

Einsatzfelder und Anwendungsszenarien für Flexibilität aus Quartieren

Severin Beucker | Simon Hinterholzer |

Annegret-Cl. Agricola | Simon Schirmer | Manfred Riedel

Impressum

Autoren:

Severin Beucker (Borderstep Institut für Innovation und Nachhaltigkeit gGmbH)

Simon Hinterholzer (Borderstep Institut für Innovation und Nachhaltigkeit gGmbH)

Annegret-Cl. Agricola (Berliner Energieagentur GmbH)

Simon Schirmer (Berliner Energieagentur GmbH)

Manfred Riedel (Dr. Riedel Automatisierungstechnik GmbH)

Verlag:

Eigenverlag: © WindNODE AP 8.2-Konsortium

Ansprechpartner: Dr. Severin Beucker, beucker@borderstep.de

Zitiervorschlag:

Beucker, S., Hinterholzer, S., Agricola, A.-Cl., Schirmer, S. & Riedel, M. (2018). Einsatzfelder und Anwendungsszenarien für Flexibilität von Quartieren. Berlin: Borderstep Institut.

Titelbild:

© WindNODE

Fördermittelgeber:

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



Inhaltsverzeichnis

Impressum.....	II
Inhaltsverzeichnis.....	III
Abkürzungen	IV
1 Einleitung	1
1.1 Hintergrund des Arbeitspapiers.....	1
1.2 Vorgehensweise.....	2
2 Ausgangssituation und Rahmenszenario.....	4
2.1 Ziele des Verbundvorhabens WindNODE	4
2.2 Ziele und Ausgangssituation im WindNODE AP 8.2.....	5
2.2.1 Ausgangssituation im Versuchsquartier Berlin-Prenzlauer Berg.....	5
2.2.2 Energiemanagement im Quartier Prenzlauer Berg	6
2.2.3 Ausgangssituation im Versuchsquartier Schöneberg.....	8
2.3 Mögliche Flexibilitätsoptionen von Stadtquartieren	8
2.4 Rahmenszenario für die Flexibilisierung von Quartieren	11
2.4.1 Annahmen des Rahmenszenarios	11
2.4.2 Beschreibung des Rahmenszenarios	13
3 Einsatzfelder für Flexibilität aus Quartieren	14
3.1 Rahmenbedingungen: Optimaler und effizienter Betrieb des Energiemanagements im Quartier.....	14
3.2 Erfasste Anwendungsszenarien für die Flexibilität von Quartieren	14
3.2.1 Anwendungsszenario 1: Flexibilitätsbedarf im Elektrizitätsnetz und -system	15
3.2.2 Anwendungsszenario 2: Flexibilitätsbedarf im Strommarkt	17
4 Auswertung und weiteres Vorgehen	21
5 Literatur	23

Abkürzungen

BDEW	Bundesverband der Deutschen Energie- und Wasserwirtschaft e. V.
BHKW	Blockheizkraftwerk
EE	Erneuerbare Energien
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
fEE	fluktuierende Erneuerbare Energien (Windkraft und Photovoltaik)
Flexibilitäten	Elektrotechnische Anlagen, die im Hinblick auf Produktion bzw. Verbrauch von elektrischer Energie zeitlich flexibel sind.
SINTEG VO	SINTEG-Verordnung
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VDE	Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.
VHP-ready	Industriestandard für die Teilnahme an virtuellen Kraftwerken (Virtual Heat&Power ready)
VKW	Virtuelles Kraftwerk
VNB	Verteilnetzbetreiber

1 Einleitung

1.1 Hintergrund des Arbeitspapiers

Mit dem Fortschreiten der Energiewende rücken neben dem Ausbau der Erneuerbaren Energien und den Fragen des Netzaus- oder Umbaus zunehmend Maßnahmen zur Anpassung der Stromnachfrage in das Blickfeld von Forschung und Energiewirtschaft. Eine Flexibilisierung des Verbrauchs wird als eine von mehreren Möglichkeiten gesehen, um auf das variable Angebot Erneuerbarer Energien zu reagieren. Eine höhere Übereinstimmung von Erzeugung und Verbrauch gilt, neben der Energieeffizienz sowie der Umwandlung und Speicherung, als wichtiger Beitrag beim Umbau des Energiesystems (Ecofys, 2016).

Bisher lag das Hauptaugenmerk bei der Erschließung von Flexibilisierungspotenzialen auf großen elektrischen Anlagen, die aufgrund ihrer Leistung kostengünstig mobilisiert werden können. Auf der Suche nach weiteren Flexibilitäten geraten jedoch auch Gebäude in den Fokus. Da Haushalte mit rund einem Viertel (636 TWh/a) zum Endenergieverbrauch beitragen, wovon wiederum ein Viertel auf den Stromverbrauch sowie drei Viertel auf Wärme entfallen (Umweltbundesamt, 2017), sind sie für die Energiewende von großer Bedeutung.

Gebäude können sowohl durch eine effizientere Nutzung der Energie als auch als Standort dezentraler Energieerzeugungsanlagen (z.B. Wärmepumpen, PV-Anlagen) zu einer umweltfreundlichen Energieversorgung beitragen. Insbesondere größere Gebäudekomplexe wie Quartiere¹ sind für die Erschließung von Flexibilität von Interesse. Sie sind nicht nur die logische Einheit, unter der sich Haushalte zusammenfassen lassen, sondern besitzen technische und thermische Speichermöglichkeiten, die zukünftig als Flexibilitätsoption einen stabilisierenden Beitrag im Energiesystem leisten können. Zu ihnen zählen z.B. modulierbare Blockheizkraftwerke (BHKW), Warmwasserpufferspeicher, die mit Power-to-Heat (PtH)-Aggregaten ausgerüstet werden können, sowie die Gebäudemasse selbst, die als thermisch träges System genutzt werden kann.

In der Zukunft werden Quartiere und Gebäude zudem eine wichtige Rolle bei der Umsetzung der Elektromobilität spielen, da sie auch Standort für gesteuertes Laden und für die in den Fahrzeugen installierten Batterien darstellen. Außerdem bieten Stadtquartiere große Dachflächen und somit hohe Potentiale für eine lokale PV-Stromerzeugung und deren direkte Vermarktung vor Ort im Rahmen von Mieterstrommodellen. Obwohl sich die Rahmenbedingungen für solche Modelle verbessert haben, kann die Versorgung von Mietern und Bewohnern mit hohen Anteilen an Direktstrom durch die Aktivierung lokaler Flexibilitäten noch optimiert werden.

Im vorliegenden Bericht wird beschrieben, wie eine Bereitstellung und Vermarktung von Flexibilitätsprodukten aus Wohnquartieren erfolgen kann. Da es sich bei Flexibilitäten sowie ihrer Erschließung und Nutzung um ein weitestgehend neues Feld handelt, wird hierfür die Szenariotechnik genutzt

¹ Quartiere sind aus städteplanerischer Sicht eine räumlich/geografische Einheit, die aus einigen, wenigen Straßenzügen bestehen kann und ein soziales Bezugssystem besitzt. Ein Quartier lässt sich damit auch von der nächstgrößeren Einheit eines Stadtteils oder Stadtbezirks unterscheiden (siehe beispielsweise: www.bbsr.bund.de/BBSR/DE/Aktuell/Veranstaltungen/Dokumentation/Downloads/ProjektwerkstattHalle_VortragWillen.pdf?__blob=publicationFile&v=2, Abruf Januar 2018). Im Fall der in AP 8.2 beteiligten Quartiere lässt sich zudem die Eigentümerstruktur zur Abgrenzung heranziehen, da die Besitzverhältnisse eine einheitliche Energieversorgung der Gebäude bestimmen.

(siehe Kap. 1.2). Die Szenariotechnik ist eine Methode der Strategischen Planung. Sie wird vor allem in Wissenschaft und Wirtschaft eingesetzt, um zukünftige Entwicklungen zu analysieren und zu beschreiben. Szenarien fassen dabei alternative Situationen mit konsistenten Annahmebündeln zusammen. Sie ermöglichen auch die Beschreibung eines Weges der zum Eintreffen der zukünftigen Situationen führen kann (Ute von Reibitz, 1992). Szenarien können für unterschiedlichen Ziele oder Geltungsbereiche erstellt werden. Dies reicht von der Beschreibung der politisch, rechtlichen Rahmenbedingungen in einem Sektor oder Anwendungsfeld bis hin zu konkreten Anwendungsfällen (Use Cases).

Der Bericht ist zudem Teil des Arbeitspakets 8.2 des Forschungsprojekts WindNODE. In diesem Arbeitspaket wird erprobt, ob und in welchem Umfang Wohnquartiere zur Integration Erneuerbarer Energie in das Stromnetz beitragen können.

1.2 Vorgehensweise

Für die Erfassung und Analyse möglicher Flexibilitätsbeiträge und Anreizmechanismen, die Quartiere in einer zukünftigen Energieversorgung übernehmen können, wird folgendermaßen vorgegangen:

- (1) **Beschreibung eines Rahmenszenarios für Flexibilitätsbeiträge und Anreizmechanismen von Quartieren:** In diesem Szenario werden Rahmenbedingungen und Annahmen beschrieben, die Grundlage dafür sind, dass Quartiere zukünftig einen Flexibilitätsbeitrag in einer auf Energieeffizienz und erneuerbaren Quellen beruhenden Energieversorgung leisten werden. Hierzu zählen, neben aktuellen Entwicklungen in der Energiepolitik, dem -recht und -markt, auch die Ziele des Forschungsprogramms SINTEG² und des Vorhabens WindNODE³. Das Rahmenszenario wird in Kap. 2 beschrieben.
- (2) **Beschreibung von Anwendungsszenarien:** Mit den Anwendungsszenarien werden mögliche Fälle beschrieben, mit denen Quartiere auf die im Rahmenszenario definierten Bedingungen reagieren können. Ziel dieses Schrittes ist es nicht, alle denkbaren Zustände und möglichen Flexibilitätsbeiträge von Quartieren zu einer zukünftigen Energieversorgung zu erfassen. Betrachtet werden vielmehr Reaktionsweisen, die sich auf die in AP 8.2 vertretenen Versuchsquartiere (in Berlin-Prenzlauer Berg und Berlin-Schöneberg) anwenden lassen. Priorität für alle Szenarien ist die Eigenoptimierung im Quartier. Da es sich in beiden Quartieren um Anlagen zur Erzeugung von Wärme und Strom handelt, ist das primäre Ziel, Kosten für die Bereitstellung der Energie in den Quartieren zu minimieren und einen effizienten Betrieb zu gewährleisten. Die Nutzung von Flexibilität aus dem Quartier muss sich daher dieser Zielstellung unterordnen oder mit entsprechenden Anreizen versehen sein, damit sie in die Optimierung einbezogen werden kann. Grundsätzlich können Anreize für die Mobilisierung von Flexibilitätspotenzialen in Quartieren aus folgenden Bedarfen resultieren:
 - Flexibilitätsbedarf im Netzbereich
 - Flexibilitätsbedarf im Strommarkt

Die aus diesen Bedarfen resultierenden Anwendungsszenarien werden in Kap. 3 beschrieben.

