CLIMATE CHANGE
16/2017

Bestandsaufnahme und orientierende Bewertung dezentraler Energie-managementsysteme

Für Mensch & Umwelt

Umwelt Bundesamt

CLIMATE CHANGE 16/2017

Projektnummer 72886
UBA-FB 002514

Bestandsaufnahme und orientierende Bewertung dezentraler Energiemanagementsysteme

von

Dr. Dierk Bauknecht, Dr. Veit Bürger, David Ritter, Moritz Vogel,
Öko-Institut e. V., Freiburg im Breisgau

Dr. Ole Langniß, Dr. Thomas Brenner, Elena Chvanova, Lea Geier
Dr. Langniß – Energie & Analyse, Stuttgart

Im Auftrag des Umweltbundesamtes

Impressum

Herausgeber:
Umweltbundesamt
Wörlitzer Platz 1
06844 Dessau-Roßlau
Tel: +49 340-2103-0
Fax: +49 340-2103-2285
info@umweltbundesamt.de
Internet: www.umweltbundesamt.de

/umweltbundesamt.de
/umweltbundesamt

Durchführung der Studie:
Öko-Institut e. V.
Merzhauser Straße 173
79100 Freiburg im Breisgau

Dr. Langniß – Energie & Analyse
Johannesstr. 19
70176 Stuttgart

Abschlussdatum:
Dezember 2016

Redaktion:
Fachgebiet I 2.3 Erneuerbare Energien
Werner Niederle

Publikationen als pdf:
http://www.umweltbundesamt.de/publikationen

ISSN 1862-4359

Dessau-Roßlau, Mai 2017

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autorinnen und Autoren.

Kurzbeschreibung

Diese Studie nimmt eine Bestandsaufnahme dezentraler Energiemanagementsysteme (EMS) vor. Es erfolgt eine Einordnung aus Sicht der Systemintegration. Eine repräsentative Auswahl der Systeme wird hierfür in unterschiedlichen Dimensionen beispielhaft qualitativ bewertet. Mögliche Auswirkungen können unter anderem das Netz, die Flexibilität im System oder den Energieverbrauch betreffen. Außerdem werden relevante ökologische und soziale Nachhaltigkeitsindikatoren für die Bewertung der EMS vorgestellt.

Die Analyse zeigt, wie es für den Systemeffekt von EMS besonders wichtig ist, wie diese trotz dezentraler Orientierung auf übergeordnete Systemanforderungen reagieren. Die EMS, die in dieser Studie betrachtet werden, unterscheiden sich in dieser Hinsicht deutlich.

Je unabhängiger vom Gesamtsystem die Optimierung eines EMS stattfindet, desto wahrscheinlicher sind negative Folgen auf Gesamtsystemebene, bspw. im Bereich von Netzengpässen. Andererseits können EMS zusätzliche dezentrale Flexibilität für das System erschließen und durch eine integrierte Regelung die Optimierung des Gesamtsystems unterstützen. Die Ergebnisse dieser Studie können als Übersicht über einen möglichen Effekt dezentraler Energiemanagementsysteme dienen, in individuellen Fällen ist jedoch eine genaue Betrachtung eines Systems erforderlich.

Abstract

The following study provides an overview of decentralised energy management systems (EMS) and a classification in terms of their ability to support overall system integration. A representative selection of systems is evaluated qualitatively and in an exemplary way with regard to their impact on different areas of the electricity system. This includes the impact on the electricity grid, the flexibility needed in the system and effects on energy consumption. This is followed by an overview of relevant ecological and social sustainability indicators.

The evaluation shows how the system effects of an EMS depend on whether overarching system requirements are taken into account despite their decentralised approach. The EMS considered for this study differ significantly in this respect.

The more an EMS operates independently of overarching system requirements, the more it tends to impact negatively on the system, e.g. in terms of bottlenecks in the grid. Yet, an EMS can also provide additional flexibility for the system and an integrated control mechanism to ensure the optimisation of the overall system can also have a positive impact. The outcome of this study should be interpreted as an overview of potential impacts that EMS in general may have on the overall electricity system. As for individual EMS, a more detailed analysis would be required.

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis 7
Tabellenverzeichnis 8
Abkürzungsverzeichnis 9
Zusammenfassung 10
Summary 13
1 Hintergrund und Vorgehensweise 15
2 Dezentrale Energiemanagementsysteme im Überblick 19
2.1 Marktanalyse dezentraler Energiemanagementsysteme (Longlist) 19
2.1.1 Smart-Home-Systeme 20
2.1.2 Software zur Optimierung des Eigenstromverbrauchs 23
2.1.3 Intelligente Hardware (Schwerpunkt Energieerzeugung/-speicherung) 24
2.1.4 Bereitstellung Systemdienstleistungen („Regelenergie“) 26
2.1.5 Energiedatenmanager 28
2.2 Repräsentative Beispiele dezentraler Energiemanagementsysteme (Shortlist) 30
3 Orientierende Bewertung dezentraler EMS 32
3.1 Dimensionen der Dezentralität 32
3.2 Übersicht über die Bewertungskriterien 34
3.3 Flexibilitätsbedarf und Nutzung von Flexibilität 35
3.3.1 Beschreibung des Kriteriums ‚Flexibilitätsbedarf und Nutzung von Flexibilität‘ 35
3.3.2 Bewertung nach dem Kriterium ‚Flexibilitätsbedarf und Nutzung von Flexibilität‘ 38
3.4 Stromnetz 40
3.4.1 Beschreibung des Kriteriums ‚Stromnetz‘ 40
3.4.2 Bewertung nach dem Kriterium ‚Stromnetz‘ 41
3.5 Energieverbrauch 42
3.5.1 Beschreibung des Kriteriums „Energieverbrauch“ 42
3.5.2 Bewertung nach dem Kriterium „Energieverbrauch“ 43
3.5.3 Auswirkungen auf Gebäude 44
3.6 Management der Systemkomplexität 45
3.6.1 Beschreibung des Kriteriums ‚Management der Systemkomplexität‘ 45
3.6.2 Bewertung nach dem Kriterium ‚Management der Systemkomplexität‘ 46
3.7 Zusammenfassung 47
3.8 Bewertung anhand von ökologischen und soziale Nachhaltigkeitskriterien: Relevante Aspekte 49
3.8.1 Energieverbrauch, Ressourcen und Emissionen 49

3.8.2 Soziale Dimension der Nachhaltigkeit: Eigentumsverteilung, Akteursvielfalt, Partizipation 50

4 Ausblick 51

5 Literaturverzeichnis 53

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1 Marktübersicht dezentraler Energiemanagementsysteme 19
Abbildung 2 Smart-Home-Systeme 21
Abbildung 3 Softwaresysteme zur Optimierung des Eigenstromverbrauchs 23
Abbildung 4 Intelligente Hardware-Systeme 24
Abbildung 5 Systeme zur Bereitstellung der Systemdienstleistungen 27
Abbildung 6 Energiedatenmanagementsysteme 29
Abbildung 7 Entwicklung der Anzahl von Windenergie- und Photovoltaikanlagen in Deutschland 46

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1 Zusammenfassende Charakteristika dezentraler Energiemanagementsysteme nach Gruppen 20

Tabelle 2 Charakteristika der ausgewählten dezentralen Energiemanagementsysteme (Shortlist) 31

Tabelle 3 Eigenschaften von Kraftwerken und Flexibilitäten in einem dezentralen und in einem zentralen Stromsystem 32

Tabelle 4 Regelungsformen von dezentralen Energiemanagementsystemen 34

Tabelle 5 Flexibilitätsoptionen und Wirkungsgrade 36

Tabelle 6 Bewertung der dezentralen Energiemanagementsysteme bezüglich Flexibilitätsbedarf und Nutzung von Flexibilität 39

Tabelle 7 Bewertung der Systeme bezüglich der Netzdienlichkeit 42

Tabelle 8 Bewertung der Systeme bezüglich Effizienzmaßnahmen 44

Tabelle 9 Shortlist ausgewählter EMS und deren Bewertung 48

Abkürzungsverzeichnis

B2B	Business to Business: Verkauf von Unternehmen zu Unternehmen
BHKW	Blockheizkraftwerk
BMBF	Bundesministerium für Bildung und Forschung
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
CBA	Cost-benefit analysis
EE	Erneuerbare Energien
EEX	European Energy Exchange: Strombörse
EFH	Einfamilienhaus
EGS	Ecosystem Goods and Services
EMS	Energiemanagementsystem/Energy management system
EnEV	Energieeinsparverordnung
EVU	Energieversorgungsunternehmen
HELCOM	Kommission zum Schutz der Meeresumwelt im Ostseeraum (Convention on the Protection of the Marine Environment of the Baltic Sea Area).
IKT	Informations- und Kommunikationstechniken
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
MFH	Mehrfamilienhaus
P2P	Peer to Peer
PV	Photovoltaik
VNB	Verteilnetzbetreiber

Zusammenfassung

Die Energiebranche befindet sich im Umbruch, angetrieben durch technische Entwicklungen wie (verteilte) erneuerbare Energien, Digitalisierung und politische Ziele wie Klimaschutz und dem Ausstieg aus der Kernkraft. In diesem Zuge sind allein in Deutschland mehr als 1,5 Millionen dezentrale Kraftwerke entstanden, Tendenz weiter steigend. Diese dezentralen Anlagen werden mehr und mehr mit intelligenten Regelungen ausgestattet, die über die bloße Sicherstellung der Funktionsfähigkeit des Kraftwerkes hinaus auch Regelungsaufgaben im Umfeld der Kraftwerke wahrnehmen. So werden z.B. Verbraucher und Speicher so geregelt, dass der Eigenverbrauch des Stroms aus den dezentralen Kraftwerken maximiert wird. Die vorliegende Kurzstudie stellt in einer Marktübersicht die unterschiedlichen Spielarten solcher dezentralen Energiemanagementsysteme dar. Es werden mögliche Wechselwirkungen dieser Energiemanagementsysteme mit der übergeordneten zentralen Versorgung bewertet. In einem Ausblick werden offene Fragen skizziert, die im Rahmen einer Langstudie zu diesem Thema vertieft beantwortet werden sollten.

Unter einem dezentralen Energiemanagementsystem verstehen wir dabei eine technische Anlage, die verbrauchernah platziert dezentrale Verbraucher, Speicher und/oder Erzeuger regelt. Ein dezentrales Energiemanagementsystem unseres Verständnisses kann damit eine mögliche technische Umsetzung eines betrieblichen Energiemanagementsystems nach DIN EN ISO 50001 darstellen, indem es die systematische Beschaffung, Wandlung, Verteilung und Nutzung von Energie zur Bedarfsdeckung unter Berücksichtigung ökonomischer und ökologischer Zielsetzungen koordiniert und automatisiert. Anders ausgedrückt: Während die DIN EN ISO 50001 die Organisation des betrieblichen Energiemanagements beschreibt, stellen die in dieser Studie unter dem Begriff dezentrale Energiemanagementsysteme betrachteten Systeme technische Anlagen dar, die darüber hinaus nicht nur Betriebe adressieren, sondern auch (oder gegenwärtig sogar schwerpunktmäßig) private Haushalte als Verbraucher miteinbeziehen.

Um die möglichen Effekte einer dezentralen Ausprägung bestimmter Systemcharakteristika zu strukturieren, ist in Abschnitt 3.1 eine Beschreibung verschiedener Dimensionen von Dezentralität dargestellt. In dieser Betrachtungsweise können Kraftwerke und Flexibilitäten in den Dimensionen räumliche Verteilung, Anzahl und Größe, Anbindung sowie Regelung dezentral oder zentral ausgerichtet sein.

Um eine Bewertung dezentraler Energiemanagementsysteme vorzunehmen, wurden vor allem Bereiche genauer betrachtet, in denen EMS und Gesamtsystem interagieren. Im Fokus stehen hierbei die Bereiche *„Flexibilitätsbedarf“*, *„Stromnetz“*, *„Energieverbrauch“* sowie *„Systemkomplexität“*. Eine weitere Schnittstelle besteht zum Gebäudesektor und der dortigen Anrechnung erneuerbarer Energien.

Die Grundlage für die vorgenommenen Bewertungen bilden Literaturergebnisse. Anschließend wurde eine repräsentative Auswahl von Energiemanagementsystemen anhand ihrer Charakteristika Bewertungskategorien zugeordnet, um so eine Aussage über ihren potenziellen Effekt auf Gesamtsystemebene zu treffen.

Das Bewertungskriterium *„Flexibilitätsbedarf“* betrachtet die Erschließung dezentraler Flexibilität durch EMS und wieviel Flexibilität für einen zentralen bzw. dezentralen Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch im Gesamtsystem benötigt wird. Der Flexibilitätsbedarf und die energetischen Verluste nehmen mit Verringerung der Optimierungsebene tendenziell zu. Für die bei der Nutzung von Flexibilitäten auftretenden Verluste ist die Art der Flexibilität (z.B.: hat Lastmanagement typischerweise geringere Verluste als Batterien) wichtig. Bei den Flexibilitätsarten wurde auch die Sektorkopplung genauer betrachtet. Sektorkopplung erfordert einen stärkeren EE-Ausbau und erhöht damit auch den Flexibilitätsbedarf. Sektorkopplung muss u.a. deshalb mit möglichst hoher Flexibilität umgesetzt werden. Diese kann auch mit dezentralen Energiemanagementsystemen realisiert werden. Die dezentralen Systeme unterscheiden sich auch in ihrer Möglichkeit zur Interaktion mit dem Strommarkt. Je nach Ausprägung kann hierbei zusätzliche Flexibilität bereitgestellt oder der Flexibilitätsbedarf aus Ge-

samtsystemsicht erhöht werden. Neben dem Flexibilitätsbedarf steigen bei einer mangelnden Interaktion mit dem Strommarkt tendenziell auch die Speicherverluste.

Das Kriterium *„Stromnetze"* betrachtet, inwiefern sich der Einsatz von Energiemanagementsystemen auf das Stromnetz auswirken kann. Wird durch EMS Erzeugung und Verbrauch lokal ausgeglichen, können prinzipiell Netzverluste verringert werden. Jedoch muss der Umfang der Reduktion mit den durch die Optimierung auftretenden Speicherverlusten verglichen werden. Ob durch EMS Vorteile für den Netzausbaubedarf entstehen, hängt davon ab, ob die Steuerung des EMS netzdienlich agiert und hierbei zum Beispiel Verbrauchs- oder Erzeugungsspitzen verlässlich in den entsprechenden Netzsituationen reduziert. Hier reicht die Spannbreite von Systemen, die ohne Berücksichtigung des Netzes agieren, bis zu Systemen mit Zugriffsmöglichkeiten des Netzbetreibers.

Das Kriterium *„Energieverbrauch"* bewertet, ob durch den Einsatz dezentraler Energiemanagementsysteme der Energieverbrauch des Gesamtsystems reduziert wird. Neben Systemen, die keine Effizienzmaßnahmen adressieren, gibt es Systeme, die Verbräuche visualisieren und durch einen aktiven Einsatz der Endkunden zu einer Verbrauchseinsparung führen. Eine höhere Umsetzungswahrscheinlichkeit bieten Systeme, die konkrete Einsparpotentiale aufzeigen oder sogar direkt in Prozesse eingreifen. Die hieraus resultierenden Einsparungen müssen dem Eigenverbrauch der Systeme gegenüber gestellt werden.

Das vierte Bewertungskriterium der *„Systemkomplexität"* untersucht, inwiefern durch den Einsatz von dezentralen EMS eine Reduktion des Koordinationsaufwandes auf zentraler Ebene erreicht werden kann. So kann unter Umständen durch die Koordination von Erzeugung und Verbrauch auf niedrigeren Systemebenen die notwendige Koordination auf zentraler Ebene reduziert werden und insgesamt die Komplexität, die durch eine sehr große Anzahl kleiner Marktakteure entsteht, besser handhabbar gemacht werden. Auch für dieses Kriterium ist die Auswirkung der dezentralen EMS stark von der Optimierungsart abhängig. So kann zum Beispiel für Systeme, die für die Optimierung keine Kommunikation mit dem Gesamtsystem vornehmen, keine Reduktion der Systemkomplexität erwartet werden.

Anschießend an die individuelle Bewertung der EMS wird aufbauend auf den genannten Indikatoren skizziert, welchen Einfluss dezentrale Energiemanagementsysteme auf Nachhaltigkeitsindikatoren auf Gesamtsystemebene haben können. Hierbei stehen der Gesamtenergieverbrauch, die Emissionen sowie der Ressourcenbedarf im Zentrum der Betrachtung, ebenso wie soziale Aspekte der Nachhaltigkeit.

Diese Kurzstudie kann als eine Basis für eine detaillierte Analyse dienen. Wichtige Aspekte hierfür sind:

Dezentrale EMS ermöglichen die Aktivierung dezentraler Flexibilität. Geschäftsmodelle, die auf der Umgehung von allgemeinen Abgaben beruhen, sind dabei über regulatorische Anpassungen zu begrenzen.

Die Entwicklung dezentraler EMS schreitet schnell voran. Getrieben durch Entwicklungen im IuK-Bereich (z.B. Blockchain), kann erwartet werden, dass in Zukunft eine Vielzahl weiterer Systeme unterschiedlicher Ausrichtung auf den Markt drängen und sehr schnell Verbreitung finden („Disruption").

Das vorliegende Kurzgutachten spannt einen Kriterienrahmen auf. Dieser kann genutzt werden, um die dezentralen EMS detaillierter und auch quantitativ zu bewerten. Offene Fragen, die aufgeworfen wurden (wie zum Beispiel eine umfassende Untersuchung der Auswirkung von EMS auf den Energieverbrauch) sollten analysiert werden.

Für eine **Betrachtung der systematischen Kosten und Nutzen** unter Berücksichtigung des Gesamtsystems kommt es im nächsten Schritt darauf, die hier skizzierten Kriterien und Effekte zu einer Gesamtbetrachtung zusammenzuführen.

Zukünftige Untersuchungen sollten unterschiedliche Szenarien berücksichtigen. Dies betrifft die Durchdringung mit erneuerbaren Energien und mit dezentralen EMS, aber z.B. auch die Entwicklung des Netzausbaus oder die europäische Integration des Strommarkts.

Die gesamtsystemische Nützlichkeit von dezentralen EMS lässt sich nicht ausschließlich im Rahmen einer Desktop-Studie bewerten. Die tatsächlichen Wirkungen hängen ab von u.a. den verwendeten Regelungsalgorithmen, den regulatorischen Rahmenbedingungen, der Topologie des Netzes, dem Umfang des Einsatzes der dezentralen EMS und auch dem Zusammenwirken zwischen den Systemen. Zumindest eine Simulation ist für eindeutige, valide Bewertungen notwendig. Die Vorhaben im Rahmen des Programms „Schaufenster Intelligente Energie“ können hierzu wertvolle Ergebnisse liefern.

Bei der Bewertung der Nützlichkeit dezentraler EMS ist der gegenwärtige wie auch mögliche zukünftige Ausgestaltungen des regulatorischen Rahmens zu berücksichtigen. Die Regulierung setzt einen wichtigen Rahmen für viele gegenwärtige und zukünftige Geschäftsmodelle, die mit dezentralen EMS verbunden sind. Die Regulierung stellt das wichtigste gesetzgeberische Instrument dar, um dezentrale EMS zu einer gesamtsystemischen Optimierung beitragen zu lassen. Dabei ist zu beachten, dass der Einfluss der Regulierung in seiner jetzigen Form auf den Energiemarkt abnehmen wird, wenn neue Akteure durch die Regulierung in ihrer gegenwärtigen Form zum Teil gar nicht erfasst werden.

Summary

The current transition of the energy sector is fueled by the ongoing technological development of renewable energies, the digitalisation of consumption and generation as well as political objectives such as climate protection and nuclear phase-out. To-date more than 1.5 million decentralised power plants have been implemented in Germany in the course of this development. An increasing number of these power plants are being equipped with intelligent technologies (energy management systems – EMS), which secure their functionality and also regulate consumption in close proximity of the power plant. This can comprise the regulation of consumption and storages to maximise self-consumed electricity. This short study provides an overview of different types of EMS and analyses and evaluates potential interactions between EMS and the overall electricity system. An outlook provides research questions that could be addressed in future studies.

The term EMS comprises technical equipment that is located close to consumption and regulates consumption, storages and/or generation units. EMS can also include DIN EN ISO 50001 systems that coordinate and automate the systematic acquisition, conversion and distribution of energy by taking into account economic and ecologic aspects. As the DIN EN ISO 50001 systems manage the overall energy flows of a system, this study also takes the integration of consumers into account with a focus on private households.

To structure the different effects of an EMS implementation, a description of different aspects of decentralisation is given in chapter 3.1. Characteristics of power plants and flexibility options can be described with the different system aspects which are spatial distribution, number, size as well as connection level to the electricity grid in a centralised or decentralised way.

Areas in which EMS and the overall system interact are further evaluated. Especially relevant are the areas of *"flexibility demand"*, *"electricity grid"*, *"energy consumption"* as well as *"system complexity"*. Additionally, the relationship to the building sector is evaluated in terms of the interaction with renewable energy generation and its influence on the necessary insulation.

The basis for the conducted evaluation is a literature review. A selection of practical examples of EMS is categorised according to their characteristics. Their potential impact on the overall system is then evaluated.

The criterion *„need for flexibility"* evaluates both how decentralised flexibility is made available through EMS and how the amount of flexibility that is needed to balance generation and consumption in the electricity system is affected by a centralized vs. a decentralized approach. The need for flexibility and energetic losses tend to increase with lower optimisation levels and the aim to increase self-consumption. Losses depend on the type of flexibility, e.g. load management typically incurs lower losses than battery storage. The use of electricity in sectors other than the current electricity sector is also taken into account. The increased use of renewable electricity in other sectors such as the heat or mobility sectors, makes larger renewable capacities and generation necessary and thereby increases the need for flexibility. Therefore, it is necessary to ensure that electricity is used in a flexible way in other sectors. This can be supported by EMS. Decentralised EMS also differ in their ability to interact with the electricity market. Depending on the specific EMS approach an increased supply of flexibility for the overall system or additional need for flexibility may follow.

The criterion *„electricity grid"* evaluates the impact the implementation of EMS has on the electricity grid. If EMS balance generation and supply on lower system levels a reduction of transmission grid losses may follow. The extent of this reduction always has to be weighed against storage losses that occur when storing electricity. To which extent the need for additional grid capacity can be reduced by the operation of EMS depends on their specific approach. If the EMS includes grid support features, e.g. by reducing consumption and generation peaks in line with grid requirements, a grid capacity reduc-

ing effect may follow. There are both EMS that ignore grid requirements and systems that explicitly enable interaction with the distribution system operator.

The *„Energy consumption"* criterion evaluates the reduction of energy consumption that is caused by EMS. EMS may either cause no reduction of energy consumption or potentially incentivise consumers to reduce their energy consumption by visualising energy consumption. A positive effect on consumption is especially likely if EMS highlight efficiency potentials or actively optimise consumption. Additionally, the energy consumption of the EMS themselves has to be considered as they may negate the system's efficiency effect.

The criterion *„system complexity"* evaluates whether the coordination effort required to integrate the growing amount of small scale generation into the electricity system, can be reduced by introducing EMS that optimise generation and consumption on lower system levels. This may reduce the amount of information that needs to be processed on a central level. As with other criteria it is crucial which objective function the EMS applies. If a system is optimised in an autonomous way and its effect on the overall system is not considered, a reduction of complexity can hardly be expected.

