

Geschäfts- und Finanzierungsmodelle für Flexibilitäten aus Quartieren

WindNODE-Teilvorhaben AP 8.2

Severin Beucker | Simon Hinterholzer

Impressum

Autoren

Severin Beucker (Borderstep Institut) | beucker@borderstep.de

Simon Hinterholzer (Borderstep Institut) | hinterholzer@borderstep.de

Unter Mitarbeit von Michael Wedler (B.A.U.M. Consult)

Verlag

Eigenverlag: © WindNODE AP 8.2-Konsortium, März 2021

Ansprechpartner: Dr. Severin Beucker

Konsortialführung

Borderstep Institut für Innovation und Nachhaltigkeit gemeinnützige GmbH

Dr. Severin Beucker

Clayallee 323 | 14169 Berlin | +49 (0)30 306 45 100-2 | www.borderstep.de

Projektpartner

Berliner Energieagentur GmbH | Französische Str. 23 | 10117 Berlin

DAI-Labor | Straße des 17. Juni 135 | 10623 Berlin

Dr. Riedel Automatisierungstechnik GmbH | Greifswalder Str. 4 | 10405 Berlin

Wohnungsbaugenossenschaft Zentrum eG | Storkower Str. 101 | 10407 Berlin

Zitiervorschlag

Beucker, S. & Hinterholzer, S. (2021). Geschäfts- und Finanzierungsmodelle für Flexibilitäten aus Quartieren. Berlin: Borderstep Institut.

Titelbild

© WindNODE

Fördermittelgeber

Das Projekt „WindNODE - Das Schaufenster für intelligente Energie aus dem Nordosten Deutschlands“ wird gefördert vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) im Rahmen Förderprogramms SINTEG - Schaufenster intelligente Energie.



Inhaltsverzeichnis

Impressum.....	II
Inhaltsverzeichnis.....	III
Abbildungsverzeichnis.....	IV
Tabellenverzeichnis.....	IV
Vorwort	1
1 Einleitung	2
2 Erprobung von Flexibilität in Versuchsquartieren	3
2.1 Versuchsquartier Berlin-Prenzlauer Berg	3
2.2 Versuchsquartier Berlin-Schöneberg	4
3 Szenariobasierte Entwicklung von Geschäfts- und Finanzierungsmodellen	4
3.1 Begriffe und Definitionen.....	4
3.2 Vorgehensweise.....	6
3.3 Entwicklung von Rahmen- und Anwendungsszenarien.....	8
3.4 Auswahl von Anwendungsszenarien für die Entwicklung von Geschäftsmodellen	10
3.4.1 Anwendungsszenario 1: Bereitstellung von Flexibilität für das Elektrizitätsnetz und -system über Plattform eines Netzbetreibers	10
3.4.2 Anwendungsszenario 2: Bereitstellung von Flexibilität für den Strommarkt.....	12
4 Beschreibung von Geschäfts- und Finanzierungsmodellen für Flexibilitäten aus Gebäuden und Quartieren.....	13
4.1 Geschäfts- und Finanzierungsmodell zur Flexibilitätsbereitstellung für das Elektrizitätsnetz und -system über die Plattform eines Netzbetreibers	14
4.1.1 Entwurf des Geschäftsmodells	14
4.1.2 Bewertung des Geschäftsmodells	15
4.1.3 Zukünftige Rahmenbedingungen und Finanzierungsmöglichkeiten	16
4.2 Geschäfts- und Finanzierungsmodell zur Flexibilitätsbereitstellung für den Strommarkt über einen Direktvermarkter bzw. VKW-Betreiber	17
4.2.1 Entwurf des Geschäftsmodells	17
4.2.2 Bewertung des Geschäftsmodells	18
4.2.3 Rahmenbedingungen und Finanzierungsmöglichkeiten	19
4.3 Geschäfts- und Finanzierungsmodell zur Multiple-Use Flexibilitätsbereitstellung über einen Aggregator	21

4.3.1	Entwurf des Geschäftsmodells	21
4.3.2	Bewertung des Geschäftsmodells	22
4.3.3	Rahmenbedingungen und Finanzierungsmöglichkeiten	23
5	Umsetzbarkeit der entwickelten Modelle und deutschlandweites Potential	23
5.1	Techno-ökonomische Analyse der Erbringung von Flexibilität im Beispielquartier	24
5.2	Flexibilisierbare Anlagenleistung in Gebäuden und Quartieren in Deutschland.....	26
5.2.1	Bestand und Entwicklung von Wärmepumpen im Gebäudebereich	26
5.2.2	Bestand und Entwicklung von KWK im Gebäudebereich	27
5.2.3	Bestand und Entwicklung von Elektro-Ladeinfrastruktur im Gebäudebereich.....	28
5.2.4	Bestand und Entwicklung von Elektro-Direktheizung im Gebäudebereich.....	29
5.3	Einordnung der Anlagenleistung und Bedeutung für die Flexibilitätspotentiale im Gebäudebereich.....	30
6	Fazit und Handlungsempfehlungen	31
6.1	Kosten der Anbindung senken	31
6.2	Weiterentwicklung des regulatorischen und ökonomischen Rahmens zur Verbesserung der Tragfähigkeit der Geschäftsmodelle	32
6.3	Anrechenbarkeit von Flexibilität in der energetischen Gebäudebilanzierung	33
	Quellen	34

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Einbettung zur Entwicklung der Geschäftsmodelle für Flexibilität aus Stadtquartieren...	7
Abbildung 2:	Bereitstellung von Flexibilität für das Elektrizitätsnetz	11
Abbildung 3:	Flexibilität für den Energiemarkt	13
Abbildung 4:	Schematische Darstellung der Erlösmöglichkeiten der Anlagenkonfiguration unter gegebenen Strompreisbestandteilen (statisch).....	25
Abbildung 5:	Häufigkeitsverteilung Strompreise am EPEX Spotmarkt im Jahr 2019 für DE/LU	26
Abbildung 6:	Prognostiziertes Anlagenpotential in Gebäuden und Quartieren für Flexibilität.....	30

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Vorgehensweise der szenariobasierten Entwicklung von Geschäfts- und Finanzierungsmodellen.....	8
Tabelle 2:	Geschäftsmodell Flexibilitätsbereitstellung für das Elektrizitätsnetz und -system.....	14

Tabelle 3: Geschäftsmodell Flexibilitätsbereitstellung für den Energiemarkt	17
Tabelle 4: Geschäftsmodell Flexibilitätsbereitstellung für Multiple-Use über einen VKW-Betreiber ..	21
Tabelle 5: Angesetzte starre Strompreisbestandteile für den Betrieb der im Quartier vorhandenen Anlagen	24
Tabelle 6: Elektrische Leistung des Wärmepumpenbestands.....	27
Tabelle 7: Anlagenleistung der Objekt KWK bis 500 kW (BHKW)	27
Tabelle 8: Leistung der Ladeinfrastruktur für Elektromobilität im Gebäudebereich.....	28
Tabelle 9: Leistung der elektrischen Direktheizung im Gebäudebereich	29

Vorwort

Die Energiewende in Deutschland schreitet voran und mit dem größer werdenden Anteil Erneuerbarer Energien an der Versorgung wachsen die Herausforderungen, die schwankende Erzeugung mit einem relativ beständigen Stromverbrauch in Einklang zu bringen. Denn, Erneuerbare Energien aus Wind oder Sonne stehen nicht notwendigerweise dann zu Verfügung, wenn im Netz und Energiesystem der entsprechende Bedarf herrscht. Oder aber, es wird mehr Energie erzeugt als akut verbraucht wird. Wie kann man dieses Problem lösen und welche Beiträge können Energieverbraucher wie Haushalte, Industrie oder kommunale Betriebe dazu leisten? Eine mögliche Antwort liegt in der Flexibilisierung¹, d.h. der Fähigkeit von Verbrauchern, auf ein externes Signal mit einer Leistungsänderung zu reagieren. Ein solches Signal spiegelt dann die Veränderungen oder Schwankungen in der Stromerzeugung und im Stromverbrauch wider.

Neben der Frage, ob Flexibilität einen positiven Beitrag zur Umgestaltung unseres Energiesystems leisten kann, muss jedoch auch beantwortet werden, wie dies erfolgen soll. Über die technische Umsetzbarkeit von Flexibilität hinaus ist daher entscheidend, ob jemand bereit ist, diese zur Verfügung zu stellen. Die Möglichkeiten für ein angepasstes Energieverbrauchsverhalten können groß sein, sie werden jedoch ungenutzt bleiben, wenn niemand bereit ist, sich daran zu beteiligen, weil es entweder unattraktiv oder beschwerlich ist oder es keine Anreize dafür gibt.

Einer der Arbeitsschwerpunkte des Projekts WindNODE lag daher darauf zu analysieren und zu erproben, wie Flexibilitäten wirtschaftlich attraktiv und damit nutzbar gemacht werden können. Dabei stellen Wohngebäude sowie Quartiere ein wichtiges Feld dar und dies aus mehreren Gründen:

- Der Gebäudesektor und Quartiere sind mit ca. 18,8 Mio. Wohngebäuden und 2,7 Mio. Nichtwohngebäuden für 903 TWh und damit etwas mehr als ein Drittel des gesamten Endenergiebedarfs in Deutschland verantwortlich (BMWi, 2019). Dies entspricht gegenwärtig etwa 14 Prozent der CO₂-Emissionen in Deutschland (Klimakabinett, 2019). Im Wesentlichen wird die Energie in den Gebäuden für Raumwärme- und Warmwassererzeugung benötigt (Dena, 2018).
- Obwohl, oder gerade, weil der überwiegende Anteil der in dem Sektor verbrauchten Energie für Heizung und Warmwasser benötigt wird, sind Gebäude für die Energiewende und die Bereitstellung von Flexibilität wichtig. In ihrer dezentralen Struktur liegt ein hohes Wärmerzeugungs- und Speicherpotential. Gelingt es, dieses durch Ansätze der Sektorkopplung (z.B. Umwandlung von Strom in Wärme) bzw. der intelligenten Bewirtschaftung (z.B. netzdienlicher Stromverbrauch) zu erschließen, lassen sich damit große Mengen an CO₂ einsparen und Erneuerbare Energien besser nutzen.
- Die Erschließung dieses Potentials mag aufgrund seiner Dezentralität aufwändig erscheinen, Wohngebäude und Quartiere beziehen aber wie kaum ein anderer Sektor Endverbraucher in die Energiewende mit ein. Für die Flexibilitäten stellt dies eine Ergänzung zu den bisher vor allem genutzten Großverbrauchern aus der Industrie dar. Mit der Einbeziehung von Wohngebäuden lässt sich daher auch die Akzeptanz der Energiewende bei Endverbrauchern fördern, vorausgesetzt, der ökologische und finanzielle Nutzen der Flexibilität lässt sich darstellen.

¹ Für eine detaillierte Definition von Flexibilität siehe (Kondziella, H. et al., 2019).

Damit lassen sich die zentralen Fragen die diesem Bericht zugrunde liegen formulieren: Gibt es eine Möglichkeit Flexibilitäten aus Wohngebäuden und Quartieren gewinnbringend zu nutzen? Falls ja, wie hoch wären mögliche Erträge und wer wären Abnehmer dieser Flexibilitäten? Welchen Nutzen könnten die Beteiligten aus Angebot und Nachfrage solcher Flexibilitäten ziehen? Und schließlich, wie groß wäre das Gesamtpotential in Deutschland und wie können weitere Anreize zur Erschließung gesetzt werden?

Diese Fragen sollten im Arbeitsschwerpunkte des Projekts WindNODE zu Wohngebäuden und Quartieren beantwortet werden und sind Gegenstand des vorliegenden Berichtes.

1 Einleitung

"Imagination is more important than knowledge. For knowledge is limited [...]."

(Zitat aus einem Interview des Schriftstellers und Publizisten George Sylvester Viereck mit Albert Einstein aus 'The Saturday Evening Post' vom 26. Oktober 1929)

Warum dieses Zitat in der Einleitung eines Berichtes zum Thema Geschäfts- und Abrechnungsmodelle für Flexibilitäten? Es beschreibt die Herausforderung, zu Beginn der Arbeit im Projekt WindNODE: Für ein noch nicht klar definiertes Produkt oder eine Dienstleistung (Flexibilität) soll in einem neuen Anwendungsfeld (Gebäude und Quartier), einem hoch regulierten Markt (Energiamarkt) und unter sich rasch ändernden Rahmenbedingungen (Energiepolitik) ein Geschäftsmodell entwickelt werden, das möglichst tragfähig und erfolgreich ist.

Diese Aufgabe erscheint wie die Quadratur des Kreises. Zudem wurde rasch deutlich, dass man Wissen aus sehr verschiedenen Domänen benötigt, um Energiesystem und -markt zu verstehen und, dass sich die Experteneinschätzungen zur Entwicklung dieser Systeme stark unterscheiden. Solche Einschätzungen sind aber notwendig, denn kaum ein Experte bezweifelte, dass das Energiesystem und der Energiemarkt in einigen Jahren noch so aussehen würde wie zum Beginn des Vorhabens im Jahr 2016. Zu schnell entwickelt sich die Energiewende und mit ihr ändern sich wirtschaftliche und politische Einschätzungen sowie Rahmenbedingungen. Allein innerhalb der Laufzeit des Projektes WindNODE entstand die Bewegung der Fridays for Future und die Covid-19-Pandemie machte viele geltende politische Grundsätze und Prioritätensetzungen hinfällig - Einschätzungen sind Momentaufnahmen und können von kurzer Dauer sein.

Bei der Suche nach einem umsetzbaren Geschäftsmodell, das Flexibilitäten in Gebäuden und Quartieren erschließt, wurde nach einer ersten Phase der Wissensgewinnung deutlich, dass es für die Abschätzung zukünftiger Rahmenbedingungen und der Umsetzbarkeit möglicher Geschäftsmodelle Vorstellungskraft bedarf. Diese ist notwendig, um in der Komplexität und Widersprüchlichkeit von Energiesystem und -markt neue Chancen zu entdecken und sich nicht zu stark von den Hemmnissen eines regulierten Marktes leiten zu lassen. Daher das Zitat in der Einleitung. Denn, neben gut recherchiertem Wissen und einer fundierten Einschätzung ist nach Meinung der Autoren auch Vorstellungskraft nötig, um zukünftige Geschäftsmodelle für Flexibilitäten zu entwickeln. Märkte und Nachfrage im Energiesektor entstehen aus einem Wechselspiel von Gesellschaft, Politik, Recht und Technologieentwicklung. Sie folgen nicht zwangsläufig dem Kalkül eines ‚freien‘ Marktes, ansonsten hätte die Energiewende in ihrer jetzigen Form nicht stattgefunden.

Aufbau des Berichts

Der Bericht ist wie folgt aufgebaut: Zunächst wird die Vorgehensweise bei der Auswahl und Entwicklung von Geschäfts- und Abrechnungsmodelle für Flexibilitäten aus Quartieren beschrieben (siehe Kapitel 2, Kapitel 3 sowie (Beucker & Hinterholzer, 2019)). Danach werden die Modelle selbst und die für sie erforderlichen Rahmenbedingungen diskutiert und beschrieben (Kapitel 4). Schließlich wird diskutiert, welches technische Potential (Anlagenleistung) für einen flexiblen Betrieb in Gebäuden und Quartieren in Deutschland zur Verfügung stünde. Zum Schluss wird ein Fazit gezogen und übergreifende Handlungsempfehlungen beschrieben (Kapitel 6).

2 Erprobung von Flexibilität in Versuchsquartieren

Bestandteil des Berliner Schwerpunkts zur Erprobung von Flexibilitäten in Wohngebäuden und Quartieren (AP 8.2) sind zwei Wohnquartiere (in Prenzlauer Berg und Schöneberg), in denen Flexibilitätsmodelle erprobt werden können. Die Quartiere verfügen über unterschiedliche Infrastrukturen, mit denen sie die Energieversorgung in den Gebäuden anpassen können oder auch auf externe Signale reagieren können. Während das Versuchsquartier in Berlin-Prenzlauer Berg vollständig digital vernetzt ist (Smart Building Technik) und über ein modulierbares BHKW sowie Power-to-Heat (PtH)-Aggregate in Warmwasserspeicher verfügt, ist im Quartier Schöneberg eine vergleichbare, jedoch einfachere Infrastruktur (modulierbares BHKW und PtH- Aggregate), ohne umfangreiche digitale Vernetzung vorhaben.

2.1 Versuchsquartier Berlin-Prenzlauer Berg

Das Versuchsquartier in Berlin-Prenzlauer Berg befindet sich am Ostseeplatz und besteht aus 6 Gebäuden mit insgesamt 224 Wohnungen. Eigentümerin ist die Wohnungsbaugenossenschaft Zentrum, eG. Die Gebäude wurden in den 1960er Jahren in Fertigbauweise errichtet (viergeschossige Q3A-Bauten). Um die Jahrtausendwende wurden die Gebäude nach Wärmeschutzverordnung 1995 saniert und die Wände sowie das Dach mit 10 cm Mineralwolle gedämmt. Zur gleichen Zeit wurden in den Wohnungen Gasanlagenheizungen installiert. Im Jahr 2015 fand eine grundlegende Erneuerung der Wärmeversorgung statt. Ein im Contracting (Berliner Energieagentur) betriebenes modulierbares Blockheizkraftwerk (BHKW, $34 \text{ kW}_{el} / 78 \text{ kW}_{th}$) sowie vier Gaskessel (insg. 520 kW_{th}) versorgen nun die Gebäude mit Wärme. Zur Heizungs- und Warmwasserversorgung wurde ein Nahwärmenetz mit Unterstationen eingebaut. Etwa die Hälfte der Mieter werden zudem durch den Contractor mit Mieterstrom aus dem BHKW versorgt. Im Rahmen von WindNODE wurden in zwei der bestehenden Pufferspeichern Heizstäbe (PtH-Aggregate) mit einer Gesamtleistung von 48 kW ($8 \times 6 \text{ kW}$) installiert. Diese können neben dem modulierbaren BHKW als Flexibilitäten im Quartier genutzt werden.

