FORSCHUNGSBERICHTE ZUM ENERGIESYSTEM X.0

Nr. 1: Intelligente und effiziente Vernetzung von Energieerzeugern und -verbrauchern auf Quartiersebene

Studienreihe und Ergebnisbericht NEW 4.0

EKSH
Gesellschaft für Energie und Klimaschutz Schleswig-Holstein GmbH

INHALTSVERZEICHNIS

VORWORTE | 3

STUDIENLEITUNG | 4

1 PEER-TO-PEER-ENERGIELIEFERUNGEN IN QUARTIEREN
Prof. Dr. Christian Buchmüller, Dr. Maximilian Hemmert-Halswick, Fachhochschule Westküste | 5

2 „EQUARTIER“ – STATUS QUO UND WEITERENTWICKLUNGSBEDARF ZUR INTELLIGENTEN VERNETZUNG VON ENERGIEANLAGEN
Prof. Dr.-Ing. Reiner Schütt, Dr. Frank Schiller, Dr.-Ing. Nassipkul Dyussembekova, Fachhochschule Westküste | 25

3 ENERGIEWENDEPOTENZIALE VON QUARTIEREN UND QUARTIERSGRÖSSE
Prof. Dr.-Ing. J.-Christian Töbermann, Dr.-Ing. Young Jae Yu, Technische Hochschule Lübeck | 69

4 POTENZIALE VON ENERGIESPEICHERN UND DER SEKTORENKOPPLUNG FÜR EIN OPTIMIERTES NETZMANAGEMENT
Prof. Dr.-Ing. Marco Liserre, Frederik Hahn, Marius Langwasser, Christian-Albrechts-Universität zu Kiel | 97

5 TECHNISCHE LÖSUNGEN UND POTENZIALE ZUR ABSTIMMUNG VON ENERGIEERZEUGUNG UND -VERBRAUCH AUF QUARTIERSEBENE
Prof. Dr. Andreas Luczak, Fachhochschule Kiel | 125

6 KI-BASIERTES FORECASTING UND MICROFORECASTING VON ENERGIEERZEUGUNG UND -VERBRAUCH IN DEZENTRALEN STRUKTUREN
Prof. Dr. Jan-Hendrik Meier, Prof. Dr. Stephan Schneider, Holm Voss, Anna-Katharina Dhungel, Fachhochschule Kiel | 154

7 DIGITALE VERNETZUNG, SELBSTSCHÜTZENDE VERNETZUNG, DATENANALYSE UND DATA MINING
Prof. Dr. Olaf Landsiedel, Prof. Dr. Agnes Koschmider, Prof. Dr.-Ing. Sven Tomforde, Christian-Albrechts-Universität zu Kiel | 175

8 DIGITALISIERUNG IM FOKUS: „DAS ENERGIESYSTEM DER ZUKUNFT“
Ergebnisbericht über das Verbundprojekt NEW 4.0 von Hamburg und Schleswig-Holstein (2017 bis 2020) | 209

IMPRESSUM | 221

VORWORTE

Die EKSH hat in sieben wissenschaftlichen Studien untersuchen lassen, welche Rollen digitale Prozesse bei der Transformation des Energiesystems auf Quartiersebene spielen können. Ziel war hierbei zu erforschen, ob ein Ausgleich von erzeugter und genutzter Energie im Quartier unter ökologischen und ökonomischen Gesichtspunkten technisch umsetzbar ist.
Zuerst wurden die mit dem gerade überarbeiteten EEG vorhandenen Möglichkeiten einer direkten Lieferung von Strom innerhalb eines Quartiers betrachtet. Wie ist ein Quartier definiert und was ist eine optimale Quartiersgröße zum Ausgleich zwischen vor Ort erzeugter erneuerbarer Energie und Verbrauch? Was können hierzu Speicher und die Sektorenkopplung beitragen? Welche neuen Möglichkeiten ergeben sich mit den digital erfassten Daten für Erzeugung und Verbrauch für einen automatisierten Lastenausgleich? Wie sieht es z. B. mit dem Datenschutz aus? Die Studien geben Antworten auf diese Fragestellungen und zeigen auch, wo weiterer Forschungsbedarf besteht.
Abgerundet wird der Studienband durch einen Bericht über das vor Kurzem abgeschlossene Projekt NEW 4.0. Über das Bindeglied „Digitalisierung“ wurden dazu in einem ganzheitlichen und sektorenübergreifenden Ansatz zukunftsfähige Technologien, Techniken, Infrastruktur, Märkte, Regulatorik und Gesellschaft in die Schaffung einer Blaupause für die deutsche Energiewende integriert.

Stefan Sievers, Geschäftsführer

Sieben schleswig-holsteinische Hochschulen haben sich Ende 2011 zu einer GbR zusammengeschlossen, um gemeinsam mit dem Land Schleswig-Holstein und der HanseWerk AG die gemeinnützige Gesellschaft für Energie und Klimaschutz Schleswig-Holstein GmbH (EKSH) zu gründen. Ziel war und ist es, Energieforschungsprojekte mit Relevanz für Schleswig-Holstein und zur Beförderung der Energiewende zu unterstützen. Immer öfter geht es dabei auch um interdisziplinäre Fragestellungen und hochschulübergreifende Zusammenarbeit. Vier Hochschulen haben mit den Untersuchungen ihrer Wissenschaftlerinnen und Wissenschaftler zum vorliegenden ersten Band unserer neuen Publikationsreihe „Forschungsberichte zum Energiesystem X.0“ beigetragen. Keiner weiß, welche Zahl am Ende das X ersetzen wird. Eines aber ist sicher: Die gemeinsame Bearbeitung von Forschungsfragen kann den Prozess zur Transformation des Energiesystems maßgeblich beschleunigen.
Unser gemeinnütziger Auftrag verpflichtet uns, über von uns geförderte Forschungsergebnisse breit zu informieren. Mit der neuen Reihe schaffen wir dafür eine geeignete Plattform.

Prof. Dr. Stefan Fischer, Vorsitzender der Gesellschafterversammlung
Vizepräsident der Universität zu Lübeck

STUDIENLEITUNG

Prof. Dr. Christian Buchmüller

Fachhochschule Westküste
Fachbereich Wirtschaft
(Europäisches Wirtschaftsrecht)
T 0481 8555-562
buchmueller@fh-westkueste.de

Prof. Dr. Olaf Landsiedel

Christian-Albrechts-Universität
zu Kiel
Institut für Informatik
(Verteilte Systeme)
T 0431 880-4480
ol@informatik.uni-kiel.de

Prof. Dr. Andreas Luczak

Fachhochschule Kiel
Institut für Physik und Allgemeine
Elektrotechnik
T 0431210-4157
andreas.luczak@fh-kiel.de

Prof. Dr. Stephan Schneider

Fachhochschule Kiel
Institut für Wirtschaftsinformatik
T 0431 210-3513
stephan.schneider@fh-kiel.de

Prof. Dr.-Ing. J.-Christian Töbermann

Technische Hochschule Lübeck
Fachbereich Elektrotechnik und
Informatik
T 0451 300-5184
christian.toebermann@th-lue-
beck.de

Prof. Dr. Agnes Koschmider

Christian-Albrechts-Universität
zu Kiel
Institut für Informatik
(Wirtschaftsinformatik)
T 0431 880-6387
ak@informatik.uni-kiel.de

Prof. Dr. Marco Liserre

Christian-Albrechts-Universität
zu Kiel
Lehrstuhl für Leistungselektronik
T 0431 880-6100
ml@tf.uni-kiel.de

Prof. Dr. Jan-Hendrik Meier

Fachhochschule Kiel
Institut für Rechnungswesen und
Revision
T 0431 210-3609
jan-hendrik.meier@fh-kiel.de

Prof. Dr.-Ing Reiner Schütt

Fachhochschule Westküste
Fachbereich Technik
(Steuerung/Elektrische Antriebe)
T 0481 8555-350
schuett@fh-westkueste.de

Prof. Dr.-Ing. Sven Tomforde

Christian-Albrechts-Universität
zu Kiel
Institut für Informatik
(Intelligente Systeme)
T 0431 880-4844
st@informatik.uni-kiel.de

FH Westküste
Wirtschaft und Technik

PEER-TO-PEER-ENERGIELIEFERUNGEN IN QUARTIEREN

Prof. Dr. Christian Buchmüller
Dr. Maximilian Hemmert-Halswick

Kurzstudie im Rahmen eines hochschulübergreifenden Forschungsprojekts mit insgesamt sieben Studien in unterschiedlichen Disziplinen zum Thema „Digitalisierung der Energiewende – Intelligente und effiziente Vernetzung von Energieerzeugern und -verbrauchern auf Quartiersebene.

Gefördert von der gemeinnützigen Gesellschaft für Energie und Klimaschutz Schleswig-Holstein GmbH (www.eksh.org)

Datum der Fertigstellung: 22. Februar 2021

Kontakt
Prof. Dr. Christian Buchmüller
Fachhochschule Westküste
Fachbereich Wirtschaft (Europäisches Wirtschaftsrecht)
T 0481 8555-562
buchmueller@fh-westkueste.de

Peer-to-Peer-Energielieferungen in Quartieren

Rechtliche Rahmenbedingungen – Status Quo und Weiterentwicklungsbedarf

Prof. Dr. Christian Buchmüller, Maître en droit / Dr. Maximilian Hemmert-Halswick
Institut für die Transformation des Energiesystems, FH Westküste

A. Ausgangslage und Zielsetzung

Mit dem Voranschreiten der Digitalisierung ergeben sich für die Energiewende neue Möglichkeiten. Der Fokus dieser Vorstudie liegt auf den rechtlichen Rahmenbedingungen für den (direkten) Austausch von erneuerbarer Energie zwischen privaten bzw. kleinen, dezentralen Energieerzeugern und Energieverbrauchern (sog. Peer-to-Peer-Lieferungen, im Folgenden P2P-Lieferungen).

Ziel der Untersuchung ist es, zu ermitteln, ob der gegenwärtige Rechtsrahmen P2P-Lieferungen ermöglicht und unterstützt. Soweit sich Defizite zeigen, werden Perspektiven für eine Weiterentwicklung des Rechtsrahmens aufgezeigt. Zudem wird untersucht, ob ein Bedarf an weitergehender, anwendungsorientierter Forschung im Themenfeld besteht.

In einem ersten Schritt wird erfasst und grob systematisiert, welche Liefer- und Geschäftsmodelle für Peer-to-Peer-Lieferungen in Quartieren in energiewirtschaftlicher und energietechnischer Hinsicht aktuell diskutiert, erforscht und (in Pilotprojekten) bereits umgesetzt werden. In einem zweiten Schritt werden auf Basis der erarbeiteten Erfassung und Systematisierung die regulatorischen Rahmenbedingungen für P2P-Lieferungen in Quartieren untersucht. Gegenstand sind dabei sowohl die Wirtschaftlichkeit als auch die rechtliche Zulässigkeit bzw. die rechtlichen Anforderungen an entsprechende Liefermodelle.

B. Grundlagen

I. Erfassung und Systematisierung bestehender P2P-Projekte

Im Rahmen einer Erfassung und Systematisierung bestehender P2P-Projekte zeigt sich, dass es in Deutschland mittlerweile eine ganze Reihe konkreter Umsetzungsprojekte gibt. Diese sind überwiegend durch eine (sehr) überschaubare Teilnehmerzahl gekennzeichnet (< 50) und weisen einen Pilot- und Testcharakter auf. Projekte finden sich mittlerweile über ganz Deutschland verteilt. In Schleswig-Holstein gibt es – außerhalb von Ansätzen im Großforschungsprojekt NEW 4.0 einerseits und eher durch Marketingaspekten getriebenen Plattformaktivitäten durch etablierte Stromversorger – soweit ersichtlich noch kein konkretes, „echtes“ P2P-Projekt.

Eine systematische Übersicht der erfassten Projekte findet sich im Anhang dieser Studie.

II. Schlussfolgerungen für den Untersuchungsgegenstand

Vor dem Hintergrund der erfassten P2P-Projekte und -Ansätze lassen sich erste Erkenntnisse für den Untersuchungsgegenstand gewinnen, die im Folgenden zusammengefasst werden und die Grundlage der nachfolgenden rechtlichen Darstellung bilden.

1. Zum Begriff der P2P-Lieferung

Unter P2P-Lieferungen werden in der Praxis Energielieferungen „unter Gleichartigen“, also ohne oder nur mit unterstützender Einbindung eines Energieversorgers, verstanden. Im Fokus stehen dabei Energielieferbeziehungen insbesondere zwischen Haushaltskunden. Vor allem

für Privatleute, die sowohl Energie erzeugen (z.B. mit einer PV-Anlage) als auch Energie verbrauchen (sog. Prosumer), sind P2P-Modelle von Interesse. Doch auch reine Verbraucher können in P2P-Lieferungen eingebunden werden.[1]

a) Direkte P2P-Lieferung

P2P-Lieferungen können unterschiedlich organisiert und abgewickelt werden. Die Zielvorstellung vieler Projekte besteht darin, einen direkten Energiehandel zwischen Privaten zu ermöglichen.[2] Auf diese Weise soll neben einer Unabhängigkeit von klassischen Energieversorgern auch eine zunehmende Partizipation Privater an der Energiewende ermöglicht werden, was zu einer effizienteren Nutzung von Energie und volkswirtschaftlich zu Kosteneinsparungen führen soll. Technisch ermöglicht werden solche direkten, „echten" P2P-Lieferungen nicht zuletzt durch die Blockchain-Technologie, mittels derer Transaktionen (z.B. Stromlieferungen) dezentral und fälschungssicher auf einer Vielzahl von dezentralen Rechnern gespeichert werden können.[3] Ergänzt durch automatisiert ausgeführte Regelwerke (sog. Smart Contracts) kann die Blockchain-Technologie die Zusammenführung „in Echtzeit" von fluktuierender, dezentraler erneuerbarer Energieerzeugung und Verbrauch im Haushaltskundenbereich ermöglichen.[4]

b) Einschaltung eines Intermediärs

Da es privaten Energieerzeugern – etwa Einfamilienhausbesitzern mit PV-Anlage – in der Regel an den erforderlichen energietechnischen, energiewirtschaftlichen und IT-technischen Kenntnissen zur Abwicklung einer P2P-Lieferung fehlt, werden P2P-Modelle derzeit überwiegend (noch) über Plattformen organisiert, über die Energieerzeugung und Verbrauch zusammengeführt werden.[5] Der Plattformbetreiber kann dabei unterschiedliche Rollen einnehmen: Er kann einerseits als Zwischenhändler auftreten. In diesem Fall besteht kein wesentlicher Unterschied zur klassischen Energieversorgung, bei der der Versorger Energie einkauft und an Endkunden weiterliefert. Der Plattformbetreiber kann jedoch andererseits auch als reiner Dienstleister im Hintergrund bleiben und die direkte P2P-Lieferung zwischen den Akteuren lediglich unterstützen und abwickeln. Der Fokus der folgenden Betrachtung liegt auf „echten", also direkten P2P-Lieferungen. Soweit in der Praxis relevant, wird jedoch auch auf die mögliche Rolle für Dienstleister eingegangen.

2. Energieträger

P2P-Modelle sind derzeit – soweit ersichtlich – überwiegend auf die Lieferung von Strom (in der Regel aus erneuerbaren Energien) ausgerichtet.[6] Es sind auch andere Formen der P2P-

---

[1] Etwa Pebbles (https://pebbles-projekt.de/), BloGPV (https://blogpv.net/).

[2] Beispielhaft können folgende Projekte genannt werden: Pebbles, Brooklyn Microgrid, Etiblogg (https://www.etiblogg.com/?cli_action=1581323077.694), BloGPV (https://blogpv.net/), LUtricity (hier sind die Peers Business-Solarstrom-Erzeuger, aber auch unter Einsatz von Blockchain, siehe http://energieportal.org/lutricity-a-real-life-auto-balancing-micro-grid-powered-by-ewf-blockchain-technology); Stromodul (https://www.stromodul.de).

[3] Zum Potenzial der Blockchain-Technologie für P2P-Lieferungen vgl. *Buchmüller*, EWeRK 2018, 117 (118 f.) m.w.N.

[4] Dazu ausführlich *Buchmüller*, EWeRK 2018, 117 (118) m.w.N.

[5] Tal.Markt 2.0 (https://www.wsw-online.de/wsw-energie-wasser/privatkunden/produkte/strom/tal-markt/), Enyway (https://www.enyway.com/de), Quartierstrom 2.0 (https://quartier-strom.ch/index.php/homepages/quartierstrom2-0/).

[6] Die Verbraucher können den bezogenen Strom dabei nicht nur für ihre Stromversorgung, sondern auch zur Wärmeerzeugung etwa in Wärmepumpen oder für Elektrofahrzeuge und damit im Mobilitätssektor einsetzen.

Energieversorgung möglich.[7] P2P-Lieferungen zeichnen sich jedoch dadurch aus, dass Private an Private Energie liefern, welches im Stromsektor vergleichsweise einfach möglich ist, da dort für Private unproblematisch die Möglichkeit besteht, sich als Erzeuger zu betätigen. Vor allem aber steht mit dem öffentlichen Stromnetz eine Transportinfrastruktur zur Verfügung, zu der jeder Erzeuger – eine ordnungsgemäße Bilanzierung und Abwicklung vorausgesetzt – für seine Lieferungen grundsätzlich diskriminierungsfrei Zugang hat. Für die Bereiche der dezentralen Wärmeerzeugung oder – perspektivisch – auch der Wasserstofferzeugung durch Private fehlt es neben geeigneten Erzeugungsanlagen hingegen in der Regel insbesondere an einer Transportinfrastruktur, über die Energie zwischen „Peers" geliefert werden kann.[8] Der Fokus der folgenden Untersuchung ist aufgrund ihres Anwendungsbezugs im Folgenden auf P2P-Lieferungen von (Öko-)Strom beschränkt.

3. Quartiersbegriff

P2P-Lieferungen von Strom unterliegen keinen räumlichen Grenzen, solange in Form von Stromnetzen Transportinfrastrukturen vorhanden sind. Entsprechend wurden in Deutschland bereits – als Plattformmodelle – bundesweite Liefermodelle am Markt positioniert.[9] In den meisten der im Anhang aufgeführten Pilotprojekte – insbesondere den „echten" P2P-Modellen auf Blockchain-Basis – zeigt sich jedoch ein sehr lokaler Bezug. Oft geht es um Nachbarn (z.B. im selben Straßenzug), die sich gegenseitig mit Strom beliefern.[10] Ebenso möglich sind Stromlieferungen innerhalb geschlossener Quartiere (z.B. Neubauquartiere), die über ein eigenes, privates Stromnetz verfügen, welches nur über einen einzelnen zentralen Anschluss mit dem öffentlichen Stromnetz des örtlichen Netzbetreibers verbunden ist.[11]

Gegenstand dieser Studie sind P2P-Lieferungen in Quartieren. Festzuhalten ist dabei jedoch, dass der Begriff des Quartiers in technischer, räumlicher und stadtplanerischer Hinsicht keine klaren Konturen aufweist. Im Folgenden werden daher P2P-Lieferungen untersucht, die in einem gewissen räumlichen Zusammenhang erfolgen (Straßenzug, Siedlung, Stadtteil). In energiewirtschaftlicher Hinsicht sollen sowohl Stromlieferungen ohne (z.B. Reihenhausquartier mit privatem Stromnetz) als auch mit Nutzung des öffentlichen Stromnetzes (z.B. innerhalb eines Straßenzuges) untersucht werden.

4. Digitalisierung

Die Digitalisierung ist Enabler, aber auch Treiber für P2P-Liefermodelle.[12]

a) Notwendigkeit digitaler Anwendungen

Das Thema der Peer-to-Peer-Lieferungen ist stark mit der Digitalisierung des Energiemarktes verbunden. Die Konfliktpunkte mit der Architektur des hergebrachten Energieversorgungssystems, das dezentral und top-to-bottom aufgebaut ist, treten schnell zu Tage. Die Einspeisung

---

[7] Beispielhaft kann das Projekt Enerchain (https://enerchain.ponton.de) für den Handel von Gas in Bezug auf den Großhandel genannt werden.
[8] Eine Ausnahme könnte dann bestehen, wenn bestehende Fernwärmenetze anliegen. Allerdings dürfte regelmäßig der technische und wirtschaftliche Aufwand für Netzanschluss und Netzzugang von Kleinerzeugern ans Fernwärmenetz unmöglich oder dem Netzbetreiber unzumutbar sein.
[9] Vgl. etwa die Angebote von enyway (https://www.enyway.com/de) und nordgröön (https://www.nordgroon.de/).
[10] ENaQ (https://www.enaq-fliegerhorst.de/).
[11] Schönauer Modellprojekt (https://www.ews-schoenau.de/die-ews-solaroffensive/modellprojekt/), Lamp (https://energie-suedwest.de/unternehmen/projekte-dienstleistungen/lamp/); Community Ansatz und Regionalität bei SMECS (https://www.smecs-projekt.de/).
[12] Zu weiteren Treibern vgl. *Buchmüller*, EWeRK 2018, 117 (117 f.) m.w.N.

von Strom aus vielen verschiedenen Quellen stellt den Netzbetrieb vor nicht geringe Herausforderungen. Aber etwa auch herkömmliche Messeinrichtungen sind nicht drauf ausgelegt, die Stromflüsse in zwei Richtungen zu erfassen.

Das Herzstück von Peer-to-Peer-Liefermodellen ist die Zuordnung der kleinteiligen, dezentralen Stromerzeugung zu einem ebenso kleinteiligen Verbrauch. Um genau abrechnen zu können, von welchem „Peer" der Verbraucher jeweils Strom bezogen hat, sind digitale Lösungen praktisch unausweichlich. Es muss in solchen Situationen minutengenau gemessen und abgerechnet werden. Dies erfordert den Einsatz von digitalen Lösungen. Über die herkömmlich verwendeten Mess- und Abrechnungstechnologien im Haushaltskundenbereich können P2P-Lieferungen kaum organisiert werden.

b) Digitalisierung als Treiber

Die Möglichkeiten der Digitalisierung erweisen sich nicht nur als Enabler, sondern auch als Treiber von P2P-Modellen. Insbesondere „echte" P2P-Lieferungen in Echtzeit und ohne Einbindung eines Intermediärs werden durch die Blockchain-Technologie überhaupt erst realisierbar. Entsprechend nutzen zahlreiche Pilotprojekte diese Technologie.

Soweit P2P-Lieferungen noch unter Einschaltung eines zentralen Intermediärs (Plattform) erfolgen, übertragen diese Modelle den allgemeinen, mit der Digitalisierung einhergehenden Trend zur „Plattformökonomie" auf den Bereich der Stromlieferung.[13]

C. Rechtliche Bewertung von Peer-to-Peer-Stromliefermodellen

Bei der rechtlichen Bewertung von P2P-Modellen gilt es zunächst, die berührten Rechtsgebiete zu identifizieren. Zuvörderst geht es um das Energierecht (I.). Daneben dürfen jedoch auch andere Rechtsgebiete nicht außer Acht gelassen werden (II.). Besonders bei fortschrittlichen digitalen Anwendungen ist stets an datenschutzrechtliche Belange zu denken. Bei automatisch sich vollziehenden Verträgen spielt überdies auch das Vertragsrecht eine Rolle. Die folgende Darstellung ist aufgrund ihres beschränkten Umfangs auf die wesentlichen Grundzüge des zu beachtenden Rechtsrahmens beschränkt. Der Schwerpunkt liegt dabei auf dem Energie- und Regulierungsrecht.

I. Energie- und Regulierungsrecht

Bei der Betrachtung des Energie- und Regulierungsrechts soll zwischen dem Status Quo (1.) und möglichen Weiterentwicklungen unterschieden werden (2.).

1. Status Quo

Die Darstellung des Status Quo erfolgt anhand dessen, dass zunächst die für die Wirtschaftlichkeit maßgeblichen rechtlichen Rahmenbedingungen untersucht werden (a). Anschließend werden energiewirtschaftsrechtliche Hürden beleuchtet, die den Aufbau eines P2P-Modells beeinträchtigen können (b).

a) Wirtschaftlichkeit

P2P-Lieferungen sollen einen Beitrag dazu leisten, dass auch kleine Stromerzeuger und Verbraucher unmittelbar an der Energiewende partizipieren können. Freilich sind solche innovativen Konzepte nur dann tragfähig und finden Anhänger, wenn es sich auch wirtschaftlich lohnt.[14] Die Wirtschaftlichkeit von P2P-Projekten wird insbesondere durch drei Parameter

[13] Zur potenziell disruptiven Wirkung der Plattformökonomie auf dem Strommarkt vgl. *Buchmüller*, EWeRK 2018, 117 (117 f.) m.w.N.
[14] *Energy Brainpool*, Impulspapier Energy Sharing, 2020, S. 20.

maßgeblich bestimmt, nämlich den reinen Strompreis, zu dem der Erzeuger liefern kann (aa) sowie indirekte (bb) und direkte (cc) finanzielle Förderinstrumente.

aa) Reiner Strompreis

Der eigentliche Strompreis, das sind die Kosten für den Vertrieb und die Gewinnmarge des Lieferanten, unterliegt grundsätzlich nicht der staatlichen Regulierung und kann vielmehr individuell bestimmt werden.[15] Auch der Prosument als Stromlieferant kann diesen Teil frei bestimmen. Im Rahmen einer Blockchain-Anwendung könnte der Höchstpreis sowohl vom Erzeuger als auch vom Kunden festgelegt werden. Wie dann Transaktionen zustandekommen, ist eine Frage der Programmierung.

Doch auch wenn der Erzeuger grundsätzlich frei ist, seinen Strompreis festzulegen, unterliegt er – zum Teil rechtlich bedingten – wirtschaftlichen Zwängen. So ist zu berücksichtigen, dass die Stromgestehungskosten für die meisten EEG-Anlagen derzeit noch oberhalb des Großhandelspreises für (Grau-)Strom liegen. In der Folge kann ein Anlagenbetreiber den von ihm erzeugten Strom nur so veräußern, dass sein Gesamterlös die Gestehungskosten deckt. Wettbewerbsfähig ist die Vermarktung des erzeugten Stroms – jedenfalls solange dieser als „Grünstrom“ veräußert werden soll – nicht. Faktisch hat dies zur Folge, dass Anlagenbetreiber in der Regel einer Förderung nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) bedürfen.

Will ein Stromerzeuger seinen Strom direkt an Dritte vermarkten und gleichzeitig die gesetzliche Förderung des in Form der Marktprämie in Anspruch nehmen, darf er den von ihm erzeugten Strom jedoch nicht mehr als Grünstrom, sondern nur noch als Graustrom vermarkten. Dies folgt aus dem sog. Doppelvermarktungsverbot des § 80 EEG 2021.[16] Grünen Strom könnte der Stromerzeuger nur liefern, wenn er im Umfang der gelieferten Strommenge Grünstrom-Herkunftsnachweise von anderen, ungeförderten EEG-Anlagen oder ausländischen Anlagen erwerben und entwerten lassen würde. Über die sog. regionale Grünstromvermarktung ist es zwar möglich, unter bestimmten Voraussetzungen zumindest anteilig die gelieferten Grünstrommengen als aus der EEG-Anlage des Betreibers stammend zu vermarkten, sofern ein hinreichender räumlicher Zusammenhang gewahrt bleibt.[17] Die für eine regionale Grünstromvermarktung geltenden rechtlichen Rahmenbedingungen sind jedoch äußerst komplex und sollen an dieser Stelle nicht weiter dargestellt werden.[18]

Verkürzt ist also festzuhalten, dass der Stromerzeuger im Rahmen einer P2P-Lieferung die Wahl hat: Entweder er liefert zu wettbewerbsfähigen Strompreisen, dafür aber unterhalb seiner Stromgestehungskosten Grünstrom an Kunden, oder aber er nimmt unterstützend die Förderung nach dem EEG in Anspruch, darf dann jedoch aus seiner Anlage nur noch „Graustrom“ liefern.[19] Beides ist für die Praxis unbefriedigend. Rein wirtschaftlich kommt aber für Stromerzeuger in der Regel nur die geförderte Direktvermarktung, d.h. die Lieferung von Graustrom (verbunden mit der Entwertung von Herkunftsnachweisen aus anderen Anlagen) in Betracht, da bei dieser die Stromlieferung wirtschaftlich und zugleich wettbewerbsfähig ist.

---

[15] Eine Ausnahme gilt für die Höhe bei Mieterstromlieferungen, § 42a Abs. 4 EnWG.

[16] Das Doppelvermarktungsverbot besagt, dass nicht gleichzeitig die EEG-Vergütung geltend gemacht und die grüne Eigenschaft vermarktet werden darf. Verstöße gegen das Doppelvermarktungsverbot ziehen Sanktionen nach sich (§ 52 EEG 2017). Zum einen wird die Marktprämie für den betreffenden Monat und die folgenden sechs Monate abgezogen, d.h. der Anlagenbetreiber erhält nur den Marktpreis. Daneben stellt der Verstoß auch eine Ordnungswidrigkeit dar, § 80 Abs. 2 EEG.

[17] § 79a EEG 2021.

[18] Eine ausführliche Darstellung findet sich etwa bei *Buchmüller*, EWeRK 2016, 301 (301 f.).

[19] Welche Werbeaussagen ein Anlagenbetreiber im Fall der geförderten Direktvermarktung noch über die Herkunft des von ihm erzeugten Stroms treffen darf, ist abhängig vom Einzelfall und in der Praxis rechtlich noch nicht abschließend geklärt. Vgl. dazu *Buchmüller*, EWeRK 2018, 117 (117 f.) m.w.N.; *Stiftung Umweltenergierecht*, Peer-to-Peer-Energiehandel auf Basis von Blockchains (pebbles), 2020, S. 11, 15 ff.*; Marty,* in: Baumann/Gabler/Günther, EEG, § 78 Rn. 42.

bb) Indirekte Förderung

Wirtschaftliche Anreize für eine P2P-Lieferung können sich aus der Höhe der staatlich induzierten Strompreisbestandteile ergeben. Dies sind die Netzentgelte und die an die Netznutzung anknüpfenden Abgaben und Umlagen, die EEG-Umlage und die Stromsteuer. Zu fragen ist im Folgenden danach, ob sich durch eine P2P-Lieferung Strompreisbestandteile reduzieren lassen. In der Vergangenheit hat der Gesetzgeber Ausnahmen von den staatlich induzierten Strompreisbestandteilen immer wieder als Instrument indirekter Förderung eingesetzt, um bestimmte Erzeugungsformen und Liefermodelle finanziell zu unterstützen.[20]

(1) Netzentgelte

(a) Gegenstand und wirtschaftliche Bedeutung

Das Netzentgelt ist ein Strompreisbestandteil, der ungefähr ein Viertel des zu zahlenden Gesamtpreises ausmacht. Mit den Netzentgelten werden die Kosten der Netzbetreiber abgedeckt. Die Netzentgelte sind – ebenso wie weitere an die Netznutzung anknüpfende Abgaben und Umlagen (z.B. KWKG-Umlage, Konzessionsabgabe, etc.) – im Falle der Durchleitung des Stroms durch das Netz der allgemeinen Versorgung grundsätzlich zu zahlen. Die Netzentgelte sind vom Stromverbraucher zu entrichten. Ihre Höhe richtet sich insbesondere nach der Entnahmeebene. Unabhängig von der Entfernung zwischen Stromerzeugungsanlage und Entnahmestelle sind jedoch stets die Netzentgelte für die Netzebene, an die der Verbraucher angeschlossen ist, sowie für alle höheren Spannungsebenen zu entrichten. Dem liegt die – mittlerweile nicht mehr der Realität entsprechende – Annahme des Gesetzgebers zugrunde, dass Strom grundsätzlich in Großkraftwerken erzeugt, auf der Höchstspannungsebene in das Netz eingespeist und anschließend von Verbrauchern auf unteren Netzebenen entnommen wird.

Eine P2P-Lieferung innerhalb desselben Niederspannungsnetzes wird in der Folge regulatorisch genauso behandelt wie eine Stromlieferung aus einem Atom- oder Kohlekraftwerk. Positive Effekte von P2P-Lieferungen für den Netzbetrieb – etwa die Entlastung höherer Spannungsebenen oder die Verringerung des Netzausbaubedarfs - finden somit derzeit keine regulatorische Anerkennung. [21] Anreize für P2P-Lieferungen ergeben sich aus der bestehenden Netzentgeltsystematik somit nicht. Es wäre also eine rechtspolitische Frage, hier Privilegierungen vorzusehen.[22] Insbesondere im Zuge der Umsetzung des EU-Winterpakets in deutsches Recht könnte diese Frage kurzfristig Bedeutung erlangen (dazu unten C.2.c.).

(b) Begriff des Netzes

Wird für eine Stromlieferung das öffentliche Stromnetz nicht genutzt, fallen keine Netzentgelte an. Dadurch verringern sich die Stromkosten signifikant: gegenwärtig belaufen sich die Netzentgelte für Haushaltskunden (bei einem Jahresverbrauch von 3.500 kWh) im Durchschnitt auf ca. 7 ct/kWh.[23] Für P2P-Lieferungen sind vor diesem Hintergrund Konstellationen von Interesse, die ohne Nutzung des öffentlichen Stromnetzes auskommen. Diese können etwa darin bestehen, dass eine Reihenhaussiedlung ein eigenes Stromnetz betreibt (ohne dass dieses ein Netz im Sinne des EnWG ist).[24] Auch ist an Mieterstrommodelle zu denken, bei denen der Vermieter den Strom an die Mieter über eine auf dem Dach angebrachte Solaranlage liefert.

---

[20] Jüngstes Beispiel ist etwa die Befreiung der Wasserstoffherstellung von der EEG-Umlage durch § 69b EEG 2021.

[21] Dazu auch *Energy Brainpool*, Impulspapier Energy Sharing, 2020, S. 2.

[22] Vgl. *Scholtka/Kneuper*, IR 2019, 17 (20); *Energy Brainpool*, Impulspapier Energy Sharing, 2020, S. 12; siehe auch *Buchmüller*, EWeRK 2018, 117 (119).

[23] *BDEW*, Strompreisanalyse 2020, S. 8, abrufbar unter: https://www.bdew.de/media/documents/201013_BDEW-Strompreisanalyse_Juli_2020-Haushalte_und_Industrie.pdf.

[24] Eine solche Inselanlage liegt vor, wenn die Anlage zur Eigenversorgung (1) über keinerlei Netzanschluss, unmittelbar oder mittelbar, mit dem Netz der allgemeinen Versorgung verbunden ist und auch (2) die lokale Leitungsstruktur kein Netzstatus hat, hierzu *Hampel*, EWeRK 2016, 209.

Ob im Einzelfall ein öffentliches Stromnetz genutzt wird oder nicht, ist in der Praxis jedoch eine komplexe Frage. Die Abgrenzung verläuft entlang des Netzbegriffes, der im EnWG nicht definiert ist.[25] Für die Praxis von besonderer Bedeutung ist, dass sog. *Kundenanlagen* nicht als Netze im Sinne des EnWG gelten. Für Stromlieferungen innerhalb von Kundenanlagen sind somit auch keine Netzentgelte zu entrichten. Der Begriff der Kundenanlage ist in § 3 Nr. 24a EnWG legaldefiniert. Gegeben sein muss demnach eine enge räumliche Verbindung zwischen den an die Anlage angeschlossenen Abnehmern und der Betrieb darf nicht zu einer Verfälschung des Wettbewerbs (im Strommarkt) führen.[26] Da der Begriff der Kundenanlage als Ausnahmefall eng auszulegen ist, dürften insbesondere größere Quartiere oder P2P-Konzepte, häufig kaum umherkommen, dass das Netz im Quartier bzw. die Transportleitungen als Netz der allgemeinen Versorgung eingestuft werden. Zumindest für kleinere Konzepte kann dies aber anders aussehen. So hat der Bundesgerichtshof kürzlich das Versorgungsnetz einer Wohnungseigentümergemeinschaft in einer Reihenhaussiedlung mit 20 Objekten noch als Kundenanlage angesehen.[27]

Netzentgelte fallen mangels Nutzung eines Netzes im Sinne des EnWG auch dann nicht an, wenn es sich um eine *Direktleitung* handelt. In dieser Variante der Belieferung besteht nur eine Leitung zwischen der Erzeugungsanlage und dem Verbrauchsort. Dies kann sich in Einzelfällen anbieten, bildet jedoch nicht das phänotypische Konzept von P2P-Lieferungen ab. Bei einer Direktleitung ist zwar auch eine (geschäftliche) P2P-Beziehung gegeben. Man denke etwa an eine Windenergieanlage, die ihren Strom an eine Elektrolyseanlage liefert. Derartige Lieferkonstellationen bilden jedoch nicht den Gegenstand dieses Beitrags.

(2) EEG-Umlage

Ein weiterer Strompreisbestandteil, der bei P2P-Konstellationen genauer zu betrachten ist, ist die EEG-Umlage. Die EEG-Umlage dient dazu, die Förderung von Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien durch das EEG zu finanzieren. Grundsätzlich muss sie vom Übertragungs- bzw. Netzbetreiber bei jedem Stromverbrauch durch einen Letztverbraucher erhoben werden (§ 61 EEG 2021). Hiervon gibt es insbesondere für Eigenversorger Ausnahmen.

Zur Ermittlung der Wirtschaftlichkeit von P2P-Stromlieferungen kann die Frage aufgeworfen werden, ob ein P2P-Konzept eine Form der privilegierten Eigenversorgung darstellt. Nach § 61 EEG sind zwar auch Selbstverbraucher grundsätzlich zur Zahlung der EEG-Umlage verpflichtet. Bei der Eigenversorgung aus einer EEG-Anlage gilt nach § 61b Abs. 1 EEG 2021 jedoch eine Reduzierung der EEG-Umlage auf 40 %, bei einer Eigenversorgung aus kleineren Anlagen bis 30 kW_{el} entfällt nach § 61b Abs. 2 EEG 2021 die Zahlungspflicht ganz.

Voraussetzung für eine Verminderung der EEG-Umlage ist jedoch eine „Eigenversorgung". Diese ist in § 3 Nr. 19 EEG 2021 definiert als *„der Verbrauch von Strom, den eine natürliche oder juristische Person im unmittelbaren räumlichen Zusammenhang mit der Stromerzeugungsanlage selbst verbraucht, wenn der Strom nicht durch ein Netz durchgeleitet wird und diese Person die Stromerzeugungsanlage selbst betreibt."*

Für Quartierskonzepte könnte das Eigenversorgungsprivileg zumindest dann interessant sein, wenn das öffentliche Stromnetz nicht genutzt wird (d.h. innerhalb einer Kundenanlage) und ein unmittelbarer räumlicher Zusammenhang zwischen Stromerzeugung und Stromverbrauch gewahrt bleibt. Allerdings scheitert eine Eigenversorgung und insbesondere auch eine „gemeinschaftliche" Eigenversorgung mehrerer aus einer EEG-Anlage daran, dass eine Eigenversorgung nach den gesetzlichen Vorgaben eine strenge Personenidentität zwischen

[25] Mit dieser Feststellung OLG Düsseldorf, EnWZ 2018, 371 (373). Das EEG enthält eine solche Definition, die nach vertretener Ansicht auch für die Umschreibung des EnWG-Netzbegriffs taugt. Nach § 3 Nr. 35 EEG ist damit gemeint die „Gesamtheit der miteinander verbundenen technischen Einrichtungen zur Abnahme, Übertragung und Verteilung von Elektrizität für die allgemeine Versorgung".
[26] Höchstrichterliche Konkretisierung in BGH, Beschluss v. 12.11.2019 − EnVR 65/18, EnWZ 2020, 265.
[27] BGH, Beschluss v. 12.11.2019 − EnVR 66/18.

dem Betreiber der Stromerzeugungsanlage und dem Stromverbraucher erfordert.[28] Sobald insoweit in Bezug auf die beteiligten natürlichen oder juristischen Personen eine Personenverschiedenheit besteht, scheidet eine Eigenversorgung aus. P2P-Lieferungen eines Stromerzeugers an einen Dritten können – jedenfalls im derzeit geltenden Rechtsrahmen – somit gerade nicht als Eigenversorgung eingeordnet werden. [29] Die EEG-Umlage fällt daher stets voll an.[30]

(3) Stromsteuer

Bei jeder Entnahme von Strom fällt die Stromsteuer an. Sie beträgt gemäß § 3 StromStG 2,05 ct/kWh. Eine Stromsteuerbefreiung kommt bei P2P-Liefermodellen insbesondere bei räumlicher Nähe in Betracht. Denn gemäß § 9 Abs. 1 Nr. 3 lit. b) StromStG ist von der Stromsteuer die Lieferung von Strom befreit, der in einer Anlage mit einer elektrischen Nennleistung von bis zu 2 MW aus erneuerbaren Energien erzeugt wird und von Letztverbrauchern im räumlichen Zusammenhang zu der Anlage entnommen wird. Ein räumlicher Zusammenhang besteht bei einer Lieferung im Umkreis von bis zu 4,5 km.[31] Diese Steuerbefreiung ist unabhängig von einer Einspeisung in das öffentliche Netz möglich.[32] Eine Stromsteuerbefreiung erscheint somit auf den ersten Blick für regionale P2P-Lieferungen von Relevanz. Allerdings ist dies in der Praxis nur eingeschränkt der Fall:

Wird für eine Stromlieferung das öffentliche Netz genutzt, ist zu beachten, dass in Bezug auf die Leistungsgrenze von 2 MW nach § 12b StromStV eine Zusammenfassung mit anderen zentral gesteuerten Erzeugungsanlagen erfolgt. Als zentrale Steuerung gilt auch eine Fernsteuerung durch einen Dritten. Nimmt der Anlagenbetreiber – wie üblich – die Förderung nach dem EEG in Form der Marktprämie in Anspruch (dazu oben C.I.1.a.aa.), hat er einem Dritten (der entweder als Zwischenhändler auftritt oder als Dienstleister die Lieferung abwickelt) nach § 10b Abs. 1 EEG 2021 eine Fernsteuerbarkeit seiner Anlage einzuräumen. Eine Stromsteuerbefreiung scheidet in der Folge dann aus, wenn die vom Dritten zentral gesteuerten Anlagen in Summe eine größere elektrische Leistung als 2 MW aufweisen. Dies ist in der Praxis regelmäßig der Fall.

Vor allem aber wird mittlerweile – anders als früher[33] – eine Stromsteuerbefreiung nach § 9 StromStG nach § 53c EEG 2021 auf die Höhe der Förderung nach dem EEG angerechnet. In der Folge führt der wirtschaftliche Vorteil einer Stromsteuerbefreiung zu einem Nachteil in gleicher Höhe im Rahmen des Anspruchs auf die Marktprämie. Da Anlagenbetreiber – wie oben dargestellt – in der Regel auf die EEG-Förderung angewiesen sind, ist die Stromsteuerbefreiung jedenfalls bei einer P2P-Lieferung über das öffentliche Stromnetz entweder schon nicht anwendbar (Anlagenzusammenfassung) oder sie führt zu keinem wirtschaftlichen Vorteil.

Anders ist dies bei einer Stromlieferung in einer Kundenanlage, d. h. ohne Nutzung des öffentlichen Stromnetzes.[34] In diesem Fall kommt es selbst bei einer Fernsteuerung der Stromerzeugungsanlage durch einen Dritten (z.B. Dienstleister) nach § 12b Abs. 3 S. 2 StromStV nicht

---

[28] Vgl. zur Personenidentität und in der Praxis relevanten Konstellationen *Hennig/Herz*, Rechtsgutachten „Kleiner Mieterstrom“ und gemeinschaftliche Energieversorgung, 2018, S. 4 und S. 9 ff.
[29] Zu den strengen Voraussetzungen des Eigenversorgungsbegriffs als Hürde für Prosumer-Konzepte vgl. auch *Hennig/Herz*, Rechtsgutachten „Kleiner Mieterstrom“ und gemeinschaftliche Energieversorgung, 2018, S. 14.
[30] Politisch wird insoweit eine Gleichstellung vorgeschlagen von *Energy Brainpool*, Impulspapier Energy Sharing, 2020, S. 13.
[31] § 12b Abs. 5 StromStV.
[32] *Schröer-Schallenberg*, in: Bongartz/Jatzke/Schröer-Schallenberg, EnergieStG/StromStG, 2. Aufl. 2020, § 9 Rn. 80.
[33] Zu den früher aus der Möglichkeit einer Kombination für Marktprämienförderung und Stromsteuerbefreiung resultierenden Anreizen für eine sog. regionale Direktvermarktung vgl. *Buchmüller*, E-WeRK 2014, 5 (5).
[34] § 1a Abs. 9 StromStV erklärt für den Begriff der Kundenanlage die Definitionen des § § Nrn. 24a und 24b EnWG für anwendbar.

zu einer Anlagenzusammenfassung. Eine Stromsteuerbefreiung kann Anwendung finden. Erhält der Stromerzeuger eine Mieterstromförderung (dazu sogleich), erfolgt – anders bei einer Stromeinspeisung in das öffentliche Netz unter Inanspruchnahme der Marktprämie – nach § 53c EEG 2021 keine Anrechnung der Stromsteuerbefreiung auf die Höhe der Mieterstromförderung.[35] Ebenso wie bei den Netzentgelten ist eine P2P-Lieferung innerhalb einer Kundenanlage daher auch in Bezug auf die Stromsteuer aufgrund einer Befreiung deutlich wirtschaftlicher als eine Lieferung über das öffentliche Stromnetz.

cc) Direkte Förderung

Wirtschaftliche Anreize für P2P-Lieferungen können sich auch aus einer direkten staatlichen Förderung ergeben. Als eine solche lässt sich der Mieterstromzuschlag nach dem EEG qualifizieren.[36]

(1) Mieterstromzuschlag

Seit dem Jahr 2017 gibt es die sog. „Mieterstromförderung“ im EEG. Hierbei erhält der Betreiber einer großen PV-Anlage (z.B. ein Vermieter oder ein EVU) für die direkte Stromversorgung von Letztverbrauchern (beispielsweise, aber nicht zwingend: Mieter) den sog. Mieterstromzuschlag.[37] Die PV-Anlage darf maximal 100 kW Leistung aufweisen. Sie muss sich an, auf oder in einem Wohngebäude befinden. Eine Durchleitung des Stroms durch das öffentliche Stromnetz darf nicht erfolgen.

Obwohl mit der Einführung des Mieterstromgesetzes im Jahr 2017 eine Förderung für diese Art von Nutzung des erneuerbaren Stroms eingeführt wurde, war der Ansatz unter anderem aufgrund der nicht ausreichenden finanziellen Förderung wenig erfolgreich.[38] Für P2P-Stromlieferungen in Quartieren war der Mieterstromzuschlag bisher nicht erreichbar. Selbst wenn eine Stromlieferung außerhalb des öffentlichen Stromnetzes erfolgte, scheiterte eine Förderung bis Ende 2020 in der Regel daran, dass nur der Stromverbrauch innerhalb des Gebäudes oder in unmittelbarem räumlichen Zusammenhang mit diesem förderfähig war.[39]

Durch das EEG 2021 erfolgte zum 1.1.2021 – vorbehaltlich der beihilferechtlichen Genehmigung durch die Europäische Kommission[40] – eine Erweiterung der Mieterstromförderung. Diese wurde zum einen angehoben. Zum anderen wurden durch § 21 Abs. 3 S. 1 Nr. 1 EEG 2021 die Anforderungen an den räumlichen Zusammenhang zwischen Stromerzeugung und Stromverbrauch gelockert: Förderberechtigt ist nunmehr auch die Stromlieferung beim Verbrauch in Wohngebäuden oder Nebenanlagen *„in demselben Quartier“*, in dem auch das Gebäude mit der PV-Anlage liegt. Durch diese Öffnung ergibt sich das Potenzial, über die Mieterstromförderung P2P-Lieferungen auch außerhalb desselben Gebäudes wirtschaftlich zu gestalten. Zu einer Nutzung des öffentlichen Stromnetzes darf es dabei allerdings weiterhin nicht kommen. Liegen jedoch die Voraussetzungen einer Kundenanlage vor[41] (etwa eine kleine Neubau-Reihenhaussiedlung mit eigenem Stromnetz), könnten eine oder mehrere geförderte P2P-Lieferungen im Quartier erfolgen.

---

[35] So auch *Hennig/von Bredow*, in: Frenz/Müggenborg/Cosack/Hennig/Schomerus, EEG, 5. Aufl. 2018, § 53c Rn. 7.
[36] Der Mieterstromzuschlag stellt eine „spezifische“ direkte finanzielle Förderung für Direktliefersachverhalte dar. Er unterscheidet sich damit von den anderen finanziellen Förderoptionen nach dem EEG (Marktprämie und Einspeisvergütung) bei Erzeugung und ganz allgemein der Verkauf von Grünstrom über das Netz, nicht aber die direkte Vermarktung gegenüber Letztverbrauchern als Fördervoraussetzungen vorgesehen sind.
[37] Die Fördervoraussetzungen sind im Einzelnen in § 21 Abs. 3 EEG 2021 geregelt.
[38] Mieterstrombericht der Bundesregierung nach § 99 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2017, BT-Drs. 19/13430, S. 4.
[39] § 21 Abs. 3 S. 1 EEG 2017.
[40] § 105 Abs. 1 EEG 2021.
[41] Dazu oben C.I.1.a.bb.

Der Begriff des „Quartiers“ wird durch das EEG 2021 nicht definiert. Nach der Gesetzesbegründung, die zur Auslegung herangezogen werden kann, ist ein Quartier im Sinne des § 21 Abs. 3 S. 1 Nr. 1 EEG 2021 *„ein zusammenhängender Gebäudekomplex, der den Eindruck eines einheitlichen Ensembles erweckt. Die Gebäude des Quartiers können auf unterschiedlichen Grundstücken liegen oder durch Straßen getrennt sein, so lange der Eindruck des einheitlichen Ensembles gegeben ist“*.[42] Für P2P-Lieferungen in Quartieren ergeben sich aus diesem Quartiersverständnis keine wesentlichen Neuerungen, da eine Mieterstromförderung ohnehin nur außerhalb des öffentlichen Netzes, d.h. praktisch in Kundenanlagen im Sinne des EnWG, in Betracht kommt. Da die Voraussetzungen für das Vorliegen einer Kundenanlage tendenziell in räumlicher Hinsicht eher strenger sind als der neue Quartiersbegriff des EEG, ist der räumlich limitierende Faktor in der Praxis eher der Begriff der Kundenanlage als die Grenzen des „Quartiers“. [43]

Auch wenn die „Mieterstrom“-Förderung für die dezentrale Stromdirektlieferung mit zahlreichen Hürden verbunden ist, auf die an anderer Stelle umfassend hingewiesen wird, kann sie mit dem EEG 2021 erstmals auch auf Quartiersprojekte zumindest Anwendung finden.[44] Es eröffnet sich damit potenziell zumindest eine gewisse Nische für wirtschaftliche P2P-Stromlieferungen in Quartieren.

(2) Ausgeförderte EEG-Anlagen

Ein Thema, was mit der Novelle zum EEG 2021 geklärt werden musste, war der Umgang mit denjenigen Anlagen, deren Förderung ausläuft. Von der EEG-Novelle wurde erhofft, dass hier Perspektiven geschaffen würden, insbesondere auch solche, die die Eigenversorgung zusammen mit dem Verkauf der Überschussproduktion zulassen. Im Vorfeld wurde auch über lokale Energiemärkte als Betätigungsfeld für die auslaufenden Anlagen diskutiert; dieses könnte finanzielle Vorteile für die Anlagenbetreiber und Entlastung für die Netzbetreiber bieten.[45]

Für die „Ü20“-Solaranlagen sieht das novellierte EEG nun vor, dass der Anlagenbetreiber den Strom zurück in Netz einspeist und dafür eine reduzierte Prämie bekommt. Ein Modell, dass die direkte Versorgung von anderen Peers gefördert hätte, ist letztlich nicht ins EEG 2021 integriert worden.

dd) Zwischenfazit

Festzuhalten ist, dass P2P-Lieferungen im derzeit geltenden regulatorischen Rahmen wirtschaftlich nur schwer dazustellen sind. Wenn überhaupt, kommt eine Wirtschaftlichkeit für Lieferungen außerhalb des öffentlichen Stromnetzes in Betracht, da in diesem Fall Netzentgelte und netzbezogene Abgaben und Umlagen sowie die Stromsteuer vermieden werden können. Unterstützend wird seit 1.1.2021 zudem die erweiterte Förderung durch den Mieterstromzuschlag für PV-Stromlieferungen, die – ohne Nutzung des öffentlichen Stromnetzes – innerhalb von Quartieren erfolgen.

Über das öffentliche Stromnetz lassen sich kleinteilige P2P-Lieferungen im derzeitigen Rechtsrahmen hingegen wirtschaftlich nicht darstellen.

---

[42] BT-Drs. 19/25326, S. 13.
[43] In der Gesetzesbegründung wird ausdrücklich darauf hingewiesen, dass die genannten Kriterien nur für den Quartiersbegriff des § 21 Abs. 3 EEG 2021, nicht aber für andere gesetzliche Regelungen innerhalb oder außerhalb des EEG (z.B. Begriff der Kundenanlage im EnWG) gelten. Vgl. BT-Drs. 19/25326, S. 13.
[44] Vgl. dazu etwa den Überblick bei *Hoffmann/Brandstätt*, Energiegemeinschaften im EU-Winterpaket – Neue Chancen für Quartiere?, 2021, im Erscheinen.
[45] *Scholtka/Kneuper*, IR 2019, 17 (20).

b) EVU-Pflichten

Bei P2P-Modellen, in denen kein professioneller Energielieferant in Form eines Plattformbetreibers als Zwischenhändler zwischen Erzeuger und Verbraucher tritt, muss davon ausgegangen werden, dass der Erzeuger zu einem „Energieversorgungsunternehmen“ (EVU) i.S.d. EnWG wird. Ist dies der Fall, so treffen den Anlagenbetreiber zahlreiche Pflichten, sodass in der Folge nicht nur die Hinzuziehung eines Rechtsbeistands naheliegt, sondern die praktische Durchführbarkeit des ganzen Projekts in Frage gestellt wird.

aa) Begriff des EVU

Der Begriff des EVU ist in § 3 Nr. 18 EnWG definiert. Verstanden werden darunter *„natürliche oder juristische Personen, die Energie an andere liefern, ein Energieversorgungsnetz betreiben oder an einem Energieversorgungsnetz als Eigentümer Verfügungsbefugnis besitzen“.* Hierunter sind auch diejenigen Personen zu subsumieren, die innerhalb von P2P-Lieferbeziehungen Strom liefern. Die Größe der Anlage oder die Menge der gelieferten Energie spielt grundsätzlich keine Rolle.[46] Dass EEG-Anlagenbetreiber außerhalb von P2P-Liefermodellen nicht unter den Begriff des EVU fallen, liegt daran, dass sich dort der Erzeuger in der Regel nicht um die Vermarktung des Stroms gegenüber Letztverbrauchern kümmert. Er liefert den erzeugten Strom in der Regel nur an Weiterverteiler bzw. „Zwischenhändler“ (Direktvermarkter).

bb) Pflichten

Im Folgenden sind überblicksartig diejenigen Pflichten dargestellt, die mit der Eigenschaft als EVU einhergehen.

(1) Anzeige- und Erlaubnispflichten

Gemäß § 5 EnWG ist die Belieferung von Haushaltskunden mit Energie der Regulierungsbehörde anzuzeigen. Eine Ausnahme gilt nach Hs. 2 nur für die Belieferung von Kunden innerhalb einer Kundenanlage. Auch insoweit bestehen also Erleichterungen für Stromlieferungen außerhalb des öffentlichen Netzes.

Die Regulierungsbehörde führt ein Verzeichnis über alle EVU. § 5 S. 3 EnWG verlangt, dass mit der Anzeige *„das Vorliegen der personellen, technischen und wirtschaftlichen Leistungsfähigkeit sowie der Zuverlässigkeit der Geschäftsleitung darzulegen [ist].“* Wird diese Voraussetzung nicht erfüllt, so kann die Belieferung untersagt werden. Ähnliche Anforderungen gelten gemäß Art. 8, 9 REMIT-VO[47] auch gegenüber der EU-Energiebehörde (ACER), jedoch nur für größere Erzeuger und im Falle der Teilnahme am Energiegroßhandelsmarkt.

Anzeigepflichten werden auch im EEG 2021 aufgestellt. Nach dem dortigen § 74 muss der Stromerzeuger dem regelzonenverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber mitteilen, wie viel Strom geliefert wurde. Daneben ist die Belieferung mit Strom nach § 4 StromStG erlaubnispflichtig.

(2) Abwicklung der Strompreisbestandteile

Aufgrund gesetzlicher Vorgaben sind Stromlieferanten verpflichtet, zahlreiche staatlich induzierte Strompreisbestandteile von ihren Endkunden einzuziehen und weiterzuleiten. Dies gilt für die EEG-Umlage, die vom Lieferanten zu erheben und an die Übertragungsnetzbetreiber auszukehren ist. Eine „Inkasso-Funktion“ haben Stromlieferanten zudem für die Stromsteuer,

---

[46] *Hennig/Herz*, Rechtsgutachten „Kleiner Mieterstrom“ und gemeinschaftliche Energieversorgung, 2018, S. 4.

[47] Verordnung (EU) Nr. 1227/2011 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 25. Oktober 2011 über die Integrität und Transparenz des Energiegroßhandelsmarkts.

bei der der Stromlieferant Steuerschuldner ist, sowie – bei Nutzung des öffentlichen Stromnetzes – für die Netzentgelte sowie die netzbezogenen Abgaben und Umlagen.[48]

(3) Stromkennzeichnung und Verbraucherinformation

In den §§ 40 - 42 EnWG sind Anforderungen an die Stromkennzeichnung formuliert. Hiermit sind diejenigen Informationen gemeint, die in den Rechnungen für Energielieferungen enthalten sein müssen. Diese Regelungen sind verbraucherschutzrechtlich geprägt und sollen dem Letztverbraucher möglichst transparent unter anderem das Zustandekommen der Höhe der Rechnung sowie die Herkunft des Stroms darlegen.

In Bezug auf diese Normen wird herausgestellt, dass sie nicht mit P2P-Konzepten zusammenpassen, da die Normen eine bilaterale Vertragsbeziehung vor Augen haben, wohingegen P2P-Liefermodelle ein multilaterales Liefergeflecht aufweisen und nicht darauf ausgelegt sind, dass *ein* Lieferant die Energieversorgung von mehreren sicherstellt.[49]

(4) Bilanzkreisverantwortlichkeit

Wenn für eine P2P-Lieferung das öffentliche Stromnetz genutzt wird, muss ein Netznutzungsvertrag geschlossen werden. Nach § 3 Abs. 3 StromNZV ist damit auch die Pflicht verbunden, in ein Bilanzkreissystem eingebunden zu sein. § 4 Abs. 3 StromNZV regelt die Zuordnung der Verbraucherentnahmestelle zu einem Bilanzkreis. Der Bilanzkreisverantwortliche übernimmt gegenüber dem Übertragungsnetzbetreiber die Verantwortung für einen ausgeglichenen Bilanzkreis. Gegebenenfalls muss Ausgleichsenergie beschafft werden. Falls weiterhin Probleme bestehen, wird der Bilanzkreisvertrag aufgekündigt und das Recht auf Netznutzung entfällt. Mit der Position des Bilanzkreisverantwortlichen gehen Pflichten und Haftungsrisiken einher.

Ein Stromerzeuger, der im Rahmen einer P2P-Lieferung eigenständig Endkunden beliefern möchte, muss grundsätzlich selbst einen Bilanzkreis bewirtschaften, dem die Zählpunkte seiner Kunden zugeordnet sind.[50] Dies ist energiewirtschaftlich nur eingeschränkt sinnvoll und zudem für den Bilanzkreisverantwortlichen mit Haftungsrisiken verbunden. Ohne Einbindung eines Dienstleisters, der seinen Bilanzkreis für die Abwicklung der Stromlieferung zur Verfügung stellt, d.h. letztlich über ein Plattformmodell, ist eine P2P-Lieferung im gegenwärtigen Rechtsrahmen daher nicht möglich.[51]

Ein Lieferantenwechsel erfolgt im bestehenden Bilanzkreissystem durch die (Neu-)Zuordnung eines Kunden zu einem Bilanzkreis. Im jetzigen System ist grundsätzlich nicht vorgesehen, dass ein Stromverbraucher mehr als einen Lieferanten hat. Die vertragliche Lieferbeziehung besteht zu *einem* Energieversorger. Dies wird deutlich aus der Geschäftsprozessbeschreibung zur Kundenbelieferung mit Elektrizität, beruhend auf einem Beschluss der Bundesnetzagentur, und auch aus dem Musternetznutzungsvertrag (vgl. § 2 Abs. 3 Mustervertrag).[52] Das System ist darauf ausgerichtet, dass ein Stromlieferant den Kunden vollversorgt.[53] Prosumenten mit relativ kleinen Erzeugungsanlagen (und volatiler Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien) werden dazu regelmäßig nicht in der Lage sein. Praktisch muss daher bei echten P2P-Lieferungen der Stromlieferant des Endkunden regelmäßig wechseln. Der Stromver-

---

[48] Zu dieser Inkassofunktion ausführlich *Hoffmann/Brandstätt*, Energiegemeinschaften im EU-Winterpaket – Neue Chancen für Quartiere?, 2021, im Erscheinen.
[49] *Scholtka/Kneuper*, IR 2019, 17.
[50] Alternativ wird vorgeschlagen, jedem Energieverbraucher einen Bilanzkreis zuzuordnen. Vgl. *PWC*, Blockchain – Chance für Energieverbraucher?, S. 32.
[51] Anders wäre dies, wenn die Bilanzierungspflicht in personeller Hinsicht de lege feranda auf den Netzbetreiber beschränkt würde. Vgl. *Schwintowski*, EWeRK 2019, 30 (33).
[52] Musternetznutzungsvertrag abrufbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/BK06/BK6_83_Zug_Mess/836_lrv_nnv/BK6_LRV_NNV_node_neu.html.
[53] *Schwintowski*, EWeRK 2019, 30 (32).

brauch des Kunden muss in Echtzeit (z.B. auf Basis einer Blockchain) mit der jeweils vorhandenen Stromerzeugung aus einem Pool mehrerer Erzeuger zusammengeführt werden. In § 20a Abs. 3 EnWG ist jedoch geregelt, dass der Lieferantenwechselprozess nicht länger als drei Wochen dauern darf. Aufwendig ist hieran, dass der Zählpunkt bei einem Wechsel einem neuen Bilanzkreis zugeordnet werden muss. Ein Lieferantenwechsel „in Echtzeit" ist im EnWG derzeit nicht angelegt. Abhilfe kann im jetzigen Rechtsrahmen nur dadurch geschaffen werden, dass ein Dienstleister eingebunden wird, über dessen Bilanzkreis sämtliche Stromlieferungen an den Kunden abwickelt werden.[54]

c) Zwischenfazit

Die Hürden für die energiewirtschaftliche Abwicklung und Administration von P2P-Modellen sind im geltenden Rechtsrahmen insbesondere bei einer Nutzung des öffentlichen Stromnetzes (prohibitiv) hoch. Sie lassen sich derzeit nur durch Einschaltung eines Dienstleisters und damit in Plattform-Modellen überwinden lassen.

2. Weiterentwicklung

Der derzeit geltende Rechtsrahmen in Deutschland ermöglicht – wie gesehen – P2P-Lieferungen von Strom in wirtschaftlicher und administrativer Hinsicht nur sehr eingeschränkt. Dabei stand der deutsche Gesetzgeber dezentralen Energieversorgungsprojekten und der direkten Lieferung von Strom aus erneuerbaren Energien in der Vergangenheit schon viel aufgeschlossener gegenüber. Zu nennen sind etwa das frühere Grünstromprivileg des EEG oder frühere Möglichkeiten zur regionalen Direktvermarktung von Strom.[55] In den vergangenen Jahren wurden aus unterschiedlichen Gründen, etwa der Angst vor einer Entsolidarisierung in Bezug auf die staatlich induzierten Strompreisbestandteile oder auch vor dem Hintergrund des EU-Beihilferechts, Anreize für die regionale, dezentrale und direkte Vermarktung von Grünstrom abgebaut.

Auf europäischer Ebene dagegen hat in den vergangenen Jahren eine völlig andere energiepolitische Auffasung die Oberhand gewonnen. Das EU-Winterpaket „Saubere Energie für alle Europäer" aus Dezember 2018 ist eine Sammlung von insgesamt acht unionsrechtlichen Rechtsakten. Mehrere von ihnen sind durchdrungen von einem „Geist der Dezentralität" in Bezug auf die Energieversorgung der Zukunft.

Für P2P-Stromlieferungen sind dabei insbesondere zwei Richtlinien des EU-Winterpakets von Bedeutung, die derzeit in nationales und damit auch deutsches Recht umzusetzen sind: die Richtlinie zum Elektrizitätsbinnenmarkt (EBM-RL)[56] und die Richtlinie zur Förderung Erneuerbarer Energien (*Renewable Energies Directive – RED II*)[57]. Beide verfolgen das Ziel, die Möglichkeiten zur aktiven Teilnahme an der Stromversorgung zu erweitern und dezentrale Versorgungskonzepte zu fördern.[58] Die EBM-RL enthält Vorgaben ausschließlich für den Stromsektor; sie gilt für alle Formen der Elektrizität unabhängig von ihrer Erzeugung. Die RED II hingegen betrifft alle Energiesektoren, fokussiert aber auf den Ausbau der erneuerbaren Energien. Für den Gegenstand der vorliegenden Untersuchung sind beide Richtlinien in gleicher Weise relevant – die EBM-RL aufgrund der allgemeinen Rahmenbedingungen für den Stromhandel und die RED II aufgrund ihrer spezifischen Vorgaben für die Lieferung von erneuerbaren Energien.

---

[54] *Stiftung Umweltenergierecht*, Peer-to-Peer-Energiehandel auf Basis von Blockchains (pebbles), 2020, S. 27; *Buchmüller*, EWeRK 2018, 117 (120).
[55] Zum Grünstromprivileg vgl. etwa *Buchmüller*, in: Loibl/Maslaton/von Bredow, Biogasanlagen im EEG, 3. Aufl. 2013. Zur regionalen Direktvermarktung vgl. *Buchmüller*, EWeRK 2016, 301 (302).
[56] Richtlinie (EU) 2019/944 vom 5. Juni 2019 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU.
[57] Richtlinie (EU) 2018/2001 vom 11. Dezember 2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen.
[58] ErwGr 65 RED II.

a) Vorgaben der Richtlinien

Besieht man die beiden Richtlinien näher, so fallen insbesondere zwei Aspekte ins Auge, nämlich die Vorgaben zu sog. aktiven Kunden in der EBM-RL sowie Vorgaben zu neuen Formen von Energiegemeinschaften in beiden Richtlinien.

aa) Aktive Kunden

In Art. 15 EBM-RL finden sich Vorgaben zu sog. aktiven Kunden. Der Begriff „aktiver Kunde" bezeichnet nach Art. 2 Nr. 8 EBM-RL *„einen Endkunden oder eine Gruppe gemeinsam handelnder Endkunden, der bzw. die an Ort und Stelle innerhalb definierter Grenzen oder — sofern ein Mitgliedstaat es gestattet — an einem anderen Ort erzeugte Elektrizität verbraucht oder speichert oder eigenerzeugte Elektrizität verkauft oder an Flexibilitäts- oder Energieeffizienzprogrammen teilnimmt (…)"*. Dies umfasst auch Konstellationen, in denen ein Prosumer (im räumlichen Zusammenhang) andere Private mit Strom beliefert, d.h. auch P2P-Konstellationen.

Nach Art. 15 Abs. 1 EBM-RL müssen die Mitgliedstaaten insbesondere gewährleisten, dass aktive Kunden tätig werden dürfen, *„ohne unverhältnismäßigen oder diskriminierenden technischen Anforderungen, administrativen Anforderungen, Verfahren, Umlagen und Abgaben sowie nicht-kostenorientierten Netzentgelten unterworfen zu werden"*.[59] Zwar werden den Mitgliedstaaten keine konkreten rechtlichen Vorgaben gemacht, die in nationales Recht umzusetzen sind. Zumindest zwei adressierte Elemente lassen sich jedoch identifizieren: Organisatorische Anforderungen an die Tätigkeiten aktiver Kunden, also auch an P2P-Lieferungen, dürfen nicht unverhältnismäßig hoch sein.[60] Die oben beschriebenen EVU-Pflichten zur Stromkennzeichnung, Rechnungsgestaltung und die Entrichtung der EEG-Umlage, die auch für Prosumenten gelten, könnten hiermit nicht vereinbar sein.[61] Zudem dürfen Abgaben und Umlagen sowie Netzentgelte nicht unverhältnismäßig hoch sein. Damit sind genau die beiden Problemkreise angesprochen, die auch im deutschen Recht nach derzeitigem Stand echte P2P-Lieferungen – jedenfalls bei Nutzung des öffentlichen Netzes – faktisch kaum ermöglichen. Auch wenn der deutsche Gesetzgeber weite Spielräume bei der Umsetzung der EBM-RL hat: Die Zielrichtung des europäischen Gesetzgebers ist klar auf die Vereinfachung bzw. Ermöglichung von P2P-Lieferungen gerichtet.

In dieselbe Richtung weisen auch Regelungen der RED II: In Art. 21 Abs. 2 RED II werden Vorgaben für die Ermöglichung der Eigenversorgung mit erneuerbaren Energien gemacht. Eigenversorger müssen demnach etwa berechtigt sein, erneuerbare Energie für die Eigenversorgung zu erzeugen und die Überschussproduktion zu speichern und auch „über Peer-to-Peer-Geschäftsvereinbarungen" zu verkaufen, ohne dass ihnen dabei unverhältnismäßige Umlagen auferlegt werden oder dass die Verfahren diskriminierend und unverhältnismäßig aufwendig sind. Es können kostenorientierte Umlagen und Auflagen gemacht werden. Dies darf jedoch nicht dazu führen, dass Projekte unrentabel werden. Die RED II definiert den Begriff des Peer-to-Peer-Geschäfts in Art. 2 Nr. 18 als *„den Verkauf erneuerbarer Energie zwischen Marktteilnehmern auf Grundlage eines Vertrags mit vorab festgelegten Bedingungen für die automatische Abwicklung und Abrechnung der Transaktion, die entweder direkt zwischen den Beteiligten oder auf indirektem Wege über einen zertifizierten dritten Marktteilnehmer, beispielsweise einen Aggregator, erfolgt."* Echte P2P-Lieferungen von Ökostrom zwischen Privaten sollen von den Mitgliedstaaten somit auch nach der RED II organisatorisch und wirtschaftlich ermöglicht werden.

---

[59] Weitere Pflichten sind in Art. 15 Abs. 2 EBM-RL vorgesehen.
[60] Einzelheiten zur Ermittlung der Verhältnismäßigkeit sind allerdings nicht geregelt.
[61] *Scholtka/Kneuper*, IR 2019, 17 (19).

bb) Energiegemeinschaften

Sowohl die EBM-RL als auch die RED II enthalten Regelungen zu neuen Energiegemeinschaften:

In Art. 16 EBM-RL werden die Mitgliedstaaten verpflichtet, einen Regulierungsrahmen für Bürgerenergiegemeinschaften festzulegen. Bürgerenergiegemeinschaften sind nach Art. 2 Nr. 11 EBM-RL – verkürzt – Rechtspersonen, die u.a. in den Bereichen Erzeugung, Versorgung und Aggregierung von Strom tätig sein oder Energiedienstleistungen für ihre Mitglieder erbringen können.[62] In P2P-Modellen könnte eine Bürgerenergiegemeinschaft etwa eine gemeinschaftliche P2P-Versorgung organisieren und als Dienstleister für die gegenseitige Belieferung ihrer Mitglieder untereinander zur Verfügung stehen. Die EBM-RL gibt den Mitgliedstaaten an mehreren Stellen auf, Bürgerenergiegemeinschaften in ihrer Tätigkeit sowohl in organisatorischer als auch in wirtschaftlicher Hinsicht (Abgaben und Umlagen, Netzentgelte) diskriminierungsfrei, verhältnismäßig und fair zu behandeln.[63] Hier ist – ähnlich wie in Bezug auf die Regelungen zu aktiven Kunden – festzuhalten, dass die Vorgaben der Richtlinie zwar vage sind, sie den Mitgliedstaaten aber durchaus aufgeben, unter anderem P2P-Lieferungen zumindest (organisatorisch und wirtschaftlich) möglich zu machen.

Sehr ähnlich, nur auf erneuerbare Energien bezogen und sektorübergreifend angelegt, sind auch die Pflichten der RED II für Energiegemeinschaften ausgestaltet. In Art. 22 RED II finden sich Vorgaben für sog. Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften.[64] Nach Art. 22 Abs. 1 RED II müssen die Mitgliedstaaten sicherstellen, dass sich Endkunden und insbesondere Haushalte an Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften beteiligen können. Diese sollen nach Art. 22 Abs. 2 RED II berechtigt sein, erneuerbare Energien zu produzieren, zu verbrauchen, zu speichern und zu verkaufen. Das umfasst ausdrücklich auch Verträge über den Bezug von erneuerbarem Strom. Nach Art. 22 Abs. 4 RED II ist von den Mitgliedstaaten ein Regulierungsrahmen zu schaffen, *„der es ermöglicht, die Entwicklung von Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften zu unterstützen und voranzubringen“*. Dies schließt den Abbau ungerechtfertigter Hindernisse ebenso ein wie *„kostenorientierte Netzentgelte sowie einschlägige Umlagen, Abgaben und Steuern gelten, mit denen sichergestellt wird, dass sie* (gemeint: die Gemeinschaften) *sich (…), angemessen und ausgewogen an den Systemgesamtkosten beteiligen“*. Auch aus der RED II ergeben sich zumindest der Zielrichtung nach klare, wenn auch recht konturlose Vorgaben für die Mitgliedstaaten, die vergleichbar mit den Vorgaben der EBM-RL sind.[65]

b) Umsetzung durch den Gesetzgeber in Deutschland

Die Vorgaben der EBM-RL waren bis zum 31.12.2020 in deutsches Recht umzusetzen.[66] Die RED II ist bis spätestens 30.6.2021 umzusetzen.[67]

Eine erste Gelegenheit zur Umsetzung jedenfalls der Vorgaben der RED II in deutsches Recht ergab sich für den deutschen Gesetzgeber mit der Novelle zum EEG 2021. Während einige Vorgaben der Richtlinie – etwa in Bezug auf die Privilegierung bestimmter Eigenversorgungs-

[62] Zu den Merkmalen von Bürgerenergiegemeinschaften vgl. ausführlich *Hoffmann/Brandstätt*, Energiegemeinschaften im EU-Winterpaket – Neue Chancen für Quartiere?, 2021, im Erscheinen.
[63] Art. 16 Abs. 1 lit. e), Art. 16 Abs. 3 S. 1 lit. b) und S. 2 EBM-RL.
[64] Eine Definition findet sich in Art. 2 Nr. 16 RED II.
[65] So auch die Einschätzung von *Vollprecht/Lehnert/Kather*, ZUR 2020, 204 (213). Die RED II enthält darüber hinaus auch interessante Vorgaben zur sog. gemeinschaftlichen Eigenversorgung. Diese ist – allerdings nur bei Sachverhalten innerhalb desselben Gebäudes – Eigenversorgungen Einzelner gleichzustellen. Gemeinsame Eigenversorgungen außerhalb von Gebäuden, die für die vorliegende Studie von Bedeutung sein könnten, sind nicht vom Pflichtenkreis der RED II umfasst.
[66] Art. 71 Abs. 1 EBM-RL.
[67] Art. 36 UA 1 RED II.

sachverhalte – in nationales Recht umgesetzt wurden, sucht man Regelungen zu Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften im EEG 2021 vergeblich.[68] Bei aller Konturlosigkeit der Richtlinie – zumindest die Rechtsfigur einer solchen Gemeinschaft müsste in das deutsche Recht aufgenommen werden. Abzuwarten bleibt, ob dies in einer für das erste Halbjahr 2021 angekündigten, weiteren EEG-Novelle erfolgen wird.

Die Vorgaben der EBM-Richtlinie zu aktiven Kunden und Bürgerenergiegemeinschaften müssten nach der Systematik des deutschen Energierechts durch eine Novellierung des EnWG umgesetzt werden. Insoweit steht ein Gesetzgebungsverfahren im ersten Halbjahr 2021 an. Einzelheiten sind derzeit noch offen.

c) Umsetzung in anderen Mitgliedstaaten

Da die Richtlinien des EU-Winterpakets in allen 27 EU-Mitgliedstaaten umgesetzt werden müssen, lohnt auch ein Blick in die dortigen Gesetzgebungsverfahren. Besonders aufschlussreich ist ein Vergleich mit Österreich, welches sehr frühzeitig eine Umsetzung der europäischen Vorgaben in die Wege geleitet und dabei einen ambitionierten Ansatz gewählt hat. Das Gesetzgebungsverfahren ist noch nicht abgeschlossen. Im Folgenden soll beispielhaft das beabsichtigte Vorgehen Österreichs in Bezug auf die Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft beschrieben werden[69]:

In Österreich sollen zunächst die Figur der Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft sowie spezielle Regelungen zu dieser ausdrücklich in §§ 74 - 77 des neuen Erneuerbaren-Ausbau-Gesetzes EAG (vergleichbar mit dem deutschen EEG) eingeführt werden. Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften können danach insbesondere in demselben Niederspannungs-Verteilnetz (sog. „Lokalbereich“) aktiv sein.[70] In wirtschaftlicher Hinsicht soll eine wesentliche Erleichterung für die Gemeinschaften dadurch erfolgen, dass für Lieferungen zwischen den Mitgliedern nur die Netzentgelte der genutzten Niederspannungsebene anzusetzen sind; die Netzentgelte für die Netzebenen 1 - 6 sollen entfallen.[71] Eine weitere Förderung soll dadurch erfolgen, dass Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften den Erneuerbaren-Förderbeitrag (vergleichbar der EEG-Umlage in Deutschland) nicht zu entrichten haben.

Überträgt man die in Österreich gewählten Ansätze auf Deutschland, ergeben sich folgende Aspekte zur Weiterentwicklung des gegenwärtigen Rechtsrahmens:

- Einführung der Rechtsfigur „Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft“, etwa ins das EEG 2021
- Beschränkung der Netzentgelte für P2P-Lieferungen im selben Verteilnetz auf die Netzebene 7[72]; Ausgleich der den Netzbetreibern entgehenden Einnahmen durch Ausgleichsmechanismus etwa analog § 19 Abs. 2 StromNEV
- Privilegien für P2P-Lieferungen in Bezug auf die EEG-Umlage

Neue Privilegierungstatbestände im deutschen Recht zugunsten von P2P-Modellen bedeuten Belastungen für alle nicht privilegierten Stromkunden. Ob und in welchem Umfang dies sinnvoll sein kann, ist eine politische Entscheidung. In rechtlicher Hinsicht wichtig ist in jedem Fall, dass neue Privilegierungstatbestände voraussichtlich einer beihilferechtlichen Genehmigung durch die Europäische Kommission bedürften.

---

[68] Durch die schon bislang bestehenden Regelungen zu Bürgerenergiegesellschaften im EEG werden die Vorgaben der Richtlinie nicht ausreichend umgesetzt, da diese Regelungen nur einen sehr engen Regelungsgegenstand, nämlich Privilegien im Rahmen von Windenergieausschreibungen, haben.

[69] Regelungen zu „Bürgerenergiegemeinschaften“ sollen im Rahmen des ElWOG ebenfalls neu in das österreichische Energierecht aufgenommen werden.

[70] § 75 Abs. 1 EAG-Entwurf.

[71] § 52 Abs. 2a ElWOG-Entwurf.

[72] Entsprechende Vorschläge wurden von Energiepolitikern der SPD-Bundestagsfraktion für P2P-Stromlieferungen in Quartieren bereits unterbreitet, vgl. https://www.klimareporter.de/strom/eu-regeln-fuer-buergerenergie-muessen-ins-deutsche-recht (19.2.2021).

II. Weitere Rechtsgebiete

Wie eingangs beschrieben, sind besonders fortschrittliche P2P-Liefermodelle insbesondere unter Einsatz der Blockchain-Technologie in Verbindung mit sog. Smart Contracts denkbar, die die Vertragsschlüsse über die Energielieferung automatisch abwickeln. Hier werden zwangsläufig vertrags- und datenschutzrechtliche Fragestellungen entstehen, die an dieser Stelle nur angedeutet werden können.[73]

1. Vertragsrecht

Sofern die Energielieferverträge in P2P-Liefermodellen automatisch bzw. ohne unmittelbares und wiederholtes Zutun abgeschlossen werden, stellt sich die Frage, ob in diesen Modellen überhaupt rechtlich erhebliche Willenserklärungen der Teilnehmer – gerichtet auf den Abschluss eines Vertrags über die Stromlieferung – vorliegen. Durch die Festlegung von Preisgrenzen im Vorhinein lassen sich jedoch bedingte Erklärungen ausmachen.[74] Nach herrschender Meinung entfällt die Zurechenbarkeit erst bei sog. selbstlernenden Systemen, bei denen die Verbindung zur ursprünglich abgegebenen Erklärung nicht mehr gegeben ist.[75] In Bezug auf Verträge spielt auch die Frage eine Rolle, ob man diese wieder rückabwickeln kann: Was passiert bei fehlerhaften Buchungen? Bedarf es einer Neutralisierung durch ein gegenläufiges Geschäft?[76] Da die P2P-Verträge, weil automatisch zustandekommend, wohl standardisierter als die bisherigen Verträge sein werden, wird darüber hinaus davon ausgegangen, dass die AGB-rechtlichen Anforderungen noch mehr an Bedeutung gewinnen werden.[77]

2. Datenschutzrecht

Aus datenschutzrechtlicher Perspektive besteht insbesondere die Sorge, dass über die Daten zu den Energielieferungen das Verbrauchsverhalten genau nachvollzogen werden kann und dadurch sehr tiefe Einblicke in das Leben der Betroffenen ermöglicht werden.[78] Die Diskussion wird bereits seit einiger Zeit allgemein im Zusammenhang mit dem Smart-Meter-Rollout geführt.[79] Die Zulässigkeit der Verarbeitung der Daten ist in den §§ 49 ff. MsbG geregelt. Zur Erfüllung ihrer Aufgaben ist folgenden Akteuren der Zugang zu den Daten eröffnet: Messstellenbetreiber, Netzbetreiber, Bilanzkoordinatoren, Bilanzkreisverantwortlichen, Direktvermarktungsunternehmern und Energielieferanten. Im Fokus datenschutzrechtlicher Fragen stehen ausschließlich personenbezogene Daten. Das sind Daten, die einer natürlichen Person zuordenbar sind. Das Messstellenbetriebsgesetz erfasst daneben auch sämtliche Daten aus Smart-Metern. Sofern es um personenbezogene Daten geht, ist das MsbG lex specialis zur Datenschutzgrundverordnung und zum Bundesdatenschutzgesetz.[80] Datenschutzrechtlichen Problemen kann weitestgehend durch die Pseudonymisierung von personenbezogenen Daten und einer Einwilligung der Teilnehmer zur Datenverarbeitung aus dem Weg gegangen werden.[81] Für P2P-Liefermodelle dürfte ein sicherer Umgang mit personenbezogenen Daten von großer

---

[73] Zu vertrags- und datenschutzrechtlichen Fragestellungen etwa *Stiftung Umweltenergierecht*, Peer-to-Peer-Energiehandel auf Basis von Blockchains (pebbles), 2020, S. 64 ff.
[74] *Scholtka/Kneuper*, IR 2019, 17 (19).
[75] Allgemein zur Zurechenbarkeit von computergestützten Willenerklärungen *Taeger*, NJW 2016, 3764 (3765), mit Bezug zum Energierecht *Scholtka/Kneuper*, IR 2019, 17 (19).
[76] Diese Frage aufwerfend *Scholtka/Kneuper* IR 2019, 17 (19).
[77] *PWC*, Blockchain – Chance für Energieverbraucher?, S. 27.
[78] Zu datenschutzrechtlichen Aspekten innovativer Energieversorgungskonzepte ausführlich *Wimmer*, EnWZ 2020, 387 (387).
[79] Siehe etwa *Eder/vom Wege*, IR 2008, 50; *Wiesemann*, MMR 2011, 355; *Schäfer-Stradowski/Boldt*, EnWZ 2015, 349; *Lange/Möllnitz*, EnWZ 2016, 448.
[80] *Stiftung Umweltenergierecht*, Peer-to-Peer-Energiehandel auf Basis von Blockchains (pebbles), 2020, S. 86 ff.
[81] *Stiftung Umweltenergierecht*, Peer-to-Peer-Energiehandel auf Basis von Blockchains (pebbles), 2020, S. 97 ff.

Bedeutung sein. Es müsste sichergestellt sein, dass die Teilnehmer der Plattform nicht gegenseitig Zugang zu den Daten haben.

D. Zusammenfassung

P2P-Lieferungen von Ökostrom lassen sich aufgrund der bestehenden rechtlichen Rahmenbedingungen sowohl in wirtschaftlicher als auch in organisatorischer Hinsicht in Deutschland derzeit nur sehr eingeschränkt realisieren.

Eine kleine Nische eröffnet sich für P2P-Projekte, die ohne Nutzung des öffentlichen Stromnetzes stattfinden (z.B. innerhalb von Neubau-Reihenhaussiedlungen mit eigenem Stromnetz). In diesem Fall verbessert sich die Wirtschaftlichkeit der Projekte durch eine indirekte finanzielle Förderung in Form des Entfallens von Netzentgelten, netzbezogenen Abgaben und Umlagen sowie der Stromsteuer. Zudem kann seit dem 1. Januar 2021 – unter bestimmten Voraussetzungen und unter dem Vorbehalt einer beihilferechtlichen Genehmigung durch die Europäische Kommission – für Lieferungen von PV-Strom in Quartieren ohne Nutzung des öffentlichen Netzes eine direkte Förderung in Form des Mieterstromzuschlags nach dem EEG 2021 in Anspruch genommen werden. Auch in organisatorischer Hinsicht bieten Projekte ohne Nutzung des öffentlichen Stromnetzes Vereinfachungen.

P2P-Stromlieferungen unter Nutzung des öffentlichen Stromnetzes (z.B. innerhalb eines Straßenzugs) sind im derzeitigen Rechtsrahmen hingegen wirtschaftlich und organisatorisch (ohne Einschaltung eines Dienstleisters) nur schwer umzusetzen.

Im Zuge der Umsetzung des EU-Winterpakets in deutsches Recht besteht eine große Chance, die rechtlichen Rahmenbedingungen für P2P-Lieferungen in Quartieren zu vereinfachen. In wirtschaftlicher Hinsicht wird am Beispiel Österreich deutlich, welche Ansätze gewählt werden könnten: So könnten P2P-Lieferungen künftig etwa nur noch mit den Netzentgelten für die allein genutzte Netzebene 7 (Niederspannungsnetz) belastet werden. Auch in Bezug auf die EEG-Umlage sind Entlastungen vorstellbar. Es bleibt abzuwarten, ob, und wenn ja, welche Ansätze der deutsche Gesetzgeber bei der Umsetzung des EU-Winterpakets insbesondere in Bezug auf das EnWG verfolgen wird.

Eine abschließende Bemerkung sei noch erlaubt: Während das Thema der P2P-Lieferungen in Quartieren in Form von Pilotprojekten deutschlandweit Fahrt aufnimmt, scheint es insoweit in Schleswig-Holstein noch vergleichsweise ruhig zu sein. Vor diesem Hintergrund würde es sich geradezu anbieten, die sich unmittelbar neu auftuenden Chancen für „echte“ P2P-Stromlieferungen – in Quartieren ohne Nutzung des öffentlichen Netzes oder bei einer ambitionierten Umsetzung des EU-Winterpakets in deutsches Recht auch mit Netznutzung – beispielhaft und interdisziplinär im Rahmen eines anwendungsorientierten Forschungsprojektes im „echten“ Norden zu untersuchen.

Anlage: Tabellarische Übersicht zu P2P-Projekten

Projektname	Art der Lieferbeziehung	Ort	Betriebsbeginn	Anzahl der Beteiligten	Kurzbeschreibung
BloGPV	Direkte Peer-to-Peer-Lieferung / Plattform	Deutschland	-	-	Speicherlösung für überschüssigen PV-Strom mit Hilfe einer Großspeicherlösung durch eine blockchainbasierte Software. Angestrebt wird ein direkter P2P-Handel zwischen den Anlagenbetreibern ohne Marktplatz.
Brooklyn Microgrid	Plattform	New York	2016	>200	Plattform für lokal erzeugte Solarenergie in New York City. Bringt Pro- und Consumer zusammen. Der gehandelte Strom ist unabhängig von Energiekonzernen und wird auf der eigens entwickelten Exergy Plattform gehandelt.
ETIBLOGG	Direkte Peer-to-Peer-Lieferung / Plattform	Deutschland	2018	max. 10	Direkter Handel unter reinen Produzenten, Konsumenten und Prosumern auf Blockchainbasis.
Lamp	Plattform	Deutschland	-	20	Plattform für den Handel von lokal erzeugtem Strom. Zunächst begrenzt auf 20 teilnehmende Haushalte, später Implementierung auf andere Gebiete vorgesehen.
LocalPioneer	Plattform	Deutschland	2019	-	Software bzw. Plattform des Softwareherstellers Soptim AG für den lokalen Stromhandel zwischen Pro- und Consumern sowie Lieferanten.
LUtricity	Plattform	Deutschland	2018	-	Autarke Stromgemeinschaft, welche Strom untereinander handelt und ggf. Überschussstrom einspeichert oder flexibel nutzt.
Pebbles	Plattform	Deutschland	2018-2021	-	Blockchain-basierte Plattform für den lokalen Stromhandel zwischen Pro- und Consumern und kleinen, bzw. mittelständischen Unternehmen. Außerdem sollen die Auswirkungen auf das Verteilernetz der Allgäu-Netz GmbH untersucht werden.
Peer2Peer im Quartier	Plattform	Österreich	2018-2020	Quartier „Viertel Zwei“	Konkrete Umsetzung von Photovoltaik-Eigenverbrauchsoptimierung und die Untersuchung von P2P-Beziehungen auf Blockchain-Basis im Quartier.
Quartierstrom 2.0	Plattform	Schweiz	2020	Bis 100	Handelsplattform auf Basis der Erkenntnisse auf dem Quartierstrom 1.0-Projekt, wobei keine Blockchaintechnologie angewandt wird, um die Skalierbarkeit von mehr als 5000 Haushalten generieren zu können.
Schönauer Modellprojekt	Plattform + Vermittler	Deutschland	-	26	Bürger (Pro- und Consumer) aus einer Region bilden zusammen eine regional vernetzte „Stromgemeinschaft“. Der erzeugte Strom aus PV, BHKW etc. wird zuerst selbstverbraucht und der Überschuss mit anderen Bürgern gehandelt. Die EWS tritt dabei als Vermittler bzw. Dienstleister auf.
SMECS	Aggregator + Vermittler	Deutschland	2018-2020	-	Smarte Energiecommunity für dezentral, regional agierende Kleinerzeuger. SMECS bietet die technische Plattform.
Strombank	Cloudplattform	Deutschland	2014-2016	18	Überschüssiger Strom wird dort über ein Cloudbasiertes Kontomodell, wie bei einer Bank, eingespeichert und gutgeschrieben bzw. Entnahmen gebucht.
Stromodul	Plattform	Deutschland	2019	-	Plattform, welche Stromerzeuger kleiner, dezentraler Anlagen direkt mit Kunden aus der Umgebung zusammenbringt. Consumer können so ihren Strommix individuell aus Anlagen in der direkten Umgebung zusammenstellen.
Tal.Markt 2.0	Plattform + Vermittler	Deutschland	2019	-	Auf einer von den WSW bereitgestellten Plattform können Kunden ihren bezogenen Strommix aus verschiedenen Anlagen (Wind-, Wasser-, Solarenergie oder auch Abwärme etc.) individuell zusammenstellen.

FH Westküste
Wirtschaft und Technik

„EQUARTIER“ – STATUS QUO UND WEITERENTWICKLUNGSBEDARF ZUR INTELLIGENTEN VERNETZUNG VON ENERGIEANLAGEN IN QUARTIERSLAGEN

Eine Analyse aus sozialwissenschaftlicher Perspektive

Prof. Dr.-Ing. Reiner Schütt
Dr. Frank Schiller
Dr.-Ing. Nassipkul Dyussembekova

Kurzstudie im Rahmen eines hochschulübergreifenden Forschungsprojekts mit insgesamt sieben Studien in unterschiedlichen Disziplinen zum Thema „Digitalisierung der Energiewende – Intelligente und effiziente Vernetzung von Energieerzeugern und -verbrauchern auf Quartiersebene.

Gefördert von der gemeinnützigen Gesellschaft für Energie und Klimaschutz Schleswig-Holstein GmbH (www.eksh.org)

Datum der Fertigstellung: 15. Dezember 2020

Kontakt
Prof. Dr.-Ing Reiner Schütt
Fachhochschule Westküste
Fachbereich Technik (Steuerung/Elektrische Antriebe)
T 0481 8555-350
schuett@fh-westkueste.de

Verzeichnis der Abkürzungen und Symbole (alphabethisch)

cs-QCA	crisp set Qualitiative Comparative Analysis
C/sells	Sinteg: C/sells - Das Energiesystem der Zukunft im Sonnenbogen Süddeutschlands
ENaQ	EnStadt: Energetisches Nachbarschaftsquartier Fliegerhorst Oldenburg
EsWest	EnStadt: Klimaneutrales Stadtquartier Neue Weststadt Esslingen, Teilvorhaben: Mobilität und intersektorale Energieverknüpfung in Hochschule und Quartier
fs-QCA	fuzzy set Qualitiative Comparative Analysis
BHKW	Blockheizkraftwerk
csQCA	crisp set Qualitiative Comparative Analysis
Pfaff	EnStadt: Implementierung des Reallabors Pfaff-Areal Kaiserslautern ' Integrierte Konzepte, innovative Technologien und sozialwissenschaftliche Forschung im Leuchtturm für klimaneutrale Quartiere
PVA	Photovoltaikanlage
QCA	Qualitiative Comparative Analysis
QUARREE100	EnStadt: QUARREE100 - Resiliente, integrierte und systemdienliche Energieversorgungssysteme im städtischen Bestandsquartier unter vollständiger Integration erneuerbarer Energien Rüsdorfer Kamp
WEA	Windenergieanlage
ZED	EnStadt: Zwickauer Energiewende Demonstrieren
Flex	NIP: Die Steinfurter Flexkraftwerke - eine Region realisiert die Energiewende / energieland 2050 - Wir drehen das im Kreis Steinfurt!

1 Einleitung

In zahlreichen Pilotprojekten wird aktuell deutschlandweit versucht, in räumlichen, oft als Quartier bezeichneten Einheiten die Energieinfrastruktur und die Steuerung der Energieflüsse hinsichtlich unterschiedlicher Kriterien zu optimieren. Dabei ist unbekannt, welche räumliche Einheit, Struktur und Organisation mit welchen Eigenschaften sinnvoll als Quartier zusammengefasst werden kann und welche Beschreibung und Charakterisierung der Einheit zu einer geeigneten Übertragung vorhandener Projektergebnisse auf zukünftige Quartiere führen kann. Zahlreiche Veröffentlichungen beziehen sich bei der Diskussion der Übertragbarkeit wesentlich auf die technischen Eigenschaften wie Art und Anzahl der digitalisierten Betriebsmittel, eingesetzte Kommunikations- und Informationsbusse, verwendete Daten, Datenformate und Übertragungsraten, eingesetzte Soft- und Hardware für das Energieleit- und Energiemanagementsystem, eingesetzte Regelungsverfahren und so fort (Nationale Plattform Zukunftsstadt, 2015), (Heike Erhorn-Kluttig, 2016), (Gährs u. a., 2018). Eine auf die Übertragbarkeit ausgerichtete Analyse der Projekte aus sozialwissenschaftlicher Perspektive für Schleswig-Holstein fehlt, obwohl bekannt ist, dass gerade die nichttechnischen Aspekte den Erfolg der Quartiersprojekte beeinflussen (Giffinger u. a., 2017), (Gährs u. a., 2018).

Im Rahmen dieser Forschungsvorstudie werden der Status Quo und der Bedarf zur Weiterentwicklung für die intelligente Vernetzung von Energieanlagen in Quartierslagen und deren Organisation dargestellt und die Erfolgsfaktoren, Hemmnisse und Übertragbarkeit wesentlich aus sozialwissenschaftlicher Perspektive untersucht und diskutiert.

In der sozialwissenschaftlichen Forschung zur nachhaltigen Transition des Energiesystems wird das Quartier als soziotechnologisches System betrachtet, das neben Technologien auch Institutionen, Akteure und Verhaltensmuster umfasst (Kern, 2019). Im Hinblick auf die Übertragbarkeit wird in dieser Vorstudie daher die aus sozialwissenschaftlicher Sicht entscheidende Prozessdimension bekannter Quartiersprojekte analysiert, die die Partizipation externer Stakeholder und die Umsetzung in der Kommune oder Stadt mit ihren besonderen Anforderungen an das Projektmanagement einschließt. Fragen zur Übertragbarkeit werden anhand der Schlagworte Marktentwicklung und Upscaling behandelt, wobei mit Upscaling die Eigenschaften der Verbreitung zusammengefasst werden.

