teilkomponenten	[International] IEC TC 77 – Elektromagnetische Verträglichkeit	IEC TR 61000 Elektromagnetische Verträglichkeit von elektrischen Geräten
	[International] IEC TC 66 - Sicherheitsanforderungen an elektrische Mess-, Steuer-, Regel- und Laborgeräte	IEC 61010 Sicherheitsanforderungen an elektrische Mess-, Steuer-, Regel- und Laborgeräte
	[International] IEC TC 22/SC 22H - Uninterruptible power systems (UPS)	IEC 62040 Unterbrechungsfreie Stromversorgungssysteme
	[International] IEC TC 22 - Leistungselektronik	IEC 62103 Elektrische Ausrüstung für die Verwendung im Stromversorgungssystem
	[International] IEC TC 21/SC 21A - Secondary cells and batteries containing alkaline or other non-acid electrolytes	IEC 62133 Sicherheitsanforderungen an sekundäre Speicherzellen und damit gebaute Batterien

Tabelle 23 zeigt, dass sich die aufgeführten technologischen Standards in die zwei Bereiche ‚Allgemeines‘ und ‚Verlässlichkeit und physische Sicherheit von Teilkomponenten‘ gliedern lassen. In letzterem werden Sicherheitsanforderungen an die Komponenten eines Speichersystems und deren Kooperation untereinander formuliert. Auf die digitale Sicherheit von Speichersteuerungssystemen wird dabei nicht eingegangen. In der zweiten Spalte der **Tabelle 23** ist anhand der Namen der verschiedenen Technischen Komitees (TC) ersichtlich, dass sich keines der Komitees in erster Linie mit Stromspeichersystemen beschäftigt. In einem White Paper² aus dem Jahr 2011 adressiert die IEC die wachsende Bedeutung von Stromspeichern in einem Smart Grid und räumt ein, dass im Themenbereich neue Standards zu erarbeiten sind [15].

In Reaktion auf das White Paper hat die IEC das Technische Komitee ‚TC 120 – Elektrische Energiespeicher-Systeme‘ ins Leben gerufen. Dieses fokussiert sich der Homepage der IEC gemäss auf die Standardisierung im Bereich der ins Stromnetz eingebetteten Stromspeichersysteme [16]. Mit Stromnetz sind auch Heimnetze gemeint, was die Arbeit des Komitees für die *Kundenseitigen Technologien* relevant macht. Bislang hat das Komitee keine Standards veröffentlicht. Die aktuell laufenden Standardisierungsarbeiten sind in **Tabelle 24** aufgeführt. Da nur wenig Information zu diesen Standards in Entwicklung gefunden wurde, wird die Tabelle nicht weiter kommentiert.

² White Paper dienen als Entscheidungshilfe in der Bearbeitung einer Problemstellung.

Tabelle 24. Laufende Standardisierungsarbeit in der Technologie­kategorie *Speicher zur Optimierung des Eigenverbrauchs* in den Kundenseitigen Technologien

Speicher (Opt. des Eigenverbrauchs) Kategorie	Wird erarbeitet von	Bezeichnung
Allgemeines	[International] IEC TC 120 – Elektrische Energiespeicher-Systeme	IEC 62933 bis IEC 62936 Themen rund um Electrical Energy Storage: Terminologie, Testmethoden, Planung und Installation, Umweltaspekte
Verlässlichkeit und physische Sicherheit von Teilkomponenten	[International] IEC TC 120 – Elektrische Energiespeicher-Systeme	IEC 62937 Sicherheitsaspekte im Zusammenhang mit der Installation von ans Netz angeschlossenen Stromspeichern

Angesichts der international laufenden Standardisierung liegt der Schluss nahe, dass für einen standardisierten Betrieb von bei Kleinkunden installierten Stromspeichern in der Schweiz weitere technologische Standards benötigt werden.

Durch die Einführung der Eigenverbrauchsregelung im Jahr 2014 wurden die regulatorischen Voraussetzungen dafür geschaffen, dass auch unter ans Netz angeschlossenen Prosumern vermehrt Stromspeicher eingesetzt werden (vgl. Abschnitte 3.1.5 und 3.3.4). Zuvor kamen sie fast ausschliesslich bei vom Hauptstromnetz isolierten Netzen, sogenannten Inselbetrieben, zum Einsatz.

3.6 Empfehlungen

In diesem Abschnitt werden Empfehlungen für mögliche zukünftige Forschungsschwerpunkte und für weiterführende Analysen formuliert. Diese bauen auf den in Kapitel 3 *Kundenseitige Technologien* präsentierten Resultaten auf.

In Abschnitt 3.6.2. werden Themengebiete diskutiert, in denen die Forschung – der Analyse zufolge – allenfalls noch Lücken aufweisen könnte. In Abschnitt 3.6.1 werden Forschungsthemen vorgestellt, die nach Einschätzung der Autoren für die Umsetzung in einem Pilot- und Demonstrationsprojekt reif sein könnten. In Abschnitt 3.6.3 schliesslich werden Empfehlungen formuliert, wie weiterführende Analysen der *Kundenseitigen Technologien* zu einer detaillierteren Bestandsaufnahme mit grösserer Aussagekraft und einem vertieften Verständnis führen könnten.

3.6.1 Forschungsthemen

Die Analyse der Forschungsprojekte (vgl. Abschnitt 3.1) gibt einen Überblick über die Aktivität in den verschiedenen Forschungsgebieten. Anhand dieses Überblicks wird in diesem Abschnitt diskutiert, in welchen Themengebieten Lücken bestehen könnten. Die formulierten Beobachtungen und Schlussfolgerungen unterliegen den in Abschnitt 3.1.1 dokumentierten Unsicherheiten.

Im *Smart Metering* können anhand der Forschungsanalyse in Abschnitt 3.1.2 keine Empfehlungen abgegeben werden. Die in Abschnitt 3.5.1 diskutierten regulatorischen Rahmenbedingungen könnten jedoch darauf hinweisen, dass Themen rund um die Einführung von intelligenten Messsystemen in der Schweiz aktuell bleiben. Insbesondere könnte Forschung bezüglich einer Verbesserung des Geschäftsmodells für Smart Meter – bspw. durch parallele Nutzung der Zähler für verschiedene Anwendungen – in der Schweiz von Bedeutung sein.

Zum Bereich der *Visualisierungstechnik* können anhand der Forschungsanalyse (vgl. Abschnitt 3.1.3) keine Schlüsse auf lückenhaft erforschte Themengebiete gezogen werden.

Die Technologie­kategorie *Gebäudeautomatisierung* scheint den Überlegungen in Abschnitt 3.1.4 zufolge ein Forschungsbereich, in dem aktuell noch Lücken in allen Themenbereichen bestehen. Eine

Ausnahme stellt möglicherweise das Thema der speicherlosen Optimierung der Eigenversorgung dar, zu welchem bereits zwei Pilot- und Demonstrationsprojekte bestehen.

Speicher zur Optimierung des Eigenverbrauchs sind der Analyse zufolge (vgl. Abschnitt 3.1.5) insgesamt ein Forschungsbereich zu sein, in welchem weitere Forschung nötig ist. Einzig die Nutzung von Elektromobilität als Energiespeicher zur Optimierung der Eigenversorgung ist möglicherweise von dieser Aussage auszuschliessen. Bisherige Forschungsprojekte weisen darauf hin, dass diese Nutzung des Elektromobils mit der eigentlichen Nutzung als Fahrzeug konkurriert (vgl. Abschnitt 3.3.4). Solange dieser Nutzungskonflikt nicht gelöst werden kann, sollten Forschungsanträge in diesem Themengebiet kritisch auf ihre Relevanz geprüft werden. Kosten-Nutzen-Aspekte der Speichertechnologien werden sich im Rahmen der in Abschnitt 3.3.4 dokumentierten internationalen Entwicklungen ändern und entsprechend weiterhin aktuell bleiben. Batteriespeicher weisen den Nachteil auf, dass ihre Produktion und Entsorgung energieintensiv sind und zu ihrer Produktion Rohstoffe nötig sind, welche nur in wenigen Ländern abgebaut werden. In Anbetracht der Tatsache, dass sämtliche in der Marktanalyse (vgl. Abschnitt 3.3.4) identifizierten Speichersysteme Batteriespeicher einsetzen, könnten in zukünftigen Forschungsprojekten Batteriespeicher nicht nur bezüglich ihrer finanziellen Folgen, sondern auch bezüglich ihrer ökologischen Auswirkungen betrachtet werden. Ausserdem könnten alternative Speichertechnologien – mit geringeren ökologischen Auswirkungen als Batteriespeicher – auf ihre Einsatzmöglichkeit in Heimsystemen geprüft werden. Sollten sich alternative Speichertechnologien gegen die Batteriespeicher durchsetzen können, so könnte der Import limitierter Rohstoffe reduziert werden und die Abhängigkeit von zum Teil politisch instabilen Ländern mit entsprechenden Rohstoffvorkommen reduziert werden.