Based on these criteria, the impact of EMS with regard to different sustainability indicators on an overall system level is sketched out, namely energy consumption, GHG emissions as well as the resource requirements. Social aspects of sustainability are considered as well.

Results of this study can act as a basis for further research. Central aspects are:

EMS may activate decentralised flexibility. However, regulation needs to ensure that decentralised business models that are based on the fact that payments for the overall system can be avoided are limited.

EMS and their technical components evolve quickly. It can be expected that a multitude of different types of EMS will enter the market in the future and will be taken up quickly ("disruption"). This is mainly driven by the developments of information and communication technologies (e.g. Blockchain).

This study provides a set of criteria for the evaluation of EMS. These can be used for evaluating EMS more detailed and also quantitatively. Unanswered questions such as the impact of EMS on energy consumption still remain and should be addressed in future studies.

To carry out an analysis of the **overall system costs and benefits,** the criteria and effects that are sketched out in this study need to be combined in an integrated study.

Future studies need to consider different development scenarios of the energy sector. Developments that need to be taken into account include different renewable energy scenarios, scenarios that describe different developments in the EMS sector or the integration of the European electricity markets.

The benefits of EMS for the energy system cannot only be evaluated within the scope of a desktop study. Different factors influence the practical impact of EMS, including the characteristics of the ESM, the regulatory framework, the grid topology as well as the interaction between different EMS. Demonstration projects should be evaluated accordingly.

When evaluating the benefits that may be provided by EMS to the energy system it is necessary to consider the regulatory framework in its current as well as in its future form. The regulatory framework has a significant impact on current as well as future business cases and represents a central instrument to coordinate the implementation of EMS and maximise their system benefits. It is necessary to take into account that the future role of regulation may decrease as new and emerging parts of the energy sector may no longer be covered by regulation as it is currently set up.

1 Hintergrund und Vorgehensweise

Die Energiebranche ist im Umbruch, angetrieben durch technische Entwicklungen wie (verteilte) erneuerbare Energien, Digitalisierung und politische Ziele wie Klimaschutz und Ausstieg aus der Kernkraft. Mit der Energiewende hat die dezentrale Erzeugung von Strom, meist basierend auf erneuerbaren Energien, stark zugenommen: So gibt es derzeit bereits über 1,5 Millionen PV-Anlagen in Deutschland. Aus Konsumenten werden Prosumenten, ursprünglich unidirektional ausgerichtete Verteilnetze müssen vielfältige dezentrale Ströme aufnehmen und mit entsprechenden Informationen ergänzen (Smart Grids). Die Innovationsgeschwindigkeit nimmt mit der wachsenden Bedeutung der Informations- und Kommunikationstechnik bei der Regelung der Netze zu, gleichzeitig ermöglichen diese Informations- und Kommunikationstechniken neue Geschäftsmodelle (BMWI 2015, 2016). Dezentrale Energieerzeugungstechniken auf der Basis erneuerbarer Energien (insbesondere Photovoltaik und Windkraft) können in vielen Fällen Strom zu wettbewerbsfähigen Kosten bereitstellen. Sie ermöglichen es einzelnen Verbrauchern, aber auch Zusammenschlüsse von Verbrauchern und Prosumenten in Mehrfamilienhäusern, Quartieren und Gewerbegebieten sowie in ganzen Kommunen oder anderen räumlichen Einheiten, sich aus der zentralen Stromversorgung zumindest zum Teil zu lösen., indem Strom selbst erzeugt und gehandelt wird. Auch unabhängig von räumlichen Zusammenhängen lassen sich virtuelle Einheiten der Energieversorgung organisieren.

Mit dem Wandel der Stromversorgung von einer Dominanz weniger zentraler Kraftwerke, die unidirektional Verbraucher versorgen, hin zu einer Kombination von einigen zentralen Kraftwerken mit sehr vielen kleinen dezentralen Kraftwerken und daraus resultierenden multidirektionalen Stromflüssen ändert sich auch die Steuerungslogik. Ergänzend zu zentralen Leitwarten zur Steuerung der Netze und der zentralen Kraftwerke treten dezentrale Energiemanagementsysteme, die einzelne oder mehrere dezentrale Erzeugungseinheiten steuern und dabei auch die dezentrale Nutzung direkt mitberücksichtigen können.

Unter einem dezentralen Energiemanagementsystem verstehen wir dabei eine technische Anlage, die verbrauchernah platziert dezentrale Verbraucher, Speicher und/oder Erzeuger regelt. Ein dezentrales Energiemanagementsystem unseres Verständnisses kann damit eine mögliche technische Umsetzung eines betrieblichen Energiemanagementsystems nach DIN EN ISO 50001 darstellen, indem es die systematische Beschaffung, Wandlung, Verteilung und Nutzung von Energie zur Bedarfsdeckung unter Berücksichtigung ökonomischer und ökologischer Zielsetzungen koordiniert und automatisiert. Anders ausgedrückt: Während die DIN EN ISO 50001 die Organisation des betrieblichen Energiemanagements beschreibt, stellen die in dieser Studie unter dem Begriff dezentrale Energiemanagementsysteme betrachteten Systeme technische Anlagen dar, die darüber hinaus nicht nur Betriebe adressieren, sondern auch (oder gegenwärtig sogar schwerpunktmäßig) private Haushalte als Verbraucher miteinbeziehen.

Im Fokus dezentraler Energiemanagementsysteme steht weniger die Optimierung des Gesamtenergiesystems, sondern die Optimierung der dezentralen Einheit aus Erzeugung, ggf. Speicher und Verbrauch. Optimierungsparameter können hier beispielsweise die Maximierung des Eigenverbrauchs eigenerzeugten Stroms (zum Beispiel bezogen auf einen Haushalt oder ein Quartier) sein oder/und die Minimierung der individuellen Energiebezugskosten. Selbst wenn aber dezentrale Energiemanagementsysteme per se nicht auf die Optimierung des Gesamtsystems zielen, können sie im Vergleich zu einer zentralen Regelung des Energiesystems durchaus vorteilhaft für das Gesamtsystem sein:

- Dezentrale Energiemanagementsysteme können die dezentralen Informationen vor Ort berücksichtigen, die zentralen Leitwarten, wenn überhaupt, nur sehr eingeschränkt zur Verfügung stehen;
- Sie können durch Maximierung des Eigenverbrauchs die Nutzung des Netzes und der damit verbundenen Verluste verringern;

- Sie können, soweit sie marktliche Preissignale berücksichtigen, auch Knappheiten im Gesamtsystem oder spezifische Netzsituationen in der dezentralen Optimierung berücksichtigen.

Auf der anderen Seite können diese Vorteile bezüglich der Optimierung des Gesamtsystems auch wieder (über-)kompensiert werden, wenn

- die Qualität der zentral vorliegenden Informationen aufgrund stochastischer Effekte durch die große Anzahl der dezentralen Erzeuger und Verbraucher nicht oder nur wenig von den dezentralen Informationen abweicht,
- die Maximierung des Eigenverbrauchs durch höhere Speicherverluste und ggf. höhere Speicherkapazitäten erkauft wird, die ggf. die vermiedenen Netzverluste und eingesparten Netzkapazitäten übersteigen, und
- die regulatorischen Rahmenbedingungen zu Fehlallokationen führen wie auch die marktlichen Preissignale bisher keine lokalen/regionalen Knappheiten abbilden.

Dies kann dazu führen, dass dezentrale Energiemanagementsysteme in Dimensionen optimieren, die für das Gesamtsystem irrelevant oder sogar nachteilig sind. Beispielsweise wäre eine Situation denkbar, bei der ein dezentrales Energiemanagementsystem den Verbrauch eines Prosumenten, der eine Photovoltaikanlage betreibt, bei mangelnden Sonnenschein minimiert, obwohl gleichzeitig durch starken Wind ein großes und günstiges Angebot an Strom aus Windkraftanlagen im Gesamtsystem vorliegt und damit Einsparungen von Strom dann für das Gesamtsystem irrelevant oder sogar kontraproduktiv wären.

Darüber hinaus stellt sich die Frage, inwieweit eine zentrale Steuerung aller Kraftwerke angesichts der Millionen dezentraler Kraftwerke noch möglich und sinnvoll ist. Inwieweit erfordert der Umstieg auf eine nachhaltigere Energiewirtschaft die Entwicklung von vernetzten, dezentralen Energiemanagementsystemen? Wie sind diese dezentralen Systeme auszugestalten, um den Anforderungen von Verbrauchern wie auch denen des übergreifenden Systems (z.B. Netzstabilität) gerecht zu werden. Wenn auch Prinzipien, Anforderungen und Mechanismen formuliert werden können, die ein gutes Zusammenspiel von dezentraler und zentraler Ebene vermuten lassen, so lassen sich diese Fragen abschließend dennoch nicht ausschließlich theoretisch klären. Das reale System wird sich im Spiel unterschiedlicher Kräfte entwickeln. Aufgabe von Politik und nachgelagert Regulierung ist es, dazu einen Rahmen zu schaffen, um eine sichere, umweltverträgliche und kostengünstige Versorgung mit Energiedienstleistungen zu ermöglichen.

Die Politik steht dabei vor großen Herausforderungen, da sich die Motivationen und Anreize der neuen Akteure, den Millionen Prosumenten, von den angestammten Akteuren der Energiewirtschaft wesentlich unterscheiden können. Diese Akteure werden sich ein dezentrales Energiemanagementsystem z.B. möglicherweise einfach nur deshalb zulegen, weil ihnen die zusätzlichen Funktionsmöglichkeiten Spaß machen. Auch wenn also aus übergeordneter Sicht dezentrale Energiemanagementsysteme vielleicht wenig Sinn machen, so können sie unter Umständen in großer Zahl und in kurzer Zeit in Deutschland auftauchen. Energie und dessen Regelung wird zu einem Konsumgut, dessen Nachfrage weniger die Sinnhaftigkeit als die Einstellungen und Wahrnehmungen der Konsumenten entscheiden.

Ein Konzept im Zusammenhang mit dezentraler Energieerzeugung und -management, das in der letzten Zeit in den Fokus allgemeiner Aufmerksamkeit rückt, ist Mieterstrom. Die ersten etwa 100 Projekte im Bereich Mieterstrom sind in Deutschland bereits realisiert. Hier wird der im direkten räumlichen Zusammenhang erzeugte Strom an Dritte geliefert und von diesen lokal verbraucht. Die Idee dahinter ist, auch Mieter an der Energiewende aktiv zu beteiligen. Mieterstrom ist Strom aus dezentralen Anlagen, der direkt vor Ort durch die Mieter bzw. Besitzer von Eigentumswohnungen in Wohngebäuden oder durch Mieter in gewerblich genutzten Mehrparteienobjekten verbraucht wird. In der Praxis hat

sich eine einheitliche Terminologie in dieser Hinsicht bislang nicht etabliert. Das Mieterstromprodukt ist eine Kombination von lokal erzeugtem Strom mit einer Stromlieferung aus dem Netz. Wichtig ist dabei, dass der dezentral erzeugte Strom von einem Lieferanten (der auch Betreiber sein kann) an Dritte, also an Mieter vor Ort, geliefert wird.

In Mieterstrommodellen ist bisher die volle EEG-Umlage zu zahlen, wobei bei einer Eigenversorgung teilweise die Befreiung von der EEG-Umlage möglich ist. Somit ist Mieterstrom gegenüber dem Eigenverbrauch benachteiligt, da Betreiber und Verbraucher als unterschiedliche Rechtspersonen gehandelt werden. Die aktuelle Entwicklung des Energiemarktes und regulatorischer Stimmungen lässt erwarten, dass durch die neue EEG 2017 Verordnungsermächtigung die wirtschaftliche Ausgangslage von Mieterstrommodellen verbessert wird.[1]

Nach Expertenschätzungen beträgt das Potenzial von Mieterstrom bei einer verbesserten Wirtschaftlichkeit 3-5 TWh jährlich[2], also bis zu ein Prozent des gesamten jährlichen Stromverbrauchs in Deutschland. Das ist fast das Dreifache des aktuellen Eigenverbrauchs durch Eigenheimbesitzer und Gewerbetreibende. (Ullrich, 2016) Auf der EU-Ebene enthält der aktuelle Entwurf der Novelle der Erneuerbare-Energien-Richtlinien europaweit einheitliche Regeln für den Eigenverbrauch. Mitgliedsstaaten sollen durch den Verzicht auf unangemessene Restriktionen prinzipiell ermöglichen, dass die Anlagenbetreiber ihren selbst erzeugten Ökostrom selbst verbrauchen, speichern und verkaufen können. Sofern die sich selbst versorgenden Haushalte nicht mehr als 10.000 kWh Strom pro Jahr ins öffentliche Netz einspeisen, erhalten sie weiter eine Einspeisevergütung in Höhe des Marktwertes. Dezentrale Versorgungskonzepte werden in der Praxis schon vielfach umgesetzt. Der Hauptbeweggrund zur Nutzung dieser Konzepte ist eine wesentliche Senkung der Stromgestehungskosten etwa bei PV-Strom gegenüber Strombezugskosten über das Netz der allgemeinen Versorgung. Zudem ist dezentrale Versorgung für die Versorger von Quartieren in der Hinsicht von der Verlängerung der Wertschöpfungskette, der Kundenbindung, der Wertsteigerung der Immobilie und dem Einsatz für neue Geschäftsmodelle attraktiv.

Die Definition des Quartiers übernehmen wir von dem Rechtsleitfaden „Quartiersversorgung“, der von der Anwaltskanzlei Becker Büttner Held im Juni 2016 veröffentlicht wurde: „das Quartier ist ein räumlich abgrenzbarer Bereich, der über eine energetische Infrastruktur verfügt, die an ein vorgelagertes Netz der allgemeinen Versorgung angeschlossen ist. Insellösungen werden insoweit nicht betrachtet. Das Quartier verfügt über mindestens eine Erzeugungsanlage und mehrere Letztverbraucher und ggf. auch über einen Speicher“ (BBH, 2016).

Die gegenwärtigen rechtlichen Rahmenbedingungen reflektieren nicht alle Einzelheiten der Quartiersversorgung. Dies führt zu Rechtsunsicherheiten und Umsetzungshürden. Die Fragen stellen sich insbesondere in Bezug auf Verhältnis des Quartiersversorgers zum Anschlussnetzbetreiber und zu den im Quartier versorgten Letztverbrauchern, sowie im Verhältnis der Quartiere untereinander.

Die zum Einsatz kommenden, dezentralen Energiemanagementsysteme sind noch vergleichsweise neu und wenig erprobt. Das Zusammenwirken von vielen dezentralen EMS zur Energieerzeugung und -speicherung mit dezentralem, auch den Verbrauch umfassendem Management in einem Gesamtenergiesystem ist bisher nicht großflächig erprobt. Daher sind die Wirkungen der eingesetzten dezentralen Energiemanagementsysteme auf das Gesamtenergiesystem noch unklar:

---

1 Eine Verordnung für PV-Mieterstrom zur Absenkung der EEG-Umlage wird gegenwärtig (Dezember 2016) vorbereitet. Ziel der Verordnung ist es, Mieterstrommodelle wirtschaftlicher zu machen indem Mieterstrom dem Eigenverbrauch von selbst erzeugtem Strom aus erneuerbaren Energien gleichgestellt wird und eine reduzierte EEG-Umlage in Höhe von 40 % für Mieterstrom Anwendung findet.

2 Vortrag des Ministers für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft des Landes Baden-Württemberg Franz Untersteller auf dem 3.Solarbranchentag, 28.11.2016, Stuttgart.

- Kann mit dezentralen Energiemanagementsystemen das immer komplexer werdende Energiegesamtsystem besser beherrscht werden?
- Führen die dezentralen Systeme tatsächlich zu einem sparsameren, technisch oder wirtschaftlich effizienteren Umgang mit Energie?
- Gelingt die Integration erneuerbarer Energien auf diesem Wege zu geringeren Kosten, weil Investitionen in Netze in einem Umfang eingespart werden können, der die zusätzlichen Investitionen (z.B. in lokale Speicher) übersteigt?
- Oder ergeben sich finanzielle Vorteile aus der Nutzung dezentraler Energiemanagementsysteme auch oder sogar nur ausschließlich dadurch, dass sich die Nutzer dieser Systeme aus der solidarischen Finanzierung der Energiewende entziehen?

Das vorliegende Kurzgutachten zielt darauf ab,

- eine möglichst umfassende Bestandsaufnahme der in Entwicklung oder bereits am Markt befindlichen dezentralen Energiemanagementsystemen zu geben;
- eine Matrix zur Bewertung dezentraler Energiemanagementsysteme im Hinblick auf ihre Effekte auf das Gesamtversorgungssystem zu entwickeln;
- und ausgewählte dezentrale Energiemanagementsysteme beispielhaft einzuordnen, um sie in Hinblick auf Systemintegration und der Nachhaltigkeit qualitativ zu bewerten.

Auf eine gesamtsystemische Betrachtung, wie beispielsweise in (VDE, 2015) oder (Prognos, 2016) soll an dieser Stelle verzichtet werden. Beide Studien kommen übereinstimmend zum Schluss, dass unter der Prämisse zunehmender EE-Erzeugung und Sektorkopplung verbrauchernahe, dezentrale Flexibilitäten den Netzausbau signifikant reduzieren können. Das dezentral orientierte Szenario in (VDE, 2015) prognostiziert eine Reduktion der zu übertragenden Energie um 55 % gegenüber dem Referenzszenario. (Prognos, 2016) geht unter optimalen Bedingungen und dem Einsatz mehrerer Flexibilitätsoptionen ebenfalls von einer Reduktion des Netzausbaubedarfes um über 50 % aus. Abgesehen davon, dass die Ergebnisse von Prognos an mehreren Stellen nicht nachvollziehbar sind und einer kritischen Diskussion bedürfen, stellt sich auch die Frage, in welcher zeitlichen Perspektive der Netzausbaubedarf betrachtete wird. Es ist generell zu bedenken, dass ein zukünftiges Energiesystem, das praktisch vollständig auf erneuerbaren Energien basiert, in jedem Fall einen Aus- und Umbau der heutigen Netze erfordert. Die Frage ist dann vor allem, ob ein solches zukünftiges System durch dezentrale EMS mit weniger Netzausbau auskommen kann. Diese Frage stellt sich aber mittelfristig noch nicht.

Basierend auf einer umfassenden Literatur- und Internetrecherche werden aktuell bereits auf dem Markt befindliche sowie noch in Erprobung befindliche dezentrale Energiemanagementsysteme identifiziert und dargestellt (Kapitel 2). Der Schwerpunkt liegt dabei auf Systemen in Deutschland, es werden aber auch einige Beispiele aus dem Ausland berücksichtigt. Die Systeme werden u.a. bezüglich Nutzungsebene (z.B. Einfamilienhäuser, Quartiere, Stadtteile), Zielgruppen (z.B. Haushalte, Gewerbe, Energieversorgungsunternehmen), angesprochenes Verbrauchssektors (Strom, Wärme und Kälte, Mobilität), Leistungsumfang (reine Smart Home-Systeme vs. Systeme mit aktivem Energiemanagement) und eingebundenen Techniken (z.B. Photovoltaik, BHKW, Speicher) kategorisiert. Daraus ergibt sich eine Übersicht über die Ausgestaltung der Systeme. Eine Auswahl dieser Systeme, die jeweils exemplarisch für bestimmte Kategorien stehen, wird in Kapitel 3 nach unterschiedlichen Kriterien insbesondere im Hinblick auf ihre Wirkungen auf das Gesamtenergiesystem bewertet. Abschließend wird in Kapitel 4 der weitere Forschungsbedarf dargestellt. Dies umfasst die Validierung der in der vorliegenden Kurzstudie gezogenen Schlussfolgerungen, die Vertiefung von hier nur angerissenen Fragestellungen sowie auch zusätzliche Fragestellungen.

2 Dezentrale Energiemanagementsysteme im Überblick

In diesem Kapitel werden auf dem Markt verfügbare dezentrale Energiemanagementsysteme exemplarisch dargestellt (Abschnitt 2.1). Die Bandbreite reicht von reinen Software-Lösungen zur Optimierung des Stromverbrauchs über kombinierte Hard- und Softwarelösungen zur Energieherstellung und -speicherung bis zu den komplexen Systemen der Netzoptimierung, die die Energieversorgung ganzer Quartiere oder Stadtteile optimieren. Es werden anschließend elf Systeme für eine genauere Bewertung in Kapitel 3 ausgesucht, die exemplarisch für die beobachteten Entwicklungen stehen (Abschnitt 2.2).

2.1 Marktanalyse dezentraler Energiemanagementsysteme (Longlist)

Für die vorliegende Kurzstudie wurden insgesamt 43 Systeme analysiert (Abbildung 1). Die untersuchten Systeme wurden in fünf Gruppen klassifiziert. Smart-Home-Systeme (abgekürzt „Smart Home“, s. Abschnitt 2.1.1) bieten dem Nutzer in erster Linie zusätzliche Komfortfunktionen wie z.B. bestimmte Beleuchtungsszenarien oder die Fernsteuerung der Heizung. Diese Kategorie deckt dabei eine große Bandbreite von Konfigurationen und Leistungen ab. Der Fokus der Studie liegt auf Systemen, die Energiemanagement als Kernelement beinhalten, entweder als Softwarelösung („Eigenstromverbrauch“, s. 2.1.2) oder als kombinierte Hard- und Softwarelösung („Intelligente Hardware“, s. 2.1.3). Weiterhin bilden Systeme, die primär der Netzoptimierung dienen, eine weitere Kategorie („Regelenergie“, s. 2.1.4). Systeme, die vorwiegend über Handlungsanweisungen und Visualisierung zum Energiemanagement eingesetzt werden können, sind in der fünften Kategorie repräsentiert („Datenmanager“, s. 2.1.5). Die Kurzzusammenfassungen der einzelnen Systeme sollen dem Leser einen ersten Überblick über die Art des Systems und dessen Funktionsweise, insbesondere bezüglich der Art des dezentralen Energiemanagements, ermöglichen. Die Kurztexte über die einzelnen Energiemanagementsysteme sind auf der Basis öffentlicher Quellen, insbesondere Homepages von jeweiligen Systemen, sowie persönlicher Gespräche mit Mitarbeitern verfasst. Auf die Anführung dieser Quellen in jedem einzelnen Fall wird verzichtet. Alle Links sind in dem Literaturverzeichnis zu finden.

Abbildung 1 Marktübersicht dezentraler Energiemanagementsysteme

Quelle: eigene Darstellung

So gut wie jedes der 43 Systeme ist mit einer eigenen Software ausgestattet, wohingegen einige Systeme, vor allem aus der Kategorie „Eigenstromverbrauch“, gänzlich ohne neue Hardware auskommen (Tabelle 1). Die Systeme können nach der Ebene unterschieden werden, auf der sie optimieren: Einzelne Haushalte können optimiert werden. Dies steht insbesondere im Fokus von Smart-Home-Systemen und Systemen zur Optimierung des Eigenstromverbrauchs. Auf der Ebene von Gewerben arbeiten insbesondere Datenmanager, Intelligente Hardware kann in einigen Fällen schon heute Quartiere und ganze Stadtteile optimieren. Die Ebene „Netze“ wird dagegen bisher noch kaum durch dezentrale Energiemanagementsysteme optimiert. Allgemein haben die meisten Systeme Haushalte im Fokus, während Gewerbe, Quartier und Netzgebiet weniger oft abgedeckt werden. Durch die gute Anknüpfung an den Strommarkt erhält die Kategorie „Regelenergie“ ein Alleinstellungsmerkmal, da dieses Kriterium von den anderen Systemtypen nur wenig oder gar nicht erfüllt wird. Ähnlich verhält es sich mit den Systemen der Kategorie „Datenmanager“ hinsichtlich der Adressierung von Effizienzpotentialen. Während dieses Kriterium einen zentralen Bestandteil der Datenmanager darstellt, steht es bei den restlichen Systemkategorien kaum im Fokus.