Im ersten Schritt wird ein Überblick über die Informationen zu bereits durchgeführten oder gestarteten Projekten für die innovative Energieversorgung in Quartieren gegeben. Die Informationen hinsichtlich der räumlichen Eingrenzungen und Abgrenzungen, Energieformen, Energieanlagen, Energieversorgungsleitung, Einsatz digitalisierter Betriebsmittel, Kommunikationsinfrastruktur (Vernetzung), Aufbau und Inhalte der Steuerungs- und Automationshardware und -software zur Beeinflussung der Energieflüsse (Energiemanagementsysteme) analysiert und bewertet.

Im zweiten Schritt werden charakteristische Eigenschaften für die Übertragbarkeit von Bausteinen der Pilotprojekte herausgearbeitet und für die fünf Pilotprojekte „EnStadt: QUARREE100 - Resiliente, integrierte und systemdienliche Energieversorgungssysteme im städtischen Bestandsquartier unter vollständiger Integration erneuerbarer Energien Rüsdorfer Kamp“ in Heide (**QUARREE100**), „EnStadt: Energetisches Nachbarschaftsquartier Fliegerhorst Oldenburg“ in Oldenburg (**ENaQ**), „EnStadt: Implementierung des Reallabors Pfaff-Areal Kaiserslautern ' Integrierte Konzepte, innovative Technologien

und sozialwissenschaftliche Forschung im Leuchtturm für klimaneutrale Quartiere“ in Kaiserslautern (**Pfaff**), „EnStadt: Klimaneutrales Stadtquartier Neue Weststadt Esslingen, Teilvorhaben: Mobilität und intersektorale Energieverknüpfung in Hochschule und Quartier“ in Esslingen (**EsWest**) und „EnStadt: Zwickauer Energiewende Demonstrieren“ in Zwickau (**ZED**) näher untersucht. Hinzu kommt die Detailanalyse für „NIP: Die Steinfurter Flexkraftwerke - eine Region realisiert die Energiewende / energieland 2050 - Wir drehen das im Kreis Steinfurt!“ im Münsterland (**Flex**) und „Sinteg: C/sells - Das Energiesystem der Zukunft im Sonnenbogen Süddeutschlands“ mit ihren diversen regional verteilten Teilprojekten (**C/sells**). Abbildung 1-1 zeigt die räumliche Verteilung der für diese Vorstudie herangezogenen Referenzprojekte, die durch das Bundesministerium Wirtschaft und Energie und das Bundesministerium für Bildung und Forschung gefördert werden.

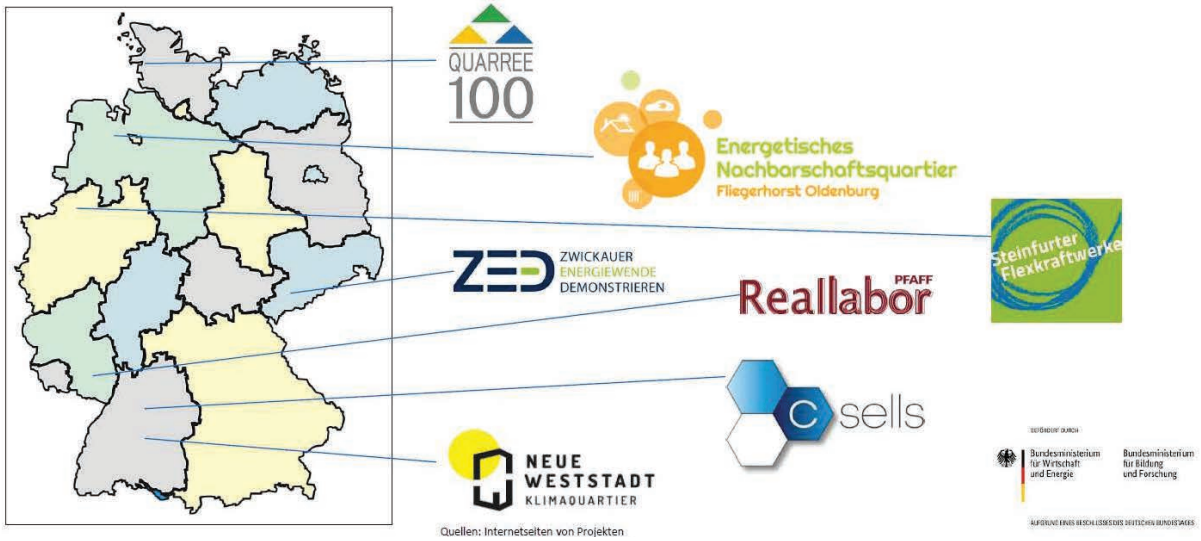


Abbildung 1-1: Räumliche Verteilung der ausgewählten Projekte in Deutschland

Die Detailanalyse basiert wesentlich auf durchgeführten Experteninterviews und der anschließenden in den Sozialwissenschaften üblichen „Qualitative Comparative Analysis“ (QCA). Die Experteninterviews werden näher beschrieben, die Grundlagen und Grenzen der QCA dargelegt und anschließend die Auswertungen hinsichtlich der identifizierten entscheidenden Bedingungen Sektorenkopplung, Digitalisierung, Energiemanagement, Modifikation des initialen Energiekonzeptes, Projektmanagement und -organisation sowie Marktentwicklung zusammengefasst.

Auf Basis der Analyseergebnisse werden die Erfolgsfaktoren und Hindernisse für zukünftige Quartiersprojekte in Schleswig-Holstein identifiziert und daraus Hinweise für aussichtsreiche räumliche Einheiten und erforderliche Rahmenbedingungen abgeleitet.

2 Überblick zu Pilotprojekten in Quartierslagen

Allein in (EnArgus, 2020) werden mehr als 490 geförderte Projekte zur Energieforschung unter dem Stichwort „Quartier“ aufgeführt, die seit 2010 begonnen, abgeschlossen oder aktuell durchgeführt werden. Hinzu kommen zahlreiche weitere dokumentierte Projekte, die den Neu- oder Umbau der Energieversorgung in Quartierslagen im Fokus haben ((NKI, 2020), (Forschung für die energieeffiziente Stadt - Energiewendebauen, 2020), (Modellprojekte Smart Cities - Zuschuss, 2020)). Ein systematischer Vergleich und Benchmark der Projekte liegen nicht vor. Dies liegt auch wesentlich daran, dass der Begriff „Quartier“ nicht einheitlich verwendet wird.

In (Schnur, Olaf (Hrsg.) u. a., 2014) wird der Begriff Quartier für die allgemeine sozialräumliche städtische Substruktur eingeführt und für eine unscharfe, lokal verankerte Einheit in der Stadt verwendet, in der Menschen und Organisationen zusammenarbeiten. In der Energieversorgung wird der Begriff Quartier schon dann verwendet, wenn mehr als eine Immobilie aber weniger als die gesamte Stadt oder Kommune versorgt wird. Eindeutig wird die Verwendung, wenn sich der Begriff auf ein Nahwärmenetz oder eines Ortsnetzes für die Stromversorgung oder sich auf die angeschlossenen Verbraucher eines Blockheizkraftwerkes (BHKW) bezieht. Zahlreiche Lösungen in Quartieren zeigen, dass eine sinnvolle Energieversorgung nur durch den Energieaustausch mit benachbarten oder übergeordneten räumlichen Einheiten gelingt (Kleineidam, 2019).

Seit einigen Jahren wird intensiv an einem Bottom-Up-Ansatz zum Umbau der Energieversorgung gearbeitet, der auf Basis multimodaler, zellularer Energienetze erfolgt (Speh u. a., 2015) und dezentrale und zentrale Ansätze zur Netzsteuerung und Energiesystemführung in geeigneter Weise verknüpft. So wird in (Vopova u. a., 2017) die Anwendung zellularer Ansätze zur Auslegung zukünftiger Energiesysteme unter Berücksichtigung der vorhandenen Infrastruktur für die Stadt Loeben in Österreich vorgestellt. Eine zentrale Frage dieser Vorstudie ist daher, welche Abgrenzung des Quartiers sinnvoll ist und wie der Energieaustausch sowohl innerhalb als auch über die Grenzen hinweg koordiniert werden kann.

Zur Evaluation einzelner Aspekte in den Projekten finden sich einige Veröffentlichungen. So werden zum Beispiel in (Erhorn-Kluttig u. a., 2016) die Ergebnisse und Benchmarks zur Energiebilanzierung aus Pilotprojekten verglichen. Eine entsprechende systematische Darstellung der Projekteigenschaften, -erfahrungen und -ergebnisse hinsichtlich der Verwertung zur intelligenten Vernetzung von Energieanlagen in Quartierslagen liegt nicht vor. Die erfassten Quartiersprojekte weisen große Unterschiede auf insbesondere hinsichtlich der räumlichen Abgrenzung, dem Austausch über Systemgrenzen, den eingesetzten Energieformen Wärme, Strom, Stoffe wie Gas, Öl, Wasserstoff, den genutzten Energieanlagen und deren Lokalisierung innerhalb oder außerhalb des Quartiers, der verwendeten Energieversorgungsleitungen und der Berücksichtigung der Sektorenkopplung und des Sektors Mobilität, dem Einsatz digitalisierter Betriebsmittel, der Kommunikationsinfrastruktur, dem Aufbau und den Inhalten der Steuerungs- und Automationshardware und -software zur Beeinflussung der Energieflüsse (Energiemanagementsysteme), den Betreiberformen, den Betriebserfahrungen und der Betriebszeit.

2.1 Auswahl geeigneter Quartiere für die Detailanalyse

Eine wesentliche Aufgabe zur Bewertung der Übertragbarkeit besteht in der geeigneten Fallauswahl für die Detailanalyse und die Erarbeitung charakteristischer Quartierseigenschaften zur Vernetzung in Verbindung mit charakteristischen Voraussetzungen und Randbedingungen des Quartiers. Folgende Mindestkriterien erfüllen die ausgewählten Quartiersprojekte:

- Mindestgrößen für Fläche, Einwohnerzahl, Anlagenanzahl und Energieumsatz
- Vergleichbare Projektziele wie CO2-Reduktion, Energieeinsparung und Erhöhung der Wirtschaftlichkeit
- Berücksichtigung der Sektorenkopplung und des Mobilitätssektors
- Öffentlich geförderte Projekte mit Einbindung unterschiedlicher Stakeholder
- Erste Erfahrungen in der Umsetzung
- Marktentwicklung durch Übertragbarkeit und Upscaling
- Bereitschaft zur intensiven Mitarbeit in dieser Studie in Form von Experteninterviews

Tabelle 2-1 zeigt die ausgewählten Quartiersprojekte im Überblick. Die ersten fünf Quartiersprojekte zeigen eine gute Vergleichbarkeit der Eigenschaften. Die Großvorhaben Steinfurter Flexkraftwerke (Flex) und C/sells werden herangezogen, da sie in verschiedenen Teilprojekten gut mit den ersten fünf Projekten vergleichbar sind.

Tabelle 2-1: Eigenschaften der ausgewählten Quartiersprojekte

Projekt	Ort, Bundesland	Größe, Wohneinheiten (WE)
EnStadt: **QUARREE100** - Resiliente, integrierte und systemdienliche Energieversorgungssysteme im städtischen Bestandsquartier unter vollständiger Integration erneuerbarer Energien Rüsdorfer Kamp	Heide, Schleswig-Holstein	ca. 20 ha, 200 WE
EnStadt: **ENaQ** - Energetisches Nachbarschaftsquartier Fliegerhorst Oldenburg	Oldenburg, Niedersachsen	ca. 4 ha, 110 WE
EnStadt: **Pfaff** - Implementierung des Reallabors Pfaff-Areal Kaiserslautern ' Integrierte Konzepte, innovative Technologien und sozialwissenschaftliche Forschung im Leuchtturm für klimaneutrale Quartiere	Kaiserlautern, Rheinland-Pfalz	ca. 19 ha, 423 WE
EnStadt: **EsWest** - Klimaneutrales Stadtquartier Neue Weststadt Esslingen, Teilvorhaben: Mobilität und intersektorale Energieverknüpfung in Hochschule und Quartier	Esslingen, Baden-Würtenberg	ca. 12 ha, 600 WE
EnStadt: **ZED** - Zwickauer Energiewende Demonstrieren	Zwickau, Sachsen	ca. 5,6 ha, 1024 WE
NIP**:** Die Steinfurter **Flex**kraftwerke - eine Region realisiert die Energiewende / energieland 2050 - Wir drehen das im Kreis Steinfurt!	Münsterland, Nordrhein-Westfalen	7 Quartiere mit jeweils mehreren hundert WE
Sinteg: **C/sells** - Das Energiesystem der Zukunft im Sonnenbogen Süddeutschlands	Bayern, Baden-Würtenberg, Hessen	30 Demonstrationszellen und 9 Partizipationszellen

Die ausgewählten Quartiersprojekte werden in (FONA, 2020), (QUARREE100 , 2020), (Energetisches Nachbarschaftsquartier Fliegerhorst Oldenburg, 2020), (EnStadt:Pfaff, 2020), (Klimaneutrales Stadtquatier, 2020), (Gemeinsam Zukunft gestalten in Zwickau, 2020), (Die Steinfurter Kraftwerke, 2020), (C/sells - Fraunhofer IAO, 2020) umfangreich beschrieben. In Tabelle 2-2 sind die direkt in den Quartieren verwendeten Energieformen und eingesetzten Anlagen zur Sektorenkopplung gegenübergestellt. Photovoltaikanlagen (PVA) und Windenergieanlagen (WEA) sind nur gekennzeichnet, wenn sie im Quartier verortet sind. Es fällt auf, dass Windenergie außer in Flex, wo sie zur Erzeugung von Wasserstoff dient, und in ZED sonst nur indirekt über zugekauften Strom aus dem Netzt genutzt wird.

Tabelle 2-2: Energieformen und einzubindende Anlagen zur Sektorenkopplung in räumlicher Nähe

Kurzname	Strom aus Netz	PVA	WEA	Stromspeicher	Wärmespeicher	Nahwärme	Kälte	E-Mobilität	Wasserstoff	Wärmepumpe	BHKW
QUARREE100	+	+		+	+	+	+	+	+	+	+
ENaQ	+			+		+	+	+	+		
Pfaff	+	+		+	+	+	+	+		+	+
EsWest	+	+		+	+	+		+	+		+
ZED	+	+	+	+	+	+		+		+	+
Flex	+	+	+					+	+		
C/sells	+	+						+		+	

Die aufgrund der Kriterien ausgewählten Projekte werden einer Detailanalyse unterzogen, die wesentlich auf Experteninterviews und der qualifizierten Auswertung mit Hilfe der QCA basiert. Dazu werden technische, organisatorische, wirtschaftliche und sozialwissenschaftliche Fragestellungen gestellt und ausgewertet. Für die Auswertung wurden außer der Homepage von Projekten, auch folgende Quellen verwendet: Quarree100 (Balke und Schütt, 2019), ENaQ (Rosinger, 2018), Pfaff (Mennig u. a., 2019), (Stryi-Hipp u.a., 2019), EsWest (Fisch, 2019), ZED (Teich u. a., 2019), Flex (Gärtner, 2019), C/sells (Wohlschlager u. a., 2020).

2.2 Charakteristische Quartierseigenschaften für die Detailanalyse

Für die Detailanalyse sind die Quartierseigenschaften mit Hilfe der Experteninterviews zu charakteristischen Quartierseigenschaften zusammengefasst. Tabelle 2-3 zeigt die Zusammenfassungen und die zugehörigen Detaileigenschaften.

Tabelle 2-3: Quartierseigenschaften zur Detailanalyse

Zusammenfassung	Beispiele für detaillierte Quartierseigenschaften
Allgemeine, qualitative Angaben	Projektziel (Energieeinsparung, Co2-Reduktion, Verbesserung Wirtschaftlichkeit, weitere Ziele wie Wirtschaftsförderung, Erhöhung Versorgungssicherheit), Einordnung (Bestandsquartier, Quartiererweiterung, Neuquartier)
Allgemeine, quantitative Angaben	Fläche, Einwohnerzahl, Anzahl Anschlussteilnehmer, Jahresenergieverbrauch Strom, Wärme, Gas, Kraftstoff und maximale Leistung Strom, Wärme
Angaben zu den Energienetzen	Strom (Nieder-, Mittel-, Hochspannung), Gas (Niederdruck, Hochdruck), Wärme (Niedertemperatur, Hochtemperatur), Sondernetze (Wasserstoff)

Angaben zur Sektorenkopplung mit Energieanlagen und Speicher	Erzeugungsanlagen (BHKW, PVA, WEA, ...), Energiespeicher (Stromspeicher, Wärmespeicher, Gasspeicher), Lastarten (Haushalt, Gewerbe, Industrie, ...), besondere Sektorenkopplungsanlagen (Wärmepumpen, Elektrolyse, Brennstoffzelle, Power-to-Heat)
Angaben zur Digitalisierung	IT-Netz, Glasfaser, Smart-Meter und Controlbox, zentrales Energiemanagementsystem, Einbindung in Netzleitsystem, Einbindung in Energiemanagementsystem
Angaben zum Energiemanagement	Einbindung in Netzleitsystem, Betreiber des Energiemanagementsystems, Anbindung von Fremdsystemen wie Börsenhandel
Angaben zur Projektentwicklung und Umsetzung	Modifikation des initialen Energiekonzeptes, Projektmanagements Marktentwicklung, Erfolgsfaktoren, hemmende Randbedingungen

Neben den allgemeinen qualitativen und quantitativen Angaben sowie den verwendeten Energienetzen treten die Begriffe „Sektorenkopplung“, „Digitalisierung“, „Energiemanagement“ und unter Projektentwicklung und Umsetzung die Detaileigenschaften „Modifikation des initialen Energiekonzeptes“, „Projektmanagement“ und „Marktentwicklung“ auf, die dann in der späteren Auswertung der Experteninterviews als Code-Cluster bezeichnet werden und in der anschließenden QCA als Konfigurationen untersucht werden.

2.3 Sozialwissenschaftliche Fragestellungen an Quartiere

Zur Behandlung der Prozessdimension bei der Transition des Energiesystems im Quartier werden neben der Partizipation externer Stakeholder verschiedene Aspekte in der konkreten Umsetzung analysiert, die besondere Anforderungen an das Projektmanagement stellen und die durch das Projekt angestoßene Marktentwicklung und das mögliche Upscaling beeinflussen. Zur Beantwortung der Fragen nach Erfolgsfaktoren, Hindernisse und Übertragbarkeit für zukünftige Quartiersprojekte werden an dieser Stelle die Voraussetzungen und der aktuelle Kenntnisstand für die sozialwissenschaftlichen Fragestellungen zusammengefasst.

Im Hinblick auf die Partizipation lassen sich zwei Projektphasen unterscheiden. In der ersten Phase werden bezogen auf das Quartier partizipativ Zukunftserwartungen erhoben (Renn u. a., 2013), (Frantzeskaki & Rok, 2018). In dieser Phase wird das Projekt von einem Netzwerk der Willigen getragen, das gemeinsam eine initiale energetische Entwicklungsidee für das Quartier verfolgt. Ihren Kern bilden Kommunen und Hochschulen sowie schon weniger zentral Unternehmen und weitere zivilgesellschaftliche Gruppen. Das Netzwerk vergrößert sich über die Projektlaufzeit und bindet zunehmend die Bevölkerung ein. In der Literatur (Grimm u. a., 2020) wird darauf hingewiesen, dass es weniger die koproduktive Partizipation ist, welche die Akzeptanz von Quartiersprojekten erhöht, sondern vor allem die Beteiligung von Schlüsselakteuren wie Hochschulen. Demnach leitet sich die Autorität der Akteure im Projekt wesentlich aus der Rolle und weniger aus deren zentralen Position im Umsetzungsnetzwerk ab.

In der Umsetzungsphase wird die Partizipation dann als gemeinschaftlicher Entstehungsprozess fortgeführt, in der zwischen unterschiedlichen Partizipationstiefen unterschieden wird (Gernot Grabher, 2018). Danach weisen sektorspezifische Prosumer die größte mögliche Partizipationstiefe auf. Diesem

Ansatz folgend richtet sich die Umsetzung auf die aktive Einbindung von Prosumern und die Adaption von Geschäftsmodellen an Prosumer aus (Zapata Riveros u. a., 2019). Auf der anderen Seite bewegen sich dadurch in der Umsetzungsphase viele Akteuren weg von der bürgerschaftlich-politischen Rolle hin zu einer konsumtiv-marktwirtschaftlichen Rolle (Augenstein u. a., 2020). Dieser Umstand des sozialen Rollenwechsels von Akteuren in energetischen Umbauprojekten ist besonders zu berücksichtigen, um durchgängig Akzeptanz zu sichern. Nach (Lelong u. a., 2017) gilt dies umso mehr, wenn die komplexe Machtteilung und die Mehrdeutigkeit von „frames" als Interpretationsräumen zu Begriffen wie Digitalisierung, Energiemanagement oder Nachhaltigkeit als Ursachen für Stillstand in der Lokalpolitik und im Quartier angenommen werden.

In der Forschung zu transdisziplinären Projekten, die systemische Beschreibungen (Systemwissen) mit normativen Orientierungen (Zielwissen) und praktischen Problemlösungen (Transformationswissen) verbinden, werden diese Konflikte thematisiert (Augenstein u. a., 2020). Es wird noch allzu häufig beobachtet, dass die Naturwissenschaften mit Systemwissen, die Sozialwissenschaften mit Zielwissen und die Ingenieurswissenschaften mit Transformationswissen assoziiert werden (Bergmann, 2018). Diese Vereinfachung stellt besondere Herausforderungen an das Management von Quartiersprojekten, da die Anforderungen nicht bei interdisziplinärer Verständigung und Einbindung interessierter Bürger aufhören. In den Worten eines der Interviewpartners heißt es dazu: „Es gibt natürlich in jeder Stadt Akteure, die Erfahrung haben, wie man Projektmanagement macht. Aber dass ich eben gleichzeitig die Energiefragestellungen, die Erschließungsplanung, das Projektmanagement, die Akzeptanzfragen, die Geschäftsmodelle und noch das regulatorische Umfeld im Blickfeld habe und gleichzeitig noch weiß, was bietet eigentlich die Wissenschaft an neuen Technologien an, das ist eine ganz schöne Herausforderung, die schwer zu vermitteln ist. Da gibt es keine einfache Lösung." (Interviewpartner6, 2020)

Im Hinblick auf die Marktentwicklung und das Upscaling der Quartiersprojekte behandelt die Transitionsliteratur, wie die ökologischen Innovationen aus ihrem Nischendasein treten können und in bestehende, konventionelle oder zukünftige Quartiere transformiert werden können. Nach (Augenstein u. a., 2020) muss dieser Prozess folgende Randbedingungen berücksichtigen:

a) den erheblichen Umfang des erwarteten inter- und transdisziplinären Wissensaustausches,
b) die erforderlichen Vereinfachungen unter Berücksichtigung unterschiedlicher Vorstellungen von Transformation und sozialem Wandel unter gleichzeitiger projektbezogener Lösung und
c) die Aversionen, soziale Innovationen überregional oder gar global vermarkten zu wollen.

Für die Übertragbarkeit von Quartierslösungen sind oft die ökonomischen Eigenschaften entscheidend. So zeigen (Hain u. a., 2017), dass öffentlich finanzierte Forschungs-, Demonstrations- und Pilotprojekte den Nischenakteuren ermöglichen, in bestehende Märkte einzudringen. Finanzmärkte werden als adaptiv angenommen, die sich unterschiedlichen individuellen Voraussetzungen anpassen (Hall u. a., 2017). Das Upscaling, das heißt die Hochskalierung und Verbreitung der ökologisch-energetischen Innovationen aus den Quartiersprojekten, orientiert sich aktuell stark an Innovationen durch Digitalisierung im Energiesektor. Der Blick auf den für die Umsetzung von Quartiersprojekten wichtigen Bausektor zeigt, dass die Fokussierung auf dieses Innovationsfeld nicht erfolgt (Bygballe, 2015).

3 Detailanalyse mit Hilfe von Experteninterviews und QCA

Die Detailanalyse erfolgt mit Hilfe von Experteninterviews, die Kodierung und Codeclusterung und die anschließende QCA für die Projekte QUARREE100 in Heide, ENaQ in Oldenburg, Pfaff in Kaiserslautern, EsWest in Esslingen, ZED in Zwickau und Flex im Münsterland. Für das Projekt C/sells in Süddeutschland ist das Experteninterview durchgeführt und für die Kodierung und Codeclusterung bearbeitet. Für die QCA ist C/Sells jedoch nicht verwendet, da das Projekt hinsichtlich der technischen und ökonomischen Rahmenbedingungen von den Autoren als nicht vergleichbar eingestuft ist.

3.1 Methodik

Die technischen Fragen für die Detailanalyse beziehen sich wesentlich auf die Sektorenkopplung, die Digitalisierung und das quartiersbezogene Energiemanagement. Die sozialwissenschaftlichen Fragen richten sich an Partizipation und Akzeptanz, Projektmanagement sowie die Verbreitung des Transformationswissen und Innovationen zur energetischen Quartiersentwicklung. Die Beantwortung in dieser Vorstudie basiert auf einer umfangreichen Literaturrecherche und leitfadengestützten, halbstrukturierten Interviews von Quartiersexperten und deren wissenschaftlichen Auswertung.

3.1.1 Form der Experteninterviews

Für die Experteninterviews wird ein Interviewleitfaden in Form eines Fragebogens verwendet (siehe Anlage 1: Interviewleitfaden). Die Fragen sind nach relevanten Themen strukturiert. Die Formulierungen sind von einem Experten geprüft und akzeptiert. Als Quartiersexperte ist der jeweilige Projektleiter befragt, alternativ ein vom Projektleiter benannter Projektbeteiligter. Der Fragebogen ist vor Durchführung des Interviews zur Vorbereitung an den Quartiersexperten versandt. Die hier veröffentlichten Ergebnisse mit Zuordnung zum Klarprojektnamen sind vom Quartiersexperten bestätigt. Auf Wunsch der Interviewpartner ist für einige Aussagen die eindeutige Zuordnung der Antworten zum Klarprojektnamen in dieser Vorstudie durch die zufällige und anonymisierte Nummerierung der Projekte von QP1 bis QP7 ersetzt. Die Interviewpartner werden auf Wunsch in diesem Text nicht namentlich genannt, sondern durch anonymisierte Namen ersetzt.

3.1.2 Analyse der Interviews durch Kodierung und Clusterung

Zur qualitativen Analyse mit Hilfe der Software MAXQDA sind die Interviews professionell transkribiert und mit Zeitmarken versehen ((Interviewpartner1, 2020) bis (Interviewpartner7, 2020). In MAXQDA werden die relevant erachteten Informationen kodiert und anschließend geclustert. Dazu werden die fallspezifischen Aussagen, die auch als Codes bezeichnet werden, miteinander verglichen und auf wechselseitige Beziehung hin geprüft. Hierzu bietet MAXQDA verschiedene Werkzeuge zur kohärenten Kodierung (Rädiker u. a., 2019): die probeweise händische Clusterung von Codes, die Aufstellung von Distanzmatrizen, welche Codes in ihren Beziehungen zueinander darstellen, und die hierarchische Clusterung anhand der durchschnittlichen Verknüpfungen. Mittels dieser Werkzeuge wird das Zusammentreffen von Codes in einzelnen Interviews, Interviewpassagen und über alle Interviews hinweg

dargestellt, um dann von Beziehungen der Codes zueinander auf deren Bedeutung im Kontext zu schließen. In einigen Fällen sind Aussagen der Interviewpartner mit objektiven Informationen über die Projekte abgeglichen, um geäußerte Sachverhalte zweifelsfrei und für alle Projekte zu kennzeichnen. In ausgewählten Fällen wird die schlagwortbasierte Autokodierungsfunktion von MAXQDA verwendet. Finden sich so enge Wechselbeziehungen zwischen Codes, so werden diese zu Clustern zusammengefasst. Der Prozess erfolgt schrittweise und wird solange wiederholt, bis sich konsolidierte Sets zeigen. Abbildung 3-1 zeigt die 28 Codes des Clusters „Marktentwicklung“ mit acht identifizierten Subclustern.

Die so entstandenen Cluster sind Grundlage für die Formulierung von Bedingungen, die in Konfigurationen auf ein vorhandenes oder nicht-vorhandenes Ergebnis hin geprüft werden (Held u. a., 2011), (Jopke u. a., 2019). Details zu den Abgrenzungen der Konfigurationen, Bedingungen und ihrer Definitionen sind der Anlage 2: Abgrenzungen der QCA-Konfigurationen und Quartierszuordnung zu entnehmen.

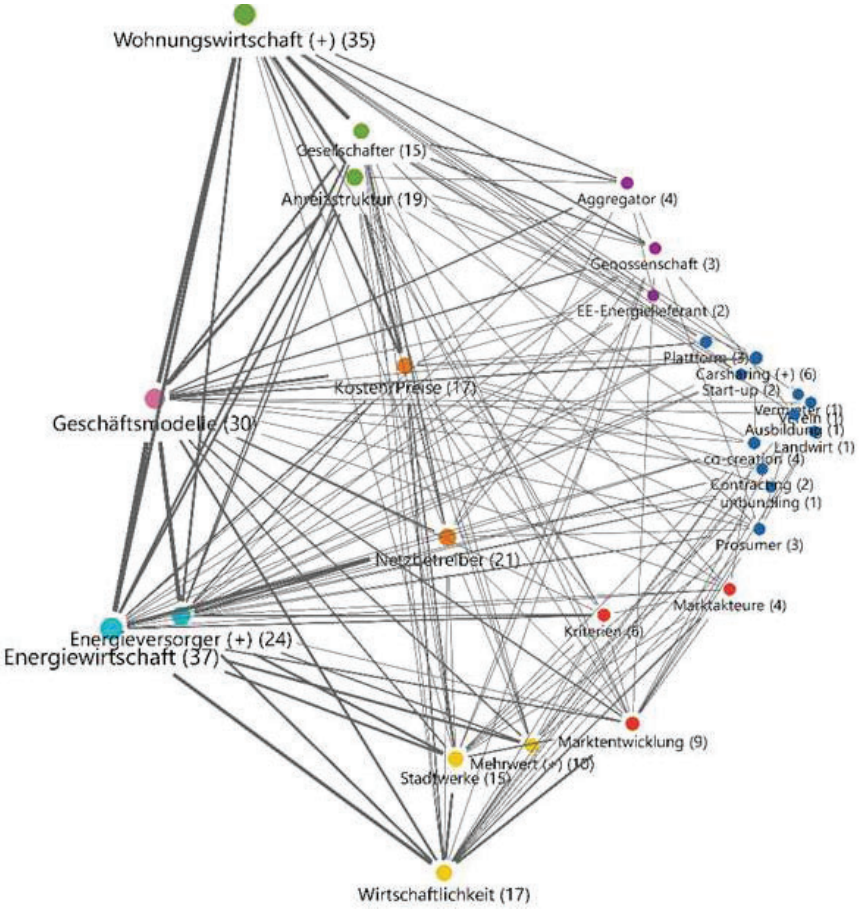


Abbildung 3-1: Cluster „Marktentwicklung“ mit 28 Codes und 8 Subclustern

3.2 Qualitative Comparative Analysis

Die weitere Auswertung erfolgt als QCA, die für den Vergleich von Fällen kleiner bis mittlere Fallzahlen eingesetzt wird (Marx u. a., 2013). Die QCA basiert auf Boolescher Algebra und Mengentheorie und unterscheidet zwischen mehrwertigen (fuzzy) und binären (crisp) Mengen (Ragin, 2016). Für die Vorstudie wird die vergleichende, qualitative binäre Mengenanalyse „crisp set QCA“ (csQCA) eingesetzt,

die sowohl die notwendigen als auch die hinreichenden Bedingungen für ein gewünschtes Ergebnis zuverlässig identifiziert (Dul, 2016). So lassen sich zum Beispiel die Hemmnisse bei der Umsetzung von Quartiersprojekten ermitteln. Das Suchziel der QCA ist die Identifikation minimal notwendiger und hinreichender Bedingungen für das Vorliegen eines bestimmten Wertes einer kategorialen Variablen, welcher allgemein Outcome genannt wird. Die Minimierung der kombinatorischen möglichen Bedingungen erfolgt mit dem Quine-McCluskey Algorithmus.

Es gibt zwar den Fall, dass eine Bedingung sowohl notwendig als auch hinreichend ist und nur diese einzige Bedingung ein Ergebnis erklärt. Allgemein aber finden sich erklärende notwendige und hinreichende Bedingungen erst in Konfigurationen zusammen. Eine Bedingung ist notwendig, wenn bei jedem zutreffenden Ergebnis auch die Bedingung vorliegt. Hinreichend sind Bedingungen dann, wenn in allen Fällen in denen sie präsent sind, auch das Ergebnis zu beobachten ist. Gemeinsam dienen notwendige und hinreichende Bedingungen also dazu, Konfigurationen aus hemmenden und fördernden Bedingungen aufzuzeigen, die ein vorliegendes Phänomen/Ergebnis erklären. Die Analyse erfolgte mit Hilfe der Software QCA 3.0 (Ragin, 2016). Diese analysiert im ersten Schritt alle Bedingungen auf deren Notwendigkeit hin. Im zweiten Schritt wird dann aus den Bedingungen eine Wahrheitstabelle erstellt, die alle logisch möglichen Kombinationen von Bedingungen errechnet. Für die Verknüpfungen in den entstehenden Termen werden die Kurzzeichen „*“ für das logische UND, „+“ für das logische ODER und „~“ für die boolsche NEGATION des Terms verwendet.

Die Prüfroutinen beziehen sich auf die einschlägigen Transformationstheorien und adressieren die Konfigurationen „Sektorenkopplung“, „Digitalisierung“, „Energiemanagement“, „Projektmanagement“ und „Marktentwicklung“. Das Programm prüft dann Bedingungen anhand der Kriterien Konsistenz und Abdeckung. Dabei gibt die Konsistenz an, inwieweit eine Bedingung das Ergebnis erklärt (1 = vollständig). Die Rohabdeckung (raw coverage) gibt den Anteil an, den ein bestimmter Term an der Gesamtlösung aufweist, wohingegen die einzigartige Abdeckung (unique coverage) den Anteil am Ergebnis ausweist, der exklusiv durch den vorliegenden Term erklärt wird. Die Roh- und einzigartige Abdeckung hinreichender Terme entsprechen somit Konsistenz und Abdeckung bei den notwendigen Bedingungen.

Die Abdeckung gibt somit Aufschluss über die empirische Relevanz der Bedingung hinsichtlich eines Ergebnisses. Bei der Kombination von Bedingungen und ihren Negationen entstehen oft lange Boolesche Terme, die dann minimiert werden und sich als zentrale Terme darstellen. Dennoch beinhalten die Lösungen nach Kombinatorik und Minimierung regelmäßig noch immer mehrere dieser komplexen Terme, so dass diese wiederum empirisch interpretiert werden müssen.

3.3 Ergebnisse der QCA

Im Folgenden werden die Überprüfungsergebnisse der Konfigurationen vorgestellt. Diese gliedern sich auf in notwendige und hinreichende Bedingungen. Für Letztere errechnet die Software bis zu drei verschieden stark minimierte Lösungen: eine komplexe, eine mittlere und eine minimale Lösung. Details finden sich in Anlage 3: Prüfungsergebnisse der QCA-Konfigurationen.

3.3.1 Sektorenkopplung mit Wasserstoff

Für die Konfiguration „Sektorenkopplung mit Wasserstoff“ ist der Einsatz von Wasserstoff im Projekt als Ergebnis gesetzt. Für diese werden die Bedingungen „Mobilität(Individualverkehr)“, „Mobilität(ÖPNV)“, „Flexibilisierung(Strom)“, Quartiersbatterie, dezentrale (private) Batterie, „Wärmenetz“, „Quartierswärmespeicher“ „Wärmepumpe“ und „BHKW“ geprüft.

Tabelle 3-1 zeigt, dass hinsichtlich der notwendigen Bedingungen einzig „Flexibilisierung(Strom)“ eine Konsistenz von Eins aufweist. Dabei zeigen allerdings nur zwei Drittel aller Fälle, bei denen „Flexibilisierung(Strom)“ vorliegt, das Ergebnis auf. Mit einer Konsistenz von jeweils 0,75 folgen „Mobilität(Individualverkehr)“, „Wärmenetz“, „Quartierswärmespeicher“ und „Wärmepumpe“.

Tabelle 3-1: Konsistenz und Abdeckung der Bedingungen für die Konfiguration „Sektorenkopplung mit Wasserstoff“

Bedingungen	Konsistenz	Abdeckung
Mobilität (Individualverkehr)	0,75	0,6
Mobilität (ÖPNV)	0,5	1,0
Flexibilisierung (Strom)	1,0	0,67
Quartiersbatterie	0,5	1,0
dezentrale (private) Batterie	0	0
Wärmenetz	0,75	0,6
Quartierswärmespeicher	0,75	0,6
Wärmepumpe	0,75	0,6
BHKW	0,5	0,67

Hinsichtlich der hinreichenden Bedingungen ergeben sich für die komplexe Lösung die in Abbildung 3-2 dargestellten zwei Terme, die zusammen eine perfekte Konsistenz von 1,0 bei einer Abdeckung von 0,75 aufweisen, wobei der erste Term die höhere Rohabdeckung besitzt:

Abbildung 3-2: Terme der komplexen Lösung für die Konfiguration „Sektorenkopplung mit Wasserstoff“

```
Mobilität(Individualverkehr)*Flexibilisierung(Strom)*Quartiersbatterie*~dezentrale(privat
e)Batterien*Wärmenetz*Quartierswärmespeicher*Wärmepumpe*BHKW
0.5          0.5          1
~Mobilität(Individualverkehr)*Mobilität(ÖPNV)*Flexibilisierung(Strom)*~Quartiersbatterie*
~dezentrale(private)Batterien*~Wärmenetz*~Quartierswärmespeicher*~Wärmepumpe*~BHKW
0.25         0.25         1
solution coverage: 0.75
solution consistency: 1
```

Die Terme zeigen, dass jeweils der Verkehrssektor eng mit der Produktion von Wasserstoff in den Quartiersprojekten verknüpft ist. Im ersten Term ist dies der Individualverkehr; im zweiten Fall der öffentliche Personennahverkehr – wobei die Sektorenkoppelung hier sogar allein auf den Verkehrsbereich beschränkt erfolgt, da die übrigen Bedingungen negiert sind. Dies weist darauf hin, dass die Nutzung von Wasserstoff in der Sektorenkopplung auf den Verkehrssektor zugeschnitten ist. Grund dafür ist der dort zu erzielende Verkaufspreis für Wasserstoff, der deutlich über jenem für Wärmeanwendungen liegt (Interviewpartner4, 2020). Trotzdem tragen die beobachteten H2-Quartiersprojekte auch

darüber hinaus zur Strom und Wärmeerzeugung der Quartiere bei, indem sie etwa die Abwärme der Elektrolyseure zur Wärmebereitstellung nutzen und die Elektrolyse flexibel fahren.

Die Flexibilisierung des Strombereiches ist nicht zuletzt deshalb notwendige Bedingung in Form von „Flexibilisierung (Strom) der Konfiguration „Sektorenkopplung mit Wasserstoff“. Dagegen sind die hinreichenden Bedingungen insgesamt vielseitiger, und es sind verschiedene energetische Systemlösungen zu beobachten. Es fällt dabei auf, dass dezentrale, private Batterien der Analyse nach gar keine Bedeutung haben.

3.3.2 Digitalisierung

Mit dem Begriff Digitalisierung verbinden viele Akteure die intelligente und sichere Messung, Steuerung und Optimierung der Energieverbräuche. Zur Erfassung der Konfiguration „Digitalisierung“ wird die erfolgte „automatisierte Steuerung“ als zu erklärendes Ergebnis gesetzt und mit den Bedingungen „Mobilität(Individualverkehr)“, „Mobilität(ÖPNV)“, „Flexibilisierung(Strom)“, „Quartiersbatterie, „dezentrale(private)Batterien“, „Wärmenetz“, „Quartierswärmespeicher“, „Smartmetering“ und „IT-Schnittstelle Bewohner“ als abhängige Bedingungen geprüft. Tabelle 3-2 zeigt die Konsistenz und die Abdeckung einzelner, zum Teil durch ODER-verknüpfter Bedingungen für die Konfiguration „Digitalisierung“ zur Erreichung des Ergebnisses „automatisierte Steuerung“.

Von den Bedingungen erweist sich „Flexibilisierung(Strom)“ als perfekt notwendige Bedingung mit einer Konsistenz von 1. „Wärmenetz“ und „Smartmetering“ weisen ebenfalls vergleichsweise hohe Konsistenzwerte von 0,83 auf. In allen Fällen beträgt die Abdeckung 1,0.

Tabelle 3-2: Konsistenz und Abdeckung der Bedingungen der Konfiguration „Digitalisierung“

Bedingungen	Konsistenz	Abdeckung
Mobilität(Individualverkehr)+Mobilität(ÖPNV)	1,0	1,0
Flexibilisierung(Strom)	1,0	1,0
Quartiersbatterie+dezentrale(private)Batterien	0,33	1,0
Wärmenetz+Quartierswärmespeicher	0,83	1,0
Smartmetering	0,83	1,0
IT-Schnittstelle Bewohner	0,67	1,0

Die weitere Analyse der hinreichenden Bedingungen produziert eine komplexe Lösung mit einer Abdeckung und Konsistenz von jeweils Eins.

In allen in Abbildung 3-3 dargestellten vier Termen sind „dezentrale(private)Batterien“ negiert, in einem zudem auch „Quartierswärmespeicher“. Empirisch weist dies aus, dass dezentrale private Batterien nicht in die automatische Steuerung des Quartiers eingebunden werden. „IT-Schnittstelle Bewohner“ ist in zwei Termen negiert vertreten und in den letzten beiden Termen mit einer einzigartigen Abdeckung von 0,5 und 0,667 präsent. Interpretiert man die IT-Schnittstelle zu Bewohnern als Folge der Integration von Bewohnerideen im Entstehungsprozess der Schnittstelle, dann deutet dies auf eine eher nachgeordnete Bedeutung der Schnittstelle für die automatisierte Steuerung des Energiesystems hin.

Abbildung 3-3: Terme der komplexen Lösung für die Konfiguration „Digitalisierung“

```
~Mobilität(Individualverkehr)*Mobilität(ÖPNV)*Flexibilisierung(Strom)*~Quartiersbatterie*~dezen
trale(private)Batterien*~Wärmenetz*~Quartierswärmespeicher*~Smartmetering*~IT-
SchnittstellefürBewohner      0.166667    0.166667    1
Mobilität(Individualverkehr)*~Mobilität(ÖPNV)*Flexibilisierung(Strom)*Quartiersbatterie*~dezent
rale(private)Batterien*Wärmenetz*Quartierswärmespeicher*Smartmetering*~IT-
SchnittstellefürBewohner         0.166667    0.166667    1
Mobilität(Individualverkehr)*~Mobilität(ÖPNV)*Flexibilisierung(Strom)*~Quartiersbatterie*~dezen
trale(private)Batterien*Wärmenetz*Quartierswärmespeicher*Smartmetering*IT-
SchnittstellefürBewohner         0.5         0.5         1
Mobilität(Individualverkehr)*Mobilität(ÖPNV)*Flexibilisierung(Strom)*Quartiersbatterie*~dezentr
ale(private)Batterien*Wärmenetz*Quartierswärmespeicher*Smartmetering*IT-
SchnittstellefürBewohner           0.166667    0.166667    1
solution coverage: 1
solution consistency: 1
```

Bemerkenswert ist in diesem Zusammenhang allerdings die Schaffung eines digitalen Zwillings in ENaQ, der eine entsprechende IT-Schnittstelle beinhaltet. Ausweislich unserer Analyse als bedeutender erweisen sich demgegenüber die Bedingungen „Wärmenetz“ und „Smartmetering“, die in drei Termen vertreten sind. Dies zeigt, auf welche Bereiche sich Digitalisierung vornehmlich konzentriert.

3.3.3 Energiemanagement

Zur Erfassung der Konfiguration „Energiemanagement“ wird „Projekt auf Kurs“ als zu erklärendes Ergebnis gesetzt und mit den Bedingungen „Mobilität(ÖPNV)“, „Mobilität(Individualverkehr)“, „Quartiersbatterie“, „dezentrale(private)Batterien“, „Wärmenetz“, „Quartierswärmespeicher“, „Wärmepumpe“ und „BHKW“ als abhängige Bedingungen geprüft, wobei „Quartiersbatterie“ durch ODER mit „dezentrale(private)Batterien“ verknüpft ist. Wie in Tabelle 3-3 ersichtlich, erweisen sich vier Bedingungen als perfekt notwendige Bedingungen. Dies sind „Mobilität(Individualverkehr)“, „Wärmenetz“, „Quartierswärmespeicher“ und „Wärmepumpe“.

Tabelle 3-3: Konsistenz und Abdeckung der Bedingungen der Konfiguration „Energiemanagement“

Bedingungen	Konsistenz	Abdeckung
Mobilität(ÖPNV)	0,2	0,5
Mobilität(Individualverkehr)	1,0	1,0
Quartiersbatterie+dezentrale(private)Batterien	0,4	1,0
Wärmenetz	1,0	1,0
Quartierswärmespeicher	1,0	1,0
Wärmepumpe	1,0	1,0
BHKW	0,6	1,0

Hinsichtlich der hinreichenden Bedingungen werden die in Abbildung 3-4 dargestellten sieben Bedingungen wie in Abbildung 3-4 dargestellt durch zwei logische Termen widergegeben. Im ersten Term sticht die Verbindung von Mobilität des Individualverkehrs mit der Wärmeinfrastruktur in Form von „Wärmenetz“, „Quartierswärmespeicher“ und „BHKW“ hervor. Der Term weist eine einzigartige Abdeckung von 0,6 auf. Der zweite Term mit einer einzigartigen Abdeckung von 0,4 weist „Mobilität(Individualverkehr)“, „Quartiersbatterie“ sowie ebenfalls die Wärmeinfrastruktur auf. Dies bedeutet, dass alle Energiemanagementlösungen ausweislich unserer Analyse auf die Sektorenkopplung mit den

Bereichen Indivdualverkehr und Wärme setzen. Dies erfolgt in vielen Fällen ohne Zuhilfenahme von Batterien.

Abbildung 3-4: Terme der komplexen Lösung für die Konfiguration „Energiemanagement“

```
Mobilität(Individualverkehr)*~Mobilität(ÖPNV)*~Quartiersbatterie*~dezentrale(private)Batt
erien*Wärmenetz*Quartierswärmespeicher*Wärmepumpe      0.6          0.6          1
Mobilität(Individualverkehr)*Quartiersbatterie*~dezentrale(private)Batterien*Wärmenetz*Qu
artierswärmespeicher*Wärmepumpe*BHKW                    0.4          0.4          1
solution coverage: 1
solution consistency: 1
```

3.3.4 Projektmanagement

Zur Erfassung der Konfiguration „Projektmanagement“ wird „Projekt auf Kurs“ als zu erklärendes Ergebnis gesetzt und mit den Bedingungen „ProjektmithohemBestandsgebäudeanteil“, „Forschungsförderung(vorher)“, „~HerausforderungbeimWissensaustausch“, „Institutionalisierung“, „PolitikistinternerStakeholder“, „Akzeptanzmaßnahmen“ und „BeratungkommunalerPlanung“ geprüft. Für die notwendigen Bedingungen ergibt sich das in Tabelle 3-4 dargestellte Ergebnis.

Tabelle 3-4: Konsistenz und Abdeckung einzelner Terme für die Konfiguration „Projektmanagement“

Bedingungen	Konsistenz	Abdeckung
ProjektmithohemBestandsgebäudeanteil	0,4	01,0
Forschungsförderung(vorher)	1,0	0,83
~HerausforderungbeimWissensaustausch	0,6	1,0
Institutionalisierung	0,8	1,0
PolitikistinternerStakeholder	1,0	0,83
Akzeptanzmaßnahmen	1,0	0,83
BeratungkommunalerPlanung	1,0	1,0

Entgegen der Erwartung stellen die Bedingung „ProjektmithohemBestandsgebäudeanteil“ und „~HerausforderungbeimWissensaustausch“ keine notwendigen Bedingungen für das Projektmanagement der Quartiersprojekte dar. Sie weisen sogar die niedrigsten Konsistenzwerte auf. Als perfekt notwendige Bedingungen für erfolgreich gemanagte Projekte stellt sich vielmehr die Bedingung „BeratungkommunalerPlanung“ mit einem Konsistenz- und Abdeckungswert von 1 dar. Konsistenzwerte von ebenfalls Eins bei allerdings niedrigeren Abdeckungswerten von 0,83 weisen zudem die Bedingungen „Forschungsförderung(vorher)“, „PolitikistinternerStakeholder“ und „Akzeptanzmaßnahmen“.

Bezüglich der hinreichenden Bedingungen besteht die komplexe Lösung aus den in Abbildung 3-5 dargestellten zwei Termen mit einer Gesamtabdeckung und Gesamtkonsistenz von jeweils 1.

Abbildung 3-5: Terme der komplexen Lösung zur Konfiguration "Projektmanagement"

```
~ProjektmithohemBestandsgebäudeanteil*zuvorbereitsForschungsförderung*esgabHerausforderungbeimWiss
ensaustausch(mitinternenundexternenStakeholdern)*PolitikistinternerStakeholder*Akzeptanzmaßnahmen*
BeratungkommunalerPlanung                                          0.4          0.4
1
zuvorbereitsForschungsförderung*~esgabHerausforderungbeimWissensaustausch(mitinternenundexternenSt
akeholdern)*Institutionalisierung(Transformationsprozessewerdenlangfristigdurchprojektetabliert)*P
olitikistinternerStakeholder*Akzeptanzmaßnahmen*BeratungkommunalerPlanung      0.6          0.6
1
solution coverage: 1
solution consistency: 1
```

Im ersten Term hebt sich *„HerausforderungbeimWissensaustausch“* von der Abwesenheit also Negation eines hohen Bestandgebäudeanteils und den übrigen perfekt notwendigen Bedingungen ab. Für die mindestens mittelbare Bedeutung eines gelungenen Wissensaustauschs spricht indes die Rohabdeckung von 0,6 des bis auf „Institutionalisierung“ fast identischen Terms bei der Abwesenheit also Negation von „HerausforderungbeimWissensaustausch“. Hinsichtlich dieses Terms ist auch noch die Bedingung „Institutionalisierung“ zu beachten, welche den Prozessen des Wissensaustauschs praktisch an die Seite tritt, indem sie diese verstetigt.

In der Zusammenschau von notwendigen und hinreichenden Bedingungen legt dies nahe, dass das Management von Quartiersprojekten durch den transdisziplinären Forschungsrahmen über den gesamten Projektverlauf geprägt wird: Eine der vier notwendigen Bedingungen der Konfiguration, nämlich „Akzeptanzmaßnahmen“, geht unmittelbar auf die Ausschreibungsbedingungen der Projektförderung zurück. Vorherige Forschungsförderung, Politik als interner Stakeholder sowie Beratung kommunaler Planung weisen mindestens einen mittelbaren Zusammenhang dazu auf. Allerdings ist anzumerken, dass die interne Beteiligung von Stakeholdern längst kein exklusives Merkmal transdisziplinärer Forschung mehr ist, sondern sich generell zunehmend in Bauprojekten findet.

3.3.5 Marktentwicklung

Marktentwicklung ist eine von drei Outcomes, die am erwarteten Ergebnis einer erfolgreichen Projektumsetzung festgemacht werden. Zur Erfassung der Konfiguration „Marktentwicklung“ wird „Projekt auf Kurs“ als zu erklärendes Ergebnis gesetzt und wie in Tabelle 3-5 dargestellt mit den Bedingungen „Experimentierraum“, „Geschäftsmodell(überregionalabhängig)“, „Geschäftsmodel(lokal/regionalabhängig)“, „Skalierbarkeit“, „Skaleneffekte“, „Übertragbarkeit“ geprüft.

Tabelle 3-5: Konsistenz und Abdeckung der Bedingungen für die Konfiguration "Marktentwicklung"

Bedingungen	Konsistenz	Abdeckung
Experimentierraum	0,2	1,0
Geschäftsmodel(überregionalabhängig)	0	0
Geschäftsmodell(lokal/regionalabhängig)	0,4	1,0
Skalierbarkeit	0,8	1,0
Skaleneffekte	0,4	1,0
Übertragbarkeit	1,0	1,0

In der Analyse zeigt sich, dass allein „Übertragbarkeit“ als perfekt notwendige Bedingung hervorsticht. Allenfalls noch „Skalierbarkeit“ erreicht einen relativ hohen Konsistenzwert von 0,8. Dies legt nahe, dass alle Projekte primär auf die Übertragung des Lösungsansatzes auf andere Quartiere in zukünftigen Forschungsprojekten setzen – was auch durch die hohe Bedeutung von „Skalierbarkeit“ noch bestätigt wird. Dies impliziert, dass Lernen offenbar an erfolgreich umgesetzten Quartiersprojekten im Sinne eines kommunalen Best-practice-Lernen gesucht wird (Haupt, 2020), (Kern, 2019).

Lernen am Markt in Form von „Skaleneffekten“ spielt eine nachgeordnete Rolle. In den Interviews wird zwar deutlich, dass gezielte Unternehmensgründungen und Dienstleistungen auch eine Rolle spielen, doch werden diese hier nicht berücksichtigt.

Abbildung 3-6 zeigt die Terme der minimalen Lösung der Konfiguration „Marktentwicklung“. Als direkt hinderlich erweist sich die überregionale Abhängigkeit des Geschäftsmodells durch die Negation der Bedingung „Geschäftsmodelüberregionalabhängig“.

Abbildung 3-6: Minimale Lösung der Konfiguration "Marktentwicklung"

```
~Geschäftsmodelüberregionalabhängig(NachfrageschaffungdurchBundes-oderEU-Ebeneerforderlich)     1
0           1
Übertragbarkeit
1           0           1
solution coverage: 1
solution consistency: 1
```

Lokal dicht verknüpfte Projekte QP2 bis QP6 gelingt es über lediglich regional und lokal begrenzte Abhängigkeiten des Geschäftsmodells das Projekt umzusetzen. Dabei spielt die Präsenz der Kommunalpolitik in den Projekten und die Beratung kommunaler Planung eine wesentliche Rolle.

Abbildung 3-7 zeigt die drei Terme der komplexen Lösung für die Konfiguration „Marktentwicklung“. Die Marktentwicklung erfolgt offenbar weitgehend ohne Zuhilfenahme rechtlicher Experimentierklauseln wie neben der geringen Relevanz als notwendige Bedingung auch an der komplexen Lösung deutlich wird. Der Experimentierraum, der ermöglicht, dass der Betrieb auf rechtlichen Ausnahmeregelungen beruht, findet sich lediglich negiert in zwei der drei Terme.

Abbildung 3-7: Terme der komplexen Lösung für die Konfiguration "Marktentwicklung"

```
~Geschäftsmodelüberregionalabhängig(NachfrageschaffungdurchBundes-oderEU-
Ebeneerforderlich)*~Geschäftsmodellokal/
regionalabhängig(NachfrageschaffungdurchLando.Kommuneerforderlich)*Skalierbarkeit*~Skaleneffekte*Ü
bertragbarkeit                                                          0.4         0.4
1
~Experimentierraum(Betriebberuhtaufrechtl.Ausnahmeregelungen)*~Geschäftsmodelüberregionalabhängig(
NachfrageschaffungdurchBundes-oderEU-
Ebeneerforderlich)*Skalierbarkeit*Skaleneffekte*Übertragbarkeit
0.4         0.4         1
~Experimentierraum(Betriebberuhtaufrechtl.Ausnahmeregelungen)*~Geschäftsmodelüberregionalabhängig(
NachfrageschaffungdurchBundes-oderEU-Ebeneerforderlich)*Geschäftsmodellokal/
regionalabhängig(NachfrageschaffungdurchLando.Kommuneerforderlich)*~Skalierbarkeit*~Skaleneffekte*
Übertragbarkeit     0.2         0.2         1
solution coverage: 1
solution consistency: 1
```

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass im Wesentlichen Übertragbarkeit und Skalierbarkeit die Marktentwicklung energetischer Quartierslösungen bedingt.

3.4 Zusammenfassende Bewertung der QCA-Ergebnisse

Die hier durchgeführte csQCA zeigt vor allem die notwendigen Bedingungen für die erfolgreiche Umsetzung energetischer Quartiersprojekte auf. Zusammen mit den geprüften hinreichenden Bedingungen und bezogen auf verschiedene disziplinäre Theoriebestände können mehrere erklärende Konfigurationen von Bedingungen nachgezeichnet und geprüft werden.

Eine Beschränkung der abgeleiteten Ergebnisse ergibt sich, weil die csQCA für diese Vorstudie mikrotheoretisch eingesetzt wird, um mögliche Erklärungsfaktoren möglichst breit und interdisziplinär zu erschließen, ohne dass die Anzahl der Fälle die notwendige Diversität garantieren kann. Die limitierte Diversität der Fälle kann schiefe Verteilungen innerhalb der Bedingungen zur Folge haben, was die Analyse verzerrt. Um diesen Effekt zu vermindern, werden für diese Vorstudie drei Konfigurationen

mit unabhängigen Bedingungen formuliert, die sich nicht auf das Ergebnis *„Projekt auf Kurs“* beziehen, sondern auf zwei unabhängige Beobachtungen zu den Fällen. Dies korrigiert mögliche Verzerrungen durch die limitierte Diversität. Das von einer Zuverlässigkeit der Ergebnisse ausgegangen werden kann, wird durch das Projekt „Kommunale Wärmewende“ und die im Projekt durchgeführte Befragung zu Hemmnissen bei der Umsetzung bestätigt (Agentur für Erneuerbare Energie e.V., 2020).

Eine weitere Beschränkung ergibt sich, weil die Projekte noch laufen und noch nicht abschließend geklärt ist, welche Ergebnisse sich während der Umsetzung und nach Projektabschluss ergeben. Die csQCA wandelt die offene Frage in eine grundsätzliche, binäre Aussage über die Umsetzung um, die wahr oder falsch aber nicht grundsätzlich unsicher ist. Hier wird die Fähigkeit der csQCA, notwendige Bedingungen zu identifizieren, mit der pragmatischen Strategie verbunden, die grundsätzliche Unsicherheit hinsichtlich der Projektergebnisse durch zwei unabhängig beobachtete Ergebnisse zu entlasten. In Hinblick auf die Zahl der geprüften Konfigurationen wird von zukünftigen Arbeiten erwartet, dass eine Detaillierung der Erhebungen für eine Konfiguration auch zu detaillierten Erkenntnissen führt. Während die csQCA mögliche Punkte identifiziert, die eine erfolgreiche Umsetzung von Quartiersprojekten behindern können, ist ihre binäre Logik überfordert, wenn es um die differenzierende Abwägung zwischen den Bedingungen und zwischen den Fällen geht. Hier bietet sich zukünftig der Einsatz der sogenannten fuzzy-set-QCA (fsQCA) an (Ragin, 2016).

4 Erfolgsfaktoren und Hemmnisse

Während die QCA Gemeinsamkeiten zwischen den Projekten erkennt und generalisiert, werden im Folgenden weitere aus den Interviews erwähnenswerte Aussagen gebündelt wiedergegeben. Die Ergebnisse der QCA, die weiteren Ergebnisse und die in der Literatur genannten Quartierserfahrungen werden zu Aussagen für Erfolgsfaktoren und Hemmnisse in Quartiersprojekten zusammengefasst.

4.1 Weitere Ergebnisse

Weitere aus den Interviews hervorgegangene Details, die über die QCA-Ergebnisse hinausgehen, lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- Neben dem Stromsektor wird der Wärmesektor in allen Projekten behandelt. Die Integration des Verkehrssektors wird in der Mehrzahl der Projekte angestrebt. Nur zwei Projekte versuchen, die Bereiche Landwirtschaft und / oder Industrie einzubinden.
- Die Sektorenkopplung wird in den Projekten sehr unterschiedlich behandelt. In wenigen Projekten werden für die Sektorenkopplung BHKW und / oder Wärmepumpen verwendet. Wasserstoff wird in der Mehrzahl der Projekte als Hilfsmittel für die Sektorenkopplung genannt. Über die Umsetzung von Vorhaben zur Nutzung von Wasserstoff und auf Betriebserfahrungen zu Wasserstoffanwendungen wird nicht ausführlich oder zurückhaltend berichtet.
- In allen Projekten taucht auf, dass im Quartier die Flexibilisierung gegenüber dem Strommarkt angestrebt wird. Die Sektorenkopplung nimmt dabei die Rolle des Stromspeichers ein.
- Dezentral in Haushalten verteilte Batterien spielen keine bedeutende Rolle in Quartiersprojekten. Auch zentral installierte Großbatterien nehmen entgegen der Erwartung keine entscheidende Rolle ein.

4.2 Erfolgsfaktoren

Für zukünftige Quartiersprojekte lassen sich aus der QCA, den weiteren Ergebnissen und Erkenntnissen folgende Eigenschaften zusammenfassen, die zum Erreichen des vorgesehenen Projektzieles beitragen und eine plangemäße Umsetzung des Projektes fördern. Diese als Erfolgsfaktoren bezeichneten Eigenschaften sind in zukünftigen Projekten schon bei Projektstart oder im Laufe des Projektes zu berücksichtigen und zu erfüllen.

- Der Wärmesektor ist auf jeden Fall zu integrieren. Dazu gehören insbesondere Wärmenetze, BHKW und Wärmepumpen, die zur Flexibilisierung des Strommarktes eingesetzt werden können. Projekte sind erfolgversprechend, wenn sie die Abwärme von Industrieprozessen einbeziehen und nutzen. Die Berücksichtigung der Bestandsgebäude spielt eine große Rolle insbesondere für die CO2-Reduktion. Durch die Verwendung von Nahwärmenetzen, bedarfsgerechten Wärmelieferungen und durch Energieeffizienzmaßnahmen kann dieses Potenzial besonders gut erschlossen werden. Beispielhaft ist die Verwendung der bedarfsgerechten Wärmesteuerung im Projekt ZED mit einer wesentlichen Kostenreduktion für die Wärmeversorgung.
- Der Verkehrssektor und hier vor allem der öffentliche Verkehrssektor bietet ebenfalls Potential für die CO2-Reduktion und ist angemessen zu berücksichtigen.

- Für die Nutzung von Wasserstoff wird ein Garantiepreis genannt, um den Einsatz im Quartier planen zu können und langfristig zu gewährleisten.
- Die Digitalisierung trägt durch Nutzung von SmartMetern, einer geeigneten IT-Schnittstelle und der Blockchain-Technologie zum Erfolg der Quartiersprojekte bei. In ENaQ wird erfolgreich ein Energiemanagementsystem eingesetzt, das für Energiehandel und Energiemanagement im Quartier einen digitalen Zwilling einsetzt und verbrauchs- und erzeugungsbezogene Prognosen verwendet. Die privaten Informationen werden im digitalen Zwilling aggregiert und anonymisiert und so für die Energieflussoptimierung und für energiebezogene Dienstleistungen wie dem digitalisierten Peer-to-Peer-Handel nutzbar gemacht. Mit Blick auf die Akzeptanz wird die Verwendung des digitalen Zwillings als zukunftsweisend angesehen. Durch die Anonymisierung wird bei vielen Privatkunden die Sorge um den sicheren Umgang mit personenbezogenen Daten genommen.
- Für den Erfolg des Projektes ist neben der Einbindung der Quartiersbewohner die Einbindung lokaler Stakeholder wichtig, angefangen bei Verantwortlichen in der lokalen Politik bis zur Verwaltung und hier insbesondere in der Stadtplanung. Projekte lassen sich zügig umsetzen, wenn schon zu Projektbeginn die Betreiber für die Energienetze und für das Energiemanagementsystem im Quartier feststehen und wenn diese Rolle schon in der Planungsphase von den Betreibern aktiv wahrgenommen wird.

4.3 Hemmnisse

Für zukünftige Quartiersprojekte lassen sich aus der QCA und den weiteren Ergebnissen und Erkenntnissen folgende Hemmnisse formulieren, die entweder nicht im Projekt auftauchen dürfen oder vor oder zumindest im Laufe des Projektes abzubauen sind.

- Hemmnisse durch die vorgesehene Nutzung von Wasserstoff im Quartier: Aktuell sind die Kosten für die Erzeugung, Verteilung und Nutzung von Wasserstoff im Quartier nicht marktfähig. Noch ist kein angemessener und erfolgversprechender Umgang mit der Kostendifferenz zwischen Wasserstoff und den fossilen Energieträgern Erdöl und Erdgas für die Wärmeversorgung beschrieben.
- Hemmnisse durch den vorgesehenen Einsatz neuer Betriebsmittel ohne ausreichende Marktreife: Einige Quartiersprojekte setzen den Einsatz von SmartMeter-Gateway mit Steuerbox und neuartiger Energiemanagementsysteme als Ergänzung zu vorhandenen Netzleitsystemen voraus. Die technischen Eigenschaften sind dieser vorgesehenen Betriebsmittel sind oft nicht ausgereift, so dass das Projekt Alternativen mit markterprobten und erhältlichen Betriebsmitteln vorsehen muss.
- Hemmnisse durch festgelegte Quartiersgrenzen: Die Projekte zeigen, dass die ursprünglich vorgesehenen Quartiersgrenzen aus technischen und wirtschaftlichen Gründen nicht eingehalten werden können. Auf der einen Seite ist es sinnvoll, Anlagen auch außerhalb der Quartiersgrenzen in die Energieflussoptimierung einzubeziehen. Auf der anderen Seite ist es nicht möglich, sämtliche Erzeuger, Verbraucher und Energienetze im Quartier in die Lösung einzubeziehen. Es fehlen Lösungen, Projekte ohne starre Quartiersgrenzen umzusetzen und Energieströme über die Quartiersgrenzen angemessen zu berücksichtigen.
- Hemmnisse durch Komplexität des Projektmanagements: Quartiersprojekte werden durchgeführt für die Überführung der Lösungen aus einem Forschungs- und Entwicklungsstadium in den marktfähigen, sicheren und CO2-armen Betrieb über mehrere Jahrzehnte. Mehrere Interviewpartner

weisen auf die erheblichen Anforderungen an das Projektmanagement hin, die häufig nicht umfassend erfüllt werden können. Noch ist kein angemessener und erfolgversprechender Umgang mit den Änderungen des Rechtsrahmens und der Änderungen bei den Kosten beschrieben.

- Hemmnisse durch fehlende Rollendefinition und -wahrnehmung: Besondere Herausforderungen stellen sich durch die wechselnden Akteure, das heißt durch Projektpartner, die während des Projektablaufes hinzukommen und solche, die währenddessen aussteigen. Als hinderlich für die Umsetzung stellt sich heraus, wenn die Betreiberfunktion für die Netze und die neuen Betriebsmittel wie neue Erzeuger und Speicher und der Netze und des Energiemanagements erst während der Umsetzungsphase geklärt werden muss. Für Akzeptanz und Partizipation ist nicht transparent, welche Gruppen in welchen Projektphasen welche Rollen einnehmen können und sollen. Es ist häufig nicht klar, welche Unterschiede es zwischen Rollenfunktion und -verantwortung in der Planungs-, Umsetzungs- und Betriebsphase gibt.
- Hemmnisse durch unklare Projektzieldefinition: Beim Umbau der Energieversorgung müssen die Teilziele Wirtschaftlichkeit, Sicherheit und Umweltverträglichkeit in ein angemessenes Verhältnis gebracht werden. Einige Quartiersprojekte werden in ihrer Durchsetzungskraft gehindert, weil die Projektzieldefinition zu Beginn nicht feststeht und erst während der Projektumsetzung die Abwägung zwischen den Teilzielen erfolgt. Projekte verlaufen vielversprechend, die sowohl die Teilziele als auch deren Einfluss auf das Gesamtziel des Projektes quantifizieren.

4.4 Übertragbarkeit

Generell lässt sich feststellen, dass sich die Quartiersprojekte spezifisch an die gegebenen Randbedingungen anpassen müssen und daher eine Übertragung der Erkenntnisse aus einem bestehenden Projekt auf zukünftige Quartiersprojekte sehr schwer fällt. In dieser Vorstudie wird daher vorgeschlagen, die Ergebnisse der QCA, die weiteren Ergebnisse und die genannten Erfolgsfaktoren und Hemmnisse als Bausteine für eine Checkliste zu nutzen, die vor Projektstart und auch während des Projektablaufes genutzt werden kann, um zu einem erfolgreichen Projektverlauf beizutragen.

5 Zusammenfassung und weiterer Forschungsbedarf

Im Rahmen dieser Forschungsvorstudie werden der Status Quo und der Bedarf zur Weiterentwicklung für die intelligente Vernetzung von Energieanlagen in Quartierslagen und deren Organisation wesentlich aus sozialwissenschaftlicher Perspektive untersucht und diskutiert. Dazu wird neben der Literaturrecherche das Hilfsmittel der Experteninterviews für sieben ausgewählte Quartiersprojekte und deren Auswertung mit Hilfe der QCA eingesetzt. Die QCA zeigt die notwendigen Bedingungen für die erfolgreiche Umsetzung von Quartiersprojekten auf. Zusammen mit den geprüften Bedingungen werden mehrere erklärende Konfigurationen von Bedingungen formuliert und geprüft. Sowohl die systematische QCA als auch die inhaltliche Analyse der Interviews führen zu Formulierungen für Erfolgsfaktoren und Hemmnissen. Von den Verfassern dieser Vorstudie werden hier die drei als besonders bedeutend eingestuften Eigenschaften zusammengefasst:

- Der Wärmesektor ist konsequent durch ein Wärmenetz, Maßnahmen für den Gebäudebestand und die Verwendung zur Flexibilisierung des Strombedarfes zu nutzen.
- Die Digitalisierung ist konsequent durch digitalisierte Betriebsmittel, einer geeigneten IT-Schnittstelle und eines Energiemanagementsystems zu nutzen. Das Energiemanagementsystem hat die privaten Informationen in einem digitalen Zwilling zu aggregieren und anonymisieren und so für die Energieflussoptimierung und für energiebezogene Dienstleistungen zu verwenden.
- Organisatorisch ist so früh wie möglich festzustellen, wer die Betreiberfunktion für die neuen Energienetze und für das Energiemanagementsystem einnimmt und abzusichern, dass diese Funktion sowohl in der Planungs- als auch in der Umsetzungs- und Betriebsphase konsequent wahrgenommen wird.

Die Vorstudie schlägt vor, die festgestellten Erfolgsfaktoren und Hemmnisse als Bausteine für eine Checkliste zu nutzen, die vor Projektstart und auch während des Projektablaufes genutzt werden kann, um zu einem erfolgreichen Projektverlauf beizutragen. Darüber hinaus zeigt die Vorstudie, dass für folgende Themen noch erheblichen Forschungsbedarf besteht:

- Bei den Quartiersprojekten handelt es sich um sehr komplexe Vorhaben, die außergewöhnlich breite Wissensbestände integrieren und durch bisherige Untersuchungen zum Projektablauf in Energieversorgungs-, Bau- oder Partizipations- und Akzeptanzprojekten nicht abgedeckt werden. Die in diesem Bericht betrachteten Projekte sind dabei offenbar auf einem guten Weg, äußern aber in dieser Hinsicht Klärungsbedarf. Die Vorstudie regt an, die Herausforderungen für die Projektkonsortien beim Projektmanagement wissenschaftlich eingehend zu untersuchen und Lösungen zu entwickeln.
- Fragen zur Marktentwicklung von Quartiersprojekten, deren Übertragbarkeit, das Upscaling und die Verbreitung werden in dieser Vorstudie nicht abschließend behandelt. Hier sind viele offene Fragen zu verzeichnen, die von einer detaillierten Studie der Geschäftsmodelle bis zu dem Umgang mit räumlichen Abgrenzungen und Erweiterungen reichen. Konkret stellt sich die Frage, welche Geschäftsmodelle aufgrund ihrer Merkmale deutschlandweit in Quartiersprojekten etablieren werden.

- Die Vorstudie zeigt, dass energetische Quartiersprojekte wesentlich als Forschungsvorhaben für einen begrenzten Raum initiiert und entwickelt werden. Mit Blick auf die räumliche Ausrichtung werden zwei neue Forschungsansätze vorgeschlagen: In der Urbanitätsforschung wird die Entwicklung von Infrastruktur in Abhängigkeit zur Stadtgröße beschrieben (Schiller, 2016). Daran angelehnt ist zu analysieren, inwieweit sich Quartiersprojekte über das bundesdeutsche Städtesystem verteilen und sich die Ergebnisse auf Kommunen übertragen lassen (van Raan, 2020), (Curado, António u. a., 2020).
- Mit Blick auf den Umsetzungserfolg von Quartiersprojekten ist noch nicht abschließend geklärt, welche eingesetzten Fördermaßnahmen und –mittel zum nachhaltigen Projekterfolg beitragen. Insbesondere die Vielfalt der Bundes- und unterschiedlichen Landesprogramme sind dahingehend zu untersuchen, welche Wirkung sie entfalten und welche wesentlichen Bausteine noch zu entwickeln sind.

Literaturverzeichnis

Agentur für Erneuerbare Energie e.V. (2020). *Befragung verdeutlicht Hemmnisse bei der Umsetzung der kommunalen Wärmewende*. Von https://www.waermewende.de/hemmnisse/. abgerufen

Augenstein u. a. (2020). Big Data. Anwendung und Nutzungspotenziale in der Produktion. (M. S. Klünder., Hrsg.)

Balke und Schütt. (2019). *Arbeitspapier zum Automatisierungskonzept im Forschungsvorhaben QUARREE100.* Heide: Fachhochschule Westküste (FHW).

Bergmann, M. L. (2018). Gesellschaftliche Partizipationsprozesse, partizipative Forschungsmethoden und Methoden der Wissensintegration.

Bygballe, L. E. (2015). An Industrial Network Perspec-tive on Innovation. *Construction Innovation*, S. S.89–101.

C/sells - Fraunhofer IAO. (2020). *https://www.digital.iao.fraunhofer.de/de/leistungen/IoT/CSells.html*.

Curado, António u. a. (2020). Scaling Behavior of Public Procurement Activity.

Die Steinfurter Kraftwerke. (2020). *https://www.kreis-steinfurt.de/kv_steinfurt/ Kreisverwaltung/%C3%84mter/Amt%20f%C3%BCr%20Klimaschutz%20und%20Nachhaltigkeit/energieland2050%20e.V./Themen%20und%20Projekte/Steinfurter%20Flexkraftwerke/*.

Dul, J. (2016). Identifying single necessary conditions with NCA and fsQCA. *Journal of business research : JBR 69 (4)*, S. S. 1516–1523.

EnArgus. (2020). *https://www.enargus.de/.*

Energetisches Nachbarschaftsquartier Fliegerhorst Oldenburg. (2020). *https://www.enaq-fliegerhorst.de/*.

EnStadt:Pfaff. (2020). *https://pfaff-reallabor.de/*.

Erhorn-Kluttig u. a. (2016). Energetische Bilanzierung von Quartieren - Ergebnisse und Benchmarks aus Pilotprojekten - Forschung zur energieeffizienten Stadt. Stuttgart: Fraunhofer IRB Verlag.

Fisch, U. P. (2019). *Klimaneutrale Stadtquartiere - Urbanen Lebensraum gestalten.* TU Braunschweig.

FONA. (2020). *https://www.fona.de/de/massnahmen/foerdermassnahmen/foerderinitiative-solares-bauen/enstadtpfaff.php*.

Forschung für die energieeffiziente Stadt - Energiewendebauen. (2020). *https://projektinfos.energiewendebauen.de/forschung/forschungsfoerderung/energiewende-im-quartier/*.

Frantzeskaki, N., & Rok, A. (2018). Co-producing urban sustainability transitions knowledge with community, policy and science. . *Environmental Innovation and Societal Transitions 29*, S. S. 47–51. doi:DOI: 10.1016/j.eist.2018.08.001.

Gährs u. a. (2018). *Anforderungen verschiedener Stakeholder an Dienstleistungen mit Quartierspeichern.* Berlin: Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW).

Gärtner. (2019). *Jahresbericht 2019.* Steinfurt: Kreis Steinfurt | Der Landrat energieland2050 e. V.

Gemeinsam Zukunft gestalten in Zwickau. (2020). *https://www.energiewende-zwickau.de/*. Von https://www.energiewende-zwickau.de/. abgerufen

Gernot Grabher, O. I. (Januar 2018). Schumpeterian Customers? How Active Users Co-create Innovations. *The New Oxford Handbook of Economic Geography*.

Giffinger u. a. (2017). E_PROFIL: Quartiersprofile für optimierte energietechnische Transformationsprozesse. *Nachaltigwirtschaften: Berichte aus Energie- und Umweltforschung(https://nachhaltigwirtschaften.at/resources/sdz_pdf/schriftenreihe-2017-9-e-profil.pdf)*. Wien: Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie.

Grimm u. a. (2020). Green innovations: The organizational setup of pilot projects and its influence on consumer perceptions. *Energy Policy.* Von https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S030142152030224X. abgerufen

Hain u. a. (2017). Incremental by design? On the role of incumbents in technology niches : an evolutionary network analysis. *Foundations of economic change : a Schumpeterian view on behaviour, interaction and aggregate outcomes*, S. S. 299–332.

Hall u. a. (2017). Investing in low-carbon transitions. Energy finance as an adaptive market. *Climate policy 17 (3)*, S. S. 280–298.

Haupt, W. (2020). Interkommunales Lernen – Definition, Bedeutung und Potenzial für die lokale Klimawandelanpassung. *Kooperation und Innovation für eine nachhaltige Stadtentwicklung*, S. S.189–203.

Heike Erhorn-Kluttig, H. E. (2016). *Energetische Bilanzierung von Quartieren* . Bonn: Begleitforschung EnEff:Stadt.

Held u. a. (2011). On the road to electrification – A qualitative comparative analysis of urban e-mobility policies in 15 European cities. *Transport Policy 81*, S. S. 12–23. doi:10.1016/j.tranpol.2019.05.014.

Interviewpartner1. (30. 07 2020). Transkript des Experteninterviews zu QP1. (F. S. u.a., Interviewer)

Interviewpartner2. (01. 07 2020). Transkript des Experteninterviews zu QP2. (N. D. u.a., Interviewer)

Interviewpartner3. (09. 07 2020). Transkript des Experteninterviews zu QP3. (F. S. u.a., Interviewer)

Interviewpartner4. (21. 07 2020). Transkript des Experteninterviews zu QP4. (F. S. u.a., Interviewer)

Interviewpartner5. (26. 06 2020). Transkipt des Experteninterviews zu QP5. (F. S. u.a., Interviewer)

Interviewpartner6. (15. 07 2020). Transkript des Experteninterviews zu QP6. (F. S. u.a., Interviewer)

Interviewpartner7. (23. 07 2020). Transkript des Experteninterviews zu QP7. (F. S. u.a., Interviewer)

Jopke u. a. (2019). Constructing cases and conditions in QCA – lessons from grounded theory. *International Journal of Social Research Methodology 22 (6)*, S. S. 599–610. doi:10.1080/13645579.2019.1625236.

Kern, K. (2019). Cities as leaders in EU multilevel climate governance: embedded upscaling of local experiments in Europe. *Environmental Politics 28*, S. S. 125–145.

Kleineidam, G. (. (2019). Zellulares Energiesystem - Ein Beitrag zur Konkretisierung des zellularen Ansatzes mit Handlungsempfehlungen. *Frankfurt am Main*. VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.

Klimaneutrales Stadtquatier. (2020). *https://neue-weststadt.de/*.

Lelong u. a. (2017). Political Deadlock: A Network Analysis of Decision Processes in Urban Politics. *Yearbook of Swiss Administrative Sciences 8 (1)*, S. 133. doi:10.5334/ssas.111

Marx u. a. (2013). Crisp-Set Qualitative Comparative Analysis in Organizational Studies. *Peer C. Fiss, Bart Cambré und Axel Marx (Hg.): Research in the Sociology of Organizations, Bd. 38*, S. S. 23–47. Von https://www.emerald.com/insight/content/doi/10.1108/S0733-558X(2013)0000038006/full/html abgerufen

Mennig u. a. (2019). *IKT-Konzept 2029.* Kaiserslautern: Fraunhofer IESE.

Modellprojekte Smart Cities - Zuschuss. (2020). *https://www.kfw.de/inlandsfoerderung/%C3%96ffentliche-Einrichtungen/Kommunen/Infrastruktur/F%C3%B6rderprodukte/Modellprojekte-Smart-Cities-(436)/*.

Nationale Plattform Zukunftsstadt. (2015). *Die Zukunftsstadt CO2-neutral, energie-/ressourceneffizient, klimaangepasst und sozial.* Berlin: Bundesministerium für Bildung und Forschung BMBF, Geschäftsstelle.

NKI. (2020). *https://www.klimaschutz.de/innovative-klimaschutzprojekte*.

QUARREE100 . (2020). *https://quarree100.de/media/quarree100_nachhaltige_quartiersentwicklung_20180618.pdf.*

Rädiker u. a. (2019). Analyse qualitativer Daten mit MAXQDA. *Springer Fachmedien Wiesbaden*. Von http://link.springer.com/10.1007/978-3-658-22095-2. abgerufen

Ragin, C. C. (2016). Fuzzy-Set/Qualitative Comparative Analysis 3.0. (C. D. Irvine, Hrsg.)

Renn u. a. (2013). Die Öffentlichkeit an der Energiewende beteiligen. Grundsätze und Leitlinien für Planungsvorhaben. *GAIA - Ecological PersPerspectives for Science and Society 22 (4)*, S. S. 279–280. Von http://www.ingentaconnect.com/content/oekom/gaia/2013/00000022/00000004/art00015. abgerufen

Rosinger, D.-I. S. (2018). *Smart-City Technologien für den Fliegerhorst Oldenburg.* Oldenburg: OFFICE.

Schiller, F. (2016). Urban transitions: scaling complex cities down to human size. *Journal of Cleaner Production 112*, S. 4273–4282. doi:10.1016/j.jclepro.2015.08.030.

Schnur, Olaf (Hrsg.) u. a. (2014). Quartiersforschung - zwischen Theorie und Praxis. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden.

Speh u. a. (Juni 2015). *ETG Task Force Grundsätzliche Auslegung neuer Netze: Der zellulare Ansatz - Grundlage einer erfolgreichen, regionenübergreifenden Energiewende.* Frankfurt am Main: VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.

Stryi-Hipp u.a. (2019). *NIEDERTEMPERATUR-WÄRMEVERSORGUNG DES PFAFF-QUARTIERS.* Kaiserlautern: Fraunhofer ISE.

Teich u. a. (2019). *Sektorkopplung von Gesundheit und Wohnen im intelligenten Quartier.* Fakultät für Wirtschaftswissenschaften, Westsächsische Hochschule Zwickau. Zwickau: Springer Fachmedien Wiesbaden GmbH,. doi:https://doi.org/10.1007/978-3-658-25461-2_18

van Raan, A. F. (9. September 2020). Urban scaling, geography, centrality: Relation with local government structures. *PLoS ONE 15* , S. 1–23. doi:10.1371/journal.pone.0238418.

Vopova u. a. (2017). Anwendung zellularer Ansätze bei der Gestaltung zukünftiger Energieverbundsysteme. *Elektrotechnik und Informationstechnik, 134, Issue 3*.

Wohlschlager u. a. (2020). *Bürgerbeteiligung in intelligenten Energiesystemen Konzept zur gesellschaftlichen Partizipation in lokalen Energieprojekten am Beispiel des Altdorfer Flexmarktes.* München: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE).

Zapata Riveros u. a. (2019). Prosumer communities as strategic allies for electric utilities: Exploring future decentralization trends in Switzerland. *Energy Research and Social Science 57*, S. 1012.

Anlagen

Anlage 1: Interviewleitfaden

Anlage 2: Abgrenzungen der QCA-Konfigurationen und Quartierszuordnung

Anlage 3: Prüfungsergebnisse der QCA-Konfigurationen

Anlage 1. Interviewleitfaden

Gliederung des Fragebogens für ein Experteninterview:

I. Kontaktdaten

II. Projekt

III. Feedback

I. Kontaktdaten

K1. Ansprechpartner und Organisation

II. Projekt A. Allgemeine Angaben zum Projekt

1. Projektname:
2. Akronym des Projektes:
3. Internetlink für eine kurze und treffende Projektbeschreibung:
4. Termin des Projektstartes:
5. Termin der ersten Inbetriebnahme von neuen Betriebsmitteln im Projekt:
6. Termin des Projektendes:
7. Interne und externe Projektpartner:

Projekt B. Allgemeine Problemstellung, Konzept und Projektentwicklung

1. **Welche konkreten Problemstellungen adressierten Ihr Projekt (Anlass, Initiatoren, Schlagworte)?** In welchem Bereich lag bei Projektentwicklung die Herausforderungen (technisch/energetisch, ökonomisch, ökologisch, sozial/partizipativ, planerisch/genehmigungstechnisch, organisatorisch, sonstiges)?
2. **Wie wurden diese Problemstellungen abgegrenzt?** (Planungsstand zu Projektbeginn, Abgrenzung Fläche, Anzahl Personen, Gewerbebetriebe, Industriebetriebe, Energiebedarf Strom/Wärme/Gas/Treibstoffe, Art und Anzahl von Erzeugungsanlagen, Anteil Erneuerbarer an der Energieerzeugung, relevante weitere Anlagen, Stand der technischen Vernetzung/Internetversorgung, Betreiber Strom-/Wärme-/Gasnetz, Einschätzung Automatisierungsgrad Energienetze, Wissensstand über behandelte Themen, Organisiertheit der Einheit, verwendbarer Flächennutzungsplan, Bauleitplan, Bebauungsplan)
3. **Welche Ergebnisse sollen im Projekt erreicht werden**? (Art und Anzahl neuer Erzeugungsanlagen, Anteil Erneuerbarer an der Energieversorgung, relevante weitere neue Anlagen, neue Anlagen zur technischen Vernetzung/ Internetversorgung, Art und Anzahl neuer Stromnetz-/Gasnetz-/Wärmenetz-Infrastruktur, neue Betreiberorganisationen für Energienetze, angestrebte Werte für Automatisierungsgrad der Energienetze, Informiertheit der Einheit, Grad der Beteiligung, neuer Flächennutzungsplan, Bauleitplan, Bebauungsplan)
4. **Wo steht die Umsetzung des Projektes aktuell?** (Gesamteinschätzung, Einschätzung für Teilbereiche, in Betrieb genommene neue Anlagen, voraussichtlich nicht erreichbare Projektergebnisse im Projektzeitraum)
5. **Welche wesentlichen Veränderungen gegenüber der ursprünglichen Projektplanung ergaben sich im Laufe Ihres Projektes und wodurch wurden sie erforderlich?**
6. **Mit welchen anderen Projekten hat sich Ihr Projekt während des Projektverlaufes ausgetauscht?**
7. **Welche Aktivitäten von den Projektpartnern sind für den Zeitraum nach Projektende angedacht oder auch schon geplant?**

8. **Mit welchen externen Projektpartnern würden Sie gerne noch intensiver zu welchen Themen zusammenarbeiten?** Welche Projektpartner fehlen, um das Projekt noch schlagkräftiger zu machen?

Projekt C. Fragestellungen zur Digitalisierung:

1. **Welche digitalisierten Betriebsmittel würden Sie nennen, die in ihrem Projekt wesentlich sind?** (Energieanlagen, Kommunikationseinrichtungen, Messsysteme)
2. **Welche technischen Betriebsmittel haben noch nicht die Eigenschaften (Technik, Zuverlässigkeit, Kosten), um sie im Projekt einzusetzen?**
3. **Welche Energiemanagementsysteme werden eingesetzt?** (verwendete Hard- und Software, neu entstandene Hardware und Software bzw. Softwaremodule mit Funktionen)
4. **Wer betreibt die Energiemanagementsysteme, wer ist für das Energiemanagement verantwortlich?**
5. **Wie sieht das Steuerungs- und Regelungskonzept aus** (zentrale und dezentrale Funktionen, Behandlung Sektorenkopplung, eingesetzte Optimierungsmethoden zur Einsatzplanung/Energieflusssteuerung, Einsatz eines digitalen Zwillings)?
6. **Welche Daten nutzen Sie in welcher Form, um den Energiefluss zu steuern** (interne Daten der Energienetze, Haushalte, Gewerbebetriebe, Industrieunternehmen, externe Messdaten, externe weitere Informationen, zeitliche Auflösung, Detaillierung, eingesetzte Bussysteme neben Ethernet, Übertragungsprotokolle)?
7. **Welche Data Science Methoden (z.B. Blockchain) nutzen Sie, um die Datenhaltung und -auswertung zu optimieren?** Wie behandeln Sie die Themen Datensicherheit und Sicherheit kritischer Infrastrukturen (Wer sammelt welche Daten, Speicherort, fehlende Daten aufgrund der Datenschutzrichtlinie)? Ist die Steuerung geschützt oder autonom?

Projekt D. Nichttechnische Fragestellungen:

1. **Welches sind die zentralen Stakeholder für das Gelingen Ihres Projektes?**
2. **Durch welche Aktivitäten haben Sie diese in das Projekt eingebunden?** (Erhebung quantitativer Daten zu Bedarfen/Präferenzen, durchgeführte Veranstaltungen/Beratungen/Kurse für welche Zielgruppen)
3. **Sollen bei den Zielgruppen durch das Projekt Verhaltensveränderungen erzielt werden**? (angestrebte Veränderungen, erreichte Veränderungen durch welche Aktivitäten, Angaben zur Akzeptanz/Wertschätzung/Zustimmung des Projektes)
4. **Kommen neuartige Geschäftsmodelle zum Tragen?** (Beteiligung am virtuellen Kraftwerk, Beteiligung an Energie-/Regelenergiemärkten, Mieterstrom, etc.)
5. **Was hat sich im Laufe des Projektes als wesentliches Hindernis für die erfolgreiche Umsetzung herausgestellt?**
6. **Welche Rahmenbedingungen haben eine besondere Bedeutung für Ihr Projekt?** Welche sind noch nicht zufriedenstellend für Ihr Projekt festgelegt?

Projekt E: Zusammenfassende Fragen:

Welche Erfolge kennzeichnen Ihr Projekt? Welche Unterscheidungsmerkmale sehen Sie aus Ihrer Sicht gegenüber anderen Projekten.

1. Welche Vorbereitungen hätten Sie rückblickend vor Projektstart noch zusätzlich treffen sollen, damit Ihr Projekt noch erfolgreicher umgesetzt wird als bisher.
2. Welche weiteren Projekte gibt es aus Ihrer Sicht, die wir uns auf jeden Fall noch einmal genauer anschauen sollten?
3. Welche Empfehlungen möchten Sie uns abschließend für zukünftige Projekte mit auf den Weg geben?

III. Feedback

Wir bedanken uns für Ihre Unterstützung! Über Ihre Fragen, Anmerkungen und Ergänzungen freuen wir uns sehr!