3.6.2 Pilot- und Demonstrationsprojekte

Wie in Kapitel 2 beschrieben, ist das Ziel von Pilot- und Demonstrationsprojekten, den in der Forschung entwickelten Technologien die Etablierung im Markt zu erleichtern. Ein Vergleich der in der Marktanalyse ermittelten auf dem schweizerischen Markt verfügbaren Technologien mit den in der Forschungsanalyse identifizierten Technologien kann Hinweise auf Lücken zwischen Forschung und Markt geben, die durch P+D-Projekte gefüllt werden könnten.

In der Technologiekatgorie *Smart Metering* existieren den Ergebnissen der Analyse zufolge bisher keine P+D-Projekte (vgl. Abschnitt 3.1.2). Die intelligenten Stromzähler sind in diesem Kontext als Enabler für andere Technologiebereiche zu sehen. Folglich werden keine *Smart Metering*-Technologien für ein P+D-Projekt vorgeschlagen. Möglicherweise erweisen sich Technologien aus dem Themengebiet ‚Zweckfremde Anwendungen‘ (vgl. **Tabelle 1**) als reif für P+D-Projekte. Diese Zusatzanwendungen könnten den Business Case für einen Smart Meter Rollout verbessern und somit eine raschere Einführung begünstigen.

Zu Themen der *Visualisierungstechnik* liegt zurzeit erst ein P+D-Projekt vor (vgl. Abschnitt 3.1.3). Es handelt sich um ein laufendes Projekt, das sich in erster Linie mit der automatischen Bereitstellung von individuell zugeschnittener Energieberatung befasst und dabei besonderes Augenmerk auf die nach Verbrauchsgerät aufgeschlüsselte Bereitstellung des Stromverbrauchs legt. Aus den verfügbaren Informationen zum Projekt geht nicht hervor, ob dabei Technologien des ‚nonintrusive appliance load monitoring‘ (NIALM) eingesetzt werden. Ein P+D-Projekt, welches die Praxistauglichkeit von NIALM-Technologien in einer Testgruppe von mehreren Haushalten untersucht, könnte einen Beitrag an die Marktetablierung dieser Technologie liefern. Da diese Technologien unabhängig von Smart Metern funktionieren können, ist ihre Verbreitung nicht an einen Smart Meter Rollout gekoppelt.

Wie in Abschnitt 3.1.4 dokumentiert, wurden bereits vier P+D-Projekte zu Themengebieten der *Gebäudeautomatisierung* durchgeführt. Zwei dieser Projekte befassen sich jedoch in erster Linie mit Themen aus der *Flexibilität*. Im Fokus der beiden anderen Projekte steht die speicherlose Maximierung der Eigenversorgung durch die Verschiebung von Verbrauchslasten auf Zeiten hoher lokaler Produktion. Ein zukünftiges P+D-Projekt könnte sich mit dem Aufbau eines ganzheitlichen Demand Response-Systems für den residenziellen Bereich auseinandersetzen. Das umfasst die erforderliche Infrastruktur auf der Seite des Energieversorgungsunternehmens sowie das Steuerungssystem und die zu steuernden Installationen beim Kunden.

Zu Themen der Technologie­kategorie *Speicher zur Optimierung des Eigenverbrauchs* existieren bislang zwei P+D-Projekte. Eines der Projekte befasst sich mit der Einbindung von Elektromobilität in Systeme zur Maximierung der Eigenversorgung, das andere untersucht die Rentabilität von Speichersystemen für Privatpersonen und die Volkswirtschaft. Speichersysteme zur Optimierung des Eigenverbrauchs sind auf dem schweizerischen Markt bereits breit vertreten (vgl. Abschnitt 3.3.4) und bedürfen der vorläufigen Analyse der vorliegenden Arbeit zufolge kaum einer weiteren Unterstützung durch P+D-Projekte.

3.6.3 Vertiefte Analyse der Kundenseitigen Technologien

Die vorliegende Arbeit gibt eine Übersicht über die *Kundenseitigen Technologien* bezüglich der Forschungsaktivität, der Marktsituation, der beteiligten Akteure in der Wertschöpfungskette, der Standardisierungsarbeiten und der regulatorischen Rahmenbedingungen. Aufgrund des Projektrahmens war der Detaillierungsgrad der Analyse jedoch beschränkt. Ein zukünftiges Projekt, dessen Rahmen die Analyse dieser Details zulässt, könnte eine entsprechend detailliertere Bestandsaufnahme mit geringeren Unsicherheiten und ein vertieftes Verständnis ermöglichen.

In einer zukünftigen Analyse von Forschungsprojekten sollten neben der in dieser Arbeit untersuchten Aktivität in den Themengebieten Wert auf die Evaluierung des Erfolgs eines Projekts und die Identifikation der im Projekt gewonnenen Erkenntnisse. Dadurch können der Stand der Forschung in den Themengebieten besser beurteilt werden und verlässlichere Schlussfolgerungen gezogen werden. In einer zukünftigen Marktanalyse ist der Einbindung von Marktakteuren in die Untersuchung durch Gespräche einen höheren Stellenwert zuzuschreiben. Nur so können Markterfolg der Produkte, Trends im Markt und bestehende regulatorische Hemmnisse ermittelt werden.

Die vorliegende Arbeit kann als Basis für eine derartige zukünftige Bestandsaufnahme fungieren.

4 Flexibilität

In diesem Kapitel wird eine Analyse der Kategorie Flexibilität präsentiert, die mehrere Aspekte inkludiert: im Abschnitt 4.1 werden zuerst zutreffende Unterthemen gewählt und beschrieben, die der Einstufung der P&D und Forschungsprojekten in den darauffolgenden Abschnitten 4.2 und 4.3 dienen. Danach wird eine Übersicht über die heutige Situation am Markt, die gegensätzlichen Erfordernisse der involvierten Akteure und Interessensvertreter und den Stand der Regulierung beziehungsweise in den Abschnitten 4.4, 4.5 und 4.6 präsentiert. Der Abschnitt 4.7 identifiziert dann bestehende Lücken zwischen der aktuellen Situation und den Anforderungen der Energiebranche und formuliert Empfehlungen um diese Diskrepanz anzusprechen.

4.1 Unterthemen

Um eine detailliertere bzw. quantitative Untersuchung zu ermöglichen werden zunächst für jede Thematik geeignete Unterthemen gewählt und beschrieben. Die Unterthemen für die Themenbereiche *DSI*, *Einspeisemanagement (ESM)*, *Virtuelle Kraftwerke (VKW)* und *Stromspeicher* werden in den folgenden Tabellen beschrieben.

Unterthema	Beschreibung
Peak shaving	Anwendung von Methoden die auf die Reduzierung der Spitzenlast zielen (ohne den Energieverbrauch zu ändern)
Lastverschiebung	Entwicklung von Lastmanagementansätzen die eine Verschiebung der Nachfrage verwenden, um den Gesamtverbrauch zu glätten (ohne den Energieverbrauch zu ändern)
Lastreduzierung	Verwendung von Technologien und Kundenanreizen die eine Reduzierung der Energienachfrage als Ziel haben (z.B. Durch erhöhte Effizienz oder wirtschaftliche Vorteile)
Technologien für SM, Automatisierung, Visualisierung & Kommunikation	Ansätze die fokussiert und ausführlich die Analyse, Einführung und Bewertung von neuen Technologien für Smart Metering, Automatisierung, Visualisierung und Kommunikation behandeln
Variable Stromtarife und Kundenanreize für DSI-Beteiligung	Bewertung der Auswirkung die variable Stromtarife und Kundenanreize für DSI-Beteiligung auf den Stromverbrauch haben
Automatisierte Lastregelung	Analyse von Lösungen die die Last automatisch regeln (ohne menschlichen Einsatz)
Handbetätigte Lastregelung	Analyse von Lösungen die die Last durch menschlichen Einsatz regeln
E-Mobilität	E-Mobility Speicher, die zur Regelung der Lastnachfrage verwendet werden
Normen, Regulierungen und Standards	Formulierung, Vorschlag oder Bewertung von potentiell relevanten Normen/Regulierungen/Standards
Regelenergie	Lastmanagementmethoden die der Bereitstellung von Regelenergie dienen
Netzmodellierungs- und Optimierungsansätze	Ausführliche Entwicklung von analytischen Netzmodellen und deren Simulation in Verbindung mit innovativen Optimierungs- oder Regelungsansätzen für DSI (z.B. Optimale Steuerung, Modellprädiktive Regelung, neuronale Netze, usw.)