Tabelle 1 Zusammenfassende Charakteristika dezentraler Energiemanagementsysteme nach Gruppen

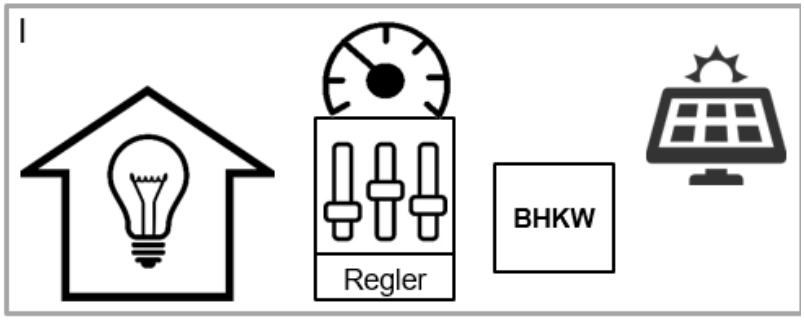
Kategorie (Anzahl der Systeme)		Smart Home (13)	Eigenstromverbrauch (3)	Intelligente Hardware (15)	Regelenergie (8)	Datenmanager (5)
Software		++	++	++	+	++
Hardware		+	--	++	+	-
Anknüpfung Strommarkt		--	-	-	++	--
Adressierung Effizienz		+	-	o	-	++
Optimierungsebene	Haushalt	++	++	+	o	-
	Gewerbe	--	--	--	-	o
	Quartier	--	--	-	--	--
	Netz	--	--	--	o	-

Legende: Anteil der Systeme in der betreffenden Gruppe: 0 % - 20 %: **--** ; 21% - 40 %: - ; 41 % - 60 %: o ; 61 % - 80 %: + ; 81 % - 100 %: ++ Quelle: eigene Darstellung.

2.1.1 Smart-Home-Systeme

Eine Vielzahl von Systemen aus dem Smart Home-Bereich ist in der Lage, Geräte aktiv zu steuern. Darunter sind oftmals auch Systeme mit Bezug zum Energiesektor (z.B. Klimaanlagen, Heizungsthermostate, Lampen, etc.) (Abbildung 2). Die Regelung erfolgt in den meisten Fällen allerdings unter Komfortaspekten und das Energiemanagement stellt eher ein Nebenprodukt dar. Nichtsdestotrotz versuchen einige Hersteller derzeit, ihre Systeme verstärkt in Richtung Energiemanagement auszurichten.

Abbildung 2 Smart-Home-Systeme



Quelle: eigene Darstellung.

Apple HomeKit

Das Smart Home System von Apple macht die Steuerung intelligenter Haushaltsgeräte möglich. Unterstützt wird eine Vielzahl von Bereichen, zum Beispiel Licht, Schlösser, Thermostate, Luftbefeuchter und -reiniger, Klimaanlagen oder Steckdosen. Der Energieaspekt steht bei Apple jedoch im Hintergrund, es werden fast ausschließlich die Bereiche Komfort und Sicherheit abgedeckt.

AVM FRITZ!DECT 200

Die intelligente Steckdose von AVM kann manuell, per App oder automatisch gesteuert werden. Die Steckdose verfügt über einen Temperaturfühler und der Stromverbrauch der angeschlossenen Geräte kann inklusive CO2-Bilanz angezeigt werden.

Eclipse SmartHome

Das Eclipse SmartHome besteht aus einem Minicomputer mit open source Hardware, der das Zusammenarbeiten verschiedenster Systeme mit unterschiedlichen Kommunikationstechniken ermöglicht. Es kann beispielsweise im Raspberry Pi integriert werden und wird bereits von verschiedenen Herstellern, wie zum Beispiel QIVICON, openHAB oder ProSyst verwendet.

homee

homee ist ein Smart Home System mit Funkstation, die es möglich macht, mit intelligenten, funkenden Geräten zu kommunizieren. homee kann mit verschiedenen Geräten „sprechen“, die mit unterschiedlichen Techniken funken. Außerdem kann die Software durch das Erstellen eigener Programme und Funktionen individuell gestaltet und optimiert werden.

Loxone

Das Smart Home System von Loxone hat das Ziel, Insellösungen zu reduzieren. Gewöhnliche Taster und Steuerelemente, Photovoltaikanlagen und andere komplexe Systeme werden im Loxone-Miniserver zusammengefasst. Die Hardware kann entweder in Form des Miniservers im Schaltschrank eingebaut werden oder als Miniserver Go flexibel in der Wohnung platziert werden. Außerdem ist mit Loxone die Überwachung und Optimierung des Energieverbrauchs möglich, z.B. durch intelligente Stromzähler, intelligente Kopplung von Heizung und Beschattung, optimierte Nutzung von elektrischen Geräten wie Waschmaschinen oder Abschalten von Stand-By-Geräten.

Nest

Nest ist das Smart Home System von Google. Angeboten werden vor allem lernfähige Thermostate, die sich an den Tagesablauf und den Vorlieben der Bewohner anpassen und sich automatisch an- und ab-

schalten können um Energie zu sparen. Nest ist aktuell mit seinen Produkten im Stromsektor nicht vertreten (Stand Dezember 2016).

openHAB

openHAB ist eine open source Softwareplattform, die dazu eingesetzt werden kann, verschiedene Smart Home Systeme und Techniken hersteller- und protokollneutral in einer Anwendung zu vereinen. openHAB ist somit die führende Lösung zur Erstellung eigener Smart Home-Anwendungen für technikaffine Endkunden. Es besteht die Möglichkeit, eine Vielzahl von Geräten einzubinden. Eine Gesamtübersicht über bestehende Anbindungen und Lösungen gibt es allerdings nicht.

PipesBox/naon

PipesBox/naon (naon ist das Nachfolgeprodukt zu PipesBox) ist ein Smart Home System, das intelligente Geräte steuert und verknüpft. Die Erweiterungen können einfach kostenlos über naon-Market (ähnlich dem App-Store) heruntergeladen oder selbst programmiert werden. Außerdem ist die Kontrolle des Stromverbrauchs möglich und umweltschonende Anwendungen sind verfügbar.

ProSyst – Bosch Group

ProSyst ist ein Middleware-Anbieter in den Geschäftsfeldern Smart Vehicle, E-Health, Smart Home und Industrie 4.0 und Entwickler einer Software zur Vernetzung von Geräten mit dem Internet der Dinge. Das Unternehmen hat sich auf die Entwicklung sogenannter Gateway-Software und Middleware für das Internet der Dinge spezialisiert, die das Zusammenspiel vernetzter Geräte in den Bereichen Smart Home, Industrie 4.0 oder vernetzter Mobilität erleichtern und als Bindeglied zwischen Geräten und der Cloud dienen. Außerdem ist das Unternehmen in die Entwicklung von OSGi, einer hardwareunabhängigen Softwareplattform, die es erleichtert, Anwendungen und ihre Dienste per Komponentenmodell zu modularisieren und zu verwalten, involviert. Das Smart Home System von ProSyst lässt sich mit Smart Metern verbinden.

QIVICON

QIVICON ist das Smart Home System der Deutschen Telekom. Die kombinierte Hard- und Softwarelösung macht das Steuern, Kontrollieren und Automatisieren verschiedener Funktionen möglich, auch marken- und geräteübergreifend. "Nicht-intelligente" Geräte können mit intelligenten Zwischensteckern integriert werden. Mit QIVICON ist außerdem die Regelung von Thermostaten und Lichtschaltern möglich, zum Beispiel wird beim Lüften die Temperatur automatisch nach unten geregelt.

RWE innogy SmartHome

Das innogy SmartHome von RWE ist ein Smart-Home-System zur Steuerung intelligenter Geräte. Eine besondere Betonung wird auf Sicherheit (z.B. durch Kameras, Bewegungs- und Rauchmelder), Energie sparen (z.B. intelligente Thermostate, Zwischenstecker und Stromzähler), Elektromobilität und Komfort gelegt. Außerdem ist Energiemanagement möglich, durch Kombination einer innogy PV-Anlage, einem passenden Batteriespeicher und dem innogy SmartHome System. Seit kurzem bietet auch RWE innogy eine Stromflatrate, die den Kunden mit Strom aus erneuerbaren Energien versorgt. Außerdem verfügt RWE innogy über verschiedene Angebote zur Verbesserung der Energieeffizienz und startet mit der Kampagne "Energie wird innogy" den Versuch die Energiewende aktiv mit zu gestalten.

Schneider homeLYnk

Der HomeLYnk des französischen Elektrik-Konzerns Schneider Electric verbindet KNX-Systeme und Modbus-Geräte (KNX und Modbus sind Übertragungstechniken im Smart Home-Bereich). Er ermöglicht so die Steuerung von Gebäudefunktionen wie Beleuchtung, Jalousien oder Heizung und die Über-

wachung des Energieverbrauchs mithilfe von Datensätzen auf täglicher, monatlicher oder jährlicher Basis. Außerdem können erweiterte logische Funktionen zur Optimierung der Energieeffizienz und des Wohnkomforts erstellt werden.

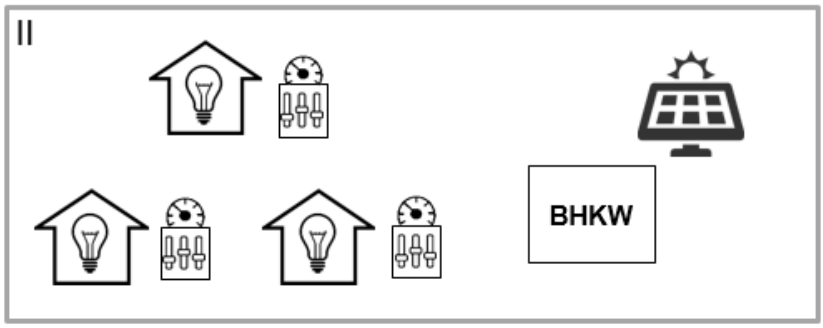
tado°

tado° ist bisher ausschließlich im Wärmesektor vertreten. Die smarten Thermostate verbinden sich mit dem Internet und steuern die Heizungsanlage oder Heizkörper. Die App nutzt die Position des Smartphones um die Heizung intelligent zu steuern. Außerdem erlernt das Thermostat die thermischen Eigenschaften des Gebäudes, um effizienter zu heizen.

2.1.2 Software zur Optimierung des Eigenstromverbrauchs

Reine Softwaresysteme zur Optimierung des Stromverbrauches und zur Lastverschiebung benötigen keine zusätzliche Hardware und kommen mit der bestehenden Zählerinfrastruktur aus (Abbildung 3). Der Schwerpunkt liegt auf der Realisierung von regionaler Stromnutzung, der Visualisierung von Einsparpotenzial sowie in darauf basierenden, konkreten Handlungsanweisungen für den Nutzer.

Abbildung 3 Softwaresysteme zur Optimierung des Eigenstromverbrauchs



Quelle: eigene Darstellung.

Bidgely

Bidgely ist eine reine Softwarelösung, die die Anzeige des Stromverbrauchs einzelner Geräte, Ineffizienzen und Handlungsempfehlungen ermöglicht. Bidgely führt eine Big-Data-Analyse von Lastprofilen durch. Dazu werden lediglich die Rohdaten eines digitalen Stromzählers benötigt. Daraus werden die Lastgänge und Verbräuche einzelner Geräte berechnet und darauf aufbauend Handlungsempfehlungen gegeben.

powerpeers

Powerpeers ist eine niederländische Softwarelösung unter Beteiligung des schwedischen Energiekonzerns Vattenfall. Sie basiert auf der Blockchain-Technologie. Powerpeers ist vergleichbar mit einem digitalen und interaktiven Marktplatz für selbsterzeugte Energie. Die komplette gehandelte Energie wird aus erneuerbaren Ressourcen in den Niederlanden gewonnen. Die Nutzer können selbst entscheiden, von wem sie wie viel Energie kaufen bzw. an wen sie verkaufen wollen. Die Transaktion wird dann direkt via Blockchain abgewickelt.

Sunride

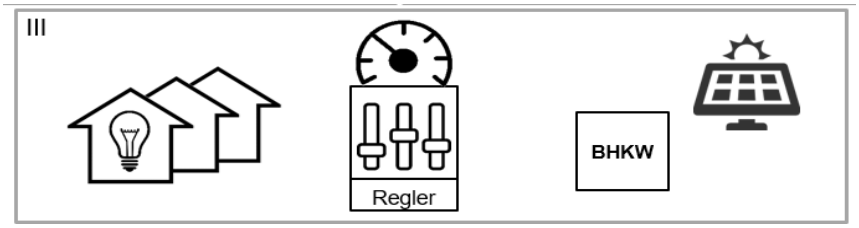
Sunride ermöglicht, verschiedenste Endverbraucher in unmittelbarer örtlicher Nähe mit Mieterstrom aus den eigenen Solaranlagen direkt zu versorgen. Sunride erzielt einen hohen Automatisierungsgrad der zugrundeliegenden Arbeitsabläufe und Prozesse durch die systematische Erfassung und intelligen-

te Verknüpfung aller relevanten Projektdaten. Bisher (Oktober 2016) befindet sich Sunride noch in der Entwicklungsphase.

2.1.3 Intelligente Hardware (Schwerpunkt Energieerzeugung/-speicherung)

Die Mehrzahl der Systeme mit Schwerpunkt Energiemanagement basiert auf einer kombinierten Hard- und Softwarelösung (Abbildung 4). Erweiterte Regelung wird bei solchen Systemen zusammen mit Hardware geliefert. Die Hardware stellt dort die Schnittstellen zu den Erzeugungsanlagen, steuerbaren Lasten und die Internetanbindung zur Verfügung. Die zugehörige Software übernimmt Visualisierung, Steuerung und Optimierung. Die konkrete Ausgestaltung dieser Konzepte unterscheidet sich allerdings erheblich.

Abbildung 4 Intelligente Hardware-Systeme



Quelle: eigene Darstellung.

Avacon e-Home Energieprojekt 2020

Das „e-Home Energieprojekt 2020“ von Avacon beschäftigt sich mit der Erforschung der Energieversorgung und dem Energiemanagement der Zukunft unter realen Bedingungen. Rund 30 Forschungshaushalte mit Photovoltaikanlagen, moderner Klimatechnik, Elektroautos, intelligenten Zählern und Batteriespeichern stellen ein Zukunftsszenario mit einem Zeithorizont von etwa zehn Jahren nach.

beegy

Beegy möchte die Unabhängigkeit und Planungssicherheit für die Energieversorgung der Kunden durch PV-Anlagen, Batteriespeicher und Ladesäulen sicherstellen. Überschüssiger Strom aus PV-Anlagen wandert in die beegy-Community, wenn die PV-Anlage zu wenig Strom produziert, wird dieser von der Community zur Verfügung gestellt. Für diesen Service zahlen Endkunden ein monatliches Entgelt, das an ihren Stromverbrauch angepasst ist.

Brooklyn Microgrid (TransActive Grid)

Ziel des Brooklyn Microgrid ist die Entwicklung eines gemeinschaftlichen Microgrids in Brooklyn, das in der Lage ist, sich vom Hauptnetz abzukoppeln, um das Viertel autark mit Strom versorgen zu können. Das Brooklyn Microgrid basiert auf der Blockchain-Technologie, welche die direkte Abrechnung des Stromtausches ermöglicht. Die Haushalte im Netzwerk wurden für das Projekt mit Smart Metern ausgestattet.

EnBW EnergyBASE (seit Oktober 2016 in EnBW solar+ aufgegangen)

Die EnergyBASE ist eine Hardwarelösung, die mit einem selbstlernenden Algorithmus ausgestattet ist, welcher automatisch den Energieverbrauch und die Energieflüsse der Endkunden optimiert. Hierzu wird überschüssiger Solarstrom im Energiespeicher gespeichert und anschließend intelligent im ganzen Haus verteilt.

EnBW solar+

EnBWsolar+ besteht aus einer PV-Anlage, einem Speicher und einer App zur Steuerung und Überwachung der Hardware. Es vereint die Produktion und die Speicherung sowie die Weiterleitung des Stroms und den Zugang zum Strommarkt für Privathaushalte in einer Anwendung. In der "energy-community" kann überschüssiger Strom an andere Mitglieder verkauft oder billig von diesen abgenommen werden.

E.ON/Stadt Malmö – Klimavertrag Hyllie

Der Stadtteil Hyllie, Malmö soll bis 2020 komplett aus erneuerbaren Energien versorgt werden. Hierzu wurde z.B. ein Carsharing-Pool für Elektro- und biogasbetriebene Fahrzeuge eingerichtet. 53 Wohnungen wurden mit Smart-Home-Systemen ausgestattet. Außerdem kommt die gesamte Wärme bereits aus erneuerbaren Energien, wie Abfallrecycling, Solaranlagen und Biokraftstoffen.

EXYTRON SmartEnergyTechnology

Die SmartEnergyTechnology der EXYTRON GmbH ist eine kombinierte Hard- und Softwarelösung bestehend aus einer Elektrolysezelle, einem Katalysator, einem Erdgas-Speicher und einem intelligenten Steuerungssystem. Der Strom aus erneuerbaren Energien speist die Elektrolysezelle, in der Wasser in seine Bestandteile gespalten wird. Im angeschlossenen Katalysator wird Wasserstoff mit Kohlenstoffdioxid zu Erdgas umgesetzt, welches dann gespeichert wird. Wird nun weniger Strom produziert als benötigt, kann das gespeicherte Erdgas zur Strom- und Wärmeproduktion, z.B. in einem BHKW, verbrannt werden.

Fenecon FEMS

FEMS ist das open source Betriebssystem der FENECON Stromspeicher. Mit FEMS lassen sich Daten zum Energiefluss in Echtzeit einsehen, und Optimierungspotentiale in der Stromerzeugung und im Stromverbrauch aufdecken. Diese Daten lassen sich anschließend mit weiteren Parametern verknüpfen und können mithilfe von Regeln ausgewertet und weiterverarbeitet werden. So können Eigenverbrauchs- und Eigendeckungsanteil optimiert und damit Kosten eingespart werden ohne den Nutzungskomfort einzuschränken. FEMS ist ein „behind-the-meter“-System.

Kiwigrid

Die Kiwigrid Energie-Plattform ist eine Software, mit deren Hilfe man verteilte Energieerzeuger (z.B. PV, Wind, BHKW) und -verbraucher (z.B. Wärmepumpe), Speichereinheiten und Ladestationen für Elektrofahrzeuge überwachen und steuern kann. Außerdem ist die Plattform nutzbar, um die dezentrale Erzeugung von Energie aus erneuerbaren Quellen zu überwachen und zu planen, erzeugte Energie zu aggregieren und mit Überschüssen zu handeln. Die Technik wird bereits von Solarworld und Sharp genutzt und ist derzeit das wohl ausgereifteste dezentrale Energiemanagementsystem auf dem Markt.

MVV Living Lab Walldorf

Das MVV Living Lab Walldorf versucht als Forschungsprojekt mit Beteiligung von beegy, eine dezentrale, vollständig auf erneuerbaren Energien basierende Stromversorgung umzusetzen. Hierfür werden

neue Regeln für den Strommarkt simuliert, z.B. werden Netzgebühren ausgesetzt und neue Ansätze zur Abrechnung und Marktregulierung getestet, die dann wiederum direkt in die energiewirtschaftliche Modellierung einfließen.

MVV Strombank

Das Forschungsprojekt MVV Strombank untersucht ein Modell, das die Eigennutzung von Strom aus dezentraler Erzeugung, vor allem aus privaten Photovoltaikanlagen, verbessern soll. Dabei wird zu viel erzeugter Strom in einem zentralen Quartierspeicher gespeichert und bei Bedarf wieder eingespeist. Der Speicher besteht aus einem Lithium-Ionen-Speicher mit 100 kWh Kapazität und 100 kW Aufnahme- und Abgabeleistung. Ziel des Projektes ist neben der Erprobung der Quartiersspeicherfunktionen für Endkunden auch der direkte netzdienliche Einsatz zur Erbringung von positiver und negativer Regelleistung.

Organic Smart Home Karlsruhe

Das Forschungsprojekt „Organic Smart Home“ in Karlsruhe ist ein dezentrales „behind-the-meter“-Energiemanagementsystem. Es ist open source basiert und verfügt über eine Optimierungsfunktion. Das „Organic Smart Home“ kombiniert die Lebensbereiche Wohnen/Arbeiten (Smart Home), Verkehr (Elektromobilität) und Energie (Smart Grid) so, dass die bestmögliche Nutzung erneuerbarer Energiequellen gewährleistet ist und dabei gleichzeitig der Wohnkomfort gesteigert werden kann.

SMA Solar – Sunny Home Manager

Der Sunny Home Manager von SMA Solar überwacht alle Energieflüsse im Haushalt, erkennt automatisch Einsparpotenziale und verbessert die Solarstromnutzung. Dazu sammelt und kombiniert er Informationen der PV-Anlage, von Batteriespeichern internetbasierter Wettervorhersagen und Daten zum Energieverbrauch im Haushalt. Durch die Verbindung zu den wichtigsten Haushaltsgeräten optimiert der Sunny Home Manager die Energieflüsse zwischen allen relevanten Verbrauchern und der zur Verfügung stehenden Solarenergie.

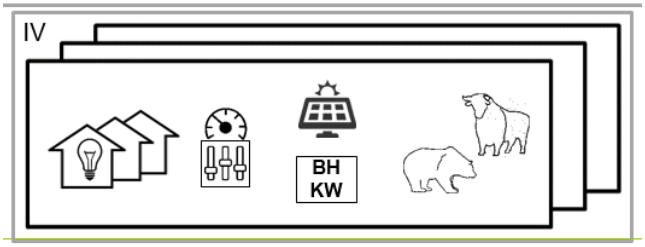
SolarWorld – Suntrol eManager

Der Suntrol eManager von SolarWorld ist ein System zum Monitoring von Solarstromanlagen und zur intelligenten Energieverteilung im Haus. Es ist jederzeit ersichtlich, wie viel Strom die eigene Solarstromanlage gerade produziert oder wie hoch der Energiebedarf im Haus ist. Die Hardware des eManagers wird im Haussicherungskasten verbaut und verfügt über eine Software zur Ertrags- und Fehlerüberwachung. Der Suntrol eManager verwendet Kiwigrid-Technologie.

2.1.4 Bereitstellung Systemdienstleistungen („Regelenergie“)

Eine Vielzahl der Systeme dieser Kategorie zielt nur sekundär auf Energiemanagement beim Nutzer ab und dient primär dazu, auf Anlagen- oder Netzbetreiberseite netzdienliche Dienstleistungen und die Regelenergie aus dezentralen Flexibilitäten anzubieten (Abbildung 5). Optimierung findet hier explizit auf Quartiers- oder Netzebene und teilweise zentralisiert statt. Dafür wird auch Erzeugungs- und Speicherinfrastruktur in kleinem Maßstab (z.B. Haushalte oder Gewerbebetriebe) genutzt.

