# Marktorientierte Steuerungsansätze für Elektrofahrzeuge im Haushaltsbereich basierend auf einer Smart-Meter-Gateway Infrastruktur

Amra Jahic*, Felix Heider, Detlef Schulz
*Professur für Elektrische Energiesysteme*
*Helmut-Schmidt-Unviersität / Universität der Bundeswehr Hamburg*
Hamburg, Deutschland
*amra.jahic@hsu-hh.de

***Kurzfassung* – Die Digitalisierung und Flexibilisierung der Erzeuger und Verbraucher stellt eine der wichtigsten Voraussetzungen für die zukünftigen Stromversorgungssysteme dar. Neben der Flexibilität der in der Mittelspannungsebene angeschlossenen größeren Erzeuger und Verbraucher wird der Ausbau der Infrastruktur für intelligente Messsysteme auch die aktive Nutzung der Flexibilität im deutschen Niederspannungsnetz ermöglichen. In diesem Beitrag werden mögliche marktorientierte Steuerungsansätze für die Nutzung dieser Flexibilität zusammengefasst. Die Analyse beinhaltet sowohl bereits existierende als auch in der Zukunft zu erwartende Vermarktungsmöglichkeiten. Ein besonderer Fokus liegt bei den flexiblen Haushalten mit Elektrofahrzeugen und den Möglichkeiten und Voraussetzungen für ihre Teilnahme in den analysierten Märkten. Die notwendige Smart-Meter-Gateway Infrastruktur als Enabler dieser Teilnahme wird am Beispiel eines Haushalts detailliert dargestellt. Zusätzlich werden die Berechnung und mögliche Nutzung der Flexibilität im Haushaltsbereich an einem konkreten Beispiel demonstriert.**

***Stichworte – Marktorientierte Steuerung, Elektrofahrzeuge, flexible Haushaltsverbraucher, Smart Meter Gateway, Flexibilität***

## NOMENKLATUR

| | |
|---|---|
| AbLaV | Verordnung über Vereinbarung zu abschaltbaren Lasten (§13, EnWG) |
| AMI | Advanced Metering Infrastructure |
| CLS | Controllable Local Systems |
| EEG | Erneuerbare-Energien-Gesetz |
| EEX | European Energy Exchange |
| EV | Electric Vehicle |
| EMT | Externer Marktteilnehmer |
| EnWG | Energiewirtschaftsgesetz |
| EPEX | European Power Exchange |
| HAN | Home-Area-Network |
| LMN | Local Metrological Network |
| MRL | Minutenreserveleistung |
| OTC | Over the Counter |
| PMS | Power Management System |
| PRL | Primärregelleistung |
| PV | Photovoltaik |
| P2P | Peer-to-Peer |
| SAL | Schnell abschaltbare Lasten |
| SMGw | Smart Meter Gateway |
| SOL | Sofort abschaltbare Lasten |
| SRL | Sekundärregelleistung |
| VNB | Verteilnetzbetreiber |
| V2G | Vehicle-to-Grid |
| WAN | Wide-Area-Network |
| ÜNB | Übertragungsnetzbetreiber |

## I. EINLEITUNG

Die Transformation der heutigen Stromversorgungssysteme, einerseits mit volatiler Einspeisung der erneuerbaren Energien und andererseits mit fortschreitender Elektrifizierung in unterschiedlichen Lebenssphären, wie z. B. Mobilität, Gebäudetechnik und Industrie, stellt eine Herausforderung für alle im System involvierte Akteure dar. Mit dem erwarteten Ausbau der erneuerbaren Energien und ihrer starken Abhängigkeit von den meteorologischen Bedingungen kann es in der Zukunft zunehmend zu größeren Unterschieden bei Angebot und Nachfrage der elektrischen Energie kommen. Dies wird durch die neuartigen Lastentypen und die von heutigen Standardlastprofilen abweichenden Muster seitens der Verbraucher verstärkt. Mit der Kopplung des Strom- und Wärmesektors wird es eine zusätzliche Abhängigkeit von den meteorologischen Bedingungen geben. Die Elektromobilität verursacht hingegen nicht nur eine hohe Gleichzeitigkeit, sondern auch zusätzliche Volatilität im System. All dies führt zu möglichen Konsequenzen für die Stromversorgungssysteme, wie z. B. Netzengpässe, Betriebsmittelüberlastungen und Frequenz- und Spannungsbandverletzungen, welche die Stabilität des Netzes gefährden können.

Als eine der wichtigsten Maßnahmen für die erfolgreiche Gestaltung der zukünftigen Stromversorgungssysteme wurde die Digitalisierung und Flexibilisierung der Erzeuger und Verbraucher identifiziert [1, 2]. Dies kann den hohen Netzausbaubedarf reduzieren und den kritischen Zeitdruck bei der Planung und Implementierung der Ausbaumaßnahmen verringern. Eine aktive Flexibilitätsnutzung nicht nur seitens

DOI: 10.24405/13965

der Erzeuger, sondern auch seitens der Verbraucher kann für den Ausgleich bei der volatilen Erzeugung der erneuerbaren Energien oder für die Unterstützung bei lokalen Stabilitätsproblemen im Netz sorgen. Dabei spielen nicht nur die größeren Industrieverbraucher, sondern auch die kleineren Verbraucher in der Niederspannungsebene, wie z. B. Haushalte, eine wichtige Rolle. Mit zunehmender Integration von kleinen Speichern, vor allem in der Kombination mit Photovoltaikanlagen (PV), werden die Verbraucher ihre klassische Rolle der passiven unflexiblen Teilnehmer ändern. Der neue aktive und flexible Verbraucher (engl. Consumer), der zusätzlich auch ein Erzeuger (engl. Producer) ist, oft auch „Prosumer“ genannt, kann damit eine wichtige Rolle bei der Flexibilisierung der zukünftigen Energiesysteme spielen.

Die Flexibilisierung der Verbraucher öffnet die Tür für viele neue netz- und marktorientierte Geschäftsmodelle. Für größere Verbraucher gibt es schon jetzt mehrere Möglichkeiten für die Vermarktung ihrer Flexibilität. Die Beteiligung kleinerer Verbraucher, vor allem im Haushaltsbereich, ist im Gegensatz dazu noch nicht sehr verbreitet, obwohl genau diese kleinen dezentralen Verbraucher für lokale Engpässe und Stabilitätsprobleme im Niederspannungsnetz eine sehr große Rolle spielen. Dieser Beitrag bietet eine Übersicht zu möglichen marktorientierten Steuerungsansätzen für die Nutzung der Flexibilität im Haushaltsbereich. Der Fokus liegt dabei auf den privaten Elektrofahrzeugen (EV). Die Übersicht beinhaltet sowohl die heute verfügbaren Möglichkeiten als auch die in der Zukunft erwarteten Märkte. Nach der Einleitung sind im Kapitel II unterschiedliche Vermarktungsmöglichkeiten für die Verbraucher und die Voraussetzungen für die Teilnahme in diesen Märkten dargestellt. Ihre Umsetzbarkeit im Haushaltsbereich wird im Kapitel III analysiert. Das Kapitel IV stellt die Rolle des Smart Meter Gateways (SMGw) bei der Flexibilisierung und Gestaltung der intelligenten Steuerung im Haushaltsbereich dar. Mit der Berechnung der Flexibilität und der Analyse einer möglichen Vermarktungsmöglichkeit am Beispiel eines Haushalts wird im Kapitel IV zusätzlich das Potenzial der flexiblen Kleinverbraucher dargestellt. Eine Zusammenfassung des Beitrags wird in Kapitel V gegeben.