Das Quartier ist mit einem Dezentralen Energiemanagementsystem ausgestattet. Hierbei handelt es sich um ein hierarchisch vernetztes Smart-Building-System, das auf drei Ebenen (Wohnung, Gebäude und Quartier) ansetzt². Kernfunktion des Systems ist es, den Heizenergieverbrauch sowie die Verluste im Wärmenetz durch optimale Steuerung des BHKW, der Spitzenlastkessel sowie des Wärmenetzes zu minimieren. Dies geschieht in Abhängigkeit der Bedarfsanforderungen aus den

² Für eine detaillierte Beschreibung des Dezentralen Energiemanagements und der Steuergrößen im Versuchsquartier Prenzlauer Berg siehe auch (Beucker, Hinterholzer, Agricola, Schirmer, et al., 2018).

Wohnungen und Gebäuden und sorgt für eine hohe Auslastung des BHKW (Maximierung der Volllaststunden).

In WindNODE soll das Energiemanagementsystem für einen netz- bzw. marktdienlichen Betrieb erweitert und damit der mögliche Beitrag von Quartieren zur Energiewende abgeschätzt werden. Für einen flexiblen Betrieb kommen vor allem das BHKW und die PtH-Aggregate in Frage. Das BHKW und die PtH-Aggregate können aufgrund ihrer Einbindung in das Energiemanagement sowie in Plattformen für die Direktvermarktung auch zur Erprobung der Steuerbarkeit und Abrechenbarkeit von Flexibilitäten aus Quartieren genutzt werden.

In einer weiteren Stufe könnten weitere Potentiale, wie der haushaltsbezogene Stromverbrauch (z.B. in Form einer zeitweisen stromorientierten Betriebsführung über variable Tarife), die thermische Speicherkapazität des Baukörpers (zur Anpassung und Optimierung von Betriebszeiten der PtH-Aggregate und des BHKW) sowie eine noch zu errichtende Ladeinfrastruktur für E-Mobilität im Quartier genutzt werden. Von diesen zusätzlichen Flexibilitätsoptionen verfügt die Ladeinfrastruktur für E-Mobilität im Quartier über die höchste Leistung. In dem Vorhaben wird daher eine Simulation durchgeführt, um das zusätzliche Flexibilitätspotential (aus gesteuertem Laden) aus dieser Infrastruktur abzuschätzen.

2.2 Versuchsquartier Berlin-Schöneberg

Das Versuchsquartier in Berlin-Schöneberg (Lindenhof II), umfasst insgesamt 34 zusammenhängende Gebäude mit 365 Wohnungen und ist Eigentum der GeWoSüd Genossenschaftliches Wohnen Berlin-Süd eG. Das Quartier wird über eine Anlage mit 1,6 MW_{th} Anschlussleistung versorgt. Diese besteht aus einem modulierbaren BHKW (48 kW_{el}/ 91 kW_{th}) und einer Spitzlastkesselanlage. Da es sich bei den einzelnen Häusern um einen zusammenhängenden Gebäudekomplex handelt, erfolgt die Wärmeverteilung ausschließlich innerhalb der Gebäudehülle, es sind gegenüber dem Quartier in Berlin-Prenzlauer Berg keine Wärmeleitungen im Boden vergraben. Das Quartier wurde in WindNODE mit PtH-Aggregaten mit einer Leistung von 48 kW ausgestattet, die in den vorhandenen Pufferspeichern der Heizungsversorgung installiert wurden. Die Gebäude sind nicht mit Smart Building Technik ausgerüstet, das BHKW und die PtH-Aggregate können aber über eine Anlagesteuerung angesprochen werden. In diesem Quartier kann daher vor allem die Nutzung bestehender Steuerungen für modulierbare BHKW und die Integration von PtH-Aggregaten erprobt werden.

3 Szenariobasierte Entwicklung von Geschäfts- und Finanzierungsmodellen

3.1 Begriffe und Definitionen

Ein Ziel des Teilvorhabens zur Analyse und Erprobung von Flexibilitäten aus Wohngebäuden und Quartieren ist zu ermitteln, wie ein Modell für die wirtschaftliche Nutzung von Flexibilitäten aus diesem Sektor gestaltet werden könnte. Ein solches Modell könnte dann im Idealfall als Vorlage bzw. Blaupause für die Erschließung quartiersbezogener Flexibilitäten dienen. Als Analyse- und Entwicklungsmethode eignen sich in einem solchen Fall die Ansätze der Geschäfts- und Finanzierungsmodelle, die im Folgenden erläutert werden.

Nach (Wirtz, 2010) beschreibt ein Geschäftsmodell in vereinfachter Weise, welche Ressourcen in einer Organisation eingesetzt werden und wie diese in Informationen, Produkte und/oder Dienstleistungen umgewandelt werden. Ein Geschäftsmodell lässt sich demnach in neun Teile untergliedern, die die Aspekte Strategie, Ressourcen, Netzwerk, Kunden, Markt, Erlös, Leistung, Beschaffung und Finanzen umfassen.

(Osterwalder & Pigneur, 2011) stellen dagegen vor allem das Nutzen- bzw. Wertversprechen sowie ein Ertragsmodell in den Mittelpunkt und haben das Business Model Canvas als eine praxisnahe Methode zur Erfassung vorgeschlagen. Nach ihnen kann ein Geschäftsmodell dabei unterstützen, die zentralen Faktoren des Unternehmenserfolges oder Misserfolges zu verstehen und zu analysieren. In ihren Augen ist ein Geschäftsmodell daher auf die Gewinnung neuer Kunden und Märkte ausgerichtet.

Ein Finanzierungsmodell stellt dagegen die Mittelbeschaffung und -rückzahlung in den Mittelpunkt und beschreibt die Zahlungs-, Informations-, Kontroll- und Sicherungsbeziehungen zwischen Kapitalnehmer und Kapitalgebern. Dabei wird zudem in Außen- und Innenfinanzierung unterschieden³. Das Finanzierungsmodell bildet damit Art, Struktur und Modalitäten der Finanzierung ab (Wirtz, 2010) und kann in Ergänzung zu den im Geschäftsmodell erfassten Ertrags- und Kostenstrukturen genutzt werden, um komplexe, neue Finanzierungsvarianten der Modelle zu analysieren.

Exkurs: Anwendbarkeit und Aussagekraft von Geschäftsmodellen

Der Begriff des Geschäftsmodells ist eng mit der Internetökonomie und den damit aufkommenden neuen kommerziellen Aktivitäten des E-Commerce und E-Business verbunden (siehe (Wirtz, B.W., 2019)). Durch das Netz und innovative Unternehmen haben sich die Formen der Wertschöpfung (z.B. Bannerwerbung, Software-as-a-Service oder Pay-per-Use) sowie die Art der Geschäftsbeziehungen deutlich verändert. In diesem Zusammenhang wird auch der Begriff der Geschäftsmodellinnovation gebraucht, unter dem zusätzliche Wertschöpfung in ansonsten weitgehend gesättigten Märkten verstanden wird.

An dem Begriff des Geschäftsmodells wird jedoch auch Kritik geübt. So wird beispielsweise bemängelt, dass das Konzept keine oder nur eine unzureichende Verankerung in der klassischen Betriebswirtschaftslehre und der strategischen Unternehmensführung besitzt. Eine theoretische Entwicklung und Herleitung beispielsweise aus der strategischen Unternehmensführung besteht nicht (Teece, 2010). Dies kann darauf zurückgeführt werden, dass in der traditionellen Betriebswirtschaftslehre vor allem die klassischen Analyseeinheiten der Strategieentwicklung (Industrien, Unternehmen oder Business Units) betrachtet werden, wogegen diese Einheiten in jüngeren Industrien nicht mehr klar abzugrenzen sind. Neue, digitale Güter werden demnach vielmehr über Unternehmensgrenzen hinweg und entlang von transaktionsabhängigen Wertschöpfungs- und Vermarktungsketten organisiert (Wirtz, 2010).

Die Geschäftsmodellentwicklung ist daher nicht eine Methode, die in allen Fällen zum Erfolg führen muss. Sie ist aber insbesondere für die neuen Ansätze der Flexibilitätserprobung, bei denen es sich um abstrakte Güter für den Energiemarkt mit neu zu definierendem Nutzen und Wertschöpfungsketten handelt, eine geeignete Vorgehensweise.

³ Siehe Gabler Wirtschaftslexikon unter: <https://wirtschaftslexikon.gabler.de/definition/finanzierung-33079> (Abruf Dezember 2020)

Beide Blickwinkel, sowohl der auf die Finanzierungszusammenhänge, als auch der auf Wertversprechen bzw. Erträge, sind für die Beschreibung von Modellen für Flexibilitäten aus Wohngebäuden und Quartieren wichtig, da sich die Modelle in einem hochregulierten Energiemarkt mit etablierten Rollen bewähren müssen. Ebenfalls von Interesse sind die Kundenbeziehungen. Sie können im Fall von Flexibilitäten aus Gebäuden und Quartieren unterschiedlicher Art sein und z.B. zwischen zwei oder mehr Unternehmen (B2B) oder auch zwischen Unternehmen und Konsumenten (B2C) bestehen.

Weiterhin sind die Geschäftsmodelle auf die Einbettung in das rechtliche und politische Umfeld angewiesen, da der Energiemarkt stark reguliert ist. Der Bedarf an Flexibilität kann sich mit der Energiewende unterschiedlich entwickeln und Politik sowie Recht haben darauf großen Einfluss. Dies wird am Beispiel der Novelle des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes (NABEG) aus dem Jahr 2019 deutlich. Mit der Neufassung wurde die Bewirtschaftung von Netzungspässen (sog. Redispatch) anders geregelt. Kurz- bis mittelfristig wird der Zugriff der Netzbetreiber auf Speicher und Anlagen zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien und Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) ab einer Leistung von 100 kW ausgeweitet. Zudem wird dem Netzbetreiber als reguliertem Akteur ab dem Jahr 2021 ermöglicht, Energiespeicher und Power-to-Gas-Anlagen selber zu betreiben und deren Betriebskosten auf die Netzentgelte umzulegen. Damit werden wichtige Voraussetzung für die freie Entwicklung eines Marktes für Flexibilität eingeschränkt⁴. Finanzierungs- und Geschäftsmodelle für dezentrale Flexibilitätsangebote anderer Marktakteure werden damit zunächst unattraktiver.

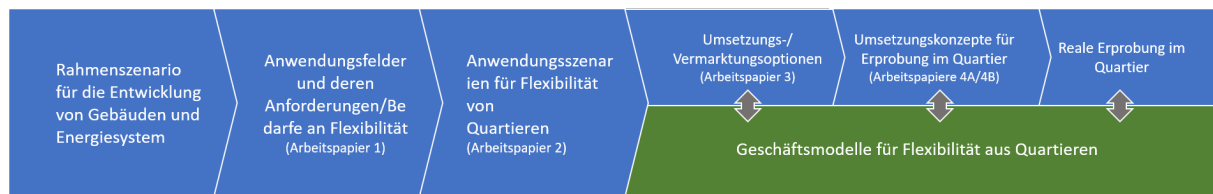
3.2 Vorgehensweise

Für die Abschätzung der zukünftigen Rahmenbedingungen von Flexibilitäten wurde die Vorgehensweise einer szenariobasierten Entwicklung von Geschäfts- und Finanzierungsmodellen genutzt. Diese verbindet Geschäfts- und Finanzierungsmodelle mit der Szenariotechnik und schafft dadurch eine Grundlage für die Einschätzung politischer, rechtlicher und marktlicher Rahmenbedingungen und ihrer Einflüsse auf die Modelle.

Der mehrstufige Prozess ist in der nachfolgenden Abbildung 1 dargestellt. Hierbei wurde als erster Schritt ein Rahmenszenario für die Entwicklung von Gebäuden und des Energiesystems bis 2030 beschrieben. Danach wurden Anwendungsfelder innerhalb des Energiemarkts und des Energienetzes/-systems sowie deren Anforderungen an Flexibilitäten definiert. Darauf aufbauend wurden Anwendungsszenarien für Flexibilitäten aus Quartieren abgeleitet. Die Anwendungsszenarien bildeten schließlich die Grundlage für die Entwicklung der Geschäfts- und Finanzierungsmodelle. Außerdem wurden auf Basis der Anwendungsszenarien auch Umsetzungsoptionen und Erprobungskonzepte für die reale Demonstration im Quartier abgeleitet. Diese Schritte erfolgten parallel zur Geschäftsmodelentwicklung. Dadurch sollten einerseits die Machbarkeit und der Nutzen sowie andererseits auch der Aufwand und die Kosten für die Umsetzung der Modelle erfasst und beschrieben werden.

⁴ Siehe hierzu z.B. die Stellungnahme des Bundesverband Neue Energiewirtschaft e.V. vom 05.04.2019 unter: <https://www.bne-online.de/fileadmin/bne/Dokumente/Positionspapiere/2019/bne-standpunkt-nabeg-novelle-2019-unbundling.pdf> (Zugriff Dezember 2020)

Abbildung 1: Einbettung zur Entwicklung der Geschäftsmodelle für Flexibilität aus Stadtquartieren



Quelle: Eigene Darstellung

Ein Geschäftsmodell und seine praktische Umsetzbarkeit können folglich immer nur eingebettet in spezifische Rahmenbedingungen verstanden werden. Dies können beispielsweise politische Ziele (z.B. die Energiewende) oder auch rechtliche Vorgaben (EnWG, EEG, etc.) sein. Die Geschäftsmodelle sind damit auch oft abhängig von den Rahmenbedingungen und Änderungen im stark regulierten Energiemarkt können damit weitreichende Auswirkung auf bestehende oder zukünftige Geschäftsmodelle haben. Der Bedarf an Flexibilität ist hierfür ein gutes Beispiel. Sinkt der Bedarf z.B. durch die Regulierung der Bewirtschaftung von Netzengpässen (siehe oben) so entfällt eine Grundlage für Geschäftsmodelle der Flexibilität.

Eine szenariobasierte Geschäftsmodellentwicklung (Beucker, S. et al. (2018) ist dagegen eine zukunftsorientierte Methode und kann/soll dafür genutzt werden, Rahmenbedingungen und ihre Entwicklung zu antizipieren und zu variieren. Dadurch kann analysiert werden unter welchen Voraussetzungen ein Geschäfts- und Finanzierungsmodell in einem veränderten Energiemarkt funktionieren und welchen spezifischen Beitrag dies es zur Energiewende leisten kann.

Die nachfolgende Tabelle 1 enthält eine detailliertere Beschreibung des Entwicklungsprozesses von Geschäfts- und Finanzierungsmodellen, wie er im Teilprojekt zu den Berliner Versuchsquartieren angewendet wurde. Die zitierten Dokumente in der Tabelle verweisen auf weitere Ergebnisse bzw. Berichte des Teilvorhabens.

Tabelle 1: Vorgehensweise der szenariobasierten Entwicklung von Geschäfts- und Finanzierungsmodellen

I Entwicklung und Beschreibung eines Rahmenszenarios	
<p>Im Rahmenszenario werden Bedingungen beschrieben, aus denen sich Bedarfe für Flexibilität ableiten lassen. Diese Bedarfe stellen die Grundlage für die heutige und in (absehbarer) Zukunft erschließbaren Flexibilitätsangebote aus Gebäuden und Quartieren dar. Dazu zählen, neben den Zielen des Energierechts sowie den Rahmenbedingungen des Marktes und der Politik, die Vorgaben des Forschungsprogramms SINTEG⁵ und des Vorhabens WindNODE⁶. Das Rahmenszenario des Teilvorhabens ist in (Beucker, Hinterholzer, Agricola, Schirmer, et al., 2018) beschrieben.</p>	
II Entwicklung und Beschreibung von Anwendungsszenarien	
<p>In Anwendungsszenarien werden Fälle beschrieben, mit denen Gebäude und Quartiere durch die Bereitstellung von Flexibilität auf den im Rahmenszenario beschriebenen Bedarf reagieren können. Ziel dieses Schrittes ist es, reelle und technisch umsetzbare Fälle zu definieren, die in den Versuchsquartieren mit Hilfe von Anlagen zur Erzeugung und Speicherung von Wärme und Strom umgesetzt werden können. Dies muss unter Gewährleistung einer störungsfreien Versorgung der Bewohner erfolgen. Die Anwendungsszenarien des Teilvorhabens sind in (Beucker, Hinterholzer, Agricola, Schirmer, et al., 2018) beschrieben. Der Auswahlprozess der Anwendungsszenarien ist zudem in Kap. 3.4 zusammengefasst.</p>	
III Entwicklung und Beschreibung von Geschäfts- und Finanzierungsmodellen	
<p>III.I Ausgewählte Anwendungsszenarien werden mit Hilfe der Methode des Business Model Canvas beschrieben. Im Fokus dieser Modelle stehen das Nutzenversprechen für ein spezifisches Kundensegment sowie das mögliche Ertragsmodell. Die ausgewählten Modelle sind in Kap. 3.4 beschrieben.</p>	
<p>III.II Da die Geschäftsmodelle für Flexibilitäten aus Gebäuden und Quartieren von spezifischen Finanzierungs- und Rahmenbedingungen abhängen, werden diese jeweils in einem gesonderten Abschnitt in Kap. 3.4 behandelt.</p>	

Quelle: Eigene

3.3 Entwicklung von Rahmen- und Anwendungsszenarien

Die Erarbeitung und Auswahl der im Folgenden beschriebenen Rahmen- und Anwendungsszenarien erfolgte in einem mehrstufigen Prozess, in den Partner des Vorhabens WindNODE einbezogen waren.