Abbildung 5 Systeme zur Bereitstellung der Systemdienstleistungen



Quelle: eigene Darstellung.

Caterva

Das „Caterva-Sonnensystem“ ist ein Netzwerk von Energiespeichern, das durch dezentrale Energiemanagementsysteme gesteuert wird. „Caterva-Sonnen“ sind Stromspeicher, die Strom aus PV-Anlagen speichern und durch moderne Kommunikationstechnologie mit einer Zentrale vernetzt werden. So entsteht ein Verbund vieler Haushaltsspeicher, der durch das Einbringen von Regelleistung zur Stabilisierung des Stromnetzes beiträgt.

EnBW – MeRegio

EnBW – MeRegio war ein Modellprojekt zur Entwicklung eines Smart-Grids in 1000 Haushalten und Unternehmen. Es versuchte, die Nachfrage mithilfe einer "Stromampel" am Angebot zu orientieren. Die "Preisampel" gibt rotes Licht, wenn der Strom knapp und teuer ist, bei grünem Licht ist der Strompreis niedrig und energieintensive Elektrogeräte können in Betrieb genommen werden.

E.ON Bayern – Netz der Zukunft

E.ON Bayern möchte mit dem Forschungsprojekt „Netz der Zukunft“ einen realistischen Einblick ins Netz ermöglichen, und zwar durch die Installation von Messgeräten und die Optimierung der bisherigen Planungsgrundsätze durch daraus abgeleitete Erkenntnisse zum Bezugs- und Einspeiseverhalten der Netzkunden. Außerdem werden künftige technische und rechtliche Neuerungen erforscht und umgesetzt, z.B. regelbare Ortsnetztrafos, blindleistungsfähige Wechselrichter, Speicher, sowie Last- und Einspeisemanagement. Das „Netz der Zukunft“ ist somit eine Lösung für Netzmanagement, nicht aber für das in dieser Studie untersuchte Energiemanagement.

GridSystronic Energy

Das virtuelle Kraftwerk von GridSystronic Energy ist eine Hard- und Softwarelösung zur Vernetzung dezentraler Energieerzeuger zu einem Gesamtsystem. Es liefert Transparenz über die tatsächlich eingespeiste Energie. Der automatische, selbststeuernde Betrieb des virtuellen Kraftwerks läuft auf Basis vordefinierter Betriebsstrategien. Das virtuelle Kraftwerk soll zum Beispiel Energieversorgungsunternehmen oder Anlagenherstellern bei der Optimierung der Eigenstromnutzung, der Stabilisierung schwacher Netze, der Vermeidung von Einspeise- und Lastspitzen oder der Objekt- und Quartierstromvermarktung helfen.

PowerMatcher

Der PowerMatcher ist ein niederländisches Forschungsprojekt mit Feldtests zur Optimierung von Smart Grids. Er ist eine open source basierte Hard- und Softwarelösung, die vor allem Endverbraucher als Zielgruppe hat, allerdings auch auf Quartiersebene optimieren kann. PowerMatcher arbeitet mit einer direkten Anbindung an den Energiemarkt und ist für die Sektorkopplung ausgelegt.

RealValue Projekt

Ziel des RealValue Projektes ist es, Wind- und Sonnenenergie möglichst vollständig und effizient zu nutzen und die Stromerzeugung und die Stromkonsumenten näher zusammenzubringen. Es umfasst die Installation von Elektrospeicherheizungen in 1250 Haushalten und Gewerbebetrieben in Deutschland, Irland und Lettland. Durch die installierte lernfähige Software können die Speicherung und Verteilung des Stroms bedarfsgerecht gesteuert werden. Das Budget beträgt 15 Mio. €, davon 12 Mio. € aus "Horizon 2020" (umfangreichstes Forschungs- und Innovationsprogramm der EU).

Regionales Virtuelles Kraftwerk

Regionale virtuelle Kraftwerke verknüpfen den Strom und Wärmemarkt, forcieren die Einbindung erneuerbarer Energien und können zu einer Verringerung des Netzausbaus beitragen. Das Forschungsprojekt „Regionales Virtuelles Kraftwerk“ der TU Dresden und der EWE AG beschäftigt sich mit Mikro-KWK-Anlagen, die in Eigenheimen und Betrieben Strom und Wärme erzeugen. Die Mikro-KWK-Anlagen werden vernetzt und so gesteuert, dass sie Strom einspeisen, wenn er vor Ort benötigt wird, und selbst nutzen, wenn das Netz "voll" ist. Diese Flexibilität wird an Stromanbieter und Netzbetreiber vermarktet.

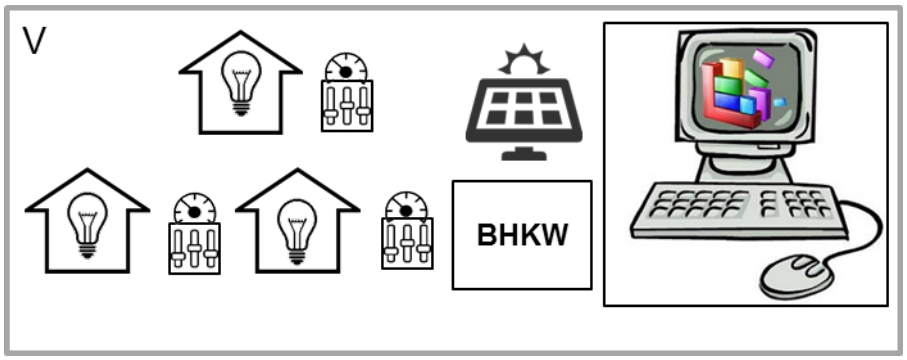
SENEC.IES

SENEC.Home und SENEC.Business sind PV-Speicher, die zwischen der Solaranlage, dem Verbraucher und hinter dem zentralen Stromzähler integriert werden. Die Elektronik erfasst den Verbrauch auf allen Phasen des Hauses und gibt Signale an die Laderegelung. Der Akku speichert den PV-Strom und gibt diesen je nach Verbrauch ab. Außerdem entwickelte SENEC.IES die Idee des Econamic Grid. Die SENEC-Stromspeicher im Econamic Grid sollten einer Überlastung des Stromnetzes entgegen wirken, indem sie den lokalen Bedarf überschreitenden Strom speichern. Dieser überschüssige Strom sollte den Teilnehmern dann kostenlos zur Verfügung gestellt werden. Zum 31.12.2016 wird das Econamic Grid durch den neuen Ansatz SENEC.Cloud abgelöst. Hierbei werden mehrere Speicher, Verbraucher, Produzenten zu einem Gesamtpool verknüpft. Überschüssiger Strom aus erneuerbaren Energien soll langfristig in der SENEC.Cloud gespeichert und bei Bedarf verbraucht werden. SENEC.Cloud steht noch in den Startlöchern, weshalb bisher nur wenige Informationen bekannt sind.

2.1.5 Energiedatenmanager

Die hier beschriebenen Systeme sind, ähnlich der reinen Softwarelösungen aus Kapitel 2.1.2, insbesondere auf die Hebung von Effizienz- und Lastverschiebungspotenzialen ausgelegt. Die Software dient primär der Datenerhebung, eine aktive Steuerung und Optimierung findet in der Regel nicht statt. Aufgabe dieser Systeme ist es, mit Hilfe von bereits vorhandenen Informationen Effizienzpotenziale aufzuzeigen und Verbesserungsvorschläge anzubieten. Dadurch wird die Transparenz sowohl für Verbraucher als auch in manchen Fällen für Energieversorger, die die Energieflüsse ihrer Kunden beobachten können, gewährleistet. Damit kann zum Beispiel ein betriebliches Energiemanagement nach DIN EN ISO 50001 datenseitig unterstützt werden. Derartige Konzepte sind für große Unternehmen oder Netzbetreiber geeignet, werden aber auch vermehrt auf der Haushaltsebene eingesetzt.

Abbildung 6 Energiedatenmanagementsysteme



Quelle: eigene Darstellung.

EMS EDM Prophet

Der EMS EDM Prophet ist eine Softwarelösung des Fraunhofer-Instituts für Optronik, Systemtechnik und Bildauswertung. Die Zielgruppe besteht aus Stromhändlern, Stadtwerken, Netzbetreibern, externen Dienstleistern oder Direktvermarktern. Er ermöglicht eine ganzheitliche Betrachtung der an der Energieversorgung beteiligten Prozesse und setzt sich zusammen aus einem Zeitreihenmanagement, einem Energiedatenmanagement mit Modulen für Netznutzungs- und Bilanzkreismanagement, einem Scheduler für die Automatisierung von Geschäftsprozessen und einem Optimierungs- und Prognosemodul für nachhaltiges Energiemanagement.

ENIT Systems

Der ENIT Agent ist eine kombinierte Hard- und Software-Komplettlösung für das Monitoring des Strom-, Wärme-, Gas-, Dampf- oder Wasserverbrauchs. Er vereint Datenlogger, Gateway, Datenbank, Server und Analysesoftware in einem Gerät. Außerdem sind mit ihm die Überwachung des Energieverbrauchs und der Produktionseffizienz, die Vermeidung kostenintensiver Risiken, sowie die Aufdeckung ungewollter Abhängigkeiten und Ineffizienzen möglich.

geff

geff ist eine Hard- und Softwarelösung für Gewerbekunden zur Optimierung von Energieanlagen und Prozessen in gebäudetechnischen Systemen. geff bietet ein individuelles Effizienzpaket mit vielen Module z.B. zur Lüftung, Beleuchtung, Heizen/Kühlen, Antrieb, Druckluft und Monitoring. Es wird zum Beispiel der Austausch veralteter Hardware, aber auch die Installation neuer Software angeboten. geff arbeitet herstellerunabhängig.

GreenPocket

GreenPocket ist eine Software zur Interpretation und Visualisierung von Smart Meter- und Smart Home-Verbrauchsdaten. Sie wird auf Versorgerseite eingesetzt und nutzt die Daten aus digitalen Zählern. Endkunden können über eine App oder Webseite auf ihre persönlichen Profile zugreifen. Die Energy Expert Engine interpretiert die digitalen Verbrauchsdaten und verarbeitet sie. Die so erzeugten Daten dienen als Grundlage für Prognose-, Alert- und Steuerungsfunktionen.

rainforest EAGLE Energy Gateway

Der rainforest EAGLE Energy Gateway ist eine Hardwarelösung, die den Smart Meter mit dem heimischen Ethernet-Netzwerk verbindet. Er macht die Einsicht der Energiedaten möglich und lässt sich mit Cloud-Services verbinden. Der rainforest EAGLE Energy Gateway ist mit bidgely kombinierbar und lässt sich mithilfe der bidgely-App steuern.

2.2 Repräsentative Beispiele dezentraler Energiemanagementsysteme (Shortlist)

Anhand mehrerer Kriterien wurden aus in Abschnitt 2.1 aufgeführten Systemen (Longlist) elf exemplarische Systeme ausgewählt (Shortlist), die dann in Kapitel 3 bewertet werden. Bei der Auswahl wurde darauf Wert gelegt, dass die Systeme möglichst die gesamte Bandbreite der aktuell am Markt verfügbaren oder in der Forschungs- und Entwicklungsphase befindlichen Systeme abbilden. Ebenso sind Systeme aus allen Nutzungsebenen (EFH/MFH, Gewerbe, Quartier, Stadtteil, Netzgebiete/EVUs) vertreten. Mehrere der ausgewählten dezentralen Energiemanagementsysteme verfügen über die Möglichkeit der Sektorkopplung, insbesondere zwischen Strom- und Wärmesektor, zunehmend auch zum Mobilitätssektor. Darüber hinaus wurden auch Systeme aus anderen Ländern (Niederlande, Schweden), die bisher nicht in Deutschland verfügbar sind, in die Auswertung miteinbezogen. Folgende Systeme wurden ausgewählt:

1. beegy
2. ENIT Systems
3. E.ON/Stadt Malmö – Klimavertrag Hyllie
4. GreenPocket
5. GridSystronic Energy
6. Kiwigrid
7. MVV Strombank
8. Organic Smart Home Karlsruhe
9. PowerMatcher
10. powerpeers
11. SENEC.IES

Tabelle 2 gibt einen Überblick über die Charakteristika dieser ausgewählten Systeme.

Tabelle 2 Charakteristika der ausgewählten dezentralen Energiemanagementsysteme (Shortlist)

System	Kategorie	Nutzungsebene	Akteurs-/Zielgruppen	Sektor	Flextechniken	Erzeugungs-techniken	Energieeff-izienz	Bemerkungen
powerpeers	Eigenstrom-verbrauch	EFHs, MFHs, Ge-werbe	Haushalt	Strom (indirekt Wärme)	Community als "Speicher"	keine not-wendig	Strom (in-direkt Wärme)	Softwarelösung, Energietausch via Blockchain; sehr leicht ska-lierbar
Beegy	Intelligente Hardware	EFHs/Prosumer verbunden zur beegy community	Haushalte, evtl. Ge-werbe	Strom (Wärme und Verkehr ab 2017)	Batteriespeicher (Wär-mespeicher und Lade-säulen ab 2017)	PV (Wärme-pumpe ab 2017)	Strom, Wärme	"Flatratetarif" für beegy-Kunden
E.ON/Hyllie	Intelligente Hardware	Stadtteil	Haushalte, Gewerbe, Industrie	Strom, Wärme, Verkehr	Lastmanagement, Elekt-romobilität	PV, Kühlgerä-te, Biogas	Strom, Wärme	noch technische Infos notwen-dig
Kiwigrid	Intelligente Hardware	EFHs, Gewerbe	Haushalt, Gewerbe, Industrie, EVUs (über Lizenzmodelle)	Strom, Wärme, Verkehr	Lastmanagement, Batte-rie- und Wärmespeicher, Elektromobilität	PV, BHKW	Strom, Wärme	Marktführer bei dezentralen EMS (nur B2B)
MVV Strombank	Intelligente Hardware	Quartier: EFHs mit PV-Anlagen und/oder BHKW	Haushalt, PV-Besitzer allgemein; indirekt: EVUs	Strom	Batteriespeicher	PV, BHKW	Strom, Wärme	Quartiersansatz für effiziente Batteriespeichernutzung
OSH Karlsruhe	Intelligente Hardware	EFHs, Gewerbe	Haushalt, Gewerbe	Strom, Wärme, Verkehr	Lastmanagement, Batte-rie- und Wärmespeicher, Elektromobilität	PV, BHKW, Wärmepum-pe	Strom, Wärme	Forschungsprojekt
Power Matcher	Regelenergie	EFHs	Haushalt, indirekt EVUs	Strom, Wärme	Batterie- und Wärmespeicher	PV, Wärme-pumpe	Strom, Wärme	Niederländisches Forschungsprojekt
GridSystronic Energy	Regelenergie	Netzgebiete/ Vir-tuelles Kraftwerk	EVUs	Strom, Wärme	Batterie- und Wärme-speicher, Lastmanage-ment	PV, Wind, BHKW	Strom	dezentral organisierte virtuelle Kraftwerke auch für Kleinster-zeuger
SENEC.IES	Regelenergie	EFHs	Haushalt	Strom	Batteriespeicher	PV, Wind, BHKW	Strom	kostenloser Strom durch nega-tive Regelleistung; netzdienli-cher Einsatz
ENIT	Energieda-tenmanager	Gewerbe	Gewerbe, Industrie	Strom	Lastmanagement	keine	Strom	
Green Pocket	Energieda-tenmanager	EVUs (EFH/ MFH, Gewerbe)	EVUs	Strom	Lastmanagement (indi-rekt)	keine	Strom, Wärme	reine Softwarelösung

3 Orientierende Bewertung dezentraler EMS

Im Folgenden werden Kriterien für die Bewertung der in Kapitel 2 dargestellten Energiemanagementsysteme vorgestellt und es wird eine exemplarische Einordnung und Bewertung der in Abschnitt 2.2 ausgewählten Systeme vorgenommen. Dabei werden die Bewertungskriterien nebeneinandergestellt und nicht gegeneinander gewichtet.

Um die möglichen Effekte einer dezentralen Ausprägung bestimmter Systemcharakteristika zu strukturieren, ist der Bewertung mit Abschnitt 3.1 eine Beschreibung verschiedener Dimensionen von Dezentralität vorangestellt.

Die unterschiedlichen Bewertungskriterien betrachten die Charakteristika der EMS und ihrer Wechselwirkung mit dem Gesamtsystem und befinden sich in den Kategorien Flexibilitätsbedarf (Kapitel 3.3), Stromnetz (Kapitel 3.4), Energieverbrauch (Kapitel 3.5) sowie Systemkomplexität (Kapitel 0).

Im Anschluss an diese Betrachtung erfolgt in Kapitel 3.8 eine Beurteilung vor dem Hintergrund von Nachhaltigkeitskriterien. Fokus liegt hier einerseits auf den Umwelteinwirkungen als Folge des Energieverbrauchs, der Emissionen und der Auswirkungen auf den Ressourcenbedarf sowie den sozialen Aspekten (Partizipation und Akteursvielfalt).

3.1 Dimensionen der Dezentralität

Der Grad der Zentralität eines Stromsystems lässt sich in vier Dimensionen beschreiben (Tabelle 3). Ein zentrales Stromsystem zeichnet sich damit durch wenige, große, auf wenige Standorte konzentrierte Kraftwerke aus, die ans Übertragungsnetz angeschlossen sind und gemeinsam zentral geregelt werden. Demgegenüber erzeugen in einem dezentralen Stromsystem eher viele kleine, über das Versorgungsgebiet verteilte Kraftwerke Strom, der direkt ins Verteilnetz eingespeist wird. Die dezentralen Kraftwerke werden tendenziell auch dezentral, autonom geregelt, zentrale Leitwarten haben, wenn überhaupt, nur eingeschränkte Wirkmöglichkeiten auf das einzelne dezentrale Kraftwerk. Die Ausprägungen dieser Dimensionen geben meist nur eine Tendenz an, d.h. ein Stromsystem ist in den seltensten Fällen ausschließlich dezentral oder ausschließlich zentral. Weiterhin kann ein Stromsystem bezüglich einer Dimension sehr dezentral ausgeprägt sein, in einer anderen aber gleichzeitig sehr zentral; beispielsweise, wenn viele dezentrale Erzeugungseinheiten von einer gemeinsamen Leitwarte geregelt werden. Im Ergebnis sprechen wir von einem dezentralen Stromsystem, wenn die überwiegende Anzahl der beschriebenen Dimensionen tendenziell dezentrale Ausprägungen aufweisen.

Tabelle 3 Eigenschaften von Kraftwerken und Flexibilitäten in einem dezentralen und in einem zentralen Stromsystem

	Räumliche Verteilung	Anzahl und Größe	Anbindung	Regelung
Dezentral	Verteilt	Viele kleine	Verteilnetz	Das System wird dezentral geregelt (z.B. durch dezentrale Märkte).
Zentral	Konzentriert	Wenige große	Übertragungsnetz	Steuerung des Systems erfolgt zentral (z.B. über einen einheitlichen Spotmarktpreis)

Quelle: Eigene Darstellung, basierend auf (Bauknecht et al. 2015)

Da die Kraftwerke in einem dezentralen Stromsystem in der Tendenz klein sind, ist ihre verbrauchsnahe Aufstellung bis hin zu dem Punkt, dass der Verbraucher die Anlage selbst betreibt, möglich. Al-

lerdings unterliegen Kraftwerke auf der Basis erneuerbarer Energien, die häufig tragende Elemente eines dezentralen Energiesystems sind, noch mehr als fossile und nukleare Kraftwerke Standortrestriktionen: So stehen viele Windkraftanlagen wie auch Photovoltaik-Freiflächenanlagen, obwohl einerseits als dezentral zu charakterisieren, in Deutschland fern von den Verbrauchern, und sind insofern eher zentral.

Der Grad der Dezentralität eines Stromsystems kann aber nicht nur in Abhängigkeit der Eigenschaften von Kraftwerken beschrieben werden, sondern spiegelbildlich genauso in Hinblick auf die Eigenschaften von Flexibilitäten. Zu Flexibilitäten zählen dabei neben regelbaren Kraftwerken zusätzlich auch flexible Verbraucher und Speicher. Flexibilitäten können eher konzentriert und gering in der Anzahl sein, dafür aber als einzelne Flexibilität relativ groß und an das Übertragungsnetz angebunden sein. Beispiel für eine solche Flexibilität in einem zentralen Stromsystem sind Aluminiumschmelzen oder Chemieanlagen. Entsprechend charakterisieren die in Tabelle 3 genannten Dimensionen auch Flexibilitäten.

In Tabelle 3 werden technische Dimensionen genannt, um die Dezentralität eines Stromsystems zu charakterisieren. Auch die Dimension der „Regelung“ wird erst einmal als eine rein technische verstanden. Tatsächlich gibt es aber auch den Markt als Koordinierungsmechanismus. Der Markt für Stromerzeugung ist in Deutschland bisher allerdings ausschließlich zentral angelegt mit der Strombörse im Mittelpunkt. Als Vorteil eines solchen zentralen, einheitlichen Marktes ergibt sich eine hohe Liquidität, die zu einer guten Koordinierungswirkung insbesondere in einem eher zentral geprägten, weitgehend netzengpassfreien Stromsystem führt. Auch können in einem zentralen Markt eine höhere Kosteneffizienz und mithin niedrigere Strompreise erreicht werden. Nachteilig am zentralen Markt ist, dass Angebot und Nachfrage nicht oder nur sehr eingeschränkt räumlich aufgelöst dargestellt wird. Weiß man, wo eine Nachfrage/Angebot regional und lokal existiert, so könnte diese/dieses auch wieder regional oder lokal adressiert werden, so dass Netze weniger belastet werden und Netzverluste vermindert werden. Regionale Märkte könnten hier die zentrale Koordination über den Spotmarkt ergänzen. Inwiefern dadurch auch Netzausbau eingespart werden kann, hängt neben der konkreten Auslegung der dezentralen EMS auch davon ab, welcher Zeitraum betrachtet wird. Der geplante Ausbau der erneuerbaren Energien erfordert ausgehend vom Status Quo in jedem Fall auch einen Ausbau der Netze (siehe 3.4.1). Wie die weitere Analyse zeigen wird, können einige der hier analysierten dezentralen Energiemanagementsysteme durchaus Funktionen regionaler Marktplätze übernehmen und damit ggf. die Systemkomplexität besser beherrscht werden.

Die nachfolgende Bewertung von dezentralen Energiemanagementsystemen konzentriert sich auf die Dimension „Regelung“. Bei dieser Dimension geht es vor allem um die Frage, wie Erzeugung und Verbrauch ausgeglichen und darüber hinaus wie Systemdienstleistungen erbracht werden. Dabei ergeben sich verschiedene Regelungsmöglichkeiten je nachdem, wer optimiert (dezentraler Akteur vs. zentraler Akteur) und auf welcher räumlichen Ebene die Zielgrößen liegen (Tabelle 4).

Tabelle 4 Regelungsformen von dezentralen Energiemanagementsystemen

		Zielebene		
		Energiemanagementsystem		Gesamtsystem
Systemsteuerung - **Wer optimiert?**	Dezentral	Autonomes System ohne Berücksichtigung des Gesamtsystemzustands	Primär dezentrale Steuerung mit Reaktion auf zentrale Steuerungssignale	/
	Zentral	EMS wird als Teil des Gesamtsystems optimiert (z.B. virtuelles Kraftwerk)		z.B. zentraler Dispatch

Quelle: Eigene Darstellung.