## II. Steuerungsansätze für Verbraucher

Die Flexibilität der Verbraucher kann auf unterschiedlichen Wegen und mit unterschiedlichen Zielsetzungen eingesetzt und vermarktet werden. Die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) können z. B. mit Hilfe des Regelleistungsmarktes die Flexibilität aktiv für die Sicherung der Systemstabilität nutzen. Die Verteilnetzbetreiber (VNB) haben ebenfalls mehrere Möglichkeiten, die Flexibilität auf der Verbraucherseite für die Stabilisierung des Systems und zum Netzengpassmanagement zu nutzen. In diesen beiden Fällen wird die Flexibilität grundsätzlich für die Erhaltung der Stabilität im Netz eingesetzt und die Steuerung der Verbraucher wird als netzorientiert bezeichnet. Andererseits können die Verbraucher ihre Flexibilität für den Handel am Strommarkt oder den Handel und Energieausgleich auf unterschiedlichen lokalen Märkten einsetzen. Hierbei handelt es sich um marktorientierte Steuerungsansätze. Eine Zusammenfassung unterschiedlicher Vermarktungsmöglichkeiten für die Verbraucherflexibilität, die in diesem Beitrag analysiert wurden, ist in der Tabelle I dargestellt.

### *A. Regelleistung*

Um die Frequenzstabilität in einem Netz zu sichern, müssen die Einspeisung und Entnahme von Energie zu jedem Zeitpunkt ausgeglichen werden. Im Fall von Abweichungen sorgen die Übertragungsnetzbetreiber für einen Ausgleich. Dies erfolgt mit Hilfe der sogenannten Regelleistung, der positiven oder negativen Energiereserven, die sowohl die Erzeuger als auch die Verbraucher anbieten können. Das Regelungskonzept besteht aus drei Stufen mit unterschiedlichen Reaktionszeiten. Die Primärregelleistung (PRL) dient der schnellen Stabilisierung der Netzfrequenz und soll innerhalb von 30 Sekunden nach einem Störereignis abrufbar sein. Die Aktivierung der PRL geschieht automatisch bei einer Sollwertabweichung und benötigt keine direkte Mitwirkung seitens des ÜNB. Die Sekundärregelleistung (SRL) ist wie PRL eine automatisch aktivierte Regelreserve, die nur in denjenigen Regelzonen aktiviert wird, in denen die Ursache der Instabilität vorkommt und die innerhalb von 5 Minuten aktiviert werden soll. Zusätzlich gibt es die Minutenreserveleistung (MRL), die innerhalb von 15 Minuten aktiviert werden soll und die im Gegensatz zu PRL und SRL nicht automatisch erfolgt, sondern von den verantwortlichen ÜNB manuell abgerufen und eingesetzt wird.

Tabelle I: Zusammenfassung der in diesem Beitrag analysierten Vermarktungsmöglichkeiten für die Flexibilität seitens der Verbraucher.

| | **Zielsetzung** | **Abnehmer der Flexibilität** | **Einsatzbereich** | **Einsatz bzw. Entwicklungsstadium** |
|---|---|---|---|---|
| Regelleistung | netzorientiert | ÜNB | Übertragungsnetz | Im Einsatz |
| Verordnung zu abschaltbaren und zuschaltbaren Lasten | netzorientiert | ÜNB | Übertragungsnetz | Im Einsatz |
| Strommarkt | marktorientiert | Ggf. Aggregator oder virtuelles Kraftwerk* | Alle Netze, vom Übertragungsnetz bis zum Niederspannungsnetz | Im Einsatz |
| Flexibilitätsmarkt | netzorientiert | VNB | Verteil- und Niederspannungsnetz | Pilotprojekte |
| Peer-2-Peer Markt | marktorientiert** | Andere Marktteilnehmer | Niederspannungsnetz | Im Einsatz |

** Bei der Nutzung der Flexibilität für den Handel am Strommarkt kann der Verbraucher direkt am Markt teilnehmen oder unterschiedliche vom Stromversorger angebotene dynamische Stromtarife nutzen. Als Alternative kann der Verbraucher seine Flexibilität einem Aggregator oder einem virtuellen Kraftwerk zur Verfügung stellen, die daraufhin die Flexibilität abnehmen und für den Handel am Strommarkt nutzen.*

*** Obwohl die Peer-2-Peer Märkte vor allem für den Energiehandel und Ausgleich genutzt werden, wird oft durch lokale Nutzung der kleinen Erzeuger und lokalen Energieausgleich indirekt zur Netzstabilität beigetragen.*

Die Verordnung über den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen, bekannt als Stromnetzzugangsverordnung, sieht eine marktbasierte Beschaffung der Regelleistung vor und fordert anonymisierte Ausschreibungen über eine entsprechende Internetplattform. Für die Teilnahme am Markt müssen die Anbieter der Regelleistungsprodukte die technischen und betrieblichen Zugangsvoraussetzungen erfüllen. Ein Überblick über die wesentlichen Produkte, ihre Eigenschaften und Mindestgebotsgrößen ist in der TABELLE II gezeigt [3]. Die Ausschreibungen in Deutschland erfolgen über die Plattform www.regelleistung.net. Grundsätzlich sind dabei zwei Arten der Vergütung zu unterscheiden. Mit dem Leistungspreis wird die Bereitschaft für die Lieferung einer bestimmten Energiemenge vergütet. Mit dem Arbeitspreis hingegen wird die tatsächlich erbrachte Regelenergie (Regelarbeit) entlohnt. Aufgrund der EU-Richtlinien, die die Angleichung von europäischen Regelenergiemärkten anstreben, wurde in Deutschland seit November 2020 der Regelarbeitsmarkt eingeführt [4]. Der Handel von Regelleistung und Regelarbeit findet so an zwei voneinander unabhängigen Märkten statt. Die Erbringung von Regelarbeit ist nun möglich, ohne vorher an einer Leistungsauktion teilgenommen zu haben. Während für die PRL und SRL meistens nur die Erzeuger präqualifiziert sind, nehmen bei MRL auch die Verbraucher, die in virtuellen Kraftwerken integriert sind, teil [5]. Vor allem Elektrofahrzeuge, mit ihrer Vehicle-to-Grid (V2G) Fähigkeit und mit Hilfe von geographischen Gruppierungen (engl. Pooling), weisen Potenzial für die Bereitstellung der Regelleistung auf [6 – 9].

TABELLE II: ÜBERBLICK DER WESENTLICHEN PRODUKTEIGENSCHAFTEN UND VORAUSSETZUNGEN BEI DER AUSSCHREIBUNG FÜR REGELLEISTUNG.

| | **PRL** | **SRL** | **MRL** |
|---|---|---|---|
| Ausschreibungszeitraum | Täglich | Täglich | Täglich |
| Produktzeitscheiben | 6 x 4 Stundenblöcke | 6 x 4 Stundenblöcke | 6 x 4 Stundenblöcke |
| Mindestgebotsgröße | 1 MW | 5 MW * | 5 MW * |
| Angebotsinkrement | 1 MW | 1 MW | 1 MW |
| Vergabe | Leistungspreis-Merit-Order | Leistungspreis-Merit-Order | Leistungspreis-Merit-Order |
| Vergütung | Pay-as-clear (Leistungspreis) | Pay-as-bid (Leistungs- und Arbeitspreis) | Pay-as-bid (Leistungs- und Arbeitspreis) |

** Ausnahmeweise werden auch Angebotsgrößen von 1 MW, 2 MW, 3 MW und 4 MW zugelassen, wenn ein Anbieter nur ein einziges Angebot je Produktzeitscheibe in der jeweiligen Regelzone abgibt.*

TABELLE III: ÜBERBLICK DER WESENTLICHEN ANFORDERUNGEN UND EIGENSCHAFTEN DER ABLAV.