Tabelle 25: Gewählte Unterthemen für die Thematik DSI und deren Beschreibung

Mit 11 Unterthemen ist DSI die breiteste Kategorie, wobei die Abgrenzung zwischen den Themenbereichen fließend ist, z.B. zwischen Lastverschiebung und Peak Shaving, und umso mehr weil in den zu einem Projekt vorhandenen Informationen manchmal nicht ausdrücklich formuliert ist

was das Endziel ist³. Ein wichtiger Aspekt der fast immer explizit angegeben wird betrifft die Unterscheidung zwischen automatisierter oder handbetätigter Lastregelung, und zudem da es neue und innovative Technologien braucht um solche Ansätze überhaupt zu implementieren, befasst sich auch ein Unterthema mit Komponenten und Einrichtungen, auch wenn es im Bereich Flexibilität eher um die Verwendung und Anwendung von Geräten für einen bestimmten Zweck geht, und nicht um deren Entwicklung.

Unterthema	Beschreibung
Zentralisierte Koordinationsansätze	Untersuchung von Einspeisemanagementmethoden die eine zentrale Leitstelle brauchen
Dezentralisierte Koordinationsansätze	Untersuchung von Einspeisemanagementmethoden die über mehrere selbständige und unabhängige Kleinerzeuger erfolgen
Blindleistungsregelung	Ansätze die die Blindleistungs- und Spannungsregelung berücksichtigen oder anbieten
Dynamische Regelung von Einspeisungen	Regelung von Einspeisungen in Abhängigkeit von Netz-Nebenbedingungen (inklusive Kürzungen von Einspeisungsüberschüssen)
Geschäftsmodelle für dezentrale Erzeugung	Formulierung und Bewertung von Geschäftsmodellen die Kleinerzeuger anregen sollen, ins Netz ihre Produktion einzuspeisen
Netzmodellierungs- und Optimierungsansätze	Ausführliche Entwicklung von analytischen Netzmodellen und deren Simulation in Verbindung mit innovativen Optimierungs- oder Regelungsansätzen für das Einspeisemanagement (z.B. optimale Steuerung, Modellprädiktive Regelung, neuronale Netze, usw.)

Tabelle 26: Gewählte Unterthemen für die Thematik Einspeisemanagement und deren Beschreibung

ESM beinhaltet weniger Themenbereiche, eine wichtige Distinktion liegt darin, ob zentralisierte oder dezentralisierte Ansätze eingesetzt wurden, d.h. ob die einzelnen Anlagen von einer zentralen Leitstelle aus koordiniert werden oder nicht. Für zentral koordinierte Ansätze ist auch dann von Interesse zu sehen ob ein analytisches Netzmodell explizit in die Studie, in Verbindung mit geeigneten Simulations- und Optimierungsmethoden, aufgenommen wird.

Unterthema	Beschreibung
Wärme-Kraft-Kopplung (WKK)	VKW-Ansätze die WKK-Lösungen anpeilen oder bevorzugen
PV	VKW-Ansätze die PV-Lösungen anpeilen oder bevorzugen
Geothermisch	VKW-Ansätze die geothermisch basierte Lösungen anpeilen oder bevorzugen
Wind	VKW-Ansätze die windbasierte-Lösungen anpeilen oder bevorzugen
Lastregelung	VKW die aus regelbaren Lasten bestehen
Energiemarkt	Integration von VKW in den Energiemarkt (Energiefreisetzung)
Regelenergie	Entwicklung von Koordinationsverfahren für die Bereitstellung von Regelenergie
Blindleistungsregelung	Entwicklung von Koordinationsverfahren für die Lieferung von Blindleistung
Systemdienstleistungen	Entwicklung von Koordinationsverfahren für allgemeine Systemdienstleistungen

Tabelle 27: Gewählte Unterthemen für die Thematik Virtuelle Kraftwerke und deren Beschreibung

Für die Kategorie VKW sind 2 Aspekte relevant, und zwar die Zusammensetzung des VKW und der Zweck wofür das VKW aufgebaut wird. Die aufgelisteten Bereiche reflektieren entsprechend diese Tatsache, da sie sowohl die relevanten Technologiearten (WKK, PV, usw.) als auch die möglichen Betriebsmodi (Regelenergie, Energiemarkt, usw.) differenzieren.

³ Das hat auch mit der Tatsache zu tun dass manche Ansätze flexibel definiert werden, sodass der Benutzer das Ziel oder den Betriebsmodus je nach Bedarf anpassen kann.

Unterthema	Beschreibung
Variable Stromtarife	Bewertung der Auswirkung die variable Stromtarife auf die Verwendung von Stromspeichern haben
Regelenergie	Verwendung von Speichern für die Anbietetung von Regelenergie
Maximierung der Eigenbedarfsdeckung	Ansätze die die lokal erzeugte Energie speichern (bei Produktionsüberschüssen) um den Import vom Netz später zu minimieren
Einbindung von Kleinsterzeugern	Untersuchung von Methoden die eine hohe Einbindung von kleinen, dezentralen Generatoren (insbesondere intermittierenden PV-Anlagen) als Ziel haben
E-Mobilität	Stromspeicher die physikalisch in einem E-Fahrzeug installiert sind
Glättung der Nachfrage	Entwicklung und Umsetzung von Speicherregelungsmethoden für die Nachfrageglättung
Geschäftsmodelle für Speicherbetreiber	Formulierung und Bewertung von Geschäftsmodellen die Speicherbesitzer anregen sollen, aktiv zum sicheren Netzbetrieb beizutragen indem sie ihre Flexibilität am Markt anbieten können
Speichertechnologien	Projekte die sich ausführlich mit der Entwicklung von Technologien befassen (und nicht unbedingt mit deren Systemintegration oder Verwendung)
Konvertierung zu Gas	Speicherung von Stromüberschüssen durch Konvertierung zu Gas/Wasserstoff
Konvertierung zu Wärme	Speicherung von Stromüberschüssen durch Konvertierung zu Wärme

Tabelle 28: Gewählte Unterthemen für die Thematik Stromspeicher und deren Beschreibung

Die Kategorie Stromspeicher umfasst zuerst verschiedene Unterthemen die entweder das Verwendungsziel der Einheiten betreffen, oder die die Rahmenbedingungen ansprechen, innerhalb wovon der Betrieb der Geräte erfolgt. Danach wird sowohl die Entwicklung von Speichertechnologien als auch die Konvertierung zu anderen Energieträgern betrachte, obwohl das nicht direkt im Fokus von der angegeben Definition [2] oder vom Stromspeicherbegriff liegt.

4.2 Pilot- und Demonstrationsprojekte

Im Folgenden wird eine Analyse abgeschlossener und laufender Pilot- & Demonstrationsprojekte präsentiert, die relevant für die Kategorie Flexibilität sind. 12 Projekte wurden entsprechend in der gelieferten Liste, die über 200 Elementen (inklusive Forschungs- und Entwicklungsprojekte, vgl. Abschnitt 4.3) enthält, identifiziert und evaluiert⁴.

Jedes Projekt wurde analysiert indem seine Relevanz für jedes Unterthema bewertet wurde. Je nach Relevanzgrad wurden entweder

- 0 (keine Relevanz)
- 1 (niedrige oder indirekte Relevanz)
- 2 (direkte Relevanz)
- oder 3 (hohe Relevanz)

Punkte jeder Projekt/Unterthema-Kombination zugeordnet. Für jedes Unterthema wurden dann die Punkte über all die Projekte aufsummiert, und für jedes Thema werden dann all die zutreffenden Unterthemenpunkte wieder summiert.