Die dezentrale Regelung der Zielebene Energiemanagementsystemen findet ohne Berücksichtigung des Zustands des Gesamtsystems statt und liegt dann vor, wenn Systeme z.B. die Maximierung des Eigenverbrauchs anstreben und dabei nicht den Zustand des Gesamtsystems berücksichtigen, aber dennoch auf zentrale Ressourcen wie das Stromnetz zurückgreifen. Findet hingegen eine zentrale Regelung eines Energiemanagementsystems statt, werden Flexibilitäten des Systems gezielt zur Optimierung des Gesamtsystems eingesetzt *(Zelle links unten)*. Energiemanagementsysteme orientieren sich in diesem Fall an einem zentralen Signal, wie etwa dem Preis der Strombörse EEX, wobei die Regelung des Systems dezentral erfolgt. Dies ist beispielsweise bei virtuellen Kraftwerken der Fall.

Finden Informationen aus der Gesamtsystemebene Eingang in die dezentrale Optimierung des Energiemanagementsystems, so kann von einer Mischform aus dezentraler sowie zentraler Optimierung gesprochen werden *(Zelle Mitte)*. Hierbei kann etwa ein zentrales Steuerungssignal die dezentrale Optimierung des Energiemanagementsystems beeinflussen. Denkbar ist hier, dass etwa Netzbetreiber ein Steuerungssignal an das System senden und einen Einfluss auf Erzeugung und Verbrauch haben können. Auch wenn also dezentral optimiert wird, kann, soweit zentrale Regelgrößen berücksichtigt werden, auch ein zentrales Optimum erreicht werden. Dabei können sogar Vorteile mit dezentralen Reglern (= Energiemanagementsystemen) vermutet werden, da diesen dezentralen Regler mehr Informationen auf der dezentralen Ebene vorliegen als zentralen Reglern (siehe 3.6.2 "Bewertung nach dem Kriterium ‚Management der Systemkomplexität'").

Steht die Zielebene „Gesamtsystem" im Vordergrund, kann nur eine zentrale Instanz gezielt regeln, zum Beispiel über die Strombörse EEX mit einem einheitlichen, „zentralen" Preissignal *(Zelle rechts unten)*.

Die folgende Bewertung dezentraler Energiemanagementsysteme ist stark von der gewählten Regelungsform eines Systems abhängig und damit davon, in welchem Umfang eine Integration in das Gesamtsystem stattfindet. Neben den beiden oben genannten Dimensionen spielt auch die zeitliche Dimension der Optimierung eine Rolle. Die hier betrachteten dezentralen Energiemanagementsysteme optimieren ausschließlich kurzfristig, d.h. damit den Einsatz vorhandener Assets.

3.2 Übersicht über die Bewertungskriterien

Im Einzelnen werden die folgenden Kriterien betrachtet:

- Flexibilitätsbedarf und Nutzung von Flexibilität
    - Welchen Einfluss hat der Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch innerhalb dezentraler EMS auf den Flexibilitätsbedarf im „Gesamtsystem"?
    - Welchen Einfluss hat der Betrieb dezentraler EMS auf die Nutzung von Flexibilität und auf die mit der Nutzung von Flexibilität einhergehenden Wirkungsgradverluste?

  - Inwiefern kann durch den Aufbau dezentraler EMS insgesamt zusätzliche dezentrale Flexibilität erschlossen werden (Konnektivität herstellen), die dazu beitragen kann, den Flexibilitätsbedarf des Gesamtsystems zu decken?

- Stromnetz
  - Welche Auswirkungen haben die dezentralen EMS auf den Netzbetrieb? Können die dezentralen EMS so eingesetzt werden, dass sie vom Netzbetreiber zum Management des Netzes genutzt werden können? Oder verschärfen sie Netzprobleme?
  - Inwiefern können durch eine dezentrale Nutzung Leitungsverluste reduziert werden?
  - Welche Auswirkungen haben die dezentralen EMS auf den Netzausbaubedarf?

- Energieverbrauch
  - Inwiefern können dezentrale EMS dazu beitragen, den Energieverbrauch zu reduzieren?
  - Welche den Verbrauch reduzierenden und erhöhenden Effekte sind dabei zu berücksichtigen?

- Management der Systemkomplexität
  - Inwiefern kann durch dezentrale EMS die Komplexität des Gesamtsystems reduziert werden und das Management des Gesamtsystems so unterstützt werden?

3.3 Flexibilitätsbedarf und Nutzung von Flexibilität

3.3.1 Beschreibung des Kriteriums ‚Flexibilitätsbedarf und Nutzung von Flexibilität'

Die Fluktuation der Stromnachfrage und EE-Erzeugung erfordert eine kontinuierliche Anpassung von Erzeugung und Last. Im bisherigen System kann diese Flexibilität durch konventionelle Kraftwerke und Pumpspeicherwerke bereitgestellt werden. Mit steigenden EE-Anteilen und dem daraus resultierenden Rückgang regelbarer Kraftwerke wird zusätzliche Flexibilität im System benötigt. So zeigt sich z.B. in einem Szenario mit EE-Anteilen im Bereich von 60 % an der gesamten Stromnachfrage ein relevant erhöhter Flexibilitätsbedarf (Bauknecht et al. 2014). Netzengpässe können darüber hinaus lokal einen früheren und höheren Flexibilitätsbedarf verursachen. Diese Netzengpässe entstehen auch dadurch, dass das ursprünglich für eine zentral geprägte Versorgung ausgelegte Netz nicht in gleicher Geschwindigkeit strukturell geändert wird wie es der schnelle Ausbau dezentraler Kraftwerke erfordert. Flexibilitätsoptionen können hier Netzengpässe überbrücken oder auch den Netzumbaubedarf reduzieren (siehe Abschnitt 3.4).

Um zu beurteilen welchen Einfluss dezentrale EMS hierbei haben können, sind drei Fragen relevant:

- Welchen Einfluss hat der Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch innerhalb dezentraler EMS auf den Flexibilitätsbedarf im „Gesamtsystem"?
- Welchen Einfluss hat der Betrieb dezentraler EMS auf die Nutzung von Flexibilität und auf die mit der Nutzung von Flexibilität einhergehenden Wirkungsgradverluste?
- Inwiefern kann durch den Aufbau dezentraler EMS insgesamt zusätzliche dezentrale Flexibilität erschlossen werden (Konnektivität herstellen), die dazu beitragen kann, den Flexibilitätsbedarf des Gesamtsystems zu decken?

Um diese Fragen zu beantworten, ist es notwendig, die Steuerungsart dieser Flexibilitäten zu betrachten. Diese ist sowohl für die insgesamt im System benötigte Flexibilitätskapazität als auch die durch die Anwendung der Flexibilitäten entstehenden Wirkungsgradverluste relevant. Ausschlaggebend hierfür ist sowohl die Optimierungsebene als auch das Optimierungsziel. Wird auf sehr dezentraler

Ebene (z.B. Haushaltsebene) ohne Berücksichtigung des Systembedarfs optimiert, führt dies zu einem Anstieg des Flexibilitätsbedarfs (Peter 2013; VDE 2007) und verbundenen Anwendungsverlusten, ohne, dass das Gesamtsystem einen Nutzen daraus zieht. Mit einer Erweiterung der Optimierungsebene (z.B. Quartiersebene oder auch Gesamtsystem) wird das Netz stärker für den Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch genutzt. Hier sind die Fragen nach der benötigten zusätzlichen Übertragungskapazität und den auftretenden Übertragungsverlusten relevant. Diese werden in Abschnitt 3.4 näher beleuchtet. Prinzipiell lässt sich jedoch feststellen, dass das bestehende Netz genutzt werden sollte, da Netzverluste (in Abhängigkeit von der Übertragungsentfernung) tendenziell geringer sind als Speicher- oder Wirkungsgradverluste (siehe Tabelle 5). Borggrefe & Neuhoff 2011, zeigen, dass ein überregionaler Ausgleich von EE-Erzeugungsprofilen, der durch ein ausgebautes Netz ermöglicht wird, die Abweichung zur Stromnachfrage und hierbei auch den Flexibilitätsbedarf reduziert.

Tabelle 5 Flexibilitätsoptionen und Wirkungsgrade

Technik	Wirkungsgrad
Lastverschiebung	bis zu 100%
Stromtransport[1]	Ca. 99%
Pumpspeicherkraftwerk	Ca. 80%
Batteriespeicher[2]	50-95%
Power to-Gas (jeweils Gesamtwirkungsgrad)	
Wasserstoff-Elektrolyse	65-70%
Methanisierung	55%
Rückverstromung[3]	33%

Quelle: (Elsner & Sauer 2015; Frontier Economics & Consentec 2008; Mahnke et al. 2012; Öko-Institut e.V. & ZSW 2015);
[1]: Verluste bei einer Übertragung über 100km.
[2]: Wirkungsgrad ist abhängig von verwendeter Technologie.
[3]: Bei einer Rückverstromung in effizientem Gaskraftwerk vom Typ Irsching 4 (Wirkungsgrad 60 % (Siemens AG)).

Aus Gesamtsystemsicht ist zudem relevant, welche Flexibilitätsoptionen in Energiemanagementsystemen implementiert oder nutzbar gemacht werden. Hierbei ist insbesondere der effiziente Stromeinsatz ein wichtiges Kriterium. Im Bereich von dezentralen Flexibilitätsoptionen sind hauptsächlich stationäre Batterien, Lastmanagement, Elektromobilität und Power-to-Heat (Heizstab oder Wärmepumpe) relevant. Lastmanagement hebt sich hier durch einen sehr hohen Wirkungsgrad von stationären Batterien ab. Die große Bandbreite der Wirkungsgrade bei Batteriespeichern ist auf unterschiedliche Techniken zurückzuführen. Besonders effizient sind Lithium-Ionen-Batterien mit einem Wirkungsgrad von 95 %. Das untere Ende dieser Bandbreite bilden Zink-Luft-Batterien mit 50 % Wirkungsgrad (Öko-Institut e.V. & ZSW 2015). Durch die zusätzliche Funktionalität der Sektorkopplung erfordern die dezentralen Flexibilitätsoptionen Elektromobilität und Power-to-Heat eine detailliertere Betrachtung.

Um beurteilen zu können, ob durch ein dezentrales Energiemanagementsystem zusätzliche Flexibilität für das Gesamtsystem erschlossen wird, stellt sich zunächst die Frage, ob das EMS Flexibilität nutzt und ob dies bereits erschlossene oder zusätzliche Flexibilität ist. Dezentrale EMS können in jedem Fall eine wichtige Rolle dabei spielen, dezentrale Flexibilitätsoptionen zu erschließen und nutzbar zu machen, d.h. Konnektivität zu diesen Optionen herzustellen. Der Nutzen dieser dezentralen Flexibilitätsoptionen wurde zum Beispiel in verschiedenen Szenarien im eTelligence-Projekt untersucht (Koch et al. 2012). Hier wurde gezeigt, wie der Nutzen dezentraler Flexibilitätsoptionen mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien zunimmt, allerdings auch abhängig von der Entwicklung anderer Flexibilitätsoptionen. Ein Vergleich verschiedener Optionen, einschließlich dezentraler Optionen, hat gezeigt, dass dezentrale Optionen in Bezug auf ihre Wirtschaftlichkeit nicht unbedingt an vorderster Stelle stehen

(Bauknecht 2016). Nichtsdestotrotz können sie dazu beitragen, den Flexibilitätsbedarf zu decken, vor allem bei hohen Erneuerbaren-Anteilen und wenn man berücksichtigt, dass sie auch Akzeptanz-Vorteile haben können.

Darauf aufbauend muss anhand des Optimierungsziels beurteilt werden, ob netzdienlich optimiert wird (siehe Abschnitt 3.4) und ob eine Interaktion mit dem Strommarkt stattfindet.

Für eine Bewertung dezentraler EMS aus Strommarktsicht ist das zentrale Bewertungskriterium die Optimierungsfunktion bzw. das Optimierungsziel des EMS. Manche EMS optimieren ausschließlich nach dezentralen Kriterien, ohne die aktuelle Situation im Gesamtsystem zu berücksichtigen. Dadurch kann es zum Beispiel zu Situationen kommen, in denen, zur Steigerung der Eigenstromversorgung, PV-Strom (verlustbehaftet) eingespeichert wird, während gleichzeitig Strom importiert werden muss, um Strombedarf in einem anderen Systembereich zu decken. Um dies zu verhindern, könnten z.B. einige EMS auf Preissignale der Strombörse reagieren und so den Zeitpunkt der Beladung marktkonform steuern. Einige EMS können auch aktiv am Regelmarkt teilnehmen und so das Stromsystem unterstützen.

Folgende Typen der Interaktion mit dem Strommarkt sind denkbar:

- Keine Interaktion. Nur Einspeisung von nicht selbstverbrauchtem Strom. Dabei steigt die Flexibilität, aber womöglich auch Verluste.
- Peer-to-Peer. Direkte Kommunikation zwischen zwei Nutzern, Der lokale Peer-to-Peer-Energiehandel basiert auf individuelle Lastprofile, was marktdienlich wirken kann.
- Reaktion auf dynamisches marktliches Preissignal. Dabei wird der Strom überwiegend in Zeiten niedriger Preise verbraucht und gespeichert, bei höheren Preisen wird eher ins Netz eingespeist und Verbrauch reduziert. Dezentrale Flexibilität wird dadurch teilweise für den Markt erschlossen.
- Teilnahme am Regelenergiemarkt. Dadurch wird ein Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch gewährleistet, was zur Entlastung der Netze führt. Dezentrale Flexibilität wird somit aktiv in den Strommarkt eingebunden.

Zur Bewertung von dezentralen EMS bezüglich der Sektorkopplung sind primär drei Fragen relevant:

- Inwiefern erhöht sich durch die Ankopplung neuer Verbraucher der Flexibilitätsbedarf im Stromsystem?
- Inwiefern kann durch die Sektorkopplung innerhalb dezentraler EMS zusätzliche Flexibilität erschlossen werden? Wie verhält sich diese zum Flexibilitätsbedarf im Stromsektor z.B. in Hinblick auf die Nutzung von „EE-Überschüssen“ durch Sektorkopplung vs. Bedarf an zusätzlicher Kapazität in Zeiten negativer Residuallast?
- Inwiefern können dezentrale EMS durch Sektorkopplung dazu beitragen, erneuerbare Energien in anderen Sektoren zu nutzen und damit dort fossile Energieträger ersetzen?

Für die kommenden Jahre wird mit einer steigenden Elektrifizierung sowohl im Verkehrs- als auch im Wärmesektor gerechnet. Dies ist primär darauf zurückzuführen, dass sich im Stromsektor der Anteil erneuerbarer Energien relativ einfach erhöhen lässt. Strombasierte Anwendungen in anderen Sektoren führen dann zur CO_2-Minderung. Diese Sektorkopplung erhöht den Strombedarf, was auch einen stärkeren Ausbau der (fluktuierenden) erneuerbaren Erzeugungstechniken erfordert, sollen weiterhin die Treibhausgasemissionen gemindert werden. Je nach Betriebsart können die zusätzlichen Verbraucher den Flexibilitätsbedarf im Stromsystem erhöhen. Dies zeigt, dass eine Flexibilisierung der neuen Stromverbraucher eine hohe Relevanz hat. Hierbei können dezentrale Energiemanagementsysteme helfen. So bieten einige Energiemanagementsysteme z.B. die Möglichkeit, Elektrofahrzeuge gesteuert

zu laden. Bei einer an Preissignalen orientierten Ladung erhöht sich dann tendenziell genutzt EE-Strom, da zu Zeiten mit sehr hohen EE-Anteilen niedrige Preise auftreten.

Für einen möglichst großen Effekt bei der Nutzung von erneuerbarem Strom und der daraus resultierenden CO_2-Minderung in anderen Sektoren ist insbesondere bei der Wärmeanwendung die Effizienz der Umwandlungstechnik zentral. Wärmepumpen zum Beispiel sind hierbei etwa um das Zwei- bis Vierfache effizienter als Heizstäbe. Die Nutzung von Nachtspeicherheizungen eignet sich aufgrund ihrer ineffizienten Speicherung nur sehr bedingt als Flexibilität (Heinemann et al. 2014). Der Wärmesektor kann dem Stromsektor zusätzliche Flexibilität in Momenten mit „überschüssigem“ EE-Strom zur Verfügung stellen. Heizstäbe sind hierbei eine relativ kostengünstige Option. Im Vergleich zu anderen Optionen kann diese Flexibilität jedoch in Zeiten mit Erzeugungsdefiziten den Stromsektor nicht aktiv mit Stromlieferungen unterstützen. Aus Sicht des Stromsektors werden insbesondere Flexibilitäten benötigt, die (zukünftig) in solchen Situationen aushelfen können und zum Beispiel in windstillen Nächten die Stromversorgung aufrechterhalten.

3.3.2 Bewertung nach dem Kriterium ‚Flexibilitätsbedarf und Nutzung von Flexibilität‘

Tabelle 6 fasst die Ausprägungen des Kriteriums zusammen und zeigt Beispiele für deren Umsetzung in verschiedenen Systemen der Shortlist.

Tabelle 6 Bewertung der dezentralen Energiemanagementsysteme bezüglich Flexibilitätsbedarf und Nutzung von Flexibilität

Merkmal	Ausprägung	Bewertung	Beispielsysteme
Auf welcher Ebene wird optimiert?	Haushalt	Flexibilitätsbedarf und energetische Verluste nehmen tendenziell mit Verkleinerung der Optimierungsebene zu	
	Stadtteil/Quartier		E.ON/Hyllie
	Netzgebiet		GridSystronic, SENEC.IES
Interaktion mit dem Strommarkt	keine Interaktion	Nur Abgabe von nicht selbst benötigtem Strom; Flexibilität steigt; Verluste können steigen	ENIT, GreenPocket
	Peer-to-Peer	Kann marktdienlich wirken	powerpeers
	Reaktion auf dynamisches Preissignal	Dezentrale Flexibilität wird (teilweise) für den Markt erschlossen	OSH, E.ON/Hyllie, Kiwigrid (Vorbereitung)
	Teilnahme am Regelenergiemarkt	Dezentrale Flexibilität wird aktiv in den Strommarkt eingebunden	MVV Strombank, SENEC.IES, GridSystronic
Welche Arten von Flexibilitätsoptionen können verwendet werden?	Keine	keine Auswirkung auf Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch	powerpeers, GreenPocket
	Stationäre Batterien	Flexibilität mit relativ geringem Wirkungsgrad	beegy, GridSystronic, Kiwigrid, MVV Strombank, OSH, PowerMatcher, SENEC.IES
	Lastverschiebung	Flexibilität mit relativ hohem Wirkungsgrad	E.ON/Hyllie, ENIT, GridSystronic, Kiwigrid, OSH
	Elektromobilität	Flexibilisiert zusätzliche Verbraucher	beegy, OSH, Kiwigrid, E.ON/Hyllie
	Wärmeerzeuger		beegy (ab 2017), E.ON/Hyllie, GridSystronic, Kiwigrid, MVV Strombank, OSH, PowerMatcher, SENEC.IES

Quelle: Eigene Darstellung

Eine Vielzahl der untersuchten Systeme führt das Energiemanagement lokal im Haus (beegy, Kiwigrid, OSH) oder Gewerbebetrieb (ENIT) durch. Dabei sind verschiedene Grade der Interaktion mit dem Strommarkt möglich. Falls vorhanden, wird die Anbindung entweder über ein externes Preissignal oder über den zentral gesteuerten Abruf von Regelenergie (das System vor Ort muss keine direkte Anbindung an die Strombörse besitzen) realisiert. Ansätze auf Quartiersebene verfolgen MVV Strombank, PowerMatcher und E.ON/Hyllie, wobei sich die Konzepte erheblich unterscheiden. MVV Strombank bietet den Batteriespeicher dem Endkunden im Quartier sowohl zur Erhöhung des Eigenverbrauchs, als auch zur Erbringung von positiver und negativer Regelleistung an. E.ON/Hyllie setzt auf quartiersübergreifende Optimierung über ein externes Preissignal.

Während reine Softwarelösungen wie GreenPocket oder powerpeers keine direkt nutzbaren Flexibilitätsoptionen beinhalten, verfügt eine Mehrheit der Systeme über die Möglichkeit, Wärmeerzeuger einzubinden und damit den Strom- und Wärmesektor miteinander zu koppeln. Dies funktioniert ent-

weder über die Steuerung von Wärmepumpen (PowerMatcher, beegy – ab 2017), von Blockheizkraftwerken (MVV Strombank, SENEC.IES) oder von beiden Techniken (Kiwigrid, OSH, GridSystronic).

Stationäre Batterien sind ebenfalls bei einer Mehrzahl der Systeme ins Energiemanagement integrierbar. Beegy, Kiwigrid, OSH, PowerMatcher und SENEC.IES sind auf Kleinspeicher fokussiert und ermöglichen die Erhöhung des Eigenstromverbrauchs oder zusätzlich die Bereitstellung von Regelenergie. MVV Strombank ist ein explizit für den Einsatz eines Quartiersbatteriespeichers konzipiertes Projekt und setzt diesen sowohl zur Maximierung des Eigenstromverbrauchs als auch für verschiedene Netzdienstleistungen ein.

Die Kopplung zum Mobilitätssektor durch Integration von Ladesäulen für Elektrofahrzeuge ist bei Kiwigrid, E.ON/Hyllie, dem OSH und bei beegy (ab 2017) möglich. Hier werden bisher allerdings nur Ladesäulen einzelner Hersteller unterstützt und ein bidirektionaler Betrieb der Fahrzeugbatterie als Flexibilitätsoption ist noch nicht möglich.

Die Möglichkeit zum aktiven Lastmanagement bieten die Systeme von Kiwigrid und OSH auf Privatkundenebene, sowie GridSystronic im gewerblichen Bereich. Verbraucher können aktiv auf externe Signale reagieren und gesteuert werden. Indirektes Lastmanagement durch Handlungsempfehlungen ermöglicht die Software von GreenPocket im Bereich des Privatkunden sowie ENIT im Gewerbesektor. Auf diese Weise kann der Kunde gezielt Lasten minimieren, beziehungsweise verschieben.

3.4 Stromnetz

3.4.1 Beschreibung des Kriteriums ‚Stromnetz'

Neben Fragen zum Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch ist ebenso zu betrachten, wie sich dezentrale Systeme in den Netzbetrieb eingliedern und welchen Effekt diese auf die unterschiedlichen Teilbereiche des Netzes haben. Hierbei sind folgende Fragen relevant:

- Welche Auswirkungen haben die dezentralen EMS auf den Netzbetrieb? Können die dezentralen EMS so eingesetzt werden, dass sie vom Netzbetreiber zum Management des Netzes genutzt werden können? Oder verschärfen sie Netzprobleme?
- Inwiefern können durch eine dezentrale Nutzung Leitungsverluste reduziert werden?
- Welche Auswirkungen haben die dezentralen EMS auf den Netzausbaubedarf?