Zunächst wurde das Rahmenszenario mit einem Zeithorizont bis zum Jahr 2030 entwickelt und beschrieben (siehe Beucker, S. et al., 2018). Die Grundannahme dieses Szenarios, wie auch des gesamten Vorhabens WindNODE ist, dass Flexibilität einen signifikanten Beitrag zur Energiewende und

⁵ Für weitere Informationen zum Forschungsprogramm SINTEG und seinen Zielen siehe www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/sinteg.html (Abruf Dezember 2020)

⁶ Für weitere Informationen zum Forschungsprojekt WindNODE und seinen Zielen siehe www.windnode.de (Abruf Dezember 2020)

insbesondere zur verstärkten Nutzung und Integration Erneuerbarer Energie in das Netz liefern kann. Damit verbunden ist die Annahme, dass der Bedarf an Flexibilität sowohl seitens des Stromnetzes als auch des -marktes in den nächsten Jahren steigen wird. Eine weitere wichtige Voraussetzung des Szenarios ist, dass Gebäude und Quartiere durch ihre Ausstattung mit Smart Building Technik zu intelligenten Einheiten im Energiesystem werden. Zudem wird angenommen, dass durch eine Vielzahl von eigenen Energieerzeugungs- und Speicheroptionen in Gebäuden und Quartieren ein großes Potential zur Verlagerung und Aufnahme von elektrischen Lasten sowie zur Einspeisung in das Netz besteht. Dieses Potential wird aufgrund zahlreicher Trends, wie der weiteren Förderung dezentraler regenerativer Energieerzeugung in Gebäuden und Quartieren und dem Ausbau der Elektromobilität bis 2030 weiter steigen. Das Rahmenszenario wurde auf einem Workshop im November 2017 mit Partnern des Projektes WindNODE diskutiert und verabschiedet.

Aus dem Rahmenszenario wurde gefolgert, dass Gebäude und Quartiere, die über eine digitale Infrastruktur (z.B. in Form von Smart Building, Zugängen zu Plattformen sowie intelligente Mess- und Steuertechnik) verfügen, vor allem Flexibilitäten für die Bedarfsfelder Stromnetz und -system sowie den Strommarkt zur Verfügung stellen können (siehe (Beucker & Hinterholzer, 2018)). Diese Bedarfsfelder für Flexibilität werden im Folgenden kurz erläutert:

(1) Bedarf im Netz- und Systembereich, dazu zählen:

- Einsatz von Flexibilitäten (z.B. flexible Erzeuger, Speicher, flexible Stromlasten) zur Beherrschung kritischer Netzsituationen (Engpassmanagement)
- Flexibilitäten zur Bereitstellung von Systemdienstleistungsprodukten (z.B. Regelleistung zur Frequenzhaltung)

(2) Bedarf im Strommarkt, dazu zählen:

- Einsatz flexibler Erzeugung im Strommarkt: Zuschaltung/ Abschaltung der Erzeuger entsprechend der Angebotssituation im Großhandel
- Einsatz flexibler Lasten beim Energiehandel: Anpassung von Stromlasten entsprechend der Nachfragesituation im Großhandel

Diese beiden Bedarfsfelder bildeten die Grundlage für die Entwicklung der Anwendungsszenarien (siehe (Beucker, Hinterholzer, Agricola, Schirmer, et al., 2018)). Sie beschreiben Fälle, mit denen Gebäude bzw. Quartiere auf die im Rahmenszenario ermittelten Flexibilitätsbedarfe reagieren können.

Maßgeblich für die Ausarbeitung waren neben den Bedarfen des Energiesystems die Ziele der Eigenoptimierung der Energieversorgung in den beteiligten Versuchsquartieren (in Berlin-Prenzlauer Berg und Berlin-Schöneberg). Das primäre Ziel des Energiemanagements in den Quartieren ist aus Sicht der Wohnungsunternehmens, die Kosten für die Bereitstellung von Wärme und Strom zu minimieren und einen effizienten Betrieb zu gewährleisten. Die Nutzung von Flexibilität aus Quartieren muss sich daher dieser Zielstellung unterordnen. Gleichzeitig sollen die Anwendungsszenarien aber auch zukünftige Rahmenbedingungen berücksichtigen, die z.B. durch wirtschaftliche Anreize oder eine einfache Umsetzbarkeit, die Nutzung von Flexibilitäten attraktiv machen.

3.4 Auswahl von Anwendungsszenarien für die Entwicklung von Geschäftsmodellen

Die Erarbeitung und Auswahl der Anwendungsszenarien fand in der ersten Hälfte des Vorhabens WindNODE (2017/2018) statt. In den Auswahlprozess sind die nachfolgend zusammengefassten Anforderungen und Kriterien eingegangen:

- Neben dem grundsätzlichen Bedarf des Energiesystems an Flexibilität, sind Einschätzungen zu deren reeller Umsetzbarkeit unter aktuellen und zukünftigen (technischen, organisatorischen und regulatorische) Rahmenbedingungen von zentraler Bedeutung, da sie mit Aufwänden und Kosten verbunden sind. Diese entscheiden maßgeblich über das Kosten-Nutzen-Verhältnis und darüber, ob sich für Flexibilität aus Gebäuden sowie Quartieren ein Geschäftsmodell entwickelt lässt.
- Die praktische Erprobung der Flexibilitäten wurde zudem mit Partnern aus WindNODE durchgeführt. Wichtig für die Erprobung war der Zugang zu Handelsmechanismen und Marktplätzen, über die die Leistung dem Energiesystem angeboten und dort genutzt werden kann. Dies bedingte zudem die Nutzung einer technischen Infrastruktur (z.B. Plattformen, Gateways, etc.) für den Abruf der Flexibilität.
- Schließlich spielten bei der Auswahl der Anwendungsszenarien die Einschätzung der Projektpartner (Arbeitsschwerpunkt Quartiere sowie thematisch angrenzende Arbeitspakete) eine zentrale Rolle. Die Partner wurden im Rahmen mehrerer Treffen sowie Workshops in den Auswahlprozess einbezogen und haben die Bewertung der Bedarfsfelder für Flexibilität und die darauf aufbauenden Anwendungsszenarien maßgeblich mitgeprägt.

Eine abschließende Bewertung und Fokussierung auf ausgewählte Anwendungsszenarien für Flexibilität aus Gebäuden und Quartieren fand auf einem Workshop im November 2017 statt (siehe auch Kap. 3.3). Die Anwendungsszenarien wurden somit zwar unter Beteiligung vieler Partner und Disziplinen erarbeitet, ihre Auswahl stellt dennoch einen ‚subjektiven‘ Prozess dar, da das Vorhaben WindNODE und seine Partner an sich ein Such- und Deutungsraaster vorgeben⁷.

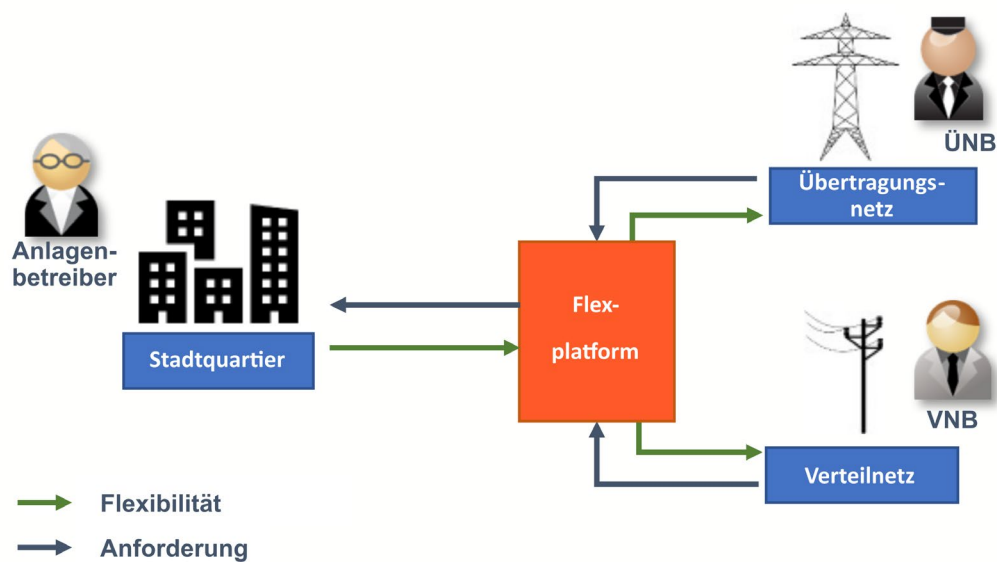
Als Ergebnis des Prozesses wurden Anwendungsszenarien (siehe folgende Kapitel) für die weiteren Ausarbeitung als Geschäftsmodelle ausgewählt, da ihnen die höchsten Realisierungschancen eingeräumt wurden (siehe auch (Beucker, Hinterholzer, Agricola, & Schirmer, 2018)).

3.4.1 Anwendungsszenario 1: Bereitstellung von Flexibilität für das Elektrizitätsnetz und -system über Plattform eines Netzbetreibers

Das Anwendungsszenario geht davon aus, dass die Leistung der im Quartier verfügbaren flexiblen Anlagen bei Engpässen oder kurzfristigen Überschüssen im Stromnetz gesteuert werden kann, um einen Beitrag zum Engpassmanagement oder zur Regelleistung zu liefern. Die für den Netz- und Systembetrieb verantwortlichen Akteure (Verteilnetzbetreiber, Übertragungsnetzbetreiber) senden dazu ein Signal an den Anlagenbetreiber bzw. an eine Steuereinrichtung. Diese wiederum kontrollieren Einzelanlagen (technische Einheiten) gemäß den Netzanforderungen (siehe Abbildung 2). Der Anlagenbetreiber bzw. die Steuerungseinrichtung bestätigen zudem die Erbringung der Flexibilität. Notwendig ist somit eine bidirektionale Kommunikationsinfrastruktur zwischen Netz- und Anlagenbetreiber.

⁷ Das Deutungsraaster besteht in WindNODE z.B. darin, dass Flexibilität als eine valide und signifikante Option zur Anpassung des Energiesystems gesehen wird (siehe auch Kap. 3.3).

Abbildung 2: Bereitstellung von Flexibilität für das Elektrizitätsnetz



Quelle: Eigene Darstellung

Das Anwendungsszenario kann zur Erreichung von zwei Zielen genutzt werden:

- **Einsatz von Flexibilitäten zur Beherrschung lokal kritischer Netzsituationen:** Darunter fallen Maßnahmen, die ein Netzbetreiber einsetzen kann, um Netzengpässe bei Stromtransport und -verteilung in seinem Netz zu vermeiden oder zu beheben. Ziel ist, flexible dezentrale Anlagen anzusteuern, um bei Netzengpässen im Übertragungs- sowie im örtlichen Verteilnetz zusätzliche Ausgleichsmöglichkeiten zu schaffen. Der Einsatz vieler dezentraler Flexibilitäten ersetzt dann beispielsweise das Abregeln von Windkraftanlagen (Einspeisemanagement) oder reduziert den Einsatz von Reservekraftwerken. Auch Engpässe im Verteilnetz können durch den Abruf lokal verfügbarer Flexibilitäten vom Verteilnetzbetreiber kompensiert werden.
- **Einsatz von Flexibilitäten für Systemdienstleistungsprodukte:** Dazu zählen insbesondere Regelleistung zur Frequenzhaltung und Beiträge zur Spannungshaltung für Übertragungsnetzbetreiber. Hierfür können Quartiersanlagen – gebündelt mit weiteren dezentralen Anlagen – sowohl positive Regelleistung (erhöhte Netzeinspeisung bzw. Reduktion der Stromnachfrageleistung), als auch negative Regelleistung (erhöhte Strombezugsleistung bzw. reduzierte Netzeinspeisung) bereitstellen.

Das Anwendungsszenario wurde zwischen den Partnern des Arbeitspaketes und dem Projektpartner 50Hertz entwickelt, der im Projekte WindNODE die Flexibilitätsplattform verantwortet. Eine Bewertung des daraus resultierenden Geschäftsmodells wird in Kap. 4.1 beschrieben.

3.4.2 Anwendungsszenario 2: Bereitstellung von Flexibilität für den Strommarkt

In diesem Anwendungsszenario wird davon ausgegangen, dass ein Quartier, mit seinen Anlagen für Energieerzeugung, -verbrauch und -speicherung, Flexibilität über verschiedene Marktplätze/-mechanismen für elektrische Energie anbieten kann. Dabei wird insbesondere die Fähigkeit, zeitlich flexibel elektrische Energie bereitzustellen bzw. zu verbrauchen genutzt. Diese Flexibilität kann mit Hilfe eines lokalen Energiemanagements erschlossen und automatisiert vermarktet werden. Dabei gibt es aus der Sicht eines Stadtquartiers bzw. eines Betreibers von Anlagen verschiedene Märkte, auf denen die Flexibilität angeboten werden kann. Während gegenwärtig die Möglichkeiten mit dezentralen Anlagen aktiv an Energiemärkten Flexibilität zu handeln sehr begrenzt sind, können sich durch eine bessere Verfügbarkeit von intelligenten Messsystemen sowie variable Strompreisbestandteile zukünftig bessere Chancen ergeben.

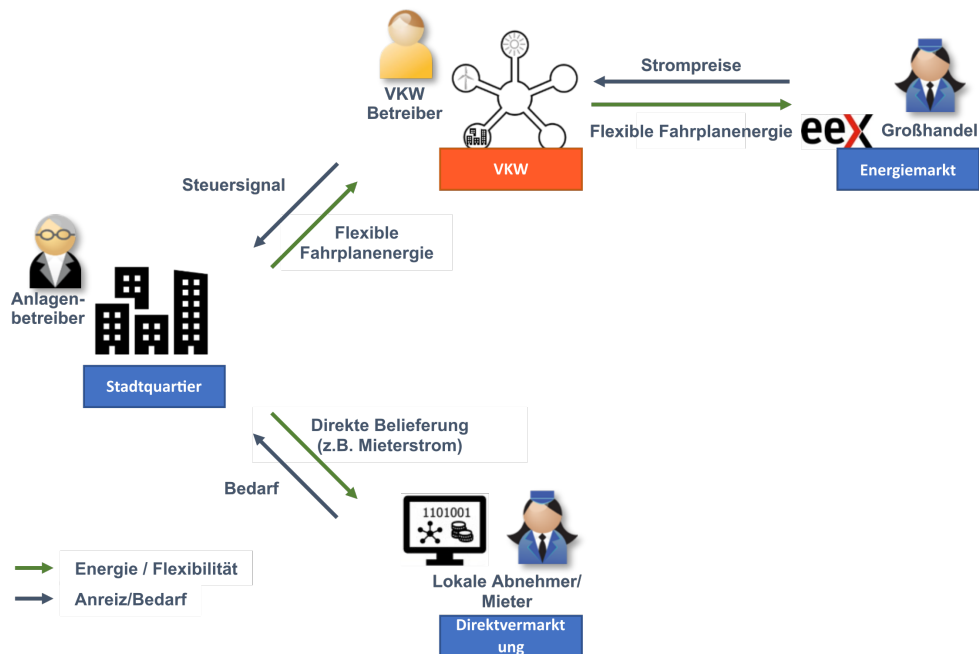
Das Anwendungsszenario fokussiert auf zwei Vermarktungsoptionen (siehe auch Abbildung 3):

- *Direkte Vermarktung mittels Virtuellem Kraftwerk:* Dabei werden die Anlagen zusammen mit weiteren Teilnehmern in einem (ggf. räumlich verteilten) virtuellen Kraftwerk (VKW) optimiert und betrieben. Der erzeugte Strom wird auf überregionalen Marktplätzen vertrieben. Dies kann z.B. der Day-Ahead-Markt sein. Ziel dieses Szenarios ist es, Flexibilität in der Stromerzeugung sowie im -verbrauch an variierende Strompreise bzw. der Situation an den Energiemärkten anzupassen. Durch die Bündelung mehrerer Anlagen in einem VKW werden diese grundlastfähig und durch vereinfachte Zugangsvoraussetzungen erschließbar. In Anbetracht der Komplexität und der Zugangsbeschränkungen (z.B. Mindestgebot) der heutigen Energiemärkte sowie kaum verfügbarer flexibler Stromtarife, ist es heute nicht möglich und attraktiv als Anlagenbetreiber direkt an den Märkten flexible Energieerzeugung bzw. -Verbrauch anzubieten, weshalb die Vermarktung über ein VKW gewählt wird.
- *Vermarktung an lokale Abnehmer:* In Kooperation mit einem weiteren Direktvermarkter oder auch als eigenständiger Akteur (z.B. Wärmecontractor), kann dezentral erzeugte Energie und Flexibilität im lokalen Umfeld angeboten werden. Die Anreize für eine Direktvermarktung nehmen mit der Diversifizierung lokaler Energieerzeugung und -verbrauch (z.B. auch Eigenerzeugung und -verbrauch, Mieterstrommodelle oder Ladung von Elektromobilen in Quartieren) sowie durch den Smart Meter Rollout zu. Der Rollout neuer Mess- und Abrechnungsmöglichkeiten (Smart Meter, Smart Meter Gateway, etc.) ermöglicht Anreizsysteme um den lokalen Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch zu fördern.