| | **SOL** | **SAL** |
|---|---|---|
| Mindestgebotsgröße | 5 MW | |
| Mindestverfügbarkeit | 552 Viertelstunden pro Woche | |
| Netzanschluss | Minimum zwei Umspannungen unterhalb des Höchstspannungsnetzes | |
| Erbringung | Mindestens eine und maximal 32 Viertelstunden am Stück, mindestens 16 Viertelstunden in einer Woche | |
| Anzahl der Rahmenverträge* | 4 | 13 |
| Gesamtleistung in MW* | 811 | 1636 |

** Aktuelle Anzahl der Verträge und Gesamtleistung im Jahr 2021 gemäß www.regelleistung.net*

### *B. Zu- und abschaltbare Lasten*

Die Verordnung über die Vereinbarung zu abschaltbaren Lasten (AbLaV), erlassen aufgrund § 13 des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG), bietet eine weitere Möglichkeit zur Stabilisierung der Übertragungsnetze. Potenzielle Anbieter, klassifiziert als schnell abschaltbare Lasten (SAL) und sofort abschaltbare Lasten (SOL), stellen in diesem Fall eine Abschaltleistung für die ÜNB zur Verfügung. Die Ausschreibung erfolgt ähnlich wie bei Regelleistung über die Plattform der ÜNB (www.regelleistung.net). Für die Bereitstellung des Abschaltpotenzials wird der Leistungspreis vergütet und bei der tatsächlichen Abschaltung ein zusätzlicher Arbeitspreis. Der maximale Leistungspreis liegt bei 500 € pro MW und Woche und der maximale Arbeitspreis bei 400 € pro MWh. Die SOL werden innerhalb von 350 ms bei Unterschreitung einer vorgegebenen Netzfrequenz automatisch aktiviert. Die SAL hingegen müssen innerhalb von 15 Minuten aktiviert werden. Eine Übersicht der wesentlichen Anforderungen und Eigenschaften der zwei Produkte ist in der TABELLE III dargestellt.

Analog zu abschaltbaren Lasten können auch zuschaltbare Lasten, die in ihrer Wirkung mit der negativen Regelenergie vergleichbar sind, eingesetzt werden. Obwohl die Grundlage für die Nutzung der steuerbaren Verbraucher, vor allem in der Kombination mit Elektromobilität und lokalen Speichern, in § 13 EnWG gegeben ist, wird dieses Instrument bislang nur von Kraft-Wärme-Kopplung Anlagen eingesetzt [10].

### *C. Strommarkt*

Der Strommarkt ermöglicht den Handel elektrischer Energie. Die Energie wird im Voraus von den Erzeugern an die Unternehmen, welche die Energie direkt verbrauchen oder an ihre Kunden weiterleiten, verkauft. Der Handel selbst findet auf unterschiedlichen Wegen statt, abhängig von Zeitspannen und Handelsarten, wie in ABBILDUNG 1 dargestellt. Die Strombeschaffung kann außerbörslich, Over the Counter (OTC), oder an der Strombörse, wie z. B. an der European Energy Exchange (EEX) mit Sitz in Leipzig oder der European Power Exchange (EPEX) mit Sitz in Paris, erfolgen. Bei beiden Arten der Beschaffung unterscheidet man zusätzlich den langfristigen Terminmarkt und den kurzfristigen Spotmarkt. Die Lieferzeiten beim Terminmarkt

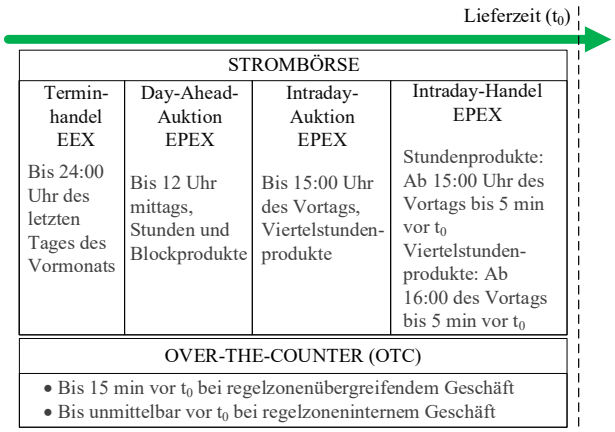


ABBILDUNG 1: UNTERSCHIEDLICHE ARTEN DES HANDELS AM STROMMARKT.

liegen im Bereich von Monaten bis Jahren in der Zukunft. Beim Spotmarkt werden die restlichen benötigen Strommengen kurzfristig für den nächsten Tag oder die nächste Woche beschafft. Der größte Teil des Handels findet außerbörslich über den OTC-Handel statt [11]. Dabei schließen die Stromverkäufer und Stromeinkäufer bilaterale Kaufverträge. Der Handel an der Strombörse hingegen ist stark reguliert, mit genauen Voraussetzungen für die Teilnehmer und mit Handelsregeln. Am EEX Markt kann die langfristige Stromlieferung gehandelt werden. Für eine Stromlieferung am nächsten Tag (Day-Ahead) oder noch am selben Tag (Intraday) steht der EPEX Markt zur Verfügung.

Verbraucher können entweder direkt oder durch ein Pooling, wie z. B. im Rahmen der virtuellen Kraftwerke oder Aggregatorpools, am Strommarkt teilnehmen. Die zweite Option ist für kleinere Verbraucher sehr gut geeignet. Mehrere Studien stellen das Potenzial für eine Kostenreduzierung durch die Teilnahme am Strommarkt, aggregiert in einem Pool, für Elektrofahrzeuge [11 - 14] und andere Haushaltsverbraucher [15 - 17] dar. Als Alternative zur Beteiligung in einem Pool bietet sich ein Vertrag für zeitvariable Stromtarife mit dem eigenen Stromanbieter an. Mehrere Anbieter haben dynamische Tarife in ihrem Produktportfolio. Angebote variieren von einfachen Produkten mit festen Strompreisen, wie z. B. Tag- und Nachttarife, bis zu sehr dynamischen Preisen, wie z. B. Day-Ahead-Preise für jede Stunde des folgenden Tages oder 15-minütige Preise, die sich direkt an der Strombörse orientieren [18, 19].

### *D. Flexibilitätsmarkt*

Eine weitere Möglichkeit zur Vermarktung der verfügbaren Flexibilitätskapazitäten sind die Flexibilitätsmärkte. Hierbei kann über eine geeignete Plattform ein Flexibilitätsaustausch zwischen den Flexanbietern, z. B. Betreiber von Erzeugungs-, Verbrauchs- und Speicheranlagen, und Netzbetreibern als Flexabnehmer stattfinden, wie in ABBILDUNG 2 dargestellt.

