



VISE
Virtuelles Institut Smart Energy



(Regionale) Virtuelle Kraftwerke

VIRTUELLES INSTITUT SMART ENERGY

REGIONALE VIRTUELLE KRAFTWERKE

PROJEKTBERICHT

Geschäftsmodelle für Regionale Virtuelle Kraftwerke

Sascha Birk², Johannes Flee³, Georg Holtz⁴, Samir Jeddi¹, Arne Lilienkamp¹, Nils Namockel¹, Max Schönfisch¹, und Johannes Wagner¹

¹Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln gGmbH (EWI)

²Technische Hochschule Köln - Cologne Institute for Renewable Energy (CIRE)

³Forschungszentrum Jülich - Institut für Energie- und Klimaforschung - Systemforschung und Technologische Entwicklung (IEK-STE)

⁴Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie - Zukünftige Energie- und Industriesysteme

20. April 2021

ewi

**Technology
Arts Sciences
TH Köln**

 **JÜLICH**
Forschungszentrum

 **Wuppertal
Institut**

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	1
1.1	Hintergrund und Zielsetzung	1
1.2	Vorgehen	2
2	Flexibilität und regionale virtuelle Kraftwerke	4
2.1	Flexibilität im Kontext des Stromsystems	4
2.1.1	Definition	4
2.1.2	Flexibilitätsbedarf	5
2.2	Koordinationsmechanismen zur Deckung des Strombedarfs	10
2.2.1	Der Strommarkt in Deutschland	10
2.2.2	Beziehung zwischen Märkten unterschiedlicher Fristigkeit	12
2.2.3	Netzbezogene Koordinationsmechanismen	16
2.3	Regionale virtuelle Kraftwerke	18
2.3.1	Definition	19
2.3.2	Komponenten/Technologien	19
3	Regulatorische Rahmenbedingungen für regionale virtuelle Kraftwerke	21
3.1	Letztverbraucherstatus	21
3.2	Marktseitige Regulierung	25
3.3	Fördermechanismen	28
3.4	Schlussfolgerungen für RVKW-Geschäftsmodelle	30
4	Technische und sozio-technische Grundlagen virtueller Kraftwerke	31
4.1	Vollständig regelbare Erzeugungsanlagen	32
4.1.1	Biomasseverwertung	32
4.1.2	Gasmotoren	33
4.1.3	Mikrogasturbinen	34
4.1.4	Netzersatzanlagen	34
4.2	Wetterabhängig einspeisende Erzeugungsanlagen	35
4.2.1	Onshore-Windenergieanlagen	35
4.2.2	Photovoltaikanlagen	37
4.3	Batteriespeicher	37
4.3.1	Blei-Säure-Batterien	38
4.3.2	Lithium-Ionen-Batterien	38
4.3.3	Vanadium-Redox-Flow-Batterien	39

4.4	Regelbare Lasten	40
4.4.1	Nachtspeicherheizungen	40
4.4.2	Heizstäbe	41
4.4.3	Wärmepumpen	43
4.4.4	Ladestationen von Elektrofahrzeugen	44
4.4.5	Demand Side Management in Haushalten	46
4.4.6	Demand Side Management in Industrie und GHD-Betrieben	47
4.4.7	Power-to-Gas (Wasserstoff/Methan)	48
4.5	Kommunikation	49
4.5.1	Kommunikationsschnittstellen	49
4.5.2	Kommunikationsstandards und Normung	50
4.6	Rahmenbedingungen für Erzeugungsanlagen im Netz	50
4.6.1	Verteilnetzstrukturen in Deutschland	51
4.6.2	Anschluss an das Mittelspannungsnetz	52
4.6.3	Anschluss an das Niederspannungsnetz	53
4.7	Typische Anlagengrößen und zeitliche Aspekte des Betriebs von Komponenten auf Haushaltsebene	53
4.7.1	PV-Dachanlagen	54
4.7.2	Heimspeicher (Li-Ionen-Batterien)	54
4.7.3	Elektrofahrzeuge (PKW)	55
4.7.4	Mikro-KWK	56
4.7.5	Wärmepumpen	57
4.8	Akzeptanz von Steuereingriffen	58
5	Geschäftsmodelle für regionale virtuelle Kraftwerke	62
5.1	Geschäftsmodell – Definition und Analyseansatz	62
5.2	Analyse der Geschäftsmodelle Regionaler Virtueller Kraftwerke	65
5.2.1	Akteure	66
5.2.2	Leistungen und Nutzen	68
5.2.3	Wertschöpfung	72
5.2.4	Kosten und Erlöse	74
5.3	Bestehende Geschäftsmodelle	75
5.3.1	Aggregation von Anlagen mit dem Ziel der Direktvermarktung	75
5.3.2	Einbindung von PV-Anlagen und Batteriespeichersystemen in Privathaushalten (<i>sonnen GmbH</i>)	77
5.3.3	Weitere bestehende Geschäftsmodelle	78

6	Konfigurationen und neue digitale Geschäftsmodelle für regionale virtuelle Kraftwerke	79
6.1	Aggregationskonzepte und Akteurskonstellationen für regionale virtuelle Kraftwerke	79
6.1.1	„Status quo“	79
6.1.2	„Haushalte zuerst“	80
6.1.3	„Zentrale Aggregation“	81
6.1.4	„Nachbarschaftskraftwerk“	82
6.2	Eignung verschiedener Technologiekombinationen zur Bereitstellung von Flexibilität aus sozio-technischer Perspektive	83
6.2.1	Zeitliche Verfügbarkeit – Detailannahmen	84
6.2.2	Akzeptanz von Steuereingriffen – Fallunterscheidung	86
6.2.3	Analyse	87
6.2.4	Diskussion der Ergebnisse	90
6.2.5	Schlussfolgerungen aus der sozio-technischen Analyse	92
7	Entwicklung eines Modells zur Abbildung regionaler virtueller Kraftwerke	93
7.1	Übersicht über das Modellkonzept	93
7.2	Beschreibung der Teilmodelle	94
7.2.1	Strommarktmodell DIMENSION+	94
7.2.2	Kraftwerkseinsatzmodell EASE	97
7.2.3	RVKW-Aggregationsmodell VPPlib	99
8	Modellgestützte Analyse der Geschäftsmodelle	105
8.1	Annahmen zur zukünftigen Entwicklung des Energiesystems	105
8.2	Szenarien und Eingangsdaten	106
8.2.1	„Dezentral und Erneuerbar“	107
8.3	Zusammensetzung des regionalen virtuellen Kraftwerks	108
8.3.1	Haushaltstypen	109
8.3.2	Das Szenario „Dezentral und Erneuerbar“	110
8.4	Ergebnisse	111
8.4.1	Profitabilität der Geschäftsmodelle	112
8.4.2	Wechselwirkungen zwischen Kraftwerkseinsatz und Verteilnetzbetrieb	118
8.4.3	Wechselwirkungen zwischen Kraftwerkseinsatz und Speicherbetrieb	122
9	Implikationen für regionale virtuelle Kraftwerke und neue digitale Geschäftsmodelle	125

10 Ausblick

127

Akronyme

128

Executive Summary

Von Juli 2017 bis Dezember 2020 wurden im Rahmen dieses Projektes neue Geschäftsmodelle für **Virtuelle Kraftwerke (VKWs)** erarbeitet und evaluiert. Diese fokussierten sich primär auf die Vermarktung flexibler Technologien auf Haushaltsebene, die in einem räumlich begrenzten Abschnitt des Mittel- und Niederspannungsnetzes angesiedelt sind. Auf Grund des Regionalbezugs werden sie als **Regionale Virtuelle Kraftwerke (RVKWs)** bezeichnet.

Zunächst wurde ein gemeinsames Begriffsverständnis geschaffen und für die zentralen Konzepte unter allen Projektpartnern abgestimmte Definitionen entwickelt. Als Grundlage für die Identifikation von neuen, digitalen Geschäftsmodellen wurden dann bestehende Geschäftsmodelle, Märkte und die regulatorischen Rahmenbedingungen sowie Technologien, die für die Implementierung und den Betrieb eines **RVKWs** von Interesse sind, identifiziert und analysiert.

Auf Basis der Recherchen wurden insgesamt vier Geschäftsmodelle sowie deren zugehörige Aggregationskonzepte für den Einsatz eines **RVKWs** entwickelt. Im ‚Status Quo‘ wird der derzeitige Zustand im Netz ohne Aggregation abgebildet. Im Aggregationskonzept ‚Haushalte zuerst‘ aggregiert und optimiert jeder Haushalt seine eigenen Energieanlagen kostenoptimal. Überschussstrom wird über die Direktvermarktung abgesetzt. Der ‚Externe Aggregator‘ entspricht dem weitverbreiteten Bild eines **VKWs**, welches direkten Zugriff auf ausgewählte Anlagen im betrachteten Verteilnetzausschnitt hat und dieses Portfolio an den Großhandelsmärkten vermarktet. Im ‚Nachbarschaftskraftwerk‘ hingegen agieren die teilnehmenden Haushalte eigenständig als Aggregator und vereinen eine kostenoptimale Eigenversorgung aller beteiligten Haushalte mit einer gewinnorientierten Vermarktung der Überschüsse an den Großhandelsmärkten, ohne einen externen Aggregator.

Mit dem Ziel einer integrierten Analyse von Wirtschaftlichkeit und Netzdienlichkeit der beschriebenen Geschäftsmodelle wurde im Rahmen des Projekts ein Modellsystem entwickelt. Ziel dieses Systems war es, das Erzeugungs- und Nachfrageverhalten dezentraler Anlagen in einem exemplarischen Verteilnetz abzubilden. Dabei wurden die Anlagen auf Basis der identifizierten Geschäftsmodelle optimiert vermarktet und die Auswirkungen der Vermarktung auf das Netz untersucht. Hierzu wurden bestehende Strommarktmodelle weiterentwickelt und die Optimierungsergebnisse mittels einer Lastflussberechnung in einem Verteilnetzmodell gespiegelt, um die Auswirkungen der Geschäftsmodelle auf die lokale Infrastruktur untersuchen zu können. Für die technischen Analysen sowie die Lastflussberechnungen wurde auf Grundlage bestehender Programmbibliotheken ein neues **RVKW**-Aggregationsmodell für Verteilnetze entwickelt. Die ökonomischen und technischen Modelle wurden über geeignete (teil-)automatisierte Schnittstellen miteinander gekoppelt.

Die Geschäftsmodelle wurden mittels des entwickelten Modellsystems für ein mögliches Zukunfts-

szenario analysiert, das auf den Annahmen aus [dena \(2018b\)](#) basiert. Speziell wurden die Durchdringungsgrade der Technologien für das ‚Elektrifizierungsszenario (EL80)‘ herangezogen.

Die Ergebnisse der Modellrechnungen zeigen, dass durch den externen Aggregator die größten Kosteneinsparungen gegenüber dem ‚Status Quo‘ erreicht werden können. Diese gehen allerdings durch die Mitnahme geringster Preisunterschiede an den Märkten mit hohen Lastspitzen und Zyklenzahlen der Technologien einher. Die Lastspitzen sorgen für Netzbelastungen, die zum Teil mehr als das Doppelte der Netzbelastungen im ‚Status quo‘ Szenario betragen und zu einer Netzüberlastung führen würden. Zudem durchlaufen die Speicher unwirtschaftlich hohe Zyklenzahlen innerhalb eines Jahres. Letzterer Effekt wird durch die Einführung von Speichernutzungskosten reduziert, wodurch sich allerdings auch der wirtschaftliche Vorteil dieses Geschäftsmodells verringert. Darüber hinaus ist zu betonen, dass in der Kostenbetrachtung keine sonstigen Kostenbestandteile (bspw. Vertriebskosten, Marge, etc.) eingepreist sind. Diese sind jedoch in den Endkundenstrompreisen enthalten, die in den Untersuchungen im ‚Status quo‘-Szenario eine wichtige Vergleichsgröße darstellen.

Aus Sicht des lokalen Verteilnetzes ist das Geschäftsmodell ‚Haushalte zuerst‘ am geeignetsten, da dieses die geringsten Netzbelastungen aufweist. Trotzdem wäre auch bei diesem Geschäftsmodell ein Netzausbau nötig sofern keine anderen Maßnahmen ergriffen werden. Das Geschäftsmodell des Nachbarschaftskraftwerks wurde in diesem Projekt nicht abschließend untersucht, da dieses eine detaillierte Analyse von Präferenzen und Zahlungsbereitschaften der Endverbraucher erforderlich macht.

Die Ergebnisse der Untersuchung führen zu dem Schluss, dass die unterschiedlichen Geschäftsmodelle ökonomisch tragfähig sein können. Für eine abschliessende Beurteilung wäre jedoch neben der modellbasierten Analyse der Erlösmöglichkeiten eine Betrachtung der operativen Kosten eines [RVKWs](#) in Abhängigkeit der einbezogenen Flexibilitätsoptionen sowie der adressierten Märkte erforderlich. Die konnte im Projekt nicht geleistet werden. Die Analyse der Auswirkungen auf das Verteilnetz zeigt, dass [RVKWs](#), die ihren Betrieb am Markt ausrichten, kritische Situationen im Netz hervorrufen und die Netzstabilität gefährden können. Um in diesem Zusammenhang einen teuren Netzausbau zu vermeiden, müssen Koordinationsmechanismen entwickelt werden, die dafür sorgen, dass das Netz bei der Einsatzentscheidung berücksichtigt wird. Mögliche Ansatzpunkte sind die Einführung lastabhängiger Preissignale oder eine Begrenzung der maximalen Last für Haushalte. Darüber hinaus ist eine Evaluation der Rolle vertikal integrierter Energieversorger im Zusammenhang mit [RVKWs](#) interessant.

Im Rahmen weiterer Forschung sollte zudem die Vermarktung der **RVKWs** an den Regelleistungsmärkten und das Geschäftsmodell des Nachbarschaftskraftwerks untersucht werden. Durch Einbezug der Regelleistungsmärkte in zukünftigen Studien könnten sich die Erlösmöglichkeiten durch den Einsatz von (gepoolten) Heimspeichern prinzipiell noch deutlich ausweiten. Gleichzeitig legt die im Projekt durchgeführte Literaturanalyse der Akzeptanz von Steuereingriffen Dritter auf Heimspeicher nahe, dass die Bereitstellung von Speicherkapazität durch Haushalte nicht streng nach rein ökonomischen Kriterien erfolgt. Es wäre daher naheliegend in weiterführenden Studien genauer zu untersuchen, welche Speicherkapazitäten bei welcher Höhe von Vergütungen von Haushalten erschlossen werden können. Ein weiterer Ansatzpunkt für weiterführende Studien ist das für das **RVKW** angenommene Portfolio an Flexibilitätsoptionen. Durch eine Spezialisierung auf eine Auswahl geeigneter Flexibilitätsoptionen könnte der Aufwand für den Betrieb des **RVKWs** reduziert und möglicherweise dennoch ein hohes Maß an Flexibilität bereitgestellt werden.

1 Einleitung

1.1 Hintergrund und Zielsetzung

Klimapolitisch verfolgt die Bundesrepublik Deutschland das Ziel, bis 2050 weitgehend treibhausgasneutral zu wirtschaften. Als Zwischenschritt sollen die Emissionen bis 2030 auf unter 55% gegenüber 1990 abgesenkt werden ([Bundesregierung, 2020](#)). Im Zuge dessen soll die Energieversorgung nahezu vollständig auf regenerative Energieträger umgestellt werden. Der Stromsektor spielt dabei eine Schlüsselrolle, Erneuerbare Energien werden hier bereits heute großskalig eingesetzt: 2019 lag der Anteil regenerativer Stromerzeugungstechnologien an der Bruttostromerzeugung bereits bei 42% ([Umweltbundesamt, 2020](#)). Bis 2030 soll dieser Anteil den Zielen der Bundesregierung nach auf über 65% steigen. Gleichzeitig wird die Bedeutung von Strom als Energieträger weiter zunehmen: die Dekarbonisierung der Sektoren Wärme und Verkehr soll maßgeblich durch den Einsatz von elektrischen Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen vorangetrieben werden. Es steigt also nicht nur der Anteil der [Erneuerbarer Energien \(EE\)](#) an der Stromerzeugung, sondern auch der Anteil von Strom am gesamten Endenergie-Mix. Daher nehmen [EE](#) zukünftig eine Schlüsselrolle bei der Energieversorgung ein. Gemäß Szenario-Studien (für eine Meta-Analyse siehe [Samadi et al., 2018](#)) wird der weit überwiegende Teil des EE-Stroms dabei aus witterungsabhängig einspeisenden Stromerzeugungsanlagen – Photovoltaik und Wind - stammen.

Mit der zunehmenden Einbindung witterungsabhängig einspeisender [EE](#) wird eine Zunahme des Bedarfs an Flexibilität im Stromsystem – d.h. an der Fähigkeit auf die Variabilität der Einspeisung aus [EE](#) zu reagieren – erwartet ([Huber et al., 2014](#)). Elektrische Anlagen, die auf der Verteilnetzebene an das Stromsystem angeschlossen sind – wie Wärmepumpen, Heimspeicher und Elektrofahrzeuge – können für die Deckung dieses steigenden Flexibilitätsbedarfs zukünftig prinzipiell eine wichtige Rolle spielen, indem der Zeitpunkt des Leistungsbezugs systemdienlich gewählt wird, oder die in diesen Anlagen integrierten Speicher für die Bereitstellung von Flexibilität genutzt werden. Eine direkte Einbindung einer sehr großen Anzahl von kleinen Einzelanlagen in das Stromsystem ist unter den heute bestehenden Regularien des Strommarkts sowie mit den heute bestehenden und für die nächste Dekade absehbaren technischen Möglichkeiten jedoch nicht möglich.

[VKWs](#) verfügen über die technischen und organisatorischen Fähigkeiten, dezentrale Erzeugungsanlagen, Speicher und steuerbare Verbraucher zu bündeln, und so eine Brücke von der Einzelanlage zu den Stromgroßhandels- und Regelleistungsmärkten zu schlagen ([BNE, 2015](#); [PwC, 2012](#)). Die Einbindung heute weitgehend noch unerschlossener, dezentraler Flexibilitätspotenziale auf Haus-

haltsebene in [VKWs](#) wird in naher Zukunft durch „smarte“ Technologien und die Digitalisierung möglich sein ([Höfer und Schmaltz, 2015](#); [Greening, 2015](#); [Tschätsch, 2015](#)). [RVKWs](#), die speziell (nur) Einzelanlagen aus einem ausgewählten Teil des Verteilnetzes bündeln, bieten darüber hinaus die Möglichkeit durch eine koordinierte netzdienliche Fahrweise der Einzelanlagen, Netzengpässe im Verteilnetz zu vermeiden bzw. diesen sogar aktiv entgegenzuwirken.

Die skizzierte Hebung noch unerschlossener, dezentraler Flexibilitätspotenziale auf Haushaltsebene, die durch „smarte“ Technologien und die Digitalisierung ermöglicht wird, eröffnet potenzielle neue Geschäftsfelder, die durch innovative, digitale Geschäftsmodelle regionaler Anbieter erschlossen werden könnten. Ob und welche Geschäftsmodelle in diesem Zusammenhang konkret für [RVKWs](#) entstehen und ob ein betriebswirtschaftlich vorteilhafter Betrieb eines [RVKWs](#) auch systemdienlich ist, das hängt von der Entwicklung der technologischen und ökonomischen Rahmenbedingungen ab.

Vor diesem Hintergrund war es das Ziel des [Virtuellen Instituts Smart Energy - Teilprojekt 4 \(VISE-VKW\)](#) ebensolche innovativen, digitalen Geschäftsmodelle für [RVKWs](#) zu identifizieren und zu bewerten. Die inhaltlichen Ziele des Projekts waren somit:

- Identifikation und Beschreibung innovativer Geschäftsmodelle für [RVKWs](#) unter Berücksichtigung der technischen Entwicklung, der regulatorischen Rahmenbedingungen sowie soziotechnischer Aspekte (z.B. Nutzerpräferenzen und Akzeptanz).
- Bewertung ausgewählter Geschäftsmodelle hinsichtlich ihrer Wirtschaftlichkeit und ihrer Auswirkungen auf das Verteilnetz.

Um diese inhaltlichen Ziele zu erreichen, war neben qualitativen Vorüberlegungen insbesondere eine modellgestützte, quantitative Analyse erforderlich. Da ein geeignetes Instrumentarium hierfür bislang nicht existierte, war ein methodisches Ziel des Projekts:

- Entwicklung eines Modellierungssystems, das die integrierte Analyse von Wirtschaftlichkeit und Netzdienlichkeit von Geschäftsmodellen für [RVKWs](#) ermöglicht.

1.2 Vorgehen

Zunächst wurden im Rahmen des Projektes die Begrifflichkeiten geklärt und für zentrale Begriffe unter allen Projektpartnern abgestimmte Definitionen entwickelt ([Kapitel 2](#)). Als Grundlage für die Identifikation von Geschäftsmodellen wurden dann die bestehenden Geschäftsmodelle, Rahmenbedingungen ([Kapitel 3](#)) sowie Technologien ([Kapitel 4](#)) identifiziert und analysiert, die für

die Implementierung und den Betrieb eines [RVKWs](#) von Interesse sind. Der Hauptfokus der Analyse der Rahmenbedingungen lag auf den regulatorischen Gegebenheiten, da diese den mit Abstand stärksten Einfluss auf die Durchführbarkeit und Rentabilität möglicher haushaltsbasierter Aggregator-Geschäftsmodelle haben. Über ein Technologiescreening wurden die potenziell relevanten Technologien identifiziert und die technischen Charakteristika dieser Technologien sowie Aspekte ihrer Einbindung in die Haushalte erhoben. Darüber hinaus wurden Möglichkeiten zur Bereitstellung von Flexibilität aus technischer und sozio-technischer Perspektive untersucht.

Diese Erkenntnisse liefen in der Definition von Geschäftsmodellen für [RVKWs](#) zusammen (Kapitel 5) und lieferten Einsichten in wichtige Rahmenbedingungen für deren (modellierten) Betrieb. Für die Definition von Geschäftsmodellen wurde auf die bestehende Literatur zu diesem Thema aufgebaut und ausgewählte Ansätze für den betrachteten Fall weiterentwickelt (Kapitel 6).

Basierend auf den gewonnenen Erkenntnissen wurde ein Modellsystem zur integrierten Analyse von Wirtschaftlichkeit und technischer Machbarkeit von Geschäftsmodellen für [RVKWs](#) entwickelt (Kapitel 7). Die Entwicklung umfasste sowohl die Weiterentwicklung bestehender ökonomischer Modelle, den Aufbau einer neuen Modellbibliothek für technische Komponenten, unter Zuhilfenahme bestehender Modellbibliotheken, sowie die Kopplung der verschiedenen Modelle über geeignete (teil-)automatisierte Schnittstellen. Um das Erzeugungs- und Nachfrageverhalten dezentraler Anlagen in einem exemplarischen Verteilnetz abzubilden und im Rahmen der Geschäftsmodelle unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten optimieren zu können, wurden bestehende Strommarktmodelle weiterentwickelt. Die Optimierungsergebnisse wurden mittels einer Lastflussberechnung im Verteilnetzmodell gespiegelt, um die Auswirkungen etwaiger Geschäftsmodelle auf die lokale Infrastruktur untersuchen zu können. Für die Lastflussberechnungen wurde, auf Grundlage bestehender Netzbe rechnungsbibliotheken, ein neues Lastflussmodell für Verteilnetze entwickelt.

Für die Simulation der Geschäftsmodelle im Kontext eines zukünftigen Stromsystems wurde ein Szenario für die Rahmenbedingungen definiert und simuliert (Kapitel 8). Die Definition der Komponenten innerhalb des [RVKWs](#) erfolgte anhand von Daten aus [dena \(2018b\)](#) sowie einem beispielhaften Verteilnetz aus [Meinecke et al. \(2020\)](#). Aus den Ergebnissen der Simulationen sowie den Vorüberlegungen wurden Implikationen für eine wirtschaftliche und systemdienliche Ausgestaltung von [RVKWs](#), neuen digitalen Geschäftsmodellen sowie zugehörige Rahmenbedingungen abgeleitet (Kapitel 9). Der Bericht schließt mit einem Ausblick (Kapitel 10) in dem der weitere Forschungsbedarf in diesem Themenbereich skizziert wird.

2 Flexibilität und regionale virtuelle Kraftwerke

Obgleich Einigkeit über die Wichtigkeit von *Flexibilität* von Akteuren und Technologien im Energiesystem der Zukunft herrscht, besteht Uneinigkeit über die konkrete Bedeutung des abstrakten Begriffs der Flexibilität. In den nachfolgenden Kapiteln soll daher zunächst ein einheitliches Verständnis des Flexibilitätsbegriffs im Kontext des Stromsystems geschaffen (Kapitel 2.1) und unterschiedliche Koordinationsmechanismen zur Deckung des Flexibilitätsbedarf beleuchtet werden (Kapitel 2.2). Zum Schluss wird das Konzept Regionaler Virtueller Kraftwerke als ein solcher Koordinationsmechanismus und zentraler Gegenstand der nachfolgenden Untersuchungen eingeführt (2.3).

2.1 Flexibilität im Kontext des Stromsystems

Die *RVKWs* können unter Nutzung der technischen Komponenten Flexibilität für das Stromsystem bereitstellen. Der Begriff *Flexibilität* ist in der Literatur häufig nicht präzise definiert ([Agentur für Erneuerbare Energien, 2016](#); [BNE, 2015](#); [dena, 2014](#); [Agora, 2017](#); [Elsner et al., 2015](#); [Fraunhofer IWES](#); [Energy Brainpool, 2015](#); [Müller et al., 2016](#)). Vielmehr wird Flexibilität als Schlüsselbegriff verwendet, „der vielfach als Zusammenfassung eines Bündels an Möglichkeiten verstanden wird, um die Produktionsmengen aus Wind- und *Photovoltaik (PV)*-Anlagen sinnvoll ins Energiesystem zu integrieren“ ([Fraunhofer IWES](#); [Energy Brainpool, 2015](#), S.2). Daher werden in diesem Kapitel zunächst die Schlüsselbegriffe definiert. Darauf aufbauend werden die Arten des Flexibilitätsbedarfs kategorisiert und deren Entwicklung aufgezeigt.

2.1.1 Definition

Auf Systemebene kann Flexibilität als die Fähigkeit eines aggregierten Parks an Stromerzeugungseinheiten beschrieben werden, auf die Variabilität der residualen Last zu reagieren. Diese bezieht sich sowohl auf die temporale und geografische Variabilität des Dargebots als auch auf die damit verbundene Prognoseunsicherheit ([Kondziella und Bruckner, 2016](#)).

[Eurelectric \(2014\)](#) definiert Flexibilität als „Veränderung von Einspeisung oder Entnahme in Reaktion auf ein externes Signal (Preissignal oder Aktivierung), mit dem Ziel, eine Dienstleistung im Energiesystem zu erbringen. Die Parameter, um Flexibilität zu charakterisieren, beinhalten: die Höhe der Leistungsveränderung, die Dauer, die Veränderungsrate, die Reaktionszeit und den Ort“ ([Bundesnetzagentur, 2017b](#)).

Wesentliche Elemente dieser Definition von Eurelectric sollen hier übernommen werden:

- Fokus auf Veränderung von Stromeinspeisung und -entnahme (d.h. abweichend von anderen Literaturquellen werden z.B. der Netzausbau oder Stromimporte/ -exporte nicht als Flexibi-

litätsoption gesehen).

- Die Veränderung geschieht in Reaktion auf ein äußeres Signal (Preis- oder Steuerungssignal). Reaktion impliziert einen bewussten steuernden Eingriff, d.h. dass dauerhafte Arrangements wie z.B. Verlagerung von Lasten in Zeiten niedriger Netzauslastung (atypische Netznutzung) oder eine Ost-West-Ausrichtung von PV-Anlagen (anstatt der gebräuchlichen Südausrichtung) nicht als Flexibilität gewertet werden.

Die Einschränkung, dass Flexibilität aktiviert wird, um eine Dienstleistung für das Energiesystem zur Verfügung zu stellen, wird hier hingegen nicht übernommen; d.h. z.B. rein marktlich getriebene Veränderungen in Einspeisung und Verbrauch sollen ebenfalls als Flexibilität bezeichnet werden. Ergänzt werden soll hier zudem der Aspekt, dass die Veränderung zielgerichtet erfolgt. Das bedeutet, dass die Veränderung aufgrund einer (zuvor festgelegten) Steuerungslogik erfolgt. Im Gegensatz zur „Dienstleistung im Energiesystem“ in der Definition von [Eurelectric \(2014\)](#) sollen jedoch explizit auch solche zielgerichteten Veränderungen einbezogen werden, die der Steuerungsvorgabe einzelner Akteure (z.B. RVKWs) entspringen (die aber nicht zwangsläufig systemdienlich sein müssen).

Damit ergibt sich folgende Definition von Flexibilität:

Flexibilität ist die zielgerichtete Veränderung von Stromeinspeisung oder Stromentnahme in Reaktion auf ein äußeres Preis- oder Steuerungssignal.

Flexibilitätsoptionen

Im Hinblick auf die Möglichkeiten zur Bereitstellung von Flexibilität soll die Analyse auf technische Anlagen beschränkt sein. In Übereinstimmung mit [Elsner et al. \(2015\)](#) ergibt sich damit die folgende Definition:

Flexibilitätsoptionen sind Technologien, die Flexibilität ermöglichen.

2.1.2 Flexibilitätsbedarf

Ausgehend von der getroffenen Definition sollen nachfolgend zunächst unterschiedliche Arten des Bedarfs an Flexibilität vorgestellt und dann deren Entwicklung analysiert werden.

Arten des Flexibilitätsbedarfs

Es lassen sich drei Arten von Flexibilitätsbedarf identifizieren: Der *technische*, der *stochastische* und der *lokale* Flexibilitätsbedarf.

Der *technische Flexibilitätsbedarf* ergibt sich aus der zeitlichen Verteilung der residualen Last (d. h. dem Stromverbrauch abzüglich der Einspeisung wetterabhängiger EE). Diese kann anhand des Leistungsgradienten, also der zeitlichen Leistungsveränderung, der residualen Last gemessen

werden. Eine hohe Änderungsgeschwindigkeit der residualen Last erfordert hohe Leistungsgradienten der Einspeisung aus Speichertechnologien und regelbaren Erzeugungsanlagen. Insbesondere Letztere unterliegen technischen Restriktionen, wodurch eine Deckungslücke der erforderlichen Leistung resultieren könnte.

Der *stochastische Flexibilitätsbedarf* ist abhängig von der Prognosegüte des Leistungsgleichgewichts im Energiesystem. Prognoseunsicherheiten resultieren aus dem Dargebot von EE, der Nachfrage sowie der Zuverlässigkeit des Kraftwerksparks (Borggrefe und Neuhoff, 2011). Um im Falle einer Abweichung vom prognostizierten Leistungsgleichgewicht Fehlbeträge auszugleichen, muss Flexibilität vorgehalten bzw. kurzfristig aktiviert werden. Zur Bestimmung des *stochastische Flexibilitätsbedarfs* kann zwischen der Prognosegüte (relativer Prognosefehler) und der Differenz zwischen prognostizierter und tatsächlicher Leistung (absoluter Prognosefehler) unterschieden werden.

Der *lokale Flexibilitätsbedarf* beinhaltet die lokalen Anforderungen zur Änderung der Stromspeisung bzw. -entnahme. Im Stromsystem sind diese lokalen Anforderungen insbesondere an die zugrundeliegende Netzauslastung gekoppelt. Tritt beispielsweise ein Netzengpass auf, müssen die Ein- bzw. Ausspeisung vor und hinter dem Engpass angepasst werden, um das Netz stabil zu halten. Eine solche Anpassung des Fahrplans der Stromerzeuger und -verbraucher wird als Engpassmanagementmaßnahme bezeichnet.

Entwicklung des Flexibilitätsbedarfs

Durch die Dekarbonisierung des Energiesystems ist mit einem Anstieg des *technischen Flexibilitätsbedarfs* im Stromsystem zu rechnen. Seitens der Stromerzeugung ist die Größe des Anstiegs hauptsächlich von (1) dem Anteil wetterabhängiger EE, (2) der geographischen Ausdehnung des Netzgebiets (3) und dem spezifischen PV-Anteil abhängig (Huber et al., 2014). Ab einem Anteil der EE am Strommix von ca. 30 Prozent, mit einem PV-Anteil von 20 bis 30 Prozent an der Erzeugung von EE, übersteigen die durch die Einspeisung verursachten Leistungsgradienten die höchsten alleine durch die Nachfragestruktur bedingten Rampen. Verantwortlich hierfür ist vor allem die Einspeisung aus PV-Anlagen, die eine hohe untertägige Volatilität der Residuallast verursacht. Die geografische Ausbreitung des zugrundeliegenden Verbundsystems reduziert den *technischen Flexibilitätsbedarfs*. Folglich kann die Interkonnektion kleinerer, regionaler Energiesysteme den *technischen Flexibilitätsbedarfs* senken. Dies gilt insbesondere bei einer hohen Einspeisung durch Windenergieanlagen (WEAs), da Ausgleichseffekte auftreten, die aus der geringeren Gleichzeitigkeit der Erzeugung in geografisch verteilten WEAs resultieren. Ähnliche Analysen, wie z.B. Denholm und Hand (2011), Schill (2014), Bertsch et al. (2016) oder Kondziella und Bruckner (2016) bestätigen diese Dynamik und unterstreichen, dass eine Zunahme des Anteils wetterabhängiger EE

mit einem Anstieg des *technischen Flexibilitätsbedarfs* einhergeht.

Tabelle 1: Entwicklung des technischen Flexibilitätsbedarfs

Quelle: Eigene Berechnungen anhand [ENTSO-E \(2018\)](#)

Jahr	Mittlere Residuallast [GW]	Standardabweichung der Residuallast [GW]	Mittlerer Residuallast-Gradient [GW]
2014	44,83	10,25	1,82
2015	36,47	10,98	2,77
2016	35,65	10,99	2,27
2017	34,15	11,73	2,28

Tabelle 1 illustriert die Entwicklung des mittleren Leistungsgradienten der Residuallast. Es ist zu erkennen, dass die mittlere Residuallast aufgrund der steigenden Einspeisung von [EE](#) abnimmt. Folglich wird immer weniger Nachfrage durch konventionelle Stromerzeugung gedeckt. Weiterhin ist ein Anstieg des mittleren Residuallastgradienten zu erkennen. Dieser verdeutlicht den steigenden Flexibilitätsbedarf. Konventionelle Erzeugungseinheiten müssen folglich mit immer höheren Leistungsgradienten auf die Veränderung der Residuallast reagieren. Neben der zunehmenden Einspeisung aus dargebotsabhängigen [EE](#) könnten perspektivisch weitere Faktoren den *technischen Flexibilitätsbedarf* im Stromsystem steigern. Eine hohe Durchdringung von Elektroautos im Verkehrssektor und ein ungesteuertes Ladeverhalten, könnte insbesondere in den Abendstunden steile Lade- bzw. Lastrampen verursachen. Dies gilt besonders dann, wenn kleinere geografische Gebiete mit einer homogenen Mobilitätsstruktur und einer hohen Durchdringung von Elektroautos betrachtet werden.

Der *stochastische Flexibilitätsbedarf* wird in den letzten Jahren hauptsächlich durch die Einspeisung [EE](#) beeinflusst. Dieser Einfluss kann anhand des absoluten Prognosefehlers für die Erzeugung aus Wind- und [PV](#)-Anlagen approximiert werden. Der absolute Prognosefehler ϵ_{RES} ist definiert als der Betrag der Differenz der prognostizierten ($E[q_{RES}]$) und tatsächlichen (q_{RES}) Einspeisung [EE](#) (1).

$$\epsilon_{RES_t} = |E[q_{RES_t}] - q_{RES_t}| \quad (1)$$

Die [European Energy Exchange \(EEX\)](#) veröffentlicht die Daten zu prognostizierter und tatsächlicher Einspeisung der [EE](#) in viertelstündlicher Auflösung.¹ [Abbildung 1](#) zeigt, dass der *stochastische Flexibilitätsbedarf* seit 2014 auf einem relativ konstanten Niveau verbleibt. Dies ist zunächst kontraintuitiv, da der Anteil dargebotsabhängiger [EE](#) an der Stromerzeugung stark angestiegen ist: Er stieg von 27,4 Prozent im Jahr 2014 auf 36,2 Prozent im Jahr 2017.²

¹Die Daten enthalten die prognostizierte und tatsächliche Einspeisung aus Wind- und [PV](#)-Anlagen. Die hier verwendeten Daten beziehen sich auf die vortäglichen Prognosewerte, die jeweils um 18 Uhr veröffentlicht werden.

²<https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/erneuerbare-energien-in-zahlen>

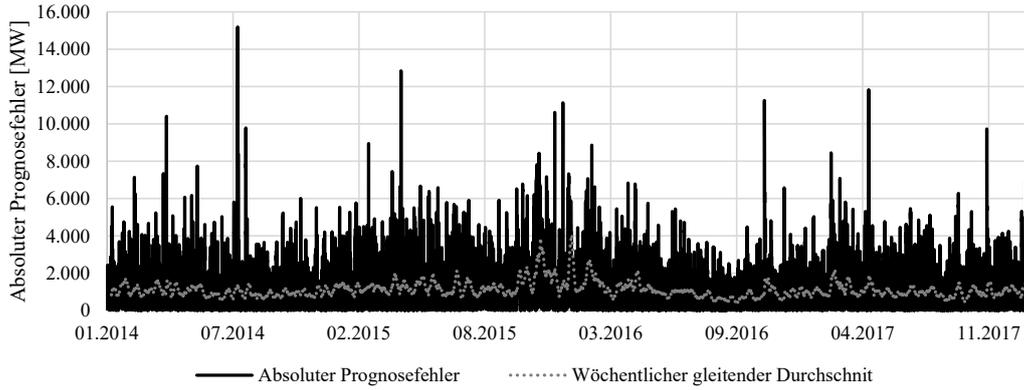


Abbildung 1: Absoluter Prognosefehler von erneuerbaren Energien

Quelle: Eigene Berechnungen anhand [EEX \(2018b\)](#)

Der Grund für die Stagnation des absoluten stochastischen Flexibilitätsbedarfs ist insbesondere eine Verbesserung der Prognosegüte, die anhand des durchschnittlichen relativen Prognosefehlers (MFE) approximiert werden kann. Dieser ist definiert als Mittelwert des Verhältnisses aus absolutem Prognosefehler (ϵ_{RES_t}) und tatsächlicher Einspeisung (q_{RES_t}) (2).

$$MFE = \frac{1}{T} * \sum_{t=1}^T \frac{\epsilon_{RES_t}}{q_{RES_t}} \quad (2)$$

Der durchschnittliche relative Prognosefehler für Wind- und PV- Erzeugung sank von ca. 10 Prozent im Jahr 2014 auf ca. 7 Prozent im Jahr 2017 (vgl. [Abbildung 2](#)). Somit gleicht die verbesserte Prognosegüte die steigende absolute Unsicherheit [EE](#) aus. Auch für die Zukunft ist ein Anstieg der Prognosegüte zu erwarten ([Fraunhofer IWES, 2010](#)). Insbesondere die Verwendung neuer Methoden, wie beispielsweise Maschinelles Lernen, zur Prognosebildung sind dafür ausschlaggebend. Dieser Verbesserung sind jedoch aufgrund eines unsystematischen, stochastischen Rests Grenzen gesetzt, sodass ein langfristiger Anstieg des (absoluten) stochastischen Flexibilitätsbedarfs zu erwarten ist.³

³Die Grundlage des unsystematischen stochastischen Rests geht auf Edward Lorenz zurück, der mit seinem Vortrag Predictability: Does the Flap of a Butterfly's Wings in Brazil set off a Tornado in Texas?"den Schmetterlingseffekt taufte ([Lorenz, 1972](#)).

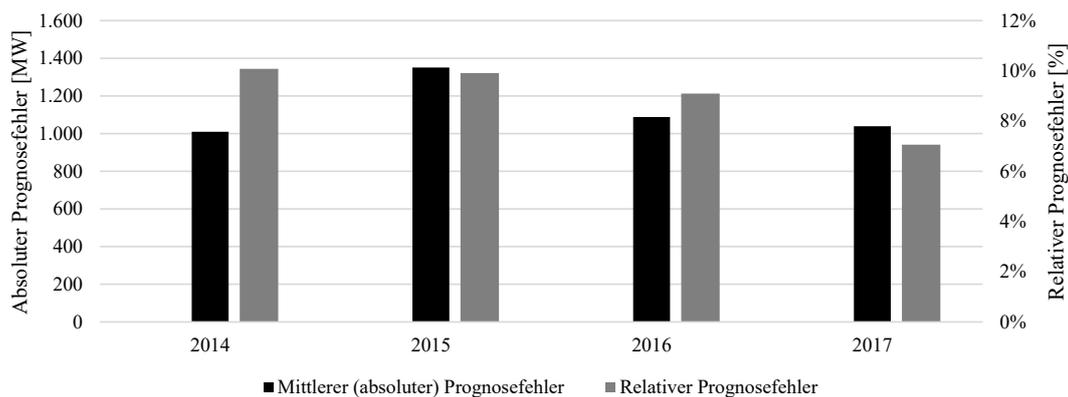


Abbildung 2: Relativer Prognosefehler von erneuerbaren Energien

Quelle: Eigene Berechnungen anhand [EEX \(2018b\)](#)

Der Wandel des Stromsystems führt zu einem Anstieg des *lokalen Flexibilitätsbedarfs*. Netzengpässe müssen durch einen kurzfristigen und lokalen Einsatz von Flexibilität beseitigt werden. Dies erfolgt im deutschen Stromsystem durch Redispatch und Einspeisemanagementmaßnahmen. Abbildung 3 stellt die Entwicklung der Kosten zur Engpassmanagementbewirtschaftung dar. Insgesamt stiegen die Kosten von 368 Mio. Euro in 2014 um 170 % auf ca. eine Mrd. Euro in 2017 ([Bundesnetzagentur, 2017a](#); [BNetzA, 2018](#)). Die hohen Kosten im Jahr 2015 sind dabei auf die hohe Einspeisung von [WEAs](#) in diesem Zeitraum zurückzuführen. Dies verdeutlicht den Anstieg des *lokalen Flexibilitätsbedarfs* mit steigender Einspeisung wetterabhängiger [EE](#). Weiterhin steigt der Anteil der Kosten von Einspeisemanagementmaßnahmen und es müssen immer mehr Wind- und [PV](#)-Anlagen abgeregelt werden. Diese Abregelung von [EE](#) betrug im Jahr 2017 ca. 5,5 TWh und macht somit fast ein Prozent des deutschen Stromverbrauchs aus ([BNetzA, 2018](#)).

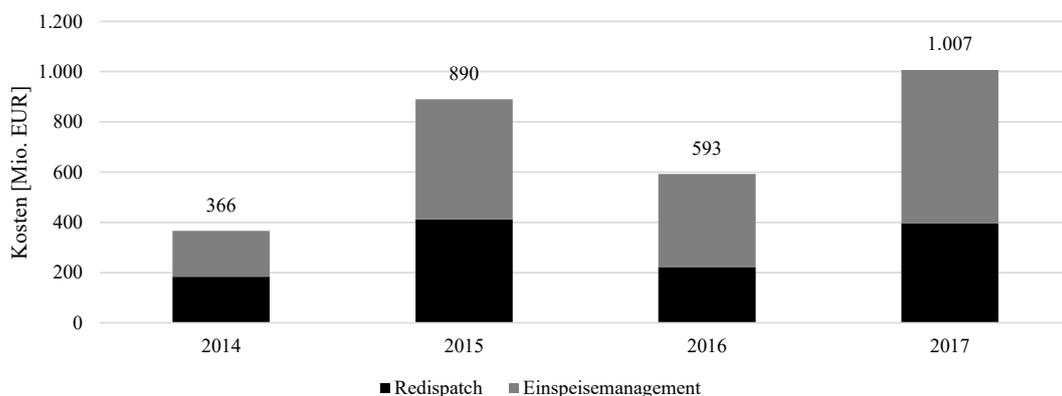


Abbildung 3: Entwicklung der Kosten der Engpassmanagementmaßnahmen

Quelle: Eigene Darstellung anhand [Bundesnetzagentur \(2017a\)](#); [BNetzA \(2018\)](#)

Derzeit werden die meisten Engpassmanagementmaßnahmen aufgrund von Engpässen im Übertragungsnetz angewiesen, jedoch wird auch für das Verteilnetz ein Anstieg von Netzengpässen pro-

agnostiziert. Durch die Sektorenkopplung werden neue Verbraucher, insbesondere Wärmepumpen und Elektroautos, in das Stromsystem integriert. Die Lastprofile dieser neuen Verbraucher unterscheiden sich dabei von klassischen Haushaltsprofilen in zwei wesentlichen Aspekten. Zum einen weist die Heizstromnachfrage von Wärmepumpen eine hohe Gleichzeitigkeit auf. Je nach Durchdringung der Wärmepumpen in einem Netzgebiet muss diese Gleichzeitigkeit bei der Netzplanung und dem Netzbetrieb berücksichtigt werden. Zum anderen führen die Ladevorgänge von Elektroautos im Vergleich zum Status quo zu höheren Lastspitzen im Haushaltsprofil. Beim gleichzeitigen Auftreten dieser Lastspitzen innerhalb einzelner Laststränge können Netzengpassituationen entstehen. Bei der Betrachtung der Verteilnetze sind die unterschiedlichen Spannungsebenen des Verteilnetzes zu berücksichtigen. Je nach Spannungsebene sind unterschiedliche Technologien der Erzeugung und des Verbrauchs angeschlossen. Weiterhin unterscheidet sich die Anzahl der jeweiligen Technologien in den verschiedenen Netzgebieten, wodurch auch die Art bzw. die Spannungsebene der Engpässe zwischen den Netzgebieten variiert. In „windenergiedominierten“ Netzstrukturen treten Engpässe beispielsweise größtenteils in der Höchst- sowie Hoch- und Mittelspannung auf. In „PV-dominierten“ Netzstrukturen treten Engpässe hingegen hauptsächlich auf der Hoch- und Mittelspannungsebene auf. Aufgrund der steigenden Integration von Elektroautos und Wärmepumpen werden in „laststarken“ Netzstrukturen Engpässe auf der Ebene der Nieder- und Mittelspannung prognostiziert (vgl. [Agora \(2017\)](#)).

2.2 Koordinationsmechanismen zur Deckung des Strombedarfs

Zur Deckung des Flexibilitätsbedarfs im Stromsystem werden verschiedene Koordinationsmechanismen angewandt. In diesem Kapitel werden die verschiedenen Märkte für Flexibilitätsoptionen vorgestellt sowie deren Wechselwirkungen untereinander erörtert.

2.2.1 Der Strommarkt in Deutschland

Elektrizität unterscheidet sich von anderen Gütern dadurch, dass sie nicht in großem Maßstab speicherbar ist. Gleichzeitig müssen Einspeisung und Entnahme auf Sekundenbasis ausgeglichen sein, da es sonst zu Spannungsschwankungen und Netzausfällen kommen kann. Weiterhin ist die Stromnachfrage stark inelastisch und es müssen lokale Netzrestriktionen bei der Übertragung berücksichtigt werden. Diese Eigenschaften unterscheiden Strom von anderen Gütern und führen zu speziellen Anforderungen an das Design von Strommärkten.

In der kurzen Frist müssen Strommärkte sicherstellen, dass Angebot- und Nachfrage jederzeit effizient ausgeglichen werden. In der langen Frist müssen ausreichend Anreize für effiziente Investitionen in Erzeugungskapazität geschaffen werden ([Ströbele et al., 2012](#)). In der Theorie ist der sogenannte [Energy-Only-Market \(EOM\)](#) das optimale Marktdesign, da es sowohl kurz- als

langfristig die notwendigen Anreize für den effizienten Betrieb und die effiziente Erweiterung des Stromsystems bereitstellt. In einem [EOM](#) ist die Erzeugung (MWh) und nicht die gesicherte Leistung (MW) die relevante Größe, die gehandelt wird. Der deutsche Strommarkt ist ein [EOM](#), auf dem Strom für einen bestimmten Lieferzeitpunkt gehandelt werden kann. Dabei kann Strom sowohl auf den Strombörsen als auch über einen bilateralen Austausch (engl. [Over-The-Counter \(OTC\)](#)) gehandelt werden. Der börsliche Handel findet auf drei Märkten unterschiedlicher Fristigkeit statt: Der auch Forward-Markt genannte Terminmarkt, der Day-Ahead-Markt und der Intraday-Markt.

Terminmarkt

Auf dem Terminmarkt haben Marktteilnehmer die Möglichkeit, Handelsgeschäfte im Voraus zu tätigen. Der Handel erfolgt in der Regel [OTC](#) oder über standardisierte Produkte („Futures“), die an Börsen gehandelt werden. So können z.B. auf der [EEX Power Derivatives](#), physische und finanzielle Futures, sowie Optionen für die deutsche Gebotszone bis zu sechs Jahre im Voraus gehandelt werden ([EEX, 2018a](#)). Der Terminmarkt ermöglicht es Marktteilnehmern, ihre Portfolios langfristig zu optimieren und zukünftige Liefergeschäfte finanziell abzusichern.

Day-Ahead-Markt

Am Day-Ahead-Markt wird Strom für eine Lieferung am Folgetag gehandelt. Wie am Terminmarkt erfolgt der Handel sowohl bilateral als auch an Börsen. Die für den Handel in der deutschen Gebotszone liquideste Börse ist die [European Power Exchange \(EPEX\)](#). Die Day-Ahead-Auktionen der [EPEX](#) laufen täglich: dort können bis 12:00 Uhr mittags Gebote für den Folgetag abgegeben werden. Gehandelt werden volle Stunden, die aber auch in standardisierten Blöcken zusammengefasst werden können. Es handelt sich um eine Einheitspreisauktion: Die Angebots- und Nachfragegebote werden nach Preis geordnet. Der Markträumungspreis ergibt sich aus dem Schnittpunkt der so erstellten Angebots- und Nachfragekurven und entspricht dem Preis des letzten bezuschlagten Gebots ([EPEX SPOT SE, 2018a](#)).

Der deutsche Day-Ahead-Markt ist über das sogenannte Day-Ahead Market Coupling mit anderen Gebotszonen gekoppelt, sodass eine gebotszonenübergreifende Markträumung unter Berücksichtigung der verfügbaren Grenzkuppelkapazitäten stattfindet ([EPEX SPOT SE, 2018d](#)). Preisunterschiede zwischen den Börsen der einzelnen Gebotszonen werden dadurch reduziert.

Intraday-Markt

Auf dem Intraday-Markt kann Strom innerhalb eines Tages gehandelt werden. Es gibt zwei Arten von Intraday-Handel: Eine Eröffnungsauktion und einen kontinuierlicher Intraday-Handel.

Die Intraday-Auktion findet täglich um 15:00 Uhr statt und ermöglicht die Abgabe von Geboten

für jede der 96 Viertelstunden des Folgetags. Wie bei der Day-Ahead-Auktion handelt es sich ebenfalls um eine Einheitspreisauktion, in der der viertelstündliche Markträumungspreis durch die Höhe des letzten noch bezuschlagten Gebots bestimmt wird (EPEX SPOT SE, 2018b).

Nach der Veröffentlichung der Ergebnisse der Intraday-Auktion startet ab 16:00 Uhr der kontinuierliche Intraday-Handel. Im Zuge der letzten Jahre wurde der Zeitpunkt der Marktschließung immer weiter auf den Lieferzeitpunkt hin verschoben. Lag dieser beim Start des Intraday-Handels noch bei einer Stunde, so schließt der deutschlandweite Handel nun 30 Minuten vor dem Lieferzeitpunkt. Innerhalb der einzelnen deutschen Kontrollzonen schließt der Markt seit Oktober 2017 sogar mit nur fünf Minuten Vorlaufzeit (EPEX SPOT SE, 2018e).

Im kontinuierlichen Intraday-Handel können Stunden- und Viertelstundenprodukte sowie Blockgebote gehandelt werden. Anders als die Day-Ahead- und Intraday-Auktionen basiert der kontinuierliche Handel auf dem Gebotspreisverfahren (engl. *Pay-As-Bid (PAB)*), d.h. bezuschlagte Gebote erhalten jeweils den gebotenen Preis (EPEX SPOT SE, 2018c).

Der Intraday-Markt ist der letzte Markt, auf dem Marktteilnehmer Strom handeln können. Im Anschluss geht die Verantwortlichkeit für den Ausgleich von Angebot und Nachfrage auf die *Übertragungsnetzbetreiber (ÜNBs)* über, die Überschuss- oder Fehlmengen durch den Einsatz von Regenergie korrigieren (Ströbele et al., 2012).

2.2.2 Beziehung zwischen Märkten unterschiedlicher Fristigkeit

In diesem Kapitel werden die Wechselwirkungen der vorgestellten Märkte untereinander erläutert und dargestellt, wie sich steigender Flexibilitätsbedarf auf diese auswirkt.

Warum handeln Marktteilnehmer auf Märkten unterschiedlicher Fristigkeit?

Konsumenten und Produzenten handeln zeitlich vorgelagert, um sich gegenüber Preis- und Mengenrisiken abzusichern (Hedging), die sich aus der Unsicherheit über die zukünftige Marktentwicklung ergeben. In der langen Frist resultieren Risiken primär aus Unsicherheiten bezüglich der Entwicklung von Nachfrage, installierter Leistung von EE und Brennstoffpreisen. In der kurzen Frist (Day-Ahead und Intraday) sind die Unsicherheit von Nachfrage und Einspeisung durch EE sowie ungeplante Kraftwerksausfälle Hauptrisikotreiber.

Neben den *physischen* Marktteilnehmern, die tatsächlich Strom ein- oder ausspeisen, agieren *finanzielle* Marktteilnehmer auf den Spot- und Forward-Märkten. Sie versuchen Marktrisiken abzusichern und Gewinne durch Arbitrage und/oder Spekulationen zu erzielen. Die Marktintegration von *finanziellen* Marktteilnehmern kann die Liquidität von Märkten erhöhen und somit auch die Informationseffizienz der Märkte steigern. Allerdings kann strategisches Verhalten von Spekulanten auch zu höheren Preisen und Preismanipulationen führen (Birge et al., 2018).

Über das reine Hedging von Risiken hinaus haben Produzenten strategische Anreize auf Forward-

Märkten zu handeln. Theoretisch lässt sich dies folgendermaßen erklären: In einem Mengenwettbewerb (Cournot-Oligopol) ist es für einen Produzenten vorteilhaft, wenn er seine Menge zuerst wählen darf (Stackelbergführer) und die anderen Produzenten nur darauf reagieren können (Stackelbergfolger). Man spricht in diesem Fall von einem Stackelberg-Oligopol⁴. Durch Forward-Handel hat ein Produzent die Möglichkeit, durch das frühzeitige Setzen von Mengen auf dem Forward-Markt in die Position eines Stackelbergführers zu kommen. Dementsprechend ist es auch unter der Annahme perfekter Voraussicht für alle Produzenten rational, Mengen Forward zu handeln, obwohl sie sich dadurch in ihrer Gesamtheit schlechter stellen. Es handelt sich somit um ein klassisches Gefangenendilemma (Allaz und Vila, 1993). Einen Anreiz, auf dem Terminmarkt zu handeln gibt es darüber hinaus auch in Situationen, in denen ein Oligopol durch stillschweigende Kollusion Marktmacht ausübt. Der Grund hierfür ist, dass Forward-Handel die Mengen, die Spot gehandelt werden, reduziert. Dies hat zur Folge, dass die Spot-Erlöse insgesamt sinken, was ein Abweichen von der impliziten kollusiven Absprache mit dem Ziel, einen größeren Marktanteil zu gewinnen, weniger lukrativ macht. Gleichzeitig verändern sich die mit der Abweichung verbundenen Kosten weniger stark. Intuitiv ist dies z.B. im Fall des Preiswettbewerbs erklärbar, in dem eine Abweichung vom kollusiven Pfad zwangsläufig zu einem ruinösen Preiskampf zwischen den Produzenten führt (Liski und Montero, 2006).

In welcher Beziehung stehen Forward- und Spot-Preise?

Für die Beziehung zwischen Forward- und Spot-Preisen gilt in der klassischen ökonomischen Theorie folgendes: Firmen halten Lagerbestände, um auf unvorhergesehene Nachfrageschwankungen zu reagieren. Während dies Lagerkosten verursacht, gibt es Firmen aber auch die Flexibilität, Lagerbestände zu verkaufen, sollte das Gut stärker nachgefragt werden - der mit dieser Option verbundene Gewinn wird gemeinhin als *Convenience Yield* bezeichnet. Bei klassischen Gütern können sich dabei zwei Preissituationen einstellen. Nach der klassischen Normal-Backwardation-Theorie zur Entwicklung von Forwardpreisen steigt der Preis eines Forwardkontraktes während des Handelszeitraumes sukzessive auf das Niveau des erwarteten Spotpreises bei Fälligkeit an. Ursache dieses Anstieges ist das Absinken der Risikoprämie durch eine Verringerung des mit dem Forward verbundenen Risikos. Eine *Contango*-Situation resultiert hingegen, wenn die Forwardpreise sukzessive auf das Niveau des erwarteten Spotpreises absinken. Hier stellt die Risikoprämie folglich einen Aufschlag auf den erwarteten Spotpreis dar.

Da Elektrizität nur begrenzt (wirtschaftlich) speicherbar ist, gilt der oben skizzierte Zusammenhang nur bedingt. Auf dem Forward-Markt für Strom scheinen vielmehr fundamentale Erwartungen eine Rolle zu spielen: Marktteilnehmer haben eine Vorstellung davon, wie sich relevante Parameter

⁴Benannt nach dem deutschen Ökonom Heinrich Freiherr von Stackelberg.

(EE-Einspeisung, Brennstoffpreise, Nachfrage u.a.) bis zum Zeitpunkt der physischen Lieferung entwickeln. Unter wettbewerblichen Bedingungen entspricht der Forward-Preis für Strom dem erwarteten Spotpreis zum Lieferzeitpunkt, zuzüglich einer Risikoprämie, welche die mit der Prognose verbundenen Unsicherheit einpreist (Weron und Zator, 2014).

Wie wirkt der Flexibilitätsbedarf auf den Strommarkt?