Ergänzend zum Angebot der Flexibilität über ein VKW kann eine herkömmliche Vermarktung mit neuen Tarifbestandteilen genutzt werden. Diese kann sowohl auf Verbrauchstarifen, wie auch auf Tarifen zur Energieeinspeisung mit variablen Preisen oder Preisbestandteilen basieren. Mit dem flexiblen KWK-Zuschlag (siehe oben) existiert bereits ein variabler Preisbestandteil, der in Zeiträumen entfällt, in denen der Strompreis an der Strombörse null oder negativ ist.

Wird der Betrieb von technischen Anlagen in Quartieren an solche Anreize angepasst, so können sich daraus zukünftig für den Betreiber eine höhere Wirtschaftlichkeit der Anlagen, oder günstigere Konditionen für den Strombezug ergeben. Für den Energiemarkt bedeutet eine marktorientierte flexible Betriebsweise zusätzliche Elastizität des Angebots bzw. der Nachfrage, womit der Markt dynamischer auf Schwankungen reagieren kann.

Abbildung 3: Flexibilität für den Energiemarkt



Quelle: Eigene Darstellung

Die Kommunikationsabläufe und -prozesse wurde zwischen den Partnern des Arbeitspaketes und dem WindNODE-Partner und Direktvermarkter energy2market entwickelt und erprobt. Eine Bewertung des daraus resultierenden Geschäftsmodells wird in Kap. 4.2 beschrieben.

4 Beschreibung von Geschäfts- und Finanzierungsmodellen für Flexibilitäten aus Gebäuden und Quartieren

In Kap. 3.1 wurde das Business Model Canvas (Osterwalder & Pigneur, 2011) zur Erfassung und Analyse von Geschäftsmodellen vorgestellt. Diese Methode stellt den Nutzen- bzw. das Wertversprechen in das Zentrum, aus dem sich weitere Elemente wie Ertrags- und Kostenstruktur, Kundensegmente, etc. ergeben. Diese Methode wurde genutzt, um die in Kap. 3.4 beschriebenen Anwendungsszenarien in ein Geschäftsmodell zu überführen. Die Modelle wurden mit den Partnern des Arbeitspaketes sowie weiteren Kooperationspartnern diskutiert. Sie werden sowohl hinsichtlich ihrer aktuellen als auch ihrer zukünftigen Umsetzbarkeit bewertet. Zu jedem Modell wird zudem eine Abschätzung der möglichen Finanzierung sowie der notwendigen Rahmenbedingungen vorgenommen, unter denen eine Mobilisierung der Flexibilitäten erfolgen kann.

4.1 Geschäfts- und Finanzierungsmodell zur Flexibilitätsbereitstellung für das Elektrizitätsnetz und -system über die Plattform eines Netzbetreibers

4.1.1 Entwurf des Geschäftsmodells

In Anlehnung an die Struktur des Business Model Canvas wird das Geschäftsmodell zur Flexibilitätsbereitstellung für das Elektrizitätsnetz und -system aus der Sicht eines Anlagenbetreibers gegenüber einem ÜNB oder VNB als Kunde folgendermaßen definiert:

Tabelle 2: Geschäftsmodell Flexibilitätsbereitstellung für das Elektrizitätsnetz und -system

Nutzenversprechen <ul style="list-style-type: none"> ▪ Mobilisierung von schaltbarer Flexibilität für Regelleistung (Frequenzhaltung) sowie Engpassmanagement ▪ Betreiber, Eigentümer von Flexibilität: (finanzielle) Kompensation von netzdienlichem Verhalten ▪ Beitrag zur Netz- und Systemsicherheit sowie Regelleistung ▪ Verbesserte CO₂-Bilanz durch Unterstützung der Netzintegration emissionsarmer Stromerzeugung 	
Schlüsselpartner <ul style="list-style-type: none"> ▪ Plattformbetreiber (falls nicht ÜNB/VNB) ▪ (weitere) Kontraktoren von Anlagen ▪ Aggregatoren/Vermarkter ▪ Ggf. Gebäudeeigentümer/Wohnungswirtschaft ▪ Technische Serviceunternehmen (z.B. BHKW) 	Kundensegment <ul style="list-style-type: none"> ▪ Verteilnetzbetreiber ▪ Übertragungsnetzbetreiber
Schlüsselressourcen <ul style="list-style-type: none"> ▪ Gebäude-/quartierweites Energiemanagement für effiziente und automatisierte Nutzung von Flexibilitäten ▪ Informationstechnische Anbindung/Schnittstelle zwischen Plattformbetreiber und Betreiber, Eigentümer von Flexibilitäten (z.B. via Gateway oder Gebäudeautomation) ▪ Flexible elektrische Anlagen im Bestand 	Vertriebs- oder Distributionskanal <ul style="list-style-type: none"> ▪ Digitale Plattformen zur Vergabe/Erschließung von Flexibilität
Kostenstruktur <ul style="list-style-type: none"> ▪ Investitionskosten für IKT ▪ Kosten für Verwaltung/Administration 	Ertragsmodell <ul style="list-style-type: none"> ▪ Erlöse aus Teilnahme am Regelleistungsmarkt

<ul style="list-style-type: none"> ▪ Kosten für den Betrieb/Teilnahme an der Plattform des Netzbetreibers ▪ Ggf. Kosten für Kommunikationsanbindung zwischen Netzbetreiber und Flexibilitätsanbieter ▪ Kosten aus entgangenem oder angepasstem Anlagenbetrieb (BHKW, PtH-Anlagen, Ladeinfrastruktur für E-Mobile) des Flexibilitätsanbieters (Abweichung vom lokalen Optimum) 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Günstiger Strombezug (z. B. reduziertes Netzentgelt gemäß §14a EnWG) von ansonsten abgeregelten Anlagen (Nutzen statt Abregeln) ▪ Zukünftig: Ggf. neue Vergütungsmodelle für Kapazitätsvorhaltung
--	--

Quelle: Eigene

4.1.2 Bewertung des Geschäftsmodells

Das Modell zur Flexibilitätsbereitstellung für das Elektrizitätsnetz und -system über die Plattform eines Netzbetreibers ist derzeit kaum wirtschaftlich umsetzbar. Zwar konnte im Rahmen von Wind-NODE gezeigt werden, dass die Registrierung und der Abruf von Flexibilität über die Plattform des Partners 50Hertz grundsätzlich funktioniert und damit flexible Leistung für das Stromnetz erschlossen werden kann. In der Praxis ist die Teilnahme jedoch für Flexibilitäten aus Quartieren (< 100 kW) unter heutigen Rahmenbedingungen nicht relevant. Dies liegt u.a. an den folgenden Gründen:

- *Ertragsmodell:* Derzeit lassen sich aus dem Angebot von Regelleistung oder Beiträgen zur Vermeidung von Netzengpässen aus kleineren Flexibilitäten (< 100 kW) keine Erträge erschließen. Es besteht daher auch keine Möglichkeit, aus der Bereitstellung von Regelleistung bzw. Flexibilität aus Quartieren die Investitionen in die notwendige Kommunikationsinfrastruktur zu refinanzieren. Dies galt auch im Projekt WindNODE. Im SINTEG-Programm und mit der SINTEG-Verordnung⁸ war es zwar möglich, eine Erstattung wirtschaftlicher Nachteile zu beantragen, die aufgrund der Projektstätigkeit entstehen. Der damit verbundene Aufwand (Anzeige bei der BNetzA, Dokumentation entgangener Verluste durch Buchprüfer, etc.), hätte die Kompensation eventueller Nachteile jedoch bei weitem überwogen.
- *Technische Infrastruktur:* Ein einfacher und möglichst automatisierter Abruf der Flexibilitäten aus Quartieren über die Plattform eines Netzbetreibers erfordert eine informationstechnische Integration der Systeme. Mit der Plattform des Projektpartners 50Hertz sowie dem Dezentralen Energiemanagementsystem bzw. der BHKW-Steuerung im Versuchsquartier Prenzlauer Berg sind zwar auf beiden Seiten informationstechnische Infrastrukturen zur Optimierung vorhanden, es gibt jedoch keine standardisierte Schnittstelle und Hardware, über die der Datenaustausch vollzogen werden kann. Eine Integration ist daher technisch möglich, ist aber wirtschaftlich nur gerechtfertigt, wenn sie keine individuelle Lösung ist und ein Ertragsmodell zur Refinanzierung existiert. Da beides nicht der Fall ist, wurde auf die Umsetzung verzichtet. Eine standardisierte Schnittstelle für eine vereinfachte Ansteuerung könnte zukünftig beispielsweise über das im Messstellenbetriebsgesetz (MsbG) vorgesehene Smart Meter Gateway geschaffen werden.
- *Nachfrage Regelleistung:* In Kap. 3.1 wurde beschrieben, dass mit der Novelle des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes (NABEG) im Jahr 2019 die Bewirtschaftung von Netzengpässen (Redispatch) neu geregelt wurde. Damit wird der Zugriff der (regulierten) Netzbetreiber auf Speicher und Anlagen zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien und Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)

⁸ Siehe www.gesetze-im-internet.de/sinteg-v/BJNR165300017.html (Abruf Dezember 2020)

ab einer Leistung von 100 kW ausgeweitet. Der Betreiber erhält im Falle der Abregelung seiner Anlage eine Entschädigung. Gleichzeitig wird diese damit jedoch einer Vermarktung entzogen. Den Netzbetreibern wird zudem ab 2021 ermöglicht, Energiespeicher und Power-to-Gas-Anlagen selber zu betreiben und deren Betrieb auf die Netzentgelte umzulegen. Auch damit wird der freie Markt für Flexibilität weiter eingegrenzt und das Geschäftsmodell unattraktiv.

Insgesamt ist damit eine Umsetzung des Modells zur Flexibilitätsbereitstellung für das Elektrizitätsnetz und -system über die Plattform eines Netzbetreibers derzeit nicht attraktiv. Ein Ertrag für Flexibilitäten aus Quartieren kann mit diesem Modell kurz- bis mittelfristig nicht erwirtschaftet werden. Das Modell ist somit technisch umsetzbar, wurde aber nicht weiterverfolgt. Im folgenden Abschnitt wird dargestellt, unter welchen Rahmenbedingungen und Finanzierungsmöglichkeiten eine Umsetzung möglich wäre.

4.1.3 Zukünftige Rahmenbedingungen und Finanzierungsmöglichkeiten

Eine wesentliche Voraussetzung für die Wirksamkeit des Modells zur Flexibilitätsbereitstellung für das Elektrizitätsnetz und -system über die Plattform eines Netzbetreibers ist, dass es einen entsprechenden Bedarf für die Beherrschung kritischer Netzsituationen sowie Regelleistung gibt. Dies wird in den Abschätzungen eines zukünftigen Energiesystems unterschiedlich bewertet. Während zunächst die Zusammensetzung und räumliche Verteilung der zukünftigen Stromerzeugung sowie des Stromverbrauchs relevant sind, stehen für den Flexibilitätsbedarf unterschiedliche Angebote zur Verfügung. Dabei stehen zentralen Formen (z.B. aus der Industrie), dezentralen, kleineren Flexibilitäten (z.B. aus Quartieren) gegenüber. Entscheiden ist dabei, dass von sehr unterschiedlichen Leitbildern und Entwicklungspfaden ausgegangen wird. Dies wird z.B. anhand des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Strom 2035 deutlich (Nahmmacher et al., 2020). Welches dieser Leitbilder sich durchsetzt, ist entscheidend, denn es bestimmt darüber, wie sich der Markt und die Mechanismen der Regelleistung sowie der Engpassbewirtschaftung in den nächsten Jahren entwickeln. Diese stehen zudem in direkter Wechselwirkung mit dem physischen Energiesystem sowie der Regulierung des Stromhandels. So würde sich z.B. die aktuell diskutierte Teilung der einheitlichen Gebotszone von Deutschland-Luxemburg stark auf das Angebot und den Bedarf von Flexibilität sowie den Austausch mit benachbarten Zonen auswirken.

Der Bedarf für Regelleistung im elektrischen Verbundsystem ENTSO-E hängt von verschiedenen Parametern ab. Für die Höhe der Regelleistung (und insbesondere der Primärregelleistung) sind vor allem die unplanbaren Ereignisse in der Stromerzeugung und beim Verbrauch relevant. Aufgrund des Netzregelverbunds der Übertragungsnetzbetreiber und der Beziehungen zu benachbarten Netzgebieten, ist der Bedarf an Regelleistung in den letzten Jahren rückläufig. Mit abnehmender Verfügbarkeit von konventioneller Energieerzeugung, verändert sich wiederum die Anbieterseite von Regelenergie und dezentrale Anbieter von Regelleistung könnten an Relevanz gewinnen. So ist schon seit mehreren Jahren u.a. die verstärkte Präqualifizierung von Konsortien kleinerer Anlagen, sowohl für Regelleistung wie auch nach der Verordnung zu abschaltbaren Lasten (AbLaV) zu beobachten (Agricola et al., 2015).

Dass kleinere Leistungen technisch grundsätzlich nutz- und abrufbar sind konnte in WindNODE gezeigt werden. Sollen sie zukünftig für die Bereitstellung von Regelleistung genutzt werden, so müssen hierfür geeignete rechtliche Voraussetzung, z.B. in Form einer Überarbeitung des NABEG oder der Aufgaben von Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern (EnWG §13 oder 14a) geschaffen werden. Dadurch könnte ein einfacher Zugang zum Markt für Regelleistung sowie zu einer Vergütung ermöglicht werden, die eine Umsetzung des oben beschriebenen Geschäftsmodells erlaubt. Eine weitere

Voraussetzung hierfür wäre, dass der Aufwand für Registrierung- und Präqualifizierung für die Anbieter kleinerer Leistungen signifikant reduziert und damit die Transaktionskosten für die Umsetzung des Modells gesenkt werden. Hierbei sollte erwogen werden, ob dezentralen Anlagen innerhalb eines Verbunds (Virtuelles Kraftwerk) aufgrund ihrer Georedundanz sowie dezentraler Intelligenz (z.B. lokale Frequenzüberwachung) möglicherweise von existierenden Anforderungen entlastet werden können, um diesen ein besseres Aufwand-/Nutzenverhältnis zu ermöglichen. Die könnte z.B. eine standardisierte Kommunikation für die Betreiber von Virtuellen Kraftwerken sein, die über das Smart Meter Gateway abgewickelt wird. Dies würde es gleichzeitig ermöglichen, in der Steuerungs- und Automatisierungstechnik in Quartieren einheitliche Schnittstellen für die Kommunikation mit Plattformen für Regelleistung vorzusehen.

4.2 Geschäfts- und Finanzierungsmodell zur Flexibilitätsbereitstellung für den Strommarkt über einen Direktvermarkter bzw. VKW-Betreiber

4.2.1 Entwurf des Geschäftsmodells

In Anlehnung an die Struktur des Business Model Canvas wird das Geschäftsmodell zur Flexibilitätsbereitstellung für den Energiemarkt aus Sicht eines Betreibers von flexiblen elektrischen Anlagen in einem Quartier folgendermaßen beschrieben:

Tabelle 3: Geschäftsmodell Flexibilitätsbereitstellung für den Energiemarkt

Nutzenversprechen <ul style="list-style-type: none"> ▪ Erbringung von Flexibilität für den Handel am Energiemarkt ▪ Höhere Anlagenwirtschaftlichkeit für Gebäudeeigentümer/Mieter ▪ Beiträge zur Integration von Erneuerbaren Energien und indirekte Reduktion von CO₂-Emissionen 	
Schlüsselpartner <ul style="list-style-type: none"> ▪ Direktvermarkter/VKW-Betreiber/Aggregatoren ▪ Gebäudeeigentümer ▪ Technische Serviceunternehmen (z.B. BHKW) 	Kundensegment <ul style="list-style-type: none"> ▪ Stromhändler (z.B. auch Netzbetreiber) ▪ Aggregatoren/Betreiber Virtueller Kraftwerke
Schlüsselressourcen <ul style="list-style-type: none"> ▪ Gebäude-/ Quartiersweites Energiemanagement für effiziente und automatisierte Nutzung von Flexibilitäten ▪ Zugang zur Plattform eines Direktvermarkters/VKW-Betreibers für effizientes und automatisiertes Management sowie Aggregation von Flexibilitäten 	Vertriebs- oder Distributionskanal <ul style="list-style-type: none"> ▪ Direktverkauf Strom ▪ Vermarkter/VKW-Betreiber

<ul style="list-style-type: none"> ▪ Informationstechnische Anbindung/Schnittstelle zwischen Direktvermarkter und Betreiber, Eigentümer von Flexibilitäten (z.B. via Gateway oder Gebäudeautomation) ▪ Flexible elektrische Anlagen im Bestand 	
Kostenstruktur <ul style="list-style-type: none"> ▪ Laufende Kosten für den Zugang zur Plattform des Direktvermarkters/VKW-Betreibers ▪ Ggf. Kosten für kommunikationstechnische Anbindung zwischen Plattformbetreiber und Flexibilitätsanbieter ▪ Kosten aus ggf. entgangenem oder angepasstem Anlagenbetrieb (BHKW, PtH-Anlagen) 	Ertragsmodell <ul style="list-style-type: none"> ▪ Höhere durchschnittliche Vergütung des erzeugten bzw. eingespeisten Stroms durch gezielte Nutzung der Arbitrage ▪ Höhere Vergütung für flexiblere Fahrweise (z.B. KWKG §7) ▪ Geringere Kosten für Strombeschaffung durch Ausnutzung von Niedrigpreisen für elektrische Verbraucher ▪ Verkauf von Sekundärprodukten wie Wärme, die mit elektrischen Heizelementen oder Wärmepumpen erzeugt werden ▪ Reduktion von CO₂-Emissionen (zukünftig potentielle Anrechenbarkeit gemäß EnEV oder GEG?)