Kontaktperson ist Dr.-Ing. Nassipkul Dyussembekova
Gruppenleiterin „Netzintegration“
Institut für die Transformation des Energiesystems (ITE)
Fachhochschule Westküste, Fritz-Thiedemann-Ring 20, 25746 Heide
Büroadresse: Carl-Friedrich-Benz-Straße 5, 25770 Hemmingstedt
Telefon: +49 481 8286 6421, Mobil: +49 15114735588
E-Mail: Dyussembekova@fh-westkueste.de
www.fh-westkueste.de/ite

Anlage 2 Abgrenzungen der QCA-Konfigurationen und Quartierszuordnung

Bedingungen	Erläuterungen zu den Bedingungen	Projektmanagement	Energiemanagement	Sektorenkoppelung (Wasserstoff)	Markentwicklung	Digitalisierung	QP 1	QP 2	QP 3	QP 4	QP 5	QP 6
Projekt mit hohem Bestandsgebäudeanteil	Quartier weist überwiegend Bestandsgebäude auf (in Boolscher Algebra zugleich ~überwiegend Bestandsgebäude)						0	1	1	0	0	0
zuvor bereits Forschungsförderung	vorgängige Forschungsprojekte der Stadt						1	1	1	1	1	1
Herausforderungen beim Wissensaustausch	Wissensaustausches (am Markt, mit Politik und Verwaltung, Stakeholdern und interdisziplinär) wurde als Herausforderung gesehen (gepüft wurde die	(~)					1	0	0	0	1	1
Institutionalisierung (langfristige Transformationsprozesse)	Projekt wirkt darauf hin, Transformationsprozesse zu institutionalisieren ↔ transformatives Forschungsprojekt						0	1	1	1	0	1
Politik ist interner Stakeholder	enge Kooperation mit der Kommunalpolitik (Stadt oder Bürgermeister)						1	1	1	1	1	1
Akzeptanzmaßnahmen	Maßnahmen, um die Akzeptanz des Projekts zu fördern (Co-Production; Beteiligung; etc.)						1	1	1	1	1	1
Beratung kommunaler Planung	Einfluss auf komunale Planungsprozesse (im Sinne eines lokalen Experimentierraums)						0	1	1	1	1	1
Experimentierraum (rechtliche Ausnahmeregelungen)	Das Geschäftsmodel erfordert besondere (temporäre) rechtliche Regelungen.						0	0	0	1	0	0
Geschäftsmodel überregional abhängig (Nachfrage)	Umsetzung hängt (noch) von Änderung der Regulierung auf Bundes- oder EU-Ebene ab						1	0	0	0	0	0
Geschäftsmodel lokal/regional abhängig (Nachfrage)	Umsetzung hing (hängt noch) von kommunalen planerischen Entscheidungen ab						0	0	0	0	1	1
Skalierbarkeit	Energiemanagementsystem ist (lokal) erweiterbar						0	1	1	1	1	0
Skaleneffekte	Projekt entwickelt ein/e Produkt/Dienstleistung, welche/s am Markt Skaleneffekte erwarten lässt						0	1	0	0	1	0
Übertragbarkeit	Energiemanagementlösung kann auch in anderen Quartieren angewandt werden.						0	1	1	1	1	1
Wasserstoff	H2-Produktion im Quartier						1	0	1	1	1	0
Mobilität (Individualverkehr)	Sektorenkopelung durch Individualverkehr					(+)	0	1	1	1	1	1
Mobilität (ÖPNV)	Sektorenkopelung durch ÖPNV						1	0	0	1	0	0
Flexibilisierung (Strom)	Flexibisierung für den Strommarkt ist (Teil)projektziel						1	1	1	1	1	1
Quartiersbatterie	zentrale Batterie Teil des EM		(+)			(+)	0	0	1	1	0	0
dezentrale (private) Batterien	dezentrale Batterien teil des EM						0	0	0	0	0	0
Wärmenetz	Nah- oder Fernwärmenetz errichtet					(+)	0	1	1	1	1	1
Quartierswärmespeicher	Speicher im Quartier (für alle)						0	1	1	1	1	1
Wärmepumpe	EM setzt Wärmepumpe ein						0	1	1	1	1	1
BHKW	BHKW Teil des EM						1	1	1	1	0	0
automatisierte Steuerung	Steuerung ist automatisiert						1	1	1	1	1	1
Smartmetering	Quartiershaushalte verfügen über Smartmeter						0	1	1	1	1	1
IT-Schnittstelle für Bewohner	Im Projekt wird eine IT-Schnittstelle für User/die Bewohner geschaffen.						0	1	0	1	1	1
Ergebnis (Projekt auf Kurs)							0	1	1	1	1	1

Anlage 3: Ergebnisse der QCA

```
Analysis of Necessary Conditions

Outcome variable: Wasserstoff

Conditions tested:
                               Consistency    Coverage
Mobilität(Individualverkehr)  0.750000       0.600000
Mobilität(ÖPNV)               0.500000       1.000000
Flexibilisierung(Strom)       1.000000       0.666667
Quartiersbatterie             0.500000       1.000000
dezentrale(private)Batterien  0.000000       -1.#IND00
Wärmenetz                     0.750000       0.600000
Quartierswärmespeicher        0.750000       0.600000
Wärmepumpe                    0.750000       0.600000
BHKW                          0.500000       0.666667
**********************
*TRUTH TABLE ANALYSIS*
**********************

File:  C:/Users/f.schiller/ownCloud/ITE/ITE-Projekte/80699-D-000064_EQuartier/Interviews
(wav Dateien - vertraulich)/Interviewsanalyse/QCA_EQuartier_v7(nach Feedback).csv
Model: Wasserstoff = f(Mobilität(Individualverkehr), Mobilität(ÖPNV),
Flexibilisierung(Strom), Quartiersbatterie, dezentrale(private)Batterien, Wärmenetz,
Quartierswärmespeicher, Wärmepumpe, BHKW)
Algorithm: Quine-McCluskey

--- COMPLEX SOLUTION ---
frequency cutoff: 1
consistency cutoff: 1

raw       unique

coverage    coverage   consistency

----------  ----------  ----------
Mobilität(Individualverkehr)*Flexibilisierung(Strom)*Quartiersbatterie*~dezentrale(privat
e)Batterien*Wärmenetz*Quartierswärmespeicher*Wärmepumpe*BHKW
0.5         0.5         1
~Mobilität(Individualverkehr)*Mobilität(ÖPNV)*Flexibilisierung(Strom)*~Quartiersbatterie*
~dezentrale(private)Batterien*~Wärmenetz*~Quartierswärmespeicher*~Wärmepumpe*~BHKW
0.25        0.25        1
solution coverage: 0.75
solution consistency: 1



Cases with greater than 0.5 membership in term
Mobilität(Individualverkehr)*Flexibilisierung(Strom)*Quartiersbatterie*~dezentrale(privat
e)Batterien*Wärmenetz*Quartierswärmespeicher*Wärmepumpe*BHKW: QP3 (1,1),
  QP4 (1,1)
Cases with greater than 0.5 membership in term
~Mobilität(Individualverkehr)*Mobilität(ÖPNV)*Flexibilisierung(Strom)*~Quartiersbatterie*
~dezentrale(private)Batterien*~Wärmenetz*~Quartierswärmespeicher*~Wärmepumpe*~BHKW: QP1
(1,1)
**********************
*TRUTH TABLE ANALYSIS*
**********************

File:  C:/Users/f.schiller/ownCloud/ITE/ITE-Projekte/80699-D-000064_EQuartier/Interviews
(wav Dateien - vertraulich)/Interviewsanalyse/QCA_EQuartier_v7(nach Feedback).csv
Model: Wasserstoff = f(Mobilität(Individualverkehr), Mobilität(ÖPNV),
Flexibilisierung(Strom), Quartiersbatterie, dezentrale(private)Batterien, Wärmenetz,
Quartierswärmespeicher, Wärmepumpe, BHKW)
Algorithm: Quine-McCluskey

--- PARSIMONIOUS SOLUTION ---
```

```
frequency cutoff: 1
consistency cutoff: 1
                          raw       unique
                       coverage    coverage   consistency
                      ----------  ----------  ----------
Quartiersbatterie     0.5         0.25        1
Mobilität(ÖPNV)     0.5         0.25        1
solution coverage: 0.75
solution consistency: 1



Cases with greater than 0.5 membership in term Quartiersbatterie: QP3 (1,1),
  QP4 (1,1)
Cases with greater than 0.5 membership in term Mobilität(ÖPNV): QP1 (1,1),
  QP4 (1,1)
**********************
*TRUTH TABLE ANALYSIS*
**********************

File:  C:/Users/f.schiller/ownCloud/ITE/ITE-Projekte/80699-D-000064_EQuartier/Interviews
(wav Dateien - vertraulich)/Interviewsanalyse/QCA_EQuartier_v7(nach Feedback).csv
Model: Wasserstoff = f(Mobilität(Individualverkehr), Mobilität(ÖPNV),
Flexibilisierung(Strom), Quartiersbatterie, dezentrale(private)Batterien, Wärmenetz,
Quartierswärmespeicher, Wärmepumpe, BHKW)
Algorithm: Quine-McCluskey

--- INTERMEDIATE SOLUTION ---
frequency cutoff: 1
consistency cutoff: 1
Assumptions:

raw       unique

coverage    coverage   consistency

----------  ----------  ----------
Mobilität(Individualverkehr)*Flexibilisierung(Strom)*Quartiersbatterie*~dezentrale(privat
e)Batterien*Wärmenetz*Quartierswärmespeicher*Wärmepumpe*BHKW
0.5         0.5         1
~Mobilität(Individualverkehr)*Mobilität(ÖPNV)*Flexibilisierung(Strom)*~Quartiersbatterie*
~dezentrale(private)Batterien*~Wärmenetz*~Quartierswärmespeicher*~Wärmepumpe*~BHKW
0.25        0.25        1
solution coverage: 0.75
solution consistency: 1



Cases with greater than 0.5 membership in term
Mobilität(Individualverkehr)*Flexibilisierung(Strom)*Quartiersbatterie*~dezentrale(privat
e)Batterien*Wärmenetz*Quartierswärmespeicher*Wärmepumpe*BHKW: QP3 (1,1),
  QP4 (1,1)
Cases with greater than 0.5 membership in term
~Mobilität(Individualverkehr)*Mobilität(ÖPNV)*Flexibilisierung(Strom)*~Quartiersbatterie*
~dezentrale(private)Batterien*~Wärmenetz*~Quartierswärmespeicher*~Wärmepumpe*~BHKW: QP1
(1,1)
```

```
Analysis of Necessary Conditions

Outcome variable: automatisierteSteuerung

Conditions tested:
                                                Consistency    Coverage
Mobilität(Individualverkehr)+Mobilität(ÖPNV)    1.000000       1.000000
Flexibilisierung(Strom)                         1.000000       1.000000
Quartiersbatterie+dezentrale(private)Batterien  0.333333       1.000000
Wärmenetz+Quartierswärmespeicher                0.833333       1.000000
Smartmetering                                   0.833333       1.000000
IT-SchnittstellefürBewohner                     0.666667       1.000000
**********************
*TRUTH TABLE ANALYSIS*
**********************

File:  C:/Users/f.schiller/ownCloud/ITE/ITE-Projekte/80699-D-000064_EQuartier/Interviews (wav
Dateien - vertraulich)/Interviewsanalyse/QCA_EQuartier_v7(nach Feedback-Oldenburger
Variante).csv
Model: automatisierteSteuerung = f(Mobilität(Individualverkehr), Mobilität(ÖPNV),
Flexibilisierung(Strom), Quartiersbatterie, dezentrale(private)Batterien, Wärmenetz,
Quartierswärmespeicher, Smartmetering, IT-SchnittstellefürBewohner)
Algorithm: Quine-McCluskey

--- COMPLEX SOLUTION ---
frequency cutoff: 1
consistency cutoff: 1

raw       unique

coverage    coverage   consistency

----------  ----------  ----------
~Mobilität(Individualverkehr)*Mobilität(ÖPNV)*Flexibilisierung(Strom)*~Quartiersbatterie*~dezen
trale(private)Batterien*~Wärmenetz*~Quartierswärmespeicher*~Smartmetering*~IT-
SchnittstellefürBewohner     0.166667    0.166667    1
Mobilität(Individualverkehr)*~Mobilität(ÖPNV)*Flexibilisierung(Strom)*Quartiersbatterie*~dezent
rale(private)Batterien*Wärmenetz*Quartierswärmespeicher*Smartmetering*~IT-
SchnittstellefürBewohner         0.166667    0.166667    1
Mobilität(Individualverkehr)*~Mobilität(ÖPNV)*Flexibilisierung(Strom)*~Quartiersbatterie*~dezen
trale(private)Batterien*Wärmenetz*Quartierswärmespeicher*Smartmetering*IT-
SchnittstellefürBewohner         0.5         0.5         1
Mobilität(Individualverkehr)*Mobilität(ÖPNV)*Flexibilisierung(Strom)*Quartiersbatterie*~dezentr
ale(private)Batterien*Wärmenetz*Quartierswärmespeicher*Smartmetering*IT-
SchnittstellefürBewohner           0.166667    0.166667    1
solution coverage: 1
solution consistency: 1



Cases with greater than 0.5 membership in term
~Mobilität(Individualverkehr)*Mobilität(ÖPNV)*Flexibilisierung(Strom)*~Quartiersbatterie*~dezen
trale(private)Batterien*~Wärmenetz*~Quartierswärmespeicher*~Smartmetering*~IT-
SchnittstellefürBewohner: QP1 (1,1)
Cases with greater than 0.5 membership in term
Mobilität(Individualverkehr)*~Mobilität(ÖPNV)*Flexibilisierung(Strom)*Quartiersbatterie*~dezent
rale(private)Batterien*Wärmenetz*Quartierswärmespeicher*Smartmetering*~IT-
SchnittstellefürBewohner: QP3 (1,1)
Cases with greater than 0.5 membership in term
Mobilität(Individualverkehr)*~Mobilität(ÖPNV)*Flexibilisierung(Strom)*~Quartiersbatterie*~dezen
trale(private)Batterien*Wärmenetz*Quartierswärmespeicher*Smartmetering*IT-
SchnittstellefürBewohner: QP2 (1,1),
  QP5 (1,1), QP6 (1,1)
Cases with greater than 0.5 membership in term
Mobilität(Individualverkehr)*Mobilität(ÖPNV)*Flexibilisierung(Strom)*Quartiersbatterie*~dezentr
ale(private)Batterien*Wärmenetz*Quartierswärmespeicher*Smartmetering*IT-
SchnittstellefürBewohner: QP4 (1,1)
*** ERROR(Quine-McCluskey): The 1 Matrix Contains All Configurations. ***

Algorithm: Quine-McCluskey
```

```
--- PARSIMONIOUS SOLUTION ---
frequency cutoff: 1
consistency cutoff: 1
**********
*TRUTH TABLE ANALYSIS*
**********

File:  C:/Users/f.schiller/ownCloud/ITE/ITE-Projekte/80699-D-000064_EQuartier/Interviews (wav
Dateien - vertraulich)/Interviewsanalyse/QCA_EQuartier_v7(nach Feedback-Oldenburger
Variante).csv
Model: automatisierteSteuerung = f(Mobilität(Individualverkehr), Mobilität(ÖPNV),
Flexibilisierung(Strom), Quartiersbatterie, dezentrale(private)Batterien, Wärmenetz,
Quartierswärmespeicher, Smartmetering, IT-SchnittstellefürBewohner)
Algorithm: Quine-McCluskey

--- INTERMEDIATE SOLUTION ---
frequency cutoff: 1
consistency cutoff: 1
Assumptions:

raw       unique

coverage    coverage   consistency

----------  ----------  ----------
~Mobilität(Individualverkehr)*Mobilität(ÖPNV)*Flexibilisierung(Strom)*~Quartiersbatterie*~dezen
trale(private)Batterien*~Wärmenetz*~Quartierswärmespeicher*~Smartmetering*~IT-
SchnittstellefürBewohner     0.166667    0.166667    1
Mobilität(Individualverkehr)*~Mobilität(ÖPNV)*Flexibilisierung(Strom)*Quartiersbatterie*~dezent
rale(private)Batterien*Wärmenetz*Quartierswärmespeicher*Smartmetering*~IT-
SchnittstellefürBewohner         0.166667    0.166667    1
Mobilität(Individualverkehr)*~Mobilität(ÖPNV)*Flexibilisierung(Strom)*~Quartiersbatterie*~dezen
trale(private)Batterien*Wärmenetz*Quartierswärmespeicher*Smartmetering*IT-
SchnittstellefürBewohner         0.5         0.5         1
Mobilität(Individualverkehr)*Mobilität(ÖPNV)*Flexibilisierung(Strom)*Quartiersbatterie*~dezentr
ale(private)Batterien*Wärmenetz*Quartierswärmespeicher*Smartmetering*IT-
SchnittstellefürBewohner           0.166667    0.166667    1
solution coverage: 1
solution consistency: 1



Cases with greater than 0.5 membership in term
~Mobilität(Individualverkehr)*Mobilität(ÖPNV)*Flexibilisierung(Strom)*~Quartiersbatterie*~dezen
trale(private)Batterien*~Wärmenetz*~Quartierswärmespeicher*~Smartmetering*~IT-
SchnittstellefürBewohner: QP1 (1,1)
Cases with greater than 0.5 membership in term
Mobilität(Individualverkehr)*~Mobilität(ÖPNV)*Flexibilisierung(Strom)*Quartiersbatterie*~dezent
rale(private)Batterien*Wärmenetz*Quartierswärmespeicher*Smartmetering*~IT-
SchnittstellefürBewohner: QP3 (1,1)
Cases with greater than 0.5 membership in term
Mobilität(Individualverkehr)*~Mobilität(ÖPNV)*Flexibilisierung(Strom)*~Quartiersbatterie*~dezen
trale(private)Batterien*Wärmenetz*Quartierswärmespeicher*Smartmetering*IT-
SchnittstellefürBewohner: QP2 (1,1),
  QP5 (1,1), QP6 (1,1)
Cases with greater than 0.5 membership in term
Mobilität(Individualverkehr)*Mobilität(ÖPNV)*Flexibilisierung(Strom)*Quartiersbatterie*~dezentr
ale(private)Batterien*Wärmenetz*Quartierswärmespeicher*Smartmetering*IT-
SchnittstellefürBewohner: QP4 (1,1)
```

```
Analysis of Necessary Conditions

Outcome variable: Ergebnis(ProjektaufKurs)

Conditions tested:
                                                 Consistency    Coverage
Mobilität(Individualverkehr)                     1.000000       1.000000
Mobilität(ÖPNV)                                  0.200000       0.500000
Quartiersbatterie+dezentrale(private)Batterien   0.400000       1.000000
Wärmenetz                                        1.000000       1.000000
Quartierswärmespeicher                           1.000000       1.000000
Wärmepumpe                                       0.800000       1.000000
BHKW                                             0.800000       1.000000
**********************
*TRUTH TABLE ANALYSIS*
**********************

File:  C:/Users/f.schiller/ownCloud/ITE/ITE-Projekte/80699-D-000064_EQuartier/Interviews
(wav Dateien - vertraulich)/Interviewsanalyse/QCA_EQuartier_v7(nach Feedback-Oldenburger
Variante).csv
Model: Ergebnis(ProjektaufKurs) = f(Mobilität(Individualverkehr), Mobilität(ÖPNV),
Quartiersbatterie, dezentrale(private)Batterien, Wärmenetz, Quartierswärmespeicher,
Wärmepumpe, BHKW)
Algorithm: Quine-McCluskey

--- COMPLEX SOLUTION ---
frequency cutoff: 1
consistency cutoff: 1

raw       unique

coverage    coverage   consistency

----------  ----------  ----------
Mobilität(Individualverkehr)*~Mobilität(ÖPNV)*~Quartiersbatterie*~dezentrale(private)Batt
erien*Wärmenetz*Quartierswärmespeicher*Wärmepumpe     0.4         0.2         1
Mobilität(Individualverkehr)*~Mobilität(ÖPNV)*~Quartiersbatterie*~dezentrale(private)Batt
erien*Wärmenetz*Quartierswärmespeicher*BHKW            0.4         0.2         1
Mobilität(Individualverkehr)*Quartiersbatterie*~dezentrale(private)Batterien*Wärmenetz*Qu
artierswärmespeicher*Wärmepumpe*BHKW                   0.4         0.4         1
solution coverage: 1
solution consistency: 1



Cases with greater than 0.5 membership in term
Mobilität(Individualverkehr)*~Mobilität(ÖPNV)*~Quartiersbatterie*~dezentrale(private)Batt
erien*Wärmenetz*Quartierswärmespeicher*Wärmepumpe: QP2 (1,1),
  QP6 (1,1)
Cases with greater than 0.5 membership in term
Mobilität(Individualverkehr)*~Mobilität(ÖPNV)*~Quartiersbatterie*~dezentrale(private)Batt
erien*Wärmenetz*Quartierswärmespeicher*BHKW: QP2 (1,1),
  QP5 (1,1)
Cases with greater than 0.5 membership in term
Mobilität(Individualverkehr)*Quartiersbatterie*~dezentrale(private)Batterien*Wärmenetz*Qu
artierswärmespeicher*Wärmepumpe*BHKW: QP3 (1,1),
  QP4 (1,1)
**********************
*TRUTH TABLE ANALYSIS*
**********************

File:  C:/Users/f.schiller/ownCloud/ITE/ITE-Projekte/80699-D-000064_EQuartier/Interviews
(wav Dateien - vertraulich)/Interviewsanalyse/QCA_EQuartier_v7(nach Feedback-Oldenburger
Variante).csv
Model: Ergebnis(ProjektaufKurs) = f(Mobilität(Individualverkehr), Mobilität(ÖPNV),
Quartiersbatterie, dezentrale(private)Batterien, Wärmenetz, Quartierswärmespeicher,
```

```
Wärmepumpe, BHKW)
Algorithm: Quine-McCluskey

--- PARSIMONIOUS SOLUTION ---
frequency cutoff: 1
consistency cutoff: 1
                                    raw       unique
                                  coverage    coverage   consistency
                                 ----------  ----------  ----------
Mobilität(Individualverkehr)     1           0           1
Wärmenetz                        1           0           1
Quartierswärmespeicher           1           0           1
solution coverage: 1
solution consistency: 1



Cases with greater than 0.5 membership in term Mobilität(Individualverkehr): QP2 (1,1),
  QP3 (1,1), QP4 (1,1), QP5 (1,1),
  QP6 (1,1)
Cases with greater than 0.5 membership in term Wärmenetz: QP2 (1,1),
  QP3 (1,1), QP4 (1,1), QP5 (1,1),
  QP6 (1,1)
Cases with greater than 0.5 membership in term Quartierswärmespeicher: QP2 (1,1),
  QP3 (1,1), QP4 (1,1), QP5 (1,1),
  QP6 (1,1)
**********************
*TRUTH TABLE ANALYSIS*
**********************

File:  C:/Users/f.schiller/ownCloud/ITE/ITE-Projekte/80699-D-000064_EQuartier/Interviews
(wav Dateien - vertraulich)/Interviewsanalyse/QCA_EQuartier_v7(nach Feedback-Oldenburger
Variante).csv
Model: Ergebnis(ProjektaufKurs) = f(Mobilität(Individualverkehr), Mobilität(ÖPNV),
Quartiersbatterie, dezentrale(private)Batterien, Wärmenetz, Quartierswärmespeicher,
Wärmepumpe, BHKW)
Algorithm: Quine-McCluskey

--- INTERMEDIATE SOLUTION ---
frequency cutoff: 1
consistency cutoff: 1
Assumptions:

raw       unique

coverage    coverage   consistency

----------  ----------  ----------
Mobilität(Individualverkehr)*~Mobilität(ÖPNV)*~Quartiersbatterie*~dezentrale(private)Batt
erien*Wärmenetz*Quartierswärmespeicher*Wärmepumpe     0.4         0.2         1
Mobilität(Individualverkehr)*~Mobilität(ÖPNV)*~Quartiersbatterie*~dezentrale(private)Batt
erien*Wärmenetz*Quartierswärmespeicher*BHKW            0.4         0.2         1
Mobilität(Individualverkehr)*Quartiersbatterie*~dezentrale(private)Batterien*Wärmenetz*Qu
artierswärmespeicher*Wärmepumpe*BHKW                   0.4         0.4         1
solution coverage: 1
solution consistency: 1



Cases with greater than 0.5 membership in term
Mobilität(Individualverkehr)*~Mobilität(ÖPNV)*~Quartiersbatterie*~dezentrale(private)Batt
erien*Wärmenetz*Quartierswärmespeicher*Wärmepumpe: QP2 (1,1),
  QP6 (1,1)
Cases with greater than 0.5 membership in term
Mobilität(Individualverkehr)*~Mobilität(ÖPNV)*~Quartiersbatterie*~dezentrale(private)Batt
erien*Wärmenetz*Quartierswärmespeicher*BHKW: QP2 (1,1),
  QP5 (1,1)
Cases with greater than 0.5 membership in term
```

```
Mobilität(Individualverkehr)*Quartiersbatterie*~dezentrale(private)Batterien*Wärmenetz*Qu
artierswärmespeicher*Wärmepumpe*BHKW: QP3 (1,1),
  QP4 (1,1)
```

```
Analysis of Necessary Conditions

Outcome variable: Ergebnis(ProjektaufKurs)

Conditions tested:
                                                                                 Consistency
Coverage
ProjektmithohemBestandsgebäudeanteil                                             0.400000
1.000000
zuvorbereitsForschungsförderung                                                  1.000000
0.833333
~esgabHerausforderungbeimWissensaustausch(mitinternenundexternenStakeholdern)    0.600000
1.000000
Institutionalisierung(TransformationsprozessewerdenlangfristigdurchProjektetabliert)  0.800000
1.000000
PolitikistinternerStakeholder                                                    1.000000
0.833333
Akzeptanzmaßnahmen                                                               1.000000
0.833333
BeratungkommunalerPlanung                                                        1.000000
1.000000
**********************
*TRUTH TABLE ANALYSIS*
**********************

File:  C:/Users/f.schiller/ownCloud/ITE/ITE-Projekte/80699-D-000064_EQuartier/Interviews (wav
Dateien - vertraulich)/Interviewsanalyse/QCA_EQuartier_v7(nach Feedback-Oldenburger Variante).csv
Model: Ergebnis(ProjektaufKurs) = f(ProjektmithohemBestandsgebäudeanteil,
zuvorbereitsForschungsförderung,
esgabHerausforderungbeimWissensaustausch(mitinternenundexternenStakeholdern),
Institutionalisierung(TransformationsprozessewerdenlangfristigdurchProjektetabliert),
PolitikistinternerStakeholder, Akzeptanzmaßnahmen, BeratungkommunalerPlanung)
Algorithm: Quine-McCluskey

--- COMPLEX SOLUTION ---
frequency cutoff: 1
consistency cutoff: 1

raw       unique

coverage    coverage   consistency

----------  ----------  ----------
~ProjektmithohemBestandsgebäudeanteil*zuvorbereitsForschungsförderung*esgabHerausforderungbeimWiss
ensaustausch(mitinternenundexternenStakeholdern)*PolitikistinternerStakeholder*Akzeptanzmaßnahmen*
BeratungkommunalerPlanung                                                  0.4         0.4
1
zuvorbereitsForschungsförderung*~esgabHerausforderungbeimWissensaustausch(mitinternenundexternenSt
akeholdern)*Institutionalisierung(TransformationsprozessewerdenlangfristigdurchProjektetabliert)*P
olitikistinternerStakeholder*Akzeptanzmaßnahmen*BeratungkommunalerPlanung     0.6         0.6
1
solution coverage: 1
solution consistency: 1



Cases with greater than 0.5 membership in term
~ProjektmithohemBestandsgebäudeanteil*zuvorbereitsForschungsförderung*esgabHerausforderungbeimWiss
ensaustausch(mitinternenundexternenStakeholdern)*PolitikistinternerStakeholder*Akzeptanzmaßnahmen*
BeratungkommunalerPlanung: QP5 (1,1),
  QP6 (1,1)
Cases with greater than 0.5 membership in term
zuvorbereitsForschungsförderung*~esgabHerausforderungbeimWissensaustausch(mitinternenundexternenSt
akeholdern)*Institutionalisierung(TransformationsprozessewerdenlangfristigdurchProjektetabliert)*P
olitikistinternerStakeholder*Akzeptanzmaßnahmen*BeratungkommunalerPlanung: QP2 (1,1),
  QP3 (1,1), QP4 (1,1)
**********************
*TRUTH TABLE ANALYSIS*
**********************

File:  C:/Users/f.schiller/ownCloud/ITE/ITE-Projekte/80699-D-000064_EQuartier/Interviews (wav
Dateien - vertraulich)/Interviewsanalyse/QCA_EQuartier_v7(nach Feedback-Oldenburger Variante).csv
```

```
Model: Ergebnis(ProjektaufKurs) = f(ProjektmithohemBestandsgebäudeanteil,
zuvorbereitsForschungsförderung,
esgabHerausforderungbeimWissensaustausch(mitinternenundexternenStakeholdern),
Institutionalisierung(TransformationsprozessewerdenlangfristigdurchProjektetabliert),
PolitikistinternerStakeholder, Akzeptanzmaßnahmen, BeratungkommunalerPlanung)
Algorithm: Quine-McCluskey

--- PARSIMONIOUS SOLUTION ---
frequency cutoff: 1
consistency cutoff: 1
                              raw       unique
                            coverage    coverage   consistency
                           ----------  ----------  ----------
BeratungkommunalerPlanung     1           1           1
solution coverage: 1
solution consistency: 1



Cases with greater than 0.5 membership in term BeratungkommunalerPlanung: QP2 (1,1),
  QP3 (1,1), QP4 (1,1), QP5 (1,1),
  QP6 (1,1)
**********************
*TRUTH TABLE ANALYSIS*
**********************

File:  C:/Users/f.schiller/ownCloud/ITE/ITE-Projekte/80699-D-000064_EQuartier/Interviews (wav
Dateien - vertraulich)/Interviewsanalyse/QCA_EQuartier_v7(nach Feedback-Oldenburger Variante).csv
Model: Ergebnis(ProjektaufKurs) = f(ProjektmithohemBestandsgebäudeanteil,
zuvorbereitsForschungsförderung,
esgabHerausforderungbeimWissensaustausch(mitinternenundexternenStakeholdern),
Institutionalisierung(TransformationsprozessewerdenlangfristigdurchProjektetabliert),
PolitikistinternerStakeholder, Akzeptanzmaßnahmen, BeratungkommunalerPlanung)
Algorithm: Quine-McCluskey

--- INTERMEDIATE SOLUTION ---
frequency cutoff: 1
consistency cutoff: 1
Assumptions:

raw       unique

coverage    coverage   consistency

----------  ----------  ----------
~ProjektmithohemBestandsgebäudeanteil*zuvorbereitsForschungsförderung*esgabHerausforderungbeimWiss
ensaustausch(mitinternenundexternenStakeholdern)*PolitikistinternerStakeholder*Akzeptanzmaßnahmen*
BeratungkommunalerPlanung                                                    0.4         0.4
1
zuvorbereitsForschungsförderung*~esgabHerausforderungbeimWissensaustausch(mitinternenundexternenSt
akeholdern)*Institutionalisierung(TransformationsprozessewerdenlangfristigdurchProjektetabliert)*P
olitikistinternerStakeholder*Akzeptanzmaßnahmen*BeratungkommunalerPlanung     0.6         0.6
1
solution coverage: 1
solution consistency: 1



Cases with greater than 0.5 membership in term
~ProjektmithohemBestandsgebäudeanteil*zuvorbereitsForschungsförderung*esgabHerausforderungbeimWiss
ensaustausch(mitinternenundexternenStakeholdern)*PolitikistinternerStakeholder*Akzeptanzmaßnahmen*
BeratungkommunalerPlanung: QP5 (1,1),
  QP6 (1,1)
Cases with greater than 0.5 membership in term
zuvorbereitsForschungsförderung*~esgabHerausforderungbeimWissensaustausch(mitinternenundexternenSt
akeholdern)*Institutionalisierung(TransformationsprozessewerdenlangfristigdurchProjektetabliert)*P
olitikistinternerStakeholder*Akzeptanzmaßnahmen*BeratungkommunalerPlanung: QP2 (1,1),
  QP3 (1,1), QP4 (1,1)
```

```
Analysis of Necessary Conditions

Outcome variable: Ergebnis(ProjektaufKurs)

Conditions tested:
                                                                                                  Consis
tency    Coverage
Experimentierraum(Betriebberuhtaufrechtl.Ausnahmeregelungen)
0.200000       1.000000
Geschäftsmodelüberregionalabhängig(NachfrageschaffungdurchBundes-oderEU-Ebeneerforderlich)
0.000000       0.000000
Geschäftsmodellokal/regionalabhängig(NachfrageschaffungdurchLando.Kommuneerforderlich)
0.400000       1.000000
Skalierbarkeit
0.800000       1.000000
Skaleneffekte
0.400000       1.000000
Übertragbarkeit
1.000000       1.000000
**********************
*TRUTH TABLE ANALYSIS*
**********************

File:  C:/Users/f.schiller/ownCloud/ITE/ITE-Projekte/80699-D-000064_EQuartier/Interviews (wav
Dateien - vertraulich)/Interviewsanalyse/QCA_EQuartier_v7(nach Feedback-Oldenburger Variante).csv
Model: Ergebnis(ProjektaufKurs) = f(Experimentierraum(Betriebberuhtaufrechtl.Ausnahmeregelungen),
Geschäftsmodelüberregionalabhängig(NachfrageschaffungdurchBundes-oderEU-Ebeneerforderlich),
Geschäftsmodellokal/regionalabhängig(NachfrageschaffungdurchLando.Kommuneerforderlich),
Skalierbarkeit, Skaleneffekte, Übertragbarkeit)
Algorithm: Quine-McCluskey

--- COMPLEX SOLUTION ---
frequency cutoff: 1
consistency cutoff: 1

raw       unique

coverage    coverage   consistency

----------  ----------  ----------
~Geschäftsmodelüberregionalabhängig(NachfrageschaffungdurchBundes-oderEU-
Ebeneerforderlich)*~Geschäftsmodellokal/
regionalabhängig(NachfrageschaffungdurchLando.Kommuneerforderlich)*Skalierbarkeit*~Skaleneffekte*Ü
bertragbarkeit                                                                    0.4         0.4
1
~Experimentierraum(Betriebberuhtaufrechtl.Ausnahmeregelungen)*~Geschäftsmodelüberregionalabhängig(
NachfrageschaffungdurchBundes-oderEU-
Ebeneerforderlich)*Skalierbarkeit*Skaleneffekte*Übertragbarkeit
0.4         0.4         1
~Experimentierraum(Betriebberuhtaufrechtl.Ausnahmeregelungen)*~Geschäftsmodelüberregionalabhängig(
NachfrageschaffungdurchBundes-oderEU-Ebeneerforderlich)*Geschäftsmodellokal/
regionalabhängig(NachfrageschaffungdurchLando.Kommuneerforderlich)*~Skalierbarkeit*~Skaleneffekte*
Übertragbarkeit     0.2         0.2         1
solution coverage: 1
solution consistency: 1



Cases with greater than 0.5 membership in term
~Geschäftsmodelüberregionalabhängig(NachfrageschaffungdurchBundes-oderEU-
Ebeneerforderlich)*~Geschäftsmodellokal/
regionalabhängig(NachfrageschaffungdurchLando.Kommuneerforderlich)*Skalierbarkeit*~Skaleneffekte*Ü
bertragbarkeit: QP3 (1,1),
  QP4 (1,1)
Cases with greater than 0.5 membership in term
~Experimentierraum(Betriebberuhtaufrechtl.Ausnahmeregelungen)*~Geschäftsmodelüberregionalabhängig(
NachfrageschaffungdurchBundes-oderEU-
Ebeneerforderlich)*Skalierbarkeit*Skaleneffekte*Übertragbarkeit: QP2 (1,1),
  QP5 (1,1)
Cases with greater than 0.5 membership in term
~Experimentierraum(Betriebberuhtaufrechtl.Ausnahmeregelungen)*~Geschäftsmodelüberregionalabhängig(
NachfrageschaffungdurchBundes-oderEU-Ebeneerforderlich)*Geschäftsmodellokal/
```

```
regionalabhängig(NachfrageschaffungdurchLando.Kommuneerforderlich)*~Skalierbarkeit*~Skaleneffekte*
Übertragbarkeit: QP6 (1,1)
**********************
*TRUTH TABLE ANALYSIS*
**********************

File:  C:/Users/f.schiller/ownCloud/ITE/ITE-Projekte/80699-D-000064_EQuartier/Interviews (wav
Dateien - vertraulich)/Interviewsanalyse/QCA_EQuartier_v7(nach Feedback-Oldenburger Variante).csv
Model: Ergebnis(ProjektaufKurs) = f(Experimentierraum(Betriebberuhtaufrechtl.Ausnahmeregelungen),
Geschäftsmodelüberregionalabhängig(NachfrageschaffungdurchBundes-oderEU-Ebeneerforderlich),
Geschäftsmodellokal/regionalabhängig(NachfrageschaffungdurchLando.Kommuneerforderlich),
Skalierbarkeit, Skaleneffekte, Übertragbarkeit)
Algorithm: Quine-McCluskey

--- PARSIMONIOUS SOLUTION ---
frequency cutoff: 1
consistency cutoff: 1

raw       unique

coverage    coverage   consistency

----------  ----------  ----------
~Geschäftsmodelüberregionalabhängig(NachfrageschaffungdurchBundes-oderEU-Ebeneerforderlich)     1
0           1
Übertragbarkeit
1           0           1
solution coverage: 1
solution consistency: 1



Cases with greater than 0.5 membership in term
~Geschäftsmodelüberregionalabhängig(NachfrageschaffungdurchBundes-oderEU-Ebeneerforderlich): QP2
(1,1),
  QP3 (1,1), QP4 (1,1), QP5 (1,1),
  QP6 (1,1)
Cases with greater than 0.5 membership in term Übertragbarkeit: QP2 (1,1),
  QP3 (1,1), QP4 (1,1), QP5 (1,1),
  QP6 (1,1)
**********************
*TRUTH TABLE ANALYSIS*
**********************

File:  C:/Users/f.schiller/ownCloud/ITE/ITE-Projekte/80699-D-000064_EQuartier/Interviews (wav
Dateien - vertraulich)/Interviewsanalyse/QCA_EQuartier_v7(nach Feedback-Oldenburger Variante).csv
Model: Ergebnis(ProjektaufKurs) = f(Experimentierraum(Betriebberuhtaufrechtl.Ausnahmeregelungen),
Geschäftsmodelüberregionalabhängig(NachfrageschaffungdurchBundes-oderEU-Ebeneerforderlich),
Geschäftsmodellokal/regionalabhängig(NachfrageschaffungdurchLando.Kommuneerforderlich),
Skalierbarkeit, Skaleneffekte, Übertragbarkeit)
Algorithm: Quine-McCluskey

--- INTERMEDIATE SOLUTION ---
frequency cutoff: 1
consistency cutoff: 1
Assumptions:

raw       unique

coverage    coverage   consistency

----------  ----------  ----------
~Geschäftsmodelüberregionalabhängig(NachfrageschaffungdurchBundes-oderEU-
Ebeneerforderlich)*~Geschäftsmodellokal/
regionalabhängig(NachfrageschaffungdurchLando.Kommuneerforderlich)*Skalierbarkeit*~Skaleneffekte*Ü
bertragbarkeit                                                                  0.4         0.4
1
~Experimentierraum(Betriebberuhtaufrechtl.Ausnahmeregelungen)*~Geschäftsmodelüberregionalabhängig(
NachfrageschaffungdurchBundes-oderEU-
Ebeneerforderlich)*Skalierbarkeit*Skaleneffekte*Übertragbarkeit
0.4         0.4         1
~Experimentierraum(Betriebberuhtaufrechtl.Ausnahmeregelungen)*~Geschäftsmodelüberregionalabhängig(
NachfrageschaffungdurchBundes-oderEU-Ebeneerforderlich)*Geschäftsmodellokal/
regionalabhängig(NachfrageschaffungdurchLando.Kommuneerforderlich)*~Skalierbarkeit*~Skaleneffekte*
```

```
Übertragbarkeit     0.2         0.2         1
solution coverage: 1
solution consistency: 1


Cases with greater than 0.5 membership in term
~Geschäftsmodelüberregionalabhängig(NachfrageschaffungdurchBundes-oderEU-
Ebeneerforderlich)*~Geschäftsmodellokal/
regionalabhängig(NachfrageschaffungdurchLando.Kommuneerforderlich)*Skalierbarkeit*~Skaleneffekte*Ü
bertragbarkeit: QP3 (1,1),
  QP4 (1,1)
Cases with greater than 0.5 membership in term
~Experimentierraum(Betriebberuhtaufrechtl.Ausnahmeregelungen)*~Geschäftsmodelüberregionalabhängig(
NachfrageschaffungdurchBundes-oderEU-
Ebeneerforderlich)*Skalierbarkeit*Skaleneffekte*Übertragbarkeit: QP2 (1,1),
  QP5 (1,1)
Cases with greater than 0.5 membership in term
~Experimentierraum(Betriebberuhtaufrechtl.Ausnahmeregelungen)*~Geschäftsmodelüberregionalabhängig(
NachfrageschaffungdurchBundes-oderEU-Ebeneerforderlich)*Geschäftsmodellokal/
regionalabhängig(NachfrageschaffungdurchLando.Kommuneerforderlich)*~Skalierbarkeit*~Skaleneffekte*
Übertragbarkeit: QP6 (1,1)
```

TECHNISCHE HOCHSCHULE LÜBECK

ENERGIEWENDEPOTENZIALE VON QUARTIEREN UND QUARTIERSGRÖSSEN

Prof. Dr.-Ing. J.-Christian Töbermann
Dr.-Ing. Young Jae Yu

Kurzstudie im Rahmen eines hochschulübergreifenden Forschungsprojekts mit insgesamt sieben Studien in unterschiedlichen Disziplinen zum Thema „Digitalisierung der Energiewende – Intelligente und effiziente Vernetzung von Energieerzeugern und -verbrauchern auf Quartiersebene.

Gefördert von der gemeinnützigen Gesellschaft für Energie und Klimaschutz Schleswig-Holstein GmbH (www.eksh.org)

Datum der Fertigstellung: 30. November 2020

Kontakt
Prof. Dr.-Ing. J.-Christian Töbermann
Technische Hochschule Lübeck
Fachbereich Elektrotechnik und Informatik
T 0451 300-5184
christian.toebermann@th-luebeck.de

3

Kurzfassung

Im Zuge der Energiewende und des damit einhergehenden Ausbaus der Erneuerbaren Energien gewinnt die Sektorenkopplung auch in Verbund mit einem Lastmanagement als Handlungsebene zunehmend an Bedeutung. Dabei werden Quartiere sowohl bei der Planung von sektorübergreifenden Lösungsansätzen als auch bei deren konkreten Umsetzung vor Ort zu einer wichtigen räumlichen Einheit auf dem Weg zur nachhaltigen Entwicklung des Energiesystems. In diesem „Handlungsraum“ werden Strategien und Maßnahmen der Energieeinsparung, der Steigerung der Energieeffizienz und der Nutzung erneuerbarer Energien unter integrierter Betrachtung von Gebäuden, Nutzerverhalten und technischen Infrastrukturen abgestimmt. Allerdings wird der Quartiersbegriff insbesondere hinsichtlich der Quartiersgröße noch sehr diffus verwendet, während die erzielbaren Potenziale neben vielen weiteren Kriterien insbesondere von der verwendeten bzw. angestrebten Quartiersgröße abhängig sind.

Die vorliegende Kurzstudie verfolgt in diesem Themenumfeld drei Hauptrichtungen: a) Schaffung einer Basis zur Abschätzung sinnvoller und effizienter Quartiersgrößen anhand einer Meta-Studie zu den veröffentlichen Daten von 15 durchgeführten Beispielprojekten, b) Analyse von verfügbaren Softwaresystemen zur Untersuchung der Sektorenkopplung in Quartiersumfeldern unter Einbeziehung der technischen Netzinfrastrukturen und c) Beispielrechnungen der Sektorenkopplung mit Open-Source-Software.

Die Kurzstudie wurde dabei vorwiegend als Meta-Studie durchgeführt. Die in der Literatur enthaltenen Daten der betrachteten Projekte wurden in Steckbriefen zusammengestellt, zur Analyse aufbereitet, sowie nach den Themenstellungen Sektorenkopplung zwischen Strom- und Wärmesektor bzw. Sektorenkopplung zwischen Strom- und Verkehrssektor klassifiziert.

Auf Basis der betrachteten Studien und der weiteren Analyse konnten allgemeingültige Aussage zu sinnvollen Quartiersgrößen allerdings nicht abgeleitet werden, da die betrachteten Quartiersgrößen und Quartiersstrukturen trotz oder wegen der umfangreichen und detaillierten Betrachtung recht heterogen geblieben sind. Zudem ist die Auswahl und Auslegung der jeweiligen Energiekonzepte in den betrachteten Studien anscheinend durch jeweils verfügbare bzw. genutzte Förderprogramme mitgeprägt worden.

Die Ergebnisse der Kurzstudie bieten aber dennoch eine gute Orientierungshilfe zur Einordnung von Quartieren und Quartiersgrößen, sowie deren Potenzialen. Zudem konnten auf Basis der betrachteten Studien und der weiteren Analyse verschiedene Tendenzen für eine erfolgreiche und effiziente Sektorkopplung im Quartieren formuliert bzw. bestätigt werden.

Bei der Analyse von Open-Source-Software zur Untersuchung der Sektorenkopplung in Quartiersumfeldern unter Einbeziehung der technischen Netzinfrastrukturen konnten Co-Simulationsansätze als sehr vielversprechend identifiziert werden. Damit ist eine konsistente und potenziell auch teilautomatisierbare Vorgehensweise zur Untersuchung und Berechnung von Quartieren sowie von unterschiedlichen Zuschnitten von Quartiersgrößen möglich. Durch Nutzung der Co-Simulation können insbesondere sektorübergreifende Betriebsstrategien von verschiedenen Systemkomponenten mit einem hohen Detailierungsgrad gemeinsam untersucht werden.

Die erarbeitete Übersicht zu Quartiersgrößen, deren Aufbereitung und Analyse, sowie die Analyse und vorbereitenden Arbeiten zur Anwendung von Open-Source-Software für eine Co-Simulation bilden somit insgesamt eine gute Ausgangsbasis für weitere Arbeiten und Untersuchungen im Umfeld von Energiekonzepten für Quartiere, sowie deren digitalisierten Planung und Umsetzung.

1 Ausgangslage und Fragestellung

Schleswig-Holstein verfolgt bei der Energiewende ehrgeizige Ziele: Bis 2020 will das Land gegenüber 2010 eine Reduzierung der Treibhausgasemissionen um 40 Prozent und um 80 Prozent bis 2050 senken [1]. Aufgrund des fortgeschrittenen Stands und der vorhandenen Potenziale zum Ausbau der Erneuerbaren Energien (EE) hat Schleswig-Holstein gute Aussichten zur Erreichung dieser Ziele. Im Jahr 2018 wurden in Schleswig-Holstein ca. 22,5 TWh Strom aus EE erzeugt, das sind ca. 60 Prozent der gesamten Stromerzeugung. Damit liegt der EE-Anteil deutlich über dem durchschnittlich in Deutschland erreichten Anteil von 37,8 Prozent [2]. Jedoch führte der Zubau der EE in den vergangenen Jahren zu einer signifikanten Zunahme an korrektiven Maßnahmen, wie dem Redispatch (Drosselung oder Erhöhung der Erzeugungsleistung von konventionellen Kraftwerken bei Netzengpässen) oder der Abregelung von EE-Anlage (Einspeisemanagement) seitens der Netzbetreiber [3]. Hierdurch erhöhen sich die Energiekosten für den Endverbraucher, da die Kosten für diese Maßnahmen über Netzentgelte auf die Verbraucher umgelegt werden [4]. Redispatch und Einspeisemanagement betreffen typischerweise Stromerzeugungsanlagen, allerdings können auch Verbraucher durch das Lastmanagement ins Energiesystem eingebunden werden und dadurch die Netzstabilisierung unterstützen. Ein Lastmanagement trägt dazu bei, dass sich der Verbrauch – insbesondere bei einer Kopplung mit Speichertechnologien - stärker an der Stromerzeugung orientiert. Eine zweite Option ist die sogenannte Sektorenkopplung, die durch die enge Verzahnung der Sektoren Strom, Wärme und Verkehr sowie die Umwandlung von Strom in andere Energieformen zu einer höheren zeitlichen und räumlichen Ausnutzung vorhandener EE-Erzeugungskapazitäten beiträgt.

Im Zuge der Energiewende und des damit einhergehenden Ausbaus von EE gewinnt die Sektorenkopplung mit dem Lastmanagement als Handlungsebene zunehmend an Bedeutung, da diese die Energiekosten auf Seite der Verbraucher reduzieren und zur Senkung von Treibhausgas-Emissionen beitragen kann. Für die Sektorenkopplung mittels Lastmanagement sollen zentrale und dezentrale Energiesysteme zukünftig stärker vernetzt und gemeinsam entwickelt werden, um Synergieeffekte insbesondere bei der Kopplung von unterschiedlichen Energieinfrastrukturen voranzutreiben. Dabei werden Quartiere sowohl bei der Planung von sektorübergreifenden Lösungsansätzen als auch bei deren konkreten Umsetzung vor Ort zu einer wichtigen räumlichen Einheit auf dem Weg zur nachhaltigen Entwicklung des Energiesystems. In diesem „Handlungsraum“ werden Strategien und Maßnahmen der Energieeinsparung, der Steigerung der Energieeffizienz und der Nutzung erneuerbarer Energien unter integrierter Betrachtung von Gebäuden, Nutzerverhalten und technischen Infrastrukturen abgestimmt. Beispielsweise können verfügbare Photovoltaikanlagen (PVA), Blockheizkraftwerke (BHKWs), elektrisch angetriebene Wärmepumpen, Power-to-Heat-Anlagen (P2H-Anlagen) mit thermischen Speichern oder Ladestationen für Elektrofahrzeuge kombiniert werden. Allerdings wird der Quartiersbegriff insbesondere hinsichtlich der Quartiersgröße noch sehr diffus verwendet, während die erzielbaren Potenziale insbesondere von der verwendeten bzw. angestrebten Quartiersgröße abhängig sind, und darüber hinaus auch von weiteren Kriterien wie bspw. Bebauungsdichte, Altersstruktur u.a. abhängen. Vor diesem Hintergrund ist das Hauptziel dieser Kurzstudie die Schaffung einer fundierten Basis zur Abschätzung sinnvoller und effizienter Quartiersgrößen sowie die Einschätzung von zu erwartenden Potenzialen und Beiträgen eines Quartiers für die Energiewende und Sektorenkopplung in Abhängigkeit von der Quartiersgröße und von quartiersinternen Speichern.

Die aus dieser Zielsetzung resultierenden Fragenstellungen sind:

- Wie wird eine sinnvolle Quartiersgröße in Bezug auf die Sektorenkopplung definiert?
- Inwieweit können die Stromüberschüsse aus PV-Anlagen zur Sektorenkopplung auf Quartiersebene verwendet werden?

- Welche Kopplungstechnologien bzw. Maßnahmen für ein Engpassmanagement sind bei der Sektorenkopplung verfügbar?
- Welche neuen Technologien für die Sektorenkopplung sind in der Entwicklung?
- Welche Speichertechnologien können als Quartiersspeicher angesetzt werden?
- Welche Restriktionen werden für die Umsetzung der Sektorenkopplung benannt?
- Welche Werkzeuge sind anwendbar für eine Untersuchung der Sektorenkopplung auf Quartiersebene?

Bei der Erstellung dieser Kurzstudie wird ein besonderer Fokus auf die Anwendbarkeit und Übertragbarkeit der analysierten Veröffentlichungen bzw. Projekte auf regionale Besonderheiten in Schleswig-Holstein gelegt. Zudem wird eine Übersicht der Open-Source-Software zur Untersuchung der Sektorenkopplung erstellt. Ergänzend werden exemplarische Berechnungen für beispielhafte Quartiere mittels einer Co-Simulation mit Open-Source-Softwares vorgestellt.

2 Vorgehensweise

Die Kurzstudie wird vorwiegend als Meta-Studie durchgeführt, wodurch eine wertende Übersicht über den Stand der Forschung erreicht wird. Der grundsätzliche Aufbau der Meta-Studie richtet sich sinngemäß nach Cooper [5], der fünf Schritte formuliert.

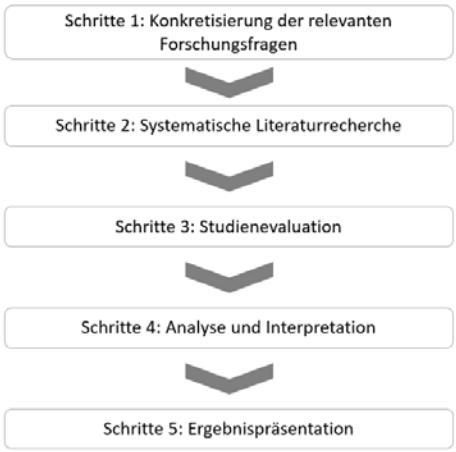


Abbildung 1 Ablauf der Meta-Studie (eigene Darstellung nach [5])

Im ersten Schritt werden relevante Forschungsfragen zur Konkretisierung und Spezifizierung der Aufgabenstellung der Studie formuliert. Nach einer Beschreibung der relevanten Forschungsfragen folgt die systematische Literaturrecherche. Ziel ist es hierbei, themenrelevante Studien zu identifizieren und zusammenzustellen, die Relevanz bezüglich der Aufgabenstellung aufweisen. Anschließend wird für jede ausgewählte Studie zum Vergleich des Potenzials der Sektorenkopplung ein Steckbrief erstellt. In den Steckbriefen sind folgende Informationen zu den einzelnen Studien enthalten:

- Quartierstyp und -größe
- Art der Studie
- Energieversorgung aus EE
- Bewertungskriterien

- Wesentliche Ergebnisse
- Annahme und Randbedingungen
- Speichertechnologie
- Betriebsstrategie
- Wirtschaftlichkeit bei der Sektorenkopplung

Mit Hilfe der im dritten Schritt „Studienevaluation“ erstellten Steckbriefe werden die in der Literatur enthaltenen Daten bezogen auf die jeweiligen im ersten Schritt definierten Fragestellungen zusammengefasst und zur Analyse aufbereitet. Zur Analyse der Quartiersgröße wurde das vom Fraunhofer IEE entwickelte Quartierstool [6] eingesetzt[1]. Dies Tool ermöglicht eine grobe Abschätzung der Quartiersgröße auf Basis der vorhandenen Informationen, wie z.B. Anzahl der Gebäude und Wohneinheiten. Nach der Datenanalyse folgt schließlich die Ergebnispräsentation. Zur besseren Übersicht werden die ausgewählten Studien im Hinblick auf die Sektorenkopplung auf Quartiersebene wie folgt nach zwei unterschiedlichen Themen klassifiziert:

- Sektorenkopplung zwischen Strom- und Wärmesektor
- Sektorenkopplung zwischen Strom- und Verkehrssektor

Diese Klassifizierung soll dabei unterstützen, die Relevanz einer Studie zielgerichtet zu beurteilen. Zudem ist für die Erarbeitung dieser Studie das Wissen und die eigenen Erfahrungen über Modelle, Methoden und Einflussparameter entscheidend, um die heterogenen Studien bewerten zu können.

3 Ergebnisse

3.1 Stromerzeugung in Schleswig-Holstein

Im Jahr 2018 lag die Bruttostromerzeugung von Schleswig-Holstein bei rund 37,4 TWh, vgl. Abbildung 2. Die Onshore-Windkraft weist dabei einen Anteil von 30,1 Prozent auf, gefolgt von Kernenergie mit 27,7 Prozent, Offshore-Windkraft mit 18,4 Prozent, Photovoltaik mit 7,1 Prozent, und übrigen Energieträger wie z.B. Kohle, Erdgas u.a. mit 23,8 Prozent. In Schleswig-Holstein wurden ca. 22,5 TWh Strom aus EE erzeugt, das sind ca. 60 Prozent der gesamten Stromerzeugung.

Im Dezember 2018 waren insgesamt 8.700 MW installierte Leistung aus dezentraler (zumeist regenerativer) Erzeugung an die Netze von Schleswig-Holstein Netz angeschlossen. Im Vergleich dazu liegen die Verbrauchsspitzen im Netz von Schleswig-Holstein bei rund 2.000 MW [8]. Damit wird Überschussstrom aus EE in Schleswig-Holstein immer häufiger in größere Verbrauchsregionen innerhalb von Deutschland transportiert. Vor diesem Hintergrund liegt ein großer Handlungsbedarf im Netzausbau sowohl auf der Übertragungs- als auch auf der Verteilnetzebene. Abbildung 3 zeigt hierzu die zeitliche Entwicklung der Abregelung von EE-Strom in Schleswig-Holstein. Im Jahr 2018 lag die abgeregelte Energie von EE-Anlagen in Schleswig-Holstein bei 2.860 GWh und war damit ca. 12 Prozent geringer als im Vorjahr 2017. Die wesentlichen Gründe des Rückgangs der Abregelung im Jahr 2018 sind zum einen auf das windschwächere Jahr 2018 und zum anderen auf den erfolgreichen Netzausbau zurückzuführen [9].

[1] Das Quartierstool wurde der TH Lübeck vom Fraunhofer IEE für die Durchführung dieser Kurzstudie freundlicherweise zur Verfügung gestellt.

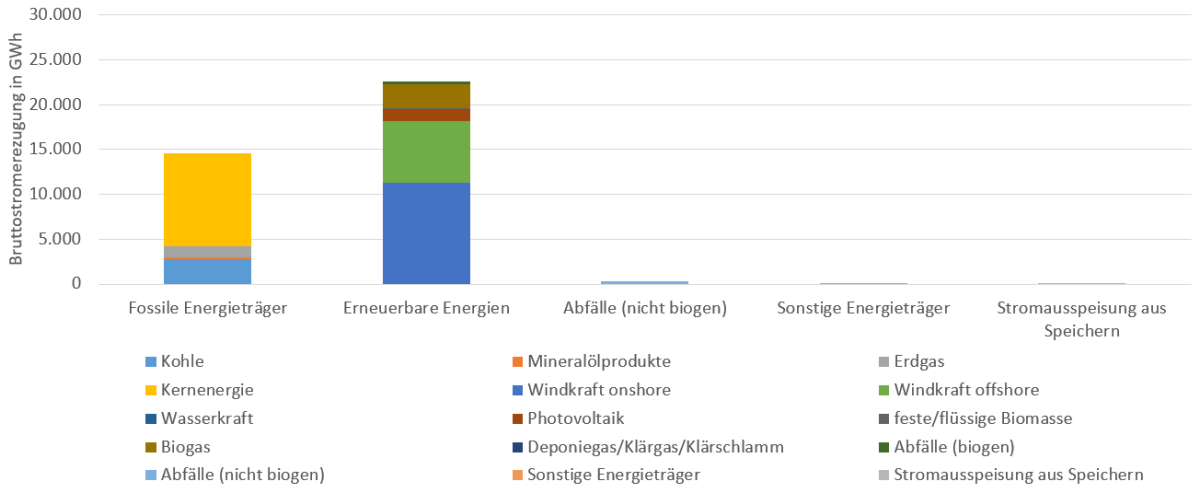


Abbildung 2 Bruttostromerzeugung im Jahr 2018, Schleswig-Holstein (eigene Darstellung nach [7])

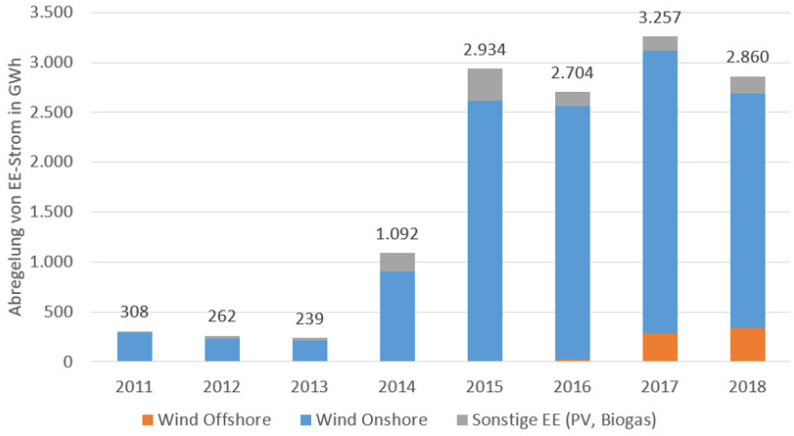


Abbildung 3 Entwicklung der Abregelung von EE-Strom in Schleswig-Holstein (eigene Darstellung nach [9])

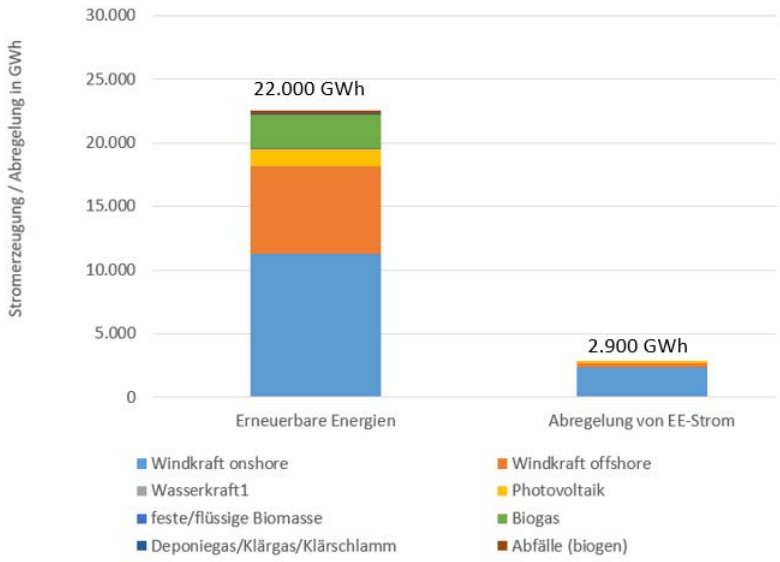


Abbildung 4 Vergleich der Stromerzeugung aus EE und Abregelung von EE-Strom in 2018 (eigene Darstellung nach [9])

Zudem zeigt Abbildung 4 den Vergleich der Stromerzeugung aus EE und Abregelung von EE-Strom im Jahr 2018. Dabei ist zu erkennen, dass die Onshore-Windkraftanlagen (WKA) hauptsächlich von Abregelungen betroffen sind. Das Windaufkommen bleibt die entscheidende Größe hinsichtlich der Abregelung von WKA, solange wichtige Netzausbaumaßnahmen noch nicht abgeschlossen sind.

Neben dem Ausbau von WKA gibt es ein großes Ausbaupotenzial von Photovoltaikanlagen (PVA) in Schleswig-Holstein. Es gibt große ungenutzte Dachflächen und zugleich erhebliche Potenziale in der Freifläche. Jeweils 6 GW PVA können auf Dach- und Freiflächen problemlos errichtet werden [10]. Im Jahr 2018 sind etwa 1,6 GW installierte Leistung vorhanden [9]. Darüber hinaus wird die Aufhebung des 52 GW-Deckels bei der PVA im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) den Ausbau weiter beschleunigen. Vor dem Hintergrund einer zunehmenden Durchdringung von dezentralen PVA werden die Herausforderungen für einen sicheren und effizienten Netzbetrieb in der Niederspannungsebene von Schleswig-Holstein zukünftig steigen.

3.2 Beispielprojekte hinsichtlich der Sektorenkopplung

Im Rahmen der Definition von Sektorenkopplung muss zunächst betrachtet werden, über welche Sektoren gesprochen wird. In der Praxis ist die Verwendung des Begriffes „Sektor“ im Kontext der Sektorenkopplung oft unterschiedlich. Diese Studie fokussiert sich bei der Betrachtung auf die Sektorenkopplung zwischen Strom und Wärme sowie Strom und Verkehr auf Quartiersebene, da die Verbrauchssektoren (Wärme- und Verkehrssektor) in der Sektorenkopplung häufig dominant vertreten sind (siehe Abbildung 5). In dieser Studie wird die Industrie nicht als ein zusätzlicher Energiesektor gesondert aufgeführt, da die in diesem Verbrauchssegment liegenden technologischen Herausforderungen zur Dekarbonisierung nach derzeitigem Forschungsstand nur durch eine Verbindung von Strom und Wärme zu realisieren sind [11] bzw. durch den geplanten Einstieg in eine Wasserstoffwirtschaft [12] [13].

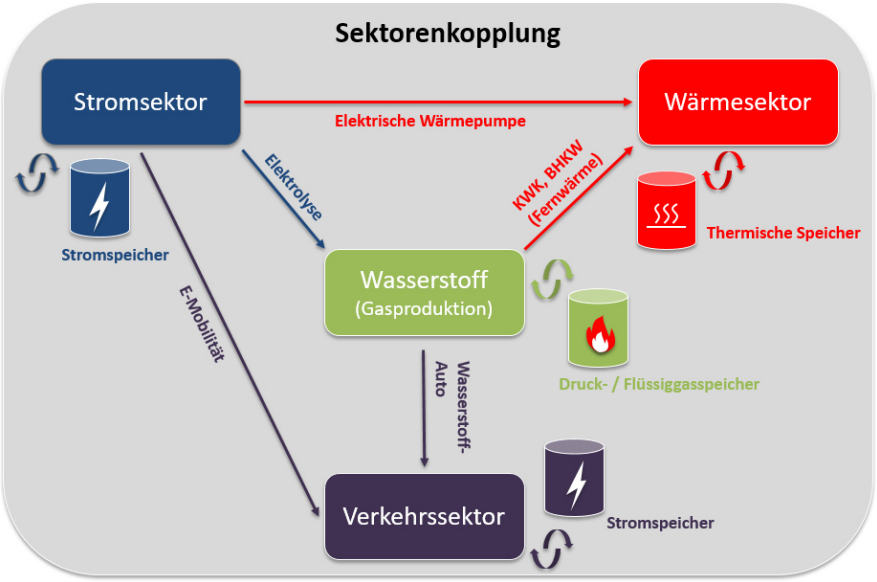


Abbildung 5 Schematische Darstellung der Sektorenkopplung (eigene Darstellung)

3.2.1 Sektorenkopplung zwischen Strom- und Wärmesektor

Der Anteil der Wärme am Endenergieverbrauch in Deutschland liegt derzeit bei etwa 50 Prozent. Dem Wärmesektor kommt also eine große Bedeutung für die Energiewende auf Quartiersebene zu, sowohl bei der Energieeinsparung als auch bei der Vermeidung fossiler Brennstoffe. Hierfür kann die Kopplung zwischen Strom- und Wärmesektor einen großen Beitrag zur Dekarbonisierung des Wärmesektors leisten. Die Sektorenkopplung zwischen Strom- und Wärmesystem bezeichnet den Einsatz von Strom aus EE in der Wärmeproduktion, die z.B. in der Verwendung einfacher Heizelemente (Elektrokessel), elektrisch betriebener Wärmepumpen für Einzelgebäude und leitungsgebundene Wärmeversorgungssysteme (Fern- oder Nahwärmenetze) in Kombination mit thermischen und elektrischen Speichertechnologien. Zur Analyse der Potenziale der Sektorenkopplung zwischen Strom und Wärme auf Quartiersebene wurden sieben themenrelevante Studien anhand der systematischen Literaturrecherche identifiziert und auf Basis der erstellten Literatursteckbriefe analysiert (siehe Tabelle 1). Dabei umfassen vier Studien die Sektorenkopplung auf Quartiersebene. Zusätzlich sind drei weitere Studien (3, 6 und 7 in Tabelle 1) enthalten, die sich mit den Themen Sektorenkopplung auf regionaler und städtischer Ebene sowie auf einer Gebäudeebene befassen, da die Ergebnisse auf Quartiersebene wiederum die Energiekonzepte auf Ebene des Gebäudes, der Stadt und Region beeinflussen. In Abbildung 6 ist die räumliche Verteilung der ausgewählten Studien dargestellt. Hierbei ist zu erkennen, dass die Mehrheit der ausgewählten Studien in der Mitte und im Süden Deutschlands stattgefunden haben. Dies ist vor allem auf die Sektorenkopplung mithilfe von PV-Anlagen, deren Ausbau bisher im Süden Deutschlands stärker fokussiert ist, zurückzuführen.

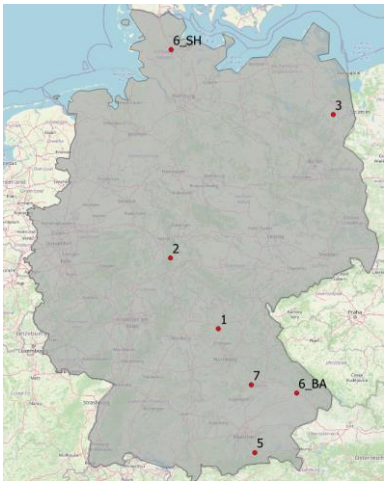


Abbildung 6 Verteilung der Untersuchungsstandorte in den Studien (eigene Darstellung)

Neben der räumlichen Darstellung können die relevanten Informationen der Studien, wie z.B. Standort, Bilanzgrenze der Sektorenkopplung, Größe der Bilanzgrenze, Art der Studie und Anwendung von Softwaresystemen der Tabelle 1 entnommen werden. In Tabelle 1 ist zudem zu erkennen, dass der Großteil der ausgewählten Studien mithilfe von Simulationen mit unterschiedlichen Software-Programmen durchgeführt wurde.

Tabelle 1 Übersicht der betrachteten Studien (SS: Simulationsstudie, DM: Demonstration, FT: Feldtest)

Studie	**1 [14]**	**2 [15]**	**3 [16]**	**4 [17]**	**5 [18]**	**6 [19]**	**7 [20]**
Standort	Bamberg	Alheim	Prenzlau	Generisches Quartier	Miesbach	Schleswig-Holstein, Bayern	Bayern
Bilanzgrenze der Sektoren-kopplung	Quartier	Quartier	Stadt	Quartier	Quartier	Region	Gebäude
Größe der Bilanzgrenze in km²	ca. 0,23	ca. 7,3	ca. 140	ca. 0,04	ca. 0,007-0,11	5_SH:2.261 5_BA:7.379	k.A.*[1]
Art der Studie	SS	SS, DM, FT	FT	SS	SS	SS	SS
Anwendung der Software	TRNSYS, PVGIS	TRNSYS, Stromnetz-simulator (Java)	Monitoring	TRNSYS, Python	Modelica, Grid-constructor	MATLAB, Power Factory, CPLEX, Excel	WUFI® PLUS

*[1]: Betrachtung eines Typgebäudes (Einfamilienhaus)

In Tabelle 2 sind die Informationen über die installierte Leistung von EE-Anlagen in den betrachteten Studien zu entnehmen. Dabei ist gut zu erkennen, dass die Kopplung zwischen Strom- und Wärmesektoren in den meisten Studien durch die Einbindung von PV-Anlagen in die Wärmebereitstellung erfolgt. Lediglich Studie 2 und Studie 7 betrachten die Nutzung von Windstrom für das Wärmenetz (Studie 2) und das elektrische Warmwasserspeichersystem im Gebäude im Kontext der Sektorenkopplung.

Tabelle 2 Installierte Leistung von EE in den betrachteten Studien

Studie	**1 [14]**	**2 [15]**	**3 [16]**	**4 [17]**	**5 [18]**	**6 [19]**	**7 [20]**
Stromerzeugung mit PVA in MW_P	3,9	0,03	-	0,32	k.A.*[4]	6_SH: 116 6_BA: 1.799	-
Stromerzeugung mit WKA in MW_P	-	k.A.	6,9	-	-	6_SH: 105 6_BA: 169	80 TWh (Deutschland, 2016)
Stromerzeugung mit sonstigen Anlagen in MW_P	0,2*[1]	-		-	k.A. *[5]	6_SH*[2]: 53 6_BA*[3]: 150	-

*[1]: BHKW, *[2]: Biomasse und Gas, *[3]: Biomasse, Wasser und Erdwärme, *[4]: Anzahl der PV-Anlage variiert je nach Siedlungstyp (Installierte Leistung der PV-Anlagen zwischen 5-25 kW_P), *[5]: KWK

Des Weiteren gibt Tabelle 3 eine Übersicht über die eingesetzten Wärmeerzeugungstechnologien zur Sektorenkopplung bzw. zur Nutzung von EE-Strom in den betrachteten Studien. Dabei gelten elektrische Wärmepumpen sowie Fern- und Nahwärmesysteme als die Schlüsseltechnologie für die

Integration von erneuerbarem Strom in der Wärmebereitstellung. Die Wärmepumpen können sowohl dezentral in den Gebäuden als auch zentral zur Speisung von Nahwärmenetzen eingesetzt werden.

Tabelle 3 Kombination von EE-Anlagen und Wärmeversorgungssystemen in den betrachteten Studien

	Fern- oder Nahwärmenetz	**Dezentrale Wärmepumpe**	**Sonstige (BHKW, elektrische Heizung u.a.)**
Wind (MS)	Studie 6	Studie 2 und 6	Studie 3, 6 und 7
PV (NS)	Studie 1, 3, 5 und 6	Studie 1, 2, 4, 5 und 6	Studie 5 und 6

Bei der Sektorenkopplung auf Quartiersebene gewinnen neben dem Einsatz elektrisch betriebener Wärmeerzeugungsanlagen auch Flexibilitäten mit Hilfe der Anwendung von Speichertechnologien an Bedeutung. Dazu zählen insbesondere elektrische und thermische Speicher für die zentrale und dezentrale Anwendung sowie die Umwandlung von elektrischer Energie in Wasserstoff. Tabelle 4 ist zu entnehmen, dass die Sektorenkopplung im Wärmebereich zum großen Teil anhand der Nutzung von thermischen Speichern erfolgt. Der Großteil der Studien konzentriert sich vor allem auf den Einsatz von dezentralen thermischen Speichern für die Raumheizung und Trinkwarmwasserbereitung. Zudem bietet die Nutzung von Wasserstoff als saisonaler Speicher Potenziale im Hinblick auf die Sektorenkopplung, vor allem für Fern- und Nahwärmenetze. Stromüberschuss aus Wind- und PV-Anlagen können mittels Elektrolyse zur Wasserstoffproduktion genutzt werden. Der Wasserstoff kann anschließend in Methan umgewandelt und als Methan in das Erdgasnetz eingespeist werden oder der Wasserstoff kann - innerhalb zulässiger Grenzen – direkt in das Erdgasnetz oder ggf. in ein zukünftiges (reines) Wasserstoffnetz eingespeist werden. In den Wintermonaten kann dann Methan bzw. Wasserstoff aus dem Gasnetz entnommen und in einer Power-to-Heat Anlage (z.B. BHKW) wieder in Strom und Wärme umgewandelt werden.

Tabelle 4 Kombination von EE-Anlagen und Speichertechnologien (MS: Mittelspannung, NS: Niederspannung, DTS: dezentrale thermische Speicher, ZTS: zentrale thermische Speicher, DBS: dezentrale Batteriespeicher, ZBS: zentrale Batteriespeicher, WS: Wasserstoff)

EE-Erzeugung	**Netzebene**	**DTS**	**ZTS**	**DBS**	**ZBS**	**WS**
Wind	MS	Studie 7	-	-	Studie 6	Studie 3
PV	NS	Studie 1, 2, 4 und 5	Studie 1	Studie 6	Studie 6	Studie 1
Sonstige	MS & NS	Studie 1, 5 und 6	Studie 6	-	-	Studie 1

Ferner zeigt Abbildung 7 die Speicherkapazität der thermischen Speicher, die in den Studien betrachtet wurden. Bei den dezentralen thermischen Speichern für die Raumheizung und Trinkwarmwasserbereitung liegt die Speicherkapazität zwischen 2 und 20 MWh, wobei die Erhöhung der Speichertemperatur in Zeiten von Stromüberschuss aus EE zwischen 10 Kelvin - 25 Kelvin beträgt. Das Volumen der Wasserspeicher in Gebäuden liegt dabei zwischen 150 bis 1.500 Liter. In der Studie 7 wurde die Speichergröße von 900 bis 22.000 Liter variiert, um den Einfluss der Speichergröße auf die Speicherkapazität im Lastmanagement zu untersuchen. Im Vergleich zu den dezentralen Speichern liegt die Speicherkapazität von zentralen Speichern zwischen 10 und 32.000 MWh. Beispielsweise

wurde ein BHKW mit einem Wärmespeicher mit einem Volumen von 1.400 m³ in Studie 1 ausgestattet, um die Anlage stromgeführt zu betreiben. Durch das große Speichervolumen im Wärmenetz können Wärmeüberschüsse beim stromgeführten Betrieb aufgenommen und wochenweise verschoben werden. Der Speicher entkoppelt zudem das BHKW hydraulisch vom Wärmenetz und ermöglicht einen flexiblen Anlagenbetrieb.

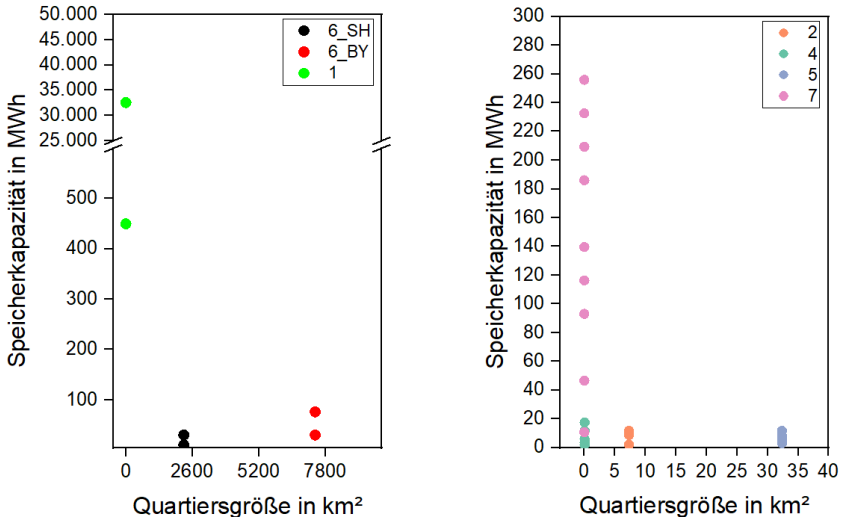


Abbildung 7 Speicherkapazität der thermischen Speicher in den betrachteten Studien (SH: Schleswig-Holstein, BA: Bayern), (eigene Darstellung)

Die Potenziale der Sektorenkopplung der ausgewählten Studien wurden mit unterschiedlichen Bewertungskriterien unter Berücksichtigung von technischen, energetischen, ökologischen und ökonomischen Aspekten bewertet. In Tabelle 5 sind die in den Studien betrachteten Bewertungskriterien zusammengefasst. Dabei hat die überwiegende Zahl der Studien (2, 4, 5 und 6) die technischen Aspekte unter Berücksichtigung der Überspannung bzw. des Energieausgleichsbedarfs im Netz untersucht, da die Einhaltung des zulässigen Spannungsbands oft durch die neue Einspeiser- und Verbraucherstruktur erschwert wird.

Tabelle 5 Bewertungskriterien der betrachteten Studien

Studie	Bewertungskriterien
1	Eigenverbrauch von PV-Strom für die Wärmepumpen und Power-to-Heat-Anlage
2	Häufigkeit der Überspannung im Netz (Nennspannung von 230 V einphasig / 400 V dreiphasig, Abweichung von+ 10 % /- 10 %) und Quantifizierung des energetischen Mehraufwands durch den netzdienlichen Wärmepumpenbetrieb
3	Einsparung der CO_2-Emissionen / Primärenergiefaktor
4	Absoluter Strombedarf der Wärmepumpen, Primärenergiebedarf für den Strombezug und Anteil an Engpassarbeit
5	Spannungsbandabweichung auf Niederspannungsebene (Nennspannung von 230 V einphasig / 400V dreiphasig, Abweichung von + 10 % /- 10 %)
6	Energieausgleichsbedarf (EAB = Verbrauch - Erzeugung) und Auslastung der Transformation sowie thermische Belastung der Stromkabel
7	Thermischer Komfort und ökologische sowie ökonomische Auswirkungen

Bei der Datenanalyse der ausgewählten Literaturquellen wird deutlich, dass sich bislang keine einheitliche Kennzahl zur Bewertung der Sektorenkopplung durchsetzen konnte. Hierdurch wird ein quantitativer Vergleich der Ergebnisse aus unterschiedlichen Quellen erschwert. Darüber hinaus ist die Datenlage zu den Ergebnissen der verschiedenen Studien zwar sehr umfangreich, jedoch ist häufig keine hinreichende Transparenz der Randbedingungen gegeben. Die geringe Transparenz der betrachteten Randbedingungen und unterschiedliche Annahmen in der Simulation machen eine Vergleichbarkeit der Daten schwierig. Aus diesem Grund erfolgt die Gegenüberstellung der verschiedenen Ergebnisse quantitativ in Form einer Ergebnis-Matrix (siehe Tabelle 6), in der die wichtigsten Ergebnisse der Studien eingeordnet sind. Hierfür werden zunächst wesentliche Ergebnisse der Studien im Hinblick auf die Sektorenkopplung identifiziert. Auf dieser Grundlage werden die Felder in der Matrix mit den für die jeweiligen Studien zutreffenden Ergebnissen grün markiert. Aus der Ergebnis-Matrix lässt sich ableiten, welche Aspekte bei der Sektorenkopplung auf Quartiersebene besonders berücksichtigt werden müssen.

Tabelle 6 Zusammenfassung der wesentlichen Ergebnisse

Wesentliche Ergebnisse	**Studie**						
	1	2	3	4	5	6	7
Sektorenkopplung führt zur Verbesserung des Primärenergiefaktors in der Wärmeversorgung	■		■	■			■
Erhöhung der Eigennutzung von PV-Strom durch die Sektorenkopplung	■	■		■			
Elektrische Wärmepumpensysteme mit einer intelligenten Betriebsstrategie können einen Beitrag zur Lastglättung leisten	■	■		■	■	■	
Einsatz großer thermischer Speicher sinnvoll zur Behebung von kritischen Netzzuständen				■			■
Kopplung zwischen Strom und Wärmesektor kann zur optimierten Nutzung der Windenergie beitragen		■	■			■	■
Fern- und Nahwärmesysteme ermöglichen neue Konzepte der Sektorenkopplung	■		■		■		
Wirtschaftliche Anreize für die Sektorenkopplung zukünftig erforderlich	■	■		■	■	■	

Insgesamt zeigt sich, dass die Frage nach dem Potenzial der Sektorenkopplung nicht pauschal für ein Quartier beantwortet werden kann. Dennoch haben sich die mit Abstand meisten Studien mit der Nutzung von elektrischen Wärmepumpen mit netzdienlicher Betriebsführung beschäftigt und festgestellt, dass elektrische Wärmepumpensysteme mit einer intelligenten Betriebsstrategie einen Beitrag zur Lastglättung leisten können. Des Weiteren ist die Aussage, die bei den untersuchten Studien übereinstimmt, die Notwendigkeit von wirtschaftlichen Anreizen bei der Sektorenkopplung mit Lastmanagement. Zudem haben die meisten Studien festgestellt, dass die Sektorenkopplung zur Verbesserung des Primärenergiefaktors in der Wärmeversorgung führt. Insbesondere verbessert sich der Primärenergiefaktor beim Betrieb von elektrischen Wärmepumpen in Kombination mit PV-Anlagen durch den effizienten PV-Eigenverbrauch. Zusätzlich haben die Ergebnisse der Studien (1, 3 und 5) nachgewiesen, dass Fern- und Nahwärmesysteme die effiziente Verschiebung von lokalen EE-Stromüberangebot durch die Einbindung von unterschiedlichen Wärmequellen in den Wärmesektor ermöglichen können. Ferner zeigen die Ergebnisse von Studie 2, 3, 6 und 7, dass die Kopplung zwischen Strom- und Wärmesektor zur optimierten Nutzung der Windenergie beitragen kann. Beispielsweise zeigt Studie 2, dass die Netzüberspannungen bei einem starken Ausbau von PV-Anlagen sowie die

Integration eines mittelspannungsseitig durch Windkraft geprägten Einspeiseprofils mithilfe eines netzdienlichen Wärmepumpenbetriebs deutlich reduziert werden kann.

3.2.2 Sektorenkopplung zwischen Strom- und Verkehrssektor

Neben dem Wärmesektor stellt der Verkehrssektor ebenfalls ein großes Potenzial für die Sektorenkopplung auf Quartiersebene dar. Auf den Verkehrssektor entfielen im Jahr 2019 rund 164 Millionen Tonnen CO_2-Emissionen [21]. Zur Dekarbonisierung des Verkehrssektors steht ein grundsätzlicher Wechsel der Antriebstechnologien von den fossilen Verbrennungsmotoren hin zu Elektromotoren und alternativen Kraftstoffen im Fokus. Vor allem für PKW sind Elektrofahrzeuge in vielen Studien die zentrale Option zur Reduktion der CO_2-Emissionen [11]. Jedoch kann gleichzeitiges Laden einer nennenswerten Anzahl an Elektrofahrzeugen lokal in den Verteilnetzen zu Engpässen führen. Eine zentrale Aufgabe für die Sektorenkopplung zwischen Strom- und Verkehrssystem ist zukünftig das netzdienlich gesteuerte Laden von Elektrofahrzeugen.

Vor diesem Hintergrund konzentriert sich die Analyse der Kopplung zwischen Strom- und Verkehrssektor in dieser Studie auf Elektrofahrzeuge im PKW-Bereich. Zur Analyse der Potenziale der Sektorenkopplung auf Quartiersebene wurden acht themenrelevante Studien anhand einer systematischen Literaturrecherche identifiziert und auf Basis der erstellten Literatursteckbriefen analysiert (siehe Tabelle 7). Dabei umfassen die fünf Studien die Sektorenkopplung auf Quartiersebene. Zusätzlich sind drei weitere Studien (6, 7 und 8 in Tabelle 7) enthalten, die sich mit den Themen Sektorenkopplung auf regionaler und städtischer Ebene befassen. In Abbildung 8 ist die räumliche Verteilung der ausgewählten Studien dargestellt. Hierbei ist zu erkennen, dass die Mehrheit der ausgewählten Studien im Süden Deutschlands stattgefunden hat. Dies ist vor allem auf die Sektorenkopplung anhand der Nutzung von Elektrofahrzeugen mit PV-Anlagen zurückzuführen.

Abbildung 8 Verteilung der Untersuchungsstandorte in den Studien (eigene Darstellung)

Die relevanten Informationen der Studien können Tabelle 7 entnommen werden. In Tabelle 7 ist deutlich zu erkennen, dass der große Teil der ausgewählten Studien mithilfe von Simulationen mit unterschiedlichen Software-Programmen durchgeführt wurde. Jedoch fehlen oft Erläuterungen über die Software, die in den Studien verwendet wurden.

Tabelle 8 sind die Informationen über die installierte Leistung von EE-Anlagen in den betrachteten Studien zu entnehmen. Dabei ist gut zu erkennen, dass die Kopplung zwischen Strom- und

Verkehrssektor hauptsächlich durch Verknüpfung zwischen PV-Anlagen und Elektrofahrzeugen untersucht wurde. Einige Studien (6 und 7 in Tabelle 8) beschäftigen sich jedoch gezielt mit der Integration von Windkraftanlagen auf regionaler und städtischer Ebene. Des Weiteren betrachtete Studie 1 die Kopplung zwischen PV-Anlagen, BHKW und Batteriespeichern eines Microgrids, wobei die Quartiersgröße bei 0,02 km² liegt.

Tabelle 7 Übersicht der betrachteten Studien (SS: Simulationsstudie, DM: Demonstration, FT: Feldtest)

Studie	**1 [22]**	**2 [23]**	**3 [24]**	**4 [25]**	**5 [26]**	**6 [27]**	**7 [28]**	**8 [29]**
Standort	Heilbronn	Garmisch-Partenkirchen	Wuppertal	Bayern	k.A.	Lüneburg	Freiburg	Kempten
Bilanzgrenze der Sektorenkopplung	Quartier	Quartier	Quartier	Quartier	Quartier	Region	Stadt	Stadt
Größe der Bilanzgrenze in km²	ca. 0,007	ca. 0,04	ca. 0,12	ca. 0,008	k.A.	ca. 70,34	ca. 153	ca. 63,29
Art der Studie	SS, DM	SS, DM, FT	SS, FT	SS, FT	SS	SS	SS	SS
Anwendung der Software	MATLAB	NEPLAN, Open DSS, MATLAB	iNES	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	Siemens PTI

Tabelle 8 Installierte Leistung von EE in den betrachteten Studien

Studie	**1 [22]**	**2 [23]**	**3 [24]**	**4 [25]**	**5 [26]**	**6 [27]**	**7 [28]**	**8 [29]**
Stromerzeugung mit PVA in MW_P	0,02	ca. 12	0,115*[2]	0,113*[3] 0,042*[4]	0,04	635*[5]	14	3,6
Stromerzeugung mit WKA in MW_P	-	-	-	-	-	450*[5]	3	
Stromerzeugung mit sonstigen Anlagen in MW_P	0,033*[1]	-	-	-	-	-	-	0,1*[6] 0,57*[7]

*[1]: BHKW, *[2]: Campusnetz, *[3]: NetzA, *[4]: NetzB, *[5]: Betrachtungsjahr: 2030, *[6]: Wasserkraftanlagen, *[7]: Biomasse

In den betrachteten Studien erfolgt die Sektorenkopplung hauptsächlich durch die Nutzung von Batteriespeichern von Elektrofahrzeugen. Hierzu gibt Tabelle 9 eine Übersicht über die eingesetzten Speichertechnologien zur Sektorenkopplung bzw. zur Nutzung von EE-Strom. Die Batteriespeicher von Elektrofahrzeugen können mit Erzeugungsüberschüssen aus PV-Anlagen geladen werden. Weiterhin wurde die Rückspeisung von Elektrofahrzeugen durch bidirektionale Ladegeräte untersucht. Bei bidirektionalen Ladegeräten geben Elektrofahrzeuge in Zeiten von elektrischer Unterproduktion einen Teil ihrer geladenen Energie an das System ab, um das Netz zu stabilisieren (Studie 2, 5 und 7 in Tabelle 7). Des Weiteren wurde die Anwendung von Second-Life-Batterien als stationäre Speicher für PV-Anlagen untersucht (Studie 2 in Tabelle 7). Neben den Batteriespeichern in Elektrofahrzeugen wird in einer Studie (Studie 1 in Tabelle 7) ein zentraler Speicher im Quartier zur Spitzenlastbegrenzung eingesetzt.

Tabelle 9 Kombination von EE-Anlagen und Speichertechnologien (DTS: dezentrale thermische Speicher, ZTS: zentrale thermische Speicher, DBS: dezentrale Batteriespeicher, ZBS: zentrale Batteriespeicher, WS: Wasserstoff)

	DTS	ZTS	DBS	ZBS	WS
Wind (MS)	-	-	Studie 6 und 7	-	-
PV (NS)	-	-	Studie 1,2,3,4,5,6,7 und 8	Studie 1	-
Sonstige (MS, NS)	-	-	Studie 1,6 und 8	-	-

Die Kopplung zwischen Stromnetz und Elektrofahrzeugen bringt zusätzliche Herausforderungen mit sich, vor allem höhere Lastspitzen durch die erhöhte Stromnachfrage der Elektrofahrzeuge zu bestimmten Tageszeiten. Vor diesem Hintergrund steht eine intelligente Steuerung von Ladevorgängen im Fokus der Untersuchungen. Die notwendigen Netzertüchtigungen und der damit verbundene Kostenaufwand können durch intelligente Laststeuerungen bzw. das Lastmanagement reduziert werden [28]. Darüber hinaus können gesteuerte Ladevorgänge zur optimierten Nutzung von PV-Strom beitragen. In Tabelle 10 sind unterschiedliche Ladestrategien von Elektrofahrzeugen zusammengefasst. In der Regel können die Ladesteuerung durch die Anpassung von Zeitpunkten und Leistung der Lade- und Entladevorgänge realisiert werden (First come-first serve, Gleichverteilung der verfügbaren Leistung und bevorzugtes Laden komplett entleerter Fahrzeuge). Hierfür ist die Einführung von zusätzlichen Maßnahmen, wie z.B. zeitvariable Tarife, Prognose u.a., nicht erforderlich. Darüber hinaus kann der Ladevorgang auf Basis der Nutzerinformation optimal geregelt werden. Sofern Länge und Zeitpunkt der Abfahrt der nächsten Wegstrecke bekannt sind, kann die verfügbare Ladeleistung so verteilt werden, dass die Mobilitätsansprüche jedes Fahrzeugnutzers erfüllt werden können [24]. Neben der Nutzung von Nutzerinformationen können die Nachteile von ungesteuerter Ladesteuerung durch prognosegestützte Ladesteuerung ausgeglichen werden, damit ausreichend Reichweiten-Sicherheit für den Nutzer gewährleistet werden [23]. Hierbei können beispielsweise die Prognosen von Haushaltsstromverbrauch, PV-Stromerzeugung und Fahrverhalten zugrunde gelegt werden. Weitere Studien betrachteten netzdienliche Betriebsstrategien, wobei der Betrieb von Elektrofahrzeugen in Abhängigkeit von Preis- und Netzsignalen koordiniert wird.

Tabelle 10 Unterschiedliche Ladestrategien von Elektrofahrzeugen

Ladestrategien	**Studie**							
	1	2	3	4	5	6	7	8
First come – first serve: Fahrzeuge werden in der Reihenfolge aufgeladen			■	■				
Gleichverteilung der verfügbaren Leistung			■	■				
Bevorzugtes Laden komplett entleerter Fahrzeuge			■	■				
Ladevorgang auf Basis der Information über Länge und Zeitpunkt der Abfahrt	■		■	■				■
Eigenverbrauchsoptimierung von PV-Anlagen		■			■			
Prognosegestützte Ladesteuerungen	■	■						
Rückeinspeisung					■	■		
Strompreisorientierte Ladesteuerungen						■		
Betriebszustand des Stromnetzes (Spannungshaltung)							■	

Zur Nutzung von PV-Strom für Elektrofahrzeuge ist die Korrelation zwischen Fahrzeugladung und PV-Stromerzeugung entscheidend. Hierzu zeigt Tabelle 11 die Ladezeiten von Elektrofahrzeugen in den betrachteten Studien. Es wird dabei ersichtlich, dass die Beladung an privaten Ladesäulen in den Morgen- und Abendstunden stattfindet. Demzufolge lässt das System mit privaten Ladestationen eine gleichzeitige Deckung der Last durch PV-Anlage nicht zu. Demgegenüber ermöglichen die arbeitsplatznah positionierten Ladesäulen eine deutlich bessere Korrelation, so dass ein großer Teil des Strombedarfs durch PV-Strom gedeckt werden kann.

Tabelle 11 Ladezeiten von Elektrofahrzeugen in Abhängigkeit des Standortes der Ladestation

		Uhrzeit																					
Studie	**Standort der Ladestation**	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
1	k.A.																								
2	Haus																	●		●					
3	Netzgebiet des Campus								●							●									
3	Im öffentlichen Netzgebiet																●					●			
4	Haus																●						●		
5	Haus																		●				●		
6	k.A.																								
7	Haus	●						●									●								●
8	Haus	●						●											●						●
8	Haus	●						●				●								●					●

Neben dem Ausbau von erneuerbaren Energien ist die Durchdringung von Elektrofahrzeugen eine große Herausforderung des zukünftigen Netzbetriebs, da Elektrofahrzeuge in Zukunft in hohem Maß zu einem ansteigenden Energieverbrauch beitragen werden. Vor allem bei einer hohen Gleichzeitigkeit der Ladevorgänge können Stromnetze mit einer hohen Durchdringung von Elektrofahrzeugen signifikant überlastet werden [30]. Aus diesem Grund haben die betrachteten Studien untersucht, ab welcher Durchdringung mit Elektrofahrzeugen auf Quartiersebene das Stromnetz überlastet wird. Eine Zusammenfassung bezüglich der Elektrofahrzeug-Durchdringung zur Bestimmung des kritischen Netzbetriebs ist Tabelle 12 zu entnehmen. Die Studien (2, 3, 4, und 7 in Tabelle 12) zeigen, dass die Netzbelastung bei einer Durchdringung zwischen 13,5 und 30 Prozent deutlich steigt. Weiterhin zeigt die Studie 8, dass bei einer Aufladung der Elektrofahrzeuge an optimalen Standorten eine Durchdringung bis zu 50 Prozent keinen großen Einfluss auf die Netzstabilität hat. Bei der Untersuchung der Netzbelastung durch die Durchdringung weisen die Studien darauf hin, dass die auftretende Netzbelastung ebenfalls von der Netztopologie, der Dimensionierung des Netzes sowie der Position der Ladeeinrichtungen im Netz und deren Nutzung beeinflusst wird. Zudem ist die Elektrofahrzeug-Durchdringung innerhalb einer Stadt in der Regel inhomogen, sodass die Durchdringung einzelner Quartiere nicht durch den Durchschnittswert einer gesamten Stadt substituiert werden kann [25].

Tabelle 12 Durchdringungsgrade von Elektrofahrzeugen zur Bestimmung des kritischen Netzbetriebs

Studie	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**
Durchdringung von Elektrofahrzeugen	k.A.	30 %*[1]	20 %*[2]	20 %*[2]	k.A.	58 %*[3]	13,5 %*[4]	50 %*[5]

*[1]: Ländliches Gebiet, *[2]: städtischer Raum, *[3]: Betrachtungsjahr 2035, *[4]: Betrachtungsjahr 2030, *[5]: Fahrzeuge sind aus Netzwerksicht an den besten Standorten aufgeladen

Zusammenfassend zeigen die Ergebnisse der ausgewählten Studien, dass die Netzüberlastung mit der steigenden Durchdringung von Elektrofahrzeugen steigt (siehe Tabelle 13). Diesbezüglich haben die Studien gezeigt, dass die auftretenden Netzüberlastungen durch die intelligenten Ladesteuerungen reduziert werden können und demzufolge der teure Netzausbau vermieden werden kann.

Tabelle 13 Zusammenfassung der wesentlichen Ergebnisse

Wesentliche Ergebnisse	1	2	3	4	5	6	7	8
Netzüberlastung steigt mit der steigenden Durchdringung von Elektrofahrzeugen.	■	■		■		■	■	■
Eine intelligente Ladesteuerung führt zu geringen Mobilitätseinschränkungen.	■	■	■	■				
Mit intelligenten Überwachungs- und Steuerungssystemen kann teurer Netzausbau vermeiden werden.			■	■	■			
Ungesteuertes Laden von Elektrofahrzeugen bringt kaum Korrelationen zur Nutzung von PV-Strom.		■	■	■				
Prognosebasierte Batteriesteuerung und zusätzliche Speicher können die Einspeisespitzen von PV-Anlagen begrenzen.		■				■		
Die Zuverlässigkeit der Spitzenlastbegrenzung mittels Batterie könnte durch eine bedarfsgerechte Ladung aus dem Netz ganzjährig verbessert werden.	■	■						
Die E-Autos können in der Regel über Nacht flexible aufgeladen werden.	■				■			
Finanzielle Anreiz für das Lastmanagement mit E-Autos erforderlich	■	■	■	■			■	
Das Rückspeisen von Strom aus dem Elektrofahrzeug in das Stromnetz kann zukünftig zur Netzstabilität beitragen.					■		■	

Jedoch bringen ungesteuerte Ladevorgänge kaum Korrelationen zwischen Elektrofahrzeugen und PV-Anlagen. Dabei können die prognosebasierten Betriebsstrategien von Elektrofahrzeugen sowie die zusätzliche Nutzung von Batteriespeichern die Einspeisespitzen von PV-Anlagen reduzieren. Allerdings zeigt die Mehrheit der ausgewählten Studien, dass wirtschaftliche Anreize für die Umsetzung der Kopplung zwischen Strom- und Verkehrssektor entscheidend sind. Dafür müssen Anreize von Politik und attraktive tarifliche Angebote der Energieversorger, Netzbetreiber und weiterer Marktteilnehmer zukünftig geschaffen werden.

3.3 Verfügbare Open-Source-Tools zur Untersuchung der Sektorenkopplung auf Quartiersebene

Ansätze zur Simulation gekoppelter Energieinfrastrukturen weisen häufig recht unterschiedliche Detaillierungsgrade in bestimmten Bereichen auf, wodurch sie sich besonders für spezifische Anwendungen eignen. Von besonderem Interesse für den Forschungsbereich ist die Anwendung von Open-Source-Tools, da diese anpassbar, automatisierbar und meist kostenfrei nutzbar sind. Kommerzielle Softwareanwendungen haben aber üblicherweise einen stärkeren Fokus auf das Nutzer-Interface und die Benutzerfreundlichkeit. Die Anwendung der Software kann in drei Kategorien untergliedert werden: Netzsimulation (NS), Modellierung des Energiesystems und Optimierung (MEO) sowie Simulation des Multi-Sparten-Energiesystems (SMSE). Das Merkmal der Netzsimulation (NS) ist, dass sie eine detaillierte Modellierung des Netzes für unterschiedliche Infrastrukturen ermöglicht. Jedoch kann sie innerhalb der Simulation nicht mit einer anderen Infrastruktur gekoppelt werden. Demgegenüber setzt der Ansatz von MEO, wie OseMOSYS, Calliope, Switch 2.0 und Oemof mit einem starken Fokus auf die Energiebilanzierung. Mit MEO können Kraftwerke und Anlagentechniken unter Berücksichtigung von Regelstrategien und technischen Eigenschaften wie Wirkungsgrad oder Rampenraten detailliert abgebildet werden. Da sie keine detaillierten Netzmodelle enthalten, können

alle Infrastrukturen innerhalb der Simulation miteinander integriert werden. Solche Simulationswerkzeuge können für eine optimale Planung eines Stromversorgungssystems oder eines Kraftwerkseinsatzes unter Berücksichtigung von einem Flexibilitätsmarktmodell verwendet werden.