² Für weitere Informationen zum Forschungsprogramm SINTEG und seinen Zielen siehe www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/sinteg.html (Abruf Januar 2018)

³ Für weitere Informationen zum Forschungsprojekt WindNODE und seinen Zielen siehe www.windnode.de (Abruf Januar 2018)

- (3) **Umsetzung der Anwendungsszenarien:** Ein zentrales Ziel von WindNODE ist die praktische Erprobung von Flexibilitätsoptionen. Dadurch sollen Erkenntnisse für eine Umsetzung der Energiewende in verschiedenen Sektoren gewonnen und Aussagen zur Übertragbarkeit der entwickelten Konzepte und Lösungen getroffen werden. Die zu entwickelnden Anwendungsszenarien sollen daher die Grundlage für eine Erprobung und Umsetzungen der Modelle in den beteiligten Versuchsquartieren liefern und für eine spätere Entwicklung von Geschäftsmodellen genutzt werden können.

2 Ausgangssituation und Rahmenszenario

2.1 Ziele des Verbundvorhabens WindNODE

Das Verbundvorhaben WindNODE verfolgt das übergeordnete Ziel zu demonstrieren, wie die dynamische Integration von Erneuerbaren Energien durch nutzerorientierte Optimierung von vernetzten Flexibilitäten auf allen Ebenen des Energiesystems erfolgen kann. Dies soll erreicht werden, indem technisch-wirtschaftlich verfügbare Flexibilitäten auf allen Wertschöpfungsstufen – Erzeugung, Speicherung, Verbrauch (Endkunden / Prosumenten) – erschlossen und koordiniert werden.

Darüber hinaus wurden durch das WindNODE-Konsortium Anwendungsszenarien sowie mögliche Rollen und Systemverantwortungen der Akteure in einem zukünftigen Energiesystem definiert, die einen direkten Bezug zur Einbindung von Quartieren besitzen. Diese Rollen der Vorhabensbeschreibung sind im Folgenden zusammengefasst (siehe auch WindNODE Konsortium, 2017):

- (1) **Kraftwerksbetreiber: Systemverträgliche Einspeisung und Regionalisierung der Lastflüsse.**
(...) Die Erschließung neuer Flexibilitätsoptionen, etwa durch Speicher oder erzeugungsnahen Verbrauch, gewinnt an Bedeutung. Ein Ansatz ist das Regionalkraftwerk, welches Wind- und Sonnenkraftwerke, Batteriespeicher und Nahwärmenetze geographisch dicht zusammenbringt und mit thermischen Flexibilitätsoptionen (Power-to-Heat (PtH) und Power-to-Cold (PtC)) verbindet. Damit werden nicht nur die Fluktuationen in der Erneuerbaren Erzeugung besser beherrschbar, sondern durch die Regionalisierung der Lastflüsse auch die Übertragungsnetze entlastet.
- (2) **Netzbetreiber: Sicherer Netzbetrieb und neue Ansätze für Systemdienstleistungen.** (...) In Zukunft werden sich zunehmend regenerative Erzeuger und dezentrale Kleinanlagen (Erzeuger, Speicher, Verbraucher) an der Bereitstellung von Systemdienstleistungen beteiligen (...). Die Einbeziehung dezentraler Kleinanlagen setzt die Echtzeit-Datenverfügbarkeit, unter anderem mit Hilfe intelligenter Messsysteme (iMSys), und entsprechende wirtschaftliche Anreize voraus. Markthemmnisse für Kleinanlagen gilt es abzubauen, um ihre Beiträge beispielsweise für Regelleistung, Redispatch oder Demand-Side-Management nutzen zu können.
- (3) **Bilanzkreismanager und Aggregatoren: Enabler für die Nutzung von Flexibilitätsoptionen.**
Bilanzkreismanager (BKM) werden zukünftig in ihrer Aufgabe zum Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch umfassender in die Verantwortung genommen. (...) Der BKM kann auf vertraglicher und tariflicher Basis unterbrechbare Lasten sowie Erzeugungsanlagen und Speicher direkt ansteuern – ein unmittelbarer Übergang vom Energieversorger zum Energiedienstleister. (...) Den Lieferanten und Energiehändlern zur Seite stehen *Aggregatoren* – neue Marktteilnehmer, die sich (...) in vielfältiger Weise mit der Erbringung von Flexibilität durch Bündelung dezentraler, kleinteiliger Prosumenten engagieren.
- (4) **Kunden und Prosumenten: Flexibilisierung von Lasten ohne Qualitäts- und Nutzenverzicht.**
Die „smarte Welt“ hält bei Privat- und kleinen Gewerbekunden zunächst durch den Einbau von intelligenten Messsystemen (iMSys) Einzug. In der Folge wird es einen Wettlauf der Kreativen geben, die aus dem neuen Datenangebot nützliche Auswertungen, Visualisierungen und Dienstleistungen für die Kunden entwickeln. Ob die Kunden im nächsten Schritt auch flexible, zeitvariable Stromtarife, eventuell sogar die Möglichkeit von Lastverlagerungen nutzen, wird maßgeblich davon abhängen, ob die elektrischen Verbraucher (Wärmepumpen, Elektrofahrzeuge, „weiße Ware“) automatisch und ohne spürbaren Komfortverlust auf Strompreissignale

reagieren – und ob es über die Preissignale hinaus weitere Anreize gibt, die eine Beteiligung am *Demand Side Management* attraktiv machen. (...)

Die beschriebenen Rollen sowie die damit verbundenen Ziele und Annahmen verdeutlichen, dass sich das Energiesystem in den nächsten Jahren grundlegende verändern wird. Dieser Wandel wird sich technisch-organisatorisch und marktlich vollziehen und zur Etablierung neuer Akteursrollen führen.

Der umfassende Umbau des Energiesystems bildet zudem den Hintergrund für die Integration des Flexibilitätspotentials aus Wohnquartieren. Bislang galten die im Gebäudesektor liegenden Potentiale für ein Lastmanagement aufgrund ihrer kleinteiligen Struktur und des mit der Erschließung verbundenen Aufwands als schwer umsetzbar. Dies wird sich jedoch aufgrund der voranschreitenden Digitalisierung im Gebäude- und Energiesektor ändern. Intelligente Messsysteme und Smart Building Technik halten schrittweise Einzug und erlauben eine einfache und vergleichsweise kostengünstige Einbindung der Flexibilitätspotentiale aus Gebäuden. Eine Herausforderung für die Erschließung der großen Energieeffizienzpotentiale im Gebäudesektor, insbesondere im Bestand, stellt ihre volks- und betriebswirtschaftliche Umsetzbarkeit dar. Für ihre Mobilisierung werden daher auch umsetzbare und multiplizierbare Geschäftsmodelle benötigt.

2.2 Ziele und Ausgangssituation im WindNODE AP 8.2

In Arbeitspaket 8.2 von WindNODE soll erprobt werden, wie in zwei Berliner Wohnquartieren (Prenzlauer Berg und Schöneberg) ein Beitrag zur Integration Erneuerbarer Energien sowie zur Stabilisierung der Stromverteilnetze geleistet werden kann. Hierzu können in zwei Quartieren unterschiedliche Infrastrukturen (Prenzlauer Berg: Vernetzte Gebäude, modulierbares BHKW und Power-to-Heat (PtH)-Aggregate, Schöneberg: modulierbares BHKW und PtH- Aggregate) genutzt werden.

2.2.1 Ausgangssituation im Versuchsquartier Berlin-Prenzlauer Berg

Das Versuchsquartier in Berlin-Prenzlauer Berg befindet sich am Ostseeplatz und besteht aus sechs Gebäuden mit insgesamt 224 Wohnungen. Eigentümer ist die Wohnungsbaugenossenschaft Zentrum, eG. Die Gebäude wurden in den 1950er und 1960er Jahre in Fertigbauweise errichtet (viergeschossige Q3A-Bauten), die ursprünglich mit Ofenheizungen und später mit Gasetagenheizungen ausgestattet waren. In den 1990er Jahren wurden die Gebäude nach Wärmeschutzverordnung 1995 saniert und die Wände sowie das Dach mit etwa 10 cm Mineralwolle gedämmt. Im Jahr 2015 fand eine umfangreiche Erneuerung der Wärmeversorgung statt. Ein von einem Contractor (Berliner Energieagentur) betriebenes modulierbares Blockheizkraftwerk (34 kW_{el}/ 78 kW_{th}) und vier Gaskessel (insg. 520 kW_{th}) versorgen die Gebäude zentral über ein Nahwärmenetz. Etwa die Hälfte der Mieter werden durch den Contractor mit Mieterstrom aus dem BHKW versorgt.