Quelle: Eigene

4.2.2 Bewertung des Geschäftsmodells

Eine Direktvermarktung der Flexibilität bzw. der elektrischen Energie am Strom- bzw. Stromspotmarkt ist derzeit wirtschaftlich nicht umsetzbar. Hierfür sind die Zugangsvoraussetzungen, alleine durch die Mindestgebotsgrößen sowie dem geringen Erlöspotential im Verhältnis zu den Transaktionskosten, nicht gegeben.

Die Vermarktung der Flexibilität über einen Direktvermarkter/VKW-Betreiber ist damit aktuell nur bedingt wirtschaftlich umsetzbar. Auch in diesem Fall kann eine Refinanzierbarkeit der Kosten für die Anbindung von Flexibilitäten in den meisten Fällen nicht erreicht werden.

Es konnte jedoch gezeigt werden, dass eine kommunikationstechnische Anbindung von Flexibilitäten und Quartieren umsetzbar ist. Diese kann prinzipiell auf verschiedenen Wegen erfolgen, für die in den beiden Versuchsquartieren in Berlin (Prenzlauer Berg und Schöneberg) Voraussetzungen geschaffen wurden. Detailliert untersucht wurde die Anbindung im Quartier Prenzlauer Berg. Dort wurde die Kommunikation zwischen der Plattform des Direktvermarktes/VKW-Betreibers energy2market über dessen Gateway mit dem Dezentralen Energiemanagement (Smart Building Technik) im Quartier umgesetzt (siehe auch Abbildung 3). Dabei zeigte sich, dass es für die Umsetzung des Geschäftsmodells noch Herausforderungen gibt.

Die Kommunikation zwischen dem Direktvermarkter/VKW-Betreiber und dem Anbieter der Flexibilität (Contractor der Anlagen oder Eigentümer des Quartiers) erfolgte im Fall des Versuchsquartiers Prenzlauer Berg über ein Gateway des Direktvermarkters/VKW-Betreibers. Für dieses Gateway fallen

sowohl einmalige Bereitstellungsgebühren (ca. € 1.300,-) als auch monatliche Nutzungsgebühren (ca. € 30,-) an. Die Gebühren sind jedoch im Vergleich zu den erzielbaren Erträgen aus der Vermarktung von Flexibilitäten hoch (siehe unten). Sie werden durch Anbindungskonzepte und Technik verursacht, die auf die Nutzung größerer, industrieller Flexibilitäten (> 500 kW) ausgerichtet sind. Dies resultiert aus den Sicherheits- und Zuverlässigkeitsstandards großer Anlagen, die mit den Vorgaben zur Erbringung von Regelleistung vergleichbar sind. Für die Kommunikation und Steuerung von Anlagen in Gebäuden und Quartieren könnten jedoch vereinfachte Gateways und Schnittstellen genutzt werden. Im Versuchsquartier Prenzlauer Berg könnte dies z.B. das Gateway der Smart-Building-Technik (Quartiersmanager) oder die Steuerung des BHKW sein. Perspektivisch kann die Anbindung auch über das Smart-Meter-Gateway erfolgen. Alle genannten Komponenten ermöglichen eine sichere, verschlüsselte Kommunikation und können nach der Implementierung entsprechender Schnittstellen für die Signalübermittlung und Steuerung durch den Direktvermarkter/ VKW-Betreiber genutzt werden.

Das Modell zur Flexibilitätsbereitstellung für den Strommarkt über einen Direktvermarkter ist damit trotz Herausforderungen im Detail eher umsetzbar als das Modell zur direkten Vermarktung am Strommarkt. Zum einen scheinen die identifizierten Herausforderungen überwindbar und die Kosten für die Mobilisierung würden sich im Fall eines flächendeckenden Roll-out degressiv entwickeln. Zum anderen können mit dem Modell vermutlich eher Erträge und Gewinne erwirtschaftet werden (z.B. durch die Nutzung variabler, lastabhängiger Stromtarife). Das Modell ist damit grundsätzlich realisierbar und wird weiterverfolgt. Die Rahmenbedingungen und Finanzierungsmöglichkeiten die eine Umsetzung fördern können, werden im nachfolgenden Abschnitt erläutert.

4.2.3 Rahmenbedingungen und Finanzierungsmöglichkeiten

Voraussetzung für die Umsetzung des Modells zur Flexibilitätsbereitstellung für den Strommarkt ist, dass es einen Bedarf für Flexibilitäten gibt. Hierbei stellt der steigende Anteil von fluktuierender Erneuerbarer Energie den größten Treiber auf Ebene des Gesamtsystems dar. Steigende Stromkosten im Endkundenmarkt fördern gleichzeitig die Motivation zur Eigenversorgung und zur lokalen Bedarfsdeckung, insbesondere auch durch die geplante Elektrifizierung des Verkehrssektors. Gleichzeitig werden dezentrale bzw. ortsbezogene Vermarktungsmodelle verstärkt diskutiert (Zelluläres Energiesystem, Peer-to-Peer Stromhandel, Energie-Cloud, etc.). Sie versprechen für die Vermarktung von Flexibilitäten im kleinen Leistungsbereich attraktivere Bedingungen als der Großhandel.

Neben solchen dezentralen bzw. lokalen Vermarktungsoptionen stellen VKW eine vielversprechende Möglichkeit dar, Flexibilität aus kleineren Anlagen im zwei- bis dreistelligen Kilowattbereich gebündelt am Stromspotmarkt anzubieten. Gegenwärtige VKW-Modelle sind dabei auf die Vermarktung größerer Anlagen ausgelegt. Kleine Anlagen unterliegen typischerweise keiner Vermarktungspflicht und erhalten eine feste Einspeisevergütung durch den Netzbetreiber. Entsprechend sind die Anreize für eine (flexible-) Vermarktung von dezentralen Energieerzeugern nicht gegeben. Dezentrale Stromspeicher amortisieren sich dagegen fast ausschließlich über die Maximierung des Eigenverbrauchsanteils beispielsweise am erzeugten PV-Strom.

Hinzu kommt, dass Direktvermarkter bzw. VKW-Betreiber durch die Bündelung von Flexibilitäten Skalierungseffekte erzielen und dies dadurch effizienter handeln können. Dies wirkt sich auf Organisations-, Administrations- und Kommunikationsprozesse aus und senkt die Transaktionskosten, die durch die Vermarktung entstehen.

Insgesamt hat die Erprobung des Modells zur Flexibilitätsbereitstellung für den Strommarkt jedoch deutlich gemacht, dass die Rahmenbedingungen für eine Direktvermarktung von Flexibilitäten noch deutlich verbessert werden könnten. Dafür gäbe es folgende Ansatzpunkte:

- *Wert von Flexibilität steigern:* Bisher besitzt Flexibilität, insbesondere aus kleineren Anlagen oder Quartieren (< 500kW), keinen ausreichenden Wert an den Energiemärkten. Dies liegt zum einen daran, dass auf den bestehenden Energiemärkten zwar negative und positive Lasten nachgefragt werden, diese aber unabhängig von ihrer Größe oder ihrem Standort gehandelt werden. Dadurch werden systementlastende Effekte von kleinen Flexibilitäten (z.B. für lokales Engpassmanagement) nicht berücksichtigt. Würde sich dieser Effekt im Preis niederschlagen, würden auch kleinere Flexibilitäten einen höheren Wert erhalten.
Zum anderen werden an kleine Flexibilitäten nahezu die gleichen Anforderungen zur Präqualifizierung sowie zur Anbindung an VKW gestellt wie an große industrielle Anlagen. Daraus folgt, dass auf die angebotene Flexibilität viel höherer Transaktionskosten anfallen, die eine Vermarktung unwirtschaftlich machen. Kleinere Flexibilitäten sind aber auch schwerer vermarktbar, weil die nutzbaren Anlagen oft einer fixen Förder- und Finanzierungslogik (z.B. Maximierung von Betriebsstunden, Förderung nach KWKG oder EEG) unterliegen. Die bis dato erzielbaren Gewinne aus der Flexibilitätsvermarktung wiegen die Verluste aus der entgehenden fixen Förderung oder Finanzierung derzeit nicht auf.
- *Präqualifikationshürden und Anbindungskosten senken:* Wie bereits deutlich wurde (siehe vorangegangener Abschnitt und Kap. 4.2.2) stellen Aufwand und Kosten für die Präqualifizierung sowie die Anbindung von Flexibilitäten eine Hürde dar. Obwohl der Präqualifizierungsprozess bereits vereinfacht wurde, steht der damit verbundene Aufwand für kleinere Anlagen nicht im Verhältnis zu den aus einer flexiblen Betriebsweise erzielbaren Gewinnen. Den (Transaktions-)Kosten stehen kaum existente Anreize für ein flexibles Verhalten gegenüber. Um dieses Hindernis zu überwinden, muss der Zugang für kleine Flexibilitäten weiter stark vereinfacht werden. Damit würde, zusammen mit einem höheren Wert der Flexibilität (siehe vorangegangener Punkt) die Kosten-Nutzen-Abwägung verbessern. Für die Anbieter der Flexibilität (Wohnungsunternehmen, Betreiber von Anlagen) würde das gesamte Verfahren damit kalkulierbarer.
- *Schnittstellen und Kommunikationsstandards vereinfachen:* Derzeit ist die Einbindung flexibel steuerbarer Anlagen mit technischem Anpassungsaufwand in den Gebäuden und Quartieren verbunden. Gateways eines Direktvermarkters oder virtuellen Kraftwerkbetreibers müssen in ein Energiemanagement oder eine Anlagensteuerung am Standort eingebunden werden. Dabei müssen Steuerungslogiken und Schnittstellen aufeinander abgestimmt werden. Da es für die Anbindung von Flexibilitäten und ihre Steuerung keine Standards gibt, handelt es sich um individuelle Lösungen. Eine Steuerung der Anlagen kann z.B. über das Gateway eines Direktvermarktes und die Kommunikation mit Smart Building Technik oder eine Anlagensteuerung in Gebäuden oder Quartieren erfolgen. Daneben ist auch ein Gateway oder eine Kommunikationsschnittstelle eines Smart Building Systems nutzbar. Dies könnte zukünftig z.B. auch das Smart Meter Gateway sein. Entscheidend für die Mobilisierung der Flexibilität im Quartier ist, dass neben der Kommunikationsfähigkeit und Steuerbarkeit der Anlagen auch ein Energiemanagement am Standort existiert, dass die Energiequellen und-senken optimiert und die Anlagen für eine flexible Nutzung autorisiert.

Die beschriebenen Ansatzpunkte verdeutlichen, dass für eine Umsetzung und Finanzierbarkeit des Modells einer Mischung verschiedener Maßnahmen erforderlich ist. Von größter Bedeutung ist, dass sich das Kosten-Nutzen-Verhältnis verbessert. Der wesentliche Hebel dafür liegt in den Energiemärkten und den damit verbundenen gesetzlichen Regelungen.

Derzeit ist der Zugang zu den Energiemärkten aufgrund der notwendigen Präqualifikation und der Bündelung kleinerer Flexibilitäten in VKW mit hohen Transaktionskosten verbunden. Diese sind

höher als die aus der Vermarktung erzielbaren Gewinne. Würde die Flexibilität auf den Energiemärkten einen höheren Wert besitzen, z.B. weil sie als netz- oder systemdienliche Leistung gewertet wird, so könnte sich daraus ein Ertragsmodell ableiten lassen. Eine Vergütung einer netz- oder systemdienlichen Leistung wäre z.B. in Form variabler Preisbestandteile (Netzentgelt, EEG-Vergütung, etc.) denkbar, die durch zeitlich variable Stromabnahme oder -abgabe die Integration Erneuerbarer Energien steigert.

Die Transaktionskosten (z.B. Kosten für Präqualifikation, Kommunikation) ließen sich wiederum durch vereinfachte Verfahren und die Standardisierung von Technik und Kommunikationsschnittstellen unterstützen. Hinzu kommt, dass bei einem großflächigen Einsatz der Technik die Kosten durch Skaleneffekte sinken würden.

4.3 Geschäfts- und Finanzierungsmodell zur Multiple-Use Flexibilitätsbereitstellung über einen Aggregator

4.3.1 Entwurf des Geschäftsmodells

In Anlehnung an die Struktur des Business-Model-Canvas wird das Geschäftsmodell zur Flexibilitätsbereitstellung für diverse Anwendungen (Multiple-Use) über ein VKW folgendermaßen beschrieben:

Tabelle 4: Geschäftsmodell Flexibilitätsbereitstellung für Multiple-Use über einen VKW-Betreiber

Nutzenversprechen <ul style="list-style-type: none"> ▪ Erbringung von Flexibilität für den Handel am Energiemarkt ▪ Erbringung von Flexibilität für das Stromnetz im Bereich Engpassmanagement und Regelleistung ▪ Maximierung der Anlagenwirtschaftlichkeit für Gebäudeeigentümer/Mieter ▪ Beiträge zur Integration von Erneuerbaren Energien und indirekte Reduktion von CO₂-Emissionen 	
Schlüsselpartner <ul style="list-style-type: none"> ▪ Direktvermarkter/ VKW-Betreiber/ Aggregatoren ▪ Gebäudeeigentümer ▪ Technische Serviceunternehmen (z.B. BHKW) 	Kundensegment <ul style="list-style-type: none"> ▪ VKW-Betreiber (direkt) ▪ Energiemarkt (indirekt) ▪ Netzbetreiber ÜNB/VNB (indirekt)
Schlüsselressourcen <ul style="list-style-type: none"> ▪ Gebäude-/ quartiersweites Energiemanagement für effizientes und automatisiertes Management von Flexibilitäten ▪ Zugang zur Plattform eines Direktvermarkters/ VKW-Betreibers für effizientes und automatisiertes Management sowie Aggregation von Flexibilitäten 	Vertriebs- oder Distributionskanal <ul style="list-style-type: none"> ▪ Direkter Stromverkauf ▪ Vermarkter/ VKW-Betreiber

<ul style="list-style-type: none"> ▪ Informationstechnische Anbindung/ Schnittstelle zwischen Direktvermarkter und Betreiber, Eigentümer von Flexibilitäten (z.B. via Gateway oder Gebäudeautomation) ▪ Flexible elektrische Anlagen im Bestand 	
Kostenstruktur <ul style="list-style-type: none"> ▪ Laufende Kosten für den Zugang zur Plattform des Direktvermarkters/ VKW-Betreibers ▪ Ggf. Kosten für kommunikationstechnische Anbindung zwischen Plattformbetreiber und Flexibilitätsanbieter ▪ Ggf. Kosten aus entgangenem oder angepasstem Anlagenbetrieb im lokalen Quartier/Gebäude (BHKW, PtH-Anlagen) 	Ertragsmodell <ul style="list-style-type: none"> ▪ Höhere durchschnittliche Vergütung des erzeugten bzw. eingespeisten Stroms durch gezielte Nutzung der Arbitrage ▪ Geringere Kosten für Strombeschaffung durch Ausnutzung von Niedrigpreisen für elektrische Verbraucher ▪ Höhere Vergütung für flexiblere Fahrweise (z.B. KWKG §7) ▪ Günstiger Strombezug (z. B. reduziertes Netzentgelt gemäß §14a EnWG) ▪ Zukünftig: Ggf. neue Vergütungsmodelle für Kapazitätsvorhaltung ▪ Verkauf von Sekundärprodukten wie Wärme, die mit elektrischen Heizelementen oder Wärmepumpen erzeugt wurden ▪ Reduktion von CO₂-Emissionen (zukünftig ggf. Anrechenbarkeit gemäß EnEV oder GEG?)

Quelle: Eigene

4.3.2 Bewertung des Geschäftsmodells

In den vorangegangenen Kapiteln wurde beschrieben, dass die Vermarktung über einen Aggregator oder ein VKW für den Zugang zu verschiedenen Flexibilitätsmechanismen sowohl für netzbezogene Dienste (z.B. Regelleistung), als auch für marktseitig Angebote (z.B. der Vermarktung am Spotmarkt) Vorteile mit sich bringt. Mit einem VKW kann aber nicht nur die Aggregation und die Bündelung von Mindestleistungen erreicht werden. Auch jede einzelne Flexibilität kann damit erlösoptimiert an verschiedenen Märkten angeboten werden. Da der zeitliche Ablauf bei der Vergabe von Regelleistung sowie das Clearing der Merit-Order am Strommarkt zeitlich gestaffelt ist, wird dadurch sichergestellt, dass priorisierte Bedarfe zuerst gedeckt werden und zugleich flexible Erzeuger/Verbraucher kostenoptimiert eingesetzt werden.