Tabelle 14 Zusammenfassung der verfügbaren Open-Source-Software zur Untersuchung der Sektorenkopplung (S: Stromnetzsimulation, G: Gasnetzsimulation, W: Wärmenetzsimulation, Wa: Wassertransport, NS: Netzsimulation, MEO: Modellierung des Energiesystems und Optimierung, SMSE: Simulation des Muli-Sparten-Energiesystems), (eigene Darstellung nach [31])

Software	Anwendungsbereich	Detaillierte Netz-modellierung	Co-Simulation	Zusätzliche Funktionen
pandapipes	S (NS)	Ja	Ja	Betriebsoptimierung von Stromnetzen
pandapower	G / W (NS)	Ja	Ja	Betriebsoptimierung von Gas- und Wärmenetzen
PyPSA	S (NS)	Ja	Nein	Betriebsoptimierung von Stromnetzen
OSeMOSYS	S / G / W (MEO)	Nein	Ja	-
Calliope	S / G / W (MEO)	Nein	Ja	-
Switch 2.0	S (MEO)	Nein	Ja	-
Oemof	S / G / W (MEO)	Nein	Ja	-
Pandapipes multi-energy	S / G / W (SMSE)	Ja	Ja	Betriebsoptimierung von gekoppelten Energiesystemen

Um die Simulation gekoppelter Infrastrukturen mit einem hohen Detaillierungsgrad zu ermöglichen, ist eine Co-Simulation von Software (SMSE) erforderlich. Der entscheidende Vorteil der Co-Simulation von SMSE besteht darin, dass Kopplungen zwischen hoch komplexen Energieinfrastrukturen anhand einer Co-Simulationsplattform im gewünschten Detaillierungsgrad untersucht werden können. Da die Co-Simulation die jeweiligen bereits existierenden Modelle ohne jede Übersetzung nutzt, ergibt sich ein weiterer Vorteil. Als Nachteil der gekoppelten Simulation ist die höhere Rechenzeit bedingt durch den Kommunikationsaufwand, sowie die in vielen Fällen zu verwendende feste Schrittweite zu nennen. Darüber hinaus benötigt es spezielles Wissen auf dem Gebiet der Simulation, um eine gekoppelte Simulation durchführen zu können. Die größte Herausforderung bei der Simulation von Multi-Sparten-Energiesystemen liegt in der Komplexität des Simulationsmodells. Um dies zu bewältigen, sind eine klare Datenstruktur, adaptierbare Gestaltung des Netzmodells und der Systemkomponenten für die Simulation von gekoppelten Energieinfrastrukturen erforderlich. Darüber hinaus soll die von hohen Nichtlinearitäten und langen Simulationszeiträumen resultierende hohe Rechenzeit durch effiziente Lösungsansätze reduziert werden.

3.4 Beispielrechnung für beispielhafte Quartiere

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse der zwei Beispielrechnungen [31] mit Hilfe der Kopplung der Open-Source-Tools pandapower und pandapipes vorgestellt. Die Beispielrechnungen enthalten die Ergebnisse im Bereich der Sektorenkopplung zwischen Strom- und Gassystem sowie Strom- und Wärmesystem. Diese Ergebnisse wurden bereits veröffentlicht. Auf Basis der Veröffentlichung [31] werden die Randbedingungen sowie Ergebnisse der Beispielrechnungen zusammengefasst. Anhand

dieser Beispielrechnungen mit pandapower und pandapipes wird gezeigt, wie sich die Auswirkungen der Sektorenkopplung auf der Quartiersebene anhand der Open-Source-Tools ableiten lassen.

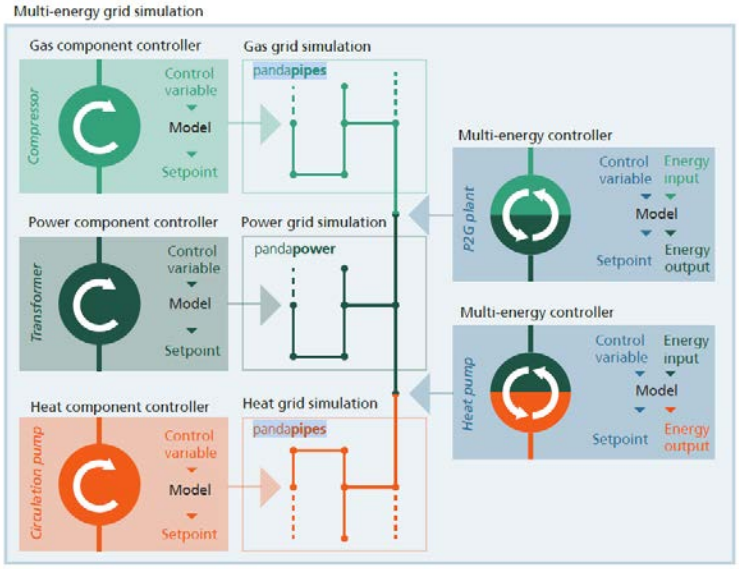


Abbildung 9 Schematische Darstellung zum Aufbau der Co-Simulation mit pandapower und pandapipes [31]

3.4.1 Beispielrechnung im Hinblick auf die Kopplung zwischen Strom- und Gassektor auf Quartiersebene

In dieser Beispielrechnung wird die Kopplung zwischen Strom- und Gasnetz durch eine Co-Simulation zwischen pandapower und pandapipes untersucht. Hierfür werden bestehende Strom- und Gasnetze in der Region Oberrhein vereinfacht abgebildet und für die Simulation zugrunde gelegt. Abbildung 10 zeigt das betrachtete Netzgebiet mit Strom- und Gasversorgung.

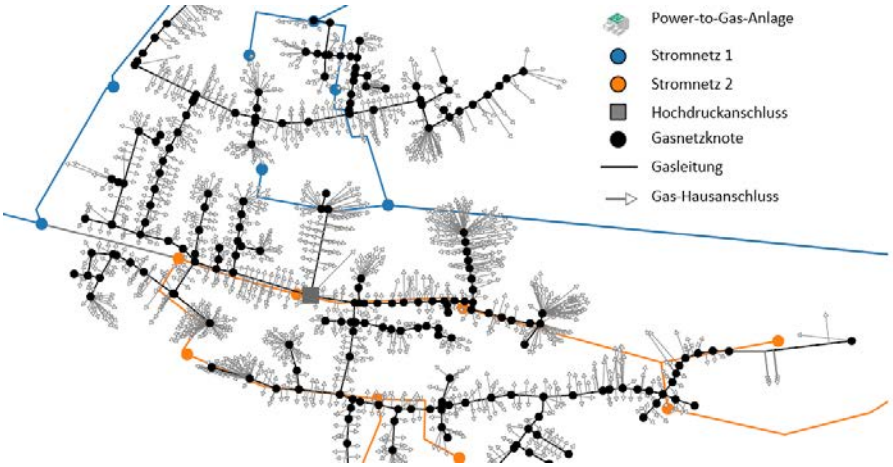


Abbildung 10 Aufbau des betrachteten Netzgebietes mit der Strom- und Gasversorgung [31]

Bei der Untersuchung der Sektorenkopplung wird ein Mitteldruck-Gasnetz mit direkten Hausanschlüssen in Kombination mit einem Mittelspannungsnetz betrachtet. Hierbei bilden pandapower und pandapipes die Grundlage als Simulationsumgebung zur Abbildung des Strom- und Gasnetzes. Für die Simulation wurden standardisierte Lastgänge für die beiden Sektoren generiert. Für

das Stromnetz wurde das Standardlastprofil des BDEW *[32]* verwendet, während die Lastprofile des Gasnetzes unter Berücksichtigung von standortbedingten Heizwärmebedarfsprofilen mit unterschiedlichen Haushaltstypen erstellt wurden. Zudem basieren die Stromerzeugungsprofile aus PV- und Windkraftanlagen auf der Studie *[33]*. In dieser Beispielrechnung konnten umfassende Energiebilanzen sowie Analyse der Betriebszustände aller Komponenten durch die Jahressimulation erfolgen, die in Zeitschritten von 15 Minuten durchgeführt wurde.
Zur Betriebsoptimierung des Stromnetzes wurde ein Optimierungsmodell (Optimal Power Flow) eingesetzt, um die kostenoptimale Lösung zur Deckung der Last unter Einhaltung von Netzrestriktionen zu bestimmen. Zudem ermöglicht das pandapipes-Module multi-energy eine flexible Integration des Gasnetzes in den Stromnetzbetrieb. Die Flexibilitätspotenziale wurden aufbauend auf einem im Projekt NEW 4.0 *[34]* entwickelten Flexibilitätsmarktmodell in pandapower bewertet, wodurch eine optimale Betriebsstrategie für den flexiblen Netzbetrieb unter Berücksichtigung von Investitionskosten und Betriebsmaßnahmen identifiziert werden kann.
Zur Untersuchung der Sektorenkopplung wurden drei Szenarien untersucht, die sich ausschließlich in der Nutzung von EE unterscheiden. Beim ersten Szenario wird der Jahresstrombedarf durch PV-Anlagen (PVA) bilanziell gedeckt, während der Jahresstrombedarf beim zweiten Szenario durch Windkraftanlagen (WKA) gedeckt wird. Beim dritten Szenario wird der Jahresstrombedarf aus einer Mischung von Windkraft- und PV-Anlagen gedeckt. In Tabelle 15 ist eine Übersicht der betrachteten Szenarien zusammengefasst. Zudem sind die weiteren technischen Randbedingungen der Strom- und Gasnetzsimulationen in Tabelle 16 zu entnehmen.

Tabelle 15 Installierte Leistung sowie Jahresstromerzeugung des betrachteten Strom- und Gasnetzes [31]

Szenario	**Szenario 1: PVA 100 % / WKA 0 %**	**Szenario 2: WKA 100 % / PVA 0 %**	**Szenario 3: PVA 50 % / WKA 50 %**
Installierte Leistung in MW	54,6	68,5	47,2
Jahresstromerzeugung in GWh	77,8	110	94

Tabelle 16 Randbedingungen für die Stromnetz- und Gasnetzsimulationen [31]

Stromnetz		**Gasnetz**	
Vordefinierte Spannung am Slack-Knoten (Bilanzknoten)	$U_{slack} = 1{,}01$ p.u.	Vordefinierter Druck am Slack-Knoten (Bilanzknoten)	$P_{slack} = 0{,}7\ bar$
Max. Spannung	$U_{max} = 1{,}06$ p.u.	Max. Druck an P2G-Knoten	$P_{P2G,max} = 0{,}75\ bar$
Max. Kabelauslastung	$I_{max} = 0{,}6 \times I_{max,th}$	Max. Wasserstoffanteil	$x_{H2,vol,max} = 10\ \%$
Max. Last in MW	17,2	Max. Last in MW	15,8
Jahresstrombedarf in GWh	80,7	Jahresgasbedarf in GWh	38,2

Abbildung 11 zeigt exemplarisch wichtige Simulationsergebnisse im Strom- und Gasnetz mit einem P2G-Gerät mit einer installierten Leistung von 10 MW, wobei das erste Szenario in Tabelle 15 betrachtet wird. Hierfür werden folgende drei unterschiedliche Betriebsstrategien untersucht:

- Referenzfall (REF): ohne Optimierung oder Abregelung von EE-Anlagen
- Abregelung von EE-Anlagen (AEE): Abregelung von EE-Anlagen und Betriebsoptimierung von Power-to-Gas-Anlagen durch eine Optimal Power Flow-Berechnung (OPF) ohne Informationsaustausch mit dem Gasnetz
- Optimierung von Strom- und Gasnetz (OSG): Abregelung von EE-Anlagen und Betriebsoptimierung von Power-to-Gas-Anlagen durch OPF unter Berücksichtigung des Betriebszustandes des Gasnetzes

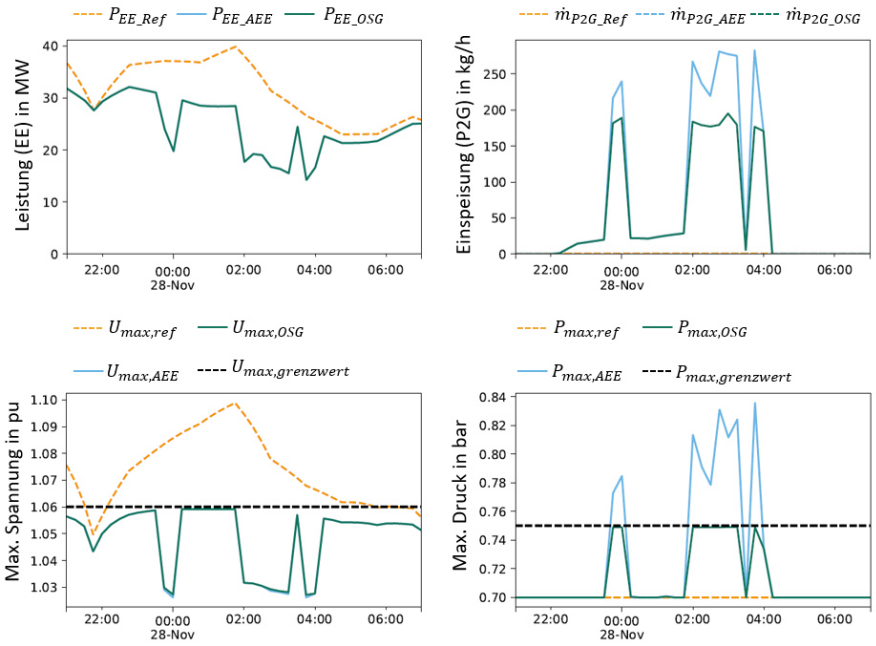


Abbildung 11 Zeitlich aufgelöster Verlauf der Netzlast, Netzspannung sowie des Massenstroms bei einem netzdienlichen Betrieb des Gasnetzes (10 Stunden im November) [31]

Der zeitliche Verlauf der Netzspannung in Abbildung 11 zeigt, dass die Leistung von EE-Anlagen während des Betrachtungszeitraums deutlich reduziert wird, um die Netzüberlastung zu vermeiden. Darüber hinaus zeigen Ergebnisse, dass die betrachtete P2G-Anlage nicht jederzeit den Betrag ins Gasnetz einspeisen kann, der aus dem Stromnetz angefragt wird. Die Leistung der P2G-Anlage muss teilweise deutlich reduziert werden, um zum einen in Zeiten einer hohen Stromeinspeisung aus EE den maximalen Betriebsdrucks des Gasnetzes einzuhalten, und zum anderen auch in Zeiten eines geringen Gasbedarfs die Betriebsparameter des Gasnetzes einzuhalten. Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass die vorgegebenen Anforderungen von Strom- und Gasnetz ausschließlich anhand der sektorübergreifenden Regelung (OSG) optimal erfüllt werden können.

3.4.2 Beispielrechnung im Hinblick auf die Kopplung zwischen Strom- und Wärmesektor auf Quartiersebene

In diesem Kapitel werden die Simulationen mittels der Co-Simulation von pandapower und pandapipes im Hinblick auf die Kopplung zwischen Strom- und Wärmesektor beschrieben. Dabei handelt sich um ein Beispielwärmenetz mit 12 Gebäuden. Abbildung 12 zeigt die schematische Darstellung des Simulationsmodells.

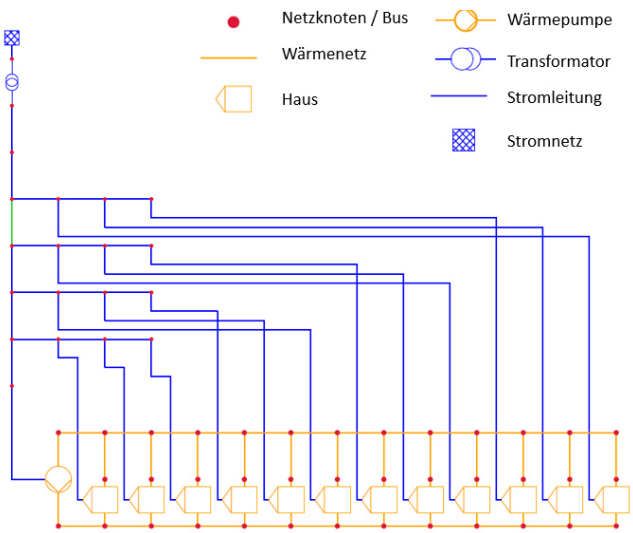


Abbildung 12 Schematische Darstellung des Strom- und Wärmenetzmodells in der Simulation [31]

Als zentraler Wärmeerzeuger ist eine elektrische Großwärmepumpe vorgesehen, die auf eine Niedertemperatur-Wärmequelle (20 °C) zurückgreift. Dabei liegt die Vorlauftemperatur des Wärmenetzes bei 45 °C. Zudem ist vorgesehen, dass alle Gebäude mit einem Trinkwarmwasserspeicher und einer PV-Anlage ausgestattet sind. Die Trinkwarmwasserspeicher enthalten hier einen elektrischen Heizstab mit einer Leistung von 1 kW. In der Simulation wird der erzeugte PV-Strom zunächst zur Deckung des Haushaltsstrombedarfs eigesetzt. Ist dann noch PV-Strom übrig, kann dieser zum Betrieb eines elektrischen Heizstabs für die Trinkwarmwasserbereitung verwendet werden. Weiterer vorhandener Stromüberschuss aus PV-Anlagen wird ins Netz eingespeist. Hierzu zeigt Abbildung 13 die schematische Darstellung der Systemkomponenten des Gebäudes.

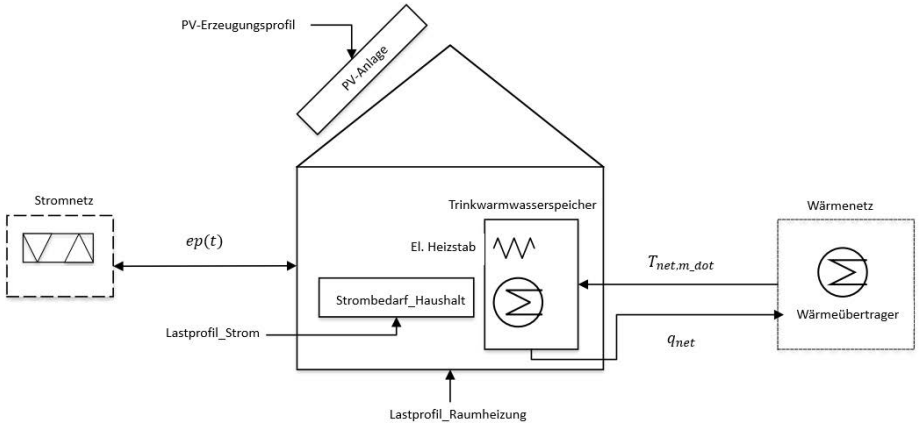


Abbildung 13 Schematische Darstellung der Systemkomponenten des Gebäudes [31]

In pandapipes wird hauptsächlich das Wärmenetz abgebildet. Für den Betrieb des Trinkwarmwasserspeichers wird eine numerische Lösung der Speichertemperatur anhand einer Differentialgleichung entwickelt. Diese wird mithilfe des Python-Pakets scipy gelöst. Somit werden der Massenstrom und die Fluidtemperatur des Wärmenetzes in pandapipes für jeden Zeitschritt ermittelt, die zur Ableitung der Temperatur im Trinkwarmwasserspeicher verwendet werden. Der Regler des Trinkwarmwasserspeichers berücksichtigt zwei Arbeitspunkte: Ein primärer Arbeitspunkt sorgt dafür, dass die Temperatur im Speicher von 55 °C nicht unterschritten wird. Dazu wird bei geringerer Temperatur der Heizstab im Speicher aktiviert. Liegt die Temperatur über 55 °C und ist außerdem ein Leistungsüberschuss der PV-Anlagen vorhanden, wird der Heizstab ebenfalls aktiviert. Ein Überhitzen

des Speichers kann dann maximal bis zum zweiten Arbeitspunkt des Speichers erfolgen, bevor der Heizstab abgeschaltet wird. Zudem ist der Regler mit einer sgen-Komponente im Stromnetzmodell (pandapower) verbunden. In Abhängigkeit des Netzsignals kann diese Komponente einen Generator oder einen Verbraucher darstellen. In jeder Iteration der Simulation wird die aktuelle Größe der überschüssigen Leistung von dem Prosumer-Regler bestimmt und auf die sgen-Komponente übertragen.
Zur Untersuchung des PV-stromgeführten Betriebs von dezentralen Heizstäben für die Trinkwarmwasserbereitung wird eine Simulation für zwei Beispieltage im Juli exemplarisch durchgeführt. Die Ergebnisse der Simulation sind in Abbildung 14 dargestellt. Anhand des PV-stromgeführten Betriebs wird die Speichertemperatur zu Zeiten von Stromüberschuss bis auf 70 °C erhöht (siehe Abbildung 14 oben). Dadurch kann der PV-Stromüberschuss optimiert zur Trinkwarmwasserbereitstellung eingesetzt werden. Gleichzeitig kann die Netzeinspeisung von PV-Anlagen deutlich reduziert werden (siehe Abbildung 14 unten), was zu einer Verringerung der Netzüberlastung führt.

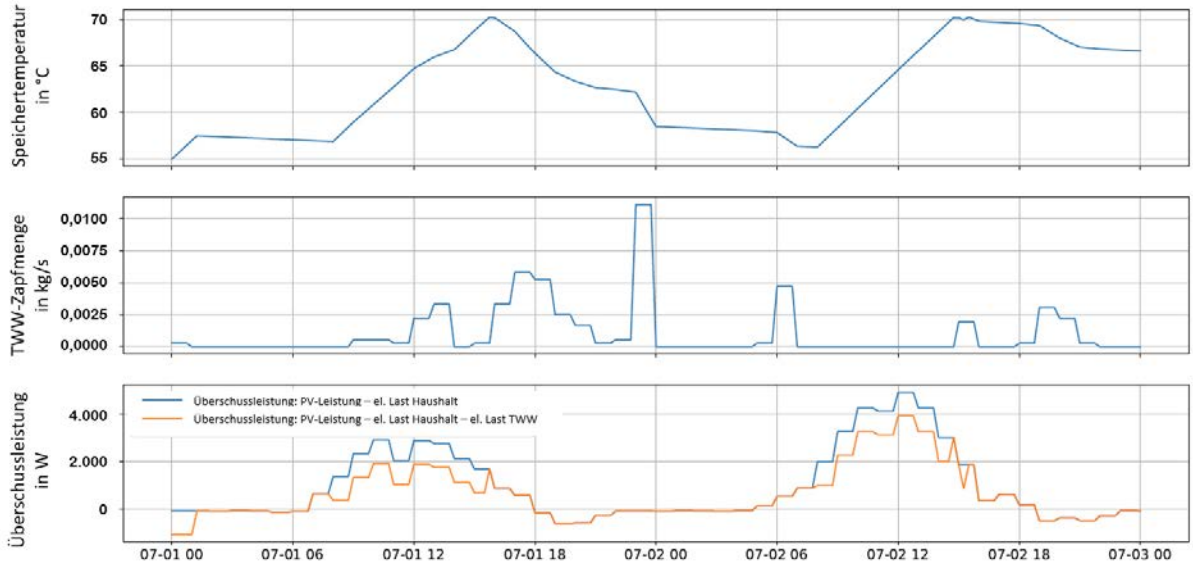


Abbildung 14 Zeitlicher Verläufe der Speichertemperatur, Trinkwarmwasser (TWW)-Zapfmenge und Überschussleistung [31]

4 Fazit und Ausblick

Die vorliegende Studie umfasst die drei Hauptthemen: Schaffung einer fundierten Basis zur Abschätzung sinnvoller und effizienter Quartiersgrößen zur Energiewende anhand der Beispielprojekte, Analyse von verfügbaren Open-Source-Software zur Untersuchung der Sektoren-kopplung und Beispielrechnungen der Sektorenkopplung mit Open-Source-Software. Zur Abschätzung sinnvoller Quartiersgrößen wurden 15 Studien unter Berücksichtigung der Sektorkopplung analysiert. Dabei wurde für diese Studie folgende „Definition“ eines Quartiers genutzt: Unter einem Quartier wird ein Verbund von Gebäuden und Infrastrukturen verstanden [35]. Damit richtet sich die Quartiersgröße nach sinnvoll zu integrierenden Strukturen bei der Entwicklung eines Energiesystems.

Zunächst zeigen die Ergebnisse der betrachteten Studien im Hinblick auf die Kopplung zwischen Strom- und Wärmesektor, dass die Kopplung von Strom- und Wärmesektor auf Quartiersebene anhand der Wärmeversorgung mit Nahwärmenetzen oder dezentralen Wärmepumpen erfolgen kann. Dabei liegt die Quartiersgröße in den betrachteten Studien zwischen 0,03 und 7,3 km² [2]. Darüber hinaus behandeln weitere Studien die Sektorenkopplung in Kombination mit Fernwärmesystemen, wobei die Größe des Bilanzraums zur Sektorkopplung zwischen 140 und 7.379 km² liegt. Aufgrund der quartiersübergreifenden Fernwärmestruktur wird eine große Anzahl der Quartiere auf Stadt- und Regionalebene von betrachteten Maßnahmen zur Sektorenkopplung beeinflusst. Im Jahr 2015 lag der Nah- und Fernwärmeanteil in Schleswig-Holstein bei ca. 13 Prozent des Endenergieverbrauchs [36]. Der Anteil der EE am Endenergieverbrauch für die Wärmebereitstellung lag im Jahr 2016 bei rund 14 Prozent [36]. In diesem Kontext können sowohl Entwicklung von neuen Wärmenetzsystemen als auch eine Transformation der bisher überwiegend fossil betriebenen Wärmenetze mittels Sektorenkopplung eine zentrale Rolle spielen. Sie bieten die Chance für eine klimafreundlichere, leitungsgebundene Wärmeversorgung in Ballungsräumen, die bessere Nutzung lokaler Potenziale für Erneuerbare Energien sowie Flexibilität für den Stromsektor.

Des Weiteren liegt die Quartiersgröße bei den Untersuchungen der Potenziale zur Sektorenkopplung für Strom und Verkehr auf Quartiersebene zwischen 0,007 und 0,14 km². Dabei geht es z.B. um die Betrachtung eines Arealnetzes mit fünf Gebäuden (Studie 1 in Tabelle 7) oder eines Campusnetzes einer Universität (Studie 3 in Tabelle 7). Demgegenüber bilden die weiteren Studien (Studie 6, 7 und 8 in Tabelle 7) die Elektromobilitätkonzepte auf Stadt- und Regionalebene ab, um eine strategische Entwicklung von Elektrofahrzeugen in den betrachteten Städten und Regionen gezielt aufzuzeigen. In diesem Fall ist die Bilanzgrenze der Sektorenkopplung deutlich größer als die Betrachtung auf Quartiersebene und beeinflusst somit die Sektorenkopplung auf Quartiere in den Städten und Regionen. In diesem Jahr erreicht Schleswig-Holstein mit rund 11 Prozent bundesweit den höchsten Anteil der Neuzulassungen von Elektrofahrzeugen [37]. Zudem nimmt die Zahl der ans Netz angeschlossenen Haushaltsspeicher und Ladestationen für Elektrofahrzeugen zu [38]. Um möglichst viel Strom aus Erneuerbaren Energien aufnehmen zu können, sollten die Übertragungskapazitäten von bestehenden Verteilnetzen nicht nur mittels des Netzausbaus, sondern auch mit Hilfe innovativer Ladestrategien von Elektrofahrzeugen in Kombination mit PV-Anlagen auf Quartiersebene weiter erhöht und so Engpässe auf ein Minimum reduziert werden.

Auf Basis der Ergebnisse dieser Meta-Studie können allerdings keine allgemeingültigen Aussagen zu sinnvollen Quartiersgrößen abgeleitet werden, aber es können bestimmte Tendenzen formuliert bzw. bestätigt werden

Eine allgemeingültige Aussage zu sinnvollen Quartiersgrößen kann nicht abgeleitet werden, da zum einen die betrachteten Quartiersgrößen und Quartiersstrukturen trotz oder wegen der umfangreichen und detaillierten Betrachtung recht heterogen geblieben sind. Zudem ist die Auswahl und Auslegung der jeweiligen Energiekonzepte in den betrachteten Studien anscheinend durch verfügbare Förderprogramme mitgeprägt worden. Weiterhin hingen die Energiekonzepte stark von den jeweiligen Standortbedingungen, wie beispielsweise der bereits vorhandenen Energieinfrastrukturen ab. Die Ergebnisse der betrachteten Studien zeigen aber, dass zum einen die technisch verfügbaren Optionen der Sektorenkopplung zur Energiewende auf Quartiersebene vielfältig und komplex sind, und dass zum anderen eine erfolgreiche Sektorenkopplung auch bei sehr unterschiedlichen Randbedingungen und Voraussetzungen technisch umsetzbar ist. Weiterhin wurde in den meisten Studien deutlich, dass für die Umsetzung der Sektorenkopplung passende regulatorische und wirtschaftliche Rahmenbedingungen für Marktteilnehmer, wie z.B. Hauseigentümer, Elektrofahrzeugbesitzer, Energieversorger, u.a. von hoher Bedeutung sind. Diese Beobachtung ist für eine effiziente Umsetzung der

[2] Beispielsweise enthält eine Quartiergröße von 0,01 km² ca. 14 Ein- oder Mehrfamilienhäuser

Sektorenkopplung insofern wichtig, dass nicht nur Anreize für einzelne Teilbereiche des Energiesystems gesetzt werden müssen, sondern auch für die sinnvolle Kopplung unterschiedlicher Teilsysteme. Dementsprechend kann eine entsprechend gezielte Förderung einen wichtigen Beitrag zur Umsetzung der Sektorkopplung leisten. Beispielsweise unterstützt das aktuelle BAFA-Förderprogramm „Wärmenetze 4.0“ die Sektorenkopplung und Strommarktdienlichkeit mittels der Förderung der Ausgaben für Wärmeerzeuger wie Wärmepumpen oder Elektrokessel. Des Weiteren existieren auf Landesebene unterschiedlichen Förderprogramme. Beispielsweise fördert die Landesregierung Schleswig-Holstein die Errichtung von Ladeinfrastrukturen für Elektrofahrzeuge [39].

Auf Basis der Ergebnisse dieser Meta-Studie können aber folgende Tendenzen formuliert bzw. wie teilweise auch erwartet bestätigt werden: a) eine Quartierslösung unter Einbeziehung eines Fern- bzw. Nahwärmenetzes ist u.a. aufgrund der Puffermöglichkeit von Wärmeenergie häufig eine sinnvolle Option, b) ein nicht unerheblicher Netzausbau in der Niederspannung wird aufgrund von PV-Zubau (in Schleswig-Holstein noch mit hohem Potenzial), E-Kfz und Wärmepumpen sehr wahrscheinlich notwendig sein, dieser erforderliche Netzausbau kann aber durch intelligente Lösungen und netzdienliche Steuerungen gedämpft werden, c) der Netzausbau in höheren Spannungsebenen kann durch „frühzeitige Ausschleusung“ und Nutzung von lokalen Überschussstrom bspw. in Quartiersspeichern und -wärmenetze begrenzt werden und d) es sollten zukünftig ökonomische Anreizsysteme (z.B. variable Tarifsysteme) etabliert werden, um Quartierslösungen effizient umsetzen zu können.

Aufgrund der im Vorhabenverlauf festgestellten Schwierigkeit allgemeingültige Aussagen zu sinnvollen Quartiersgrößen abzuleiten, wurde die Analyse von Open-Source-Software zur Untersuchung der Sektorenkopplung in Quartiersumfeldern unter Einbeziehung der technischen Netzinfrastrukturen verstärkt, da hiermit eine konsistente und potenziell sogar teilautomatisierbare Vorgehensweise zur Untersuchung und Berechnung von Quartieren sowie von unterschiedlichen Zuschnitten von Quartiersgrößen möglich erscheint. Dabei erscheint eine Co-Simulation zur Planung von Multisparten-Energiesystemen besonders geeignet, da eine sektorübergreifende Betrachtung bei gleichzeitig hohem Detaillierungsgrad der einzelnen Sektoren ermöglicht wird. Entsprechend haben auch die zwei Beispielrechnungen zur Sektorenkopplung (Strom-Gas und Strom-Wärme) gezeigt, dass eine Co-Simulation mittels der Open-Source-Software pandapower und pandapipes einen wesentlichen Beitrag leisten kann. Anhand der Nutzung der Co-Simulation können die sektorübergreifenden Betriebsstrategien von einzelnen Systemkomponenten mit einem hohen Detailierungsgrad gemeinsam untersucht werden.

Die erarbeitete Übersicht zu Quartiersgrößen, deren Aufbereitung und Analyse, sowie die Analyse und vorbereitenden Arbeiten zur Anwendung von Open-Source-Software für eine Co-Simulation bilden somit insgesamt eine gute Ausgangsbasis für weitere Arbeiten und Untersuchungen im Umfeld von Energiekonzepten für Quartiere sowie deren digitalisierten Planung und Umsetzung.

Beispielsweise können vergleichende Untersuchungen zu verschiedenen Energiekonzepten und Sektorenkopplungsansätzen für ein großes Quartier gegenüber mehreren kleinen Quartieren erfolgen. Dies kann sowohl als Bearbeitung und Auslegung eines konkret gegebenes Quartiersgebiets, als auch als eine vergleichende Betrachtung über verschiedene Szenarien und Anwendungsfälle in mehreren Quartiersgebiete erfolgen, um Energiewendepotenziale von Quartieren und Quartiersgrößen unter verschiedenen Kriterien zu analysieren.

5 Literaturverzeichnis

[1] Der Ministerpräsident des Landes Schleswig-Holstein - Staatskanzlei, „Landesportal Schleswig-Holstein - Klimaschutz in Schleswig-Holstein," Staatskanzlei - Schleswig-Holstein , 2020. [Online]. Available: https://www.schleswig-holstein.de/DE/Landesregierung/Themen/UmweltNatur/Klimaschutz/Klimaschutz_in_SH/klimaschutz_sh_node.html. [Zugriff am 13 10 2020].

[2] Umweltbundesamt, Erneuerbare Energien in Deutschland - Daten zur Entwicklung im Jahr 2018, Dessau-Roßlau, 2019.

[3] Ecofys GmbH, Weiterentwicklung des Einspeise-Managements, Berlin, 2015.

[4] S. Lorenczik, M. Gierkink, L. Schmidt, O. Hennes, C. Rehtanz, U. Häger, C. Wagner und M. Tretschock, „Kosteneffiziente Umsetzung der Sektorenkopplung," 2018.

[5] M. Eisend, Metaanalyse - Einführung und kritische Diskussion, 2004.

[6] A. Höhn, Entwicklung eines Programms zur automatisierten energetischen und wirtschaftlichen Bewertung unterschiedlicher Wärmeversorgungsvarianten für ein Neubaugebiet, Kassel, 2020.

[7] Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt, Natur und Digitalisierung Schleswig-Holstein, „Erneuerbare Energien in Zahlen für Schleswig-Holstein," 2019.

[8] Schleswig-Holstein Netz AG, Innovationsbericht 2019, 2019.

[9] Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt, Natur und Digitalisierung Schleswig-Holstein, Bericht zum Engpassmanagement in Schleswig-Holstein, Schleswig-Holstein, 2019.

[10] Landesverband Erneuerbare Energien Schleswig-Holstein, Mehr Sonnenenergie ermöglicht – LEE SH begrüßt - Abschaffung des PV-Ausbaudeckels, Kiel, 2020.

[11] M. Wietschel, P. Plötz, B. Pfluger, M. Klobasa, A. Eßer, M. Haendel, J. Müller-Kirchenbauer, J. Kochems, L. Hermann, B. Grosse, L. Nacken, M. Küster, J. Pacem, D. Naumann und C. K. Rober, Sektorkopplung – Definition, Chancen und Herausforderungen, 2018.

[12] Landesverband Erneuerbare Energien Schleswig-Holstein, „ERNEUERBARER WASSERSTOFF AUS SCHLESWIG-HOLSTEIN FÜR KLIMASCHUTZ UND WERTSCHÖPFUNG," 2020.

[13] C. Hebling, M. Ragwitz, T. Fleiter, U. Groos, D. Härle, A. Held, M. Jahn, N. Müller, T. Pfeifer, P. Plötz, O. Ranzmeyer, A. Schaadt, F. Sensfuß, T. Smolinka und M. Wietschel, „Eine Wasserstoff-Roadmap," 2019.

[14] S. Loskam, MACHBARKEITSSTUDIE FÜR WÄRMENETZSYSTEME 4.0 - Stadtwerke Bamberg,Konversionsgebiet Lagarde, Bamberg, 2019.

[15] H. Dittmer, M. Krause, I. König, M. Wolf, K. Eymer, C. F. Enderlein und C. Leonhardt, LASTVERSCHIEBUNGSPOTENTIALE VON GEBÄUDEN FÜR STROM AUS ERNEUERBAREN ENERGIEN, 2020.

[16] N. Besser und S. Kirrmann, SEKTORENKOPPLUNG IN DER PRAXIS, 2018.

[17] D. Kalz, K. Klein, A. Palzer, T. Schlösser, P. Schumacher, P. Sterchele, Y. J. Yu und A. M. Kallert, Netzdienliche Gebäude und Quartiere, 2018.

[18] J. Benthin, A. Hagemeier, A. Heyer, P. Huismann und J. Krassowski, Integrierte Betrachtung von Strom-, Gas- und Wärmesystemen zur modellbasierten Optimierung des Energieausgleichs- und Transportbedarfs innerhalb der deutschen Energienetze, 2020.

[19] C. Beier, M. Winkel, P. Wrobel, P. Bretschneider, S. Nicolai, S. Kharboutli und C. Monsalve, Bedarfsanalyse Energiespeicher 2 – Auswirkungen der räumlichen Verteilung von Anlagen zur Stromerzeugung und Bewertung von Energieausgleichstechnologien, 2017.

[20] M. Pazold, M. Kersken, J. Gantner, M. Jäger und H. Sinnesbichler, Windheizung 2.0– Energiespeicherung und Stromnetzregelung mit hocheffizienten Gebäuden, 2017.

[21] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit, Klimaschutz in Zahlen: Emissionsentwicklung 2019, 2020.

[22] G. Göhler, N. Schnizer und F. Widmann, SmaLES-Smart Local Energy Services, 2020.

[23] F. Samweber, P. Nobis, K. Wachinger, S. Köppl, M. Gallet, S. Fischhaber und T. Staudacher, Sun2Car@GAP, 2014.

[24] M. Zdrallek, P. Klöker und W. Friedrich, NEmo – Netzintegration von Elektromobilität und regenerativen Einspeisern mithilfe einer intelligenten Ortsnetzstation, 2016.

[25] R. Uhlig, Nutzung der Ladeflexibilität zur optimalen Systemintegration von Elektrofahrzeugen, 2017.

[26] U. Reiner, T. Leibfried, F. Allerding und H. Schmeck, Potenzial rückspeisefähiger Elektrofahrzeuge und steuerbarer Verbraucher im Verteilnetz unter Verwendung eines dezentralen Energiemanagementsystems, Berlin, 2009.

[27] P. d. Haan, H. Frantz, R. Bianchetti, I. Erny, R. Straumann, C. Reuter, A. Pesch und S. Seidel, Studie Elektromobilität in der Region Lüneburg, 2018.

[28] S. Baumgartner, M. Baur, J. Drayß, M. Gehring, D. Noeren, M. Rist und M. Stammer, Elektromobilitätskonzept der Stadt Freiburg im Breisgau, 2018.

[29] M. Hable, C. Schwaegerl, L. Tao, A. Ettinger, R. Köberle und E.-P. Meyer, Requirements on electrical power infrastructure by Electric Vehicles, 2010.

[30] S. Marwitz, M. Klobasa und M. Wietschel, Auswirkungen von Elektromobilität und Photovoltaik auf die Finanzierung deutscher Niederspannungsnetze, 2016.

[31] D. Lohmeier, D. Cronbach, S. R. Drauz, M. Braun und T. M. Kneiske, pandapipes: an Open Source Piping Grid Calculation Package for the Application in Coupled Multi-Energy Grid Simulations, 2020.

[32] Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke - VDEW - e.V., Repräsentative VDEW-Lastprofile, 1999.

[33] F. Meier, C. Töbermann und M. Braun, Retrospective Optimal Power Flow for Low Discriminating Active Power Curtailment, 2019.

[34] Projektleitung NEW 4.0, „Norddeutsche EnergieWende (NEW) 4.0,“ [Online]. Available: https://www.new4-0.de/impressum/. [Zugriff am 13 10 2020].

[35] Sachverständigenrat für Umweltfragen, Das Quartier: Raum für mehr Umwelt- und Klimaschutz, 2020.

[36] B. Möller und E. Wiechers, „Wärmeplan Schleswig-Holstein,“ 2019.

[37] Wirtschaftsförderung und Technologietransfer Schleswig-Holstein GmbH, „Elektromobilität in Schleswig-Holstein,“ Oktober 2020. [Online]. Available: https://wtsh.de/innovative-ideen-realisieren/landeskoordinierungsstelle-elektromobilitaet/elektromobilitaet-in-sh/#ZahlenDatenFakten. [Zugriff am 13 Oktober 2020].

[38] Schleswig-Holstein Netz, „Innovationsbericht 2019,“ 2019.

[39] Wirtschaftsförderung und Technologietransfer Schleswig-Holstein GmbH, „Förderprogramm Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge,“ 2020. [Online]. Available: https://wtsh.de/foerderberatung/foerderprogramme/foerderprogramm-ladeinfrastruktur-emobilitaet/. [Zugriff am 14 10 2020].

[40] M. Wietschel, P. Plötz, B. Pfluger, M. Klobasa, A. Eßer, M. Haendel, J. Müller-Kirchenbauer, J. Kochems, L. Hermann, B. Grosse, L. Nacken, M. Küster, J. Pacem, D. Naumann, C. Kost und Rober, Sektorkopplung – Definition, Chancen und Herausforderungen.

[41] Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, Freiräume für Innovationen - Das Handbuch für Reallabore, 2019.

[42] Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt und ländliche Räume des Landes Schleswig-Holstein,, „Die Energiewende im Wärmesektor – Chance für Kommunen,“ 2014.

Christian-Albrechts-Universität zu Kiel

POTENZIALE VON ENERGIESPEICHERN UND DER SEKTORENKOPPLUNG FÜR EIN OPTIMIERTES NETZMANAGEMENT

Prof. Dr.-Ing. Marco Liserre
Frederik Hahn
Marius Langwasser

Kurzstudie im Rahmen eines hochschulübergreifenden Forschungsprojekts mit insgesamt sieben Studien in unterschiedlichen Disziplinen zum Thema „Digitalisierung der Energiewende – Intelligente und effiziente Vernetzung von Energieerzeugern und -verbrauchern auf Quartiersebene.

Gefördert von der gemeinnützigen Gesellschaft für Energie und Klimaschutz Schleswig-Holstein GmbH (www.eksh.org)

Datum der Fertigstellung: 19. Januar 2021

Kontakt
Prof. Dr.-Ing. Marco Liserre
Christian-Albrechts-Universität zu Kiel
Lehrstuhl für Leistungselektronik
T 0431 880-6100
ml@tf.uni-kiel.de

1 Einleitung

1.1 Motivation

Mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien (Wind, Photovoltaik) und dem Rückbau konventioneller Großkraftwerke ist die Energieerzeugung deutlich größeren Schwankungen unterworfen und deutlich dezentraler organisiert. Dies setzt große Herausforderungen an das Erzeugungsmanagement, da die Energieerzeugung nur schwierig vorherzusehen ist und eine Vielzahl an Energieerzeugern im Netz vorhanden ist. Auch auf der Lastseite sind immer größere Schwankungen zu erwarten, nicht zuletzt durch die zunehmende Integration von Elektrofahrzeugen, die sehr hohe Leistungen aus dem Netz entnehmen. Konventionelle Ansätze zur Erzeugungs- und Lastverschiebung kommen mehr und mehr an ihre Grenzen und sind mit hohen Kosten verbunden, etwa weil Windkraftanlagen vermehrt vom Netz genommen werden oder Energie teils zu negativen Preisen exportiert wird.

Vor allem auf lokaler Ebene bietet die Integration von Batteriespeicher ein großes Potenzial, um überschüssige Energie aufzufangen und Lastspitzen zu glätten. Batteriespeicher können direkt in leistungselektronische Systeme integriert werden und können sehr schnell auf Veränderungen im Netz reagieren. Darüber hinaus werden sehr hohe Wirkungsgrade erreicht, die die Nutzung auch für größere Leistungen interessant macht. Weiteres großes Potenzial liegt in der Sektorenkopplung, mit der überschüssige elektrische Energie in andere Energieformen gewandelt werden kann, etwa in Wärme oder Kraftstoffe. Synthetische Kraftstoffe erreichen nach wie vor deutlich höhere Energiedichten als Batterien und haben deshalb etwa in der Luftfahrt ein großes Potenzial. Auch zur Wärmeversorgung kann überschüssige elektrische Energie und Abwärme genutzt werden. Sektorenkopplung bietet somit nicht nur die Möglichkeit, überschüssige Energien aufzufangen, sondern gleichzeitig den Einsatz fossiler Brennstoffe deutlich zu reduzieren. Die Sektorenkopplung gibt somit weitergehende Ansätze, um eine neutrale CO2-Bilanz auch dort zu erreichen, wo konventionelle Energieträger (Öl, Gas) nach wie vor stark dominieren.

1.2 Zielsetzung

Ziel der Studie ist, die Potenziale von Energiespeichern und der Sektorenkopplung für ein optimiertes Netzmanagement zu untersuchen. Dabei werden die Möglichkeiten auf verschiedenen Erzeuger- und Verbrauchsebenen erörtert und ein starker Fokus auf die Quartiersebene gelegt. Die Grundlage dieser Studie bilden folgende Fragestellungen:

- Ist die Quartiersebene (nach der Ortsnetzstation) die richtige räumliche Struktur zur Optimierung der Versorgung mit Wärme und Strom (Effizienz-Vor- oder Nachteile zu anderen räumlichen Strukturen, z.B. gesamte Kommune, Mittelspannungsebene, Auswertung vorhandener Studien und Projekte)?
- Welche Potenziale sind für einen internen Ausgleich im Quartier mit und ohne Quartiersspeicher vorhanden (Erzeugungs- und Lastverschiebungspotenzial)?
- Welchen Beitrag kann die Sektorenkopplung auf Quartiersebene zum effizienten Ausgleich liefern? (Power to Heat (Wärmepumpen, Speicherheizungen), Power to Mobility (E-Ladestationen für Fahrzeuge))

Im Rahmen dieser Studie wird zunächst die Situation auf Erzeuger- und Verbraucherseite betrachtet, mit starkem Fokus auf Schleswig-Holstein (Kapitel 2). Es wird eine Übersicht an verfügbaren Konzepten

wie Lastmanagement, Digitale Umspannwerke und Mikronetze analysiert und deren Möglichkeiten und Grenzen erläutert (Kapitel 3). Das Potenzial durch die Integration von Batteriespeichern wird weitergehend untersucht, auch unter starker Einbeziehung der Elektromobilität (Kapitel 4). Darüber hinaus werden Konzepte und Potenziale zur Sektorenkopplung genauer betrachtet, darunter Power-to-Heat und Power-to-X (Kapitel 5). Als eine wichtige Lösung zur praktischen Integration von Energiespeichern im Stromnetz und zur verbesserten Nutzung der zuvor aufgezeigten Konzepte wird der Smart Transformer präsentiert (Kapitel 6). Ziel ist die Schaffung intelligenter Netzstrukturen, um Profile von Erzeugern und Verbrauchern optimal aufeinander abzustimmen und Energieausgleichsbedarfe mit Hilfe von Batteriespeichern und Sektorenkopplung intelligent zu puffern. für einen sicheren und effizienten Netzbetrieb.

2 Netzstruktur in Schleswig-Holstein

In diesem Kapitel werden die Erzeuger- und die Lastseite mit einem starken Fokus auf Schleswig-Holstein (SH) verglichen, Energieausgleichsbedarfe identifiziert und der Einfluss der Netzstruktur betrachtet.

2.1 Erzeugerseite

Auf Erzeugerebene ist insbesondere zwischen konventionellen Energieträgern und erneuerbaren Energien zu unterscheiden. Unter die konventionellen Energieträger fallen in erster Linie die fossilen Energieträger Braunkohle, Steinkohle, Erdgas sowie die Kernenergie. Konventionelle Kraftwerke sind in der Regel zentral organisiert und nach wie vor zur Stromversorgung, Fernwärme und Stabilisierung des Netzes von wichtiger Bedeutung [ENPV2018]. Über den Ausstieg aus diesen Energieträgern herrscht breiter Konsens, ein erster großer Meilenstein wird mit dem Ausstieg aus der Kernenergie im Jahr 2022 erreicht sein.

Energieträger	Stromverbrauch MWh brutto	Anteil an Stromerzeugung insgesamt	Veränderung Vorjahr
Fossile Energieträger	**4 196 805**	**11,2 %**	**+6,1 %**
Kohle	2 748 332	7,3 %	+5,6 %
Erdgas	1 168 477	3,1 %	+6,8 %
Kernenergie	**10 375 751**	**27,7 %**	**+79,6 %**
Erneuerbare Energien	**22 567 108**	**60,3 %**	**-0,1 %**
Windkraft onshore	11 266 843	30,1 %	-0,6 %
Windkraft offshore	6 880 919	18,4 %	-0,6 %
Biogas	2 665 898	7,1 %	-1,8 %
Photovoltaik	1 363 688	3,6 %	+9,8 %
Stromausspeisung aus Speichern	**11 270**	**0,0 %**	**-8,4 %**

Abbildung 1: Bruttostromerzeugung mit Anteilen > 1% und durch Stromauspeisung aus Speichern in SH 2018 [SAHS2019].

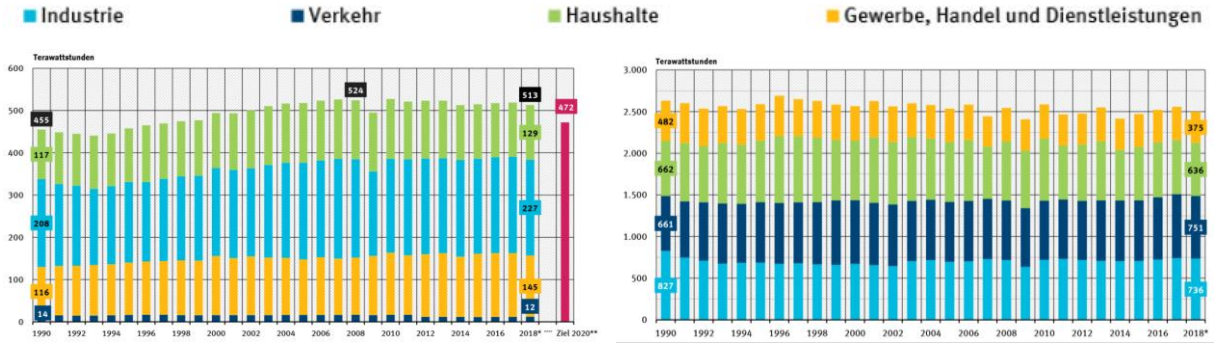
Für das Land Schleswig-Holstein (SH) wird deutlich, dass es auch aufgrund seiner geographischen Lage über einen sehr hohen Anteil an Windenergie verfügt, darunter auch große Offshore-Windparks vor

den Küsten. Eine detaillierte Zusammensetzung der Bruttostromerzeugung in SH ist in Abbildung 1 dargestellt. Neben der Windkraft haben Biogas und Photovoltaik den größten Anteil unter den erneuerbaren Energien. Unter den konventionellen Energieträgern wird die Kernenergie mit dem Atomkraftwerk Brokdorf bereits zum Ende 2021 komplett wegfallen. Die fossilen Energieträger aus Kohle, Gas und Öl tragen nur einen kleinen Gesamtanteil der Stromerzeugung in SH.

2.2 Lastseite

Beim Energieverbrauch kann zwischen insgesamt vier Sektoren unterschieden werden: Verkehr, Industrie, Haushalte sowie Gewerbe, Handel und Dienstleistungen. Die Verteilung des Stromverbrauchs dieser Sektoren ist in Abbildung 2a gezeigt. Es wird deutlich, dass der Stromverbrauch vor allem durch die Industrie, Gewerbe, Handel und Dienstleistungen sowie den Haushalten getrieben wird. Der Verkehrssektor fällt dagegen nur sehr leicht ins Gewicht.

Dies ist insofern bemerkenswert, da bei Betrachtung des Endenergieverbrauchs der Verkehrssektor am meisten Energie benötigt, knapp gefolgt von der Industrie, wie in Abbildung 2b verdeutlicht. Vor allem beim Individualverkehr ist der Elektrifizierungsgrad nach wie vor gering, allerdings bei gleichzeitig sehr hohen Steigerungsraten [MFNE2018]. Neben der verbesserten Emissionsbilanz hat die Elektromobilität einen immer größeren Einfluss auf das Verbrauchsnetz, besonders in Städten durch eine starke räumliche Konzentration.



(a) (b)

Abbildung 2: Energieverbrauch nach Sektoren in BRD: a) Stromverbrauch, b) Endenergieverbrauch. [UBA]

In Schleswig-Holstein bieten auch das Bahnnetz und der Schiffsverkehr ein hohes Potenzial zur Elektrifizierung. So verfügt Schleswig-Holstein über mehrere Häfen, gleichzeitig hat der Schiffsverkehr einen hohen Anteil an den globalen Emissionen. Der Elektrifizierungsgrad des Bahnnetzes in SH liegt deutlich unter dem Bundesdurchschnitt.

2.3 Energieausgleichsbedarfe

SH verfügt über einen deutlichen Überschuss bei der Energieerzeugung. Dies hängt auf der einen Seite mit der hohen Energieerzeugung aus Windenergie zusammen und auf der anderen Seite mit einem begrenzten Energieverbrauch aufgrund wenig energieintensiver Industrie und einem nach wie vor geringen Elektrifizierungsgrad des Verkehrssektors. Ähnliche Effekte zeigen sich auch bei den benachbarten Flächenländern, die auch über einen stark negativen Energieausgleichsbedarf verfügen, wie in Abbildung 3 veranschaulicht.

Zur Erhöhung der Lasten in SH kann die weitergehende Elektrifizierung des gesamten Verkehrssektors eine wichtige Rolle spielen. So würde nicht nur der Energieüberschuss reduziert, sondern auch der Ressourcenverbrauch und die Emissionen im Verkehrssektor. Weitere Energieüberschüsse können in Regionen mit positivem Energieausgleichsbedarf transportiert werden, um einen örtlichen Energieausgleich zu erreichen, soweit es die Stromnetzkapazität zulässt. Der Leitungsausbau Richtung Süden („Südlink“) stellt hier eine wichtige Säule dar, um das Süd-Nord-Gefälle bei den Energieausgleichbedarfen zu reduzieren.

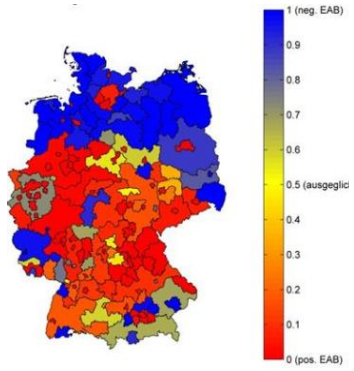


Abbildung 3: Endenergie-ausgleichsbedarfe, BRD.

Auch in SH ist der zeitliche Energieausgleich von immer wichtigerer Bedeutung, da mit dem Abschalten der Großkraftwerke eine geringere Trägheit im Netz vorhanden ist. Die Energieerzeugung aus erneuerbaren Energien ist nach wie vor nur schwierig vorhersehbar und die Abnahme von in der Nacht erzeugter Windenergie nach wie vor problematisch, da zu wenig schaltbare Lasten zum Ausgleich auf der Verbraucherseite existieren. Aufgrund fehlender Netzkapazitäten und Speicher wird überschüssige Energie teilweise zu negativen Preisen exportiert oder Windenergieanlagen gehen komplett vom Netz, um Überlastungssituationen zu vermeiden. Im Jahr 2018 haben sich die Entschädigungsansprüche allein für SH auf geschätzt 300 Mio. EUR summiert, weil installierte Erzeugerkapazitäten abgeregelt werden mussten.

2.4 Netzstruktur

Die klassische Einteilung der Netzebenen erfolgt entsprechend in Abbildung 4 [BAES2017]. Auf Verteilnetzebene sind die Ebenen 5, 6 und 7 von hoher Bedeutung, also die Mittelspannungs- und Niederspannungsebene.

In [BAES2017] sind verschiedene Beispielregionen in Schleswig-Holstein untersucht. Windkraft- und Biogasanlagen können auf Mittelspannungsebene (Netzebene 5) und Solarenergie auf Niederspannungsebene (Netzebene 7) als dominierend eingestuft werden. Die Vorteile bei Betrachtung der Mittelspannungsebene liegen vor allem im direkten Ausgleich hoher Schwankungen in der Energieerzeugung bzw. Lasten wie Windparks bzw. Schnellladestationen oder Industrieanlagen. Darüber hinaus wird eine effiziente Netzstützung für größtmögliche Effizienz möglich.

Die Vorteile bei Betrachtung der Niederspannungsebene liegen vor allem in der dezentralen Integration von Verbrauchern und Erzeugern und damit verbunden einer Verringerung der notwendigen Netzkapazitäten sowie der Vermeidung von Übertragungsverlusten. Die Flächenversiegelung kann mit Hilfe von PV-Anlagen auf den Dächern minimiert werden. Gezielte Anreize im Privatsektor werden möglich, einhergehend mit der Begrenzung der Marktmacht einiger weniger Akteure. Mit dem Ziel einer maximalen Dezentralisierung kann das Stromnetz als zelluläre Struktur aufgefasst werden, in dem Erzeuger und Verbraucher nahe beieinander und auf gleicher Netzebene liegen (Abbildung 4). Auf diese Weise können Übertragungskapazitäten und -verluste minimiert werden und ein Energiespeicher für den zeitlichen Lastenausgleich in jeder Zelle sorgen. Ein maximal dezentralisiertes Stromnetz schafft viele Vorteile auch hinsichtlich Netzstabilität und Versorgungssicherheit [BAES2017]. Aufgrund des starken Süd-Nord-Gefälle der Energieausgleichsbedarfe kann es jedoch nur als ein wichtiges Teilkonzept betrachtet werden.

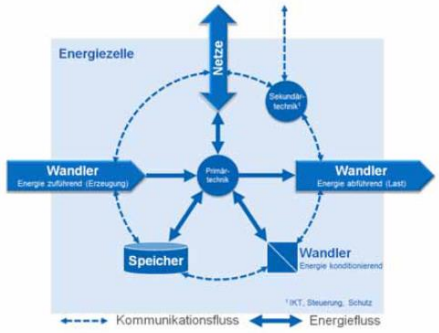


Abbildung 4: Zelluläre Netzstruktur. [DZA15]

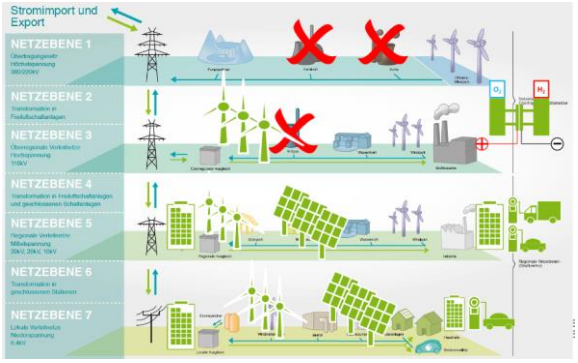


Abbildung 5: Klassische Einteilung der Netzebenen. [NES2018]

Bei Betrachtung eines Quartiers ist der Anschluss des Ortsnetztransformators von zentraler Bedeutung. Bei Betrachtung eines einzelnen Quartiers sind Unterscheidungen notwendig, um ein bestmögliches Konzept zu entwickeln. Diese Konzepte sollten individuell nach Quartiersart (städtisch/ländlich), nach Zusammensetzung (Anteil Wohnen / Anteil Industrie) und nach Energieausgleichsbedarf (lokal/überregional) entwickelt werden.

Städtische Netze auf Quartiersebene sind von hoher Relevanz [MFNE2018]. Lasten und Verbraucher sind hier dominant, Ladestationen von zunehmender Bedeutung [NES2018]. Darüber hinaus steht eine Vielzahl thermischer Systeme für Sektorenkopplung zur Verfügung oder können relativ kostengünstig nachgerüstet werden [BAES2017]. Ein weiterer Faktor für den Energieausgleichbedarf liegt auch in der jeweiligen Siedlungsstruktur, die sich stark unterscheiden kann [BAES2017], [SCHA2011].

In ländlichen Netzen sind dagegen erneuerbare Energien dominant [NES2018]. Zukünftig sind vermehrte Lastspitzen durch Schnellladestationen zu erwarten [MFNE2018]. Batterien oder Power-to-Gas-Verfahren können als Puffer genutzt werden, um eine Erhöhung der Energieeinspeisung zu ermöglichen. Auf ländlicher Ebene ist die Bevölkerungsdichte eher begrenzt, Erschließungspotenziale abseits von klassischen Wohngebieten in der Regel vorhanden.

2.5 Fazit

Die Netzstruktur in SH ist stark geprägt durch die Stromerzeugung aus Onshore- und Offshore-Windenergieanlagen. Aufgrund hoher installierter Kapazitäten kann es besonders nachts zu hohen Energieüberschüssen kommen, die die Netzkapazität zunehmend an ihre Grenzen bringt [APSN2018]. Dementsprechend groß ist die Motivation, Energiespeicher zu integrieren, die überschüssige Energie speichern können. Für die Schaffung eines Gleichgewichts direkt vor Ort ist die Quartiersebene ein wichtiger Gesichtspunkt, der dezentrale Lösungen bis zu einem bestimmten Grad ermöglicht. Eine Integration von Energiespeichern hat hier hohes Potenzial, der Anschluss an das Wechselspannungsnetz ist allerdings relativ aufwendig und mit vergleichsweise hohen Verlusten behaftet. Ein wichtiger Schlüssel für die Schaffung von effizienten Smart Grids liegt deshalb auch in der Nutzung von Gleichspannungsnetzen, mit denen Energiespeicher kostengünstiger und energieeffizienter eingebunden werden können [APSN2018]. Ein solches DC-Netz kann über den Smart Transformer realisiert werden, der direkt ins bestehende Stromnetz integriert werden kann. Eine weitergehende Beschreibung findet sich in Kapitel 6.

3 Konzeptbildung

Für den Energieausgleich auf Quartiersebene sind fünf Kernaspekte wichtig. Erstens eine flexible Erzeugung, entweder zentral z.B. durch regelbare Kraftwerke auf einer höheren Netzebene oder dezentral über Eigennutzungssteuerung. Zweitens die Nachfragesteuerung, das heißt eine Lastverschiebung über Anreize, Preisgestaltung oder als direkte Steuerung. Drittens Lang- (Tage bis saisonal) und Kurzzeitenergiespeicher (Sekunden bis Stunden). Viertens der Import oder Export von Energie, was sich in der Netzstruktur (Europäisches Verbundnetz auf höchster Netzebene bis zu µ-Netzen auf der Quartiersebene) und der Energiemarktstruktur widerspiegelt. Fünftens die Sektorenkopplung z. B. über Power-to-Gas, Wärmesteuerung (Power-to-Heat) und die Elektromobilität (Power-to-E-Mobility) [BAUM2013]. Die Digitalisierung spielt als Querschnittstechnologie ebenfalls eine große Rolle bei der Ausgestaltung des Energieausgleichs im Quartier, sowohl im Gesamtsystem als Enabler für ein intelligentes Netzmanagement als auch im Detail bei der Einbindung von Smart Factories als steuerbare Lasten.

Das folgende Kapitel beschreibt zunächst, welches Potential die Lastverschiebung im Quartier ohne Energiespeicher haben kann. Weiterhin werden zukünftig vorteilhafte, technische Konzepte wie das digitale Umspannwerk und µ-Netze erläutert. Die potentiellen Schlüsselelemente Quartiersenergiespeicher, Elektromobilität und Sektorenkopplung werden in gesonderten, nachfolgenden Kapiteln beschrieben. Dabei soll der Fokus auf einer Beschreibung möglicher Szenarien für das Quartier liegen, welche offene Fragestellungen betont und die Relevanz der Leistungselektronik zur erfolgreichen Umsetzung der Energiewende auf der Quartiersebene hervorhebt.

3.1 Lastverschiebung

Durch die fortschreitende Flexibilisierung des Energiesektors und eine immer dezentraler werdenden Netzstruktur entstehen neue Arten die Energieerzeugung, -verteilung und -nutzung zu planen, zu organisieren und zu steuern. Verteilte Erzeugungsanlagen, wie Photovoltaik-Anlagen, aber auch insbesondere flexible, das heißt temporär verschiebbare Lasten spielen eine immer größere Rolle bei der Lösung zur Fragestellung, wie die Netzbetreiber zukünftig für einen sicheren und stabilen Netzbetrieb des gesamten Energiesystems (also nicht nur des Stromnetzes, sondern auch unter Berücksichtigung weiterer Energieträger) sorgen können.

In der Fachliteratur wird die Lastverschiebung als Teil der Demand Side Integration (DSI), also zu deutsch, der Integration der Verbraucher in Netzsteuerungsmaßnahmen zum Energieausgleich, betrachtet. Demand Side Integration umfasst dabei die Begriffe Demand Side Management und Demand Response. Dabei beschreibt das Demand Side Management (DSM) den aktiven Part, also die Planung, Implementierung und Überwachung der Maßnahmen zur Anpassung des Nutzungsverhaltens der Verbraucher im Stromnetz seitens der Netzbetreiber und die Demand Response (DR) die anreiz- oder preisgetriebene Reaktion der Verbraucher. Es werden grundsätzlich vier unterschiedliche Ausprägungen des DSM unterschieden: Verschiebung des Spitzenverbrauchs zu Schwachlastzeiten, Reduzierung des Verbrauchs zu Spitzenlastzeiten, Erhöhung des Verbrauchs zu Schwachlastzeiten und kurzfristige Änderungen zur Netzstabilisierung [DENA2011]. Eine Erhöhung des Verbrauchs zu Schwachlastzeiten führt zwar theoretisch zu einer gleichmäßigeren Auslastung des Netzes, ist jedoch aufgrund der resultierenden Steigerung des Gesamtverbrauchs aus Effizienzgründen kritisch zu sehen und deshalb im Folgenden nicht weiter berücksichtigt. Kurzfristige Änderungen zur Netzstützung erfordern eine komplexe IKT- und Regelungsstruktur und entsprechende intelligente Komponenten,

die diese umsetzen. Dazu wird in dieser Studie die Möglichkeit zur Integration eines Leistungselektronik-basierten Smart Transformators als Energieknoten in einem Multi-Energie-Quartier in Abschnitt 6 vorgestellt. Die folgenden Abschnitte betrachten zunächst die Reduzierung des Spitzenlastverbrauchs sowie die Verschiebung desselben zu Schwachlastzeiten, ihre Motivation und ihr Potential zur Netzstabilisierung im Detail. Weiterhin werden zusätzliche Vorteile durch elektrische Energiespeicher, sowie die Sektorenkopplung mit Power-to-Heat und Power-to-E-Mobility berücksichtigt.

3.1.1 Motivation zur Lastverschiebung

Es existieren zwei grundsätzliche Möglichkeiten, Verbraucher zu einer temporären Anpassung ihrer Leistungsaufnahme zu bewegen. Man unterscheidet zwischen anreiz- und preisgetriebener DR. Anreizgetriebene DR kann klassisch über Verträge zwischen Verbraucher und Netzbetreiber, mit der Verpflichtung zur Möglichkeit der direkten (externer Eingriff des Netzbetreibers) oder indirekten (Lastlimitierung seitens des Verbrauchers selbst) Steuerung einer variablen Lastverschiebung, oder marktbasiert über Auktionen für Lastanpassungen oder Rückkaufoptionen für überschüssige Energie erfolgen [DENA2011]. Aus regulatorischer Sicht sind direkte externe Eingriffe seitens des Netzbetreibers kritisch zu sehen, weshalb die preisbasierte DR kurz- und mittelfristig das höhere Potential zur Umsetzung im deutschen Stromnetz mitbringt. Preisbasierte DR fußt auf der Verfügbarkeit dynamischer Strompreise und der genauen Messung der Nutzungsdauer, welche im Idealfall eine Echtzeitpreisgestaltung ermöglichen. Dafür ist zusätzlich ein flächendeckender Einsatz zusätzlicher Messinstrumente (wie Smart Meter) notwendig, um den Verbrauch in Echtzeit zu überwachen und auf entsprechende Preisänderungen dynamisch zu reagieren.

3.1.2 Potential der Lastverschiebung

Es können grundsätzlich vier Markttypen für die Lastverschiebung unterschieden werden: Individuelle Spitzenlastreduktion, die Beteiligung am Spotmarkt- oder Intradayhandel (Bereitstellung von Fahrplanenergie z. B. über variable Tarife), das Anbieten von Regelenergie und Maßnahmen zur Netzstabilität bzw. zum Engpassmanagement im Stromnetz [DENA2011]. Dabei sind die beiden erstgenannten Märkte lokaler Ausprägung und die beiden letztgenannten zentral bestimmt. Daraus ergeben sich unterschiedliche Geschäftsmodelle für die Lastverschiebung entsprechend der Abbildung 6.

Modell und seine Effekte (o=neutral, +=Vorteil, -=Nachteil, §!=nicht durch die Regulierung abgedeckt)	Netz	Kunde	Liefe rant	Aggre gator	Regula tor
A Begrenzung der Maximallast (LM klassisch)	+	+	0	0	ok
B Fahrpläne f. Lasten (langfristig im Voraus vereinbart)	+	+	+	+	§!
C Abrufbare Optionen (kontraktierte kurzfristig verfügbare zu- Abschaltung zeit- und ortsscharf)	+	+	-	+	§!
D Dayahead-Anpassung der Einspeise- / Lastkurve	+	+	0	0	§!
E Neartime / Realtime Anpassung der Lastkurve	+	+	-	+	§!
X1 Fahrplanorientierter Prosumer (direktvermarktend)	+	+	+	+	§!
X2 Eigenverbrauchsoptimierer (unverhersehbar, insb. mit Speicher)	-	+	0	0	Ok
X3 Systemgeführter Prosumer (versorgerseitiges Speichermanagement)	+	0	-	0	§!
Y Gruppenmodelle (heterogene Bündelung kleiner Lasten, ggf. lokal)	+	+	+	+	§!
Z Filialmodelle (Schwarmsteuerung homogener Betriebe, Ketten)	0	+	+	+	§!

Abbildung 6: Geschäftsmodelle zur Lastverschiebung. [BAUM2013]

Der aktuelle Fokus der Lastverschiebung liegt auf einer Begrenzung der Maximallast, also dem klassischen Lastmanagement. Eine individuelle (und somit lokale) Spitzenlastreduktion bietet einerseits einen individuellen Vorteil für den Verbraucher in Form geringerer Energiebezugskosten und kann andererseits zur Verringerung der Spitzenlast im Netz und somit zur Vermeidung von

Überlastsituationen in Netzanlagen beitragen. Dabei kann ein Verzicht oder eine Verlagerung des Strombezugs Einsparungen von bis zu 50 Euro/MWh bewirken [Stötzer2012]. Generell ist eine Verschiebung der Spitzenlast zu Schwachlastzeiten positiver zu bewerten als eine reine Spitzenlastkappung. Orientiert sich die Nachfrage an der Erzeugersituation (engl.: load follows generation) zum Beispiel über einen variablen Spotmarktpreis, wird der Energieüberschuss im Netz (wahrscheinlicher Fall für Schleswig-Holstein, in Süddeutschland potentiell eher Energiedefizit) ausgeglichen und eine höhere Integration Erneuerbarer Energien ermöglicht.

Die Studie [BAUM2013] hat dabei für die Lastverschiebung in klein- und mittelständischen Unternehmen (KMU), entsprechend der typischen Industrie und GHD-Struktur in Schleswig-Holstein, als wichtigste Anwendungsfälle Wärmepumpen, thermische Nachtspeicher, Klimatisierungsanlage und Pumpspeicher ermittelt. Generell weisen thermische Anwendungen die geringsten Integrationskosten auf und sind flächendeckend verfügbar. Von zusätzlicher Bedeutung im KMU-Bereich sind, wie auch in dem durch das Sofortprogramm Saubere Luft 2017 – 2020 geförderten Projekt Kielflex in einem Reallabor untersucht [KIEL], die Integration der Elektromobilität in das Lastmanagement oder die Berücksichtigung von Wasserstoffelektrolyse und die Herstellung von E-Fuels.

Das größte Potential an verlagerbarer Energie im Haushaltssektor weisen ebenfalls thermische Anwendungen wie Heizung und Warmwasserbereitung auf [Stötzer2012]. Dabei muss bezüglich der optimalen Umsetzung je nach Quartiersstruktur zwischen urbanen und ländlichen Quartieren unterschieden werden. In urbanen Quartieren sind Luft-zu-Wasser-Wärmepumpen, auch aufgrund der Möglichkeit des Retrofitting, vorzugsweise einzusetzen. Zusätzliche Flexibilität kann über Power-to-Heat im Sinne thermischer Energiespeicher bereitgestellt werden. Dabei spielen die thermische Trägheit der Gebäude, Tiefenwärmespeicher und (sofern vorhanden) das Fernwärmenetz eine tragende Rolle. In ländlichen Regionen hingegen wird das größte Potential gemeinschaftlichen Quartiersenergiespeichern, im Englischen Community-Storage, zugesprochen [Stötzer2012].

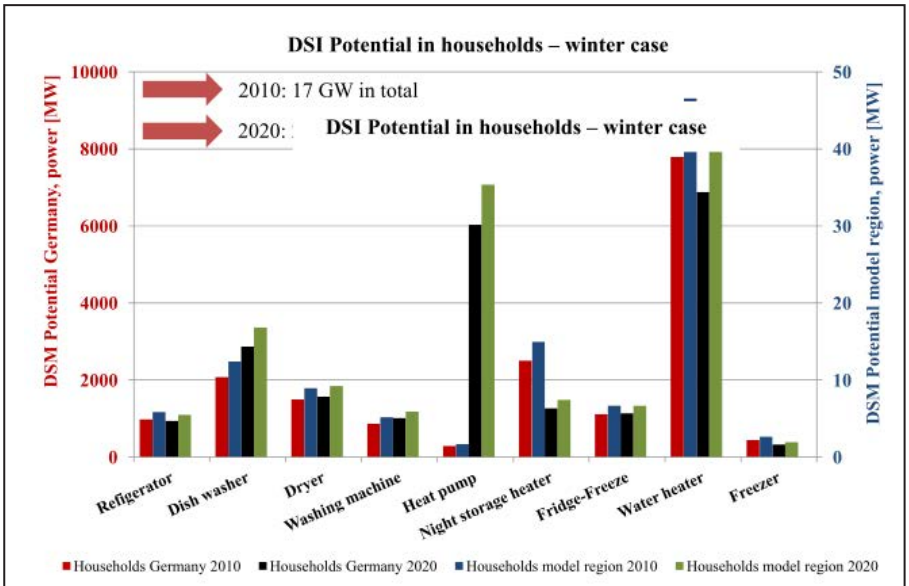


Abbildung 7: Lastverschiebungspotential in Haushalten in Deutschland. [Stötzer2012]

Zukünftig – unter der Bedingung geänderter regulatorischer Rahmenbedingungen – wird die langfristige (dann zentral abgerufene) Lastverschiebung aus technischer und ökonomischer Perspektive an Bedeutung gewinnen.

Für Schleswig-Holstein sind dabei aufgrund der Energiesystemstruktur mit kleineren Verbrauchern und Erzeugern aggregierte Gruppen- oder Filialmodelle sowohl für die kurz- als auch langfristige

Lastverschiebung von besonderem Interesse. Dazu wird im Folgenden das Konzept des Virtuellen Kraftwerks erläutert.

3.1.3 Virtuelles Kraftwerk

Die Integration kleinerer Verbraucher oder regenerativer Erzeuger in das Netzmanagement stellt die Netzbetreiber aufgrund der großen Anzahl, der räumlichen Ausbreitung und der zeitlichen Variabilität vor große Herausforderungen. Auf längere Sicht kann an dieser Stelle eine direkte Laststeuerung eines aggregierten Portfolios von Verbrauchern, Erzeugern und zusätzlichen Energiespeichern innerhalb einer elektrisch-geographischen Region zu einem virtuellen Kraftwerk Abhilfe schaffen. Virtuelle Kraftwerke werden als eine Kerntechnik für eine stark dezentralisierte Stromnetzstruktur (Quartiere) gesehen. So erhöht sich die Regelbarkeit und die Effizienz der Regelung für den Netzbetreiber enorm und darüber hinaus verbessern sich für den einzelnen Verbraucher die Marktposition und die Einkommensmöglichkeiten. Ein virtuelles Kraftwerk ähnelt dabei in der Größe und im Betrieb einem herkömmlichen Kraftwerk (z. B. Gaskraftwerk) mit eigenen Fahrplänen für Last und Erzeugung und Betriebskosten. Typische Parameter, die ein virtuelles Kraftwerk spezifizieren, sind u. a. die Preiselastizität, minimal und maximal verschiebbare Leistung, Grundlast, Wiederherstellungsmuster und die Anfahrrampen bei Frequenz- und Spannungsstützung.

Am geeignetsten für die Aggregation auf Quartiersebene sind haushaltsnahe oder kommerzielle Verbraucher mit einer gewissen thermischen Speicherfähigkeit [Pudjianto2007], wie unter anderem elektrische Heizungen, Kühlsysteme und Klimaanlagen, da diese ein hohes Potential zur temporären Lastverschiebung aufweisen, sowohl durch graduelle Anpassung des Betriebszustandes (Temperaturänderung) als auch durch Abschalten für eine festgelegte, begrenzte Dauer. Dabei ist das Ziel der zentralen Regelung durch den Aggregator, ein Höchstmaß an Flexibilität in der Lastverschiebung mit möglichst geringer Beeinträchtigung der individuellen Lasten und Erzeuger zu erreichen. Letztlich stellt der Aggregator, sofern nicht der Netzbetreiber selbst als solcher auftritt, diese Gesamt-Lastverschiebung konzentriert auf dem Strommarkt zur Verfügung, um zum Beispiel kurzzeitige Lastschwankungen auszugleichen. Der Endnutzer profitiert durch vorher vertraglich vereinbarte finanzielle Entschädigungen.

Zur praktischen Implementierung eines solchen virtuellen Kraftwerks sind zwei Kommunikationsstufen notwendig [Ruiz2009]: Zum einen die Kommunikation zwischen Netzbetreiber und Aggregator und zum anderen zwischen Aggregator und Endnutzer (also den regelbaren Lasten und Erzeugern).

3.2 Digitales Umspannwerk

Ein intelligentes, aktives Verteilnetz ist zukünftig notwendig, um eine hohe Integration von Erneuerbaren Energieanlagen und Elektromobilität adäquat umzusetzen. Dabei spielt die Implementierung von Informations- und Kommunikationstechnologie insbesondere in den Umspannwerken (von der Höchstspannung bis zu den Ortsnetztransformatoren zum Anschluss der Quartiere) eine entscheidende Rolle, um eine intelligente Steuerung, Betriebsüberwachung und Netzschutz zu gewährleisten [Parikh2013]. Die Grundidee des Digitalen Umspannwerks ist die digitale Vernetzung und Generierung und Nutzung von Daten für einen optimalen Betrieb der Umspannwerke. Dafür sind neben der IKT auch intelligente Primärkomponenten, wie zum Beispiel systemorientierte, adaptive Schutzsysteme, sowie die Installation von Phasor Measurement Units (PMU) zur Messung von Strom und Spannung nach Betrag und Phase notwendig. Die einzelnen Messwerte aus den verschiedenen Umspannwerken werden dann zeitsynchronisiert verglichen, was Rückschlüsse zum

Systemzustand und dynamischen Ereignissen, wie temporären Leistungsungleichgewichten, zulässt. Auch eine flächendeckende Installation von digitalen Stromzählern (Smart Metern) im Quartier kann hilfreich sein, um das Niederspannungsnetz in Echtzeit zu überwachen und zu steuern [Lu2015]. Damit findet eine digitale Vernetzung vom Energieerzeuger bis zum Endkunden statt.

3.3 Mikronetze

Ein Mikronetz (auch µ-Netz) ist ein Nieder- oder Mittelspannungsnetz, welches eine Vielzahl verteilter Erzeugungsanlagen, steuerbarer Lasten und ggf. Energiespeicher mit einer zentralen Regelungsstruktur koordiniert [Mancarella2014]. Ein Mikronetz kann im Falle eines Netzfehlers vom überlagerten Stromnetz entkoppelt werden und dabei muss weiterhin ein sicherer Betrieb (Spannungsqualität und Zuverlässigkeit der Versorgung) sichergestellt werden. Die Stadt Bordesholm hat mit Hilfe eines 15 MWh Energiespeichers das erste Multi-Megawatt-Projekt eines Mikronetzes auf Quartiersebene in Deutschland erfolgreich umgesetzt [PVM]. Der zentrale Energiespeicher konnte hier die benötigte Primärregelenergie aufbringen, um die Leistungsschwankungen im Netz während des Inselbetriebs auszugleichen. Sowohl der Inselbetrieb selbst als auch die Transienten zwischen Netz- und Inselbetrieb sind dabei ohne Zwischenfälle für die Erzeuger und Verbraucher im Quartier verlaufen. Als aktuelles Themenfeld ergeben sich Multi-Energie-Mikronetze, für die die zentrale Steuerungseinheit noch einmal an Komplexität gewinnt [Mancarella2014].

3.4 Fazit

Mit dem virtuellen Kraftwerk ist eine dezentrale Möglichkeit entstanden, die Vielzahl an kleineren Lasten und Erzeugern per direkter Steuerung in das Netzmanagement auf Quartiersebene einzubinden. Um einen koordinierten und optimalen Betrieb sicherzustellen, ist dafür jedoch eine umfangreiche Kommunikationsinfrastruktur vonnöten. Zudem ist in der konventionellen Laststeuerung auch ausdrücklich die Möglichkeit gegeben, dass bestimmte Lasten temporär vollständig abgeschaltet werden, um kurz- oder mittelfristig für einen Energieausgleich zu sorgen. Dazu besteht die Forderung mehr und unterschiedliche Lasten am DSM zu beteiligen. Gerade für kurzzeitige kurative Maßnahmen zur Netzstützung oder der Vermeidung von Netzengpässen können weitere Lasttypen ohne hartes Abschalten involviert werden. Als Lösungsmöglichkeit wird in dieser Studie der Einsatz eines intelligenten, Leistungselektronik-basierten Transformators anstelle des konventionellen Ortsnetztransformators vorgestellt. Dieser sogenannten Smart Transformator weist die Funktion auf, eine direkte, weiche Laststeuerung spannungssensitiver Lasten zu implementieren und diese auch sektorenübergreifend zu gestalten. Damit können der Aufwand der Kommunikations-infrastruktur und ein hartes Abschalten der Lasten verhindert werden.

Auch im Hinblick auf eine digitale Vernetzung von Energieerzeuger, Systembetreiber und Endkunde kann der Smart Transformator als zentrale Regelungseinheit einen entscheidenden Beitrag leisten. Der Smart Transformator ermöglicht eine einfachere und flexiblere Leistungsflussregelung zum Energieausgleich sowie eine intelligente, dezentrale Netzregelung mit einer weitestgehend autarken sowie stark reduzierten Kommunikationsinfrastruktur, was gerade unter Berücksichtigung von Cyber-Security Aspekten die Sicherheit im Energiesektor enorm verbessert.

Im Betrieb des Quartiers als Mikro- oder Inselnetz kann der Smart Transformer ebenfalls durch die Fähigkeit zur unabhängigen Leistungsflussregelung für eine höhere Resilienz im Netz sorgen. Der Smart Transformer nimmt hier den Part des zentralen Netzanschlusses und der zentralen Steuerungseinheit in einem ein. Dabei spielen Aspekte wie die Spannungshaltung im Normalbetrieb, die Möglichkeit zu

einer hybriden Vermaschung des Netzes, sowie das temporäre Durchfahren von Kurzschlüssen mit dem Aufrechterhalten der Leistungsversorgung für bestimmte Verbraucher eine große Rolle.

In Kapitel 6 dieser Studie werden das Konzept des Smart Transformators und die notwendigen Bedingungen näher erläutert.

4 Potenziale Speicherintegration

Energiespeicher sind neben der Sektorenkopplung und dem Netzausbau eine wichtige Säule, um den zeitlichen und örtlichen Bedarf zu regulieren, Überlastungen zu vermeiden und einen stabilen Betrieb zu gewährleisten. Fluktuationen und Flicker bei der Erzeugung aus erneuerbaren Energien und auf der Lastseite können mit Hilfe von Energiespeichern kompensiert werden [Namor2016]. Spannungseinbrüche und Frequenzabweichungen können mit Hilfe gezielter Blind- und Wirkleistungseinspeisung entgegengewirkt werden [Fang2018], [Lyu2018], [Hajizadeh2010].

4.1 Speichertechnologien

Verschiedene Speichertechnologien stehen zur Verfügung, darunter Kondensatoren, Supercaps und Batterien, in Abbildung 8 gegenübergestellt. Kondensatoren und Supercaps eignen sich aufgrund ihrer schnellen Antwortzeiten besonders gut zur Kompensation von Flickern und Spannungseinbrüchen im Netz. Supercaps können aufgrund höherer Kapazitäten auch kurzzeitigere Schwankungen im Netz kompensieren, sind klassischen Li-Ionen-Batterien jedoch hinsichtlich Energiedichte weit unterlegen. Für einen schnellen Lastenausgleich sind Batteriespeicher deshalb ein wichtiger Baustein, da ein Austausch größerer Energiemengen bei geringen Antwortzeiten möglich wird. Dies ermöglicht auch die flexible Stützung des Netzes durch flexible Einspeisung von Wirk- und Blindleistung [Wang2015], [Lee2016].

Event	Capacitor	Super-capacitor	Battery
Voltage flicker	++	+	=
Voltage sags/ swells (short term)	++	+	=
Voltage sags/ swells (long term)	-	=	++
Frequency deviations primary control	-	+	++
Frequency deviations secondary(tertiary) control	–	-	++

Abbildung 8: Gegenüberstellung Energiespeicher. [Gao2019]

4.2 Batterieintegration

Auf Mittel- und Hochspannungsebene ist der Einsatz von Batteriespeichern zur Vermeidung von Netzausbau nur bedingt sinnvoll, da der Netzausbau häufig günstiger ist [NES2018]. Deshalb nimmt der Netzausbau aktuell eine übergeordnete Rolle ein, um Mittel- und Hochspannungsnetze für Energietransport und Ausgleich des Energiebedarfs zu nutzen. Nichtsdestotrotz können die Batteriespeicher eine wichtige Rolle spielen bei der Bereitstellung von Systemdienstleistungen zur Stabilisierung zur optimalen Nutzung des Stromnetzes. Hierfür werden sehr große Batteriesysteme benötigt, die kurzfristig große Leistungen und große Energien bereitstellen können. Die Nutzung großer Batteriesysteme ermöglicht einerseits die Erzielung von Skaleneffekten und eine Auslegung für sehr hohe Wirkungsgrade. Andererseits stehen solchen Systemen sehr hohe Sicherheitsanforderungen gegenüber, da immense Energien gespeichert werden. Die Systemkosten sind dementsprechend sehr hoch, weitere

Abbildung 9: Batteriespeichersystem in Bordesholm, Quelle: RES Deutschland. [PVM]

Entwicklungssprünge und Kostenreduktionen bei der Batterietechnologie zu erwarten. Ein vielversprechender Ansatz für Lithium-Ionen-Batterien liegt etwa in der Nutzung von Silizium-Anoden, mit denen der Ressourcenverbrauch gesenkt werden kann bei gleichzeitig höheren Energiedichten. Als ein wichtiges Beispiel für in SH sei der Batteriespeicher in Bordesholm genannt, Abbildung 9, der bis zu 10 MW zur Netzstützung bereitstellen kann und auch als Inselnetz betrieben werden kann [PVM].

4.3 Batteriespeicher auf Quartiersebene

Bei Betrachtung eines Quartiers kann die Integration von Batteriespeichern als eine sinnvolle Alternative zum konventionellen Netzausbau angesehen werden [NES2018]. In [BAES2017] sind mit Rendsburg-Eckernförde und Neumünster zwei Beispielregionen in SH betrachtet, eine Verzehnfachung der installierten Speicherkapazität im Jahr 2030 wird prognostiziert. Eine fallspezifische Betrachtung ist jeweils erforderlich, inkl. möglicher Alternativen (z.B. Abregelung, regelbare Transformatoren) [NES2018].

Vorteile bei der Batterieintegration auf Quartiers- und Niederspannungsebene liegen in der stärkeren Dezentralisierung, kürzeren Übertragungswegen und geringeren Sicherheitsanforderungen durch die Nutzung kleinerer Batteriesysteme. Die Flächenversiegelung kann reduziert werden, z.B. bei Nutzung von Energiespeichern in Heizungs- oder Kellerräumen. Gezielte Anreize im Privatsektor sind möglich, z.B. zur Nutzung von Second-Life-Batterien. Durch die Einbeziehung von Privathaushalten kann ein stärkeres Bewusstsein auf Verbraucherseite geschaffen werden und gleichzeitig die Marktmacht weniger großer Akteure begrenzt werden. Speichersysteme für Privathaushalte sind bereits am Markt etabliert und können bereits wirtschaftlich betrieben werden. Besonders effektiv ist die Nutzung in Kombination mit einer PV-Anlage als Energiezwischenspeicher (Peak-Shaving), die einen wirtschaftlichen Betrieb auf Privathaushaltsebene ermöglicht.

Ein anderer Ansatz liegt in der Nutzung von so genannten Quartiersenergiespeichern, die besonders in ländlichen Gebieten ein besonders hohes Potenzial haben [ESQUIRE]. Durch Quartiersenergiespeicher können Erzeugung und Verbrauch das gesamten Quartiers gezielt gesteuert und die Netzspannung gezielt gestützt werden. Pilotprojekte sind bereits vorhanden, etwa in Groß-Umstadt und in Mannheim mit jeweils ca. 80 Wohneinheiten (Neubau) [ESQUIRE]. Auch die Schaffung autarker Systeme wird möglich, etwa zum Betrieb eines Inselnetzes. Vorteile liegen in der zentralen Steuerung, möglichen Kosteneinsparungen (Skaleneffekte) und einer verbesserten Handhabbarkeit (Wartung, Brandgefahr, Anbindung) [ESQUIRE].

Bei der Standortwahl zur Integration von Quartiersenergiespeichern spielt die Infrastruktur eine wichtige Rolle. Es werden geeignete Flächen benötigt, Einhaltung von Schutzabständen und geringen Sichtwirkungen sind zu beachten [ENPV2018]. Die Breitbandverfügbarkeit ist vorteilhaft zur Schaffung von intelligenten Netzen [ENPV2018]. Das Erzeuger-zu-Verbraucher-Verhältnis ist zu berücksichtigen, Gewerbegebiete bieten beispielsweise hohe Lasten und somit ein hohes Steuerungspotenzial [ENPV2018].

Herausforderungen für die weitere Etablierung von Quartiersspeichern liegen vor allem in den regulatorischen Rahmenbedingungen. So gelten die rechtlichen Rahmenbedingungen für Quartiersspeicher als sehr komplex, da wichtige Definitionen fehlen [ESQUIRE]. Eine weitere Herausforderung liegt in der Vielzahl an Akteuren, auf politischer Ebene (vom Bund bis zur Kommune), auf Energieebene (Dienstleister, Versorger) und auf Herstellerebene sowie Datenschutzregeln, die alle Akteure zufriedenstellen können. Anreize können durch Bürgerbeteiligungen geschaffen werden, etwa

in Rahmen von Wohnungseigentümer- bzw. Energieversorgungsgemeinschaften, eine Umsetzung in Neubauquartieren einfacher [ESQUIRE]. Die Umsetzung von Quartiersspeichern kann die Gemeinschaft fördern, gleichzeitig aber auch für Konfliktpotenzial bergen.

Batteriespeicher auf Quartiersebene bieten ein sehr hohes Potenzial für ein optimiertes Lastmanagement. Die Wirtschaftlichkeit bleibt auch aufgrund noch hoher Kosten stark abhängig vom regulatorischen Rahmen und Standardisierungen, z.B. durch Vergütungen [NES2018]. Darüber hinaus spielt die Entwicklung des Strompreisniveaus und der Batteriekosten eine wichtige Rolle. Unter ökonomischen und ökologischen Aspekten ist es grundsätzlich sinnvoll, vorhandene Batterien so effektiv und nachhaltig zu verwenden wie möglich, auch durch Schaffung vermehrter Second-Life-Anwendungen.

4.4 Elektromobilität (Vehicle to Grid)

Die Elektromobilität ist für das zukünftige Netzmanagement von zentraler Bedeutung. Wie in Abbildung 10 zu erkennen, trägt der motorisierte Individualverkehr, der öffentliche Personenverkehr, der Seegüterverkehr und der Flugverkehr am stärksten zu den Treibhausemissionen bei. Eine weitergehende Elektrifizierung der verschiedenen Bereiche ermöglicht die Reduzierung der Treibhausemissionen und kann gezielt für ein optimiertes Lastmanagement eingesetzt werden. Bei Betrachtung des Individualverkehrs geht der dynamische Ausbau der Ladeinfrastruktur und die Etablierung von Elektrofahrzeugen zwar mit deutlich größeren Spitzenleistungen einher, die eine größere Erzeugerreserve für das Lastmanagement erfordern [Gao2019b]. Gleichzeitig sind die örtlichen und zeitlichen Lastprofile von Elektrofahrzeugen nur schwierig vorhersehbar und mit steigenden Anforderungen an die Netzauslegung verbunden [Aliabadi2018]. Jedoch handelt es sich bei Elektrofahrzeugen gleichzeitig um potenziell flexible Lasten, die an die Gegebenheiten des Netzes angepasst werden können [Hafez2018]. Über die Variation der Ladedauer und die Begrenzung der Ladeleistungen kann das zeitliche Lastmanagement optimiert werden.

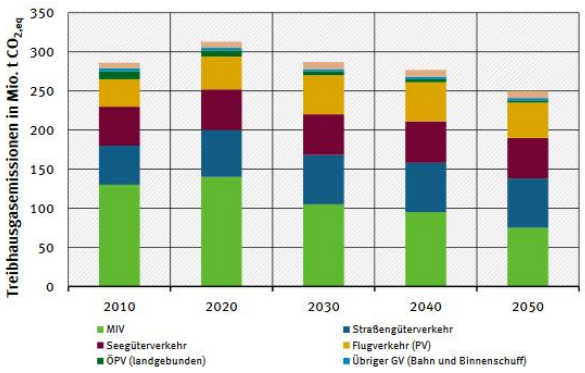


Abbildung 10: Treibhausemissionen im Verkehrssektor, BRD. [ISI2019]

Die netzdienliche Steuerbarkeit der Elektrofahrzeuge kann als ein wichtiger Faktor für eine erfolgreiche Netzintegration angesehen werden [MFNE2018]. Regulatorisch sind weitere Voraussetzungen zu schaffen, etwa durch Standardisierungen, die auch ein bidirektionales Laden ermöglichen [MFNE2018]. Bei der Nutzung von bidirektionalen Systemen können Elektrofahrzeuge dank ihrer Speichersysteme als flexible Quellen eingesetzt werden. Entsprechende Konzepte ermöglichen auch die gezielte Einspeisung von Wirk- und Blindleistung ins Netz, etwa zur Frequenzregulierung und zur Spannungsstützung [Gao2019b], um das Netz gezielt zu stützen.

4.5 Fazit

Die Integration von Batteriesystemen bietet ein großes Potenzial für ein optimiertes Lastmanagement auf Quartiersebene und zur gezielten Netzstützung. Die Elektromobilität kann als ein Schlüsselelement

für ein verbessertes Lastmanagement angesehen werden, da mit ihnen deutlich größere Batteriespeicher am Netz zur Verfügung stehen. Herausforderungen bei der Anbindung von Batterien liegen vor allem in deren Integration in AC-Netzen, die üblicherweise mit einer Vielzahl von Leistungsstufen erfolgt. Die Anbindung an DC-Netzen kann die Anzahl der Leistungsstufen reduzieren bei gleichzeitiger Erhöhung des Wirkungsgrades. Der Smart Transformer kann ein solches DC-Netz schaffen und darüber hinaus dank hoher Steuerbarkeit ein intelligentes Netz schaffen, wie in Kapitel 6 dargelegt wird.

5 Potenziale Sektorenkopplung

Die Speicherung der elektrischen Energie aus erneuerbaren Energiequellen gilt als Lösung, um das schwankende Angebot an den Bedarf anpassen zu können. Eine Möglichkeit ist die Verwendung von Batteriespeichern, die mit den derzeitig verfügbaren Technologien teuer sind und eine begrenzte Lebensdauer bieten. Gleichzeitig ist das Potenzial zum Ausbau von konventionellen elektrischen Speichern, wie beispielsweise Pumpspeicherkraftwerken, begrenzt, da ein Großteil der in Frage kommenden Orte in Europa bereits verwendet wird und somit das Ausbaupotenzial gering ist [Sterner2020]. Eine vielversprechende Lösung ist die Kopplung vorhandener Energiesysteme, um die elektrische Energie zu speichern und entsprechend des Energiebedarfs zu verteilen. Dieses Konzept wird als Sektorenkopplung bezeichnet und beinhaltet die Kopplung des elektrischen Energiesystems, des Transportsektors sowie des Wärme- und Gassektors. Eine Übersicht hierzu liefert Abbildung 11.