Die Zunahme des stochastischen Flexibilitätsbedarfs führt zu höherer Aktivität auf dem Intraday-Markt (Braun und Brunner, 2018). Der Prognosefehler nimmt mit sinkender Vorlaufzeit zum Lieferzeitpunkt ab. Akteure können auf die veränderte Informationslage reagieren, da es auf dem Intraday-Markt möglich ist, kontinuierlich bis fünf Minuten vor dem Lieferzeitpunkt zu handeln. Somit können mehr Informationen im Marktergebnis berücksichtigt werden. Dadurch beeinflusst der stochastische Flexibilitätsbedarf von wetterabhängig einspeisenden EE die Preisbildung und -differenz am Spot- und Intraday-Markt. Die Wirkrichtung dieses Zusammenhangs ist in Abbildung 4 dargestellt. Dabei wird die stündliche Preisdifferenz zwischen Day-Ahead- und Intraday-Markt (vertikale Achse) in Beziehung zur Differenz zwischen prognostizierter und realisierter stündlicher Einspeisung durch EE (horizontale Achse) gesetzt. Die Preisdifferenz zwischen Spot- und Intraday-Markt ist negativ mit dem stochastischen Flexibilitätsbedarf korreliert. Folglich ist der Intraday-Preis größer als der Spot-Preis, sofern die realisierte Einspeisung von EE unterhalb der prognostizierten Einspeisung liegt. Dies folgt dem mikroökonomischen Grundsatz, dass der Preis steigt, sofern das Angebot sinkt.

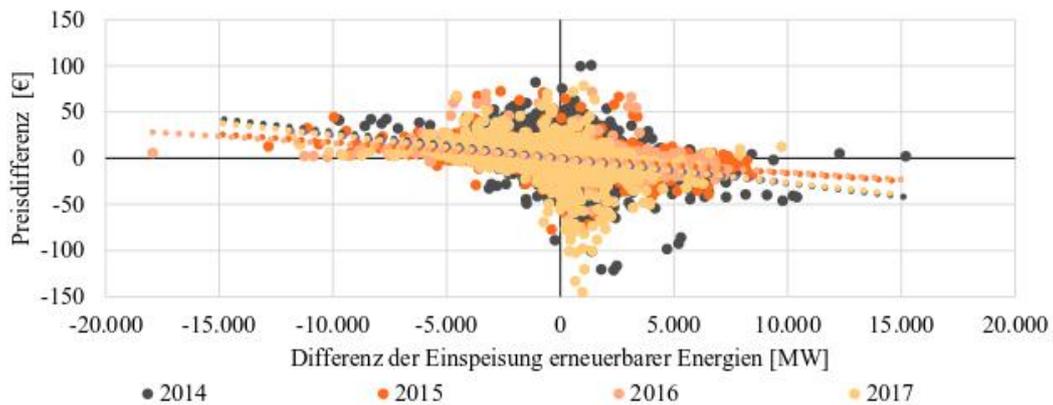


Abbildung 4: Wirkung von EE-Prognosefehlern auf die Preisdifferenz zwischen Day-Ahead- und Intraday-Markt

Quelle: Eigene Berechnungen anhand EEX (2018b)

Neben diesem Wirkzusammenhang ist eine große Varianz in den Daten zu erkennen. Außer der Einspeisung durch EE beeinflussen also noch andere Faktoren die Preisdifferenz zwischen Spot- und Intraday-Markt. Wie bereits beschrieben, können das beispielsweise Abweichungen zwischen

der prognostizierten und realisierten Last oder Kraftwerksausfälle sein. Außerdem können Im- und Exporte sowie strategisches Verhalten der Marktakteure einen Einfluss haben (Hagemann, 2013). Weiterhin hat die Form der Merit-Order einen Einfluss auf die Preisauswirkungen von Vorhersagefehlern. Dadurch schwankt die Stärke des Zusammenhangs zwischen dem absoluten Prognosefehler und der Preisdifferenz. Unter anderem ist dafür die konvexe Form der Merit-Order verantwortlich (Hagemann, 2013) (vgl. Abbildung 5). Die prognostizierte Residualnachfrage $E[q]$ kann entweder überschätzt (q_A) oder unterschätzt (q_B) werden. Bei einem gleichwertigen absoluten Prognosefehler ($a = b$) führt dies jeweils zu einer Abweichung des tatsächlichen Preises (p_A oder p_B) vom prognostizierten Preis ($E[p]$). Aufgrund der Konvexität der Merit-Order sind die Preisunterschiede Δ_{p_A} und Δ_{p_B} jedoch nicht gleich groß. Ein positiver Prognosefehler ($E[Q] > q$) führt somit zu kleineren Preisabweichungen als ein negativer Prognosefehler. Die Form und Konvexität der Merit-Order variiert innerhalb und auch zwischen den Jahren. Dadurch variiert ebenfalls der Unterschied in den jeweiligen Preisabweichungen Δ_{p_A} und Δ_{p_B} . Die Größe der Residuallast könnte dafür einen Anhaltspunkt geben. Dieser Einfluss wird im weiteren Projektverlauf weiter analysiert.

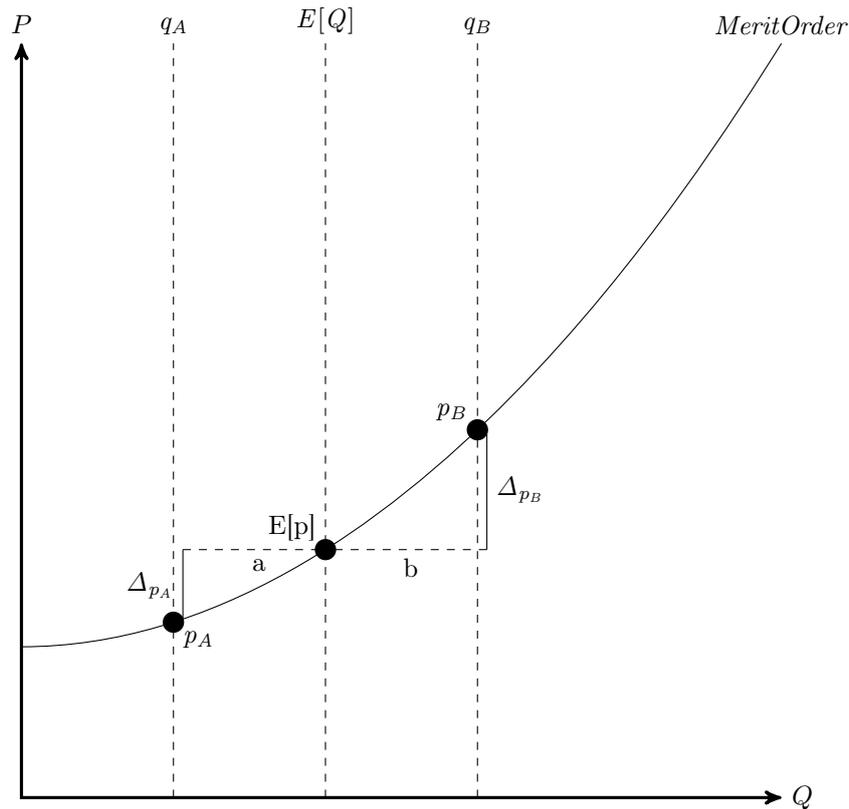


Abbildung 5: Einfluss der prognostizierten Residualnachfrage auf die Strompreise

Quelle: Eigene Darstellung

2.2.3 Netzbezogene Koordinationsmechanismen

Das Ergebnis der Koordination zwischen Angebot und Nachfrage im deutschen Strommarkt wird mit Hilfe der Stromnetze realisiert. Hierbei müssen die physikalischen Anforderungen des Stromnetzes berücksichtigt werden. Dies sind insbesondere Anforderungen an die Frequenzstabilität und die Übertragungskapazität der zugrundeliegenden Betriebsmittel.⁵

Um die Netzfrequenz des Elektrizitätsversorgungssystems konstant bei 50 Hertz zu halten, müssen Erzeugung und Verbrauch von elektrischem Strom im Netz zu jeder Zeit übereinstimmen. Falls die Frequenzabweichungen zu groß werden, kann es zur Beschädigung angeschlossener Kraftwerke kommen und, im schlimmsten Fall, großflächige Stromausfälle die Folge sein. Damit kurzfristige Abweichungen, welche nicht mit den Marktmechanismen des Spot- bzw. Intraday-Marktes ausgeglichen werden können, nicht zu einer Gefahr für die Netzstabilität führen, ist die Aktivierung von vorgehaltenen Regelleistungskapazitäten von Nöten, welche durch die ÜNBs koordiniert wird.

Bei dem kurzfristigen Gleichgewicht zwischen Angebot und Nachfrage müssen Netzrestriktionen berücksichtigt werden. Dies kann entweder implizit, über die Berücksichtigung der Netzrestriktionen bei der Preisbildung, oder explizit, über die nachträgliche Anpassung der Stromeinspeisung und -entnahme erfolgen. Im derzeitigen System erfolgt eine Trennung der marktlichen Aktivitäten (Großhandelsmarkt zwischen Erzeugung und Verbrauch) und der physikalischen Netzebene. Die Erzeuger und Verbraucher kennen den Netzzustand nicht und berücksichtigen diesen somit nicht im Marktgleichgewicht. Der Netzzustand wird von den Netzbetreibern überwacht. Sobald sich das marktliche Gleichgewicht aufgrund von Netzrestriktionen nicht einstellen kann, ergreifen die Netzbetreiber Maßnahmen zur Anpassung der Leistungserbringung oder -entnahme.

Märkte für Regelleistung

In Deutschland wird, wie in den meisten europäischen Ländern, zwischen drei Qualitätsstufen der Regelleistung differenziert. Die **Primärregelleistung (PRL)** verkörpert dabei die qualitativ anspruchsvollste Regelleistungsart, wohingegen die nachgeschalteten Regelleistungsarten, **Sekundärregelleistung (SRL)** und **Minutenreserveleistung (MRL)**, mittel- bis längerfristige Maßnahmen verkörpern (ÜNB, 2021). Da ein hohes Maß an technischer und operativer Flexibilität zur Regelleistungserbringung nötig ist, müssen Anbieter einen Präqualifikationsprozess durchlaufen. Die Anforderungen unterscheiden sich nach Regelleistungsart und steigen mit der Qualitätsstufe, wodurch am **PRL-Markt** mit 23 Anbietern die geringste und am **MRL-Markt** mit 52 Anbietern die höchste Akteursvielfalt vorzufinden ist (BNetzA, 2018). Seit 2007 erfolgt die Regelleistungsvorhaltung über ein deutschlandweites Auktionsverfahren, bei welchem die ÜNBs Nachfrager und die

⁵Andere Anforderungen, wie bspw. Spannungshaltung und Blindleistungsbereitstellung, werden in dieser Analyse vorerst nicht betrachtet. Für diese physikalischen Anforderungen gibt es derzeit keine marktbasierenden Koordinationsmechanismen. Eine Diskussion der Problematiken wird jedoch im fortschreitendem Projektverlauf anvisiert, da diese Merkmale insbesondere im Verteilnetz relevant sind.

präqualifizierten Marktteilnehmer Anbieter von Regelleistung sind (ÜNB, 2021). Die Nachfrage ist dabei vollkommen preisunelastisch und die Preisbildung erfolgt PAB. Weil Anbieter nicht nur die Regelleistung vorhalten müssen, sondern, im Falle des Einsatzes, auch Energie liefern bzw. reduzieren müssen, ist die Kompensation für SRL und MRL durch einen Leistungspreis (€/MW) und einen Arbeitspreis (€/MWh) geregelt. Dabei wird seit Ende 2020 der Abruf der Regelarbeit über den separaten Regelarbeitsmarkt koordiniert. An diesem können auch Anbieter Regelarbeit vermarkten, die auf dem Regelleistungsmarkt keinen Zuschlag erhalten haben (BNetzA, 2019a). Die Anbieter von PRL werden, aufgrund der jeweils kurzen Abrufzeiten, lediglich durch den Leistungspreis vergütet. Der Regelarbeitsmarkt entfällt (BNetzA, 2018).

Tabelle 2: Wesentliche Merkmale der deutschen Regelleistungsqualitäten

Quelle: ÜNB (2021) und Bundesnetzagentur (2017a)

Eigenschaften	PRL	SRL	MRL
Aktivierungsdauer	30 s	5 min	15 min
Aktivierung	dezentral	zentral	zentral
Ausschreibungszyklus	kalendertäglich		
Produktzeitscheiben	4-Stundenblöcke		
Produktdifferenzierung	keine	positiv/negativ	
Mindestgebotsgröße	1 MW	5 MW	
Angebotsinkrement	1 MW		
Zuschlagsregel	Leistungspreis-Merit-Order		
Leistung			
Abruf	solidarisch	Arbeitspreis-Merit-Order	
Vergütung	Leistungspreis	Leistungspreis und Arbeitspreis	
Kosten [Mio. EUR]	74,4	90,5	33,3
Präqualifizierte Anbieter	24	37	52

Engpassmanagement

Das Engpassmanagement (Redispatch und Einspeisemanagement) in Deutschland ist administrativ geregelt. Die Bereitstellung lokaler Flexibilität ist nach §13a Abs. 1 [Energiewirtschaftsgesetz \(EnWG\)](#) für alle Erzeugungsanlagen und Speichereinheiten mit einer Leistung größer 10 MW verpflichtend. Flexibilitätsoptionen des Verbrauchs sind in der aktuellen Regulierung nicht für Engpassmanagementmaßnahmen vorgesehen.⁶ Können Engpässe nicht durch die Regelung konventioneller Kraftwerke behoben werden, dürfen die ÜNBs EE-Anlagen abregeln. Die Erzeugungsanlagen werden für die Bereitstellung lokaler Flexibilität kostenbasiert kompensiert. Demnach ist die Vergütung der Flexibilität so ausgestaltet, dass sie den Betreiber der Anlage wirtschaftlich weder besser

⁶Eine Ausnahme bildet die Verordnung [Verordnung abschaltbarer Lasten \(AbLaV\)](#). Sie bietet stromintensiven Industrieverbrauchern die Möglichkeit netzdienliche Flexibilität bereitzustellen. Für die Bereitstellung erhalten die Unternehmen eine Vergütung, die Gewinne zulässt. Der Netzbetreiber kann sowohl im Rahmen des Netzengpassmanagements als auch im Rahmen der Frequenz- und Spannungshaltung auf die abschaltbaren Lasten zugreifen. In letzterem Fall stellt die [AbLaV](#) eine Alternative zum Regelenergiemarkt dar. Weiterhin dient § 13 Absatz 6a EnWG den ÜNBs als Instrument zur Steuerung von (zuschaltbaren) Lasten und somit zur Engpassmanagement. Hierdurch werden [Kraft-Wärme-Kopplung \(KWK\)](#)-Anlagen inkl. Power-to-Heat-Einrichtung angesprochen. Die ÜNBs kontrahieren die Reduktion der Wirkleistungseinspeisung der KWK-Anlage und gleichzeitige Lastaktivierung der PtH-Module über bilaterale Verträge.

noch schlechter stellt (§ 13a Abs. 2 EnWG) und durch die Bereitstellung von lokaler Flexibilität keine Gewinne erzielt werden können.

Der aktuelle Regulierungsrahmen des Engpassmanagements setzt keine wirtschaftlichen Anreize für die lokale Flexibilitätsbereitstellung. Eine Alternative zum bestehenden Koordinationsmechanismus könnte die Einführung eines marktbasierten Engpassmanagements sein. Dabei wird die für den Redispatch benötigte, lokale Leistungen über eine Ausschreibung durch die Netzbetreiber akquiriert. Diese kann von Stromerzeugern, -verbrauchern oder -speichern bereitgestellt werden. Das marktbasierte Engpassmanagement ermöglicht dabei die Erwirtschaftung von Erlösen bei den Anbietern lokaler Flexibilität. Der Vorteil einer solchen wettbewerblichen Allokation der Flexibilität für das Engpassmanagement liegt in dem Abbau von Informationsasymmetrien und der dynamischen (langfristigen) Koordinationswirkung. Durch die potentiellen Gewinne erhalten Anbieter von Flexibilität in der langen Frist Anreize für eine netzdienliche Standortwahl. Weiterhin stellt der marktbasierter Redispatch unter der Annahme perfekten Wettbewerbs einen statisch (kurzfristig) effizienten Mechanismus zur Engpassbewirtschaftung dar (De Vries und Hakvoort, 2002). Aufgrund der notwendigen, regionalen Differenzierung einer Redispatch-Ausschreibung besteht jedoch, die Gefahr von strategischem Verhalten und der Ausübung von Marktmacht (Höffler, 2009; Dijk und Willems, 2011). Weiterhin resultiert die Einführung eines marktbasierten Redispatch in einem Verteilungseffekt, der die Konsumentenrente im Vergleich zum kostenbasierten Redispatch senkt und die Produzentenrente erhöht. Die marktbasierte Engpassbewirtschaftung im Verteilnetz wird oft als lokaler Flexibilitätsmarkt bezeichnet.

Insbesondere vor dem Hintergrund des steigenden *lokalen Flexibilitätsbedarfs* wird eine Anpassung des Koordinationsmechanismus zur Engpassbewirtschaftung immer häufiger diskutiert. Die langfristige Anreizwirkung und der Abbau von Informationsasymmetrien eines marktbasierten Engpassmanagements werden dabei als besonders positiv angesehen. In gewissen Netzstrukturen (last-, wind- oder PV-dominiert) könnte die Einführung einer marktbasierten Engpassbewirtschaftung insbesondere kostensenkend wirken, wenn die Anbieterstruktur für lokale Flexibilität genügend wettbewerblich ist. Es ist jedoch nicht abschließend analysiert, welcher Koordinationsmechanismus für welche Netzstrukturen geeignet ist.

2.3 Regionale virtuelle Kraftwerke

Im Mittelpunkt der Arbeiten des *Virtuellen Instituts Smart Energy - Regionale Virtuelle Kraftwerke* stehen so genannte *Virtuelle Kraftwerke (VKWs)*. In diesem Kapitel wird zum einen der Begriff für die Nutzung innerhalb des Projekts definiert, zum anderen werden die Technologien beschrieben, die Bestandteil eines solchen Kraftwerks sein können.

2.3.1 Definition

Als **VKW** wird der Zusammenschluss mehrerer dezentraler Anlagen im Stromnetz bezeichnet, die über ein zentrales Leitsystem gesteuert werden. Diese dezentralen Anlagen werden als die Komponenten des Virtuellen Kraftwerks bezeichnet. Das Leitsystem koordiniert mithilfe der entsprechenden **Informations- und Kommunikationstechnik (IKT)**-Infrastruktur den Einsatz der einzelnen Anlagen, die Bestandteil des **VKWs** sind, und kann auf Netzzustände sowie Regelleistungsabrufbefehle reagieren. Es ermöglicht die gesicherte Bereitstellung von Leistung über einen bestimmten Zeitraum und damit die Vermarktung von Strom und Systemdienstleistungen.

Ziel des **VKW**-Betriebs ist es, positive betriebswirtschaftliche Effekte für den Betreiber zu generieren. Geschäftsmodelle, die von ihren Betreibern nicht explizit als **VKW**, sondern als ‚Pooling‘ von Anlagen, ‚Direktvermarktung erneuerbarer Energien‘ oder Ähnliches bezeichnet werden, werden im Rahmen dieses Projekts ebenfalls als **VKW** aufgefasst, sofern sie die oben angeführten Kriterien erfüllen.

Ein *Regionales Virtuelles Kraftwerk (RVKW)* im Sinne dieses Projekts hat zusätzlich die Eigenschaft, dass seine Komponenten auf der Nieder- oder Mittelspannungsebene an das Verteilnetz angeschlossen sind. Es verfügt über Möglichkeiten, gesicherte Leistung und Systemdienstleistungen im Verteilnetz bereitzustellen.

2.3.2 Komponenten/Technologien

Die Komponenten eines **VKWs** lassen sich in die vier Kategorien vollständig regelbare Erzeugungsanlagen, wetterabhängig einspeisende Erzeugungsanlagen, Speicher und regelbare Lasten einteilen. Jede dieser Technologiegruppen hat spezifische Charakteristika, die sowohl bei der Erstellung eines Geschäftsmodells als auch bei der Modellierung eines **VKWs** berücksichtigt werden müssen.

Vollständig regelbare Erzeugungsanlagen Diese Erzeugungsanlagen basieren in der Regel auf einem Verbrennungsprozess, durch den ein Motor oder eine Turbine betrieben und schließlich über einen Generator elektrischer Strom erzeugt wird. Auch Brennstoffzellen fallen unter die vollständig regelbaren Erzeugungsanlagen. Als Brennstoff können konventionelle oder regenerativ erzeugte Energieträger genutzt werden. Diese Anlagen können üblicherweise über einen weiten Leistungsbereich stufenlos geregelt werden, zumeist verringert sich jedoch der Wirkungsgrad im Teillastbereich.

Wetterabhängig einspeisende Erzeugungsanlagen Stromerzeugung mittels Windkraft- und Photovoltaikanlagen ist abhängig von der Windgeschwindigkeit bzw. der solaren Einstrahlung. Jede dieser Erzeugungsanlagen hat eine konstruktiv bedingte Nennleistung, ihre tatsächliche Einspeise-

leistung lässt sich nur bis zu einer bestimmten Genauigkeit prognostizieren. Eine Abregelung bzw. vollständige Abschaltung dieser Anlagen ist möglich.

Speicher Speicher im Stromnetz bieten die Möglichkeit, Stromerzeugung und -verbrauch zeitlich voneinander zu entkoppeln. Sie sind in erster Linie durch ihre Speicherkapazität und ihre Nennleistung charakterisiert. Für einen effizienten Speichereinsatz ist eine der Anwendung angepasste Betriebsstrategie mit entsprechendem Ladestandsmanagement erforderlich. Da jeder Speichervorgang Energieverluste verursacht, ist eine direkte Nutzung erzeugter Energie, sofern möglich, in der Regel vorzuziehen.

Regelbare Lasten Regelbare Lasten erlauben die zeitliche Verschiebung von Stromverbrauch. Die verschiebbare Energiemenge und der zeitliche Horizont der Verschiebung hängen jeweils von der Art der Last ab.

3 Regulatorische Rahmenbedingungen für regionale virtuelle Kraftwerke

Die wichtigsten regulatorischen Rahmenbedingungen, die potenzielle Geschäftsmodelle von haushaltsbasierten **RVKWs** tangieren, ergeben sich unter anderem aus dem im **EnWG** definierten Letztverbraucherstatus. Dieser hat Implikationen für die Belastung von Haushaltsstrom mit Abgaben, Umlagen, Entgelten und Steuern und den Betrieb von haushaltsbasierten Stromspeichern. Darüber hinaus beeinflusst auch die Marktregulierung die Wirtschaftlichkeit eines **RVKWs**. Insbesondere auf dem Regelleistungsmarkt stellen die hohen Mindestgebote eine potenzielle Hürde für **RVKWs** im Sinne des Teilprojekts dar, da es unsicher ist, ob diese genügend Leistung mit der nötigen Zuverlässigkeit bündeln können. Zusätzliche Restriktionen, aber auch Erlösmöglichkeiten, ergeben sich durch die im **Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)** und **Kraft-Wärme-Kopplung-Gesetz (KWKG)** angelegten Fördermechanismen für Erneuerbare Energien und Kraft-Wärme-Kopplung (**KWK**).

Die genannten Rahmenbedingungen und ihre Bedeutung für **RVKW**-Geschäftsmodelle werden im Folgenden näher beschrieben.

3.1 Letztverbraucherstatus

Letztverbraucher im Sinne des **EnWG** sind „natürliche oder juristische Personen, die Energie für den eigenen Verbrauch kaufen“. Dementsprechend werden Haushalte als Letztverbraucher eingestuft. Eine wichtige Konsequenz dieser rechtlichen Konstruktion ist die zusätzliche Belastung durch Entgelte, Umlagen und Steuern, die Letztverbraucher auf bezogenen und zum Teil auch auf rückgespeisten Strom entrichten müssen.

Konsequenzen aus der Endverbraucherpreisstruktur

Der für Haushaltskunden als Letztverbraucher relevante Strompreis ist nicht der Großhandels-, sondern der deutlich höhere Endverbraucherstrompreis. Der Endverbraucherstrompreis setzt sich aus dem Preis für Energiebeschaffung (dem Großhandelsstrompreis) den Kosten für Vertrieb und der Marge des Lieferanten, den Netznutzungsentgelten, der Konzessionsabgabe, dem Entgelt für den Messstellenbetrieb, sowie den staatlich veranlassten Umlagen und Steuern zusammen. Zu letzteren zählen die **EEG**-Umlage, die **KWKG**-Umlage, die Umlagen nach §18 der **AbLaV** und §19 der **Stromnetzeinspeiseverordnung (StromNEV)** sowie die Offshore-Netzumlage. Dazu kommen noch Strom- und Umsatzsteuer.

Für Haushaltskunden betrug der Preis für Energiebeschaffung, Vertrieb und Marge im Jahr 2019 im Mittel 7,61 ct/kWh. Die Netzentgelte lagen durchschnittlich bei 7,22 ct/kWh, während die **EEG**-Umlage 6,41 ct/kWh ausmachte. Die Umlage nach dem **KWKG** betrug 0,28 ct/kWh, die

Umlage nach § 19 Abs. 2 StromNEV 0,31 ct/kWh, die Umlage nach §18 Ab-LaV 0,01 ct/kWh und die Umlage Offshore-Netz 0,42 ct/kWh. Der Stromsteuersatz liegt nach § 3 des [Stromsteuergesetzes \(StromStG\)](#) regulär bei 2,05 ct/kWh. Zusätzlich wird die Umsatzsteuer von 19 Prozent auf den Preis für Erzeugung sowie auf die Abgaben und Umlagen erhoben. Insgesamt lag der durchschnittliche Strompreis für Haushaltskunden 2019 somit bei 30,85 ct/kWh (vgl. Abbildung 6).

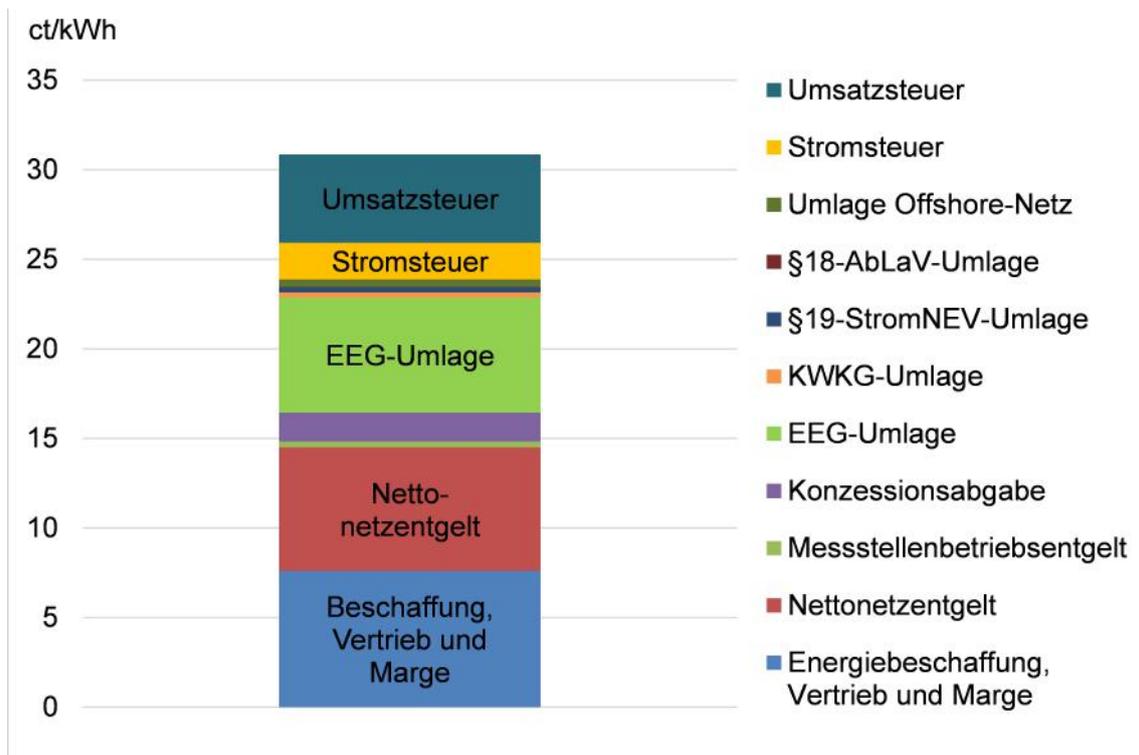


Abbildung 6: Haushaltsstrompreis 2019

Quelle: Eigene Darstellung anhand [BNetzA \(2019b\)](#)

Ausnahmen, Ermäßigungen oder Befreiungen für stromintensive Verbraucher, insbesondere im produzierenden Gewerbe, z.B. bei der Stromsteuer (§ 9b StromStG), bei der EEG- (§ 64 Abs. 2 Nr. 4 EEG) oder der KWKG-Umlage (§ 27 Abs. 1 KWKG), können Haushaltsverbraucher nicht beanspruchen. Haushalte zahlen im Regelfall einen Festpreis pro Kilowattstunde Strom. Der Strompreisanteil für Beschaffung schwankt demnach nicht mit dem sich im Stunden- bis Viertelstundentakt verändernden Preis an der Strombörse. Die wichtigste Konsequenz der oben skizzierten Endverbraucherpreisstruktur ist, dass das Preissignal aus dem Stromgroßhandel, welches Knappheit signalisiert und einen über die Zeit möglichst effizienten Verbrauch von Strom anreizt, nicht bei den Haushalten ankommt. Für sie ist es somit egal, ob sie planbare Verbraucher, wie z.B. Waschmaschinen, Wärmepumpen oder Elektrofahrzeuge, in Zeiten von Überangebot oder Knappheit in Betrieb nehmen. Die Einführung zeitvariabler Tarife scheidert neben der unzureichenden Verbreitung von „intelligenten“ Stromzählern, die eine stunden- oder viertelstundenscharfe Abrechnung ermöglichen, auch an der starken Belastung des Strombezugs durch Steuern, Umlagen und Ab-

gaben. Selbst wenn der Preisbestandteil für Beschaffung analog zum Großhandelspreis fluktuieren würde, macht er doch nur ca. ein Viertel des gesamten Endverbraucherpreises aus. Die übrigen Komponenten wären weiterhin inflexibel und das mit einer Verbrauchsverschiebung verbundene Einsparpotenzial somit relativ klein.

Denkbar wäre jedoch eine Art Contracting-Modell: Prinzipiell könnte ein haushaltsbezogenes **RVKW** die vorhandene Flexibilität trotz der oben geschilderten Hemmnisse nutzen. Durch ein direktes Ansteuern von planbaren Verbrauchern könnte ein **RVKW** die durch eine Lastverschiebung gewonnene Flexibilität an die Strommärkte bringen. Das **RVKW** würde den Strombezug des Haushalts anhand von Preissignalen aus dem Großhandelsmarkt optimieren, obwohl der Haushalt selbst nur einen fixen, nicht zeitvariablen Tarif zahlt. Im Rahmen dieser Optimierung würden auch Stromspeicher und Erzeuger im Haushalt zum Einsatz kommen. Dadurch, dass der Haushalt in diesem Modell nicht mehr Strom bezieht als sonst würden ihm keine Mehrkosten entstehen. Gleichzeitig würde das **RVKW** durch die Vermarktung der Flexibilität des Haushalts Erlöse am Großhandelsmarkt generieren. Ein Teil dieser Erlöse müsste an den Haushalt zurückfließen, um diesem einen Anreiz zu geben, dem **RVKW** die Steuerung seiner Anlagen zu überlassen. Dieses Modell wirft jedoch Fragen bezüglich des Bilanzkreismanagements auf. Als Bilanzkreis wird das Energiemengenkonto von Marktteilnehmern im Strommarkt bezeichnet. Sie werden von sogenannten **Bilanzkreisverantwortlichen (BKVs)** bewirtschaftet. Dazu zählen z.B. Erzeuger, Energieversorger oder Energiehändler. Der **BKV** meldet die beabsichtigten viertelstundenscharfen Energielieferungen und -bezüge für den folgenden Tag beim **ÜNB** bis spätestens 14:30 Uhr des Vortages an. **BKVs** sind rechtlich verpflichtet, ihren Bilanzkreis in jeder Lieferviertelstunde ausgeglichen zu halten. Ein Bilanzkreis ist ausgeglichen, wenn die im Bilanzkreis eingespeiste Menge Strom der entnommenen Menge Strom entspricht, d.h. der Bilanzkreissaldo gleich Null ist. Der Status der einzelnen Bilanzkreise wird durch die **ÜNBs** in ihrer jeweiligen Regelzone kontrolliert. Wird durch die Summe der Bilanzkreisungleichgewichte in einer Regelzone der Abruf von Regelleistung durch den Netzbetreiber zur Sicherung der Netzstabilität erforderlich, werden die mit diesem Abruf verbundenen Kosten über den sogenannten Ausgleichsenergiepreis auf die das Leistungsbilanzungleichgewicht verschärfenden Bilanzkreise abgewälzt. Der Ausgleichsenergiepreis errechnet sich aus den in allen vier deutschen Regelzonen durch einen Abruf anfallenden Regelarbeitskosten, geteilt durch die abgerufene Menge Regelarbeit je Viertelstunde. Antizipiert ein **BKV** nach Übermittlung des Fahrplans an den **ÜNB** ein Bilanzungleichgewicht in seinem Bilanzkreis (beispielsweise aufgrund einer unerwarteten Veränderung des prognostizierten Verbrauchs von im Bilanzkreis enthaltenen Haushalten), so muss er den Bilanzkreis glattstellen. Dies kann zum einen durch den Ver- oder Zukauf von Strom am Intraday-Markt geschehen. Zum anderen können, wenn der **BKV** dazu in der Lage ist, auch Erzeugungs- und/oder Verbrauchsanlagen direkt angesteuert werden, um ein

Ungleichgewicht zu beseitigen. In der Regel sind Haushalte Teil des Bilanzkreises ihres Energielieferanten. Das oben skizzierte Contracting-Modell, in dem ein [RVKW](#), das nicht dem Bilanzkreis des Energielieferanten zugerechnet wird, auf Verbraucher im Haushalt zugreift, könnte es dem Energielieferanten erschweren, seinen Bilanzkreis ausgeglichen zu halten. Dies wäre dann der Fall, wenn es durch den [RVKW](#)-Betrieb zu unerwarteten Abweichungen in der Last des Haushalts kommt. Die durch das Bilanzkreisungleichgewicht entstehenden zusätzlichen Kosten würden beim Energielieferanten, nicht aber beim [RVKW](#)-Betreiber anfallen. Das Problem würde entfallen, wenn der [RVKW](#)-Betreiber gleichzeitig als Energielieferant des Haushalts fungiert: Ein denkbare Modell wäre ein von einem Stadtwerk betriebenes [RVKW](#), das Kunden als Gegenleistung zum Zugriff auf steuerbare Verbraucher einen ermäßigten Stromtarif anbietet.

Konsequenzen für den Betrieb von Stromspeichern in Haushalten

Der Letztverbraucherstatus hat auch Konsequenzen in Bezug auf den Betrieb von Stromspeichern in Haushalten. Wird Strom aus dem Netz bezogen und gespeichert, wird dieser prinzipiell in vollem Umfang mit Abgaben, Umlagen und Steuern belastet. Für bestimmte Stromspeicher existieren mittlerweile Ausnahmen zum Letztverbraucherstatus, damit ein Speicherbetrieb nicht unwirtschaftlich wird: Speicher, die Strom ausschließlich aus dem öffentlichen Netz beziehen und den Strom vollständig wieder ins öffentliche Netz rückspeisen – sogenannte netzgekoppelte Speicher – sind von den Netzentgelten für die Einspeicherung von Strom (§ 118 Absatz 6 EnWG) und von der Stromsteuer (§ 5 Absatz 4 StromStG) freigestellt. Zudem entfallen, wenn bestimmte Mitteilungspflichten erfüllt werden, die [EEG](#)- sowie die [KWKG](#)-Umlage (§ 61k EEG 2017). Von der Konzessionsabgabe, § 19 StromNEV-Umlage, § 18 AbLaV-Umlage und der Umlage Offshore-Netz sind netzgekoppelte Speicher laut einem Beschluss des Bundesgerichtshofs im Jahr 2017 allerdings nicht befreit (Beschluss vom 20.06.2017, Az.: EnVR24/16). Darüber hinaus kann für Stromspeicher ein individuelles Netzentgelt vereinbart werden, sofern diese den aus dem Netz entnommenen Strom nach der Speicherung wieder in das Netz einspeisen (§ 19 Abs. 4 StromNEV). Batteriespeicher in Haushalten dienen primär zur Speicherung von selbst erzeugtem Strom. Sie verfügen in den meisten Fällen nicht über einen eigenen Zählpunkt und können die oben genannten Ausnahmen für netzgekoppelte Speicher nicht in Anspruch nehmen. So fallen bei jeder Einspeicherung von Netzstrom Abgaben, Umlagen und Steuern an, als wäre der Strom verbraucht worden. Im Falle einer Rückspeisung sind dann nochmal Konzessionsabgabe, Netznutzungsgebühren und Stromsteuer zu entrichten. Nur für die Umlagen für das [EEG](#), das [KWKG](#) und das Offshore-Netz wurde diese Doppelbelastung mittlerweile beseitigt. Hier fällt nur der Saldo aus bei der Ein- und Ausspeicherung theoretisch zu veranlagenden Umlagen an (§ 61 EEG 2017). Bei einem Speicher, der Strom vollständig in das Netz zurückspeist, ist dieser Saldo in der Regel null. Im Zuge des Clean Energy

Package beschloss die Europäische Union Ende 2018, dass gespeicherter Strom generell nicht mehr doppelt mit Entgelten, Abgaben und Umlagen belegt werden darf (Energy Market Design Directive, Artikel 15), was den Wegfall der Doppelbelastung also auch für die übrigen Entgelte, Umlagen und Abgaben nach sich ziehen müsste. Im Klimaschutzprogramm 2030, welches im Oktober 2019 beschlossen wurde, nennt die Bundesregierung die Befreiung von der Doppelbelastung von Stromspeichern als Ziel, sofern „das Ziel (...) die Strompreise zu senken, nicht gefährdet wird“. Neben dem Verweis, dass eine Befreiung von der §19 StromNEV-Umlage und der § 18 AbLaV-Abgabe „geprüft“ wird, werden allerdings keine weiteren spezifischen Schritte zum Abbau der Doppelbelastung genannt. Der bereits umgesetzte Wegfall der Doppelbelastung bei EEG-, KWKG- und Offshore-Netz-Umlage ist nicht ausreichend, um einen am Strommarkt ausgerichteten Betrieb von Batteriespeichern in Haushalten rentabel zu machen. Sowohl ein- als auch ausgespeicherter Netzstrom wird weiterhin mit Netzentgelten, Konzessionsabgabe, Strom- und Umsatzsteuer belastet. Dies würde auch einen in ein RVKW eingebundenen Haushaltsstromspeicher betreffen, sofern dieser Strom über den gleichen Zählpunkt wie der Haushalt bezieht und nicht als rein netzgekoppelter Speicher fungiert. Erst eine vollständige Saldierung aller bei Ein- und Ausspeisung (inkl. Verluste) anfallender Entgelte, Umlagen, Abgaben und Steuern würde einen Betrieb von Heimspeichern durch einen RVKW-Aggregator zwecks Arbitrage am Strommarkt attraktiv machen.

3.2 Marktseitige Regulierung

Ein wichtiger Bestandteil von RVKW-Geschäftsmodellen ist die Vermarktung der dem RVKW innewohnenden Flexibilität auf dem Großhandelsmarkt für Strom und potenziell auch auf dem Regelleistungsmarkt.

Die verschiedenen Märkte unterscheiden sich hinsichtlich der technischen Anforderungen an die Produkte, die auf diesen angeboten werden können. Dies wiederum hat Auswirkungen auf das Vermarktungspotenzial eines RVKWs. Die jeweiligen Anforderungen werden im Folgenden skizziert.

Stromgroßhandel

Der Handel auf den deutschen Terminmärkten, dem Day-Ahead- und Intraday-Markt, erfolgt in der Regel über die europäische Strombörse EPEX. Auf dem Day-Ahead-Markt müssen Gebote für den nächsten Tag bis spätestens zur sogenannten Gate Closure des Marktes um 12:00 Uhr am Vortag abgegeben werden. Gebote in der sogenannten Intraday-Auktion, in der Viertelstundenprodukte für den nächsten Tag gehandelt werden, können bis 15:00 Uhr am Vortag abgegeben werden. Dies ist auch der Startzeitpunkt für den kontinuierlichen Intraday-Handel. Im kontinuierlichen Handel und bei bilateralen Geschäften liegt die Gate Closure mittlerweile bei fünf Minuten vor dem Lieferzeitpunkt, allerdings vorerst nur für Handelsgeschäfte innerhalb der Regelzone eines ÜNBs. Die

[EPEX](#) hat folgende Anforderungen bezüglich der Produkte, die ein Erzeuger am Großhandelsmarkt anbieten kann ([EPEX SPOT SE, 2019](#)):

- Die Mindestmenge liegt bei 0,1 Megawattstunden (MWh)
- Der mögliche Preisrahmen liegt zwischen -500 und 3000 Euro/MWh
- Blockangebote bis 400 Megawatt (MW) sind erlaubt, insgesamt dürfen pro Teilnehmer bis zu 100 solcher Blöcke gleichzeitig angeboten werden

Aus der Regulierung des Großhandelsmarkts ergeben sich keine direkten Hürden für den Betrieb haushaltsbasierter [RVKWs](#). Ganz im Gegenteil kann man davon ausgehen, dass insbesondere die im Verlauf der letzten Jahre erfolgte schrittweise Verschiebung der Intraday Gate Closure bis hin zu 5 Minuten vor Lieferung hier eine zusätzliche Nachfrage nach kurzzeitig verfügbarer, schnell regelbarer Flexibilität geschaffen hat. Diese könnte ein [RVKW](#) anbieten.

Regelleistungsmarkt

Die Großhandelsmärkte für Strom werden durch den Regelleistungsmarkt ergänzt, welcher zur Beschaffung von Ressourcen zur Sicherung der Netzstabilität dient. Regelleistung muss dann abgerufen werden, wenn der aktuelle Verbrauch nicht von der zeitgleich erzeugten elektrischen Energie abgedeckt werden kann, oder wenn mehr elektrische Energie eingespeist wird als verbraucht werden kann. Für den Ausgleich eines Leistungsungleichgewichts ist der jeweilige Übertragungsnetzbetreiber verantwortlich. Es wird zwischen drei Regelennergiequalitäten unterschieden, an deren Bereitstellung verschiedene technische und organisatorische Anforderungen gestellt werden. Diese wirken sich auf die technische Eignung und Vermarktungsfähigkeit potenzieller Regelleistungsanbieter aus. [PRL](#) muss symmetrisch angeboten werden, d.h. die jeweilige Leistungsänderung muss in positiver und negativer Richtung realisierbar sein. Die Mindestangebotsmenge beträgt 1 MW. [PRL](#) muss innerhalb von 30 Sekunden nach Abruf in vollem Umfang in vereinbarter Höhe geliefert werden und wird kalendertäglich ausgeschrieben. [SRL](#) wird, wie auch [MRL](#), ebenfalls kalendertäglich ausgeschrieben und muss mit einer Mindestangebotsmenge von 1 MW innerhalb von 5 Minuten vollständig mobilisierbar sein. [MRL](#) wird mit einer Mindestangebotsmenge von 1 MW ausgeschrieben und muss innerhalb von 15 Minuten für eine Dauer von mindestens 15 Minuten geleistet werden. Die Ausschreibung der [SRL](#) und [MRL](#) erfolgt regelzonenübergreifend und [SRL](#) und [MRL](#) können jeweils getrennt für positive oder negative Regelleistung angeboten werden (§6 Stromnetzzugangsverordnung). Neben der kalendertäglichen Ausschreibung haben die drei Regelleistungsqualitäten gemein, dass sie in sogenannten Zeitscheiben, anhand derer der Ausschreibungstag in sechs Blöcke von je vier Stunden Dauer aufgeteilt wird, auktioniert werden. Anbieter von Regelleistung müssen zur Teilnahme einen Präqualifikationsprozess durchlaufen und bestimmte technische

Bedingungen erfüllen, um für eine bestimmte Regelleistungsqualität Leistung anbieten zu können. Zu diesen Bedingungen gehören Anforderungen zur Vorhaltung der Regelleistung, Anforderungen zum tatsächlichen Einsatz, zur Aktivierungszeit und zur Abrufdauer. Die Ausschreibungen für Regelleistung erfolgen nach dem sogenannten Einheitspreisverfahren. Marktteilnehmer bieten sowohl einen Leistungspreis (für die Vorhaltung von Regelleistung), als auch, im Falle von [SRL](#) und [MRL](#), einen Arbeitspreis (für den Abruf von Regelenergie). Die Bezuschlagung erfolgt jedoch nur nach dem Leistungspreis. Dies bedeutet, die Anbieter mit den niedrigsten Leistungspreisgeboten bekommen den Zuschlag, bis der für die relevante Produktzeitscheibe ausgeschriebene Regelleistungsbedarf gedeckt ist. Bezuschlagte Anbieter erhalten den Preis, den sie bieten (pay-as-bid), sowohl für die Bereitstellung wie auch den Abruf von Leistung. Die Bezuschlagung der Gebote für [SRL](#) und [MRL](#) erfolgte zwischen dem 15. Oktober 2018 und dem 29. Juli 2019 kurzfristig nicht nach dem Einheitspreis- sondern nach dem sogenannten Mischpreisverfahren, in dem ein gewichteter Durchschnitt aus Leistungs- und Arbeitspreis die zuschlagrelevante Größe darstellt. Im Juli 2019 entschied das OLG Düsseldorf jedoch, das Mischpreisverfahren wieder abzuschaffen. Seit dem 30. Juli 2019 gilt in Folge dessen wieder das Einheitspreisverfahren. Am 2. November 2020 wurde das bisherige Verfahren durch den sogenannten Regularbeitsmarkt für [SRL](#) und [MRL](#) abgelöst. War bisher eine Bezuschlagung am Leistungsmarkt Voraussetzung für die Bereitstellung von Regelenergie, kann Regelenergie nun auf dem Regularbeitsmarkt von allen präqualifizierten Anbietern angeboten werden, unabhängig von einer Teilnahme am Leistungsmarkt ([BNetzA, 2019c](#)).

Für Aggregatoren wie [RVKWs](#) besteht die Möglichkeit, mehrere technische Einheiten zu einem Verbund zu bündeln (Pooling) und Regelleistung anzubieten. Ein Aggregator kann so Regelleistung über eine gesamte Zeitscheibe vermarkten, indem er flexible Lasten und Verbraucher oder Speicher, die Flexibilität einzeln nicht über die volle Zeitscheibe anbieten könnten, innerhalb eines Pools ergänzt. Die Mindestangebotshöhe kann mittels Pooling ebenfalls erreicht werden. Voraussetzung hierbei ist, dass sich alle Einheiten eines Pools innerhalb einer Regelzone befinden. Aggregatoren können den Anlagenpool mittlerweile als Ganzes präqualifizieren.

Anders als auf dem Stromgroßhandelsmarkt stellen die Anforderungen zur Teilnahme am Regelleistungsmarkt kleine [RVKWs](#) vor Herausforderungen. Dies gilt insbesondere für die Mindestangebotsgrößen. So ist es fraglich, ob ein primär auf Haushalte unterhalb eines Verteilnetzknotens zugreifendes [RVKW](#) genug Leistung mit der notwendigen Zuverlässigkeit poolen kann, um sicher über die für die Bereitstellung von [SRL](#) und [MRL](#) benötigte Mindestmenge von 1 MW verfügen zu können. Während in der Vergangenheit auch die Präqualifikation selbst ein bedeutendes Hindernis für die Marktteilnahme von [VKWs](#) war, hat sich die Situation hier deutlich verbessert, da die Netzbetreiber mittlerweile explizit die Möglichkeit einräumen, Pools als Ganzes präqualifizieren zu lassen. Damit ist es deutlich weniger kostenaufwändig für Aggregatoren, die Voraussetzung für eine

Teilnahme zu erfüllen. Ob sich auf dem neu zu schaffenden Regelarbeitsmarkt bessere Bedingungen für die Teilnahme eines [RVKWs](#) bieten, hängt im Wesentlichen von den Mindestgebotsgrößen in der dann stattfindenden Regelarbeitsauktion statt. Sollten diese verkleinert werden, so erhöht dies die Chancen für [RVKW](#)-Betreiber, über ausreichend gepoolte Leistung für ein erfolgreiches Gebot zu verfügen.

Fehlende Märkte für lokale Flexibilität

Ein [RVKW](#) zeichnet sich dadurch aus, dass es eine Vielzahl von Anlagen innerhalb eines Verteilnetzes bündelt. Es würde sich somit anbieten, besonders auf lokaler Ebene Systemdienstleistungen und Engpassmanagement anzubieten. Hier fehlen jedoch sowohl die rechtlichen als zum Teil auch die technischen Voraussetzungen, um diese Flexibilität zu vermarkten, sei es durch den direkten Zugriff durch den Verteilnetzbetreiber oder über eine Art lokalen Markt für Flexibilität. Erfordernisse an zukünftige Mechanismen zur Bereitstellung lokaler Flexibilität werden u.a. von [Ecofys und IWES \(2017\)](#) diskutiert.

3.3 Fördermechanismen

Mit dem [EEG](#) und dem [KWKG](#) hat der Gesetzgeber Subventionsmechanismen für Erneuerbare Energien und Kraft-Wärme-Kopplung geschaffen. Das [EEG](#) bietet Betreibern von unter den Regulatorrahmen des [EEGs](#) fallenden Erneuerbare-Energien-Erzeugungsanlagen verschiedene Vergütungsmöglichkeiten für den von ihnen produzierten Strom.

Für die Einspeisung von elektrischer Energie in das öffentliche Stromnetz erhalten Besitzer von [PV](#)-Anlagen unterhalb einer bestimmten Größe eine feste Einspeisevergütung. Die Einspeisevergütung nach §48 Abs. 3 EEG 2017 sinkt mit einer gestaffelten Anlagengröße (bis einschließlich 10 kWp, 40 kWp und 100 kWp) und wird ab Inbetriebnahme für 20 Jahre zusätzlich zum Jahr der Inbetriebnahme pro Kilowattstunde ausgezahlt (§ 25 EEG). Die feste Einspeisevergütung ist nur noch für [PV](#)-Anlagen unter 100 kWp relevant, da größere Erzeuger zwingend am Marktprämiensmodell (s.u.) teilnehmen müssen. Für [PV](#)-Anlagen mit einer Leistung von über 100 kWp und für Freiflächenanlagen, also Anlagen, die nicht auf Gebäuden installiert sind, besteht eine Pflicht zur Direktvermarktung (§21 Abs. 1 EEG), an der [PV](#)-Anlagen unter 100 kWp freiwillig teilnehmen können. Eine mögliche negative monetäre Differenz aus den Einnahmen der Direktvermarktung und der gesetzlichen Förderung wird durch die sogenannte Marktprämie ausgeglichen. Für die Direktvermarktung muss eine [PV](#)-Anlage fernsteuerbar sein. Der Förderungssatz ist innerhalb des [EEG](#) 2017 bis zu einem Ausbaudeckel von 52 GWp installierter Gesamtleistung festgelegt und verhält sich degressiv nach §49 EEG. Diese Degression des Förderungssatzes wird quartalsweise je nach dem hochgerechneten bundesweiten [PV](#)-Zubau im Jahr angepasst. Im Januar 2020 lag

die Degression bei 1 Prozent, der Förderungssatz für Anlagen bis 10 kWp bei 10,48 ct/kWh. Der Ausbaudeckel ist im Rahmen des Klimaschutzprogramms der Bundesregierung abgeschafft worden.

RVKWs können die Direktvermarktung von Einzelanlagen übernehmen. Zusätzlich zu den am Strommarkt erzielten Erlösen erhalten die Betreiber eine fixe Prämienzahlung pro veräußerte Kilowattstunde Strom. Die Höhe der Marktprämie wird über Ausschreibungen bestimmt. Das Verfahren gilt für Onshore Wind, Offshore Wind, Solaranlagen mit einer installierten Leistung von über 100 kWp und Biomasseanlagen mit über 150 kWp. Die Ausschreibungen werden von der Bundesnetzagentur durchgeführt. In den Gebotsverfahren bieten die Anlagenbetreiber auf einen fixen Betrag in Cent pro Kilowattstunde, der den garantierten Erlösen pro Kilowattstunde Strom im Falle einer Bezuschlagung entspricht. Die Höhe der Marktprämie ergibt sich aus der Differenz zwischen dem monatlich schwankenden Marktwert, dem monatlichen Mittelwert der stündlichen Strompreise inkl. einer Prämie für Vermarktungskosten (früher: Managementprämie), und dem in der Auktion ermittelten garantierten Erlös. Wasserkraftanlagen, Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Deponie-, Klär- oder Grubengas sowie Anlagen zur Erzeugung von Energie aus Geothermie sind von der Ausschreibungspflicht ausgenommen (§ 22 Abs. 6 EEG). Nach Ablauf der zwanzigjährigen Förderungsdauer innerhalb des **EEGs** besteht für die Einspeisung in das öffentliche Netz nur noch die Möglichkeit der sogenannten sonstigen Direktvermarktung nach §21a EEG 2017, welche die Teilnahme am Marktprämienmodell ausschließt. Der **PV**-Anlagenbesitzer kann die Aufgabe zur Direktvermarktung an ein Dienstleistungsunternehmen wie ein **RVKW** abgeben. Erste Anlagen fallen 2020/2021 aus der 20-jährigen **EEG**-Förderung. Es besteht hier Potenzial für **RVKWs**, die Vermarktung dieser Anlagen zu übernehmen.

Analog zu den Erneuerbaren wird auch die Kraft-Wärme-Kopplung staatlich gefördert. Hierzu dient das **KWKG**. Es bietet den Betreibern von **KWK**-Anlagen eine gesicherte Mindestvergütung. Das Gesetz gilt auch für kleine **KWK**-Anlagen, die im Haushaltsbereich installiert werden. Neben mit der Investition verbundenen Einmalzahlungen sieht das **KWKG** eine Prämie von 8 ct/kWh für in das Stromnetz eingespeisten Strom und 4 ct/kWh für selbst verbrauchten Strom aus **KWK**-Anlagen mit einer elektrischen Leistung von unter 50 kW vor. Betreiber von Anlagen, die nach dem **EEG** oder dem **KWKG** reguliert werden, sind nicht auf eine Vermarktungsmöglichkeit beschränkt und verschiedene Vermarktungsmöglichkeiten können kombiniert werden. So können zum Beispiel Überschussmengen, die nicht als Eigenverbrauch genutzt werden, in das öffentliche Netz eingespeist und vermarktet werden. Anlagen können auch am Regelleistungsmarkt teilnehmen, sofern sie oder der Pool, an dem sie teilnehmen, die Präqualifikations- und Produktanforderungen für eine Bereitstellung von Regelleistung erfüllen.

Für **RVKW**-Betreiber bieten sich hier Möglichkeiten, als ausführender Direktvermarkter für den in **EEG**- oder **KWKG**-Anlagen produzierten Strom aufzutreten. Darüber hinaus kämen auch

Anlagen, die nach Ablauf ihrer 20-jährigen Förderperiode aus der festen Einspeisevergütung fallen, als potenzielle Kunden in Frage.

3.4 Schlussfolgerungen für RVKW-Geschäftsmodelle

Aus den oben skizzierten Rahmenbedingungen lassen sich Schlussfolgerungen für [RVKW](#)-Geschäftsmodelle ableiten:

- Geschäftsmodelle, die auf einer Vermarktung des Lastverschiebepotenzials von Haushalten basieren, sind prinzipiell möglich, auch wenn die Haushalte selbst nicht über variable Stromtarife und „intelligente“ Stromzähler verfügen.
- Ohne eine vollständige Abschaffung der Doppelbelastung von Stromspeichern in Haushalten mit Abgaben, Entgelten, Umlagen und Steuern ist ein Einsatz dieser Speicher zur Entnahme und Einspeisung von Strom ins Netz zwecks Arbitrage am Strommarkt nicht wirtschaftlich. Ein Einsatz zur Entkoppelung von Strombezug/-produktion und Verbrauch im Haushalt ist jedoch möglich. „Indirekte“ Arbitrage durch ein [RVKW](#) ist somit ein denkbares Geschäftsmodell.
- Die Vermarktung von Flexibilität durch ein verteilnetzbasierendes [RVKW](#) auf den Großhandelsmärkten für Strom ist problemlos darstellbar. Eine Vermarktung von Regelleistung könnte aufgrund der hohen Mindestgebotsgrößen problematisch sein.
- Das [EEG](#) und das [KWKG](#) bieten [RVKW](#)-Betreibern die Möglichkeit, als ausführender Direktvermarkter für den in [EEG](#)- oder [KWKG](#)-Anlagen produzierten Strom aufzutreten. Darüber hinaus kämen auch Anlagen, die nach Ablauf ihrer 20-jährigen Förderperiode aus der festen Einspeisevergütung fallen, als potenzielle Kunden in Frage.
- Ein [RVKW](#) zeichnet sich dadurch aus, dass es besonders auf lokaler Ebene Flexibilität bereitstellen kann. Hier fehlen derzeit noch Mechanismen oder Märkte, um dieses Potenzial nutzbar zu machen/zu realisieren.

4 Technische und sozio-technische Grundlagen virtueller Kraftwerke

Als Komponenten des **RVKW** kommen grundsätzlich unterschiedliche Technologien in Frage (vgl. Definition eines **RVKWs** in Abschnitt 2.3.2). Zusätzlich zu Kleinanlagen auf Haushaltsebene gehören dazu auch größere Erzeuger (z. B. Windkraftanlagen, Freiflächen-PV), Lasten (z.B. Produktionsanlagen von KMU, Anlagen in Handels- und Dienstleistungsbetrieben) und Speicher (z.B. Quartierspeicher), die an das Nieder- und Mittelspannungsnetz angeschlossen sind. Diese Flexibilitätsoptionen werden teilweise bereits heute von **VKWs** genutzt. Dies gilt jedoch nicht für Anlagen mit vergleichsweise kleinen Leistungen auf Haushaltsbene. Die Hebung dieser derzeit noch unerschlossenen Flexibilitätspotenziale wird durch die Digitalisierung und die Verfügbarkeit smarter Technologien ermöglicht, und eröffnet somit voraussichtlich zukünftige Geschäftsfelder für **RVKWs**. Dieses Kapitel bereitet basierend auf der Literatur die technischen und sozio-technischen Grundlagen einer Verwendung verschiedener Flexibilitätsoptionen im Rahmen eines **RVKW** auf.