Im Gegensatz zum Regelleistungsmarkt sowie ab- und zuschaltbaren Lasten, können durch den Betrieb der Flexibilitätsmärkte gezielt und einfach auch lokale Netzengpässe in den niedrigeren Spannungsebenen im Netz behoben werden. Dabei spielt die Nutzung der verfügbaren Flexibilitätskapazitäten von aktiven Prosumern mit Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen in der Niederspannungsebene eine wichtige Rolle [20]. Mehrere Konzepte für unterschiedliche Arten von Flexibilitätsmärkten wurden bereits ausgearbeitet, viele davon im Rahmen von Pilotprojekten [21]. In einer Studie der Agora Energiewende wurden sechs Modelle für ein Smart-Market-Design vorgeschlagen [22]. Fünf der vorgeschlagenen Modelle sehen eine Vergütung für die Bereitstellung der Flexibilität vor, entweder basierend auf einem Quotenmodell oder durch den Einsatz von Flexibilitätsmärkten. Die Preisbildung in diesen Modellen gliedert sich in freie Preisbildung, abhängig von Angebot und Nachfrage, und regulierte Preisbildung. Im Rahmen des Projektes SINTEG C/Sells wurden drei Flex-Plattformen ausgearbeitet und in Pilotprojekten umgesetzt (Flexibilitätsmarkt in Altdorf, RegioFlexMarkt in Dillenburg und ortsunabhängige Plattform comax) [23]. Durch die Teilnahme am Altdorfer Flexibilitätsmarkt können kleine Flexanbieter, unter anderem auch Haushalte mit PV-Anlagen, Wärmepumpen oder Speichern, dem Verteilnetzbetreiber ihre Flexibilität anbieten [24]. Dabei wird zwischen Flexanbietern mit und ohne aktive Vermarktung unterschieden. Während die Flexanbieter mit aktiver Vermarktung konkrete Leistung-Preis-Zeitreihen bieten und verkaufen, haben Flexanbieter ohne aktive Vermarktung einen festen Vertrag mit dem Flexmarktbetreiber. Ihre Leistung wird automatisiert zusammen mit anderen Anlagen vermarktet und die Anbieter bekommen eine Vergütung in Form einer jährlichen Prämie. Im Rahmen des Projektes „enera“ wurde von EPEX SPOT ein enera Flexibilitätsmarktplatz entwickelt, umgesetzt und länger als ein Jahr in einer Testphase erprobt [25]. Dabei konnten Flexanbieter, wie Erzeuger oder aggregierte Verbraucher ihre Flexibilität an die Netzbetreiber verkaufen. Der enera Marktplatz wurde in den existierenden Strommarkt integriert, was die Markteintrittsbarrieren reduziert. Auch weitere erfolgreiche Pilotprojekte in Deutschland, wie z. B. die WindNode Flexibilitätsplattform [26] oder NEW 4.0 ENKO [27] haben die positiven Auswirkungen einer aktiven Flexibilitätsnutzung gezeigt. Ebenso wurden europaweit mehrere Marktkonzepte in unterschiedlichen Projekten, wie z. B. Piclo Flex, Nodes und GOPACS, entwickelt und implementiert [28, 29].

Die bisher vorgeschlagenen und implementierten Flexibilitätsmärkte unterscheiden sich in Zielsetzung, Design, Vergütungskonzept, Preisbildung, Teilnahmeanforderungen und weiteren Kriterien. Damit sie aktiv genutzt werden können, muss aber in vielen Ländern, inklusive Deutschland, erst der regulatorische Rahmen geschaffen und angepasst werden [30]. Die Flexibilitätsmärkte sind, wie in den vielen erwähnten erfolgreichen Projekten gezeigt, ein essenzieller Teil der zukünftigen Smart-Grids, deren aktiver Einsatz aber erst in den kommenden Jahren zu erwarten ist. Mit dem Ausbau intelligenter Messsysteme werden auch die flexiblen Haushalte zukünftig vermehrt an diesen Märkten teilnehmen können.

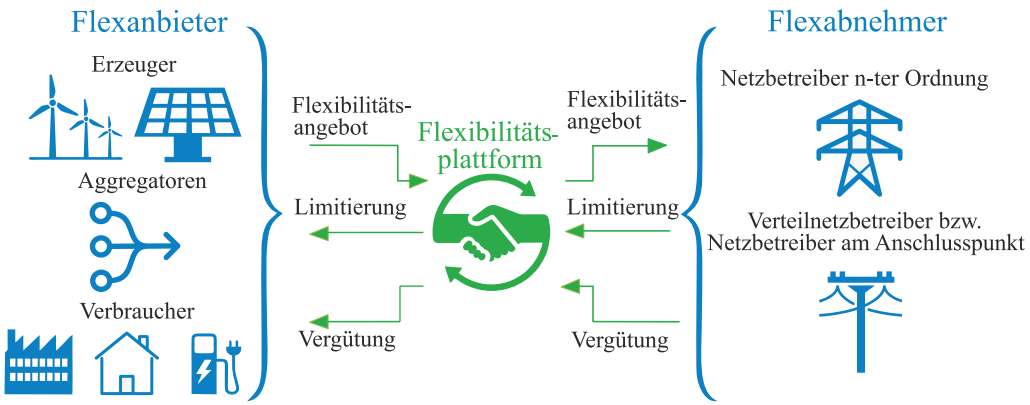


ABBILDUNG 2: KONZEPTIONELLER AUFBAU EINER FLEXIBILITÄTSPLATTFORM MIT FLEXANBIETERN UND FLEXABNEHMERN.

### *E. Peer-to-Peer Markt*

In den sogenannten Peer-to-Peer (P2P)-Märkten können Prosumer und Verbraucher elektrische Energie direkt handeln, ohne weitere involvierte Parteien, wie z. B. Stromversorgungsunternehmen. Dies ermöglicht eine lokale Nutzung der überschüssigen erneuerbaren Energien aus z. B. PV-Anlagen. Die Prosumer können sich über eine Plattform zusammenschließen und die überschüssige Energie mit anderen Teilnehmern tauschen oder an andere Teilnehmer verkaufen. Die involvierten Prosumer können von höheren Verkaufspreisen (im Vergleich zur EEG-Vergütung für die Einspeisung ins Netz) und die teilnehmenden Verbraucher von niedrigeren Stromkosten profitieren. Der konzeptionelle Aufbau eines P2P-Marktes ist in der ABBILDUNG 3 dargestellt.

Der Vorreiter bei der Entwicklung des P2P-Konzeptes war das Projekt „Brooklyn Microgrid“ in den USA in 2016, welches Haushalten mit PV-Anlagen ermöglicht hat, ihre überschüssige Energie an ihre Nachbarn zu verkaufen. Seitdem sind weltweit, unter anderem auch in Deutschland, mehrere ähnliche Projekte initiiert geworden [31]. Dabei sind diverse Modelle entstanden, die sich in vertraglichen Beziehungen sowie Markt- und Vergütungskonzepten unterscheiden. Je nach Zuständigkeit des Anbieters eines P2P-Marktes differenziert man zwischen Modellen, in denen der Anbieter nur für den Betrieb der Plattform zuständig ist und Modellen, in denen er zusätzlich noch als Energieversorger oder Direktvermarkter der überschüssigen Energie agiert [32]. Man unterscheidet zusätzlich zentralisierte Märkte, in denen der Betreiber des Marktes für die Bilanzierung, den Einkauf der fehlenden und den Verkauf der überschüssigen Energie zuständig ist. Diese Märkte sind in ihrem Aufbau ähnlich zu virtuellen Kraftwerken. Der Betreiber ist meistens ein Stromversorgungsunternehmen. Die Alternative bildet das dezentralisierte Modell. Hierbei sind alle Teilnehmer gleichgestellt, haben aber zusätzliche Pflichten, da jeder einzelne Prosumer in diesem Modell ein Stromversorger ist. Sie müssen u. a. Verträge mit den Netzbetreibern abschließen. Zudem sind die dezentralisierten Modelle besonders gut für lokale Micro-Grids geeignet [33]. Einige von vielen P2P-Anbietern in Deutschland sind enyway [34], Tal.Markt [35] und Strom-Community sonnen [36]. Weitere Anbieter sind in [33, 37] analysiert.

## III. UMSETZBARKEIT UNTERSCHEDLICHER STEUERUNGSANSÄTZE IM HAUSHALTSBEREICH

In Kapitel II wurden unterschiedliche Vermarktungsmöglichkeiten für die Verbraucher und die Voraussetzungen für die Teilnahme an unterschiedlichen Märkten dargestellt. Flexible Kleinverbraucher, wie z. B. ein Haushalt mit einem Elektrofahrzeug, können bereits heute an vielen dieser Märkte teilnehmen. Allerdings ist die Teilnahme oft nur im Rahmen eines virtuellen Kraftwerks oder durch einen Aggregatorpool möglich.