Das Quartier ist mit einem Dezentralen Energiemanagementsystem ausgestattet. Hierbei handelt es sich um ein hierarchisch vernetztes Gebäudeautomationssystem, das auf drei Ebenen ansetzt:

- Wohnung: Über einen Wohnungsmanager (Embedded PC mit Touchscreen) werden in den Wohnungen Solltemperaturen für die einzelnen Räume vorgegeben. Er ist mit Temperatursensoren und Aktoren zur Steuerung der Heizkörper in der Wohnung vernetzt und regelt die Raumtemperaturen in Anhängigkeit der Bedarfe und Einstellungen der Bewohner. Der Wohnungsmanager aggregiert somit auch den Wärmebedarf einer Wohnung und bildet die Schnittstelle zur Gebäudesteuerung (Gebäudemanager).
- Gebäude: Der Gebäudemanager (Embedded PC) ist die zentrale Steuerungseinheit im Gebäude. Er aggregiert die Daten aus den Wohnungsmanagern und steuert die zentrale

Heizung und Warmwasserbereitung nach dem Gesamtbedarf im Gebäude. In die Steuerung gehen zusätzlich Parameter die aktuelle Wetterprognose das durch die Gebäudephysik bedingte Aufheizverhalten ein. Dies ermöglicht es, dass Gebäude intelligente und vorausschauend aufzuheizen und den erwarteten Wärmebedarf in den nächsten Stunden genau zu prognostizieren.

- Quartier: Der Quartiersmanager ist eine logische Steuerungseinheit (Softwareplattform), die die Steuerung und Optimierung einer Heizzentrale mit unterschiedlichen Wärmeerzeugern und Speichermöglichkeiten auf Quartiersebene übernimmt. Die Einheit ist auch in der Lage verschiedene Optimierungsziele (z.B. wärme- oder stromgeführte Optimierung eines BHKW-Betriebs) zu verfolgen bzw. gegeneinander abzuwägen. Auch eine Nutzung des Gebäudekörpers als thermischer Speicher und dem Ziel der Betriebsoptimierung von BHKW kann damit erfolgen.

2.2.2 Energiemanagement im Quartier Prenzlauer Berg

In das Energiemanagement im Versuchsquartier fließen eine Vielzahl von Variablen ein. An der Steuerung und dem Betrieb der Anlagen sind zudem mehrere Unternehmen beteiligt (Wohnungsbaugenossenschaft Zentrum, Dr. Riedel Automatisierungstechnik, Berliner Energieagentur), deren individuelle Zielsetzungen an das Energiemanagement ggf. voneinander abweichen können. Um das Optimierungsziel zu verdeutlichen und gleichzeitig die Möglichkeiten einer Beeinflussung der Steuerung darzustellen, werden im Folgenden Ziele und zugehörige Steuerungsgrößen des Energiemanagements im Quartier Prenzlauer Berg erläutert.

2.2.2.1 Ziel und Steuergrößen des Energiemanagements im Quartier Prenzlauer Berg

Ziele des Energiemanagementsystems sind, den Heizenergieverbrauch durch optimale Steuerung des BHKW sowie der Spitzenlastkessel zu minimieren. Dies geschieht in Abhängigkeit der Bedarfsanforderungen aus den Wohnungen und Gebäuden und sorgt für eine hohe Auslastung des BHKW (Volllaststunden).

Zur Ermittlung des jeweils aktuellen Heizwärmebedarfs der Gebäude werden die Wärmeanforderungen der Wohnungen allokiert. Diese individuellen Wärmebedarfe resultieren aus den Einstellungen, die die Bewohner in den Wohnungsmanagern in Form von Solltemperaturen für einzelne Räume eingegeben haben und deren Einhaltung durch Sensoren überprüft wird. Der allokierte Wärmebedarf der Wohnungen und Gebäude stellt eine zentrale Größe für die Steuerung der Heizzentrale dar, die im Quartier Prenzlauer Berg aus einem modulierbaren BHKW und vier Spitzenlastkesseln besteht.

Weitere Parameter, die das System für die Ermittlung des Wärmebedarfs nutzt sind:

- Die Außentemperatur sowie die zeitaktuelle, prognostizierte Wetterentwicklung in den nächsten Stunden auf Grundlage von Daten des Deutschen Wetterdienstes. Dies ermöglicht ein angepasstes Anheizen z.B. bei einem prognostizierten Temperaturabfall.
- Die Temperatur des Nahwärmenetzes sowie der Pufferspeicher, die an ausgewählten Messpunkten ermittelt wird.
- Das Aufheizverhalten der Gebäude, welches aus dem Baukörper (Mauerdicke, Baustoff, Isolierung, etc.) sowie seiner Wärmespeicherfähigkeit resultiert und von dem System im Rahmen selbstlernender Algorithmen für das Gebäude ermittelt wird.
- Aktuelle und historische Lastgänge für Heizwärme und Warmwasserbereitung.

Aus diesen Parametern wird im Gebäude- bzw. Quartiersmanager der zeitaktuelle und für die nächsten Stunden prognostizierte Wärmebedarf der Gebäude errechnet. Die Wärmeerzeugungs-, Speicherungs- und Verteilanlagen werden entsprechend gesteuert. Durch folgende Stellgrößen wird die Anlagentechnik aktiv geregelt:

- Kontinuierliche Anpassung der Leistung der Spitzenlastkessel (Dynamische Heizkurve)
- Kontinuierliche Anpassung von Heizverteilterventilen zur Optimierung des Wärmeflusses
- Kontinuierliche Anpassung von drehzahlgeregelten Heizungspumpen

Über den Wohnungsmanager erfolgt die Regelung der Heizkörperstellventile in Abhängigkeit der von den Bewohnern vorgegebenen und gemessenen Temperaturen.

2.2.2.2 Wärme- und Stromerzeugung im Quartier

Die Wärmeversorgung im Quartier erfolgt über ein leistungsgeregeltes BHKW (34 kW_{el}/ 78 kW_{th}), das von der Berliner Energieagentur betrieben wird. Dieses stellt die Grundlastversorgung für Wärme sicher und produziert Strom für den quartierseigenen Bedarf. Zusätzlich benötigter Strom wird dazugekauft. Vier zusätzliche Spitzenlastkessel mit einer Gesamtleistung von 520 kW decken höhere Lasten im Winter. Zur Heizungs- und Warmwasserversorgung der einzelnen Gebäude wurden Unterstationen eingebaut. Im Rahmen des AP 8.2 von WindNODE werden in zwei Pufferspeichern Heizstäbe (PtH-Aggregate) mit einer Gesamtleistung von 48 kW (8×6 kW) installiert. Diese können bei gegebenen wirtschaftlichen (bzw. preislichen) Anreizen elektrische Energie aus dem Stromnetz beziehen und diese in Wärme umwandeln. Das Quartier bietet somit die Möglichkeit, verschiedene Laststeuerungs- und Flexibilitätsangebote auf Quartiers- und Anlagenebene zu erproben.

In einem Vorgängerprojekt konnte durch Modellierung und Erprobung bereits gezeigt werden, dass mit Hilfe einer angepassten Fahrweise des BHKW 16 Prozent des gesamten Wärmeverbrauchs bzw. 73 MWh im Jahr verschoben werden können. Eine angepasste Fahrweise könnte zwar für eine Optimierung der quartiersbezogenen Stromerzeugung zur Deckung des Mieterstrombedarfs oder auch netz- oder marktreaktive Fahrweisen genutzt werden, es gibt für sie unter aktuellen Rahmenbedingungen jedoch keine wirtschaftlichen Anreize.

2.2.2.3 Weitere mögliche Steuerungsgrößen und Anreize zur Optimierung des Energiemanagements im Quartier

In WindNODE sollen Modelle für ein netz- bzw. marktdienliches Energiemanagement entwickelt und damit der mögliche Beitrag von Quartieren zur Energiewende abgeschätzt werden. Hierfür könnten nach aktuellem Kenntnisstand folgende Steuerungsgrößen von Interesse sein:

- Preis- oder Steuersignale zum netz- und/oder marktreaktiven Betrieb des Quartiers und seiner Aggregate (BHKW, PtH-Aggregate, Gebäudemasse) wie sie in den Anwendungsszenarien 1 und 2 beschrieben werden (siehe Kap. 3.2.1 und 3.2.2).
- Haushaltsbezogene Stromverbrauchsdaten zur zeitweisen stromorientierten Betriebsführung des Energiemanagements und den daraus folgenden Erkenntnissen für die Entwicklung variabler Tarife für Stromkunden.
- Iterativ ermittelte (Erfahrungs-)Daten zur thermischen Speicherfähigkeit des Baukörpers zur Anpassung und Optimierung von Betriebszeiten der PtH-Aggregate und des BHKW (insbesondere zur Vermeidung von Abschaltung aufgrund von Wärmeüberschüssen/ Temperaturlimits). Zur thermischen Speicherfähigkeit der Gebäudemasse und ihres Einflusses

auf einen modulierbaren BHKW-Betrieb wurden bereits in einem Vorgängerprojekt Erfahrungen gesammelt (siehe Beucker 2017).

- Ggf. weitere Messwerte aus dem Quartier (z.B. thermische Sensoren zur Verifizierung der Temperaturen in den Warmwasserpufferspeichern mit den PtH-Aggregaten).

Die Nutzung dieser Parameter hängt von den in den nachfolgenden Kapiteln beschriebenen Anwendungsszenarien sowie den Optimierungszielen der Projektpartner in AP 8.2 ab.

2.2.3 Ausgangssituation im Versuchsquartier Schöneberg

Ein weiteres Versuchsquartier in Berlin-Schöneberg (Lindenhof II), umfasst insgesamt 34 zusammenhängende Gebäude mit 365 Wohnungen, (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 Gebäude. Das Quartier besitzt ausreichend Platz zur Unterbringung zusätzlicher PtH-Anlagentechnik. Auch hier ist daher im Rahmen von WindNODE die Installation von Heizstäben mit einer Leistung von 48 kW in Pufferspeichern der Heizungsversorgung vorgesehen. Das Quartier verfügt jedoch nicht über Smart Building Technik. In diesem Quartier kann daher die Adaption der Steuerung modulierbarer BHKW und die Integration von PtH-Aggregaten erprobt werden.