Das Technologie-Screening in den Abschnitten 4.1 bis 4.4 gibt einen Überblick über die wichtigsten Flexibilitätsoptionen und deren Fahrweisen. Hierbei liegt der Fokus auf wetterabhängigen Erzeugungsanlagen, vollständig regelbaren Erzeugungsanlagen, Energiespeichern und steuerbaren Lasten. Diese werden hinsichtlich ihrer technischen Charakteristika analysiert und kategorisiert. Für die zweckdienliche Einbindung in ein **VKW** sind insbesondere die bisherigen Fahrweisen der jeweiligen Technologien, die verfügbaren Leistungen und Energiemengen sowie die daraus resultierende Flexibilität relevant. Dabei werden auch Technologien betrachtet, die bisher noch keine Anwendung in **VKWs** finden, jedoch für ein **RVKW** zukünftig von Bedeutung sein könnten. Dabei werden die in der Definition des **RVKWs** erläuterten Rahmenbedingungen (vgl. Abschnitt 2.3.1) entsprechend berücksichtigt.

Neben den Technologien selbst ist die Kommunikation zwischen den untersuchten Technologien von zentraler Bedeutung. In Abschnitt 4.5 wird daher auf die derzeit diskutierten Kommunikationsstandards eingegangen. Des Weiteren spielen die Rahmenbedingungen im Netz eine wichtige Rolle für den Betrieb von Anlagen im Rahmen eines **VKWs**. Diese werden in Abschnitt 4.6 kurz dargestellt. Typische Anlagengrößen auf Haushaltsebene sowie die zeitlichen Aspekte ihres Betriebs sind für deren Einbindung in **RVKWs** von großem Interesse und werden in Abschnitt 4.7 beleuchtet. Abschließend wird untersucht, unter welchen Voraussetzungen Nutzer bereit wären, Steuereingriffe seitens eines **RVKWs** auf ihre Anlagen zu akzeptieren (Abschnitt 4.8).

4.1 Vollständig regelbare Erzeugungsanlagen

In den Abschnitten 4.1.1 bis 4.1.4 werden zunächst die vollständig regelbaren Erzeugungsanlagen näher betrachtet. Dazu gehören Biomasseverwertung, Gasmotoren, Mikrogasmotoren und Netzer-satzanlagen. Dabei werden dabei sowohl die bisher üblichen als auch die veränderten Fahrweisen analysiert.

4.1.1 Biomasseverwertung

Regelbare Erzeugungsanlagen, die Biogas und feste Biomasse als Brennstoffe nutzen, können mit einer Leistungsänderungsgeschwindigkeit von 5 bis 20 % ihrer Leistung pro Minute Systemdienstleistungen erbringen. Damit eignen Sie sich generell für den Einsatz in der Sekundärregelung und Minutenreserve. Je nach Anlagenausgestaltung kann die entsprechende Dienstleistung für einen Zeitraum von 4 bis 12 Stunden bereitgestellt werden. Wird Biomethan als Brennstoff genutzt und ist ein Anschluss an das öffentliche Erdgasnetz vorhanden, kann dieser Zeitraum auf mehrere Wochen bzw. Monate ausgedehnt werden. Abhängig vom Anlagenbetrieb können sowohl positive als auch negative Regelleistung zur Verfügung gestellt werden (Krzikalla et al., 2013).

Hintergründe und Auswirkungen bisheriger Fahrweisen

Aus Biomasse erzeugter Strom wird gemäß EEG, ebenso wie Wind und PV-Strom, vorrangig eingespeist (VDI, 2018). Dies führte dazu, dass Anlagen mit möglichst hohen Volllaststunden betrieben wurden.

Hintergründe und Auswirkungen veränderter Fahrweisen

Seit Inkrafttreten des EEG 2012 können Anlagenbetreiber 130 €/kW zusätzliche flexibel bereitstellbare installierte Leistung geltend machen. Seit Einführung dieser sog. Flexibilitätsprämie haben sich Biogasanlagen von einer Grundlastproduktion ein Stück weit entfernt. Wiesen wirtschaftlich betriebene Anlagen zuvor zwischen 7800 und 8300 Volllaststunden pro Jahr auf, liegen Anlagen mit Bezug der Flexibilitätsprämie im Schnitt bei unter 6000 Volllaststunden. Die Flexibilitätsprämie hat seit 2014 dazu geführt, dass Biogasanlagen im Mittel um 28,9 % größer ausgelegt wurden. Bis April 2018 wurden ca. 47 % des Förderdeckels von 1350 MW_{el} in Anspruch genommen (Klobasa et al., 2018).

Die EEG-Novelle von 2017 schreibt eine Ermittlung der Vergütungshöhe über Ausschreibungen vor. Zudem ist ein Mindestmaß an Flexibilisierung gefordert, was die Bestrebungen hin zu einem flexiblen Anlagenbestand unterstreicht (Dotzauer et al., 2017). Dabei ist vor allem auf die Vermeidung von Biomasseanlagen im Grundlastportfolio zu achten, um volatile Erzeuger nicht abregeln zu müssen bzw. Schwankungen ausgleichen zu können. Die Zuschlagsmechanismen für SRL und MRL

wurden auf eine kalendertägliche Ausschreibung umgestellt, um EE-Erzeuger besser einzubinden und die konventionelle Mindestlast zu reduzieren. Durch die verkürzten Ausschreibungsmodalitäten ist es möglich, dass die flexiblen Biogasanlagen vermehrt auch am Spotmarkt angeboten werden (Klobasa et al., 2018).

4.1.2 Gasmotoren

Blockheizkraftwerke mit Gas-Ottomotoren werden im Leistungsbereich von 1 kW bis ca. 10 MW vertrieben. Je nach Größe der Anlage variiert der elektrische Wirkungsgrad zwischen 19 und 48,9 %. Der thermische Wirkungsgrad liegt zwischen 31 und 82 %, abhängig von der Größe der Anlage und dem elektrischen Wirkungsgrad. Gasmotoren können bis auf 50 % Teillast heruntergeregelt werden (Lingstädt et al., 2017).

Hintergründe und Auswirkungen bisheriger Fahrweisen

Gasmotoren sind in der Anwendung als **Blockheizkraftwerk (BHKW)** weit verbreitet, insbesondere in der dezentralen Bereitstellung von Strom und Wärme für unterschiedliche Arten von Liegenschaften. Dabei ist die Technologie für den Volllastbetrieb ausgereift und bietet für diesen Anwendungsfall einen zuverlässigen Betrieb (Lingstädt et al., 2017). Als Richtgröße für den Betrieb gilt in den meisten Fällen der Wärmebedarf des zu versorgenden Objektes. Bei dieser wärmegeführten Betriebsweise ist die erzeugte elektrische Energie ein Nebenprodukt. Zur Flexibilisierung der Stromerzeugung ist ein thermischer Speicher nötig, dessen Anschaffung meist durch wirtschaftliche Rahmenbedingungen bestimmt wird (Zahoransky, 2009). Aufgrund der Auslegung auf den Volllastbetrieb ist das **BHKW** bzw. sind die einzelnen Module eines **BHKW** so zu dimensionieren, dass die Laufzeit über das Jahr mindestens 40 % beträgt (Zahoransky, 2009). Der darüberhinausgehende Wärmebedarf wird derzeit meist mit Spitzenlast-Gaskesseln gedeckt. Der Spitzenlastkessel dient zudem als Reserve für den Ausfall eines **BHKW**-Moduls, und ist daher mit einer Leistung von 70 % der Spitzenlast zu bemessen (Zahoransky, 2009).

Hintergründe und Auswirkungen veränderter Fahrweisen

Da Gasmotoren neben konventionellen **BHKWs** auch in Biogasanlagen zum Einsatz kommen, gelten für sie dieselben veränderten Rahmenbedingungen, die in Abschnitt 4.1.1 erläutert wurden. Für die Bereitstellung regelbarer Last ist es denkbar, die gasbefeuerten Spitzenlastkessel durch elektrisch betriebene Wärmepumpen oder Heizstäbe zu ersetzen.

4.1.3 Mikrogasturbinen

Mikrogasturbinen sind im Leistungsbereich von 30 bis 200 kW erhältlich, lassen sich aber im Verbund mit bis zu 1 MW betreiben. Der elektrische Wirkungsgrad liegt zwischen 24 und 33 %, der thermische zwischen 48 und 60 %. Das Teillastverhalten lässt ein Abregeln bis auf 30 % der Nennleistung zu. Da die Abwärme ausschließlich im Abgas enthalten ist und dieses hohe Temperaturen aufweist, eignen sich Mikrogasturbinen insbesondere für die Bereitstellung von Prozesswärme (Lingstädt et al., 2017). Heutige Anlagenkonzepte sind meist für den Vollastbetrieb ausgelegt.

Hintergründe und Auswirkungen bisheriger Fahrweisen

Wie auch die Gasmotoren kommen Mikrogasturbinen vorzugsweise in BHKWs zum Einsatz. Die Betriebsweise entspricht demnach den unter Abschnitt 4.1.2 erläuterten Rahmenbedingungen.

Hintergründe und Auswirkungen veränderter Fahrweisen

Mikrogasturbinen können mit unterschiedlichen Gasgemischen und Diesel betrieben werden. Für den Betrieb spielen Schwankungen in der Erdgaszusammensetzung eine geringe Rolle. Damit eignen sie sich für den Betrieb im Falle eines steigenden Anteils an Wasserstoff oder anderen Beimischungen im Erdgasnetz und bieten hier einen flexiblen Einsatz. Dies sollte jedoch bei der Konzeptionierung der Anlage berücksichtigt werden. Aufgrund der Brennstoffflexibilität der Mikrogasturbine können zukünftig auch biogene Schwachgase und energetisch nutzbare Industrieluft für die Erschließung von Flexibilität genutzt werden (Lingstädt et al., 2017).

4.1.4 Netzersatzanlagen

Netzersatzanlagen können für die Bereitstellung positiver Regelleistung herangezogen werden. Anlagen ab einer Größe von 250 kW werden bereits heute von Betreibern virtueller Kraftwerke in den Anlagenpool aufgenommen (Next Kraftwerke GmbH, 2017). Die Bereitstellung der Leistung erfolgt mit 20-100 % pro Minute. Die Anlagen werden somit vorzugsweise für die Bereitstellung von Sekundärregelleistung und Minutenreserve verwendet.

Hintergründe und Auswirkungen bisheriger Fahrweisen

Netzersatzanlagen werden in Krankenhäusern, Rechenzentren oder anderen kritischen Einrichtungen für die Absicherung des Betriebes eingesetzt. In den meisten Fällen handelt es sich bei den Anlagen um fossil befeuerte Verbrennungsmotoren. Zum Teil werden die Aggregate, neben der Aufrechterhaltung der Versorgung, auch zur Verringerung der Spitzenlast genutzt (Krzikalla et al., 2013).

Hintergründe und Auswirkungen veränderter Fahrweisen

Für die Erschließung von Potentialen unterhalb der bisher verwendeten 250 kW Netzersatzaggregate ist eine Bündelung der Anlagen nötig bzw. eine Kombination aus Netzersatzanlage und anderen Bereitstellern von Systemdienstleistungen. Die Vorbereitung der Anlagen für den Einsatz am Regelleistungsmarkt erfordert geringe Investitionen in die Steuerungstechnik, bei einer ansonsten gleichbleibenden Anlagenkonfiguration. Kostentreiber ist der Brennstoff der Anlagen und der zumeist geringe Wirkungsgrad von 30 bis 40 %. Die variablen Kosten limitieren einen wirtschaftlichen Betrieb der Netzersatzanlagen für die Bereitstellung von Systemdienstleistungen über einen Zeitraum von mehreren Tagen oder gar Wochen (Krzikalla et al., 2013). Abgesehen von diesen beiden Punkten, der Ausrüstung mit Steuerungstechnik und der Überwindung der wirtschaftlichen Barrieren, ist das Potential an Netzersatzanlagen sofort nutzbar.

4.2 Wetterabhängig einspeisende Erzeugungsanlagen

Im Rahmen der Energiewende wird der Ausbau der Stromerzeugung durch Windenergie- und PV-Anlagen verstärkt vorangetrieben. Das zukünftige Energiesystem soll demnach vor allem aus diesen wetterabhängigen EE-Anlagen gespeist werden. Dabei kann es zu Zeiten mit hohem Wind- oder Solaraufkommen zu negativen Preisen an der Strombörse kommen. Nach § 51 EEG 2017 entfallen bei Windenergieanlagen ab einer Leistung von 3 MW bei längeren Negativpreisen die Ansprüche auf EEG-Zahlungen. Die Leistungsgrenze greift auch bei Windparks, die für die 3 MW-Leistungsgrenze nach § 24 EEG 2017 zusammengefasst werden. Für PV-Anlagen gilt die Regelung nach § 51 EEG 2017 mit einer zusammengefassten Leistungsgrenze von 500 kW. Für das Jahr 2018 wird für Windenergieanlagen an Land ein Ausfall von 2 % der Jahreseinnahmen aus der EEG-Förderung erwartet. Im Falle einer höheren Einspeisung zu den gegebenen EEG-Ausfallszeiten kann sich dieser Zahlungsausfall weiter erhöhen. Bei PV-Anlagen werden Förderausfälle in Höhe von 0,5 % erwartet (Klobasa et al., 2018).

Die Umstellung der Zuschlagsmechanismen für SRL und MRL wurde auf eine kalendertägliche Ausschreibung umgestellt, um EE-Erzeuger besser einzubinden und die konventionelle Mindestlast zu reduzieren (Klobasa et al., 2018). Zu diesem Zweck ist eine genaue Voraussage der zur Verfügung stehenden Leistung erforderlich. Bei Day-Ahead liegt der Prognosefehler heute bei unter 5 %, bei Intraday unter 2 %. Steigt die Prognosegenauigkeit weiter, wird eine sicherere und kostengünstigere Einsatzplanung wetterabhängiger EE-Anlagen ermöglicht (VDI, 2018).

4.2.1 Onshore-Windenergieanlagen

Mit dem Ausbau der Windenergie ist ein optimiertes Netz-, Last- und Erzeugungsmanagement nötig. In Verbindung mit modernen Anlagentechnologien können Windparks ggf. auch für System-

dienstleistungen eingesetzt werden. Windenergieanlagen werden überwiegend an die Mittel- und Hochspannungsebene angeschlossen, weshalb auf der Niederspannungsebene nur sehr geringe Potentiale für ein [RVKW](#) zu erwarten sind. Neue [WEA](#) können bei Netzausfällen für einige Sekunden den Betrieb gewährleisten und bei Kurzschlüssen durch reaktive Leistungseinspeisung die Netzspannung stützen ([VDI, 2018](#)).

Hintergründe und Auswirkungen bisheriger Fahrweisen

Aufgrund der vorrangigen Einspeisung von Strom aus [WEAs](#) und der festen Einspeisevergütung gemäß [EEG](#) werden die Anlagen primär entsprechend der Windverhältnisse gefahren. Bis zur Einführung der [EEG](#)-Ausfallzeiten im § 51 [EEG](#) 2017 hatten die Anlagenbetreiber keinen Anreiz, die Erzeugung an die Marktverhältnisse anzupassen. Somit wurden die Anlagen zu Zeiten von Überproduktion heruntergeregelt und das Potential an Leistungskapazität nicht genutzt ([Klobasa et al., 2018](#)).

Hintergründe und Auswirkungen veränderter Fahrweisen

Onshore-[WEAs](#) wurden im Jahre 2016 mit einer durchschnittlichen Leistung von 2,85 kW je Anlage erreicht ([VDI, 2018](#)). Somit liegt die Einzelanlage im Durchschnitt unter der 3 MW-Grenze, die einen Vergütungsausfall nach § 51 [EEG](#) 2017 erforderlich macht. Hier muss aus wirtschaftlicher Sicht keine Veränderung der Fahrweise vorgenommen werden. Bei mehr als einer dieser Anlagen im Verbund nach § 24 [EEG](#) 2017 ist diese Schwelle jedoch bereits überschritten und es muss geprüft werden, ob unter den zu erwartenden Ausfällen von Einspeisevergütung eine veränderte Fahrweise sinnvoll ist. Hier bietet sich ein Ansatz für die Einbindung der [WEAs](#) in ein [RVKW](#).

Für ‚Repowering‘ von [WEAs](#) wird in den nächsten Jahren eine positive Entwicklung erwartet, wodurch die Leistung der Einzelanlagen weiter zunehmen wird. Zudem werden so sukzessive unflexible Altanlagen durch systemkompatible Neuanlagen ersetzt, die das Potential für die Erbringung von Systemdienstleistungen steigern. Von 2015 auf 2016 hat die neu installierte Leistung aus Repowering-Maßnahmen um 40 % zugenommen. Im Onshore-[WEA](#)-Bereich wird nicht davon ausgegangen, dass sich die Leistung der Einzelanlagen über 3 bis 5 MW hinaus entwickelt. Jedoch werden Entwicklungsbestrebungen hin zu längeren Anlagenlebensdauern erwartet ([VDI, 2018](#)). Dies kann dazu führen, dass die Anlagen über ihre ökonomische Lebensdauer hinaus betrieben werden und so die Stromgestehungskosten sinken.

4.2.2 Photovoltaikanlagen

Hintergründe und Auswirkungen bisheriger Fahrweisen

Die bestehende EEG-Vergütung für Anlagen unter 750 kW hat zur Folge, dass die Einspeisung des erzeugten Stroms in das öffentliche Netz maximiert wird. Betreiber müssen keine zusätzliche Vermarktungsmöglichkeiten für die bereitgestellte Energie erschließen, da die existierenden Strukturen einen wirtschaftlichen Betrieb der Anlagen ermöglichen. PV-Anlagen mit einer installierten Leistung von bis zu 30 kW können einer eingangs erläuterten Abregelung entgegenwirken, indem sie ihre Einspeiseleistung auf 70 % ihrer Maximalleistung reduzieren (Krzikalla et al., 2013).

Hintergründe und Auswirkungen veränderter Fahrweisen

Seit dem 1. Januar 2017 unterliegen alle Freiflächen- und Dach-PV-Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 750 kW der Ausschreibungspflicht. Anlagen mit weniger als 750 kW können weiterhin ohne Ausschreibung errichtet und gemäß EEG vergütet werden. Mit sinkenden EEG-Vergütungen bzw. bei Anlagen, die nach 20 Jahren aus der Vergütung herausfallen, rückt ein Eigenverbrauch der erzeugten Energie in den wirtschaftlich sinnvollen Bereich. Dies wird zusätzlich durch neue elektrische Verbraucher in den Haushalten, wie etwa Wärmepumpen (vgl. Kapitel 4.4.3) sowie Speicher (vgl. Kapitel 4.3.2) bestärkt. Die durch die Verbraucher zu zahlende EEG-Umlage sinkt sowohl durch die gesunkenen Zuschlagspreise aus den Ausschreibungsrunden als auch durch eine Erhöhung des Eigenverbrauchs der erzeugten Energie. Da abgeschriebene Anlagen oftmals über die ökonomische Lebensdauer hinaus Strom erzeugen, ist eine Erzeugung zu sehr geringen Stromgestehungskosten möglich. Diese Bedingungen fördern zusätzlich die Erschließung des Wärmemarktes mit PV-Strom. Der überwiegende Anteil der PV-Anlagen ist an das Nieder- und Mittelspannungsnetz angeschlossen. Netzdienliches Verhalten von PV-Anlagen wird zudem mehr und mehr durch technische Maßnahmen umgesetzt, die in den Wechselrichter integriert werden (VDI, 2018).

4.3 Batteriespeicher

Batterien zeichnen sich durch schnelle Reaktionsgeschwindigkeiten im Millisekundenbereich aus. Dies ermöglicht es, neben Primär- und Sekundärregelleistung, auch Systemdienstleistungen wie Blind- und Kurzschlussleistung bereitzustellen. Des Weiteren können Batterien auch frequenzstabilisierend auf das Energiesystem einwirken und einen Schwarzstart des Netzes unterstützen. In den nachfolgenden Abschnitten werden die gängigsten Batteriespeichertechnologien hinsichtlich ihrer Fahrweisen analysiert. Hierzu zählen Blei-Säure- (Abschnitt 4.3.1), Lithium-Ionen- (Abschnitt 4.3.2) und Vanadium-Redox-Flow-Batterien (Abschnitt 4.3.3).

4.3.1 Blei-Säure-Batterien

Blei-Säure-Batterien weisen eine Selbstentladung von ca. 5% pro Monat auf. Somit ist ihr Wirkungsgrad von der Speicherdauer abhängig und liegt zwischen 65 und 90%. Abhängig von der gewählten Betriebsweise variiert die Zyklenzahl zwischen 50 und 2000. Die Energiedichte liegt zwischen 25 und 40 Wh/kg ([Agentur für Erneuerbare Energien, März 2012](#)). Die Bereitstellung von Systemdienstleistungen durch Batterien wird maßgeblich von der Ladestrategie beeinflusst. Zur Steigerung der Lebensdauer wird eine Ladestrategie in Abhängigkeit vom Ladezustand der Akkumulatoren gewählt. Alternative Ladestrategien ermöglichen größere Flexibilität, können jedoch zu einer geringeren Lebenserwartung und damit oftmals auch geringeren Wirtschaftlichkeit der Batterie führen ([Krzikalla et al., 2013](#)).

Hintergründe und Auswirkungen bisheriger Fahrweisen

Die häufigsten Anwendungsfälle für Blei-Säure-Batterien finden sich in der Anwendung als Starterbatterie und als Unterspannungsversorgung ([Sternner und Stadler, 2014](#)). Dementsprechend wird die Batteriekapazität konstant in einem idealen Bereich gehalten, bis die Energie benötigt wird. Dementsprechend ist während der Lebenszeit eines solchen Systems mit wenigen Ladezyklen zu rechnen. In größeren Maßstäben werden Blei-Säure-Akkumulatoren neben der Unterspannungsversorgung auch für Netzstabilisierungen eingesetzt. Diese modular aufgebauten Batteriesysteme können im unteren zweistelligen MW-Bereich realisiert werden und tragen dazu bei, in Netzschwachen Regionen die Integration von Erneuerbaren Energien zu ermöglichen ([Krzikalla et al., 2013](#)).

Hintergründe und Auswirkungen veränderter Fahrweisen

Durch eine entsprechende Dimensionierung von [Unterbrechungsfreie Stromversorgung \(USV\)](#)-Anlagen ist es möglich, die installierten Blei-Säure-Batterien für die Erbringung von Systemdienstleistungen auszurüsten. Auch der Ausbau von Batteriesystemen zur Netzstabilisierung ist möglich. Hier liegt der Vorteil der Blei-Säure-Batterien in den geringen Kosten und den breiten Anwendungsmöglichkeiten ([Agentur für Erneuerbare Energien, März 2012](#)). Jedoch stehen Blei-Säure-Batterien bei diesen Anwendungen vermehrt in der Konkurrenz zu Batterien auf Basis von Lithium-Ionen, die höhere Lebenserwartungen und bessere Betriebseigenschaften aufweisen ([Krzikalla et al., 2013](#)).

4.3.2 Lithium-Ionen-Batterien

Lithium-Ionen-Batterien zeichnen sich durch eine höhere Energiedichte von 95 bis 190 Wh/kg, eine erhöhte Zyklenfestigkeit von ca. 3000 Zyklen, sowie einer geringen Selbstentladung von 5% pro Jahr aus. Auch ihr Wirkungsgrad liegt mit 90 bis 95% höher als der von Blei-Säure-Batterien ([Krzikalla et al., 2013](#)).

Hintergründe und Auswirkungen bisheriger Fahrweisen

Li-Ionen-Speichersysteme werden zumeist für die Erhöhung des Eigenverbrauchs von Energie aus PV-Anlagen genutzt. Heimspeicher sind derzeit trotz Förderung durch die [Kreditanstalt für Wiederaufbau \(KfW\)](#) nur unter bestimmten Bedingungen für die Betreiber wirtschaftlich. Durch weiter fallende Batteriepreise wird hier jedoch von einer Verbesserung ausgegangen, die voraussichtlich eine Ausweitung des Marktvolumens an Heimspeichern mit sich bringt ([VDI, 2018](#)).

Hintergründe und Auswirkungen veränderter Fahrweisen

Heimspeicher auf Basis von Li-Ionen-Batterien stellen einen wachsenden Markt dar. Sowohl in Verbindung mit einer PV-Anlage als auch als Teil eines Schwarmspeichers haben sich Geschäftsmodelle entwickelt, die zu einer Verbreitung dieser Technologie beitragen ([Lichtblick, 2018](#); [sonnen GmbH, 2018](#)). Die Förderbedingungen der KfW geben ein Einspeiselimit von 50% der PV-Anlagenleistung vor für den Fall, dass ein Speicher verbaut wird ([Kreditanstalt für Wiederaufbau, 2018](#)). Hier ist zu überprüfen, ob durch diese strikte Regulierung ein Hemmnis für die Bereitstellung von Flexibilität darstellt. Die Kürzung der EEG-Förderung für eingespeiste Energie trägt zusätzlich dazu bei, dass die Steigerung des Eigenverbrauchs der erzeugten Energie attraktiver wird. Dabei kommt auch eine Kombination aus KWK und elektrischen Speichern in Frage, um eine bessere Auslastung der Anlage zu gewährleisten.

4.3.3 Vanadium-Redox-Flow-Batterien

Redox-Flow-Batterien zeichnen sich durch eine Trennung von Speichermedium (Elektrolyt) und Batteriezelle aus. Dadurch lassen sich Leistung und Energie der Anlage getrennt voneinander skalieren, zum anderen zeigen sie durch diese Trennung praktisch keine Selbstentladung. Je nach Speichermaterial sind Energiedichten zwischen 15 und 70 Wh/kg erreichbar. Die Zyklenfestigkeit liegt bei ca. 10.000 bei einem Wirkungsgrad von 70 bis 80%. Durch die Variabilität von Leistung und Energie können die Systeme für spezielle Anwendungsfälle konzipiert werden. Sie bieten so Entladezeiten zwischen 1,5 Sekunden und etwa 10 Stunden ([Krzikalla et al., 2013](#)).

Hintergründe und Auswirkungen bisheriger Fahrweisen

Redox-Flow-Batterien gehören unter den hier vorgestellten Technologien zu einer der neueren Technologien auf dem Markt. Die bisherigen Betriebserfahrungen beschränken sich zumeist auf Pilotprojekte oder spezielle Anwendungsfälle. Erste Anwendungsfälle ergaben sich in netzschwachen Regionen, in denen Windparks zur Spannungsregulierung und zum Ausgleich der fluktuierenden Erzeugung mit Redox-Flow-Batterien ausgerüstet wurden ([Krzikalla et al., 2013](#)).

Hintergründe und Auswirkungen bisheriger Fahrweisen

Ein Ausblick auf die zukünftig zu erbringenden Systemdienstleistungen ist vor allem durch die Kosten der Technologie bestimmt. In Bereichen, in denen Redox-Flow-Batterien wirtschaftlich konkurrenzfähig sind, können sie durch ihre leichte Skalierbarkeit Vorteile in der Planung und Anpassung an neue Gegebenheiten liefern. Erste Hersteller bieten bereits Lösungen für den privaten Einsatz an ([VisBlue, 2018](#)). Hier bieten sich ähnliche Betriebsstrategien wie für Li-Ionen-Heimspeicher an, ergänzt durch die Möglichkeit einer längerfristigen Speicherung.

4.4 Regelbare Lasten

Zur Glättung des Lastflusses wird neben Batterien auch auf regelbare Lasten zurückgegriffen. Dies soll durch lastvariable Tarife in Zukunft auch für Privatverbraucher angeboten werden ([VDI, 2018](#)). Die intelligente Steuerung von Verbrauchern, sowohl im Haushaltsbereich als auch im industriellen Maßstab, reduziert den Bedarf an Investitionen in Speicher ([Krzikalla et al., 2013](#)) und bietet eine wirtschaftlich und technisch sinnvolle Erschließung von Flexibilitätsoptionen.

4.4.1 Nachtspeicherheizungen

Speicherheizungen sind Einzelraumheizungen. Dementsprechend erhält jeder beheizte Raum ein eigenes Heizgerät. Speicherheizungen können in Speicherheizgeräte, Fußbodenspeicherheizungen und Zentralspeicher unterschieden werden. Mit über 95% stellen Speicherheizgeräte den größten Anteil der Bestandsanlagen. Die Speicherheizgeräte wandeln elektrische Energie über Heizwiderstände in Wärme um und speichern diese in Eisenoxidsteinen oder Magnesit. Magnesit verfügt bei Raumtemperatur über eine spezifische Wärmekapazität von ca. 0,245 Wh/kgK und bei 600 °C von ca. 0,34 Wh/kgK. Zudem zeichnet sich Magnesit durch eine hohe Wärmeleitfähigkeit (ca. 9,3 W/mK bei 200 °C) aus, die auch bei geringen Temperaturdifferenzen noch hohe Wärmeentnahmen ermöglicht ([Sternner und Stadler, 2014](#)). Im Schnitt liegt der Stromverbrauch für Speicherheizungen zwischen 60 und 130 kWh/m²a ([Stadler, 2006](#)). Die in Deutschland installierten Speicherheizungen funktionieren fast ausschließlich nach dem Prinzip der automatisch gesteuerten Wärmeabgabe. Hierzu wird über einen Ventilator Luft angesaugt, durch die Speicherschächte geleitet, erwärmt und an den Raum abgegeben ([Sternner und Stadler, 2014](#)). Sofern die statische Entladung in das Temperaturmanagement des Raumes miteinbezogen wird, kann bei der Speicherheizung von einem Wirkungsgrad von 100 % ausgegangen werden ([Stadler, 2006](#)).

Hintergründe und Auswirkungen bisheriger Fahrweisen

Speicherheizungen werden seit den 1960er-Jahren dazu verwendet, um die Auslastung schlecht regelbarer Kern- und Braunkohlekraftwerke zu erhöhen. Zu Schwachlastzeiten in der Nacht nimmt

die Speicherheizung elektrische Energie auf, speichert diese in Form von Wärme und gibt sie, verteilt über den Tag, wieder ab. Als Anreiz für die Nachtspeicherheizungen dient ein vergünstigter Nachtstromtarif (Sternner und Stadler, 2014). Die Energieversorger geben über Tonfrequenz-Rundsteuertechnik oder Tarifschaltuhren zentral die Freigabe für das Laden der Speicherheizungen. Üblicherweise erfolgt die Freigabe zwischen 22 Uhr und 6 Uhr. Zusätzlich kann es zu einem erhöhten Tarif tagsüber oder an Wochenenden zu Freischaltzeiten kommen. Um die Schwachlastzeiten möglichst gut auszufüllen, werden die Speicherheizungen zu Beginn (Vorwärtssteuerung), zum Ende (Rückwärtssteuerung) oder in der Mitte (Spreizsteuerung) der Freischaltzeit aufgeheizt. Die Steuerung ist dabei auch von der Außentemperatur und der Restwärme im Speicher abhängig. Entladen werden die Speicherheizungen mithilfe eines Zweipunkt- oder Proportionalreglers in Abhängigkeit von der Raumtemperatur.

Generell beschränkt sich der Einsatz der Speicherheizungen auf die kalte Jahreszeit. Bei einer Standardspeicherheizung ist ab einer Außentemperatur von 5°C, bei einer Flachspeicherheizung ab einer Außentemperatur von 2°C mit einer Überhitzung des Raumes zu rechnen, wenn der Speicher vollständig geladen wird (Stadler, 2006).

Hintergründe und Auswirkungen veränderter Fahrweisen

Mit dem Ausbau erneuerbarer Energien verschieben sich die Zeiten in denen es zu einem Überschuss an elektrischer Energie kommt. Dementsprechend können die Speicherheizungen zukünftig nicht nur nachts, sondern nach Bedarf geladen werden (Sternner und Stadler, 2014). Die Auslegung der Speicherheizungen war darauf ausgelegt, den Speicher in jeder Nacht laden zu können und entsprechend tagsüber wieder zu entladen. Durch einen hohen Anteil erneuerbarer Energien kann es über mehrere Tage zu einem Ungleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch kommen. Hier besteht die Fragestellung, wie lange die Speicherheizung Energie zwischenspeichern kann, bis die Wärme benötigt wird. Abhängig von der Außentemperatur kann es zur Überhitzung des Raumes kommen, wenn die statische Entladung der Speicherheizung nicht bei der Ladung der Speicher berücksichtigt wird. Hier spielen zum einen die Isolierung der Speicherheizung selbst, aber auch die thermischen Eigenschaften der Räume, in denen die Speicherheizungen aufgebaut sind, eine Rolle (Stadler, 2006).

4.4.2 Heizstäbe

Heizstäbe werden vorrangig für die Bereitstellung von Warmwasser verwendet. Bei Privathaushalten kommt es abhängig von den jeweiligen Wochentagen zu Schwankungen im Wasserverbrauch. Im Bereich von Gewerbe, Handel und Dienstleistungen ist der Verbrauch hingegen konstanter. Neben den tagesbedingten Schwankungen kommt es auch zu leichten saisonalen Schwankungen im

Warmwasserbedarf. Diese sind jedoch vergleichsweise gering ([Stadler, 2006](#)). Demnach kann über das Jahr gesehen von einem gleichbleibenden Bedarf ausgegangen werden.

Hintergründe und Auswirkungen bisheriger Fahrweisen

Die Heizelemente werden in der Regel in einem Warmwasserspeicher verbaut. Zu diesem Zweck gibt es unterschiedliche Konzepte für unterschiedliche Anwendungsfälle. Bei Einkreisspeichern ist das Laden des Speichers nur über einen an einen Schwachlastzähler angeschlossenen Heizkreis möglich. Nach der Entnahme des Warmwassers ist ein Laden erst wieder während der nächsten Freischaltzeit möglich. Zweikreisspeicher sind mit einem Heizkreis für Schwachlastzeiten und einem Heizkreis für Hochtarifzeiten verbunden. Dementsprechend ist ein Nachladen des Speichers jederzeit möglich ([Stadler, 2006](#)). Ein weiteres Unterscheidungsmerkmal lässt sich am Speichervolumen festmachen. Warmwasserspeicher von 30 bis 100 Liter Fassungsvermögen werden als Durchlaufspeicher konzipiert. Sie bieten die Möglichkeit, aufgrund einer hohen installierten Heizleistung größere Mengen an Warmwasser zur Verfügung zu stellen, falls der Tagesbedarf nicht aus dem Speicher gedeckt werden kann. Diese Speicher sind als Zweikreisspeicher erhältlich. Standspeicher verfügen über ein Fassungsvermögen von mehr als 200 Liter und werden als Einkreisspeicher konzipiert. Ihre Dimensionierung orientiert sich am höchsten zu erwartenden Tageswarmwasserbedarf. Die Ladung der Speicher erfolgt entsprechend nur zu Schwachlastzeiten. Die Standverluste und damit der Wirkungsgrad der Speicher ist abhängig von der Oberfläche des Speichers und somit auch vom Fassungsvermögen ([Stadler, 2006](#)).

Gemäß § 14a [EnWG](#) können mit Betreibern einer steuerbaren Verbrauchseinrichtung reduzierte Netzentgelte vereinbart werden, wenn die entsprechende Last über einen separaten Zählpunkt verfügt. Zur Abschaltung der Last wird entweder die Rundsteuertechnik oder eine Zeitschaltuhr verwendet. Hier sind die technischen Anschlussbedingungen des jeweiligen Netzbetreibers zu beachten ([Rheinische NETZGesellschaft mbH, 2017](#)).

Hintergründe und Auswirkungen veränderter Fahrweisen

Elektrodenkessel bieten sich für den Einsatz am [SRL](#)-Markt an. Die Leistung wird innerhalb weniger Minuten bereitgestellt und ist abhängig vom Bedarf bzw. der Speichermöglichkeit der Wärme. Die direkte Steuerung der Heizelektroden in Privathaushalten bietet ähnliche Hindernisse wie die Erschließung sonstiger Haushaltslasten. Potentiale in Wärmenetzen sind an dieser Stelle besser zu erschließen. Um einen wirtschaftlichen Einsatz der Elektrodenkessel zu gewährleisten und sie gegenüber Gaskesseln wettbewerbsfähig zu machen, wäre eine Anpassung der Netzentgeltstruktur erforderlich. Dies könnte etwa durch eine bessere Zuordnung von erneuerbar erzeugter Energie an die Elektrodenkessel erfolgen. Bisher ist eine direkte Zuordnung sowie eine zuverlässige Prognose nicht gegeben. Alternativ kann bei der Erbringung von Systemdienstleistungen auf die Erhebung

von Netzentgelten verzichtet werden ([Krzikalla et al., 2013](#)).

Durch die Verschiebung von Schwachlastzeiten aus den Nachtstunden auf den Tag kann es zu Anwendungsfällen kommen, bei denen ein Zweikreis- durch einen Einkreispeicher ersetzt werden kann. In Verbindung mit einer zeitscharfen Abrechnung über Smart Meter kann gänzlich auf den Einsatz von Zweikreispeichern verzichtet werden.

4.4.3 Wärmepumpen

Wärmepumpen nutzen elektrische Energie, um die Umgebungswärme auf ein höheres Temperaturniveau zu bringen ([Stadler, 2006](#)). Sole-Wasser-Wärmepumpen kommen auf eine Jahresarbeitszahl von bis zu 4,3 und Luft-Wasser-Wärmepumpen auf 3,2. Dementsprechend benötigen sie etwa drei bis vier Mal weniger elektrische Energie für die Bereitstellung der gleichen thermischen Energiemenge als Heizstäbe. Sie können, ebenso wie die Heizstäbe, mit einem Warmwasserspeicher kombiniert werden und entsprechend die oben beschriebenen Einsatzbereiche abdecken. Etwa 32% der installierten Wärmepumpen nutzen den Untergrund als Wärmequelle (Sole-Wasser). Bei ca. 68% wird die Umgebungsluft (Luft-Wasser) genutzt. Derzeit werden bei etwa 35% der Neubauten Wärmepumpen eingesetzt ([VDI, 2018](#)).

Hintergründe und Auswirkungen bisheriger Fahrweisen

Bei der monovalenten Betriebsweise deckt die Wärmepumpe die gesamte Heizlast inkl. Warmwasserbereitung des Gebäudes ab. Dabei ist die maximal erzielbare Vorlauftemperatur der Wärmepumpe zu berücksichtigen. Bei der bivalenten Betriebsweise deckt neben der Wärmepumpe ein zweiter Wärmeerzeuger einen Teil der Wärmeleistung oder stellt ein erhöhtes Temperaturniveau zur Verfügung. Ist dieser zweite Wärmeerzeuger elektrisch betrieben, ist von einer monoenergetischen Betriebsweise die Rede. Für die parallele Betriebsweise wird unterhalb einer bestimmten Außentemperatur, dem sog. Bivalenzpunkt, ein zweiter Wärmeerzeuger hinzugeschaltet. Wird die Wärmepumpe unterhalb einer minimalen Außentemperatur abgeschaltet, spricht man von einem teilparallelen Betrieb. In diesem Fall muss der zweite Wärmeerzeuger in der Lage sein, die gesamte Heizlast zu übernehmen. Im Falle der alternativen Betriebsweise wird die Wärmepumpe unterhalb des Bivalenzpunktes abgeschaltet und der zweite Wärmeerzeuger übernimmt die komplette Heizlast ([Viessmann Werke, 2011](#)).

Wärmepumpen können wie Heizstäbe als steuerbare Verbrauchseinrichtung über einen gesonderten Zähler abgerechnet werden. Im Falle der Rheinischen NETZgesellschaft mbH muss die Wärmepumpe mit einem mindestens 200 Liter fassenden Warmwasserspeicher kombiniert werden. Bei monovalent oder parallel betriebenen Wärmepumpen können die Anlagen bis zu sechs Stunden am

Tag, jedoch nicht länger als zwei Stunden am Stück, unterbrochen werden. Anlagen im alternativen Betrieb können bis zu 960 h/a ohne weitere zeitliche Begrenzung abgeschaltet werden ([Rheinische NETZGesellschaft mbH, 2017](#)). In den [Technischen Anschlussbedingungen \(TAB\)](#) des [Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft \(BDEW\)](#) ist zudem festgelegt, dass Wärmepumpen abhängig von ihrem Anschluss (ein- oder dreiphasig) und den Anlaufströmen, maximal sechsmal (Anlaufströme bis 18/30 A) bzw. dreimal (Anlaufströme bis 24/40 A) pro Stunde eingeschaltet werden dürfen ([BDEW, 2007](#)).

Hintergründe und Auswirkungen veränderter Fahrweisen

Am Markt verfügbare „Smart-Grid Ready“ Wärmepumpen verfügen über vier Betriebsmodi, die extern vom Netzbetreiber angefragt werden können: Normalbetrieb zur Speicherladung, Stillstand zur Speicharentladung, eine Leistungserhöhung als Einschaltempfehlung oder als Einschaltbefehl mit erhöhter Leistung und evtl. erhöhter Speichertemperatur ([Krzikalla et al., 2013](#)). Die Einbindung in ein [RVKW](#) ist hier bereits heute denkbar. Besondere und bisher kaum erschlossene Anwendungsgebiete wie Abwasserwärmenutzung, die Kombination mit Erdwärmekörpern oder Eisspeichern bieten zudem unter besonderen Bedingungen effiziente Klimatisierungskonzepte. Der Deckungsanteil des von der Wärmepumpe benötigten Stroms kann bis zu 50% aus einer [PV](#)-Anlage kommen. In Verbindung mit einem Stromspeicher auch bis zu 80%. Die Anrechnung des [PV](#)-Stroms zum Heizen und Kühlen ist nach der [Energieeinsparverordnung \(EnEV\)](#) zulässig ([VDI, 2018](#)). Somit bieten Wärmepumpen über das ganze Jahr Flexibilitätspotentiale.

4.4.4 Ladestationen von Elektrofahrzeugen

Das Laden von batterieelektrischen Fahrzeugen unterscheidet sich hinsichtlich der Ladeleistung und der angewendeten Ladetechnologie (AC/DC). Bei einer Ladeleistung von maximal 22 kW spricht man von einem „Normalladepunkt“. Ab einer höheren Leistung handelt es sich um einen „Schnellladepunkt“ ([BDEW, 2007](#)). Das einphasige AC-Laden ist gemäß dem Großteil der [TAB](#) bis 4,6 kVA zulässig. Höhere Ladeleistungen werden durch dreiphasiges Laden erreicht. Dabei sind Leistungen von 11 kW (3 x 16 A), 22 kW (3 x 32 A) und 43 kW (3 x 63 A) möglich. Beim Laden mittels DC werden typische Werte von 50 kW verwendet, wobei mit entsprechendem Netzanschluss auch Ladeleistungen bis 350 kW genutzt werden ([DKE, 2016](#)).

Hintergründe und Auswirkungen bisheriger Fahrweisen

Derzeit werden Ladepunkte in vier Betriebsarten unterteilt. Die erste Betriebsart umfasst den Anschluss eines Elektrofahrzeugs an eine handelsübliche Schutzkontakt-Steckdose ohne weitere Absicherungen. Dies erfordert einen Fehlerstrom-Schutzschalter, was in Bestandsgebäuden nicht immer garantiert werden kann. Daher bieten nur wenige Hersteller diese Betriebsart an. Bei der

zweiten Betriebsart wird in das Anschlusskabel des Elektrofahrzeugs eine Steuer- und Schutz- einrichtung, auch „In Cable Control and Protection Device (IC-CPD)“ genannt, verbaut. Dieser IC-CPD übernimmt die Überwachung der Schutzleiterverbindung und meldet über ein Pilotsignal an das Fahrzeug zurück. Die dritte Betriebsart ermöglicht das ein- und dreiphasige Laden. Eine Ladeeinrichtung vereint in diesem Fall die Sicherheitsfunktionalitäten und kommuniziert über die Ladeleitung mit dem Fahrzeug. Der hierzu verwendete Typ 2-Stecker verriegelt die Ladeleitung auf beiden Seiten. Bei der vierten Betriebsart wird mit Gleichstrom geladen. Während bei den ersten drei genannten Betriebsarten ein Gleichrichter im Fahrzeug den Ladevorgang übernimmt, ist in diesem Fall das Ladegerät ebenfalls in der Ladeeinrichtung enthalten. Die Kommunikation zwischen Ladeeinrichtung und Fahrzeug erfolgt wieder über die Ladeleitung, die auf Seiten der Ladestation fest verbunden ist und auf Seiten des Fahrzeugs verriegelt (DKE, 2016).

In Abbildung 7 ist der tatsächliche Lastverlauf für verschiedene Fahrzeugmodelle anhand der dritten Betriebsart dargestellt. Es ist zu erkennen, dass die meisten Fahrzeuge bis zu einem gewissen Ladezustand der Batterie mit Nennleistung laden, dann aber in einen batterieschonenderen Ladebereich übergehen. Dieser Umschaltzeitpunkt variiert leicht, befindet sich jedoch im Bereich von etwas 80% der maximalen Kapazität (Landau et al., 2016).

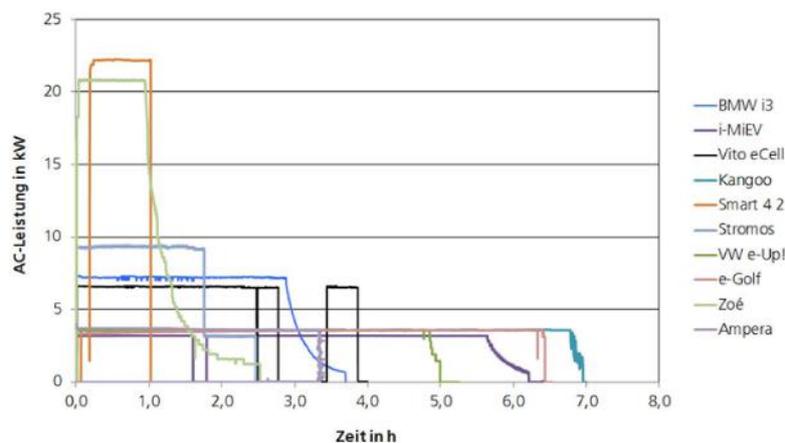


Abbildung 7: AC-Ladeleistung in Betriebsart drei für verschiedenen Fahrzeugmodelle

Quelle: Landau et al. (2016)

Hintergründe und Auswirkungen veränderter Fahrweisen

Aufgrund der aufkommenden Leistungen beim Laden von Elektrofahrzeugen wird die Einbindung der Fahrzeuge in ein Lastmanagement diskutiert. Dies wird umso interessanter, je mehr Fahrzeuge an einem Netzanschlusspunkt geladen werden sollen. So ist ein Lastmanagement denkbar, das neben der Steuerung der Maximalleistung auch Priorisierungen vornehmen kann (DKE, 2016). In einem Test wurden mehreren Fahrzeugtypen per IEC 61851-1-PWM-Kommunikation variable Ladeleistungen vorgegeben, woraufhin sich die Leistungsabnahme der Fahrzeuge entsprechend eingestellt hat (Landau et al., 2016). Die technische Möglichkeit einer solchen Umsetzung ist somit

gegeben. Im [EnWG](#) werden neben den in Abschnitt [4.4.3](#) beschriebenen Wärmepumpen in § 14a auch explizit Elektrofahrzeuge adressiert. Entsprechend kann auch hier über einen separaten Zählpunkt der Anreiz gesetzt werden, im Gegenzug für vergünstigte Netzentgelte die Steuerung der Ladeeinrichtung dem Energieversorger zu überlassen. Es ist zudem möglich, durch bidirektionale Ladeeinrichtungen die in den Fahrzeugen gespeicherte Energie für Systemdienstleitungen zur Verfügung zu stellen. Hierdurch sinkt jedoch die Lebenserwartung der Batterien und die spezifischen Kosten für den Halter steigen [Linssen et al. \(2012\)](#).

4.4.5 Demand Side Management in Haushalten

Die dena-Netzstudie sieht bei 60% der elektrischen Verbraucher im Haushalt ein generelles Potential für den Einsatz von [Demand Side Management \(DSM\)](#). Diese teilen sich wiederum auf in Heizsysteme (43%), Kühlsysteme (23%), die Warmwasserbereitstellung (17%) und sonstige elektrische Geräte (17%). Dabei wird davon ausgegangen, dass die Warmwassererzeugung für die Heizung durch die Verbrennung fossiler Brennstoffe erfolgt. Der elektrische Energiebedarf bezieht sich demnach allein auf die Umwälzpumpen, die das warme Wasser durch die Heizkreise pumpen. Zu den sonstigen elektrischen Geräten zählen Geräte wie Waschmaschinen und Trockner, die über keinerlei Speicherfunktion verfügen und deren Lastverschiebungspotentiale nur mit einer direkten Beeinflussung des Nutzerverhaltens erschlossen werden können ([dena, 2010](#)). Bei einem Vergleich mehrerer Studien in ([ETG-Task Force Demand Side Management, 2012](#)) werden elektrische Heizungssysteme und Warmwassererzeuger als vielversprechendste Optionen für [DSM](#) angesehen.

Potentiale ohne direkte Auswirkungen auf das Nutzerverhalten

[DSM](#)-Potentiale im Haushaltsbereich, bestehend aus Kühl- und Gefriergeräten sowie elektrische Heizgeräten für Brauch- und Heizwasser, können ohne Komfortverlust des Endkunden angesteuert werden ([Krzikalla et al., 2013](#)). Elektrische Heizgeräte wurden bereits zuvor untersucht. Das Flexibilitätspotential von Kühl- und Gefriergeräten ist maßgeblich von der Menge des Kühlgutes und dessen Wärmekapazität abhängig. Bei der Bereitstellung von positiver Flexibilität kann kurzzeitig eine höhere Leistung zur Verfügung gestellt werden als bei negativer Flexibilität, dafür kann die negative Flexibilität länger in Anspruch genommen werden. Das liegt daran, dass die Kühlaggregate kurzfristig viel Leistung für die Kühlung benötigen. Nach dem Abschalten der Geräte dauert es hingegen länger, bis das Kühlgut sich bis zur Grenztemperatur erwärmt hat ([dena, 2010](#)).

Potentiale mit direkte Auswirkungen auf das Nutzerverhalten

Weitere potentielle Geräte wie etwa Waschmaschinen erfordern ein direktes Eingreifen in den Nutzeralltag. Für die Erschließung dieser Potentiale müssten Anreize geschaffen werden, die im Verhältnis zu den erschließbaren Potentialen liegen. Neben den sich noch in der Zertifizierung befindlichen

Smart Metern ist insbesondere die großflächige Durchdringung von intelligenten Haushaltsgeräten eine Voraussetzung für die Erschließung der DSM-Potentiale in Haushalten. Für diese wird allerdings ab der Marktreife noch eine Austauschphase von 8-12 Jahren eingerechnet (Krzikalla et al., 2013). Das Flexibilitätspotential, das sich beispielsweise aus Waschmaschinen ergibt, ist zudem stark von den jeweiligen Waschprogrammen und Ladungsmengen abhängig (ETG-Task Force Demand Side Management, 2012). Dementsprechend ist weder eine Quantifizierung noch eine Qualifizierung der verfügbaren Leistungen oder Energiemengen zum Zeitpunkt der Zuschaltung dieser Flexibilität möglich.

4.4.6 Demand Side Management in Industrie und GHD-Betrieben

Im Bereich Gewerbe, Handel und Dienstleistung (GHD) entfallen die DSM-Potentiale laut ETG-Task Force Demand Side Management (2012) vor allem auf Raumklimatisierung und -heizung. Für industrielle Prozesse werden geringere Potentiale gesehen, da ein Eingreifen auf einzelne Schritte der Herstellungsprozesse Auswirkungen auf den gesamten Prozess hat. Dies ist vor allem bei sehr eng getakteten Prozessen, die keine Speicherkapazitäten aufweisen, der Fall. Wenn im industriellen Bereich jedoch Flexibilität erschlossen werden kann, so verfügt diese meist über deutlich höhere Einzelleistungen, als dies im Haushaltsbereich der Fall ist. So kann mit einer Steuereinheit in der Industrie ein größeres Potential erschlossen werden als im Haushalts oder GHD-Bereich. Im GHD-Bereich finden sich ähnliche Verbraucher wie im Haushaltsbereich. So werden Waschmaschinen und Trockner für die professionelle Textilreinigung verwendet. Kälte wird bereitgestellt, um Waren zu kühlen oder Gebäude zu klimatisieren. Wärme wird als Prozesswärme und für die Gebäudebeheizung verwendet. Dabei steigt in diesem Bereich aufgrund von Förderungen der Anteil an elektrischen Heizgeräten. Hinzu kommt eine wachsende Anzahl an Belüftungs- und Klimatisierungssystemen, vor allem in Verkaufs- und Büroräumen. Bei diesen ist die Speicherfähigkeit und somit das Flexibilitätspotential abhängig von der Gebäudebeschaffenheit und der Luftqualität. Ein entsprechender Sensor für die Erfassung der Luftqualität ist erforderlich, um eine Regelung ohne Beeinflussung der Behaglichkeit im Raum zu gewährleisten (ETG-Task Force Demand Side Management, 2012).

Hintergründe und Auswirkungen bisheriger Fahrweisen

Einige Unternehmen betreiben bereits heute Lastmanagementsysteme, um die maximalen Viertelstundenwerte zu begrenzen und so Leistungskosten zu sparen. Dies sorgt für einen ausgeglicheneren Energiebezug, berücksichtigt jedoch keine aktuellen netzabhängigen Einflussfaktoren (Krzikalla et al., 2013).

Hintergründe und Auswirkungen veränderter Fahrweisen

Um die Potentiale des DSM nutzen zu können, müssen Restriktionen, die aus dem Marktdesign der Regelernergie und der Netzentgelteverordnung entstehen, abgebaut werden. Zudem wären ausreichende Preissignale aus dem Spotmarkt und eine eventuelle Poolung kleinerer Anlagen erforderlich (Krzikalla et al., 2013).

4.4.7 Power-to-Gas (Wasserstoff/Methan)

Im Rahmen der Bestandsaufnahme ist für die Erzeugung von Wasserstoff die alkalische Elektrolyse und die Polymer-Elektrolyt-Membran (PEM)-Elektrolyse zu nennen. Die Entwicklungsarbeiten im Bereich der Hochtemperaturelektrolyse haben bisher zu keinem marktreifen Produkt geführt. Alkalische Elektrolyseure erreichen eine Lebensdauer von etwa 20 Jahren. Diese wird durch das Fahrverhalten der Anlage maßgeblich beeinflusst. So ist ein Teillastbetrieb von 20 bis 40% der Nennleistung möglich, geht allerdings einher mit einer Verschlechterung der Wasserstoffqualität durch zunehmende Fremdgase sowie eine erhöhte mechanische Beanspruchung der Anlage. Elektrolyse-Anlagen können mit einem Lastgradienten von 20% der Nennleistung pro Minute betrieben werden. PEM-Elektrolyseure weisen ein besseres Teillastverhalten auf als alkalische Elektrolyseure. Sie bieten daher auch Anwendungsoptionen bei hohen Laständerungsgeschwindigkeiten (Krzikalla et al., 2013).

Hintergründe und Auswirkungen bisheriger Fahrweisen

Bestehende Pilotanlagen, wie etwa im Energiepark Mainz, untersuchen die Netzintegration, die Erbringung von Systemdienstleistungen, das intelligente Management und die Kommunikationssysteme von Power-to-Gas (PtG)-Anlagen (Aichinger et al., 2017). Die Möglichkeit einer Speicherung von Wasserstoff im Erdgasnetz ist seit einiger Zeit ebenfalls Gegenstand von Forschungsvorhaben. Hier liegt der Fokus auf den Auswirkungen erhöhter Wasserstoffkonzentrationen auf die Komponenten des Gasnetzes, sowie die Akzeptanz bei Endabnehmern von Erdgas im privaten und industriellen Umfeld (Krzikalla et al., 2013).

Hintergründe und Auswirkungen veränderter Fahrweisen

Die Methanisierung von Wasserstoff und die damit verbundene Kopplung des Strom- und Gasnetzes bietet in Regionen mit einem gut ausgebauten Gasnetz die Möglichkeit, innerhalb kurzer Zeit große Übertragungs- und Speicherkapazitäten zu erschließen. Für die Einspeisung von Methan ins Erdgasnetz sind keine Anpassungen wie bei der Beimischung von Wasserstoff vorzunehmen. Demgegenüber steht allerdings der verminderte Wirkungsgrad durch den zusätzlichen Prozessschritt der Methanisierung. Die Wirtschaftlichkeit ist an dieser Stelle abhängig von der Gegenüberstellung einer Ertüchtigung des Gasnetzes für den Einsatz von Wasserstoff und den zu erwartenden Verlusten

durch die zusätzliche Methanisierung. Alternative Speichermöglichkeiten können jedoch gegenüber beiden Technologien einen wirtschaftlichen Vorteil bieten. Des Weiteren ist für die Methanisierung von Wasserstoff eine geeignete CO₂-Quelle erforderlich. Hier ist nach den gegebenen Gesetzmäßigkeiten zudem entscheidend, ob sich die Quelle für die Synthetisierung von EE-Gas eignet oder nicht. Generell ist die Methanisierung von Wasserstoff mit anschließender Speicherung im Erdgasnetz ein Technologiefeld, dessen Vorteile zum Tragen kommen, wenn die Energieversorgung vollständig aus erneuerbaren Energiequellen gedeckt wird. Bis dahin überwiegen die wirtschaftlichen und technischen Vorteile anderer Speicheralternativen, u.a. bedingt durch ihren höheren Wirkungsgrad gegenüber dem Speichervolumen und der Einspeicherungsdauer der Methanisierung. Darüber hinaus sind Nutzungspfade in anderen Energiesektoren wie etwa dem Verkehrsbereich denkbar. Hier fallen die Wirkungsgradeinbußen geringer aus und ein wirtschaftlicher Betrieb kann unter Umständen früher erreicht werden (Krzikalla et al., 2013).