Die Vermarktung der Flexibilität im Haushaltsbereich auf dem Regelleistungsmarkt steht vor zwei wesentlichen Herausforderungen. Für die Produkte wie PRL oder SLR müssen Anforderungen bezüglich Steuerbarkeit und Reaktionszeiten erfüllt werden. Zudem haben alle Produkte Mindestgebotsgrößen, die weit über der Leistung eines durchschnittlichen Haushalts stehen. Eine Teilnahme für Haushalte mit Elektrofahrzeugen ist technisch nur für MRL sowie nur im Rahmen der virtuellen Kraftwerke oder Aggregatorpools umsetzbar. Ähnliche Verhältnisse herrschen bei der

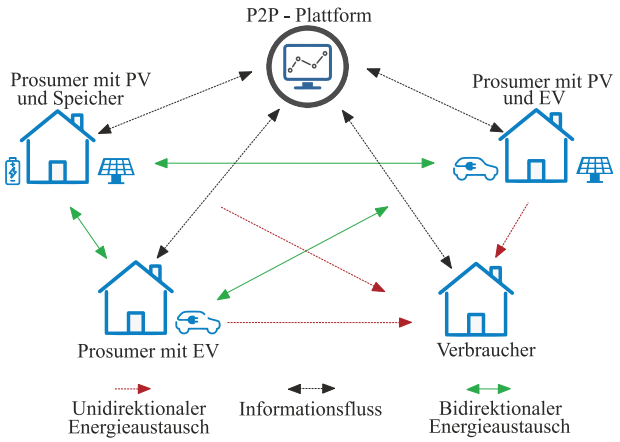


ABBILDUNG 3: KONZEPTIONELLER AUFBAU EINES P2P-MARKTES.

Vermarktung der Flexibilität als zu- und abschaltbare Lasten. Die Anforderungen an Mindestgebotsgrößen und Erbringungszeiten ermöglichen die Teilnahme nur im Rahmen der virtuellen Kraftwerke oder Aggregatorpools. Obwohl technisch umsetzbar, wird die Flexibilität der Kleinverbraucher in diesem Kontext bisher nicht genutzt.

Anders sieht es bei der Vermarktung am Strommarkt aus. Hierbei bieten sich mehrere Möglichkeiten. Haushalte mit Elektrofahrzeugen können durch virtuelle Kraftwerke oder Aggregatorpools direkt am Handel am Strommarkt teilnehmen. Zusätzlich bieten einige Stromanbieter dynamische Stromtarife. So kann ein Haushalt z. B. gegen eine feste monatliche Gebühr die Day-Ahead-Strompreise zum Einkaufspreis auf der Strombörse angeboten bekommen. Mit einem Energiemanagementsystem lässt sich in diesem Fall die eigene Flexibilität für den kostenoptimalen Strombezug nutzen. Eine Vermarktung der Flexibilität auf den sogenannten Flexibilitätsmärkten ist ebenso umsetzbar, sowohl für aggregierte als auch für einzelne Haushalte. Diese Art der Vermarktung wurde bisher allerdings nur im Rahmen unterschiedlicher Pilotprojekte umgesetzt. Für eine breitere Nutzung muss zuvor der regulatorische Rahmen geschaffen werden. Ähnliche Bedingungen gelten auch für die P2P-Märkte. Die Teilnahme ist für aggregierte und einzelne Verbraucher oder Prosumer möglich. Obwohl bereits mehrere erfolgreiche P2P-Anbieter in Deutschland vorhanden sind, ist eine breitere Nutzung des P2P-Konzeptes erst in den kommenden Jahren zu erwarten. Die Voraussetzungen hierfür sind der Ausbau der intelligenten Messsysteme, die zunehmende Installation privater PV-Anlagen im Haushaltsbereich und der regulatorische Rahmen, der den Anschluss und Betrieb vor allem für private Nutzer erleichtert.

## IV. SMGW ALS ENABLER DER INTELLIGENTEN STEUERUNG

Durch den beginnenden Ausbau einer Advanced Metering Infrastructure (AMI) in Deutschland wurde der Grundstein für eine zunehmende Digitalisierung und damit einer möglichen Flexibilisierung der deutschen Niederspannungsnetze gelegt. Der zentralen Kommunikationseinheit SMGw kommt dabei unter Einhaltung sehr hoher Sicherheitsstandards bezüglich Hard- und Software, sowie der verschlüsselten Kommunikation der involvierten Teilnehmer die Funktion der Daten- und Signalaustauschplattform zu [38 – 40]. ABBILDUNG 4 zeigt die durch das SMGw verbundenen Netze. Im Wide-Area-Network (WAN) befinden sich die externen

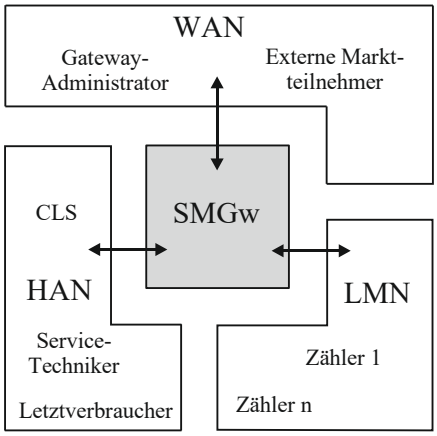


ABBILDUNG 4: SMGW UND VERBUNDENE NETZE MIT TEILNEHMENDEN MARKTPARTNERN AUS [45].

Marktteilnehmer (EMT) und der Gateway-Administrator, während sich im Home Area Network (HAN) der Letztverbraucher und seine smarten steuerbaren Controllable Local Systems (CLS) befinden, die direkt über die Funktionalität des transparenten Datenkanals des SMGws mit zertifizierten aktiven EMTs verbunden werden können. Im Gegensatz dazu haben passive EMT lediglich eine Berechtigung, Messwerte über das SMGw zu erhalten. Eine Berechtigung zum Zugriff auf CLS besitzen passive EMT nicht. Im dritten Netzwerk, dem Local Metrological Network (LMN), sind die Zähler für elektrische Energie oder andere Sparten in die SMGw Infrastruktur eingebunden. Für jedes Netzwerk sind bestimmte Anwendungsfälle durch das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik definiert worden, die in Verbindung mit Kommunikationsszenarien das Leistungsspektrum des SMGws bestimmen. Für das WAN sind 7 Anwendungsfälle definiert worden. Als Beispiel lässt sich WAF6 nennen, der die Kommunikation eines EMT mit einem CLS definiert und in den folgenden Erläuterungen den zentralen Ansatzpunkt bietet [39].

Die grundsätzlichen Zielsetzungen marktlicher Steuerungseingriffe von Aggregatoren in das Erzeugungs- oder Verbrauchsverhalten von Anlagen liegen in einer Reduzierung der Kosten für den Bezug von Energie oder einer Gewinnmaximierung durch das Angebot von Energie an verschiedensten in Kapitel II aufgeführten Marktplätzen [41]. Dabei stellt die Ermittlung der zur Verfügung stehenden Leistung $P_{\text{flex},i}$ für Managementmaßnahmen während einer konkreten Zeitspanne $i \in \{1, I\}$ als Differenz zwischen maximal möglichem Leistungsbezug $P_{\max,i}$ und minimalem Leistungsbezug $P_{\min,i}$ noch immer eine große Herausforderung dar. Insbesondere wenn haushaltsbezogene Geräte implementiert werden. Gleichung (1) zeigt diesen Zusammenhang beispielhaft. Die Ursache für diese noch immer anspruchsvolle Aufgabe kann unter dem Begriff der Unsicherheit zusammengefasst werden.