2.3 Mögliche Flexibilitätsoptionen von Stadtquartieren

Quartiere können für unterschiedliche Bedarfe im Energiesystem Flexibilität bereitstellen. Dies kann z.B. durch die Einspeisung von Energie aus eigenen Anlagen (z.B. BHKW) in Zeiten hoher Residuallast erfolgen. Ebenso ist es beim Vorhandensein flexibler elektrischer Lasten (z.B. PtH) im Quartier möglich, in Zeiten negativer Residuallast Überschussstrom aus dem Netz abzunehmen und diesen zu nutzen, zu speichern oder umzuwandeln. Quartiere und Gebäude verfügen somit über ein breites Spektrum technischer Optionen für Flexibilitäten, weil sie nicht nur über Senken und Quellen für Strom, sondern auch für Wärme verfügen. Zukünftig werden diese Optionen durch die Verbreitung und Umsetzung von Elektromobilität nochmals erweitert werden, da Quartiere zum Standort von Elektrotankstellen und gesteuertem Laden werden können.

Der Wert der möglichen Flexibilitätsprodukte für eine (zukünftige) Vermarktung bemisst sich nach dem Systemwert und damit dem Zeitpunkt der Verfügbarkeit, der Höhe der Leistung sowie seines zeitlichen Gradienten (Ecofys, 2016). Welchen monetären Marktwert ein konkretes Flexibilitätsprodukt zu einem bestimmten Zeitpunkt besitzt, ergibt sich – unter idealen Marktbedingungen – aus der gegebenen Angebots- und Nachfragesituation bzw. Knappheitssituation. Im Folgenden sollen daher die Flexibilitätsoptionen der Quartiere aus AP 8.2 erläutert und charakterisiert werden. Auf weitere Flexibilitätsoptionen aus den Teilprojekten des AP 8 (Dresden und Zwickau) wird ebenfalls kurz eingegangen.

Flexibilitätsoptionen der Quartiere aus AP 8.2

- **Blockheizkraftwerke (BHKW):** Blockheizkraftwerke erzeugen über Kraft-Wärme-Kopplung Strom und Wärme aus Brennstoffen (in der Regel Erdgas). BHKW in Quartieren dienen meist der Wärmeversorgung und werden dementsprechend wärmegeführt betrieben. Grundsätzlich ist aber auch ein stromgeführter oder stromoptimierter BHKW-Betrieb

möglich. Der in der Wärmeversorgung eingesetzte Brennstoff sowie die erzeugte Wärme lassen sich relativ einfach speichern. Gemäß der typischen Konfiguration von BHKW-Systemen mit Spitzenlastkessel (und Pufferspeicher) können die Anlagen grundsätzlich auch über längere Dauer abgeschaltet sein, ohne die Versorgungssicherheit (bzgl. Wärme) zu beeinträchtigen. Die in der Heizzentrale und in den Übergabestationen installierten Pufferspeicher und das im Quartier Berlin-Prenzlauer Berg zum Einsatz kommende Dezentrale Energiemanagementsystem ermöglichen es, die Wärmeabgabe an die Wohnräume im Quartier kurzfristig zu erhöhen. Die thermische Trägheit der Gebäudemasse kann damit als zusätzliches Speichermedium erschlossen werden. Unter Nutzung dieser quartierspezifischen Eigenschaften kann die Flexibilität des BHKW-Anlagenbetriebs weiter erhöht werden. Je nach Modell können BHKW nur in einer Leistungsstufe oder leistungsmodulierend betrieben werden. Im Falle des Quartiers in Berlin-Prenzlauer Berg ist eine Modulation von 14 kW_{el} bis 34 kW_{el} möglich. Im konventionellen Betrieb wird die BHKW-Leistung nach dem Wärmebedarf geführt (Laufzeitmaximierung), die Bereitstellung von Flexibilität für das Elektrizitätssystem wird in Form eines stromorientierten Betriebs umgesetzt. Somit stellt ein BHKW grundsätzlich einen flexiblen Erzeuger (für Elektrizität) dar, der mit technisch begrenzter Leistung nahezu beliebig lange elektrische Energie bereitstellen kann. Die Bereitstellung der Leistung kann dort je nach Ausgangszustand (Warm-/Kaltstart) im einstelligen Minutenbereich umgesetzt werden.

- **Elektroheizstäbe (Power-to-Heat):** Elektroheizstäbe, die beispielsweise in Pufferspeichern oder dem Nahwärmenetz eines Quartiers eingesetzt werden, wandeln elektrische Energie direkt in Wärmeenergie um. Sie stellen bei bivalenter Betriebsweise im Zusammenspiel mit BHKW und Spitzenlastkessel einen zusätzlichen flexiblen Stromverbraucher dar, der bei Vorhandensein von Überschussenergie und entsprechender Preissignale Elektrizität verbraucht und in Wärme umwandeln kann. Die Wärme kann sowohl zur Bereitung von Warmwasser als auch zur Beheizung von Räumen eingesetzt werden. Die Aktivierungsdauer der Aggregate liegt im einstelligen Sekundenbereich.
- **Flexibilität durch Smart Home und Smart Building Technik:** Flexible Haushaltsanwendungen gelten seit längerem als Optionen für das Lastmanagement. Auf dem Markt für Haushaltsgeräte sind daher Produkte verfügbar, die ihre Betriebszeiten vollautomatisch – z.B. in Zeiten mit entsprechenden Preissignalen – verlagern können. Welchen Beitrag flexible Haushaltsanwendungen zum Lastmanagement leisten können und unter welchen Rahmenbedingungen das Potenzial wirtschaftlich sinnvoll genutzt werden kann, wird kontrovers diskutiert und hängt stark von den jeweiligen Anwendungen/Geräten ab (Styczynsk, 2015). Es wird jedoch erwartet, dass zukünftig im Stromsystem bzw. Strommarkt volatile Preise auch für Endverbraucher wirksam werden⁴, mit denen ein markt- und/oder netzdienliches Verhalten von Haushalten angeregt wird (BMWi, 2017). Gesteigert werden können die Flexibilitätspotentiale von Haushalten zudem mit Hilfe von Smart Building Technik (Gebäudeautomatisierung bzw. Dezentrales Energiemanagement). Die Technik kann, wenn sie über offene Schnittstellen verfügt, als Plattform für das Energiemanagement in Haushalten und Gebäuden dienen und die Energieversorgung von Haushalten, Gebäuden und Quartieren unter Einbeziehung von Wärmeversorgung und Speichermöglichkeiten nach unterschiedlichen Zielen (z.B. Kostenminimierung oder energetische Effizienz) optimieren. Smart Building Technik kann somit als Grundlage für die Flexibilisierung von relativ kleinen Leistungen (<3 kW) in Haushalten gesehen werden, mit deren Hilfe diese kostengünstig, standardisiert und automatisiert in Gebäuden und Quartieren zu größeren Leistungen (bis zu einigen 100 kW) aufsummiert werden können.

⁴ Diese Einschätzung des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) beruht auch auf dem im Jahr 2016 verabschiedeten „Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende“ und dem damit beschlossene Roll-Out von Smart Metern für Verbrauchsstellen mit einem Strombezug von mehr als 6.000 kWh/a.

In den WindNODE- Quartieren aus AP 8.2 stehen somit folgende Flexibilitätsoptionen zur Verfügung:

Quartier Ostseeplatz:

- Modulierbares BHKW: 34 kW_{el} / 78 kW_{th}
- Einschraubheizelemente in Warmwasserspeichern (PtH): 48 kW (8 x 6 kW)
- Gebäudemasse als thermischer Pufferspeicher (auch zur Wandlung von elektrischer in thermische Energie über die Einschraubheizelemente) in Verbindung mit Smart Building Technik

Quartier Schöneberg:

- Modulierbares BHKW: 48 kW_{el} / 91 kW_{th}
- Einschraubheizelemente in Warmwasserspeichern (PtH): 42 kW (7 x 6 kW)

In AP 8.1 und AP 8.3 von WindNODE werden ebenfalls Quartiersansätze entwickelt. Hierbei liegt der Fokus auf weiteren stationären Erzeugungsanlagen und Elektrizitätsspeichern sowie auf Elektromobilität. Die daraus resultierenden Flexibilitätsoptionen werden in einem eigenen Bericht erfasst. Folgenden weitere Flexibilitätsoptionen in den Wohnquartieren sind jedoch grundsätzlich denkbar:

Weitere Flexibilitätsoptionen der Quartiere aus AP 8

- **Elektromobilität:** In den nächsten Jahren wird mit einem (erheblichen) Anstieg der elektrischen Fahrzeuge in Stadt- und Wohnquartieren gerechnet⁵. Für Quartiere wird diese Entwicklung von Bedeutung sein, da ein Teil der Ladeinfrastruktur voraussichtlich auf Stell- bzw. Parkplätzen in Wohngebieten umgesetzt werden wird. Die Fahrzeuge bzw. ihre Batterien stellen eine Flexibilitätsoption für die Elektrizitätsversorgung und das Energiemanagement in Quartieren dar. Quartiersbesitzer oder –betreiber können in einer solchen Struktur die Rolle eines Anbieters von Ladeinfrastruktur übernehmen. So können sie ein intelligentes Lademanagement anbieten, das ein zeitlich und kapazitiv flexibles Laden der Speicher (als flexible Verbraucher) ermöglicht. Eine vergleichbare Rolle kann auch der Netzbetreiber übernehmen, indem er durch ein aktiv gesteuertes Netzmanagement einen Beitrag zur Flexibilität mobilisiert. Ein noch höheres, aber schwieriger zu erschließendes Flexibilitätspotential stellt die Rückspeisung von Strom aus den Fahrzeugbatterien dar. Die besondere Systemqualität dieser Flexibilitätsoption ist, dass der Abruf von Flexibilität aus Elektromobilität im einstelligen Sekundenbereich realisiert werden kann.
- **Stationäre Elektrizitätsspeicher:** In Stadt- oder Wohnquartieren, insbesondere bei hohen Leistungen der lokalen Photovoltaik, können sich stationäre elektrische Speicher durch die Darbietung zusätzlicher Flexibilität als systemdienlich erweisen. Hierbei können marktbezogene Strategien (z.B. Selbstversorgung, Direktvermarktung) genauso eine Rolle spielen wie netzbezogene Maßnahmen (z.B. Kapazitätsmanagement zur Begrenzung der Netzeinspeisung oder Spannungshaltung). Die elektrische Speicherung stellt – neben Erzeugung, Transport/Verteilung (Netze) und Verbrauch – eine vierte Aufgabe im Stromsystem dar. Je nach Bauart ist ihre Leistung begrenzt. Die zeitliche Flexibilität (Kapazität) ist durch die Speichergroße bzw. das Verhältnis von Energie zu Leistung nach aktuellem Stand der Technik auf eine einstellige Stundenanzahl limitiert. Auch bei den stationären Energiespeichern kann Flexibilität im Sekundenbereich abgerufen werden.