4.5 Kommunikation

Im Verteilnetz der Zukunft kommt der Kommunikation zwischen und mit den verschiedenen Technologien und Anlagen eine besondere Bedeutung zu. Im Abschnitt 4.5.1 werden daher zunächst die gängigen Kommunikationsschnittstellen beschrieben, bevor in Abschnitt 4.5.2 die zugehörigen Kommunikationsstandards vorgestellt werden.

4.5.1 Kommunikationsschnittstellen

Eine immer noch weit verbreitete Kommunikationsmöglichkeit in Verteilnetzen stellt die Rundsteuerertechnik dar. Durch ihren Einsatz in Verbindung mit Nachtspeicherheizungen hat sie Einzug in die Verteilnetze erhalten. Aber auch Wärmepumpensysteme werden über diese Technologie gesteuert (Rheinische NETZGesellschaft mbH, 2017).

Betreiber virtueller Kraftwerke, in diesem Fall die „Next Kraftwerke GmbH“, verwenden für die Kommunikation mit den eingebundenen Anlagen ein Kommunikationsmodul bestehend aus einer Speicherprogrammierbaren Steuerung (SPS) und einem Modem mit Außenantenne. Dieses bietet den Vorteil einer bidirektionalen Kommunikation. Zur sicheren Übertragung der Daten und Steuerungsbefehle wird ein eigener Zugangspunkt zum Mobilfunknetz verwendet, über den die Daten mittels einer getunnelten VPN-Verbindung verschlüsselt übertragen werden (Next Kraftwerke GmbH, 2016).

Betrachtet man die Vernetzung von Anlagen auf der Haushaltsebene, so befinden sich unterschiedliche Lösungen auf dem Markt. Von leitungsgebundenen Lösungen wie Powerline, über spezielle Kommunikationsleitungen wie beim KNX Bus bis hin zu unterschiedlichen funkbasierten Ansätzen wie ZigBee oder Z-Wave. Bisher hat sich kein Standard durchgesetzt. Eine Lösung für

diese Interoperabilität wäre ein zentraler Controller, der unterschiedliche Standards unterstützt (dena, 2018a).

4.5.2 Kommunikationsstandards und Normung

In den deutschen Energienetzen kommt momentan der Kommunikationsstandard nach IEC 60870-5-101/104 zum Einsatz. Dieser bietet ein signalbasiertes Datenmodell über eine serielle (IEC 101) oder TCP/IP (IEC 104) Verbindung. Dieser Kommunikationsstandard ist auf kleine Datenmengen ausgelegt, wodurch die Informationspakete auf die nötigsten Inhalte reduziert werden. Obwohl der Standard auf moderne Kommunikationskanäle wie TCP/IP zurückgreift, wird die zur Verfügung stehende Bandbreite nicht genutzt. Um kleinteiligere Informationen und komplexere Prozesse abbilden zu können, wurde der Standard IEC 61850 entwickelt. Dieser verfügt über eine Erweiterung, die eine Anbindung von dezentralen Erzeugungsanlagen umfasst. Der Standard wurde zudem für die Nutzung mit modernen Kommunikationstechnologien entwickelt. Bisher kommt die IEC 61850 jedoch nicht flächendeckend zum Einsatz, da hierfür eine Umrüstung der Leitwarten der Netzbetreiber erforderlich wäre. Zudem befinden sich auf den unteren Spannungsebenen wenige digitale Sensoren oder regelbare Betriebsmittel. Als Ergänzung zur IEC 61850 wurde das „[Common Information Model \(CIM\)](#)“ entwickelt. Dieses sorgt für eine Systemintegration und einen Informationsaustausch basierend auf einer einheitlichen Sprache und offenen Softwaretechnologien. So ist der Informationsaustausch über unternehmensinterne Schnittstellen möglich. Dabei deckt das [CIM](#) den Datenaustausch ab, der nicht direkt mit Daten der Netzsteuerung zusammen hängt und damit von der IEC 61850 abgedeckt wird. Diese Standards sind auch für die Kommunikation zwischen Netzbetreibern denkbar, allerdings verhindern Interessenkonflikte bisher einen großflächigen Einsatz. Die Standards finden in Industrieforen bereits Beachtung. So hat das Industrieforum ‚VHPready‘ die beiden Protokolle IEC 60870-5-101/104 und IEC 61850 in die von ihnen entwickelte ‚VHP Ready-Konformität‘ aufgenommen (dena, 2018a).

4.6 Rahmenbedingungen für Erzeugungsanlagen im Netz

Im sich ändernden Stromsystem kommt dem Verteilnetz eine besondere Bedeutung zu, da sich die Erzeugung zunehmend auf die unteren Spannungsebenen verlagert. In diesem Abschnitt werden daher die Rahmenbedingungen von Erzeugungsanlagen im Netz analysiert. Hierzu werden in Abschnitt [4.6.1](#) zunächst die grundlegenden Verteilnetzstrukturen in Deutschland betrachtet. Anschließend werden in den Abschnitten [4.6.2](#) und [4.6.3](#) die Anschlussbedingungen von Erzeugungsanlagen auf der Mittel- bzw. Niederspannungsebene zusammengefasst.

4.6.1 Verteilnetzstrukturen in Deutschland

Die elektrische Energieversorgung in Deutschland gliedert sich in unterschiedliche Spannungsebenen, von den Übertragungsnetzen mit 380 kV bis hinunter auf die Haushaltsebene mit 400 V. Dabei zählen die Spannungsebenen von 400 V bis 110 kV zu den Verteilnetzen. Die Niederspannungsnetze im Spannungsbereich von 400 V haben eine Gesamtleitungslänge von 1 150 000 km, die Mittelspannungsnetze im Bereich von 1 kV bis 30 kV haben eine Leitungslänge von etwa 510 000 km und die Hochspannungsnetze mit 110 kV haben eine Leitungslänge von etwa 95 000 km. Im Vergleich dazu besteht das Übertragungsnetz nur aus ca. 35 000 km Leitungen in ganz Deutschland. Die insgesamt etwa 1,7 Mio. km Leitungen werden von 888 Verteilnetzbetreibern betrieben. [Büchner et al.](#)

In der bisherigen Energieversorgungsstruktur sind große Kraftwerke an die Übertragungsnetze angeschlossen. Die erzeugte Energie wird in die Verbrauchszentren geleitet, wo sie dann weiter verteilt werden kann. Im Zuge der Energiewende verlagert sich die Erzeugung von elektrischer Energie zunehmend in die unteren Spannungsebenen, wodurch die Energieflüsse verändert und zum Teil umgekehrt werden. Aus diesem Grund wird den Verteilnetzen in Deutschland eine zunehmende Aufmerksamkeit zuteil. Während die Übertragungs- und Hochspannungsnetze von den Betreibern genau überwacht werden, werden die Mittel- und Niederspannungsnetze weitestgehend ohne fest installierte Überwachungssysteme betrieben [dena \(2010\)](#). Eine ausreichend große Dimensionierung der weit verzweigten Netze stellte eine zufriedenstellend hohe Versorgungssicherheit sicher. Die Verteilnetze werden weiter nach der Region definiert, in der sie die Versorgung mit elektrischer Energie übernehmen. Dabei wird zwischen ländlichen, semi-urbanen und urbanen Netzen unterschieden [Büchner et al.](#).

Urbane Netze

Diese städtischen Netze sind für die Versorgung dicht besiedelter Gebiete mit hohen Lasten pro Netzanschlusspunkt ausgelegt. Sie zeichnen sich durch kurze Leitungslängen und große Querschnitte aus. Urbane Netze sind überwiegend als Ringnetze ausgelegt, bei denen eine Versorgung der angeschlossenen Verbraucher von zwei Seiten möglich ist. Aus Gründen der Betriebsführung werden die Ringe jedoch oft offen betrieben und die zweite Zuleitung wird nur im Fehlerfall geschlossen. Am Ende eines solchen offen betriebenen Rings kann es zu Spannungsabfällen bzw. -erhöhungen in Folge von hohen Lasten bzw. hoher Erzeugung in dem Gebiet kommen. Diese Spannungseinbrüche können ebenfalls durch das Schließen des Rings ausgeglichen werden. [Heuck et al. \(2007\)](#)

Ländliche Netze

Ländliche Netze sind für eine geringere Lastdichte ausgelegt, verfügen demnach über größere Leitungslängen und werden meist als so genannte Strahlennetze aufgebaut. Dabei werden Netzan-schlüsse mit Stichleitungen versorgt, die nur von einer Seite gespeist werden. Dies hat zur Folge, dass größere Verbraucher in diesen Netzsträngen Spannungseinbrüche bzw. größere Erzeuger Spannungserhöhungen verursachen können. Zudem kommt es bei Fehlern eher zu Versorgungsunterbrechungen, da die angeschlossenen Verbraucher nicht über weitere Zuleitungen versorgt werden können. [Heuck et al. \(2007\)](#)

Semi-urbane Netze

Vorstädtische Netzstrukturen enthalten Charakteristika von sowohl ländlichen als auch städtischen Netzen. Die Lasten pro Netzanschlusspunkt sind geringer als bei urbanen Netzen, die Dichte der Netzanschlüsse ist jedoch höher als bei ländlichen Netzstrukturen. Es kommen sowohl Ringnetze als auch Stichleitungen vor [Heuck et al. \(2007\)](#). Diese Netze eignen sich demnach für eine breite Analyse der zu erwartenden netzbedingten Restriktionen während des Betriebs eines [RVKWs](#).

4.6.2 Anschluss an das Mittelspannungsnetz

Alle Erzeugungsanlagen mit einer installierten Anlagenleistung von über 100 kW sind nach den [TAB](#) für die Mittelspannung dazu verpflichtet, die technischen Voraussetzungen für eine Wirkleistungsvorgabe durch den [Verteilnetzbetreiber \(VNB\)](#) zu erfüllen ([Westnetz GmbH, 2015](#)). Hierdurch wird ein Beitrag der Anlagen zum Netzsicherheitsmanagement erreicht und somit die Spannungshaltung bzw. Stabilisierung des Verteilnetzes gewährleistet.

Bei [PV](#)-Anlagen gilt dies unabhängig von der Leistung. Unterhalb von 30 kWp ist dies nicht nötig, wenn der Anlagenbetreiber nachweisen kann, dass die Reduzierung der Leistung nach § 9 Abs. 2 EEG erfüllt ist. Die Kommunikation erfolgt dabei über Funkrundsteuer-, Kleinfernwirk- oder Fernwirktechnik. Der [VNB](#) gibt im Begrenzungsfall Sollwerte von 100%, 60%, 30% oder 0% der vereinbarten Anschlusswirkleistung (P_{AV}) vor. Der Anlagenbetreiber muss die Steuersignale des [VNBs](#) eigenständig umsetzen. So erfolgt kein direkter Eingriff des [VNB](#) in die Kundenanlage. Vergütet wird der Anlagenbetreiber in Abhängigkeit von der Höhe der Abregelung. Nach dem Erhalt der Wirkleistungsvorgabe muss die Erzeugungsanlage diese mit einem Leistungsgradienten von mindestens 20% P_{AV}/min umsetzen. Erzeugungsanlagen müssen sich zudem mit einem Verschiebungsfaktor $\cos \varphi$ von $\pm 0,95$ an der Spannungshaltung beteiligen. Für Anlagen die außerhalb dieser Grenzwerte agieren können, werden in einem Vertrag zwischen Betreiber und [VNB](#) die Rahmenbedingungen festgehalten. Im Falle einer $\cos \varphi(P)$ -Kennlinien-Steuerung muss der er-

forderliche Blindleistungswert innerhalb von 10 Sekunden automatisch eingestellt werden. Weitere Spezifikationen bzgl. der zu erbringenden Systemdienstleistungen, sowie das jeweilige Inbetriebsetzungsdatum ab dem die Regelung gilt, sind in [Westnetz GmbH \(2015\)](#) zu finden.

4.6.3 Anschluss an das Niederspannungsnetz

Gemäß den [TAB](#) der Rheinischen NETZgesellschaft mbH sind die Verschiebungsfaktoren ab einer Leistungsabgabe von 20% der maximalen Scheinleistung der Erzeugungsanlagen (S_{Emax}) gegliedert. Unterhalb von $S_{Emax} = 3,68$ kVA existiert keine Vorgabe für den Betrieb der Anlagen. Zwischen 3,68 kVA und 13,8 kVA wird eine $\cos \varphi(P)$ -Kennlinie bis $\cos \varphi = 0,95$ vorgegeben. Darüber hinaus eine Kennlinie bis $\cos \varphi = 0,9$. Dabei steht S_{Emax} für die Summe aller Anlagen an einem Netzanschlusspunkt ([Rheinische NETZGesellschaft mbH, 2017](#)). Die entsprechende Kennlinie ist in [Abbildung 8](#) dargestellt.

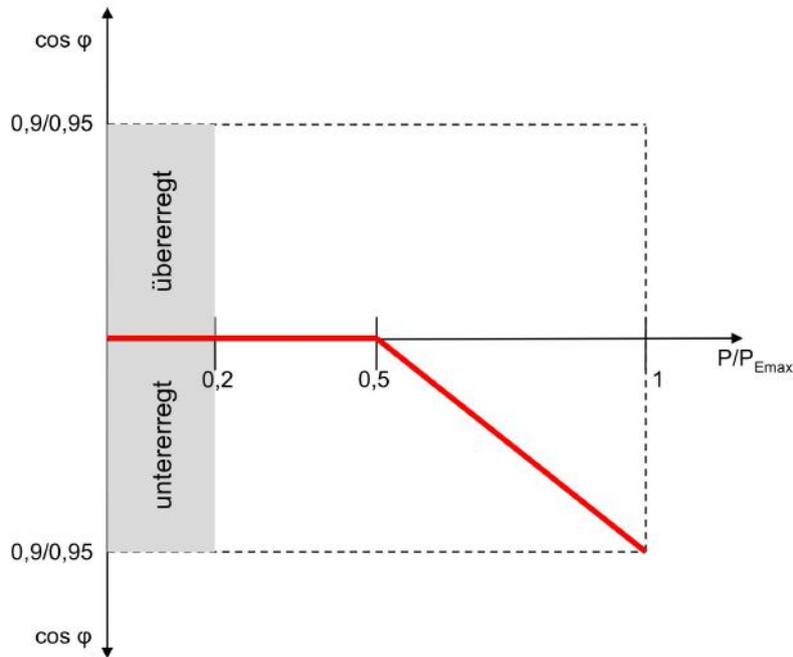


Abbildung 8: $\cos \varphi (P)$ -Kennlinie der Rheinischen NETZgesellschaft mbH

Quelle: [Rheinische NETZGesellschaft mbH \(2017\)](#)

4.7 Typische Anlagengrößen und zeitliche Aspekte des Betriebs von Komponenten auf Haushaltsebene

Die in dieser Studie untersuchten [RVKWs](#) zeichnen sich gegenüber heute bereits betriebenen [VKWs](#) insbesondere durch den Einbezug von Anlagen auf Haushaltsebene aus. Neue Herausforderungen für die [RVKW](#)-Betreiber entstehen durch die kleineren Leistungsgrößen der Anlagen sowie die Abhängigkeit des Anlagenbetriebs von deren primären Funktion für die Haushalte. Dieser Abschnitt bereitet diese Aspekte für die spätere Analyse auf.

4.7.1 PV-Dachanlagen

Typische kleine PV-Dachanlagen liegen in der Größenordnung 5-10 kW_p (Kairies et al., 2016). Die Einspeisung einer PV-Anlage hängt von der Sonneneinstrahlung ab und wird darüber hinaus i.d.R. nicht aktiv geregelt. Die Sonneneinstrahlung variiert sowohl im Tagesverlauf als auch saisonal. Im Tagesverlauf zeigt sich bzgl. der Stärke der Sonneneinstrahlung ein glockenförmiger Verlauf mit einem Peak um die Mittagszeit. Im Sommer verläuft diese Glockenkurve in etwa im Zeitraum 5-21h, im Winter im Zeitraum 8-18h, wobei die Leistung von in Deutschland installierten PV-Anlagen in Peak-Zeiten im Winter nur in etwa halb so hoch ist wie im Sommer (Hobert, 2017). Entsprechend sind die Volllaststunden von PV-Dachanlagen vergleichsweise gering. Die ÜNB schätzen diese mit knapp 900 Volllaststunden pro Jahr ab (FH ISE, 2019).

Wie in Abschnitt 4.2.2 dargestellt, sind nach § 9 EEG Betreiber von Anlagen <10kW_p verpflichtet, ihre Anlage mit technischen Einrichtungen auszustatten, mit denen der Netzbetreiber jederzeit die Einspeiseleistung der Anlage ferngesteuert reduzieren kann. Alternativ besteht die Möglichkeit, am Verknüpfungspunkt der Anlage mit dem Netz die maximale Wirkleistungseinspeisung auf 70% der installierten Leistung zu begrenzen.

4.7.2 Heimspeicher (Li-Ionen-Batterien)

Heimspeicher dienen (heute) primär dazu, den Eigenverbrauchsanteil an PV-Strom zu erhöhen, und können den von der PV-Anlage bereitgestellten Strom aufnehmen, sobald dieser den direkten Verbrauch des Haushalts zum entsprechenden Zeitpunkt übersteigt („Überschuss-Strom“).

Entsprechend sind die Speicher in ihrer Leistung und Kapazität an den typischen Größen von PV-Dachanlagen ausgerichtet. Laut Kairies et al. (2016) weist die Mehrzahl der in Deutschland angeschlossenen Speichersysteme eine Nennleistung <4,7 kW_p auf. Die nutzbare Kapazität der Speichersysteme liegt weit überwiegend im Bereich von 4-11 kWh (Figgenger et al., 2018), wobei der mittlere Wert in den Jahren 2016-2018 bei ca. 8 kWh lag (Figgenger et al., 2020). Ein höherer Speicherbedarf zur Einspeicherung von Überschussstrom für den Eigenbedarf ist in den meisten Privathaushalten nicht gegeben. Jedoch ist auch im Marktsegment von Speichern mit einer Kapazität größer 11 kWh in den letzten Jahren ein Zuwachs zu beobachten (Figgenger et al., 2018), was Figgenger et al. (2020) hauptsächlich auf die zunehmende Verbreitung von E-KFZ zurückzuführen ist.

Der Markt verzeichnet seit 2013 einen stetigen Trend zu Lithium-Ionen-Batterien. In 2017 und 2018 wurden nahezu 100% der neu installierten Speichersysteme mit diesem Batterietyp ausgestattet (Figgenger et al., 2018, 2020). Daher wird die Betrachtung hier auf diese Batterietechnologie beschränkt.

Um den Speicher wirtschaftlich zu betreiben, sollte dieser möglichst täglich be- und entladen

werden (Kairies et al., 2016). Entsprechend wird der Speicher im Tagesverlauf (tendenziell) geladen, um nach Sonnenuntergang Strom bereitstellen zu können. Für Heimspeicher existieren verschiedene gängige Fahrweisen. Sterner et al. (2015) unterscheidet direktes Laden, verzögertes Laden, Peak-Shaving und prognosebasiertes Laden. Diese unterscheiden sich sowohl in der Priorisierung von Eigenverbrauch vs. Netzverträglichkeit bzw. Netzdienlichkeit als auch in der für sie nötigen „Intelligenz“ des Energiemanagementsystems. Kairies et al. (2016) beobachten in der Praxis deutlich unterschiedliche Ladestrategien.

4.7.3 Elektrofahrzeuge (PKW)

Richter und Steiner geben an, dass längere Parkdauern nur zu Hause und am Arbeitsplatz zu verzeichnen sind, und an diesen Orten demnach am ehesten mit dem Aufbau einer Ladeinfrastruktur für E-KFZ zu rechnen ist. Der Fokus des hier betrachteten RVKW liegt auf dem Einbezug von Technologien auf Haushaltsebene. Die Betrachtung von E-KFZ-Ladestationen beschränkt sich daher hier auf Ladestationen, die typischerweise in Ein- bis Mehrfamilienhäusern zum Einsatz kommen. Diese werden für Leistungsaufnahmen im Bereich von 3,7-22 kW_{el} ausgelegt und mit Wechselstrom (AC) betrieben (Energieagentur.NRW, 2019b). Die E-KFZ haben dabei je nach Typ und Hersteller beim Normalladen eine Ladeleistung im Bereich von 3,7 kW_{el} (z.B. e.Go Life) bis zu 22 kW_{el} (z.B. Audi e-tron). Die Batteriekapazität der (recherchierten) Fahrzeuge variiert im Bereich 14,5 kWh (e.Go Life) bis 100 kWh (Tesla). Batteriekapazitäten und Ladeleistungen resultieren in Ladezeiten für eine vollständige Ladung der Batterie von 3,8h bis 12,9 Stunden (Energieagentur.NRW, 2019a).

Richter und Steiner entwickeln basierend auf dem Wochenverlauf des Standverhaltens von PKW mit einer Tagesfahrleistung von unter 100 km drei Szenarien zum Anteil Vehicle-2-Grid-fähiger Elektrofahrzeuge (V2G-Fahrzeuge) im Wochenverlauf. Die Szenarien unterscheiden sich leicht in der quantitativen Ausprägung. Das Muster der potenziellen V2G-Fahrzeuge ist dabei jedoch deutlich geprägt vom Standverhalten der PKW und weist vereinfacht folgende Merkmale auf: während der Nacht (ca. 0:00-5:00 Uhr) ist ein sehr hoher Anteil von nahezu 100% der E-KFZ am Netz angeschlossen. Im Verlauf des Vormittags sinkt dieser Anteil bis ca. 9:00 Uhr auf ca. 70%, gefolgt von einer leichten Spitze am Nachmittag (bis zu ca. 80%), erneutem Absinken auf ca. 60% um 18:00 Uhr und anschließendem Anstieg auf knapp 100% im Verlauf des Abends. An den Wochenendtagen verläuft der morgendliche Abfall langsamer (bis ca. 12:00 Uhr) und ist insbesondere am Sonntag deutlich geringer ausgeprägt. Die Nachmittagsspitze entfällt.

Für das Ladeverhalten in Wohngebieten ist insbesondere die letztmalige Rückkehr nach Hause von Relevanz. Doum (2015) betrachtet die letztmalige Rückkehr nach Hause an Werktagen. Zu verzeichnen ist ein leichte Spitze um die Mittagszeit, ein grob glockenförmiger Verlauf zwischen 15:00 Uhr und 21:00 Uhr sowie eine weitere Spitze um ca. 22:00 Uhr.

4.7.4 Mikro-KWK

Eine **KWK**-Anlage erzeugt gleichzeitig Strom und Wärme. **KWK**-Anlagen gibt es in sehr unterschiedlichen Leistungsklassen. **KWK**-Anlagen werden bereits im Rahmen von **VKW** betrieben (siehe Abschnitt 5.3). Relativ neu am Markt sind **KWK**-Anlagen mit einer auf Haushaltsebene üblichen Leistung, die als **Mikro-KWK** bezeichnet werden. Diese **Mikro-KWK** stellen ein potenziell zukünftig über **RVKWs** zu hebendes Flexibilitätpotenzial dar.

Aus wirtschaftlicher Sicht sollte der Betrieb einer **KWK**-Anlage am Wärme- und Strombedarf des durch die Anlage versorgten Objekts orientiert sein (VDI, 2013). Ebenfalls aus wirtschaftlichen Gründen werden **KWK**-Anlagen im Allgemeinen für möglichst lange Laufzeiten unter Volllast konzipiert. Ein häufiges Ein- und Ausschalten der Anlage sollte vermieden werden, um Verschleiß vorzubeugen. Da die aus **Mikro-KWK** erzeugte Wärme i.d.R. nicht in ein Wärmenetz eingespeist und auch nicht oder nur in begrenztem Umfang (z. B. in einem Wärmespeicher) zwischengespeichert werden kann, werden die meisten **KWK**-Anlagen wärmegeführt⁷ betrieben und die Anlagengröße am Wärmebedarf des zu versorgenden Objekts ausgerichtet (ASUE, 2015). Der Wärmebedarf in Haushalten variiert saisonal stark – während in den Wintermonaten Raumwärme bereitgestellt werden muss, wird im Sommer i.d.R. nur Warmwasser benötigt. Um eine hohe Auslastung der **KWK**-Anlage zu gewährleisten, deckt die Anlage typischerweise nur einen Teil (z.B. 20%) des maximalen Wärmebedarfs des Objekts ab. Bei einer solchen Auslegung können (als grober Richtwert) in etwa 5000 Volllaststunden realisiert werden (ASUE, 2015).

Basierend auf diesen Abwägungen kommen in Ein- und Zweifamilienhäusern typischerweise **Mikro-KWK**-Geräte mit 1 kW bis 2 kW elektrischer und 3 kW bis 10 kW thermischer Leistung zum Einsatz (VDI, 2013). In Mehrfamilienhäusern reicht die Bandbreite der Leistung von 3-15 kW_{el} und 10-30 kW_{th} (VDI, 2013).

In der kalten Jahreszeit läuft eine (wärmegeführte) **KWK**-Anlage i.d.R. unter Volllast. Die bei Drosselung oder Abschaltung nicht bereitgestellte Wärme muss durch eine (i.d.R. ohnehin vorhandene) komplementäre Kesselanlage kompensiert werden, was i.d.R. (ceterus paribus) unwirtschaftlich ist. Insbesondere in den Sommermonaten, wenn der Raumwärmebedarf gering ist, kann die **KWK**-Erzeugung über Wärmespeicher vom Wärmebedarf entkoppelt werden, was eine stärker stromgeführte Betriebsweise erlaubt.

Verbrennungsmotoren

Für das gesamte oben beschriebene Leistungsspektrum von **Mikro-KWK** haben sich modifizierte Otto- und Dieselmotoren bewährt. Als Energieträger dienen meist Erdgas, Flüssiggas, Bio-Erdgas

⁷Eine stromgeführte bzw. kombiniert optimierte Fahrweise ist jedoch prinzipiell möglich.

oder Heizöl (VDI, 2013).

Brennstoffzellen

Mikro-KWK auf der Basis von Brennstoffzellentechnologie sind noch relativ neu am Markt. Sie werden mit thermischen Leistungen im Bereich bis ca. 6 kW_{th} (bis ca. 5 kW_{el} mit typischen Leistungsgrößen um 0,7 kW_{el}) angeboten (ASUE, 2016a) und eignen sich daher primär für Ein- und Zweifamilienhäuser (ASUE, 2016b). Sie weisen eine hohe Konstanz des Wirkungsgrads in weiten Teilen des Teillastbereichs auf (ASUE, 2018).

4.7.5 Wärmepumpen

Betrachtet werden hier nur elektrische Wärmepumpen. Der weit überwiegende Teil von Wärmepumpen ist in Einfamilienhäusern installiert (88% Stand 2010 laut Platt et al., 2010). Elektrische Wärmepumpen für Einfamilienhäuser haben eine maximale Aufnahme elektrischer Leistung von (i.d.R.) weniger als 10 kW_{el} (Fischer et al., 2017). Eine Darstellung der Ergebnisse eines Feldtests in Fischer et al. (2017) zeigt (bis auf einen Ausreißer) eine maximale Leistungsaufnahme von ca. 2,5-6 kW_{el}, wobei diese maximale Leistung nur in wenigen Stunden des Jahres aufgenommen wird. In den meisten Betriebsstunden liegt die Leistungsaufnahme etwa im Bereich 1,5-3 kW_{el} und in ungefähr der Hälfte der Jahresstunden nimmt die Wärmepumpe keine Leistung auf (Fischer et al., 2017).

Die primäre Aufgabe von Wärmepumpen ist die Bereitstellung von Wärme für Heizzwecke und zur Warmwassererzeugung. Demnach ist der Wärmebedarf des Haushalts eine zentrale Steuerungsgröße für den Betrieb einer Wärmepumpe. Daraus ergeben sich starke saisonale Unterschiede im Betrieb von Wärmepumpen (s.u.). Die meisten Wärmepumpen (81% Neubau und 91% Bestand laut Platt et al., 2010) sind mit einem thermischen Speicher ausgestattet. Dies und die thermische Trägheit der Gebäude sowie teilweise der Heizsysteme (z.B. Fußbodenheizung), erlauben eine gewisse Entkopplung des Wärmepumpenbetriebs von der Wärmenachfrage des Haushalts.

Die meisten Wärmepumpen werden unter Nutzung eines günstigen Heizstromtarifs betrieben und ihr Betrieb kann bereits heute bis zu dreimal täglich für je bis zu 2 Stunden durch den Netzbetreiber unterbrochen werden. Ein (zu) häufiges Starten sollte jedoch vermieden werden, da für den Start von Wärmepumpen viel Strom benötigt wird (Energieagentur.NRW, 2018) und zudem die Lebensdauer der Wärmepumpe verkürzt werden könnte (Fischer und Madani, 2017). Energieagentur.NRW (2018) gibt an, dass die Laufzeit im Durchschnitt mind. 30 min betragen sollte. LaNEG (2017) gibt an, dass Wärmepumpen MRL-fähig (negative Regelleistung) sind, und entsprechend

ihre Leistung in <15 min vollständig erbringen können. Seit einigen Jahren gibt es neben den On-/Off-Wärmepumpen auch solche, die durch Regelung des Verdichters ihre Heizleistung – und damit auch den Strombedarf – an den tatsächlichen Wärmebedarf anpassen können ([Energieagentur.NRW, 2016](#)).

Die Außentemperatur ist zentraler Einfluss darauf, wie viele Wärmepumpen eines größeren Pools durchschnittlich gleichzeitig arbeiten. [Fischer et al. \(2017\)](#) geben an, dass ab ca. 10-15°C Außentemperatur nur ein geringer Teil der Wärmepumpen (<10%) gleichzeitig arbeitet, wohingegen bei Temperaturen unter ca. -5°C zu einem bestimmten Zeitpunkt die meisten (>80%) Wärmepumpen aktiv sind (dazwischen findet in etwa ein linearer Übergang statt), in Wintermonaten nachts sind es sogar mehr als 95%. Aufs Jahr gesehen wird ersichtlich, dass insbesondere in den kältesten Monaten eine hohe Auslastung besteht, in den Sommermonaten eine sehr geringe, und in den Übergangszeiten die höchste Aktivität in den Morgen- und Abendstunden zu verzeichnen ist.

4.8 Akzeptanz von Steuereingriffen

Für die mögliche Fahrweise von Komponenten im Rahmen eines [RVKW](#) ist neben den technischen Eigenschaften und der prinzipiellen Verfügbarkeit für Steuereingriffe im Rahmen des typischen Betriebs auch die Akzeptanz der Nutzer gegenüber Steuereingriffen von Bedeutung. Eine Akzeptanz für Steuereingriffe wird hier vorausgesetzt, insofern keine Einschränkung der Komponenten bzgl. ihrer primären Funktion erfolgt, d. h. der Nutzer nichts vom Steuereingriff mitbekommt und auch sonst für den Nutzer keine Nachteile entstehen. Ein Beispiel wäre eine kurzfristige Unterbrechung des Betriebs einer Wärmepumpe, durch die die Wärmeversorgung des Haushalts nicht eingeschränkt wird und durch die dem Nutzer keine Kosten entstehen.

Insofern ein Steuerungseingriff durch den [RVKW](#)-Betreiber finanzielle Auswirkungen oder eine Auswirkung auf die primäre Funktion der Technologie (z.B. Bereitstellung von Wärme oder Mobilität) und damit auf den Nutzer hat, ist die Akzeptanz der Nutzer hinsichtlich der Auswirkungen des Steuereingriffs zu bedenken und ggf. anzureizen. [Lackes et al. \(2018\)](#) identifizieren erwartete positive ökologische Auswirkungen (z. B. Energieeinsparung), finanziellen Nutzen sowie erhöhten Komfort als wesentliche Gründe für die Akzeptanz von Steuereingriffen (bzgl. Laststeuerung und Lastverschiebung von Haushaltsgeräten).

Während einige Studien die ökonomische Rationalität des Strombezugs von Haushalten sowie die Effektivität von finanziellen Anreizen diskutieren, bspw. (z.B. [O'Connell et al., 2014](#); [Gyamfi et al., 2013](#)), gibt es unserer Recherche nach nur sehr wenige Studien, die die Akzeptanz von Haushalten bzgl. Steuereingriffen seitens eines [VKW](#) beleuchten, d. h. die herausarbeiten, welches Maß an Auswirkungen auf den Nutzer von diesem noch als akzeptabel angesehen wird.

Michaels und Parag (2016) untersuchen die Akzeptanz verschiedener Lastmanagement-Ansätze innerhalb der israelischen Bevölkerung durch eine Umfrage. Die Ergebnisse zeigen eine Präferenz für Eigenkontrolle und Selbststeuerung basierend auf bereitgestellter Information gegenüber einem direkten Zugriff auf die Geräte durch eine Drittpartei. Zudem ist zu beobachten, dass die Bereitschaft für eine Flexibilisierung sich zwischen den betrachteten Gerätegruppen (Waschmaschine, Spülmaschine, Kühlschrank/Kühltruhe sowie Klimaanlage) unterscheidet.

Kubli et al. (2018) untersuchen in ihrer Studie die Bereitschaft zur Flexibilität von Prosumenten in den drei Technologiebereichen PV-Speicher, E-KFZ und Wärmepumpen. Die Prosumenten konnten in den drei Technologiebereichen zwischen verschiedenen Tarifen („No Flex“, „Flex Light“, „Flex Medium“ und „Super Flex“) wählen, die sich in der garantierten (Mindest-)Bereitstellung der betroffenen Nutzung unterscheiden: Eigenverbrauch von PV-Strom, Mindestladestand und maximale Anzahl von täglichen Ladezyklen bei E-KFZ, sowie Mindestraumtemperatur und verfügbare Menge von Warmwasser (ausgedrückt als Dauer einer heißen Dusche) im Bereich der Wärmepumpen. Die Teilnehmer des Technologiebereichs E-KFZ hatten die Möglichkeit, anhand der Tarife die Höhe des garantierten Ladestands sowie der maximalen Anzahl an Entladezyklen zwischen 40% / unbegrenzt, 60% / drei, 80% / ein und „kein Zugriff auf die Batterie“ zu wählen. Die Auswertung zeigte, dass die Bereitschaft zur Flexibilität der Teilnehmer im Bereich E-KFZ ab der Grenze von 60 % des garantierten Ladestatus der Batterie deutlich abnimmt. Die abnehmende Bereitschaft kann auf den Wunsch nach kurzfristiger Verfügbarkeit und einer dementsprechend vorhandenen Reichweite des E-KFZ zurückzuführen sein. Bzgl. der Flexibilisierung von PV-Speichern bestand die Auswahl aus Tarifen mit einem Grad des Eigenverbrauchs von 30 %, 45 %, 60 % und 75 % und einem unterschiedlichen Ausmaß an übermittelten Daten an der Energieversorger, wie bspw. dem aktuellen Ladestand der Batterie oder dem Verbrauch. Die Auswertung ergab, dass durchweg eine Bereitschaft zur Steuerung der Batterie vorhanden war und andere Aspekte des zur Wahl gestellten Stromtarifs (Kosten, Strommix) deutlich wichtiger wahrgenommen wurden als die zur Verfügung gestellte Flexibilität. Im Bereich der Wärmepumpen kommt die Studie zu dem Schluss, dass die Nutzer auf eine (mögliche) Absenkung des Komfort-Niveaus sehr empfindlich reagieren. Die Wahlmöglichkeiten bestanden hier in einer garantierten Raumtemperatur von 16°C, 18°C, 20°C und 22°C sowie einer garantierten Mindestwarmwassermenge entsprechend eine heißen Dusche im Umfang von 5 Minuten, 10 Minuten, 15 Minuten und unbegrenzt.

Im Teilprojekt „Haushalte“ des Projekts Virtuelles Institut Smart Energy (VISE) nahmen 250 Teilnehmer*innen einer Online-Umfrage an einem Discrete-Choice-Experiment teil, durch das ihre Bereitschaft untersucht wurde, einen systemdienlichen Betrieb von Heimspeichern durch Dritte zu erlauben (Shamon, 2020). Im Rahmen des Discrete-Choice-Experiments wurden hypothetische Situationsbeschreibungen präsentiert, die in ihrer detaillierten Ausgestaltung zufällig im Rahmen

eines experimentellen Designs zwischen den Teilnehmern variiert wurden. Dieses Vorgehen ermöglichte die Analyse der Relevanz verschiedener Einflussfaktoren. In einer ersten Situationsbeschreibung wurden die Studienteilnehmer*innen befragt, ob sie den in ihrem Heimspeicher gespeicherten Strom zu einem bestimmten Preis an ein Energieversorgungsunternehmen verkaufen würden. Als einziger statistisch signifikanter Einflussfaktor zeigte sich der Preis. Die Wahrscheinlichkeit für einen Verkauf stieg um 27% wenn der Strom mit 0,30 € anstelle von 0,15 € pro Kilowattstunde vergütet wurde. Bei noch höheren Preisen ergab sich keine weitere Steigerung. Es ist jedoch auch zu beobachten, dass ein signifikanter Teil der Befragten (ca. 40%) ihren Strom bereits für 0,15 € pro kWh verkaufen würden, obwohl eine ggf. nötige Kompensation dieses Stroms durch einen (späteren) Strombezug aus dem Netz bei den heute üblichen Strompreisen für Haushaltskunden einen wirtschaftlichen Verlust mit sich brächte.⁸ Zudem ist zu beobachten, dass ein signifikanter Anteil der Befragten (ca. 25%) ihren Strom selbst für den sehr hohen Preis von 0,50 € pro kWh nicht verkaufen würde. In einer zweiten Situationsbeschreibung wurden die Studienteilnehmer*innen befragt, ob sie einem [Energieversorgungsunternehmen \(EVU\)](#) eine gewisse Speicherkapazität (50% oder 100%) für einen gewissen Zeitraum gegen eine gewisse Vergütung zur Verfügung stellen würden. Wieder wurden die spezifischen Details (Anteil an Speicherkapazität, Dauer, Vergütung) zufällig variiert. Als statistisch signifikante Einflussfaktoren zeigten sich in diesem Fall die Vergütung sowie der Anteil des Batteriespeichers, der vom Haushalt (nicht) genutzt werden kann. Die Wahrscheinlichkeit dafür, die Kapazität zur Verfügung zu stellen, stieg um 23% innerhalb der betrachteten Bandbreite der Vergütungen (0,10 € pro kWh bis 0,30 € pro kWh). Auch hier zeigte sich jedoch, dass ein großer Teil der Befragten laut Experiment den Zugriff auf den Speicher für alle angenommenen Vergütungen zur Verfügung stellen (ca. 30%) bzw. dies für keine der angenommenen Vergütungen tun würde (ca. 35%).

In Summe zeigt sich ein großer Forschungsbedarf hinsichtlich der Akzeptanz von Steuereingriffen auf Komponenten in Haushalten. Aus den diskutierten Studien lässt sich jedoch bereits ableiten, dass die Akzeptanz gegenüber Steuereingriffen differenziert betrachtet werden muss. Weder ist der Betrieb der Komponenten durch die Haushalte als strikt gegeben anzunehmen noch kann unterstellt werden, dass das [RVKW](#) seine Komponenten in vollem Umfang des technisch Möglichen rein nach dem Bedarf des Stromsystems steuern kann. Eine Differenzierung ist einerseits hinsichtlich der Technologien erforderlich. Andererseits ist anzunehmen, dass verschiedene Bevölkerungsgruppen unterschiedliche Bereitschaft für Steuerungseingriffe zeigen dürften.

⁸Die Motive für die Entscheidung wurden in der Umfrage nicht erhoben, und die Tageszeit, zu der der Stromverkauf stattfinden soll, wurde nicht als Teil der Situationsbeschreibung angegeben. Unter bestimmten Umständen – wie z.B. einem zur Mittagszeit bereits voll geladenen Speicher an einem Tag mit hoher Sonneneinstrahlung – erscheint ein Verkauf von gespeichertem Strom zu einem günstigen Preis auch unter Wirtschaftlichkeitserwägungen sinnvoll, da der Speicher im weiteren Tagesverlauf erneut geladen werden kann. Der Ladestand hatte im Experiment jedoch keinen statistisch signifikanten Einfluss auf das Ergebnis.

Bzgl. der Akzeptanz eines Zugriffs von Dritten auf Heimspeicher, Wärmebereitstellungstechnologien und E-KFZ, die weitere Untersuchung von besonderem Interesse ist, lassen sich aus der oben diskutierten Literatur aufgrund der geringen Studienanzahl nur sehr vorsichtig vorläufige Schlussfolgerungen ableiten, die für das weitere Vorgehen genutzt werden können:

- Heimspeicher: Ein Teil der Heimspeicher (ca. ein Drittel) lässt sich bereits durch eine geringe Vergütung der Besitzer für Zugriffe durch ein [RVKW](#) erschliessen. Ein weiterer Teil (ca. 40% lässt sich erschliessen, insofern die Besitzer durch einen Zugriff seitens des [RVKW](#) wirtschaftlich nicht schlechter gestellt werden. Ein weiterer Anteil (ca. ein Viertel) lässt sich über finanzielle Anreize nicht erschliessen.
- Ein Zugriff auf Wärmebereitstellungstechnologien (Wärmepumpe, Mikro-KWK) seitens eines [RVKW](#) ist möglich, insofern für die Haushalte keine Komforteinbußen bei der Wärmebereitstellung spürbar sind.
- Ein Zugriff auf die Batterien von E-KFZ ist zu großen Teilen möglich, falls jederzeit ein Mindestladestand (ca. 60%) garantiert wird.

5 Geschäftsmodelle für regionale virtuelle Kraftwerke

Zentraler Bestandteil dieses Projektes ist die Identifikation und Analyse neuer Geschäftsmodelle für Aggregatoren im Verteilnetz der Zukunft. In den nachfolgenden Kapiteln soll dazu zunächst in Kapitel 5.1 ein gemeinsames Verständnis für den Begriff des Geschäftsmodells geschaffen werden. Die dabei entwickelte Geschäftsmodellsystematik wird dann in Kapitel 5.2 auf das Konzept des Regionalen Virtuellen Kraftwerks angewendet, bevor in Kapitel 5.3 bereits bestehende Geschäftsmodelle analysiert werden.

5.1 Geschäftsmodell – Definition und Analyseansatz

Für den Begriff des Geschäftsmodells (engl. *business model*) findet sich weder in der deutsch- noch in der englischsprachigen Literatur eine einheitliche Definition. Zott et al. (2011) führen eine umfassende Literaturrecherche durch und sichten 1253 englischsprachige Artikel mit Bezug zu Geschäftsmodellen. Sie unterziehen 153 dieser Artikel einer tiefergehenden Analyse und identifizieren dabei vier „bedeutende Themen“, die mit dem Begriff Geschäftsmodell verknüpft sind. Dazu gehören (1) die Auffassung, dass das Geschäftsmodell eine neue Analyseeinheit bildet, (2) eine systemische Perspektive darauf, wie Geschäfte getätigt werden, (3) die Berücksichtigung von Aktivitäten, die Unternehmensgrenzen überspannen, (4) sowie der Fokus auf Wertschöpfung.

In diesem Abschnitt wird zunächst eine für das Projekt zweckmäßige Definition des Geschäftsmodells festgelegt. Anschließend wird, ausgehend von dieser Definition, der Ansatz zur Analyse bestehender und möglicher zukünftiger Geschäftsmodelle für (Regionale) Virtuelle Kraftwerke vorgestellt.

Stähler (2002) entwirft eine deutschsprachige Definition für eine Analyse in der digitalen Ökonomie. Er definiert ein Geschäftsmodell als „ein Geschäftskonzept, das in der Praxis schon angewandt wird“. Dieses Geschäftskonzept umfasst gemäß der Definition drei Aspekte. Es enthält (1) eine Beschreibung, welchen Nutzen Kunden oder andere Partner des Unternehmens aus der Verbindung mit diesem Unternehmen ziehen können, im Englischen als *value proposition* bezeichnet, (2) eine Beschreibung der verschiedenen Stufen der Wertschöpfung und der verschiedenen wirtschaftlichen Agenten und ihrer Rollen in der Wertschöpfung, die sog. Architektur der Wertschöpfung, sowie (3) das Ertragsmodell, welches beschreibt, aus welchen Quellen das Unternehmen Einnahmen generiert.

Schallmo (2013) diskutiert eine Reihe von Definitionen aus der Literatur und legt eine eigene Definition fest, die verschiedene Geschäftsmodell-Elemente integriert:

„Ein Geschäftsmodell ist die Grundlogik eines Unternehmens, die beschreibt, welcher

Nutzen auf welche Weise für Kunden und Partner gestiftet wird. Ein Geschäftsmodell beantwortet die Frage, wie der gestiftete Nutzen in Form von Umsätzen an das Unternehmen zurückfließt. Der gestiftete Nutzen ermöglicht eine Differenzierung gegenüber Wettbewerbern, die Festigung von Kundenbeziehungen und die Erzielung eines Wettbewerbsvorteils. Ein Geschäftsmodell beinhaltet folgende Dimensionen und Elemente:

- Die *Kundendimension* beinhaltet die Kundensegmente, die Kundenkanäle und die Kundenbeziehungen.
- Die *Nutzendimension* beinhaltet die Leistungen und den Nutzen.
- Die *Wertschöpfungsdimension* beinhaltet die Prozesse, die Fähigkeiten und die Ressourcen.
- Die *Partnerdimension* beinhaltet die Partner, die Partnerkanäle und die Partnerbeziehungen.
- Die *Finanzdimension* beinhaltet die Umsätze und die Kosten.“

(Schallmo, 2013, S. 16)

Wir verzichten an dieser Stelle darauf, der bereits großen Anzahl an Definitionen eine weitere hinzuzufügen. Stattdessen sollen die Definitionen von Stähler und Schallmo die Grundlage der hier folgenden Analysen von Geschäftsmodellen bilden. Hierzu werden die oben genannten Dimensionen zu vier Kategorien zusammengefasst:

- a. Akteure (beinhaltet die Kunden- und die Partnerdimension)
- b. Leistungen und Nutzen
- c. Wertschöpfung
- d. Kosten und Umsätze

In Schallmo (2013) werden den Geschäftsdimensionen Leitfragen zugeordnet, die dabei helfen, bestehende Geschäftsmodelle zu beschreiben bzw. neue zu entwickeln. Einige dieser Leitfragen werden im Rahmen dieser Analyse übernommen.

a. Akteure

Diese Kategorie fasst die Kunden- und die Partnerdimension aus der Definition nach Schallmo zusammen. Zu den Kunden und Partnern eines VKWs gehören in der Regel Unternehmen aus dem energiewirtschaftlichen Bereich, aber auch Privathaushalte, Betreiber energietechnischer Anlagen, die in das VKW eingebunden werden können sowie Industriebetriebe. In den meisten Fällen

ist es möglich, klar zwischen Kunden und Partnern zu unterscheiden. Kunden erhalten Produkte oder Leistungen des **VKW**s und leisten dafür Zahlungen an den **VKW**-Betreiber. Partner sind in die Wertschöpfungskette des **VKW**s integriert und stellen Ressourcen und Fähigkeiten für das **VKW** bereit. Es existieren jedoch auch Geschäftsmodelle, in denen eine klare Unterscheidung nicht möglich ist. Beispielsweise können Privathaushalte und Industriebetriebe dem **VKW**-Betreiber als Partner Produkte und Dienstleistungen zur Verfügung stellen und gleichzeitig als Kunde elektrischen Strom über diesen beziehen. In dieser Analysekategorie werden Akteure im Rahmen des Geschäftsmodells identifiziert. Die folgenden Leitfragen unterstützen die Analyse:

- Welche Kundensegmente werden bedient?
- Welche Kundenbedürfnisse liegen vor?
- Welche Partner sind notwendig?
- Welche Ressourcen und Fähigkeiten werden von den Partnern bereitgestellt?
- Wie sind die Partner in die Wertschöpfungskette integriert?

b. Leistungen und Nutzen

Diese Kategorie bildet die Nutzendimension nach **Schallmo (2013)** bzw. die *value proposition* nach **Stähler (2002)** ab. Dabei geht es zum einen um die Bedürfnisse der Kunden, zum anderen um den Nutzen, den das **VKW** stiftet. In diesem Zusammenhang spielen auch die Produkte und Dienstleistungen, die hierfür bereitgestellt werden, eine Rolle. Die folgenden Leitfragen helfen bei der Analyse:

- Welche aktuellen und zukünftigen Bedürfnisse hat ein spezifisches Kundensegment?
- Welcher Nutzen wird in einem Kundensegment gestiftet?
- Welche Produkte und Dienstleistungen sind erforderlich, um diesen Nutzen zu stiften?
- Welcher Nutzen wird für die beteiligten Partner gestiftet?

c. Wertschöpfung

Diese Kategorie greift die Wertschöpfungsdimension aus **Schallmo (2013)** auf, die in **Stähler (2002)** als Architektur der Wertschöpfung bezeichnet wird. Dabei geht es um die Gestaltung der Wertschöpfungskette und die Ressourcen, Fähigkeiten und Prozesse, die Bestandteil der Wertschöpfungskette sind.

- Welche Ressourcen und Fähigkeiten sind für die Stiftung des Nutzens notwendig?

- Wie werden die Ressourcen von Partnern in das Geschäftsmodell integriert?
- Welche Prozesse sind für die Stiftung des Nutzens notwendig?
- Welche Prozesse werden von Partnern ausgeführt?

d. Kosten und Umsätze

Diese Kategorie vereint die Finanzdimension aus [Schallmo \(2013\)](#) und das Ertragsmodell aus [Stähler \(2002\)](#). In dieser Analysekategorie werden die Erlöse, die das [VKW](#) erzielt, und die Kosten erfasst, die für die Bereitstellung der Produkte und Dienstleistungen entstehen. Für die Analyse sind folgende Leitfragen relevant:

- Welche Märkte werden bedient?
- Für welchen Nutzen sind die Kunden bereit zu zahlen und wie viel sind sie bereit zu zahlen?
- Für welche Leistungen können Umsätze generiert werden?
- Welche Kosten entstehen während des Betriebs des Geschäftsmodells?
- Durch welche Faktoren wird die Kostenstruktur beeinflusst?

Die hier beschriebene Kategorisierung bildet die Grundlage für die Analyse der bestehenden sowie der zukünftigen ‚innovativen‘ Geschäftsmodelle. Anhand der Analyse wird erkennbar, wie die Wertschöpfung im Geschäftsmodell strukturiert ist, welche Akteure mit dem Geschäftsmodell assoziiert sind, wie Leistungen und Produkte des [VKWs](#) den Bedarf der Kunden decken und dadurch Nutzen generieren und welche Umsätze und Kosten dabei entstehen. Letztendlich ermöglicht diese Analyse eine Einschätzung, welche Geschäftsmodelle unter den gegenwärtigen Rahmenbedingungen, aber auch in einem sich ändernden Energiesystem, nachhaltig erfolgreich sein können. Der Fokus der Analysen liegt auf dem Konzept des Regionalen Virtuellen Kraftwerks, welches in [Abschnitt 2.3.1](#) definiert wird.

5.2 Analyse der Geschäftsmodelle Regionaler Virtueller Kraftwerke

Im Rahmen der Analyse wird die oben dargestellte Geschäftsmodellsystematik auf das Konzept des Regionalen Virtuellen Kraftwerks angewendet. Dies ermöglicht die Identifizierung der relevanten Akteure und ihrer Beziehungen zueinander, der Leistungen, die vom [RVKW](#) bereitgestellt werden, und des Nutzens, der dadurch generiert wird. Im nächsten Schritt wird die Wertschöpfung durch das [RVKW](#) analysiert und die Grundlage für die Entwicklung von Konzepten zur Einbindung der Komponenten geschaffen.

5.2.1 Akteure

Je nach Ausgestaltung des Geschäftsmodells spielen unterschiedliche Akteure eine Rolle im Konzept des Regionalen Virtuellen Kraftwerks. Diese Akteure haben unterschiedliche Interessen, Bedürfnisse und Ziele. Sie können beispielsweise als Aggregatoren ein zentraler Teil des **RVKWs** sein, sie können aber auch als Kunden oder Partner in Erscheinung treten. Der Hauptfokus liegt in dieser Arbeit auf der Einbindung von Haushalten, die über technische Einheiten verfügen, die als Komponenten eines **RVKWs** nutzbar sind. Zu diesen Einheiten gehören Erzeugungsanlagen, Speichersysteme und regelbare Lasten. Erzeugungsanlagen auf Haushaltsebene sind in erster Linie Photovoltaikanlagen, aber auch Mikro-**BHKWs** können eine Rolle spielen. Einige Haushalte verfügen über Batteriespeicher, die momentan hauptsächlich eingesetzt werden, um den Eigenverbrauch von in Photovoltaikanlagen erzeugtem Strom zu erhöhen. Zu den flexiblen Lasten gehören Wärmepumpen in Verbindung mit thermischen Speichern und E-Fahrzeuge.

Die Grenzen zwischen den Akteuren bzw. den Rollen, die sie im Kontext des **RVKWs** übernehmen, sind unscharf. Teilweise können Akteure mehrere Rollen gleichzeitig innehaben.

Anlagenbetreiber

Diese Akteursgruppe umfasst alle Betreiber von Erzeugungsanlagen wie beispielsweise **PV**, Biogas- oder Windenergieanlagen und Batteriespeichersystemen. Anlagenbetreiber sind nicht zwangsläufig **EVUs**. Auch Privatpersonen oder Genossenschaften, die Energieanlagen betreiben, können diese in den Betrieb des **RVKWs** übergeben. Dies gestaltet sich insbesondere für Anlagen interessant, die ohne Förderung betrieben werden oder deren Förderung in naher Zukunft ausläuft.

Letztverbraucher

Letztverbraucher sind in § 3 **EnWG** definiert als „natürliche oder juristische Personen, die Energie für den eigenen Verbrauch kaufen“. Dabei handelt es sich üblicherweise um Haushalte, Industriebetriebe oder Unternehmen aus dem Bereich Gewerbe, Handel, Dienstleistungen, die über das öffentliche Netz mit Strom versorgt werden.

Haushalte

Haushalte gehören üblicherweise zu den Letztverbrauchern und haben generell das Ziel, ihren Bedarf an elektrischer Energie und Wärme zu decken. Die Deckung des Strombedarfs kann einerseits durch ein **EVU** erfolgen, das gegen Vergütung die Deckung des Strombedarfs des jeweiligen Haushaltes sicherstellt. Andererseits kann die Stromversorgung teilweise durch Strom geleistet werden, der in Eigenanlagen im Haushalt selbst erzeugt wird. Die Deckung des Wärmebedarfs erfolgt üblicherweise entweder durch eine Gasheizung oder eine Wärmepumpe. Durch einen Batteriespeicher und einen thermischen Speicher können die Strom- und die Wärmeerzeugung zeitlich vom jeweili-

gen Bedarf entkoppelt werden. Haushalte, die in das **RVKW** eingebunden werden, verfügen über mindestens eine Anlage, die als Komponente nutzbar ist. Damit sind Haushalte im Rahmen dieses Projekts gleichzeitig Letztverbraucher und Anlagenbetreiber.

Energieversorgungsunternehmen

EVUs sind „natürliche oder juristische Personen, die Energie an andere liefern, ein Energieversorgungsnetz betreiben oder an einem Energieversorgungsnetz als Eigentümer Verfügungsbefugnis besitzen“ (§ 3 **EnWG**). Sie haben die Aufgabe, ihre Kunden mit elektrischer Energie oder Gas zu versorgen. Hierzu werden üblicherweise bilaterale Verträge, sog. Energieversorgungsverträge, zwischen **EVU** und Kunden abgeschlossen, in denen die Modalitäten der Versorgung und die Vergütung festgelegt werden. Die Energieversorgung von Haushalten wird üblicherweise entweder von regionalen **EVUs**, die vertikal integriert sind, d. h. eigene Anlagen zur Energieerzeugung und Verteilnetze betreiben oder von Anbietern, die nicht gleichzeitig Netzbetreiber sind, übernommen. **EVUs** sind zumeist gleichzeitig **BKVs**, d. h. sie tragen die Verantwortung dafür, dass Erzeugung und Zukauf mit dem Verbrauch in ihrem Bilanzkreis übereinstimmen. Neben der reinen Energieversorgung können **EVUs** im Kontext eines **RVKWs** weitere Aufgaben übernehmen, vom Abkaufen nichtnutzbaren Stroms, der in Eigenanlagen erzeugt wird, bis hin zur Regelung des Virtuellen Kraftwerks und der Vermarktung des darin erzeugten Stroms.

Stromnetzbetreiber

Bei den Stromnetzbetreibern wird zwischen **ÜNBs** und **VNBs** unterschieden. Ihre Aufgabe ist die Übertragung bzw. Verteilung von Elektrizität. Sie sind verantwortlich für den Betrieb, die Wartung sowie erforderlichenfalls den Ausbau des Netzes. Die Haushalte, die Bestandteil des **RVKWs** sind, sind über einen **VNB** an das Stromnetz angeschlossen. Der Betrieb des **RVKWs** wirkt sich also direkt auf den Betrieb des Anschlussverteilnetzes aus. Durch eine angepasste Regelung kann das **RVKW** ggf. zur Entlastung des Verteilnetzes beitragen. Sowohl **VNBs** als auch **ÜNBs** nehmen für den Betrieb ihres Netzes Systemdienstleistungen in Anspruch. Diese Systemdienstleistungen können auch durch **RVKWs** erbracht werden.

Aggregatoren

Aggregatoren bündeln die einzelnen Komponenten, die Bestandteil des **RVKWs** sind. Sie sind die zentralen Akteure im **RVKW**. Sie übernehmen die zentrale Steuerung und vermarkten die verfügbare Erzeugungsleistung, Speicherkapazität und verschiebbare Last. Hierfür erstellen sie die erforderlichen Prognosen von Stromerzeugung, Last und Marktpreisen und erstellen darauf basierend die Strategien für den Einsatz der **RVKW**-Komponenten.

Externe Dienstleister

Externe Dienstleister können unterschiedliche Aufgaben in Bezug auf das [RVKW](#) übernehmen. Dazu gehören beispielsweise die Vermarktung von bereitgestellter elektrischer Energie, die Bereitstellung von Soft- und Hardware zur Regelung der einzelnen Komponenten, die Erstellung von Last- oder Erzeugungsprognosen oder der Betrieb des [RVKWs](#) inklusive der Regelung der Komponenten und der Vermarktung der im [RVKW](#) erzeugten Energie.