$$P_{\text{flex},i} = P_{\max,i} - P_{\min,i}, \forall i \in I \tag{1}$$

Diese Unsicherheit im Bereich der Echtzeitanwendungen entsteht durch Prognoseabweichungen bei dynamischen Parametern, durch sich verändernde Status der Geräte, dem Endnutzerverhalten und Umgebungsbedingungen, die den Betrieb der Geräte beeinflussen [42]. In [43] wurde eine Methode zur Ermittlung der lokalen Flexibilität mit Hilfe eines Power Management Systems (PMS) vorgestellt, das die Möglichkeiten der SMGw Infrastruktur zur Kommunikation

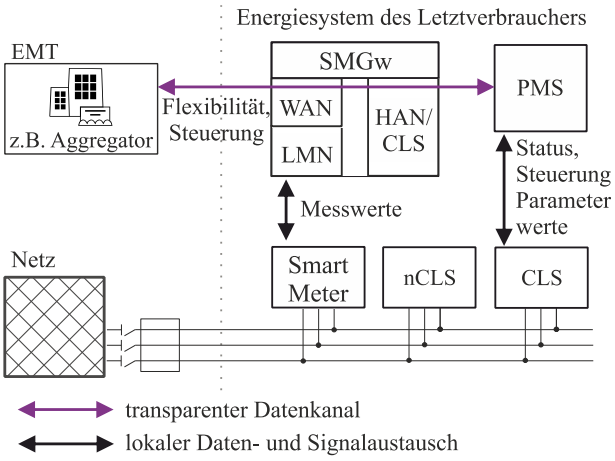


ABBILDUNG 5: MÖGLICHE IMPLEMENTIERUNG EINER FLEXIBILITÄTSKOMMUNIKATION UND –STEUERUNG IN DIE SMGW-INFRASTRUKTUR. DER EXTERNE MARKTTEILNEHMER ERHÄLT DIE FLEXIBILITÄTSINFORMATIONEN ÜBER DEN TRANSPARENTEN DATENKANAL, DER DAS WIDE AREA NETWORK MIT DEN CONTROLLABLE LOCAL SYSTEMS VERBINDET. DAS POWER MANAGEMENT SYSTEM REALISIERT DIE VERÄNDERUNG DES LEISTUNGSBEZUGES ANHAND DES EMT-SIGNALS, GEMÄß [43].

zwischen CLS und Aggregatoren als aktive EMT nutzt. ABBILDUNG 5 zeigt die mögliche Implementierung in die vorhandene SMGw Infrastruktur.

Mit Hilfe der Berechnung des lokalen Flexibilitätspotenzials eines Energiesystems $m \in \{1, M\}$ während eines Intervalls $i$ und CLS-spezifische Eingaben durch den Letztverbraucher in das PMS wird eine Flexibilitätsmatrix befüllt. Dabei kann zwischen unique und operation-oriented Inputs unterschieden werden. Als unique Inputs sind die Kapazität eines genutzten EVs oder die Ladeleistung der installierten Ladeeinrichtung zu nennen. Bezogen auf ein EV ist ein operation-oriented Input die vom Letztverbraucher hinterlegte für einen spezifischen Ladeprozess anzuwendende Endzeit des Ladeprozesses. Alle berechneten Einzelflexibilitäten der CLS $d \in \bar{D}$ fließen in eine Matrixdarstellung ein, die die Form von Gleichung (2) unter Verwendung von (3) annimmt. Die Menge der CLS $\bar{D}$ beinhaltet dabei alle CLS, deren Betriebsparameter und Verhalten zu einem Beitrag während eines Flexibilitätsevents führt, da nicht alle hinterlegten CLS durchgängig ihre Flexibilität zur Verfügung stellen können [43].

$$P_{m,\text{flex},i} = \begin{bmatrix} P_{1,1,i} & P_{1,2,i} & \dots & P_{1,J,i} \\ P_{2,1,i} & P_{2,2,i} & \dots & P_{2,J,i} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ P_{N,1,i} & P_{N,2,i} & \dots & P_{N,J,i} \end{bmatrix}, \forall m \in M, \forall i \in \mathrm{I} \tag{2}$$

mit

$$P_{n,j,i} = \sum_{\bar{D}} P_{d,n,j,i} \tag{3}$$

Während nun die Reihe $n \in \{1, N\}$ den Beginn eines möglichen Flexibilitätsevents angibt, wird in Zeile $j \in \{1, J\}$ die Dauer des Events festgehalten. Mit Hilfe der Wahl einer geeigneten Länge des Zeitintervalls zwischen zwei möglichen Flexibilitätsevents $t_{es}$ ergibt sich dann die mögliche Startzeit $t_{\text{flex,start}}$ und Länge eines beliebigen Flexibilitätsevents zu:

$$t_{\text{flex,start}} = \left(\left\lfloor \frac{i}{t_{\text{es}}} \right\rfloor + n\right) \cdot t_{\text{es}} \tag{4}$$

$$t_{\text{flex,dauer}} = j \cdot t_{\text{es}} \tag{5}$$

Unter der Annahme, dass $t_{es} = 15\,\text{min}$ und die Matrix Leistungswerte in kW beinhaltet, besagt das Matrixelement an der Stelle $P_{2,8,960} = 2$ für $I = 1440$, dass eine potenzielle Leistungsreduzierung von 2 kW ab 16:30 Uhr ($t_{\text{flex,start}} = \left(\frac{960}{t_{\text{es}}}\right) \cdot t_{\text{es}} = 66 \cdot t_{\text{es}}\,\text{min}$) für eine Dauer von 120 min ($t_{flex,dauer} = 8 \cdot t_{es} = 120$) realisiert werden kann. Durch die Zusammenfassung der Flexibilitätsmatrizen aller beteiligter Energiesysteme in einer zusätzlichen Abstraktionsschicht zum Aggregator, erhält der Aggregator Einblick in das gesamte Flexibilitätspotenzial in seinem System, ohne genaue Kenntnis über Betriebsparameter, Nutzungsprofile oder genutzte Geräte zu haben. Der hohen Relevanz der Datensicherheit wird somit Rechnung getragen. Der Methodik zur Integration eines EVs in das PMS nach [43] folgend ergibt sich eine Flexibilitätsmatrix gemäß Gleichung (6). Aufgrund eines hohen Marktpreises an der Strombörse entscheidet sich der Aggregator dazu, ein Angebot zu platzieren. Dargestellt für ein Endnutzer Energiesystem $m$ ergibt sich ABBILDUNG 6.

$$P_{m,flex+,1275=} \begin{bmatrix} 4{,}7 & 4{,}7 & 4{,}7 & 4{,}7 & 4{,}7 & 4{,}7 \\ 3{,}7 & 3{,}7 & 3{,}7 & 3{,}7 & 3{,}7 & 3{,}7 \\ 3{,}1 & 3{,}1 & 3{,}1 & 3{,}1 & 3{,}1 & 3{,}1 \\ 2{,}1 & 2{,}1 & 2{,}1 & 2{,}1 & 2{,}1 & 2{,}1 \end{bmatrix} \tag{6}$$

ABBILDUNG 6 OBEN zeigt, der Methodik aus [44] folgend, den zeitlichen Verlauf der Leistungsaufnahme des hier modellierten Haushaltes. Der rot gekennzeichnete Bereich zeigt das vom Aggregator gewählte Flexibilitätsevent beginnend ab 21:30 Uhr mit einer Dauer von 90 Minuten. Die erwartete Reduzierung der Leistung wurde mit 4,7 kW übermittelt. Der Anteil der tatsächlich realisierten Leistungsreduzierung durch das EV liegt bei 4,5 kW (ABBILDUNG 6 UNTEN), wodurch sich eine Abweichung von 4,3 % ergibt. Diese Abweichung entsteht durch die komplexitätsreduzierte Vorberechnung des Ladeprozesses innerhalb des PMS nach [43]. ABBILDUNG 6 MITTE zeigt die vorhandene zeitliche Flexibilität des EVs durch die Festlegung einer Ladeendzeit durch den Letztverbraucher. Der leichte Anstieg der zeitlichen Flexibilität entsteht ebenfalls aufgrund der vereinfachten Vorberechnung des Ladeprozesses.