⁵ Siehe hierzu die Förderziele und –programm des Bundes unter: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Dossier/elektromobilitaet.html> (Abruf Januar 2018)

2.4 Rahmenszenario für die Flexibilisierung von Quartieren

Quartiere stellen eine von mehreren Flexibilitätsoptionen in dem sich verändernden Stromsystem dar. Ob und wie sie zukünftig einen Beitrag zur Energiewende leisten können, hängt von vielen Faktoren ab. Im Folgenden wird ein Rahmenszenario entworfen, das als Zukunftsvision die Flexibilitätsvermarktung im Quartier Berlin-Prenzlauer Berg im Jahr 2030 beschreibt. Grundlage für das Szenario sind daher die baulichen, technischen, wirtschaftlichen und sozialen Rahmenbedingungen dieses Quartiers. Die Ergebnisse sind jedoch auf andere Wohnquartiere übertragbar bzw. können entsprechend weiterentwickelt werden.

2.4.1 Annahmen des Rahmenszenarios

Für die Beschreibung des Rahmenszenarios werden Annahmen zum Energiesystem und dem Gebäudesektor getroffen, die Voraussetzungen für das Eintreten dieses Szenarios darstellen. Sie beruhen sowohl auf Zielen des Projekts WindNODE (WindNODE Konsortium, 2017) als auch auf gegenwärtigen Entwicklungen im Energiesystem und -markt.

Weitere Entwicklung der Energiewende

Mit dem Voranschreiten der Energiewende und dem Ziel, bis 2030 den Anteil Erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch auf ca. 50 Prozent zu steigern, wächst die Notwendigkeit, Haushalte und den Gebäudesektor stärker zu berücksichtigen. Auch für die Erreichung der nationalen Energieeffizienzziele spielt der Gebäudesektor aufgrund seines hohen Anteils am Gesamtenergieverbrauch in Deutschland (siehe auch Kap. 1.1) eine wichtige Rolle.

Steigender Bedarf an Flexibilität

Es wird davon ausgegangen, dass aufgrund des höheren Anteils Erneuerbarer Energien und der daraus folgenden Volatilität der Stromerzeugung der Bedarf an Flexibilität im Stromsystem deutlich zunehmen wird. In Folge dessen werden Marktplätze für Flexibilität (z.B. Regelleistungsmarkt, Day-Ahead-Markt, Intra-Day-Handel) an Bedeutung gewinnen, und es werden sich neue Flexibilitätsprodukte, auch für kleinere Erzeugungseinheiten und Stromlasten, etablieren.

Marktplätze und Anreize für Flexibilität

Damit heute nicht aktivierte technische Flexibilitäten zukünftig im Energiesystem für die Integration Erneuerbarer Energien erschlossen werden können, bedarf es wirksamer wirtschaftlicher Anreize. D.h. der Eigentümer eines technisch verfügbaren Flexibilitätspotentials muss einen Nutzen aus dessen Einsatz im Energiesystem ziehen können. Da die Bereitstellung von Flexibilitätsprodukten im Energiesystem in der Regel mit spezifischen Aufwänden verbunden ist, muss der ökonomische Nutzen diesen Aufwand übertreffen. Das kann z.B. durch entsprechende reduzierte Entgelte, Preisvorteile oder direkte Erlöse erfolgen.

Bereits heute kann eine deutliche Preisvolatilität im Intraday-Markt beobachtet werden. Es wird erwartet, dass mit zunehmendem Ausbau Erneuerbarer Energien die Preisschwankungen aufgrund des fluktuierenden Angebots sowie der steigenden Prognoseabweichungen, insbesondere auf den (kurzfristigen) Spotmärkten, weiter ansteigen.

Neben diesen überregionalen Marktplätzen (Spotmärkte, Terminmärkte) wird auch die zunehmende Etablierung von Vermarktungsmechanismen mit lokalem Bezug erwartet (z.B. Mieterstrom). Hier

könnten zukünftig neuartige Austauschbeziehungen zwischen dezentralen Erzeugern, Prosumern, Eignern von flexiblen Stromlasten, Speicherbetreibern etc. und damit lokale/ regionale Anreize für Flexibilität entstehen.

Es wird zudem davon ausgegangen, dass – wie in funktionierenden Markt – in einem zukünftigen, volatileren Energiemarkt Preise als Knappheits- und Überschusssignale bis zum Endkunden wirken (BMW, 2017; Ecofys, 2016). Die Preise bilden dann einen Anreiz für ein flexibles Verhalten von dezentralen Erzeugern und (privaten) Verbrauchern. Über sie, so wird angenommen, wird positives Verhalten belohnt und über einen marktlich organisierten Ausgleich von Angebot und Nachfrage auch eine Kostenminimierung und Effizienzmaximierung erreicht.

Ein wachsender Bedarf für Flexibilität besteht heute nicht nur im Strommarkt, sondern auch an vielen lokal begrenzten Stellen der Stromnetze. Hinzu kommt, dass neben den langjährig etablierten Märkten, wie beispielsweise dem Regelleistungsmarkt, zukünftig sowohl im Bereich der Übertragungsnetze als auch im Bereich der Verteilnetze neue Marktplätze entstehen. Bei diesen neuen Marktplätzen wird es sich überwiegend um lokale/ regionale Marktplätze handeln, die zum Ziel haben, in einem konkreten Netzgebiet z.B. das Engpassmanagement oder die Spannungshaltung zu organisieren. Folglich werden im Strommarkt und im Netzbereich Marktplätze für Flexibilität entstehen. Diese Marktplätze stellen Anwendungsfälle für die verschiedenen Flexibilitäten dar, auf denen auch Produkte aus Quartieren und Gebäuden angeboten werden können.

Neue Akteure am Energiemarkt

Als Reaktion auf den Bedarf an Flexibilität werden sich an den oben beschriebenen Marktplätzen für Flexibilität neue Akteure etablieren, die mit Flexibilitätsprodukten handeln. Betreiber dezentraler Energieerzeuger sowie von Speichern, Eigentümer flexibler Lasten und Aggregatoren von Lasten treten als neue, zusätzliche Akteure im Energiesystem auf. Diese Akteure werden mit Hilfe neuer Techniken und Produkte (siehe auch Digitalisierung unten) lokal verteilte Flexibilitäten unterschiedlicher Kapazitäten bündeln und diese erschließbar machen. Energieverbraucher werden damit als Eigner flexibler Lasten zukünftig eine neue Rolle im Stromsystem einnehmen. Sie können ihre Lasten – abhängig von ihrer aggregierten Größe – ggf. selbständig vermarkten oder auf Dritte als Vermarktungspartner zurückgreifen.

Verändertes Kundenverhalten

Es wird erwartet, dass sich Haushalte in Bezug auf Energie preissensitiver und ökologisch bewusster verhalten werden. Sie werden vom Kunden zum Prosumer und damit zunehmend eigene Erzeugungs- und Speichermöglichkeiten für Energie nutzen bzw. diese in der Gebäude- und Quartiersversorgung einsetzen. Gleiches gilt für Wohnungsunternehmen und spezialisierte Energiedienstleistungsunternehmen, die mit eigenen Erzeugungsanlagen und Speichern lokale Versorgungslösungen realisieren (siehe auch neue Akteure).

Digitalisierung als Enabler der Flexibilisierung

Durch die Digitalisierung von Quartieren, Gebäuden und Infrastrukturen wird der Energiebedarf (Wärme und Strom) von Haushalten besser prognostizierbar. Durch Smart Home und Smart Building Technik wird die technische Flexibilisierung von Energieverbrauchern (Anlagen) und Lasten in Gebäuden und Haushalten ermöglicht.

Auch die Digitalisierung im Energiesystem insgesamt (Stromnetzbetrieb, Betrieb von Versorgungsanlagen, optimierte Fernsteuerbarkeit von Systemen, etc.) wird die Aktivierbarkeit von Flexibilitätspotentialen bzw. -produkten erleichtern.

2.4.2 Beschreibung des Rahmenszenarios

Im Folgenden wird ein Rahmenszenario für das Quartier im Zieljahr 2030 beschrieben. In dieses Szenario sind die Annahmen des vorangegangenen Abschnitts, die WindNODE-Zielsetzungen sowie die Ziele des AP 8.2 eingeflossen. Es bildet die Grundlage für die in Kap. 3 dargestellten Einsatzfelder.

Rahmenszenario für das Versuchsquartier Prenzlauer Berg in AP 8.2

Im Jahr 2030 ist das Quartier in Berlin-Prenzlauer Berg eine von vielen Flexibilisierungsoptionen im Gebäudebestand. Das Quartier ist mit Smart Building Technik für ein Dezentrales Energiemanagement sowie intelligenter Zählertechnik ausgestattet, die den Bewohnern eine präzise Steuerung ihres Wärmebedarfs ermöglicht und Transparenz über den Wärme- und Stromverbrauch schafft. Neben Energiediensten werden über die digitale Infrastruktur der Smart Building Technik weitere Angebote der Gebäude- und Heimvernetzung (Sicherheitstechnik, AAL, etc.) betrieben.

Die Wärmeversorgung des Quartiers erfolgt aus mehreren Anlagen vor Ort (z.B. Biogas-betriebenes BHKW, PtH-Aggregate in den vorhandenen Pufferspeichern). Auf den Dächern ist zusätzlich eine Photovoltaikanlage installiert. Die Bewohner haben die Möglichkeit über einen lokalen Lieferanten Elektrizität aus dem BHKW sowie aus der Photovoltaikanlage zu beziehen. Ebenfalls Bestandteil der Elektrizitätsinfrastruktur im Quartier sind ca. 20-30 Ladepunkte für Elektromobile. Die Gebäude des Quartiers (Gebäudemasse), die Warmwasseraggregate sowie die Batterien der angeschlossenen Elektromobile können, im Rahmen definierter Vorgaben, als Speicher für Strom und Wärme genutzt werden.