Wie bei den Flexibilitätsoptionen, sind die Auswirkungen der dezentralen EMS auf (Leitungs-) Verluste und auf den Bedarf nach zusätzlichen (Netz-) Kapazitäten zu berücksichtigen. Wird durch dezentrale EMS Erzeugung und Verbrauch lokal ausgeglichen, können Netzverluste verringert werden. Jedoch muss der Umfang der Reduktion mit den durch die Optimierung auftretenden Speicherverlusten verglichen werden, soweit Speicher beim Management zum Einsatz kommen. Hierbei spielt zum einen der Wirkungsgrad der eingesetzten Flexibilität eine Rolle (siehe Tabelle 5), zum anderen aber auch die vermiedene Transportstrecke, da die Netzverluste abhängig von der Übertragungsentfernung sind. Diese liegen je nach Spannungsniveau zwischen 0,5 und 1,5% pro 100 km (Frontier Economics & Consentec 2008). Dies zeigt, dass ein Ausgleich auf sehr lokaler Ebene (z.B. Haushalte oder Quartiere) mit verlustbehafteten Flexibilitäten wie Speichern aus energetischer Sicht tendenziell nachteilig ist und hier zunächst das bestehende Netz für einen Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch auf überregionaler Ebene genutzt werden sollte.

Die positiven Effekte von dezentralen Energiemanagementsystemen auf den Netzausbaubedarf hängen primär von den lokalen Gegebenheiten ab, also davon, ob die Systeme in Regionen mit hohem EE-Ausbau und schwachen Verteil- sowie Übertragungsnetzen implementiert werden. Die einzelnen EMS unterscheiden sich durch ihre Regelung in ihrer Netzdienlichkeit. Werden dezentrale Systeme eingesetzt, die ausschließlich dezentral optimieren (zum Beispiel reine Eigenerzeugungsmaximierung), dann sind keine direkten Vorteile für den Netzbedarf zu erwarten. Berücksichtigt die dezentrale Opti-

mierung jedoch auch eine Reduktion der Erzeugungs- oder Verbrauchsspitzen[3], sind Vorteile für die Netzbelastung und damit den Netzbedarf möglich. Einschränkend muss hier, wie eingangs erwähnt, beachtet werden, dass nur bei einer insgesamt hohen Netzbelastung Vorteile entstehen können und auch dann Eingriffe, welche die lokalen Gegebenheiten nicht kennen, unter Umständen kontraproduktiv sein können. Wird zum Beispiel zu einem Zeitpunkt mit hoher lokaler Erzeugung eine Verbrauchsspitze geglättet, kann dies zu einer stärkeren Netzbelastung führen. Dies gilt auch für eine lokale Speicherung von EE-Strom bei gleichzeitiger hoher regionaler Stromnachfrage. Werden Energiemanagementsysteme implementiert, die neben der dezentralen Optimierung auch einen Zugriff des Netzbetreibers ermöglichen oder auf Signale zu netzkritischen Zuständen reagieren können (z.B. im Rahmen eines Netzampelmodells), ist ein netzdienlicher Einsatz der Flexibilität zu erwarten.

Um eine Kostenersparnis durch vermiedenen Netzausbau aus volkswirtschaftlicher Sicht bewerten zu können, müssen diese den zusätzlichen Kosten durch die Implementierung von EMS gegenübergestellt werden.

Dabei ist generell zu bedenken, dass ein zukünftiges Energiesystem, das praktisch vollständig auf erneuerbaren Energien basiert, in jedem Fall einen Aus- und Umbau der heutigen Netze erfordert. Die Frage ist dann vor allem, ob ein solches zukünftiges System durch dezentrale EMS mit weniger Netzausbau auskommen kann. Diese Frage stellt sich aber mittelfristig noch nicht. Generell sind dezentrale EMS und Netzausbau nicht vorrangig als Alternativen zu sehen, sondern als zwei komplementäre Elemente eines zukünftigen erneuerbaren Energiesystems.

Außerdem ist zu berücksichtigen, dass dezentrale Flexibilität, die dazu genutzt wird, Netzausbau einzusparen, nicht mehr oder nur noch eingeschränkt dazu zur Verfügung steht, Erzeugung und Verbrauch auszugleichen. Als Folge davon müssen andere Flexibilitätsoptionen zugebaut werden.

3.4.2 Bewertung nach dem Kriterium ‚Stromnetz'

In diesem Kriterium wird die Frage gestellt, welche dezentralen Energiemanagementsysteme einen aktiven netzdienlichen Betrieb durch Signale oder direkte Steuerung durch den (Netz-)Betreiber ermöglichen und welche der Systeme beim Betrieb indirekte Effekte auf das Verteil- und Übertragungsnetz ausüben. In Tabelle 7 werden die verschiedenen Ausprägungen der netzdienlichen Optimierung mit zusammenfassender Bewertung und die Zuordnung der Beispielsysteme dargestellt.

[3] Zum Beispiel beim Förderprogram der KfW für PV-Batteriespeicher wird als Förderbedingung festgelegt, dass durch die Batterienutzung die Einspeisespitze der PV-Anlage um 50% reduziert werden muss. (KfW)

Tabelle 7 Bewertung der Systeme bezüglich der Netzdienlichkeit

Merkmal	Ausprägung	Bewertung	Beispielsysteme
Netzdienlichkeit der Optimierung	Optimierung ohne Reduktion der Erzeugungs- oder Bedarfsspitzen	Keine Reduktion des Netzausbaubedarfs	beegy
	Optimierung mit Reduktion der Erzeugungs- oder Bedarfsspitzen	Reduktion des Netzausbaubedarfs möglich	ENIT, GreenPocket, powerpeers , Kiwigrid
	Optimierung mit Zugriffsmöglichkeit des Netzbetreibers oder Reaktionsmöglichkeit auf Signale zu netzkritischen Situationen	Reduktion des Netzausbaubedarfs sehr wahrscheinlich	PowerMatcher, OSH, SENEC.IES, E.ON/Hyllie, GridSystronic, MVV Strombank

Quelle: Eigene Darstellung

Powerpeers setzt mit der regionalen Direktabrechnung auf eine indirekte Lösung. Die Herkunft des Stroms wird transparent, was zu einer Reduktion von Übertragungsnetzkapazitäten führen kann, falls auch lokale Flexibilität genutzt wird. GreenPocket setzt ebenfalls auf eine indirekte, aber vergleichsweise effektive Methode der Netzsteuerung. Während auf Nutzerebene nur durch die Umsetzung von Handlungsanweisungen das Lastprofil modifiziert werden kann, steht dem Netzbetreiber eine sehr umfassende Echtzeitdatenbasis zur Verfügung. Diese ermöglicht einen sehr gezielten und damit effizienten Netzausbau auf Seiten des Netzbetreibers.

Energiemanagementsysteme „behind-the-meter“, wie etwa ENIT auf Gewerbeseite, beegy, OSH und Kiwigrid auf Privatkundenseite oder E.ON/Hyllie auf Quartiersebene wirken sich indirekt auf die Lastprofile im Verteilnetz aus. Eine gezielte Lastreduktion sowie die Maximierung des Eigenstromverbrauchs führen zu einer Reduktion der aus dem Netz bezogenen Leistung sowie der Gesamtenergie. Allerdings besteht hier keine direkte Monitoring- bzw. Steuerungsmöglichkeit durch den Netzbetreiber.

Mehrere Systeme ermöglichen einen aktiven netzdienlichen Einsatz der Systeme. Diese arbeiten vorwiegend über Preissignale für positive und negative Regelleistung. Quartiers- oder Kleinbatteriespeicher können bei entsprechenden Preissignalen Strom aus dem Netz aufnehmen (SENEC.IES, PowerMatcher) oder aufnehmen und abgeben (MVV Strombank). Dabei sind allerdings die regulatorischen Rahmenbedingungen von großer Bedeutung. Insbesondere die Thematik der Netzentgelte spielt beim Einsatz eine zentrale Rolle. Die Reduktion von Umlagen, Gebühren und Steuern auf Regelleistung könnte zu einer starken Zunahme derartiger Konzepte führen.

GridSystronic setzt auf die aktive Steuerung der dezentralen Erzeugungsanlagen. Der (Netz-) Betreiber ist damit in der Lage, direkt auf Netzengpässe zu reagieren und Schwachstellen lokal zu verstärken. Dies kann durch die Verminderung von Lastspitzen oder den Einsatz positiver Regelleistung geschehen. Im Fall von GridSystronic geschieht dies automatisch anhand einer vorher durch den Betreiber festgelegten Strategie.

3.5 Energieverbrauch

3.5.1 Beschreibung des Kriteriums „Energieverbrauch“

Die Regelung eines EMS kann die Optimierung unterschiedlicher Größen zum Ziel haben. Hierbei können auch Effizienzmaßnahmen adressiert werden. Zur Bewertung von dezentralen Energiemanagementsystemen stellt sich daher die Frage:

- Inwiefern können dezentrale EMS dazu beitragen, den Energieverbrauch zu reduzieren?
- Welche den Verbrauch reduzierenden und erhöhenden Effekte sind dabei zu berücksichtigen?

Wie groß die tatsächlichen Effizienzgewinne sind, hängt von der Intensität der Maßnahme ab. Eine Verhaltensänderung eines Verbrauchers kann alleine durch eine Visualisierung des Verbrauchs herbeigeführt werden. So wurde in einer empirischen Untersuchung nordirischer Verbraucher alleine durch die Bereitstellung von Informationen über den Energieverbrauch eine Verbrauchsreduktion von 11-17 % erreicht (Gans et al. 2012). Es ist jedoch denkbar, dass die Bereitschaft des Verbrauchers in Bezug auf eine Verhaltensanpassung zur Verbrauchsreduktion für die Effektivität dieser Maßnahme ausschlaggebend ist. Auch einmalige Analysen des Energieverbrauchs z.B. durch Energieberater können zu gewissen Einsparungen führen, ohne dass hierfür eine dauerhafte Installation von dezentralen Energiemanagementsystemen notwendig wäre. Daneben können auch ebenso Fehlanreize zu einem Anstieg des Stromverbrauchs führen. Sehen sich Verbraucher beispielsweise einem Flatratetarif gegenüber, so ist ein erhöhter Stromverbrauch nicht mit größeren Kosten verbunden, sodass eine Verbrauchsreduktion nicht zu eingesparten Kosten führt.

Einen besseren Anreiz bieten Systeme, die Einsparpotenziale aufzeigen und über eine reine Visualisierung des Energieverbrauchs hinausgehen. Verbraucher werden so konkrete optimierte Verbrauchsmuster aufgezeigt, durch die eine ineffiziente Nutzung von Endgeräten oder Prozessen verhindert werden kann. Dies stellt eine niedrigschwelligere, effektivere Maßnahme als eine reine Visualisierung dar, weil Verbraucher konkrete Optimierungsbereiche aufgezeigt werden. Dies ist besonders im gewerblichen Bereich denkbar, in dem verschiedene Effizienzpotenziale im Strom-, Wärme- sowie Kältebereich erschlossen werden können[4]. Besonders im Bereich der Klimatisierung wird ein Reduktionspotenzial von bis 50 % des Energieverbrauchs vermutet. Ursache für dieses große Einsparpotenzial ist in der Regel eine ineffiziente Nutzungsweise vor der Optimierung (Ifeu et al. 2011).

Systeme, die eine Optimierung von unterschiedlichen Energieverbräuchen vornehmen, sind einerseits in der Lage den Verbrauch eines Haushalts direkt zu optimieren. Dazu zählen besonders Dienstleistungen, die nur in bestimmten Zeiten des Tages benötigt werden, wie etwa die Bereitstellung von Wärme oder Kälte in Abhängigkeit der Tageszeit oder Anwesenheit der Verbraucher. Potenziale zur Reduktion des Energieverbrauchs werden im Rahmen dieser EMS erschlossen ohne, dass dem Verbraucher eine aktive Rolle bei der Optimierung zukommt und Gewohnheitseffekte oder ein Sinken der Motivation entgegen wirken.

3.5.2 Bewertung nach dem Kriterium „Energieverbrauch“

Tabelle 8 zeigt die unterschiedlichen Ausprägungen von Energieeffizienzmaßnahmen und die damit verbundene Bewertung.

[4] Für Praxisbeispiele von Energiereduktionen in Gewerbe und Industrie siehe etwa (Ökoprofit® Bergisches Städtedreieck 2014).

Tabelle 8 Bewertung der Systeme bezüglich Effizienzmaßnahmen

Merkmal	Ausprägung	Bewertung	Beispielsysteme
Wie werden Effizienzmaßnahmen adressiert?	Nicht	Keine Vorteile	powerpeers, SENEC.IES
	Visualisierung des Verbrauchs	Vorteile nur bei aktivem Einsatz des Endkunden	beegy, MVV Strombank
	Konkrete Einsparpotentiale aufzeigen	Höhere Umsetzungswahrscheinlichkeit	ENIT, GreenPocket, GridSystronic
	In Prozesse eingreifen	Sehr wahrscheinliche Umsetzung der Maßnahmen	Kiwigrid, E.ON/Hyllie, OSH, PowerMatcher

Quelle: Eigene Darstellung

Bezüglich der Adressierung von Einsparpotenzialen weisen die untersuchten Systeme eine große Bandbreite auf. Während sich powerpeers und SENEC.IES ausschließlich auf den Energietausch, beziehungsweise Netzdienlichkeit und Eigenverbrauchsmaximierung konzentrieren und damit keine zusätzlichen Möglichkeiten zur Reduktion des Energieverbrauchs bieten, verfügt eine Mehrzahl der untersuchten Energiemanagementsysteme über derartige Funktionen.

Beegy und MVV Strombank bieten eine detaillierte Visualisierung der Erzeugungs- und Verbrauchsdaten an und weisen damit auf allgemeine Einsparpotenziale in den Haushalten hin. Diese Informationen können ebenso für die Erhöhung des Eigenstromanteils genutzt werden (z.B. durch zeitlich bewusstes Ein- und Ausschalten größerer Verbraucher im Haushalt).

Einen Schritt weiter gehen ENIT, GreenPocket und GridSystronic Energy. Diese visualisieren die Energieflüsse nicht nur, sondern bieten konkrete Handlungsempfehlungen für den Nutzer an. Im gewerblichen Bereich trifft dies besonders auf ENIT zu. Das System ist in der Lage, komplexe Handlungsempfehlungen für Industrieanlagen auszusprechen (z.B. „Anlage erst in 15 Minuten wieder anfahren“), um den Energieverbrauch und das Auftreten von Lastspitzen zu reduzieren. GreenPocket nutzt Smart Meter-Daten für Handlungsempfehlungen zur Verbrauchsreduktion bei Endkunden. Das System wird beim Energieversorger installiert und steht den Kunden über verschiedene Plattformen (Webseite, App) direkt zur Verfügung. Social Metering (Vergleiche mit anderen Nutzern) ist hier ebenso angelegt.

Die umfassendsten Möglichkeiten zur Energieverbrauchsoptimierung bieten Systeme mit zusätzlicher aktiver Optimierungsfunktion, wie z.B. Kiwigrid, E.ON/Hyllie, Organic Smart Home oder PowerMatcher. Diese optimieren den Einsatz von Erzeugern, Speichern und Verbrauchern beispielsweise nach Voreinstellungen des Nutzers, wie z.B. „Nachhaltigkeit im Quartier“ oder „Kosteneinsparung“ (PowerMatcher), beziehungsweise können die Nutzung von Heizung und Haushaltsgeräten an die aktuelle Situation im Haushalt anpassen (Kiwigrid, E.ON/Hyllie, Organic Smart Home). Beispiele hierfür sind die Optimierung der Warmwasserbereitstellung basierend auf Nutzerverhalten und Energieangebot oder die Klimatisierung einzelner Räume anhand des tatsächlichen Nutzungsbedarfs. Diese Systeme beziehen nicht nur den Strom- sondern auch den Wärmesektor explizit in die Optimierung mit ein.

3.5.3 Auswirkungen auf Gebäude

Eine Reihe der betrachteten dezentralen Energiemanagementsysteme (z.B. beegy, Kiwigrid, MVV Strombank, SENEC.IES) zielt darauf ab, den Eigenverbrauch von gebäudenahen Stromerzeugern (insbesondere Dach-PV oder BHKW) zu maximieren: Sie sorgen dafür, dass ein möglichst großer Anteil des gebäudenah erzeugten Stroms direkt im Gebäude verbraucht wird. Bei der gebäudenahen Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien kann dies theoretisch dazu führen, dass die primärenergetischen Anforderungen mit geringerem baulichem Wärmeschutz erfüllt werden können. Wird bei einem

Neubau EE-Strom gebäudenah erzeugt, darf dieser Strom gemäß §5 EnEV in dem Umfang vom berechneten Endenergiebedarf des Gebäudes abgezogen werden, wie er in dem betroffenen Gebäude zum Zwecke der thermischen Gebäudekonditionierung/Beleuchtung[5] eingesetzt wird. Gebäudenahe EE-Stromerzeugung mindert damit den Primärenergiekennwert des Neubaus. Diesen Effekt begrenzt allerdings die sogenannte EnEV-Nebenanforderung, die über den maximal zulässigen Transmissionswärmeverlust bei Wohngebäuden bzw. Wärmedurchgangskoeffizienten bei Nichtwohngebäuden Anforderungen an den baulichen Wärmeschutz stellt.

Welche konkreten Auswirkungen die betrachteten dezentralen Energiemanagementsysteme haben, hängt stark von den Anrechnungsmodalitäten ab, also der Frage, wie genau der Eigenverbrauch ermittelt wird. Denn für die Anrechnung im Rahmen der EnEV muss der Wert schon in der Planungsphase des Neubaus, also vor Inbetriebnahme der Erzeugungsanlage, ermittelt bzw. abgeschätzt werden.

Hierfür kommt das sogenannte klassische Monatsbilanzverfahren zum Einsatz. Dabei wird die im Monat X prognostizierte EE-Strommenge, die gebäudenah erzeugt wird, mit dem prognostizierten Stromverbrauch der jeweiligen „zulässigen" Nutzung im gleichen Monat verglichen. Liegt die Erzeugungsprognose in einem Monat über dem Prognosewert für den Eigenverbrauch, wird nur Letzterer angerechnet. Das Monatsbilanzverfahren ist allerdings blind für Ungleichzeitigkeiten zwischen Stromproduktion und -verbrauch, die auf einer kleineren Zeitskala auftreten, z.B. Ungleichzeitigkeiten aus Tag/Nacht-Effekten. Diese werden durch das Verfahren schlichtweg nicht erkannt, d.h. es lassen sich auch Strommengen positiv anrechnen, die das Verteilnetz als Puffer verwendet haben.[6] Mit anderen Worten: Das Verfahren macht keinen Unterschied, ob z.B. die Eigenverbrauchsrate durch eine Batterie (egal ob im Gebäude wie bei beegy oder im Quartier wie bei MVV Strombank) erhöht oder eine gleich hohe Eigenverbrauchsrate erreicht wird, indem das Verteilnetz als Puffer dient.

Mit der letzten EnEV-Novelle 2013/2014 sollte die Überschätzung der Eigenverbrauchsrate abgestellt werden. Der Gesetzgeber wollte sicherstellen, dass wirklich nur der EE-Strom angerechnet wird, der unmittelbar nach der Erzeugung oder über den Umweg der vorübergehenden Speicherung (in einer Batterie) im Gebäude verbraucht wird, also das Gebäude nicht „verlässt" (§ 5 Abs. 1). In diesem Fall hätten gebäudenahe Batterien (jedoch keine Quartiersbatterien) durchaus einen Einfluss auf die Höhe der Eigenverbrauchsrate. In der Planungspraxis wird allerdings nach wie vor das oben beschriebene klassische Monatsbilanzverfahren angewendet. Dies gilt insbesondere für die von Planern und Architekten verwendeten EnEV-Softwareprogramme (Keimeyer et al. 2015).

Damit haben die betrachteten dezentralen Energiemanagementsysteme zwar theoretisch eine Wechselwirkung mit dem Wärmeschutzstandard neuer Gebäude. In der derzeitigen Anwendungspraxis bzw. bei dem heute angewendeten Verfahren zur Ermittlung der Eigenverbrauchsrate ist dies jedoch praktisch nicht der Fall.

3.6 Management der Systemkomplexität

3.6.1 Beschreibung des Kriteriums ‚Management der Systemkomplexität'

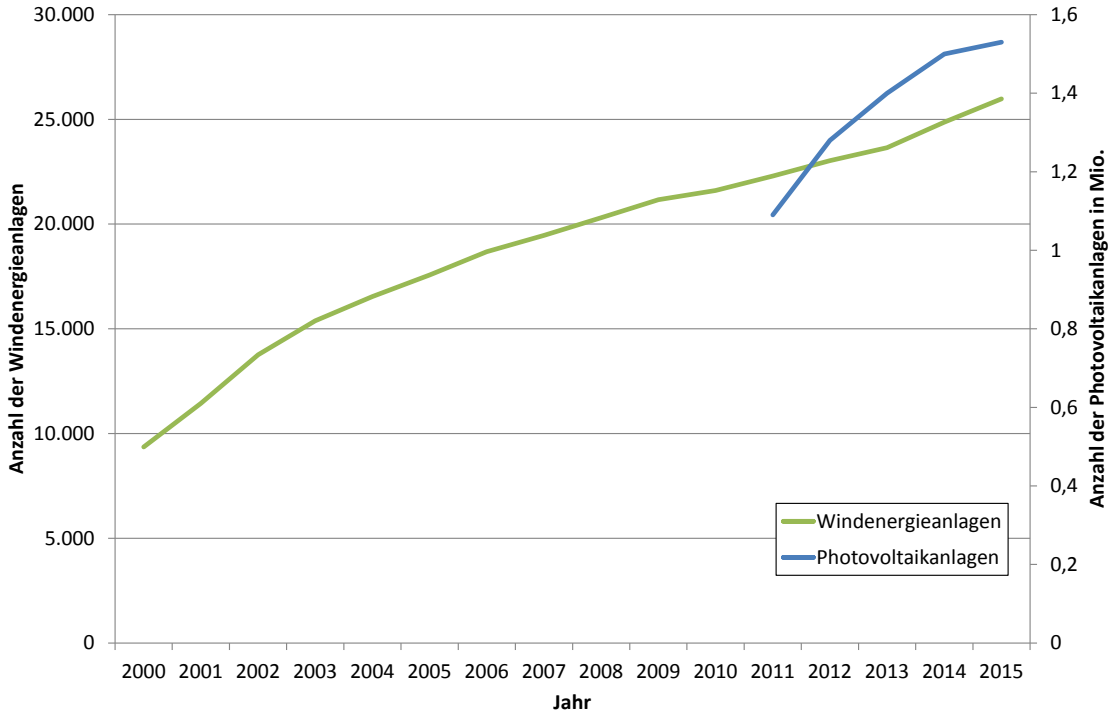
Der Ausbau erneuerbarer Energien ist durch eine wachsende Anzahl an Erzeugungsanlagen geprägt. Wie in Abbildung 7 zu sehen ist, ist die Zahl der Windenergie- sowie Photovoltaikanlagen seit 2000 kontinuierlich gestiegen und insgesamt deutlich höher als in einem konventionellen Stromsystem.

---

5 Für Wohngebäude umfasst dies die Hilfsenergie für Heizung und Lüftung (Heizungspumpen, Ventilatoren etc.), bei Wärmepumpen oder elektrischer Beheizung und Warmwasserbereitung den Strom für den Betrieb dieser Anlagen. Im Nichtwohngebäudebereich kommt die Energie für die Klimatisierung und die Beleuchtung dazu.