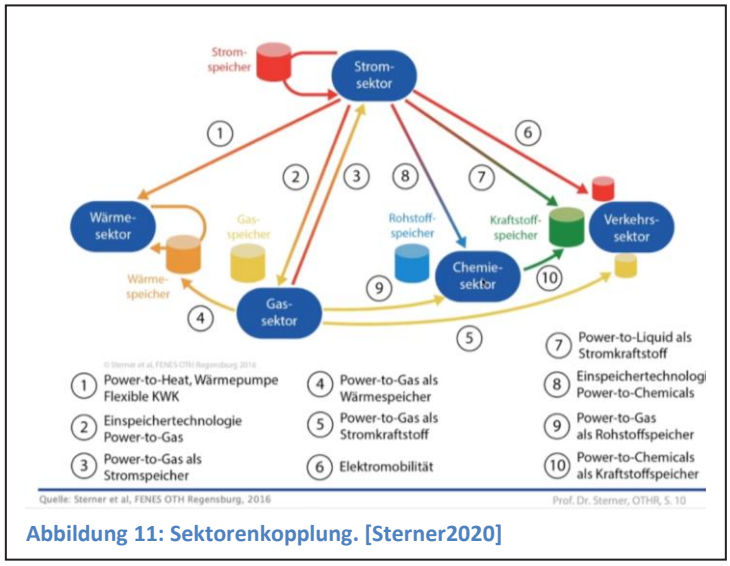


Abbildung 11: Sektorenkopplung. [Sterner2020]

Eine echte Abgrenzung der Energiesektoren, so wie sie traditionell sowohl planerisch als auch im Betrieb umgesetzt wurde, ist in der heutigen Energiesystemstruktur ohnehin nicht mehr möglich. Verschiedene Technologieentwicklungen wie elektrische Wärmepumpen oder Blockheizkraftwerke verschmelzen die unterschiedlichen Energiesektoren. Durch die fortschreitende Durchdringung der Elektromobilität wird auch der Verkehrssektor zunehmend in dieses System integriert. Ein solches Energiesystem, in dem die unterschiedlichen Energiesektoren optimal interagieren, wird in der Literatur als Multi-Energie-System bezeichnet [Mancarella2014]. Ein solches Multi-Energie-System kann dabei von der Quartiersebene bis hoch auf länderübergreifende Transportnetze Umsetzung finden. Multi-Energie-Systeme eröffnen dabei für alle beteiligten Akteure (Erzeuger, Netzbetreiber, Verbraucher) ein enormes technisches, ökonomisches und ökologisches Potential. So kann über den Multi-Energie-Ansatz die Effizienz der Energieverteilung und -nutzung erhöht werden, es können zentrale und kleinere dezentrale Anlagen über neue Marktstrukturen besser eingebunden werden (z. B. zentrale Anlagen für die Basislast und die flexibleren dezentralen Anlagen reagieren auf die volatile Einspeisung aus Wind und Solar um zum lokalen Energieausgleich beizutragen) und es erhöht sich die

Flexibilität des Energiesystems, da zum Beispiel über die Einbindung von Power-to-Heat oder Power-to-E-Mobility intrinsische Speicherkapazitäten genutzt werden können [Mancarella2014].

In diesem Kontext wird auch von der Energiewende „von unten“ gesprochen. Damit ist gemeint, dass in sogenannten Energiezellen ein Energieausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch auf der untersten, lokalen Versorgungsebene stattfindet. Eine Energiezelle setzt sich dabei aus den Komponenten Erzeuger, Wandler, Speicher, Netzanschluss, Lasten und schutz- und leittechnischen Einrichtungen zusammen. Entsprechend der VDE-Studie „Zellularer Ansatz“ [VDEETG2015] ist das Grundkonzept der „Energiezelle“, dass die Energie lokal ausbalanciert wird, ohne in das übergeordnete Gesamtnetz einzuspeisen. Damit sowohl der Energiehaushalt einer Zelle als auch der Energieaustausch zwischen den Zellen plan- und steuerbarer wird, sind Kommunikationssysteme zwischen den Zellen notwendig. Durch diese Vernetzung werden wiederum auf höheren Ebenen neue, übergeordnete Energiezellen gebildet. Wichtig ist dabei, dass jede Energiezelle klar definierte Schnittstellen und Eigenschaften aufweist, um dann effektiv neue Geschäftsmodelle und Märkte zu eröffnen. Durch eine erhöhte Partizipation der Erzeuger und Verbraucher, da diese direkt an der betrieblichen Gestaltung einer Energiezelle beteiligt sein können und direkt vom Multi-Energie-Ansatz profitieren, steigert sich entsprechend der Annahme der Autoren der Studie auch die Akzeptanz dieser zellularen Energiesystemstruktur.

Die Transformation des europäischen Energiesystems zur Erreichung der in [EUG2019] definierten Ziele bis zum Jahr 2050 auf Grundlage von Sektorenkopplung, wird in [Connolly2016], [SES] als Smart Energy System bezeichnet und ist auf neun Schritte aufgeteilt. Das Einsparpotenzial bezüglich Treibhausgasen und die Kosten für das europäische Energiesystem wird für jeden Schritt mit einem Referenz-Szenario verglichen und bewertet. Das Referenz-Szenario umfasst alle 28 EU-Mitgliedsstaaten und ist aus einer Business-as-usual-Prognose für das Jahr 2050 erstellt, das auf den Prognosen der Europäischen Kommission aus dem Jahr 2013 basiert [Capros2014]. Ein auf 100 % erneuerbaren Energien basierendes Energiesystem beinhaltet im Smart Energy System folgende Schlüsseltechnologien: Wind- und Solarenergie, Elektromobilität, Steigerung der Energieeffizienz, Wärmepumpen und Fernwärme, große thermische Speicher, Biomassevergasung, Carbon-Capture-Verfahren und Recycling, Elektrolyseure sowie chemische Synthese und Speicherung von Brennstoffen, wie beispielsweise E-Fuels. Für dieses Szenario werden Kosten für das europäische Energiesystem berechnet, die 12 % höher sind im Vergleich zum Referenz-Szenario. Neben der Vermeidung der Emission von Treibhausgasen wird die EU unabhängig von Energieimporten, deren Anteil dann in Form von Investitionen innerhalb der EU anfallen und somit zur Unterstützung der europäischen Wirtschaft und der Schaffung von Arbeitsplätzen beitragen. Ein abgeschwächtes Szenario, in dem weiterhin Erdgas verwendet wird, käme auf Kosten für das europäische Energiesystem, die 3 % höher sind im Vergleich zum Referenz-Szenario und in dem die

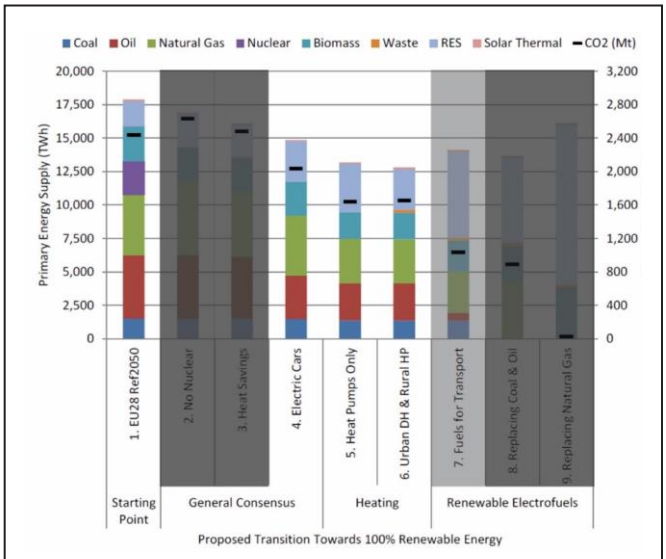


Abbildung 12: Primärenergieportfolio für unterschiedliche Ausbauszenarien des Smart Energy System. [Connolly2016]

CO2-Emissionen um 80 % im Vergleich zum Jahr 1990 gesenkt und somit die Ziele aus [EUG2019] erreicht werden. Die Studie [Connolly2016] gibt einen Rahmen für die Umsetzung eines auf Sektorenkopplung basierenden europäischen Energiesystems, ohne Vorgaben für die technische Umsetzung der identifizierten Schritte zu machen. Vor allem vor dem Hintergrund, dass die Untersuchungen im Smart Energy System das europäische Stromnetz als ein Ein-Knoten-System betrachten und somit Engpässe zwischen und innerhalb von EU-Ländern sowie die regionalen Unterschiede beim Bedarf nach Energieausgleich vernachlässigt werden.

Die technische Umsetzung eines Smart Energy Systems erfordert daher die Erarbeitung von Konzepten, die die regionalen bzw. lokalen Gegebenheiten wie vorhandene Infrastruktur (z.B. Wärme und Gas) und primäre Energieträger (z.B. Windkraft in Schleswig-Holstein) und den damit verbundenen Bedarf nach Energieausgleich berücksichtigen.

Entsprechend [Mancarella2014] sind bei der Umsetzung eines Smart Multi-Energie-Systems vier relevante Perspektiven zu berücksichtigen. Zunächst ist dies die räumliche Perspektive. Damit ist sowohl eine Unterscheidung nach der räumlichen Struktur an sich gemeint als auch die Stufe der Aggregation, also ob auf Gebäude-, Quartiers- oder höheren Ebenen des Energiesystems geplant wird. Die zweite, sogenannte Multi-Service-Perspektive, legt den Fokus auf die simultane Bereitstellung verschiedener Energieträger für die Verbraucher, da im Multi-Energie-System verschiedene Sektoren insbesondere durch die Integration des Verkehrssektors bedient werden müssen. Im besten Fall führen eine optimale Kombination und Integration verschiedener Prozesse direkt zu mehreren Energieträgern als Output (Beispiel Blockheizkraftwerke). Im Fokus der Multi-Fuel-Perspektive steht eine nach ökonomischen und ökologischen Gesichtspunkten verbesserte Energieerzeugung, bei der als Gegenstück zur Multi-Service-Perspektive mehrere Energieträger (z. B. Wind, Wasserstoff, Biomasse, Müll) für die Bereitstellung der notwendigen elektrischen oder thermischen Energie parallel eingesetzt werden sollen. Die vierte und letzte Perspektive ist die Netzwerkperspektive, die die Relevanz von Energienetzwerken (nicht nur für Strom, sondern explizit auch für Wärme, Wasserstoff und andere Energieträger) für die Vernetzung der einzelnen Anlagen oder sogar Quartiere in einem größeren Multi-Energie-System betont.

5.1 Power-to-Mobility

Das größte Potential für die Sektorenkopplung bietet hinsichtlich Power-to-Mobility sicherlich der Individualverkehr. Dort kann – wie in Kapitel 4 ausführlich beschrieben – auf Niederspannungsebene bidirektionales Laden (Vehicle-to-Grid) eingesetzt werden und so ein großes Speicherpotential für das Netzmanagement bereitgestellt werden. Dazu kommen Schnellladestationen mit optionalem Batteriespeicher, die vorwiegend auf Mittelspannungsebene in das Netzmanagement z. B. für Blindleistungsbereitstellung zur Spannungsstützung eingebunden werden können. Im Transportwesen per Schiff, Flugzeug, Bahn oder LKW spielt die batteriegetriebene Antriebstechnologie aktuell noch eine

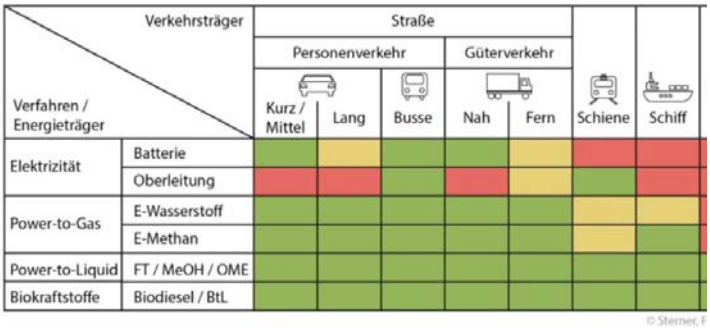
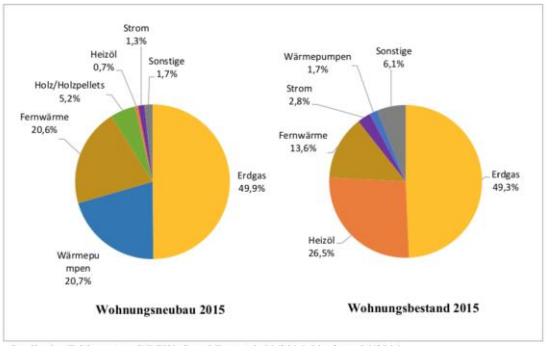


Abbildung 13: Technische Eignung verschiedener Energieträger im Einsatz bei verschiedenen Verkehrsträgern. [Sterner2020]

untergeordnete Rolle. Vorreiter in dem Gebiet batteriebetriebener Transportfahrzeuge sind Tesla für Elektro-LKW und Airbus mit der More-Electric-Aircraft-Strategie. Entsprechend [Connolly2016] ist die Nutzung vorhandener Antriebstechnologien und auch der vorhandenen Versorgungsinfrastruktur für Biogas oder E-Fuels aktuell mit geringeren Kosten zu bewerkstelligen als eine batteriegestützte Elektrifizierung des Transportsektors. Als weiteres Beispiel für den Transportverkehr auf der Straße ist die Ausrüstung bestimmter Strecken mit Oberleitungen (E-Highway A1 zwischen Reinfeld und Kreuz Lübeck, [EHIGH]) zu nennen. Mögliche Verfahren und ihre Eignung im Einsatz bei verschiedenen Verkehrsträgern fassen die Abbildung 13 zusammen.

5.2 Power-to-Heat

Power to Heat ist eine Schlüsseltechnologie für den Energieausgleich auf Quartiersebene. Bezüglich der geeigneten Technologie gibt es auf Quartiersebene jedoch große Unterschiede im Hinblick auf die räumliche Struktur des Quartiers. In eher ländlich geprägten Quartieren werden individuelle Wärmepumpen, Speicherheizungen und Kraftwärmekopplungsanlagen mit Wärmespeicher das größte Potential zugeschrieben [Buber2013], wobei letztere durch Nutzung von Abwärme besonders ressourcenschonend betrieben werden können.



Quelle der Zahlenwerte: BDEW, Stand Bestand: 01/2016, Neubau: 04/2016

Abbildung 14: Energieträger für beheizte Wohnungen in Deutschland. [Oschatz2016]

In (Vor)städtischen Quartieren kann über ein mögliches Fernwärmenetz im Sinne der vierten Perspektive eine thermische zusätzlich zur elektrischen Vernetzung in das Energiemanagement eingebunden werden [Vandermeulen2018] und somit noch stärker eine Nutzung der Energie vor Ort gefördert werden. Dabei ist jedoch eine ausreichende Siedlungsdichte und damit abgerufene thermische Energie notwendig, um die Netzverluste zu begrenzen. Bezüglich der Struktur des Fernwärmenetzes gibt es die Möglichkeit eines zentralen Einspeisers und einem unidirektionalen Hauptstrang mit Nebensträngen zu den Gebäuden, wobei Wassertemperaturen größer 60°C gewählt werden, oder bidirektionale Versorgungsstränge mit dezentralen Einspeisern, die mit niedrigeren Temperaturen betrieben werden. Als Weiterentwicklung werden vermaschte thermische Netze beschrieben. In Deutschland werden aktuell (Stand 2016) 20% der Haushalte thermisch über Nah- oder Fernwärmeanschlüsse versorgt, vgl. Abbildung 14. Kombiniert werden kann das Fernwärmenetz zur weiteren Flexibilisierung mit einer zentralen Kraftwärmekopplungsanlage mit Quartierswärmespeicher, welche insbesondere für vorstädtische Quartiere auch als Standalone-Lösung geeignet sind [Plößer2017].

5.3 Power-to-X

In diesem Abschnitt werden weitere Energiesektoren vorgestellt, deren Kopplung mit dem Stromsektor als Power-to-X zusammengefasst wird. Im Einzelnen sind dies Power-to-Gas, Power-to-Liquid und Power-to-Chemicals, wobei auf Quartiersebene nur die beiden erstgenannten relevant sind. Vorteile liegen in den hohen Energiedichten gegenüber Batterien, wodurch auch sehr große

Energiemengen gespeichert werden können, was für das „Windland“ Schleswig-Holstein eine hohe Relevanz hat. Die Herausforderung ist dabei allerdings der geringe Gesamtwirkungsgrad und die Notwendigkeit einer eigenen Infrastruktur.

Grundsätzlich ist bei allen Power-to-X Technologien eine strombasierte Erzeugung aus erneuerbaren Energiequellen für eine ökologische und ökonomische Anwendung notwendig. Wasserstoff eignet sich besonders als Auffangbecken für überschüssig erzeugte Energie aus erneuerbaren Energiequellen, da es am kostengünstigsten hergestellt werden kann [ISI2019]. Der Wasserstoff kann anschließend als Energieträger direkt genutzt werden oder über Brennstoffzellen rückverstromt werden. Auch das Synthetisieren von Kohlenstoffketten (CxHx), z.B. Methan (Gas) oder Methanol (Liquid), ist möglich, um die Energiedichte weiter zu steigern. Die Herstellung von E-Fuels bietet großes Potenzial als Übergangstechnologie in Luftfahrt, Schifffahrt oder Lastverkehr.

Es ist zu überprüfen, inwiefern das vorhandene Gasnetz zur Verteilung von z. B. Wasserstoff genutzt werden kann. Eine Studie des Umweltbundesamts kommt hier zu dem Schluss, dass eine Einspeisung von Wasserstoff oder generell synthetisch erzeugten Gasen grundsätzlich zwar möglich jedoch aus praktischen Gesichtspunkten limitiert ist. Eine dezentrale Versorgungsalternative stellt das Projekt MMH2P vor, in dem ein mobiles, modulares Kleinverteilsystem für Kurzstrecken unter 200 km für die Quartiersanwendung entwickelt wird. Weiterhin müssen die Fragen nach sicherem Transport und Lagerung insbesondere im Falle von Wasserstoff geklärt werden, wie etwa durch Druckluftspeicher.

Eine weitere mögliche Technologie sind Biogas oder Biokraftstoffe, wie die bereits im Einsatz befindlichen E10-Kraftstoffe. Hierbei ist allerdings aus ökologischen Gesichtspunkten zu beachten, dass eine Gewinnung aus Abfallprodukten sinnvoll, eigens dafür genutzte Anbauflächen jedoch in Konkurrenz zur Nahrungsmittelherstellung und Aufforstung stehen und somit fragwürdig sind.

5.4 Fazit

Zusammenfassend kann für die Quartiersebene festgehalten werden, dass eine Kombination der Lösungen Lastverschiebung, Energiespeicher und Sektorenkopplung notwendig ist, um einen effizienten, lokalen Energieausgleich zu gewährleisten (Abbildung 15). Dabei ist allerdings zu beachten, dass ein maximal dezentralisiertes Energiesystem aufgrund des Ungleichgewichts zwischen hoher Energieerzeugung m Norden / Osten und energieintensiver Industrie im Süden / Westen in Deutschland nicht realistisch erscheint. Auch die Power-to-X-Technologien erfordern weitere Möglichkeiten des überregionalen Energieaustauschs (begrenzter Netzausbau sowohl für Übertragungsstrecken (HGÜ) als auch für Umbaumaßnahmen des Gas- und Wärmenetzes), um die Prozesse Energieerzeugung, -verteilung, -speicherung und -nutzung optimal zu koppeln.

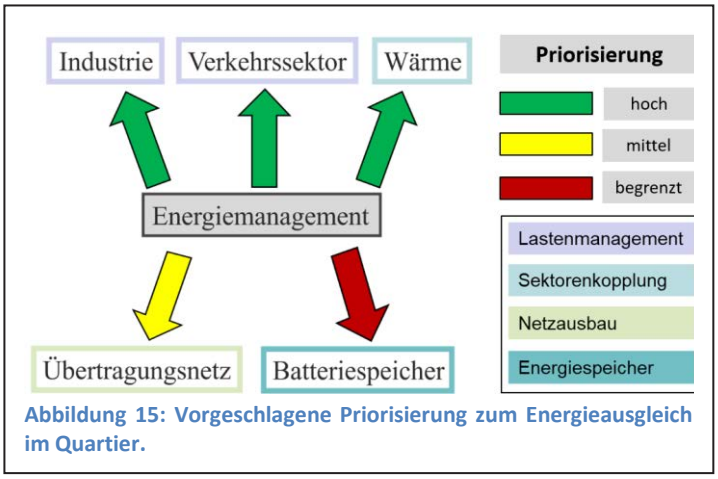


Abbildung 15: Vorgeschlagene Priorisierung zum Energieausgleich im Quartier.

Für die Quartiersebene sind insgesamt die Lastverschiebung, Power-to-Heat und Power-to-Mobility am stärksten zu priorisieren. Diese Technologien sind zukünftig flächendeckend unabhängig von der

Quartiersstruktur verfügbar und weisen – insbesondere Power-to-Heat – als „low-hanging-fruit“ vergleichs-weise geringe Realisierungskosten auf. Elektrische Energiespeicher sollten aufgrund der aktuell noch sehr hohen Investitionskosten nur punktuell zur Netzstützung oder in Extremszenarien (z. B. Inselnetzbetrieb) eingesetzt werden.

Im Aktionsplan Stromnetz [APSN2018] des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie wird in der Doppelstrategie zur Modernisierung der deutschen Stromnetze neben dem Stromnetzausbau die bessere Auslastung der Bestandsnetze unter Nutzung neuer Technologien und Betriebskonzepte genannt. So können vorhandene Kapazitätsreserven gehoben werden und der notwendige Netzausbau kostengünstiger und „leichter” vorangetrieben werden, womit gemeint ist, dass das Stromnetz mit weniger Neukomponenten und mit geringerem Flächenbedarf ausgebaut wird. Zur technischen Optimierung und damit der Schaffung der Möglichkeiten zur Umsetzung auch der oben beschriebenen Konzepte sind einige Kernmaßnahmen identifiziert. Dabei handelt es sich um den Einsatz regelbarer Ortsnetztransformatoren, eine intelligente Steuerung von Leistungsflüssen an der Schnittstelle zu überlagerten Netzebenen, einer gleichmäßigeren Belastung der Netze und einem konsequenten Monitoring des Netzzustandes und der Komponenten in Echtzeit. Mit herkömmlicher Technik sind diese Maßnahmen nicht zu realisieren, dafür müssen neue Technologien und Innovationen erprobt und eingesetzt werden und insbesondere auch die Digitalisierung im Energiesektor vorangetrieben werden. In dieser Studie wird dafür das Konzept des Smart Transformators vorgeschlagen, welcher sowohl die neue Aktorik hinsichtlich der erhöhten Regelbarkeit als auch ein hohes Maß an Digitalisierung und Automatisierung mitbringt.

In dieser Studie wird dafür das Konzept des Smart Transformators vorgeschlagen, welcher sowohl die neue Leistungselektronik-basierte Aktorik hinsichtlich der erhöhten Regelbarkeit als auch ein hohes Maß an Digitalisierung und Automatisierung mitbringt.

6 Smart Transformer

6.1 Konzept und Potenziale

Der Smart Transformator ist ein Leistungselektronik-basierter Transformator, welcher als Energieknoten zur Regelung der Leistungsflüsse an Stelle der herkömmlichen Ortsnetztransformatoren Anwendung findet. Dabei beschreibt das „Smart“ im Smart Transformator, die Verknüpfung aus Leistungselektronik (dieser Part alleinstehend wird im Englischen auch als Solid State Transformator bezeichnet), welche gemäß Abbildung 16 den Aktuator zur Energieflussregelung (rot) darstellt, und einer intelligenten IKT-Infrastruktur (grün) zur weiterentwickelten Netzüberwachung und -regelung. Im dreistufigen Aufbau bietet der Smart Transformator einen Link für AC und DC Infrastruktur sowohl auf der Mittel- als auch auf der Niederspannungsebene. Über die DC-Zwischenkreise ergeben sich effiziente Möglichkeiten zur Integration von Energiespeichern. Zudem stellt der Smart Transformator einen Link zwischen unterschiedlichen Energieträgern (Strom, Gas, Wärme, Wasserstoff) her und dient als Unterstützer für den Aufbau von Ladeinfrastruktur. Somit ertüchtigt der Smart Transformator das elektrische Netz für die zukünftigen Herausforderungen und ermöglicht eine effiziente Anbindung der Quartiersebene mit der Möglichkeit der Bildung eines sektorenübergreifenden Multi-Energie-Quartiers. Der Smart Transformator bietet hier aufgrund seiner modularen Struktur und einer zentralen, auch mit reduziertem Kommunikationsaufwand

durchführbaren Leistungsflussregelung eine Lösung mit geringerer Anzahl an Wandlerstufen und damit einer im Gesamtsystem reduzierten Grundfläche.

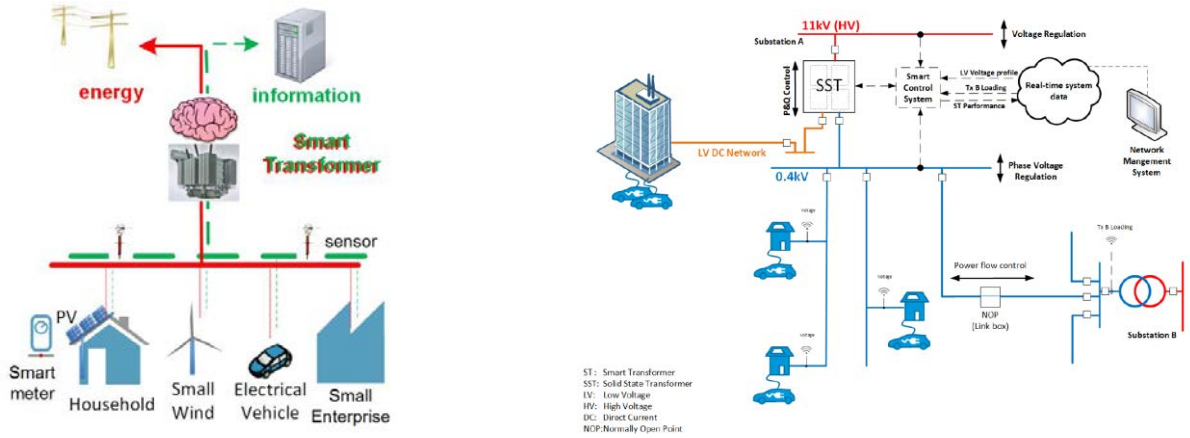


Abbildung 16: Konzept des Smart Transformers. [LVE]

Das Projekt LV Engine von Scottish Power Energy Networks untersucht den Feldbetrieb von Smart Transformatoren als Ortsnetztransformator in Schottland. Als Funktionalitäten, die der Smart Transformer erbringen kann, werden die Spannungsregelung, die Leistungsflussregelung (unabhängig Wirk- und Blindleistung), das Filtern von Netzoberschwingungen sowie die Schaffung von DC-Anschlusspunkten betrachtet. Damit ermöglicht der Smart Transformator auf der Quartiersebene einen Betrieb als aktives Verteilnetz, also einen intelligenten Netzbetrieb der nach einem dezentralen bottom-up-Prinzip gesteuert wird. So kann – ohne zusätzlichen Netzausbau (Kabel, Transformatoren) – die Kapazität des Verteilnetzes für die Integration zukünftiger CO2-Emission-freier Erneuerbaren Energien und elektrischer Lasten (wie Elektrofahrzeugen) signifikant gesteigert werden. Der Einsatz des Smart Transformators erhöht die Flexibilität und Anpassungsfähigkeit des Verteilnetzes, um Unsicherheiten in zukünftiger Erzeugung und Verbrauch durch optimale Regelung der Leistungsflüsse auszugleichen. Scottish Power Energy Networks ermittelt aus diesem intelligenten Netzbetrieb mithilfe des Smart Transformators, welcher die vorhandenen Netzbetriebsmittel optimal ausnutzt, ein Marktpotential, Abbildung 17, in Form einer finanziellen Ersparnis von 62 Millionen britischer Pfund bis zum Jahre 2030 und 528 Millionen britischer Pfund bis zum Jahre 2050 bei einer Durchdringung von 16% der Smart Transformatoren an Stelle der konventionellen Ortsnetztransformatoren in Großbritannien. Die Schaffung von DC-Netzen mit Hilfe des Smart Transformators führt entsprechend der Studienergebnisse zu zusätzlichen 100 Millionen britischer Pfund Ersparnis in Form vermiedener Netzverluste im E-Mobilitätssektor jährlich ab dem Jahre 2040.

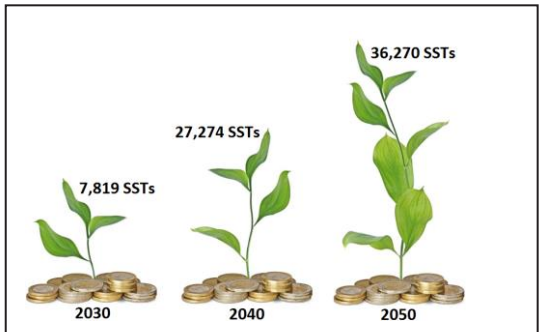


Abbildung 17: Erwartetes Marktwachstum des Smart Transformers im LV Engine Projekt. [LVE]

6.2 Vermaschte Netze

Durch die flexiblen Anschlusspunkte sowohl in AC als auch in DC und die erweiterte Steuerbarkeit ermöglicht der Smart Transformer einen hybriden und dynamisch vermaschten Netzbetrieb. Der Smart

Transformer kann flexibel einen netzfolgenden Betrieb mit der Regelung der Leistung oder einen netzbildenden Betrieb, wie er für ein Mikronetz notwendig ist, mit der Regelung der Netzspannung ermöglichen. In Abbildung 18 sind die möglichen Konfigurationen für eine Vermaschung auf der Quartiersebene dargestellt. Die erste Option ist eine Vermaschung nur auf der Niederspannungs-AC-Seite, wo Normally Open Points (NOP) geschlossen werden können, um mehrere Niederspannungszuleitungen entweder an der Busbar (orange) oder am Ende der Zuleitung (rot) zu einem Ring zu schließen und so flexiblere Wege der Leistungsverteilung zu erschließen. Dabei kann durch die Nutzung des Smart Transformers auf weitere Umrichter zur Vermaschung verzichtet werden. Weiterhin kann der Niederspannungszwischenkreis des Smart Transformators geöffnet werden und mit einer DC-Zuleitung (grün) können z.B. Anlagen für Erneuerbare Energien, Elektrolyse-Anlagen oder Batteriespeicher effizient angebunden werden. Bei gleichzeitiger AC-Netzanbindung der EE-Anlagen kann über deren Wechselrichter ein zusätzlicher Versorgungspfad des Quartiersnetzes geschaffen werden.

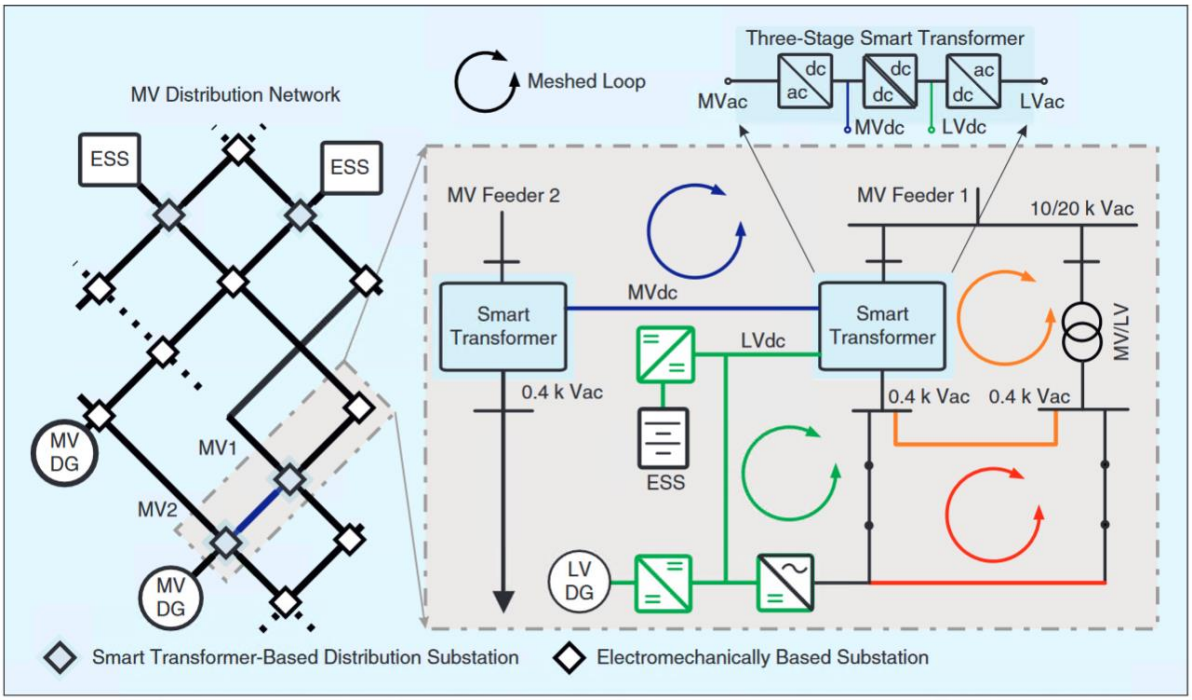


Abbildung 18: Vermaschung von Smart Transformern. [Zhu2020]

Auf der Quartiersebene sind zukünftig vermehrt elektrische Lasten am Ende der Zuleitungen (Elektrofahrzeuge, elektrische Heizungen) zu erwarten, wodurch es zu Spannungsbandverletzungen in den Zuleitungen, sowie verhältnismäßig großen Netzverlusten kommen kann. Eine dynamische Vermaschung des Netzes mit Hilfe des Smart Transformators bringt im Normalbetrieb zwei grundsätzliche Vorteile mit sich. Zum einen kann durch die flexiblere Leistungsbereitstellung dynamisch auf die Spannungsbandverletzungen (s. Abbildung 20) oder Restriktionen hinsichtlich der Netzverluste reagiert werden, also die Leistung zum Beispiel über die vermaschte Busbar direkt aus den EE-Anlagen zu den Lasten in der parallelen Zuleitung geführt werden und zum anderen können Leistungsunterschiede auch ohne teure Speicherinstallation ausgeglichen werden. Bezieht man die DC-Zuleitungen mit ein, wird dieser Effekt signifikant verstärkt.

Betrachtet man den Fall eines Ausfalls oder einer Wartung des Transformators an der Schnittstelle zum überlagerten Netz, so bringt der vermaschte Betrieb einen zusätzlichen Vorteil. Über die DC-Zuleitung kann hier – unter Rückgriff auf einen Energiespeicher oder andere Energiequellen (Sektorenkopplung) – ein stabiler, versorgungssicherer Mikronetzbetrieb in beiden Zuleitungen (also auch in der konventionell angeschlossenen) entkoppelt vom Hauptnetz gewährleistet werden (s. Abbildung 19). Möchte man an dieser Stelle auf den Energiespeicher verzichten, so ist auch eine Vermaschung über die Kopplung zweier Smart Transformatoren denkbar (blau in Abbildung 18). Hier würde eine DC-Zuleitung die Mittelspannungszwischenkreise zweier Smart Transformatoren koppeln und (kritische) Lasten in der defekten Zuleitung könnten aus einem anderen Quartier mitversorgt werden. Ein weiterer Anwendungsfall des Smart Transformer ergibt sich aus der Möglichkeit eines dezentralen Schwarzstarts. Sollte der unwahrscheinliche Fall eines Ausfalls eines großen Teils des Hauptnetzes eintreten, so kann der Smart Transformer unter Rückgriff auf die angeschlossenen Energiespeicher und EE-Anlagen einen dezentralen Schwarzstart des Hauptnetzes ausgehend von der Quartiersebene unterstützen.

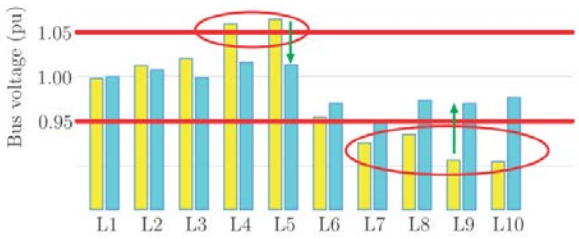


Abbildung 20: Spannungshaltung mit Hilfe des Smart Transformers. [Zhu2020]

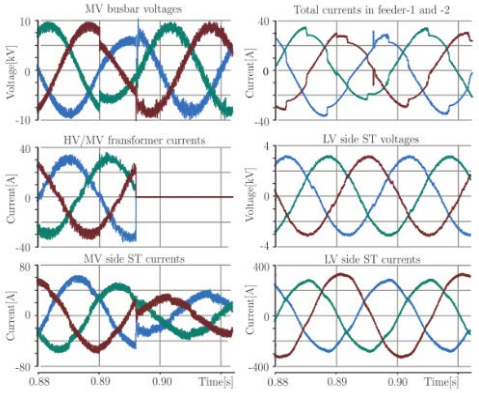


Abbildung 19: Smart Transformer im Fehlerfall. [Zhu2020]

6.3 Speicherintegration

Im Vergleich zu einem klassischen Transformator ist ein Smart Transformator komplett steuerbar, da er komplett auf Leistungselektronik basiert. Der Smart Transformer erreicht nicht nur die Anpassung des Spannungsniveaus zwischen Mittel- und Niederspannungsnetz, sondern verfügt gleichzeitig über eine Gleichspannungs-konnektivität, vgl. Abbildung 21. Diese Gleichspannungskonnektivität ist zweifach vorhanden, auf Nieder- und Mittelspannungsebene [Gao2019]. Der Smart Transformer ist also perfekt zur Schaffung von DC-Netzen geeignet. Mit Hilfe von DC-Netzen können Gleichspannungssysteme ohne zusätzliche DC-AC-Stufe ins Netz integriert werden, womit Kosten und Volumen eingespart werden können. Dies betrifft beispielsweise Batteriesysteme, die Ladeinfrastruktur, Photovoltaik-Systeme und Brennstoffzellen. Auch Windenergieanlagen können über einen Gleichrichter in den Smart Transformer integriert werden, über den die Anpassung auf 50 Hz Netzspannung automatisch vorgenommen wird. Je nach Leistungsklasse können die genannten Systeme entweder auf Mittel- oder Niederspannungsebene im DC-Netz integriert werden [Gao2018]. Die Schaffung von DC-Netzen

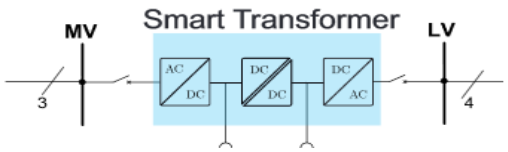


Abbildung 21: Leistungsstufen und Konnektivität des Smart Transformers. [Gao2019]

ermöglicht nicht nur die energieeffiziente Einbindung von Energiespeichern und erneuerbaren Energien, sondern auch die energieeffiziente Energieübertragung über weitere Distanzen, etwa zum Energieausgleich zwischen verschiedenen Regionen.

Der Smart Transformer kann bidirektional betrieben werden und profitiert besonders von seiner hohen Flexibilität gegenüber klassischen Lösungen, auch hinsichtlich seiner Regelbarkeit. Der Leistungsfluss kann flexibel für ein optimales Lastmanagement gesteuert werden, etwa zur Reduzierung von Spitzenleistungen. Zu diesem Zweck können auch die Batteriespeicher von Elektrofahrzeugen verwendet werden, deren Ladezyklen über den Smart Transformer intelligent gesteuert werden können. Elektrofahrzeugen können gezielt zur Einspeisung von Blind-/Wirkleistung genutzt werden und Spannungs-/Frequenzstörungen gezielt kompensieren. Die Blindleistungsflüsse zwischen MS- und NS-Netzwerken sind dabei vollständig entkoppelt [Gao2018].

Weiterführende internationale Sichtbarkeit und Bedeutung gewinnt der Smart Transformator aktuell durch die Gründung einer CIGRE Arbeitsgruppe mit dem Ziel einer Standardisierung sowohl der Komponenten als auch der notwendigen Funktionalitäten und der Definition einheitlicher Netzanschlussbedingungen.

7 Zusammenfassung

Die vorliegende Studie im Auftrag der EKSH beschäftigte sich mit der Untersuchung der Potenziale zur Integration von Energiespeichern und Sektorenkopplung mit einem starken Fokus auf die Quartiersebene. Die Netzstruktur in Schleswig-Holstein wurde in Kapitel 2 analysiert, die hohen Herausforderungen zum Ausgleich der Energiebedarfe aufgezeigt und die allgemeinen Vorteile zur Schaffung von DC-Netzen herausgestellt. Wichtige Konzepte zur dezentralen Integration und einem verbesserten Netzmanagement wurden in Kapitel 3 detailliert beschrieben, darunter die Potenziale des Lastmanagements, virtueller Kraftwerke, digitaler Umspannwerke und Mikronetzen für einen optimierten Betrieb. Anknüpfend daran wurde in Kapitel 4 die Integration von elektrischen Speichern im Netz motiviert, um auf Änderungen im Netz flexibel reagieren zu können, wobei dem schnell wachsenden E-Mobilitätssektors eine Schlüsselrolle zugerechnet wird. In Kapitel 5 wurden die weitreichenden Möglichkeiten der Sektorenkopplung herausgearbeitet, insbesondere zur Wandlung elektrischer Energie in Wärme und in chemischen Speichern, mit dem Potenzial, große Energiemengen zu puffern und Nullenergiequartiere zu ermöglichen. Als ein Schlüsselfaktor zur Realisierung aller beschriebener Konzepte wurde schließlich der Smart Transformer in Kapitel 6 beschrieben, der sich unkompliziert in bestehende Netze integrieren lässt und weitrechende Vorteile gegenüber etablierten Konzepten zur Schaffung effizienter und intelligenter Multienergienetze mit sich bringt, wie in Abbildung 22 zusammengefasst.

Techn. Innovation	Motivation	Potenzial Smart Transformer
Schaffung von DC-Netzen	Weniger Leistungsstufen, geringere Verluste bei Wandlung und Übertragung	Konnektivität auf Nieder- und Mittelspannungsebene
Dezentrale Netzintegration	Erzeugung, Verbrauch und Speicherung im Idealfall im Quartier, ökonomische Auslegung, geringe Verluste	Zentrale Steuereinheit durch den Smart Transformer, weniger Einheiten, weniger Regelungs- und Kommunikationsaufwand

Integration Batteriespeicher	Kompensierung von Energieausgleichsbedarfen, Netzstützung, z.B. in Fehlerfällen	Smart Transformer verfügt über DC-Konnektivität, Batteriespeicher können dort einfach eingebunden werden oder sogar in den Bausteinen des Smart Transformers integriert werden
Sektorenkopplung	Umwandlung sehr hoher Energiemengen möglich, Potenzial eines Nullenergie-quartiers	Einbindung durch DC-Konnektivität auch hier vereinfacht, zentrale Steuereinheit durch den Smart Transformer

Abbildung 22: Zusammenfassung technologischer Innovationen und deren Potenziale mit Hilfe des Smart Transformers.

Wie zur Integration von Batteriespeichersystemen kann der Smart Transformer auch zur Steuerung von Multienergiequartieren effektiv eingesetzt werden. Ein solches Multienergiequartier ist exemplarisch in Abbildung 23 gezeigt. Die Stromerzeugung erfolgt aus erneuerbaren Energien, wie Wind- und Solarenergie. Überschüssige Energie wird über Elektrolyse in Wasserstoff gespeichert, der im Mobilitätssektor und zum Heizen nutzbar gemacht werden kann. Es treten also nicht nur Energieflüsse durch den Transport elektrischer Leistungen statt, sondern auch durch Transport von Wärme und Wasserstoff (Sektorenkopplung). Mit Hilfe des Smart Transformers können solche Systeme vereinfacht in das System eingebunden werden und die Energieflüsse zentral gesteuert werden. Der Smart Transformer schafft somit die ideale Umgebung, um eine Vielzahl von Systemen in einem großen Gesamtsystem einzubinden und begrenzt sowohl die Anzahl der Leistungsstufen als auch den Kommunikationsaufwand zwischen den Einheiten. In dem betrachteten System kann der Einsatz von Batteriespeichern begrenzt werden, um Rohstoffe und Kosten zu sparen. Gleichzeitig wird mit Hilfe von Sektorenkopplung die Schaffung von Nullenergiequartieren möglich.

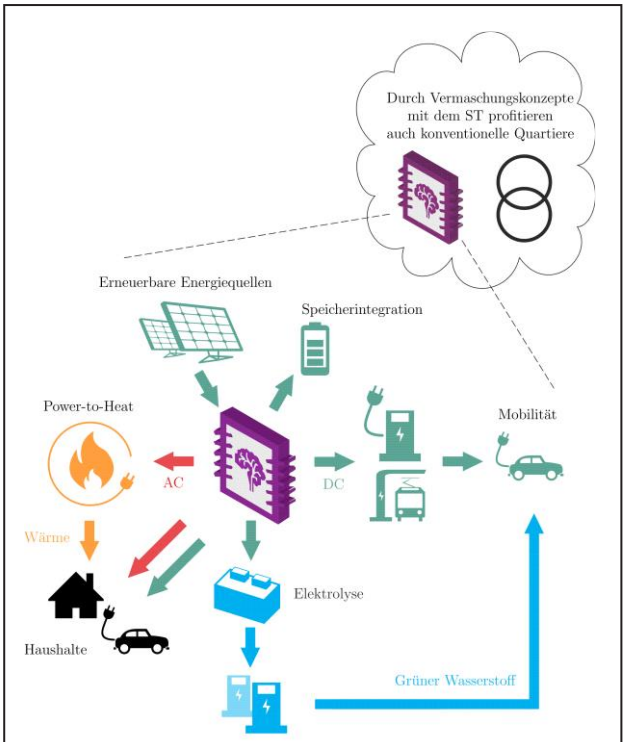


Abbildung 23: Smart Transformer als Enabler im Multienergiequartier.

Der Smart Transformator nimmt folglich eine Schlüsselrolle in der dezentralen Energiewende ein. Dabei ist es nicht notwendig sämtliche Ortsnetztransformatoren „smart" zu ersetzen, da auch angrenzende, konventionelle Quartiere durch einen koordinierten Betrieb vom Smart Transformtor hinsichtlich der Steuerbarkeit und Ausfallsicherheit profitieren. Die Quartiersebene kann somit auch mit begrenztem Aufwand in ein nachhaltiges, aktives Energiesystem eingebunden werden. Zukünftig ist dafür eine Standardisierung sowohl der Komponenten als auch des Netzanschlusses des Smart Transformators und der Interaktion mit anderen Akteuren im Gesamtbetrieb des Energiesystems notwendig.

8 Literatur

Im Einzelnen wurde für die Grundlagen der erhaltenen Ergebnisse folgende Referenzen verwendet:

[Aliabadi2018] S. F. Aliabadi, S. A. Taher and M. Shahidehpour, "Smart deregulated grid frequency control in presence of renewable energy resources by evs charging control", IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 9, no. 2, pp. 1073-1085, March 2018.

[APSN2018] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Aktionsplan Stromnetz, 2018, https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/A/aktionsplanstromnetz.pdf?__blob=publicationFile&v=10.

[BAES2017] Beier, Carsten; Bretschneider, Peter (2017): Bedarfsanalyse Energiespeicher 2 – Auswirkungen der räumlichen Verteilung von Anlagen zur Stromerzeugung und Bewertung von Energieausgleichtechnologien. Abschlussbericht. Fraunhofer UMSICHT; Fraunhofer IOSB/AST. Obernhausen/Ilmenau (FKZ: 03ET4016).

https://www.umsicht.fraunhofer.de/content/dam/umsicht/de/dokumente/publikationen/2017/bedarfsanalyse-energiespeicher-abschlussbericht.pdf

[BAUM2013] L. Karg, A. von Jagwitz, G. Baumgartner, M. Wedler und K. Kleine-Hegermann (2013): Lastverschiebungspotenziale in kleinen und mittleren Unternehmen und Erfolgsfaktoren zur Hebung dieser Potenziale, B.A.U.M. Consult GmbH in Zusammenarbeit mit der Salzburg AG, München.

[Buber2013] T. Buber, S. von Roon, A. Gruber and J. Conrad, "Demand Response potential of electrical heat pumps and electric storage heaters," IECON 2013 - 39th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society, Vienna, 2013, pp. 8028-8032.

[Capros2014] P. Capros, A. De Vita, N. Tasios et al., EU energy, transport and GHG emissions: Trends to 2050. Luxembourg: Publications Office of the European Union, 2014.

[Connolly2016] D. Connolly, H. Lund, and B. V. Mathiesen, “Smart Energy Europe: The technical and economic impact of one potential 100% renewable energy scenario for the European Union,” Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 60, pp. 1634–1653, 2016.

[DENA2011] A.-Cl. Agricola: Demand Side Management (DSM) in Deutschland – Potenziale und Märkte, Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), 27.09.2011, Berlin

[EHIGH] https://www.ingenieur.de/technik/fachbereiche/e-mobilitaet/erster-e-highway-in-betrieb-hybrid-lkw-rollen-ueber-die-a5/ [abgerufen: 18.01.2021]

[ENPV2018] Grüttner, Frank (2018): Energiespeicher und deren Netzintegration in der Planungsregion Vorpommern. Dr.-Ing. Grüttner Energie Umwelt Strategie UG; Innovations- und Bildungszentrum, Hohen Luckow. Greifswald.

http://app-rpv.de/rpv-vorpommern/wp-content/uploads/sites/2/2018/04/Gutachten_Energiespeicher_Endbericht_Mrz2018.pdf

[ESQUIRE] „Energiespeicherdienste für smarte Quartiere.“ [Online] https://www.strommarkttreffen.org/2019-05-10_Knoefel_Energiespeicherdienste_fuer_Smarte_Quartiere.pdf [abgerufen: 18.01.2021]

[EUG2019] “The European Commission’s priorities,” 2019. [Online]. https://ec.europa.eu/info/strategy_en [abgerufen: 18.01.2021].

[Fang2018] J. Fang, Y. Tang, H. Li and X. Li, "A Battery/Ultracapacitor Hybrid Energy Storage System for Implementing the Power Management of Virtual Synchronous Generators," in IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 33, no. 4, pp. 2820-2824, April 2018, doi: 10.1109/TPEL.2017.2759256 .

[Gao2019] X. Gao, G. De Carne, R. Zhu, M. Andresen and M. Liserre, "Mitigation of Disturbances by Means of Smart Transformer-based Storage Systems," 2019 IEEE 13th International Conference on Compatibility, Power Electronics and Power Engineering (CPE-POWERENG), Sonderborg, Denmark, 2019, pp. 1-6, doi: 10.1109/CPE.2019.8862354.

[Gao2019b] X. Gao, G. De Carne, M. Langwasser and M. Liserre, "Online Load Control in Medium Voltage Grid by Means of Reactive Power Modification of Fast Charging Station," 2019 IEEE Milan PowerTech, Milan, Italy, 2019, pp. 1-6, doi: 10.1109/PTC.2019.8810407.

[Gao2018] X. Gao, F. Sossan, K. Christakou, M. Paolone and M. Liserre, "Concurrent Voltage Control and Dispatch of Active Distribution Networks by Means of Smart Transformer and Storage," in IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol. 65, no. 8, pp. 6657-6666, Aug. 2018, doi: 10.1109/TIE.2017.2772181.

[Hafez2018] O. Hafez and K. Bhattacharya, "Integrating ev charging stations as smart loads for demand response provisions in distribution systems", IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 9, no. 2, pp. 1096-1106, March 2018.

[Hajizadeh2010] A. Hajizadeh, M. A. Golkar and A. Feliachi, "Voltage Control and Active Power Management of Hybrid Fuel-Cell/Energy-Storage Power Conversion System Under Unbalanced Voltage Sag Conditions," in IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 25, no. 4, pp. 1195-1208, Dec. 2010, doi: 10.1109/TEC.2010.2062516.

[ISI2019] Martin Wietschel et al., Integration erneuerbarer Energien durch Sektorkopplung: Analyse zu technischen Sektorkopplungsoptionen, Abschlussbericht, 2019.

[KIEL] „KielFlex.“ [Online] https://kielflex.de [abgerufen: 18.01.2021]

[Lee2016] S. Lee et al., "Coordinated Control Algorithm for Distributed Battery Energy Storage Systems for Mitigating Voltage and Frequency Deviations," in IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 7, no. 3, pp. 1713-1722, May 2016, doi: 10.1109/TSG.2015.2429919.

[Lu2015] S. Lu, S. Repo, D. D. Giustina, F. A. Figuerola, A. Löf and M. Pikkarainen, "Real-Time Low Voltage Network Monitoring—ICT Architecture and Field Test Experience," in IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 6, no. 4, pp. 2002-2012, July 2015.

[LVE] Smart Transformer Technical Specifications, LV Engine, 2018.

[Lyu2018] X. Lyu, Z. Xu, J. Zhao and K. P. Wong, "Advanced frequency support strategy of photovoltaic system considering changing working conditions," in IET Generation, Transmission & Distribution, vol. 12, no. 2, pp. 363-370, 30 1 2018, doi: 10.1049/iet-gtd.2017.0700.

[Mancarella2014] P. Mancarella, “MES (multi-energy systems): An overview of concepts and evaluation models,” Energy, vol. 65, pp. 1–17, 2014.

[MFNE2018] Vennegeerts, Hendrik; Tran, Jacob; Rudolph, Felix; Pfeifer, Pascal (2018): Metastudie Forschungsüberblick Netzintegration Elektromobilität. FGH e.V. Aachen.

[MMH2P] „Development of a Mobile Storage System Including ENMS.” https://www.hypos-eastgermany.de/en/the-goals-of-the-project/hypos-projects/transportation-and-storage/mmh2p/ [abgerufen: 18.01.2021]

[Namor2016] E. Namor, D. Torregrossa, F. Sossan, R. Cherkaoui and M. Paolone, "Assessment of battery ageing and implementation of an ageing aware control strategy for a load leveling application of a lithium titanate battery energy storage system", Proc. IEEE 17th Workshop Control Model. Power Electron., pp. 1-6, Jun. 2016.

[NES2018] Rettberg, Jan Fritz (2018): Netzintegration von Energiespeichern. Präsentation. TU Dortmund.

https://www.german-energy-solutions.de/GES/Redaktion/DE/Publikationen/Praesentationen/2015/2015-11-18-iv-usa-speicher-03-tu-dortmund.pdf?__blob=publicationFile&v=8

[Oschatz2016] B. Oschatz, B. Winiewska, B. Mailach und A. Pfnür, Dezentrale vs. zentrale Wärmeversorgung im deutschen Wärmemarkt - Vergleichende Studie aus energetischer und ökonomischer Sicht, Darmstadt, 2016.

[Parikh2013] P. P. Parikh, T. S. Sidhu and A. Shami, "A Comprehensive Investigation of Wireless LAN for IEC 61850–Based Smart Distribution Substation Applications," in IEEE Transactions on Industrial Informatics, vol. 9, no. 3, pp. 1466-1476, Aug. 2013.

[Pudjianto2007] D. Pudjianto, C. Ramsay and G. Strbac, "Virtual power plant and system integration of distributed energy resources," in *IET Renewable Power Generation*, vol. 1, no. 1, pp. 10-16, March 2007.

[Plößer2017] T. Plößer, D. Maihöfner and J. Hanson, "Integration of a thermal energy storage as a dynamic load into the electrical grid of an urban quarter," in CIRED - Open Access Proceedings Journal, vol. 2017, no. 1, pp. 1841-1844, 10 2017.

[PVM] „RES nimmt Zehn-Megawatt-Batteriespeicher in Betrieb.“ [Online] https://www.pv-magazine.de/2019/04/30/res-nimmt-zehn-megawatt-batteriespeicher-in-betrieb/ [abgerufen: 18.01.2021]

[Ruiz2009] N. Ruiz, I. Cobelo and J. Oyarzabal, "A Direct Load Control Model for Virtual Power Plant Management," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 24, no. 2, pp. 959-966, May 2009.

[SAHS2019] https://www.statistik-nord.de/fileadmin/Dokumente/Presseinformationen/SI19_165.pdf

[SCHA2011] Schaller, F.; Beyer ,D.; Dr. Bretschneider, P. (2011). Anforderung Der E-Mobilität an Elektrische Versorgungsnetze. Fraunhofer-Institut für Optronik Systemtechnik und Bildauswertung -Institutsteil Angewandte Systemtechnik -Fraunhofer IOSB-AST.

[SES] “Smart Energy System.” [Online]. https://smartenergysystems.eu/ [Abgerufen: 18.01.2021].

[Sterner2020] M. Sterner et al., Ohne Speicher, Wasserstoff und Power-to-X keine Dekarbonisierung von Verkehr und Industrie - Möglichkeiten und Notwendigkeit der integrierten Sektorenkopplung, 18. CIGRE/CIRED – Informationsveranstaltung, 2020.

[Stötzer2012] M. Stötzer, P. Gronstedt, Z. Styczynski, B. M. Buchholz, W. Glaunsinger and K. V. Suslov, "Demand side integration — A potential analysis for the German power system," 2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting, San Diego, CA, 2012, pp. 1-8

[UBA] „Energieverbrauch nach Energieträgern und Sektoren.“ [Online] https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/energieverbrauch-nach-energietraegern-sektoren [abgerufen: 18.01.2021]

[Vandermeulen2018] A. Vandermeulen, B. van der Heijde, L. Helsen, Controlling district heating and cooling networks to unlock flexibility: A review, Energy, Volume 151, 2018, Pages 103-115.

[VDEETG2015] ETG Task Force Grundsätzliche Auslegung neuer Netze, Der zellulare Ansatz: Grundlage einer erfolgreichen, regionenübergreifenden Energiewende. VDE ETG Energietechnik, 2015.

[Wang2015] L. Wang, D. H. Liang, A. F. Crossland, P. C. Taylor, D. Jones and N. S. Wade, "Coordination of Multiple Energy Storage Units in a Low-Voltage Distribution Network," in IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 6, no. 6, pp. 2906-2918, Nov. 2015, doi: 10.1109/TSG.2015.2452579.

[Zhu2020] R. Zhu, M. Liserre, M. Langwasser and C. Kumar, "Operation and Control of Smart Transformer in Meshed and Hybrid Grids," in IEEE Industrial Electronics Magazine, doi: 10.1109/MIE.2020.3005357.

FACHHOCHSCHULE KIEL
Hochschule für Angewandte Wissenschaften

TECHNISCHE LÖSUNGEN UND POTENZIALE ZUR ABSTIMMUNG VON ENERGIEERZEUGUNG UND -VERBRAUCH AUF QUARTIERSEBENE

Prof. Dr. Andreas Luczak

Kurzstudie im Rahmen eines hochschulübergreifenden Forschungsprojekts mit insgesamt sieben Studien in unterschiedlichen Disziplinen zum Thema „Digitalisierung der Energiewende – Intelligente und effiziente Vernetzung von Energieerzeugern und -verbrauchern auf Quartiersebene.

Gefördert von der gemeinnützigen Gesellschaft für Energie und Klimaschutz Schleswig-Holstein GmbH (www.eksh.org)

Datum der Fertigstellung: 16. Oktober 2020

Kontakt
Prof. Dr. Andreas Luczak
Fachhochschule Kiel
Institut für Physik und Allgemeine Elektrotechnik
T 0431210-4157
andreas.luczak@fh-kiel.de

5

1. Fragestellung

Im Zuge der Energiewende ist damit zu rechnen, dass es nicht nur im Hoch- und Mittelspannungsnetz, sondern auch im Niederspannungsnetz zu Netzengpässen kommt. Diese Kurzstudie erläutert die grundsätzlichen Mechanismen von Netzengpässen und mögliche Maßnahmen, diese zu verhindern. Schwerpunkt hierbei liegt in der Beschreibung, welche technische Lösungen und Potenziale existieren, die Erzeugung und den Verbrauch auf Quartiersebene stärker aufeinander abzustimmen. Ein Quartier besteht üblicherweise aus mindestens zwei zusammenhängenden bebauten Grundstücken. Ein Quartier kann ein ganzes Dorf umfassen, ist in der Regel aber kleiner als ein Stadtteil. Es gibt zwar keine exakte Definition eines Quartiers, die Ergebnisse dieser Studie gelten jedoch unabhängig von der jeweiligen Definition des Quartiers.

2. Ausgangslage

2.1. Grundprinzip eines klimaneutralen Energiesystems

Die EU und die Bundesregierung haben beschlossen, die Treibhausgasemissionen bis spätestens 2050 auf null zu senken. Die einzige erneuerbare Energieerzeugung, die nachhaltig in Deutschland in dem dafür notwendigen Maßstab ausbaubar ist, ist die Stromerzeugung mittels Windkraft (Potenzial Onshore: 1.190 GW [1], Potenzial Offshore: 57 GW [2]) und PV-Anlagen (Potenzial: 2.800 GW [3]).

Neben den aktuellen Stromverbrauchern muss auch die Energie für die Sektoren Wärme und Mobilität strombasiert bereitgestellt werden, wo die Energiebereitstellung aktuell vor allem in Form von Erdgas und Heizöl, Benzin, Diesel und Kerosin erfolgt (= Sektorkopplung). Dazu gibt es zwei prinzipielle Ansätze:

a) Direkte Nutzung des Wind- und PV-Stroms.

Im Wärmesektor kann dies durch elektrische Direktheizungen und Wärmepumpen (Wärmepumpen) erfolgen, im Mobilitätssektor bedeutet dies den Ausbau der Elektromobilität.

Vorteil: Hohe Effizienz, so dass der Strombedarf in diesem Szenario von aktuell 500 TWh nur auf 1300 TWh ansteigen würde [4].

Nachteil: Die von den Endverbrauchern genutzten Technologien ändern sich erheblich und sind tendenziell teurer als vorher (z.B. Verbrennerfahrzeug/Elektroauto oder Gasbrenner/Wärmepumpen), was deren Akzeptanz verringert. Außerdem steigt die von den Endverbrauchern nachgefragte elektrische Leistung erheblich an, was zu einem erheblichen Ausbaubedarf des Niederspannungsnetzes führt.

b) Erzeugung von künstlichen Brenn- und Treibstoffen auf Basis der Wasserstoffelektrolyse unter Nutzung entsprechender Mengen von Wind- und PV-Strom.

Vorteil: Die Endverbraucher können die bisherigen Technologien Verbrennungsmotor und Heizungsbrenner weiter nutzen und die vorhandene Endverbraucher-Infrastruktur (Strom-, Gasnetz, Tankstellen) muss nicht wesentlich ausgebaut werden.

Nachteil: Hohe Umwandlungsverluste, so dass der Strombedarf in diesem Szenario von aktuell 500 kWTWh auf 3000 TWh ansteigen würde [4]. Damit steigt entsprechend der notwendige Ausbau von Wind- und PV-Energie erheblich an, was einen erheblichen Flächenbedarf und hohe Kosten der Energiewende bedeutet.

In der Realität wird sich sicherlich eine gewisse Kombination aus a) und b) einstellen. Bild 1 zeigt, wie ein sich daraus ergebender Zeitverlauf der deutschlandweiten Stromerzeugung und des Stromverbrauchs aussehen könnte.

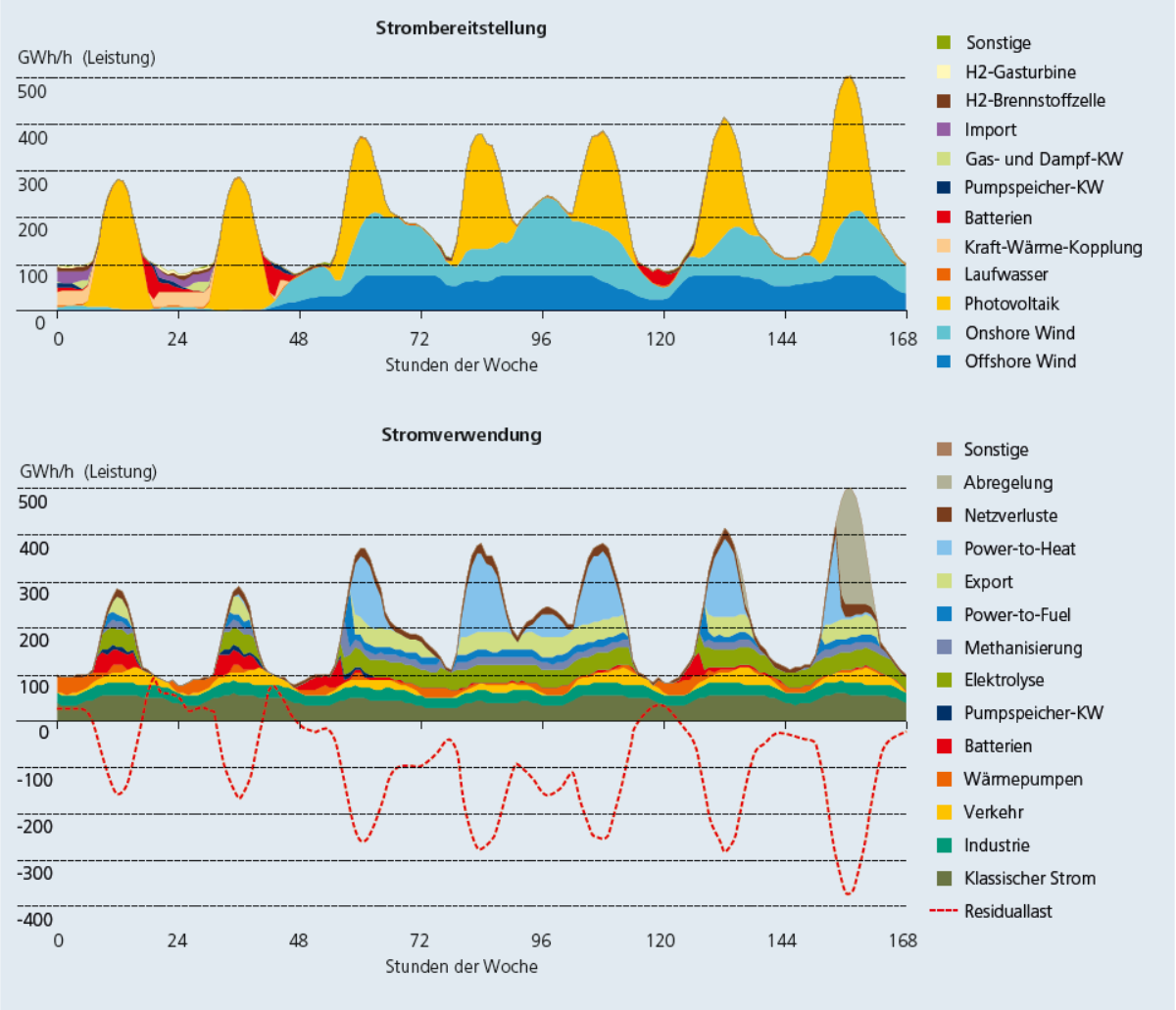


Bild 1: Beispielhaftes Profil der Strombereitstellung und –verwendung in einem nahezu CO2-neutralen Szenario (Quelle: [5]).

Die obere Kurve zeigt dabei den zeitlichen Verlauf der Strombereitstellung, welche aufgrund der fluktuierenden Strahlungs- und Wind-Ressourcen extrem stark schwankt.

Die rot gestrichelte Kurve in der unteren Grafik ist die Differenz aus nicht verschiebbarem Stromverbrauch (im Wesentlichen die aktuellen Stromverbraucher) und nicht regelbarer Stromerzeugung (im Wesentlichen Wind- und PV-Energie).

Die relativ seltenen Fälle, in denen die Differenz positiv ist, also ein Defizit der Wind- und PV-Erzeugung besteht (= Dunkelflaute), in denen der Leistungsbedarf nicht direkt aus der Wind- und PV-Energie gedeckt werden kann, müssen durch regelbare Energieerzeugung wie z.B. Batteriespeicher, mit grünem Wasserstoff/Erdgas betriebenen Gas- und Dampfkraftwerken oder Brennstoffzellen sowie Stromimport aus benachbarten Ländern überbrückt werden.

Meistens jedoch ist die Differenz positiv, was bedeutet, dass große Mengen des Erzeugungsüberschusses durch regelbare Lasten, wie Power-to-Heat (direkt oder in Form von Wärmepumpen), Elektrolyse oder die Ladung von Batteriespeichern genutzt bzw. in Nachbarländer exportiert werden können.

Sind alle Nutzungsmöglichkeiten des Überschusses auf Basis der vorhandenen Infrastruktur ausgeschöpft, bleibt als letzte Option die Abregelung der Wind- und PV-Energie (ab ca. Stunde 156). Einen gewissen Teil abzuregeln, ist dabei wirtschaftlicher, als die relativ teure Speicher- und Netzinfrastruktur so groß auszulegen, dass überhaupt keine Abregelung mehr notwendig ist.

Eine möglichst gute Vernetzung innerhalb des europäischen Verbundnetzes und auch zwischen dem europäischen Verbundnetz und den daran angrenzenden Verbundnetzen kann dazu beitragen, den zukünftigen Bedarf an Speicherung/Abregelung erheblich zu verringern.

Da auf bundesdeutscher Ebene unter Einrechnung der Export-Kapazitäten jedoch momentan noch so gut wie nie Überschüsse bestehen, ist dies auch nicht der Grund der aktuellen Abregelungen von Ökostrom in Deutschland. Dies zeigt sich auch daran, dass selbst an windigen Tagen zur Mittagszeit in Deutschland zusätzlich zu Wind/PV noch mindestens etwa 20 GW aus fossilen und Biomasse-Kraftwerken erzeugt werden [6]. Grund für die aktuelle Abregelung von Ökostrom ist also nicht, dass es dafür keine Abnehmer gäbe, sondern dass er aufgrund einer temporäre Überlastung der aktuellen Netzinfrastruktur nicht immer zu den Abnehmern transportiert werden kann und die konventionellen Kraftwerke nicht flexibel genug heruntergefahren werden können.

2.2. Erheblicher Bedarf an Ausbau der Netzinfrastruktur

Die vorhandene Netzinfrastruktur ist noch weitgehend auf den aktuellen Strombedarf von etwa 600 TWh und einer Erzeugung durch regelbare Kraftwerke ausgelegt. Die Sektorkopplung führt jedoch bei einer nahezu vollständigen Dekarbonisierung des Energiesystems zu einer erheblichen Erhöhung des durch die Netzinfrastruktur zu übertragenden Strombedarfes um mindestens das Doppelte.

Hinzu kommt, dass die Volllaststundenzahlen der EE-Anlagen nur bei etwa 900 (PV), 1700 (Onshore-Windanlagen) bzw. 3000 (Offshore-Windanlagen) liegen. Deshalb ist die installierte und damit maximal zu übertragende Leistung von PV- und Windanlagen gemessen an der erzeugten Energie um ein Vielfaches höher als bei fossilen Grundlast-Kraftwerken mit einer Volllaststundenzahl von mehr als 8000.

In Summe müsste die von der Netzinfrastruktur von der Erzeugung zu den Verbrauchern zu transportierende elektrische Leistung in einem klimaneutralen Energiesystem damit in etwa um einen Faktor fünf bis zehn höher sein als momentan, sofern Abregelungen oder andere Maßnahmen zur Senkung von Erzeugungslastspitzen vermieden werden sollen.

Hinzu kommt, dass die Erzeugung von Ökostrom nicht unbedingt in Regionen erfolgt, in denen ein entsprechender Lastbedarf besteht. Die Kosten der meisten fossilen Kraftwerke sind weitgehend unabhängig vom Standort der Kraftwerke. Deshalb konnte der Standort dieser Kraftwerke in der Vergangenheit so gewählt werden, dass der Netzausbau zur Versorgung der Verbraucher möglichst minimiert wird. Einzige Ausnahme dabei sind die Braunkohlekraftwerke, da der Energieinhalt von Braunkohle so gering ist, dass die spezifischen Transportkosten der Braunkohle so hoch sind, dass die Braunkohlekraftwerke in direkter örtlicher Nähe zu den Braunkohle Tagebau angesiedelt sind. Entsprechend wurde aber auch hier bereits das Netz zur Anbindung dieser Kraftwerke in hinreichendem Maße ausgebaut.

Windkraft- und PV-Anlagen entstanden hingegen bislang vorwiegend dort, wo die entsprechenden Wind- und Strahlungs-Ressourcen besonders hoch sind, unabhängig davon, ob sich dort auch Verbraucher oder leistungsfähige Netze in der Nähe befinden. Dies hat dazu geführt, dass das Verhältnis zwischen erneuerbarer Stromerzeugung und Verbrauch in den einzelnen Bundesländern extrem unterschiedlich ist. 2018 hat z.B. Schleswig-Holstein (SH) 150% Prozent seines aktuellen Strombedarfs aus erneuerbaren Energien erzeugt [7], NRW dagegen nur 18% Prozent [8].

Dies liegt auch daran, dass das EEG lange Zeit keinerlei Anreize gesetzt hat, die Anlagen dort zu errichten, wo die Netzanbindung bereits vorhanden oder zumindest eher günstig zu errichten ist. Erst ab dem EEG 2017 wird der vorhandene Netzausbau insofern berücksichtigt, als dass die Ausschreibungsmenge von der Netzregion abhängt [9].

Deshalb kommt es bereits jetzt, obwohl erst etwa 6 % des Endenergiebedarfs durch Wind- und PV gedeckt werden, zu regionalen Überlastungen der Netzbetriebsmittel und dementsprechend zu Abregelungen, vor allem von Windenergie.

Insgesamt ergibt sich also ein erheblicher Ausbaubedarf der Netzinfrastruktur im Bereich der Hoch- und Mittelspannung, was zum einen zu entsprechenden Kosten und zum anderen, im Falle von überirdischen Leitungen, zu erheblichen Eingriffen in das Landschaftsbild und damit zu Bürgerprotesten und einer entsprechenden Akzeptanzminderung der Energiewende führt.

Die mit der Sektorkopplung wachsende Elektrifizierung von Mobilität und Wärme wird zu einem starken Ausbau des Lastbedarfs durch E-Autos und dem Betrieb von Wärmepumpen führen. Somit ist auch im Niederspannungsnetz ein erheblicher Netzausbaubedarf im Zuge der Energiewende zu erwarten.

3. Netzengpässe im Übertragungsnetz

3.1. Bisherige Maßnahmen: Redispatch, Einspeisemanagement und abschaltbare Lasten

- **Redispatch:** Beim sog. „Redispatch“ wird die Leistung konventioneller Erzeuger ab 10 MW durch den Netzbetreiber zwangsweises hoch- bzw. heruntergefahren, um lokale Netzüberlastungen im Übertragungsnetz zu vermeiden. Die erzeugte Energiemenge bleibt dabei in Summe gleich, wird aber an anderen (Netz-) Orten erbracht. Da sich für die Kraftwerksbetreiber dadurch eine zwangsweise Abweichung von den ursprünglich geplanten Kraftwerks-Fahrplänen ergibt, müssen sie entsprechend der durch den Redispatch entstandenen Kosten oder entgangenen Einnahmen entschädigt werden.
- **Einspeisemanagement:** Auf Basis des europarechtlich gebotenen Einspeisevorrangs von EE-und KWK-Anlagen ist deren Abregelung bisher gesondert als sog. „Einspeisemanagement“ geregelt und nur als allerletzte Maßnahme zulässig. Die dabei zu zahlende Entschädigung entspricht im Wesentlichen der den Betreibern entgangenen Vergütung. Eine Verringerung der Abregelung von Ökostrom führt damit entgegen landläufiger Meinung nicht zu einer Verringerung der Kosten für die Stromkunden in Höhe der dann nicht mehr zu zahlenden Entschädigung, da diese Kosten dann in identischer Höhe als Einspeisevergütung anfallen. Eine Reduktion der Ökostrom-Abregelungen führt „nur“ zu einer Erhöhung der Ökostrommenge. Maßnahmen zur Reduktion von Ökostrom-Abregelungen sind deshalb nur dann sinnvoll, wenn diese günstiger sind, als eine anderweitige Erhöhung der Ökostrommenge oder anderweitig erzielbare vergleichbare Emissionssenkung.
- **Abschaltbare Lasten:** Neben Eingriffen in die Stromerzeugung durch den Netzbetreiber, gibt es für Betreiber von Lasten ab 5 MW die Möglichkeit, diese dem Netzbetreiber gegen eines im Rahmen einer Ausschreibung festgesetzten Entgelts als Abschaltoption zur Verfügung zu stellen (technische Präqualifizierung erforderlich).

Speziell der Ausbau der Windenergie war in einigen Regionen (insbesondere SH) schneller als der damit eigentlich notwendige Netzausbau, was zu einem starken Anwachsen von Redispatch und Einspeisemanagment geführt hat. Aktuell wird etwa 10% der Windenergie in SH abgeregelt, wobei die Abregelungsmenge aufgrund des Fortschritts der Netzausbaumaßnahmen bereits rückläufig ist [10].

3.2. Zukünftige Maßnahmen

- **Dezentralisierung der Energieerzeugung:** Eine Reduktion der Netzengpässe bzw. des Ausbaubedarfes des Übertragungsnetzes kann prinzipiell durch eine stärkere Dezentralisierung der Energieerzeugung erreicht werden. Dabei wird die Standortwahl der EE-Anlagen stärker nach der Nähe zu den Verbrauchern anstatt nach optimaler EE-Ressource ausgerichtet. Dadurch entstehen jedoch zwangsläufig Mehrkosten, da dadurch die spezifischen Erträge abnehmen und aufgrund tendenziell kleinerer Anlagengrößen die spezifischen Anlagenkosten zwangsläufig zunehmen. Einige Modellrechnungen deuten darauf hin, dass dezentrale Systeme in Summe eher teurer als zentrale sind, allerdings vermutlich nur wenige Prozent [11]. Systematische Deutschland- und Europaweite Kostenvergleiche zwischen umfassend dezentralen Szenarien mit

zentralen Szenarien liegen allerdings noch nicht vor, so dass es ungewiss ist, inwieweit eine besondere Förderung der Dezentralität tatsächlich sinnvoll ist.

- **Energiespeicher:** Energiespeicher bieten eine flexible Möglichkeit der Lastverschiebung. Da der Netzengpass in aller Regel darin besteht, dass der produzierte Windstrom nicht zu den Verbrauchern in den Ballungszentren transportiert werden kann, ist eine Speicherung in unmittelbarer Nähe der Erzeugungsanlage (zwischen Erzeugungsanlage und Netzengpass) erforderlich. Aufgrund der großen Energiemengen kommt dabei nur die Speicherung in Form von Wasserstoff und eine zeitversetzte Wiederverstromung in Frage. Dies ist jedoch im Vergleich zur direkten Nutzung von Strom so verlustreich, dass damit nur etwa ein Drittel des abgeregelten Stromes „gerettet“ werden kann.
- **Ausweitung und Optimierung von Redispatch:** Intelligente Steuerung möglichst vieler Erzeuger und Verbraucher/Lasten. Einen ersten Ansatz hierzu hat der Gesetzgeber bereits in der Novelle des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes (NABEG 2.0) definiert. Demnach wird das Redispatch nun auf Erzeugungsanlagen und Speicher ab 100kW sowie sämtliche Erzeugungsanlagen und Speicher, die jederzeit fernsteuerbar sind, ausgeweitet und das Einspeisemanagement von Ökostrom darin integriert. Zur konkreten Umsetzung dieser Maßnahme hat der BDEW das Projekt „Redispatch 2.0“ gestartet [12].
- **Zuschaltung von Lasten:** Befinden sich zwischen der Erzeugung und dem überlasteten Netzbetriebsmittel Lasten, die flexibel ansteuerbar sind, können diese während Abregelungszeiten gezielt erhöht werden, um damit die Abregelungsmenge zu reduzieren. Diese Maßnahme ist zumindest im Netzausbaugebiet bis Ende 2023 bereits zugelassen. Sie ist jedoch eingeschränkt auf KWK-Anlagen ab 500 kW elektrischer Leistung, deren Leistung zugunsten elektrischer Wärmeerzeugung (= Power-to-Heat-Anwendung) durch den Netzbetreiber reduziert werden darf [13].

Das Potenzial, den bisherigen Redispatch im Überragungsnetz durch Flexibilitäten im Verteilnetz zu ergänzen, wurde bereits in mehreren Studien abgeschätzt [14, 15, 16, 17]. Die Studien weisen jedoch einige methodische Schwächen und Lücken auf:

- Es wird nicht berücksichtigt, inwieweit die dezentralen Flexibilitäten überhaupt zu einer Reduktion der jetzigen und zukünftigen Netzengpässe im Übertragungsnetz beitragen. In SH stehen die abgeregelten Windparks in sehr dünn besiedelten Gegenden, in denen es vergleichsweise wenig Verbraucher gibt. Da die Windparks meistens mit einer eigenen MS-Leitung an ein Umspannwerk von MS auf HS angeschlossen sind, und aktuell meistens dieses Umspannwerk bzw. die dort angeschlossene HS-Leitung in Richtung der Ballungsräume speziell Kiel und HH überlastet ist [18], reduziert eine Erhöhung der Last im Verteilnetz der größeren Städte/Ballungsräume die Abregelungen überhaupt nicht, da sich die Verbraucher netztechnisch hinter dem Netzengpass befinden. Erst wenn die Netzausbaumaßnahmen in Richtung der Ballungsräume abgeschlossen sind und der Überschuss in SH so hoch ist, dass Netzengpässe in Regionen jenseits der Ballungsräume (z.B. südlich von HH) entstehen, können diese durch flexible Laststeuerung in den Ballungsräumen/Quartieren reduziert werden.
- Der Einfluss der bereits geplanten Netzausbaumaßnahmen im Übertragungsnetz wird nicht berücksichtigt.
- Die Kosten von Redispatch werden nicht in Relation zu den Kosten von alternativ möglichen Netzausbaumaßnahmen gesetzt.
- Die Entwicklung nach 2030 wird nicht berücksichtigt, obwohl erst dann überhaupt ein massiver Ausbau der Wind- und PV-Energie erfolgt.

Neben den o.g. Optionen zur Lastverschiebung gibt es natürlich alternativ auch die Möglichkeit, so wie bisher, die Netzengpässe durch Netzausbau zu reduzieren oder den Ökostrom stärker abzuregeln und den abgeregelten Strom durch zusätzlichen Bau von Ökostromanlagen zu ersetzen.

Da all diese Optionen von der CO2-Emissionswirkung her vergleichbar sind, sollte eine Entscheidung für die eine oder andere Möglichkeit aus rein wirtschaftlichen Erwägungen erfolgen. Ab wann es z.B.

günstiger ist, den Strom zu speichern, anstatt ihn abzuregeln und ihn durch den Bau zusätzlicher Wind- bzw. PV-Anlagen zu ersetzen, hängt in erster Linie von den Erzeugungs- und Speicherkosten ab. Aktuell ist es bei weitem günstiger, den Strom abzuregeln und den abgeregelten Strom durch zusätzliche Wind- bzw. PV-Anlagen zu erzeugen, als ihn zu speichern. Dies liegt vor allem daran, dass die Abregelungen nur während etwa 10% der Stunden eines Jahres auftreten, und damit die Auslastung einer relativ teuren Speicherinfrastruktur sehr gering wäre. Der oftmals geforderte Wegfall regulatorischer Hemmnisse (z.B. die Streichung der Abgabenbelastung des Ladestromes) würde dabei nicht ausreichen, die Wirtschaftlichkeit entscheidend zu erhöhen. Deshalb sollte die Speicherung ansonsten abgeregelten Ökostromes in der Regel erst dann zum Einsatz kommen, wenn alle günstigeren Möglichkeiten zur CO2-Reduktion ausgeschöpft sind.

4. Netzengpässe im Niederspannungsnetz

4.1. Grundlagen

Das Niederspannungsnetz muss so ausgelegt sein, dass die im Jahreslauf zu erwartende Maximallast unter Einhaltung der Spannungsgrenzen übertragen werden kann. Die durch die Sektorkopplung zunehmenden elektrischen Verbraucher (vor allem Ladestationen und Wärmepumpen) führen zu einer erheblichen Erhöhung der maximal zu übertragenden Last, sofern diese weiterhin ungesteuert abgerufen werden. Durch die zeitliche Verschiebung verschiebbarer Lasten auf Basis der Netzbelastung (Demand Side Management – DSM) kann diese maximal zu übertragende Last erheblich gesenkt werden.

Die Versorgungsverträge der jetzigen Hausanschlüsse sichern allerdings eine maximale Last zu einem beliebigen Zeitpunkt zu, und bieten keinerlei Anreize, Lasten je nach Netzbelastung zeitlich zu verschieben. Gegenwärtig ist jeder Hausanschluss auf eine maximale Leistung von etwa 30 kW ausgelegt. Diese maximale Leistung wird jedoch nur von einem Bruchteil der Haushalte genutzt. Die damit gegebene sehr geringe Gleichzeitigkeit dieser maximalen Leistung erlaubt es, das Niederspannungsnetz auf eine deutlich kleinere durchschnittliche Leistung auszulegen. Nutzen im Zuge der Energiewende immer mehr Haushalte diese 30 kW gleichzeitig aus, müsste das Niederspannungsnetz extrem stark ausgebaut werden. Dieser Ausbaubedarf lässt sich jedoch dadurch verringern, indem durch intelligente Lastverschiebung die Gleichzeitigkeit von hohen Lasten verringert wird.

Die für die Auslegung des Niederspannungsnetzes zentralen Parameter sind in Tabelle 1 dargestellt.

		Bezug	**Einspeisung**
heute	**P_{max_1}**	(5…30) kW	(1…10) kW
	g	0,1…0,2	0,1...0,2
	$P_{max\_Quartier}$	(0,5...6) kW	(0,1…2) kW
Sektorkoppl. kein DSM	**P_{max_1}**	(10…30) kW	(1...10) kW
	g	0,5…0,9	0,1...0,2
	$P_{max\_Quartier}$	(5…27) kW	(0,1...2) kW
Sektorkoppl. DSM	**P_{max_1}**	(10…30) kW	(1...10) kW
	g	0,3…0,5	0,8...1,0
	$P_{max\_Quartier}$	(3…15) kW	(0,8...10) kW

Tabelle 1: Netzleistungsbedarf in Haushalten und Quartieren (Daten in Anlehnung an [19]).

Dabei ist P_{max_1} die maximale Leistung eines einzelnen Haushalts und g die „Gleichzeitigkeit“, d.h. der Anteil an Haushalten, die gleichzeitig die maximale Last benötigen. Aus deren Produkt ergibt sich dann mit $P_{max\_Quartier}$ die durchschnittliche maximale Leistung eines Haushalts auf Quartiersebene.

Die aktuellen hohen Leistungen (Herd, Wasserkocher, Staubsauger, …) summieren sich in einem Haushalt nur sehr selten auf 30 kW und weisen damit eine geringe Gleichzeitigkeit auf. Dies ändert sich mit der Verbreitung von Wärmepumpen und E-Auto-Ladestationen. Da diese Leistungen regelmäßig täglich über mehrere Stunden benötigt werden, und zu erwarten ist, dass viele Haushalte die E-Autos am Abend nach der Rückkehr von der Arbeit zu ähnlichen Zeiten zu Hause aufladen, erhöht sich die Gleichzeitigkeit damit enorm.

Das Prinzip von DSM besteht darin, diese Gleichzeitigkeit zu reduzieren. Die Ermittlung der Gleichzeitigkeit bei der Ladung von E-Autos ist nicht trivial und wird bereits wissenschaftlich untersucht [20].

An obiger Tabelle erkennt man, dass sich selbst mit DSM der Leistungsbedarf des Niederspannungsnetzes aufgrund der zusätzlichen Lasten durch E-Autos und Wärmepumpen deutlich erhöht und die Sektorkopplung zwangsläufig Mehrkosten in der Netzinfrastruktur verursachen wird.

Weiterhin erkennt man, dass selbst mit DSM der Leistungsbedarf des Niederspannungsnetzes größer ist als aufgrund der Einspeisung durch PV-Anlagen, auch wenn dort aufgrund der stärkeren Verbreitung von PV-Anlagen ebenfalls mit einer Erhöhung der Gleichzeitigkeit zu rechnen ist. Eine Abregelung von PV-Anlagen bzw. ein durch PV-Anlagen bedingter zusätzlicher Netzausbau ist somit nicht zu erwarten.

Neben dem Leistungsbedarf muss die Spannungshaltung berücksichtigt werden. Die PV-Mittagsspitze hebt die Spannung tendenziell an, und die abendliche Lastspitze senkt die Spannung ab. Dieser Spannungshub kann durch Blindleistungseinspeisung durch die Leistungselektronik von E-Auto-Ladestationen [21] und PV-Wechselrichter [22] oder durch regelbare Ortsnetztafos [23] kompensiert werden.

4.2. Potenzial

Der Thinktank „Agora Energiewende“ hat in einer Studie versucht, den Investitionsbedarf im Verteilnetzbereich aufgrund des Ausbaus der Wind-/PV-Energie und der Verbreitung von E-Autos und Wärmepumpen abzuschätzen. Dabei wurde als sinnvolle Vereinfachung die Option DSM zur Kostensenkung auf E-Autos beschränkt, da diese zum einen der Haupttreiber für den notwendigen Ausbau sind und zum anderen die Ladezeiten ein großes und recht gut berechenbares Verschiebungspotenzial aufweisen. Dabei ergibt sich eine Reduktion des aufgrund der Energiewende notwendigen Investitionsbedarfes im Verteilnetz durch gesteuertes Laden von E-Autos von etwa 50% [24].

Das Lastverschiebungspotenzial im Umfeld der E-Mobilität ließe sich dadurch zusätzlich erhöhen, indem nicht nur Ladezeitpunkt und Ladeleistung vom Netzbetreiber gesteuert wird, sondern sogar eine Entladung der Batterie in das Netz („Vehicle-to-Grid“) [25]. Eines der größten Barrieren dabei ist jedoch das Akzeptanzproblem aufgrund der damit verbundenen Reduktion der Lebensdauer der Batterie, welche monetär schwer zu beziffern und damit auch schwer zu kompensieren ist.

Wärmepumpen bieten grundsätzlich auch ein mögliches Potenzial zur Lastverschiebung, da diese einfach mit günstigen Wasserspeichern kombiniert werden können, und so der Leistungsbedarf zeitlich vom Wärmebedarf entkoppelt werden kann. Das Potenzial ist allerdings dadurch beschränkt, dass Wärmepumpen aus Kosten- und Effizienzgründen üblicherweise so ausgelegt werden, dass sie an den kältesten Tagen nahezu permanent laufen müssen, um die dann notwendige Wärmeleistung zu erbringen. Eine Lastverschiebung wäre damit zwangsläufig mit einer deutlichen Komforteinbuße (Absenkung der Raumtemperatur) verbunden. Außerdem ist der Leistungsbedarf von Wärmepumpen im Vergleich zu E-Auto-Ladestationen eher gering.

Eine sehr detaillierte Studie der Dena zum Einsatz von Speichern in der Stromversorgung [26] kommt bei einer Betrachtung eines Szenarios von etwa 3 Mio. E-Fahrzeugen in 2030 zu dem Schluss, dass die Kosten für die Implementierung von DSM durch die relativ hohen Kosten für Sensorik, Implementierung und Betrieb des Netzautomatisierungssystems momentan eher höher als die Kosten des Netzausbaus sind.

Ob bzw. wann sich eine Verschiebung von Lasten in Privathaushalten ökonomisch sinnvoll umsetzen lässt, ist demnach also noch nicht hinreichend sicher bekannt.

4.3. Herausforderungen bei der Umsetzung

Für eine Realisierung von DSM auf Quartiersebene ist die kommunikationstechnische Vernetzung aller regelbaren Lasten notwendig, was aufgrund der hohen Anzahl an Teilnehmern eine hohe technische, wirtschaftliche und auch datenschutzrechtliche Herausforderung darstellt.

Damit ein übergeordnetes Energiemanagementsystem des Netzbetreibers die bestmöglichen Entscheidungen treffen kann, ist ein möglichst umfassender Datenaustausch mit den verschiebbaren Lasten notwendig. Hierzu ist es notwendig, dass die Hersteller der Lasten eine Datenschnittstelle bereitstellen. Gerade der bei E-Autos wichtig zu wissende Ladezustand wird aber momentan normalerweise nicht zur Verfügung gestellt, was eine sachgerechte Lastverschiebung extrem erschwert.

Ist die bisherige Berechnung des optimalen Redispatch bereits recht komplex, obwohl daran nur relativ wenige Einheiten (Erzeugungseinheiten ab 10 MW Leistung) betrachtet werden müssen, steigt die Komplexität bei der Steuerung von Lasten im Bereich von Privathaushalten aufgrund der hohen Anzahl an zu berücksichtigenden Einheiten extrem an. Die Berechnung möglicher Lastverschiebungen muss dabei aufgrund von Prognosen zur Netzsituation und aufgrund von Vorgaben der Verbraucher (z.B. Auto soll spätestens um 7 Uhr vollständig geladen sein) erfolgen.

Soll eine vollständige Aufladung des E-Autos innerhalb der vom Verbraucher anzugebenden Standzeit garantiert sein, ergibt sich abgesehen von der Lästigkeit, Vorgaben zum Ladezeitraum machen zu müssen, nur insofern eine geringe Komforteinbuße, als dass es bei einer spontanen Nutzung des E-Autos passieren kann, dass es nicht so stark aufgeladen ist, wie es bei ungesteuertem Laden gewesen wäre. Das Verschiebungspotenzial kann dabei zusätzlich erhöht werden, wenn der Nutzer akzeptiert, dass die vollständige Aufladung nach Ende der Standzeit nicht garantiert wird.

Technische Hinweise zur Realisierung von DSM im Bereich der E-Mobilität stellt u.a. der VDE zur Verfügung [27, 28].

Neben der reinen Technik stellt auch das Thema Akzeptanz bei den Verbrauchern eine große Herausforderung dar. Die gegenwärtigen Stromtarife bieten für den Verbraucher nur einen geringen Anreiz, die mit DSM verbundene Einschränkung zu akzeptieren. Da ein verbindlicher Zwang, alle Ladestationen von außen zu steuern, die Verbreitung der E-Mobilität stark hemmen könnte, sollte dies besser auf Basis wirtschaftlicher Anreize geschehen. Wenn die durch den notwendigen Netzausbau entstehenden Mehrkosten einer Inflexibilität verursachergerecht an die entsprechenden Haushalte umgelegt werden, entsteht automatisch ein finanzieller Anreiz, einen mehr oder weniger großen Teil der genutzten Lasten als flexible Last/bedingte Leistung dem Netzbetreiber zur Verfügung zu stellen. Dieser Anreiz kann grundsätzlich über die Netzanschlussgebühren, dem monatlichen/jährlichen Grundpreis oder den Arbeitspreis erfolgen.

Ein vom BMWi [29] vorgeschlagenes Tarifmodell sieht vor, dass bei einem Standard-Hausanschluss nur eine gesicherte Leistung von 5 kW (gemittelt über eine Viertelstunde) zur Verfügung steht. Über 5 kW hinausgehende Verbraucher müssen entweder vom Netzbetreiber abschaltbar sein oder als zusätzliche gesicherte Leistung zusätzlich bezahlt werden.

In einem Gespräch mit der Kieler Netz GmbH wurde allerdings zu bedenken gegeben, dass das im Strom-Arbeitspreis enthaltene Netzentgelt als Hebel zu gering eingeschätzt wird, um Kunden dazu zu

bewegen, temporäre Leistungseinschränkungen in Kauf zu nehmen. Es wäre deshalb sinnvoll, zu untersuchen, wie ein Tarifmodell mit ausreichenden Anreizen zur Teilnahme an DSM in SH im Detail aussehen müsste, welche regulatorischen Rahmenbedingungen dafür ggfs. geändert werden müssten und ab welchem Verbreitungsgrad der E-Mobilität und Wärmepumpen dieses spätestens eingeführt werden sollte.

Hierbei ist auch die Sozialverträglichkeit und das Verursacherprinzip zu beachten. Es sollte vermieden werden, dass Haushalte, die kein Auto besitzen, über ihren Strompreis oder andere Steuerarten die für E-Autos notwendige Netzinfrastruktur mitfinanzieren müssen. So wie bei Treibstoffen in Form der Energiesteuer („Mineralölsteuer“) ein verursachergerechter Beitrag zur Verkehrsinfrastruktur erhoben wird, muss dies mittelfristig bei der E-Mobilität sinngemäß ebenfalls geschehen.

4.4. Erhöhung des Lastverschiebungspotenzial durch Quartiersspeicher

Durch den zusätzlichen Einsatz von Batteriespeichern im Verteilnetz kann das Potenzial und die Flexibilität von Lastverschiebungen ohne Komforteinbuße bei den Verbrauchern erhöht werden.