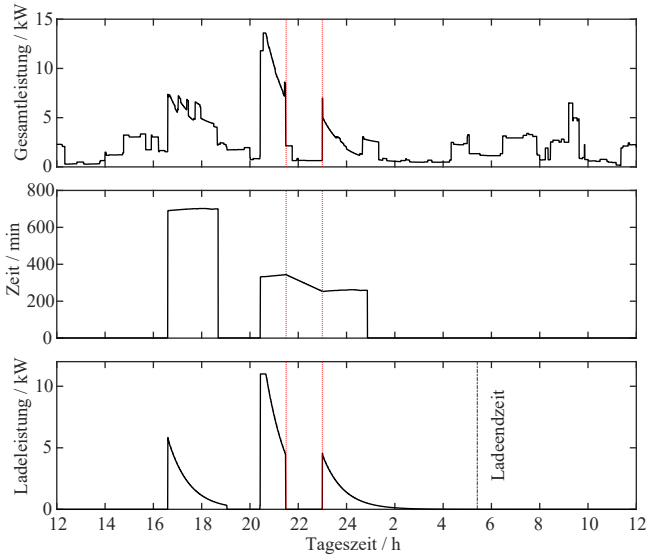


ABBILDUNG 6: LEISTUNGSBEDARF DES SIMULIERTEN HAUSHALTES FÜR 24 STUNDEN BEGINNEND UM 12 UHR MITTAGS (OBEN), DIE ENTWICKLUNG DER ZEITLICHEN FLEXIBILITÄT DES EVS BASIEREND AUF ENDNUTZER-EINGABEN ZUR LADEENDZEIT (MITTE) UND DER LEISTUNGSBEZUG DES EVS (UNTEN) MIT LADEENDZEIT UND FLEXIBILITÄTSEVENT (ROT GEKENNZEICHNETER BEREICH).

Die dem Aggregator zugänglich gemachte Flexibilität kann somit mit deutlich reduzierter Unsicherheit abgerufen und an existierenden Flexibilitätsmärkten genutzt werden. Das aufgezeigte Verfahren erfüllt durch die Nutzung der SMGw Infrastruktur und durch die Aggregation der Einzelflexibilitäten die hohen Anforderungen an die Daten- und Cybersicherheit.

## V. ZUSAMMENFASSUNG

In diesem Beitrag wurden die unterschiedlichen Vermarktungsmöglichkeiten für Flexibilitäten seitens der Verbraucher zusammengefasst. Dabei wurden die Markteigenschaften und die Struktur sowie die Voraussetzungen für die Teilnahme untersucht. Der Fokus lag beim Regelleistungsmarkt, bei ab- und zuschaltbaren Lasten sowie beim Strommarkt, Flexibilitätsmarkt und P2P-Markt. Für alle genannten Vermarktungsmöglichkeiten wurde die Umsetzbarkeit im Haushaltsbereich, für einen Haushalt mit flexiblen Verbrauchern und einem Elektrofahrzeug, untersucht.

Eine Voraussetzung für die Nutzung der Verbraucherflexibilität ist der Aufbau intelligenter Messsysteme. In diesem Beitrag wurde die Rolle des SMGws als Enabler der intelligenten Steuerung bei Verbrauchern im Niederspannungsnetz analysiert und zusammengefasst. Eine mögliche Implementierung der Kommunikation und Steuerung mit der SMGw Infrastruktur wurde am Beispiel eines Haushalts dargestellt. Zusätzlich wurden die Berechnung und aktive Nutzung der Flexibilität in diesem Beispielhaushalt demonstriert.

## DANKSAGUNG

Diese Arbeit ist Teil des Projektes „Electrify Buildings for EVs (ELBE)“ und wird vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie gefördert (FKZ: 01MZ18014F).

## LITERATUR

[1] Ernst & Young, BET Büro für Energiewirtschaft und technische Plannung und Wissenschaftliches Institut für Infrastruktur und Kommunikationsdienste, „Gutachten: Digitalisierung der Energiewende, Topthema 2: Regulierung, Flexibiliserung und Sektorkopplung,“ im Auftrag des Bundesministeriums für Wirstchaft und Energie, 2018.

[2] r2b energy consulting , „Strommarktdesign der Zukunft,“ im Auftrag des Umweltbundesamtes, 2015.

[3] Consentec, „Beschreibung von Konzepten des Systemausgleichs und der Regelreservemärkte in Deutschland,“ im Auftrag der deutschen regelzonenverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber , 2020.

[4] SMARD - Strommarktdaten für Deutschland, Infromationsplattform der Bundesnetzagentur, „Regelarbeitsmarkt gestartet,“ [Online]. Verfügbar unter: https://www.smard.de/page/home/topic-article/444/196354. [Zugriff am 3.8.2021].

[5] www.regelleistung.net, „Anbieterliste (Stand: 1.4.2021),“ [Online]. Verfügbar unter: https://www.regelleistung.net/ext/. [Zugriff am 4.8.2021].

[6] W.-P. Schill, M. Niemeyer, A. Zerrahn und J. Diekmann, „Bereitstellung von Regelleistung durch Elektrofahrzeuge:

Modellrechnung für Deutschland im Jahr 2035," in *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, Heidelberg, Springer, 2016, S. 73-87.

[7] M. Richter und T. Hartkopf, „Begleitforschungs-Studie Elektromobilität: Potentialermittlung der Rückspeisefähigkeit von Elektrofahrzeugen und der sich daraus ergebenden Vorteile," [Online]. Verfügbar unter: https://www.baumgroup.de/fileadmin/interface/files/XNTFCUYFUV-110201413557-IPJDTOWQKM.pdf [Zugriff am 4.8.2021].

[8] Fraunhofer IWES, LichtBlick SE, SMA Solar Technology AG, Volkswagen AG, „Intelligente Netzanbindung von Elektrofahrzeugen zur Erbringung von Systemdienstleistungen – INEES," 2015. [Online]. Verfügbar unter: https://www.erneuerbar-mobil.de/sites/default/ files/2016-09/INEES_Abschlussbericht.pdf. [Zugriff am 4.8.2021].

[9] G. Göhler, C. Schmaus und A. Kllingler, „Metastudie: Netzbelastung und Netzdienstleistungen durch Elektrofahrzeuge," Universität Stuttgart, Stuttgart, 2019.

[10] Energiewirtschaftliches Institut an der Unviersität zu Köln, Kernkompetenzzentrum Finanz- & Informationsmanagement (FIM) und Projektgruppe Wirtschaftsinformatik des Fraunhofer FIT (FIM/FIT) , „Status-Quo-Analyse und Metastudie: Ausgangsbedingungen für die Vermarktung von Nachfrageflexibilität," 2019.

[11] TÜV Rheinland Consulting GmbH und Institut für Innovation und Technik in der VDI/VDE Innovation + Technik GmbH, „Gesteuertes Laden von Elektrofahrzeugen über Preisanreize," Im Auftrag des Bundeministeriums für Wirtschaft und Energie, 2020.

[12] R. Schmidt, E. Schnittmann, J. Meese, B. Dahlmann, M. Zdrallek und T. Armoneit, „Revenue-optimized Marketing of electric Vehicles' Flexibility Options," in *Internationaler ETG-Kongress 2019*, Esslingen Am Neckar, 2019.

[13] I. Naharudinsyah und S. Limmer, „Optimal Charging of Electric Vehicles with Trading on the Intraday Electricity Market," *energies,* Bd. 11, S. 1416, 2018.