Diese Optimierung eines VKW über Anwendungsbereiche hinweg ermöglicht dem Betreiber von flexiblen Anlagen, ein wesentlich größeres Nutzenversprechen anzubieten. Sein Angebot wird erweitert und ein höherer Erlös erzielt. Unter den gegenwärtigen Rahmenbedingungen mit starren Einspeisevergütungen für kleinere Anlagen ergeben sich hierfür jedoch kaum Anreize. Eine Vermarktung der Anlage, auch im VKW, macht in diesem Fall wenig Sinn. Ebenso können elektrische Verbraucher (z.B.

Wärmepumpen oder elektrische Heizungen) günstige Preiszeiten des Spotmarkts kaum nutzen, da die zusätzlichen Entgelte und Umlagen für die Stromnutzung höher als der Börsenstrompreis sind.

Zukünftig bietet der Ansatz des Multiple-Use von Flexibilitäten über ein VKW jedoch die höchsten Erlöspotentiale. Eine entsprechende Ausrichtung von VKW auf dezentrale Anlagen im ein- und zweistelligen Kilowattbereich sowie niedrigere Anbindungskosten (z.B. durch einheitlich Standards und Gateways) würden das Erschließen von gebäude- und quartiersseitigen Flexibilitäten deutlich erleichtern.

4.3.3 Rahmenbedingungen und Finanzierungsmöglichkeiten

Da dezentrale Anlagen häufig im Niederspannungsbereich angeschlossen sind, stellt für ihre Nutzung die Regelung nach §14a des EnWG einen vielversprechenden Ansatz dar.

Im Bereich der Kraft-Wärme-Kopplung ermöglicht die Einspeisevergütung weiterhin kaum Anreize für die flexible Vermarktung des erzeugten Stromes. Zwar erhalten neuere Anlagen durch den §7 KWKG in Zeiten mit negativen Strompreisen keinen KWK-Zuschlag, dies stellt jedoch nur einen sehr kleinen Anreiz für eine flexible Verhaltensweise dar. Würde der reduzierten Einspeisung, aufgrund niedriger Vergütung zu einem früheren oder späteren Zeitpunkt, eine erhöhte Einspeisung zu Hochpreiszeiten gegenüberstehen, so könnten auch thermische Speicherpotentiale (für die Sektorkopplung) wesentlich besser als Flexibilitäten erschlossen werden.

In der Praxis eines Anlagenbetreibers von dezentralen Quartiersanlagen ist ein Multiple-Use der Anlagen nur über einen VKW-Betreiber möglich. Die Anbindung sollte dabei sowohl für den VKW-Betreiber als auch für den Anlagenbetreiber über eine möglichst kostengünstige, standardisierte Anbindung erfolgen. Entsprechende Schnittstellen können für die Anlagen (BHKW, Wärmepumpen, elektrische Heizungen, Stromspeicher, E-Mobilität Ladeinfrastruktur, etc.) herstellerseitig implementiert oder auch durch ein gebäudeseitiges Energiemanagement bereitgestellt werden.

5 Umsetzbarkeit der entwickelten Modelle und deutschlandweites Potential

Die entwickelten Modelle verdeutlichen, dass kleinere Flexibilitäten (< 500 kW) aus Gebäuden und Quartieren prinzipiell für die Energiewende im Gebäudesektor genutzt werden können. Die Herausforderungen dafür liegen weniger in der technischen Umsetzung, als vielmehr darin, dass die Modelle unter den aktuellen Rahmenbedingungen nicht wirtschaftlich umgesetzt werden können. Entweder die damit erzielbaren Erträge sind gering bzw. inexistent oder der Aufwand (und damit die Transaktionskosten) ist hoch. Für mögliche Anbieter von Flexibilität (Wohnungsunternehmen, Contractor, Aggregator, etc.) stellt sich daher die Frage, warum sie diese Leistung anbieten sollen und welchen Nutzen sie daraus ziehen können.

Neben dem direkten wirtschaftlichen Nutzen, z.B. in Form reduzierter Energie- und Betriebskosten, kann auch die Verringerung von Emissionen eine relevante Zielgröße sein. Denn, durch den steigenden CO₂-Preis in den nächsten Jahren verändert sich die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung von Flexibilitätsmaßnahmen, da sie den Bedarf an fossiler Energie verringern und die Integration Erneuerbarer Energie verbessern.

In Abschnitt 5.1 soll abgeschätzt werden, unter welchen marktlichen und rechtlichen Rahmenbedingungen die entwickelten Modelle umsetzbar wären. Dies gilt vor allem für die Modelle der Flexibilitätsbereitstellung für den Strommarkt (siehe Kap. 4.2) sowie der Multiple-Use Flexibilitätsbereitstellung über einen Aggregator (siehe Kap. 4.3), da diese beiden Modellen in höherem Maße von Strompreisbestandteilen, Abgaben und Marktentwicklungen abhängig sind, die mit der weiteren Entwicklung der Energiewende Änderungen unterliegen werden.

Im Abschnitt 5.2 wird abgeschätzt welches technische Anlagenpotential erschlossen werden könnte, wenn ökonomische und regulatorische Rahmenbedingungen dies ermöglichen.

5.1 Techno-ökonomische Analyse der Erbringung von Flexibilität im Beispielquartier

Wie bereits in den Geschäftsmodellen beschrieben fehlen aktuell in den meisten Fällen die monetären Anreize, um eine Refinanzierbarkeit der Mehrkosten, die mit der notwendigen Informations- und Kommunikationstechnik einhergehen, zu ermöglichen. Im Folgenden werden die Erkenntnisse einer Umsetzung des Geschäftsmodells, das in Abschnitt 4.2 beschrieben wird dargestellt.

Für das Versuchsquartier Berlin, Prenzlauer Berg wurde in WindNODE AP 8.2 das technische und wirtschaftliche Flexibilitätspotential der vorhandenen Anlagen (elektrische Direktheizung von Wasser mit PtH-Elementen und Blockheizkraftwerk) gemeinsam mit dem Direktvermarkter Energy2Market analysiert. Dafür wurden Zeitreihen aus dem realen Betrieb der Anlagen die geltende Preissystematik von Stromvergütung (BHKW) bzw. der Stromkosten (PtH) genutzt. Hierbei wurde angenommen, dass Steuern und Umlagen unverändert gelten, jedoch der für die Strombeschaffung/-vermarktung repräsentative Teil (Strombeschaffung, KWK-Index) durch den stündlichen Preis am EPEX-Spotmarkt für (DE/LU) ersetzt wird.

Für die starren Strompreisbestandteile der elektrischen Direktheizung (PtH) wurden die Abgaben entsprechend des Preisblatts des Verteilernetzbetreibers Stromnetz Berlin für Abnehmer <100 MWh/a verwendet (Stromnetz Berlin, 2018). Für die starren Bestandteile der Vergütung des eingespeisten BHKW-Stroms wurden die Werte des im Jahr 2015 im Quartier installierten BHKW angesetzt.

Tabelle 5: Angesetzte starre Strompreisbestandteile für den Betrieb der im Quartier vorhandenen Anlagen

Stromverbrauch durch PtH			Stromeinspeisung mit BHKW		
Netznutzungsentgelt	46,3	€/MWh	KWK Zuschlag	54,10	€/MWh
Konzessionsabgabe	23,9	€/MWh	Vermiedene Netzentgelte	21,20	€/MWh
EEG Umlage	64,1	€/MWh	+ Berücksichtigung der Rückerstattung der Energiesteuer gemäß § 3 EnergieStG		
KWK-Umlage	2,8	€/MWh			
Umlage nach §19 StromNEV	3,05	€/MWh			
Umlage nach AbLaV	0,1	€/MWh			
Offshore Umlage	4,16	€/MWh			

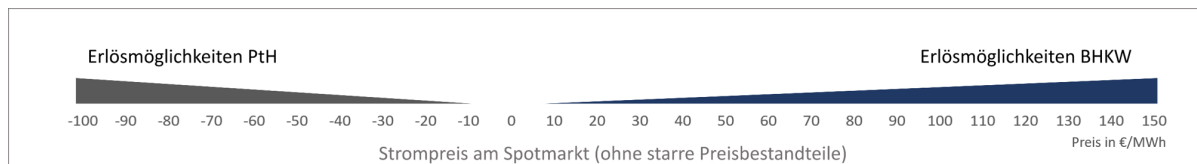
Stromsteuer	20,5	€/MWh	
-------------	------	-------	--

Quelle:

Damit existieren starre Sockelbeträge für den Verbrauch von elektrischer Energie in der elektrischen Direktheizung von etwa 165 €/MWh bzw. für die Erzeugung in dem Blockheizkraftwerk mit ca. 75 €/MWh. Diesen starren Beträgen steht als variabler Preisbestandteil, sowohl bei der Stromverbrauchsseite (PtH) wie auch bei der Stromerzeugung (BHKW), der Preis an der Spotmarkt-Börse EPEX im Jahr 2019 gegenüber, der von ca. -90 €/MWh bis ca. 121 €/MWh variierte und im Mittel bei 37,67 €/MWh lag.

Für jeden einzelnen Zeitpunkt betrachtet ergeben sich für die Erlösmöglichkeiten für die Anlagen anhand der Abwägung, ob deren Betrieb gegenüber der Wärmebereitstellung durch die im Objekt vorhandenen Gaskessel für die Betreiber bzw. Bewohner günstiger stattfinden kann, wenn alle Einnahmen- und Ausgaben berücksichtigt werden. Unter den zuvor beschriebenen Rahmenbedingungen ergeben sich für den stationären Fall in etwa die in Abbildung 4 dargestellten Erlöse in Abhängigkeit des Strompreises am Spotmarkt.

Abbildung 4: Schematische Darstellung der Erlösmöglichkeiten der Anlagenkonfiguration unter gegebenen Strompreisbestandteilen (statisch)

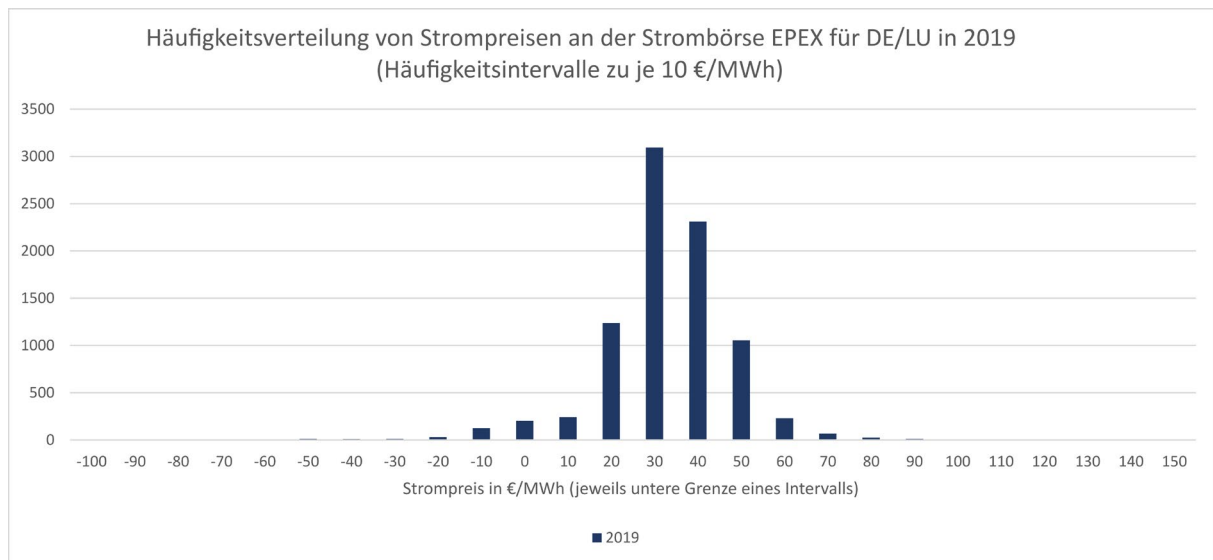


Quelle: Eigene Darstellung

Für die PtH-Elemente ergibt sich ein positiver Erlös erst bei negativen Strompreisen, da selbst unter Berücksichtigung des eingesparten Erdgases in den Gaskesseln beim Betrieb hohe Kosten für die starren Abgaben des Strombezugs entstehen. Die Stromerzeugung im BHKW wird dagegen mit zunehmendem Strompreis attraktiver. Anhand der Häufigkeitsverteilung von Strompreisen an der Strombörse (s. Abbildung 5) wird ersichtlich, dass der Betrieb des BHKWs zu vielen Zeiten attraktiv ist. Im Durchschnitt liegt der Preis am Spotmarkt bei 37,67 €/MWh.

Negativpreise, bei denen die Heizelemente ökonomisch sinnvoll genutzt werden könnten, zumindest am Elektrizitätsmarkt in Deutschland im Jahr 2019 noch äußerst. Im Vergleich der Jahre 2018-2020 ist jedoch hier eine zunehmende Tendenz erkennbar sichtbar. Je nachdem, welche anderen zuschaltbaren flexiblen Lasten (neue Pumpspeicher, Batteriespeicher, E-Mobilität etc.) sich am Markt etablieren, könnte der Trend auch zu stark negativen Preisen führen, die einen Einsatz der PtH-Elemente weitaus wirtschaftlicher werden lassen. In den Jahren 2020 und 2019 hat die Anzahl der Stunden mit negativen Preisen jeweils um mehr als 40% gegenüber dem Vorjahr zugenommen.

Abbildung 5: Häufigkeitsverteilung Strompreise am EPEX Spotmarkt im Jahr 2019 für DE/LU



Quelle: (eigene Darstellung mit Daten aus BNetzA, 2020)

Aus der Auswertung des VKW-Betreibers für das Jahr 2019 ergeben sich für das BHKW 7.345 Vollbenutzungsstunden (bezogen auf die elektrische Erzeugung). Selbst die niedrigeren Strompreise haben unter den oben definierten Bedingungen kaum eine Wirkung auf den Betrieb des BHKWs, eine Abregelung findet kaum statt. Die fehlenden Vollaststunden gegenüber einem gesamten Jahr (8.760 Stunden) ergeben sich vor allem aufgrund des begrenzten Wärmebedarfs im Sommer.

Die elektrischen Heizstäbe sind in der Analyse mit insgesamt 4,66 Vollbenutzungsstunden unter den beschriebenen Bedingungen kaum in Betrieb. Die geringe Nutzung liegt wie bereits beschrieben an den gegenwärtig noch sehr seltenen Zeitpunkten, an denen hohe Negativpreise einen Ausgleich der starren Strompreisbestandteile ermöglichen. Im Jahr 2019 treten diese zu selten auf, um relevante Einsatzstunden zu ermöglichen.

5.2 Flexibilisierbare Anlagenleistung in Gebäuden und Quartieren in Deutschland

Im Folgenden wird der aktuelle Bestand von Wärmepumpen, Kraft-Wärme-Kopplung, Elektro-Direktheizung und Elektromobilität im Gebäudebereich und eine mögliche Entwicklung in der Zukunft diskutiert. Im Anschluss wird eingeordnet, welche Bedeutung dieser Anlagenbestand für die Erbringung von Flexibilität aus dem Gebäudebereich hat, also welche Wirkung sich aus der Verbreitung der zuvor beschriebenen Geschäftsmodelle ergeben kann.

5.2.1 Bestand und Entwicklung von Wärmepumpen im Gebäudebereich

Auch für Wärmepumpen gibt es keine exakte Statistik bezüglich installierter elektrischer Leistung. Dennoch existieren Prognosen wie die Branchenstudie des Bundesverband Wärmepumpe (Bundesverband Wärmepumpe, 2016). Diese geht von einem relativ starken Marktwachstum aus. Der erhobenen Bestand an Wärmepumpen in (Bundesverband Wärmepumpe, 2018) bestätigt diesen Trend jedoch für das Jahr 2018. Die weiterreichende Prognose bis 2030 des Branchenverbands teilt sich in

zwei Szenarien. Die Zahlen im Folgenden beziehen sich auf das eher konservative Szenario 1 des Berichts. Die im Bericht ausgewiesenen Wärmepumpen beziehen sich auf Heizwärme und Trinkwassererwärmung, auf andere Wärmepumpen (z.B. im Automobilbereich, Klimageräte etc.) wird nicht eingegangen. Da diese auch nicht für die Flexibilität aus Gebäuden und Quartieren für relevant betrachtet werden, werden auch nur die im Bericht erwähnten Wärmepumpen betrachtet. Nach dem Branchenprognose wird die installierte Leistung aller Wärmepumpen im Jahr 2020 etwa 3200 MW betragen, bis zum Jahr 2030 wird prognostiziert, dass diese Leistung auf 4800 MW ansteigt.

Tabelle 6: Elektrische Leistung des Wärmepumpenbestands

Jahr	2020	2025	2030
Leistung der Wärmepumpen in MW	3200	4000	4800

Die primäre Nutzung von Wärmepumpen ist üblicherweise die Erzeugung von Wärme zum Heizen und/oder zur Warmwasserbereitung. Ferner gibt es auch Anlagen, die auch zur Kälteerzeugung genutzt werden.