Batteriespeicher kann man grob in drei Größenklassen und damit zusammenhängenden Anwendungen einteilen:

- **Kleine Speicher bis etwa 30 kW** Leistung werden überwiegend von Privathaushalten dazu benutzt, den Eigenverbrauchsanteil der eigenen PV-Anlage zu erhöhen, und verringern normalerweise weder die Kosten der Netzinfrastruktur noch Abregelungen von Ökostrom (siehe Kap. 5).
- **Mittlere Speicher von etwa 30 bis 150 kW** Leistung werden überwiegend gewerblich genutzt, um entweder ebenfalls den Eigenverbrauch von PV-Anlagen zu erhöhen, oder die Spitzenlast und damit die Netzentgeltkosten zu reduzieren (PeakShaving). Zu dieser Klasse gehören auch Quartiersspeicher, bei denen das Peak Shaving gezielt dazu genutzt wird, um Netzausbaumaßnahmen zu verringern.
- **Größere Speicher ab etwa 150 kW** nehmen aktuell überwiegend am (Primär-) Regelleistungsmarkt teil, und zwar entweder als unabhängiger Teilnehmer oder als Teil eines Regelleistungspools.

Lt. Netzentwicklungsplan [30] spielen Quartiersspeicher innerhalb der nächsten 10 Jahre nur eine kleine Rolle (siehe Tabelle 2).

Batteriespeicher	**2017**	**2030**
< 30 kW (private PV-Speicher)	0,6 GWh	2,1 GWh
30-150 kW (Gewerbe- / Quartiersspeicher)	0,018 GWh	0,15 GWh
> 150 kW (Regelleistungsmarkt)	0,3 GWh	1,3 GWh

Tabelle 2: Entwicklung der installierten Speicherkapazität (Daten aus [30]).

Deutlich stärker in Quartieren vorhanden sind private Speicher in Kombination mit PV-Anlagen. Da sich die Netzdienlichkeit häufig mit dem für die Anschaffung ausschlaggebenden Streben nach einer Erhöhung des Eigenverbrauchs widerspricht, ist hier das Potenzial für Lastverschiebung im Vergleich zu den Batteriespeichern der E-Autos und den Wasserspeichern der Wärmepumpen als eher gering einzuschätzen.

Es gibt zwei grundsätzliche Gründe, die den Einsatz von Speichern rechtfertigen können:

a) **Klimaschutz:** Der Einsatz von Speichern reduziert die Emission von CO2. Hierfür muss die CO2-Einsparung durch den Betrieb des Speichers größer sein als die zusätzlichen CO2 Emissionen, die sich durch die Herstellung des Speichers und durch die Speicherverluste während des Betriebes ergeben. Um mit einer Investition die maximal mögliche CO2-Einsparung zu erzielen, müssen darüber hinaus die CO2-Vermeidungskosten bei dem Einsatz von Speichern geringer sein als alle anderen möglichen Alternativen. In der Betriebswirtschaft entspricht dies der Berücksichtigung der Opportunitätskosten: Es genügt nicht, dass eine Investition eine bestimmte Rendite erzielt, sondern die Rendite muss höher sein als die bei allen anderen Investitionsalternativen. Übertragen auf Klimaschutzmaßnahmen heißt dies, dass es bei der Beurteilung der Sinnhaftigkeit einer Klimaschutzmaßnahme nicht genügt, nachzuweisen, dass mit der Maßnahme CO2 eingespart wird, sondern es muss auch nachgewiesen werden, dass es keine alternative Klimaschutzmaßnahme gibt, mit der bei dem gleichen finanziellen Aufwand mehr CO2 eingespart werden kann. Eine Abweichung von diesem Prinzip ist nur dann sinnvoll, wenn bewusst auch nichtmonetäre Aspekte berücksichtigt werden sollen (z.B. Akzeptanz bestimmter Klimaschutzmaßnahmen, Anschubförderung aussichtsreicher Technologien, Stärkung bestimmter Industriezweige, …). Diese müssen jedoch plausibel begründet werden und deren Nutzen mit den damit verbundenen Mehrkosten transparent abgewogen werden.

b) **Finanzieller Gewinn:** Dieses Kriterium ist zunächst einmal völlig unabhängig vom Klimaschutz. Je nach Marktdesign und regulatorischen Rahmenbedingungen können Speicher auch trotz klimaschädlichen Einsatz für einen Investor eine finanziell attraktive Investition sein. Dies ist zum Beispiel aktuell häufig beim Einsatz von PV-Speichern der Fall (siehe Kap. 5).

Ziel der Politik sollte es sein, das Marktdesign und die regulatorischen Rahmenbedingungen so festzulegen, dass die Maximierung von Klimaschutz und Rendite äquivalent werden. Dies kann am effizientesten dadurch erreicht werden, dass sämtliche marktverzerrende Steuern/Abgaben und Förderungen mehr und mehr durch eine steigende CO2-Bepreisung ersetzt werden.

Mit dem im Verlauf der Energiewende steigenden Ausbau der Wind- und PV-Energie und einer steigenden Elektrifizierung von Mobilität und Wärme zur Erreichung der Klimaneutralität steigt auch tendenziell die potenzielle Wirtschaftlichkeit/Sinnhaftigkeit des Einsatzes von Speichern, sobald alle günstigeren Alternativen zur CO2-Minderung mehr und mehr ausgeschöpft sind.

Mit dem Verlauf der Energiewende wird dies jedoch nicht schlagartig in sehr vielen Quartieren auftreten, sondern es wird zunächst einige wenige Einzelfälle geben, in denen es aufgrund lokaler spezifischer Gegebenheiten (z.B. überdurchschnittlich hoher Elektrifizierungsgrad und/oder überdurchschnittliche lokale PV-/Wind-Erzeugungsleistung, besonders hoher Aufwand für Netzausbau, …) ein Quartiersspeicher sinnvoll ist („Sweet Spots“). Im weiteren Verlauf der Energiewende werden diese Fälle dann immer häufiger, bis sich in der Endphase der Energiewende flächendeckend sinnvolle Einsatzfälle für Quartiersspeicher zum Lastausgleich ergeben werden.

Bislang ist jedoch noch kein einziges Quartiersprojekt bekannt, bei dem der Quartiersspeicher tatsächlich zu einer CO2-Reduktion geführt hat, geschweige denn, dass diese Reduktion mit dem Speicher günstiger als mit möglichen Alternativen erreicht wurde. Dies ist auch nicht verwunderlich, da sich die Energiewende noch in einem sehr frühen Stadium befindet (erst 6 % des Endenergiebedarfs werden durch Wind-/PV-Strom gedeckt). Somit ist es nicht zu erwarten, dass sich kurz-/mittelfristig flächendeckend sinnvolle Einsatzfälle für Quartiersspeicher zum Lastausgleich ergeben werden.

Eine Abschätzung der Kosten-/(Klima-)Nutzen-Relation im Vergleich zu Alternativen ist grundsätzlich sehr komplex und noch wenig erforscht und hängt sehr stark vom konkreten Einzelfall ab und kann daher nicht pauschal angegeben werden. Deshalb ist auch eine pauschale finanzielle Förderung von Speichern, wie sie in vielen Bundesländern (einschließlich SH) vorhanden ist, grundsätzlich abzulehnen (siehe auch Kap. 5).

4.5. Maximierung der Autarkie von Quartieren

Viele Forschungsprojekte zur Lastverschiebung in Quartieren haben das Ziel, die Erreichung eines hohen klimaneutralen Energie-Autarkiegrades zu demonstrieren. Dabei liegt der Fokus im Stromsektor, da der Wärmesektor entweder aufgrund der Sektorkopplung bereits im Stromsektor enthalten ist oder durch klimaneutral hergestellte Brennstoffe abgedeckt wird.

Grundsätzlich muss zwischen zwei Arten von klimaneutraler Autarkie unterschieden werden:

- bilanzielle Autarkie: Die Menge des jährlich erzeugten Ökostroms entspricht mindestens dem jährlichen Strombedarf
- lastgerechte Autarkie: Der Strombedarf kann zu jedem Zeitpunkt durch Ökostrom gedeckt werden.

Das Erreichen einer bilanziellen Autarkie ist ein recht willkürliches Ziel, da es weder aus technischer, noch aus ökologischer oder wirtschaftlicher Sicht besonders vorteilhaft ist, diese anzustreben.

Das Erreichen einer lastgerechten Autarkie in einer Region hat dagegen zumindest den prinzipiellen technischen Vorteil, dass die Region dann auf eine Netzverbindung mit anderen Regionen verzichten könnte. Dies bedeutet jedoch ebenfalls nicht zwangsläufig einen ökologischen oder wirtschaftlichen Vorteil. Das Erreichen einer lastgerechten Autarkie ist nämlich extrem aufwändig und erfordert einen enormen Überausbau von Wind- und PV-Anlagen sowie Speichern und ist somit im Vergleich zu einer Vernetzung mit anderen Regionen äußerst unwirtschaftlich.

Der notwendige Überausbau kann prinzipiell durch den Bau von Quartiersspeichern reduziert werden. Für eine Optimierung muss dabei zwischen den Kosten und Nutzen der Speicher abgewogen werden. Speicher können für den Lastausgleich nur dann sinnvoll eingesetzt werden, wenn deren Kosten durch Einsparungen beim Netzausbau für den Export der Überschüsse und/oder einer entsprechend hohen Reduktion abgeregelter Energie mindestens kompensiert werden.

Ein guter Überblick über die aktuelle Studienlage zu Quartiersspeichern bietet eine Studie des Instituts für ökologische Wirtschaftsförderung [31], welche im Rahmen des aktuell noch laufenden Forschungsprojekts „Esquire-Energiespeicherdienste für smarte Quartiere“ [32] entstanden ist.

5. Problematik der Förderung von Eigenverbrauch

Grundsätzlich ist eine Förderung von Dach-PV konfliktarm und sinnvoll und in Wohnquartieren die wichtigste Möglichkeit, Ökostrom zu erzeugen. Seit einigen Jahren wird die Dach-PV neben einer Einspeisevergütung im Wesentlichen dadurch gefördert, dass durch einen möglichst hohen Eigenverbrauch des PV-Stromes die Kosten des aus dem öffentlichen Netz bezogenen Strom reduziert werden, da die Einspeisevergütung mit aktuell 8 ct/kWh deutlich unter dem Haushaltsstrompreis von ca. 30 ct/kWh liegt. Die Privathaushalte werden damit zu „Prosumern“, also zu Marktteilnehmern, die zeitabhängig sowohl Strom verbrauchen, als auch erzeugen. Ein genereller Anreiz zur Maximierung des Eigenverbrauchs wird üblicherweise damit begründet, dass ein hoher Eigenverbrauch die Netze entlastet, da dadurch die ins Netz rückgespeiste Leistung minimiert wird. Dies ist jedoch aus den folgenden Gründen nicht immer zwangsläufig der Fall:

1. Die physikalische Netzrückspeisungsleistung einer PV-Anlage hängt nicht davon ab, ob sie über einen separaten Einspeisezähler (= die früher allgemein übliche Volleinspeiser-Variante ohne Eigenverbrauch) oder gemeinsam mit den Verbrauchern des Privathaushaltes an einem gemeinsamen Zwei-Richtungszähler (= die mittlerweile übliche Eigenverbrauchs-Variante) an das öffentliche Netz angeschlossen ist.
2. Die zusätzliche Erhöhung des Eigenverbrauchs durch einen Batteriespeicher entlastet das Netz nicht zwangsläufig, da die aktuell installierten Speicher im Sinne der Optimierung des

Eigenverbrauchs betrieben und nicht netzdienlich von den Netzbetreibern zur Reduktion von Spitzenlasten angesteuert werden.
3. Die durch PV-Dachanlagen verursachte Netzbelastung durch Rückspeisung ist in Deutschland aktuell so gut wie nicht vorhanden, da die installierten Leistungen im Vergleich zu den in urbanen Gebieten vorherrschenden Lasten meistens noch sehr gering sind. Es ist zwar zukünftig mit einem weiteren Bau von PV-Dachanlagen zu rechnen, die zu erwartende Netzbelastung durch die Sektorkopplung, auf die die Netze zukünftig ohnehin ausgelegt werden müssen, ist jedoch deutlich höher.
4. Energiewirtschaftlich ergibt sich bei den PV-Prosumern sogar ein technischer und finanzieller Mehraufwand, da sich deren Nachfrage nach Netzstrom extrem stark vom Standardlastprofil normaler Privathaushalte unterscheidet. Zur Mittagszeit wird dadurch vom Bilanzkreisverantwortlichen für Prosumer zu viel Strom eingekauft, der dann durch negative Regelenergie wieder kompensiert werden muss. In den Abendstunden ergibt sich das umgekehrte Problem. Die Bundesnetzagentur sieht dadurch sogar eine Erhöhung der CO2-Emissionen [33].

Hinzu kommen die folgenden kritisch zu sehenden Aspekte des Eigenverbrauchs von PV-Strom:

1. Prosumer nutzen Infrastrukturen wie Stromnetze und Reservekapazitäten, obwohl diese und andere verbrauchsunabhängigen Kosten (wie z.B. die Finanzierung des EEG oder den Vertriebs-/Verwaltungsaufwand des Stromversorgers) fast ausschließlich auf den Arbeitspreis umgelegt sind. Damit tragen Prosumer deutlich weniger als die klassischen Verbraucher zu deren Finanzierung bei. Prosumer „entsolidarisieren“ sich damit und erhöhen ihre erzielbaren Renditen auf vergleichsweise hohe Werte zulasten derjenigen, die keine Möglichkeit haben, eine PV-Anlage zu errichten und entsprechend höher belastet werden müssen.
2. Im Gegensatz zu einer Einspeisevergütung, bei der die Höhe der Förderung für jeden gleich ist und die damit verbundenen Kosten transparent sind, hängt die indirekte Förderung über die Möglichkeit des Eigenverbrauchs extrem vom Einzelfall ab und ist damit nicht für alle Haushalte gleichartig nutzbar.
3. Es entsteht ein Fehlanreiz, da speziell Haushalte mit hohem Stromverbrauch von einem hohen Eigenverbrauch profitieren können, und eine Senkung der Stromkosten durch einen hohen Eigenverbrauch den Anreiz des Stromsparens verringert. Diese Problematik wird durch die Verwendung von PV-Speichern, die den Eigenverbrauch noch weiter erhöhen, noch verstärkt.
4. Es entsteht ein Fehlanreiz dadurch, dass sich der Eigenverbrauchsanteil und damit die erzielbare Rendite mit wachsender Größe der PV-Anlage verringert und damit eine maximale Ausnutzung der zur Verfügung stehenden Dachflächen finanziell tendenziell unattraktiv ist.

Um diese Verzerrung und den Fehlanreiz für Eigenverbrauch etwas zu reduzieren, muss auf selbst verbrauchten PV-Strom zumindest bei Anlagen, die größer als 10 kW sind aktuell 40% der EEG-Umlage gezahlt werden. Die Grundproblematik des Eigenverbrauches wird dadurch jedoch nicht wesentlich beseitigt. Außerdem verstößt diese Umlage gegen die 2018 erlassene EU-Vorgabe, dass Eigenverbrauch nicht diskriminiert (also mit Abgaben belastet) werden darf.

Besser wäre deshalb eine finanzielle Förderung der Dach-PV, die sich rein nach dem erzeugten PV-Strom und damit nach der erzielbaren CO2-Reduktion richtet. Ziel sollte dabei die möglichst umfassende Nutzung aller Dachflächen sein, unabhängig vom eigenen Strombedarf. Die gegenwärtige Einspeisevergütung für Dach-PV müsste dabei natürlich entsprechend moderat erhöht werden um den wegfallenden finanziellen Vorteil des Eigenverbrauches im Mittel zu kompensieren. Die gesamtwirtschaftlichen Kosten würden aber trotzdem sinken, da dadurch teure Batteriespeicher zur Eigenverbrauchserhöhung überflüssig würden.

Eine spezielle Förderung einer Erhöhung des Eigenverbrauches durch z.B. Speicher sollte es nur dann geben, wenn diese im konkreten Fall tatsächlich zur Reduktion von Netzausbaukosten führt und sie die für das Gesamtsystem kosteneffizienteste Maßnahme darstellt. Grundvoraussetzung dafür wäre,

dass die Netzbetreiber die PV- Anlage und den Betrieb der Speicher steuern können und dies auch tatsächlich tun.

Die Problematik der intransparenten und unsolidarischen Förderung des Eigenverbrauchs wäre automatisch hinfällig, wenn der Haushaltsstromtarif ähnlich wie bei den Stromtarifen für industrielle Großverbraucher die tatsächlichen Kosten widerspiegeln würde. In diesem Fall müsste der Arbeitspreis etwa 3-4 Ct/kWh (= aktueller Großhandelsstrompreis) betragen. Alle sonstigen Kostenbestandteile, die ja weitestgehend Dinge finanzieren, die unabhängig von der bezogenen Strommenge sind, müssten entsprechend auf den Grundpreis (bzw. Leistungspreis) umgelegt werden. Eine zusätzliche Belastung des eigenverbrauchten Stromes durch eine (reduzierte) EEG-Umlage wäre damit nicht mehr notwendig. Es läge damit auch kein Verstoß gegen die EU-Vorgabe vor, dass Eigenverbrauch nicht diskriminiert werden darf, da dies nur ein Abbau des durch die aktuelle Strompreisgestaltung künstlich erzeugten finanziellen Vorteils des Eigenverbrauchs wäre und nicht eine zusätzliche Besteuerung des Eigenverbrauchs. Da damit der Anreiz des Stromsparens in Privathaushalten stark reduziert werden würde, ist dies in dieser extremen Ausprägung zwar nicht erstrebenswert, aber schon eine angemessene Verlagerung verbrauchsunabhängiger Stromkosten in den Grundpreis/Leistungspreis würde die künstlich erzeugte Attraktivität des Eigenverbrauchs deutlich reduzieren. Die hier beschriebene Problematik des Eigenverbrauchs wird auch in zahlreichen Veröffentlichungen thematisiert [11, 34-36]

Sinnhaftigkeit der Abregelung von PV-Kleinanlagen fragwürdig

Da man vor einigen Jahren eine hohe Überlastung der Netze durch hohe Rückspeisungen von PV-Anlagen befürchtet hatte, wurde im EEG die Abregelbarkeit von PV-Anlagen vorgeschrieben. Da dies bei Kleinanlagen bis 10 kW zu unangemessen hohen zusätzlichen Investitionskosten führen würde, wurde dafür alternativ eine feste Abregelung auf 70% der installierten DC-Nennleistung zugelassen. Wie oben bereits beschrieben ist die Netzüberlastung jedoch (noch) nicht eingetreten und ist speziell von kleinen PV-Anlagen, die sich typischerweise im urbanen Raum befinden auch noch lange Zeit nicht zu erwarten. Der aktuelle Gesetzentwurf des EEG [37] sieht trotzdem die zwingende Abregelungsmöglichkeit von PV-Anlagen bereits ab 1 kW vor. Die Vorschrift betrifft damit praktisch alle Dachanlagen privater Haushalte und erhöht somit die technische und finanzielle Hürde für die Installation von PV-Anlagen. Es sollte dringend untersucht werden, ob Kosten und Nutzen dieser Vorschrift in einer gesunden Relation sind und welche Vorgaben zur Abregelung von PV-Anlagen ab welcher Anlagengröße im Zuge der Entwicklung der Energiewende und in Anbetracht der zu erwartenden Sektorkopplung sinnvoll erscheinen. Damit wäre auch eine Prüfung verbunden, ob die im neuen EEG vorgesehene Regelung mit der EU-Vorgabe, dass Eigenverbrauch nicht diskriminiert werden darf, in Einklang steht.

Gegenwärtige Förderung privater PV-Speicher unwirtschaftlich und klimaschädlich

Es konnte nur eine Studie identifiziert werden, die zumindest bei sehr effizienten PV-Speichersystemen eine kleine Emissionsverminderung errechnet [38]. Die dort errechnete Emissionsreduktion basiert darauf, dass PV-Strom tendenziell zu Zeiten eines niedrigen Emissionsfaktors gespeichert und zu Zeiten eines hohen Emissionsfaktors entladen werden. Nach Rücksprache mit dem Autor der Studie hat sich jedoch ergeben, dass zum Zeitpunkt der Erstellung der Studie keine belastbaren Zahlen zu den dafür notwendigerweise heranzuziehenden marginalen Emissionsfaktoren vorlagen und deswegen ersatzweise die mittleren Emissionsfaktoren herangezogen werden mussten. Die in der Studie errechnete mögliche CO2-Einsparung ist damit so fragwürdig, dass sie lt. dem Autor der Studie die Studie nicht als Rechtfertigung für die Förderung von PV-Speicher herangezogen werden kann.

Mögliche Emissionsminderungen durch diese PV-Speicher ergeben sich naturgemäß erst dann, wenn durch die Speicher die Abregelung des PV-Stromes verringert werden kann, was momentan und auch in den nächsten Jahren nicht der Fall ist. Aktuell ist es stattdessen so, dass die Emissionen aufgrund

der Speicherverluste sogar ansteigen (abgesehen von den Emissionen bei der Herstellung der Stromspeicher).

Erst ein mehrjähriger Ausbau der PV-Energie von 10-20 GW pro Jahr kann evtl. dazu führen, dass PV-Abregelungen mit Speicher verringert werden können. Dabei muss jedoch auch der Effekt der Sektorkopplung mit der damit verbundenen Zunahme an Wärmepumpen und E-Auto-Ladestationen berücksichtigt werden, was das Potenzial an sinnvoll zu speichernden PV-Überschussstrom reduzieren wird. Wenn man bedenkt, dass der momentane jährliche PV-Ausbau nur 4 GW beträgt und keinerlei Gesetzesvorhaben in Sicht sind, die zu einem deutlich erhöhten Ausbau führen könnten, muss man von mindestens 10 bis 20 Jahren ausgehen, bis es zu flächendeckenden sinnvollen Anwendungsmöglichkeiten für die jetzt geförderten Speicher kommt. Bis dahin sind die jetzt staatlich geförderten Speicher jedoch bereits am Ende ihrer Lebensdauer angelangt.

Es wird deshalb dringend eine Untersuchung empfohlen, ab welchem Fortschrittsgrad der Energiewende PV-Speicher welchen Nutzen bringen und davon abhängig machen, ab wann und in welcher Form diese gefördert werden sollten. Bis dahin sollten sämtliche Förderungen von PV-Speichern beendet werden und das dabei freiwerdende Geld für sinnvollere Maßnahmen eingesetzt werden. Besonders kritisch ist auch zu sehen, dass die durch staatliche Förderprogramme und undifferenzierte Medienberichterstattung erzeugte – in der Realität jedoch nicht zutreffende - Meinung, mit den PV-Speichern einen Beitrag zum Klimaschutz zu leisten, eine wichtige Motivation für Privatkäufer ist, eine hohe und nicht unbedingt finanziell attraktive Investition zu leisten [39].

6. Ergebnisse Simulation

Für ein Gebäude des Campus der FH Kiel liegen detaillierte Strom-Lastkurven vor (Peak-Belastung: 37 kW), welche beispielhaft für ein Quartier herangezogen werden können. Anhand dieser Lastkurven wurden die Auswirkungen des Ausbaus von Photovoltaik und Speicher mit Hilfe der kommerziell erhältlichen Simulationssoftware „Homer Energy Pro“ simuliert. Es gibt zwar zahlreiche Veröffentlichungen mit weit komplexeren Simulationen, für ein prinzipielles Verständnis der grundlegenden Zusammenhänge des Lastausgleichs sind diese hier vorgestellten einfacheren Simulationen jedoch vollkommen ausreichend.

6.1. Auswirkung des PV-Ausbaus auf Abregelungs- und Autarkiegrad

Mit steigendem PV-Ausbau in einem Quartier steigt der Autarkiegrad im Quartier an, übersteigt die installierte Leistung die Netzkapazität kommt es dabei zu immer stärkeren Abregelungen.

Szenario:

- Netz auf 150% jährliche Peak-Belastung ausgelegt, d.h. 1,5* 37 kW = 55,5 kW
- Variierung PV-Ausbau in Relation zur Netzkapazität von 55,5 kW

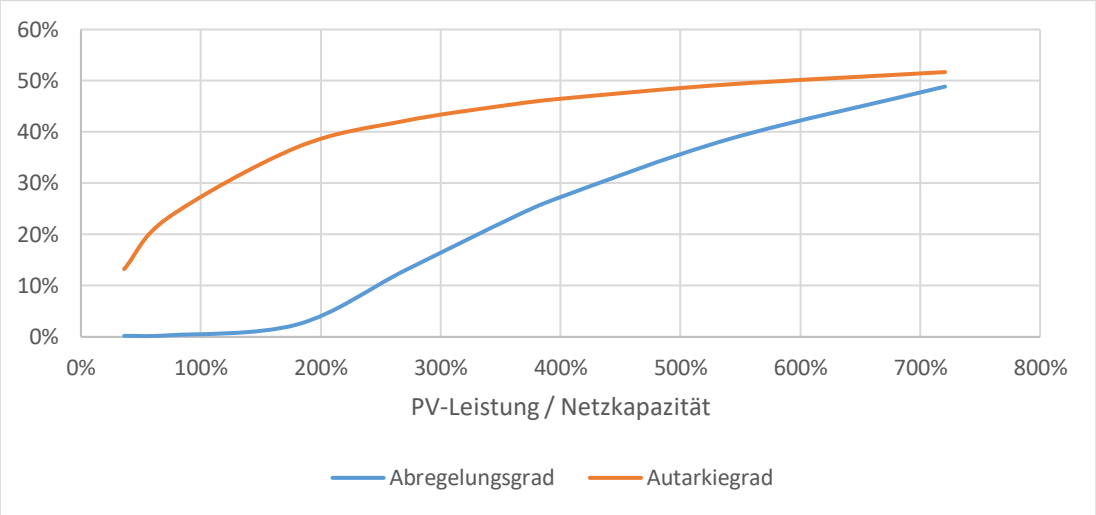


Bild 2: Abhängigkeit des Abregelungs- und Autarkiegrades vom PV-Ausbau (Quelle: Eigene Simulation).

Erkenntnisse:

- Mehr als 40-50% lastgerechte Autarkie sind mit PV nicht sinnvoll möglich.
- Die Höhe der Abregelung steigt erst ab einer PV-Leistung > 200% der Netzkapazität auf mehr als 5% an. Selbst bei extremer Überinstallation von PV (installierte PV-Leistung ist viermal so groß wie die Netzkapazität) muss nur etwa ein Viertel der PV-Energie abgeregelt werden. Selbst bei einem starken Ausbau von PV in Quartieren ist deshalb nicht mit großen Ertragseinbußen durch netzbedingte Abregelungen zu rechnen.

6.2. Auswirkung vom Ausbau eines Quartiersspeichers auf Abregelungs- und Autarkiegrad

Die maximale Last, mit der Überschüsse aus PV-Anlagen in Quartieren auftreten, kann durch den Ausbau von Speichern reduziert werden. Entsprechend führen Quartiersspeicher zu einer Reduktion der abgeregelten Energie bzw. zu einer Reduktion des notwendigen Netzausbaus. Inwieweit Speicher bei diesem Anwendungsfall zu niedrigeren CO2-Vermeidungskosten führen, muss in jedem konkreten Einzelfall ausgerechnet werden.

Szenario:

- Netz auf 150% jährliche Peak-Belastung ausgelegt, d.h. 1,5* 37 kW = 55,5 kW
- PV-Leistung: 400% der Netzkapazität.
- Variierung der Kapazität des Quartiersspeichers

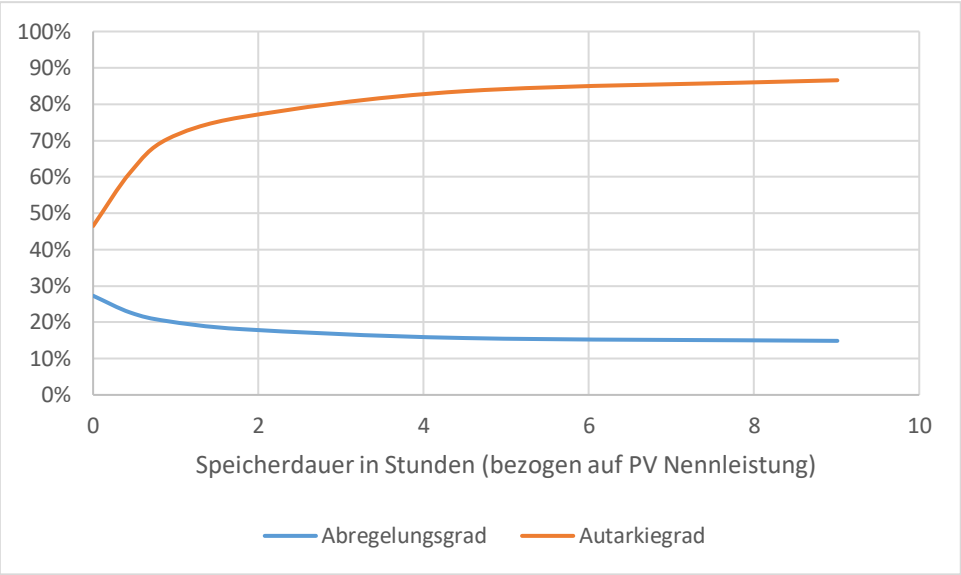


Bild 3: Abhängigkeit des Abregelungs- und Autarkiegrades von der installierten Speicherkapazität (Quelle: Eigene Simulation).

Erkenntnisse:

- Der Lastgerechte Autarkiegrad kann bis etwa eine Stunde Speicherdauer relativ stark erhöht werden, aber selbst bei Speicherdauern von zehn Stunden bleibt der Autarkiegrad < 90%.
- Um das Winter-Defizit mit dem Sommer-Überschuss zu decken und damit eine 100%-ige lastgerechte Autarkie zu erreichen, werden Saisonspeicher mit mehreren Tagen/Wochen Speicherdauer benötigt (z.B. Wasserstoff).
- Die Abregelung kann bis etwa eine Stunde Speicherdauer relativ stark reduziert werden, selbst bei Speicherdauern von zehn Stunden allerdings weniger als um die Hälfte.
- Der Überschuss tagsüber ist im Sommer zu groß, um nachts vollständig genutzt zu werden. Um die Abregelungen komplett zu vermeiden, werden Saisonspeicher mit mehreren Tagen/Wochen Speicherdauer benötigt (z.B. Wasserstoff).
- Nur etwa 10-20% der erzeugten PV-Energie kann durch Batteriespeicher durch vermiedene Abregelung hinzugewonnen werden. Batteriespeicher sind damit selbst bei hohen Abregelungsgraden deutlich unwirtschaftlicher als zusätzliche PV-Anlagen.

6.3. Auswirkung Ausbau Quartierspeicher auf die maximale Netzlast

Die maximale Last, mit der das Quartier versorgt werden muss, kann durch den Ausbau von Speichern reduziert werden (= Peak Shaving). Entsprechend führen Quartiersspeicher zu einer Erhöhung der gleichzeitig im Quartier nutzbaren Last bzw. zu einer Reduktion des notwendigen Netzausbaus. Inwieweit ein Speicher günstiger als ein Netzausbau ist, muss in jedem konkreten Einzelfall bestimmt werden. Aufgrund nach wie vor recht hohen Speicherkosten ist kurz- und mittelfristig normalerweise der Netzausbau und/oder intelligente Laststeuerung (DSM) deutlich günstiger als der Speicherausbau. Die folgende Simulation zeigt, wie stark die maximale Netzlast in Abhängigkeit von der Kapazität des Quartiersspeichers reduziert werden kann.

Szenario: Variierung der Kapazität des Quartiersspeichers

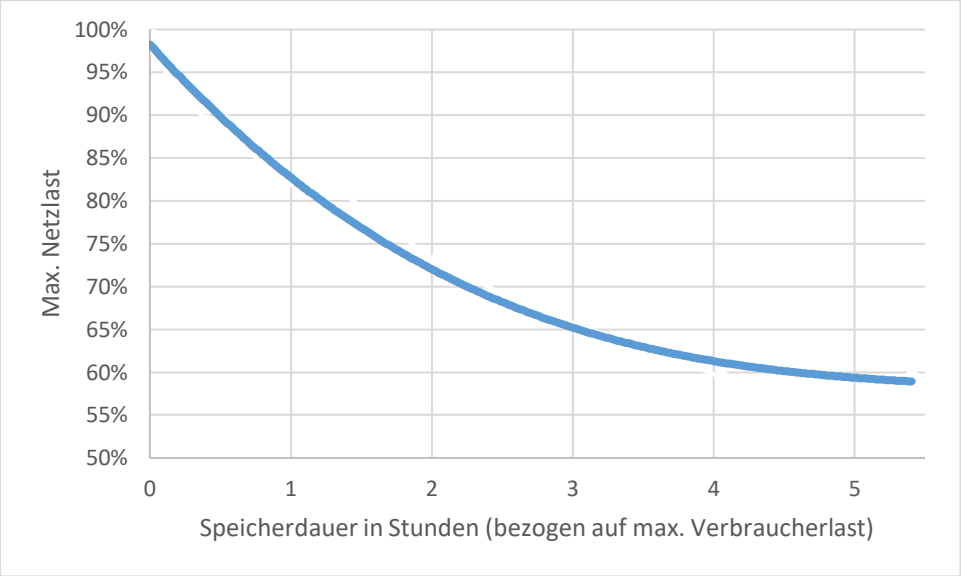


Bild 4: Abhängigkeit der maximalen Netzlast von der installierten Speicherkapazität (Quelle: Eigene Simulation).

Erkenntnisse:

Die maximal auftretende Netzlast wird nur durch extrem große Quartiersspeicher deutlich verringert. Dies liegt daran, dass die große Anzahl von Verbrauchern, die sich zeitlich über einen größeren Zeitraum statistisch verteilen, zu mehrere Stunden dauernden Spitzenlasten führt. Eine Verringerung um deutlich mehr als etwa 40% ist bei der für die Simulation verwendeten Lastkurve prinzipiell nicht möglich, da man dann in den Grundlastbereich herankommt. Selbst ein Quartiersspeicher, der die gesamte Quartierslast eine Stunde lang speichern kann, verringert den Netzbedarf nur um weniger als 20%. Ein Netzausbau und/oder DMS ist damit deutlich wirtschaftlicher als ein Speicher. Zu einem ähnlichen Ergebnis kommt z.B. auch die bereits in Kap. 4.2 erwähnte Studie der Dena zum Einsatz von Speichern in der Stromversorgung [26].

7. Ergebnisse Gespräche mit Netzbetreibern

7.1. Nürnberg/Mittelfranken

Gesprächspartner: Stefan Mull, Referent Unternehmensentwicklung der N-ERGIE AG, welche zu den zehn größten deutschen Stromanbietern gehört.

- Die Verbreitung der E-Mobilität und nicht der Ausbau der PV ist entscheidend für den Niederspannungsausbau.
- Der Ausbau des Niederspannungsnetzes ist selbst bei einem E-Auto-Bestand von 40% nicht flächendeckend, sondern nur punktuell notwendig. Aufgrund der Anmeldepflicht von leistungsstarken Ladepunkten können solche Hotspots frühzeitig zielgenau identifiziert werden.
- Die Lastverschiebung (gesteuertes Laden) und Spannungsverschiebung durch z.B. regelbare Ortsnetztrafos werden grundsätzlich wichtig für die Minimierung des Netzausbaus angesehen. Es gibt jedoch noch keine Abschätzung der Kosten der Umsetzung der Lastverschiebung im Vergleich zu den dadurch eingesparten Kosten für den Netzausbau.
- Die Nutzung von Quartiersspeichern vom Netzbetreiber zur Minimierung des Netzausbaus ist aufgrund der aktuellen Gesetzeslage quasi unmöglich und wird deshalb momentan nicht als Maßnahme untersucht. Zur Teilnahme am Primärregelenergiemarkt werden Quartiersspeicher jedoch bereits testweise eingesetzt

7.2. Kiel

Gesprächspartner: Dr. Jörg Teupen, Vorstand Technik und Personal der Stadtwerke Kiel AG und Bastian Bauhaus, Referent Grundsatzplanung und Asset Management der SWKiel Netz GmbH

Elektromobilität:

- Die Schnelligkeit der Verbreitung der E-Mobilität ist nach wie vor sehr ungewiss. Deshalb ist kein „vorauseilender" flächendeckender Ausbau des Niederspannungsnetzes geplant. Stattdessen wird das Netz nur punktuell dort ausgebaut, wo es aktuell notwendig ist. Bei ohnehin anstehenden Netzarbeiten, wird das Netz dagegen proaktiv verstärkt, da die Hauptkosten die Verlegung und nicht die Kabel selbst sind.
- Die durch die E-Mobilität verursachten zusätzlichen Kosten der Netzinfrastruktur können durch eher zentrale Ladezentren (ähnlich der bisherigen Tankstellen) minimiert werden. Grund hierfür ist die Tatsache, dass die Verlegung weniger sehr leistungsfähige Kabel günstiger ist als die Verlegung vieler kleiner Kabel. Aufgrund vieler Mehrfamilienhäuser in Kiel werden solche zentralen Ladestationen ohnehin notwendig werden.
- Das Potenzial der Lastverschiebung wird im Rahmen des Projekts „KielFlex" [40] untersucht. Das Potenzial wird speziell bei den von Firmen für die Mitarbeiter betriebenen Ladestationen als groß angesehen, da man dort von einer recht verlässlichen Standzeit der Fahrzeuge ausgehen kann.
- Es wird die Gefahr gesehen, dass eine zu starke Einschränkung einer verlässlichen Ladung die Verbreitung der E-Mobilität erheblich hemmen könnte.
- Der aufgrund von Abregelungen der Windenergie in SH nicht genutzte Ökostrom kann nicht durch Lasterhöhung in den Städten genutzt werden. Die aktuellen Abregelungen können deshalb nicht als Argument herangezogen werden, dass die Nutzung von Elektromobilität speziell in SH besonders emissionsarm sei.

PV/Speicher:

- Aktuell ist keinerlei Abregelung von PV notwendig. Bei der aktuellen Ausbaugeschwindigkeit von PV wird sich das auch noch viele Jahrzehnte nicht ändern.
- Ein in Relation zu der Netzkapazität starker PV-Ausbau in Kiel ist aufgrund der vielen Mehrfamilienhäuser bei den aktuellen regulatorischen Rahmenbedingungen sehr unwahrscheinlich (Problematik Eigentümergemeinschaften).
- Bei einer theoretischen Ausnutzung aller Dachflächen würde sich in den Randbereichen der Stadt (Reihen/EFH) ein Netzausbaubedarf ergeben, welcher aber aufgrund der Sektorkopplung ohnehin notwendig wäre.
- Als Problem bei einem starken PV-Ausbau wird eher die Spannungshaltung gesehen. Die dafür als Maßnahme typischerweise eingesetzten regelbaren Ortsnetztransformatoren sind allerdings nicht immer hilfreich, da die Spannung der einzelnen Versorgungssträngen sehr unterschiedlich sein kann (z.B. ein Strang versorgt ein Gebiet mit viel PV, ein anderer eines mit viel Ladestationen), weshalb Einzelstrangregelungen erforderlich werden können.
- Die Nutzung von Quartiersspeichern vom Netzbetreiber zur Minimierung des Netzausbaus ist aufgrund der aktuellen Gesetzeslage quasi unmöglich und wird deshalb momentan nicht als Maßnahme untersucht. Die Wirtschaftlichkeit von Quartiersspeicher wird auch bei Beseitigung regulatorischer Hemmnisse als eher kritisch gesehen. Ein Grund dafür sei z.B., dass die Lebensdauer von Kabeln 40 Jahre beträgt, die von Speichern jedoch nur 10-20 Jahre.
- Die Fokussierung auf grünen Wasserstoff ist zu eng, da er nur dann wirklich grün ist, wenn abgeregelter Strom verwendet wird. Dieser liegt aber momentan und noch viele Jahre lang nur sehr selten vor, was zu einer sehr schlechten Auslastung von Elektrolyseuren führt, die nur diesen Strom nutzen und damit zu sehr hohen CO2-Vermeidungskosten. Wird Wasserstoff nicht konsequent nur mit ansonsten abgeregelten Strom erzeugt, führt dies zu einer entsprechenden Mehrauslastung fossiler Kraftwerke. Selbst wenn Ökostromanlagen zusätzlich für den Elektrolysebedarf gebaut werden, könnten diese ohne die Elektrolyseure

Prof. Andreas Luczak

direkt fossil erzeugten Strom ersetzen. Blauer und türkiser Wasserstoff könnte deutlich geringere CO2-Vermeidungskosten bedeuten.

8. Ausblick

8.1. Allgemein

Im weiteren Verlauf der Energiewende erfordert die Sektorkopplung und der Ausbau der PV in Stadtquartieren einen starken Ausbau der Netzinfrastruktur. Das Ausmaß des Netzausbaus im Mittel- und Niederspannungsbereich kann in Wohnquartieren durch eine intelligente Lastverschiebung ggfs. ergänzt durch Quartiersspeichern reduziert werden. Der damit zusammenhängende Handlungsbedarf hängt jedoch in erster Linie vom Tempo der Energiewende ab. Extrapoliert man den durchschnittlichen Ausbau der Wind- und PV-Energie der letzten 5 Jahre, wird die Klimaneutralität erst in mehr als 100 Jahren erreicht. Trotz der aufgrund sehr hoher staatlicher Förderung aktuell extrem gestiegener Zulassungszahlen von E-Autos würde es beim gegenwärtigen Tempo ca. 75 Jahre dauern, bis zumindest ein Drittel des PKW Bestandes aus E-Autos besteht. Da Deutschland das im Vergleich zur Klimaneutralität in 2050 relativ einfach erreichbare Ziel, die Treibhausgase seit 1990 bis 2020 um 40 % zu reduzieren nur aufgrund des temporären Corona-Effekts vermutlich knapp erreichen wird, und bereits in diesem recht frühen Stadium der Energiewende erhebliche Widerstände in der Gesellschaft gegen die notwendigen Maßnahmen der Energiewende auftreten, erscheint der künftige Verlauf des Tempos der Energiewende als keinesfalls gesichert.

Deshalb wird dringend empfohlen, die für das Erreichen der Klimaneutralität notwendigen Infrastrukturmaßnahmen (z.B. in Quartieren) an bestimmte Ausbaumengen an PV- und Windenergie, Wärmepumpen und E-Autos zu koppeln. Speziell Quartiersspeicher können sehr schnell (innerhalb von 1-2 Jahren) errichtet werden und müssen deshalb nicht lange im Voraus geplant werden, sondern sollten erst dann und dort zum Einsatz kommen, wenn/wo sie tatsächlich Treibhausgase reduzieren, und dies günstiger erreichen, als mögliche Alternativen.

Anders sieht es beim Ausbau des Niederspannungsnetzes aus. Diese erfordern deutlich längere Planungs- und Umsetzungszeiträume. Aber da der jährliche Zuwachs an Wind- /PV-Energie sowie an Wärmepumpen und E-Autos technisch und wirtschaftlich begrenzt ist, kann auch hier auf sich eher langsam verändernde Gegebenheiten reagiert werden, anstatt dass ohne aktuelle Notwendigkeit lange im Voraus in Netzinfrastruktur-Maßnahmen investiert werden müsste.

8.2. Empfehlungen zu weiterführenden Studien/Forschungsarbeiten

Die Motivation der meisten bisherigen Forschungsprojekte zu Lastverschiebungen im Quartiersbereich war es, grundsätzliche Möglichkeiten zur Reduktion des Ausbaubedarfs der Netzinfrastruktur zu untersuchen. Es fehlt jedoch an Wissen, wie der zeitliche Verlauf des konkreten Netz-Ausbaubedarfs in Schleswig-Holstein von dem tatsächlichen Ausbaugrad von Wind-/PV-Energie, Wärmepumpen und E-Mobilität abhängt.

Wie in Kap. 3.2 und 7.2 beschrieben, können die aktuellen Netzengpässe im Übertragungsnetz von SH durch Flexibilitäten in Quartieren der Ballungszentren nicht reduziert werden. In welchem Umfang und ab welchem Ausbaugrad der Wind- und PV-Energie in SH dies jedoch zukünftig möglich werden könnte, sollte durch Lastflussberechnungen geklärt werden, um den tatsächlichen Nutzen von Lastmanagement in Quartieren für das Übertragungsnetz in SH besser abschätzen zu können.

Zukünftige Forschungsprojekte, die sich mit der technischen Umsetzung von Lastverschiebungsmaßnahmen beschäftigen, sollten verstärkt die Herausforderungen an die einzusetzenden Digitalisierungstechnologien betrachten. Ein Beispiel dafür ist die geplante Ausweitung des Redispatch auf tausende kleinerer Erzeugungseinheiten, was zu enormen Herausforderungen und Komplexitäten bzgl. der Kommunikation dieser vielen Erzeugungseinheiten und den Algorithmen der Dispatch-Strategie führt. Sollen zukünftig auch noch sämtliche E-Auto-

Ladepunkte und Wärmepumpen in ein übergeordnetes Energiemanagementsystem integriert werden, steigt die Komplexität noch zusätzlich enorm an.

Es gibt zwar viele Veröffentlichungen, die den prinzipiellen Nutzen von Lastverschiebungen beschreiben. Was aus den vorliegenden Projektergebnissen jedoch nicht hervorgeht, ist eine plausible Abschätzung, bei welchem Ausbaugrad von Wind-/PV-Energie, Wärmepumpen und E-Mobilität welche CO2-Reduktion mit welchen Infrastruktur-Maßnahmen (Netzausbau, DSM, Quartiersspeicher…) und zu welchen Kosten konkret und speziell in Schleswig-Holstein erzielt werden kann.

Wird in Veröffentlichungen der ökonomische Nutzen von Quartiers- und PV-Speichern untersucht, geschieht dies häufig aus Sicht der Stromkunden, bei denen eine Erhöhung des Eigenverbrauchs angestrebt wird (was, wie oben aufgeführt, weder bzgl. der CO2-Bilanz noch bzgl. der Kosten des Energiesystems zwangsläufig vorteilhaft sein muss). Es gibt jedoch so gut wie keine Forschungsergebnisse zu dem Nutzen von Quartiers- und PV- Speichern aus energiewirtschaftlicher Gesamtsicht unter Berücksichtigung der CO2-Vermeidungs- und Opportunitätskosten. Diese Ansicht wird auch von der Projektleiterin des o.g. Quartierspeicherprojekts Esquire [32] geteilt.

Insgesamt sollten Forschungsansätze ausgearbeitet werden, die sicherstellen, dass kostspielige Energieinfrastrukturmaßnahmen zwar rechtzeitig, aber auch nicht übereilt umgesetzt werden.

Ein Beispiel dafür ist neben Quartierslösungen auch die Frage, wie schnell der Hochlauf der Elektrolyseleistung in Schleswig-Holstein sein soll. Soll nur abgeregelter Strom genutzt werden (und nur dann ist der erzeugte Wasserstoff tatsächlich „grün“), sind die Elektrolyseure noch viele Jahrzehnte lang nur sehr gering ausgelastet und die CO2-Vermeidungskosten damit im Vergleich zu Alternativen sehr hoch. Werden Elektrolyseure dagegen auch mit nicht abgeregeltem Strom betrieben, um eine höhere Auslastung der Elektrolyseure zu erzielen, erhöht der Elektrolysebetrieb entsprechend die Auslastung fossiler Kraftwerke und damit die CO2-Emissionen. Dies ist auch dann der Fall, wenn zum Betrieb der Elektrolyseure extra zusätzliche Ökostromanlagen errichtet werden, da diese Ökostromanlagen alternativ zur Versorgung der Elektrolyseure fossil erzeugten Strom ersetzen könnten. Die in der Norddeutschen Wasserstoffstrategie genannte bis 2030 zu errichtende Elektrolyseleistung von 5 GW sollte deshalb hinsichtlich Kosten, Klimanutzen und Abhängigkeit von dem weiteren Ausbau der Wind- und PV-Energie plausibilisiert werden.

Neben der technischen Machbarkeit und dem „Timing“ von Quartierslösungen erscheint es auch notwendig, zu untersuchen, wie das regulatorische Umfeld gestaltet werden muss, damit Quartierslösungen nicht nur im Rahmen von geförderten Demonstrationsprojekten, sondern zukünftig als ganz „normale“ wirtschaftliche Maßnahme durch Energieversorger und Netzbetreiber verwirklicht werden können. Dabei stellt sich z.B. die Frage, wie die intelligente Laststeuerung von E-Auto-Ladepunkten und privaten Wärmepumpen so in zukünftige Energieversorgungs-Tarifmodelle integriert werden können, dass diese von den Verbrauchern in ausreichendem Maße akzeptiert und genutzt werden. Weiterhin sollten Lösungen erarbeitet werden, wie die mit der Energiewende und speziell der Sektorkopplung verbundenen notwendigen Kosten der Netzinfrastruktur im Verteilnetzbereich verursachergerecht und sozialverträglich aufgebracht werden sollen.

Nachdem die grundsätzliche technische Machbarkeit schon vielfältig gezeigt worden ist, sollten nun verstärkt Pilot-Quartiere in Schleswig-Holstein identifiziert werden, in denen die CO2-Vermeidungskosten von Quartierslösungen am geringsten sind. Hierzu ist eine Zusammenarbeit mit den lokalen Netzbetreibern erforderlich, um Netzregionen zu identifizieren, in denen bereits jetzt in Wohnquartieren Ökostrom abgeregelt werden muss. Parallel dazu sollten Quartiere identifiziert werden, in denen aufgrund des aktuellen Ausbaus der E-Mobilität ein Ausbau der Netzinfrastruktur am ehesten notwendig erscheint, so dass hier konkret der ökonomische Nutzen der Lastverschiebung demonstriert werden kann.

Anhang 1: Auswahl von Praxisstudien

Übersichtsstudien

Zentrale und dezentrale Elemente im Energiesystem. (2020). Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina, acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften, Union der deutschen Akademien der Wissenschaften. https://energiesysteme-zukunft.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/PDFs/ESYS_Stellungnahme_zentral_dezentral.pdf

Gutachten Digitalisierung der Energiewende – Topthema 2: Regulierung , Flexibilisierung und Sektorkopplung. (2018). Ernst & Young GmbH, BETBüro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH, WIK Wissenschaftliches Institut für Infrastruktur und Kommunikationsdienste GmbH im Auftrag des BMWi. https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/digitalisierung-der-energiewende-thema-2.pdf?__blob=publicationFile&v=8

dena-Netzflexstudie - Optimierter Einsatz von Speichern für Netz-und Marktanwendungen in der Stromversorgung. (2017). Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena). https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9191_dena_Netzflexstudie.pdf

Der zellulare Ansatz - Grundlagen einer erfolgreichen, regionenübergreifenden Energiewende. (2015). VDE. http://www.bund-naturschutz.de/fileadmin/Bilder_und_Dokumente/Presse_und_Aktuelles/Pressemitteilungen/2017/Energie_und_Klima/VDE_ST_ETG_ZellulareAnsatz_web.pdf

Mckenna, R., Herbes, C., Fichtner, W. (2015). Energieautarkie: Vorschlag einer Arbeitsdefinition als Grundlage für die Bewertung konkreter Projekte und Szenarien. Zeitschrift für Energiewirtschaft 39(4). DOI 10.1007/s12398-015-0164-1 https://www.researchgate.net/deref/http%3A%2F%2Fdx.doi.org%2F10.1007%2Fs12398-015-0164-1

Dezentralisierung generell

SINTEG

www.sinteg.de

- Abschlusspräsentationen erfolgen Ende 2020
- Teilprojekt mit Schwerpunkt SH/HH: NEW 4.0 www.new4-0.de , in dem es ein Arbeitspaket „Lastmanagement“ gibt, bei dem ein netzentlastendes Lastverschiebungspotenzial im zwei- bis dreistelligen Megawattbereich realisiert werden soll
- Auf Basis bisheriger Veröffentlichungen scheint der Schwerpunkt eher auf Demonstration technischer Machbarkeit und weniger auf Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen zu liegen.

Flex4Energy

www.entega.ag/fileadmin/microsites/flex4energy/downloads/Abschlussbericht_Flex4Energy.pdf

- Nutzung regionaler Flexibilität zur Verringerung von Netzengpässen
- Implementierung eines „Flexibiliätsmanagers“, der Flexibilitätspotenziale verschiedener Netzzellen miteinander abgleicht
- Prognosebasierte Lade-/Entladestrategie für Quartiersspeicher
- Keine quantitativen Ergebnisse zum wirtschaftlichen/ökologischen Nutzen im Abschlussbericht

Lastgesteurtes Laden

KielFlex

www.kielflex.de

- Ausbau Ladeinfrastruktur und Elektrifizierung ÖPNV
- Installation von Lade- und Energiemanagementsystem
- Spannungsstützung durch Leistungselektronik der Ladestationen
- Demonstration und Feldtest

ePlanB

www.ffe.de/attachments/article/531/Endbericht%20ePlanB.pdf

- Feldtest eines intelligenten Lademanagements mit 15 E-Fahrzeugen sechs verschiedener Hersteller
- Erhöhung des PV-Eigenverbrauchs im Quartier von 40% auf 67% erzielt
- Keine Auswertung bzgl. Klimanutzen oder Netzkostenreduktion

Gesteuertes Laden V3.0

www.erneuerbar-mobil.de/projekte/gl-30

- Über 700 Seiten langer Abschlussbericht
- Thematik wird in 6 Teilprojekten aus verschiedensten Perspektiven analysiert

Autarkiemaximierung

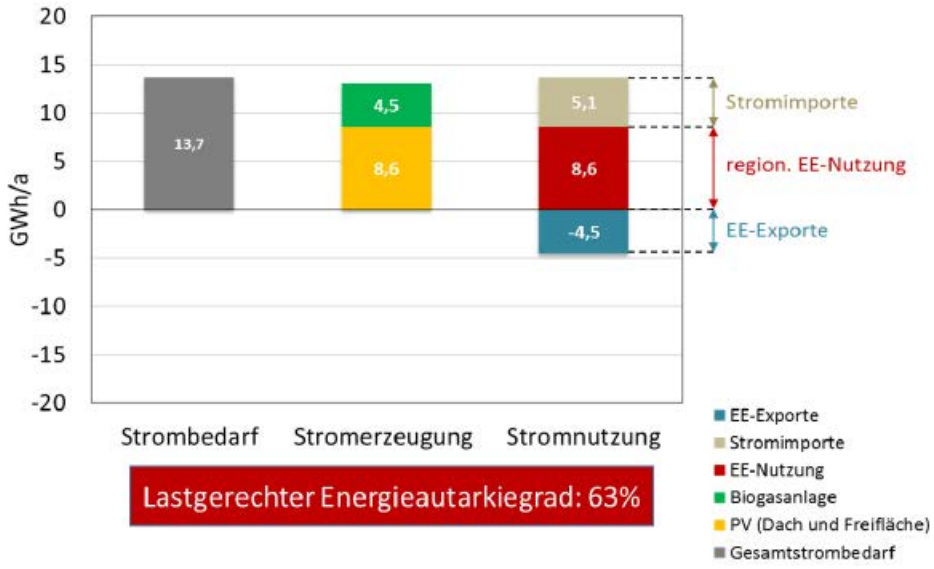
Forschungsprojekt Energieautarke Siedlung

www.uni-kassel.de/fb07/fileadmin/datas/fb07/5-Institute/IVWL/Wetzel/Dokumente/Energieautarke_Siedlung_-_Abschlussbericht_Latex.pdf

- Potenzialanalyse zur Autarkiemaximierung zweier Siedlungen

Beispiel Gemeinde Alheim (Entnahme der Abbildungen aus obigem Abschlussbericht):

Ist-Stand: 99% bilanzielle und 63% lastgerechte Autarkie:

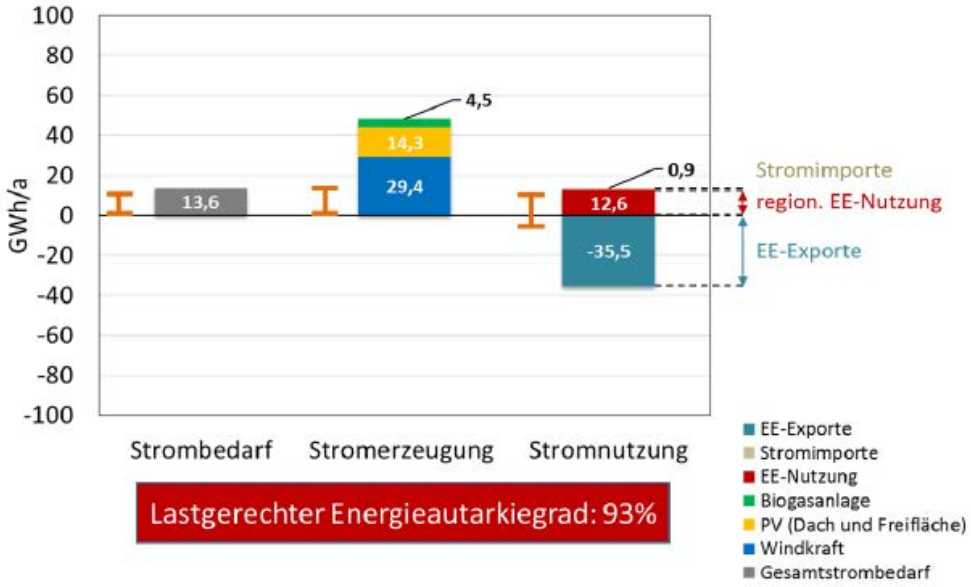


Simuliertes Ausbaupotenzial:

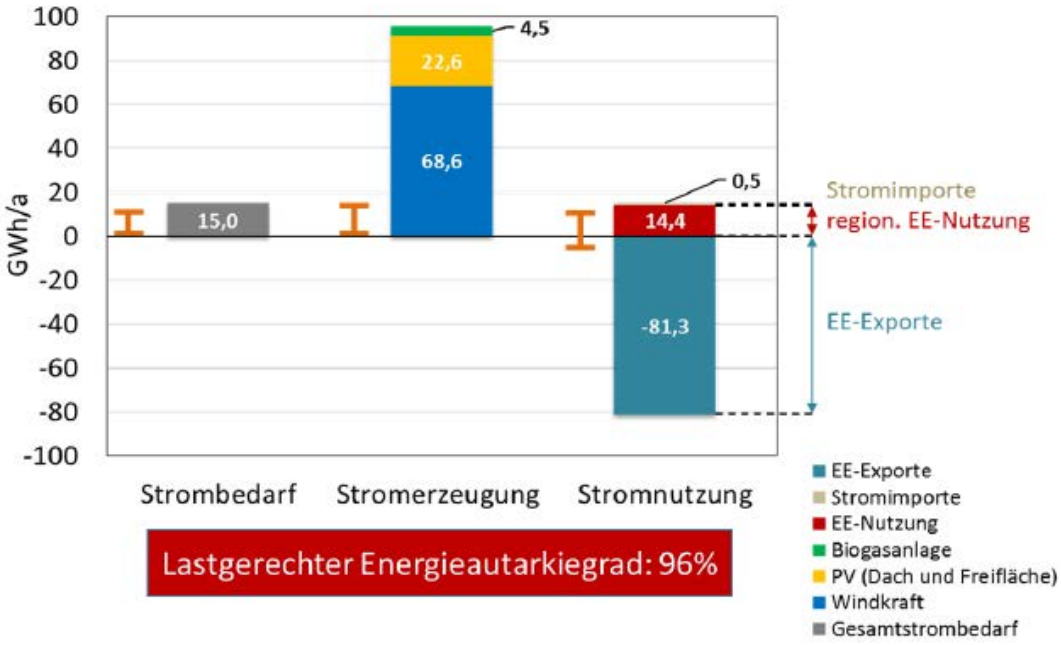
Technologie	Einheit	Ist-Stand	Technologiezubau ab Ist-Stand		
			Min	Med	Max
Windräder	Windräder à 3,5 MW	0	3	5	7
PV-Dachanlagen	MWp	7,2	4	5	7
PV-Freiflächenanlagen	MWp	1,8	2	5	7
Batteriespeicher Gebäude	Speicher à 5kWh	15[1]	242	463	683
Großbatteriespeicher	MWh	0	4	6	8
Elektrofahrzeuge	Fahrzeuge	10[1]	333	604	875
WP	EFH-Alheim	26[2]	273	334	395
Solarthermie-Dachanlagen	à 8 m^2	134	164	246	327
Solarthermie für NWN	à 1400 m^2 Kollektorfläche	0	1	2	3
Holzkessel	EFH-Alheim	272[3]	44	63	81

Annahmen: *[1]eigene Annahme, [2]10 kWth je Wärmepumpe, [3]22 kW je Holzkessel, Hochrechnung der Schornsteinfegerdaten für Holzheizungen >10 kWth auf Gesamtalheim (Öfen und Kamine hier nicht berücksichtigt).*

Ergebnis Min-Szenario:



Ergebnis Max-Szenario:



Quarree100

https://quarree100.de/

- Projektansatz sehr ähnlich zu bereits abgeschlossenem obigem Projekt
- Technologische Konzepte zur 100% regenerativen Energieversorgung auf Quartiersebene werden getestet.
- Es soll gezeigt werden, wie durch flexible Lastverschiebung, Speicherung (thermisch, elektrochemisch, chemisch) und intelligente Steuerung von quartiersinternen Anlagen und Verbrauchern das umgebende Stromnetz entlastet werden kann (= Maximierung lastgerechte Autarkie).
- Es erfolgt zwar auch eine ökonomische Analyse, jedoch nur in Bezug auf das Quartier. Es fehlt eine ökonomische Analyse zum Vergleich mit alternativen, zentraleren Lösungen und der Einbettung in das übergeordnete Energiesystem.

Anhang 2: Literatur

[1] Lütkehus, I., Salecker, H., Adlunger, K. (2013). Potenziale der Windenergie an Land. Umweltbundesamt. https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/potenzial_der_windenergie.pdf. Zugegriffen am 10. Oktober 2020.

[2] Knorr, K., Horst, D., Bofinger, S., Hochlof, P. (2017). Energiewirtschaftliche Bedeutung der Offshore-Windenergie für die Energiewende. Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik. https://www.offshore-stiftung.de/sites/offshorelink.de/files/documents/Studie_Energiewirtschaftliche%20Bedeutung%20Offshore%20Wind.pdf. Zugegriffen am 10. Oktober 2020.

[3] Wirth, H. (2020). Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland. Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE. https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/aktuelle-fakten-zur-photovoltaik-in-deutschland.pdf. Zugegriffen am 10. Oktober 2020.

[4] Quaschning, V. (2016) Sektorkopplung durch die Energiewende. HTW Berlin. https://www.volker-quaschning.de/publis/studien/sektorkopplung/Sektorkopplungsstudie.pdf. Zugegriffen am 10. Oktober 2020.

[5] Sterchele, P., Brandes, J., Heilig, J., Wrede, D., Kost, C., Schlegl, T., Bett, A., Hans-Martin Henning, H.-M. (2020). Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem. Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE. https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Fraunhofer-ISE-Studie-Wege-zu-einem-klimaneutralen-Energiesystem.pdf. Zugegriffen am 12. Mai 2020.

[6] Energy Charts – Stromerzeugung in Deutschland in Woche 37 2020. (2020). Fraunhofer ISE. https://energy-charts.info/charts/power/chart.htm?l=de&c=DE&source=all&stacking=stacked_absolute_area&timezone=user&week=37. Zugegriffen am 10. Oktober 2020.

[7] Versorgungsbeitrag der Erneuerbaren Energien. (2020). Landesportal Schleswig-Holstein. https://www.schleswig-holstein.de/DE/Landesregierung/Themen/Energie/Energiewende/Daten/_documents/versorgungsbeitrag.html. Zugegriffen am 10. Oktober 2020.

[8] Energieatlas NRW. (2020). Landesamt für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz Nordrhein-Westfalen. https://www.energieatlas.nrw.de/site/strom. Zugegriffen am 10. Oktober 2020.

[9] Bundesnetzagentur erlässt Verordnung zum Netzausbaugebiet. (2017). Bundesnetzagentur. https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2017/20022017_Netzausbaugebiet.html. Zugegriffen am 10. Oktober 2020.

[10] Abregelungen von Strom aus Erneuerbaren Energien 2018 rückläufig. Der Netzausbau wirkt. Weiterer Rückgang ist mittelfristig zu erwarten. (2019). MELUND. https://schleswig-holstein.de/DE/Landesregierung/V/Presse/PI/2019/0519/190514_EinsMan_SH_2018.html. Zugegriffen am 10. Oktober 2020.

[11] Zentrale und dezentrale Elemente im Energiesystem. (2020). Nationale Akademie der Wissenschaften Leopoldina, acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften, Union der deutschen Akademien der Wissenschaften. https://energiesysteme-zukunft.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/PDFs/ESYS_Stellungnahme_zentral_dezentral.pdf. Zugegriffen am 10. Oktober 2020.

[12] Redispatch 2.0. (2020). BDEW. https://www.bdew.de/energie/redispatch-20/. Zugegriffen am 10. Oktober 2020.

[13] Netzausbaugebiet. (2020). Bundesnetzagentur. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Wind_Onshore/Netzausbaugebiete/NetzausbauGV_node.htm. Zugegriffen am 10. Oktober 2020.

[14] Power-to-Heat zur Integration von ansonsten abgeregeltem Strom aus Erneuerbaren Energien. (2014). Agora Energiewende. https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2013/power-to-heat/Agora_PtH_Langfassung_WEB.pdf. Zugegriffen am 10. Oktober 2020.

[15] Gutachten zu zuschaltbaren Lasten für das Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt und ländliche Räume des Landes Schleswig-Holstein. (2016). Stiftung Umweltenergierecht, Fraunhofer ISI. https://www.schleswig-holstein.de/DE/Landesregierung/V/Presse/PI/PDF/2016/gutachtenZuschaltbareLasten.pdf;jsessionid=95FB42114D1733EAB7C8C769D07E480D?__blob=publicationFile&v=3. Zugegriffen am 10. Oktober 2020.

[16] Beitrag von Flexibilitäten im Verteilnetz zur Senkung der Redispatchkosten in Deutschland. (2017). Frontier Economics. https://www.bdew.de/media/documents/20170809_Studie-Redispatchkosten.pdf. Zugegriffen am 10. Oktober 2020.

[17] Untersuchung zur Beschaffung von Redispatch. Studie im Auftrag des BMWi. (2019). Consentec GmbH. https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/untersuchung-zur-beschaffung-von-redispatch.pdf?__blob=publicationFile&v=6. Zugegriffen am 10. Oktober 2020.

[18] Stitzing, L. (2020). Analyse der Ursachen von Einspeisemanagement in Schleswig-Holstein und elektrische Mobilität als Abhilfepotenzial. Bachelor Thesis Wirtschaftsingeniuerwesen – Elektrotechnik. Fachhochschule Kiel. (unveröffentlicht).

[19] Der zellulare Ansatz - Grundlagen einer erfolgreichen, regionenübergreifenden Energiewende. (2015). VDE. http://www.bund-naturschutz.de/fileadmin/Bilder_und_Dokumente/Presse_und_Aktuelles/Pressemitteilungen/2017/Energie_und_Klima/VDE_ST_ETG_ZellulareAnsatz_web.pdf. Zugegriffen am 10. Oktober 2020.

[20] Studiensteckbrief zum Thema Gleichzeitigkeit. (2020). VDE FNN. https://www.vde.com/resource/blob/1970130/8ef070ea8f8a05bd3f9bf7effcbcc6c2/download-studienbeschreibung-gleichzeitigkeit-data.pdf. Zugegriffen am 10. Oktober 2020.

[21] Intelligentes Netzmanagement. (2020). Lehrstuhl für Leistungselektronik an der CAU Kiel. https://www.kielflex.de/downloads/kielflex_homepage_cau.pdf. Zugegriffen am 10. Oktober 2020.

[22] SMA verschiebt die Phase. (2020). SMS Solar Technology AG. https://www.sma.de/partner/expertenwissen/sma-verschiebt-die-phase.html. Zugegriffen am 10. Oktober 2020.

[23] Regelbarer Ortsnetztransformator. (2020). Institut für Netz- und Anwendungstechnik. https://spannungshaltung.de/regelbarer-ortsnetztransformator. Zugegriffen am 10. Oktober 2020.

[24] Verteilnetzausbau für die Energiewende. (2019). Agora Verkehrswende. https://www.agora-verkehrswende.de/fileadmin/Projekte/2019/EV-Grid/Agora-Verkehrswende_Agora-Energiewende_EV-Grid_WEB.pdf. Zugegriffen am 10. Oktober 2020.

[25] Sovacool, B. K., Axsen, J., Kempton, W. (2017). The Future Promise of Vehicle-to-Grid (V2G) Integration: A Sociotechnical Review and Research Agenda. Annual Review of Environment and

Resources 2017 42:1, 377-406. https://www.annualreviews.org/doi/10.1146/annurev-environ-030117-020220#_i26. Zugegriffen am 10. Oktober 2020.

[26] dena-Netzflexstudie - Optimierter Einsatz von Speichern für Netz-und Marktanwendungen in der Stromversorgung. (2017). Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena). https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9191_dena_Netzflexstudie.pdf. Zugegriffen am 10. Oktober 2020.

[27] Technischer Leitfaden Ladeinfrastruktur Elektromobilität. (2020). BDEW, DKE, ZVEH, ZVEI, VDE FNN. https://www.vde.com/resource/blob/988408/a2b8e484994d628b515b56376f809e28/technischer-leitfaden-ladeinfrastruktur-elektromobilitaet---version-3-data.pdf. Zugegriffen am 10. Oktober 2020.

[28] Netzintegration Elektromobilität. (2019). VDE FNN. https://www.vde.com/resource/blob/1896384/8dc2a98adff3baa259dbe98ec2800bd4/fnn-hinweis--netzintegration-e-mobilitaet-data.pdf. Zugegriffen am 10. Oktober 2020.

[29] Gutachten Digitalisierung der Energiewende – Topthema 2: Regulierung , Flexibilisierung und Sektorkopplung. (2018). Ernst & Young GmbH, BETBüro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH, WIK Wissenschaftliches Institut für Infrastruktur und Kommunikationsdienste GmbH im Auftrag des BMWi. https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/digitalisierung-der-energiewende-thema-2.pdf?__blob=publicationFile&v=8. Zugegriffen am 10. Oktober 2020.

[30] Genehmigung des Szenariorahmens 2019-2030. (2018). Bundesnetzagentur https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/Szenariorahmen_2019-2030_Genehmigung_0_0.pdf. Zugegriffen am 10. Oktober 2020.

[31] Gährs, S., Knoefel, J. (2020). Stakeholder demands and regulatory framework for community energy storage with a focus on Germany. Energy Poligy 144 (2020) 111678. https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421520304079. Zugegriffen am 10. Oktober 2020.

[32] ESQUIRE Energiespeicher für smarte Quartiere. (2020). Institut für ökologische Wirtschaftsforschung GmbH. www.esquire-projekt.de. Zugegriffen am 10. Oktober 2020.

[33] Hannappel, S., Sötebier, J., Stratmann, P. (2020). Marktintegration ausgeförderter und neuer Prosumer Anlagen. Bundesnetzagentur. https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ProsumerModell.pdf?__blob=publicationFile&v=1. Zugegriffen am 10. Oktober 2020.

[34] Smart Meter, Prosumer, Flexumer. Wie die Digitalisierung die Rolle von Verbrauchern verändert. (2019). Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE). https://www.ffe.de/attachments/article/931/FE_13549_Bericht.pdf. Zugegriffen am 10. Oktober 2020.

[35] Maurer, C. (2019). Systemische Effekte der Eigenversorgung. Diskussion mit BDEW UAG Prosumer. Consentec GmbH. https://www.bdew.de/media/documents/20180615_Consentec-Systemische-Effekte-der-Eigenversorgung.pdf. Zugegriffen am 10. Oktober 2020.

[36] Meier, J., Nakazi, S. (2016) Batteriespeicher für Solaranlagen. Verbraucherzentrale NRW e.V. https://www.verbraucherzentrale.nrw/sites/default/files/migration_files/media241861A.pdf. Zugegriffen am 10. Oktober 2020.

[37] Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und weiterer energierechtlicher Vorschriften. (2020). BMWi. https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/G/gesetzentwurf-aenderung-erneuerbare-

energien-gesetzes-und-weiterer-energierechtlicher-vorschriften.pdf?__blob=publicationFile&v=4. Zugegriffen am 10. Oktober 2020.

[38] Weniger, J., Böhme, N., Orth, N. Quaschning, V. (2019) https://pvspeicher.htw-berlin.de/wp-content/uploads/WENIGER-2019-Sind-Solarstromspeicher-Klimaschuetzer.pdf. Zugegriffen am 10. Oktober 2020.

[39] Schnabel, F., Kreidel, S. (2018). Ökonomische Rahmenbedingungen für Quartierspeicher. Fraunhofer IAO. https://www.esquire-projekt.de/data/esquire/Datein/Schnabel_Arbeitspapier_%C3%B6konom._Rahmenbedingungen_Esquire.pdf. Zugegriffen am 10. Oktober 2020.

[40] KielFlex. (2020). Stadtwerke Kiel AG. https://www.kielflex.de/. Zugegriffen am 10. Oktober 2020.

FACHHOCHSCHULE KIEL
Hochschule für Angewandte Wissenschaften

KI-BASIERTES FORECASTING UND MICROFORECASTING VON ENERGIE-ERZEUGUNG UND -VERBRAUCH IN DEZENTRALEN STRUKTUREN

Prof. Dr. Jan-Hendrik Meier
Prof. Dr. Stephan Schneider
Holm Voss
Anna-Katharina Dhungel

Kurzstudie im Rahmen eines hochschulübergreifenden Forschungsprojekts mit insgesamt sieben Studien in unterschiedlichen Disziplinen zum Thema „Digitalisierung der Energiewende – Intelligente und effiziente Vernetzung von Energieerzeugern und -verbrauchern auf Quartiersebene.

Gefördert von der gemeinnützigen Gesellschaft für Energie und Klimaschutz Schleswig-Holstein GmbH (www.eksh.org)

Datum der Fertigstellung: 7. Januar 2021

Kontakt

Prof. Dr. Jan-Hendrik Meier
Fachhochschule Kiel
Institut für Rechnungswesen und Revision
T 0431 210-3609
jan-hendrik.meier@fh-kiel.de

Prof. Dr. Stephan Schneider
Fachhochschule Kiel
Institut für Wirtschaftsinformatik
T 0431 210-3513
stephan.schneider@fh-kiel.de

6

1. Ausgangslage

Ziel der Energiewende ist es, die Gesellschaft mit ökologisch nachhaltigem Strom zu versorgen und auf die Nutzung fossiler und atomarer Energiequellen weitgehend zu verzichten. Hierfür muss die Energielandschaft radikal umstrukturiert werden: große Energieanlagen, die mit Erdöl, Erdgas, Kohle oder Atomkraft betrieben werden, sollen ersetzt werden durch kleinere Energieanlagen, die mit Hilfe von Wind, Sonne, Wasser oder Biomasse Strom erzeugen.[1] Im Jahr 2019 lag der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch bei 42,1 %.[2] Dieser Anteil soll im Jahr 2030 bei 65 % liegen.[3] Neben diesen gravierenden Entwicklungen wird die Energiewende auch beeinflusst durch Faktoren wie etwa eine sich verändernde Mobilität und dem technologischen Fortschritt.

Im Kontext dieser Entwicklungen spielt die Forschung eine entscheidende Rolle. Dabei geht es beispielsweise um die Entwicklung neuer Speichertechnologien, dem Test neuer Konzepte wie etwa den Einsatz von Fusionskraftwerken oder Untersuchungen rund um die Digitalisierung und Steuerung des Strommarktes.[4] Durch die Energiewende ist eine feingranulare Abstimmung von Energieerzeugung, -verbrauch und -speicherung in Form einer intelligenten und dezentralen Netzsteuerung notwendig. Von besonderer Bedeutung für die Optimierung der Netzsteuerung sind Forecasting-Modelle, welche als Informationsgrundlage dienen. Wissenschaftliche Modelle, welche Techniken des Machine Learnings bzw. der künstlichen Intelligenz (KI) – nutzen, haben sich im Bereich der Prognosen als besonders leistungsstark herausgestellt. Aber auch verschiedene klassische statistische Methoden liefern sehr zuverlässige Vorhersagen.

In der vorliegenden Metastudie wird der aktuelle Forschungs-Status in Bezug auf diese Forecasting-Modelle vorgestellt. Hierzu werden 227 Fachartikel zu Vorhersagemethoden identifiziert und gesichtet. Darunter fokussieren sich 104 Artikel auf Strombewegungen im sogenannten Macrogrid, die anderen 123 Artikel behandeln Prognose-Modelle im Microgrid. Die vorliegende Untersuchung konzentriert sich auf die Ebene des Microgrids und möchte folgende Fragen beantworten: Welche Prognosemodelle werden in den Fachartikeln vorgestellt? Welche exogenen Faktoren werden bei der Prognose berücksichtigt? Welche Datenerzeuger dienen als Grundlage und welche Fristigkeit wird in dem Modell angesetzt? Hierfür ist der Beitrag folgendermaßen aufgebaut: im nächsten Kapitel wird eine Arbeitsdefinition der Begriffe Macro- und Microgrid erarbeitet, welches dem weiteren Vorgehen zugrunde liegt und damit als Kategorisierung bei der Literaturrecherche zum Einsatz kommt. Im dritten Kapitel wird in die verschiedenen Prognosemethoden kurz eingeführt, speziell in die Regression, die verschiedenen ARIMA-Modelle und künstliche neuronale Netze. Im Anschluss werden im vierten Kapitel die Ergebnisse visualisiert und diskutiert. Die Arbeit schließt mit einem Ausblick.

[1] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2020): Unsere Energiewende: sicher, sauber, bezahlbar. URL: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Dossier/energiewende.html (zuletzt aufgerufen am 12.10.2020).
[2] Umweltbundesamt (2020): Erneuerbare Energien in Zahlen. URL: https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/erneuerbare-energien-in-zahlen#uberblick (zuletzt aufgerufen am 12.10.2020).
[3] Die Bundesregierung (2020): Ein neues Zeitalter hat begonnen. URL: https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/energiewende/energie-erzeugen/erneuerbare-energien-317608 (zuletzt aufgerufen am 12.10.2020).
[4] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2020): 40 Jahre Energieforschung: Forschen für die Energiewende. URL: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/Energieforschung/40-jahre-energieforschungsprogramm.html (zuletzt aufgerufen am 12.10.2020).

2. Begriffe und Vorgehensweise

Die Bezeichnung „Microgrid“ weist derzeit keine einheitliche Verwendung in der Forschung auf. Das liegt vor allem daran, dass Stromnetze in anderen Ländern durchaus andere Strukturen aufweisen, sowohl hinsichtlich der Energieerzeugung, des Energietransports als auch des Energieverbrauchs. Dennoch liegen Gemeinsamkeiten in der Begriffsverwendung vor, die insbesondere darin bestehen, dass die Koordination von Energieverbrauch, -erzeugung und -speicherung eines einzelnen Stromnetzes betrachtet wird.[5] Im engeren Sinne kann Microgrid als Teil eines größeren Verbundnetzes angesehen werden, das auch in der Lage sein kann, ein autonomes Energiesystem zu bilden.[6] In dem Fall spricht man von einem Inselnetz, das in der Praxis beispielsweise in einwohnerarmen Regionen vereinzelt zu beobachten ist.[7] Ein solches Energiesystem erfordert stets eine intelligente Abstimmung zwischen Angebot und Nachfrage der Stromversorgung, weshalb auch das Konzept eines „Smart Grids“ in dem vorliegenden Zusammenhang zum Tragen kommt.[8] Demzufolge können solche Systeme dazu beitragen, die Zuverlässigkeit sowie die Stabilität des Gesamtnetzes zu optimieren.[9] Allgemein befinden sich Microgrids vorwiegend auf der Niederspannungsebene und weisen insbesondere eine Integration von erneuerbaren Energiequellen auf, in der Speichereinheiten in Hinsicht auf eine effiziente und wirtschaftlich vorteilhafte Stromerzeugung von Bedeutung sind.[10]

Der Begriff „Macrogrid“ wird in der wissenschaftlichen Literatur selten verwendet, weshalb auch keine eindeutige Definition dieser Bezeichnung besteht. In den meisten Fachartikeln wird Macrogrid in der Verbindung zum Energiesystem des Microgrids erklärt.[11] Demzufolge weisen die meisten einzelnen Stromnetze eine Kopplung mit dem Hauptstromnetz auf, das durch eine zentralisierte Energieerzeugung, -übertragung und -verteilung im weitaus größeren Ausmaß auf der Hoch- und

[5] Chan, P. P., Chen, W. C., Ng, W. W., & Yeung, D. S. (2011, July). Multiple classifier system for short term load forecast of microgrid. In 2011 International Conference on Machine Learning and Cybernetics (Vol. 3, pp. 1268-1273). IEEE; Luna, A. C., Meng, L., Diaz, N. L., Graells, M., Vasquez, J. C., & Guerrero, J. M. (2017). Online energy management systems for microgrids: Experimental validation and assessment framework. IEEE transactions on power electronics, 33(3), 2201-2215.

[6] „Forschung Stromnetze: Verbundnetze“. Zugegriffen 29. Juni 2020. https://forschung-stromnetze.info/basisinformationen/struktur-des-stromnetzes/verbundnetze/; Marinescu, A., Harris, C., Dusparic, I., Cahill, V., & Clarke, S. (2014, February). A hybrid approach to very small scale electrical demand forecasting. In ISGT 2014 (pp. 1-5). IEEE.

[7] „Forschung Stromnetze: Inselnetze“. Zugegriffen 29. Juni 2020. https://forschung-stromnetze.info/basisinformationen/struktur-des-stromnetzes/inselnetze/.

[8] Amjady, N., Keynia, F., & Zareipour, H. (2010). Short-term load forecast of microgrids by a new bilevel prediction strategy. IEEE Transactions on smart grid, 1(3), 286-294; Dolara, A., Leva, S., Mussetta, M., & Ogliari, E. (2016, June). PV hourly day-ahead power forecasting in a micro grid context. In 2016 IEEE 16th International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC) (pp. 1-5). IEEE.

[9] Gulin, M., Vašak, M., Banjac, G., & Tomiša, T. (2014, May). Load forecast of a university building for application in microgrid power flow optimization. In 2014 IEEE International Energy Conference (ENERGYCON) (pp. 1223-1227). IEEE.

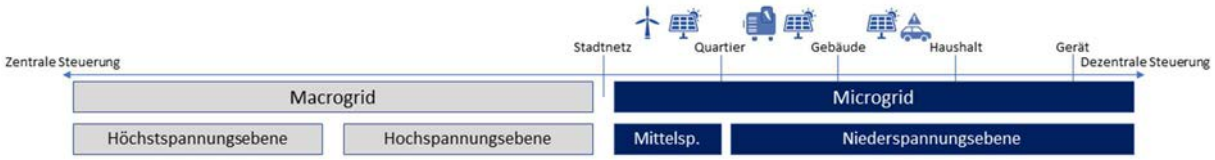
[10] Marzooghi, H., Emami, K., Wolfs, P. J., & Holcombe, B. (2018, November). Short-term Electric Load Forecasting in Microgrids: Issues and Challenges. In 2018 Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC) (pp. 1-6). IEEE; Díaz, N. L., Guarnizo, J. G., Mellado, M., Vasquez, J. C., & Guerrero, J. M. (2016). A robot-soccer-coordination inspired control architecture applied to islanded microgrids. IEEE Transactions on Power Electronics, 32(4), 2728-2742; Zhou, H., Bhattacharya, T., Tran, D., Siew, T. S. T., & Khambadkone, A. M. (2010). Composite energy storage system involving battery and ultracapacitor with dynamic energy management in microgrid applications. IEEE transactions on power electronics, 26(3), 923-930.

[11] Vgl. bspw. Wang, Y., Mao, S., & Nelms, R. M. (2015). On hierarchical power scheduling for the macrogrid and cooperative microgrids. IEEE Transactions on Industrial Informatics, 11(6), 1574-1584; Zachar, M., & Daoutidis, P. (2016). Microgrid/macrogrid energy exchange: A novel market structure and stochastic scheduling. IEEE Transactions on Smart Grid, 8(1), 178-189.

Höchstspannungsebene erfolgt.[12] In Bezug auf das Microgrid ist das Macrogrid als ein externes Netz zu betrachten, das sowohl eine Verknüpfung hinsichtlich der Stromversorgung als auch des Informationsaustauschs aufzeigt. Alles in Allem ist Macrogrid als Verbundnetz zu verstehen, in dem eine Vielzahl von kleineren Energiesystemen verbunden werden.[13]

Die Klassifizierung in Macro- und Microgrid, die der folgenden Analyse zugrundeliegt, liefert folgende Grafik. Die beiden Ebenen differenzieren sich grundsätzlich durch die Zugehörigkeit der Spannungsebene im Stromnetz. Während das Macrogrid Strombewegungen in der Höchstspannungs- und Hochspannungsebene beinhaltet, die einer zentralen Steuerung bedürfen, ist das Microgrid in der Mittel- und Niederspannungsebene angesetzt und bedarf einer dezentralen Steuerung bei gleichzeitiger Bedarfsanforderung an das Macrogrid.

Abbildung 1: Überblick über Macro- und Microgrid



Quelle: Eigene Darstellung.

Um im weiteren Verlauf die identifizierte Literatur nachvollziehbar analysieren zu können, wird sich inhaltlich am in Tabelle 1 visualisierten Schema orientiert:

Tabelle 1: Kategorisierungen für die Literaturanalyse

1. Ebene	**2. Ebene**	
Verbrauch	• Orts- und Stadtnetz • Quartier • Haushalt • Gebäude(komplex) • Geräte	• Methodik • Fristigkeit
Erzeugung	• Windenergie • Solarenergie / Photovoltaik • Kombinierte Energieerzeuger • Wellenenergie	• Exogene Faktoren • Datenerzeuger
Erzeugung und Verbrauch		

Quelle: Eigene Darstellung.

[12] Egbue, O., Naidu, D., & Peterson, P. (2016, October). The role of microgrids in enhancing macrogrid resilience. In 2016 International Conference on Smart Grid and Clean Energy Technologies (ICSGCE) (pp. 125-129). IEEE.

[13] „Forschung Stromnetze: Verbundnetze“. Zugegriffen 29. Juni 2020. https://forschung-stromnetze.info/basisinformationen/struktur-des-stromnetzes/verbundnetze/.

Die vorliegende Analyse basiert auf einem strukturierten Literaturüberblick. Hierfür wurden zunächst diejenigen Fachzeitschriften identifiziert, in denen Artikel zu Prognosen im Stromsektor zu erwarten sind. Sodann wurden die Jahrgänge 2002-2020 dieser Zeitschriften nach passenden Artikeln durchsucht. Für jeden identifizierten Artikel wird unterschieden, ob der Fachartikel eine Prognose zum Stromverbrauch, zur Stromerzeugung oder zu einer Kombination von Beiden beschreibt. Bei Studien zum Verbrauch wird als nächstes zwischen Quartiers-, Haushalts-, Gebäude(komplex)- und Geräteebene unterschieden. Der Begriff des Quartiers wird im Hinblick auf die Energieversorgung häufig verwendet, weist aber – wie Micro- und Macrogrid – keine einheitliche Definition auf.[14] Im Zusammenhang mit der Quellenanalyse kann die Auffassung der KfW herangezogen werden. Diese besagt, dass ein Quartier „aus mehreren flächenmäßig zusammenhängenden privaten und/oder öffentlichen Gebäuden einschließlich öffentlicher Infrastruktur“ besteht.[15] Außerdem umfasst es eine Gebietsgröße, die „unterhalb der Stadtteilgröße“ zu verorten ist.[16] Die nächstkleinere Kategorie ist die der Haushalte. Auf sie beziehen sich Fachartikel, die sich speziell auf den Verbrauch von einzelnen oder mehreren Wohngebäuden beziehen. Die Gebäudeebene beinhaltet Prognosen für einzelne Gebäude. Auf der kleinsten Prognoseebene wird der Verbrauch einzelner Geräte bzw. technischer Systeme betrachtet.

Bei Fachartikeln zum Forecasting der Stromerzeugung werden verschiedene Arten der Stromerzeugung unterschieden: Windenergie, Solarenergie, kombinierte Energieerzeuger und Wellenenergie. Die weit überwiegende Anzahl an Artikel fallen in die ersten beiden Kategorien, es gibt allerdings auch Studien, die sich auf mehrere Stromerzeugungsarten stützen, welche hier als „kombinierte Energieerzeuger“ aufgeführt werden. Hierunter fällt beispielsweise die Untersuchung von Charfi et al., in der ein Dieselgenerator mit einer PV-Anlage gekoppelt ist.[17] Zuletzt existiert ein isolierter Fachartikel von Jeon und Taylor über die Nutzung von Wellenenergie, der unter der gleichnamigen Kategorie eingeordnet ist.[18]

Weiterhin liegen Studien vor, die ein kombiniertes Forecasting von Angebot und Nachfrage innerhalb eines Energienetzes aufzeigen. Hierfür wird der Begriff des „Energy Management Systems“ verwendet.[19] Werke innerhalb dieser Kategorie zielen darauf ab, eine Prognose darüber zu erstellen, inwiefern die Stromerzeugung eines einzelnen Microgrids den Bedarf des eigenen Energienetzes

[14] VKU = Verband kommunaler Unternehmen e.V. (2018, Juni). Vom Mieterstrom zur Quartiersversorgung: Energiekonzepte vor Ort umsetzen. VKU Verlag. Berlin. https://www.vku.de/fileadmin/user_upload/Verbandsseite/Themen/Energiewende/180620_Broschuere_Mieterstrom_final.pdf, S. 46.

[15] KfW (o.J.). Merkblatt: Energetische Stadtsanierung – Zuschuss Kommunale und soziale Infrastruktur. Frankfurt. https://www.kfw.de/Download-Center/F%C3%B6rderprogramme-(Inlandsf%C3%B6rderung)/PDF-Dokumente/6000002110-M-Energetische-Stadtsanierung-432.pdf, S. 1.

[16] Ebd.

[17] Charfi, Sana, Ahmad Atieh, Nabiha Brahmi, und Maher Chaabene. „Multi-Criteria Fuzzy Algorithm for Energy Management of a Stanalone Hybrid System“. In 2017 8th International Renewable Energy Congress (IREC), 1–6. Amman, Jordan: IEEE, 2017.

[18] Jeon, Jooyoung, und James W. Taylor. „Short-Term Density Forecasting of Wave Energy Using ARMA-GARCH Models and Kernel Density Estimation“. International Journal of Forecasting 32, Nr. 3.

[19] Vlg. bspw. Iwafune, Yumiko, Yoshie Yagita, Takashi Ikegami, und Kazuhiko Ogimoto. „Short-Term Forecasting of Residential Building Load for Distributed Energy Management“. In 2014 IEEE International Energy Conference (ENERGYCON), 1197–1204. Cavtat, Croatia: IEEE, 2014; Michaelson, Dennis, Hisham Mahmood, und Jin Jiang. „A Predictive Energy Management System Using Pre-Emptive Load Shedding for Islanded Photovoltaic Microgrids“. IEEE Transactions on Industrial Electronics 64, Nr. 7 (Juli 2017): 5440–48; Meer, Dennis van der, Gautham Ram Chandra Mouli, German Morales-Espana Mouli, Laura Ramirez Elizondo, und Pavol Bauer. „Energy Management System With PV Power Forecast to Optimally Charge EVs at the Workplace“. IEEE Transactions on Industrial Informatics 14, Nr. 1 (Januar 2018): 311–20.

decken kann oder ob eine Über- bzw. Unterversorgung zu erwarten ist und Strom deshalb exportiert bzw. importiert werden muss.

Für alle Subkategorien des Verbrauchs, der Erzeugung sowie der Kombination aus beidem werden die Studien im Folgenden unterteilt nach der Methodik, welche für die Prognose eingesetzt wird, die Fristigkeit, welche dem Modell zugrunde liegt, den exogenen Faktoren, welche bei dem Forecast berücksichtigt werden, sowie den Datenerzeuger, die für die Datenerhebung eingesetzt werden.

Bezüglich der zeitlichen Komponente weisen die verschiedenen wissenschaftliche Werke keine einheitliche Definition der Fristigkeit auf. Auch wenn die Kategorien „very short term", „short term", "medium term" und "long term" in den Artikeln durchgängig verwendet werden, bedeutet dies nicht, dass sie identisch definiert sind. Dies muss bei einer Interpretation der Ergebnisse berücksichtigt werden. Man kann sich diesen Kategorisierungen allerdings annähern, in dem man folgenden zeitlichen Reichweiten zugrunde legt.

Tabelle 2: Zeitliche Reichweiten für unterschiedliche Kategorien der Fristigkeit

Fristigkeit	**Zeitlicher Prognosehorizont**	**Prognosezweck**
very short term	einige Minuten bis zu eine Stunde	• Netzbetrieb in Echtzeit • Strompreis
short term	eine Stunde bis zu mehreren Stunden	• Betriebssicherheit auf dem Strommarkt
medium term	mehrere Stunden bis zu einer Woche	• Entscheidungen über Reserveanforderungen • Entscheidungen über die Nutzung von Generatoren
long term	eine Woche bis zu einem Jahr oder mehr	• Instandhaltungsplanung • Optimale Betriebskosten

Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an Chang, Wen-Yeau (2013), S. 162.

3. Elementare Grundlagen ausgewählter Prognose-Methoden

Im Folgenden werden verschiedene Prognose-Techniken vorgestellt, konkret die Regression, ARIMA sowie künstliche neuronale Netze. Es sei an dieser Stelle darauf hingewiesen, dass es keine allgemein gültigen Regeln gibt, welche Methode für welchen Einsatz angewendet werden sollte. Vielmehr muss man anhand bestimmter Kriterien abwägen, welche Methode oder welches Set an Methoden für den jeweiligen Anwendungsfall passt. Zu solchen Kriterien gehören etwa die Ergebnisse einer Bedarfsanalyse, die Festlegung der benötigten Genauigkeit, eine Einschätzung der Kosten, eine Bewertung der Inputdaten oder in welchem Umfang Fachexpertise zur Verfügung steht.[20] Auch bei ähnlichen Anwendungsfällen kann es daher zu unterschiedlichen Prognose-Methoden kommen, was auch in der hier untersuchten Fachliteratur deutlich wird.

[20] Jörg B. Kühnapfel, *Vertriebsprognosen. Methoden für die Praxis.* (Wiesbaden: Springer Gabler, 2015), 125 ff.

3.1 Regressionsmodelle

Eine Regressionsanalyse wird auch als Dependenzanalyse bezeichnet, der eine asymmetrische Fragestellung zugrunde liegt: wie hängt die Variable *y* (Regressand) von einer oder mehreren Variablen x_i (Regressoren, $i = 1…k$) ab. Sie versucht somit die Höhe des Regressanden durch die jeweiligen Ausprägungen von x_i zu erklären.[21] Ist dies geschehen und liegen Kenntnisse über die Abhängigkeitsverhältnisse vor, so kann in der Folge der Regressand *y* durch erwartbare Ausprägungen der Regressanden x_i prognostiziert werden. Die in der Statistik bekannten, unterschiedlichen Typen an Regressionsmodellen werden durch den Skalentyp bestimmt. Ist der Regressand *y* eine metrische Größe, kommen überwiegend lineare Einfach- oder Mehrfachregressionsanalysen zum Einsatz. Bei nicht-metrischen Regressanden *y* werden vorrangig logistische Regressionsanalysen genutzt.

Wird genau ein Regressor *x* für die Vorhersage genutzt, bezeichnet man dies als einfache oder bivariate Regression. Gegenüber diesem vergleichsweise seltenen Fall wird eine Regression mittels mehrerer Regressoren x_i als Mehrfachregression bezeichnet. Zusätzlich unterscheidet man zwischen linearen und nicht-linearen Regressionen. Ziel der linearen Regression ist es, durch die Anpassung einer Geraden bzw. (Hyper-) Fläche durch die Punktwolke der vorliegenden Daten, den Zusammenhang zwischen den vorliegenden Größen möglichst genau zu bestimmen. Auch wenn hierdurch komplexe Zusammenhänge nicht aufgedeckt werden, können in der Praxis viele ökonomische Zusammenhänge durch eine lineare Regression hinreichend beschrieben werden.[22]

Die formale Struktur einer linearen Regression lautet:

$$y_i = \alpha + \sum_{k=1}^{K} \beta_k \cdot x_{k,i} + \varepsilon_i$$

Die Regressionskoeffizienten α und β_k werden mittels der Methode der kleinsten Quadrate (Ordinary-Least-Squares-Method, OLS) ermittelt, wobei die Summe der Schätzfehler ε_i minimiert wird.

Ist die abhängige Variable nicht metrisch, zum Beispiel bei der Fragestellung „Windenergieanlage ist in Betrieb“ / „Windenergieanlage ist nicht im Betrieb“, kann keine lineare Regression angewendet werden. Für solche Anwendungsfälle nutzt man eine logistische Regression. Bei zwei möglichen Ausprägungen spricht man von einer binären logistischen Regression. Sind mehr als zwei Ausprägungen bei der abhängigen Variablen vorhangen, dann spricht man von einer multinomialen logistischen Regression. Die abhängige(n) Variable(n) sind bei der logistischen Regression mit 0 oder 1 codiert. Es werden auf Basis der Regressoren Eintrittswahrscheinlichkeiten für den Regressanden gemäß folgender Formel errechnet[23]:

$$P(y_i = 1) = \frac{1}{1 + e^{-(\alpha + \sum_{k=1}^{K} \beta_k \cdot x_{k,i})}}$$

Die Parameter werden über die Maximum Likelihood-Methode entwickelt. Anhand eines Vergleichs der beiden formalen Strukturen erkennt man, dass eine logistische Regression aus der Transformation eines linearen Zusammenhangs resultiert, der sich im Klammerausdruck des Nenners wiederspiegelt. Der linearen Regression wird gewissermaßen eine „Brille aufgesetzt“.