6 Modellrechnungen zeigen, dass mit dem Monatsbilanzverfahren die anrechenbare EE-Strommenge um bis zu 50 % überschätzt wird (z.B. (Frank 2015)) und (Pehnt 2015)))

Abbildung 7 Entwicklung der Anzahl von Windenergie- und Photovoltaikanlagen in Deutschland



Quelle: (BSW Solar 2012, 2013, 2014, 2015, 2016; Bundesverband Windenergie 2016)

Einerseits findet der Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch im Vergleich zu einem konventionellen System nicht mehr zwischen einigen wenigen zentralen Erzeugern und einer großen Zahl an Verbrauchern statt. Vielmehr steigt auch mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien die Anzahl der Erzeugungsanlagen an. Gleichzeitig bekommen auch die Verbraucher eine aktivere Rolle und können ihre Verbrauchsflexibilität nutzen. Die Anzahl der zu steuernden Anlagen und Akteure steigt also stark an. Andererseits können Anlagen mit einer fluktuierenden erneuerbaren Erzeugung diese nicht oder nur eingeschränkt an den Bedarf anpassen.

Die Herausforderung in diesem Bereich wird in Zukunft sein, die Koordination von einer großen Zahl an Erzeugungsanlagen und steuerbaren Verbrauchern zu gewährleisten. Hierbei stellt sich die Frage:

- Inwiefern kann durch dezentrale Energiemanagementsysteme die Komplexität des Gesamtsystems reduziert werden und das Management des Gesamtsystems so unterstützt werden?

Eine zentrale Koordination, z.B. über ein zentrales Strompreissignal, einer großen Zahl an Erzeugungsanlagen, Flexibilitäten und Verbrauchern stellt möglicherweise eine Herausforderung dar, da mit einer steigenden Anlagenzahl ebenso die Menge an zu verarbeitenden Daten, bspw. Erzeugungs- und Verbrauchsprognosen, wächst.

Dezentrale Energiemanagementsysteme, die eine solche Koordination auf dezentraler Ebene ermöglichen, könnten, abhängig von deren Ausgestaltung, die Koordination des Gesamtsystems unterstützen und die Komplexität auf Gesamtsystemebene reduzieren. Inwiefern das überhaupt notwendig ist, ist weiter zu untersuchen.

3.6.2 Bewertung nach dem Kriterium ‚Management der Systemkomplexität'

Die hier betrachteten dezentralen Systeme führen überwiegend eine lokale Optimierung durch, welche sich nicht oder nur indirekt auf das Gesamtsystem bezieht. Im Rahmen dieser Studie können bezüglich

der Systemkomplexität die hierfür relevanten Eigenschaften der verschiedenen Systeme beleuchtet werden. Eine konkrete Bewertung ist in diesem Rahmen jedoch nicht abschließend möglich, da hierfür die konkreten Anwendungsfälle untersucht werden müssten.

Beegy optimiert lokal den Eigenverbrauch und deckt den Reststrombedarf über ein Flatratemodell ab. Bei diesem Modell könnten unvorteilhafte Aspekte entstehen, da der Abruf des „kostenlosen" Stroms nicht vorhersagbar ist und auch zu netzkritischen Zeitpunkten erfolgen kann. ENIT optimiert Gewerbebetriebe ebenfalls lokal, eine Orientierung an bestehenden Lieferverträgen (welche wiederum netzdienlich ausgestaltet sein können) ist möglich. OSH kann, sofern regulatorisch erlaubt, auf externe Preissignale reagieren und damit die lokale Optimierung netzdienlich ausrichten. Die in diesen Systemen erhobenen Daten werden nicht an übergeordnete Ebenen (z.B. Aggregator oder Netzbetreiber) weitergegeben.

Auf Quartiere oder regionale Netzgebiete bezogene Systeme, wie beispielsweise MVV Strombank, PowerMatcher oder GreenPocket können Komplexität im lokalen Bereich reduzieren. Dies kann durch zentrale Datenhaltung beim (Netz-)Betreiber (MVV Strombank, GreenPocket, E.ON/Hyllie) oder dezentralen Ausgleich im Quartier (PowerMatcher) erfolgen. Das Konzept von Kiwigrid ermöglicht ebenfalls einen zentral gesteuerten, dezentralen Ausgleich. Hier müssen sich die Systeme aber nicht notwendigerweise in einem Quartier befinden, sondern können prinzipiell über das gesamte Netz verteilt sein.

GridSystronic oder SENEC.IES orientieren sich am Konzept des virtuellen Kraftwerks und sind daher nicht direkt an eine Liegenschaft oder ein Quartier gebunden. Optimierung kann zentral (SENEC.IES) oder dezentral (GridSystronic) im Sinne einzelner Netzgebiete erfolgen. SENEC.IES versucht beispielsweise nachts überschüssigen Windstrom deutschlandweit in die Batteriespeicher der Kunden zu bringen und auf diese Weise die Systemkomplexität zu reduzieren.

Das Blockchain-Konzept von powerpeers ist hingegen darauf ausgelegt, Komplexität bilateral zu reduzieren und durch eine Vielzahl bilateraler Verknüpfungen zwischen Prosumenten Ungleichgewichte dezentral und ohne „Zwischenstelle" (Anlagen- oder Netzbetreiber) zu reduzieren. Eine Weitergabe der Daten an übergeordnete Ebenen findet hingegen nicht statt.

3.7 Zusammenfassung

Die nachfolgende Tabelle 9 gibt einen zusammenfassenden Überblick zur Bewertung dezentraler Energiemanagementsysteme. Dabei wird die qualitative Bewertung durch eine Farbskala verdeutlicht: Ist ein Feld dunkelgrün markiert, so wird für das betreffende System bezüglich des Kriteriums ein Vorteil für das gesamte Energieversorgungssystem erwartet. „Dunkelrot" markiert das andere Ende der Skala, in dem ein System keine Vorteile für das gesamte Energieversorgungssystem bietet.

Tabelle 9 Shortlist ausgewählter EMS und deren Bewertung

System	Kategorie	Nutzungseinheiten/-ebene	Optimierungsebene	Interaktion mit dem Strommarkt	Flextechniken	Netzdienlichkeit der Optimierung	Adressierung von Effizienzmaßnahmen
powerpeers	Eigenstromverbrauch	EFHs, MFHs, Gewerbe	Haushalt	Peer-to-Peer	keine	Reduktion des Netzausbaus möglich	Keine Vorteile
beegy	Intelligente Hardware	EFHs/Prosumer verbunden zur beegy community	Haushalt	keine Interaktion	Stationäre Batterien, Elektromobilität, Wärmeerzeugung	Keine Reduktion des Netzausbaubedarfs	Vorteile nur bei aktivem Einsatz des Endkunden
E.ON/Hyllie	Intelligente Hardware	Stadtteil	Quartier	Reaktion auf dynamisches Preissignal	Lastverschiebung, Elektromobilität, Wärmeerzeuger	Reduktion des Netzausbaus sehr wahrscheinlich	Sehr wahrscheinliche Umsetzung der Maßnahmen
Kiwigrid	Intelligente Hardware	EFHs, Gewerbe	Haushalt/ Netzgebiet	Reaktion auf dynamisches Preissignal	Stationäre Batterien, Lastverschiebung, Elektromobilität, Wärmeerzeuger	Reduktion des Netzausbaus möglich	Sehr wahrscheinliche Umsetzung der Maßnahmen
MVV Strombank	Intelligente Hardware	Quartier: EFHs mit PV-Anlagen und/oder BHKW	Quartier	Teilnahme am Regelenergiemarkt	Stationäre Batterien und Wärmeerzeuger	Reduktion des Netzausbaus sehr wahrscheinlich	Vorteile nur bei aktivem Einsatz des Endkunden
OSH Karlsruhe	Intelligente Hardware	EFHs, Gewerbe	Haushalt	Reaktion auf dynamisches Preissignal	Stationäre Batterien, Lastverschiebung, Elektromobilität, Wärmeerzeuger	Reduktion des Netzausbaus sehr wahrscheinlich	Sehr wahrscheinliche Umsetzung der Maßnahmen
Power Matcher	Regelenergie	EFHs	Quartier	Reaktion auf dynamisches Preissignal	Stationäre Batterien und Wärmeerzeuger	Reduktion des Netzausbaus sehr wahrscheinlich	Sehr wahrscheinliche Umsetzung der Maßnahmen
GridSystronic Energy	Regelenergie	Netzgebiete/ Virtuelles Kraftwerk	Netzgebiet	Teilnahme am Regelenergiemarkt	Stationäre Batterien, Lastverschiebung, Wärmeerzeuger	Reduktion des Netzausbaus sehr wahrscheinlich	Höhere Umsetzungswahrscheinlichkeit
SENEC.IES	Regelenergie	EFHs	Haushalt/ Netzgebiet	Teilnahme am Regelenergiemarkt	Stationäre Batterien und Wärmeerzeuger	Reduktion des Netzausbaus sehr wahrscheinlich	Keine Vorteile
ENIT	Energiedatenmanager	Gewerbe	Gewerbe	keine Interaktion	Lastverschiebung	Reduktion des Netzausbaus möglich	Höhere Umsetzungswahrscheinlichkeit
Green Pocket	Energiedatenmanager	EVUs (EFH/MFH, Gewerbe)	Netzgebiet	keine Interaktion	keine	Reduktion des Netzausbaus möglich	Höhere Umsetzungswahrscheinlichkeit

Quelle: Eigene Darstellung

3.8 Bewertung anhand von ökologischen und soziale Nachhaltigkeitskriterien: Relevante Aspekte

Der zweite Schritt, die Bewertung der dezentralen EMS in Bezug auf Nachhaltigkeit, erfolgt insbesondere aus Sicht des Umwelt-, Klima- und Ressourcenschutzes und berücksichtigt auch die soziale Dimension. Wirtschaftliche Aspekte würden bereits im vorhergehenden Kapitel adressiert. Die folgende Bewertung baut auf dem ersten Bewertungsschritt auf. Die im ersten Schritt dargestellten Systemeffekte können z.B. bezüglich der folgenden Kriterien bewertet werden:

- Energieverbrauch
- Emissionen
- Auswirkungen auf den Ressourcenbedarf
- Soziale Dimension der Nachhaltigkeit: Akteursvielfalt, Partizipation etc.

Damit werden auch verschiedene Aspekte des energiepolitischen Zieldreiecks abgebildet: Wirtschaftlichkeit, Versorgungssicherheit sowie Umweltverträglichkeit, wobei die Versorgungssicherheit hier nur eine untergeordnete Rolle spielt.

3.8.1 Energieverbrauch, Ressourcen und Emissionen

Dezentrale Energiemanagementsysteme können unterschiedliche Effekte auf den Energieverbrauch eines Systems haben. Die Auswirkungen der dezentralen Systeme auf den Energieverbrauch ergeben sich vor allem aus fünf Faktoren:

1. Zusätzliche Wirkungsgradverluste durch die zusätzliche Nutzung von Flexibilität (siehe Kapitel 3.3.) Das ist abhängig vom Wirkungsgrad der eingesetzten Flexibilität sowie den Volllaststunden. Je nach Flexibilität kann der Effekt vernachlässigbar (z.B. effiziente nachfrageseitige Flexibilität) oder relevant sein (z.B. bei Nutzung von Power-to-Gas). Höhere Volllaststunden können entstehen, wenn lokal gespeichert wird, obwohl der Strom an anderer Stelle direkt genutzt werden könnte. Aus wirtschaftlicher Perspektive sind hohe Volllaststunden typischerweise erwünscht, aus Energieeffizienzgesichtspunkten sollte Flexibilität möglichst wenig genutzt werden.
2. Verringerung der Netzverluste bei geringerer Nutzung der Netze. Dies ergibt sich aus den Volllaststundenzahlen und der Transportentfernung (siehe Kapitel 3.4)
3. Dem Eigenenergieverbrauch der dezentralen Systeme selbst, der gegen die Verbrauchsreduktion, die durch die Systeme induziert wird, des Systems abgewogen werden muss (siehe Kapitel 3.5). Der Verbrauch der Systeme ist hierbei abhängig von der Zahl und Art der Komponenten. Beispielsweise beträgt die Leistung eines intelligenten Strommessers je nach Modell zwischen 1,4 und 4,4 Watt. Auf Systemebene wird bei einer breiten Einführung dieser Techniken die Einführung einer Infrastruktur zur Datenverarbeitung notwendig, die ebenfalls einen neuen Verbraucher darstellt (Prelle et al. 2012).
4. Auswirkungen der dezentralen EMS auf das Energieverbrauchsverhalten der Verbraucher (siehe Kapitel 3.5). Es stellt sich hier auch immer die Frage, wie sich die Effektivität dezentraler Systeme verhält im Vergleich zu Energieberatungsansätzen, die auch stärker auf das Investitionsverhalten abzielen. Teilweise wurde auch der Effekt beobachtet, dass die Erschließung dezentraler Flexibilität zu zusätzlichem Stromverbrauch führt, wenn Verbraucher ihren Verbrauch in Niedrigpreiszeiten stärker erhöhen als sie ihn in Schwachlastzeiten reduzieren. Dieser Effekt kann durch eine direkte Steuerung, also nicht vermittelt über Preissignale, vermieden werden.
5. Eventuell sind auch Wechselwirkungen mit dem Gebäudesektor und dortigen Energieeinsparmaßnahmen zu berücksichtigen (siehe Kapitel 3.5.3).

Die Auswirkungen der dezentralen Systeme auf den Ressourcenverbrauch ergeben sich vor allem aus den folgenden Faktoren:

- Auswirkungen auf die installierte flexible Kapazität, insbesondere dezentrale Speicher (siehe Kapitel 3.3.)
- Auswirkungen auf die Netzkapazität (siehe Kapitel 3.4)
- Ressourcenbedarf, der unmittelbar durch den Aufbau der dezentralen EMS entsteht. Dies ist insbesondere bei Softwarelösungen vernachlässigbar.

Die verschiedenen Ressourceneffekte (vor allem Speicher vs. Netz) müssen gegeneinander abgewogen werden.

Die Auswirkungen der dezentralen Systeme auf die Emissionen ergeben sich aus den folgenden Faktoren:

- den oben beschriebenen Auswirkungen auf den Energieverbrauch
- dem Beitrag der dezentralen Systeme zur Nutzung erneuerbarer Energien, z.B. im Falle von Netzengpässe, durch die erneuerbare Energien abgeregelt werden müssten oder mittelfristig bei EE-Überschüssen im Gesamtsystem. Wenn dezentrale Systeme Flexibilität bereitstellen, kann dies auch zu einer erhöhten Auslastung konventioneller Kraftwerke und damit zusätzlicher Emissionen führen. Dabei handelt es sich aber um eine generelle Nebenwirkung von Flexibilität, die durch den Abbau konventioneller Erzeugung vermindert wird.

3.8.2 Soziale Dimension der Nachhaltigkeit: Eigentumsverteilung, Akteursvielfalt, Partizipation

Neben der technischen Struktur des Systems und den damit einhergehenden Nachhaltigkeitseffekten spielen auch soziale Aspekte der Nachhaltigkeit eine Rolle. Dabei geht es vor allem um eine stärkere Partizipation möglichst vieler Akteure am Energiesystem, sei es als Eigentümer, als aktive Verbraucher oder politische Akteure. Es stellt sich jeweils die Frage, inwiefern diese sozialen Effekte an eine bestimmte dezentrale technische Struktur gekoppelt sind.

Im konventionellen Energiesystem, wurde Strom durch wenige zentrale Kraftwerke, die im Eigentum weniger Unternehmen konzentriert waren, bereitgestellt.

In Folge der Entwicklung der erneuerbaren Energien ist zu beobachten, dass die Eigentumsstrukturen des konventionellen Versorgungssystems durch eine Verteilung des Eigentums auf eine größere Anzahl an Akteuren abgelöst wurden. So befanden sich 2012 ca. 50 % der seit dem Jahr 2000 ausgebauten erneuerbarer Kapazitäten im Eigentum von Privatpersonen oder Gewerben (Trend:research 2013). Der wachsende Eigentumsanteil dieser Akteure ist eine Folge der wachsenden Investitionen in erneuerbare Energien, die durch die Finanzierung durch das EEG ermöglicht wird. Eine breitere Eigentumsverteilung betrifft zunächst die Erzeugungsanlagen an sich, unabhängig davon, wie diese gesteuert werden (z.B. EEG mit Einspeisevorrang vs. Eigenverbrauchsoptimierung). Geht eine breitere Eigentumsverteilung allerdings wie aktuell zu beobachten mit einer starken Zunahme der Zahl kleiner Anlagen einher, dann gewinnen auch dezentrale Energiemanagementsysteme an Bedeutung.

Inwieweit die Akzeptanz für die Energiewende in der Breite zusätzlich erhöht werden kann, wenn Bürger nicht nur in EE-Anlagen investieren oder Grünstrom beziehen können, sondern wenn sie den selbst erzeugten EE-Strom auch selbst nutzen können, ist weiter zu klären.

Neben dem Eigentum an Erzeugungsanlagen ergibt sich für die Verbraucher auch eine neue Rolle, indem sie – unterstützt durch dezentrale Energiemanagementsysteme – aktiver am Strommarkt teilnehmen. So können Akteure am Energiesystem partizipieren, die Flexibilität bereitstellen können, so etwa Haushalte, die ihren Verbrauch flexibilisieren, aber keine Installation einer PV Anlage anstreben. Dies stellt eine Ergänzung zur partizipativen Wirkung des Ausbaus der erneuerbaren Energien dar

und könnte zu einer größeren Akzeptanz von Veränderungen im Energiesystem durch eine größere Bandbreite an Akteuren führen.

Es gibt Hinweise, dass die Smart Meter Technik eine höhere Akzeptanz bei Endkunden erfährt, wenn nicht nur ein individueller Nutzen aus der Anwendung folgt, sondern ebenso ein sozialer Nutzen, wie eine erhöhte Integration erneuerbarer Energien und eine Bereitstellung von Flexibilität im Stromnetz (Broman Toft et al. 2014). Allerdings ist davon auszugehen, dass eine Flexibilisierung des Verbrauchs nicht bei allen Akteuren die Akzeptanz erhöht.

Im Bereich der Governance und Politikformulierung sind ebenfalls Veränderungen zu beobachten. Der Einsatz von dezentralen erneuerbaren Energien kann Ausgangspunkt für eine lokale oder regionale Energiepolitik sein. So finden sich in Deutschland bereits eine große Zahl an Regionen und Kommunen, die eine Versorgung mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien anstreben und ihr eigenes Energiekonzept formulierten (IdE 2014). Ein Beispiel hierfür ist auch der Klimavertrag des o.g. Stadtteils Hyllie der Stadt Malmö, die eine 100%ige Versorgung mit erneuerbaren Energien bis 2030 anstrebt (Malmö stad et al. 2011). Auch hier stellt sich die Frage, inwieweit dezentrale Energiemanagementsysteme Voraussetzung für lokale oder regionale Politikgestaltung sind, oder inwieweit und in welcher Form sie als Folge des Aufbaus dezentraler Kraftwerke und Flexibilitätsoptionen notwendig werden.

4 Ausblick

Die detailliertere Analyse dezentraler Energiemanagementsysteme sollte folgende Aspekte berücksichtigen und vertiefen:

Dezentrale EMS ermöglichen die Aktivierung dezentraler Flexibilität. Geschäftsmodelle, die auf der Umgehung von allgemeinen Abgaben beruhen, sind dabei über regulatorische Anpassungen zu begrenzen.

Die Entwicklung dezentraler EMS schreitet schnell voran. Getrieben durch Entwicklungen im IuK-Bereich (z.B. Blockchain), kann erwartet werden, dass in Zukunft eine Vielzahl weiterer Systeme unterschiedlicher Ausrichtung auf den Markt drängen und sehr schnell Verbreitung finden („Disruption“).

Das vorliegende Kurzgutachten spannt einen Kriterienrahmen auf. Dieser kann genutzt werden, um die dezentralen EMS detaillierter und auch quantitativ zu bewerten. Offene Fragen, die aufgeworfen wurden (wie zum Beispiel eine umfassende Untersuchung der Auswirkung von EMS auf den Energieverbrauch) sollten analysiert werden.

Für eine **Betrachtung der systematischen Kosten und Nutzen** unter Berücksichtigung des Gesamtsystems kommt es im nächsten Schritt darauf an, die hier skizzierten Kriterien und Effekte zu einer Gesamtbetrachtung zusammenzuführen.

Zukünftige Untersuchungen sollten unterschiedliche Szenarien berücksichtigen. Dies betrifft die Durchdringung mit erneuerbaren Energien und mit dezentralen EMS, aber z.B. auch die Entwicklung des Netzausbaus oder die europäische Integration des Strommarkts.

Die gesamtsystemische Nützlichkeit von dezentralen EMS lässt sich nicht ausschließlich im Rahmen einer Desktop-Studie bewerten. Die tatsächlichen Wirkungen hängen ab von u.a. den verwendeten Regelungsalgorithmen, den regulatorischen Rahmenbedingungen, der Topologie des Netzes, dem Umfang des Einsatzes der dezentralen EMS und auch dem Zusammenwirken zwischen den Systemen. Zumindest eine Simulation ist für eindeutige, valide Bewertungen notwendig. Die Vorhaben im Rahmen des Programms „Schaufenster Intelligente Energie“ können hierzu wertvolle Ergebnisse liefern.

Bei der Bewertung der Nützlichkeit dezentraler EMS ist der gegenwärtige wie auch mögliche zukünftige Ausgestaltungen des regulatorischen Rahmens zu berücksichtigen. Die Regulierung

setzt einen wichtigen Rahmen für viele gegenwärtige und zukünftige Geschäftsmodelle, die mit dezentralen EMS verbunden sind. Die Regulierung stellt das wichtigste gesetzgeberische Instrument dar, um dezentrale EMS zu einer gesamtsystemischen Optimierung beitragen zu lassen. Dabei ist zu beachten, dass der Einfluss der Regulierung in seiner jetzigen Form auf den Energiemarkt abnehmen wird, wenn neue Akteure durch die Regulierung in ihrer gegenwärtigen Form zum Teil gar nicht erfasst werden.

5 Literaturverzeichnis

Apple Home Kit; http://www.apple.com/de/ios/home/; zuletzt überprüft am: 10.11.2016

Avacon e-Home Energieprojekt 2020: http://www.ehomeprojekt.de/; zuletzt überprüft am: 10.11.2016

Avacon—-Home Energieprojekt: Broschüre; https://www.avacon.de/cps/rde/xbcr/avacon/Broschuere_e-Home_Projektverlaengerung.pdf; zuletzt überprüft am: 10.11.2016

AVM FRITZ!DECT 200; https://avm.de/produkte/fritzdect/fritzdect-200/?pk_campaign=SEM-komplett&pk_kwd=%2525%25ADFPLA%2525%2525; zuletzt überprüft am: 10.11.2016

Bauknecht, Dierk; Vogel, Moritz; Funcke; Simon (2015): Energiewende: Zentral oder dezentral?: Diskussionspapier im Rahmen der wissenschaftlichen Koordination des BMBF Förderprogramms: „Umwelt- und Gesellschaftsverträgliche Transformation des Energiesystems“.Freiburg: Öko-Institut e.V.

Bauknecht, Dierk (2016): Stromversorgung für 2050 modellieren (BINE Informationsdienst, Hrsg.), Berlin.

Bauknecht, Dierk; Heinemann, Christoph; Koch, Matthias; Ritter, David; Harthan, Ralph; Tröster, Eckehard & Langanke, Stefan (2014). Entwicklung des Flexibilitätsbedarfs im Stromsystem und der Beitrag verschiedener Flexibilitätsoptionen. Energiewirtschaftliche Tagesfragen 64 (11), S. 52–55.