[14] T. Kern, P. Dossow und S. von Roon, „Integrating Bidirectionally Chargeable Electric Vehicles into the Electricity Markets," *energies,* Bd. 13, S. 5812, 2020.

[15] D. Schwabender, C. Corinaldesi, G. Lettner und H. Auer, „Business cases of aggregated flexibilities in multiple electricity markets in a European market design," *Energy Conversion and Management,* Bd. 230, 2021.

[16] A. Ahmad, A. Khan, N. Javaid, H. M. Hussain, W. Abdul, A. almogren, A. Alamri und I. A. Niaz, „An Optimized Home Energy Management System with Integrated Renewable Energy and Storage Resources," *energies,* Bd. 10, p. 549, 2017.

[17] R. Lu, S. H. Hong und M. Yu, „Demand Response for Home Energy Management Using Reinforcement Learning and Artificial Neural Network," *IEEE Transactions on Smart Grid,* Bd. 10, Nr. 6, pp. 6629-6639, 2019.

[18] Fronius International GmbH, „lumina - Ökostrom zum Börsenpreis," [Online]. Verfügbar unter: https://www.fronius.com/de-de/germany/solarenergie/eigenheim/produkte-und-loesungen/lumina-strom. [Zugriff am 11.8.2021].

[19] Tibber Deutschland GmbH, „Strom zum Einkaufspreis," [Online]. Verfügbar unter: https://tibber.com/de. [Zugriff am 11.8.2021].

[20] S. Faller und A. Z. A. Bogensperger, „Flexibilität in der Niederspannung: Plattform oder eigenes System?," 2020. [Online]. Verfügbar unter: https://www.ffe.de/publikationen/veroeffentlichungen/956-flexibilit%C3%A4t-in-der-niederspannung-plattform-oder-eigenes-system. [Zugriff am 1.9.2021].

[21] J. Radecke, J. Hefele und H. Lion, „Markets for Local Flexibility in Distribution Networks," BW – Leibniz Information Centre for Economics, Kiel, Hamburg, 2019.

[22] Ecofys Germany und Fraunhofer IWES, „Smart-Market-Design in deutschen Verteilnetzen: Entwicklung und Bewertung von Smart Markets und Ableitung einer Regulatory Roadmap," Erstellt im Auftrag von Agora Energiewende, 2017.

[23] B. L. O. Haller, A. Reuter und N. Spengler, 1,5 ° Csellsius: Energiewende zellulär - partizipativ - vielfältig umgesetzt, Stuttgart, Deutschland: Hansadruck und Verlag GmbH + Co KG, 2020.

[24] A. Zeiselmair, S. Köppl, T. Estermann, N. Lehmann, E. Kraft und N. Klempp, „Netzdienlicher Handel als Element des zellulären Energiesystems am Beispiel des Altdorfer Flexmarkts (ALF)," in *11. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien (IEWT)*, Wien, Austria, 2019.

[25] E. AG, „enera Projektamagazin: Gemeinsamer Abschlussbericht des Konsortiums," 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://projekt-enera.de/wp-content/uploads/enera-projektmagazin.pdf. [Zugriff am 3.9.2021].

[26] WindNODE Project, „www.windnode.de," [Online]. Verfügbar unter: https://www.windnode.de/handlungsfelder/flexibilitaeten-markt-und-regulierung/. [Zugriff am 7.9.2021].

[27] „www.enko.energy," [Online]. Verfügbar unter: https://www.enko.energy/enko-konzept/. [Zugriff am 7.9.2021].

[28] J. P. Chaves, M. Troncia und C. D. W. G. Silva, „OneNet - one network for Europe: Overview of market designs for the procurement of system services by DSos and TSOs," [Online]. Verfügbar unter: https://onenet-project.eu/public-deliverables/. [Zugriff am 7.9.2021].

[29] O. Valarezo, T. Gomez, J. P. Chaves-Avila, L. Lind, M. Correa, D. U. Ziegler und R. Escobar, „Analysis of New Flexibility Market Models in Europe," *energies,* Bd. 14, Nr. 12, p. 3521, 2021.

[30] J. Antoni und J. Selinger, „Bereitstellung von Flexibilität in der Niederspannung - Status Quo, Wechselwirkungen und Ausblick," IKEM - Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität e.V., 2019.

[31] International Renewable Energy Agency (IRENA), „Peer-to-Peer Electricity Trading, Innovation Landscape Brief," 2020. [Online]. Verfügbar unter: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Jul/IRENA_Peer-to-peer_trading_2020.pdf? [Zugriff am 8.9.2021].

[32] M. Kreuzburg, „Rechtliche und marktorganisatorische Anforderungen an den P2P-Stromhandel," FSBC Working Paper, Frankfurt School, Blockchain Center, 2018.

[33] Y. Ninomiya, A. S. J. Sasakawa und S. Thomas, „Peer-to-Peer (P2P) electricity trading and Power Purchasing Agreements (PPAs); Part 2 of the GJETC Study on Digitalisation and the Energy Transition," *German Japanese Energy Transition Council*, 2020.

[34] „www.enyway.com," [Online]. Verfügbar unter: [Zugriff am 8.9.2021].

[35] „www.talmarkt.wsw-online.de," [Online]. Verfügbar unter: [Zugriff am 8.9. 2021].

[36] „www.sonnengroup.com," [Online]. Verfügbar unter: [Zugriff am 8.9. 2021].

[37] S. Rijkers-Defrasne, T. von Versen und N. Malanowski, „Herausforderung Peer-to-Peer-Energiehandel in Deutschland: Potenziale, Herausforderungen und Ausblick," Hans-Böckler-Stiftung, Dusseldorf, 2021.

[38] Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik, „Certificate Policy der Smart Metering PKI," 2017. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bsi.bund.de/SharedDocs/Downloads/DE/BSI/Publikationen/TechnischeRichtlinien/TR03109/PKI_Certificate_Policy.pdf [Zugriff am 11.8.2021].

[39] Bundesamt für die Sicherheit in der Informationstechnik, „Technische Richtlinie BSI TR-03109-1, Version 1.0.1,", 2019. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bsi.bund.de/SharedDocs/Downloads/DE/BSI/Publikationen/TechnischeRichtlinien/TR03109/TR03109-1.pdf. [Zugriff am 11.8.2021].

[40] F. Heider, M. Plenz, D. Becker und D. Schulz, „Residential Load Modeling for Energy Application and Integration Studies in the Framework of Smart Meter Gateways," in *Conference on Sustainable Energy Supply and Energy Storage Systems,* Hamburg, Germany, 2020.

[41] L. Herre, S. Kazemi und L. Söder, „Quantifying flexibility of load aggregations: impact of communication constraints on reserve capacity," *IET gener. transm. distrib,* Bd. 14, Nr. 22, S. 5211-5218, 2020.

[42] J. Mathieu, M. G. Vaya und G. Andersson, „Uncertainty in the flexibility of aggregations of demand response resources," in *IECON 2013 - 39th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society,* Vienna, Austria, 2013.

[43] F. Heider, M. Plenz und D. Schulz, „Smart grid Power Management Interface for Use of short-term flexibility," in *9th International Conference on Smart Grid (icSmartGrid),* Setubal, Portugal, 2021.

[44] E. Avdevičius, F. Heider, M. Eskander und D. Schulz, „Smart Grid Residential Load Modeling for Real-time Applications," in *Conference on Sustainable Energy Supply and Energy Storage Systems,* Hamburg, Germany, 2021.

[45] F. Heider, M. Plenz und D. Schulz, „Smart-Meter-Gateway-basiertes Demand Side Mangement," in *Hamburger Beiträge zum technischen Klimaschutz 2020, Infrastrukturen leitungsgebundener Energieträger – Netze, Speicher, Sektorenkopplung,*, Bd. 2, Hamburg, Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr, 2020.