[21] Im Gegensatz zu Regressionsanalysen untersuchen Korrelationsanalysen den interdependenten Zusammenhang zwischen y und x. In diesem Falle stellt x keine Erklärung für y da, ist also kein Grund für y.
[22] Philipp Sibbertsen und Hartmut Lehne, *Statisik. Einführung für Wirtschafts- und Sozialwissenschaftler.* (Berlin, Heidelberg: Springer Gabler, 2012), 135 f.
[23] Kuckartz u. a., 273 ff.

3.2 ARIMA-Modelle

Das Modell der autoregressiven gleitenden Mittel, kurz ARMA (engl. „autoregressive moving average“) ist ein Ansatz zur Prognose stationärer Prozesse.[24] Als stationär wird eine Zeitreihe bezeichnet, die - grob gesprochen - keine systematischen Veränderungen im Gesamtbild aufweist. Stationarität beinhaltet, dass Kennziffern, die aus verschiedenen Teilreihen berechnet werden, nicht zu stark voneinander abweichen. Dies ist der Fall, wenn der Erwartungswert und die Varianz einer Variablen über die Zeit konstant sind. Zusätzlich sollte die Kovarianz zwischen zwei Zeitpunkten nur vom Zeitabstand abhängig sein und nicht von dem jeweiligen Zeitpunkt.[25] Grundsätzlich werden durch ARMA-Modelle Systeme erstellt, welche voneinander wechselseitig abhängige Regressionsgleichungen enthalten. Die Gewichte der historischen Werte werden dabei iterativ angepasst durch spezifische Berechnungsschleifen. Zeitreihen werden dabei so lange getestet und adjustiert, bis eine akzeptable Prognosegenauigkeit erreicht ist. Diese Prognose-Technik ist hilfreich bei komplexen Datenstrukturen.[26] Das Akronym ARIMA, ein spezielles ARMA-Modell, steht für:

- Autoregressive (AR): Das Prognosemodell kann gänzlich oder in Teilen auf Autoregression basieren;
- Integrated (I): Die Zeitreihe (Baseline; beobachtete Werte) muss eventuell in verschiedene Serien aufgespalten werden. Wenn es nun zu Prognosen kommt, müssen die Teile wieder zusammengeführt – sprich: integriert – werden. Die Zeitreihe wird wieder in ihren originären Zustand zurückversetzt;
- Moving Average (MA): Obwohl hier von "Moving Averages" gesprochen wird, so sind hier nicht die bekannten gleitenden Durchschnitte, sondern die Durchschnitte der Schätzfehler gemeint. Fehler sind die Differenzen zwischen den Beobachtungswerten und den Prognosewerten.[27]

Die formale Struktur eines ARIMA-Modells lautet:

$$\hat{y}_t = c + \left[\sum_{i=1}^{p} \alpha_i \cdot y_{t-1}\right] \pm \sum_{j=1}^{q} \beta_j \cdot \varepsilon_{t-1}$$

mit $\hat{y}_t$ Prognosewert zum Zeitpunkt t

y_{t-i} Differenzierter Beobachtungswert zum Zeitpunkt $t - i$;

y_t lässt sich als d[th] Differenz der Beobachtungswerte y_t^b definieren, mit

$d = 0$: $y_t = y_t^b$

$d = 1$: $y_t = y_t^b - y_{t-1}^b$

$d = 2$: $y_t = (y_t^b - y_{t-1}^b) - (y_{t-1}^b - y_{t-2}^b) = y_t^b - 2 \cdot y_{t-1}^b - y_{t-2}^b$

usw.

c Konstante

[24] Jürgen Vogel, *Prognose von Zeitreihen. Eine Einführung für Wirtschaftswissenschaftler.* (Wiesbaden: Springer Gabler, 2015), 77.
[25] Matthias-W. Stoetzer, *Regressionsanalyse in der empirischen Wirtschafts- und Sozialforschung. Komplexe Verfahren* (Berlin: Springer Gabler, 2020), 136.
[26] Kühnapfel, *Vertriebsprognosen. Methoden für die Praxis.*, 216.
[27] Skript Stephan Schneider S. 35.

α_i AR-Koeffizient des Lags i (y_{t-i}) mit $-1 < \alpha_i < 1$ (diese Beschränkung folgt aus der Stationarität), wobei gilt: $\sum_{i=1}^{p} \alpha_i \neq 1$

β_j MA-Koeffizient des Lags j bzw. des vergangenen Schätzfehlers zum Zeitpunkt $t - j$

ε_{t-j} Schätzfehler (weißes Rauschen, white noise) zum Zeitpunkt $t - j$, mit $\varepsilon_{t-j} = \hat{y}_{t-j} - y_{t-j}$

Für die Notation ARIMA (p,d,q) gilt: p ist die Anzahl der Lags, d ist die Anzahl an Differenzierungen zur Herstellung von Stationarität und q ist die Anzahl an Lags der gleitenden Fehler-Mittelwerte.

ARIMA-Modelle sind stets dann das Mittel der Wahl, wenn sich zeitlich wiederholende Muster in den Daten zeigen. ARIMAX-Modelle beziehen sodann weitere Regressoren in die Betrachtung ein. Fortschrittlichere Modelle sind sodann die Vektorautoregression, die die gegenseitige Abhängigkeitsstruktur mehrerer Zeitreihen untersucht und prognostiziert.

3.3 Künstliche neuronale Netze

Der Begriff der künstlichen Intelligenz ist mittlerweile weit verbreitet. Eine einheitliche Definition gibt es zwar nicht, dennoch dient die Bezeichnung als Oberbegriff, welcher den gesamten Forschungsbereich beschreibt. Maschinelles Lernen ist ein Teilbereich der künstlichen Intelligenz, welcher sich auf lernende Computersysteme konzentriert. Schon Turing hat erkannt, dass man intelligente Computer nicht händisch bis ins kleinste Detail programmieren kann, die Maschine muss selbst (auf Grundlage angemessener Daten) lernen können.[28] Maschinelles Lernen bzw. Machine Learning zeichnet sich durch diese Fähigkeit des Lernens und der „Generierung von Wissen aus Erfahrung“[29] aus. Innerhalb dieser Disziplin befindet sich das Deep Learning – eine besondere Form des maschinellen Lernens, bei welcher künstliche neuronale Netze (KNN) zum Einsatz kommen, welche selbstständig Strukturen und Beziehungen erkennen.

Auch wenn das menschliche Gehirn als konzeptuelles Vorbild für die Bildung der KNN genutzt wurde, funktionieren diese doch etwas anders.[30] Sie bestehen aus Knoten (Neuronen) und Kanten (Synapsen).[31] Diese Knoten und Kanten verlaufen über mehrere Schichten.

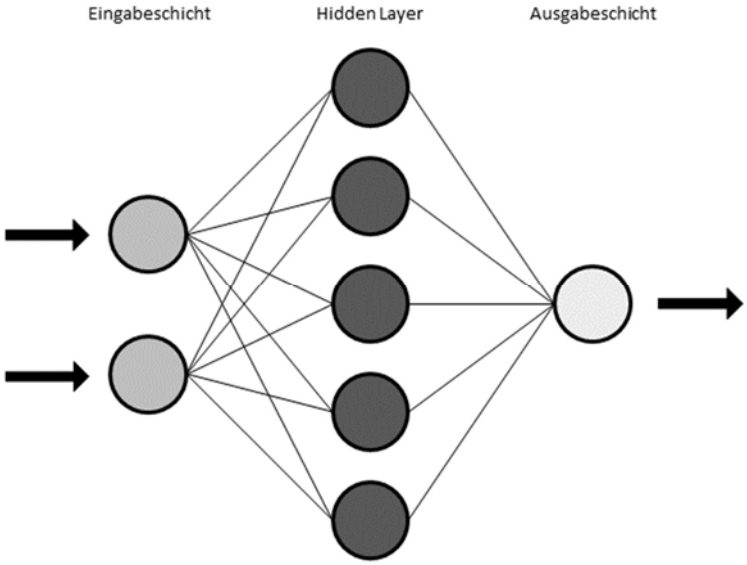
[28] Fraunhofer-Gesellschaft e.V., „Trends für die künstliche Intelligenz.“, 2017, 8, https://www.fraunhofer.de/content/dam/zv/de/publikationen/broschueren/Trends-fuer-die-kuenstliche-Intelligenz.pdf.

[29] Peter Gentsch, *Künstliche Intelligenz für Sales, Marketing und Service. Mit AI und Bots zu einem Algorithmic Business - Konzepte und Best Practices.* (Wiesbaden: Springer Gabler, 2018), 37.

[30] Moritz Kirste und Markus Schürzholz, „Einleitung: Entwicklungswege zur KI.“, in *Künstliche Intelligenz. Technologie | Anwendung | Gesellschaft. Hrsg. v. Volker Wittpahl* (Berlin, Heidelberg: Springer, 2019), 31.

[31] Vgl. Buxmann und Schmidt 2019, S. 13.

Abbildung 2: Grundstruktur eines künstlichen neuronalen Netzes



Quelle: Eigene Darstellung.

Über eine bestimmte Menge von Eingaben werden mehrere Schichten durchlaufen, um die Ausgabe zu berechnen.[32] Die Ausgabevariable kann dabei metrisch sein, es handelt sich sodann um eine Regressionsfragestellung, oder sie kann binär sein, was sodann als Klassifikationsfragestellung bezeichnet wird. Wenn jedes Neuron Informationen ausschließlich verarbeitet und weiterreicht, spricht man von einem Feed Forward Netz. Wenn Informationen nicht nur weitergeleitet, sondern auch zurückgeleitet bzw. rückgekoppelt werden können, spricht man von rekurrenten Netzen.[33]

Die formale Struktur eines KNN lässt sich vereinfacht wie folgt formulieren:

$$z_j^{(l)} = a^{(l)}\left(\sum_{i=1}^{n^{(l-1)}} z_i^{(l-1)} \cdot w_{i,j}^{(l)} + 1 \cdot w_{0,j}^{(l)}\right), \forall\, j = 1..m^{(l)}, l = 1..L$$

mit

$z_j^{(l)}$	Ergebnis von Unit j im Layer l.
$a^{(l)}$	Aktivierungsfunktion im Layer l.
$z_i^{(l-1)}$	Ergebnis von Unit i im Layer $l-1$.
$w_{i,j}^{(l)}$	Wert des Gewichts von der Unit i zur Unit j im Layer l.
$1 \cdot w_{0,j}^{(l)}$	Gewichtswert von Bias-Unit (0) zur Unit j im Layer l. Der Faktor 1 steht für den Wert der Bias-Unit, d. h. $z_0^{(l-1)} = 1$.

Die Ergebniswerte der Eingabeschicht lassen sich gemäß $z^{(0)} = \left(x_1, \ldots, x_i, \ldots x_{n^{(0)}}\right)$ notieren.

[32] Fraunhofer-Gesellschaft e.V., „Trends für die künstliche Intelligenz.“, 10.
[33] Moritz Kirste und Schürzholz, „Einleitung: Entwicklungswege zur KI.“, 32.

Multilayer-Perceptron (MLP)

Bei einem Perceptron handelt es sich um ein mehrschichtiges Netz ohne Rückkopplung, welches über feste Eingabe- und Ausgabeschichten verfügt. Häufig wird ein Perceptron verstanden als Feed Forward Netz, welches über Eingabeneuronen, informationsverarbeitende Neuronen und Ausgabeneuronen verfügt. Das sogenannte Single-Layer-Perceptron (SLP) besteht aus nur einer Schicht von informationsverarbeitenden Neuronen.[34] Das SLP weist bei Regressionsfragestellungen weitestgehend ähnliche Ergebnisse auf, wie eine Mehrfachregression. Bei Klassifikationsfragestellungen kann es nur Variablen klassifizieren, die linear separierbar sind. Für komplexe Problemstellungen erweisen sich Multilayer-Perceptrons (MLP) als besser geeignet. Ein MLP verfügt über *n* Schichten von informationsverarbeitenden Neuronen.[35] Ein MLP ist ein spezielles Feed Forward Netz, bei dem jede Schicht ein „fully connected Layer" ist, also jedes Neuron der einen Schicht mit der darauffolgenden Schicht verbunden ist. Eine Schwäche dieser Netze entsteht beim inkrementellen Lernen. Wenn ein trainiertes Netz mit neuen Datenstrukturen weiter trainiert, werden bereits gelernte Muster teilweise vergessen.[36] Ein klassisches MLP verarbeitet pro Datensatz pro Input-Unit einen Skalar.

Long Short-Term Memory (LSTM)

Die von Hochreiter und Schmidhuber 1997 entwickelten Long Short-Term Memory Netze (LSTM) sind weit verbreitet im Bereich der Zeitreihenanalyse.[37] Sie kommen unter anderem zum Einsatz für die Vorhersage der Petroleumproduktion,[38] zur Erkennung von Anomalien,[39] für Wettervorhersagen,[40] zur Strompreisprognose,[41] zur Klassifizierung von Preistrends bei Krypto-Währungen[42] oder aktuell zur Prognose der Verbreitung von Covid-19.[43] Bei den LSTM handelt es sich um eine Form rekurrenter Netze, die speziell dafür entwickelt wurden, das Problem des verschwindenden Gradienten zu beheben, weshalb sie für den Einsatz von Zeitreihenanalysen besonders geeignet sind.[44] Der Einsatz bestimmter Aktivierungsfunktionen kann dazu führen, dass der Gradient in einem neuronalen Netz verschwindend klein wird. Dieses Phänomen wird umso wahrscheinlicher, je mehr Schichten es in dem Netz gibt. Ein kleiner Gradient bedeutet wiederum, dass die Gewichte im Netz in jeder Trainingseinheit nicht angemessen angepasst werden können. Dies kann zu einem inkorrekten Netz führen. Gelöst wird dieses Problem beim LSTM, indem jeder Zelleinheit drei Gates hinzugefügt werden: ein Input-, ein

[34] David Kriesel, *Ein kleiner Überblick über Neuronale Netze*, 2020, 89, http://www.dkriesel.com/science/neural_networks ff.
[35] Kriesel, 107.
[36] Wolfgang Ertel, *Grundkurs künstliche Intelligenz*, 4. Aufl. (Springer Vieweg, 2016), 309.
[37] Sepp Hochreiter und Jürgen Schmidhuber, „Long Short-Term Memory", *Neural Computation* 9, Nr. 8 (1997): 1735–80.
[38] Alaa Sagheer und Mostafa Kotb, „Time series forecasting of petroleum production using deep LSTM recurrent networks", *Neurocomputing* 323 (2019): 203–13.
[39] Pavel Filonov, Andrey Lavrentyev, und Artem Vorontsov, „Multivariate Industrial Time Series with Cyber-Attack Simulation: Fault Detection Using an LSTM-based Predictive Data Model", *NIPS Time Series Workshop, Barcelona, Spain*, 2016; Pankaj Malhotra u. a., „Long Short Term Memory Networks for Anomaly Detection in Time Series", in *23rd European Symposium on Artificial Neural Networks, Computational Intelligence and Machine Learning*, o. J., 89–94.
[40] Zahra Karevan und Johan A. K. Suykens, „Transductive LSTM for time-series prediction: An application to weather forecasting", *Neural Networks* 125 (o. J.): 1–9.
[41] Jan-Hendrik Meier u. a., „Electricity Price Forecasting: A Methodological ANN-based Approach with Special Consideration of Time Series Properties", in *ICTERI Workshops*, 2018.
[42] Do-Hyung Kwon u. a., „Time Series Classification of Cryptocurrency Price Trend Based on a Recurrent LSTM Neural Network", *Journal of Information Processing Systems* 15, Nr. 3 (2019): 694–706.
[43] Kumar Vinay, Reddy Chimmula, und Zhang Lei, „Time series forecasting of COVID-19 transmission in Canada using LSTM networks", *Chaos, Solitons & Fractals* 135 (Juni 2020): 109864.
[44] Hochreiter und Schmidhuber, „Long Short-Term Memory".

Forget- und ein Output-Gate. Diese Gates kontrollieren, welche Information beibehalten und welche Information vergessen werden. Ein LSTM verarbeitet pro Datensatz pro Input-Unit einen Vektor, weshalb LSTM-Netze Sequenzen lernen können.

Convolutional Neural Networks (CNN)

Konvolutionale neuronale Netze (Convolutional neural networks, CNN) zeichnen sich dadurch aus, dass eine mathematische Operation namens Konvolution, auch bekannt als Faltung, genutzt wird, um insbesondere gitterartige Daten zu verarbeiten. Diese Vorgehensweise ersetzt die andernfalls in neuronalen Netzen stattfindende allgemeine Matrizenmultiplikation.[45] Bei der Faltungsoperation wird ein sogenannter Filter bzw. Kernel über den Input geschoben, um schrittweise eine Matrizenmultiplikation durchzuführen und die Ergebnisse jeweils zu summieren. Diese werden anschließend in eine Feature-Map eingetragen. Im Pooling Layer werden die Ergebnisse aggregiert, damit nur bestimmte Signale an die nächste Schicht weitergegeben werden.[46] Häufig wird entweder ein Max Pooling Layer genutzt, bei dem der höchste Wert ausgegeben wird und die anderen Werte verworfen werden; oder ein Average Pooling Layer kommt zum Einsatz, welcher den Mittelwert berechnet und weiterreicht. Durch das Flatten wird schließlich die Matrix in ein eindimensionales Array transformiert. Besonders häufig wird diese Form der Netze bei der Bildverarbeitung eingesetzt. Eindimensionale CNNs haben allerdings auch bei Zeitreihen bereits vielversprechende Ergebnisse erzielt.[47] Ein CNN verarbeitet pro Datensatz pro Input-Unit eine Matrix.

Kombination von CNN und LSTM

Mittlerweile zeigen erste Studienergebnisse, dass eine Verbindung dieser beiden Netze bessere Ergebnisse liefert als die Nutzung nur eines Netz-Typs. Livieris et al. entwickeln beispielsweise ein CNN-LSTM zur Prognose des Goldpreises und zeigen, dass dessen Ergebnisse präziser sind als die von LSTM-Netzen.[48] Kim und Cho erstellen Vorhersagen mit hoher Genauigkeit über den Energieverbrauch in Haushalten mittels eines CNN-LSTM.[49] Huang und Kuo nutzen ein CNN-LSTM für die Feinstaub-Prognose in Smart Cities.[50] Neben Zeitreihenanalysen wird diese Netzarchitektur außerdem unter anderem für Sentiment Analysis oder zur Erkennung von Diabetes eingesetzt.[51]

---

[45] Ian Goodfellow, Yoshua Bengio, und Aaron Courville, *Deep Learning* (MIT Press, 2016), http://www.deeplearningbook.org.

[46] Charu C. Agarwal, *Neural Networks and Deep Learning* (Cham: Springer, 2019).

[47] Kathan Kashiparekh u. a., „ConvTimeNet: A Pre-trained Deep Convolutional Neural Network for Time Series Classification“, in *International Joint Conference on Neural Networks (IJCNN)*, 2019; Hassan Ismail Fawaz u. a., „Deep learning for time series classification: a review“, *Data Min Knowl Disc* 33 (2019): 924; Wang Zhiguang, Yan Weizhong, und Tim Oates, „Time Series Classification from Scratch with Deep Neural Networks: A Strong Baseline“, in *International Joint Conference on Neural Networks (IJCNN).*, 2017.

[48] Ioannis E. Livieris, Emmanuel Pintelas, und Panagiotis Pintelas, „A CNN–LSTM model for gold price time-series forecasting“, *Neural Computing & Applications*, 2020.

[49] Tae-Young Kim und Sung-Bae Cho, „Predicting residential energy consumption using CNN-LSTM neural networks“, *Energy* 182 (2019): 72–81.

[50] Chiou-Jye Huang und Ping-Huan Kuo, „A Deep CNN-LSTM Model for Particulate Matter (PM2.5) Forecasting in Smart Cities“, *Sensors* 18 (2018): 2220.

[51] Alec Yenter und Abhishek Verma, „Deep CNN-LSTM with combined kernels from multiple branches for IMDb review sentiment analysis“, in *IEEE 8th Annual Ubiquitous Computing, Electronics and Mobile Communication Conference (UEMCON), New York, NY*, 2017, 540–46; Swapna Goutham, Kp Soman, und R. Vinayakumar, „Automated detection of diabetes using CNN and CNN-LSTM network and heart rate signals“, *Procedia Computer Science* 132 (2018): 1253–62.

3.4 Bestimmung der Prognosegüte von Prognosemodellen

Die in der Energiewirtschaft und in der vorliegenden Metastudie vorrangig betrachteten Zielgrößen, wie bspw. angebotene oder nachgefragte Strommengen, sind metrische Größen. Für metrische Daten können verschiedene Metriken zur Bestimmung der Prognose-Güte eingesetzt werden.

Das mittlere Fehlerquadrat

Die formale Struktur des mittleren Fehlerquadrats (engl. Mean Squared Error, kurz MSE) lautet:

$$MSE = \frac{\sum_t (y_t - \hat{y}_t)^2}{w}$$

Das mittlere Fehlerquadrat wird in der Einheit der Beobachtungswerte zum Quadrat gemessen. Die Anzahl der Wertepaare $(y_t, \hat{y}_t)$ wird in w abgebildet.

Der Standardfehler

Die formale Struktur des Standardfehlers (engl. Root Mean Squared Error, kurz RMSE) lautet:

$$RMSE = \sqrt{MSE}$$

Der Standardfehler wird in der gleichen Einheit der Beobachtungswerte gemessen und gibt an, wie sehr man sich durchschnittlich bei der Prognose irrt.

Der Varianzkoeffizient

Die formale Struktur des Varianzkoeffizienten lautet:

$$VC = \frac{RMSE}{\frac{\sum_t y_t}{w}}$$

Der Varianzkoeffizient gibt an, um wie viel Prozent man sich in der Prognose in Bezug auf die Originärwerte irrt.

4. Ergebnisse

Es konnten 227 Fachartikel zu Vorhersagemethoden für Stromverbrauch und Stromerzeugung identifiziert werden. Darunter fokussieren sich 104 Artikel auf Strombewegungen im Macrogrid, die anderen 123 Artikel behandeln Prognose-Modelle im Microgrid. Eine dezidierte Auflistung dieser Artikel befindet sich im elektronischen Anhang zu diesem Artikel, getrennt nach Macrogrid[52] und Microgrid[53].

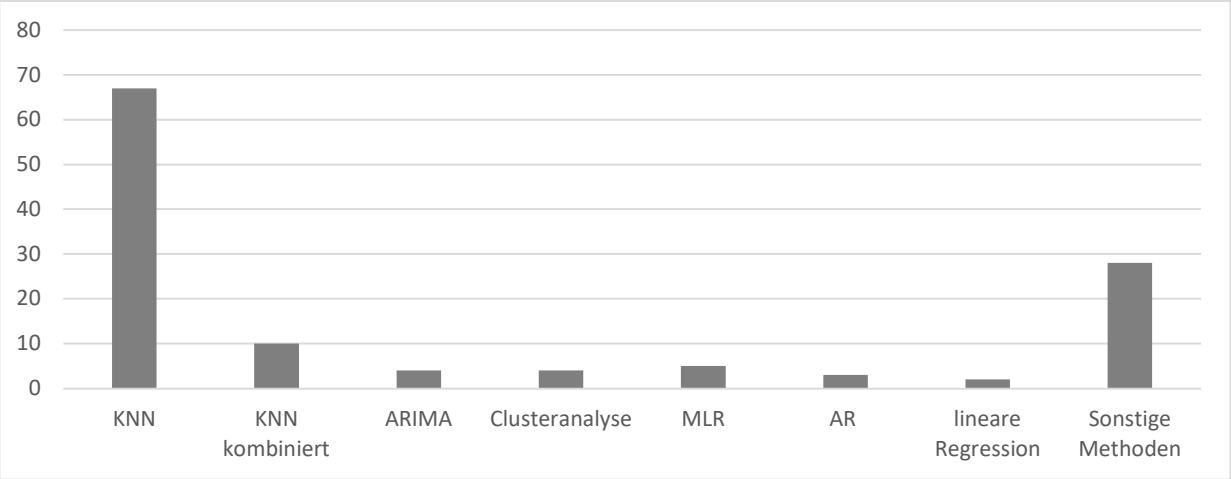
Von denjenigen Fachartikeln, die sich mit Prognosen im Microgrid beschäftigen, konzentrieren sich knapp die Hälfte, 49%, auf den Verbrauch, 33% beschäftigen sich mit der Erzeugung und die übrigen 18% betrachten sowohl die Erzeugung als auch den Verbrauch.

Mit Blick auf die eingesetzte Methodik werden insbesondere künstliche neuronale Netze eingesetzt, wobei in 67 Studien ein solches Netz konstruiert und trainiert wurde. Weitere Methoden für Prognosen im Microgrid sind hybride Methoden, ARIMA, Clusteranalyse, multiple lineare Regression (MLR),

[52] Link zum elektronischen Anhang, Artikel zu Macrogrid-Forecasting: https://www.fh-kiel.de/fileadmin/data/wirtschaft/dozenten/schneider_stephan/science/eksh/macrogrid_strukturierung.pdf
[53] Link zum elektronischen Anhang, Artikel zu Microgrid-Forecasting: https://www.fh-kiel.de/fileadmin/data/wirtschaft/dozenten/schneider_stephan/science/eksh/microgrid_strukturierung.pdf

Autoregression (AR) sowie eine Reihe weiterer einzelner Vorgehensweisen. Abbildung 3 verdeutlicht die Häufigkeit des jeweiligen Einsatzes.

Abbildung 3: Übersicht der unterschiedlichen Prognosemethoden



Quelle: Eigene Darstellung.

Hinsichtlich der Fristigkeit unterscheiden sich die Studien deutlich: So konzentrieren sich 104 Studien auf den Zeitraum „short term“, nur 16 Studien auf „very short term“ und 3 Studien auf „mid term“. Eine „long term“ Untersuchung wird in keiner der Studien vorgelegt.

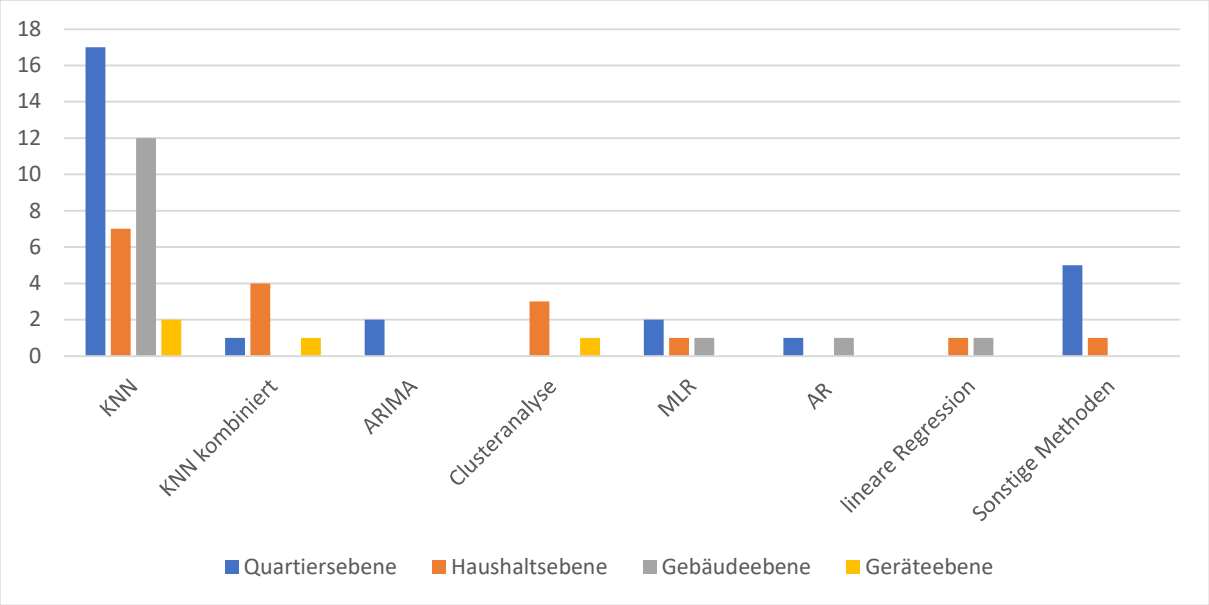
Hinsichtlich der exogenen Einflussgrößen, den sogenannten Features, werden am häufigsten meteorologische Daten genutzt, gefolgt von Kalendereffekten. Deutlich seltener zum Einsatz kommen Verbraucherinformationen und die Innentemperatur von Gebäuden. Nur vereinzelt werden das finanzielle Wachstum und Komforteinflussfaktoren verwendet.

4.1 Betrachtungsebene Stromverbrauch

Studien, die sich Stromverbrauchsprognosen im Microgrid annehmen, legen den Fokus zu 34% auf die Quartiersebene. Zu gleichen Anteilen, jeweils 26%, werden Prognosemodelle für Haushalte und Gebäude(komplexe) erarbeitet. Lediglich 8% der Studien widmen sich Orts- und Stadtnetzen und 6% der Studien stellen ihre Prognosemodelle auf Geräteebene ab.

Nachfolgende Abbildung 4 illustriert die Häufigkeit der eingesetzten Prognosemodelle auf den einzelnen Netzebenen des Microgrids.

Abbildung 4: Verwendete Methodiken innerhalb der Verbrauchsebene

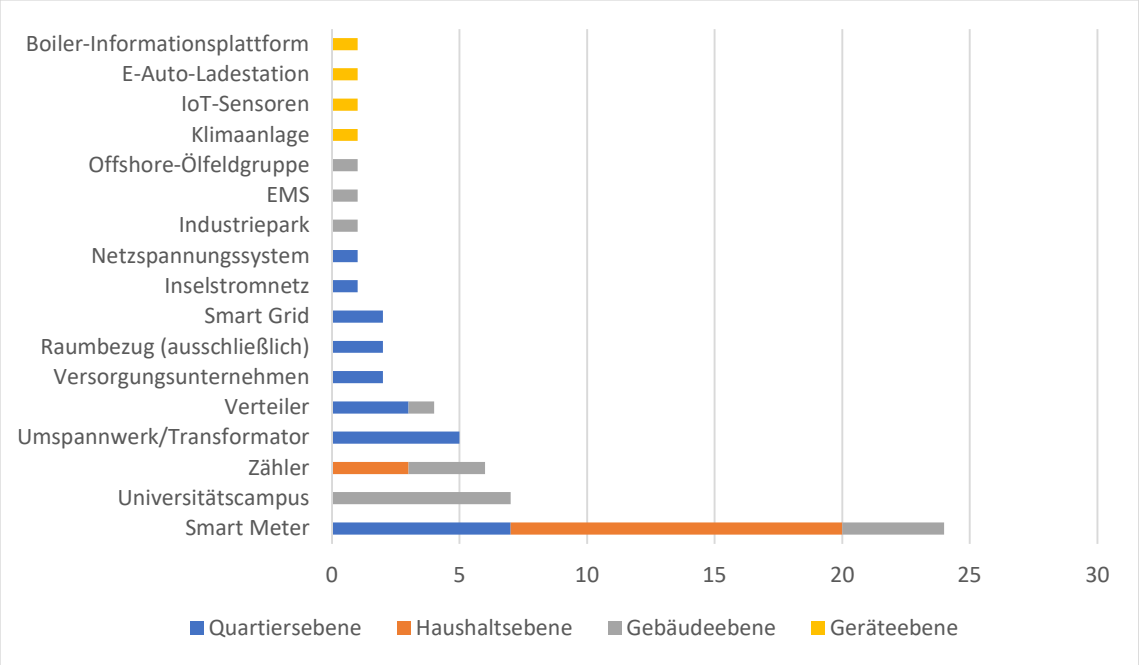


Quelle: Eigene Darstellung.

Für die Quartiere werden insbesondere meteorologische Daten, Kalendereffekte, Verbraucherinformationen und finanzielles Wachstum als exogene Faktoren bei der Prognose herangezogen. Auf Gebäude- und Geräteebene wird zudem die Innentemperatur als Feature aufgenommen. In lediglich einer Studie werden zusätzlich Komforteinflussfaktoren berücksichtigt.

Nachfolgende Abbildung 5 veranschaulicht die zum Einsatz kommenden Datenerzeuger, bei denen das Smart Meter eine prädominante Rolle einnimmt.

Abbildung 5: Datenerzeuger für Prognosemodelle der Verbrauchsebene



Quelle: Eigene Darstellung.

4.1.1 Orts- und Stadtnetze und Quartiere

Auf der Ebene der Orts- und Stadtnetze findet sich in fünf Fachartikeln die ausschließliche Verwendung von KNNs oder hybriden Methoden. Maßgebliche Features sind meteorologische Daten und Kalendereffekte. Als Datenerzeuger dienen Umspannwerke und Transformatoren. Der Prognosehorizont ist in allen Fällen „short term“.

Von den 22 Artikeln, die sich mit Prognosen auf Quartiersebene beschäftigen, enthalten 13 die Entwicklung eines KNN, häufig als hybrides Modell in Kombination mit anderen Verfahren, wie zum Beispiel ARIMA oder Support Vector Machine (SVM). In zwei Studien wurde ARIMA als Prognose-Methode genutzt. Die übrigen sieben Artikel enthalten verschiedene Regressions- und Autoregressionsansätze, ein exponentielles Glättungsmodell, ein Chaos Prediction Model, Selfadaptive Weighting Algorithm (SAW) sowie Standard Load Profiles (SLP).

Die Fristigkeit beträgt fast ausschließlich „short term“, mit Ausnahme von einer Studie, die sich einer „mid term“ Prognose annimmt. In acht Studien werden Smart Grid und Smart Meter als Datenerzeuger verwendet. Daneben werden lokale Verteiler oder anderweitig verfügbare Lastdaten genutzt. In sechs Studien sind keine dezidierten Angaben darüber zu finden, welche exogenen Faktoren tatsächlich verwendet werden. In allen anderen werden hauptsächlich meteorologische Daten und Kalendereffekte in die Prognosen einbezogen.

4.1.3 Haushalte

Von den 17 Fachartikeln, die sich mit Prognosen auf Haushaltsebene beschäftigen, konzentrieren sich zehn auf KNNs. Davon setzen lediglich zwei Studien die für Zeitreihenanalysen prädestinierten LSTM ein. Die restlichen Studien verwenden hybride Ansätze unter Einbezug von Clusteranalysen, Support Vector Regression (SVR), ARIMA und einem Wavelet Neural Network (WNN). Neben den KNNs finden sich auf dieser Ebene ebenfalls lineare Regressionsmodelle, reine Clusteranalysen, Kalman Filter und Conditional Kernel Density (CKD) wieder.

Als Fristigkeit wird in allen Studien „short term“ angesetzt. In 12 der 17 Studien sind Smart Meter die Datenerzeuger, in den übrigen Studien werden die Daten durch Stichproben erhoben. Bei den exogenen Faktoren dominieren wiederum meteorologische Daten und Kalendereffekte. Lediglich zwei Studien beziehen zusätzlich das Verbrauchsverhalten mit ein.

4.1.4 Gebäude(komplex)

Auf der Gebäude(komplex)-Ebene nutzen 11 der 17 Studien KNNs. Reine LSTM-Netze werden nicht eingesetzt, stattdessen wird auf hybride Modellvarianten mit Gradient Boosting Decision Tree zurückgegriffen. Neben KNNs kommen Korrelations- und Regressionsanalysen sowie ARIMA in Verbindung mit einer Clusteranalyse bzw. einer MLR zum Einsatz.

Die Fristigkeit ist auch in dieser Ebene überwiegend „short term“. Eine Studie ergänzt den Prognosehorizont um „mid term“, eine weitere um „very short term“ und „mid term“. Die genutzten Datenerzeuger sind auf dieser Ebene deutlich vielfältiger. Nur vier der Studien nutzen Smart Meter, die restlichen bedienen sich verfügbarer Lastdaten, Daten eines Industrieparks und eines Universitätscampus sowie analoger Zähler von Wohn- und Geschäftsgebäuden. Neben den bereits bekannten meteorologischen Daten und Kalendereffekten greifen drei Studien ausschließlich auf Innentemperaturdaten als exogene Faktoren zurück.

4.1.5 Gerät

Von den vier Studien auf Geräteebene nutzen drei ein KNN. Dabei handelt es sich in einer Studie um ein WNN, in einer weiteren um ein CNN-LSTM und schließlich noch um ein autoregressives KNN. Nur ein Artikel stellt die Prognose auf eine Clusteranalyse ab. Die Fristigkeit beträgt in allen Fällen „short

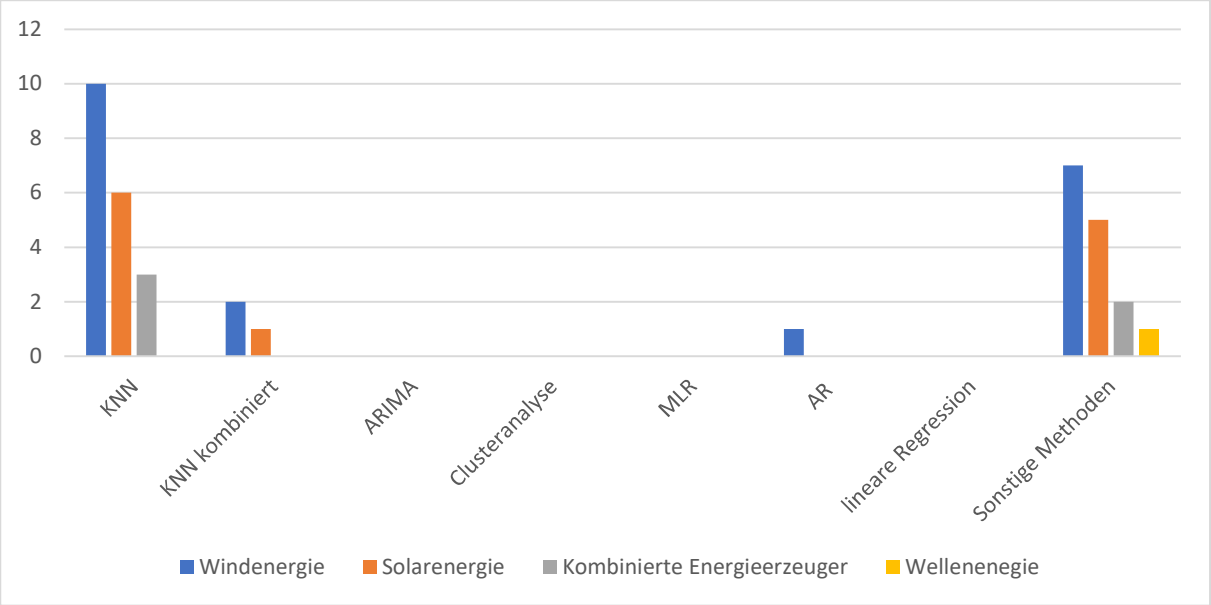
term“. Als Datenerzeuger dienen Daten von Klimaanlagen, IoT-Sensoren, Elektrofahrzeug-Ladestationen sowie Daten einer Management Plattform. Lediglich die WNN-Studie berücksichtigt meteorologische Daten und Kalendereffekte als exogene Faktoren, während die restlichen Studien auf die Temperatur, Luftfeuchtigkeit und die Auslastung eines Gerätes als exogene Variablen zurückgreifen.

4.2 Betrachtungsebene Stromerzeugung

Die knappe Mehrheit der Studien im Bereich der Stromerzeugung von 51% fokussiert sich auf die Windenergie. 34% der Studien entwickeln Prognosemodelle für Solarenergie und 12% kombinieren mehrere Energieerzeuger miteinander. In nur einer Studie wird ein Prognosemodell für Wellenenergie entwickelt.

Hinsichtlich der verwendeten Methodiken kommen häufig KNNs oder hybride Varianten zum Einsatz. Daneben gibt es außerdem eine Reihe spezifischer Methoden. Klassische Verfahren werden im Bereich der Erzeugung nicht eingesetzt und lediglich eine Studie nutzt die Autoregression. Stromerzeugung mittels erneuerbarer Energien ist nicht von Kalender- und Zeiteffekten abhängig, weshalb sich keine wiederholenden Muster einstellen, die mittels ARIMA detektiert werden können.

Abbildung 6: Verwendete Methodiken innerhalb der Erzeugungsebene



Quelle: Eigene Darstellung.

In Bezug auf die Fristigkeit nutzt die Mehrheit der Studien „short term“ - 23 von 41 Studien und ein beträchtlicher Anteil konzentriert sich auf „very short term“ - 13 von 41 Studien. Lediglich eine Studie verfolgt den Prognosehorizont „mid term“. Die exogenen Faktoren sind fast ausschließlich meteorologische Daten, nur eine Studie nutzt Kalendereffekte.

4.2.1 Windenergie

Insgesamt wurden 21 Fachartikel im Bereich der Windenergie identifiziert. Von den 12 Studien, die KNNs entwickeln, nutzen sechs Studien MLPs, alle weiteren nutzen hybride Varianten und eine Vielzahl verschiedener KNN-Derivate. Die verbleibenden 9 Studien zeigen ebenfalls eine Vielfalt klassischer und spezifischer Methoden, wie: Adaptive Estimation Methods (kovarianzbasierte Methode), Analogue Ensemble Kalman Filter, Quantile Regression, Autoregression, Hilbert-Huang-Transformation,

ARCH/ARMAX, k-nearest neighbors, Kernel Density, Multi-to-multi Mapping SDAE, Nonparametric Regression und Regression Tree.

Die Fristigkeit liegt bei 11 Studien bei „short term“ und bei acht Studien bei „very short term“. Die Daten werden mehrheitlich direkt durch Windparks, Windenergieanlagen oder Windturbinen generiert. Bei den meteorologischen Daten, welche als Features genutzt werden, spielen vor allem die Windgeschwindigkeit, die Windrichtung und teilweise die Temperatur eine Rolle.

4.2.2 Solarenergie / Photovoltaik

Von den 14 Fachartikeln, welche Prognosemodelle für Stromerzeugung durch Solaranlagen entwickeln, nutzen die Hälfte KNNs und hybride Varianten. Ein neuer Netz-Typ ist hier das Physical Hybrid Artificial Neural Network (PHANN), welches auf einem KNN und grundlegenden physikalischen Nebenbedingungen der Solaranlage basiert. Des Weiteren kommen eine Support Vector Regression, k-nearest Neighbour und Fuzzy Logic zum Einsatz.

Neun Studien konzentrieren sich auf eine „short term“ Fristigkeit, vier Studien auf „very short term“ und eine auf „mid term“. Die Daten werden durch Solaranalagen, einzelne Solarkraftwerke, Solarpanels, Solarparks oder Energie Management Systeme bereitgestellt. Die exogenen Faktoren sind im Bereich der Solarenergie vielfältiger aufgestellt als im Bereich der Windenergie. Genutzt werden u.a. der Grad der Bewölkung, die Windrichtung und -geschwindigkeit, Temperatur, Sonneneinstrahlung, Luftfeuchtigkeit, der Wassergehalt der Wolken, der Installationswinkel oder der Taupunkt.

4.2.3 Kombinierte Energieerzeuger

Es gibt fünf Fachartikel, die die Stromerzeugung verschiedener Energieanlagen kombiniert prognostizieren. Darunter finden sich überwiegend KNNs und hybride Varianten.

Die Fristigkeit beträgt in drei der Studien „short term“, in einer Studie zusätzlich „very short term“ und in einer Studie fehlt diese Information. Die Daten werden direkt von Wind- und Solaranlagen generiert, in einem Fall wird ein hybrides Microgrid Energy Management System genutzt. Als exogene Faktoren werden u.a. die Temperatur, die Strahlung, Windrichtung und -geschwindigkeit, Grad der Bewölkung oder Luftfeuchtigkeit genutzt.

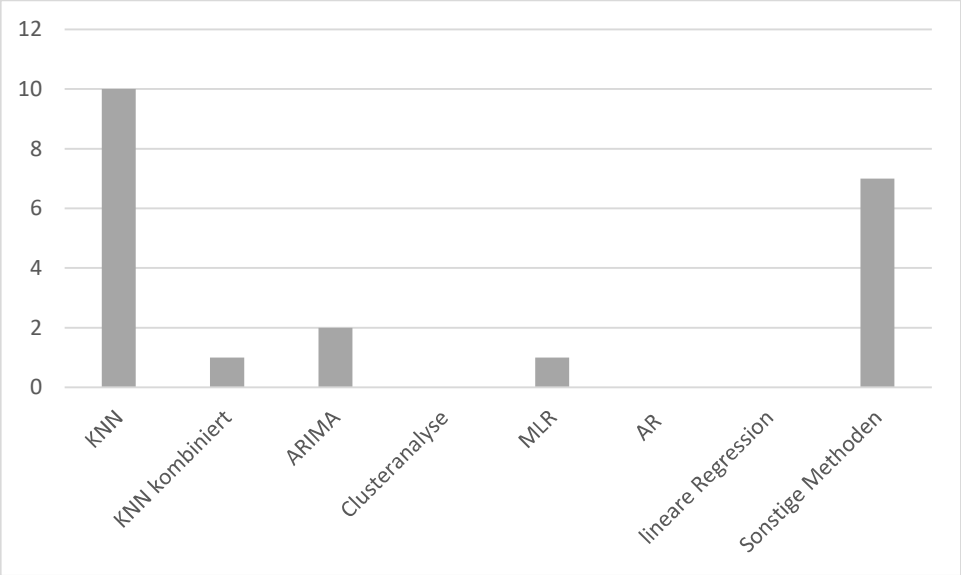
4.2.4 Wellenenergie

In einer Studie wird ein Prognose-Modell für Wellenenergie konstruiert. Hierfür wird eine regressionsbasierte Methode genutzt, „conditional kernel density estimation“ und ein ARMA-GARCH Model. Die Fristigkeit ist „short term“ und als Datenerzeuger dient ein Pelamis P2-Gerät. Exogene Faktoren sind die Wellenhöhe und -periode, der Energiefluss und die Windgeschwindigkeit.

4.3 Betrachtungsebene Erzeugung und Verbrauch

Auch bei den 22 Fachartikeln, die sich mit Prognosemodellen für die Erzeugung und den Verbrauch beschäftigen, dominieren die KNN in 10 Studien. Daneben findet man hybride Ansätze und klassische Methoden vor. Clusteranalysen, Autoregressionen oder lineare Regressionen werden in diesem Bereich nicht eingesetzt.

Abbildung 7: Verwendete Methodiken innerhalb der Ebene Erzeugung und Verbrauch



Quelle: Eigene Darstellung.

Erneut sind die MLPs unter den KNNs am häufigsten vertreten. Die anderen Studien setzen auf hybride Varianten. Sonstige Methoden sind Fuzzy Modeling, Multiple Gaussian Distribution in Verbindung mit ARMA oder die Monte-Carlo Simulation.

20 Artikel nutzen „short term“, zwei konzentrieren sich auf „very short term“. Die Datenerzeuger sind in dieser Kategorie vielfältig: 20 Häuser von denen 10 mit PV-Paneelen ausgestattet sind, Wind- und Solar-Generatoren, Systeme der verteilten Erzeugung, Energie Management Systeme, Online Messungen, Universitätscampus, Versorgungssystem eines Hotelgebäudes, Virtuelle Microgrid-Systeme einer Insel, Windpark und Solaranlagen und Umspannwerke.

Als exogene Faktoren kommen neben Kalendereffekten und meteorologischen Daten wie Temperatur, Sonneneinstrahlung, Niederschlag oder Bewölkungsgrad auch Verbraucherinformationen zum Einsatz. Zwei Studien beziehen das Verhalten der Verbraucher in ihre Prognosemodelle mit ein.

4. Ausblick

Die vorliegende Meta-Studie hat auf Basis einer strukturierten Literaturanalyse die Beschaffenheit vorhandener Prognosemodelle im Bereich der Stromversorgung untersucht. Künstliche neuronale Netze sind dabei in allen Bereichen dominant, häufig als hybride Variante mit klassischen Verfahren kombiniert. Auffällig ist, dass sehr häufig simple MLPs eingesetzt werden, obwohl im Bereich der Zeitreihenanalyse bereits Netztypen mit höherer Prognosegüte entwickelt wurden, wie etwa LSTM oder CNN-LSTM.

Literaturverzeichnis

Agarwal, Charu C. *Neural Networks and Deep Learning*. Cham: Springer, 2019.

Ertel, Wolfgang. *Grundkurs künstliche Intelligenz*. 4. Aufl. Springer Vieweg, 2016.

Fawaz, Hassan Ismail, Germain Forestier, Jonathan Weber, Lhassane Idoumghar, und Pierre-Alain Muller. „Deep learning for time series classification: a review". *Data Min Knowl Disc* 33 (2019): 917–63.

Filonov, Pavel, Andrey Lavrentyev, und Artem Vorontsov. „Multivariate Industrial Time Series with Cyber-Attack Simulation: Fault Detection Using an LSTM-based Predictive Data Model". *NIPS Time Series Workshop, Barcelona, Spain*, 2016.

Fraunhofer-Gesellschaft e.V. „Trends für die künstliche Intelligenz.", 2017. https://www.fraunhofer.de/content/dam/zv/de/publikationen/broschueren/Trends-fuer-die-kuenstliche-Intelligenz.pdf.

Gentsch, Peter. *Künstliche Intelligenz für Sales, Marketing und Service. Mit AI und Bots zu einem Algorithmic Business - Konzepte und Best Practices.* Wiesbaden: Springer Gabler, 2018.

Goodfellow, Ian, Yoshua Bengio, und Aaron Courville. *Deep Learning*. MIT Press, 2016. http://www.deeplearningbook.org.

Goutham, Swapna, Kp Soman, und R. Vinayakumar. „Automated detection of diabetes using CNN and CNN-LSTM network and heart rate signals". *Procedia Computer Science* 132 (2018): 1253–62.

Hochreiter, Sepp, und Jürgen Schmidhuber. „Long Short-Term Memory". *Neural Computation* 9, Nr. 8 (1997): 1735–80.

Huang, Chiou-Jye, und Ping-Huan Kuo. „A Deep CNN-LSTM Model for Particulate Matter (PM2.5) Forecasting in Smart Cities". *Sensors* 18 (2018): 2220.

Karevan, Zahra, und Johan A. K. Suykens. „Transductive LSTM for time-series prediction: An application to weather forecasting". *Neural Networks* 125 (o. J.): 1–9.

Kashiparekh, Kathan, Jyoti Narwariya, Pankaj Malhotra, Lovekesh Vig, und Gautam Shroff. „ConvTimeNet: A Pre-trained Deep Convolutional Neural Network for Time Series Classification". In *International Joint Conference on Neural Networks (IJCNN)*, 2019.

Kim, Tae-Young, und Sung-Bae Cho. „Predicting residential energy consumption using CNN-LSTM neural networks". *Energy* 182 (2019): 72–81.

Kriesel, David. *Ein kleiner Überblick über Neuronale Netze*, 2020. http://www.dkriesel.com/science/neural_networks.

Kuckartz, Udo, Stefan Rädiker, Thomas Ebert, und Julia Schehl. *Statistik. Eine verständliche Einführung.* 2. Auflage. Wiesbaden: Springer VS, 2013.

Kühnapfel, Jörg B. *Vertriebsprognosen. Methoden für die Praxis.* Wiesbaden: Springer Gabler, 2015.

Kwon, Do-Hyung, Ju-Bong Kim, Ju-Sung Heo, Chan-Myung Kim, und Youn-Hee Han. „Time Series Classification of Cryptocurrency Price Trend Based on a Recurrent LSTM Neural Network". *Journal of Information Processing Systems* 15, Nr. 3 (2019): 694–706.

Livieris, Ioannis E., Emmanuel Pintelas, und Panagiotis Pintelas. „A CNN–LSTM model for gold price time-series forecasting". *Neural Computing & Applications*, 2020.

Malhotra, Pankaj, Lovekesh Vig, Gautam Shroff, und Puneet Agarwal. „Long Short Term Memory Networks for Anomaly Detection in Time Series“. In *23rd European Symposium on Artificial Neural Networks, Computational Intelligence and Machine Learning*, 89–94, o. J.

Marinescu, Andrei, Colin Harris, Ivana Dusparic, Vinny Cahill, und Siobhan Clarke. „A Hybrid Approach to Very Small Scale Electrical Demand Forecasting“, 2014, 5.

Meier, Jan-Hendrik, Stephan Schneider, Thies Schoenfeldt, Bastian Wanke, und Philip Schueller. „Electricity Price Forecasting: A Methodological ANN-based Approach with Special Consideration of Time Series Properties“. In *ICTERI Workshops*, 2018.

Moritz Kirste, und Markus Schürzholz. „Einleitung: Entwicklungswege zur KI.“ In *Künstliche Intelligenz. Technologie | Anwendung | Gesellschaft. Hrsg. v. Volker Wittpahl*, 21–35. Berlin, Heidelberg: Springer, 2019.

Panapakidis, Ioannis P., Nikolaos Skiadopoulos, und Georgios C. Christoforidis. „Forecasting Bus Loads with a Combined Intelligent Prediction System“. In *2018 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2018 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I&CPS Europe)*, 1–6. Palermo: IEEE, 2018. https://doi.org/10.1109/EEEIC.2018.8494376.

Sagheer, Alaa, und Mostafa Kotb. „Time series forecasting of petroleum production using deep LSTM recurrent networks“. *Neurocomputing* 323 (2019): 203–13.

Sibbertsen, Philipp, und Hartmut Lehne. *Statisik. Einführung für Wirtschafts- und Sozialwissenschaftler.* Berlin, Heidelberg: Springer Gabler, 2012.

Stoetzer, Matthias-W. *Regressionsanalyse in der empirischen Wirtschafts- und Sozialforschung. Komplexe Verfahren*. Berlin: Springer Gabler, 2020.

Vinay, Kumar, Reddy Chimmula, und Zhang Lei. „Time series forecasting of COVID-19 transmission in Canada using LSTM networks“. *Chaos, Solitons & Fractals* 135 (Juni 2020): 109864.

Vogel, Jürgen. *Prognose von Zeitreihen. Eine Einführung für Wirtschaftswissenschaftler.* Wiesbaden: Springer Gabler, 2015.

Yenter, Alec, und Abhishek Verma. „Deep CNN-LSTM with combined kernels from multiple branches for IMDb review sentiment analysis“. In *IEEE 8th Annual Ubiquitous Computing, Electronics and Mobile Communication Conference (UEMCON), New York, NY*, 540–46, 2017.

Zhiguang, Wang, Yan Weizhong, und Tim Oates. „Time Series Classification from Scratch with Deep Neural Networks: A Strong Baseline“. In *International Joint Conference on Neural Networks (IJCNN).*, 2017.

Christian-Albrechts-Universität zu Kiel

DIGITALE VERNETZUNG, SELBSTSCHÜTZENDE VERNETZUNG, DATENANALYSE UND DATA MINING

Prof. Dr. Olaf Landsiedel
Prof. Dr. Agnes Koschmider
Prof. Dr.-Ing. Sven Tomforde

Kurzstudie im Rahmen eines hochschulübergreifenden Forschungsprojekts mit insgesamt sieben Studien in unterschiedlichen Disziplinen zum Thema „Digitalisierung der Energiewende – Intelligente und effiziente Vernetzung von Energieerzeugern und -verbrauchern auf Quartiersebene.

Gefördert von der gemeinnützigen Gesellschaft für Energie und Klimaschutz Schleswig-Holstein GmbH (www.eksh.org)

Datum der Fertigstellung: 30. Oktober 2020

Kontakt

Prof. Dr. Olaf Landsiedel
Christian-Albrechts-Universität zu Kiel
Institut für Informatik
(Verteilte Systeme)
T 0431 880-4480
ol@informatik.uni-kiel.de

Prof. Dr. Agnes Koschmider
Christian-Albrechts-Universität zu Kiel
Institut für Informatik
(Wirtschaftsinformatik)
T 0431 880-6387
ak@informatik.uni-kiel.de

Prof. Dr.-Ing. Sven Tomforde
Christian-Albrechts-Universität zu Kiel
Institut für Informatik
(Intelligente Systeme)
T 0431 880-4844
st@informatik.uni-kiel.de

Studie: Digitalisierung der Energiewende auf der Quartiersebene

Oktober 2020

Autoren:

- Prof. Dr. Olaf Landsiedel, Christian-Albrechts-Universität zu Kiel, Verteilte Systeme
- Prof. Dr. Agnes Koschmider, Christian-Albrechts-Universität zu Kiel, Process Analytics
- Prof. Dr.-Ing. Sven Tomforde, Christian-Albrechts-Universität zu Kiel, Intelligente Systeme

1 Ausgangslage und Fragestellung

Ausgangslage: Ein wesentlicher Baustein der Klimawende ist die Verbesserung der Energieeffizienz, wobei insbesondere moderne Quartierlösungen ein hohes Potential für solche Verbesserungen bieten. Im Idealfall sollen Quartiere klimaneutral sein. Sie sollen daher nicht mehr klimaschädliche Gase erzeugen, als sie z.B. durch Begrünung und andere Ansätze binden. Um dieses Ziel zu erreichen, stehen in vielen modernen Quartierskonzepten die dezentrale Energieversorgung (Strom und Wärme) und intelligente Mobilität im Fokus. Haupttreiber der Entwicklungen sind dabei Digitaltechnologien für intelligente und vernetzte Lösungen. Die Quartiere selber wandeln sich von klassischen Konsumenten zu Prosumern, d.h. sie übernehmen zusätzlich Produzentenaufgaben. Dies hat zur Folge, dass der Handlungsspielraum für Quartierlösungen erheblich erhöht wird und sich Herausforderungen zur zielgerichteten Nutzung der so entstehenden Potentiale ergeben. So können beispielsweise Technologien wie das Long Range Wide Area Network (LoRaWAN), die in der Lage sind, die komplexen Energiesysteme in Quartieren hochautomatisiert zu steuern, als Katalysatoren für eine schnelle Realisierung und einen effizienten Betrieb dienen. Auf Basis lokal erfasster Daten (z. B. unter Nutzung von Smart Metering Technologie) kann eine Analyse und Optimierung von Verhalten hinsichtlich der Effizienz erfolgen.

Ziel dieser Studie ist es, eine systematische Analyse des aktuellen Entwicklungsstandes sowie ein Abgleich mit den Zielsetzungen lokaler Akteure in Schleswig-Holstein durchzuführen. Die sich daraus ergebenden Erkenntnisse sollen als Basis dienen, um die Optimierung der Energieeffizienz speziell in Schleswig-Holstein vorzubereiten und zielgerichtet auszubauen.

Fragestellungen: Es ergeben sich insbesondere folgende Fragestellungen.

1. Digitale Vernetzung: Welche Herausforderungen und Potentiale entstehen für lokale Erzeuger, Prosumer und Verbraucher durch eine zunehmende Verfügbarkeit von drahtlosen Kommunikationstechnologien, Blockchain-Technologien und Smart Contracts in Hinsicht auf dezentrale, verlässliche Transaktionen sowie sichere Datenaggregation?

2. Selbstschützende Vernetzung: Energiesysteme stellen eine kritische Infrastruktur dar, so dass sich Fragen hinsichtlich der Sicherheit und des zuverlässigen Betriebs dieser zunehmend dezentral (d.h. als Microgrid) organisierten Systeme ergeben.

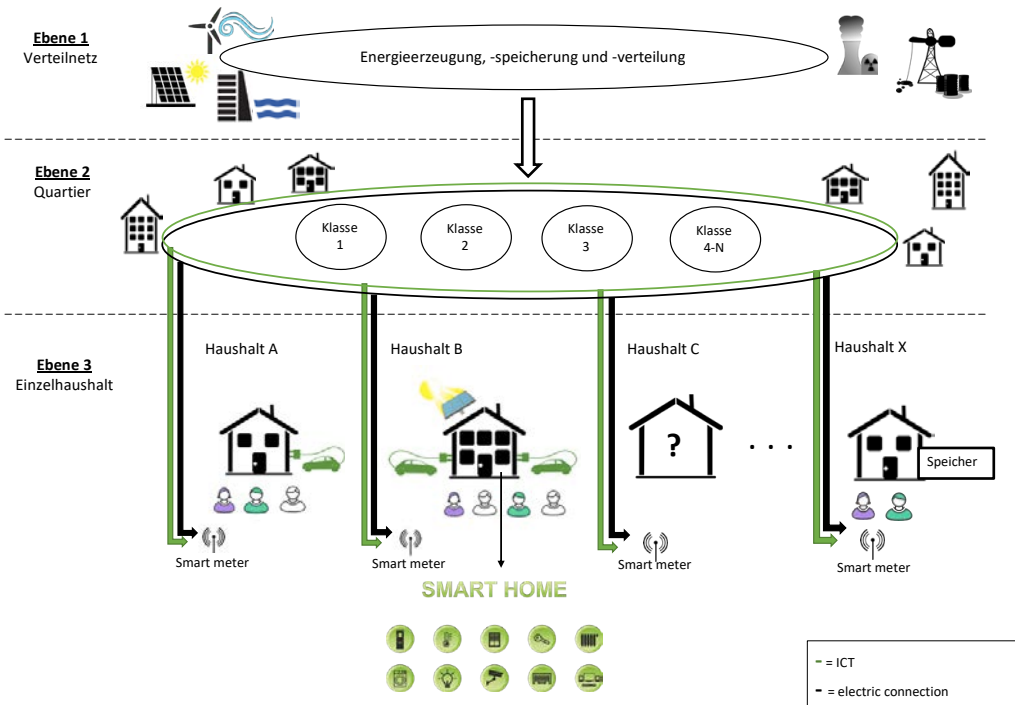


Abbildung 1: Hierarchischer Aufbau der Digitalen Netzstruktur

3. Durch die zunehmende Nutzung lokal verfügbarer Daten und Smart Metern-Technologien ergeben sich neuartige Potentiale wie die Erkennung von Verhaltensanomalien. Darauf aufbauend müssen Potentiale in Bezug auf die Identifizierung von Smart Living Dienstleistungen unter Beachtung des Datenschutzes untersucht werden.

2 Das „Smarte“ Quartier: Vorgehen, Begriffe und Terminologie

Die Ziele dieser Kurzstudie umfassen die Bearbeitung der obigen Fragestellungen und die Analyse des Standes der Technik und Forschung. Dieses führt zu einer Identifizierung von offenen Forschungsfragestellungen und -potentialen, wie sie in den Kapiteln 4-6 beschrieben werden. Zur Ermittlung des Standes der Forschung wurden die eigenen Forschungsarbeiten analysiert und eine Literaturrecherche über die Datenbanken von ACM, IEEE und Springer durchgeführt.

Als Grundlage für die weitere Studie soll in diesem Kapitel zunächst die Quartiersebene als Zwischenebene definiert werden. Damit einhergehend wird die notwendige Terminologie eingeführt, um so eine Abgrenzung gegenüber anderen Arbeiten und Begrifflichkeiten zu erreichen. Abbildung 1 stellt dazu die konzeptionelle hierarchische Aufteilung des zukünftigen Energienetzes vor.

Schichten der Smart-Grid-Architektur: Wir unterscheiden analog zu Kriett et al. grundsätzlich zwischen einer *Netzwerkschicht* für den Transport von elektrischer Energie von Generatoren zu Verbrauchern und einer *Kommunikationsschicht*, die die Übertragung relevanter Daten zum Betrieb des Stromnetzes regelt (hier Information and Communication technology, ICT, genannt). Die konkrete Ausprägung dieser Kommunikationsschicht kann dabei ein virtuelles privates Netzwerk im öffentlichen Internet oder Formen lokaler Kommunikationsnetze (WLAN) sein[1].

Ebene 1: Verteilnetz Auf der obersten Ebene (siehe Abbildung 1) ist das bestehende Verteilnetz an-

geordnet. Hier sind die Großerzeuger, der Transport (insbesondere über Hochspannungsnetze) sowie die Versorgung der regionalen und lokalen Mittel- und Niederspannungsnetze zusammengefasst. Wir zählen hier auch die regionalen Versorger (z.B. Stadtwerke Kiel), die eine größere Fläche bedienen, zum Verteilnetz. Primäres Ziel dieser Ebene ist die Netzstabilität - diese soll aber nicht Betrachtungsgegenstand dieser Studie sein.

Ebene 3: Einzelhaushalte Aktuell sind Einzelhaushalte weitgehend ohne Smart Metering-Technologie ausgestattet. Wir prognostizieren, dass sich in der kommenden Dekade die Entwicklung hin zu intelligenten und vernetzten Lösungen fortsetzen wird. Bestehende Lösungen zu Hausenergieverwaltungssystemen (HEvS) speichern Informationen und Präferenzen der lokalen Einzelhaushalte und regeln die Verwaltung der damit verbundenen Geräte und Einheiten in einem Haus. Primäre Zielsetzung solcher Systeme ist es, „[...] Geräte als Reaktion auf dynamische Preissignale so zu steuern, dass die Stromrechnung und die genutzte Energie minimiert werden. Die Ergebnisse zeigen, dass beide Ziele mit einer gewissen Flexibilität im Komfort des Benutzers erreicht werden können“ [2]. Dies beinhaltet bspw. eine Nachfrage-Verbrauch-Strategie, die Lasten in einem Haushalt in unterschiedliche Kategorien unterteilt, abhängig von ihrer Steuerbarkeit. Die maschinelle Lernstrategie kann dabei Daten wie Wettervorhersagen und Thermostat-Einstellungen nutzen, um den Energieverbrauch zu optimieren [1]. Diese Systeme sollen den Ansatzpunkt für intelligentere Verfahren bieten. Die Darstellung in Abbildung 1 zeigt, dass die unterschiedlichen Einzelhaushalte sehr heterogen sein können, aber grundsätzlich in eine bestimmte Menge an Kategorien unterteilt werden können. Es wird davon ausgegangen, dass sich die spezifischen Ausprägungen innerhalb einer Kategorie statistisch ähnlich verhalten. Dabei ist allerdings auch in den kommenden Dekaden von einem Parallelbetrieb zwischen bestehenden, statischen Lösungen und zukünftigen, intelligenten und vernetzten Lösungen auszugehen.

Quartiersebene: Im Rahmen dieser Studie definieren wir die Quartiersebene als Potential für zukünftige Forschungs- und Produktentwicklungen. Riechel und Robert heben die Bedeutung des Quartiers hervor: „Das Quartier ist ein wichtiger Ansatzpunkt, um auf lokaler Ebene Initiativen zur Entwicklung neuer Wege für eine klimaschonende Innovations- und Lebenskultur zu etablieren. Das Quartier ist eine Plattform, auf der gemeinsame Interessen von Akteurinnen und Akteuren (Kommune, Bewohnerinnen und Bewohner, Eigentümerinnen und Eigentümer et cetera) gut organisiert und Handlungsansätze, die über das einzelne Gebäude hinausgehen, diskursiv entwickelt sowie umgesetzt werden können“ [3]. Demnach eignen sich Quartiere auch als „Orte für soziale und technische Innovationen, da [...] Neuerungen zunächst im Kleinen erprobt werden können [...]“ [3]. Bewähren sich die Innovationen im Quartier-Labor, so die These der beiden Autoren, ist es Zeit für „alltägliche Handlungsweisen, planerische Strategien, technische Standards, Geschäftsmodelle etc.“ [3]. Des Weiteren heben Riechel und Robert die Schlüsselbedeutung des Quartiers hervor, denn diese Herangehensweise bedient nicht nur die Schnittstelle zwischen Stadt- und Energieplanung, sondern geht darüber hinaus, indem auch Aspekte wie die Nutzung lokaler Ressourcen, nachhaltige Mobilität und Standortqualität berücksichtigt werden [3]. Dabei wird deutlich, dass Quartierslösungen nur unter Berücksichtigung bestehender Siedlungsstrukturen und Sanierungsstände sowie Infrastrukturen hervorgebracht werden können [3].

Technische Potenziale der Quartiersebene: Die Qartiersebene definiert folglich eine Zwischenschicht, die ein abgestimmtes und intelligentes, lokales Verhalten ermöglicht. Eines der Ziele ist dabei die „Steigerung der Effizienz und Erhöhung der technischen Flexibilität über die Vernetzung von Gebäuden“ , da Verbraucher zu unterschiedlichen Zeiten versorgt werden können, damit Bedarfsspitzen ausgeglichen werden können [3]. Selbst wenn in Quartieren moderne (Energieplus-)Gebäude, neben älteren nicht autarken Gebäuden stehen, können Wärmenetze Überschuss- bzw. Defizitausgleich betreiben [3]. Außerdem ist die „Erzeugung von Strom und Wärme vor Ort und Nutzung lokaler Ressourcen“ möglich [3]. Darüber hinaus kann die Integration zusätzlicher erneuerbarer Engergieträger (Tiefengeothermie, Abwäremequellen aus Industrie, Gewerbe und Abwasserentsorgung) ermöglicht werden [3].

Informations- und Kommunikationstechnologien (IKT) im Quartier: IKT-basierte Mess-, Steuerungs-

und Regelungstechiken, sowie Smart Grids machen die Verknüpfung dezentraler Erzeugungseinheiten und die Rückkopplung mit Versorgungsnetzen bezüglich dezentraler Einspeisung in die Strom- bzw. Wärmenetze oder den Versorgungsbedarf aus Netzen erst möglich [3]. Virtuelle Kraftwerke können dann mithilfe von IKT die Erzeugungs- und Bedarfsschwankungen im Stromnetz ausgleichen [3]. Das Quartier kann daher als besonders relevant angesehen werden: „Smart Neighbourhoods oder Smart Districts haben sich daher auch begrifflich fest etabliert und stehen räumlich zwischen gebäude- oder gar wohnungsbezogenen Anwendungen (Smart Homes, Smart Buildings) und gesamtstädtischen Smart City-Strategien“ [3].

Ausgehend von der Quartiersebene werden nun Einzelbereiche detaillierter betrachtet. Dazu fokussieren wir uns auf die Bereiche der Quartiersebene, die einerseits nur unzureichend erforscht und mit Marktlösungen untermauert sind, und andererseits unter Einbindung neuester Entwicklungen in der HEVS und der zugrundeliegenden Messtechnologie die größten Potentiale aufweisen: a) eine intelligente, digitale Vernetzung der Einzelhaushalte zu eine integrierten Quartierlösung, b) eine intelligente und selbstadaptive Steuerung der Systeme unter Einbeziehung der verteilten, lokalen Nachbarn sowie darauf Aufbauend c) Potentiale für Datenanalyse und Pozessbeschreibung mit Fokus auf Datenschutz und Privatheit.

3 Digitale Vernetzung zur Laststeuerung im Quartier

Die Digitalisierung und Vernetzung schaffen neue Möglichkeiten im Bereich der Energieversorgung und werden ein wichtiger Bestandteil der Energiewende sein. Den Kern dieser Digitalisierung bildet das sogenannte „Internet der Dinge“(Internet of Things, IoT), es beschreibt die Vernetzung von physischen und virtuellen Gegenständen durch Informations- und Kommunikationstechniken. Durch das Internet der Dinge erhalten Alltagsgegenstände wie Spielzeuge, Zahnbürsten und Kühlschränke die Möglichkeit (a) Sensordaten zu verarbeiten, (b) zu kommunizieren, meistens über drahtlose Kommunikationssysteme, (c) sich mit weiteren Geräten im Internet der Dinge abzustimmen. Verbunden mit weiteren Entwicklungen wie Big Data Analytics und Künstliche Intelligenz bedeutet das für die Digitalisierung der Energiewende:

- **Vernetzte Verbraucher und Erzeuger**: wir erwarten, dass vom kleinsten Verbraucher im Haushalt bis zum großen Erzeugern alle Geräte vernetzt sein werden.
- **Intelligente Verbraucher und Erzeuger**: wir erwarten, dass diese vernetzten Verbraucher und Erzeuger ihren Energieverbrauch und ihre Erzeugung messen und zum großen Teil den zukünftigen Bedarf und seine Elastizität vorhersagen können.
- **Koordinierende Verbraucher und Erzeuger**: wir erwarten, dass sich diese intelligenten und vernetzen Verbraucher sowie Erzeuger, zum Beispiel, innerhalb eines Quartiers abstimmen: Sie werden ihren Energiebedarf kommunizieren und nach Möglichkeit flexibel anpassen um, zum Beispiel, auf Engpässe reagieren zu können.

Im folgenden werden diese drei Entwicklungen im Detail diskutiert.

3.1 Analyse der Technologien und Identifikation von Herausforderungen

Aktuelle Entwicklung: Heutzutage zielt die digitale Vernetzung vor allem auf die Anbindung von Stromzählern und weiteren Verbrauchszählern an das digitale Netzwerk des Energieversorgers ab. Hier ist das Ziel vor allem die automatisiert Abrechnung mit einer bestimmten zeitlichen Auflösung, zum Beispiel, die Abrechnung des stündlichen Energieverbrauches. Die Komplexität dieser digitalen Vernetzung ist relativ niedrig, da pro Haushalt nur einzelne Geräte, wie, zum Beispiel, Strom- und Wasserzähler, in das Netzwerk des Versorgers eingebunden werden muss. Weiterhin sind die Datenraten der Kommunikation überaus niedrig.

Standard	Bluetooth Low Energy	WiFi	IEEE 802.15.4 ZigBe, Thread	LTE-M	NB-IoT	LoRa
Reichweite	10m - 1,5km	15m - 100m	30m - 100m	1km - 10km	1km - 10km	2km - 20km
Max. Durchsatz	2 Mbps	1.3 Gbps	250 kps	1 Mbps	200 kbps	50 kpbs
Energieverbrauch	Niedrig	Mittel	Niedrig	Mittel	Nierig	Niedrig
Kostenart	Einmalig	Einmalig	Einmalig	Wiederkehrend	Wiederkehrend	Einmalig
Anschaffungskosten	$<$ 5 Euro	$<$ 10 Euro	5 - 15 Euro	8 - 20 Euro	8 - 20 Euro	8 - 15 Euro
Netzwerkstruktur	Stern, Mesh	Stern	Mesh	Stern	Stern	Stern

Tabelle 1: Vergleich der Eigenschaften von verbreiteten drahtlosen Kommunikationsprotokollen im Bereich des Internet der Dinge: Bluetooth Low Energy (BLE), WiFi, IEEE 802.15.4 (auch bekannt als ZigBee oder Thread), LTE-M, NB-IoT, LoRa.

Langfristige Entwicklung: Langfristig erwarten wir, dass die digitale Vernetzung deutlich komplexer wird und pro Haushalt eine Vielzahl an Verbrauchern und Erzeugern zu einer quartierweiten Steuerung vernetzt wird. Damit gehen dann auch gesteigerte Anforderungen an Bandbreiten und Datendurchsatz einher.

Technologien zur drahtlosen Vernetzung: Zur Vernetzung im Internet der Dinge sind in den letzten zehn Jahren eine Vielzahl von Technologien zur Marktreife gebracht wurden. Dabei handelt es sich meistens um drahtlose Technologien (Low-Power Wireless Networking) mit folgenden Kerneingenschaften (a) preisgünstig, (b) niedrige Datenraten, (c) niedrige Reichweiten, (d) niedriger Energieverbrauch. Beispiele für solche Technologien sind ZigBee, Bluetooth, insbesondere Bluetooth Low Energy (BLE), LoRa, LTE-M und NB-IoT. Details werden in Tabelle 1 dargestellt. Alle Technologien – mit einer Einschränkung bei LoRa, auf die wir im folgenden eingehen werden – besitzen genügend Bandbreite, um zukünftige Anwendungenszenarien wie die oben angesprochene intelligente Vernetzung zu unterstützen.

Sonderfall LoRa: LoRa ist aufgrund seiner hohen Reichweite und des niedrigen Anschaffungspreises besonders geeignet um schnell und kostengünstig große Flächen zu vernetzten. Solange zum Beipiel nur ein stündliches Ablesen von Verbrauchsdaten das Ziel ist, so ist die LoRa als drahtloses Kommiunikationstechnologie dafür auch sehr gut geeignet. Sobald aber komplexere Anwendungen mit höheren Datenraten und Kommunikationshäufigkeit geplant werden oder diese zukünftig unterstützt werden sollen, so ist es bei der Nutzung von LoRa damit zu rechnen, dass die Anwendungen an die Leistungsgrenzen des Protokolls stoßen, insbesondere in dicht besiedelten Gebieten.

Sicherheit: Alle diskutierten Protokolle bieten ausreichende Sicherheit gegen Angriffe. Wenn es erfolgreiche Angriffe in den vergangenen Jahren gab, dann üblicherweise nicht weil ein Protokollstandard per Design unsicher war, sondern weil die Implementierung Sicherheitslücken aufwies. Aus diesem Grund ist es von besonderer Wichtigkeit die Möglichkeit zum Softwareupdate “over the air” (OTA) zu haben. Dieses bezeichnet die Möglichkeit ein Softwareupdate aus der Ferne über die Funktschnittstelle vorzunehmen. Updates können so automatisiert, zügig und großflächig eingespielt werden ohne das Personal die Geräte einzeln vor Ort mit Updates versehen muss. Bei Softwarefehlern und Sicherheitslücken können Updates so zeitnah eingespielt werden, um die Sicherheit und Betriebsfähigkeit des Gesamtsystems zu garantieren. Weiterhin können so auch neue Funktionalitäten eingespielt werden.

Herausforderung langfristige Softwareupdates: Eine Herausforderung ist es Softwareupdates, insbesondere im Falle von Fehlern und Sicherheitslücken, über Jahrzehnte sicherzustellen. Funktechnologien dieser Art werden im Smart Grid in Stromzähler aber langfristig auch Waschmaschinen, Heizungsanlagen, und Photovoltaikanlagen eingebaut, die ein Jahrzehnt und oft mehr in Betrieb sein sollen. Über diese Betriebsdauer muss die Versorgung mit Updates garantiert werden. Dieses ist jedoch kein technisches Problem per se, sondern gehört – genau eine Garantie für die Ersatzteilversorgung für eine bestimmte Anzahl an Jahren – zu den Diensten die vertraglich geregelt werden muss.

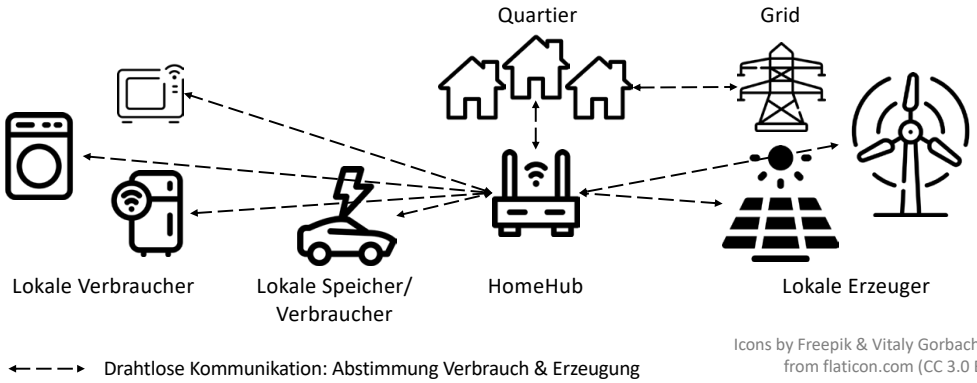


Abbildung 2: Digitale Vernetzung zur Laststeuerung im Quartier: Ein Homehub wird die Verbraucher und Erzeuger innerhalb eines Haushaltes untereinander und mit anderen Einheiten im Quartier koordinieren.

Mobilfunknetz oder Energieversorgernetzwerk: Vom Kostenmodell und vom Betreibermodell her muss hier zwischen mobilfunkbasierten Lösungen und übrigen Ansätzen unterschieden werden. Bei letzteren Ansätzen wird die Netzwerkinfrastruktur wie Basisstationen vom den Energieversorgern aufgestellt, dieses sorgt für die Investitionskosten. Zusätzlich muss das Kommunikationsetzwerk betrieben und unterhalten werden. Im Gegensatz dazu nutzen Mobilfunk-basierte Lösungen das Mobilfunknetz, somit entfallen die Kosten für den Ausbau und den Betrieb des Netzwerkes. Jedoch sind die Anschaffungskosten pro eingesetztem Gerät höher und es müssen Mobilfunktarife gebucht werden, die wiederum wiederkehrende Kosten darstellen. Weiterhin ist der Energieversorger von der Qualität der Mobilfunknetze abhängig. Dieses kann insbesondere bei fehlender oder unzureichender Mobilfunkabdeckung problematisch sein. Die Mobilfunkabdeckung ist zum Beispiel in ländlichen Gebieten oftmals nicht ausreichend. Weiterhin muss beachtet werden, dass Stromzähler und andere Verbrauchszähler sich of im Keller befinden. Dort ist die Mobilfunkabdeckung selbst in dichtbesiedelten Gebieten oftmals eine Herausforderung. Insgesamt muss ein Energieversorger also entscheiden, ob er ein Netzwerk selber aufbauen und betreiben möchte oder auf die Dienste von, zum Beispiel, Mobilfunkbetreibern zurückgreifen möchte.

Agnostisches Gesamtsystem: Sämtliche der obigen Technologien haben sich in den vergangenen 5 Jahren deutlich entwickelt und es ist auch in der Zukunft mit neuen Entwicklungen zu rechnen, wie z.B. 5G, WiFi 6, BLE 5.x. Es ist daher aus unserer Sicht wichtig, ein Gesamtsystem agnostisch zu einem bestimmten Funk- und Protokollstandard zu entwickeln. In einem modernen Gesamtsystem sollte es möglich sein, in dicht beziehungsweise dünn besiedelten Gebieten unterschiedliche drahtlose Technologien zu verwenden. Weiterhin sollte ein inkrementeller Rollout von neuen Protokollen und Technologien möglich sein, um im laufenden Betrieb neue Systeme schrittweise in Betrieb nehmen zu können.

3.2 Vision: Digital, Vernetzte Erzeuger und Verbraucher zur Laststeuerung

Im folgenden stellen wir unsere Vision zur zukünftigen digitalen Vernetzung von intelligenten Energieverbrauchern und Produzenten vor. Diese zukünftige Vernetzung legt die Grundlage für die Digitalisierung der Energiewende auf Quartiersebene. Heutzutage liegt bei der Vernetzung im Smart Grid der Fokus auf der Vernetzung zu Abrechnungs- und teilweise Monitoringzwecken und – wie schon besprochen – werden üblicherweise Stromzähler und andere Verbrauchszähler, wie Wasserzähler und Wärmeverbrauchszähler, vernetzt.

Für die Zukunft sehen wir folgende Entwicklung: wir erwarten, dass vom kleinsten Verbraucher im Haushalt bis zu großen Erzeugern für Strom und Wärme alle Geräte vernetzt sein werden. Dieses bedeutet, dass

Verbraucher wie, zum Beispiel, Waschmaschinen, Herde, Trockner, Wallboxen für Elektromobilität aber auch Staubsauger über drahtlose Kommunikationstechnologien verfügen werden. Mit Hilfe dieser können diese Verbraucher in Zukunft ihren geplanten Verbrauch und dessen Elastizität dem Versorger, beziehungsweise den anderen Teilnehmern im Quartier, mitteilen und sogar abstimmen. Analog erwarten wir, dass lokale Energieerzeuger wie Photovoltaikanlagen, Blockheizkraftwerke, Windräder, und Speicheranlagen digital vernetzt sein werden. Und dass auch diese ihre Erzeugung und deren Elastizität an die vernetzten Verbraucher kommunizieren und abstimmen werden.

Die Entwicklung hier ist es also, dass nicht nur die Verbrauchszähler wie Stromzähler vernetztet werden, sondern jeder einzelne Verbraucher und Erzeuger im Quartier. Das Ergebnis dieser Entwicklung ist dann eine mehrschichtige Netzwerktopologie: Wir erwarten, dass ein zentrales Gerät im Haushalt, sei es der Stromzähler oder ein externes Gerät, als Homehub arbeiten wird. Mit diesem werden alle Verbraucher und Erzeuger eines Haushaltes kommunizieren und ihren aktuellen und zukünftigen Bedarf, soweit bekannt beziehungsweise vorhersagbar, abstimmen.

Das Homehub dient somit als zentrale Steuereinheit für Erzeugung und Verbrauch eines Haushalts und hat die Aufgabe, die verschiedenen Verbraucher und Erzeuger eines Haushaltes zu priorisieren und deren Elastizität zu nutzen. So kann das Homehub beispielsweise automatisiert den Ladezyklus eines Elektrofahrzeuges unterbrechen, wenn zu einem Zeitpunkt nicht genügend Energie zur Verfügung steht oder zu einem späteren Zeitpunkt ein niedriger Strompreis erwartet wird. So können für den Haushalt Kosten gespart werden ohne die Qualität der Versorgung einzuschränken. Dieses bedeutet auch, dass Nutzung auf einen späteren Zeitpunkt verschoben wird, und somit, zum Beispiel, das Elektrofahrzeug trotz Ladeunterbrechung am nächsten morgen wie erwartet geladen ist.

Ähnlich können, wenn auch in einem beschränkteren Masse, zum Beispiel, die Kühl- und Heizzyklen von Boilern, Heizkörpern, und Kühl- und Gefrierschränken angepasst werden. Weiterhin können Energiespeicher wie die Akkus von Elektrofahrzeugen in einem Haushalt bei Bedarf eine Energiequelle darstellen. Diese Vision der flexiblen Lastverschiebung und Anpassung innerhalb eines Quartiers ist aber nur möglich, wenn alle Verbraucher (1) vernetzt sind, (2) intelligent sind um ihren Bedarf vorherzusagen, (3) diesen kurzfristig mit anderen Verbrauchern und Erzeugen abstimmen können. Bei der Koordination von Verbrauch und Erzeugung ist eine schnelle Abstimmung von besonderer Wichtigkeit. Insbesondere Stromnetze müssen bei Lastschwankungen in Millisekunden reagieren um einen Ausfall zu vermeiden.

Über dieses Homehub können alle vernetzten Geräte authentifiziert und somit kann die Sicherheit des Gesamtsystems sichergestellt werden. Weiterhin werden mit Hilfe des Homehubs die Lastanforderungen aggregiert, um die Privatsphäre der Bewohner gegenüber dem Quartier und dem Versorger zu schützen.

3.3 Eigene Forschungsarbeiten im Kontext der Vision

Die oben vorgestellte Vision basiert unter anderem auf den folgenden Forschungsergebnissen unserer Arbeitsgruppe: (1) neue Ansätze zur digitalen, drahtlosen Vernetzung, (2) neue Ansätze zur Koordination in drahtlosen Netzwerken, (3) Erfahrungen mit neuartigen Anwendungen und Daten ermöglicht durch vernetze Erzeuger und Verbraucher, und (4) Ressourcen-effiziente Blockchains für IoT Geräte.

Digitale, Drahtlose Vernetzung für das Internet der Dinge: In den letzten Jahren haben wir eine Vielzahl an Forschungsbeiträgen im Bereich der drahtlosen Vernetzung im Bereich des Internet der Dinge geleistet. Das Chaos [4] Protokoll, eine Zusammenarbeit mit der ETH Zürich, erlaubt zum Beispiel eine äußerst schnelle und zuverlässige Datendissimination kombiniert mit flexiblen Primitiven zur Datenverarbeitung im Netzwerk. Diese Protokoll ermöglicht unter anderem eine Verarbeitung von privaten Daten innerhalb des Netzwerkes wobei jeder Teilnehmer nur einen kleinen Ausschnitt aller Daten zu sehen bekommt. In weiteren Veröffentlichungen erweitern wir die Funktionalitäten des Protokolls [5, 6, 7, 8]: Vor kurzen haben wir, zum Beispiel, gezeigt, dass die Konzepte des Protokolls auch auf die Modulationsverfahren von Bluetooth an-

wendbar sind [8]. Weiterhin haben wir in Zusammenarbeit mit den Forschungsinstitutem RISE, Schweden, und Inria, Frankreich, das Orchestra Protokoll [9] entwickelt. Es erlaubt Datenverkehr in drahtlosen Netzwerken verteilt und autonom zu planen und zu versenden. Neben diesen ausgewählten Protokollen, haben wir eine weitreichende Erfahrung im Design und der experimentellen Evaluierung von drahtlosen Kommunikationsprotokollen und Systemen: Dazu gehören Multi-Radio Protokolle [10], opportunistisches Routing, [11, 12, 13], adaptive Routingverfahren [14, 15, 16, 17], analytische und numerische Modelle [18, 19, 20] sowie Werkzeuge zur Evaluation und Entwicklung von IoT Systemen [21, 22, 23].

Koordination von digital vernetzten Verbrauchern und Erzeugern: Wir haben gezeigt, dass hunderte von vernetzten IoT Geräten in Millisekunden atomare Transaktionen durchführen können, um, zum Beispiel, Aktivitäten abzustimmen [24, 25]. Diese Ansätzen nutzen unsere effizienten, drahtlosen Kommunikationsprotokolle, die wir im vorherigen Abschnitt vorgestellt haben.

Datenanalyse in Smart Grid: Digitale Vernetzung von Verbrauchern und Erzeugern erlaubt neue, datengetriebene Anwendungen. Im folgenden, werden wir einige solcher neuen Anwendungsmöglichkeiten vorstellen, die wir zusammen mit Energieerzeugern entwickelt und evaluiert haben.

In einem digital vernetzten Stromnetz können Stromzähler automatisiert Ausfälle an lokale Betreiber melden und so die Ausfallzeiten und auch Fehlalarme deutlich reduzieren [26]. Weiterhin haben wir gezeigt, dass durch eine automatisierte Analyse der zeitlichen Verbrauchskurven von Haushalten Stromdiebstähle identifiziert werden können [27].

Aus der zunehmenden digitalen Vernetzung ergeben sich neuartige Herausforderungen für die Betreiber von Energienetzwerken: Durch den Einsatz von digitaler Vernetzung werden diese auch zu Betreibern von großen, drahtlosen Netzwerken, die unterhalten und gewartet werden müssen. Dieses ist eine besondere Herausforderung, da ein solches digitales Netzwerk eng mit dem Energienetzwerk verbunden ist und daher eine kritische Infrastruktur darstellt, deren Sicherheit gewährleistet werden muss [28].

Blockchains im Kontext von IoT Geräten: Blockchains erlauben Teilnehmern, die sich nicht per-se vertrauen, Transaktionen mittels einer Verteilten Buchführung (Ledger) in einer vertrauenswürdigen und nachvollziehbaren Form vorzunehmen. Viele Blockchains haben jedoch einen sehr großen Rechen-, Speicher-, und Kommunikationsbedarf. Dieses macht es für Geräte aus dem Internet der Dinge, die nur über wenig Rechenleistung und niedrige Kommunikationsbandbreiten verfügen, sehr schwierig an Blockchain-basierten Transaktionen teilzunehmen.

In unserer Arbeit haben wir verschiedene Protokolle und Ansätze für leichtgewichtige Blockchain Transaktionen entwickelt. Weiterhin erlauben unsere Ansätze auch Smart Contracts und Payment Channels im Kontext des Internets der Dinge zu verwenden [29, 30].

4 Intelligente und selbstadaptive Steuerung von HEVS im Quartiersverbund

4.1 Motivation

Eine selbstorganisierte und dynamische Quartiersebene kann zur Erreichung unterschiedlicher Ziele beitragen. Dazu zählen erhöhte Resilienz gegen Störungen und Angriffe, verbesserte Ressourcennutzung und Effizienz durch lokalen Ausgleich und bessere Verteilung in der Belastung der Einzelhaushalte. Grundlage hierfür sind die zunehmende Marktdurchdringung und die intelligente Einbindung von neuartigen Meßtechnologien und die stetig steigende Leistungsfähigkeit von Systemlösungen.

Zielsetzung eines solchen Quartieransatzes sollte dabei nicht sein, zusätzliche starre Hierarchieebenen zu etablieren, sondern flexible und dynamisch skalierbare Systemlösungen zu entwickeln, die die Möglichkeit einer adaptiven und flexiblen Reaktion auf sich verändernde Bedingungen, spezifisches Nutzerverhalten sowie Störungen und Angriffe zu erreichen. Entwürfe intelligenter, selbstadaptiver Einzelsysteme für den Anwendungsfall “Intelligentes Quartier-Energiemangement” müssen daher angepasst werden und mit

neuartigen Ansätzen aus den Bereichen autonomes maschinelles Lernen, Selbstorganisation und Selbstintegration kombiniert werden.

Davon ausgehend werden in diesem Kapitel die bereits vorhandenen technischen Lösungen zusammengefasst, um auf dieser Basis aktuelle Forschungspotentiale und -perspektiven abzuleiten. Dies wird um eine Diskussion der Notwendigkeit zur Ausschöpfung der aufgezeigten Potentiale ergänzt, um den primären Forschungsbedarf zu ermitteln.

4.2 Organisches Systemverhalten: Anforderungen und Stand der Technik

Grundlage der Untersuchung in diesem Kapitel sind Ansätze zum Entwurf selbstadaptiver und intelligenter Einzelsysteme, die mittels Selbstorganisation und Selbstintegration in größere Ökosysteme zu einer dezentral organisierten und resilienten Quartierssteuerung zusammengeschlossen werden. Wichtigste Ziele sind, neben der zuvor genannten Resilienz, die Beherrschung von Komplexität und die kontinuierliche Optimierung der Leistungsfähigkeit in Bezug auf die Laufzeit. Ausgehend von der Beobachtung, dass natürliche Systeme oft hervorragend angepasstes Verhalten aufweisen, hat sich das Forschungsgebiet "Organic Computing" (OC) als Teilgebiet des übergeordneten Gebietes "intelligente selbstadaptive und selbstorganisierte Systeme" etabliert. Gemäß Tomforde et al. ist ein OC System ein "Rechensystem, das von der Natur inspiriert ist, aus mehreren kooperierenden autonomen Teilsystemen besteht, die auch in zeitvarianten Umgebungen und in gestörten Situationen eine bestimmte Leistung erbringen, die ihr Verhalten selber steuern und kontinuierlich anpassen und ihr Selbststeuerungsverhalten durch Erfahrungen stetig verbessert." [31].

Im Folgenden diskutieren wir den Stand der Technik mit der Zielsetzung, eine OC-basierte Quartierslösung zu erreichen. Ausgangspunkt ist dabei der Entwurf solcher Systeme, was um die beinhalteten Techniken und Ansätze ergänzt wird.

Grundlegender Entwurf von intelligenten, selbstadaptiven Systemen Ausgehend von Initiativen wie Organic Computing [32] und Autonomic Computing [33] sind in den letzten 15 Jahren unterschiedliche Designprinzipien und Architekturen für selbstadaptive Systeme vorgestellt worden. Im Bereich Organic Computing sind dies insbesondere die generische Observer/Controller-Architektur [34], sowie die darauf aufbauenden Verteilungsvarianten [35]. Dieser Architekturansatz beschreibt im Wesentlichen eine Kontrollschleife, die eine selbstlernende Anpassung der Systemkonfiguration erlaubt. Nahe verwandt ist der Monitor-Analyze-Plan-Execute(-Knowledge) Zyklus des Autonomic Computing [36]. Wesentliche Unterschied liegen in der Ausgestaltung mit unterschiedlichen Techniken, der gezielten Einbindung von maschinellen Lernverfahren unter Berücksichtigung von Sicherheitsprinzipien und in der expliziten Interaktion mit Nutzern. Relevante Vorläufer sind – neben grundsätzlichen Ideen aus dem Gebiet der Regelungstechnik – Architekturmuster aus der Robotik, z. B. das Sense-Plan-Act-Paradigma [37]]. Ebenfalls der gleichen Grundidee folgend sind das Operator-Controller-Modul [38] aus der Mechatronik und Konzepte aus dem Gebiet der Multi-Agenten-Systeme [39], speziell das Belief-Desire-Intention-Muster [40]. Relevante Architekturen und deren Gegenüberstellung finden sich in [41], wohingegen [32] den Schwerpunkt auf einen Vergleich der unterschiedlichen Erweiterungen innerhalb der Organic Computing Domäne legt. Zusätzlich wurden Implikationen für Entwurfs- und Entwicklungsprozesse solcher Systeme untersucht [42]. Gerade bei Lösungen, die einer direkten Interaktion und Kooperation mit dem Nutzer bedürfen, sind bereits im Entwurfsprozess grundlegende Fragestellungen sozial-sensibler Technikgestaltung zu berücksichtigen [43].