5.2.2 Leistungen und Nutzen

Welchen Nutzen das [RVKW](#) erbringen kann, hängt vom Bedarf der Kunden ab. Der Hauptnutzen in der Elektrizitätswirtschaft ist die Versorgung der Kunden mit elektrischer Energie. Um diesen Nutzen bereitstellen zu können, ist ein funktionierendes Stromnetz erforderlich. Um wiederum einen stabilen Betrieb des Stromnetzes gewährleisten zu können, sind die Netzbetreiber auf Systemdienstleistungen angewiesen. Somit stellen sowohl die Stromversorgung selbst als auch die Bereitstellung von Systemdienstleistungen einen Nutzen in der Elektrizitätswirtschaft dar.

Gesicherte Stromversorgung

Gesicherte Stromversorgung bedeutet, dass eine auftretende Last jederzeit durch die entsprechende Erzeugung gedeckt wird. Einen Bedarf an gesicherter Stromversorgung haben in erster Linie Letztverbraucher. Aber auch [EVUs](#) und andere Energiehändler können einen Bedarf an elektrischer Leistung haben, die über einen vorher festgelegten Zeitraum sicher geliefert wird.

Vermarktung überschüssigen Stroms

Für den erzeugten Strom der Anlagenverbraucher existieren zwei Möglichkeiten der Nutzung. Sind die Anlagenbetreiber gleichzeitig Letztverbraucher, können sie den in ihren Anlagen erzeugten Strom, sofern er gleichzeitig mit dem Verbrauch auftritt, selbst nutzen. Die zweite Möglichkeit besteht darin, den erzeugten Strom zu verkaufen und ins Stromnetz einzuspeisen. Speist der Anlagenbetreiber den Strom ins Netz ein und wird dafür mit der Einspeisevergütung gemäß [EEG](#) vergütet, obliegt es dem zuständigen [ÜNB](#), den eingespeisten Strom an den Spot- und Terminmärkten zu vermarkten (§ 59 [EEG](#)). Anlagenbetreiber, die keinen Anspruch auf die [EEG](#)-Einspeisevergütung haben, müssen den in ihren Anlagen erzeugten Strom direkt vermarkten (§ 21 [EEG](#)). Die Vermarktung dieses Stroms stellt folglich einen Nutzen für die Anlagenbetreiber dar.

Die Rahmenbedingungen einer gesicherten Stromversorgung und einer Vermarktung von überschüssigem Strom werden in der Regel in bilateralen Verträgen festgelegt. Dies ist beispielsweise zwischen [EVU](#) und Letztverbraucher üblich, aber auch zwischen zwei [EVUs](#), von denen eins das andere mit Strom versorgt. [Power Purchase Agreements \(PPAs\)](#) sind ebenfalls eine Form langfristiger

Lieferverträge. Im Gegensatz zu den langfristigen Lieferverträgen, die zwischen einem EVU und einem Letztverbraucher abgeschlossen werden, werden unter PPAs üblicherweise Verträge zwischen Betreibern von EE-Erzeugungsanlagen und Abnehmern von Strom aus diesen Anlagen verstanden.

Zusätzlich existieren Märkte, auf denen elektrische Energie in standardisierten Produkten gehandelt wird. Hierzu gehören der Terminmarkt, der Day-Ahead-Markt und der Intraday-Markt, die einen Handel bis zu fünf Minuten vor Beginn der physikalischen Lieferung ermöglichen. Eine Beschreibung dieser Märkte findet sich in Abschnitt 2.2.1.

Systemdienstleistungen

Zu den Systemdienstleistungen gehören Frequenzhaltung, Betriebsführung, Spannungshaltung und Versorgungswiederaufbau. Die Bereitstellung der Systemdienstleistungen erfolgt üblicherweise nicht durch den Netzbetreiber selbst, sondern durch Drittanbieter, die entweder für die Erbringung vergütet werden oder durch gesetzliche Vorgaben oder Verträge dazu verpflichtet sind.

Die Frequenzhaltung fällt in den Zuständigkeitsbereich der ÜNBs und wird durch die Bereitstellung von Regelleistung und abschaltbaren Lasten gewährleistet. Regelleistung wird in Form standardisierter Produkte (Primär-, Sekundärregelleistung und Minutenreserve) auf eigenen Märkten gehandelt (siehe Abschnitt 2.2.3). Sofern es die jeweiligen Präqualifikationsbedingungen erfüllt, kann ein RVKW an den Auktionen der einzelnen Regelleistungsarten teilnehmen.

Für die anderen drei Systemdienstleistungen sind ÜNBs und VNBs gemeinsam zuständig. Bei der Betriebsführung geht es darum, einen sicheren Netzbetrieb zu organisieren und das Stromnetz kontinuierlich bezüglich Grenzwertverletzungen (beispielsweise Überlastungen von Leitungen) zu überwachen und zu steuern. Um Netzengpässe zu vermeiden, kann ein Redispatch von Erzeugungskapazität erforderlich werden. Spannungshaltung wird durch die Bereitstellung von Blindleistung und ggf. durch einen spannungsbedingten Redispatch von Erzeugungsleistung gewährleistet. Erlöse können durch die Teilnahme am Redispatch oder die Bereitstellung von Blindleistung üblicherweise nicht erzielt werden. Gemäß § 13a EnWG werden Maßnahmen zur Betriebsführung und Spannungshaltung in angemessener Weise vergütet, wobei „angemessene Vergütung“ in diesem Fall bedeutet, dass sie den Betreiber der Anlage wirtschaftlich weder besser noch schlechter stellt, als er ohne die Maßnahme stände. Da die Anschlusspunkte der Komponenten des RVKWs im Verteilnetz liegen, ist es in der Lage, Beiträge sowohl zur Betriebsführung als auch zu Spannungshaltung zu leisten. Ohne ein geeignetes Vergütungskonzept fehlt für den RVKW-Betreiber jedoch der Anreiz, an Maßnahmen wie Redispatch oder Blindleistungsbereitstellung teilzunehmen.

Abbildung 9 stellt vereinfacht relevante Akteure im Rahmen des RVKW-Geschäftsmodells und ihre Bedürfnisse bzw. den für sie erbrachten Nutzen dar. Außerdem zeigt sie die Produkte und Lei-

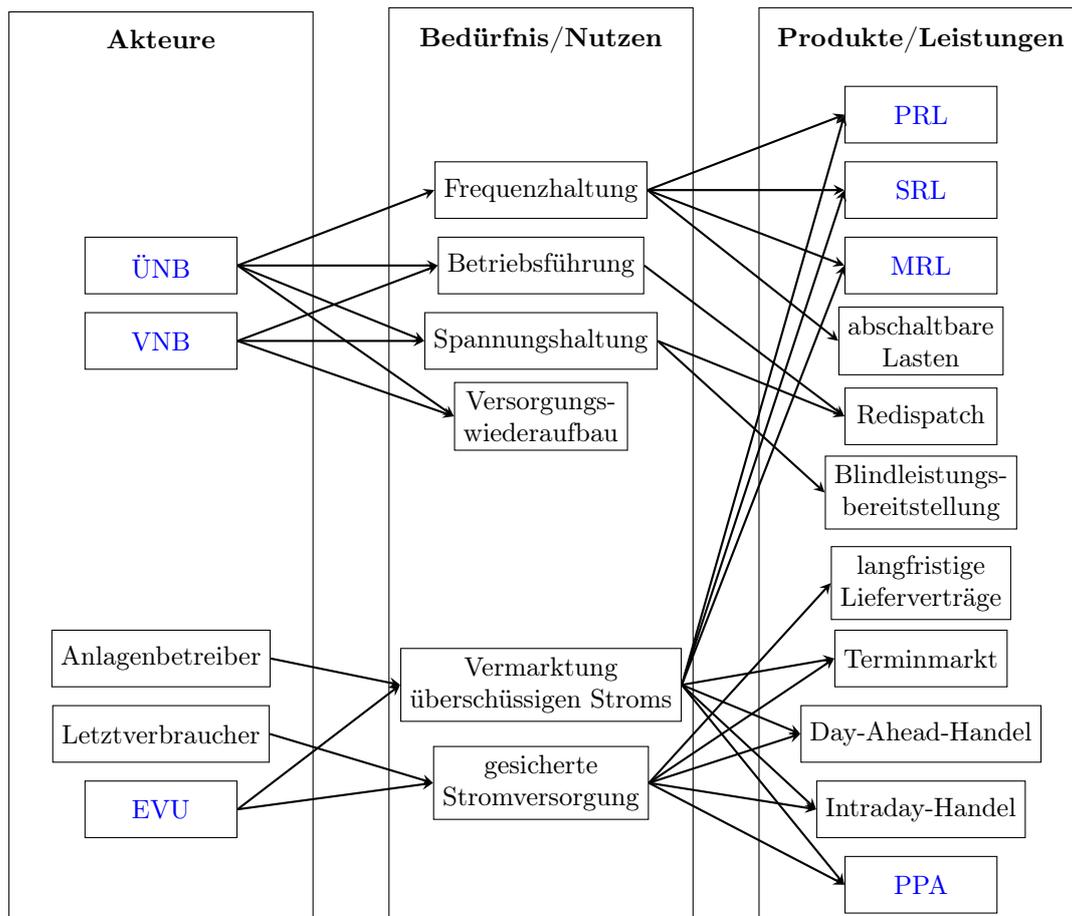


Abbildung 9: Kunden, Bedürfnisse und Nutzen, Produkte und Leistungen im RVKW

stungen, durch die dieser Nutzen erzeugt wird. Diese Leistungen und Produkte sind vielfältig ausgestaltet. Einige der Produkte sind durch die regulatorischen Rahmenbedingungen des jeweiligen Marktes standardisiert, auf dem sie gehandelt werden. Dazu gehören die Regelleistungsprodukte und Kontrakte auf den Termin- und Spotmärkten. Andere, wie beispielsweise die **PPAs**, können, unter Einhaltung der gesetzlichen Rahmenbedingungen, freier gestaltet werden.

Der Nutzen bzw. die *value proposition* eines **RVKWs** besteht unter den aktuellen regulatorischen Rahmenbedingungen in der Stromvermarktung und -versorgung sowie der Erbringung von Systemdienstleistungen. Wie letztendlich der Nutzen gestiftet wird, ist Teil der Wertschöpfung und wird im folgenden Abschnitt behandelt.

In Zusammenhang mit den Leistungen und dem Nutzen spielt Flexibilität eine wichtige Rolle. So sieht die dena (dena, 2014) den Nutzen von **VKWs** insbesondere in der preisabhängigen Bereitstellung von Leistung oder Last sowie der Bereitstellung von Leistung oder Last mit kurzer Vorlaufzeit. Der Flexibilitätsbedarf des Gesamtsystems, auf den in Abschnitt 2.1 eingegangen wird, äußert sich letztendlich als Flexibilitätsbedarf vieler Einzelakteure im Stromsystem, die als potentielle Kunden des **VKWs** aufgefasst werden können. Die grundlegende Leistung, die ein Kraftwerk im Stromsystem erbringt, ist die Einspeisung elektrischer Leistung in das Stromnetz. Ob diese

Einspeisung von Leistung zusätzlich einen Bedarf an Flexibilität deckt, hängt davon ab, wie das Produkt charakterisiert ist, in dessen Rahmen die Einspeisung von elektrischer Leistung erfolgt. Die Eigenschaften eines Produkts sind üblicherweise durch die Regularien des Marktes festgelegt, auf dem das Produkt gehandelt wird. Zusätzlich können Akteure untereinander Verträge abschließen, in denen Produkte oder Dienstleistungen definiert werden. Dadurch ergibt sich ein großes Spektrum unterschiedlicher Produkte und Dienstleistungen. Anhand der folgenden Parameter können die Produkte und Dienstleistungen charakterisiert werden. Mit jedem dieser Parameter ist eine Skala assoziiert, die als Indikator für die Flexibilität dient.

- **Vorlaufzeit zwischen Vertragsabschluss und physikalischer Leistungsbereitstellung:** Die Vorlaufzeit kann sich von wenigen Minuten (z. B. im Intradayhandel) bis hin zu mehreren Jahren erstrecken (z. B. bei Stromlieferverträgen).
- **Höhe der vorgehaltenen Leistung:** Die vorgehaltene Leistung kann entweder auf einen bestimmten Wert festgelegt, wie es bei Spotmarktgeschäften der Fall ist, oder in ihrer Höhe veränderlich sein. Hierbei wird unterschieden zwischen einer kontinuierlichen Änderung, wie bei der Bereitstellung von Primärregelleistung oder der Belieferung von Stromendkunden, und einer diskreten Änderung (üblicherweise zwischen null und einem festgelegten Maximalwert) wie beispielsweise bei der Bereitstellung von [SRL](#) und [MRL](#).
- **Leistungsänderungsgeschwindigkeit:** Aus langen Vorlaufzeiten in Kombination mit unveränderlicher Höhe der bereitgestellten Leistung ergeben sich in der Regel geringe Anforderungen an die Leistungsänderungsgeschwindigkeit des Kraftwerks. Bei geringen Vorlaufzeiten oder veränderlicher Höhe der bereitgestellten Leistung sind jedoch hohe Leistungsänderungsgeschwindigkeiten bis zu mehreren MW/s erforderlich.
- **Zeitraum der Leistungsvorhaltung:** Die Länge des Bereitstellungs- bzw. Lieferzeitraums kann sich von einer Viertelstunde im Day-Ahead-Handel auf dem Spotmarkt bis hin zu mehreren Jahren bei entsprechenden Stromlieferverträgen erstrecken.
- **Einspeiseort:** Das aktuelle Marktdesign geht von festen Einspeiseorten der Stromlieferanten aus. Treten Engpässe im Stromnetz auf, sorgen die Übertragungsnetzbetreiber durch sog. Redispatch-Maßnahmen dafür, dass die Einspeisung von eigentlich lieferpflichtigen Einspeisern zu anderen verlagert wird, sodass der Engpass aufgelöst wird. Ein [VKW](#), das an mehreren Orten im Stromnetz einspeist, hat ggf. die Möglichkeit, ein kraftwerksinternen Redispatch durchzuführen und so das Stromnetz (insbesondere im Verteilnetzbereich) gezielt zu entlasten.

Aus der Einordnung der vermarktbaren Produkte und Dienstleistungen auf den Skalen lassen

sich Anforderungen an die Konfiguration des **VKW**s ableiten. Die Konfiguration basiert wiederum auf den Fähigkeiten des **VKW**s und seiner Komponenten. Diese Fähigkeiten umfassen technische Charakteristika wie Nennleistung, Planbarkeit/Prognostizierbarkeit der Einspeisung (falls wetterabhängig einspeisende Erzeugungsanlagen in das **VKW** integriert sind), Regelbarkeit und lokale Verteilung der Komponenten. Um die Anforderungen, die durch die Vermarktung bestimmter Produkte und Dienstleistungen entstehen erfüllen zu können, muss das **VKW** intern über ein ausreichendes Maß an Flexibilität verfügen. Auch die Integration wetterabhängig einspeisender Erzeugungsanlagen in das **VKW** setzt voraus, dass die weiteren Komponenten des **VKW**s flexibel einsetzbar sind, um Prognosefehler kurzfristig ausgleichen zu können.

5.2.3 Wertschöpfung

Die Kategorie Wertschöpfung beantwortet die Frage, wie durch das Stiften von Nutzen bzw. die Befriedigung von Bedürfnissen ein Wert erzeugt oder ein bereits vorhandener Wert vergrößert wird. Sie lässt sich in die Elemente Ressourcen, Fähigkeiten und Prozesse untergliedern, die hier im Einzelnen betrachtet werden.

Ressourcen

Zu den Ressourcen, über die das **RVKW** verfügt, gehören in erster Linie die technischen Komponenten, aus denen es sich zusammensetzt (siehe Abschnitt 2.3.2). Diese bilden die Hauptressourcen für die Stiftung des Nutzens. Je nach Ausprägung des Geschäftsmodells sind sie entweder in Besitz des Kraftwerksbetreibers oder sie werden von Partnern zur Verfügung gestellt. Zu den Komponenten des **RVKW**s gehören vor allem Anlagen mit relativ geringer Nennleistung, die als Teil von Privathaushalten mit dem Stromnetz verbunden sind und zu einem gewissen Grad flexibel einsetzbar sind. Als Komponenten kommen Photovoltaikanlagen, Heimspeichersysteme, Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen mit thermischem Speicher infrage. Auch Freiflächenphotovoltaik-, Windkraft- und Biogasanlagen können Teil des **RVKW**s sein. Diese Anlagen sind üblicherweise jedoch nicht über Haushalte, sondern separat an das Stromnetz angeschlossen. Eine weitere wichtige Ressource ist das Verteilnetz, an das die Komponenten des **RVKW**s angeschlossen sind. Das Verteilnetz befindet sich jedoch üblicherweise nicht in Besitz des **RVKW**-Betreibers, sondern wird von einem **VNB** betrieben.

Prozesse

Der zentrale Prozess der Wertschöpfung im **RVKW** ist die Aggregation der einzelnen Komponenten zu einem Gesamtkraftwerk. Die Aggregation ist erforderlich, da für die oben angeführten Leistungen und Produkte zumeist Mindestleistungen für eine Teilnahme am jeweiligen Markt vorgeschrieben sind. Durch die Aggregation werden diese Mindestleistungen erreicht und das **RVKW** in die Lage

versetzt, die zur Stiftung eines Nutzens erforderlichen Leistungen und Produkte bereitzustellen. Dieser zentrale Prozess lässt sich in drei Teilprozesse untergliedern. Zunächst ist es erforderlich, die angeschlossenen Anlagen durch Ausstattung mit IKT technisch in das RVKW einzubinden und dadurch eine zentrale Steuerung zu ermöglichen. Ein zweiter wichtiger Teilprozess ist die Erstellung von Prognosen zur Einsatzplanung des RVKWs. Dabei sind die folgenden Prognosen relevant:

- Prognose der Stromerzeugung der eingebundenen Erzeugungsanlagen,
- Prognose der Last der eingebundenen Letztverbraucher,
- Prognose der Preise auf den Spot- und Regelleistungsmärkten,
- Prognose der Netzlast.

Auf der Basis dieser Prognosen erfolgt letztlich die Bestimmung der Betriebsstrategie des RVKWs, d. h. der Festlegung, welche Anlage zu welchem Zeitpunkt wie viel Leistung bereitstellt. Durch die Aggregation der Komponenten erhält das RVKW die zur Bereitstellung der oben angeführten Leistungen und Produkte erforderlichen Fähigkeiten.

Fähigkeiten

Die technischen Möglichkeiten regionaler VKWs resultieren aus der spezifischen Zusammenstellung (und geographischen Verteilung) ihrer oben diskutierten Komponenten. Die Vielfalt der technischen Anlagen und ihrer Kombinationsmöglichkeiten eröffnet dabei ein weites Spektrum an möglichen Konfigurationen regionaler VKWs. Um dieses Spektrum für die Analyse zugänglich zu machen, sollen im Folgenden *Kernfähigkeiten* regionaler VKWs abstrahiert werden, die bestimmte Kombinationen der oben entwickelten Leistungsdimensionen von Geschäftsmodellen widerspiegeln, die nach derzeitigem Wissensstand (auch) zukünftig für das Generieren von Erlösen aus RVKWs zentral sein werden. Die Kernfähigkeiten bilden somit eine analytische Brücke zwischen Technologien und (zukünftigen) Märkten, die erlauben diese beiden Welten in Bezug zu setzen, auch wenn sich sowohl Technologien als auch Marktdesigns kontinuierlich und teils rapide weiterentwickeln. Zu den Kernfähigkeiten von RVKWs gehören:

- **kurzfristige Einspeisung/Entnahme veränderlicher Leistung:** Der Fokus liegt hierbei auf der Fähigkeit des VKWs mit kurzer *Vorlaufzeit* und bei hoher *Leistungsänderungsgeschwindigkeit* in Abweichung vom geplanten Fahrplan zielgerichtet ein (vorab definiertes) verändertes Leistungsprofil abzufahren.
- **Einspeisung gesicherter Leistung über einen bestimmten Zeitraum:** Ein vorab definierter Fahrplan soll möglichst genau eingehalten werden. Dies stellt insbesondere dann eine

Herausforderung dar, wenn gleichzeitig volatile Erneuerbare Energie eingespeist werden sollen. Der Fokus liegt hier auf den Parametern *Höhe der vorgehaltenen Leistung* und *Zeitraum der Leistungsvorhaltung*.

- **Ortsveränderlicher Einsatz von Erzeugung/Last:** Der Fokus liegt auf der Fähigkeit des **VKWs** den *Einspeiseort* mit geringer *Vorlaufzeit* anzupassen.

Die Fähigkeiten, kurzfristig Einspeisung oder Entnahme von elektrischer Leistung zu verändern, elektrische Leistung gesichert über einen festgelegten Zeitraum einzuspeisen und Erzeugung oder Last ortsveränderlich einzusetzen, werden als zentrale Fähigkeiten des **RVKWs** identifiziert. Diese Fähigkeiten ermöglichen die Generierung von Nutzen durch die Bereitstellung von Stromversorgung oder Systemdienstleistungen.

Zur Identifikation möglicher zukünftiger, innovativer Geschäftsmodelle werden zum einen Diskurse und Entwicklungen hinsichtlich möglicher zukünftiger Märkte (z.B. regionaler Flexmarkt) und Vertriebswege (z. B. **PPA**) sowie sich ändernder Akteursrollen (z. B. größere Relevanz von Prosumern) verfolgt. Diese Entwicklungen werden dann den technischen Möglichkeiten der **RVKWs** gegenübergestellt.

Zusätzlich zu den Werten, die bei den einzelnen Akteuren geschaffen werden, entsteht durch die Aggregation der einzelnen Anlagen ein Wert für das gesamte Stromsystem. Dieser besteht darin, dass die wetterabhängige Erzeugung und die Last auf der untersten Netzebene zu einem höheren Grad regelbar wird. Die mit der Erzeugung und Last verbundenen Unsicherheiten werden vor ihrer Weitergabe an höhere Netzebenen durch die interne Flexibilität des **RVKWs** reduziert.

5.2.4 Kosten und Erlöse

Auf der Seite der Erlöse sind zum einen der Strommarkt, der in Abschnitt 2.2.1 beschrieben wurde und zum anderen die Märkte für Systemdienstleistungen relevant. Von **BNE (2015)** werden sowohl die Bereitstellen von **SRL** und **MRL** als auch der Day-Ahead und Intradayhandel genannt. Die Bewirtschaftung regionaler bzw. lokaler Engpässe im Verteilnetz (zukünftiger „Flexmarkt“) wird von **BNE (2015)** sowie Ecofys und Fraunhofer IWES (**Ecofys und IWES, 2017**) als mögliches zukünftiges Geschäftsfeld gesehen. Für einige (potenzielle) Geschäftsfelder, wie die Bereitstellung von Regelenergie aus dem Verteilnetz heraus oder die Bewirtschaftung lokaler Engpässe im Verteilnetz, gibt es derzeit noch keine Vermarktungswege. Es werden jedoch vielfältige Ansätze diskutiert (**Villar et al., 2018**). Zusätzlich existiert eine Vielzahl von Leistungen, die auf keinem der zuvor genannten Märkte gehandelt werden, sondern in bilateral geschlossenen Verträgen festgelegt werden. Darüber hinaus werden mit der Entwicklung des Energiesystems voraussichtlich weitere Umsatzmöglichkeiten wie z.B. sogenannte **PPAs** entstehen, die besonders für die ‚innovativen‘ Geschäftsmodelle

relevant sind (Energy Brainpool, 2018). Auf der anderen Seite werden Kostenstrukturen, die insbesondere durch den Betrieb der Komponenten entstehen, untersucht. Diese sind zum einen an die Konfiguration des VKWs und seine Betriebsweise gekoppelt, hängen jedoch zum anderen auch von den vertraglichen Vereinbarungen mit den Partnern ab, die dem VKW-Betreiber Ressourcen und Fähigkeiten zur Verfügung stellen. Durch die Gegenüberstellung von Erlösen und Kosten können die Erfolgsaussichten eines Geschäftsmodells eingeschätzt werden.

5.3 Bestehende Geschäftsmodelle

Die derzeit bestehenden Geschäftsmodelle beziehen sich nicht nur auf RVKWs, sondern auf VKWs im Allgemeinen. Um eine möglichst große Bandbreite von Geschäftsmodellen von VKWs zu erfassen, wurde im Rahmen dieses Projekts ein Screening der Websites von Anbietern mit einem Fokus auf der Vermarktung dezentraler Stromerzeugung durchgeführt. Dieses Screening von insgesamt 69 Energiedienstleistern, Stadtwerken, EVUs und Forschungsprojekten im deutschen Netzregelverbund zeigt, dass die sog. Direktvermarktung (siehe Abschnitt 3.3) das dominierende Geschäftskonzept in diesem Bereich darstellt. 56 der 69 erfassten Unternehmen bieten diese Art der Aggregation und Vermarktung an. Nicht alle Anbieter bezeichnen dieses Konzept als ‚Virtuelles Kraftwerk‘, auch wenn es der im Rahmen dieses Projekts festgelegten Definition eines VKWs entspricht. Hier wird zunächst das Konzept der Direktvermarktung anhand der Geschäftsmodellsystematik untersucht. Anschließend werden die im Screening identifizierten Konzepte analysiert, die von der Direktvermarktung abweichen.

5.3.1 Aggregation von Anlagen mit dem Ziel der Direktvermarktung

Die Größenordnungen der erfassten VKWs, die das Geschäftsmodell der Direktvermarktung nutzen, variieren stark von einigen wenigen Anlagen mit einer aggregierten Gesamtleistung von etwa 10 MW bis hin zu mehreren hundert Anlagen mit aggregierten Gesamtleistungen von bis zu 6 GW.

Akteure

Die Akteure innerhalb dieses Geschäftsmodells umfassen die Aggregatoren, die in diesem Zusammenhang auch als Direktvermarkter bezeichnet werden, die Anlagenbetreiber und die Kunden an den Strom- und Regelleistungsmärkten. Die Aggregatoren sind zumeist Dienstleistungsunternehmen aus dem Bereich Energiewirtschaft oder EVUs. Die Kunden an den Regelleistungsmärkten sind die ÜNBs, die Kunden an den Termin- und Spotmärkten auf Stromhandel spezialisierte Unternehmen oder andere EVUs.

Leistungen und Nutzen

Der Nutzen, der für die Anlagenbetreiber generiert wird, besteht in der Vermarktung der von ih-

nen erzeugten elektrischen Energie. Teilweise werden auch Speichersysteme und steuerbare Lasten durch die Aggregatoren vermarktet. Durch die Aggregation wird den Anlagenbetreibern zum einen die Marktteilnahme bei geltenden Mindestleistungen ermöglicht, zum anderen wird die Prognosegüte verbessert und dadurch Ausfallrisiken verringert.

Der übliche Vermarktungsweg des dezentral erzeugten Stroms läuft über die Termin- und Spotmärkte. Die elektrische Energie wird hier in Kontrakten gehandelt, die jeweils durch eine bestimmte Leistung und einen Lieferzeitraum definiert sind. Der Aggregator hat die Aufgabe sicherzustellen, dass die festgelegte Leistung über den Lieferzeitraum eingehalten wird. Der Nutzen, der für die Vertragspartner generiert wird, besteht in der gesicherten Stromversorgung über den vorher festgelegten Zeitraum in Höhe der vertraglich vereinbarten Leistung. [EVUs](#), deren Aufgabe darin liegt, Letztverbraucher mit Strom zu versorgen, können den dezentral erzeugten Strom auch hierfür nutzen.

Einige Aggregatoren nutzen für die Vermarktung der verfügbaren Leistung zusätzlich den Regelleistungsmarkt. Am Regelleistungsmarkt können die drei Produkte [PRL](#), [SRL](#) und [MRL](#) gehandelt werden. Der hierdurch erzeugte Nutzen ist die von den [ÜNBs](#) benötigte Frequenzhaltung.

Wertschöpfung

Der zentrale Prozess der Wertschöpfung ist die in Abschnitt [5.2.3](#) beschriebene Aggregation der einzelnen Komponenten zu einem am Markt einsetzbaren Kraftwerk. Der jeweilige Aggregator stattet die einzubindenden Komponenten mit der erforderlichen [IKT](#) aus, erstellt Prognosen zur Einspeisung und zu Marktpreisen und entwirft eine Betriebsstrategie für das [VKW](#).

Die Komponenten bilden die Hauptressourcen in der Direktvermarktung. Durch die Installation der erforderlichen [IKT](#) werden Sie für den Direktvermarkter ansteuerbar und lassen sich dadurch für die Marktteilnahme aggregieren. Zu den im Screening erfassten Technologien, die von Direktvermarktern genutzt werden, gehören

- [PV](#)-Anlagen
- Windkraftanlagen
- [BHKWs](#)
- Erdgas-[KWK](#)-Anlagen
- Biogasanlagen
- Wasserkraftwerke
- Batteriespeichersysteme
- Notstromaggregate, Netzersatzanlagen

- industrielle Lasten (z.B. Öfen, Kühlaggregate, Pumpen)
- Geothermie-Kraftwerke.

Die Kernfähigkeiten des Direktvermarkters beinhalten die kurzfristige Einspeisung/Entnahme veränderlicher Leistung und Einspeisung gesicherter Leistung über einen bestimmten Zeitraum (siehe Abschnitt 5.2.3). Diese Fähigkeiten erlauben es dem Direktvermarkter, unterschiedliche Produkte auf den Spot-, Termin- und Regelleistungsmärkten anzubieten. Zusätzliche Fähigkeiten, die für eine Vermarktung erforderlich sind, umfassen die Prognose der Einspeisung der eingebundenen Anlagen, sofern es sich dabei um wetterabhängig einspeisende Anlagen handelt, sowie die Prognose der erzielbaren Preise auf den Termin-, Spot- und ggf. Regelleistungsmärkten.

Kosten und Erlöse

Zu den Kosten, die bei der Direktvermarktung entstehen, gehören in erster Linie die Kosten für die Installation der **IKT**, die Betriebskosten des Direktvermarkters (u. a. Personalkosten) und ggf. Betriebskosten des Anlagenbetreibers. Erlöse werden in erster Linie durch den Verkauf von Strom an den Termin- und Spotmärkten erzielt. Zusätzlich wird die durch die **EEG-Umlage** finanzierte Marktprämie an den Anlagenbetreiber gezahlt, welche die Differenz zwischen Börsenstrompreis und **EEG-Einspeisevergütung** ausgleicht. Darüber hinaus können Erlöse durch die Vermarktung von Regelleistung erzielt werden. Wie die entstehenden Kosten und Erlöse auf den Direktvermarkter und den Anlagenbetreiber aufgeteilt werden, hängt von den vertraglichen Vereinbarungen zwischen den beiden Parteien ab.

5.3.2 Einbindung von PV-Anlagen und Batteriespeichersystemen in Privathaushalten (*sonnen GmbH*)

Im Gegensatz zu den Aggregatoren, die hauptsächlich darauf abzielen, Anlagen in der Größenordnung >100 MW im Rahmen der Direktvermarktung in ihr **VKW** einzubinden, legt das Unternehmen *sonnen GmbH* den Fokus auf **PV**-Anlagen und Batteriespeichersysteme in Privathaushalten. Die in diesem Konzept eingebundenen Anlagen sind naturgemäß kleiner. Außerdem beschränken sich die eingebundenen Anlagentypen auf **PV**-Anlagen und Batteriespeichersysteme. Alle Informationen zum Geschäftsmodell stammen von der Website der *sonnen GmbH* ([sonnen GmbH, 2020](#)).

Beteiligte Akteure sind auf der einen Seite die *sonnen GmbH* als Aggregator, Stromversorger und Teilnehmer am Stromgroßhandel. Auf der anderen Seite stehen die Kunden, die unterteilt werden in diejenigen mit **PV**-Anlage und Speichersystem, die Strom sowohl beziehen als auch erzeugen, sowie diejenigen ohne Speicher, die Strom lediglich beziehen und damit Letztverbraucher sind.

Zu den Leistungen bzw. Produkten, welche die Kunden im *sonnen*-Geschäftsmodell erhalten, gehören das Batteriespeichersystem und die gesicherte Stromversorgung. Kunden mit Speichersystem steht eine vertraglich festgelegte Strommenge unentgeltlich zur Verfügung. Kunden, deren Verbrauch diese Menge überschreitet und solche, die nur Letztverbraucher sind, werden von *sonnen* zu einem vertraglich festgelegten Tarif mit Strom versorgt. Zusätzliche Leistungen und Produkte, die das Unternehmen anbietet beinhalten Ladevorrichtungen für E-Fahrzeuge und die Vermietung von E-Fahrzeugen.

Die Wertschöpfung für das Unternehmen entsteht einerseits wie in den weiter oben beschriebenen Geschäftsmodellen durch die Aggregation der einzelnen Anlagen und die Vermarktung des erzeugten Stroms, in diesem Fall aber zusätzlich durch den Verkauf der Batteriespeichersysteme. Die Ressourcen beinhalten die PV-Anlagen und die Batteriespeichersysteme. Zu den Fähigkeiten gehören die kurzfristige Einspeisung/Entnahme veränderlicher Leistung und Einspeisung gesicherter Leistung über einen bestimmten Zeitraum. Diese Fähigkeiten ermöglichen dem Unternehmen, die Letztverbraucher mit Strom zu versorgen und die Teilnahme an Termin-, Spot- und Regelleistungsmärkten.

Die Kosten im Rahmen dieses Geschäftsmodells entstehen insbesondere durch den Kauf und die Einbindung der Batteriespeichersysteme. Zusätzlich entstehen Betriebskosten, beispielsweise für Gehälter. Die Erlöse werden durch den Verkauf der Batteriespeichersysteme und den Verkauf von Strom (am Markt und an die Letztverbraucher) erzielt.

5.3.3 Weitere bestehende Geschäftsmodelle

Die weiteren im Rahmen des Screenings identifizierten VKW-Konzepte beinhalten zumeist Prototypen oder Forschungsprojekte, die zumindest teilweise durch öffentliche Fördergelder finanziert werden und in Kooperation mit Hochschulen oder anderen Forschungseinrichtungen stattfinden. In diesen Projekten geht es zumeist darum, dezentrale Einspeiser, Speichersysteme und Verbraucher kleinerer Leistungsklassen in VKWs einzubinden. Der Fokus liegt dabei zumeist auf einer bestimmten Region. Dies ist beispielsweise bei den Projekten „VPP - Virtual Power Plant - Hebung von Flexibilitäten in großstädtischen Strukturen“ in Wuppertal, „WIKI – WIRTuelles Kraftwerk Iserlohn“ und dem „Green Power Grid“ der Stadtwerke Speyer der Fall. Dabei wird untersucht, welche Technologien sich für die Einbindung und VKWs eignen, welche Anreizsysteme genutzt werden können und zusätzlichen Systemdienstleistungen, insbesondere auf Verteilnetzebene, die VKWs bereitstellen können.

6 Konfigurationen und neue digitale Geschäftsmodelle für regionale virtuelle Kraftwerke

Die Verfügbarkeit kostengünstiger [IKT](#) und geeigneter Regelungsalgorithmen ist eine Voraussetzung für die Einbindung kleinerer Erzeugungsanlagen, Speichersysteme und steuerbarer Lasten auf Haushaltsebene. An dieser Stelle werden Aggregationskonzepte als Teil der Wertschöpfung und die Eignung unterschiedlicher Technologiekombinationen zur Bereitstellung von Flexibilität untersucht.

6.1 Aggregationskonzepte und Akteurskonstellationen für regionale virtuelle Kraftwerke

Die Aggregation der einzelnen Anlagen zum virtuellen Kraftwerk ist der zentrale Prozess der Wertschöpfung im Geschäftsmodell des [RVKWs](#). Ausgehend vom ‚Status quo‘, in dem für Privathaushalte keine Aggregation stattfindet, werden drei mögliche Konzepte entwickelt, die beschreiben, wie Haushalte technisch und organisatorisch in [RVKWs](#) eingebunden werden können. In zweien dieser Konzepte wird angenommen, dass ein externer Aggregator als [VKW](#)-Betreiber auftritt und in unterschiedlichen Abstufungen Zugang zum erzeugten Strom bzw. Zugriff auf die Komponenten selbst hat. Im dritten Konzept wird das Kraftwerk durch die Eigentümer der Komponenten selbst betrieben. Die Aggregationskonzepte legen fest, wie die Beziehungen der beteiligten Akteure zueinander ausgestaltet sind. Außerdem haben sie Einfluss auf die Leistungsflüsse im Verteilnetz, die Zahlungsströme zwischen den beteiligten Akteuren und die Nutzung der Komponenten.

6.1.1 ‚Status quo‘

Unter den derzeitigen regulatorischen Rahmenbedingungen wird die Einspeisung regenerativ erzeugten Stroms mit einem pauschalen Preis pro Kilowattstunde vergütet, der lediglich vom Inbetriebnahmezeitpunkt einer Anlage, nicht aber vom Zeitpunkt der Einspeisung oder der Nachfrage bzw. Netzbelastung zum Zeitpunkt der Einspeisung abhängt. Der durchschnittliche Strompreis für Haushaltskunden ist mit ca. 30 ct/kWh ([BNetzA und Bundeskartellamt, 2019](#)) deutlich höher als die Einspeisevergütung, die für [PV](#)-Anlagen mit weniger als 10 kW_p auf Wohngebäuden derzeit bei knapp unter 10 ct/kWh liegt (Stand: Januar 2020) ([BNetzA, 2019d](#)). Dies hat zur Folge, dass Haushalte mit [PV](#)-Anlage den darin erzeugten Strom nutzen, um ihren eigenen Bedarf zu decken. Strom, der nicht genutzt werden kann, muss durch das [EVU](#) abgenommen und gemäß [EEG](#) vergütet werden. Das [EVU](#) hat gleichzeitig einen Versorgungsvertrag mit dem Haushalt und versorgt diesen mit elektrischer Leistung entsprechend seinem Bedarf. Das [EVU](#) verfügt entweder über eigene Erzeugungsanlagen oder kauft den benötigten Strom am Strommarkt. Auch eine Kombination

aus eigener Erzeugung und Zukauf ist möglich. Der VNB stellt das Verteilnetz zur Versorgung der Haushalte mit Strom bereit und wird dafür mit den von den Letztverbrauchern zu zahlenden Netzentgelten vergütet. Im Falle eines Netzengpasses kann der VNB durch Einspeisemanagement die von regenerativen Erzeugungsanlagen eingespeiste Leistung drosseln. In Abbildung 10 sind die Beziehungen der Akteure unter den gegenwärtigen Rahmenbedingungen skizziert.

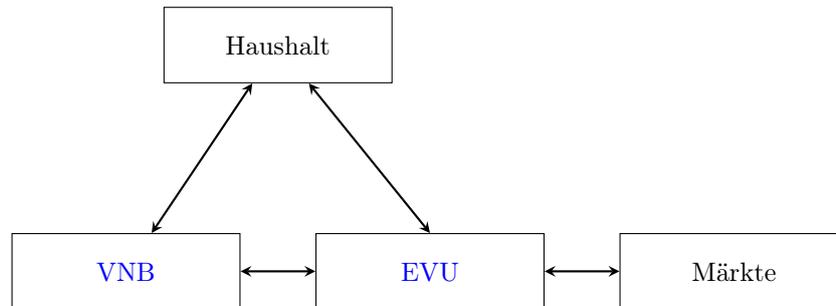


Abbildung 10: Beziehungen der Akteure zueinander im ‚Status quo‘

Zusätzlich zur Einspeisevergütung existieren in Deutschland zwei weitere Vergütungsmodelle für regenerativ erzeugten Strom [34]. Findet eine Direktvermarktung der erzeugten Leistung am Termin-, Spot- oder Regelleistungsmarkt statt, erhält der Anlagenbetreiber dafür zusätzlich zum erzielten Erlös eine sog. Marktprämie. Das zweite Modell ist der sog. Mieterstrom. Vermieter, deren Objekt mit einer Photovoltaikanlage ausgestattet ist, können den darin produzierten Strom an ihre Mieter verkaufen und erhalten zusätzlich eine staatliche Förderung. In diesem Fall wird der Strom jedoch nicht durch das öffentliche Netz geleitet.

6.1.2 ‚Haushalte zuerst‘

Entfällt für den VNB die Pflicht, den im Haushalt nichtnutzbaren Strom abzunehmen und zu vergüten, kann ein Aggregator dem Haushalt diesen nichtnutzbaren Strom abkaufen, und ihn an den Spot- oder Regelleistungsmärkten weiterverkaufen. Die Haushalte beziehen den Strom zur Deckung ihrer Residuallast weiterhin über ein EVU. Der Anreiz für den Aggregator besteht darin, den Strom an den Märkten zu einem höheren Preis zu verkaufen als zu dem Preis, den er den Haushalten bietet. Für die Nutzung des öffentlichen Stromnetzes muss der Aggregator Netznutzungsentgelte an die Netzbetreiber abführen.

Für den Haushalt bedeutet das, dass die Vergütung, die er für den verkauften Strom erwarten kann, im Allgemeinen unter der EEG-Einspeisevergütung liegt, da der mittlere Börsenstrompreis etwa um den Faktor drei geringer ist als die EEG-Einspeisevergütung. Außerdem ist der Aggregator nicht verpflichtet, den erzeugten, aber nicht nutzbaren Strom abzunehmen. Dieses Aggregationskonzept hat damit für den Haushalt eine höhere Unsicherheit hinsichtlich der verkauften Strommengen bei gleichzeitig geringeren Erlösen zur Folge. Dies könnte wiederum den Anreiz

vergrößern, den Eigenverbrauchsanteil am erzeugten Strom durch die zeitliche Verschiebung von Lasten oder den Einsatz eines Heimspeichersystems zu erhöhen. Abbildung 11 zeigt eine Übersicht der beteiligten Akteure und ihre Beziehungen zueinander.

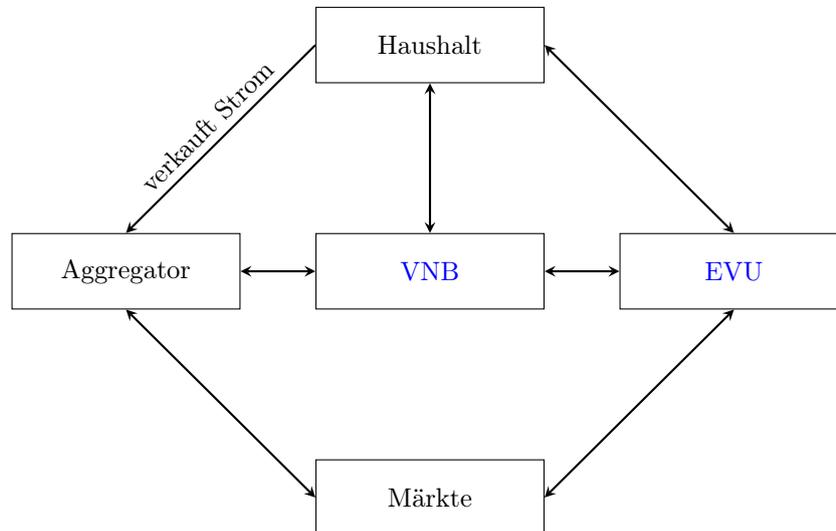


Abbildung 11: Beziehungen der Akteure zueinander im Konzept ‚Haushalte zuerst‘

6.1.3 ‚Zentrale Aggregation‘

Statt nur den im Haushalt nichtnutzbaren Strom zu kaufen, erhält der Aggregator vollständigen Zugriff auf die Komponenten im Haushalt. Dadurch erhöht sich die Flexibilität des RVKWs und es ergeben sich mehr Optionen zum Handel an den unterschiedlichen Märkten. Hierbei gilt jedoch die Randbedingung, dass der Strom- und der Wärmebedarf des Haushalts weiterhin gedeckt werden. Um den Haushalten einen Anreiz zur Teilnahme am RVKW zu bieten, ist ein Vergütungsmodell erforderlich. Hierbei sind unterschiedliche Möglichkeiten der Ausgestaltung denkbar. Dies könnte eine zeitabhängige Vergütung sein, bei der der Aggregator den Haushalt für die Zeitabschnitte vergütet, in denen die Komponenten genutzt werden, oder eine leistungsabhängige Vergütung, bei der die erzeugte Leistung bzw. Energie, die vom Aggregator genutzt wird, oder die Nutzung von Speichern oder verschiebbaren Lasten vergütet wird. Gegebenenfalls kann der Aggregator als EVU agieren und die Deckung der Residuallast des Haushalts übernehmen. Damit wäre der Haushalt nicht mehr auf die Versorgung durch das EVU angewiesen. Der umgekehrte Fall ist jedoch auch denkbar: Das EVU kann die Rolle des Aggregators übernehmen und gegen eine Vergütung die Komponenten im Haushalt steuern. Statt den im RVKW erzeugten Strom an den Spot- oder Regelleistungsmärkten anzubieten, kann ein EVU diesen auch zur Versorgung anderer Letztverbraucher nutzen.

Der VNB stellt in diesem Konzept weiterhin die notwendige Infrastruktur bereit, um das RVKW ins Stromnetz einzubinden und wird dafür mit den Netzentgelten vergütet. Durch die Fähigkeit, Erzeugung oder Last ortsveränderlich einzusetzen, kann das RVKW einen Beitrag zur Betriebs-

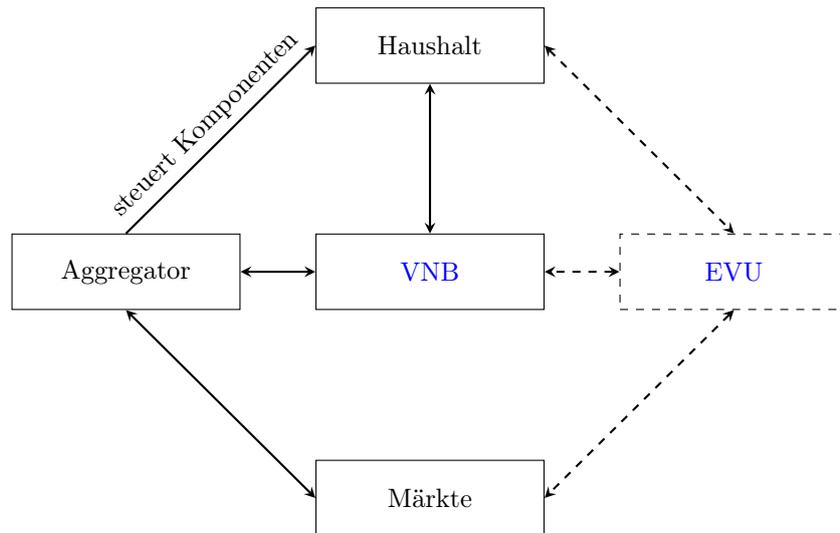


Abbildung 12: Beziehungen der Akteure zueinander im Konzept ‚Zentrale Aggregation‘

führung und Spannungshaltung im Verteilnetz leisten.

Die Einbindung der Akteure in diesem Konzept ist in Abbildung 12 skizziert. Eine Voraussetzung für die Umsetzung dieses Konzepts ist eine Installation der erforderlichen IKT in den Haushalten. Ein solches Aggregationskonzept scheint unter den gegebenen regulatorischen Rahmenbedingungen umsetzbar zu sein, die wirtschaftliche Attraktivität ist aber aufgrund der erforderlichen Investitionen in IKT und der derzeit geltenden Förder- und Entgeltsystematik fraglich.

6.1.4 ‚Nachbarschaftskraftwerk‘

Im Nachbarschaftskraftwerk findet die Bündelung der Komponenten ohne einen externen Aggregator statt. Die Haushalte selbst bilden das RVKW und zielen darauf ab, ihren Strombedarf möglichst selbst zu decken. Die residuale Last kann entweder, falls das Kraftwerk die Mindestanforderungen zur Marktteilnahme erfüllt, über den Spotmarkt oder von einem EVU gedeckt werden. Erzeugter Strom, der nicht innerhalb des RVKWs genutzt werden kann, kann gegebenenfalls weiterverkauft werden.

Für den Betrieb des Verteilnetzes sind zwei Varianten möglich: Entweder sind alle Haushalte eines Netzbereichs Bestandteil des RVKWs und agieren gleichzeitig als Netzbetreiber in diesem Bereich oder das Verteilnetz wird weiterhin durch einen VNB betrieben.

Ob ein solches Konzept unter den gegenwärtigen regulatorischen Rahmenbedingungen umsetzbar wäre, ist fraglich. Insbesondere die Frage nach dem Zugang zu und dem Betrieb von Verteilnetzen sowie der damit verbundenen Frage, wie eine Vergütung der Netznutzung jenseits der aktuell geltenden Vorschriften zu Netzentgelten aussehen kann, bedarf der Klärung.

Des Weiteren ergeben sich Fragen nach dem Eigentum der genutzten Komponenten und nach den Vergütungsmechanismen innerhalb des RVKW. Die Komponenten können entweder jeweils

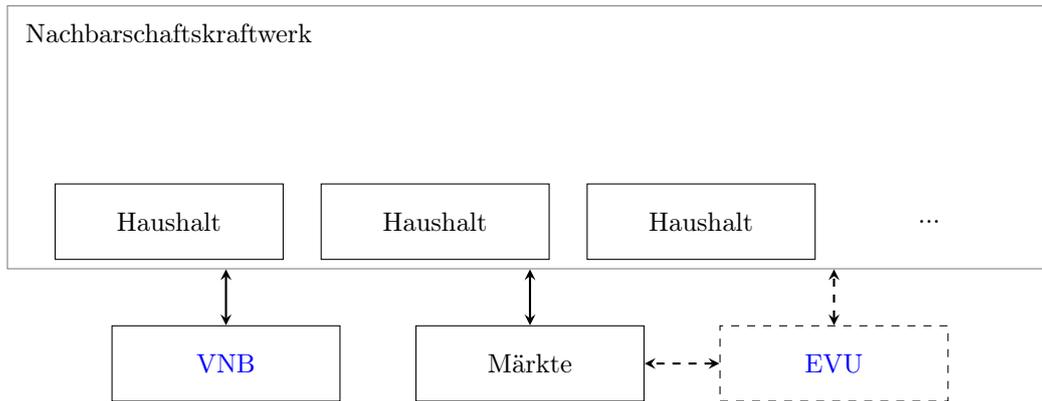


Abbildung 13: Beziehungen der Akteure zueinander im Konzept ‚Nachbarschaftskraftwerk‘

Eigentum eines der in das [RVKW](#) eingebundenen Haushalte sein oder sich in gemeinschaftlichem Besitz befinden. Als Vergütungsmechanismen sind unterschiedliche Modelle denkbar — von Pauschalpreisen über zeitabhängige Tarife bis hin zu einem Peer-to-peer-Handel. Aus ökonomischer Sicht ist dabei jedoch fraglich, ob ein PV-Anlagenbetreiber seinen Strom einem anderen Haushalt zu einem Preis unterhalb des Großhandelspreises zur Verfügung stellen würde. Andersherum bestehen unter gleichen Voraussetzungen für den Haushalt, der den Strom kauft, zunächst keine Anreize, einen Preis oberhalb des Großhandelspreises zu akzeptieren. Mögliche Anreize zur Akzeptanz einer Abweichung vom Marktpreis könnten bspw. Präferenzen für lokal erzeugten oder grünen Strom sein.

6.2 Eignung verschiedener Technologiekombinationen zur Bereitstellung von Flexibilität aus sozio-technischer Perspektive

Der Handlungsspielraum (und damit die Erlösmöglichkeiten) eines [RVKWs](#) erhöht sich durch die Teilnahme an verschiedenen Märkten und die Möglichkeit verschiedene Arten von Flexibilität (Lasterhöhung /-senkung, Zeitspanne der Leistungsanpassung) anbieten zu können. Ebenso wächst der Handlungsspielraum mit dem Zeitraum, in dem die Komponenten des [RVKWs](#) für Steuereingriffe zur Verfügung stehen. Auch hinsichtlich einer effektiven Entlastung der Stromnetze können [RVKWs](#) nur dann eine wichtige Rolle spielen und eine echte Alternative zum Netzausbau darstellen, falls sie ausreichende und dem Bedarf entsprechende Flexibilität möglichst dauerhaft bereitstellen können. Dies spricht für einen möglichst umfassenden Einbezug von Komponenten verschiedenster Art in ein [RVKW](#).

Gleichzeitig stellen das benötigte Wissen über die zu vermarktenden Anlagen, der zu tätigen Aufwand für die Erschließung vieler kleiner dezentraler Komponenten, das Schaffen der Zugangsvoraussetzungen zu verschiedenen Märkten (z.B. Durchführen einer Präqualifikation) sowie gegebenenfalls erforderliche Kompensationen von Haushalten für den Zugriff auf deren Anlagen

praktische Hürden und Kostenpunkte dar, die eine Fokussierung der (begrenzten) Ressourcen eines **RVKW**-Betreibers auf bestimmte Vermarktungswege und Technologien plausibel erscheinen lassen.

Vor diesem Hintergrund beleuchtet dieses Unterkapitel welche Kombinationen von Technologien auf Haushaltsebene eine möglichst umfangreiche und gleichzeitig einfach zu aktivierende Bereitstellung von Flexibilität ermöglichen, und wie sich unterschiedliche Technologien hierbei ergänzen. Hierfür wird im Folgenden untersucht wie sich verschiedene Technologien auf Haushaltsebene hinsichtlich der Möglichkeit der Lasterhöhung bzw. -absenkung im tageszeitlichen und saisonalen Verlauf verhalten und welche denkbaren Steuereingriffe von den Haushalte akzeptiert würden. Ausgangspunkte der Analyse sind die zeitlichen Aspekte des Betriebs von **RVKW**-Komponenten (Kapitel 4.7) und die Akzeptanz von Nutzern für Steuereingriffe (Kapitel 4.8).

6.2.1 Zeitliche Verfügbarkeit – Detailannahmen

Die zeitlichen Aspekte des Betriebs von **RVKW**-Komponenten (Kapitel 4.7) bieten eine Grundlage für die Ermittlung der Zeiträume, in denen verschiedene Arten von Komponenten für eine Erhöhung bzw. Absenkung des Leistungsbezugs verfügbar sind. Die Datenlage erfordert für die durchzuführende Analyse stellenweise eine Festlegung bzgl. des unterstellten Anlagenbetriebs, die hier basierend auf der gesichteten Literatur vorgenommen wird.

PV-Dachanlagen

Die Strombereitstellung von PV-Anlagen ist wetterabhängig und folgt prinzipiell dem Muster einer Glockenkurve mit Peak um die Mittagszeit. Im Zeitraum der Stromerzeugung kann die Anlage prinzipiell gedrosselt bzw. gänzlich abgeregelt werden. Somit ist (aus technischer Sicht) in diesem Zeitraum eine Erhöhung des Leistungsbezugs des **RVKWs** möglich (Kompensation der gedrosselten PV-Leistung durch Bezug von Strom aus dem Netz), jedoch mit einer Nicht-Nutzung von PV-Strom verbunden und daher aus wirtschaftlichen Gründen i.d.R. möglichst zu vermeiden.

Heimspeicher

Die zeitliche Verfügbarkeit von Heimspeichern für Steuereingriffe seitens eines **RVKWs** hängt stark von der verfolgten Ladestrategie ab. In den folgenden Betrachtungen wird für Sommertage mit (prognostiziert) hoher PV-Einspeisung das prognosebasierte Laden unterstellt. Bei diesem Verfahren wird ab einer gewissen Höhe der PV-Einspeisung (z.B. oberhalb 60 % der PV-Generatorleistung) die Differenz zwischen tatsächlicher (Überschuss-)Leistung und dem festgelegten Grenzwert eingespeichert. Dieses Ladeverhalten ist netzdienlich, da es an Tagen mit hoher PV-Leistung hohe Netzeinspeisungen zur Mittagszeit verhindert bzw. verringert, und setzt die Anforderung nach EEG §14 um, die Wirkleistungseinspeisung einer PV-Anlage auf 70 % der installierten Leistung zu

begrenzen. Der genaue Ladezeitraum hängt bei dieser Ladestrategie sowohl von der Größe der PV-Anlage, der Größe des Heimspeicher als auch dem (prognostizierten) Strombedarf des Haushalts und der (prognostizierten) Sonneneinstrahlung ab, und ist daher nicht per se generalisierbar. Für die folgende Analyse soll für eine Vereinfachung darauf aufgebaut werden, dass der Kerngedanke der Ladestrategie ist, die Mittagsspitze der PV-Einspeisung abzufangen. Daher wird angenommen, dass die Ladung des Heimspeichers im Zeitraum von 10h bis 15h geschieht (was der Ladestrategie des „Peak-Shavings“ entspricht).

Im Winter ist die Leistung der PV-Anlage auch in der Mittagsspitze geringer als die maximal erlaubte Wirkleistungseinspeisung. Es wird davon ausgegangen, dass an solchen Tagen ein direktes Laden praktiziert wird, bei dem jeglicher Überschuss-Strom eingespeichert wird sobald er anfällt (auch schon in den Morgenstunden), bis der Speicher voll geladen ist. In der folgenden Analyse wird angenommen, dass der Ladevorgang um ca. 9h beginnt und – aufgrund der in diesem Fall angenommenen geringeren Sonneneinstrahlung – bis zum Abend (17h) andauert.

In dem Zeitraum, in dem der Heimspeicher weder voll geladen ist noch bereits einen Ladevorgang durchführt, kann der Leistungsbezug des **RVKWs** durch ein Stop des Entadens bzw. durch Beladen von Heimspeichern mit Netzstrom erhöht werden. Dies ist im Lauf der Nacht sowie in den Morgenstunden der Fall. Während des Ladevorgangs der Heimspeicher kann dieser Ladevorgang gestoppt und ggf. stattdessen ein Entladen vorgenommen werden, wodurch der Leistungsbezug des **RVKWs** über Bereitstellung des Stroms aus dem Heimspeicher abgesenkt werden kann.

E-KFZ

Die tageszeitliche Verfügbarkeit von E-KFZ für Steuereingriffe seitens eines **RVKWs** wird basierend auf **Richter und Steiner** sowie **Doum (2015)** abgeschätzt. Es wird angenommen, dass im Falle mehrerer Fahrten im Laufe eines Tages (z.B. Arbeitsweg, Einkaufen) ein Netzanschluss der E-KFZ für den Ladevorgang i.d.R. erst nach der letztmaligen Rückkehr am Abend erfolgt (**Doum, 2015**). Die von **Richter und Steiner** angeführten erhöhten Standzeiten um die Mittagszeit werden für mögliche Ladevorgänge nicht berücksichtigt, da eingeschätzt wird, dass die überwiegende Mehrzahl der E-KFZ zu diesen Zeiten sich nicht am Ladepunkt innerhalb des RVKW befinden, sondern z.B. auf Parkflächen nahe des Arbeitsplatzes des E-KFZ-Besitzers. Damit ergibt sich im Wesentlichen ein Muster des Abgangs von E-KFZ im Zeitraum von 6-9h und eine letztmalige Rückkehr im Zeitraum von 18h bis 1h des Folgetages. Aus technischer Sicht stehen Batterien von E-KFZ dem **RVKW** somit prinzipiell im Zeitraum von ca. 18h bis 9h des Folgetages für Steuereingriffe zur Verfügung.