Eine Anpassung/Verschiebung des Betriebes ist durch Trägheit und Speicherefähigkeit auf der Wärmeseite möglich; diese besteht kurzfristig aus der Trägheit (Inertia) im Wärmesystem (Rohrleitungen, Gebäudemasse), sowie durch sensible Wärmespeicher. Je nach Anwendung kann auch die Wärmelast eine gewisse Flexibilität aufweisen. Sind weitere Wärmequellen (bivalenter Betrieb) vorhanden, ist neben der zeitlichen Verschiebung auch eine Substitution der Wärmeerzeugung durch diese anderen Erzeuger möglich, was einen weiteren Freiheitsgrad für Flexibilität bedeutet. Durch bestimmte Technische Eigenschaften (z.B. Frequenzumrichter von Inverter Wärmepumpen) ergibt sich eine Modulierbarkeit der Leistung, bei anderen Anlagen ist nur ein An-/Ausbetrieb möglich.

5.2.2 Bestand und Entwicklung von KWK im Gebäudebereich

Das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle erfasst die nach KWKG Gesetz geförderten Anlagen und veröffentlicht eine Statistik über die Anzahl der Anlagen und deren Leistung, aufgelöst nach Anlagengröße. Damit kann unter der Annahme einer Betriebsdauer von 10 Jahren etwa die Anlagenleistung im Bestand für jedes Leistungssegment berechnet werden. Unter der groben Zuordnung, dass Anlagen bis 500 kW vorrangig im Bereich der Objektversorgung eingesetzt werden, ergibt sich für das Jahr 2019 eine Gesamtleistung des Anlagenbestands von 1392 MW.

Angelehnt an den Prognosen von (Falkenberg et al., 2019) wird keine weitere Steigerung der Anlagenleistung im Bereich der Objekt-KWK unterstellt, sodass die Anlagenleistung hier konstant bleibt.

Tabelle 7: Anlagenleistung der Objekt KWK bis 500 kW (BHKW)

Jahr	2020	2025	2030
Leistung der KWK in MW	1392	1392	1392

Die primäre Nutzung von KWK-Anlagen ist üblicherweise die Erzeugung von Wärme zum Heizen und/oder zur Warmwasserbereitung. Viele KWK Anlagen werden aus wirtschaftlichen Gründen so ausgelegt, dass sie mindestens 6000 Vollaststunden in Betrieb sein kann, womit sie in der Regel nur einen Teil (10% - 30%) an der maximalen Heizlast deckt. Dementsprechend wird ein zweiter Erzeuger (Spitzenlastkessel) mit meist dem gleichen Brennstoff zur Deckung höherer Lasten installiert.

Auch bei KWK-Anlagen bestimmt sich die Flexibilität im Betrieb wie bei der Wärmepumpe vor allem durch die Freiheitsgrade bei der Versorgung der Wärmeseite. Flexible Wärmelast, große Speicher sowie zusätzliche Wärmeerzeuger ermöglichen der KWK-Anlage die Erbringung von Flexibilität. Durch technische Parameter ergibt sich entweder eine Modulierbarkeit über einen bestimmten Teil des Leistungsbereichs (meistens etwa ab 1/3 der Nennleistung) oder nur eine komplette Abschaltung.

5.2.3 Bestand und Entwicklung von Elektro-Ladeinfrastruktur im Gebäudebereich

Eine aktuellen Studien zur Entwicklung von Ladeinfrastruktur im privaten Bereich prognostiziert zwischen 10,7 Mio. und 12,8 Mio. potentieller Stellplätze für private Ladepunkte im Jahr 2025 im Bereich von Wohngebäuden (Bamberg et al., 2020). Bis zum Jahr 2030 wird prognostiziert, dass diese moderat auf 12 Mio. bis 13,9 Mio. Ladepunkte ansteigen. Die Ladeleistung von Ladepunkten stellt einen wesentlichen Faktor für die Erbringung von Flexibilität dar. Insbesondere bei einer Reduktion von Ladeleistung ist nur praktikabel, wenn in der verbleibenden Zeit bis zur Nutzung das Fahrzeug trotzdem noch ausreichend Energie laden kann, um die Reichweite und damit die primäre Nutzung der E-Mobilität zu gewährleisten. Die voraussichtliche Leistung der Ladepunkte im Bereich von Wohngebäuden wird im Bereich von 3 kW bis 11 kW liegen. Diese Limitierung lässt sich vor allem aufgrund der bestehenden Leitungsinfrastruktur in den Gebäuden (Hausanschluss, Unterverteilung) sowie den Begrenzungen in einigen ländlichen Verteilnetzen begründen.

Außerdem variieren die Prognosen zur Verbreitung von elektrischen Fahrzeugen sowie zur Durchdringung der Ladeinfrastruktur sehr stark. Laut der Nationalen Plattform Elektromobilität (NPE) wird ein großer Teil der Ladevorgänge im Bereich von Gebäuden stattfinden, einerseits beim Eigenheim, bei Parkplätzen vor Mehrfamilienhäusern und Wohnblocks und Tiefgaragen wie auch auf Firmensparkplätzen auf eigenem Gelände (BMVI, 2019). Verschiedene Studien die in (Göhler et al., 2019) verglichen werden, gehen von einer gesamten Speicherleistung der E-Mobilitäts-Ladeinfrastruktur zwischen 1.500 MW und 150.000 MW aus. Da sich der Markt für Elektromobilität noch immer in einer sehr frühen Phase befindet, sind die Prognosen mit einer hohen Unsicherheit behaftet. Es wird geschätzt, dass im Jahr 2025 2.000 MW installierte Leistung für Ladeinfrastruktur im Gebäudebereich vorhanden ist und im Jahr 2030 8.000 MW.

Tabelle 8: Leistung der Ladeinfrastruktur für Elektromobilität im Gebäudebereich

Jahr	2020	2025	2030
Leistung der Ladeinfrastruktur in MW	500	2.000	8.000

Die Zeit, in der ein Fahrzeug geladen richtet sich bisher vor allem danach, wann es an einen Lade-
punkt angesteckt wird und die Ladedauer hängt davon ab, wie hoch die zu ladende Energiemenge im
Verhältnis zur maximal möglichen Leistung ist. Ergibt sich allerdings eine längere Standzeit eines
Fahrzeugs als zum Laden notwendig ist, oder ist aufgrund der geringen Entladung ein Laden nicht
zwingend erforderlich, so kann die Ladung verzögert werden, bis beispielsweise günstigere Strom-
preise oder ein höherer Anteil regenerativen Stroms verfügbar ist. Auch die Prognosefähigkeit über
Nutzungsmuster (z.B. über regelmäßige Arbeitswege) stellt eine wichtige Basis dar, um trotz Erbrin-
gung von Flexibilität die eigentliche primäre Nutzung im Hinblick auf die Reichweite nicht einzu-
schränken. Außerdem ergeben sich aufgrund des Batteriespeichers theoretische Möglichkeiten einer
Rückspeisung von Energie aus dem Fahrzeug in das elektrische Netz, man spricht von Vehicle2Grid.
Aufgrund der derzeit existierenden Ladetechnologien, der existierenden Ladeinfrastruktur und deren
Messsysteme ist auf absehbare Zeit nicht von einer breiten Anwendung von Vehicle2Grid auszuge-
hen.

5.2.4 Bestand und Entwicklung von Elektro-Direktheizung im Gebäudebereich

Der größte Teil des aktuellen Bestands an elektrischer Direktheizung im Gebäudebereich besteht vor
allem aus noch vorhandenen (Nacht-)Speicherheizungen. Laut der Mikrozensus Zusatzerhebung zu
Wohnen 2018 (Destatis, 2019) werden ca. 1,402 Mio. bewohnte Wohnungen in Deutschland
elektrisch beheizt. In (Mueller et al., 2019) wurde für ca. 1,83 Mio. Wohnung mit elektrischer Heizung
ein Flexibilitätspotential von 17,5 GW (kurzzeitig) ermittelt. Entsprechend wird für den mittlerweile
etwas geringere Bestand des Mikrozensus 2018 überschlägig mit einem Potential von 10 kW je
Wohneinheit berechnet. Damit ergibt sich bei dem aktuellen Bestand etwa eine Leistung von ca. 14
000 MW. Da der Anlagenbestand von elektrischen Speicherheizungen tendenziell rückläufig ist,
gleichzeitig aber mit der zunehmenden Ergänzung von elektrischen Heizungen, z.B. bei KWK-Anlagen
in Gebieten mit hoher EE-Erzeugung, auch eine Zunahme stattfindet ist eine Prognose der zukünftigen
Anlagenleistung hier nur sehr schwer möglich. Aufgrund der niedrigen exergetischen Nutzung
der Elektrizität bei direkter Wärmeerzeugung ist die elektrische Heizung auch in der Abrufreihenfolge
für Überschussenergie an letzter Stelle und somit stark abhängig von der Entwicklung anderer Flexi-
bilitäten. Es wird angenommen, dass die Leistung der elektrischen Heizung aufgrund des Rückbaus
herkömmlicher Speicherheizungen bis zum Jahr 2025 kaum ansteigt, danach jedoch aufgrund zuneh-
mend vorhandener Überschussmengen auf 20 000 MW ansteigt.

Tabelle 9: Leistung der elektrischen Direktheizung im Gebäudebereich

JAHR	2020	2025	2030
LEISTUNG DER ELEKTRISCHEN DIREKTHEIZUNG	14 000	14 000	20 000

Über die Renaissance der Strom-Direktheizung wird in den letzten Jahren kontrovers diskutiert (Ny-
moen et al., 2014). Die direktelektrische Wärmeerzeugung ist aufgrund der bisher hohen CO₂ Emis-
sionen in der Stromerzeugung und dem wesentlich geringeren Wärmeertrag gegenüber einer Wärme-
pumpe häufig kritisiert. Entsprechend sollte die elektrische Direktheizungen bei EE-Überschuss die

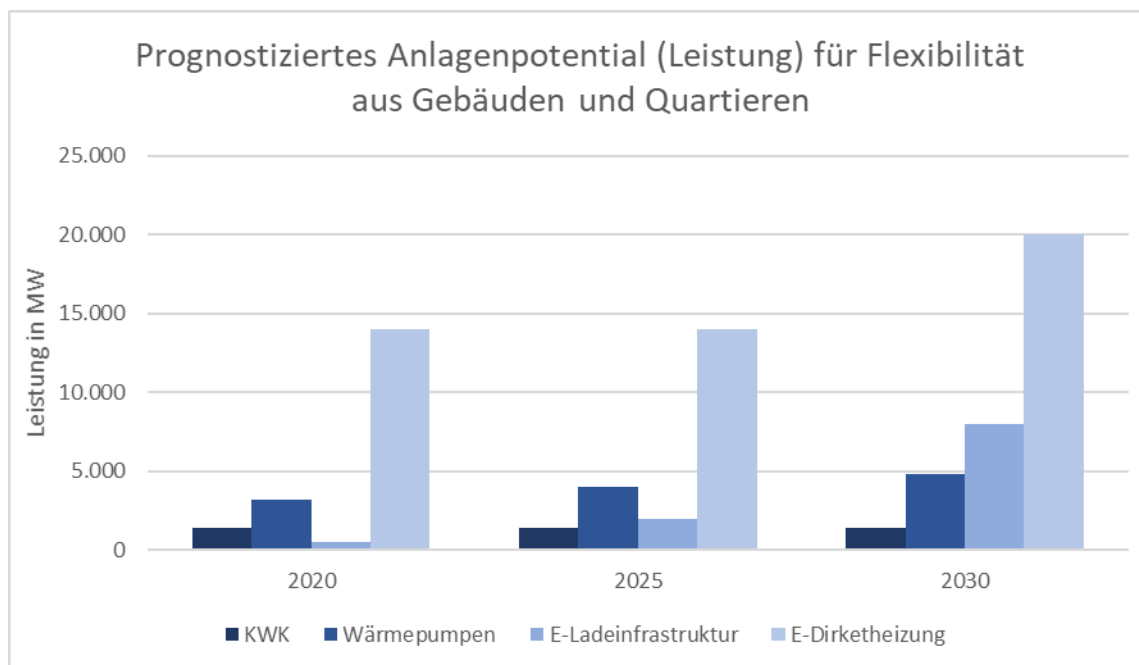
letzte Flexibilitätsoption darstellen, die nur eingesetzt wird, wenn anderenfalls eine Abregelung von EE-Anlagen die Konsequenz wäre, wie in (Henning & Palzer, 2013, S.20) beschrieben.

Da jedoch zu erwarten ist, dass die abgeregelten Strommengen aufgrund von Netzengpässen und bei kleinen PV-Anlagen unter Anwendung der 70% Regelung (EEG 2021 § 9 Abs. 2) zunehmen wird, kann die lokale Nutzung der überschüssigen Energie in elektrischer Heizung einen sinnvollen Beitrag zur Treibhausgasreduktion in der Energieversorgung bieten. Ein wichtiger Treiber hierbei sind die geringen spezifischen Investitionskosten, u.U. können auch existierende Speicherheizungen genutzt werden. Immer jedoch unter der Prämisse, dass eine andere ggf. sinnvollere Nutzung oder Speicherung der elektrischen Energie dadurch nicht beeinträchtigt wird, also auf absehbare Zeit nur wenige (hundert) Stunden pro Jahr. Somit eignet sich die direktelektrische Heizung nur als ergänzende Wärmeherzeugung für die Objekt-/Prozessversorgung und nicht als primäre Wärmequelle.

5.3 Einordnung der Anlagenleistung und Bedeutung für die Flexibilitätspotentiale im Gebäudebereich

In Abbildung 6 sind die prognostizierten Anlagenleistungen in Deutschland für die Jahren 2020, 2025 und 2030 gegenübergestellt. In Summe werden sich dieser Prognose im Jahr 2030 bis zu 34 000 MW regelbare Anlagenleistung im Gebäudebereich befinden. Klar erkennbar ist die heute schon vorhandene hohe Leistung der elektrischen Heizung, vor allem basierend auf dem Bestand an Nachtspeicheröfen. Wie lange diese Anlagenleistung pro Anlage tatsächlich abrufbar ist und wie häufig sie abgerufen wird, hängt natürlich von vielen weiteren technischen Parametern der einzelnen Anlagen und den ökonomischen und regulatorischen Rahmenbedingungen ab. In (Mueller et al., 2019) wurden mögliche Abrufdauern der einzelnen Technologien zur Erbringung von Flexibilität simuliert.

Abbildung 6: Prognostiziertes Anlagenpotential in Gebäuden und Quartieren für Flexibilität



Quelle: Eigene Darstellung

6 Fazit und Handlungsempfehlungen

Geschäftsmodelle für die Erbringung von Flexibilität aus Gebäuden und Quartieren erweisen sich hinsichtlich der involvierten Partner als sehr komplex und sind stark abhängig von vielen Faktoren, die durch den regulativen Rahmen definiert sind.

Um eine Verbreitung dieser Geschäftsmodelle zu ermöglichen, ist ein richtungsweisender rechtlicher Rahmen notwendig, der sicherstellt, dass Flexibilität unabhängig vom Erlös entsprechenden Nachfragern angeboten werden kann. Dieser rechtliche Rahmen ist je nach Technologie noch immer nicht eindeutig geklärt. Unter anderem die aktuell noch ausstehenden Regelungen zu EnWG §14a stellen hier noch ein großes Fragezeichen für die Akteure dar (Stand Januar 2021). Nicht nur, weil damit die Regelung zu Abregelung von schaltbaren Lasten in der Niederspannung durch den Netzbetreiber und deren Anreizsystem nicht geklärt ist, sondern auch, weil dadurch nicht geklärt werden kann, inwiefern diese Eingriffe durch den Netzbetreiber in den Anlagenbetrieb sich auf die Vermarktung von Elektrizität oder Regelleistung auswirken könnten.

Neben den grundlegenden rechtlichen Unsicherheiten zur Vermarktbarkeit der Flexibilität ist unter den aktuellen marktlichen wie auch regulatorischen Bedingungen, insbesondere für kleinere Anlagengrößen im zweistelligen Kilowattbereich, kein tragfähiges Aufwand-zu-Nutzen Verhältnis gegeben.

6.1 Kosten der Anbindung senken

Wie in den Modellen beschrieben, entstehen für die Kommunikationsanbindung mit einem Gateway einmalige Kosten von mehr als 1000 € für die technische Schnittstelle, zusätzlich entstehen weitere monatliche Kosten u.a. für die mobile Internetanbindung zuzüglich Installation und Konfiguration. Des Weiteren ist mit umfangreichem Aufwand für die Vertragsprüfung zu kalkulieren.

Solche Gateways werden bisher nur in kleinen Serien gefertigt, im Bereich von wenigen tausend Stück pro Jahr. Da die technischen Anforderungen an diese Gateways sehr hoch sind und sich gelegentlich ändern, ergeben sich hohe Entwicklungskosten, wodurch sich die hohen Stückkosten begründen.