Obwohl das Ziel dabei ist, eine quantitative Analyse zu ermöglichen, es ist auch offensichtlich dass eine absolute Genauigkeit nicht erreichbar bzw. nicht definierbar ist, da eine gewisse Subjektivität der Punktezuordnung unvermeidlich zugrunde liegt. In dieser Hinsicht sind die entsprechenden Resultate eher als Approximierung oder Einschätzung der Intensität des Gesamtaktivitätsniveaus von einer Kategorie oder von einem Unterthema zu verstehen⁵.

Es ist zudem anzumerken dass der technische, wissenschaftliche, wirtschaftliche, gesellschaftliche und/oder politische Erfolg einzelner Projekte nicht evaluiert wurde: Somit bildet die durchgeführte Studie eher eine Einstufung als eine Bewertung der Projekte im engeren Sinne des Wortes.

Die Resultate werden in der folgenden Tabelle 29 visualisiert.

Unter den 4 Kategorien gibt es eine relative Mehrheit von DSI-Projekten, während die anderen 3 ungefähr gleich verteilt sind. Unter den DSI-Projekten liegt der Fokus auf kleinen, einzelbenutzerorientierten Endkundeninstallationen, und der Netzaspekt ist abwesend. Die verwendeten Ansätze sind eher automatisiert, und Regelenergie wird relativ oft benutzt als Option - insbesondere in Verbindung mit VKW Anwendungen - E-Mobilität hingegen wird kaum untersucht. Die ESM Kategorie umfasst Projekte die sowohl auf einzelne Kleingeneratoren als auch auf netzbedingte Koordinationsaspekte fokussieren, und für die Thematik Stromspeicher ist Konvertierung zu Gas relativ oft anwesend, auch wenn das keine Stromspeichertechnologie im engeren Sinne darstellt.

⁴ Für einige Projekte war es nicht möglich relevante oder zutreffende Informationen zu finden, sie wurden deswegen in der Untersuchung nicht betrachtet.

⁵ Wobei die unterschiedliche Breite der verschiedenen Unterthemen und die Tatsache dass es Berührungspunkte zwischen denen gibt auch einen bestimmten Grad Verzerrung impliziert.

DSI	57	ESM	27	VKW	28	Stromspeicher	33
Peak shaving	4	Zentralisierte Koordinationsansätze	6	Wärme-Kraft-Kopplung (WKK)	3	Variable Stromtarife	3
Lastverschiebung	9	Dezentralisierte Koordinationsansätze	8	PV	2	Regelenergie	0
Lastreduzierung	2	Blindleistungsregelung	5	Geothermisch	0	Max. der Eigenbedarfsdeckung	2
Technologien für SM, Automatisierung, Visualisierung & Kommunikation	8	Dynamische Regelung von Einspeisungen	4	Wind	0	Einbindung von Kleinsterzeugern	5
Variable Stromtarife und Kundenanreize für DSI-Beteiligung	4	Geschäftsmodelle für dezentrale Erzeugung	0	Lastregelung	9	E-Mobilität	4
Automatisierte Lastregelung	15	Netzmodellierungs- und Optimierungsansätze	4	Energiemarkt	0	Glättung der Nachfrage	2
Handbetätigte Lastregelung	2			Regelenergie	12	Geschäftsmodelle für Speicherbetreiber	2
E-Mobilität	2			Blindleistungsregelung	2	Speichertechnologien	3
Normen, Regulierungen und Standards	2			Systemdienstleistungen	0	Konvertierung zu Gas	12
Regelenergie	9					Konvertierung zu Wärme	0
Netzmodellierungs- und Optimierungsansätze	0						

Tabelle 29: Bewertung der P&D Projekte für die 4 Themenbereiche und deren Unterthemen

4.3 Forschung

Dieselbe im Abschnitt 4.2 präsentierte Methodik wurde für die Forschungsprojekte verwendet, für die auch dieselben Betrachtungen bezüglich der Art und Subjektivität der Resultate gelten. Anhand von den gelieferten Projektlisten wurden insgesamt ungefähr 80 Projekte bewertet. Die Resultate werden in der folgenden Tabelle 30 visualisiert.

DSI	450	ESM	194	VKW	57	Stromspeicher	152
Peak shaving	47	Zentralisierte Koordinationsansätze	36	Wärme-Kraft-Kopplung (WKK)	7	Variable Stromtarife	8
Lastverschiebung	72	Dezentralisierte Koordinationsansätze	36	PV	4	Regelenergie	8
Lastreduzierung	35	Blindleistungsregelung	4	Geothermisch	2	Maximierung der Eigenbedarfsdeckung	24
Technologien für SM, Automatisierung, Visualisierung & Kommunikation	101	Dynamische Regelung von Einspeisungen	61	Wind	2	Einbindung von Kleinsterzeugern	35
Variable Stromtarife und Kundenanreize für DSI-Beteiligung	36	Geschäftsmodelle für dezentrale Erzeugung	18	Lastregelung	7	E-Mobilität	19
Automatisierte Lastregelung	55	Netzmodellierungs- und Optimierungsansätze	39	Energiemarkt	14	Glättung der Nachfrage	31
Handbetätigte Lastregelung	22			Regelenergie	17	Geschäftsmodelle für Speicherbetreiber	10
E-Mobilität	16			Blindleistungsregelung	2	Speichertechnologien	6
Normen, Regulierungen und Standards	17			Systemdienstleistungen	2	Konvertierung zu Gas	6
Regelenergie	14					Konvertierung zu Wärme	2
Netzmodellierungs- und Optimierungsansätze	35						

Tabelle 30: Bewertung der Forschungsprojekte für die 4 Themenbereiche und deren Unterthemen

Es ist ersichtlich dass DSI-Projekte überwiegend behandelt werden, gefolgt von den Kategorien ESM und Stromspeicher, und dass VKW als Bereich deutlich weniger ausgeprägt ist⁶. Komponenten und Geräte für DSI-Anwendungen spielen eine starke Rolle, da auch hier eher Endbenutzeranwendungen privilegiert werden, bei denen einzelne Technologien relevant sind. Automatisierte Regelungsmethoden sind tendenziell stärker vertreten als handbetätigte Varianten, der Netzaspekt ist wieder etwas vernachlässigt und E-Mobilität ist schwach repräsentiert. In den beiden Kategorien ESM und Stromspeicher sind mehreren Unterthemen relativ gleichmässig verteilt.

⁶ Das kann auch zum Teil damit zu tun haben, dass eine minimale Kapazitätsanforderung für VKW besteht, was die Anzahl möglicher Projekte limitiert, obwohl diese Restriktion für simulationsbasierte Untersuchungen nicht besteht.

Im Rahmen der Forschung in der Schweiz eine wichtige Plattform bilden zudem die Swiss Competence Centres for Energy Research (SCCER), 8 landesweite und flächendeckende Kompetenzzentren die unterschiedliche Energiegebiete umfassen und koordinieren sollen:

- SCCER FURIES - Future Swiss Electrical Infrastructure
- SCCER FEEB&D - Future Energy Efficient Buildings & Districts
- SCCER HaE – Heat and Electricity Storage
- SCCER CREST - Competence Centre for Research in Energy, Society and Transition
- SCCER SoE - Supply of Electricity
- SCCER EIP - Efficiency of Industrial Processes
- SCCER Mobility - Efficient Technologies and Systems for Mobility
- SCCER BIOSWEET - Biomass for Swiss Energy Future

Sie sind aber noch relativ jung, da sie erst seit 2014 operationell sind, und nur zum Teil direkt von Interesse für die Kategorie Flexibilität. Die als *wichtig* identifizierten Kompetenzzentren für dieses Gebiet sind die SCCER FURIES und FEEB&D, die SCCER HaE und CREST werden als *relevant* eingestuft⁷.