Mikro-KWK

Die zeitliche Verfügbarkeit einer Mikro-KWK-Anlage für Steuereingriffe seitens eines **RVKWs** hängt primär vom Wärmebedarf des zu versorgenden Objekts ab. Aus diesem Grund ist eine saisonale Differenzierung der Verfügbarkeit erforderlich. Aufgrund der i.d.R. gegebenen Wärmespeicher bzw. thermischen Trägheit der zu versorgenden Objekten wird auf eine Differenzierung der Verfügbarkeit im Tagesverlauf verzichtet. Im Sommer wird basierend auf der gesichteten Literatur bei insgesamt geringen Betriebszeiten von einer hohen Flexibilität von Mikro-KWK-Anlagen bzgl. Steuereingriffen seitens des **RVKWs** ausgegangen. I.d.R. ist aufgrund der geringen Betriebszeiten als kurzfristiger Steuereingriff im Sommer (nur) ein Zuschalten von Mikro-KWK-Anlagen möglich, was einer Absenkung des Leistungsbezugs des **RVKWs** entspricht, da die Mikro-KWK-Anlage Strom im Bilanzraum des **RVKWs** erzeugt. Im Winter wird von Volllastbetrieb ausgegangen, wobei ein kurzfristiges Abschalten prinzipiell möglich ist, i.d.R. jedoch mit Kosten für die kompensatorische Wärmebereitstellung durch (teurere) Alternativen verbunden ist.

Wärmepumpen

Die zeitliche Verfügbarkeit von Wärmepumpen ähnelt der von Mikro-KWK-Anlagen, da sich beide primär aus dem Wärmebedarf des zu versorgenden Objekts ableiten. Im Gegensatz zu Mikro-KWK-Anlagen handelt es sich bei Wärmepumpen jedoch um eine Last, nicht um einen Einspeiser. Für den Sommer wird auch für Wärmepumpen von einer hohen Flexibilität bzgl. Steuereingriffen seitens des **RVKWs** ausgegangen. I.d.R. ist aufgrund der geringen Betriebszeiten als Steuereingriff im Sommer (nur) ein Zuschalten möglich. Im Winter wird von nahezu Volllastbetrieb ausgegangen. Die von [Fischer et al. \(2017\)](#) angegebenen Gleichzeitigkeitsfaktoren (im Winter 80-95%) weisen jedoch darauf hin, dass die meisten Wärmepumpen auch im Winter Stillstandszeiten haben. Entsprechend wird davon ausgegangen, dass ein gelegentliches kurzzeitiges Abschalten einer Wärmepumpe durch ein **RVKW** i.d.R. auch im Winter ohne wirtschaftliche Einbußen möglich ist.

6.2.2 Akzeptanz von Steuereingriffen – Fallunterscheidung

Die Literaturrecherche in Kapitel 4.8 zeigte, dass noch Forschungsbedarf hinsichtlich der Nutzerakzeptanz von Steuereingriffen eines **RVKWs** auf Komponenten in Haushalten besteht. Um die Relevanz der Nutzerakzeptanz für die Flexibilitätsbereitstellung eines **RVKWs** abzuschätzen, werden basierend auf der Literatur im Sinne einer einfachen Sensitivitätsbetrachtung zwei Fälle unterschieden, die im Folgenden weiter ausformuliert werden:

- „Standard“: Nutzer zeigen eine begrenzte Akzeptanz für Steuereingriffe
- „Akzeptanz“: Nutzer zeigen eine erhöhte Akzeptanz für Steuereingriffe

Fall „Standard“

Eine über § 9 EEG hinausgehende Drosselung bzw. Abregelung von PV-Anlagen wird im Fall „Standard“ ausgeschlossen. Heimspeicher werden so genutzt, dass primär der Eigenstromverbrauch maximiert wird. Bzgl. E-KFZ wird angenommen, dass im Laufe des Abends ans Netz angeschlossene E-KFZ sofort bis zum maximalen Ladestand aufgeladen werden, und dass der Ladevorgang ca. 4h benötigt (die mittlere Ladedauer der untersuchten Modelle beträgt ca. 6h, wobei hier angenommen wird, dass die Batterie bei der abendlichen Rückkehr i.d.R. nicht völlig entladen ist). Des Weiteren wird davon ausgegangen, dass das E-KFZ am Morgen (nahezu) vollständig geladen sein soll. Bzgl. der Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser werden keine Komforteinbußen toleriert, d.h. Mikro-KWK und Wärmepumpen befriedigen den Wärmebedarf zu jedem Zeitpunkt, bieten aufgrund von Wärmespeichern bzw. thermischer Trägheit der Heizsysteme und Gebäude jedoch dennoch Spielraum für Steuereingriffe.

Fall „Akzeptanz“

Die Nutzer räumen dem [RVKW](#) prinzipiell die Möglichkeit ein, PV-Dachanlagen zu Drosseln bzw. Abzuregeln, sollte dies aus Sicht des [RVKWs](#) vorteilhaft sein. Dies wird jedoch auch im Fall „Akzeptanz“ möglichst vermieden und nur als Notfalloption berücksichtigt. Der Betrieb von Heimspeichern wird vollumfänglich dem [RVKW](#) überlassen. Die Nutzer von E-KFZ akzeptieren ein nicht vollständig geladenes E-KFZ, erwarten jedoch einen Mindestladestand (z.B. 60%). Bzgl. der Bereitstellung von Raumwärme und Warmwasser werden auch in diesem Fall keine Komforteinbußen toleriert. Die Unterschiede zwischen beiden Fällen bestehen also hinsichtlich des Zugriffs auf PV-Anlagen, Heimspeicher und E-KFZ.

6.2.3 Analyse

Aus der Betrachtung der zeitlichen Verfügbarkeit von [RVKW](#)-Komponenten ergibt sich, dass eine Differenzierung nach Jahreszeit ([PV](#)-Anlagen, Wärmepumpen, Mikro-[KWK](#)) sowie nach Tageszeit ([PV](#)-Anlagen, Heimspeicher, E-KFZ) erforderlich ist. Die Fallunterscheidung bzgl. der Nutzerakzeptanz ergibt eine weitere Dimension mit zwei Fällen. Insgesamt ergeben sich somit vier Fälle, die im Folgenden jeweils hinsichtlich der Verfügbarkeit von Komponenten im Tagesverlauf untersucht werden:

- „Standard / Sommer“
- „Standard / Winter“
- „Akzeptanz / Sommer“
- „Akzeptanz / Winter“

Die Verfügbarkeit der Komponenten in diesen Fällen ergibt sich jeweils aus einer Verschneidung der zeitlichen Verfügbarkeit und der Nutzerakzeptanz für Steuereingriffe.

Fall „Standard / Sommer“

Für die PV-Anlagen ist kein Steuerungszugriff vorgesehen. Heimspeicher stehen in diesem Fall nur in einen begrenzten Zeitraum für eine kurzfristige Unterbrechung des Ladevorgangs zur Verfügung. Diese wird toleriert, da am späteren Nachmittag nachgeladen werden kann und der Eigenverbrauch in der Nacht bzw. am Morgen des nächsten Tages dadurch nicht reduziert werden muss. Ein Laden des Speichers mit Strom aus dem Netz ist nicht vorgesehen, da Speicher für Eigenstrom vorgehalten werden. Der nächtliche Ladevorgang von E-KFZ kann ohne (merkliche) Konsequenzen für den Nutzer kurzzeitig unterbrochen und ggf. in einen Entladevorgang überführt werden, wodurch eine Absenkung des Leistungsbezugs des RVKWs ermöglicht wird. In den frühen Morgenstunden sollte der ggf. noch erforderliche Ladevorgang dann jedoch nicht mehr unterbrochen werden, um zu gewährleisten, dass die Batterie bei Abfahrt (nahezu) vollständig geladen ist. Mikro-KWK und Wärmepumpen stehen prinzipiell ganztägig für Steuereingriffe zur Verfügung, da die (kurze) Betriebszeit problemlos im Tagesverlauf verschoben werden kann. Abbildung 14 zeigt die Verfügbarkeit der Komponenten im Fall „Standard / Sommer“ im Überblick.

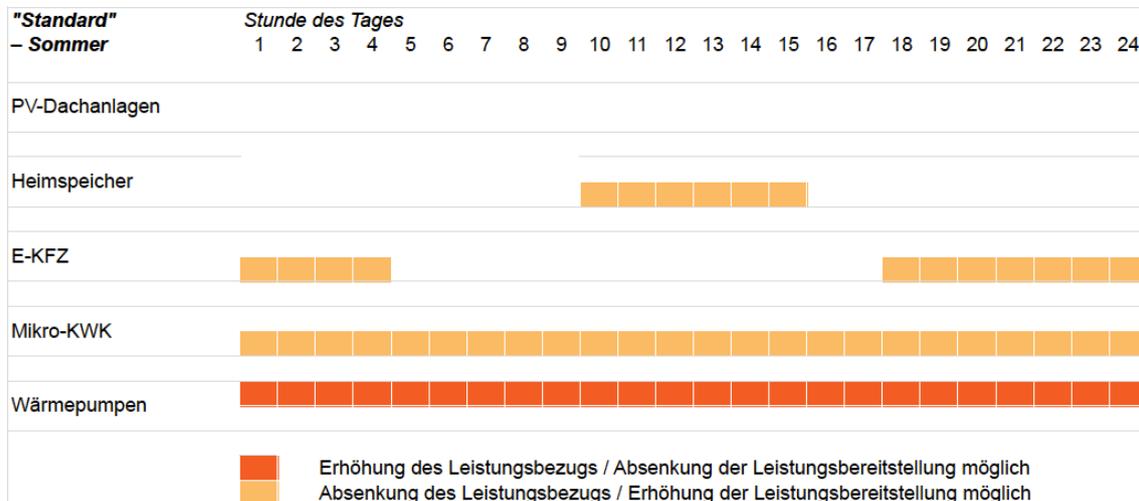


Abbildung 14: Verfügbarkeit von Komponenten im Fall Standard / Sommer

Quelle: Eigene Darstellung.

Fall „Standard / Winter“

Für die PV-Anlagen ist auch im Winter kein Steuerungszugriff vorgesehen. Bei den Heimspeichern wird während des Ladevorgangs keine Unterbrechung toleriert, da sonst der Speicher nicht voll geladen werden kann und somit der Eigenstromverbrauch reduziert wird. Eine Einspeicherung von Netzstrom in den Speicher wird hingegen in gewissem Ausmaß toleriert, da der Speicher bei reduzierter Eigenstromerzeugung genügend Puffer bietet. Für E-KFZ gelten die gleichen Annahmen

wie im Fall „Standard / Sommer“. Wärmepumpen können in ihrem Betrieb kurzfristig unterbrochen werden, wodurch eine Absenkung des Leistungsbezugs des **RVKW**s ermöglicht wird. Eine kurzzeitige Unterbrechung des Betriebs von Mikro-KWK ist prinzipiell ebenfalls möglich, wobei in diesem Fall eine Wärmeerzeugung aus anderer Quelle erforderlich ist, was Fragen hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit eines solchen Steuereingriffs aufwirft ⁹. Abbildung 15 zeigt die Verfügbarkeit der Komponenten im Fall „Standard / Winter“ im Überblick.

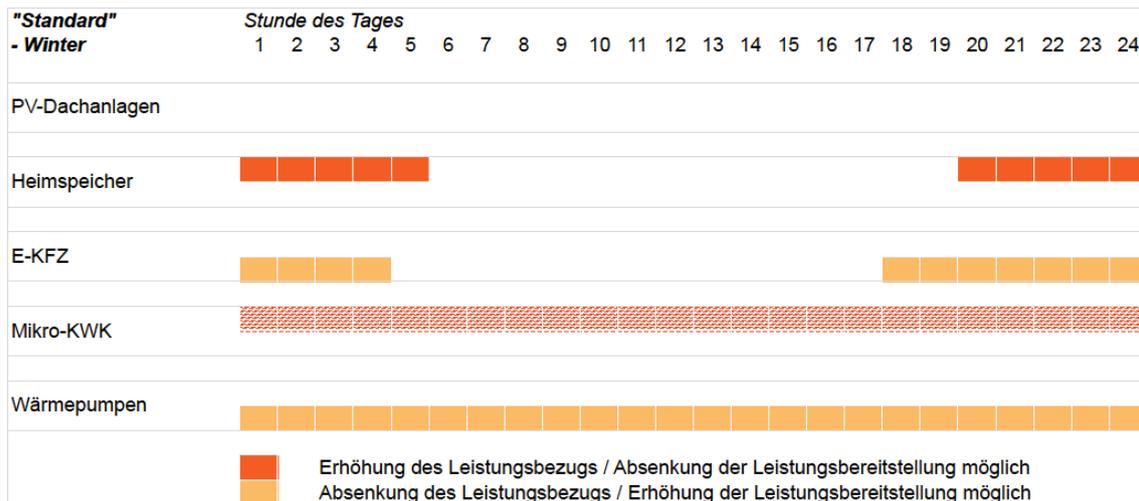


Abbildung 15: Verfügbarkeit von Komponenten im Fall Standard / Winter

Quelle: Eigene Darstellung.

Fall „Akzeptanz / Sommer“

Die Drosselung von PV-Anlagen wird toleriert, jedoch möglichst vermieden. Heimspeicher können vom **RVKW** auch außerhalb des geplanten Ladezeitraums (10-15h) beladen werden (Erhöhung des Leistungsbezugs), insofern der Speicher nicht bereits voll geladen bzw. bereits wieder etwas entladen ist. Eine Leistungsbereitstellung aus Speichern heraus ist jederzeit (in einem gewissen Umfang) möglich. Der Ladezeitraum der E-KFZ wird dem **RVKW** überlassen, so dass ein gestaffeltes Laden der E-KFZ-Flotte geplant werden kann, was dem **RVKW** während der Anwesenheit der E-KFZ einerseits eine Erhöhung des Leistungsbezugs ermöglicht (Beladen zusätzlicher E-KFZ), als auch ein Absenken des Leistungsbezugs (Pausieren des Beladens bzw. Entladen von E-KFZ). Der Zugriff auf Mikro-KWK und Wärmepumpen ist identisch zum Fall „Standard – Sommer“.

⁹In Abbildung 15 als Schraffierung dargestellt

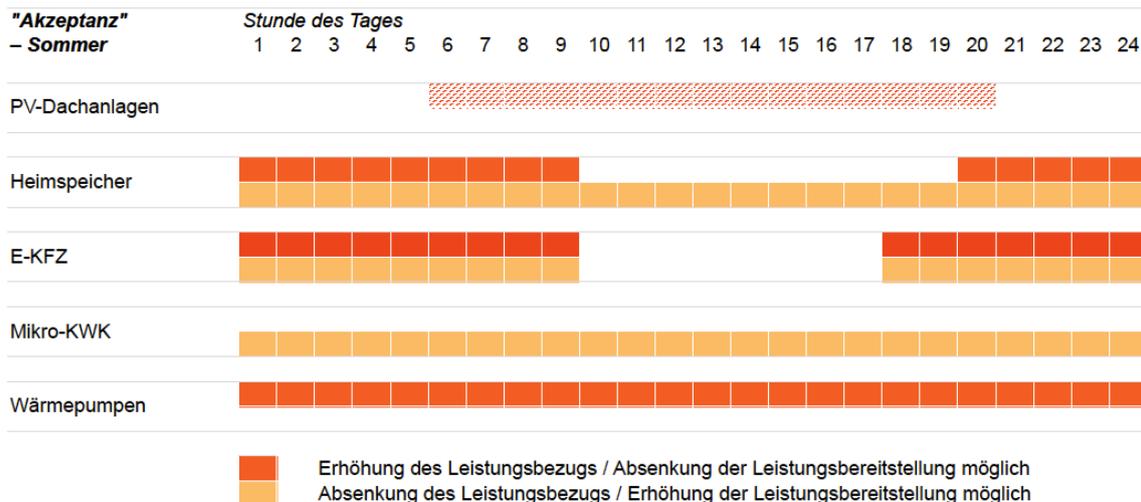


Abbildung 16: Verfügbarkeit von Komponenten im Fall Akzeptanz / Sommer

Quelle: Eigene Darstellung.

Fall „Akzeptanz / Sommer“

Die Drosselung von PV-Anlagen wird auch im Winter prinzipiell toleriert, jedoch möglichst vermieden. Der Zeitraum der PV-Einspeisung ist im Vergleich zum Sommer verkürzt. Heimspeicher stehen ähnlich zum Fall „Akzeptanz – Sommer“ außerhalb der Beladungszeit für eine Erhöhung des Leistungsbezugs zur Verfügung, und eine Leistungsbereitstellung aus Speichern heraus ist jederzeit möglich. Die Verfügbarkeit von E-KFZ entspricht derjenigen im „Akzeptanz – Sommer“ und die auf Mikro-KWK und Wärmepumpen ist identisch zum Fall „Standard – Winter“.

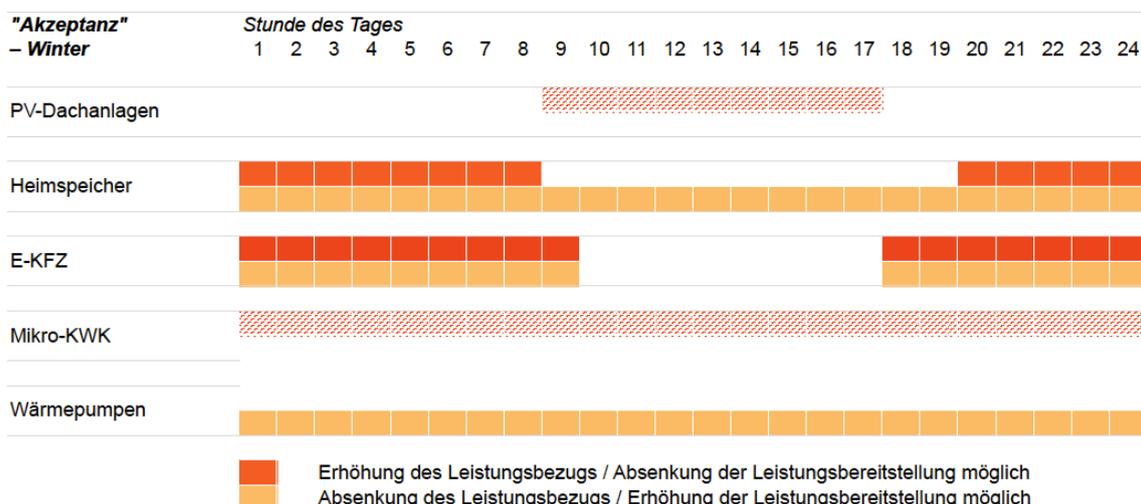


Abbildung 17: Verfügbarkeit von Komponenten im Fall Akzeptanz / Winter

Quelle: Eigene Darstellung.

6.2.4 Diskussion der Ergebnisse

In der Gesamtschau der vier analysierten Fälle zeigt sich, dass sich **Wärmepumpen** und **Mikro-KWK** optimal ergänzen, da sie jeweils ganztägig für Steuereingriffe zur Verfügung stehen, je-

doch auf komplementäre Weise. Dies liegt letztlich darin begründet, dass ein Anschalten einer Mikro-KWK Anlage eine (zusätzliche) Bereitstellung von Leistung mit sich bringt, wohingegen eine Wärmepumpe eine Last darstellt. Bei Kombination beider Anlagentypen in einem **RVKW** besteht gemäß obiger Analyse jederzeit die Flexibilität für Erhöhung bzw. Absenkung des Leistungsbezugs des **RVKWs**. Ein Abschalten von Mikro-KWK Anlagen im Winter steht zwar unter dem Vorbehalt der Wirtschaftlichkeit; da eine Absenkung der Leistungsbereitstellung durch die Mikro-KWK jedoch (nur) zu Zeiten eines Überangebots an Strom angefragt werden dürfte, besteht zu diesen Zeiten höchstwahrscheinlich die Möglichkeit, den Wärmebedarf kostengünstig, über einen strombasierten Heizstab, zu decken. Durch den bei Inbetriebnahme des Heizstabs steigenden Leistungsbezug verstärkt sich die Wirkung des Steuereingriffs sogar noch.

Darüber hinaus zeichnen sich **Wärmepumpen** und **Mikro-KWK** dadurch aus, dass sie gemäß obiger Analyse als einzige Technologien effektiv einen Bedarf nach Erhöhung des Leistungsbezugs zur Mittagszeit befriedigen und somit einer Drosselung von PV-Anlagen entgegen wirken können.¹⁰ Dieser Fall dürfte insbesondere im Sommer (Mittagsspitze der PV-Erzeugung) relevant sein, was insbesondere die Wärmepumpen in den Fokus rückt. Auf Verteilnetzebene ist ein Überangebot an Strom im Winter aufgrund der reduzierten PV-Stromerzeugung eher untypisch, könnte jedoch durch vereinzelt an das Verteilnetz angeschlossene Windenergieanlagen induziert werden. In diesen Fällen könnte einem möglichen Überangebot von Strom durch ein Ausschalten von Mikro-KWK Anlagen entgegengewirkt werden.

Eine weitere Synergie zwischen beiden Technologien ist, dass der im Winter hohe Strombedarf von Wärmepumpen (teilweise) durch Mikro-KWK gedeckt werden könnte, was zu einer Entlastung des Verteilnetzes beitragen könnte. Hinsichtlich der Nutzerakzeptanz erscheinen (kleinere) Steuereingriffe in beiden Fällen, aufgrund der Entkopplung des Steuereingriffs vom Nutzererleben durch thermische Trägheit, unproblematisch.

Der Handlungsspielraum des **RVKWs** für die Steuerung von **Heimspeichern** erhöht sich im Fall „Akzeptanz“ gegenüber dem Fall „Standard“ deutlich. Ebenso deutlich vergrößert eine erhöhte Akzeptanz für den Zugriff auf die Batterien von **E-KFZ** den Handlungsspielraum des **RVKWs**. Die Einbindung von Heimspeichern und E-KFZ steht demnach nach obiger Analyse unter dem Vorbehalt einer (erhöhten) Akzeptanz der Nutzer für Steuerungszugriffe – nur unter dieser Voraussetzung erscheint ein ausreichend großer Handlungsspielraum zu bestehen, um den Aufwand für das Erschließen der Flexibilität zu rechtfertigen.¹¹ Ohne erhöhte Akzeptanz ist die Verfügbarkeit

¹⁰Eine (hier unterstellte) netzdienliche Ladestrategie (Peak-Shaving) für Heimspeicher ist für die Abmilderung einer PV-Mittagsspitze ebenfalls essentiell. Als *aktiv* zu steuernde **RVKW**-Komponenten spielen die Heimspeicher für das Auffangen einer Mittagsspitze jedoch höchstens eine kleine Rolle, da diese gemäß ihrer Ladestrategie zur Mittagszeit i.d.R. bereits Laden und eine weitere Erhöhung des Leistungsbezugs entsprechend nicht möglich ist.

¹¹Diese Einschätzung steht unter dem Vorbehalt zukünftig sehr deutlich sinkender Erschließungskosten, z.B. durch serienmäßigen Einbau der entsprechenden Steuermodule und automatische Anbindung der Komponenten an ein **VKW**.

und damit der potenzielle Mehrwert von Heimspeichern und E-KFZ für ein **RVKW** sehr begrenzt. Die Literaturanalyse zur Akzeptanz von Steuereingriffen (Kapitel 4.8) deutet – obwohl noch Forschungsbedarf besteht – jedoch darauf hin, dass diese Akzeptanz relativ einfach erreicht werden kann.

Aufgrund der Abwesenheitszeiten bleibt die Verfügbarkeit von E-KFZ für Steuereingriffe jedoch auf die Abend- und Morgenstunden begrenzt; die Verfügbarkeit von Heimspeichern ist durch den (vom Nutzer) geplant durchgeführten Ladevorgang eingeschränkt. Die Abbildungen 16 und 17 zeigen für den Fall „Akzeptanz“ eine Ähnlichkeit zwischen den Zugriffsmöglichkeiten auf Heimspeicher und E-KFZ. Die beiden Technologien können aus Sicht des **RVKWs** in diesem Fall daher als Alternativen zueinander gesehen werden.¹²

6.2.5 Schlussfolgerungen aus der sozio-technischen Analyse

Nach obiger Analyse stellen die Wärmeerzeugungstechnologien – Wärmepumpen und Mikro-KWK – durch ihre ganztägige Verfügbarkeit und ihre Komplementarität ein Fundament der Flexibilität eines **RVKWs** bereit, das aus Perspektive der zeitlichen Verfügbarkeit prinzipiell sowohl eine umfassende Teilnahme an den Strom- und Regelleistungsmärkten erlaubt, als auch (je nach geographischer Verteilung) eine effektive Entlastung der Verteilnetze ermöglichen könnte. Daher erscheint es, basierend auf obiger einfacher qualitativer Analyse, plausibel, (mindestens) diese beiden Komponenten-Typen in ein **RVKW** einzubinden. Der zukünftige flächendeckende Einsatz von Mikro-KWK-Anlagen ist jedoch mit großen Unsicherheiten behaftet. Während einige Studien zumindest für größere Haushalte mit vergleichsweise hohem Wärmebedarf klare wirtschaftliche Vorteile von Mikro-KWK sehen (Teilprojekt VISE-Haushalte), spielen Mikro-KWK-Anlagen in anderen Studien (fast) keine Rolle (dena, 2018b). Ein modellbasierter Vergleich der Wirtschaftlichkeit und der Netzdienlichkeit von **RVKWs** mit und ohne Mikro-KWK-Anlagen könnte einen Beitrag dazu leisten die zukünftige Rolle von Mikro-KWK-Anlagen differenziert diskutieren zu können.

Heimspeicher und E-KFZ erweiterten den Handlungsspielraum eines **RVKWs** im Sinne einer erhöhten verfügbaren flexiblen Leistung insbesondere in den Abend- und Morgenstunden – jedoch nur insofern die Nutzerakzeptanz für Steuereingriffe gegeben ist. Ein modellbasierter Vergleich der Wirtschaftlichkeit und der Netzdienlichkeit von **RVKWs** bei geringer und erhöhter Akzeptanz von Steuereingriffen auf Heimspeicher und E-KFZ könnte dazu dienen den Mehrwert dieser Steuereingriffe zu beziffern, und so die Diskussion über einen angemessene Höhe einer Kompensationen für Nutzer unterstützen.

¹²Auf Ebene einzelner Haushalte bestehen jedoch starke Synergien zwischen Heimspeichern und E-KFZ, da Heimspeicher dazu dienen können den mittags eingespeicherten PV-Strom abends den E-KFZ als Ladestrom zur Verfügung zu stellen. Die Einschätzung ist hier also stark von der Betrachtungsebene sowie vom thematischen Fokus – Flexibilitätsbereitstellung oder Eigenstromverbrauch - abhängig.

7 Entwicklung eines Modells zur Abbildung regionaler virtueller Kraftwerke

Für die ganzheitliche Analyse der identifizierten Geschäftsmodelle ist eine integrierte Betrachtung der Markt- und der Netzperspektive notwendig. Um dies zu gewährleisten, werden im Rahmen dieses Projektes verschiedene Modelle gekoppelt. Kapitel 7.1 beschreibt das Konzept der Kopplung, während in Kapitel 7.2 die zu Grunde liegenden Teilmodelle vorgestellt werden.

7.1 Übersicht über das Modellkonzept

Die bisherigen Analysen zeigen, dass die Bewertung eines RVKWs sowohl aus wirtschaftlicher als auch aus technischer Perspektive erfolgen muss. Um dies adequat abbilden zu können, werden mehrere Modelle kombiniert betrachtet (siehe Abbildung 18).

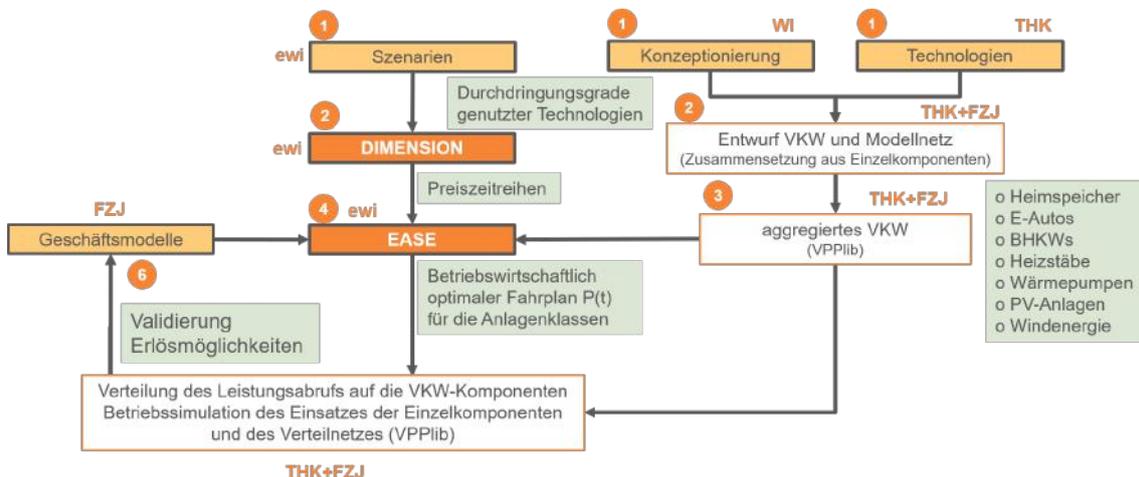


Abbildung 18: Zusammenspiel der Teilmodelle

Quelle: Eigene Darstellung

Zunächst erfolgt eine Analyse der Entwicklungen auf den europäischen Strommärkten mit dem Modell DIMENSION+. Dieses zeigt die Entwicklungen der Preisstrukturen bis zum Jahre 2030 auf und bietet damit die Grundlage für weitere ökonomische Betrachtungen. Um die technischen Komponenten innerhalb des RVKWs abzubilden und um die Erzeugungs- und Bedarfszeitreihen zu generieren, wird die Modellbibliothek VPPlib verwendet. Die von der VPPlib erzeugten Profile werden im nächsten Schritt dem Kraftwerkseinsatzmodell EASE zur Verfügung gestellt. Dieses Modell optimiert den Einsatz der unterschiedlichen Komponenten basierend auf den Erzeugungs- und Bedarfsprofilen sowie den Preiszeitreihen aus DIMENSION+. Dies geschieht jeweils unter Berücksichtigung der in Kapitel 5 definierten Geschäftsmodelle. Die kostenoptimalen Fahrpläne der Komponenten werden von EASE zurück an die VPPlib übergeben, in der im weiteren Verlauf eine Analyse der Lastflüsse im zu Grunde liegenden elektrischen Netz durchgeführt wird. Dadurch

können Rückschlüsse über die Netzbelastungen der entwickelten Geschäftsmodelle gezogen werden. Somit erlaubt das Gesamtmodell sowohl die Bewertung der wirtschaftlichen Rentabilität der vorliegenden Geschäftsmodelle als auch die technische Umsetzbarkeit bzw. den eventuellen technischen Mehrwert, der aus den Geschäftsmodellen für den Verteilnetzbetrieb entstehen kann.

7.2 Beschreibung der Teilmodelle

Die Analysen, die im Rahmen dieses Projektes durchgeführt werden, basieren auf dem Zusammenspiel verschiedener Modelle zur Abbildung der Energiemarktentwicklung, der Strommarktdynamik und des Verteilnetzes sowie der eingesetzten Technologien. In den nachfolgenden Kapiteln werden diese Modelle vorgestellt. Kapitel 7.2.1 stellt dabei das Strommarktmodell DIMENSION+ vor, dessen Output in Form von Strompreisen die Grundlage der Geschäftsmodellanalysen darstellt. In Kapitel 7.2.2 wird dann das Modell zur Assetbewertung EASE eingeführt, bevor in Kapitel 7.2.3 das technische Modell zur Abbildung der Anlagen und des Netzes vorgestellt wird.

7.2.1 Strommarktmodell DIMENSION+

DIMENSION+ ist ein am EWI entwickeltes und gepflegtes Simulationsmodell für die europäischen Strommärkte. Das Modell simuliert wie sich die installierten Kapazitäten von Kraftwerken und Stromspeichern in Europa zukünftig entwickeln. Dabei wird ein kostenminimierender Einsatz sowie Zubau und Rückbau der unterschiedlichen Technologien unterstellt. Der Zubau erneuerbarer Energien erfolgt ebenfalls kostenminimal unter Berücksichtigung politischer Rahmenbedingungen.

Die im Modell simulierten Jahre sowie die innerjährliche zeitliche Auflösung können beliebig gewählt werden. Derzeit sind in DIMENSION+ 28 Länder abgebildet (vgl. Abbildung 19), die im Wesentlichen mit der EU28 übereinstimmen. Sämtliche Kraftwerke und Stromspeicher dieser Länder sind in der ständig aktualisierten EWI-Kraftwerksdatenbank erfasst.

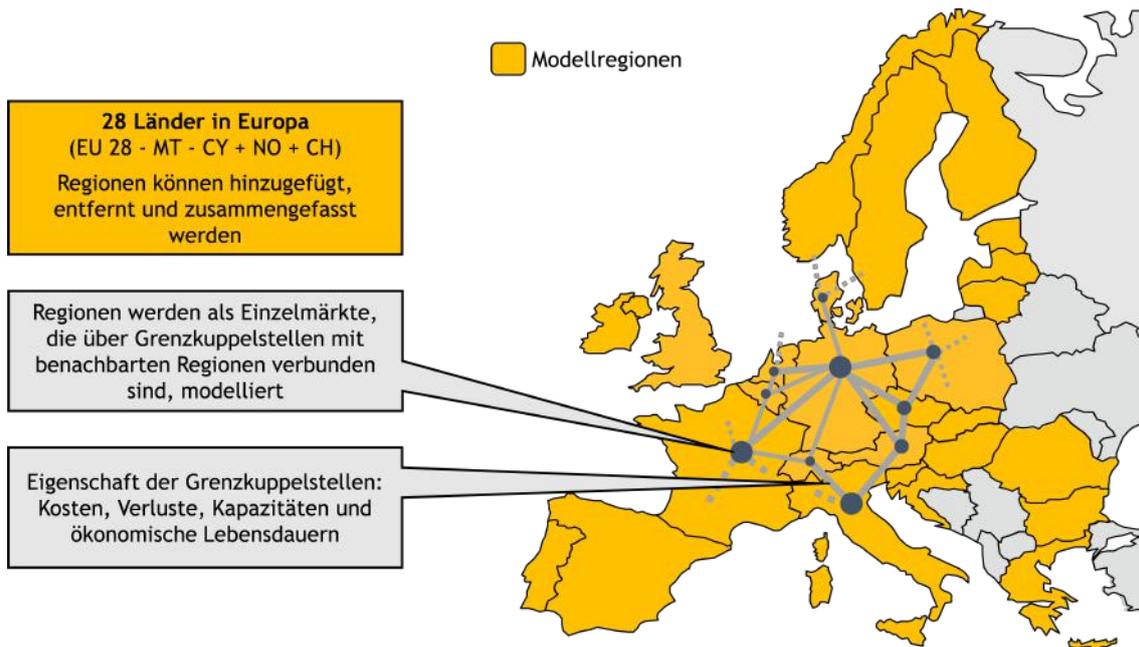


Abbildung 19: Modellierte Regionen in DIMENSION+

Quelle: Eigene Darstellung

Das Modell DIMENSION+ simuliert die zukünftige Entwicklung von Kraftwerken, Speicherkapazitäten, **KWK**- sowie **PtG**- und Power-to-Fuel-Technologien. Die Investitionsentscheidungen und Erzeugungsprofile für eine Vielzahl von Technologien werden endogen optimiert.

Dazu gehören:

- konventionelle Kraftwerke
- Kraft-Wärme-Kopplung
- Kernkraftwerke
- Onshore- und Offshore-Windenergieanlagen
- **PV**-Anlagen
- Biomasse-**(KWK)**-Kraftwerke (fest und gasförmig)
- Wasserkraftwerke
- geothermische Kraftwerke
- solarthermische Kraftwerke (einschließlich thermischer Energiespeicher)
- Speichertechnologien (Batterie-, Pump-, Wasser- und Druckluftspeicher)
- **PtG**/Brennstofftechnologien wie Elektrolyse, Methanisierung und Fischer-Tropsch-Systeme

Technologische Verbesserungen, z.B. bei der Effizienz, werden mit Hilfe von Vintage-Klassen berücksichtigt. Diese werden als zusätzliche Technologieoption in das Modell aufgenommen, die erst ab einem bestimmten Zeitpunkt zur Verfügung steht.

Neben dem oben beschriebenen Kernmodell DIMENSION+ gibt es verschiedene Module: z.B. für das DSM und die Kraft-Wärme-Kopplung. Darüber hinaus sind in DIMENSION+ Module zur Modellierung der Endenergieverbrauchssektoren (Industrie, Gebäude, Mobilität) integriert. Für die vorliegende Studie werden für die Energieverbrauchssektoren exogene Transformationspfade angenommen, aus denen sich eine Gesamtstromnachfrage über alle Sektoren ergibt. Die Transformationspfade orientieren sich am EL80-Szenario der dena-Leitstudie (dena, 2018b) und werden in Abschnitt 8.2 beschrieben.

Der aggregierte Energiebedarf der einzelnen Endenergieverbrauchssektoren wird im Modell durch die Energiewirtschaft kostenminimal gedeckt. Hierbei werden sowohl die Kosten der modellendogenen Produktion von Strom, Wärme und synthetischen Brennstoffen sowie die Beschaffungskosten für Energieträger (konventionelle, biogene, von außerhalb der EU importierte synthetische Brennstoffe) berücksichtigt. Darüber hinaus müssen Angebot und Nachfrage für Strom und Wärme stündlich übereinstimmen.

Neben der Bereitstellung von Energiemengen (Strom, Fernwärme und Energieträger) wird in DIMENSION+ für den Stromsektor auch eine gesicherte Spitzenleistung modelliert, die sich aus der Stromnachfrage der einzelnen Anwendungen (z.B. Wärmepumpen, Elektrofahrzeuge) in den Verbrauchssektoren gemäß Nutzungsprofilen und Gleichzeitigkeitsfaktoren ergibt. Dadurch wächst mit zunehmender Elektrifizierung der Wärmeversorgung auch die abzusichernde Spitzenlast an. Dieser Bedarf an Spitzenlast muss durch entsprechende Technologien auf der Angebotsseite gedeckt werden. Diese Aufgabe können neben stillgelegten Kohle- und Gaskraftwerken beispielsweise offene Gasturbinen, Dieselgeneratoren, Pumpspeicherkraftwerke, DSM oder Batteriespeicher übernehmen. Stromimporte können im Spitzenlastfall mit 30 Prozent der Importkapazität zur gesicherten Leistung beitragen. Wind Onshore und Offshore können mit 5 Prozent zur gesicherten Leistung beitragen, während Photovoltaik keinen Beitrag leisten kann.

DIMENSION+ berechnet zum einen wie sich die installierten Kapazitäten von Kraftwerken und Stromspeichern in Europa langfristig entwickeln („Invest“). Dabei wird ein kostenminimierender Einsatz sowie Zubau und Rückbau der unterschiedlichen Technologien unterstellt. Zum anderen kann auf Basis der so ermittelten Kapazitäten des europäischen Kraftwerkparcs eine hochaufgelöste Simulation des Krafwerkeinsatzes erfolgen, indem stündliche Lastprofile eines Jahres zugrunde gelegt werden („Dispatch“).

Die Investitionsrechnung erfolgt auf Basis von 16 Typtagen, welche verschiedene repräsentative Tage eines Jahres abbilden. Die Auswahl der Typtage erfolgt mittels Methoden des maschinellen

Lernens (Clustering-Algorithmen) denen historische Zeitreihen für Last, Sonneneinstrahlung, Wind und Wärme zugrunde liegen.

Der Dispatch berechnet den Kraftwerkseinsatz in stündlicher Auflösung und dient der präzisen Abbildung von intertemporaler Flexibilität, etwa durch Berücksichtigung von technischen Restriktionen wie der Anfahrtschwindigkeit verschiedener Kraftwerkstypen.

Mit Hilfe der Dispatch-Rechnung lassen sich stündliche Strom-Preiszeitreihen für ein Stützjahr ermitteln. Diese Zeitreihen werden im Rahmen dieses Projekts als Day-Ahead-Preise interpretiert. Über ein stochastisches Post-Processing-Verfahren werden aus diesen Zeitreihen stündliche und viertelstündliche Intraday-Preiszeitreihen generiert. Zunächst wird dazu die Merit-Order für jede einzelne Stunde mit den am Strommarkt aktiven Kraftwerken erstellt. Unter Verwendung der Energienachfrage und des Day-Ahead-Preises in einer jeweiligen Stunde wird dann der Gradient der Merit-Order in diesem Punkt approximiert. In einem parallelen Prozessschritt des Post-Processing-Verfahrens erfolgt die stochastische Variation der dargebotsabhängigen Einspeisung aus Erneuerbarer Energien unter Verwendung einer Standardnormalverteilung, um kurzfristige Ungenauigkeiten in der Prognose der EE-Erzeugung abzubilden. Zusätzlich wird auch die Höhe der Last kurzfristigen Schwankungen unterworfen. Folglich entsteht eine Angebots- bzw. Nachfragerücke, welche durch die bereits am Strommarkt aktiven Kraftwerke gedeckt werden muss. Für die Ermittlung des sich dadurch einstellenden Intraday-Preises wird der Schnittpunkt aus dem approximierten Gradienten der Merit-Order und der neuen Stromnachfrage gebildet. Dieser Schnittpunkt definiert schließlich den Intraday-Preis. Auf diese Weise wird für alle 8760h des Jahres vorgegangen.

7.2.2 Kraftwerkseinsatzmodell EASE

Die Einsatzoptimierung der im Netz angesiedelten Anlagen wird mittels des auf GAMS basierenden Assetbewertungsprogramms EASE durchgeführt, das im Rahmen dieses Projektes für die Belange von RVKWs weiterentwickelt wird. EASE vermarktet Assets auf Day Ahead-, Intraday- und Regelleistungsmärkten und quantifiziert die jeweiligen Erlöse. Dabei gehen technische Eigenschaften und ökonomische Parameter der Anlagen sowie Preiszeitreihen der verschiedenen Strommärkte mit in das Modell ein. Zusätzlich werden auch Restriktionen durch zu deckenden Wärmebedarf in der Optimierung mitberücksichtigt. Das Gebotsverhalten auf den verschiedenen Märkten lässt sich frei wählen, wobei Besicherungen durch andere Anlagen oder der Einsatz der Anlage im Portfolio abgebildet werden. Variationen des Gebotsverhaltens, einzelner Parameter oder der Preisentwicklungen können in verschiedenen Szenarien simuliert und die Ergebnisse miteinander verglichen werden. Die Berechnungen erfolgen dabei deterministisch.

Ziel der Modellierung in EASE ist es, einzelne Haushalte mit ihrer jeweiligen Strom- und Wärmenachfrage und ihren installierten, steuerbaren Assets abzubilden und den Betrieb zu simulieren.

Hierbei werden alle wesentlichen Anlagentypen, wie Power-to-Heat-, KWK-, Erneuerbaren- und Speicheranlagen sowie Elektrofahrzeuge berücksichtigt. Die Strom- und Wärmenachfrage geht in Form von Strom- und Wärmelastprofilen in das Modell ein. Haushalte und Anlagen sind jeweils verschiedenen Knoten zugeordnet.

Erzeugung aus erneuerbaren Energiequellen ist flexibel modelliert, sodass die Anlagen auch heruntergeregelt werden können. Die Förderregime, wie die Einspeisevergütung oder das Marktprämienmodell, sind frei wählbar. Gemäß der Änderung der Regulatorik kann bei Stromspeichern der Wegfall der Netzentgelte und Abgaben bei netzgekoppelten Betrieb berücksichtigt werden. Elektrofahrzeuge werden als Speicher modelliert, wobei das Fahrverhalten der Elektrofahrzeuge über Zeitreihen in das Modell eingeht. Die Zeitreihen enthalten Informationen über den Netzanschluss und den Energiebedarf für die durchgeführten Fahrten. Darüber hinaus ist einstellbar, ob die Fahrzeuge uni- oder bilateral laden können. Die Strom- und Wärmenachfrage der Haushalte ist aktuell unflexibel modelliert, weshalb Flexibilitätspotentiale in Form von DSM-Maßnahmen nicht abgebildet werden. Die Deckung der Wärme- und Stromnachfrage ist das übergeordnete Ziel der Optimierung.

Die unterschiedlichen identifizierten Geschäftsmodelle können in EASE über die Parametrierung umgesetzt werden. Dabei werden sowohl der Retailmarkt als auch die Großhandelsmärkte abgebildet und in der Optimierung sequentiell durchlaufen. Ausgehend von den stündlichen und viertelstündlichen Day-Ahead-Märkten über die stündlichen und viertelstündlichen Intraday-Märkte wird zuletzt über den Retailmarkt Strom beschafft oder vermarktet. Dabei kann jeder einzelne Markt flexibel zu- oder abgeschaltet werden. Die kontinuierlichen Großhandelsmärkte werden dabei als Auktionen modelliert und alle Preise exogen vorgegeben. In der Modellierung wird zunächst über die Märkte und dann über jeden Zeitschritt innerhalb des gewählten Zeitraums optimiert. Dabei ist es möglich, auf subsekutiven Märkten Countertrades durchzuführen. Die Auflösung der beschafften bzw. vermarkteten Elektrizität ist dabei assetscharf. Die Optimierung erfolgt über einen vorab definierten Zeitraum, der in sich nicht überlappenden Zeitfenster, die in sich Viertelstunden scharf aufgeteilt sind, unterteilt wird.

Aus Laufzeitgründen sieht das Modell bei großen Netzen eine Typtagesystematik vor. Analog zur Vorgehensweise in DIMENSION (s.o.) werden 16 repräsentative Typtage eines Jahres abgebildet. Um dabei den Betrieb der Heimspeicher über einen längeren Zeitraum abzubilden, werden zusätzlich noch die beiden angrenzenden Tage eines jeden Typtages mitberücksichtigt. Für die Kostenbetrachtung werden jedoch nur die Typtage selbst aggregiert und gewichtet.

Der Input der Optimierung sind die technischen Parameter der einzelnen Anlagen sowie die oben

beschriebenen technologiespezifischen Zeitreihen, die aus der nachfolgend beschriebenen VPPLib in Form einer Datenbank übergeben werden. Output der Optimierung sind zum einen die wirtschaftlichen Ergebnisse des Dispatches sowie die resultierenden Lastgänge der einzelnen Assets, die in Form einer Datenbank ausgegeben und wieder an die VPPLib zurückgegeben werden.

7.2.3 RVKW-Aggregationsmodell VPPLib

Für die Evaluierung der technischen und wirtschaftlichen Potentiale eines [RVKWs](#) ist es nötig, das Verhalten der Energieanlagen auf Haushaltsebene sowie deren jeweiligen Einfluss auf die Verteilnetze zu analysieren. Neben den individuellen Einflüssen sind auch Implikationen von Anlagenkombinationen und aggregierten Anlagenparks zu untersuchen. Für die Erstellung der dazu nötigen technischen Modelle wird die Programmiersprache „Python“ verwendet. Diese zeichnet sich durch eine gute Handhabbarkeit und eine Vielzahl an offen zugänglichen und nutzbaren Bibliotheken aus. Diese erleichtern unter anderem die Verarbeitung von anfallenden Daten und die Visualisierung der Ergebnisse. Da sich Python im Bereich der Energiesystemmodellierung großer Beliebtheit erfreut, existieren bereits einige Open Source Bibliotheken technischer Modelle und zur Netzanalyse. Die für diese Arbeit in Frage kommenden Bibliotheken werden zunächst vorgestellt und hinsichtlich ihrer Eignung für das Vorhaben untersucht. Im Anschluss werden die neu entwickelten Modelle vorgestellt, die bisher noch nicht oder nicht im ausreichenden Maße in anderen Bibliotheken realisiert wurden. Zudem wird der Aufbau der VPPLib und der generelle Anwendungsbereich vorgestellt und diskutiert. Um eine gute Reproduzierbarkeit der Ergebnisse zu gewährleisten, wird die VPPLib ebenfalls als Open Source entwickelt und über die Plattform „GitHub“ zur Verfügung gestellt [Birk \(2020\)](#).

In Folge des Technologiescreenings in Kapitel 4 wurden eine Vielzahl von relevanten Energieanlagen identifiziert. Aus der erweiterten Auswahl an Technologien wurden, im Rahmen des Projektes, die Wärmepumpe, das [Batterie-elektrische Fahrzeug \(BEV\)](#), die [PV](#), [KWK](#) in Verbindung mit elektrischen Heizstäben, sowie elektrische und thermische Energiespeicher als zweckmäßige Komponenten eines [RVKWs](#) definiert. Um für Szenarien mit geringeren Anlagenzahlen die für den Einsatz am Markt benötigten Leistungskapazitäten zu erhalten, werden zudem [WEAs](#) mit in die Betrachtung aufgenommen. Diese werden in der späteren Systembetrachtung im Mittelspannungsnetz verortet.

Wie bereits erläutert erfreut sich die Programmiersprache Python einer wachsenden Beliebtheit für die Modellierung von Energiesystemen. Damit einhergehend ist eine wachsende Anzahl an frei zugänglichen Bibliotheken aufzufinden. Im Folgenden werden Bibliotheken für die Analyse von [PV-Systemen](#), [WEAs](#) und elektrischen Netzen vorgestellt und hinsichtlich ihrer Eignung für den Einsatz in der VPPLib diskutiert.

Vorstellung der PVlib

Die „PVlib“ wurde an den Sandia National Laboratories, ursprünglich in der Programmiersprache „MATLAB“ entwickelt. Die Bibliothek wurde anschließend ebenfalls in Python umgesetzt und wird stetig weiterentwickelt [F. Holmgren et al. \(2018\)](#). Die Unterschiede zwischen der MATLAB und der Python Version werden in [pvl \(2020\)](#) diskutiert. Die PVlib verfügt über eine Datenbank an PV-Modulen und PV-Wechselrichtern, sowie deren technischen Parametern, die für die Simulationen der Systeme verwendet werden können. Sie erlaubt zudem die Einbindung von Einstrahlungsdaten im csv-Dateiformat und umfasst ortsabhängige Berechnungen von Einflüssen des Sonnenstands auf die Erträge. Für die Berechnung der U-I-Kennlinie wird das Ein-Dioden-Modell verwendet [pvl \(2020\)](#). Die PVlib wurde in [Gurapira und Rix](#) mit „Photovoltaik systems“ (PVSyst) und „System Advisor Model“ (SAM) verglichen. Von den drei betrachteten Software-Lösungen eignet sich allerdings nur die PVlib für eine weitere Verwendung innerhalb der VPPLib, da diese in Python geschrieben und dementsprechend gut integrierbar ist. In [Gurapira und Rix](#) wurden die berechneten Erträge aus den drei Programmen ebenfalls mit den Erträgen einer realen Anlage verglichen. Dabei wurde von allen drei Programmen ein geringerer Ertrag errechnet. Bei der PVlib liegt die Abweichung bei 5,07%, für SAM bei 3,86% und für PVSyst bei 3,37%.

Vorstellung der windpowerlib

Die windpowerlib wurde am Reiner Lemoine Institut entwickelt und dient zur Erzeugung von Einspeisezeitreihen aus Windenergieanlagen [Haas et al. \(2019\)](#). Sie greift zurück auf eine Datenbank der „Open Energy Platform“, die Daten zu Windenergieanlagen bereitstellt [Ope \(2020\)](#). Als Datengrundlage werden des Weiteren Zeitreihen von Temperatur, Luftdruck und Windgeschwindigkeiten unter Angabe der Höhe des Messpunktes über dem Boden, sowie der Bodenbeschaffenheit über die Angabe der Rauheit benötigt. Die Wetterdaten werden innerhalb der windpowerlib auf die Höhe der Windturbine umgerechnet. Die Bibliothek wurde in [Haas \(2019\)](#) validiert. Zu diesem Zweck wurden gemessene Einspeisezeitreihen mit den Ergebnissen der Simulation verglichen. Für die Simulation wurden unterschiedliche Quellen an Wetterdaten herangezogen. Im Ergebnis ist, abhängig von der Datenquelle und der Höhe des Messpunktes über dem Boden, mit einer überschätzten Erzeugung an Energie in den Modellen zu rechnen.

Vorstellung von pandapower

Die Bibliothek „pandapower“ wurde im Fachgebiet Energiemanagement und Betrieb elektrischer Netze an der Universität Kassel in Kooperation mit dem Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik entwickelt. Pandapower ist für die statische Analyse von symmetrischen

Netzen konzipiert und basiert auf „PYPOWER“, einer Bibliothek für Energiesystemanalysen [Zimmerman et al. \(2011\)](#). Die Nutzung von „pandas“ als tabellenbasierte Datenstruktur sorgt für eine einfache Ein- und Ausgabe sowie Weiterverarbeitung der Daten [McKinney et al. \(2011\)](#). Pandapower wurde gegenüber kommerziell verfügbarer Software validiert und bereits in mehreren Netzstudien eingesetzt [Thurner et al. \(2018\)](#).

Vorstellung von SimBench

Die SimBench Modelldatenbank wurde von der Universität Kassel in Zusammenarbeit mit dem Fraunhofer IEE, der RWTH Aachen und der Technischen Universität Dortmund entwickelt. Das Konsortium wurde durch sechs deutsche Verteilnetzbetreiber unterstützt. Die Datenbank beinhaltet Netzmodelle, die als Benchmark für Netzanalysen, -planung und -betrieb genutzt werden können. Sie beinhaltet zahlreiche repräsentative Netzmodelle für Nieder-, Mittel- und Hochspannungsnetze. Diese Netzmodelle können unter anderem mit der Bibliothek pandapower verwendet werden. Die unterschiedlichen Spannungsebenen lassen sich zudem kombinieren, um eine ganzheitliche Analyse über mehrere Spannungsebenen hinweg durchführen zu können [Meinecke et al. \(2020\)](#).

Um die gelisteten Technologien vollständig abzubilden, werden für jene Technologien, für die keine existierenden Modelle identifiziert werden konnten, eigene Modelle entwickelt. Diese basieren auf einem Lastprofilgenerator, der für die Arbeiten in [Birk et al.](#) entwickelt wurde. Die dort verwendete Logik wurde in eine objektorientierte Struktur übertragen und so in die VPPLib integriert. Die einzelnen Modelle werden an dieser Stelle daher nur kurz beschrieben.

Batterieelektrisches Fahrzeug

Für das [BEV](#) werden die Ankunftszeiten der Fahrzeuge auf Grundlage von real gemessenem Nutzerverhalten aus [Doum \(2015\)](#) verwendet. Anhand des Wochentages wird aus einer Liste an Abfahrts- und Ankunftszeiten die Abwesenheit des Fahrzeugs, auf Basis von Beruflichen- und Freizeittätigkeiten oder Wochenendausflügen zufällig ermittelt. Für jede Stunde der Abwesenheit wird der Akku des Fahrzeugs um einen definierten Wert in kWh bis zu einem wahlweise festzulegenden Minimum entladen oder alternativ ein Speicherstand bei der Ankunft am Haus festgelegt. Durch dieses Verfahren kann ein Verbrauch pro Tag nachgestellt werden. Zudem lässt sich die Ladeleistung ab einem festzulegenden Speicherstand sukzessive reduzieren, um eine möglichst realistische Ladekurve zu erhalten. Somit können sowohl Profile auf Basis von Abfahrt- und Ankunftszeiten, zusammen mit den jeweiligen Ladezuständen der Fahrzeuge als auch Profile für den gesamten Prozess des Be- und Entladens erzeugt werden.

Elektrischer Energiespeicher

Für den elektrischen Energiespeicher wird ein Modell mit den Parametern Speicherkapazität, Wechselrichterleistung und Wirkungsgrad verwendet. Das Laden bzw. Entladen des Speichers ist im jeweiligen Zeitschritt durch die Leistung des Wechselrichters beschränkt.

Thermischer Energiespeicher

Der thermische Energiespeicher wird über die Masse des Speichers m , die spezifische Wärmekapazität c_p des Speichermediums (bei Wasser $4,2 \text{ kJ}/(\text{kg}\cdot\text{K})$) und die Temperaturspreizung ΔT zwischen maximalem und minimalem Speicherstand definiert. Über die Formel

$$E = mc_p \Delta T \quad (3)$$

sind Energie und Temperatur des Speichers miteinander verknüpft. Umgerechnet in eine Temperatur des gesamten Speichers lässt sich eine Hysterese bestimmen, die den Speicherbereich und somit den systembedingten Ein- und Ausschaltzeitpunkt des Wärmeerzeugers definiert.

Wärmepumpe

Für die Abbildung der Wärmepumpe erfolgt eine Berechnung des [Coefficient of performance \(COP\)](#) für wahlweise Luft- oder Erdwärmepumpen. Die Berechnungen basieren auf einer Analyse kommerziell erhältlicher Wärmepumpen und dem Vergleich mit Felddtests aus Deutschland und Großbritannien in [Staffell et al. \(2012\)](#). Aus dem [COP](#) und der elektrischen Leistung der Wärmepumpe wird in den Zeiten, in denen die Wärmepumpe betrieben wird, die thermische Erzeugung berechnet. Die Ein- und Ausschaltsignale werden in diesem Fall durch den thermischen Speicher bereitgestellt. Alternativ lässt sich die Zeitreihe der thermischen Leistung aus den UserProfiles durch die [COP](#) Zeitreihe teilen, um das Betriebsverhalten bei kontinuierlichem Betrieb einer teillastfähigen Wärmepumpe darzustellen. Hierbei ist zu beachten, dass teillastbedingte Einflüsse auf den Wirkungsgrad der Wärmepumpe nicht berücksichtigt werden.

Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlage

Für die Abbildung der [KWK](#)-Anlagen werden elektrische und thermische Erzeugungsleistungen definiert. Für den Betrieb werden Anfahr- und Abschaltzeiten sowie minimale Lauf- und Ruhezeiten der Anlagen festgelegt. In Verbindung mit einem thermischen Energiespeicher kann das BHKW wärmegeführt betrieben werden, in dem es auf die Hysterese bedingten Ein- und Ausschaltsignale des Speichers reagiert.

Aufbau der Bibliothek

Die Grundstruktur der VPPLib ist in Abbildung 20 dargestellt. Die Klasse „Environment“ beinhaltet für das jeweilig zu untersuchende Szenario alle Informationen hinsichtlich der lokalen Wetterdaten und der Zeit. Die Klasse „UserProfile“ umfasst alle Informationen, die spezifisch für einzelne Akteure innerhalb des Netzes sind. Dazu zählen unter anderem deren Wärmebedarf, das Nutzungsverhalten von Elektrofahrzeugen sowie deren Position im Netzgebiet. Ein UserProfile kann dabei ein Gebäude oder eine Wohneinheit abbilden. Instanzen von Environment und UserProfile werden an eine oder mehrere der „Component“-Klassen übergeben. Diese bilden beispielsweise PV-Anlagen, Wärmepumpen oder BEVs ab, die jeweils als eine abgeleitete Klasse von Component implementiert sind. Instanzen dieser Technologieklassen werden an die Klasse „VirtualPowerPlant“ übergeben. Diese agiert als Aggregator der Technologien, die im jeweiligen Einsatzbereich vorkommen. Zudem werden einem „pandapower network“-Objekt die jeweiligen Namen der Komponenten übergeben, um eine Verknüpfung zu Erzeugern, Speichern und Lasten in pandapower herzustellen. Über diese Referenz können im weiteren Verlauf Betriebsanweisungen und Statusinformationen zwischen dem VKW und dem Netzmodell ausgetauscht werden. Sowohl die Instanz der VirtualPowerPlant als auch die Instanz des pandapower network werden an die Klasse „Operator“ übergeben. In dieser werden Funktionen und Betriebsstrategien für die Steuerung des VKWs implementiert und Rückmeldungen aus Verteilnetz und Kraftwerk verarbeitet.

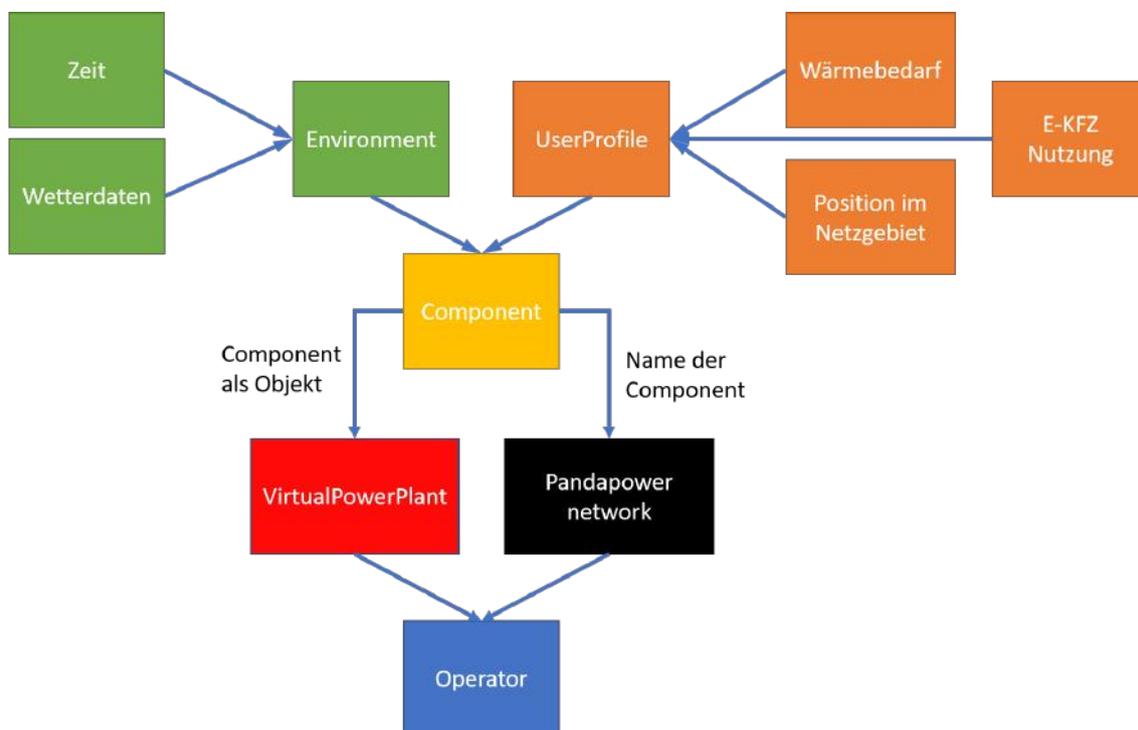


Abbildung 20: Grundstruktur der VPPLib

Quelle: Eigene Darstellung

Diese Struktur erlaubt über die UserProfiles eine detaillierte Darstellung der Nutzerpräferenzen

in den Haushalten und die dadurch entstehenden Einflüsse auf den Betrieb. Auf der anderen Seite können im Operator wahlweise Betriebsstrategien umgesetzt werden, die das Netz berücksichtigen oder alleine das virtuelle Kraftwerk betreffen. Hierdurch lassen sich entsprechend unterschiedlich granulare Szenarien und Geschäftsmodelle abbilden.

8 Modellgestützte Analyse der Geschäftsmodelle

In den nachfolgenden Kapiteln werden die Ergebnisse der modellgestützten Analyse der Geschäftsmodelle vorgestellt. Dazu wird vorab in Kapitel 8.1 zunächst der Untersuchungsrahmen hinsichtlich der angenommenen Entwicklungen des Energiesystems skizziert. In Kapitel 8.2 werden daran anschließend die Szenarien und Eingangsdaten für die Analysen vorgestellt. Anschließend wird in Kapitel 8.3 die Zusammensetzung des den Untersuchungen zu Grunde liegenden **RVKW** vorgestellt. Zuletzt werden in Kapitel 8.4 die Ergebnisse der auf dem vorgestellten Untersuchungsrahmen basierenden Rechnungen erläutert.

8.1 Annahmen zur zukünftigen Entwicklung des Energiesystems

Umfangreiche, alle Endverbrauchssektoren abdeckende Szenarien, die die plausible Entwicklung des deutschen Energiesystems bis 2050 skizzieren, werden in der Leitstudie der Deutschen Energie-Agentur (dena) von 2018 aufgespannt (dena, 2018b). Die dena-Leitstudie differenziert zwischen einem Referenzszenario, in dem die derzeitige Entwicklung des Energiesystems fortgeschrieben und lediglich ein leicht erhöhtes Ambitionsniveau beim Klimaschutz angenommen wird, einem Technologiemieszenario (TM80), in dem die Dekarbonsisierungsziele durch den breiten Einsatz alternativer Technologien erreicht werden und einem Elektrifizierungsszenario (EL80), in dem eine tiefgreifende Elektrifizierung der Sektoren Wärme und Verkehr eine Zielerreichung gewährleistet. Alle drei Szenarien bilden plausible Pfade für die zukünftige Entwicklung der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen über den Zeithorizont dieses Projekts (bis 2030) ab. Dabei stellen das Referenz- und das Elektrifizierungsszenario zwei Extreme der möglichen Entwicklungen dar.

Im Referenzszenario erhöht sich die Stromnachfrage bis 2030 auf 606 TWh, ein Anstieg um rund 40 TWh ggü. 2015. Der leichte Anstieg ist das Ergebnis einer Kombination gegenläufiger Effekte: während die Stromnachfrage der Industrie aufgrund steigender Energieeffizienz stagniert, ist in den Bereichen Wärme und Verkehr durch eine langsame aber stetige Zunahme der Zahl an Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen ein gradueller Nachfrageanstieg zu verzeichnen. Getrieben durch die **EE**-Ausbauziele des **EEG-2017**, sinkende Technologiekosten, sowie einen steigenden CO₂-Preis wächst der Anteil von **EE** im Stromsektor weiter: die Erzeugung aus Windenergieanlagen an Land und auf See steigt bis 2030 auf ca. 300 TWh, die aus **PV** auf 65 TWh (dena, 2018b). Im Vergleich zu 2019 entspricht dies einer Zunahme von 138 % bei der Windenergie und 34 % bei **PV** (Umweltbundesamt, 2020).

Im Elektrifizierungsszenario steigt die Stromnachfrage stark an: von 567 TWh im Jahr 2015 auf 840 TWh im Jahr 2030. Getrieben wird dies vor allem durch die stark steigende Nutzung von Strom in allen Sektoren: 2030 decken über 7 Mio. Gebäude ihren Wärmebedarf mit elektrischen Wärme-

pumpen, was den Stromverbrauch des Gebäudesektors auf 274 TWh ansteigen lässt. Auch in der Industrie zieht die Stromnachfrage an, da mehr Prozesse elektrifiziert werden (dena, 2018b). Auch der Individualverkehr wird zunehmend elektrisch: Die Zahl der rein batterieelektrisch betriebenen PKW steigt von rund 230,000 im Jahr 2019 (ADAC, 2020) auf über 13 Mio. im Jahr 2030. Dazu kommen noch mal rund 17 Mio. Plug-in Hybride. In Folge steigt die Stromnachfrage des Verkehrssektors deutlich an und liegt 2030 bei 87 TWh. Zum Vergleich: 2015 betrug diese lediglich 11 TWh (hauptsächlich Bahnstrom). Im Stromsektor entspricht der Zuwachs bei den EE-Technologien im Wesentlichen dem des Referenzszenarios. Dies führt dazu, dass bis 2030 verstärkt Gaskraftwerke zum Einsatz kommen und mehr Strom importiert wird. Erst nach 2030 divergiert das Elektrifizierungsszenario vom Referenzszenario und schreibt einen deutlich stärkeren Erneuerbaren-Ausbau fort (dena, 2018b).

Sowohl das Referenz- als auch das Elektrifizierungsszenario der dena-Leitstudie zeigen, dass sich die energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen weiter verändern werden. In den Verbrauchssektoren Gebäude und Verkehr ist von einer zunehmenden Verbreitung von Wärmepumpen bzw. Elektrofahrzeugen auszugehen. Neben einer Zunahme der sektoralen Stromnachfrage wird dies aller Wahrscheinlichkeit nach auch zu häufigeren und höheren Lastspitzen im Stromnetz führen. Zusammen mit dem stetigen Wachstum dargebotsabhängiger EE-Erzeugungskapazität wird dies einen Anstieg des Flexibilitätsbedarfs im Stromsystem zur Folge haben. Dies gilt insbesondere für die lokale Ebene der Verteilnetze (vgl. Kapitel 4.6).

Offen ist, wie schnell und wie stark sich diese Veränderung vollziehen wird. Eine evolutionäre Entwicklung (Referenzszenario) ist ebenso denkbar wie eine schnelle Transformation (Elektrifizierungsszenario). Was dies für RVKWs relevante Verteilnetzebene und die technische Ausstattung der Haushalte, die in einem RVKW gebündelt werden könnten bedeutet, wird in den folgenden Abschnitten dargestellt.

8.2 Szenarien und Eingangsdaten

Projektziel des VISE-VKW ist es, neue digitale Geschäftsmodelle für RVKWs zu entwickeln und deren Profitabilität und Robustheit gegenüber Veränderungen der Rahmenbedingungen quantitativ zu überprüfen. Dies erfordert eine modellgestützte Analyse auf der Basis von Szenarien. Szenarien sind hypothetische Zukunftsbilder, die in einem festgelegten Kontext einen Ausschnitt beschreiben. Szenarien können dazu verwendet werden, einen Raum möglicher Entwicklungsalternativen aufzuspannen und dienen primär der Orientierung (Pillkahn, 2007).

Für die folgenden Analysen haben wir ausgehend von dem Stand der Verbreitung an Technologien in Haushalten und der gegebenen Regulierung in 2015 als Basis das mögliche Zukunftsszenario ‚Dezentral und Erneuerbar‘ abgeleitet. Dafür haben wir uns die Entwicklungen entlang der *techni-*

schen und der regulatorischen Dimension angeschaut. Erstere betrifft die technische Ausgestaltung des Energiesystems. Letztere bezeichnet die Annahmen, die bezüglich des Regulierungsrahmens getroffen werden.

8.2.1 ‚Dezentral und Erneuerbar‘

Das Szenario ‚Dezentral und Erneuerbar‘ beschreibt die mögliche Weiterentwicklung des Energiesystems über die nächsten zehn Jahre bis zum Jahr 2030. In Bezug auf die technische Dimension wird dabei eine aggressive Elektrifizierung weiterer Endverbräuche (primär in den Sektoren Wärme und Verkehr), sowie ein verstärkter Ausbau Erneuerbarer Energien unterstellt. Mit Blick auf das Energiesystem als Ganzes orientiert sich das Szenario dabei an den Annahmen aus dem Elektrifizierungsszenario EL80 der dena-Leitstudie (dena, 2018b), das in Abschnitt 8.1 näher beschrieben wird.

Bezüglich der Regulatorik wird eine evolutionäre Weiterentwicklung der bisherigen Systematik unterstellt. Es wird davon ausgegangen, dass bis 2030 alle Haushalte über intelligente Stromzähler verfügen und somit stundenscharfe Preise erhalten. Die Tarife sind so ausgestaltet, dass sich die Komponente für Beschaffung und Vertrieb mit dem Day-Ahead-Preis am Großhandelsmarkt verändert, während die übrigen Preiskomponenten zeitlich stabil bleiben.¹³ Für den netzbezogenen Speicherbetrieb, d.h. die Einspeicherung von Strom aus dem Netz zwecks späterer Rückspeisung um Preisarbitrage am Markt zu betreiben, wird angenommen, dass die dabei anfallenden Umlagen, Abgaben und Steuern vollständig saldiert werden und der Speichereinsatz somit an den unverzerrten Preissignalen der Großhandelsmärkte ausgerichtet werden kann.

Prognostizierte Großhandels-Strompreiszeitreihen für das Jahr 2030 wurden mit Hilfe des Strommarktmodells DIMENSION+ (siehe Abschnitt 7.2.1) errechnet und liegen im Jahresmittel bei rund 59 €/MWh (vgl. Tabelle 3).

Tabelle 3: Großhandelsstrompreise in €/MWh im Szenario ‚Dezentral und Erneuerbar‘ (2030)

	Standardabweichung	Mittelwert
Day-ahead stündlich	13.9	59.8
Day-ahead viertelstündlich	15.4	59.6
Intraday stündlich	14.1	59.5
Intraday viertelstündlich	18.6	58.8

Die Bestandteile des zugrundeliegenden Endkundenstrompreises sind in Tabelle 4 dargestellt. Auch sie basieren auf den Annahmen aus dem Elektrifizierungsszenario EL80 der dena-Leitstudie (dena, 2018b).

¹³Vgl. Abschnitt 3.1 für eine detaillierte Beschreibung der Endverbraucherstrompreisstruktur in Deutschland.

Tabelle 4: Endkundenstrompreisbestandteile in €/MWh im Szenario ‚Dezentral und Erneuerbar‘ (2030)

Komponente	Betrag
Beschaffung und Vertrieb	97.5
Netzentgelt	65
Abgaben	66.06
Steuern	67.82

8.3 Zusammensetzung des regionalen virtuellen Kraftwerks

Um die Komponenten eines [RVKWs](#) zu spezifizieren wird ein mögliches Entwicklungsszenario ‚Dezentral und Erneuerbar‘ für das Jahr 2030 sowie die relevanten Technologien herangezogen. Als Referenz für die Technologieentwicklung wird das Jahr 2015 verwendet. In Anlehnung an die Ausführungen in Kapitel 4.6 und 7.2.3, wird für die Analysen ein semi-urbanes elektrisches Verteilnetz gewählt. Bei diesem handelt es sich um ein kombiniertes Nieder-/Mittelspannungsnetz aus dem SimBench-Datensatz mit der Bezeichnung „1-MVLV-semiurb-all-0-sw“ ([Meinecke et al., 2020](#)). Dabei werden jedoch nicht alle Niederspannungsnetze im Detail betrachtet, um die Anzahl der zu berechnenden Knoten zu reduzieren. An den entsprechenden Mittelspannungsknoten werden die durch Simbench zur Verfügung gestellten, aggregierten Zeitreihen verwendet. In [Abbildung 21](#) sind die im Detail betrachteten Niederspannungsnetze in grün markiert.

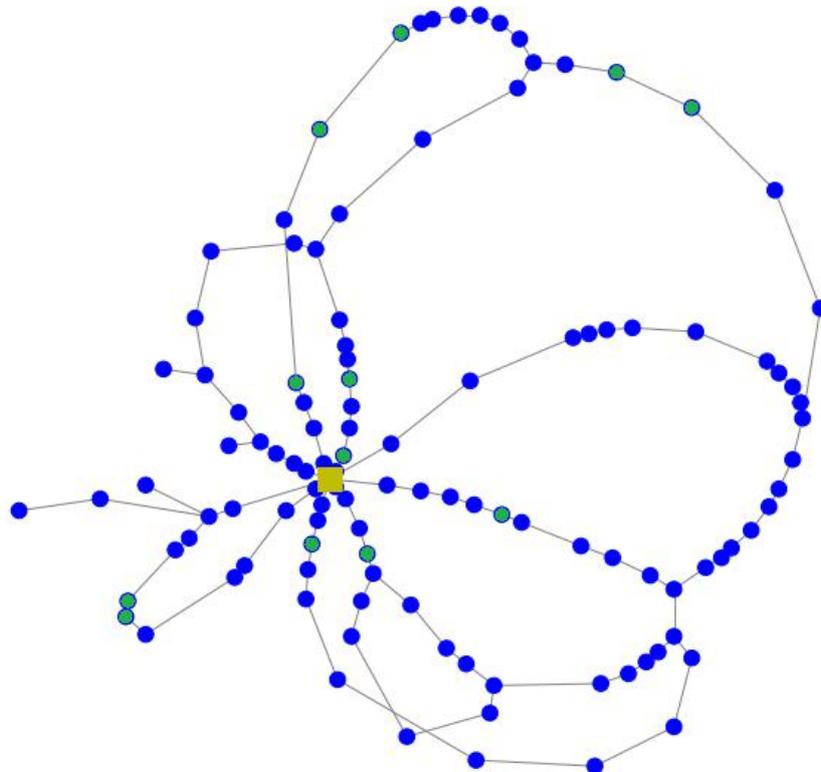


Abbildung 21: Referenznetz aus dem SimBench-Datensatz

Quelle: Eigene Darstellung

Entsprechend des gewählten Referenznetzes werden die Komponenten mit den, für Deutschland ermittelten Durchschnittswerten ausgestattet. Für die Durchdringungsgrade der Technologien werden die Zahlenwerte der Ergebnisse aus [dena \(2018b\)](#) für das Elektrifizierungsszenario EL80, wie in Tabelle 5 dargestellt, herangezogen. Das gewählte Netz verfügt über 1015 Niederspannungs- und 115 Mittelspannungsknoten, sowie eine Verbindung zum vorgelagerten 110 kV Hochspannungsnetz. 929 der Niederspannungsknoten sind im Modell als Haushalte definiert und werden dementsprechend mit den Technologien, abgesehen von WEAs, ausgestattet. Für die WEAs werden die bereits im Netzmodell hinterlegten Anlagen übernommen. Hierbei handelt es sich um fünf Anlagen im Leistungsbereich zwischen 1,5 MW und 2,1 MW die an das Mittelspannungsnetz angeschlossen sind. Zudem wird die in [dena \(2018b\)](#) angegebene Neubauquote von 0,65% bei Gebäuden berücksichtigt, ausgehend vom Jahr 2015.

Tabelle 5: Durchdringungsgrade in % für 2030

Quelle: [dena \(2018b\)](#)

Technologie	Gebäude	2030
BEV	Alle	34
Wärmepumpen	Neubau	54,8
KWK (Gas)	Neubau	0,1
Wärmepumpen	Bestand	35
KWK (Gas)	Bestand	1
PV (Eigene Annahme)	Alle	60
Heimspeicher (Eigene Annahme)	Mit PV	45

8.3.1 Haushaltstypen

Um die Einflüsse unterschiedlichen Nutzerverhaltens abzubilden, werden die vier im Teilprojekt „[VISE-Haushalte](#)“ definierten Haushaltstypen übernommen. Dabei handelt es sich um

- einen Haushalt bestehend aus zwei Erwachsenen, beide erwerbstätig, und zwei Kindern,
- einen Haushalt bestehend aus zwei Erwachsenen, davon eine erwerbstätig, und zwei Kindern,
- einen Haushalt bestehend aus zwei Erwachsenen, beide erwerbstätig,
- einen Haushalt bestehend aus zwei Erwachsenen, beide im Ruhestand.

Das Nutzerverhalten findet über die Strom- und Wärmenachfrage Eingang in die Modellierung. Zusätzlich zur oben aufgeführten Zusammensetzung werden der Dämmstandard der Wohngebäudes, die Geräteausstattung und das Urlaubsverhalten der Haushalte variiert. Beim Dämmstandard

werden ein Altbau mit einem spezifischen Heizwärmebedarf von 160 kWh/m²/a, ein Neubau mit einem spezifischen Heizwärmebedarf von 100 kWh/m²/a und ein Haus im Passivhausstandard mit einem spezifischen Heizwärmebedarf von 25 kWh/m²/a unterschieden. Hinsichtlich des Urlaubsverhaltens wird einerseits ein dreiwöchiger Urlaub im Sommer, andererseits ein zweiwöchiger Urlaub im Winter modelliert. Bei der Geräteausstattung wird bei Annahme eines Altbaus zwischen einer zufälligen und einer energieeffizienten Ausstattung des jeweiligen Haushalts variiert, für den Neubau und das Passivhaus werden nur Rechnungen mit energieeffizienten Geräten durchgeführt. Damit ergeben sich insgesamt 32 unterschiedliche Haushaltstypen, die in der Modellbildung berücksichtigt werden.

Für jeden Haushaltstyp wird (in Übereinstimmung mit dem Teilprojekt „VISE-Haushalte“) mit dem Load Profile Generator (Pflugradt, 2020) ein Stromlastprofil erzeugt. Die Wärmenachfrage der Haushalte wird mithilfe der Standardlastprofile Gas abgebildet. Es wird angenommen, dass die Wohnfläche in den Haushalten dem deutschen Mittelwert entspricht. Damit ergibt sich für die Zwei-Personen-Haushalte eine Fläche von 96 m² und für die Vier-Personen-Haushalte eine Fläche von 122,4 m². Der Jahresheizwärmebedarf wird gemäß BGW/VKU-Leitfaden (BGW, 2006) in Abhängigkeit von der Außentemperatur in einem ersten Schritt auf die einzelnen Tage des Jahres und in einem zweiten Schritt auf die einzelnen Stunden des jeweiligen Tages verteilt. Dazu wird das Profil ‚SigLinDe DE HEF 33‘ genutzt.

8.3.2 Das Szenario ‚Dezentral und Erneuerbar‘

Für das Jahr 2030 ergibt sich aus der Neubaurate, ausgehend vom Basisjahr 2015 ein Anteil von 9,75% Neubauten im Netz. Bezogen auf die 929 Netzknoten ergibt dies 91 Neubauten. Dementsprechend verteilen sich die Anlagen wie in Tabelle 6 dargestellt auf die Alt- und Neubauten im Netz. Die Wärmepumpen haben je nach dem, ob es sich um einen effizienten Haushalt handelt oder nicht, eine thermische Leistung von 6 oder 8 kW. Diese Leistung orientiert sich jeweils an der jährlichen Wärmenachfrage der Haushalte. Die Ladestationen für Elektrofahrzeuge verfügen durchweg über eine Leistung von 11 kW, wobei die Kapazität der Fahrzeuge, je nach Modell, zwischen 35,8 kWh und 75 kWh variieren. Die verwendeten Werte entsprechen den vier meistverkauften Fahrzeugen im Jahre 2019 (Energieagentur.NRW, 2019a) und werden entsprechend ihrer Verkaufszahlen anteilig auf die Haushaltstypen verteilt. Die KWK-Anlagen sind für die jeweiligen Haushalte auf 4000 Vollbenutzungsstunden ausgelegt. Dadurch ergibt sich eine thermische Leistung von 1,4 bzw. 1,5 kW für die effizienten und 1,8 bzw. 1,9 kW für die konventionellen Haushalte. KWK-Anlagen werden zudem in Verbindung mit einem Heizstab für die Spitzenlastdeckung angenommen. Dieser wird für die Deckung der verbleibenden maximalen thermischen Last mit 4,5 bis 5,8 kW dimensioniert. Im Falle einer Kombination mit einem thermischen Speicher ist dieser für die effizienten Haushalte mit

360 und für die konventionellen Haushalte mit 4801 dimensioniert. Die PV-Leistung richtet sich nach dem elektrischen Energieverbrauch der Haushalte und variiert zwischen 3,7 und 8,8 kWp. Die zugehörigen elektrischen Energiespeicher sind im Verhältnis 1 kWh/kWp dimensioniert. Aufgrund der fehlenden Daten bzgl. der Durchdringung von PV und Heimspeichern in dena (2018b) und einer auch ansonsten geringen Informationslage hinsichtlich prozentualer Durchdringungsgrade, wurden die Anteile für diese Technologien abgeschätzt. Die Anteile der Heimspeicher beziehen sich dabei auf die Haushalte mit PV. Gebäude mit Heimspeicher und ohne PV kommen im Modell nicht vor. Die Verteilung der Haushaltstypen auf das Netz sowie die Verteilung der Technologien auf die Haushalte erfolgt zufällig. Die Gesamtleistung der 5 WEAs beläuft sich auf 9,6 MW.

Tabelle 6: Anzahl der Technologien im Szenario

Quelle: dena (2018b)

Technologie	Gebäude	2030
BEV	Alle	316
Wärmepumpen	Neubau	50
KWK (Gas)	Neubau	0
Wärmepumpen	Bestand	294
KWK (Gas)	Bestand	8
PV (Eigene Annahme)	Alle	557
Heimspeicher (Eigene Annahme)	Mit PV	250
WEA (Aus Netzmodell)	MS-Netz	5

8.4 Ergebnisse

Im Folgenden werden die Ergebnisse des Betriebs des in in den vorherigen Kapiteln vorgestellten Beispielnetzes mit den eingeführten Aggregationskonzepten ‚Status quo‘, ‚Haushalte zuerst‘ und ‚Externer Aggregator‘ hinsichtlich Profitabilität und Auswirkungen auf das Netz für ein Jahr vorgestellt. Hinsichtlich des Externen Aggregators werden dabei drei Sensitivitäten mit Speicherkosten von 0, 10 bzw. 20 ct/kWh unterschieden. Das Konzept des ‚Nachbarschaftskraftwerks‘ wird von der Betrachtung ausgenommen. Dies liegt daran, dass zum einen die gegebene Regulatorik einen wirtschaftlichen Betrieb erschwert. Zum anderen werden im Rahmen dieses Projektes keine Präferenzen für lokal erzeugten oder grünen Strom abgebildet werden, wodurch kein Anreiz dazu besteht, vom Großhandelspreis abzuweichen. Dadurch entspricht in der aktuellen Regelung das Nachbarschaftskraftwerk dem Konzept des ‚Externen Aggregators‘.

8.4.1 Profitabilität der Geschäftsmodelle

Die unterschiedlichen Geschäftsmodelle werden durch unterschiedliche Parametrierung der Rechnungen mit dem vorgestellten Marktmodell abgebildet. So erfolgt in den Szenarien ‚Status quo‘ und ‚Haushalte zuerst‘ der Strombezug über den Retailmarkt und die überschüssige Energie aus Erneuerbaren-Energien-Anlagen wird direktvermarktet. Der ‚Externe Aggregator‘ vermarktet die Anlagen vollständig an den Großhandelsmärkten. Darüber hinaus erfolgt die Vermarktung der Erneuerbaren-Energien-Anlagen über das Marktprämienmodell.

Abbildung 22 zeigt die Profite in Mio. Euro, die unter den geschilderten Rahmenbedingungen mit den verschiedenen Aggregationskonzepten in den jeweiligen Sensitivitäten erzielt werden. Alle vorgestellten Aggregationskonzepte samt Sensitivitäten können gegenüber dem ‚Status quo‘ Einsparungen erzielen. Bereits eine optimierte Fahrweise der Haushalte mit einer Vermarktung des überschüssigen PV-Stroms durch einen Direktvermarkter (‚Haushalte zuerst‘) führt für das gewählte Netz zu einer Kostenreduktion von ca. 90 Tsd. Euro. Die Einsparungen gehen auf die Steigerung des Eigenverbrauchs zurück, der durch den flexiblen Einsatz von Wärmepumpen und das flexible Laden von Elektrofahrzeugen erreicht wird.

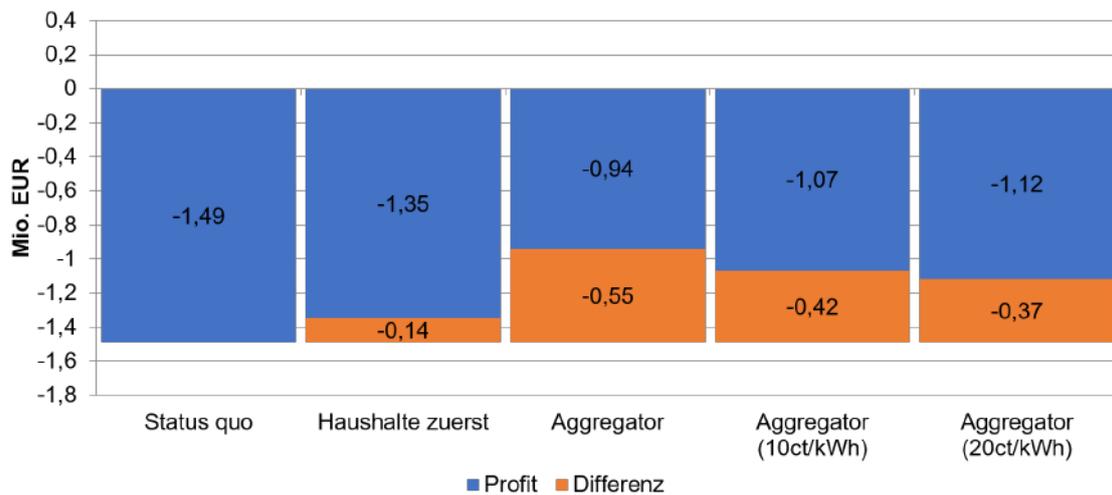


Abbildung 22: Differenzvergleich der Summe der Kosten und Erlöse aus der Energieversorgung
Quelle: Eigene Darstellung

Die größten Einsparungen von 440 Tsd. Euro werden durch den Externen Aggregator ohne berücksichtigte Speicherkosten erzielt. Die hohen Einsparungen resultieren aus dem flexiblen Einsatz der Speicher, die günstigen Strom an den Großhandelsmärkten beschaffen und zu höheren Preisen wieder verkaufen. Die Vernachlässigung von Speicherkosten führt jedoch dazu, dass durchschnittliche Vollzyklenzahlen von rund 1273 erreicht werden. Unter der Annahme, dass Lithiumbatterien ei-

ne maximale Lebenserwartung von ca. 6000-8000 Vollzyklen haben (Energiespeicher Online, 2020), wird deutlich, dass die in den hohen Einsparungen resultierende Fahrweise ökonomisch nicht sinnvoll und eine Berücksichtigung von Kosten für die Vermarktung der Speicher am Großhandelsmarkt notwendig ist. In den Untersuchungen werden daher Kosten von 10 und 20 ct/kWh berücksichtigt, die der Aggregator dem Haushalt für die Vermarktung des Speichers bezahlt. Beim Vergleich der unterschiedlichen Geschäftsmodelle ist zu beachten, dass in den Kosten und Erlösen des Aggregatorenkonzeptes noch keine sonstige Kostentreiber, bspw. für den Vertrieb oder die Marge, enthalten sind. Diese Kostenbestandteile sind im Gegensatz dazu im Endkundenpreis, der die Grundlage für die Optimierung in den Szenarien ‚Status quo‘ und ‚Haushalte zuerst‘ darstellt, sehr wohl vom Energieversorger eingepreist.

Die Ergebnisse dieser Sensitivitäten zeigen, dass die Einsparungen durch die Speicherkosten signifikant um 50 bis 60 Tsd. Euro sinken. Sie liegen dennoch mit 390 bis 380 Tsd. Euro deutlich über den Einsparungen des Aggregationskonzeptes ‚Haushalte zuerst‘. Hinsichtlich der resultierenden Vollzyklenzahlen zeigt Abbildung 23 wie sich mit den steigenden Speichernutzungskosten die Vollzyklenzahlen beim Geschäftsmodell des Externen Aggregators verringern.

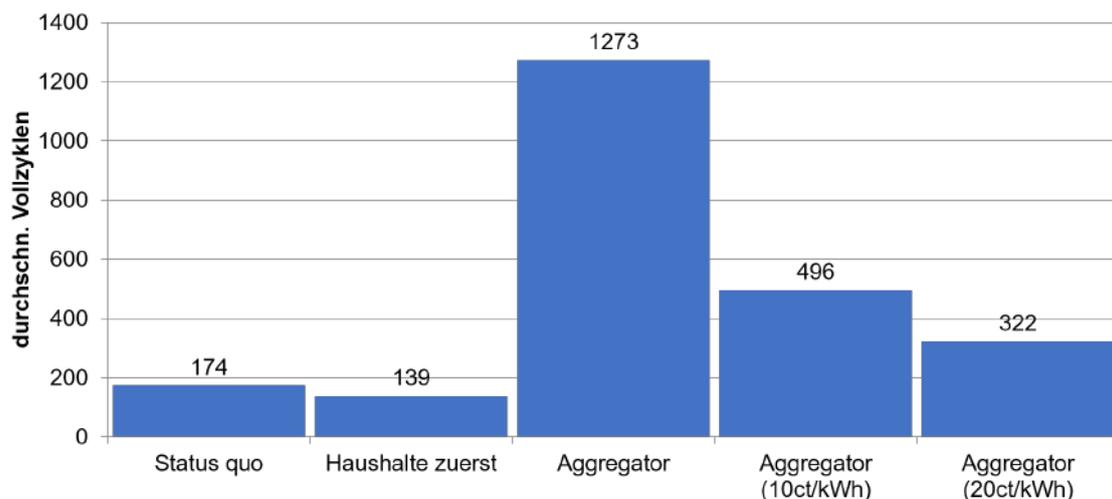


Abbildung 23: Durchschnittliche Vollzyklenzahlen der Heimspeicher

Quelle: Eigene Darstellung

Der stärkste Rückgang von 1273 auf 496 Vollzyklen ergibt sich aus dem Sprung von 0 ct/kWh auf 10 ct/kWh. Bei Speichernutzungskosten von 20 ct/kWh wird in durchschnittlich 322 Vollzyklen immer noch eine fast doppelt so hohe Vollzyklenzahl erreicht wie im Szenario ‚Status quo‘.

Zudem fällt auf, dass die durchschnittliche Vollzyklenzahl im ‚Haushalte zuerst‘ deutlich sinkt. Dies liegt daran, dass flexible Lasten in Zeiträume überschüssiger PV-Erzeugung geschoben werden. Auf Grund von Speicherverlusten ist der direkte Verbrauch des Stroms im Vergleich günstiger als die Speicherung.

In Abbildung 24 sind die Beiträge der eingesetzten Technologien zum gesamten Profit in Mio. Euro aufgeschlüsselt. Die farbigen Flächen geben die Profite der Technologien, die sowohl positiv als auch negativ sein können, wider. Die schwarzen Balken entsprechen der Gesamtsumme der Profite.

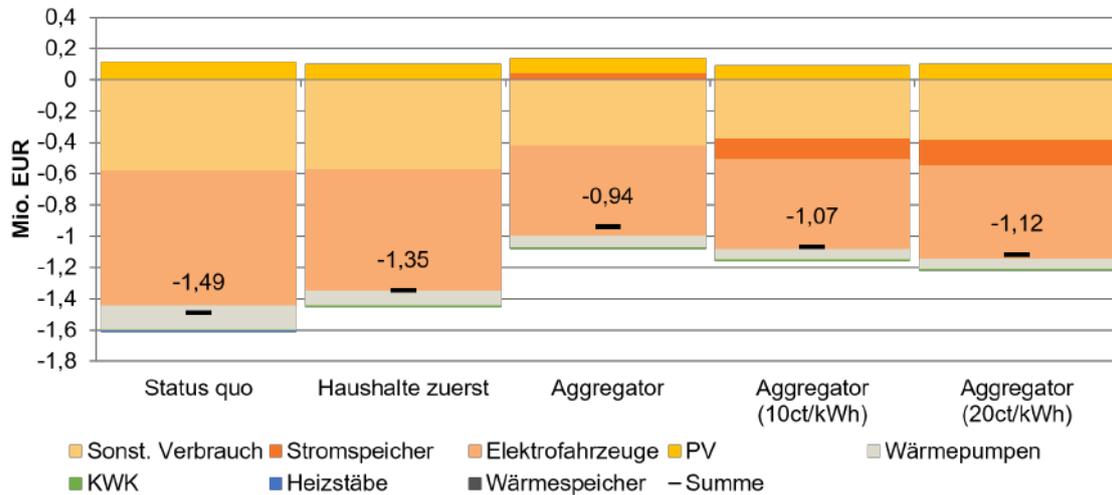


Abbildung 24: Summe der Kosten und Erlöse aus der Energieversorgung nach Technologien

Quelle: Eigene Darstellung

Es zeigt sich, dass PV-Anlagen als Erzeuger in allen Aggregationskonzepten positive Deckungsbeiträge erzielen. Diese sind bei den Aggregationskonzepten ‚Status quo‘ und ‚Haushalte zuerst‘ auf die Einspeisevergütung im Rahmen des EEG zurückzuführen. Der ‚Externe Aggregator‘ erwirtschaftet mit den PV-Anlagen dadurch Überschüsse, dass er die Anlagen an den Großhandelsmärkten vermarktet und über das EEG eine Marktprämie erhält. Die Deckungsbeiträge liegen in einer Größenordnung von 66 bis 114 Tsd. Euro. Dabei fallen die Deckungsbeiträge der PV-Anlagen in den Sensitivitäten mit Speicherkosten deshalb höher aus, weil die überschüssige Erzeugung eher dem Markt zur Verfügung gestellt als eingespeichert wird.

Aus der Abbildung geht auch hervor, dass einzig der ‚Externe Aggregator‘, der keine Speichernutzungskosten berücksichtigt, positive Deckungsbeiträge mit Heimspeichern erzielen kann. Dies geht jedoch, wie oben bereits gezeigt worden ist, auf Grund der hohen Vollzyklenzahlen deutlich zu Lasten der Lebensdauer der Batterien. In den Sensitivitäten des Externen Aggregators mit Berücksichtigung von Speichernutzungskosten erzielen die Heimspeicher negative Deckungsbeiträge. Die beiden größten Kostenpositionen sind in allen Aggregationskonzepten der sonstige, inflexible Verbrauch der Haushalte (TV, Kühlschränke etc.) sowie der Energiebedarf der Elektrofahrzeuge. Die komparativen Kostenvorteile gegenüber dem ‚Status quo‘ sind zum überwiegenden Teil auf die Reduktion der Kosten in diesen beiden Bereichen zurückzuführen. Erreicht wird dies durch die Vermeidung von Netzentgelten durch eine Erhöhung des Eigenverbrauchs sowie die günstigere Energiebeschaffung über die Großhandelsmärkte. Dies wird in Abbildung 25 deutlich.

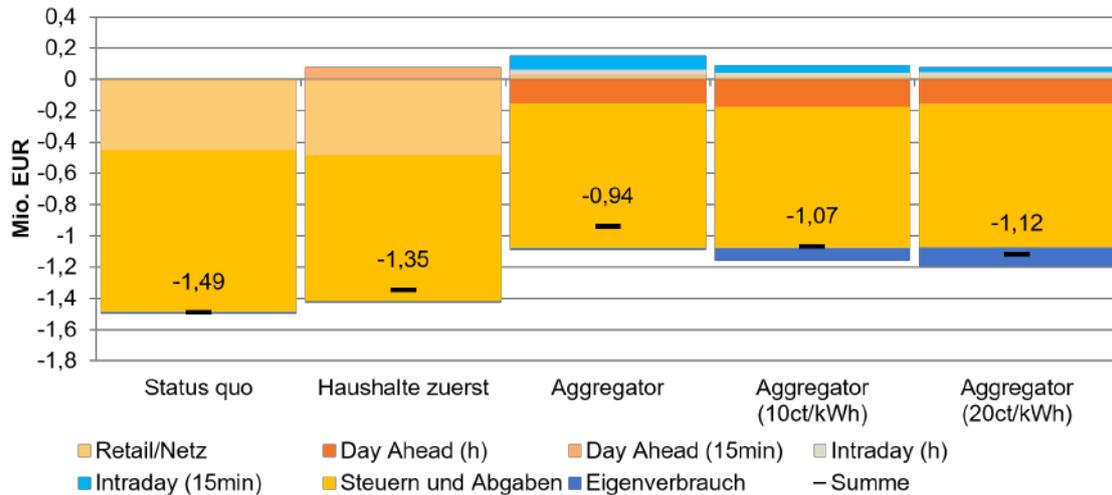


Abbildung 25: Summe der Kosten und Erlöse aus der Energieversorgung je Markt samt Steuern und Abgaben

Quelle: Eigene Darstellung

Die Abbildung zeigt die Deckungsbeiträge, die an den unterschiedlichen Märkten durch die unterschiedlichen Aggregationskonzepte erwirtschaftet werden. Der schwarze Balken entspricht der Summe über alle Märkte. Neben den Deckungsbeiträgen gehen zudem die Steuern und Abgaben aus der Grafik hervor. Sie stellen in allen Aggregationskonzepten die überwiegende Kostenkomponente dar, wodurch deutlich wird, dass deren Vermeidung ein starker Hebel im Hinblick auf eine Kostenreduktion ist. Gegenüber dem ‚Status quo‘ werden im Konzept ‚Haushalte zuerst‘ die Kosten um rund 100 Tsd. Euro reduziert. Den gleichen Betrag an Steuern und Abgaben erreicht auch der ‚Externe Aggregator‘ ohne Speicherkosten. Im Gegensatz zum Konzept des ‚Haushalte zuerst‘ werden jedoch Überschüsse an den Großhandelsmärkten erzielt. Dieser ist, wie oben bereits beschrieben, auf Speicher und PV-Anlagen zurückzuführen, die an den Großhandelsmärkten vermarktet werden. Dabei ist zu betonen, dass für den netzgekoppelten Betrieb von Speichern keine Netzentgelte berücksichtigt werden. Das heißt für den Speicher, dass nur für die Energie, die aus dem Netz eingespeichert und anschließend von einem Endverbraucher verbraucht wird, Steuern und Abgaben anfallen. Daraus wird deutlich, dass das Konzept ‚Haushalte zuerst‘ den Mehrwert der Eigenverbrauchssteigerung bietet. Der ‚Externe Aggregator‘ bietet dann den zusätzlichen Mehrwert der Vermarktung der Anlagen.

Im Hinblick auf die Vermarktung durch den Externen Aggregator lässt sich unabhängig von den Speicherkosten erkennen, dass auf dem stündlichen Day-Ahead-Markt Energie beschafft, während auf den subsekutiven Märkten Energie abgesetzt wird. Wie bereits erwähnt, gehen die deutlich größeren Gewinne des Externen Aggregators mit Vernachlässigung der Speichernutzungskosten mit einer viel größeren Vollzyklenzahl der Speicher einher. Sobald Speichernutzungskosten berücksichtigt werden, fallen die erwirtschafteten Gewinne auf den Großhandelsmärkten deutlich geringer

aus. Die Berücksichtigung der Speichernutzungskosten führt dazu, dass die Speicher nicht jeden Preisunterschied an den Märkten mitnehmen.

Die Einsparungen auf Aggregationsebene machen sich auch auf Haushaltsebene bemerkbar. Abbildung 26 zeigt die durchschnittlichen Energieversorgungskosten und jeweiligen Einsparungen nach Geschäftsmodell gegenüber dem ‚Status quo‘ für die 16 definierten Haushaltstypen für ein Jahr. Es wird deutlich, dass je nach Konzept, die Strombeschaffungskosten signifikant gesenkt werden können. Dabei gilt, dass Haushalte mit größerem Verbrauch und viel flexibler Last am stärksten profitieren. Insgesamt können im Konzept ‚Haushalte zuerst‘ Kosten von durchschnittlich 383 Euro im Jahr eingespart werden. Der ‚Externe Aggregator‘ kann durch gezielte Vermarktung die Einsparungen noch weiter erhöhen.

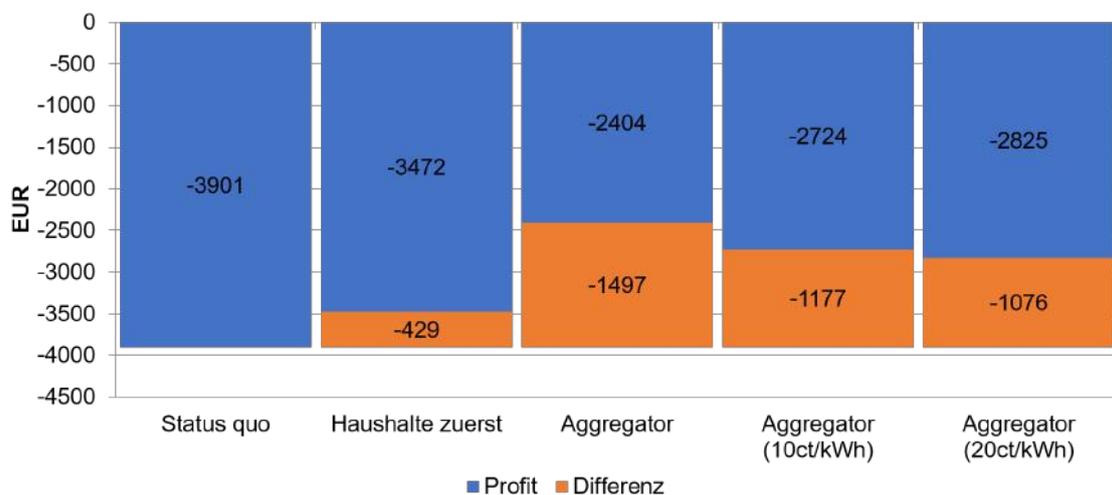


Abbildung 26: Durchschnittliche jährlichen Energieversorgungskosten je Geschäftsmodell für die unterschiedlichen Haushaltstypen

Quelle: Eigene Darstellung

Die unterschiedlichen Profitabilitäten der Aggregationskonzepte sind auf die unterschiedlichen Fahrweisen der Anlagen zurückzuführen. Diese resultieren in signifikant unterschiedlichen Lastgängen, deren Auswirkungen auf das Netz im nächsten Kapitel genauer beleuchtet werden.

Aus Abbildungen 27 bis 29 gehen die aggregierten Lastgänge der Konzepte ‚Status quo‘, ‚Haushalte zuerst‘ und eines Externen Aggregators unter Berücksichtigung von Speicherhosten von 10 ct/kWh jeweils für einen repräsentativen Sommer- und Wintertag hervor. Abbildung 27 zeigt die Lastgänge für das Konzept ‚Status quo‘. Es zeichnet sich dadurch aus, dass die verfügbaren Anlagen nicht optimiert betrieben werden. So kommt es zu einer hohen Gleichzeitigkeit der Ladevorgänge der Elektrofahrzeuge in den Abendstunden, wenn die Erzeugung aus PV-Anlagen bereits abgeklungen ist. Insgesamt ergibt sich so für den Sommertypstag inkl. angrenzende Tage eine Spitzenlast

von gut 2 MW. Ähnlich hoch liegt die Spitzenlast auch an dem Wintertag.

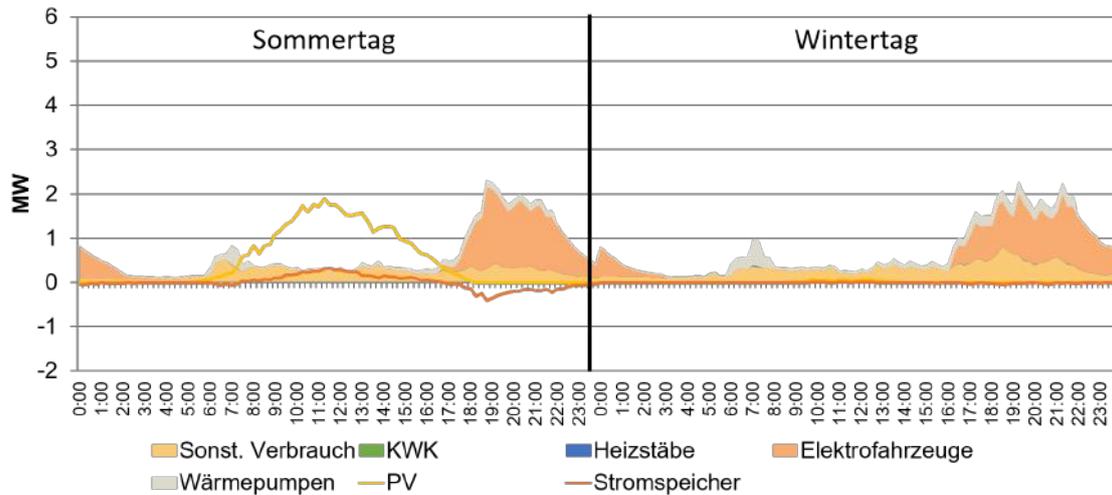


Abbildung 27: ‚Status quo‘: Lastgang für repräsentative Sommer- und Wintertage

Quelle: Eigene Darstellung

In Abbildung 28 sind die korrespondierenden Lastgänge für das Konzept ‚Haushalte zuerst‘ dargestellt. Es wird deutlich, dass die Spitzenlast auf unter 2 MW gesunken. Die Reduzierung der Spitzenlast an dem Sommertag liegt daran, dass das Laden stärker über den Tag verteilt erfolgt und näher an die PV-Erzeugung verschoben wird, um den Eigenverbrauch zu erhöhen. Fahrzeuge werden erst kurz vor der Abfahrt vollgeladen.

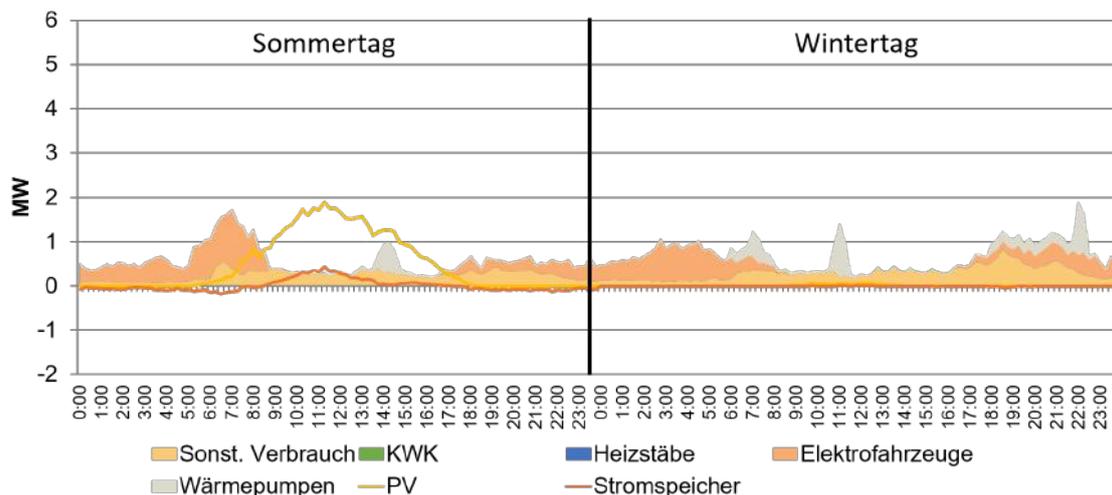


Abbildung 28: ‚Haushalte zuerst‘: Lastgang für repräsentative Sommer- und Wintertage

Quelle: Eigene Darstellung

Die Lastgänge des Externen Aggregators erzählen eine andere Geschichte. Auf Grund der Vermarktung der Anlagen an den Großhandelsmärkten sieht das RVKW zeitvariable Preise, die der ‚Externe Aggregator‘ versucht mit zu nehmen, in dem flexible Lasten in Stunden und Viertelstunden mit günstigen Preisen geschoben werden. Dies führt zu einem starken Anstieg der Spitzenlast

gegenüber dem ‚Status quo‘. Für den Sommertag bedeutet dies einen Anstieg auf gut 3 MW, für den Wintertag auf knapp 5 MW.

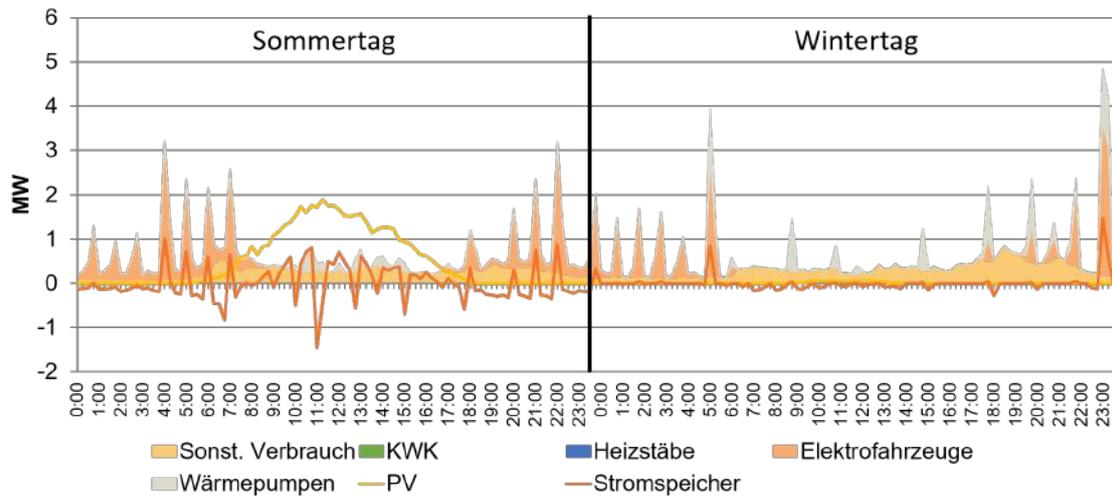


Abbildung 29: ‚Externer Aggregator‘ (10ct/kWh): Lastgang für repräsentative Sommer- und Wintertage

Quelle: Eigene Darstellung

8.4.2 Wechselwirkungen zwischen Kraftwerkseinsatz und Verteilnetzbetrieb

Wie bereits im vorangegangenen Kapitel erläutert ergeben sich durch die unterschiedlichen Geschäftsmodelle direkte Auswirkungen auf das Energienachfrageverhalten der Haushalte. Diese Veränderungen beeinflussen ebenfalls die Lastflüsse des lokalen Strom-Verteilnetzes. Im nachfolgenden werden die Auswirkungen der steigenden Durchdringung des Netzes mit den in Kapitel 8.3 beschriebenen Technologien sowie die Unterschiede in den Lastflüssen der Geschäftsmodelle näher beleuchtet.