BBH. (2016). Rechtsleitfaden Quartiersversorgung.

beegy; http://www.beegy.com/; zuletzt überprüft am: 10.11.2016

Bidgely: E.ON; http://www.eon.com/de/presse/pressemitteilungen/pressemitteilungen/2015/11/3/eon-investiert-in-us-amerikanisches-start-up-bidgely.html, zuletzt überprüft am: 10.11.2016

Bidgely; https://www.bidgely.com/; zuletzt überprüft am: 10.11.2016

Bidgely; https://www.greentechmedia.com/articles/read/biddgelys-new-real-time-energy-disaggregation-tools; zuletzt überprüft am: 10.11.2016

Bidgely; https://www.greentechmedia.com/articles/read/bidgely-raises-16m-for-energy-disaggregation; zuletzt überprüft am: 10.11.2016

BMWI (2015): Ein Strommarkt für die Energiewende. Ergebnispapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Weißbuch) (Bundesminister für Wirtschaft und Energie (BMWI), Hrsg.), Berlin, zuletzt abgerufen am 03.07.2015.

BMWI (2016): Strom 2030. Langfristige Trends - Aufgaben für die kommenden Jahre. Berlin: BMWI, zuletzt abgerufen am 20.12.2016.

Borggrefe, Frieder & Neuhoff, Carsten (2011): Balancing and Intraday Market Design: Options for Wind Integration (Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW), Hrsg.), Berlin.

Brooklyn Microgrid/Transactive Grid; http://brooklynmicrogrid.com/; zuletzt überprüft am: 10.11.2016

Brooklyn Microgrid/Transactive Grid; http://lo3energy.com/; zuletzt überprüft am: 10.11.2016

Brooklyn Microgrid/Transactive Grid; http://thenewstack.io/brooklyn-microgrid-blockchain-based-platform-locally-traded-electricity/; zuletzt überprüft am: 10.11.2016

Brooklyn Microgrid/Transactive Grid; http://transactivegrid.net/; zuletzt überprüft am: 10.11.2016

Brooklyn Microgrid/Transactive Grid; http://www.treehugger.com/renewable-energy/brooklyns-new-community-micro-grid-will-allow-peer-peer-renewable-energy-sharing.html; zuletzt überprüft am: 10.11.2016

Broman Toft, Madeleine; Schuitema, Geertje & Thogersen, John (2014). Responsible technology acceptance: Model development and application to consumer acceptance of Smart Grid technology. Applied Energy 134, S. 392–400.

BSW Solar (2012): Statistische Zahlen der deutschen Solarstrombranche (Photovoltaik). Berlin: BSW Solar.

BSW Solar (2013): Statistische Zahlen der deutschen Solarstrombranche (Photovoltaik). Berlin: BSW Solar.

BSW Solar (2014): Statistische Zahlen der deutschen Solarstrombranche (Photovoltaik). Berlin: BSW Solar.

BSW Solar (2015): Statistische Zahlen der deutschen Solarstrombranche (Photovoltaik). Berlin: BSW Solar.

BSW Solar (2016): Statistische Zahlen der deutschen Solarstrombranche (Photovoltaik). Berlin: BSW Solar.

BSW Solar. (2016). Geschäftsmodelle mit PV-Mieterstrom

Bundesverband Windenergie (2016): Windenergieanlagen in Deutschland | Bundesverband WindEnergie e.V., BWE. Verfügbar unter https://www.wind-energie.de/infocenter/statistiken/deutschland/windenergieanlagen-deutschland, zuletzt abgerufen am 03.11.2016.

Caterva; http://www.caterva.de/; zuletzt überprüft am: 10.11.2016

Caterva; https://energie-wissen.de/caterva-sonne-kurzinfo/; zuletzt überprüft am: 10.11.2016

Elsner, Peter & Sauer, Dirk U. (2015): Energiespeicher. Technologiesteckbrief zur Analyse "Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050". München: acatech - Deutsche Akademie der Technikwissenschaften e.V..

E.ON Bayern – Netz der Zukunft; http://www.sonnenenergie.de/sonnenenergie-redaktion/SE-2012-03/Layout-fertig/PDF/Einzelartikel/SE-2012-03-s018-Energiewende-Netz_der_Zukunft.pdf?PHPSESSID=t4gdvaa03c4mqadbhgm7imtdb7; zuletzt überprüft am: 10.11.2016

E.ON/Hyllie: Klimavertrag; http://malmo.se/download/18.760b3241144f4d60d3b69cd/1397120343885/Hyllie+klimatkontrakt_broschyr_EN_2013.pdf; zuletzt überprüft am: 10.11.2016

E.ON/Hyllie; http://malmo.se/Nice-to-know-about-Malmo/Sustainable-Malmo-/Sustainable-City-Development-2016/Sustainable-City-Development/Climate-smart-Hyllie.html; zuletzt überprüft am: 10.11.2016

E.ON/Hyllie; http://pocacito.eu/sites/default/files/Hyllie_Malm%C3%B6_POCACITO.pdf; zuletzt überprüft am: 10.11.2016

E.ON/Hyllie; http://policytransfer.metropolis.org/case-studies/climate-smart-hyllie; zuletzt überprüft am: 10.11.2016

E.ON/Hyllie; http://smart-cities-centre.org/wp-content/uploads/Joakim-Nordqvist_2015-09-01-Malm%C3%B6-Climate-KIC_Nordic_Cities-pdf.pdf; zuletzt überprüft am: 10.11.2016

E.ON/Hyllie; http://www.eib.org/attachments/documents/smart_city_initiatives_and_projects_in_malmo_sweden_en.pdf; zuletzt überprüft am: 10.11.2016

E.ON/Hyllie; http://www.energimyndigheten.se/en/news/2011/47-million-for-a-smart-network-in-hyllie/; zuletzt überprüft am: 10.11.2016

E.ON/Hyllie; http://www.eon.com/de/nachhaltigkeit/regionale-aktivitaeten/schweden.html; zuletzt überprüft am: 10.11.2016

E.ON/Hyllie; http://www.gate21.dk/wp-content/uploads/2016/06/BREAK-OUT-Planning-City-Technology-for-People-Maja-Johansson-Malm%C3%B6.pdf; zuletzt überprüft am: 10.11.2016

E.ON/Hyllie; http://www.hyllie.com/artikelarkiv/hyllie-testing-ground-for-new-technology.aspx; zuletzt überprüft am: 10.11.2016

E.ON/Hyllie; http://www.hyllie.com/climate; zuletzt überprüft am: 10.11.2016

E.ON/Hyllie; http://www.ieee-pes.org/presentations/gm2014/PESGM2014P-002748.pdf; zuletzt überprüft am: 10.11.2016

E.ON/Hyllie; http://www.smartgrids.ch/sgeranetplus/docs/event2/20130514%20Peder%20Berne.pdf; zuletzt überprüft am: 10.11.2016

E.ON/Hyllie; https://berlin.eon.com/smart-city-hyllie-zukunft/; zuletzt überprüft am: 10.11.2016

E.ON/Hyllie; https://energized.eon.com/de/die-zukunft-beginnt-in-hyllie/; zuletzt überprüft am: 10.11.2016

E.ON/Hyllie; https://www.eon.se/nyheter/hyllie-_-pa-god-vaeg-att-bli-sveriges-smartaste-stadsdel.html; zuletzt überprüft am: 10.11.2016

E.ON/Hyllie; https://www.eon.se/samhaelle---utveckling/hallbara-stader/smarta-nat-i-hyllie.html; zuletzt überprüft am 10.11.2016

E.ON/Hyllie; https://www.greenbiz.com/blog/2014/10/01/how-decaying-industrial-city-became-eco-friendly-hub; zuletzt überprüft: 10.11.2016

Eclipse SmartHome; http://www.eclipse.org/smarthome/; zuletzt überprüft am: 10.11.2016

EMS EDM Prophet; http://www.edm-prophet.de/; zuletzt überprüft am: 10.11.2016

EMS EDM Prophet; https://www.iosb.fraunhofer.de/servlet/is/9262/; zuletzt überprüft am: 10.11.2016

EnBW - MeRegio; http://www.meregio.de/index.php?page=partner-enbw; zuletzt überprüft am: 10.11.2016

EnBW - MeRegio; https://www.enbw.com/privatkunden/energie-und-zukunft/forschungsprojekte/energiemanagement/; zuletzt überprüft am: 10.11.2016

EnBW - MeRegio; https://www.enbw.com/unternehmen/konzern/forschung/energiesystem/meregio/; zuletzt überprüft am: 10.11.2016

EnBW EnergyBASE: Flyer; https://www.enbw.com/media/privatkunden/docs/energybase/die-komplettloesung-der-enbw-flyer.pdf; zuletzt überprüft am: 10.11.2016

EnBW EnergyBASE; http://www.energie-in-zahlen.info/pdf_gen.php; zuletzt überprüft am: 10.11.2016

EnBW solar+; http://www.enbw-solarplus.de/?wt_mc=adwords.solarplus_phase_1...alle.brand_solar.201613&gclid=CKi77amrntACFc8K0wodekwG5A; zuletzt überprüft am: 10.11.2016

ENIT Systems; https://www.enit-systems.com/; zuletzt überprüft am: 10.11.2016

EXYTRON SmartEnergyTechnology; http://www.exytron.com/; zuletzt überprüft am: 10.11.2016

FENECON FEMS: Broschüre; https://fenecon.de/web/binary/saveas?model=ir.attachment&field=datas&filename_field=name&id=592&t=1433751883064.; zuletzt überprüft am: 10.11.2016

FENECON FEMS; https://fenecon.de/page/stromspeicher-fems; zuletzt überprüft am: 10.11.2016

Frank, Milena (2015): Analyse der Eigenbedarfsdeckung durch PV- und KWK-Anlagen in Wohnhäusern. Darmstadt: Institut Wohnen und Umwelt GmbH (IWU).

Frontier Economics & Consentec (2008): Notwendigkeit und Ausgestaltung geeigneter Anreize für eine verbrauchsnahe und bedarfsgerechte Errichtung neuer Kraftwerke. Berlin: BMWI.

Gans, Will; Alberini, Anna & Longo, Alberto (2012). Smart Meter Devices and The Effect of Feedback on Residential Electricity Consumption: Evidence from a Natural Experiment in Northern Ireland. Energy Economics 36, S. 729–743.

geff; http://www.geff.de/; zuletzt überprüft am: 10.11.2016

GreenPocket; http://www.greenpocket.de/; zuletzt überprüft am: 10.11.2016GridSystronic Energy; https://gridsystronic-energy.com/; zuletzt überprüft am: 10.11.2016

Heinemann, Christoph; Bürger, Veit; Bauknecht, Dierk; Ritter, David & Koch, Matthias (2014). Widerstandsheizungen: ein Beitrag zum Klimaschutz und zur Integration fluktuierender Erneuerbarer? Energiewirtschaftliche Tagesfragen 64 (5), S. 45–48.

homee; https://hom.ee/; zuletzt überprüft am: 10.11.2016

IdE (2014): 100% Erneuerbare-Energie-Regionen. Kassel: Institut dezentrale Energietechnologien. Verfügbar unter http://www.100-ee.de/fileadmin/redaktion/100ee/Downloads/broschuere/100ee-Karte_Liste_Oktober_2014.pdf, zuletzt abgerufen am 31.10.2014.

Ifeu; Fraunhofer ISI; Prognos; gws; IREES; Orange; IfnE; Fraunhofer ISE & ZEE (2011): Endbericht. Energieeffizienz: Potenziale, volkswirtschaftliche Effekte und innovative Handlungs- und Förderfelder für die Nationale Klimaschutzinitiative. Berlin: BMUB.

Keimeyer, Friedhelm; Bürger, Veit; Klinski, Stefan; Oschatz, Bert; Pehnt, N. & Steinbach, J. (2015): Instrumente und Rechtsfragen EEWärmeG . Abgleich der Regelwerke EEWärmeG und EnEV/EnEG im Auftrag des BMWI (unveröffentlicht). Berlin: BMWI.

Kiwigrid; https://www.kiwigrid.com/de/; zuletzt überprüft am: 10.11.2016

Koch, M., Bauknecht, D. & Heinemann, C. (Hrsg.) (2012): Der zukünftige Wert von Smart Grids im deutschen Stromsystem – eine modellgestützte Szenarienanalyse von 2010 bis 2030: VDE Kongress Smart Grid, 5.-6.11.2012, Stuttgart.

Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) (Hrsg.): Merkblatt Erneuerbare Energien. KfW-Programm Erneuerbare Energien "Speicher". Verfügbar unter https://www.kfw.de/Download-Center/F%C3%B6rderprogramme-%28Inlandsf%C3%B6rderung%29/PDF-Dokumente/6000002700_M_275_Speicher.pdf, zuletzt abgerufen am 11.11.2016.

Loxone Smart Home – Leben mit Autopilot; http://www.loxone.com/dede/start.html; zuletzt überprüft am 10.11.2016

Loxone Smart Home: Sicherheitsleck; http://www.heise.de/ct/ausgabe/2016-19-Fatales-Sicherheitsleck-beim-Smart-Home-System-von-Loxone-3306780.html; zuletzt überprüft am 10.11.2016

Mahnke, Eva; Mühlenhoff, Jörg & Lieblang, Leo (2012): Strom speichern (Agentur für Erneuerbare Energien (AEE), Hrsg.) (RENEWS SPEZIAL 75/ Dezember 2014), zuletzt abgerufen am 20.01.2015.

Malmö stad; E.ON & VASYD (2011): Climate-smart Hyllie. testing the sustainable solutions of the future. Malmö: Malmö stad.

MVV Living Lab Walldorf; http://living-lab-walldorf.de/; zuletzt überprüft am: 10.11.2016

MVV Living Lab Walldorf; https://www.mvv-energie.de/de/mvv_energie_gruppe/nachhaltigkeit_2/innovationen_1/living_lab_walldorf/livinglabwalldorf.jsp; zuletzt überprüft am: 10.11.2016

MVV Strombank FAQ; https://www.mvv-energie.de/de/mvv_energie_gruppe/nachhaltigkeit_2/innovationen_1/strombank/strombank_faq.jsp; zuletzt überprüft am: 10.11.2016

MVV Strombank; http://www.wik.org/fileadmin/Konferenzbeitraege/netconomica/2015/Thomann_MVV.pdf; zuletzt überprüft am: 10.11.2016

MVV Strombank; https://www.energieland.hessen.de/bfeh/frankfurt/Praxisbeispiel_Strombank_MVV_Energie.pdf; zuletzt überprüft am: 10.11.2016

MVV Strombank; https://www.mvv-energie.de/de/mvv_energie_gruppe/nachhaltigkeit_2/innovationen_1/strombank/aktuelles/strombank_aktuelles.jsp; zuletzt überprüft am: 10.11.2016

MVV Strombank; https://www.mvv-energie.de/de/mvv_energie_gruppe/nachhaltigkeit_2/innovationen_1/strombank/strombank_1.jsp; zuletzt überprüft am: 10.11.2016

Nest/Google; https://nest.com/, zuletzt überprüft am: 10.11.2016

Öko-Institut e.V.; ZSW (2015): Ableitung von Recycling- und Umweltanforderungen und Strategien zur Vermeidung von Versorgungsrisiken bei innovativen Energiespeichern.

Ökoprofit® Bergisches Städtedreieck (2014): Ökoprofit®-Betriebe Umweltschutz mit Gewinn, Wuppertal, Solingen, Remscheid.

openHAB; http://www.openhab.org/, zuletzt überprüft am: 10.11.2016

Organic Smart Home: KIT; http://www.aifb.kit.edu/web/Energy_Smart_Home_Lab; zuletzt überprüft am: 10.11.2016

Organic Smart Home; http://www.organicsmarthome.org/; zuletzt überprüft am: 10.11.2016

Pehnt, M. (2015): Modellrechnung im Rahmen des Projekts "Instrumente und Rechtsfragen EEWärmeG" im Auftrag des BMWi (unveröffentlicht). Berlin: BMWI.

Peter, Stefan (2013): Modellierung einer vollständig auf erneuerbaren Energien basierenden Stromerzeugung im Jahr 2050 in autarken, dezentralen Strukturen (Umweltbundesamt (UBA), Hrsg.), Dessau-Roßlau.

PipesBox/naon: naon; http://www.naonhome.com/; zuletzt überprüft am: 10.11.2016

PipesBox/naon: naon-Market; https://market.pipesbox.de/de; zuletzt überprüft am 10.11.2016

PipesBox/naon: PipesBox; http://www.pc-magazin.de/business-it/pipesbox-smart-home-verknuepfung-2143202.html; zuletzt überprüft am: 10.11.2016

PipesBox/naon: PipesBox; https://www.startnext.com/pipesbox; zuletzt überprüft am: 10.11.2016

PowerMatcher; http://flexiblepower.github.io/; zuletzt überprüft am: 10.11.2016

PowerMatcher; http://flexiblepower.github.io/technology/powermatcher/; zuletzt überprüft am: 10.11.2016

PowerMatcher; https://fan-ci.sensorlab.tno.nl/builds/powermatcher-documentation/master/html/; zuletzt überprüft am: 10.11.2016

PowerMatcher; https://www.tno.nl/en/focus-area/energy/sustainable-energy/smart-energy-system-solutions/powermatcher/; zuletzt überprüft am: 10.11.2016

powerpeers: Vattenfall; http://news.vattenfall.com/de/article/energie-vom-nachbarn; zuletzt überprüft am: 10.11.2016

powerpeers: Vattenfall; http://news.vattenfall.com/de/article/powerpeers-der-interaktive-marktplatz; zuletzt überprüft am: 10.11.2016

powerpeers; https://www.powerpeers.nl/, zuletzt überprüft am: 10.11.2016

Prelle, Michael; Wimmer, Wolfgang.; Frey, Dominique & Huser, Alois (2012): Smart Metering. consumption (Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie, Hrsg.). Wien: ECODESIGN company; Encontrol AG.

Prognos (2016), Eigenversorgung aus Solaranlagen: Das Potenzial für Photovoltaik-Speicher-Systeme in Ein- und Zweifamilienhäusern, Landwirtschaft sowie im Lebensmittelhandel. Berlin: Agora Energiewende.

ProSyst – Bosch Group: Software; https://openbit.eu/mitglieder/prosyst-software-gmbh/; zuletzt überprüft am 10.11.2016

ProSyst – Bosch Group: Übernahme; https://www.bosch-si.com/de/newsroom/news/pressemitteilungen/pressemitteilungen-54848.html; zuletzt überprüft am: 10.11.2016

ProSyst – Bosch Group: Übernahme; https://www.heise.de/developer/meldung/Bosch-schliesst-Uebernahme-von-ProSyst-ab-2622146.html; zuletzt überprüft am: 10.11.2016

ProSyst – Bosch Group; http://www.prosyst.com/overview/, zuletzt überprüft am 10.11.2016

QIVICON; https://www.qivicon.com/de/; zuletzt überprüft am 10.11.2016

rainforest EAGLE Energy Gateway; https://rainforestautomation.com/rfa-z109-eagle/, zuletzt überprüft am: 10.11.2016

RealValue Project; http://de.realvalueproject.com/; zuletzt überprüft am: 10.11.2016

Regionales Virtuelles Kraftwerk TU Dresden/EWE AG; http://www.eneff-stadt.info/fileadmin/media/Projektbilder/Neue_Technologien/Virtuelles_Kraftwerk_Mini-KWK/rvk-tud-abschlussbericht_gesamt.pdf; zuletzt überprüft am: 10.11.2016

Regionales Virtuelles Kraftwerk TU Dresden/EWE AG; http://www.eneff-stadt.info/de/neue-technologien/projekt/details/regionales-virtuelles-kraftwerk-auf-basis-der-mini-und-mikro-kwk-technologie-rvk/; zuletzt überprüft am: 10.11.2016

Regionales Virtuelles Kraftwerk TU Dresden/EWE AG; http://www.et.tu-dresden.de/etit/index.php?id=843; zuletzt überprüft am: 10.11.2016

Regionales Virtuelles Kraftwerk TU Dresden/EWE AG; https://tu-dresden.de/ing/maschinenwesen/iet/gewv/forschung/forschungsprojekte/rvk; zuletzt überprüft am: 10.11.2016

Regionales Virtuelles Kraftwerk TU Dresden/EWE AG; https://www.mvv-energie.de/de/mvv_energie_gruppe/nachhaltigkeit_2/innovationen_1/real_value/realvalue.jsp; zuletzt überprüft am: 10.11.2016

RWE innogy SmartHome; http://www.rwe-smarthome.de/web/cms/de/3128782/home/ui/; zuletzt überprüft am: 10.11.2016

Schneider homeLYnk; http://www.schneider-electric.com/en/product-range/62143-homelynk-/; zuletzt überprüft am: 10.11.2016

SENEC.IES; http://www.senec-ies.com/; zuletzt überprüft am: 10.11.2016

Siemens AG: Zukunftsweisende Kraftwerkstechnik in Irsching. Siemens erreicht mit der SGT5-8000H-Gasturbine einen Weltrekord von 60,75 Prozent, Siemens AG. Verfügbar unter https://www.siemens.com/press/de/materials/energy/2011-05-irsching4.php, zuletzt abgerufen am 19.05.2017.

SMA Solar – Sunny Home Manager; http://files.sma.de/dl/15583/HOMEMANAGER-DDE1603-V21web.pdf; zuletzt überprüft am: 10.11.2016

SMA Solar – Sunny Home Manager; http://www.sma.de/produkte/monitoring-control/sunny-home-manager.html; zuletzt überprüft am: 10.11.2016

SolarWorld - Suntrol eManager; http://www.solarworld.de/produkte/produkte/suntrol-anlagenueberwachung/suntrol-emanager/; zuletzt überprüft am: 10.11.2016

Sunride: Next Economy Award; https://www.nexteconomyaward.de/project/sunride-gmbh/; zuletzt überprüft am: 10.11.2016

Sunride: Projektdetails; http://www.energiegruender.de/nc/projektdetails/rkw/ajax/show/software-fuer-dezentrale-stromversorgung/; zuletzt überprüft am: 10.11.2016

Sunride: Software; http://market.ecosummit.net/c/Sunride; zuletzt überprüft am: 10.11.2016

Sunride; http://www.sunride.net/#intro-1; zuletzt überprüft am: 10.11.2016

tado; https://www.tado.com/de/; zuletzt überprüft am: 10.11.2016

Trend:research (2013): Anteile einzelner Marktakteure an Erneuerbare Energien-Anlagen in Deutschland. Bremen: Trend:research. Verfügbar unter http://www.trendresearch.de/studien/16-0188-2.pdf?d9a91646ea0326dd25204e1e4367e61f, zuletzt abgerufen am 04.01.2013.

Ullrich, S. (17. 11 2016). BSW Solar veröffentlicht Leitfaden für Mieterstrom. Von http://www.erneuerbareenergien.de/: http://www.erneuerbareenergien.de/bsw-solar-veroeffentlicht-leitfaden-fuer-mieterstrom/150/436/99109/ abgerufenBauknecht, Dierk (2016): Stromversorgung für 2050 modellieren (BINE Informationsdienst, Hrsg.), Berlin.

VDE (2007): VDE-Studie Dezentrale Energieversorgung 2020 (Energietechnische Gesellschaft im VDE (ETG), Hrsg.), Frankfurt am Main.

VDE (2015): VDE-Studie Der Zellulare Ansatz – Grundlage einer erfolgreichen, regionenübergreifenden Energiewende (Energietechnische Gesellschaft (ETG), ETG Task Force Grundsätzliche Auslegung neuer Netze, Frankfurt am Main.