Das SCCER FURIES befasst sich mit unterschiedlichen Aspekten rund um das Thema Stromnetze, und ist entsprechend in 4 Work Packages aufgeteilt, nämlich *Regional Multi-Energy Grids*, *Bulk Multi-Energy Grids*, *Multi-Terminal AC-DC Grids* und *Power Electronics and Grid Components*, unter denen hauptsächlich das erste flexibilitätsbezogene Aktivitäten auf Verteilnetzebene umfasst. Eine ausführliche Liste von FURIES-Aktivitäten wurde erhalten (ca. 60 Projekte) und anhand davon wurde eine quantitative Analyse bezüglich der Unterthemen durchgeführt, deren Resultate in Tabelle 31 dargestellt sind.

⁷ Bei SoE liegt der Fokus auf Wasserkraftwerknutzung und grossskaligen geothermischen Generatoren, in EIP, Mobility und BIOSWEET sind stromnetzbezogene Flexibilitätsaspekte im Allgemeinen nicht direkt betrachtet.

DSI	60	ESM	121	VKW	6	Stromspeicher	100
Peak shaving	4	Zentralisierte Koordinationsansätze	23	Wärme-Kraft-Kopplung (WKK)	0	Variable Stromtarife	5
Lastverschiebung	4	Dezentralisierte Koordinationsansätze	9	PV	0	Regelenergie	13
Lastreduzierung	0	Blindleistungsregelung	10	Geothermisch	0	Maximierung der Eigenbedarfsdeckung	14
Technologien für SM, Automatisierung, Visualisierung & Kommunikation	5	Dynamische Regelung von Einspeisungen	27	Wind	0	Einbindung von Kleinsterzeugern	26
Variable Stromtarife und Kundenanreize für DSI-Beteiligung	5	Geschäftsmodelle für dezentrale Erzeugung	4	Lastregelung	0	E-Mobilität	4
Automatisierte Lastregelung	12	Netzmodellierungs- und Optimierungsansätze	48	Energiemarkt	2	Glättung der Nachfrage	23
Handbetätigte Lastregelung	0			Regelenergie	2	Geschäftsmodelle für Speicherbetreiber	4
E-Mobilität	0			Blindleistungsregelung	2	Speichertechnologien	2
Normen, Regulierungen und Standards	2			Systemdienstleistungen	0	Konvertierung zu Gas	5
Regelenergie	6					Konvertierung zu Wärme	4
Netzmodellierungs- und Optimierungsansätze	22						

Tabelle 31: Bewertung der SCCER FURIES Projekte für die 4 Themenbereiche und deren Unterthemen

Bei diesen Projekten steht die Thematik DSI nicht mehr im Vordergrund, und das relevanteste Unterthema betrifft Netzmodellierungsansätze, d.h. der Fokus liegt eher auf Systemaspekten. Das Thema VKW wird praktisch nicht angesprochen, und es sind eher die Bereiche Stromspeicher und ESM die stärker vertreten sind, wo wieder die Netzmodellierung eine wichtige Rolle übernimmt.

Das SCCER FEEB&D beschäftigt sich mit fortgeschrittenen Bautechnologien und Gebäudemanagementsystemen die der Energieeffizienz dienen sollen, aber auch mit neuen Simulierungs-, Optimierungs- und Regelungsmethoden für die Integration und wirksame Verwendung von flexiblen Lasten, erneuerbaren Energien und Speichereinheiten, insbesondere in den Work Packages 2 (*Building Energy Management*) und 3 (*Urban Decentralized Energy Systems*). Dabei liegt der Fokus nicht nur auf Stromaspekten und das Netz wird nicht immer unbedingt modelliert oder berücksichtigt, der „*Energy Hub*“-Begriff wird aber zum Beispiel innerhalb vom FEEB&D-Projekt IDEAS4cities spezifisch und ausführlich für die Integration von erneuerbaren Energien und Batterien in städtischen Gebieten verwendet. Eine vollständige Projektliste ist leider noch nicht verfügbar, sodass eine detaillierte Analyse zurzeit nicht möglich ist.

Innerhalb vom SCCER HaE liegt der Fokus auf Speicherung, sodass es von Bedeutung für die Kategorie Stromspeicher ist. Es ist aber zu betonen dass die Aktivitäten von den meisten Work Packages meistens mit der Entwicklung von Technologien zu tun haben (*Thermal Energy Storage, Advanced Battery and Battery Materials, Hydrogen Production and Storage, The development of advanced catalysts for CO₂ reduction*). Das letzte Work Package (*Technology Interaction of Storage Systems*) befasst sich nicht nur mit einzelnen Geräten oder Technologien, fokussiert aber auch nicht auf die Integration von Speichersystemen in den täglichen Stromnetzbetrieb, sondern eher auf (langfristige) Nachhaltigkeits-, Kosten-, Umwelt-, Wartbarkeits-, Lebensdauer-, Sicherheits-, Zuverlässigkeits- und Produktionsaspekte.

Im SCCER CREST werden regulatorische Fragestellungen rund um das Thema Energie angesprochen. Innerhalb vom Work Package 1 (*Energy, Innovation, Management*) werden Innovationsprozesse und neuartige Business Models untersucht, die der Energiewende und der gesellschaftlichen Akzeptanz von neuen Technologien generell dienen sollen. Work Package 2 (*Change of Behaviour*) hat als Schwerpunkt die Verhaltensanalyse von Endkunden und ist entsprechend relevant für die Kategorie DSI. Work Package 3 (*Energy Policy, Markets and Regulation*) studiert Richtlinien der Energiepolitik und –regulierung auf Makroebene und ist deswegen von Bedeutung für alle Kategorien, wobei es anzumerken ist dass eher eine gesetzliche, politische und wirtschaftliche Perspektive adoptiert wird, d.h. es wird nicht auf operationelle Flexibilitätsaspekte eingegangen.

4.4 Markt

Einige Konzepte und Werkzeuge im Bereich Flexibilität sind schon am Markt vorhanden und werden seit Jahren verwendet. Rundsteuerungsansätze etwa können dazu dienen, den Betrieb von Geräten wie Nachtspeicherheizungen, Warmwasserbereiter, Wärmepumpen und Waschmaschinen so zu verteilen, dass Lastspitzen reduziert werden. Eine innovative Anwendung stellt aber die Möglichkeit dar, verschiedene Lasten in ein VKW zu bündeln und zu koordinieren um Systemdienstleistungen anzubieten [17]. In dieser Hinsicht ist das VKW-Konzept ein Tool das, in Kollaboration mit dem Übertragungsnetzbetreiber, für die Lieferung von Regelenergie für die Primär- und Sekundärregelung verwendet werden kann. Die notwendige Kommunikations- und Regelungsinfrastruktur (Hard- und Software) wurde komplett in der Schweiz entwickelt und ist seit 2013 in Betrieb. Andere Energieprodukte wären zudem technisch umsetzbar, wie z.B. die Teilnahme am Intraday-Markt, letztere ist aber mit den heutigen regulatorischen Rahmenbedingungen kaum möglich⁸. Es ist auch anzumerken dass die koordinierte Steuerung von Lasten zu einem sogenannten *rebound-Effekt* führen könnte, der sich auswirkt indem all die synchron ausgeschalteten Lasten irgendwann später zusammen angeschaltet werden und eventuell unerwünschte Gegenwirkungen verursachen. Mögliche positive und negative Auswirkungen eines solchen Effektes sind bis heute unzureichend untersucht, in der Praxis hat sich das Phänomen jedenfalls bis jetzt jedoch nicht manifestiert. Eine vorläufige Analyse des Übertragungsnetzbetreibers [18] betrachtet diesen Aspekt, es ist aber nicht eindeutig klar dass er einen kritischen Punkt darstellt. Konzeptuell könnten auch Speichereinheiten für Systemdienstleistungen verwendet werden, allein wegen der Energie die bei einem Ladezyklus verloren geht ist es aber heutzutage nicht effizient solche Lösungen eigentlich umzusetzen: Der Vorteil der Laststeuerung gegenüber einem eigentlichen Stromspeicher besteht also darin, dass bei der reinen Lastverschiebung keine Verluste entstehen.

Die Durchdringungsrate dezentraler Erzeugungsanlagen ist in der Schweiz relativ niedrig, und im Einklang mit den Zielen der Energiewende wird die Installation und Produktion von solchen Einheiten gefördert und begünstigt, sodass ESM-Methoden bis jetzt nicht benutzt wurden. Mit der Zunahme von diesen Generatoren ist es aber zu erwarten dass sie auch zu anderen System- oder Netzdienstleistungen beitragen, wie der Fall schon heute in Deutschland ist, insbesondere wenn somit ein Netzausbau vermieden werden könnte. Die Beschränkungen für Anwendungen dieser Art sind auf jeden Fall nicht durch das Technologienangebot am Markt bedingt.