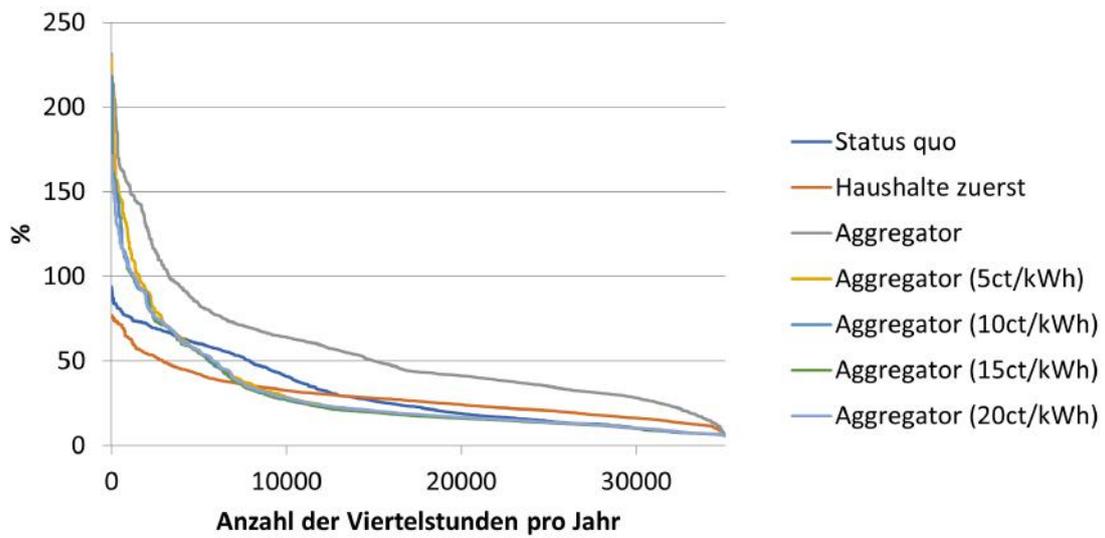


Abbildung 30: Belastungsdauerlinien der Transformatoren im Netzgebiet

Quelle: Eigene Darstellung

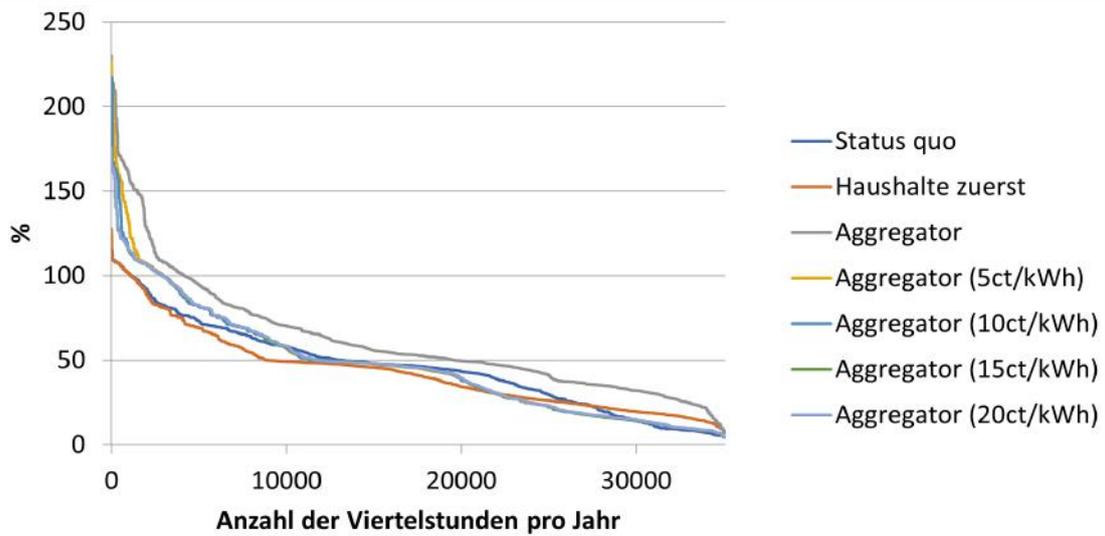


Abbildung 31: Belastungsdauerlinien der Kabel und Leitungen im Netzgebiet

Quelle: Eigene Darstellung

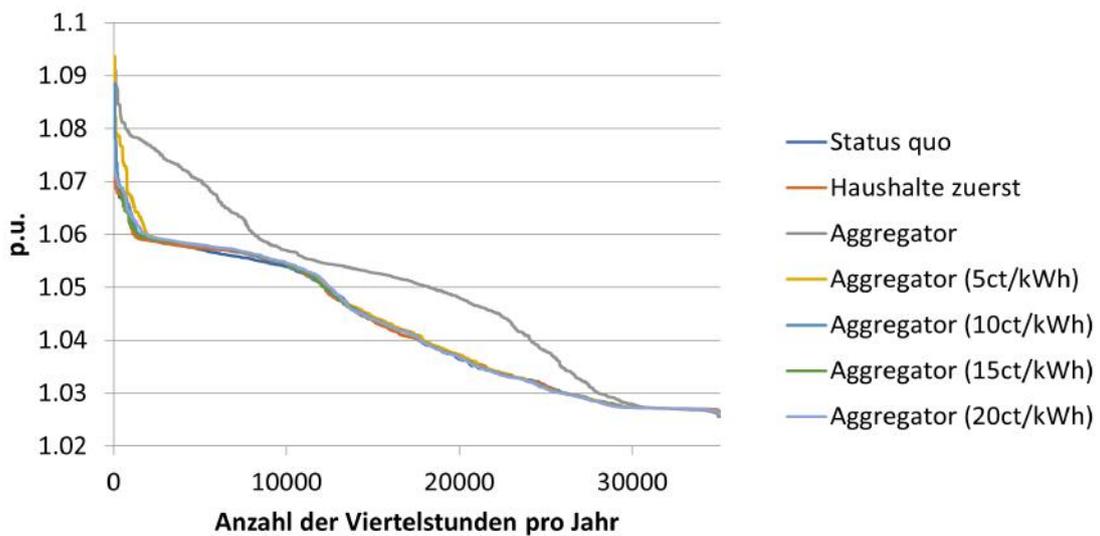


Abbildung 32: Jahresdauerlinien der maximalen Knotenspannungen im Netzgebiet

Quelle: Eigene Darstellung

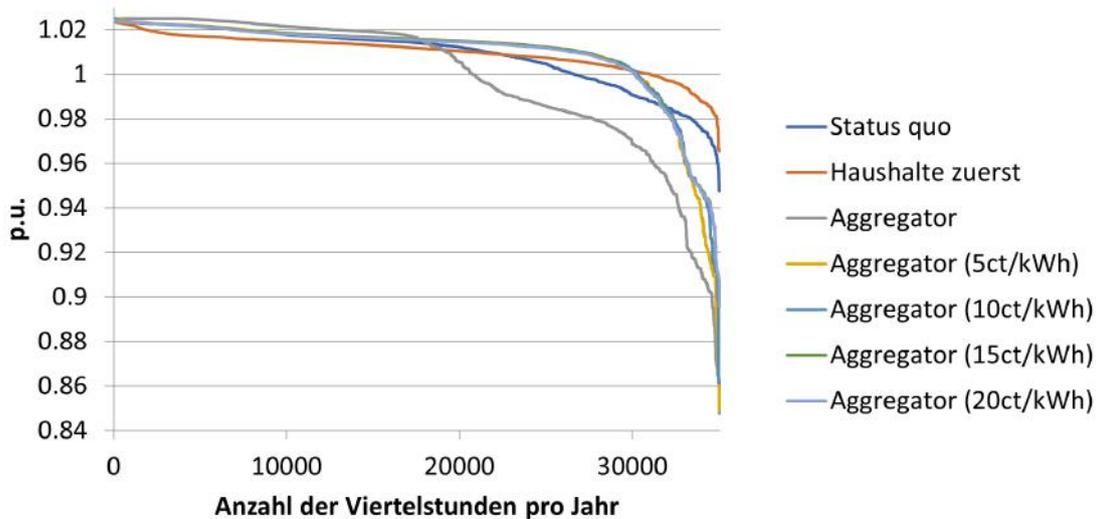


Abbildung 33: Jahresdauerlinien der minimalen Knotenspannungen im Netzgebiet

Quelle: Eigene Darstellung

„Status quo“

Wie bereits in den vorangegangenen Kapiteln erläutert, wird sich die Anzahl der dezentralen Energieanlagen bis zum Jahre 2030 sukzessive erhöhen. Gegeben der Annahme, dass der Betrieb dieser Anlagen unkoordiniert von statten geht, ergibt sich das Business as usual Szenario. Abbildung 30 und Abbildung 31 zeigen die Summe aller Viertelstundenwerte der maximal auftretenden Belastungen an Transformatoren und Leitungen im betrachteten Netzgebiet. Es ist zu erkennen, dass die Belastung des Netzes durch die gestiegenen Durchdringungsgrade dezentraler Energieanlagen erhöht sind. In einigen Zeitschritten sind bereits Überlastungen der Leitungen von bis zu 127,69 %

im Netzgebiet zu beobachten. Insgesamt wird in 1152 Viertelstunden des betrachteten Jahres mindestens eine Leitung im Netzgebiet mit mindestens 100 % der zulässigen Leistung belastet. Die Trafoauslastungen erreichen ein Maximum von bis zu 103,50 % mit insgesamt 28 Viertelstundenwerten, in denen es zu einer Überlastung kommt. Die in Abbildung 32 und Abbildung 33 dargestellten maximalen und minimalen Knotenspannungen weisen mit 1,075 **Per Unit (PU)** bzw. 0,939 **PU** noch keinerlei Spannungsbandverletzungen auf.

„Haushalte zuerst“

Durch den optimierten Betrieb der Anlagen innerhalb der einzelnen Haushalte ergibt sich ein geringerer Austausch von Energie mit dem lokalen Verteilnetz. Dies spiegelt sich zum Teil auch in den Belastungen der Betriebsmittel wieder. Die maximalen Transformatorauslastungen gehen im Vergleich zum Business as usual Szenario um 18,62 Prozentpunkte auf 84,88 % zurück. Die maximale Leitungsauslastung hingegen beträgt 127,62 % und bleibt damit ähnlich hoch wie im vorangegangenen Szenario. In Summe kommt es mit diesem Geschäftsmodell zu 1071 Viertelstundenwerten mit mindestens einer Leitungsüberlastung und somit zu einer geringfügigen Verbesserung. Die maximale Knotenspannung verringert sich leicht auf 1,073 **PU** und die minimale Knotenspannung steigt auf 0,970 **PU**. Damit befindet sich das Verteilnetz bei diesem Geschäftsmodell weiterhin in einem kritischen Betriebszustand. Im Vergleich zu den anderen betrachteten Geschäftsmodellen, kommt es bei diesem trotzdem zu den geringsten Netzbelastungen.

„Externer Aggregator“

Durch die Aggregation der Anlagen im betrachteten Netzgebiet konnte in Kapitel 8.4.1 eine kosteneffizientere Deckung des Energiebedarfs erreicht werden. Diese ist bedingt durch eine Vermarktung aller Kapazitäten innerhalb des **RVKWs** entsprechend der Preissignale des Marktes. Diese Preissignale erzeugen jedoch hohe Gleichzeitigkeiten beim Abruf der Technologien, welche sich wiederum durch hohe Lastspitzen im lokalen Verteilnetz äußern. Abbildung 30 und Abbildung 31 zeigen, dass durch die Aggregation und simultane Vermarktung der Anlagen, die Transformatoren im Maximum mit 231,54 % und die Leitungen im Maximum mit 230,00 % der zulässigen Leistung überlastet werden. Es kommt im betrachteten Jahr in 2689 Viertelstundenwerten zu Transformatorüberlastungen und in 3694 Viertelstundenwerten zu Leitungsüberlastungen. Zudem weisen auch die Knotenspannungen in Abbildung 33 Werte von 0,848 **PU** auf und unterschreiten damit die zulässige Grenze von 0,9 **PU**. In Summe kommt es in 451 Viertelstundenwerten zu solchen Spannungsbandverletzungen. Die maximalen Knotenspannungen in Abbildung 32 bleiben mit 1,093 **PU** noch unter dem Grenzwert von 1,1 **PU**. Demnach gefährdet dieser Betrieb nicht nur die Betriebsmittel des Verteilnetzes sondern auch die angeschlossenen Geräte, die auf eine entsprechende Spannungshaltung angewiesen sind. In den Abbildungen 30 bis 33 sind zudem noch die

Varianten der Aggregation mit Speicherkosten angegeben. Zwar lässt sich durch diese Maßnahme die maximale Netzbelastung reduzieren, eine gänzliche Entschärfung der kritischen Netzzustände lässt sich dadurch jedoch nicht herbeiführen. Dabei ist zu beachten, dass durch die Einführung variabler Kosten für den Speicherbetrieb bereits bei 10 ct/kWh eine Reduktion der Netzbelastungen einsetzt, die sich durch eine Erhöhung auf bis zu 20 ct/kWh nicht signifikant verbessert.

8.4.3 Wechselwirkungen zwischen Kraftwerkseinsatz und Speicherbetrieb

Wie Abbildung 23 zeigt, hat das in der Modellierung angenommene Aggregationskonzept einen signifikanten Einfluss auf die Speichernutzung. Im ‚Status quo‘, d. h. eine Aggregation findet nicht statt, durchläuft ein Heimspeicher im Durchschnitt 174 Vollzyklen pro Jahr. Das Aggregationskonzept ‚Haushalte zuerst‘, bei dem nicht-nutzbarer Strom aus der PV-Anlage des Haushalts an den Aggregator verkauft wird, führt zu durchschnittlich 139 Vollzyklen pro Jahr. In diesem Konzept reduziert sich die zyklische Belastung der Batteriespeichersysteme im Vergleich zum ‚Status quo‘ trotz ähnlicher Randbedingungen (keine Annahme von Kosten für die Speichernutzung und ein im Vergleich zum Verkaufspreis für selbst erzeugten Strom höherer Endkundenstrompreis) um ca. 21 %. Die geringere Belastung der Batteriespeicher im Konzept ‚Haushalte zuerst‘ ergibt sich dadurch, dass flexible Verbraucher wie beispielsweise Wärmepumpen oder E-Fahrzeuge eher in den Zeiten genutzt bzw. geladen werden, in denen Strom aus PV-Anlagen zur Verfügung steht.

Im Aggregationskonzept ‚Zentrale Aggregation‘ hängt die Nutzung der Batteriespeichersysteme maßgeblich von der Vergütung ab, die der Aggregator dem Eigentümer des Speichersystems zahlen muss. Steht dem Aggregator die Nutzung des Speichers kostenfrei zur Verfügung, führt dies dazu, dass der Speicher dazu genutzt wird, auch bei kleinen Preisunterschieden an den Spotmärkten sog. Arbitragehandel zu betreiben. Strom wird eingekauft und im nächsten Handelszeitraum, in dem der Preis höher ist als zum Zeitpunkt des Einkaufs, wieder verkauft. Dies führt zu einer starken zyklischen Belastung des Batteriespeichers und infolgedessen zu einer deutlich beschleunigten Alterung. Die Simulationsrechnungen zeigen, dass ein Batteriespeicher in diesem Fall im Mittel 1273 Zyklen innerhalb eines Jahres durchlaufen würde. Dies hätte zur Folge, dass der Speicher bereits etwa drei bis fünf Jahre nach Inbetriebnahme sein Lebensende erreichen würde. Die Einführung eines Preises für die Speichernutzung führt zu einem drastischen Rückgang der Belastung der Batteriespeichersysteme. Muss der Aggregator einen Preis von 10 ct/kWh an den Eigentümer zahlen, sinkt die Anzahl der Vollzyklen um 61 % im Vergleich zur kostenlosen Nutzung der Speichersysteme. Die Erlöse aus dem Arbitragehandel bei geringen Preisdifferenzen an den Spotmärkten reichen nicht aus, um die Kosten durch die Speicherung zu decken. Aufgrund dessen wird der Arbitragehandel stark zurückgefahren, was eine geringere zyklische Belastung der Speichersysteme zur Folge hat. Dieses Schema setzt sich mit steigendem Preis für die Speichernutzung fort. Eine Auswertung von

Preisen für Batteriespeichersysteme und maximalen Zyklenzahlen gemäß Herstellerangaben zeigt, dass Speicherkosten von 20 ct/kWh aktuell eine realistische Annahme für PV-Heimspeichersysteme sind. Muss der Aggregator diesen Preis für die Speichernutzung zahlen, reduziert sich die durchschnittliche Zahl der Vollzyklen noch einmal um 35 % auf 322 Zyklen pro Jahr.

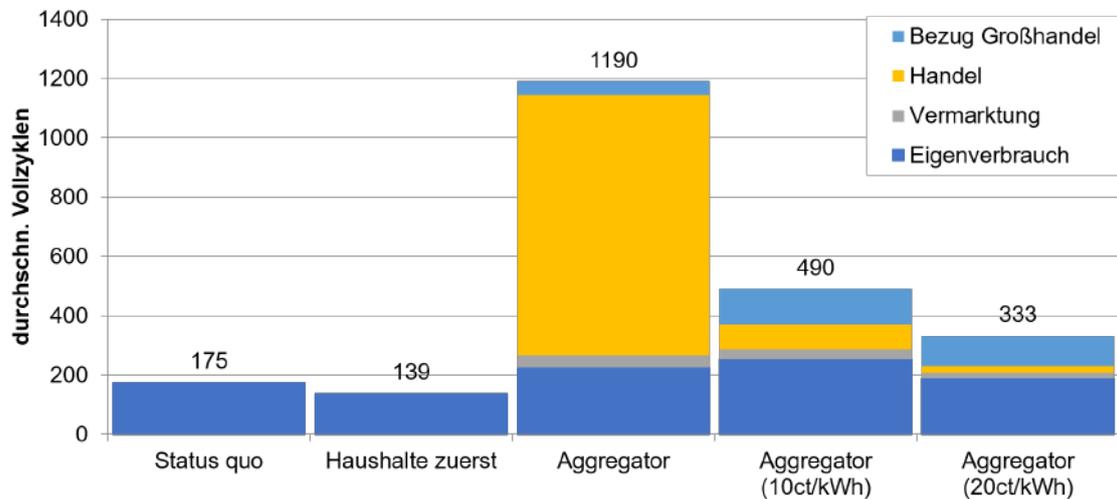


Abbildung 34: Zyklenzahlen und Speichernutzung

Quelle: Eigene Darstellung

In Abbildung 34 sind die Zyklenzahlen aus Abbildung 23 nach dem Zweck der Speichernutzung aufgeschlüsselt. Es wird unterschieden zwischen Eigenverbrauch, Vermarktung, Bezug Großhandel und Handel. Eigenverbrauch bedeutet, dass für den jeweiligen Zyklus im Haushalt erzeugte Energie gespeichert und anschließend im Haushalt genutzt wird. Mit ‚Vermarktung‘ sind jene Zyklen gekennzeichnet, bei denen im Haushalt erzeugte Energie eingespeichert und anschließend im Großhandel vermarktet wird. Bei Zyklen, die mit ‚Bezug Großhandel‘ markiert sind, ist es umgekehrt: Energie wird über den Großhandel bezogen, gespeichert und anschließend im Haushalt genutzt. Bei den Zyklen, die mit ‚Handel‘ gekennzeichnet sind, wird die eingespeicherte Energie aus dem Großhandel bezogen und dort auch wieder vermarktet.

Es ist ersichtlich, dass der Batteriespeicher im ‚Status quo‘ und im Aggregationskonzept ‚Haushalte zuerst‘ allein für eine Erhöhung des Eigenverbrauchs im jeweiligen Haushalt genutzt wird. Erhält ein externer Aggregator Zugriff auf den Speicher, wird er zum Teil weiter für eine Erhöhung des Eigenverbrauchs im Haushalt genutzt, zusätzlich treten jedoch weitere Ziele der Speichernutzung auf. Das Batteriesystem entwickelt sich durch die Änderung des Aggregationskonzepts von einem *Single-Use*- zu einem *Multi-Use-Speicher*.

Steht der Speicher dem Aggregator kostenfrei zur Verfügung, wird der Großteil der Zyklen (76 %) für Arbitragehandel an den Spotmärkten aufgewendet. Die Zahl der Zyklen, die durch Handel an Großmärkten verursacht werden, sinkt drastisch, sobald der Aggregator dem Speicherbetreiber Zahlungen für die Nutzung leisten muss. Liegt der Preis für die Speichernutzung bei

10 ct/kWh, sinkt die Zahl der durch Arbitragehandel verursachten Zyklen um 91 % von 966 auf 83. Liegt der Preis für die Speichernutzung bei 20 ct/kWh, sinkt die Zahl der durch Arbitragehandel verursachten Zyklen noch einmal um 90 % auf 8. Die Anzahl der Zyklen, die durch die Vermarktung von im Haushalt erzeugtem Strom an den Großhandelsmärkten zustande kommen, sinkt ebenfalls mit steigendem Speichernutzungspreis (von 37 bei kostenfreiem Zugriff auf 14 Zyklen bei einem Speicherpreis von 20 ct/kWh). Der Grund hierfür liegt darin, dass für den Arbitragehandel größere Preisdifferenzen und für die Vermarktung höhere Preise erforderlich sind, um die Kosten für die Speichernutzung ausgleichen zu können, die dem Aggregator entstehen. Da ausreichend hohe Preise bzw. Preisdifferenzen seltener auftreten, werden entsprechend weniger Zyklen verursacht. In den beiden Simulationsrechnungen, in denen der Aggregator die Speichernutzung vergüten muss, ist die dominierende Nutzungsart wieder die Erhöhung des Eigenverbrauchs.

9 Implikationen für regionale virtuelle Kraftwerke und neue digitale Geschäftsmodelle

Die Analyse der bestehenden Geschäftsmodelle zeigt, dass die Einbindung größerer Anlagen im Leistungsbereich $>100\text{ kW}$ und deren Einsatz auf Termin-, Spot- und Regelleistungsmärkten sowie zur Versorgung von Letztverbrauchern ein gängiges Geschäftsmodell darstellt. Die Einbindung von Anlagen mit geringeren Leistungen ist deutlich weniger verbreitet. Hier wurde ein kommerziell betriebenes Geschäftskonzept identifiziert, in dem die Einbindung von PV-Anlagen in Haushalten mit der Vermarktung von Batteriespeichersystemen gekoppelt ist. Bei allen weiteren Konzepten, die auf kleinere Anlagen oder die Nutzung von Effekten durch Aggregation innerhalb einer eingegrenzten Region abzielen, handelt es sich um öffentlich geförderte Projekte, die stets durch eine Forschungseinrichtung begleitet werden.

Im Rahmen dieses Projekts wurden auf der Basis des sogenannten Regionalen Virtuellen Kraftwerks unterschiedliche Aggregationskonzepte zur Einbindung von Erzeugungsanlagen, Speichersystemen und regelbaren Lasten entwickelt und untersucht. Der Fokus lag dabei auf Anlagen, die jeweils Teil eines Privathaushalts sind und alle in einem regional abgegrenzten Teil des Verteilnetzes liegen. Durch digitale Technologien ist die Einbindung dieser Anlagen gegenwärtig bereits möglich.

Haushalte mit PV-Anlagen haben unter den aktuellen Rahmenbedingungen einen monetären Anreiz, einen möglichst großen Teil der erzeugte Energie selbst zu nutzen. Dieser Anreiz kommt durch den vergleichsweise hohen Endkundenstrompreis und die Einspeisevergütung zustande, die bei etwa einem Drittel des Endkundenstrompreises liegt. Strom, der im Haushalt nicht genutzt werden kann, wird gegen Zahlung der Einspeisevergütung ins öffentliche Netz eingespeist. Im Vergleich zu diesem ‚Status quo‘ wird einem Aggregator in den unterschiedlichen Aggregationskonzepten Zugriff auf die Anlagen gewährt. Untersucht werden unterschiedlichen Abstufungen des Zugriffs auf die Komponenten, beginnend bei der Bereitstellung von nicht nutzbarer Energie bis hin zur vollständigen Steuerung der Anlagen. Die Ergebnisse der Modellrechnungen zeigen, dass unter der Annahme einer optimalen Betriebsstrategie eine Vermarktung der im RVKW erzeugten Energie an Termin- und Spotmärkten möglich ist. Sie zeigen außerdem, dass unter den getroffenen Annahmen für die variablen Kosten der Stromversorgung der im RVKW eingebundenen Haushalte im Jahr 2030 durch Aggregation signifikante Einsparpotentiale gegenüber dem ‚Status quo‘ entstehen. Durch die Installation von IKT entstehende Fixkosten und mögliche zusätzliche Erlöse durch die Vermarktung an Regelleistungsmärkten wurden an dieser Stelle nicht betrachtet.

Für einen wirtschaftlichen Betrieb müssen die Einsparungen aus Sicht des Betreibers des RVKWs groß genug sein, um alle Fixkosten decken zu können. Gleichzeitig muss ein ausreichend

großer monetärer Anreiz für Haushalte bestehen, dem Betreiber ihre Anlagen zur Verfügung zu stellen. Ob die **RVKW**-Geschäftsmodelle aus betriebswirtschaftlicher Sicht umsetzbar sind, hängt in hohem Maße davon ab, wie sich die Preise auf den Märkten entwickeln und mit welchen Kosten ihre Umsetzung verbunden ist.

Simulationen des Verteilnetzbetriebs zeigen, dass in allen betrachteten Aggregationskonzepten und im ‚Status quo‘ temporäre Netzüberlastungen auftreten. Insbesondere die optimierte Vermarktung führt durch die Ausnutzung von Preisunterschieden an den Großhandelsmärkten und die daraus resultierende Gleichzeitigkeit von Stromeinspeisung oder -entnahme dazu, dass sich die Netzbelastung im Verteilnetz erhöht.

In einer Analyse der regulatorischen Rahmenbedingungen zeigt sich, dass aktuell mehrere Hemmnisse für die Umsetzung des **RVKW**-Konzepts bestehen. Dazu gehören die Doppelbelastung von Speichern durch Entgelte und Umlagen, die vergleichsweise hohen Mindestgebotsgrößen auf den Regelleistungs- und Spotmärkten und das Fehlen von Mechanismen zur Vergütung von Flexibilitätsbereitstellung auf lokaler Ebene (beispielsweise zur Entlastung des Verteilnetzes).

RVKWs können den angeschlossenen Haushalten zunächst dadurch einen Nutzen bringen, dass die erneuerbare Erzeugungsanlagen, die nicht mehr gemäß **EEG** vergütet werden, eine Möglichkeit zur Vermarktung bieten. Eine erhebliche Vergrößerung des Nutzens und der Erlöse eines **RVKWs** wäre durch die Schaffung von Mechanismen zur Vergütung von Flexibilitätsbereitstellung auf lokaler Ebene zur Stabilisierung der Verteilnetze möglich.

Abschließend lässt sich feststellen, dass die Technologie zur Umsetzung digitaler Geschäftsmodelle vorhanden ist, wenngleich Unsicherheiten hinsichtlich der Kosten bestehen. Konventionelle **VKW**-Geschäftsmodelle sind auch mit einem **RVKW** umsetzbar, wenn auch in Anbetracht der Vielzahl an kleinteiligen Anlagen mit höheren Transaktionskosten verbunden. Zur Etablierung wirklich neuer, digitaler Geschäftsmodelle sind jedoch Änderungen am regulatorischen Rahmen erforderlich, wie beispielsweise eine Befreiung von Entgelten und Umlagen bei netz- und systemdienlichem Betrieb der Komponenten oder der Einrichtung von Mechanismen zur Vermarktung und Beschaffung regionaler Flexibilität.

10 Ausblick

Aus den Arbeiten in diesem Projekt haben sich Voraussetzungen für eine wirtschaftliche und systemdienliche Ausgestaltung von [RVKWs](#) und neuer digitaler Geschäftsmodelle sowie die regulatorischen Rahmenbedingungen abgeleitet.

Die Ergebnisse der Untersuchung führen zu dem Schluss, dass die unterschiedlichen Geschäftsmodelle aus Sicht der wirtschaftlichen Profiteure ökonomisch sinnvoll sein können. Gleichwohl können sie kritische Situationen im Netz hervorrufen und die Netzstabilität gefährden. Um in diesem Zusammenhang einen teuren Netzausbau zu vermeiden, sollten Koordinationsmechanismen entwickelt werden, die dafür sorgen, dass die Netzbelastung bei der Einsatzentscheidung berücksichtigt wird. Mögliche Ansatzpunkte sind die Einführung lastabhängiger Preissignale oder eine Begrenzung der Last für Haushalte. Darüber hinaus ist eine Evaluation der Rolle vertikal integrierter Energieversorger im Zusammenhang mit [RVKWs](#) interessant, da diese gleichzeitig die Situation im Verteilnetz als auch Erlösmöglichkeiten an den Strommärkten berücksichtigen könnten. Im Rahmen weiterer Forschung sollte zudem die Vermarktung der [RVKWs](#) an den Regelleistungsmärkten und das Geschäftsmodell des Nachbarschaftskraftwerks untersucht werden.

Die angenommenen Speicherkosten haben sich in den vorliegenden Simulationen als wichtiger Parameter für den Betrieb der [RVKWs](#) dargestellt. Sie beeinflussen ganz entscheidend die Fahrweise der Heimspeicher (Vollzyklenzahl) durch einen zentralen Aggregator und haben in den vorliegenden Simulationen einen Einfluss auf die Erlöse eines [RVKWs](#). Durch Einbezug der Regelleistungsmärkte in zukünftigen Studien könnten sich die Erlösmöglichkeiten durch den Einsatz von (gepoolten) Heimspeichern prinzipiell sogar noch deutlich ausweiten. Gleichzeitig legt die Literaturanalyse der Akzeptanz von Steuereingriffen Dritter auf Heimspeicher nahe, dass die Bereitstellung von Speicherkapazität durch Haushalte nicht ausschließlich ökonomischen Kriterien erfolgt. Es ist daher naheliegend, in weiterführenden Studien zu untersuchen, wie Speicherkapazitäten in Haushalten erschlossen werden können und welche Erlöse mit der jeweils aktivierten Kapazität an den verschiedenen Märkten erzielbar sind.

Ein weiterer Ansatzpunkt ist das für das [RVKW](#) angenommene Portfolio an Flexibilitätsoptionen. Durch eine Spezialisierung auf eine Auswahl geeigneter Flexibilitätsoptionen könnte der Aufwand für den Betrieb des [RVKWs](#) reduziert und möglicherweise dennoch ein hohes Maß an Flexibilität bereitgestellt werden. Die qualitativen Untersuchungen in Kapitel 6.2 geben hierfür erste Hinweise. Die im Rahmen dieses Projekts entwickelte Modellumgebung bietet prinzipiell die Möglichkeit für tiefergehende quantitative Analysen. Für eine stringente Betrachtung wäre neben der modellbasierten Analyse der Erlösmöglichkeiten und Auswirkungen auf das Verteilnetz eine Betrachtung der operativen Kosten eines [RVKWs](#) in Abhängigkeit der einbezogenen Flexibilitätsoptionen sowie der adressierten Märkte erforderlich.

Akronyme

- ÜNB** Übertragungsnetzbetreiber [12](#), [16](#), [17](#), [23](#), [25](#), [54](#), [67](#), [68](#), [69](#), [70](#), [75](#), [76](#), [80](#)
- AbLaV** Verordnung abschaltbarer Lasten [17](#), [21](#)
- BDEW** Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft [44](#)
- BEV** Batterie-elektrisches Fahrzeug [99](#), [101](#), [103](#)
- BHKW** Blockheizkraftwerk [33](#), [34](#), [66](#), [76](#)
- BKV** Bilanzkreisverantwortliche/r [23](#), [67](#)
- CIM** Common Information Model [50](#)
- COP** Coefficient of performance [102](#)
- DSM** Demand Side Management [46](#), [47](#), [48](#), [96](#)
- EE** Erneuerbare Energien [1](#), [5](#), [6](#), [7](#), [8](#), [9](#), [12](#), [14](#), [17](#), [33](#), [35](#), [49](#), [69](#), [97](#), [105](#), [106](#)
- EEG** Erneuerbare-Energien-Gesetz [21](#), [22](#), [24](#), [25](#), [28](#), [29](#), [30](#), [32](#), [35](#), [36](#), [37](#), [39](#), [54](#), [68](#), [77](#), [79](#), [80](#), [105](#), [114](#), [126](#)
- EEX** European Energy Exchange [7](#), [11](#)
- EnEV** Energieeinsparverordnung [44](#)
- EnWG** Energiewirtschaftsgesetz [17](#), [21](#), [42](#), [46](#), [66](#), [67](#), [69](#)
- EOM** Energy-Only-Market [10](#), [11](#)
- EPEX** European Power Exchange [11](#), [25](#), [26](#)
- EVU** Energieversorgungsunternehmen [60](#), [66](#), [67](#), [68](#), [69](#), [70](#), [75](#), [76](#), [79](#), [80](#), [81](#), [82](#), [83](#)
- GHD** Gewerbe, Handel und Dienstleistung [47](#)
- IC-CPD** In Cable Control and Protection Device [45](#)
- IKT** Informations- und Kommunikationstechnik [19](#), [73](#), [76](#), [77](#), [79](#), [82](#), [125](#)
- KfW** Kreditanstalt für Wiederaufbau [39](#)
- KWK** Kraft-Wärme-Kopplung [17](#), [21](#), [29](#), [39](#), [56](#), [57](#), [76](#), [86](#), [87](#), [92](#), [95](#), [99](#), [102](#), [109](#), [110](#), [111](#)

KWKG Kraft-Wärme-Kopplung-Gesetz [21](#), [22](#), [24](#), [25](#), [28](#), [29](#), [30](#)

MRL Minutenreserveleistung [16](#), [17](#), [26](#), [27](#), [32](#), [35](#), [57](#), [70](#), [71](#), [74](#), [76](#)

OTC Over-The-Counter [11](#)

PAB Pay-As-Bid [12](#), [17](#)

PEM Polymer-Elektrolyt-Membran [48](#)

PPA Power Purchase Agreement [68](#), [69](#), [70](#), [74](#)

PRL Primärregelleistung [16](#), [17](#), [26](#), [70](#), [76](#)

PtG Power-to-Gas [48](#), [95](#)

PU Per Unit [121](#)

PV Photovoltaik [4](#), [5](#), [6](#), [7](#), [8](#), [9](#), [10](#), [18](#), [28](#), [29](#), [31](#), [32](#), [35](#), [37](#), [39](#), [44](#), [52](#), [54](#), [59](#), [66](#), [76](#), [77](#), [78](#), [79](#), [84](#), [87](#), [92](#), [95](#), [99](#), [100](#), [103](#), [105](#), [109](#), [111](#), [116](#), [122](#), [123](#), [125](#)

RVKW Regionales Virtuelles Kraftwerk [V](#), [VI](#), [VII](#), [2](#), [3](#), [4](#), [5](#), [19](#), [21](#), [23](#), [24](#), [25](#), [26](#), [27](#), [28](#), [29](#), [30](#), [31](#), [36](#), [44](#), [52](#), [53](#), [55](#), [56](#), [58](#), [60](#), [61](#), [65](#), [66](#), [67](#), [68](#), [69](#), [70](#), [72](#), [73](#), [74](#), [75](#), [79](#), [81](#), [82](#), [83](#), [84](#), [85](#), [86](#), [87](#), [88](#), [89](#), [91](#), [92](#), [93](#), [97](#), [99](#), [105](#), [106](#), [108](#), [121](#), [125](#), [126](#), [127](#)

SPS Speicherprogrammierbaren Steuerung [49](#)

SRL Sekundärregelleistung [16](#), [17](#), [26](#), [27](#), [32](#), [35](#), [42](#), [70](#), [71](#), [74](#), [76](#)

StromNEV Stromnetzeinspeiseverordnung [21](#)

StromStG Stromsteuergesetzes [22](#)

TAB Technischen Anschlussbedingungen [44](#), [52](#), [53](#)

USV Unterbrechungsfreie Stromversorgung [38](#)

WISE Virtuelles Institut Smart Energy [59](#), [92](#), [109](#), [110](#)

WISE-VKW Virtuellen Instituts Smart Energy - Teilprojekt 4 [2](#), [106](#)

VKW Virtuelles Kraftwerk [V](#), [1](#), [2](#), [18](#), [19](#), [27](#), [31](#), [53](#), [56](#), [58](#), [63](#), [64](#), [65](#), [70](#), [71](#), [72](#), [73](#), [74](#), [75](#), [76](#), [77](#), [78](#), [79](#), [91](#), [103](#), [126](#)

VNB Verteilnetzbetreiber [52](#), [67](#), [69](#), [70](#), [72](#), [80](#), [81](#), [82](#), [83](#)

WEA Windenergieanlage [6](#), [9](#), [36](#), [99](#), [109](#), [111](#)

Literatur

- Openenergy plattform, 2020. URL https://openenergy-platform.org/dataedit/view/supply/wind_turbine_library.
- Pvlib-python, 2020. URL <https://pvlib-python.readthedocs.io/en/stable/>.
- ADAC. Zahl der e-autos weltweit auf rekordhoch – wachstumsrate schwächt sich aber ab, 2020. URL <https://www.adac.de/news/statistik-e-autos/>.
- Agentur für Erneuerbare Energien. Metaanalyse – Flexibilität durch Kopplung von Strom, Wärme & Verkehr, 2016. URL <http://www.forschungsradar.de/metaanalysen/einzelansicht/news/metaanalyse-zur-flexibilitaet-durch-sektorkopplung.html>.
- Agora. Smart-Market-Design in deutschen Verteilnetzen, 2017. URL https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2016/Smart_Markets/Agora_Smart-Market-Design_WEB.pdf.
- Jonas Aichinger, Christoph Stiller, Klaus Scheffer, und Martin Kopp. Verbund-Forschungsvorhaben „Energiepark Mainz Elektrolyse–Wasserstoff als Energiespeicher und –vektor“, 2017.
- Blaise Allaz und Jean-Luc Vila. Cournot competition, forward markets and efficiency. *Journal of Economic Theory*, 59(1):1–16, 1993. ISSN 00220531. doi: 10.1006/jeth.1993.1001.
- Argentur für Erneuerbare Energien. Strom speichern, März 2012.
- ASUE. Bhkw-fibel – wissen in kompakter form, 2015. URL www.asue.de.
- ASUE. Brennstoffzellen für die hausenergieversorgung - funktionsweise, entwicklung und marktübersicht, 2016a. URL www.asue.de.
- ASUE. Brennstoffzellen für die hausenergieversorgung – technikinfo brennstoffzelle, 2016b. URL www.asue.de.
- ASUE. Wirtschaftliches sanieren mit brennstoffzelle - das einfamilienhaus, 2018. URL www.asue.de.
- BDEW. Technische Anschlussbedingungen TAB 2007 für den Anschluss an das Niederspannungsnetz, 2007.
- Joachim Bertsch, Christian Growitsch, Stefan Lorenczik, und Stephan Nagl. Flexibility in europe’s power sector — an additional requirement or an automatic complement? *Energy Economics*, 53: 118–131, 2016. ISSN 01409883. doi: 10.1016/j.eneco.2014.10.022.

- BGW. Anwendung von standardlastprofilen zur belieferung nicht-leistungsgemessener kunden, 2006.
- John R Birge, Ali Hortaçsu, Ignacia Mercadal, und J Michael Pavlin. Limits to arbitrage in electricity markets: A case study of miso. *Energy Economics*, 75:518–533, 2018.
- Sascha Birk. Vpplib, 2020. URL <https://github.com/Pyosch/vpplib>.
- Sascha Birk, Christian Brosig, und Eberhard Waffenschmidt. Auswirkungen von sektorkopplungsmassnahmen zukünftigen innerstädtischen niederspannungsnetzen. URL https://www.tugraz.at/fileadmin/user_upload/Events/Eninnov2018/files/lf/Session_E5/653_LF_Birk.pdf.
- BNE. Flexibilitätsvermarktung im deutschen Strommarkt - Die Rolle von Aggregatoren und integrierten Flexibilitätsvermarktern., 2015.
- BNE. Flexibilitätsvermarktung im deutschen Strommarkt - Die Rolle von Aggregatoren und integrierten Flexibilitätsvermarktern., 2015.
- BNetzA. Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen, 2018. URL https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2018/Quartalsbericht_Q4_Gesamt_2017.pdf?__blob=publicationFile&v=3.
- BNetzA. Einführung eines Regelarbeitsmarktes, 2019a. URL https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2019/20191008_Regelenergiemarkt.html.
- BNetzA. Monitoringbericht 2019, 2019b. URL https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2019/Monitoringbericht_Energie2019.pdf.
- BNetzA. Einführung eines Regelarbeitsmarktes, 2019c. URL https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2019/20191008_Regelenergiemarkt.html.
- BNetzA. Fördersätze für PV-Anlagen. Anzulegende Werte für Solaranlagen November 2019 bis Januar 2020, 2019d. URL https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/PV_Datenmeldungen/DegressionsVergSaetze_11-01_20.xlsx?__blob=publicationFile&v=2.
- BNetzA und Bundeskartellamt. Monitoringbericht Energie 2018, 2019. URL https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2018/Monitoringbericht_Energie2018.pdf?__blob=publicationFile&v=5.

- Frieder Borggrefe und Karsten Neuhoff. Balancing and intraday market design: Options for wind integration. *DIW Discussion Papers, No. 1162*, 2011.
- Sebastian M Braun und Christoph Brunner. Price sensitivity of hourly day-ahead and quarter-hourly intraday auctions in germany. *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, 42:257–270, 2018.
- Jens Büchner, Jörg Katzfey, Albert Moser, Ole Floercken, Henning Schuster, Sebastian Dierkes, Tobias van Leeuwen, und Lukas Verheggen. „moderne verteilternetze für deutschland“ (verteilternetzstudie): Abschlussbericht: Studie im auftrag des bundesministeriums für wirtschaft und energie (bmwi).
- Bundesnetzagentur. Monitoringbericht 2017, 2017a. URL https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2017/Monitoringbericht_2017.pdf?__blob=publicationFile&v=4.
- Bundesnetzagentur. Flexibilität im Stromversorgungssystem: Bestandsaufnahme, Hemmnisse und Ansätze zur verbesserten Erschließung von Flexibilität, 2017b. URL https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungUndSmartGrid/BNetzA_Flexibilitaetspapier.pdf?__blob=publicationFile&v=1.
- Bundesregierung. Klimaschutzprogramm 2030, 2020. URL <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/klimaschutzprogramm-2030-1673578>.
- Laurens J De Vries und Rudi A Hakvoort. An economic assessment of congestion management methods for electricity transmission networks. *Journal of network industries*, (4):425–466, 2002.
- dena. Netzstudie II: Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015-2020 mit Ausblick 2025, 2010.
- dena. Entwicklung der Erlösmöglichkeiten für Flexibilität auf dem Strommarkt, 2014.
- dena. Schnittstellen und Standards für die Digitalisierung der Energiewende, 2018a.
- dena. dena-Leitstudie Integrierte Energiewende. Technical report, Berlin, 2018b.
- Paul Denholm und Maureen Hand. Grid flexibility and storage required to achieve very high penetration of variable renewable electricity. *Energy Policy*, 39(3):1817–1830, 2011. ISSN 03014215. doi: 10.1016/j.enpol.2011.01.019.
- Justin Dijk und Bert Willems. The effect of counter-trading on competition in electricity markets. *Energy Policy*, 39(3):1764–1773, 2011. URL <https://EconPapers.repec.org/RePEc:eee:enepol:v:39:y:2011:i:3:p:1764-1773>.

- DKE. Der Technische Leitfaden - Ladeinfrastruktur Elektromobilität - Version 2, 2016.
- Martin Dotzauer, Diana Pfeiffer, Daniela Thrän, Volker Lenz, Marcel Pol, und Franziska Müller-Langer. Technologiebericht 1.1 Bioenergie, 2017.
- Thorben Doum. *Notwendigkeit und Rahmenbedingungen eines Lastmanagements für Elektromobilität in Niederspannungsnetzen*. PhD thesis, Technische Hochschule Köln, Köln, 2015.
- Ecofys und Fraunhofer IWES. Smart-market-design in deutschen verteilnetzen. studie im auftrag von agora energiewende. Technical report, 2017.
- EEX. Strom-Terminmarkt, 2018a. URL <https://www.eex.com/de/produkte/strom-terminmarkt>.
- EEX. Transparency data, 2018b. URL <https://www.eex-transparency.com/>.
- Peter Elsner, Manfred Fishedick, und Dirk Uwe Sauer. Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050: Technologien – Szenarien – Systemzusammenhänge, 2015.
- Energieagentur.NRW. *Leitfaden Wärmepumpe- Kombination von Wärmepumpe und Photovoltaik*, 2016. URL www.waermepumpe.nrw.de.
- Energieagentur.NRW. *Optimaler Betrieb von Wärmepumpe- Ein Leitfaden*, 2018. URL www.waermepumpe.nrw.de.
- Energieagentur.NRW. Marktübersicht elektrofahrzeuge, 2019a. URL <https://www.elektromobilitaet.nrw/unsere-service/marktuebersicht-e-fahrzeuge/>.
- Energieagentur.NRW. Marktübersicht ladestationen, 2019b. URL <https://www.elektromobilitaet.nrw/unsere-service/marktuebersicht-ladestationen/>.
- Energiespeicher Online. Wie funktioniert ein Stromspeicher?, 2020. URL <https://www.energiespeicher-online.de/magazin/wie-funktioniert-ein-stromspeicher>.
- Energy Brainpool. Power Purchase Agreements : Finanzierungsmodell von Erneuerbaren Energien, 2018.
- ENTSO-E. Transparency platform, 2018. URL <https://transparency.entsoe.eu/>.
- EPEX SPOT SE. Day-Ahead-Auktion mit Lieferung in den deutschen/österreichischen Regelzonen, 2018a. URL <https://www.epexspot.com/de/produkte/auktionshandel/deutschland-oesterreich>.
- EPEX SPOT SE. Intraday-Markt mit Lieferung in einer der deutschen Regelzonen, 2018b. URL <https://www.epexspot.com/de/produkte/intradaycontinuous/deutschland>.

- EPEX SPOT SE. 15 Minuten-Intraday-Auktion mit Lieferung in den deutschen Regelzonen, 2018c. URL <https://www.epexspot.com/de/produkte/intradayauction/deutschland>.
- EPEX SPOT SE. Marktkopplung - Ein wesentlicher Schritt zur Marktintegration, 2018d. URL http://www.epexspot.com/de/Marktkopplung/ein_wesentlicher_schritt_zur_marktintegration.
- EPEX SPOT SE. Kontinuierlicher Intraday-Handel, 2018e. URL https://www.epexspot.com/de/produkte/intradaycontinuous/intraday_vorlaufzeit.
- EPEX SPOT SE. Trading on EPEX SPOT: 2019-2020, 2019. URL https://www.epexspot.com/sites/default/files/download_center_files/TradingBrochure.pdf.
- ETG-Task Force Demand Side Management. Demand Side Integration: Lastverschiebungspotentiale in Deutschland, 2012.
- Eurelectric. Flexibility and Aggregation Requirements for their interaction in the market. A Eurelectric Paper, 2014.
- William F. Holmgren, Clifford W. Hansen, und Mark A. Mikofski. Pvlib python: A python package for modeling solar energy systems. *Journal of Open Source Software*, 3(29):884, 2018. doi: 10.21105/joss.00884.
- FH ISE. Aktuelle fakten zur photovoltaik in deutschland, 2019. URL www.pv-fakten.de.
- Jan Figgenger, David Haberschusz, Kai-Philipp Kairies, Oliver Wessels, Benedikt Tepe, und Dirk Uwe Sauer. Wissenschaftliches mess-und evaluierungsprogramm solarstromspeicher 2.0 - jahresbericht 2018, 2018. URL <http://www.speichermonitoring.de>.
- Jan Figgenger, Peter Stenzel, Kai-Philipp Kairies, Jochen Linßen, David Haberschusz, Oliver Wessels, Georg Angenendt, Martin Robinius, Detlef Stolten, und Dirk Uwe Sauer. The development of stationary battery storage systems in germany - a market review. *Journal of Energy Storage*, 29, 2020.
- David Fischer und Hatef Madani. On heat pumps in smart grids: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 70:342–357, 2017.
- David Fischer, Tobias Wolf, Jeannette Wapler, Raphael Hollinger, und Hatef Madani. Model-based flexibility assessment of a residential heat pump pool. *Energy*, 118:853–864, 2017.
- Frauenhofer IWES. Energiewirtschaftliche Bewertung von Pumpspeicherwerken und anderen Speichern im zukünftigen Stromversorgungssystem, 2010. URL http://www.fvee.de/fileadmin/politik/IWES_Gutachten-Pumpspeicher.pdf.

- Fraunhofer IWES; Energy Brainpool. Strommarkt-Flexibilisierung: Hemmnisse und Lösungskonzepte, 2015.
- Roberto Greening. Neue generation virtueller kraftwerke ebnet stadtwerken den weg. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 65(6):68 – 69, 2015.
- Tafadzwa Gurapira und Arnold Johan Rix. Pv simulation software comparisons: Pvsyst, nreksam and pvlib.
- Samuel Gyamfi, Susan Krundieck, und Tania Urme. Residential peak electricity demand response—highlights of some behavioural issues. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 25:71–77, 2013.
- Sabine Haas. *Implementation and Validation of an Open Source Model for Generating Wind Feed-in Time Series*. Master thesis, Technische Universität Berlin, Berlin, 2019. URL https://reiner-lemoine-institut.de/wp-content/uploads/2019/01/MasterThesis_SabineHaas.pdf.
- Sabine Haas, Birgit Schachler, und Uwe Krien. Windpowerlib - a python library to model wind power plants, 2019.
- Simon Hagemann. Price determinants in the german intraday market for electricity: An empirical analysis. *EWL Working Paper, No. 18/13*, 2013.
- Klaus Heuck, Klaus-Dieter Dettmann, und Detlef Schulz. *Elektrische Energieversorgung: Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie für Studium und Praxis*. Studium und Praxis. Vieweg, Wiesbaden, 7., vollst. überarb. und erw. aufl. edition, 2007. ISBN 3834802174. URL http://deposit.d-nb.de/cgi-bin/dokserv?id=2905939&prov=M&dok_var=1&dok_ext=htm.
- Alexander Hobert. Modellierung und implementierung von photovoltaik- und windkraftanlagen zur zuverlässigkeitsberechnung von zukünftigen verteilnetzen. Master’s thesis, Bergische Universität Wuppertal, 2017.
- Reinhard Höfer und Franziska Schmaltz. Das virtuelle kraftwerk als zentrale schnittstelle im energiemarkt. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 65(6):18 – 21, 2015.
- Felix Höffler. *Engpassmanagement und Anreize zum Netzausbau im leitungsgebundenen Energiesektor*. Nomos Verlagsgesellschaft mbH & Co. KG, 2009.
- Matthias Huber, Desislava Dimkova, und Thomas Hamacher. Integration of wind and solar power in europe: Assessment of flexibility requirements. *Energy*, 69:236–246, 2014. ISSN 03605442. doi: 10.1016/j.energy.2014.02.109.

- Kai-Philipp Kairies, David Haberschusz, Jonas van Ouwerkerk, Jan Strebel, Oliver Wessels, Dirk Magnor, Julia Badeda, und Dirk Uwe Sauer. Wissenschaftliches mess-und evaluierungsprogramm solarstromspeicher - jahresbericht 2016, 2016. URL <http://www.speichermonitoring.de>.
- Marian Klobasa, Benjamin Lux, Benjamin Pfluger, Michael von Bonin, Norman Gerhardt, Verena Lerm, Dennis Nill, und Simon Schäfer-Stradowsky. Monitoring der Direktvermarktung von Strom aus Erneuerbaren Energien: Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz, 2018.
- Hendrik Kondziella und Thomas Bruckner. Flexibility requirements of renewable energy based electricity systems – a review of research results and methodologies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 53:10–22, 2016. ISSN 13640321. doi: 10.1016/j.rser.2015.07.199.
- Kreditanstalt für Wiederaufbau. KfW-Programm Erneuerbare Energien "Speicher", 2018.
- Norbert Krzikalla, Siggie Achner, und Stefan Brühl. *Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisungen aus erneuerbaren Energien*. Ponte Press, 2013.
- Merla Kubli, Moritz Loock, und Rolf Wüstenhagen. The flexible prosumer: Measuring the willingness to co-create distributed flexibility. *Energy policy*, 114:540–548, 2018.
- Richard Lackes, Markus Siepermann, und Georg Vetter. Turn it on!-user acceptance of district load control and load shifting of home appliances. 2018.
- Markus Landau, Johannes Prior, Roland Gaber, Michael Scheibe, René Marklein, und Jörg Kirchof. Technische Begleitforschung Allianz Elektromobilität - TEBALE: Abschlussbericht, 2016.
- LaNEG. *Anwenderleitfaden: Möglichkeiten für den Einsatz von Energiespeichern bei genossenschaftlichen Energieprojekten*, 2017.
- Lichtblick. Schwarmenergie, 2018. URL www.lichtblick.de/schwarmbatterie/.
- Timo Lingstädt, Hannah Seliger, Stefan Reh, und Andreas Huber. Technologiebericht 2.2b Dezentrale Kraftwerke (Motoren und Turbinen), 2017.
- Jochen Linssen, S Bickert, W Hennings, et al. *Netzintegration von Fahrzeugen mit elektrifizierten Antriebssystemen in bestehende und zukünftige Energieversorgungsstrukturen-Advances in Systems Analyses 1*, volume 1. Forschungszentrum Jülich, 2012.
- Matti Liski und Juan-Pablo Montero. Forward trading and collusion in oligopoly. *Journal of Economic Theory*, 131(1):212–230, 2006. ISSN 00220531. doi: 10.1016/j.jet.2005.05.002.
- Edward Lorenz. *Predictability: Does the flap of a butterfly's wing in Brazil set off a tornado in Texas?* na, 1972.

- Wes McKinney et al. Pandas: A foundational python library for data analysis and statistics. *Python for High Performance and Scientific Computing*, 14(9), 2011.
- Steffen Meinecke, Nils Bornhorst, Lars Peter Lauven, Jan Hendrik Menke, Martin Braun, und Simon Drauz. SimBench - Elektrische Benchmarknetzmodelle. Technical report, Universität Kassel, Fraunhofer IEE, RWTH Aachen University, Technische Universität Dortmund, 2020. URL <https://simbench.de/wp-content/uploads/2019/08/simbench{ }documentation{ }de.pdf>.
- Lucy Michaels und Yael Parag. Motivations and barriers to integrating ‘prosuming’ services into the future decentralized electricity grid: Findings from israel. *Energy Research & Social Science*, 21:70–83, 2016.
- Theresa Müller, Julia Michaelis, Rainer Elsland, Ulrich Reiter, Francesca Fermi, Artur Wyra, Yi-kuang Chen, Christoph Zöphel, und Nicolas Kronthaler. Overview of techno-economic characteristics of different options for system flexibility provision. Deliverable 4.1 REflex - Analysis of the European energy system under the aspects of flexibility and technological progress, 2016.
- Next Kraftwerke GmbH. Whitepaper Next Box, 2016.
- Next Kraftwerke GmbH. Ihr Notstromaggregat als Einnahmequelle: Ungenutzte Stromkapazität als Regelenergie vermarkten, 2017.
- Niamh O’Connell, Pierre Pinson, Henrik Madsen, und Mark O’Malley. Benefits and challenges of electrical demand response: A critical review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 39: 686–699, 2014.
- Noah Pflugradt. Loadprofilegenerator, 2020. URL <https://www.loadprofilegenerator.de/>.
- Ulf Pillkahn. *Trends und Szenarien als Werkzeuge zur Strategieentwicklung*. Publicis Publishing, Erlangen, 1. aufl. edition, 2007. ISBN 3895782866.
- Michael Platt, Stephan Exner, und Rolf Bracke. Analyse des deutschen wärmepumpenmarktes, bestandsaufnahme und trends, 2010.
- PwC. Virtuelle kraftwerke als wirkungsvolles instrument für die energiewende., 2012.
- Rheinische NETZGesellschaft mbH. Technische Anschlussbedingungen für den Anschluss an das Niederspannungsnetz der Rheinische NETZGesellschaft mbH, 2017.
- Moritz Richter und Lutz Steiner. Begleitforschungs-studie elektromobilität: Potentialermittlung der rückspeisefähigkeit.

- Sascha Samadi, Julia C. Terrapon-Pfaff, Stefan Lechtenböhrer, und Katharina Knoop. Long-term low greenhouse gas emission development strategies for achieving the 1.5 °c target : insights from a comparison of german bottom-up energy scenarios. *Carbon management*, 9(5):549 – 562, 2018. doi: 10.1080/17583004.2018.1475174. URL <http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:bsz:wup4-opus-71007>.
- Daniel R. A. Schallmo. *Geschäftsmodelle erfolgreich entwickeln und implementieren*. Springer Berlin Heidelberg, 2013. doi: 10.1007/978-3-642-37994-9.
- Wolf-Peter Schill. Residual load, renewable surplus generation and storage requirements in germany. *Energy Policy*, 73:65–79, 2014. ISSN 03014215. doi: 10.1016/j.enpol.2014.05.032.
- Hawal Shamon. Viele teile ergeben ein ganzes – ergebnisse multidisziplinärer forschung zu smart energy in haushalten. Vortrag auf der Konferenz SSmart Energy in NRWSZentrale Ergebnisse aus drei Jahren VISE-Forschung, 7.12.2020, Online-Konferenz, 2020.
- sonnen GmbH. sonnenCommunity: Die weltweit größte Plattform für Strom-Sharing, 2018. URL <https://sonnen.de/sonnencommunity/>.
- sonnen GmbH. Produkte und services von sonnen, 2020. URL <https://sonnen.de/produkte/>.
- Ingo Stadler. Demand response: Nichtelektrische Speicher für Elektrizitätsversorgungssysteme mit hohem Anteil erneuerbarer Energien, 2006.
- Iain Staffell, Dan Brett, Nigel Brandon, und Adam Hawkes. A review of domestic heat pumps. *Energy & Environmental Science*, 5(11):9291, 2012. ISSN 1754-5692. doi: 10.1039/c2ee22653g.
- Patrick Stähler. *Geschäftsmodelle in der digitalen Ökonomie. Merkmale, Strategien und Auswirkungen*. Josef Eul Verlag, 2002. ISBN 978-3899360134.
- M Sterner, F Eckert, M Thema, und F Bauer. Der positive beitrag dezentraler batteriespeicher für eine stabile stromversorgung (kurzstudie im auftrag von bee e. v. und hannover messe), 2015.
- Michael Sterner und Ingo Stadler. *Energiespeicher - Bedarf, Technologien, Integration*. Springer Berlin Heidelberg, Berlin, Heidelberg, 2014. doi: 10.1007/978-3-642-37380-0.
- Wolfgang Ströbele, Michael Heuterkes, und Wolfgang Pfaffenberger. *Energiewirtschaft: Einführung in Theorie und Politik*. Oldenbourg, München, 3. aufl. edition, 2012. ISBN 3486716743.
- Leon Thurner, Alexander Scheidler, Florian Schafer, Jan-Hendrik Menke, Julian Dollichon, Friederike Meier, Steffen Meinecke, und Martin Braun. Pandapower—an open-source python tool for convenient modeling, analysis, and optimization of electric power systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, 33(6):6510–6521, 2018. ISSN 1558-0679. doi: 10.1109/TPWRS.2018.2829021.

- Hans-Ulrich Tschätsch. It-systeme für cloud-basierte virtuelle kraftwerke. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 65(6):63 – 65, 2015.
- Umweltbundesamt. Erneuerbare energien in zahlen, 2020. URL <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/erneuerbare-energien-in-zahlen>.
- VDI. Mikro-kraft-wärme-kopplungsanlagen - status und perspektiven. statusreport 2013, 2013.
- VDI. Regenerative Energien: VDI-Statusreport März 2018, 2018.
- Viessmann Werke. Planungshandbuch Wärmepumpen, 2011.
- José Villar, Ricardo Bessa, und Manuel Matos. Flexibility products and markets: Literature review. *Electric Power Systems Research*, 154:329–340, jan 2018. doi: 10.1016/j.epsr.2017.09.005.
- VisBlue. VisBlue Produktdatenblatt - Redox Flow Batteriesystem, 2018.
- Rafał Weron und Michał Zator. Revisiting the relationship between spot and futures prices in the nord pool electricity market. *Energy Economics*, 44:178–190, 2014. ISSN 01409883. doi: 10.1016/j.eneco.2014.03.007.
- Westnetz GmbH. Technische Anschlussbedingungen Mittelspannung, 2015.
- Richard A. Zahoransky, editor. *Energietechnik*. Wiesbaden, 2009. doi: 10.1007/978-3-8348-9250-8{\textunderscore}10.
- Ray Daniel Zimmerman, Carlos Edmundo Murillo-Sanchez, und Robert John Thomas. Matpower: Steady-state operations, planning, and analysis tools for power systems research and education. *IEEE Transactions on Power Systems*, 26(1):12–19, 2011. ISSN 1558-0679. doi: 10.1109/TPWRS.2010.2051168.
- Christoph Zott, Raphael Amit, und Lorenzo Massa. The business model: Recent developments and future research. *Journal of Management*, 37(4):1019–1042, may 2011. doi: 10.1177/0149206311406265.
- ÜNB. Regelleistung.net, 2021. URL <https://www.regelleistung.net/ext/>.