Das Energiemanagement im Quartier wird von einem oder mehreren Dienstleister/n betrieben, der/die mit dem Wohnungsunternehmen bzw. den Mietern Verträge zur Wärme- und Stromlieferung geschlossen hat. Ziel des Energiemanagements ist es, die Energiekosten der Bewohner zu optimieren und den Betrieb der Quartiersversorgung möglichst systemdienlich und umweltfreundlich zu organisieren. Dies geschieht nicht ausschließlich durch eine hohe Eigenversorgungsquote der Mieter mit Wärme und Strom aus dem BHKW, sondern ist eine komplexe Optimierungsaufgabe. Je nach Eigenbedarf im Quartier sowie den aktuellen Möglichkeiten für Flexibilitätsvermarktung können daraus unterschiedliche Optimierungsziele folgen, so z.B.:

- Stromeinspeisung aus dem Quartier/ BHKW in das Netz bei niedrigem Eigenbedarf und hohem Bedarf im Netz bzw. Markt oder
- Stromaufnahme im Quartier bei hohem Eigenbedarf und Überangebot im Netz bzw. Markt.

Die Optimierung des Energiemanagements im Quartier erfolgt über eine digitale Plattform, die von einem Contractor oder Dienstleister betrieben wird. Das System wählt nach vorgegebenen Parametern und Algorithmen den optimalen Steuerungszustand und besitzt Schnittstellen zu regionalen bzw. überregionalen Marktplätzen (z.B. Flexibilitätsplattformen), über die Preise und Flexibilitätsangebote übermittelt werden.

3 Einsatzfelder für Flexibilität aus Quartieren

Die nachfolgenden Szenarien beziehen sich auf Einsatzfelder von Flexibilitäten aus Quartieren. Es handelt sich dabei um Entwürfe, die von den WindNODE-Projektpartnern von AP 8.2 unter Koordination des Borderstep Institutes erstellt wurden.

3.1 Rahmenbedingungen: Optimaler und effizienter Betrieb des Energiemanagements im Quartier

Zentrale Voraussetzung aller Optimierungsbemühungen in den Versuchsquartieren (insb. Prenzlauer Berg) von AP 8.2 ist, die Wärmeversorgung und die Komfortbedürfnisse der Bewohner sowie den effizienten und umweltfreundlichen Betrieb der Energieversorgung (BHKW, Speicher, etc.) zu gewährleisten. Die Betriebskosten der Mieter für Wärme und Strom sollen minimiert und ein wirtschaftlicher Betrieb der Anlagen durch das Wohnungsunternehmen und den Contractor sichergestellt werden. Für die praktische Erprobung der Anwendungsszenarien in den Versuchsquartieren von AP 8.2 wurde der sichere und effiziente Betrieb der Wärme- und Stromversorgung sowie die Gewährleistung der Komfortbedürfnisse der Bewohner mehrfach durch die Wohnungsbaugenossenschaft Zentrum als prioritäres Ziel hervorgehoben.

Aus den Anforderungen lässt sich im Umkehrschluss aber nicht folgern, dass eine Abweichung vom optimierten Betrieb der Energieversorgung im Quartier zukünftig nicht sinnvoll sein kann, wenn dies kostenneutral für den Betrieb ist oder sich z.B. durch variable Netzentgelte oder Tarife für Strom ein Gewinn erzielen lässt, durch den die Betriebskosten gesenkt werden können. Beispielsweise kann ein temporär niedriger Tarif für Überschussstrom ein Anreiz für die Nutzung von PtH-Aggregaten in Warmwasserspeichern sein. Ein solches Angebot steht wiederum in Konkurrenz zu der Nutzung des im Quartier erzeugten Stroms. Ziel des AP 8.2 von WindNODE ist es, solche über den Status quo des Energiemanagements hinausgehenden Optimierungsfragestellungen zu erproben und damit mögliche Beiträge von Quartieren zu einem zukünftigen Energiesystem zu analysieren.

3.2 Erfasste Anwendungsszenarien für die Flexibilität von Quartieren

Nach Erkenntnis des Projektpartners von AP 8.2 sind unter den geschilderten Rahmenbedingungen in den beiden beschriebenen Versuchsquartieren (siehe Kap. 2.3) folgende Bedarfe bzw. für ein flexibles Verhalten denkbar:

Flexibilitätsbedarf im Netz- und Systembereich

- Einsatz von Flexibilitäten (z.B. flexible Erzeuger, Speicher, flexible Stromlasten) zur Beherrschung kritischer Netzsituationen (Engpassmanagement)
- Flexibilitäten zur Bereitstellung von Systemdienstleistungsprodukten⁶ (z.B. Regelleistung zur Frequenzhaltung)

⁶ Flexibilitätsarten zur Bereitstellung von Systemdienstleistungsprodukten werden unter dem Bereich der Netze mit aufgeführt. Hinweis: Systemdienstleistungen werden durch die ÜNB erbracht. Hierzu greifen die ÜNB u.a. auf Systemdienstleistungsprodukte Dritter zurück.

Flexibilitätsbedarf im Strommarkt

- Einsatz flexibler Erzeugung im Strommarkt: Zuschaltung/ Abschaltung der Erzeuger entsprechend der Angebotssituation im Großhandel
- Einsatz flexibler Lasten im Energiehandel: Anpassung von Stromlasten entsprechend der Nachfragesituation im Großhandel
- Flexibilitätsbedarf für die Direktvermarktung dezentraler Stromerzeugung auf lokalen/ regionalen Marktplätzen
- Einsatz von Flexibilitäten als Ausgleichsenergie (Bilanzkreismanagement)

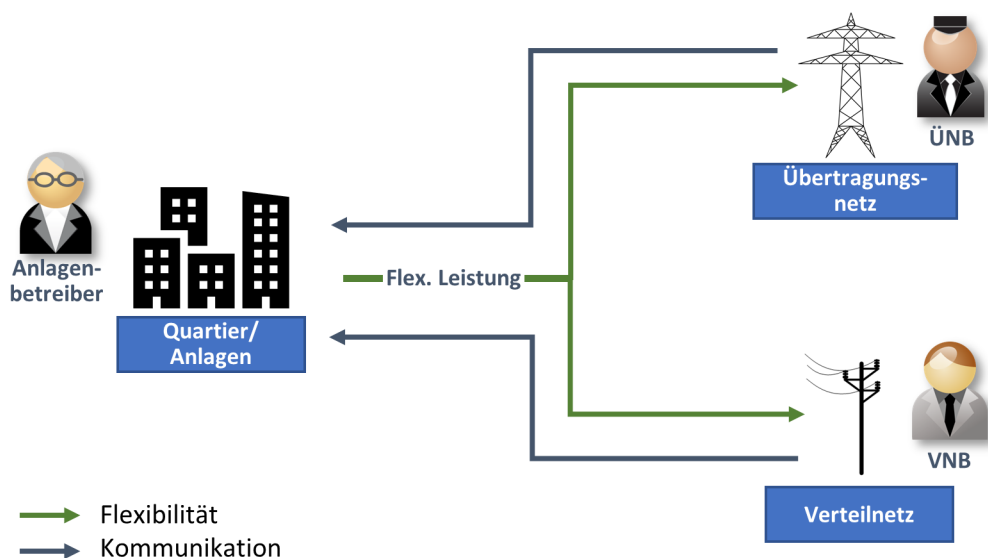
Entsprechend dieser beiden Bedarfskategorien werden in den nachfolgenden Kapiteln Anwendungsszenarien entwickelt, mit denen zukünftig in den Versuchsquartieren auf die Bedarfe in Netz und Markt reagiert werden kann.

3.2.1 Anwendungsszenario 1: Flexibilitätsbedarf im Elektrizitätsnetz und -system

3.2.1.1 Kurzbeschreibung des Anwendungsszenarios

Die Leistung der im Quartier verfügbaren flexiblen Anlagen wird bei Engpässen oder kurzfristigen Überschüssen im Stromnetz geregelt, um hierdurch einen Beitrag zum Ausgleich bzw. zur Kompensation zu leisten. Die Verantwortlichen für den Netz- und Systembetrieb (VNB, ÜNB) senden dazu ein Signal an den Anlagenbetreiber bzw. an eine Steuereinrichtung, die wiederum diverse Einzelanlagen (Technische Einheiten) danach steuern.

Abbildung 1: Bereitstellung von Flexibilität für das Elektrizitätsnetz



Quelle: Eigene Darstellung

3.2.1.2 Ziel des Anwendungsszenarios

Das Anwendungsszenario kann zur Erreichung zweier Ziele genutzt werden.

Einsatz von Flexibilitäten zur Beherrschung lokal kritischer Netzsituationen (Engpassmanagement)

Unter Engpassmanagement fallen alle Maßnahmen, die ein Netzbetreiber einsetzen kann, um Netzengpässe bei Stromtransport und -verteilung in seinem Netz zu vermeiden oder zu beheben.

Ziel ist es, flexible dezentrale Anlagen anzusteuern, um bei Netzengpässen im Übertragungs- sowie im örtlichen Verteilnetz zusätzliche Ausgleichsmöglichkeiten zu schaffen. Der Einsatz vieler Flexibilitäten ersetzt dann beispielsweise das Einspeisemanagement bei Windkraftanlagen oder den Einsatz von Reservekraftwerken. Auch Engpässe im Verteilnetz können durch den Abruf lokal verfügbarer Flexibilitäten vom VNB kompensiert werden.

Einsatz von Flexibilitäten zur Bereitstellung von Systemdienstleistungsprodukten für einen ÜNB, insbesondere Regelleistung zur Frequenzhaltung und Beiträge zur Spannungshaltung⁷

Die Quartiersanlagen können – gebündelt mit weiteren dezentralen Anlagen – sowohl positive Regelleistung (erhöhte Netzeinspeisung bzw. Reduktion der Stromnachfrageleistung), als auch negative Regelleistung (erhöhte Strombezugsleistung bzw. reduzierte Netzeinspeisung) bereitstellen.