Im Bereich Stromspeicher kann man auch feststellen [3], [19] dass die existierenden Technologien grundsätzlich den Einsatz im Netz ermöglichen, in diesem Bereich spielen aber hauptsächlich wirtschaftliche Aspekte eine signifikante Rolle, da leistungsfähige Geräte immer noch kostenintensiv bleiben, eine relativ kurze Lebensdauer haben und hohe Energieverluste aufweisen, wie oben kurz erwähnt. Zudem gibt es Umweltaspekte die berücksichtigt werden müssen, da Batterien Schwermetalle und toxische Elemente enthalten die gefährlich sind und die angemessen entsorgt werden müssen, was zur Folge hat dass deren Verbreitung und Verwendung mindestens in Gebäuden und Haushalten beschränkt werden könnte.

⁸ Die Plattform für virtuelle Kraftwerke dient der Teilnahme am Markt für Systemdienstleistungen.

4.5 *Interessensvertreter*

Der Zuwachs an dargebotsabhängigen/volatilen Erzeugern, die erwartete Zunahme von variablen Lasten und die eventuelle Anwesenheit und Verwendung von Speichern auch auf Verteilnetzebene impliziert einen potentiellen Kontrast zwischen den Interessen der unterschiedlichen involvierten Akteure, d.h. Verteil- und Übertragungsnetzbetreiber, Erzeuger, Lieferanten, Händler/Vermarkter, Aggregatoren, Flexibilitätsanbieter und/oder –besitzer im Allgemeinen, usw. Die vorhandenen Flexibilitätsoptionen können in der Tat markt-, system- und/oder netzdienlich eingesetzt werden, die Koordination zwischen Netzbetreibern und sonstigen Akteuren beim Zugriff auf Flexibilitäten wurde aber bisher nur unzureichend betrachtet. Wenn es keine Probleme oder Verletzungen im Netz gibt dann ist es intuitiv nachvollziehbar dass der Marktaspekt im Vordergrund stehen soll, wenn es aber zu einer Situation kommt wo Engpässe (EP) bzw. Netzbeschränkungen auftreten und die Flexibilität eine Rolle spielt müssen dann gegensätzliche Interesse geregelt werden.

Im Hinblick darauf wird eine Studie [20] beim BFE durchgeführt um die Prozesse zur Koordination des Flexibilitätseinsatzes zwischen den Interessensvertretern zu konkretisieren und die Darstellung und Bewertung möglicher Modelle zu bestimmen. Ziel von solchen Koordinationsmodellen ist, in einem Netzgebiet mit EP einen möglichst effizienten Umgang mit Flexibilitäten zu gewährleisten.

Im Rahmen dieser Studie werden 3 grundlegende Modelle präsentiert, nämlich *Echtzeit-EP-Beseitigung*, *Vorausschauende EP-Beseitigung* und *EP-Bewirtschaftung*.

Die erste Option kommt infrage wenn bei der EP-Messung kein Nutzungskonflikt mit weiteren Marktakteuren vorhanden ist. Die Flexibilität wird ausschließlich netzdienlich eingesetzt; eine ähnliche Situation ergibt sich wenn der Verteilnetzbetreiber über vertraglich oder gesetzlich zugesicherte Exklusivrechte verfügt.

Die zweite Variante ist relevant wenn Nutzungskonflikte mit anderen Marktakteuren bestehen, letztere sind aber bereit, Flexibilität auch netzdienlich einzusetzen. Der Verteilnetzbetreiber wird somit zum Nachfrager von Flexibilität, und eine Abstimmung zwischen ihm und den anderen Akteuren, die auf Basis der EP-Vorhersage stattfinden soll, wird notwendig. Ein solches Konzept ist auch vorstellbar wenn EP durch Flexibilitäten verursacht werden, birgt aber das Risiko dass einige Akteure Marktmachtmissbrauch ausüben könnten um von Gegengeschäften zu profitieren.

Die dritte Alternative betrifft die Situation in der EP durch Flexibilität verursacht werden und nur durch Einsatz derselben Flexibilität behoben werden können. Der Verteilnetzbetreiber schränkt dementsprechend das Einsatzpotential der Flexibilitäten am Markt ein, indem er die „Kapazität“ des Netzes für den Flexibilitätseinsatz bestimmt, mittels Aufteilung derselben Kapazität durch Rationierung oder Buchung. Das führt aber potentiell zu Diskriminierungspotential und zu einer Lage in der Kosten von Marktteilnehmern getragen werden, so dass eine engere behördliche Beaufsichtigung der Verteilnetzbetreiber sinnvoll wird.

Es ist zudem anzumerken dass das Ampelphasensystem [3], [21] obwohl als inhaltliches Denkkonzept im Allgemeinen hilfreich, in der operativen Ausgestaltung der Koordinationsmodelle zu unkonkret ist, insoweit die Zuordnung einzelner EP-Situationen im Rahmen der Koordinationsmodellierung nicht eindeutig bzw. schwierig möglich ist.

Nähere Einzelheiten sind im Endbericht der obengenannten Studie zu finden.

4.6 Technische und regulatorische Standards

Im letzten Jahrzehnt hat es einen signifikanten Prozess auf internationaler Ebene gegeben um technische Standards für Smart Grid Komponenten zu definieren und zu entwickeln, angefangen mit dem IEC Strategic Group 3 (SG3), den European Standardisation Mandates M441 (Smart Metering) /M490 (Smart Grid) und dem damit verbundenen Joint Working Group on SG Standards von CEN/CENELEC/ETSI (bzw. Comité Européen de Normalisation/ Comité Européen de Normalisation Électrotechnique/European Telecommunication Standards Institute).

Besonders relevant sind die IEC SG3 Standards, von denen viele auch als europäische Normen übernommen wurden, insbesondere die vom Technical Committee (TC) 57 und TC 13, unter denen die wichtigsten [22] für allgemeine Smart Grid Anwendungen aufgelistet werden:

- IEC 62357 – Seamless Integration Reference Architecture
- IEC 61970 – Common Information model
- IEC 61850 – Distributed Energy Resources
- IEC 62351 – Security

Zudem gibt es Standards die spezifisch als relevant für die DSI Kategorie bezeichnet werden [23], insbesondere das IEC 62056 (Advanced Metering Infrastructure) und auch das IEC 62257 (Recommendations for small renewable energy and hybrid systems for rural electrification) und IEC 61968 (Application integration at electric utilities). Trotzdem wurde [24] in Bezug auf den Stand von Smart Grid Anwendungen in Deutschland beobachtet, es gäbe eine Wahrnehmung von fehlenden Standards, obwohl das nicht der Fall sei⁹. Diese Sicht wird interessanterweise auch in einer jüngeren Publikation [25] im Hinblick auf die Schweiz vertreten¹⁰: Sie kann zum Teil gerechtfertigt werden wenn man bedenkt dass obwohl technische Geräte und Standards verfügbar sind, allgemeine Lösungen für generelle Steuerungs- und Nutzungskonzepte fehlen, und die existierenden Ansätze sind entweder in Entwicklung oder eher proprietär definiert und strukturiert.

Gerade deswegen ist es aber signifikant anzumerken, dass das auch nicht ausschliesst, dass „intelligente“, zentral koordinierte DSI-Ansätze schon heute am Markt zu finden sind [17], mit Technologien und Geräten die vollumfänglich in der Schweiz hergestellt wurden, vgl. Abschnitt 4.4.

In Bezug auf die ESM-Kategorie kann man sagen das die erforderlichen Steuerungskonzepte und Kommunikationsgeräte nachgewiesen und vorhanden sind, sodass für die eigentliche Implementierung dieses Ansatzes kein wesentlicher Bedarf an weiteren technologischen Entwicklungen besteht.