Außerdem ist die verwendete Schnittstelle des Vermarkters mit Funktionen ausgestattet, die eine Erbringung von Regelleistung erfordert. In erster Linie bedeutet dies, dass lokal an der Anlage (Technische Einheit) mit hoher Genauigkeit die Frequenz des Dreiphasen-Wechselstroms im Elektrizitätsnetz gemessen werden muss, um ggf. auf Frequenzschwankungen zu reagieren. Solche Funktionen sind für eine flexible Vermarktung der Energie am Spotmarkt nicht notwendig. So könnte ein vereinfachtes Gateway wesentlich günstiger hergestellt werden, jedoch würde das eine separate Geräteserie bedeuten (negative Auswirkung auf die Skaleneffekte). Auch bedeutet eine Installation eines solchen reduzierten Gateways vermutlich, dass ein späteres Upgrade um am Regelleistungsmarkt teilnehmen zu können eher unwahrscheinlich wird (Lock-in).

Eine geringe Kosteneinsparung hinsichtlich der monatlichen Kosten ergibt sich aus den mittlerweile für Kleinstanlagen angepassten Mindestanforderungen der Übertragungsnetzbetreiber an die Anbindung der einzelnen Technischen Einheiten (50Hertz et al., 2020). So kann bei den Anlagen bis 25 kW elektrischer Leistung in der Kommunikation auf die geschlossene Benutzergruppe verzichtet werden, stattdessen können diese per verschlüsselten VPN Tunnel über das Internet angebunden werden. Nach einer groben Schätzung eines VKW-Betreibers könnten damit ca. 15% der monatlichen Kosten

eingespart werden. Verhältnismäßig ist dies eine sehr geringe Verbesserung. Eine weitere Verbesserung dieser Situation könnte sich durch die Erweiterung der Definition von Kleinstanlagen auf 50 oder 100 kW ergeben. Bei einer sehr hohen Anzahl von flexiblen dezentralen Anlagen könnten sich langfristig wesentlich verbesserte Tarifbedingungen für den mobilen Datenverkehr ergeben.

6.2 Weiterentwicklung des regulatorischen und ökonomischen Rahmens zur Verbesserung der Tragfähigkeit der Geschäftsmodelle

Wie zuvor beschrieben, haben Gesetze einen hohen Einfluss auf die Rechtmäßigkeit sowie die wirtschaftliche Tragfähigkeit von Geschäftsmodellen zur Erbringung von Flexibilität aus Gebäuden und Quartieren. Im Folgenden werden einige Gesetze und deren Auswirkungen auf die Geschäftsmodelle kurz beschrieben.

KWKG §4 (Direktvermarktung des KWK-Stroms, Vergütung für nicht direkt vermarktete KWK-Anlagen)

Dieser Paragraph ermöglicht den Anlagenbetreibern von KWK Anlagen bis 100 kW sowohl eine direkte Vermarktung, oder aber (in Abs. 3) eine kaufmännische Abnahme gemäß des sog. „üblichen Preis“. Dieser „übliche Preis“ ist im selben Absatz als Mittelwert der Preise für Grundlast an der Strombörse EEX definiert und bietet daher keinerlei Flexibilitätsanreize. Diese Wahlmöglichkeit ist grundsätzlich positiv zu beurteilen, dennoch ist anzunehmen, dass eine Direktvermarktung des Stroms aus kleinen Anlagen aufgrund der hohen spezifischen Kosten für die kommunikationstechnische Anbindung auch weiterhin nicht attraktiv sein wird.

Deshalb ist besonders für kleine KWK-Anlagen, die gemäß KWKG §4 eine Wahlfreiheit zwischen kaufmännischer Abgabe, Eigennutzung und Direktvermarktung haben eine finanzielle Unterstützung zur Anbindung an VKW Betreiber erforderlich, um die Direktvermarktung attraktiver zu gestalten. Dies könnte beispielsweise in Form eines einmaligen Investitionszuschusses von 50% der entstehenden Kosten gemäß Schnittstellenvertrag umgesetzt werden.

KWKG §7b (Bonus für elektrische Wärmeerzeuger)

Der §7b des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes (KWKG) ermöglicht einen Bonus, wenn eine KWK-Anlage um einen elektrischen Wärmeerzeuger erweitert wird, um die Regelfähigkeit zu erhöhen (KWKG 2020, 2020). Die stellt einen sinnvollen Anreiz dar, um KWK-Anlagen technisch so zu auszustatten, dass eine hohe Regelfähigkeit und damit Flexibilitätsbereitstellung möglich wird, ohne dadurch die Wärmeversorgung z.B. eines Wohnobjektes zu beeinträchtigen. Somit wird ein großer regelbarer Bereich, von der Charakteristik eines elektrischen Stromverbrauchers bis zum elektrischen Erzeuger je nach Bedarf im Strommarkt/-netz ermöglicht, während unabhängig davon eine Wärmeerzeugung weiterhin gegeben ist. Bei reinen KWK Wärmeerzeugern ist dies nicht möglich, selbst wenn sie über einen zusätzlichen Wärmeerzeuger (üblicherweise zur Spitzenlastdeckung) verfügen. Aufgrund der niedrigen exergetischen Verwertung der elektrischen Energie ist diese Kombination jedoch nur dort sinnvoll, wo tatsächlich Überschüsse aus Windkraft oder Photovoltaik ansonsten abgeregelt werden müssten. Dies ist derzeit in manchen Teilen Norddeutschlands der Fall.

Steuerbare Verbrauchseinrichtungen in der Niederspannung nach §14a EnWG

Derzeit ist noch offen, in welcher Form der §14a des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) ausgestaltet werden soll. Ein erster Entwurf der Arbeitsebene des BMWi vom 22. Dezember wurde zurückgezogen. Das Prinzip der Spitzenglättung stellt vor allem einen kurzfristig umsetzbaren bzw. pragmatischen Ansatz dar, um die zu erwartenden hohe Gleichzeitigkeit neuer Verbraucher (insbesondere E-Mobilität, Wärmepumpen) zu reduzieren.

Der Ansatz flexibler Netzentgelte setzt dagegen auf eine monetäre Incentivierung eines netzdienlichen Verhaltens, womit sich anhand eines Marktes dynamisch entscheidet, welche Verbraucher-/Erzeuger abgeregelt werden. Zur Sicherstellung eines zuverlässigen Netzbetriebs sollte aber in letzter Instanz der Netzbetreiber eine Schalthoheit über regelbare Anlagen erhalten (Zacharias, 2017).

Insbesondere für die beschriebenen Geschäftsmodelle in den Abschnitten 4.2 und 4.3 wäre der Ansatz der flexiblen Netzentgelte vorteilhaft, da hier mehr Freiheit besteht, nach ökonomischer Abwägung auch auf Preissignale des Energiemarktes zu reagieren, ohne den Netzbetrieb zu gefährden. Dies erhöht die Möglichkeit Flexibilität im Sinne eines Multiple-Use Ansatz sowohl für Netz als auch für den Energiemarkt anzubieten.

Im Sinne eines Level playing fields für die verschiedenen Technologien zur Bereitstellung von Flexibilität im Niederspannungsnetz wäre eine Ausweitung der Rahmenbedingungen auch auf Erzeugungsanlagen sinnvoll. An vielen Stellen bedeutet für das Netz eine Erhöhung von eingespeister Wirkleistung das gleiche wie eine Absenkung der Verbrauchslast, weshalb ein vergleichbares oder gar einheitliches finanzielles Anreizsystem für alle Technologien gegeben sein sollte; ggf. unter Berücksichtigung des Einspeisevorrangs Erneuerbarer Energien.

6.3 Anrechenbarkeit von Flexibilität in der energetischen Gebäudebilanzierung

Die Energetische Gebäudebilanzierung stellt eine wichtige Grundlage für technologische Abwägungen, Fördermöglichkeiten und Finanzierbarkeit bei der energetischen Modernisierung im Gebäudebestand sowie für den Gebäudeneubau dar. Das Gebäudeenergiegesetz (GEG) wendet hierzu im großen Umfang die Bilanzierungsmethoden der DIN V 18599 an. Im Rahmen dieser Bilanzierung wird jedoch die Auswirkung von zeitlicher Flexibilität bei Stromerzeugung und -verbrauch nicht berücksichtigt. Auf dieser Basis ist aus WindNODE heraus in Abstimmung mit den zuständigen Normungsausschüssen eine DIN SPEC nach PAS Verfahren erarbeitet worden (DIN SPEC 91410-2). Diese DIN SPEC beschreibt ein Bilanzierungsverfahren, mit dem Flexibilität im Hinblick auf deren Nutzen in der elektrischen Energieversorgung bei der energetischen Gebäudebilanzierung berücksichtigt werden kann. Um einen flexiblen Anlagenbetrieb auch als energetische Maßnahme für Gebäude zu berücksichtigen, wäre Erweiterung der im GEG vorgeschriebenen Methoden um dieses oder ein ähnliches dynamisches Bilanzierungsverfahren wünschenswert.

Quellen

- 50Hertz, Amprion, Tennet, & TransnetBW. (2020). Mindestanforderungen an die Informationstechnik des Reservenbieters zur Erbringung von Regelreserve (Version 2.2).
- Agricola, A.-Cl., Seidl, H., & Heuke, R. (2015). Regelleistungserbringung aus dezentralen Energieanlagen. Analyse des weiteren Handlungsbedarfs der dena-Plattform Systemdienstleistungen. Deutsche Energieagentur (dena).
- Bamberg, C., Lackner, J., Siegmund, S., & Auf der Maur, A. (2020). Privates Ladeinfrastrukturpotenzial in Deutschland—Herausforderungen bei der Entwicklung der privaten Ladeinfrastruktur zur Beschleunigung des Markthochlaufs der Elektromobilität in Deutschland. Deutsche Energieagentur, Prognos AG. https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2020/dena-STUDIE_Privates_Ladeinfrastrukturpotenzial_in_Deutschland.pdf
- Beucker, S., & Hinterholzer, S. (2018). Flexibilitätsbeiträge elektrischer Anlagen aus Stadtquartieren: Abgrenzung von Elektrizitäts- Markt, -Netz und -System. Borderstep Institut.
- Beucker, S., & Hinterholzer, S. (2019). Umsetzungskonzepte zur Deckung von Flexibilitätsbedarfen in Stromnetz und -markt durch Wohnquartiere. Borderstep Institut.
- Beucker, S., Hinterholzer, S., Agricola, A.-Cl., & Schirmer, S. (2018). Umsetzungsoptionen für den Einsatz von Flexibilitäten aus den Versuchsquartieren von AP 8.2. Borderstep Institut.
- Beucker, S., Hinterholzer, S., Agricola, A.-Cl., Schirmer, S., & Riedel, M. (2018). Einsatzfelder und Anwendungsszenarien für Flexibilität aus Quartieren. Borderstep Institut.
- BMVI. (2019). Masterplan Ladeinfrastruktur der Bundesregierung—Ziele und Maßnahmen für den Ladeinfrastrukturaufbau bis 2030. Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI). https://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Anlage/G/masterplan-ladeinfrastruktur.pdf?__blob=publicationFile
- BMW. (2019). Zahlen und Fakten—Energiedaten. Nationale und internationale Entwicklung [Excel Sheet]. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/energiedaten-gesamtausgabe.html>
- BNetzA. (2020). SMARD - Strommarktdaten—Plattform der Bundesnetzagentur. <https://www.smard.de/home/ueber-smard>
- Bundesverband Wärmepumpe. (2016). BWP-Branchenstudie 2015—Szenarien und politische Handlungsempfehlungen. Bundesverband Wärmepumpe (BWP) e.V. https://www.waermepumpe.de/fileadmin/user_upload/waermepumpe/07_Publikationen/2016-04-08_Branchenprognose_2015_web.pdf
- Bundesverband Wärmepumpe. (2018). Wärmepumpen in Deutschland Stand 2018. https://www.waermepumpe.de/typo3temp/yag/11/51/Waermepumpen_in_Deutschland_Stand_2018_115144_5ecbdd839.png
- Dena. (2018). dena-Gebäudereport Kompakt 2018. Statistiken und Analysen zur Energieeffizienz im Gebäudebestand. Deutsche Energie-Agentur GmbH. https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9254_Gebaeudereport_dena_kompakt_2018.pdf
- Destatis. (2019). Wohnen in Deutschland—Zusatzprogramm Mikrozensus. Statistisches Bundesamt. <https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Wohnen/Publikationen/Downloads-Wohnen/wohnen-in-deutschland-5122125189005.html>
- Falkenberg, H., Klotz, E.-M., Koepp, M., Thamling, N., Wunsch, M., Ziegenhagen, I., Eikmeier, B., Fette, M., Janßen, K., Gores, S., Hermann, H., Zell-Ziegler, C., Gailfuß, M., Antoni, O., Kahl, H., & Kahles, M. (2019). Evaluierung der Kraft-Wärme-Kopplung—Analysen zur Entwicklung

der Kraft-Wärme-Kopplung in einem Energiesystem mit hohem Anteil erneuerbarer Energien. Fraunhofer IFAM, Öko-Institut, BHKW-Infozentrum, prognos.
https://www.google.de/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&cad=rja&uact=8&ved=2ahUKEwiN5oa6w4PrAhUE-aQKHdsEA-IQFjAGe-gQIBxAB&url=https%3A%2F%2Fwww.bmwi.de%2FRedaktion%2FDE%2FPublikationen%2FStudien%2Fevaluierung-der-kraft-waerme-kopplung.pdf%3F__blob%3Dpublication-File%26v%3D6&usg=AOvVaw3tXfqxRY093j_Aj423E7gZ

- Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz—KWKG), (2020). https://www.gesetze-im-inter-net.de/kwkg_2016/KWKG_2020.pdf
- Göhler, G., Schmaus, C., & Klinger, A.-L. (2019). Netzbelastungen und Netzdienstleistungen durch Elektrofahrzeuge (Metastudie). Universität Stuttgart - Institut für Arbeitswissenschaft und Technologiemanagement IAT.
- Henning, H.-M., & Palzer, A. (2013). Energiesystem Deutschland 2050—Sektor- und Energieträger-übergreifende, modellbasierte, ganzheitliche Untersuchung zur langfristigen Reduktion energiebedingter CO₂-Emissionen durch Energieeffizienz und den Einsatz Erneuerbarer Energien. Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE).
- Klimakabinett. (2019). Eckpunkte für das Klimaschutzprogramm 2030. <https://www.bundesregierung.de/resource/blob/975202/1673502/768b67ba939c098c994b71c0b7d6e636/2019-09-20-klimaschutzprogramm-data.pdf?download=1>
- Kondziella, H., Graupner, S., Bruckner, T., Doderer, H., Schäfer-Stradowsky, S., Koch, C., Letzgus, S., Erdmann, G., Guder, J., & Holst, J.-C. (2019). Marktdesign, Regulierung und Gesamteffizienz von Flexibilität im Stromsystem – Bestandsaufnahme und Herausforderungen [WindNODE-Arbeitspaket 5 „Marktdesign und Regulierung – neue Spielregeln und Rollen im Energiesystem“]. https://www.windnode.de/fileadmin/Daten/Downloads/Publikationen/PRP_Marktdesign__Regulierung_und_Gesamteffizienz_von_Flexibilität_im_Stromsystem.pdf
- Mueller, M., Reinhard, J., Ostermann, A., Estermann, T., & Köppl, S. (2019). Regionales Flexibilitäts-Potenzial dezentraler Anlagen Modellierung und Bewertung des regionalen Flexibilitäts-Potenzials von dezentralen Flexibilitäts-Typen im Verteilnetz. https://www.ffe.de/attachments/article/867/MMueller_Regionales_Flex-Potenzial_FfE.pdf
- Nahmmacher, Dr. P., Paris, C., Ruge, M., Spieker, S., Anderski, T., Sebastian Bohlen, Kaiser, R., Podewski, C., Apfelbeck, J., Kahl, T., Lukas, F., Schäfer, S., Ganer, P.-S., Muller, M., & Stützle, D. (2020). Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Strom 2035, Version 2021 (Netzentwicklungsplan). Die Übertragungsnetzbetreiber.
- Nymoen, H., Siebert, K., Niemann, E., Pehnt, M., Von Oehnsen, A., & Weiß, U. (2014). Stromheizungen als EE-Heizung und Flexibilitätsoption? Nyomen Strategieberatung GmbH&Co KG, Ifeu - Institut für Energie-und Umweltforschung GmbH.
- Osterwalder, A., & Pigneur, Y. (2011). Business Model Generation. Ein Handbuch für Visionäre, Spielveränderer und Herausforderer. Campus; Borderstep Büro Berlin.
- Stromnetz Berlin. (2018). Preisblatt der Stromnetz Berlin GmbH. Stromnetz Berlin. <https://www.stromnetz.berlin/globalassets/dokumente/entgelte/zugang/entgelte-01.01.2019/nne-b-2019.pdf>
- Teece, D. J. (2010). Business Models, Business Strategy and Innovation. Long Range Planning, 43(2–3), 172–194. <https://doi.org/10.1016/j.lrp.2009.07.003>
- Wirtz, B. W. (2010). Business model management: Design - Instrumente - Erfolgsfaktoren von Geschäftsmodellen. Gabler.

Wirtz, B.W. (2019). Digital Business Models (1. Auflage). Springer.

Zacharias, J. (2017). Konkretisierung des Ampelkonzepts im Verteilungsnetz. BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/DAD953CFDB459E86C12580CD00450C92/\\$file/170210%20Paragraph%2014a%20EnWG_oA.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/DAD953CFDB459E86C12580CD00450C92/$file/170210%20Paragraph%2014a%20EnWG_oA.pdf)