3.2.1.3 Voraussetzungen für das Anwendungsszenario

Folgende Voraussetzungen müssen für den Einsatz dezentraler Flexibilitäten gegeben sein:

- Bedarf des Netzbetreibers (ÜNB, VNB)
- Verfügbarkeit und Betrieb einer Kommunikationsanbindung für dezentrale Flexibilitäten
- Zeitliche und örtliche Verfügbarkeit von Flexibilitäten, ggf. Ort der Flexibilitäten (im Verteilnetz) von Bedeutung
- Bei Einsatz lokaler Flexibilitäten im Verteilnetz zum Nutzen des Übertragungsnetzes: Kooperation zwischen VNB und ÜNB beim Abruf von Leistung (ggf. begrenzte Leitungskapazität im Verteilnetz), entgegengesetzte Abrufe vermeiden
- Rechtliche Grundlagen (z.B. EnWG §14a oder SINTEG VO)
- Wirtschaftlicher Anreiz für Anlagenbetreiber bzw. Anbieter von Flexibilitäten

⁷ Die für die Funktionstüchtigkeit der elektrischen Energieversorgung unbedingt erforderlichen Leistungen werden als Systemdienstleistungen bezeichnet und sind durch die ÜNB zu erbringen. Dazu zählen: Frequenzhaltung, Spannungshaltung, Betriebsführung und Versorgungswiederaufbau.

Für die Erbringung von Systemdienstleistungen greifen die ÜNB u.a. auf marktverfügbare Systemdienstleistungsprodukte zurück. Der aktuell häufigste Anwendungsfall für Flexibilitäten aus dezentralen Anlagen zur Bereitstellung von Systemdienstleistungsprodukten, ist die Vorhaltung/ Bereitstellung von Regelleistung.

Die ÜNB organisieren die Nachfrage nach Regelleistung über einen durch den Regulierer (BNetzA) kontrollierten Marktplatz. Auf diesem Marktplatz rufen die ÜNB im Einklang mit den Regelungen der europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) Regelleistung in Form von drei verschiedenen Produkten ab: Primärregelleistung, Sekundärregelleistung und Tertiärregelleistung (auch Minutenreserve genannt). *Für die Vorhaltung von Primär- und Sekundärregelleistung bekommen die Teilnehmer am Regelleistungsmarkt eine Vergütung (Leistungspreis). Im Einsatzfall werden die Akteure, die Minutenreserve und Sekundärreserve bereitstellen, mit einem zusätzlichen Arbeitspreis entlohnt.*

3.2.1.4 Mögliches Akteurs- und Erlösmodell

Reduziertes Netzentgelt für netzdienliche Erzeugungs- und Verbrauchseinrichtungen (vgl. EnWG §14a) bzw. ggf. zusätzliche Erlöse für den Abruf von Systemdienstleistungsprodukten.

Beteiligte Akteure

- ÜNB: Verantwortung über Vorhaltung, Abruf und ggf. marktwirtschaftlichen Vergabeprozess für die Systemsicherheit und Systemstabilität sowie des Netzbetriebs im Übertragungsnetz
- VNB: Sicherstellung funktionsfähiger und effizienter Infrastruktur für Stromverteilung und –transport, Zusammenwirken mit ÜNB bei der Betriebsführung der Stromnetze
- Flexibilitätseigner: Darbietung von Flexibilitätsprodukten und deren technischer Verfügbarkeit
- Ggf. Energielieferanten, Betreiber virtueller Kraftwerke und Aggregatoren von Lasten als Nachfrager von einzelnen Flexibilitäten (z.B. aus Quartieren) oder Anbieter gebündelter Flexibilitäten

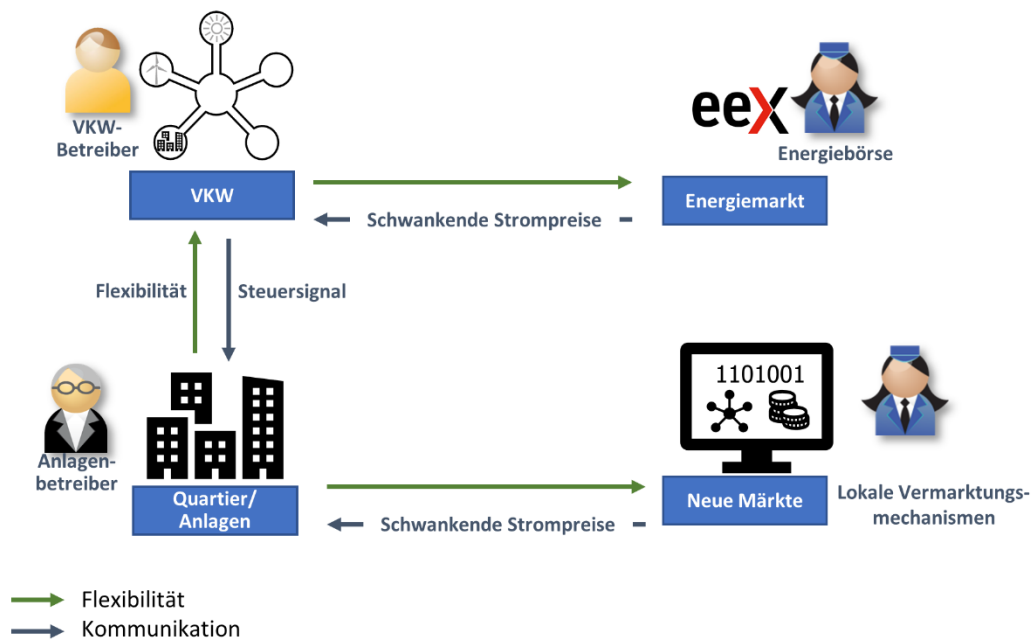
3.2.2 Anwendungsszenario 2: Flexibilitätsbedarf im Strommarkt

3.2.2.1 Kurzbeschreibung des Anwendungsszenarios

Das Quartier mit seinen Anlagen zur Energieerzeugung, -verbrauch und -speicherung kann sein Flexibilitätspotential über verschiedene Marktplätze vermarkten. Hierbei wird die Möglichkeit, flexibel elektrische Energie bereitzustellen bzw. zu verbrauchen genutzt. Zu den Vermarktungsoptionen zählen z.B.:

- **Einbringung der quartiersbezogenen Flexibilitäten in virtuelles Kraftwerk (VKW):**
Dabei werden die Anlagen zusammen mit weiteren Teilnehmern des VKW optimiert betrieben und der erzeugte Strom gewinnbringend auf überregionalen Marktplätzen vermarktet. Dadurch wird der Zugang zu verschiedenen Märkten ermöglicht, die bisher größeren Anlagen vorbehalten sind. Durch die Bündelung ihrer Erzeugung in einem virtuellen Kraftwerk werden beispielsweise Anlagen mit fluktuierender Erzeugung erst grundlastfähig.
- **Direkte Marktanreize für Flexibilität:**
Schon heute zeichnen sich Trends zu alternativen Vermarktungskonzepten für elektrische Energie ab. Dies gilt z.B. für die dezentrale Erzeugung von Energien in Gebäuden und Quartieren sowie Mieterstromprojekten, bei denen ein Anlagenbetreiber den Bewohnern lokal erzeugten Strom direkt verkauft. Im Zuge des Smart-Meter Rollouts wird die zeitliche Korrelation von Erzeugung und Verbrauch monetär an Bedeutung gewinnen. Dies schafft Anreize für ein flexibles Verhalten von elektrischen Energieerzeugern und -verbrauchern. Heute übliche Mess- und Abrechnungsmodelle wie das Summenzählermodell bzw. synthetische Lastprofile könnten durch eine Abrechnung von realen Strommengen ersetzt werden. Dadurch entstehen höhere Anreize für dezentrale Flexibilitäten mit denen lokalen Erzeugung und Verbrauch ausgeglichen werden können.
Ebenso wurde im neuen KWKG für KWK-Anlagen ein erster Flexibilitätsmechanismus für Anlagen verankert, die ab dem Jahr 2016 in Betrieb genommen wurden. Dieser Mechanismus fördert eine flexible Betriebsweisen, in dem er die Aussetzung des KWK-Zuschlags in Zeiten negativer Strompreise ermöglicht (Energienetz Mitte, 2017).

Abbildung 2: Flexibilität für ein virtuelles Kraftwerk



Quelle: Eigene Darstellung

▪ **Vermarktungsmöglichkeiten der Flexibilität:**

- Vermarktung von Flexibilität über ein Virtuelles Kraftwerk/ Aggregator am konventionellen Energiemarkt: Day-Ahead-Markt, Intraday-Markt, Terminmärkte
- Unter Umständen: Direkte Vermarktung von dezentraler flexibler Energie an neuen Energiemärkten – Handel bis kurz vor Echtzeit

3.2.2.2 Ziel des Anwendungsszenarios

Ziel des Szenarios ist es, durch eine Flexibilisierung der Stromerzeugung sowie des Stromverbrauchs in Gebäuden bzw. Wohnquartieren auf variierende Strompreise reagieren zu können.

Dadurch wird ein Beitrag zur Flexibilität und Liquidität des Marktes geleistet, was wiederum die Integration von fluktuierender Erzeugung aus Windkraft und Photovoltaik unterstützt.

Für die Vermarktung von Strom im Großhandelsmarktplätzen ist eine Bündelung der dezentralen Erzeugung (oder dezentraler Lasten) über virtuelle Kraftwerke (VKW) erforderlich. Dadurch werden erst die Zugangsvoraussetzungen (insbesondere Mindestleistung) zu den Marktplätzen erreicht. In einem VKW werden daher im organisierten Verbund dezentrale Anlagen zu marktfähigen, zeitlich flexiblen Energieprodukten im Megawattbereich gebündelt. Je nach Zusammensetzung des Anlagenpools können diese Produkte unterschiedlich aussehen und langfristig oder auch sehr kurzfristig angeboten werden.