Auch wenn technische Standards existieren und betriebsfähig sind kann ein Mangel an regulatorischen Rahmenbedingungen trotzdem als Hindernis wirken [25]. Smart Meters könnten etwa einen weiteren Beitrag zur Beherrschung von dezentraler Einspeisung leisten, da sie eine bidirektionale Kommunikation erlauben, mit der man nicht nur Daten senden kann, sondern auch Steuersignale empfangen: Sie könnte somit für die Steuerung von verteilten Produktionsanlagen und Verbrauchern eingesetzt werden. Anlagen mit kostendeckender Einspeisevergütung und einer installierten Leistung von über 30 kVA müssen zudem über einen Smart Meter verfügen, der heute für

⁹ Vgl. [24] „In close cooperation with DKE (Deutsche Kommission Elektrotechnik) ... a position paper on German Smart Grid Standardization was drafted by all relevant stakeholders and experts in combination with a public hearing and a public opportunity to comment on the draft version. Based on a description of the basic concepts of smart grids and an overview of relevant standards, current studies and activities, the position paper provides recommendations for necessary fields of action, international cooperation and strategy. The main result was the finding that a lot of standards already exist in spite of some public perception of a lack of standards.“

¹⁰ Vgl. [25] „Es fehlen zudem Standards in der Technik, sodass die einzelnen Komponenten, die es für den Systembetrieb braucht, wie Zähler und Software zur Fernauslesung, nicht beliebig miteinander kombiniert werden können. Die Verteilnetzbetreiber begeben sich dadurch in eine Abhängigkeit vom Lieferanten, die bei einer unausgereiften Technik und der Grösse der aufzubringenden Investition von strategischer Bedeutung ist. Der Bedarf nach einer Standardisierung wurde in der Zähler- und Strombranche allerdings erkannt. So hat sich der Verein Smart Grid Schweiz als erstes Ziel gesetzt, die Interoperabilität und Kompatibilität von Smart-Grid-Geräten und -Systemen über einen offenen, herstellerunabhängigen Schweizer Branchenstandard sicherzustellen.“

die tägliche Produktionsprognose eingesetzt wird. Prinzipiell könnte mit ihm jedoch auch die Anlage selber gelenkt werden. Mit der aktuellen Regulierung ist es für den Verteilnetzbetreiber aber nicht möglich, die Kosten für Smart Meter abzuwälzen. Beim heutigen Stand dürfen Kosten nur dann überwältigt werden, wenn sie zur Verbesserung der Effizienz oder der Netzsicherheit beitragen, was klar definierte und implementierte Standards und Rahmenbedingungen für fortgeschrittene Betriebsmethoden voraussetzt.

Somit gibt es indirekt keinen Anreiz für den Netzbetreiber in solchen innovativen Technologien zu investieren, sodass ein möglicher Anschlag für neue Entwicklungen im Netz ausbleibt. Auch die Tatsache dass die Energieproduktion von z.B. kleinen PV-Anlagen zurzeit immer ins System aufgenommen wird, führt einigermaßen zu der zum Teil paradoxen Situation dass innovative Regelungs- und Kommunikationsmethoden etwas vernachlässigt werden, einfach weil sie in der heutigen Konstellation nicht gebraucht werden.

Solche Ansätze anzusprechen könnte aber auch weitere Erkenntnisse oder Einblicke liefern, auch wenn nur als Nebenprodukt, die man dann später für den gemeinsamen Nutzen des Systems zur Geltung bringen könnte.

Virtuelle Kraftwerke sind kein neues Konzept in der Schweiz, Swissgrid verwendet sie schon seit Jahren und auf deren Webseite kann man die notwendigen Formulare finden um sich dafür anzumelden [26]. Der Regulierungsrahmen ist auch deswegen gut definiert, da diese Dienstleistung im Bereich der schon existierenden Stromversorgung erfolgt. Wenn es aber darum geht viele kleine dezentrale Einheiten zusammen zu bündeln, könnte der Aufwand für die notwendige Integrierung und Koordination zwar erheblich werden, nicht aber unbedingt unüberwindbar [17], vgl. Abschnitt 4.4.

Was die Benutzung von Speichertechnologien auf Verteilnetzebene betrifft hingegen ist die Situation deutlich anders, da es bis jetzt an klar definierten regulatorischen Rahmenbedingungen fehlt die feststellen, wem genau die Flexibilität von diesen Einheiten gehört (dem Besitzer oder dem Netzbetreiber) und wie sie zu verwenden wäre je nach Netzkonfiguration und Systemzustand, vgl. Abschnitt 4.5. Zudem ist es nicht klar ob potentielle Speicherbesitzer eine Nutzung seitens des Stromversorgungssystems zulassen würden, allein aufgrund des damit verursachten Verschleisses oder wegen eventueller Nutzungskonflikte mit dem primären Nutzungsziel, was die Durchdringung von diesen Geräten limitieren könnte.

4.7 *Gap-Analyse und Empfehlungen*

Im Folgenden wird eine Gap-Analyse präsentiert um festzustellen was in der Kategorie Flexibilität zurzeit abgedeckt wird und dann, durch geeignete Empfehlungen, was noch zu machen ist, insbesondere basierend auf den in den Abschnitten 4.2 und 4.3 vorgelegten Resultaten.

Für die P&D Projekte man muss aber zuerst dabei beobachten, dass deren Liste nur 12 Elemente beinhaltet, sodass die Aussagekraft der verbundenen Analyse limitiert oder sogar verzerrt ist, da die Daten nicht statistisch signifikant sind. Tendenziell gibt es 2 Gruppierungen innerhalb dieser Projekte: Kleinskalige, dezentrale physikalische Anlagen/Installationen, die eine bestimmte Technologie oder Konfiguration validieren/exemplifizieren sollen, und VKW-Anwendungen.

In Bezug auf die erste Gruppe kann man sagen dass solche Konstellationen wesentlich für P&D-Aktivitäten sind, und dass sie selbstverständlich weiter gefördert werden sollten. DSI-Projekte sollen zudem automatisierte Lastregelungen anbieten, da die Wahrscheinlichkeit, dass der direkte Einsatz des Endkunden über kurzfristige Perioden hinaus konstant bleibt, eher niedrig ist. Der Netzaspekt wird bei diesen Projekten nicht berücksichtigt, wird aber im Bereich ESM angesprochen: Das ist ein sehr wichtiger Faktor der für viele Verteilnetzbetreiber von zentraler Bedeutung ist und der auch in Zukunft weiter untersucht werden muss. Stromspeicher liegen schon heute im Fokus der Projekte, die Elektromobilität und deren mögliche Interaktion mit dem Stromnetz wird aber aktuell etwas vernachlässigt.

VKW-Anwendungen sind geeignet für P&D-Projekte, da die notwendigen Rahmenbedingungen schon existieren und einen Projektumfang ermöglichen, der sich sogar auf das Übertragungsnetz ausbreitet. Mit der Zunahme von dezentralen Generatoren im System könnte diese Plattform zudem sogar relevanter werden, um die effiziente und koordinierte Integration von kleineren Anlagen ins Netz zu erleichtern. Es ist interessant zu beobachten dass eines der betrachteten Projekte dann zur Entwicklung eines existierenden Marktprodukts [17] beigetragen hat, sodass ähnliche Resultate von anderen Firmen erzielt werden könnten.

Für die F&E Projekte ist die Anzahl vorhandener Projekte deutlich grösser (ca. 80). DSI-Anwendungen sind tendenziell weitverbreitet, und weisen meistens automatisierte Ansätze auf, was auch in Zukunft gefördert werden soll. ESM-Projekte sind tendenziell etwas weniger, wahrscheinlich auch weil solche Anwendungen für die aktuelle Durchdringung dargebotsabhängiger Erzeugungsanlagen nicht kritisch ist. Besonders auf der Forschungsebene könnte man aber mehr Aufwand treiben um mögliche künftige Entwicklungen zu analysieren und quantifizieren. Für die beiden Bereiche DSI und ESM liegt dann der Netzaspekt nur selten im Vordergrund: Für die heutige Situation ist das zwar angemessen, da das Netz für die gegebene Konfiguration stark genug ist, bei zuwachsender Durchdringung solcher Methoden wird diese Situation aber irgendwann infrage gestellt. Das ist auch der Fall im Bereich Stromspeicher, in dem systemweite Aspekte eher nicht grundlegend analysiert werden, obwohl der ganze Energiefluss sich erheblich ändern kann wenn diese Technologien flächendeckend im System vorhanden sind, insbesondere mit der Zunahme von Elektroautos, deren mögliche Auswirkung auf das Netz aktuell nicht genug studiert wird. VKW-Projekte sind deutlich in der Minderheit: Das soll ein Signal dafür sein, mehr in diesem Bereich zu unternehmen, da diese Plattform einen soliden und effizienten Ausgangspunkt bildet der ausgenutzt werden kann, um innovative Lösungen für aktuelle und künftige Fragestellungen formulieren zu können.

Es ist auch relevant anzumerken dass innerhalb vom SCCER FURIES Netzaspekte im Allgemeinen mehr Gewicht haben, obwohl einige Projekte darunter eher die Übertragungsebene ansprechen, und nicht die Verteilnetze, wo in absehbarer Zukunft die meisten Veränderungen zu erwarten sind. Zudem ist auch das SCCER FEEB&D besonders wichtig für die Kategorie Flexibilität, da es sich mit betriebsbezogenen Fragestellungen auseinandersetzt.

5 Fazit

Der vorliegende Bericht gibt eine Übersicht über die beiden Smart Grid Lösungskategorien *Kundenseitige Technologien* und *Flexibilität*. Stand und Entwicklungen sowohl in der schweizerischen Forschung als auch auf dem schweizerischen Markt wurden analysiert und diskutiert. Wesentliche Akteurguppen in der Wertschöpfungskette sind aufgezeigt, internationale Standards zusammengetragen und die regulatorischen Rahmenbedingungen in der Schweiz dokumentiert. Auf dieser Übersicht basierend wurden Empfehlungen formuliert, in welchen Technologiekategorien Themengebiete zu vertiefen und welche Technologien möglicherweise für ein Pilot- und Demonstrationsprojekt reif sein könnten.

Um eine qualitativ möglichst hochwertige Analyse zu ermöglichen, wurde über den vorgesehenen Projektrahmen hinaus gearbeitet. Dennoch ist der Detaillierungsgrad der Analysen aufgrund des Projektrahmens limitiert. So musste beispielsweise bei der Betrachtung der Forschungsprojekte die Analyse auf die Aktivität in den Themenfeldern beschränkt werden. Nicht analysiert werden konnten in der Forschung in den Projekten gewonnenen Erkenntnisse sowie die Bedeutung eines Projekts oder eines Themengebiets für die Transformation des Stromnetzes in ein Smart Grid. Die Resultate der Analysen und die darauf aufbauenden Empfehlungen unterliegen einer gewissen Unsicherheit. Diese ist primär auf den teilweise geringen Umfang der verfügbaren Informationen zu betrachteten Projekten und Produkten zurückzuführen, da das Fehlen von Informationen zu einer verzerrten Abbildung der realen Gegebenheiten führt.

Allfällige zukünftige Projekte mit entsprechenden Rahmenbedingungen könnten diese Unsicherheit verringern, indem – wo erforderlich – mit Forschern und Firmen Kontakt aufgenommen wird, um weitere Informationen zu beschaffen. Auch dem Dialog mit Interessensvertretern auf dem Markt sollte einen höheren Stellenwert zugeschrieben werden, da nur so Markterfolg, Trends und bestehende regulatorische Hemmnisse ermittelt werden können. Zukünftige Projekte, die eine derartige vertiefte Analyse durchführen, können detailliertere und verlässlichere Resultate und Empfehlungen hervorbringen. Der vorliegende Bericht könnte als Basis für derartige zukünftige Bestandsaufnahmen fungieren.

6 Referenzen

- [1] Bundesamt für Energie, «Pilot- und Demonstrationsprogramm Konzept,» 2013.
- [2] Consentec GmbH, «Zustandsanalyse und Entwicklungsbedarf von Technologien für ein Schweizer Smart Grid,» Untersuchung für das Bundesamt für Energie, 2013.
- [3] Bundesamt für Energie, Arbeitsgruppe Technologie, «Smart Grid Roadmap Schweiz - Wege in die Zukunft der Schweizer Elektrizitätsnetze,» 2015.
- [4] Bundesamt für Energie, «Revision der Energieverordnung per 1. April 2014,» 07 März 2014. [Online]. Available: <https://www.news.admin.ch/message/index.html?lang=de&msg-id=52243>. [Zugriff am 29 Mai 2015].
- [5] Manager Magazin, 09 Mai 2015. [Online]. Available: <http://www.manager-magazin.de/unternehmen/autoindustrie/stefan-quandt-macht-elon-musk-mit-batterie-konkurrenz-a-1032810.html>. [Zugriff am 12 Mai 2015].
- [6] Bundesamt für Energie, «Grundlagen der Ausgestaltung einer Einführung intelligenter Messsysteme beim Endverbraucher in der Schweiz - Technische Mindestanforderungen und Einführungsmodalitäten,» 2014.
- [7] *Interview mit Vertreter eines Herstellers von Smart Metern.* [Interview]. 22 Mai 2015.
- [8] *Interview mit Vertreter eines schweizerischen Aggregator-Unternehmens.* [Interview]. 21 Mai 2015.
- [9] CARMEN - Centrales Agrar-Rohstoff Marketing- und Energie-Netzwerk E.V., «Marktübersicht Batteriespeicher,» Juni 2015. [Online]. Available: http://www.carmen-ev.de/files/Sonne_Wind_und_Co/Speicher/Markt%C3%BCbersicht-Batteriespeicher_WEB.pdf. [Zugriff am 05 Juni 2015].
- [10] Fachhochschule Nordwestschweiz (Dorusch, Hall, Gessler), «Mehrfamilienhaus mit Elektromobilität in Rapperswil, AG,» 4132 Muttenz, 2014.
- [11] Bundesamt für Energie, «Stromversorgung,» [Online]. Available: <http://www.bfe.admin.ch/themen/00612/index.html?lang=de>. [Zugriff am 25 Mai 2015].
- [12] *Interview mit Vertreter eines Herstellers von Smart Metern.* [Interview]. 6 Mai 2015.
- [13] Hoenkamp, Robin and Huitema, George and de Moor-van Vugt, Adrienne, «The Neglected Consumer: The Case of the Smart Meter Rollout in the Netherlands,» 26 November 2011. [Online]. Available: http://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=2061668. [Zugriff am 15 Mai 2015].
- [14] Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik, «Das Smart Meter Gateway - Sicherheit für intelligente Netze,» 53175 Bonn, 2014.
- [15] International Electrotechnical Commission, «Electrical Energy Storage,» Geneva, Switzerland, 2011.
- [16] International Electrotechnical Commission, «TC 120 Electrical Energy Storage Systems,» [Online]. Available: http://www.iec.ch/dyn/www/f?p=103:7:0::::FSP_ORG_ID,FSP_LANG_ID:9463,25?q=storage. [Zugriff am 27 April 2015].
- [17] *Persönliches Gespräch mit Vertreter der Firma Swisscom Energy Solutions AG.* [Interview]. 2015.
- [18] Swissgrid, «Folien vom Swissgrid-Netzforum 2013,» [Online]. Available: <https://www.swissgrid.ch/swissgrid/de/homeexperts/events/netzforum.html>.
- [19] KEMA Consulting, «Energiespeicher in der Schweiz; Bedarf, Wirtschaftlichkeit und Rahmenbedingungen im Kontext der Energiestrategie 2050,» 2013.
- [20] *Persönliches Gespräch mit Vertreter des BfE.* [Interview]. Juni 2015.
- [21] Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft, «BDEW Roadmap – Realistische Schritte zur Umsetzung von Smart Grids in Deutschland,» 2012.

- [22] Fraunhofer ESK, «Smart Grid Communications 2020,» 2011.
- [23] International Electrotechnical Commission, «IEC Smart Grid Standards,» [Online]. Available: <http://www.iec.ch/smartgrid/standards/>.
- [24] Joint Working Group, «Final report of the CEN/CENELEC/ETSI Joint Working Group on Standards for Smart Grids,» 2011.
- [25] Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen, «Smart Grid Basiswissen-Dokument,» 2014.
- [26] Swissgrid, «Anforderungen an die Liste der Erzeugungseinheiten,» [Online]. Available: https://www.swissgrid.ch/dam/swissgrid/experts/ancillary_services/prequalification/D130424_prequalification-requirements-list-generating-units_V2Ro_DE.pdf.