Innerhalb der letzten Dekade haben sich immer mehr Modelle für eine lokale Direktvermarktung von Strom aus regenerativen Energien, wie beispielsweise Mieterstrom, etabliert. Es ist zudem denkbar, dass in Verbindung bzw. infolge des Smart Meter-Roll-Out in den nächsten Jahren weitere Möglichkeiten zur lokalen Stromvermarktung entstehen.

Ergänzend zu der Vermarktung der Flexibilität bzw. Energie über ein virtuelles Kraftwerk kann eine herkömmliche Vermarktung mit neuen Tarifbestandteilen genutzt werden. Das KWKG wurde im Paragraph 7 um einen Absatz erweitert, der besagt, dass bei einem negativen Auktionspreis (day-ahead) an der Strombörse für entsprechende Zeiträume der Anspruch auf Zahlungen auf null reduziert.

3.2.2.3 Voraussetzungen für das Anwendungsszenario

Folgende Voraussetzungen müssen für die Umsetzung des Modells gegeben sein:

- Verfügbarkeit dezentraler Erzeugungsanlagen (sowie flexibler Stromlasten und Energiespeicher)
- Direktvermarktung dezentraler Stromerzeugung durch Anlagenbetreiber auf lokalen/ regionalen Marktplätzen und/ oder auf überregionalen Marktplätzen
- Betrieb von virtuellen Kraftwerken durch Direktvermarkter, Stromlieferanten bzw. Bilanzkreisverantwortliche und Aufnahme von dezentralen (kleinen) Flexibilitäten z.B. aus Stadtquartieren
- Abbau von Zugangshürden zu Märkten
- Schaffung wirtschaftlicher Anreiz für Anlagenbetreiber bzw. Anbieter von Flexibilitäten
- Standardisierung (Schnittstellen/ Protokolle z.B. in Form von VHP-ready) für einfache Anbindung und Abwicklung von Flexibilitäten

3.2.2.4 Mögliches Akteurs- und Erlösmodell

Das Erlösmodell für (dezentrale) flexible Erzeuger basiert auf der Vermarktung der Stromerzeugung (und/ oder von Speichern und/ oder dezentralen flexiblen Stromlasten). Hierfür können überregionale und/ oder lokale/ dezentrale Marktplätze genutzt werden. Eine Option besteht auch in der Direktvermarktung der dezentralen Stromproduktion aus BHKW und PV im Quartier (ggf. unter Einbeziehung von Abnehmern in der direkten Nachbarschaft).

Eine weitere Vermarktungsmöglichkeit liegt schließlich in der Bündelung (verteilter) dezentraler Stromproduktion durch den Betreiber eines virtuellen Kraftwerks, wobei üblicherweise die Schalthoheit beim Betreiber der Anlage verbleibt. Das virtuelle Kraftwerk kann die Energie sowohl an einem Day-Ahead-Markt wie auch an einem Intraday-Markt oder auf Terminmärkten anbieten.

Zu guter Letzt kann die dezentrale Stromerzeugung gegen Vergütung als Ausgleichsenergie für Bilanzkreisverantwortliche zur Verfügung gestellt werden.

Besonderheiten virtueller Kraftwerke

Virtuelle Kraftwerke nehmen bereits heute mit ihren Anlagenpools an den Energie-/ Flexibilitätsmärkten teil. Bisher werden jedoch aufgrund der hohen damit verbundenen Transaktionskosten v.a. größere Anlagen ab einer Leistung von etwa 200 kW_{el} gepoolt.

Beteiligte Akteure

- Betreiber dezentraler Stromerzeugungsanlagen (und anderer dezentraler Flexibilitäten) im Quartier

- VKW-Betreiber (bzw. Vermarkter/ Bilanzkreisverantwortlicher): Organisiert das virtuelle Kraftwerk und sorgt für entsprechende Zugänge zu verschiedenen Märkten. Durch die Optimierung des Portfolios wird für alle Beteiligten ein hoher Erlösl gesichert.
- Kunden (Stromabnehmer) im dezentralen Umfeld
- Überregionale Marktplätze (Strombörse): Setzen die Großhandels-Marktprozesse im Intraday, Day-Ahead und auf Terminmärkten um.

4 Auswertung und weiteres Vorgehen

In den vorangegangenen Abschnitten wurden Anwendungsszenarien entworfen, die auf die Deckung der derzeit bekannten Flexibilitätsbedarfe durch Quartiere auf der Netz- und Marktebene des Energiesystems abzielen.

In der Praxis ist es möglich, dass die Flexibilitätspotentiale aus Quartieren je nach Verfügbarkeit und Nachfrage für verschiedene Zwecke eingesetzt werden. Demnach ist denkbar, dass die Flexibilitätsprodukte, je nach aktuellem Bedarf, über unterschiedliche Handels- und Vermarktungsmechanismen angeboten werden. Die in den Anwendungsszenarien dargestellten Akteurs- und Erlösmodelle auf der Netz- und Marktebene sind daher nicht als sich ausschließende Optionen zu verstehen, sondern können auch in Kombination genutzt werden. Damit sind zahlreiche Varianten der Modelle denkbar. So kann z.B. der Quartiers- bzw. Anlagenbetreiber die Flexibilität grundsätzlich direkt dem Übertragungsnetzbetreiber anbieten oder einen VKW-Betreiber als Vermittler nutzen. Das VKW wiederum stellt eine von mehreren Möglichkeiten für die Bündelung und Vermarktung von Flexibilität aus Quartieren dar. Sie können aber z.B. auch auf lokalen Energiemarktplätzen angeboten werden.

Für die spätere Erprobung der Szenarien und die Entwicklung von Geschäftsmodellen ist die Identifizierung von Umsetzungspartnern entscheidend, mit denen Nutzen- und Erlösmodelle erprobt werden können. Erst dadurch lassen sich konkrete Wertschöpfungsketten realisieren.

In der nachfolgenden Auswertung der Szenarien (siehe Tabelle 1) sind die grundlegenden Mechanismen der Modelle nochmals zusammengefasst.

Tabelle 1: Zusammenfassung von Flexibilitätsbedarfen und ihrer Ausprägung

Flexibilitätsbedarf	Ziel/ Nutzen	Mechanismus	Notwendiger Akteur/ Partner
Netz-/ Systemseitig	Engpassmanagement – Strom/ Spannung	Engpassmanagement/ Redispatch	ÜNB u.U. auch VNB
	Frequenzstabilität	Regelleistung	Netzregelverbund bzw. ÜNB
	Weniger EE abregeln	EinsMan	v.a. VNB
Marktseitig	Kurzfristige Energiebedarfe/- Überschüsse handeln; Glattstellung von Bilanzkreisen, Prognoseabweichungen	Spotmarkt, Intraday-Markt	Aggregator/ VKW
		Spotmarkt, Day-Ahead- Markt	Aggregator/ VKW
	Optimierung Energieeinkauf für: <ul style="list-style-type: none"> ▪ Langfristige Märkte ▪ (lokale) Direktvermarktung 	Terminmärkte z.B. Mieterstrom	Aggregator/ VKW
	Optimierung nach KWKG	Aussetzung des KWK Zuschlags	-

Quelle: Eigene Darstellung

Es wird deutlich, dass aufgrund der verschiedenen Ziele und Mechanismen für Flexibilitäten aus Quartieren, die Einbindung eines vermittelnden Akteurs nutzbringend ist. Ein solcher Akteur könnte z.B. ein Energiedienstleister sein, der sowohl als Vermittler und/ oder Aggregator zu verschiedenen Netz- und Marktmechanismen wirkt und gleichzeitig die technische Umsetzung garantieren kann. Aus Sicht eines Quartierseigners bzw. des Eigners von quartiersbezogenen Flexibilitäten, ist dabei weniger entscheidend, welcher Mechanismus der Flexibilität zugrunde liegt und über welche Plattform oder welchen Marktplatz die Flexibilität angeboten wird. Wichtiger ist, dass ein Erlös erzielt wird, der ausreichend große Anreize zur aktiven Flexibilitätsvermarktung bietet.

Detailliertere Vorschläge für die Umsetzung und Erprobung der in Kap. 3 beschriebenen Einsatzfelder bzw. Szenarien für Flexibilität aus Quartieren werden in einem gesonderten Bericht erläutert. Für die Ausarbeitung der Umsetzungsvorschläge wird sowohl Kontakt zu Partnern aus WindNODE als auch möglichen externen Kooperationspartnern aufgenommen.

Nach einer abschließenden Bewertung und Einordnung der Anwendungsszenarien und der Umsetzungsvorschläge werden diese auch die Grundlage für die Entwicklung von Geschäftsmodellen in AP 8.2.8 bilden.

5 Literatur

- BMWi. (2017). *Ergebnispapier: Strom 2030—Langfristige Trends – Aufgaben für die kommenden Jahre*. Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi).
- Ecofys. (2016). *Flex-Efficiency. Ein Konzept zur Integration von Effizienz und Flexibilität bei industriellen Verbrauchern. Studie im Auftrag von Agora Energiewende*. Berlin: Ecofys.
- Energienetz Mitte. (2017). Zuschlags-/Förderanspruch bei negativen Preisen | EnergieNetz Mitte. Abgerufen 11. Januar 2018, von <http://www.energienetz-mitte.de/kunden/eeg-einspeisung/einspeisung/zuschlags-foerderanspruch-bei-negativen-preisen/>
- Styczynsk, Z. A. (2015). *Demand-Side-Management im Strommarkt*. Magdeburg und Aachen: Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina acadtech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften Union der deutschen Akademien der Wissenschaften.
- Umweltbundesamt. (2017). Energieverbrauch nach Energieträgern, Sektoren und Anwendungen | Umweltbundesamt. Abgerufen 1. November 2017, von <https://www.umweltbundesamt.de/daten/energiebereitstellung-verbrauch/energieverbrauch-nach-energetraegern-sektoren>
- Ute von Reibitz. (1992). *Szenario-Technik: Instrumente für die unternehmerische und persönliche Erfolgsplanung (2.)*. Wiesbaden: Springer Fachmedien.
- WindNODE Konsortium. (2017). *WindNODE – Das Schaufenster für intelligente Energie aus dem Nordosten Deutschlands (Kurzversion der GVB)*. Berlin: WindNODE Konsortium.