OC-basiertes Gebäudeenergiemanagement Im Stand der Technik ist eine OC-basierte Lösung beschrieben, die bereits lokal erste Ansätze für ein intelligentes und adaptives Gebäudeenergiemanagement (GEMS) beschreibt: das KIT Energy Smart Home Lab (ESHL). Nach Becker et al. ist dieses ein smartes Wohngebäude mit dezentraler Erzeugung, zahlreicher Speicher und Lasten. Diese werden von einem automatisierten GEMS genutzt, dem Organic Smart Home (OSH), das die Energieflexibilität des Gebäudes steuert. Dieser Dienst wird durch ein Ökosystem aus Sensoren, Aktoren und Hilfsdiensten (Datenspeicherung) ermöglicht, die ei-

nen IoT-Ansatz und einen Nachrichtenbus verwenden [44]. Das Setup, so Becker et al. weiter, ist in eine echtzeitfähige Microgrid-Co-Simulation integriert, die mehrere intelligente Gebäude simuliert (Multi-Building OSH (MB-OSH)). Darüber hinaus ist die ESHL an eine künstliche Netzumgebung angeschlossen, die sie mit einer Spannungsquelle versorgt und ihre Parameter werden durch eine Leistungsflussberechnung im MB-OSH abgeleitet, die ein Niederspannungs-Verteilnetz simuliert [44]. Die Ergebnisse werden von einem digitalen Signalprozessor (DSP) oder von einem Prozessor für elektromagnetische Transienten von OPAL RT Technologies (OPAL RT) verarbeitet und ermöglichen (Power) Hardware-in-the-Loop-Anwendungen [44]. Um die Rückkopplungsschleife (d.h. einen geschlossenen Regelkreis) zwischen Simulation und ESHL zu schließen, wird der verbrauchte Strom des Gebäudes gemessen und an die Simulatoren übergeben, nachdem er von einer speicherprogrammierbaren Steuerung (SPS) verarbeitet wurde.

Ausgehend von diesem ersten Beispiel wurde die Selbstintegration von Komponenten in das GEMS untersucht. Durch den Einsatz eines genetischen Algorithmus zur Optimierung innerhalb einer gesicherten Experimentierumgebung, die nicht mit dem Produktivsystem interagiert, wurde die Modellierung des Optimierungsproblems in Interdependent Problem Parts (IPP) dezentralisiert. Durch die Bereitstellung eines Gerätemodells für die entsprechenden Komponenten, der Phänotyp-Genotyp-Kodierung für den Optimierer sowie der Wechselwirkung und Verbindung zu hauseigenen Energienetzen wird das Optimierungsproblem automatisch bei Bedarf und zur Laufzeit zusammengestellt [44]. Dies funktioniert analog zum enstsprechend aus dem Bereich der Verkehrssteuerung bekannten Grundverfahren [45, 46, 47]. Im Falle eines neuen Energietarifs, von Vorhersagefehlern, die einen festgelegten Schwellenwert überschreiten oder eines zu planenden Haushaltsgeräts wird eine neue Optimierung ausgelöst und von jedem Gerät im Gebäude eine IPP angefordert. Dies ermöglicht sowohl eine flexible Gerätekonfiguration des Gebäudes als auch eine situationsbewusste Flexibilitätsbeschreibung als Voraussetzung für seine externe Nutzung.

Ein zweites Beispiel evaluiert ein Microgrid-Management in einer Software-in-a-Hardware-Loop Umgebung. Das ESHL wurde in einer Software-in-a-Hardware-Loop-Co-Simulation eingesetzt, um ein regionales Energiemanagementsystem als Prüfling zu evaluieren. Dieses nutzt die intelligenten Gebäude für die Bereitstellung von Netzdienstleistungen [44]. In einem realitätsnahen Szenario werden die Umgebungsbedingungen zwischen dem ESHL und den simulierten Gebäuden durch Power-Hardware ausgerichtet. Dieser hybride Ansatz bietet den Vorteil, dass das Modell durch Einbeziehung eines realen Gebäudes auf seine Flexibilität geprüft werden kann. Ein breites Spektrum von Szenarien durch Simulation zu bewerten, erfordert aber Echtzeit-fähige Softwarekomponenten. Folgende Erfahrungen konnten aus der Systemintegration gewonnen werden: Trotz der zahlreichen etablierten Kommunikationsprotokolle innerhalb und zwischen intelligenten Wohngebäuden hemmen deren häufig begrenzte Dokumentation, sowie firmeneigene Lösungen den Ausbau eines generischen selbstintegrierenden Systems in einem realen Wohngebäude [44]. Um diese Einschränkungen zu beheben, muss die grundlegende Systemintegration mittels (mindestens) protokoll- und domänenspezifischer Abstraktionen von Entwicklern für eine reale Anwendung manuell durchgeführt werden, auch wenn das einen Mehraufwand bedeutet.

Intelligente HEvS: Auf Gebäudeenergiesysteme werden dynamische und unterschiedliche Anforderungen zukommen, die es zu bewältigen gilt. Moderne HEvS erzeugen massive, heterogene, oft unpräzise Datenströme. Verfahren der Künstlichen Intelligenz bieten die Möglichkeit, große Datenmengen zu verarbeiten und Funktionen wie Anomalie-Erkennung, prädiktive Modulation und Optimierung selbstständig bereitzustellen [48]. Computerintelligente Ansätze können suboptimales Verhalten erkennen und dadurch das Gebäude optimal steuern, um den Komfort der Bewohner zu erhalten. Darüber hinaus führen laut Manic et al. prädiktive und dynamisch optimierbare Regelstrategien, die computerintelligent abgeleitet werden, zu einer energieeffizienten Steuerung des HEMS. Zudem lassen sich mit computerintelligenzbasierten Algorithmen die Microgrid-Ziele der Integration erneuerbarer Energien und verschiedener Energiespeichermechanismen realisieren und optimal steuern [48]. In ähnlicher Weise können Lastabwurf und Spitzenlastabschirmung, die für das aktuelle Stromnetz und die Mikronetze der Zukunft entscheidend sind, über computerintelligente

Techniken erreicht und optimiert werden. Belastbarkeits- und Sicherheitsziele von Gebäuden und Netzen können auch durch CI-basierte optimale Mechanismen der Kontroll- und Einbruchserkennungs erreicht werden [48].

Die Extraktion relevanter und umsetzbarer Informationen über ältere HEvS gestaltet sich angesichts der zunehmenden Menge an unterschiedlichen und dynamischen Daten als schwierig und führt zu suboptimalem Verhalten. Darüber hinaus sind die eingesetzten Kontrollstrategien oft statisch und nicht vorausschauend, so dass sie sich nicht an sich verändernde Umgebungen und sich verschlechternde Bedingungen anpassen können. Ein weiteres Problem liegt darin, neue Sensoren in die alte Steuerung zu integrieren, da Gebäude nachgerüstet werden müssen oder zusätzliche Anforderungen an die Steuerung gestellt werden [48]. Im Gegensatz dazu ermöglichen verschiedene auf Künstlicher Intelligenz basierende Algorithmen wie künstliche neuronale Netze (ANN), Fuzzy-Logic-Modellierung (FL) und evolutionäre Algorithmen (EA) die Implementierung fortschrittlicher Regelungsarchitekturen, Data-Mining-Techniken und Optimierungsmöglichkeiten, die zu einem besseren Situationsbewusstsein und einer effizienteren, dynamischeren und adaptiveren Regelung sowie zu Grid-Stabilität und Gebäudedatensicherheit führen können [48]. Techniken, die auf Künstlicher Intelligenz basieren, sind von Natur aus adaptiv und optimierbar, während sie gleichzeitig in der Lage sind, Unsicherheiten zu modellieren, die Messungen in der realen Welt innewohnen. In ähnlicher Weise kann dieser datengesteuerte Ansatz durch expertengesteuerte auf KI-basierte Methoden ergänzt werden, um das System dynamischer und genauer zu gestalten [48]. Die Nutzung von ANN's ermöglicht bspw. eine dynamische, vorausschauende und ganzheitliche Modellierung des Systems, indem sie die zugrunde liegenden Interdependenzen des Systems erkennen und das Verhalten des Gesamtsystems verallgemeinern. Diese inhärenten Verallgemeinerungsfähigkeiten ermöglichen es den ANN's, mit bisher ungesehenem und unerwartetem Verhalten genau umzugehen und sich mittels Online-Lerntechniken an neue Anforderungen anzupassen [48]. Während ANNs in der Lage sind, das allgemeine Verhalten des Systems zu extrahieren und zu modellieren, kann die FL-Modellierung zur Quantifizierung von Unsicherheiten verwendet werden, die inhärent in Daten auftreten, um eine anpassungsfähige Steuerung auch bei Vorhandensein von lauten, unzuverlässigen Daten zu gewährleisten. FL unterstützt durch menschlich interpretierbare Sprachregeln auch die einfache Integration von Fachwissen in das Kontrollsystem. Um eine nahezu optimale Steuerung zu erreichen, können laut der Autoren EAs zur dynamischen Optimierung sowohl von ANN- und FL-Techniken als auch von klassischen Steuerungsmethoden eingesetzt werden. EAs bieten die Möglichkeit, nahezu optimale Ergebnisse zu erzielen, wenn der Suchraum zu groß ist, um erschöpfend gesucht zu werden. KI Algorithmen können nicht nur zur Steuerung, sondern auch zur Bereitstellung verständlicher und umsetzbarer Informationen für den Anwender eingesetzt werden [48]. ANN-basierte Systemmodellierung, erweiterte Clustering-basierte Systemmodellierung oder FL-basierte Expertenregeln können zur Anomalieerkennung des gesamten Systems sowie der Teilsysteme des gesamten BEMS verwendet werden. Diese Techniken zur Anomalienerkennung identifizieren und nutzen die zugrunde liegenden Interdependenzen des Systems zur Bestimmung potenzieller suboptimaler Anomalien und sind daher ausdrucksvoller und nützlicher als herkömmliche Schwellenalarme [48]. Darüber hinaus kann die linguistische Zusammenfassung verwendet werden, um dem Nutzer klare, präzise und verständliche Informationen über suboptimales Verhalten und dessen potenzielle Ursache zu liefern.

HEvS haben sich nach Linda et al. zu hochkomplexen Informationserfassungs- und Kontrollsystemen entwickelt und ermöglichen, bei entsprechender Abstimmung erhebliche Energieeinsparungen in Gebäuden. Nach Angaben des Energieministeriums werden über 50 Prozent der in Gebäuden verbrauchten Energie von Heizungs-, Lüftungs- und Klimaanlagen (HLK) und Beleuchtungssystemen verbraucht. Untersuchungen haben jedoch gezeigt, dass bis zu 40 Prozent dieser Energie eingespart werden können, wenn der Zustand des Gebäudes genau überwacht und fortschrittliche Steuerungsstrategien angewandt werden. Advanced HEvS verwendet eine grosse Auswahl an Sensoren, die innerhalb des Gebäudes, außerhalb des Gebäudes und in den Air Handling Units (AHUs) platziert sind, um Informationen über Temperatur, Luftqualität, Beleuchtung

oder Belegung zu sammeln. HEvS nutzen diese Informationen, um die Heizung, Kühlung und Beleuchtung des Gebäudes zu steuern. Diese Art der Steuerung hat das Potenzial, im Vergleich zu herkömmlichen Systemen große Energieeinsparungen zu erzielen, ohne dabei auf den Komfort der Insassen zu verzichten [49]. Darüber hinaus ermöglicht das Sammeln und Analysieren von Sensordaten die Identifizierung bisher unbekannter Leistungsmerkmale von Gebäuden. HEvS liefern auch Daten über den aktuellen Zustand des Systems an Gebäudemanager. Die Gebäudemanager sind dafür verantwortlich, den ununterbrochenen sicheren Betrieb der HVAC- und Beleuchtungssysteme aufrechtzuerhalten, ohne das Komfortniveau des Gebäudes zu beeinträchtigen. Die von der HEvS zur Verfügung gestellten Informationen sollten es den Gebäudemanagern ermöglichen, den aktuellen Zustand des Gebäudes zu verstehen und sich schnell auf Ineffizienzen und anomales Verhalten zu konzentrieren [49]. Aufgrund der Komplexität und der überwältigenden Menge der erfassten Daten ist es jedoch schwierig, die anomalen Verhaltensweisen zu identifizieren und entsprechend zu lösen, erklären die Autoren. Den derzeitigen HEvS-Instrumenten mangelt es auch an der Fähigkeit, durch Verarbeitung und Integration der gesammelten Daten verwertbare Informationen zu liefern. In der Branche gibt es einige fortschrittliche Tools, die speziell für die Überwachung und Analyse von HEvS-Daten entwickelt wurden.

Anomalieerkennung: Im Rahmen aktueller Forschungsbeiträge werden Techniken zur Anomalieerkennung (auch: Novelty-Erkennung) genutzt, um fehlerhafte Systemzustände automatisiert zu identifizieren. Dies bedeutet insbesondere, dass keine detaillierte Beschreibung der Fehler notwendig ist [50, 51]. In einer Vielzahl der Fälle baut dies auf der Beobachtung von Kommunikationsverhalten auf [52, 53]. In [54] wurde aufgezeigt, dass solche Verfahren die Resilienz und Sicherheit von cyber-physikalischen Systemen (CPS) verbessern. Da kein explizites Wissen über auftretende Ereignisse benötigt wird, können diese Techniken ebenfalls für die Erkennung von Angriffen eingesetzt werden [54, 55]. Hierbei werden die entsprechenden Detektoren typischerweise zentralisiert und nicht redundant ausgelegt, wodurch bspw. keine Attacken gegen diese Detektoren erkannt werden können. Auch können nicht die Vorteile von kooperativen Systemkonstellationen, wie im Organic Computing üblich, genutzt werden.

Prädiktive Planung: Ein Beispiel für einen prädiktiv planenden und somit proaktiven und dezentralisierten Ansatz stellt die kombinatorische Optimierungsheuristik für verteilte Agenten (KOVA) dar. KOVA wurde als vollständig verteilte Lösung für das Predictive Scheduling-Problem (als verteilte Constraint-Optimierungsformulierung) im Smart Grid-Management konzipiert. Jeder Agent im Multi-Agenten-System ist für die Steuerung genau *einer* verteilten Energieressource (Generator oder steuerbarer Verbraucher) mit Prokura zur Aushandlung der Energie zuständig [56]. Alle Energieressourcen werden zu einem virtuellen Kraftwerk zusammengeführt und die kontrollierenden Agenten bilden eine Koalition, die das Kraftwerk auf verteilte Weise kontrollieren muss [56].

Marktbasierte Selbstorganisation Die Selbstorganisation wurde von Kriett et al. als „Mechanismus oder Prozess, der es einem System ermöglicht, seine Struktur während der Ausführungszeit ohne expliziten Befehl zu ändern“ beschrieben. Einzelne Einheiten können, mittels dezentraler Alogrithmen, spezifische Aufgaben der Sensorknoten oder Haushalte zugewiesen werden. Obwohl die Lösungen auf Standard-Kommunikationsschemata für verteilte Systeme basieren, sind sie nicht generisch. Im Gegensatz dazu bezieht sich der Begriff *Organisationsdesign* auf die Frage, wie Gesellschaft oder Gruppenmitglieder miteinander interagieren [1]. Aufbauend auf Einzelsystemen kann folglich eine dynamische Zusammenstellung erfolgen, um Ausgleichs- und Anreizsysteme zu etablieren. Im Gegensatz zur vorliegenden Studie liegt der Fokus allerdings auf regionalen oder überregionalen Lösungen, sodass die Quartiersebene hier als zusätzliche Interventionsstelle mit enormem Potential anzusehen ist. Aktuelle Ansätze konzentrieren sich auf drei Produkttypen: 1) Aktive Stromprodukte, die derzeit auf aktiven Strommärkten gehandelt werden, ohne die Netzbeschränkungen zu berücksichtigen. 2) Optionen für die kurzfristige Lieferung von aktiver Leistung, die derzeit auf den Regelungsmärkten gehandelt werden. 3) Optionen für die kurzfristige Lieferung von Blindleistung, noch nicht gehandelt, als Beispiel für ein Produkt für Nebenleistungen mit hoher Ortsrelevanz (Spannungsregelung).

In den europäischen Strommärkten (Produktart 1 & 2) spielen kleine, dezentrale Erzeugungseinheiten und steuerbare Lasten nur eine marginale Rolle: Diese Einheiten agieren aggregiert als statische virtuelle Kraftwerke (VPP), ein Konzept, das Bitsch vor mehr als einem Jahrzehnt eingeführt hat. Heute sind VPPs in verschiedenen Pilotprojekten auf den Strommärkten in Deutschland aktiv. Für andere Hilfsdienste wie die Spannungsregelung (Produktart 3) gibt es in Europa noch keinen marktbasierten Ansatz, erklären die Autoren. Mit der Entwicklung der verknüpften und damit hochdynamischen Märkte, die die oben beschriebenen Produkttypen umfassen, gehen die Autoren von der Notwendigkeit dynamischer Aggregationen einschließlich steuerbarer Lasten aus, die auch Nebenprodukte anbieten können [57]. In ihrer Arbeit verwenden Nieße et al. einen selbstorganisierenden, agentenbasierten Ansatz, um diese Aggregationen als Agentenkoalitionen sowohl an die aktuelle Marktsituation als auch an den Grid-Zustand dynamisch anzupassen. Aufbauend darauf erfolgt ein aktiver Energiehandel und Dienstleistungen [57].

Aktuelle Projekte – wie "Smart Nord" – befassen sich mit der zeitlichen Planung aktiver Energieprodukte auf den Energiemärkten, sowie der Erbringung von Nebendienstleistungen durch dynamische Koalitionen verteilter Einheiten, der Entwicklung geeigneter Marktkonzepte und Geschäftsmodelle, sowie der Untersuchung auf das Gesamtsystem und höhere Spannungsniveaus [58]. Das Projekt D-Flex hingegen konzentriert sich auf eine ganzheitliche Betrachtung des deutschen Stromnetzes und die Auswirkungen der zukünftigen dezentralen Energieerzeugung. Zusammenfassend ist zu sagen, dass für beide Projekte Smart Nord und D-Flex regionale spezifische Szenarien notwendig sind. Ein Fokus auf die Quartiersebene und deren sinnvolle Berücksichtigung findet sich aktuell nicht.

4.3 Forschungspotentiale

Aus der vorigen Beschreibung des aktuellen Standes der Technik lässt sich erkennen, dass bereits eine Vielzahl von interessanten Lösungen auf Einzelhaushalts- und Verteilnetzebene existieren. Durch die Skalierbarkeit dezentraler Lösungen können diese teilweise auch auf eine Quartiersebene übertragen und angepasst werden. Ebenfalls ist zu erkennen, dass bereits unterschiedliche Basistechnologien erforscht und entwickelt wurde, die eine intelligente und selbstadaptive Steuerung von HEVS im Quartiersverbund ermöglichen. Andererseits ist auch ersichtlich, dass an dieser Stelle eine Vielzahl an Potentialen noch ungenutzt sind. Im Folgenden werden die dringendsten Forschungspotentiale erläutert:

1. **Intelligentes Verhalten von Einzelhaushalten** Existierende Systeme wie [44] bieten bereits erste Ansätze zur lernfähigen und OC-basierten Steuerung von HEVS. Hier gibt es allerdings noch erhebliches Potential, um die Effizienz zu erhöhen und gleichzeitig robusteres und situations-bewussteres Verhalten zu etablieren [59]. Ausgehend von Ansätzen des bestärkenden Lernens (d.h. Reinforcement Learning) mit Fokus auf interpretierbares, sicheres und erklärbares Verhalten [60, 61, 62] kann eine aktive Einbindung des Nutzers inklusive seiner dynamischen Statusinformationen und Profile (z.B. über Kalender, GPS Lokalisation im Smart Phone oder Social Media Profile) zu einer expliziteren Berücksichtigung der Präferenzen führen [63]. Dazu kann eine Selbstbewertung des Systemwissens im Sinne des aktiven Lernens [64] etabliert werden.

2. **Intelligentes nachbarschaftsbewusstes Einzelhaushaltsverhalten** Ausgehend von einer selbst-lernenden adaptiven Steuerung des Energiemanagementverhaltens von Einzelhaushalten besteht das Potential für eine lokale Optimierung ohne direkt weitere Hierarchieebenen zu etablieren. Eine Beobachtung der Aktionen der benachbarten Haushalte sowie deren Auswirkung auf die Zielfunktion (hier bspw. "Netzstabilität") kann mit Techniken aus dem Bereich "Mutual Influence Detection" (MID) [65, 66] kombiniert werden, um so ein verbessertes Einzelverhalten zu erreichen. Dies berücksichtigt dann die Einflüsse der geteilten Umgebung und führt zu einem MID-bewussten Lernverhalten [67, 68]. Dies sollte um weitere – wie ansatzweise in den im Stand der Technik behandelten Verfahren

– Aspekte ergänzt werden, um eine proaktive Steuerung auf Basis von Anomalieerkennung (bspw. Einbindung eines neuen E-Fahrzeuges und den damit einhergehenden Ladezyklen) und Self-Awareness zu erreichen.

3. **Selbstorganisierende Quartiersverbünde** Eine Quartierlösung kann als offene und selbstorganisierte Lösung ohne Notwendigkeit einer zentralen Instanz etabliert werden. Dies hat gegenüber rein hierarchischen Lösungen Vorteile in Bezug auf Skalierbarkeit, Robustheit und Angreifbarkeit, da keine einzelnen Fehler- und Angriffspunkte bestehen. Dabei ist insbesondere zu untersuchen, wie entsprechend verteilte Organisationsschemata abzubilden sind und wie ein verbund-übergreifendes Verhalten ermöglicht werden kann, ohne die aufgezeigten Eigenschaften zu beeinträchtigen (siehe bspw. für ein Verkehrsbeispiel [69, 70]). Es wäre weiter zu untersuchen, inwieweit solche Quartiersebenen nur dynamisch und situationsbezogen etabliert werden können, um bspw. auf Sondersituationen wie außergewöhnliche Lastspitzen oder Angriffe angemessen reagieren zu können - aber den Normalbetrieb der Autonomie der Einzelsysteme zu überlassen. Dies geht einher mit der Fragestellung, inwieweit einzelne Komponenten und Systeme selbständig über ihren Integrationsstatus entscheiden können [71, 72] und diesen über die Laufzeit kontinuierlich optimieren [73].

4. **Selbstschützende und vertrauenswürdige Verbünde von HEVS** Gerade der Aspekt von offenen Lösungen zieht eine Vielzahl an Herausforderungen nach sich: Teilnahme, Verhaltensbeobachtung, Fairness und ggfs. Intervention bei schädlichem Verhalten sind notwendige Voraussetzungen für effizientes und sicheres Verhalten solcher Systeme [74]. Ein vielversprechender Ansatz, um mit diesen Herausforderungen umgehen zu können, liegt in der normativen Steuerung von verteiltem, autonomem Einzelsystemverhalten [75, 76] sowie die Integration von Konzepten wie technischen Vertrauensgemeinschaften [77]. Solche Vertrauensbeziehungen können Aspekte wie Verlässlichkeit von Vorhersagen, Konformität mit Verhaltenskorridoren oder Fairness gegenüber anderen Beteiligten berücksichtigen [78]. Eine Erforschung von Lösungen, die diesen Grundprinzipien folgen, bietet wiederum das Potential für effizienteres und robusteres Verhalten, kann aber deutlich früher und proaktiver auf Sondersituationen reagieren und diese besser beherrschen.

5. **Kooperation und Wissensaustausch** Eine Quartiersebene als Zusammenschluss autonomer HEVS bietet des weiteren noch die zusätzliche Möglichkeit, die Vorhersagbarkeit zu erhöhen, sowie die Erfahrungen und das Wissen anderer autonomer Einheiten zu nutzen. Technisch gesehen bedeutet dies, Ähnlichkeiten in statischen (Adresse, Größe des Haushaltes) und dynamischen (Nutzungsprofile, Tarife) Eigenschaften von Einzelhaushalten zu bestimmen und miteinander zu vergleichen, um so Gruppen von ähnlichen Einheiten zu definieren. Diese Gruppen können dann herangezogen werden, um fehlende Erfahrungen mit diesen Systemen zu kompensieren (im Vergleich aggregierter Profile ähnlicher Haushalte) oder Wissen über optimiertes, situationsbezogenes Verhalten untereinander auszutauschen (im Sinne des Transfer Learnings [79]). Der erste Aspekt führt zu einer besseren Planbarkeit für den Netzbetreiber, während der zweite Aspekt zu einer Optimierung auf Quartiersebene beitragen kann.

4.4 Notwendigkeit zur Ausschöpfung der Potentiale

Unser Energiesystem ist auf allen Ebenen durch die Einbindung neuer Technologien (z.B. Erzeuger wie Photovoltaik-Anlagen und Verbraucher wie elektrische Fahrzeuge) starken Anpassungen und Änderungen ausgesetzt. Neben den damit einhergehenden Herausforderungen bietet dieser Prozess aber auch Potentiale – für die Optimierung des Betriebs wie für neuartige Geschäftsmodelle und Produkte.

Eine Notwendigkeit der Ausschöpfung der damit einhergehenden Potentiale ergibt sich einerseits aus den bereits benannten Möglichkeiten eines robusteren, effizienteren und angepassteren Verhaltens. Andererseits ergeben sich dadurch zusätzliche Potentiale:

1. Die bestehende Infrastruktur kann deutlich besser genutzt und ausgelastet werden. Damit können Reserven genutzt und teilweise auf weiteren kostenintensiven Ausbau verzichtet werden.

2. Eine zunehmende Intelligenz in den Einzelsystemen kann dazu genutzt werden, andere, benachbarte Systeme, die noch auf alten Sensorausstattungen und Technologien beruhen, weiter zu betreiben. Hier kann eine dynamische Integration und ein kooperativer Betrieb, der auf externem Monitoring beruht, umgesetzt werden. Bestehende Teilsysteme können dadurch zukunftsfähig gemacht werden, ohne diese zu ersetzen.

3. Gleichzeitig werden die Systeme weniger komplex und damit besser beherrschbar. Die Verlagerung von Entwurfsentscheidungen in die Laufzeit und hin zu den Systemen selber führt zu einer Automatisierung der Reaktion, sodass die Schnittstelle zum menschlichen Nutzer auf abstraktere Interventionen reduziert werden kann.

4. Intelligente Systemen können das Fehler- und Fehlverhalten deutlich frühzeitiger erkennen und eingegrenzen, so dass der auftretende Schaden wesentlich minimiert werden kann.

5 Datenanalyse und Data Mining

5.1 Motivation

Einen wichtigen Aspekt bei der Analyse von (Energie)daten stellt die Datensicherheit und damit einhergehend der Schutz der Privatsphäre von Benutzern. Bereits 1986 empfahl Georg W. Hart, dass Gesetze erlassen oder präzisiert werden, sodass der Stromverbrauch so privat ist, wie ein Telefongespräch [80]. In einer Umfrage von 2015 haben Finster und Baumgart bereits Probleme zum Datenschutzbewusstsein von Smart Meter untersucht und darauf hingewiesen, dass die Messungen zur Abrechnung und die sogenannten Messungen für Operationen (d.h., Messungen, die zwingend erforderlich sind, um Smart Grids zu verwirklichen) besonders kritisch sind [81]. In diesem Kapitel wird insbesondere der Umgang mit Energiedaten diskutiert unter der Annahme, dass es eine Quartiersebene über den Haushalten gibt und die Daten somit nicht direkt vom Energiezulieferer bearbeitet werden (vgl. Abbildung 1).

5.2 Datenschutz-konforme Energiedaten: Anforderungen und Stand der Technik

Nachfolgend werden die Anforderungen für einen Datenschutz-konformen Umfang mit Energiedaten aus dem Stand der Technik abgeleitet.

Grundsätzliche Anforderungen für die Verarbeitung von Energiedaten Die gesetzliche Lage der intelligenten Messsysteme ist durch das Gesetz über den Messstellenbetrieb (Messstellenbetriebsgesetz – MsbG) und die Datenkommunikation in intelligenten Energienetzen geregelt. Demnach muss ein intelligentes Messsystem die zuverlässige Verarbeitung, wie zum Beispiel Erhebung, Übermittlung, Protokollierung, Speicherung und Löschung von Messwerten gewährleisten. Außerdem muss es sichere Verbindungen in Kommunikationsnetzen durchsetzen und eine Visualisierung des Verbrauchsverhaltens bereitstellen. Ein weiterer Aspekt sind die Mindestanforderungen durch Schutzprofile und technische Richtlinien. Das System muss dabei insbesondere bei der Verarbeitung von Daten, dem Zugriffsschutz, bei der sicheren Zeitsynchronisation und

der Interoperabilität den Anforderungen des Datenschutzes und der Datensicherheit den Stand der Technik gewähren. Letzteres wird angenommen, wenn Schutzprofile vorliegen und sich an den Vorgaben der jeweils geltenden Fassung gehalten wird. Schutzprofile zeichnen sich durch ihre gültige Beschreibung von Bedrohungsmodellen und technische Vorgaben zur Gewährleistung von Datenschutz, Datensicherheit, Manipulationsresistenz und Anforderungen, die die Funktionalitäten eines Smart-Meter-Gateway beschreiben, aus.

Herausforderungen beim Umgang mit Energiedaten aus Smart Meter Eine Herausforderungen, dass Nutzer überhaupt Smart Meter Geräte nutzen, ergeben sich aus der Sorge, wie mit den Daten umgegangen wird. So wird das Versenden von unerwünschter Werbung oder potenziellen Hackerangriffen befürchtet, die wiederum zu einer instabilen Stromversorgung oder einer falschen Abrechnung führten könnte. Darüber hinaus gibt es Bedenken bezüglich eines möglichen Missbrauchs durch öffentliche Institutionen und soziale Nachteile, die sich daraus ergeben, wenn festgestellt wird, dass ein Haushalt im Vergleich zu ähnlichen Haushalten mehr Strom verbraucht. Ebenfalls wird befürchtet, dass der Datenzugriff durch unerwünschte Dritte sie negativ beeinflussen könnte. Studien zeigen, dass die zugrunde liegende Angst oft mit der möglichen Verknüpfung der Strombelastung mit den täglichen Routinen und Gewohnheiten zusammenhängt [82]. Befragte waren beispielsweise besorgt darüber, dass Dritte die Verwendung bestimmter Geräte ableiten und folglich auf bestimmte Aktivitäten im Haushalt schließen können [82]. Auch wenn die meisten Befragten angaben, dass sie eine Smart Meter Installation akzeptieren würden, gab es Ausnahmen, die sogar bereit wären, gegen den Einbau zu klagen [82]. Schließlich muss auch die Sorge um höhere Kosten, die sich aus der Installation und/oder Verwendung von Smart Meter ergeben, gerechtfertigt werden [82].

Datenschutz für Energiedaten aus Smart Meter Die Bereitstellung von Datenschutz-konformen Energiedaten erfordert die Abwägung zwischen dem Ausmaß der Anonymisierung und dem Mehrwert der Daten für Anwendungen. Hierzu ist es erforderlich, Anforderungen an die Zusammenfassung von Verbrauchsdaten von Nutzern zu formulieren. Ist die Datenaggregation zu klein, könnte die Privatsphäre der Nutzenden eingeschränkt werden. Sollte die Aggregation zu groß sein, können Anforderungen übersehen werden. Die Studie von [83] hat ergeben, dass die Datengruppierung (Clustering) in Verbindung mit der Linearisierung der Daten, eine gute Möglichkeit ist, die Daten zusammenzufassen ohne zu starke Einschränkungen auf die Verarbeitung. Einen anderen Vorschlag für Datenschutz-konforme Energiedaten macht Eibl et al. [84] und teilt Energiedaten vier Kategorien ein: kein, geringes, mittleres und hohes Risiko für die Privatsphäre. Die Einteilung der Daten basieren auf Ergebnisse verschiedener Studien. Je öfter bestimmte Informationen genutzt werden können, um beispielsweise Benutzerprofile zu erstellen und je genauer diese Informationen das Nutzerprofil gestalten, desto höher wird das Risiko der Daten eingeschätzt [84]. Die Studie ergab, dass die Qualität des Stroms keinen Einfluss auf die Privatsphäre hat, wohingegen die Abrechnungsdaten und die Verbrauchsdaten pro Sekunde einen hohen Einfluss auf die Privatsphäre haben, wenn keine Technologien zum Schutz der Privatsphäre (Privacy-enhancing technologies (PET)) genutzt werden. Die Mehrheit der Befragten wollte jedoch eine Benutzerkontrolle in Bezug auf ihren Stromverbrauch und ihre Kundenkonten festlegen. In den meisten Fällen wurden Adressen und Kontodaten als privat verstanden. Im Gegensatz dazu wurden Stromverbrauchsdaten weitgehend als Ressource für den Handel mit Mehrwertdiensten angesehen, die einen individuellen oder gesellschaftlichen Nutzen bieten [82].

Grundsätzlich zeigt sich, dass Verbrauchsdaten ohne Verwendung von PETs mehr geschützt werden müssen, sobald die Verbrauchsdaten im 30 Min beziehungsweise 24 Stunden Takt verwendet werden. Die Konfigurationsdaten wurden in die Kategorie des geringen Risiko zugeordnet, jedoch wird darauf hingewiesen, dass hier weitere Untersuchungen nötig sind, um die Re-identifikation des Personenbezugs in dieser Datenkategorie zu bestimmen. Schutz der Privatsphäre ist ebenfalls für Meter Events notwendig, wenn zum

Beispiel der Energiewert unter dem Grenzwert liegt, dann besteht ein geringes bis mittleres Risiko der Reidentifikation des Personenbezugs in Daten. Gleiches gilt für Betriebsbedingungen, wie Geräteinformation oder Zugriffsprotokolle. Zudem wurde festgestellt, dass eine Aggregation der Daten nur ab einer bestimmten Ausprägung zum Datenschutz beiträgt. Wichtige Aspekte für die Privatsphäre setzen sich also aus der Abtastfrequenz (Wie oft wird der Verbrauch abgelesen?), der Genauigkeit und der Zuschreibung (Zu welchem Haushalt gehört der Verbrauch?) zusammen. Offen ist eine zuverlässige Weise die Daten so zu bearbeiten, sodass die Daten der Nutzer geschützt werden, jedoch genügend Informationen für die Vorhersage zum Stromverbrauch besteht [84]. Die Befragten zeigten sich bereit, ein hohes Maß an Verantwortung für eine angemessene Rechteverwaltung und Zugangskontrolle zu übernehmen, was zeigt, dass implizit von einer Bereitstellung der Benutzerkontrolle ausgegangen wurde.

Speziell bezüglich des Umgangs mit Privatsphäre ist die Benutzerakzeptanz, d.h., verstehen Nutzer die Smart Metering-Daten und welche Vor- und Nachteile nehmen sie in der Nutzung wahr. Hierzu führte Jakobi et al. [82] eine Umfrage in der Stadt Siegen durch. Jakobi et al. argumentiert, dass man ohne die Anforderungen der Verbraucher zu verstehen, unerwünschte Entscheidungen für die Verarbeitung von persönlichen Energiedaten und damit die falschen Datenschutzparameter setzen würde. Über den konkreten Fall von Smart Metering hinaus wurde argumentiert, dass Verbraucher nicht auf passive Objekte reduziert werden sollten. Stattdessen sollten Verbraucher als aktive Subjekte im Standardisierungsprozess intelligenter Infrastrukturen betrachtet werden. Sonst könnte die Benutzerakzeptanz darunter leiden [82].

Es zeigt sich, dass fehlende technische Erfahrungen mit Smart Metering den Mehrwert durch Datenanalysen und dem Einsatz von PET für Nutzer nicht direkt zugänglich machen [82]. Somit ist es für Nutzer schwierig zu bewerten, wie sich die neue Technologie auf ihre Privatsphäre auswirken könnte. Grundsätzlich sind Personen bereit, ihre Energiedaten zu teilen wie die von Smart Meters gesammelten Stromverbrauchsdaten oder die vom Versorger verwaltete Kundendaten (d.h. Rechnungsadresse und Kontoinformationen)[82]. Damit das so ist, muss die Benutzerfreundlichkeit gesichert sein, für den Nutzer müssen die Vorteile durch Smart Meter Nutzung ersichtlich sein und auch Datensicherheit muss gewährleistet sein. Den Befragten war nicht klar, welche Informationen verschlüsselt sind, die kontinuierlich von einem Smart Meter erfasst werden, insbesondere wenn sie in Kombination mit anderen Datenquellen analysiert werden. Bezüglich Datensicherheit nannten die Befragten Sicherheit in Bezug auf den Schutz vor physischen Schäden, vergleichbar mit der Sicherheit von Kernkraftwerken und der korrekten Installation, Isolierung und Verwendung von elektrischen Kabeln [82]. Gewährleistet werden sollte ebenfalls die Sicherheit beim Datentransport, Schutz vor Hacking, Betrug und Datendiebstahl. Die Bedenken der Befragten, dass Daten verloren gehen oder in die falschen Hände geraten, unterstreichen die Notwendigkeit, die Daten zu schützen [82]. Als Vorteile für die Verwendung von Smart Meter wurden die Umweltaspekte in Form von CO2 Reduktion genannt. Zusammengefasst verweisen alle Studien auf eine hohe Sensibilität für Datenschutzaspekte bei Energiedaten.

Sicherheit für Smart Meter Daten Dass eine ständige Suche nach Sicherheitslücken erforderlich ist, zeigt auch der Aufsatz von Garra et al. [85]. Dazu wurde zuerst eine Sicherheitslücke beschrieben, die in einem auf homomorphen Aggregation basierenden Angriff auftritt [86]. Die Sicherheitslücke ermöglichte es, einer beschädigten Unterstation, individuelle Zählerstände zu erhalten. Danach wurde eine Möglichkeit aufgezeigt, die erwähnte Sicherheitslücke zu beheben, wobei der Grundgedanke des ursprünglichen Vorschlags beibehalten wurde. Am Ende jeder Runde wird eine zusätzliche Übertragung hinzugefügt, in der die Unterstation nachweist, dass sie das Protokoll ordnungsgemäß befolgt hat. Der reparierte Vorschlag schützt nachweislich die Privatsphäre intelligenter Zähler während mehrerer Ausführungsrunden. Die von den Zählern durchgeführten Berechnungen sind im Grunde die gleichen wie im ursprünglichen Vorschlag, aber jetzt müssen sie eine kleine zufällige Primzahl auswählen, die aus einer kleinen vorberechneten Tabelle entnommen werden kann. Die Unterstation hat einen höheren Rechenaufwand, insbesondere während des Setups,

bei dem ein relativ großes Array vorberechnet und gespeichert werden muss. Diese Berechnung wird jedoch nur einmal zur Einrichtungszeit durchgeführt [85]. Eine weitere Forschungsarbeit zur Aggregation von Smart Meter Daten ist zum Beispiel [87].

Benutzerfreundlichkeit von Smart Meter Geräten Eine weitere Anforderung zur Verarbeitung von Energiedaten ergibt sich aus der Benutzerfreundlichkeit von Smart Meter Geräten. Gesetzlich wurde festgelegt, dass intelligente Messsysteme nach §21 Absatz 1.2 eine Visualisierung für den Endnutzer bereitstellen muss [1]. Die intuitive Anwendung dieser Applikationen vereinfacht die Bedienung. Somit sollte die Software getestet und gegebenen falls verbessert werden unter Berücksichigung der Benutzerfreundlichkeit. Um den Einfluss auf die Benutzerfreundlichkeit zu verstehen, haben Dabrowsk et al [88] eine entsprechende Studie durchgeführt. Hierzu wurden die Befragten aufgefordert, das Programm von GreenSoft[2] zu nutzen, welches den Energieverbrauch eines Haushalts überwacht und analysiert, dabei wurden die folgenden drei Probleme emuliert. Problem A: die Interaktion mit der Software ist nicht intuitiv und das Erreichen der Ziele der beabsichtigten Benutzer wird durch mühsame und umständliche Aufgaben behindert. Problem B: die Anwendung ist nicht leicht zu erlernen, und Problem C: das Ausführen grundlegender Aktivitäten ist langwierig und zeitaufwändig [88]. Man ging davon aus, dass das Problem A möglicherweise durch Software verursacht wird, die nicht auf die Prozesse der realen Benutzer abgestimmt ist. In diesem Fall müssten die vorhandenen Benutzerprozesse neu gestaltet werden. Eine Hypothese hinter Problem B war, dass möglicherweise einer Gruppe von Benutzern Funktionen angeboten werden, die sie nicht wirklich benötigen oder mit denen sie nicht vertraut sind. Schließlich gab es für das Problem C zwei Schlussfolgerungen: Entweder gibt es schlecht vorbereitete Prozesse, die die Benutzer dazu zwingen, übermäßig viel Zeit für die Erreichung ihrer Ziele aufzuwenden oder es traten Leistungsprobleme auf, weil während der Entwurfsphase einige unrealistische Annahmen getroffen wurden. Eine Lösungsstrategie könnte sein, dass die entworfenen Prozesse mit den tatsächlichen Prozessen von Nutzern verglichen werden. Zunächst wurden die Logdaten des Nutzers, die durch die Nutzung der Software entstehen, mit Process Mining analysiert und verglichen. Die Ergebnisse werden in einem sogenannten Planer begutachtet und mögliche neue Anforderungen und Ziele aber auch Fehlausrichtungen zwischen den tatsächlichen Nutzerprozessen und der entworfenen Prozessen ausfindig gemacht. Diese werden als Aufgaben und zu erledigende Ziele für eine Testgruppe definiert. Diese Gruppe erledigt diese Aufgaben und produziert dabei wiederum Logdaten, die mit Hilfe von Process Mining analysiert werden. Anschließend werden diese Daten wiederum mit den entworfenen Prozessen verglichen. Sollte es hierbei zu einer bestätigten Fehlausrichtung der Software kommen, wird eine Änderung oder Implementierung in Auftrag gegeben [88]. Dieser Ansatz wurde allerdings bisher weder implementiert noch in einer Realumgebung getestet.

Neben dem Smart Meter sollten auch die Potentiale des Smart Grids im Hinblick auf den Datenschutz und Datenanalyse untersucht werden. Doch ohne die Smart Meter kann das Smart Grid kaum agieren. Ausfälle des Stromnetzes oder Versorgungsprobleme bei den Nutzern wären mögliche Folgen. Somit ist eine Erforschung und Weiterentwickung von Smart Metern und Smart Grids unerlässlich für die Energiewende.

Vorteil der Verarbeitung von Daten aus Smart Grids Durch die Verarbeitung von Smart Grid Daten mittels Data Mining können Integritätsangriffen (d.h., Daten dürfen nicht unbemerkt verändert werden) erkannt werden. Dazu wurde nach der Erstellung eines Verbrauchsgraphen eine Integritätsprüfung durch Abgleich mit einem Graphen ohne Integritätsangriffe durchgeführt. Ist der Abstand zwischen dem IST-Graphen und dem angriffsfreien Graphen größer als ein vorher definierter Schwellenwert, dann liegt vermutlich ein Angriff vor. Zur Erkennung von Angriffen kann das in Abbildung 3 gezeigte BPMN-Diagramm genutzt werden.

[1] Gesetz über den Messstellenbetrieb und die Datenkommunikation in intelligenten Energienetzen

[2] https://www.umwelt-campus.de/forschung/projekte/green-software-engineering/projekte/greensoft

Herausfordernd ist sicherlich die Wahl des richtigen Schwellenwerts, der zwischen den jahreszeitlichen und

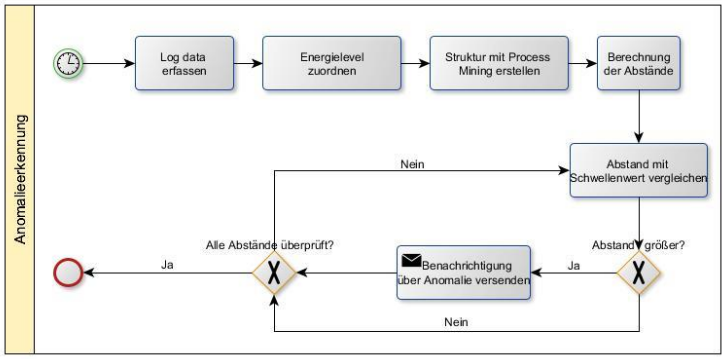


Abbildung 3: Prozess zur Erkennung von Integritätsangriffen.

anderen Anomalien unterscheiden kann und die richtige Wahl zur Berechnung der Distanz [89]. Zur Bestimmung des Abstands kann die Hamming-Distanz, die rein strukturell ist, und das Kosinus-Ähnlichkeitsmaß, welches Frequenzen berücksichtigt, beispielhaft auf Haushaltsdaten verwendet werden [89]. Hierzu wurden diese Daten so bearbeitet, dass sie zufällige Angriffe enthielten und durchschnittliche Angriffe enthielten. Es zeigt sich, dass die Verwendung nur vom Kosinus-Ähnlichkeitsmaß nicht ausreicht, um zufällige oder durchschnittlichen Angriffen zu erkennen. So konnten weniger als 1% der zufälligen und nur ca. 1,5% der durchschnittlichen Angriffe erkannt werden. Die Verwendung nur der Hamming-Distanz führte dazu, dass nur die Hälfte der durchschnittlichen Angriffen und nur jeder zehnte zufällige Angriff erkannt wurde. Interessant an diesem Ansatz zur Erkennung von Integritätsangriffen ist, dass nicht zwangsläufig ein weiteres Gerät benötigt wird, um Anomalien zu ermitteln. Die Übertragung dieser Ergebnisse auf die Quartiersebene erfordert weitere Forschung im Bezug auf Datensicherheit und Privatsphäre.

In [90] wurde untersucht, wie man die sicherheitsrelevanten Instanzen erkennen kann und mögliche Lösungsansätze geschildert, um schließlich ein unrechtmäßiges Abschalten des Smart Meters zu verhindern. Zunächst wurde anhand von mehreren Dokumentationen ein Prozessmodell erstellt und dieses simuliert, um mögliche Angriffe zu erkennen und die Auswirkungen der Angriffe auf den Prozess zu verstehen. Für die Analyse wurde Process Mining genutzt [90]. Hierbei wurde untersucht, ob ein Prozess mit einer bestimmten Prozess-ID aktiv beziehungsweise eine Prozess-ID angegeben ist, damit Angriffe erkannt werden können. Mögliche Angriffe sind das erneute Versenden von Abschaltnachrichten oder das Versenden neuer Nachrichten ohne Prozess-ID. Eine Möglichkeit Nachrichten mit einer randomisierten Prozess-ID zu prüfen, ist die Konformitätsprüfung. Sollte der Angreifer es geschafft haben, das Smart Meter abzuschalten, wird eine Benachrichtigung über den Statuswechsel versendet. Wird in dieser Situation nichts unternommen, so erhält das Kontrollcenter eine Benachrichtigung. Durch einfaches Abgleichen kann so ermittelt werden, ob dieser Abschaltprozess legitim war. Weitere Lösungsansätze beinhalten die Zeitperspektive, bei der die Zeitabstände zwischen dem Versenden einer Abschaltnachricht und der Benachrichtigung über den Statuswechsel des Smart Meters berücksichtigt wird [90]. Allgemein wird darauf hingewiesen, dass so nicht das Eindingen in das System ermittelt werden kann, sondern nur die Folgen des Eindringens. Ob und welche weitere Folgen solche Einbrüche haben, die verhindert werden konnten, bedarf an weiterer Forschung [90].

Herausforderungen bei der Verarbeitung von Daten aus Smart Grids Neben den Vorteilen, die das Smart Grid bereitstellt, nehmen auch die Bedrohungen zu. So gilt es neue Sicherheitslücken zu finden und zu schlie-

ßen. Eine dieser Sicherheitslücken ist beispielsweise die fernbediente Abschaltung des Smart Meters. Diese ist nötig, wenn ein Kunde abgemeldet werden muss, ein Auszug ohne direkten Nachmieter stattfindet oder die Rechnungen nicht bezahlt wurden [90].

5.3 Forschungspotentiale

Für den Bereich Datenanalyse und Data Mining ergeben sich basierend auf dem Stand der Forschung die folgenden Forschungspotentiale, die zusammenfassend in Abbildung 4 modelliert sind. Hierzu wird die Abbildung 1 auf den konkreten Anwendungsfall mit Haushalt A (ein Einfamilienhaus mit einem Auto) angewendet.

1. **Abrechnungsmodelle für dynamische Stromtarife** Basierend auf der Tatsache, dass die Strompreise insbesondere für Verbraucher schwanken und es zu einem sogenannten Negativpreis kommen kann, sollten Abrechnungsmodelle definiert werden, die solche Schwankungen berücksichtigen und dem Verbraucher Anreize schaffen, den Strom dann zu nutzen, wenn er gerade im Überfluss vorhanden ist. Beispielsweise Nachts um 3 Uhr das Elektroauto laden, da dort allgemein weniger Strom abgenommen wird, die Windräder aber für Strom sorgen. Dies würde der Richtlinie (EU) 2019/944 vom 5. Juni 2019 nachkommen. Dieser Punkt ist in der Abbildung 4 mit der Zahl 1 veranschaulicht.

2. **Erkennen von ungewollten Änderungen an den Verbrauchswerte oder Einstellungen** Um Manipulationen von Dritten an den Smart Meter Geräten zu erkennen, gibt es bisher nicht ausreichende Lösungen. Dabei sollten sowohl (versehentliche) Bedienungsfehler als auch gezielte Angriffe abgedeckt werden. Ein Ansatz wäre das Abgleichen der Metadaten. Ob diese Einstellungen bei der Quartiersebene oder beim Anbieter geprüft werden sollten, müsste noch untersucht werden. Dieser Punkt ist in der Abbildung 4 mit der Zahl 2 veranschaulicht.

3. **Datenschutz und Verhaltensvorhersage** Zur Nutzung von Energiedaten für Verhaltensvorhersagen (z.B. Licht proaktiv einschalten) müsste zunächst untersucht werden, welche Daten bereits von der Nutzerebene zum Quartier anonymisiert und aggregiert werden sollen und welche Daten erst in der Quartiersebene. Abhängig davon ist unter anderem, wie sehr man der Quartiersebene traut. Untersucht werden müsste, wie sich diese Unterschiede auf die Vorhersagen auswirken. Zudem wurde noch kein Ansatz definiert, in dem die Privatsphäre ausreichen geschützt wird, man aber genügend Daten für zuverlässige Verhaltensvorhersagen hat.

4. **Leichtgewichtige Datenanonymisierung** Derzeit gibt es zwar einige vielversprechende Forschungen, um Verbraucherdaten zu aggregieren, vgl. dazu die Diskussionen in Kapitel 6.1, es fehlt allerdings an Methoden für leichtgewichtige Datenanonymisierung, d.h., den Trade-off zwischen der Anonymisierung von Energiedaten und dem Mehrwert der Datenbereitstellung diskutieren und prototypisch umsetzen.

5. **Kategorisierung der Privatheit von Daten** Bisher wurde noch nicht vollständig untersucht, welche Daten kritisch in Bezug auf die Privatsphäre der Nutzer zu bewerten sind. Auch die Einschätzung von Nutzern zur Verwendung einzelner Daten sollte geklärt werden, um Möglichkeiten zu schaffen, dass Verbraucher bis zu einem bestimmen Grad entscheiden können, wie die Daten zur Nutzung aufbereitet werden. Dieser Punkt ist in der Abbildung 4 mit der Zahl 4 veranschaulicht.

6. **Flexible Tarifbestimmung mit Datenschutz verbinden** Um flexible Tarife anbieten zu können, muss der Energielieferant den Stromverbrauch möglichst in Echtzeit übermittelt bekommen. Daraus kann dann der Tarif berechnet und abgerechnet werden. Jedoch steht das im Konflikt mit der Privatsphäre der Nutzer.

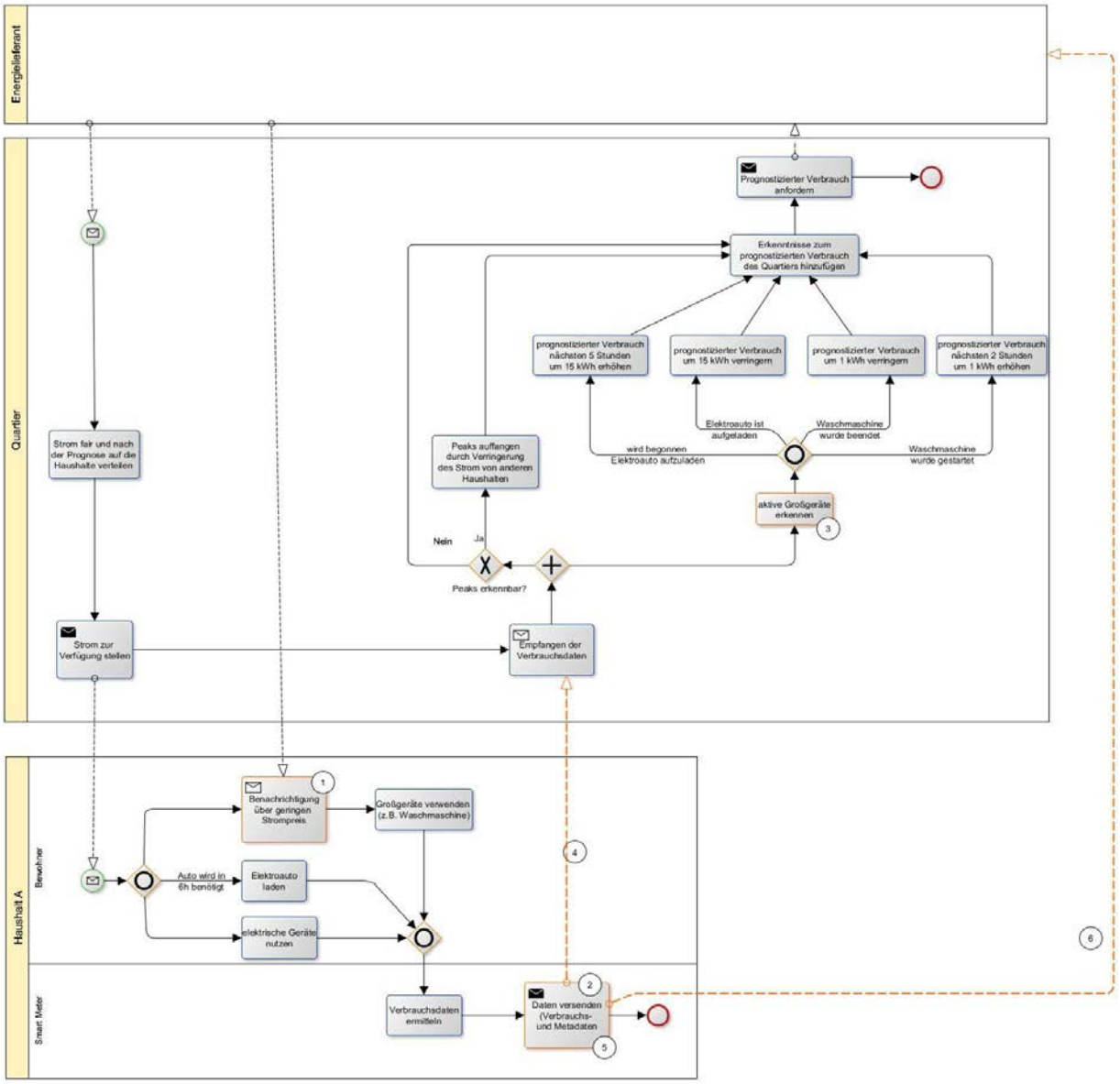


Abbildung 4: Zusammenwirkung der Forschungspotentiale anhand eines Prozessdiagramms.

5.4 Notwendigkeiten zur Ausschöpfung der Forschungspotentiale

1. **Einbindungsmöglichkeiten von weiteren Energiequellen** Bisher wurden die Energiequellen wie Gas, Strom und Fernwärme getrennt voneinander betrachtet. Ein mögliches Zusammenspiel zur Energieersparnis sollte geprüft werden. So sollte mit Methoden des Data Mining untersucht werden, ob es sich beispielsweise lohnt, mit dem ungenutzten Strom in der Nacht Wasser für die Nachbarschaft zu erhitzen. Aber auch, ob es Kausalitäten der Energiequellen gibt und ob man unter der Verwendung dieser Informationen, bessere oder gleichwertige Voraussagen über den Stromverbrauch tätigen kann, wobei die Stromverbrauchsdaten stärker aggregiert werden.

2. **Verbesserung der Benutzerfreundlichkeit und Steigerung der Akzeptanz** Nach dem Gesetz über den Messstellenbetrieb und die Datenkommunikation in intelligenten Energienetzen ist es vorgesehen, dass Verbrauchern visuelle Abbildungen ihrer Verbräuche zugänglich sein müssen. Hierzu sollten entsprechende Apps fürs Smartphone oder Computeranwendungen entwickelt werden. Offen ist, welche Wünsche oder Vorstellungen von Services (z.B. Benachrichtigung, wann es sich lohnen würde die Waschmaschine zu starten, weil der Strompreis so gering ist) Verbraucher haben. Außerdem wäre es sinnvoll zu prüfen, wann Benutzer eine Anwendung als benutzerunfreundlich wahrnehmen, um einen unangemessenen Verbrauch zu erkennen.

3. **Möglichkeiten, Sensoren zu koppeln** Es gibt Techniken, um die Temperatur von Räumen regeln zu lassen. Dabei legt der Benutzer fest, zu welchen Zeiten welche Temperatur herrschen soll. Dies kann er jeder Zeit per Hand nachsteuern. Eine Möglichkeit, sein Strom-, Gas oder Heizverbrauch gebündelt zu verwalten, gibt es derzeit nicht.

4. **Herausstellung von besonderen Einsatzgebieten** Um die Akzeptanz zu steigern und einen Mehrwert zu bieten, sollte man besondere Einsatzgebiete herausstellen. Beispielsweise könnten die Systeme im Hinblick auf „Besseres Leben im Alter durch digitale Lösungen“ im Teilprojekt im „Digitalen Dorf“ abgestimmt werden. Das „digitale Dorf“ ist ein Projekt in Bayern, in dem sich Bürger und Bürgerinnen und Vertreter verschiedener Interessengruppen die Digitalisierung in allen Lebensbereichen diskutieren. Daraus entstand unter anderem das Pilotprjekt „Besser Leben im Alter durch Digitale Lösungen“(BLADL). Dabei geht es um die Möglichkeiten, Ältere Bürger im Alltag zu unterstützen. So können durch der Stromverbrauch oder Sensoren der Alltag von Bewohnern überwacht werden, ohne das sie sich fremdbestimmt fühlen (Quelle: www.digitales-dorf.bayern).

5. **Zugriff auf Datenquellen** Zur Bereitstellung von innovativen, digitalen Services für Verbraucher müssen auch Daten verfügbar sein, d.h., die Verbraucher müssen bereit sein, ihre Daten zu teilen und die Erlaubnis erteilen, die Daten zu verarbeiten.

6 Ausblick

Die vorliegende Studie hat das Ziel, den Stand der Technik auf Quartiersebene herauszuarbeiten und daraus aktuelle Forschungspotentiale abzuleiten. Dabei haben wir uns auf die drei primären Gebiete a) digitale Vernetzung, b) intelligente und selbstadaptive Steuerung von Einzelhaushaltssystemen im Quartiersverbund sowie c) Datenanalyse, Data Mining und Datenschutz fokussiert. Bei unseren Analysen konnte eine Vielzahl unterschiedlicher Forschungspotentiale in den drei Bereichen identifiziert werden. Falls diese umgesetzt werden, können sich erhebliche Mehrwerte für zukünftige Lösungen ergeben.

Abschließend möchten wir hier drei Beispiele für mögliche Forschungsprojekte geben, die aus unserer Sicht die schnellsten Ansätze für die Entwicklung neuer Produkte und zukunftsweisender Lösungen darstellen. Dabei soll jedes dieser Beispiele einem Promotionsprojekt eines Informatik-Absolventen entsprechen

und in einer der drei benannten Bereiche angesiedelt sein. Da dies als Kurzbeispiel gedacht ist, umfasst die Darstellung keine Projektbeschreibung, sondern benennt die Problemstellung, den möglichen Ansatz, die konkreten Herausforderungen mit Beispielen für relevante Vorarbeiten sowie den jeweiligen Ansprechpartner.

6.1 Digital Vernetzte Erzeuger und Verbraucher zur Laststeuerung

Problemstellung: Wie in Abschnitt 3 dargestellt, erwarten wir, dass in Zukunft jeder einzelne Verbraucher und Erzeuger in einem Haushalt vernetzt sein wird. Dieses wird es erlauben, den Verbrauch und die Erzeugung jedes einzelnen Teilnehmers mit sehr feiner zeitlicher Auflösung zu kontrollieren. In diesem Projektvorschlag geht es nun darum, diese neuartige, digitale Vernetzung zur Laststeuerung zu nutzen.

Ansatz: Wir werden neue Methoden zur intelligenten Laststeuerung mit Hilfe von digital vernetzen Erzeugern und Verbrauchern im Quartier entwickeln, implementieren und evaluieren.

1. Als ersten Schritt werden wir die Elastizität von modernen Verbrauchern und Erzeugern analysieren. Hierbei interessiert uns neben der eigentlichen Elastizität der Last auch die Latenz mit welcher diese auf externe Anforderungen zur Lastanpassung reagieren. Der Großteil dieser Informationen ist bekannt und dieser Schritt wird im wesentlichen eine Literaturrecherche sein.

2. Basierend auf diesen Anforderungen und unseren bisherigen Forschungsergebnissen aus weiteren Projekten werden wir ein Protokoll zur Kommunikation von vernetzten Erzeugern und Verbrauchern im Quartier entwickeln, welches die im ersten Schritt ermittelten Latenzen erreicht.

3. Wir entwickeln Ansätze zur Koordination, damit über das vorherigen Schritte entwickelte Protokoll Verbraucher und Erzeuger verteilt ihre Bedarf koordinieren und so die Laststeuerung innerhalb eines Quartiers vornehmen können. Dazu werden wir auf unseren Ergebnissen im Bereich der Koordination aufbauen.

4. Basierend aus unseren Vorarbeiten aus dem Bereich der Ressourcen-effizienten Blockchains werden wir erforschen wie sich Blockchains zur Aufzeichnung und Abrechnung von Koordinationsentscheidungen eignen.

5. Wir werden unser vernetztes IoT-Testbed nutzen, um die Forschungsansätze in einer simulierten Smart-Home Umgebung mit intelligenten Verbrauchen und Erzeugern experimentell zu evaluieren und demonstrieren.

Herausforderungen: Die Kernherausforderung in diesem Projektvorschlag ist es, neuartige Protokolle und Koordinationsmechanismen zu entwickeln, zu Implementieren und zu evaluieren, die auf die Anforderungen der Laststeuerung im vernetzten Quartier zugeschnitten sind.

Betreut durch: Prof. Dr. Olaf Landsiedel, Verteilte Systeme, Institut für Informatik, CAU Kiel

6.2 Online Clustering von Haushalten, Erlernen von Repräsentanten und dynamischer Transfer von KI-Modellen

Problemstellung: Ausgehend von statischen (z.B. Adresse, Größe des Haushaltes) und dynamischen (z.B. Nutzungsprofile, Tarife) Eigenschaften von Einzelhaushalten soll eine kontinuierliche Klassifizierung und Einordnung in Referenzgruppen erfolgen, um auf dieser Basis KI-basierte Wissensmodelle zwischen den Einzelhaushalten übertragen und adaptieren zu können.

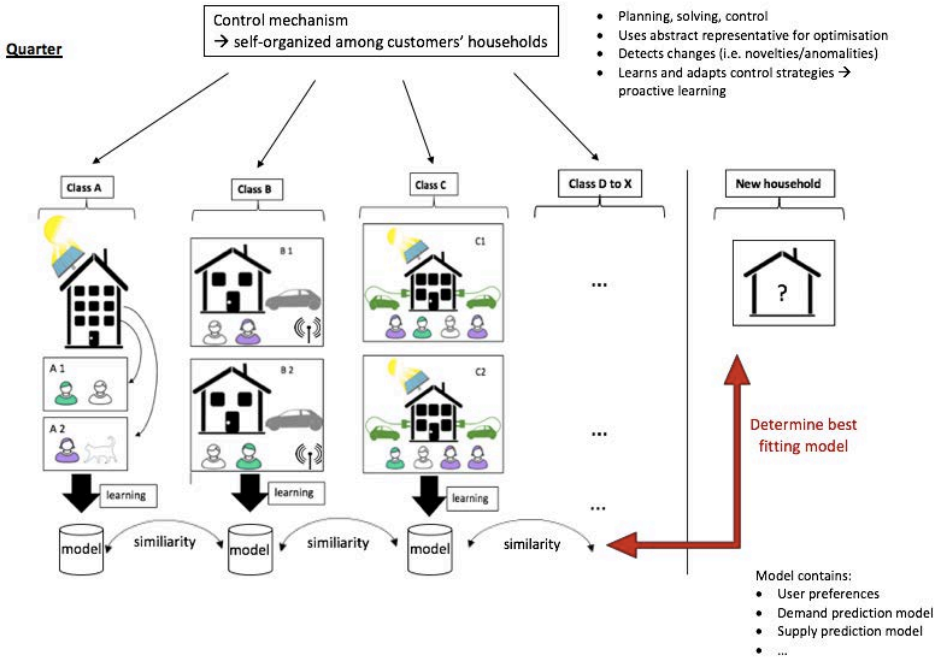


Abbildung 5: Projekt: Transfer Learning zwischen Einzelhaushalten.

Ansatz: In Abbildung 5 wird der grundlegende Ansatz dargestellt. Die Einzelhaushalte werden gemäß ihrer Attribute miteinander verglichen und gruppiert. Dabei können die entstehenden Gruppen sehr unterschiedlich stark besetzt sein. Basierend auf zu entwickelnden Ähnlichkeitsmaßen wird für ein neu hinzukommenden Einzelhaushalt ein Vergleich mit diesen möglichen Referenzgruppen erstellt. Die ähnlichste wird genutzt, um bestehende Modelle anderer auf diesen konkreten Haushalt zu übertragen. Solche Modelle können unterschiedliche Aspekte beinhalten, wodurch auch heterogene Nutzenfunktionen abgebildet werden können: Nutzerpräferenzen (d.h. insbesondere Komfort-Level, Heiz- und Beleuchtungsprofile, etc.), Verbrauchsprädiktionen (d.h. Vorhersage von Strombedarf und/oder -einspeisung zur Meldung an den Netzbetreiber), Normalverhalten (als Referenz für die Erkennung von abnormalem Verhalten) oder Steuerungsstrategien zur Optimierung des Energiemanagementsystems in Bezug auf heterogene Zielfunktionen.

Herausforderungen: Der Ansatz umfasst mehrere wissenschaftliche Herausforderungen, die auf Basis erster bestehender Ansätze und Techniken zu erforschen sind. Diese umfassen: a) Gruppierung / Clustering von Nutzergruppen (bspw. aufbauend auf [91]), b) explizite Ähnlichkeitsquantifizierung, c) Bewertung des eigenen Wissens in Relation zur Referenzgruppe (bspw. aufbauend auf [63, 92]) sowie d) gezielte Identifikation von Wissenslücken (z.B. basierend auf [93]) und darauf aufbauend e) Nutzung dieser Modelle und Wissensbeschreibungen, um Sparpotentiale und Opportunitätskosten des Einzelhaushaltes zu bestimmen oder Steuerungswissen und Vorhersagemodelle zwischen den Haushalten zu übertragen (bspw. basierend auf [79]) und anzupassen (bspw. für neue Haushalte, Altsysteme oder solche mit unzureichender Wissensbasis).

Betreut durch: Prof. Dr.-Ing. habil. Sven Tomforde, Intelligente Systeme, CAU Kiel

6.3 Datenschutz-konforme Aggregation von Energiedaten für neue Geschäftsmodelle

Problemstellung Durch eine stärkere Nutzung digital verfügbarer Daten und Analysekompetenzen könnten neue smarte und nachhaltige Geschäftsmodelle (z.B. Datenspende für ökologischen oder gesellschaftlichen Mehrwert, ökologisch sinnvolle Geschäftsmodelle zur Vermietung privater Ladeinfrastruktur und privaten Parkraums) möglich sind, allerdings wurde der Aspekt des Schutzes der Privatsheit noch nicht ausreichend bei Datenaggregationen berücksichtigt.

Ansatz Eine Möglichkeit die Daten zu aggregieren und die Privatheit zu schützen, wäre wie folgt. Zunächst wird der Verbrauch in zuvor definierte Energielevel eingeteilen, vgl. Abbildung 6. Energielevel A entspricht

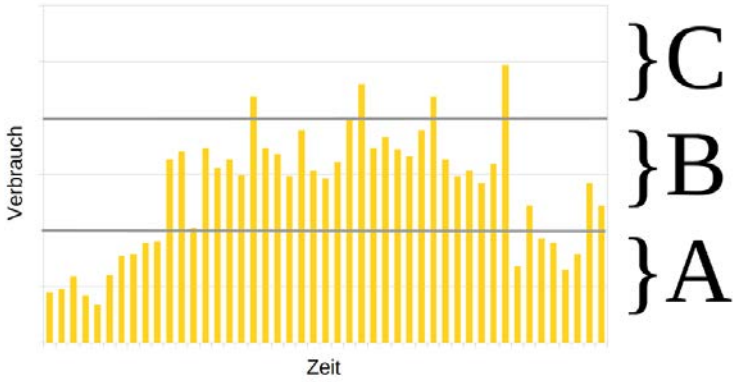


Abbildung 6: Beispielhafte Einteilung des Verbrauchs in drei Energielevel.

beispielsweise den Verbrauch von 0-2,99 kW, B entspricht 3-5,99 kW und C entspricht 6-10 kW. Je nachdem wie hoch der Verbrauch ist, befindet man sich in einem der drei Energielevel. Statt den tatsächlichen Verbrauch mitzuteilen, kann man sich auf diese Energielevel beschränken, um beispielsweise den Stromverbrauch vorherzusagen. Dazu werden die Übertritte bzw. Beibehaltung des Energielevel mitgeteilt. So kann zwar erkannt werden, wann mehr Strom verbraucht wird und somit die mögliche Anwesenheitszeit der Nutzenden, eine genaue Analyse bzw. Ermittlung der genutzten Geräte könnte allerdings schwierig sein. Hierbei erfasst der elektrische Zähler den Stromverbrauch und übersendet dem Gateway in bestimmten Abständen den derzeitigen Stand. Dabei werden die Logdaten erfasst. Danach wird dem Verbrauch ein zuvor definierter Energielevel zugeordnet. Anschließend wird mit Hilfe von Process Mining eine tatsächliche Darstellung der Verbräuche für eine bestimmte Zeitperiode ermittelt. Eine Option der Umsetzung ist in Abbildung 7 veranschaulicht.

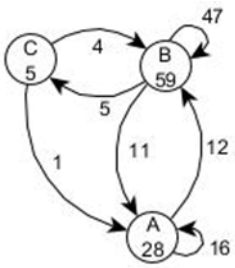


Abbildung 7: Beispielhafte Darstellung des Verbrauchs mit Energielevel durch Process Mining.

Anwendungsmöglichkeiten wären die Abschätzung des zur Verfügung gestellten Stroms oder das Erken-

nen von den passenden Stromtarifen, insbesondere bei flexiblen Stromtarifen [94]. Besonders interessant ist diese Möglichkeit bei der Übertragung der Daten zwischen den Energiezulieferer und der Quartiersebene. Ob diese Form auch für die Abrechnung bzw. flexible Tarifbestimmung genutzt werden kann, muss weiter untersucht werden.

Herausforderungen: Die Herausforderungen des Ansatzes bestehen in der Wahl der richtigen Größe der Level, angemessene Zeiträume zu finden, die Erkennung von Ausreißern und dem Umgang mit dem Trade-off Datenanonymisierung vs. Mehrwert von Daten. Eine Antwort auf die ersten beiden Punkte könnte sich durch die Nutzung von Process Mining auf Energiedaten ergeben. Datenaggregationen aus verschiedenen Datenquellen für Process Mining werden in [95, 96] diskutiert. Zur Wahrung des Datenschutzes müssten die durch Process Mining verarbeiteten Daten Anonymisierungsverfahren berücksichtigen. Erste Ansätze für Privatsphären bewahrendes Process Mining finden sich in [97, 98], was die Datenschutz-konforme Verarbeitung von Energiedaten für Geschäftsmodelle ermöglicht.

Betreut durch: Prof. Dr. Agnes Koschmider, Wirtschaftsinformatik (Process Analytics), CAU Kiel

Literatur

[1] P. O. Kriett and M. Salani, "Optimal control of a residential microgrid," *Energy*, vol. 42, no. 1, pp. 321–330, 2012.

[2] Y. Yan, Y. Qian, H. Sharif, and D. Tipper, "A survey on smart grid communication infrastructures: Motivations, requirements and challenges," *IEEE communications surveys & tutorials*, vol. 15, no. 1, pp. 5–20, 2012.

[3] R. Riechel, "Quartiersebene als infrastrukturverbund—klimaschutzpotenziale und synergien mit dem umweltschutz.," 2020.

[4] O. Landsiedel, F. Ferrari, and M. Zimmerling, "Chaos: Versatile and Efficient All-to-All Data Sharing and In-Network Processing at Scale," in *Proceedings of the Conference on Embedded Networked Sensor Systems (ACM SenSys)*, 2013.

[5] S. Saha, O. Landsiedel, and M. C. Chan, "Efficient Many-to-Many Data Sharing using Synchronous Transmission and TDMA," in *Proceedings of the Conference Distributed Computing in Sensor Systems (DCOSS)*, 2017.

[6] M. Brachmann, O. Landsiedel, and S. Santini, "Keep the Beat: On-The-Fly Clock Offset Compensation for Synchronous Transmissions in Low-Power Networks," in *Proceedings of the Conference on Local Computer Networks (IEEE LCN)*, 2017.

[7] M. Brachmann, O. Landsiedel, and S. Santini, "Concurrent transmissions for communication protocols in the internet of things," in *Proceedings of the Conference on Local Computer Networks (IEEE LCN)*, 2016.

[8] B. A. Nahas, S. Duquennoy, and O. Landsiedel, "Concurrent Transmissions for Multi-hop Bluetooth 5," in *Proceedings of the European Conference on Wireless Sensor Networks (EWSN)*, 2019.

[9] S. Duquennoy, B. A. Nahas, O. Landsiedel, and T. Watteyne, "Orchestra: Robust Mesh Networks Through Autonomously Scheduled TSCH," in *Proceedings of the Conference on Embedded Networked Sensor Systems (ACM SenSys)*, 2015.

[10] O. L. Muhammad Hamad Alizai, Ihsan Ayyub Qazi and Z. A. Uzmir, “Scylla: Interleaving Multiple IoT Stacks on a Single Radio,” in *The International Conference on emerging Networking EXperiments and Technologies (CoNEXT)*, 2018.

[11] E. Ghadimi, O. Landsiedel, P. Soldati, S. Duquennoy, and M. Johansson, “Opportunistic Routing in Low Duty-Cycle Wireless Sensor Networks,” *ACM Transactions on Sensor Networks (ACM TOSN)*, vol. 10, no. 4, 2014.

[12] O. Landsiedel, E. Ghadimi, S. Duquennoy, and M. Johansson, “Low Power, Low Delay: Opportunistic Routing meets Duty Cycling,” in *Proceedings of the Conference on Information Processing in Sensor Networks (ACM/IEEE IPSN)*, 2012.

[13] S. Duquennoy, O. Landsiedel, and T. Voigt, “Let the Tree Bloom: Scalable Opportunistic Routing with ORPL,” in *Proceedings of the Conference on Embedded Networked Sensor Systems (ACM SenSys)*, 2013.

[14] M. H. Alizai, O. Landsiedel, J. A. Bitsch Link, S. Götz, and K. Wehrle, “Bursty Traffic Over Bursty Links,” in *Proceedings of the Conference on Embedded Networked Sensor Systems (ACM SenSys)*, 2009.

[15] M. H. Alizai, T. Vaegs, O. Landsiedel, S. Götz, J. A. B. Link, and K. Wehrle, “Probabilistic Addressing: Stable Addresses in Unstable Wireless Networks,” in *Proceedings of the Conference on Information Processing in Sensor Networks (ACM/IEEE IPSN)*, 2011.

[16] A. Gonga, O. Landsiedel, and M. Johansson, “Mobisense: Power-efficient micro-mobility in wireless sensor networks,” in *Proceedings of the Conference Distributed Computing in Sensor Systems (DCOSS)*, 2011.

[17] A. Gonga, O. Landsiedel, P. Soldati, and M. Johansson, “Revisiting multi-channel communication to mitigate interference and link dynamics in wireless sensor networks,” in *Proceedings of the Conference Distributed Computing in Sensor Systems (DCOSS)*, 2012.

[18] E. Ghadimi, O. Landsiedel, P. Soldati, and M. Johansson, “A metric for opportunistic routing in duty cycled wireless sensor networks,” in *Proceedings of the Conference on Sensor, Mesh and Ad Hoc Communications and Networks (IEEE SECON)*, 2012.

[19] O. Landsiedel, M. H. Alizai, and K. Wehrle, “When timing matters: Enabling time accurate and scalable simulation of sensor network applications,” in *Proceedings of the Conference on Information Processing in Sensor Networks (ACM/IEEE IPSN)*, 2008.

[20] O. Landsiedel, K. Wehrle, and S. Götz, “Accurate prediction of power consumption in sensor networks,” in *Proceedings of the Workshop on Embedded Networked Sensor Systems (IEEE Emnets)*, 2005.

[21] F. S. Anna, N. Rodriguez, R. Ierusalimschy, O. Landsiedel, and P. Tsigas, “Safe System-level Concurrency on Resource-Constrained Nodes,” in *Proceedings of the Conference on Embedded Networked Sensor Systems (ACM SenSys)*, 2013.

[22] R. Sasnauskas, O. Landsiedel, M. H. Alizai, C. Weise, S. Kowalewski, and K. Wehrle, “Kleenet: Discovering insidious interaction bugs in wireless sensor networks before deployment,” in *Proceedings of the Conference on Information Processing in Sensor Networks (ACM/IEEE IPSN)*, 2010.

[23] W. Munawar, M. H. Alizai, O. Landsiedel, and K. Wehrle, “Dynamic tinyos: Modular and transparent incremental code-updates for sensor networks,” in *Proceedings of the IEEE International Conference on Communications (IEEE ICC)*, 2010.

[24] B. A. Nahas, S. Duquennoy, and O. Landsiedel, “Network-wide Consensus in Low-Power Wireless Networks,” in *Proceedings of the Conference on Embedded Networked Sensor Systems (ACM SenSys)*, 2017.

[25] V. Poirot, B. A. Nahas, and O. Landsiedel, “Paxos Made Wireless: Consensus in the Air,” in *Proceedings of the European Conference on Wireless Sensor Networks (EWSN)*, 2019.

[26] Z. Fu, M. Almgren, O. Landsiedel, and M. Papatriantafilou, “Online Temporal-Spatial Analysis for Detection of Critical Events in Cyber-Physical Systems,” in *IEEE BigData*, 2014.

[27] V. Botev, M. Almgren, V. Gulisano, O. Landsiedel, M. Papatriantafilou, and J. van Rooij, “Detecting non-technical energy losses through structural periodic patterns in ami data,” in *2016 IEEE International Conference on Big Data (Big Data)*, 2016.

[28] Z. Fu, O. Landsiedel, M. Almgren, and M. Papatriantafilou, “Managing your trees: Insights from a metropolitan-scale low-power wireless network,” in *2014 IEEE Conference on Computer Communications Workshops (INFOCOM WKSHPS)*, 2014.

[29] C. Profentzas, M. Almgren, and O. Landsiedel, “Proceedings of the conference on local computer networks (ieee lcn),” in *2019 IEEE 44th Conference on Local Computer Networks (LCN)*, 2019.

[30] C. Profentzas, M. Almgren, and O. Landsiedel, “Itinyevm: Off-chain smart contracts on low-power iot,” in *Proceedings of the IEEE International Conference on Distributed Computing Systems (IEEE ICDCS)*, 2020.

[31] S. Tomforde, B. Sick, and C. Müller-Schloer, “Organic computing in the spotlight,” *arXiv preprint arXiv:1701.08125*, 2017.

[32] C. Müller-Schloer and S. Tomforde, *Organic Computing – Techncial Systems for Survival in the Real World*. Birkhäuser Verlag, 2017.

[33] J. Kephart and D. Chess, “The Vision of Autonomic Computing,” *IEEE Computer*, vol. 36, no. 1, pp. 41–50, 2003.

[34] U. Richter, M. Mnif, J. Branke, C. Müller-Schloer, and H. Schmeck, “Towards a generic observer/controller architecture for organic computing,” *INFORMATIK 2006–Informatik für Menschen, Band 1*, 2006.

[35] S. Tomforde, H. Prothmann, J. Branke, J. Hähner, M. Mnif, C. Müller-Schloer, U. Richter, and H. Schmeck, “Observation and Control of Organic Systems,” in *Organic Computing - A Paradigm Shift for Complex Systems* (C. Müller-Schloer, H. Schmeck, and T. Ungerer, eds.), Autonomic Systems, pp. 325 – 338, Birkhäuser Verlag, 2011.

[36] S. R. White, J. E. Hanson, I. Whalley, D. M. Chess, and J. O. Kephart, “An architectural approach to autonomic computing,” in *International Conference on Autonomic Computing, 2004. Proceedings.*, pp. 2–9, IEEE, 2004.

[37] H. M. Choset, S. Hutchinson, K. M. Lynch, G. Kantor, W. Burgard, L. E. Kavraki, S. Thrun, and R. C. Arkin, *Principles of robot motion: theory, algorithms, and implementation*. MIT press, 2005.

[38] S. Burmester, H. Giese, E. Münch, O. Oberschelp, F. Klein, and P. Scheideler, “Tool support for the design of self-optimizing mechatronic multi-agent systems,” *International Journal on Software Tools for Technology Transfer*, vol. 10, no. 3, pp. 207–222, 2008.

[39] N. Jennings, N. R. Jennings, and M. J. Wooldridge, *Agent technology: foundations, applications, and markets*. Springer Science & Business Media, 1998.

[40] G. Governatori and A. Rotolo, "Bio logical agents: Norms, beliefs, intentions in defeasible logic," *Autonomous Agents and Multi-Agent Systems*, vol. 17, no. 1, pp. 36–69, 2008.

[41] C. Krupitzer, F. M. Roth, S. VanSyckel, G. Schiele, and C. Becker, "A survey on engineering approaches for self-adaptive systems," *Pervasive and Mobile Computing*, vol. 17, pp. 184–206, 2015.

[42] S. Tomforde and C. Müller-Schloer, "Incremental Design of Adaptive Systems," *J. of Ambient Intelligence and Smart Environments*, vol. 6, pp. 179 – 198, 2014.

[43] K. L. Bellman, J. Botev, H. Hildmann, P. R. Lewis, S. Marsh, J. Pitt, I. Scholtes, and S. Tomforde, "Socially-sensitive systems design: Exploring social potential," *IEEE Technol. Soc. Mag.*, vol. 36, no. 3, pp. 72–80, 2017.

[44] B. Becker, S. Kochanneck, and H. Schmeck, "Test beds for component integration in energy systems," in *2019 IEEE 4th International Workshops on Foundations and Applications of Self* Systems (FAS* W)*, pp. 40–43, IEEE, 2019.

[45] H. Prothmann, F. Rochner, S. Tomforde, J. Branke, C. Müller-Schloer, and H. Schmeck, "Organic control of traffic lights," in *Autonomic and Trusted Computing, 5th International Conference, ATC 2008, Oslo, Norway, June 23-25, 2008, Proceedings*, pp. 219–233, 2008.

[46] H. Prothmann, J. Branke, H. Schmeck, S. Tomforde, F. Rochner, J. Hähner, and C. Müller-Schloer, "Organic traffic light control for urban road networks," *Int. J. Auton. Adapt. Commun. Syst.*, vol. 2, no. 3, pp. 203–225, 2009.

[47] M. Sommer, S. Tomforde, and J. Hähner, "An organic computing approach to resilient traffic management," in *Autonomic Road Transport Support Systems*, pp. 113–130, 2016.

[48] M. Manic, D. Wijayasekara, K. Amarasinghe, and J. J. Rodriguez-Andina, "Building energy management systems: The age of intelligent and adaptive buildings," *IEEE Industrial Electronics Magazine*, vol. 10, no. 1, pp. 25–39, 2016.

[49] O. Linda, D. Wijayasekara, M. Manic, and C. Rieger, "Computational intelligence based anomaly detection for building energy management systems," in *2012 5th International Symposium on Resilient Control Systems*, pp. 77–82, IEEE, 2012.

[50] B. Zhang, C. Sconyers, C. Byington, R. Patrick, M. Orchard, and G. Vachtsevanos, "Anomaly detection: A robust approach to detection of unanticipated faults," in *2008 International Conference on Prognostics and Health Management*, pp. 1–8, IEEE, 2008.

[51] T. Olsson and A. Holst, "A probabilistic approach to aggregating anomalies for unsupervised anomaly detection with industrial applications," in *28th International Florida Artificial Intelligence Research Society Conference (FLAIRS 2015), May 18-20, 2015, Hollywood, US*, pp. 434–439, 2015.

[52] H. Kumarage, I. Khalil, Z. Tari, and A. Zomaya, "Distributed anomaly detection for industrial wireless sensor networks based on fuzzy data modelling," *Journal of Parallel and Distributed Computing*, vol. 73, no. 6, pp. 790–806, 2013.

[53] Y. Lai, Z. Liu, Z. Song, Y. Wang, and Y. Gao, “Anomaly detection in industrial autonomous decentralized system based on time series,” *Simulation Modelling Practice and Theory*, vol. 65, pp. 57–71, 2016.

[54] P.-Y. Chen, S. Yang, and J. A. McCann, “Distributed real-time anomaly detection in networked industrial sensing systems,” *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 62, no. 6, pp. 3832–3842, 2014.

[55] I. Kiss, B. Genge, P. Haller, and G. Sebestyén, “Data clustering-based anomaly detection in industrial control systems,” in *2014 IEEE 10th International Conference on Intelligent Computer Communication and Processing (ICCP)*, pp. 275–281, IEEE, 2014.

[56] J. Bremer and S. Lehnhoff, “Towards fully decentralized multi-objective energy scheduling,” in *Proceedings of the 2019 Federated Conference on Computer Science and Information Systems, FedCSIS 2019, Leipzig, Germany, September 1-4, 2019* (M. Ganzha, L. A. Maciaszek, and M. Paprzycki, eds.), vol. 18 of *Annals of Computer Science and Information Systems*, pp. 193–201, 2019.

[57] A. Nieße, S. Lehnhoff, M. Tröschel, M. Uslar, C. Wissing, H.-J. Appelrath, and M. Sonnenschein, “Market-based self-organized provision of active power and ancillary services: An agent-based approach for smart distribution grids,” in *2012 Complexity in Engineering (COMPENG). Proceedings*, pp. 1–5, IEEE, 2012.

[58] M. Blank, M. Gandor, A. Nieße, S. Scherfke, S. Lehnhoff, and M. Sonnenschein, “Regionally-specific scenarios for smart grid simulations,” in *2015 IEEE 5th International Conference on Power Engineering, Energy and Electrical Drives (POWERENG)*, pp. 250–256, IEEE, 2015.

[59] M. D’Angelo, S. Ghahremani, S. Gerasimou, J. Grohmann, I. Nunes, S. Tomforde, and E. Pournaras, “Learning to learn in collective adaptive systems: Mining design patterns for data-driven reasoning,” in *2020 IEEE International Conference on Autonomic Computing and Self-Organizing Systems, ACSOS 2020, Companion Volume, Washington, DC, USA, August 17-21, 2020*, pp. 121–126, 2020.

[60] S. Tomforde, A. Brameshuber, J. Hähner, and C. Müller-Schloer, “Restricted on-line learning in real-world systems,” in *Proceedings of the IEEE Congress on Evolutionary Computation, CEC 2011, New Orleans, LA, USA, 5-8 June, 2011*, pp. 1628–1635, 2011.

[61] A. Stein, D. Rauh, S. Tomforde, and J. Hähner, “Augmenting the algorithmic structure of XCS by means of interpolation,” in *Architecture of Computing Systems - ARCS 2016 - 29th International Conference, Nuremberg, Germany, April 4-7, 2016, Proceedings*, pp. 348–360, 2016.

[62] A. Stein, D. Rauh, S. Tomforde, and J. Hähner, “Interpolation in the extended classifier system: An architectural perspective,” *J. Syst. Archit.*, vol. 75, pp. 79–94, 2017.

[63] A. Calma, M. Stolz, D. Kottke, S. Tomforde, and B. Sick, “Active learning with realistic data - A case study,” in *2018 International Joint Conference on Neural Networks, IJCNN 2018, Rio de Janeiro, Brazil, July 8-13, 2018*, pp. 1–8, 2018.

[64] B. Settles, “Active learning literature survey,” tech. rep., University of Wisconsin-Madison Department of Computer Sciences, 2009.

[65] S. Rudolph, S. Tomforde, B. Sick, and J. Hähner, “A mutual influence detection algorithm for systems with local performance measurement,” in *2015 IEEE 9th International Conference on Self-Adaptive and Self-Organizing Systems, Cambridge, MA, USA, September 21-25, 2015*, pp. 144–149, 2015.

[66] S. Rudolph, R. Hihn, S. Tomforde, and J. Hähner, “Comparison of dependency measures for the detection of mutual influences in organic computing systems,” in *Architecture of Computing Systems - ARCS 2016 - 29th International Conference, Nuremberg, Germany, April 4-7, 2016, Proceedings*, pp. 334–347, 2016.

[67] S. Rudolph, S. Tomforde, and J. Hähner, “A mutual influence-based learning algorithm,” in *Proceedings of the 8th International Conference on Agents and Artificial Intelligence (ICAART 2016), Volume 1, Rome, Italy, February 24-26, 2016*, pp. 181–189, 2016.

[68] S. Rudolph, S. Tomforde, and J. Hähner, “Mutual Influence-Aware Runtime Learning of Self-Adaptation Behaviour,” *ACM TAAS*, vol. 14, no. 1, 2019.

[69] H. Prothmann, H. Schmeck, S. Tomforde, J. Lyda, J. Hähner, C. Müller-Schloer, and J. Branke, “Decentralised route guidance in organic traffic control,” in *5th IEEE International Conference on Self-Adaptive and Self-Organizing Systems, SASO 2011, Ann Arbor, MI, USA, October 3-7, 2011*, pp. 219–220, 2011.

[70] H. Prothmann, S. Tomforde, J. Lyda, J. Branke, J. Hähner, C. Müller-Schloer, and H. Schmeck, “Self-organised routing for road networks,” in *Self-Organizing Systems - 6th IFIP TC 6 International Workshop, IWSOS 2012, Delft, The Netherlands, March 15-16, 2012. Proceedings*, pp. 48–59, 2012.

[71] K. L. Bellman, S. Tomforde, and R. P. Würtz, “Interwoven systems: Self-improving systems integration,” in *Eighth IEEE International Conference on Self-Adaptive and Self-Organizing Systems Workshops, SASOW 2014, London, United Kingdom, September 8-12, 2014*, pp. 123–127, 2014.

[72] S. Tomforde, S. Rudolph, K. L. Bellman, and R. P. Würtz, “An organic computing perspective on self-improving system interweaving at runtime,” in *2016 IEEE International Conference on Autonomic Computing, ICAC 2016, Wuerzburg, Germany, July 17-22, 2016*, pp. 276–284, 2016.

[73] K. L. Bellman, J. Botev, A. Diaconescu, L. Esterle, C. Gruhl, C. Landauer, P. R. Lewis, P. R. Nelson, E. Pournaras, A. Stein, and S. Tomforde, “Self-improving system integration: Mastering continuous change,” *Future Gener. Comput. Syst.*, vol. 117, pp. 29–46, 2021.

[74] J. Kantert, L. Klejnowski, S. Edenhofer, S. Tomforde, and C. Müller-Schloer, “A threatmodel for trust-based systems consisting of open, heterogeneous and distributed agents,” in *Proceedings of the 8th International Conference on Agents and Artificial Intelligence (ICAART 2016), Volume 1, Rome, Italy, February 24-26, 2016*, pp. 173–180, 2016.

[75] J. Kantert, S. Edenhofer, S. Tomforde, J. Hähner, and C. Müller-Schloer, “Normative control: Controlling open distributed systems with autonomous entities,” in *Trustworthy Open Self-Organising Systems*, pp. 89–126, 2016.

[76] S. Edenhofer, C. Stifter, Y. Madkour, S. Tomforde, J. Kantert, C. Müller-Schloer, and J. Hähner, “Bottom-up norm adjustment in open, heterogeneous agent societies,” in *2016 IEEE 1st International Workshops on Foundations and Applications of Self* Systems (FAS*W), Augsburg, Germany, September 12-16, 2016*, pp. 36–41, 2016.

[77] S. Edenhofer, S. Tomforde, J. Kantert, L. Klejnowski, Y. Bernard, J. Hähner, and C. Müller-Schloer, “Trust communities: An open, self-organised social infrastructure of autonomous agents,” in *Trustworthy Open Self-Organising Systems*, pp. 127–152, 2016.

[78] J.-P. Steghöfer, R. Kiefhaber, K. Leichtenstern, Y. Bernard, L. Klejnowski, W. Reif, T. Ungerer, E. André, J. Hähner, and C. Müller-Schloer, "Trustworthy organic computing systems: Challenges and perspectives," in *International Conference on Autonomic and Trusted Computing*, pp. 62–76, Springer, 2010.

[79] A. Stein and S. Tomforde, "Transfer learning is a crucial capability of intelligent systems self-integrating at runtime," in *IEEE 4th International Workshops on Foundations and Applications of Self* Systems, FAS*W@SASO/ICCAC 2019, Umea, Sweden, June 16-20, 2019*, pp. 32–35, 2019.

[80] G. W. Hart, "Residential energy monitoring and computerized surveillance via utility power flows," *IEEE Technology and Society Magazine*, vol. 8, no. 2, pp. 12–16, 1989.

[81] S. Finster and I. Baumgart, "Privacy-aware smart metering: A survey," *IEEE Communications Surveys Tutorials*, vol. 17, no. 2, pp. 1088–1101, 2015.

[82] T. Jakobi, S. Patil, D. Randall, G. Stevens, and V. Wulf, "It is about what they could do with the data: A user perspective on privacy in smart metering," *ACM Trans. Comput.-Hum. Interact.*, vol. 26, Jan. 2019.

[83] Z. Khan and D. Jayaweera, "Approach for forecasting smart customer demand with significant energy demand variability," in *2018 1st International Conference on Power, Energy and Smart Grid (ICPESG)*, IEEE Xplore, June 2018. International Conference on Power, Energy and Smart Grid, ICPESG-2018 ; Conference date: 09-04-2018 Through 10-04-2018.

[84] G. Eibl, D. Engel, and C. Neureiter, "Privacy-relevant smart metering use cases," in *2015 IEEE International Conference on Industrial Technology (ICIT)*, pp. 1387–1392, 2015.

[85] R. Garra, D. Leibenger, J. M. Miret, and F. Sebé, "Repairing an aggregation-based smart metering system," *Int. J. Inf. Sec.*, vol. 18, no. 5, pp. 637–646, 2019.

[86] N. Busom Figueres, R. Petrlic, F. Sebe, C. Sorge, and M. Valls, "Efficient smart metering based on homomorphic encryption," *Computer Communications*, vol. 82, 09 2015.

[87] B. Sikdar, "An efficient privacy-friendly hop-by-hop data aggregation scheme for smart grids," *IEEE Systems Journal*, vol. PP, pp. 1–10, 03 2019.

[88] J. Dąbrowski, F. M. Kifetew, D. Muñante, E. Letier, A. Siena, and A. Susi, "Discovering requirements through goal-driven process mining," in *2017 IEEE 25th International Requirements Engineering Conference Workshops (REW)*, pp. 199–203, 2017.

[89] S. Bernardi, R. T. Lado, and J. Merseguer, "Detection of integrity attacks to smart grids using process mining and time-evolving graphs," in *14th European Dependable Computing Conference, EDCC 2018, Iaşi, Romania, September 10-14, 2018*, pp. 136–139, IEEE Computer Society, 2018.

[90] G. Eibl, C. Ferner, T. Hildebrandt, F. Stertz, S. Burkhart, S. Rinderle-Ma, and D. Engel, "Exploration of the potential of process mining for intrusion detection in smart metering," in *Proceedings of the 3rd International Conference on Information Systems Security and Privacy, ICISSP 2017, Porto, Portugal, February 19-21, 2017* (P. Mori, S. Furnell, and O. Camp, eds.), pp. 38–46, SciTePress, 2017.

[91] J. Kantert, R. Scharrer, S. Tomforde, S. Edenhofer, and C. Müller-Schloer, "Runtime clustering of similarly behaving agents in open organic computing systems," in *Architecture of Computing Systems - ARCS 2016 - 29th International Conference, Nuremberg, Germany, April 4-7, 2016, Proceedings*, pp. 321–333, 2016.

[92] S. Tomforde, J. Hähner, S. von Mammen, C. Gruhl, B. Sick, and K. Geihs, ""know thyself computational self-reflection in intelligent technical systems," in *Eighth IEEE International Conference on Self-Adaptive and Self-Organizing Systems Workshops, SASOW 2014, London, United Kingdom, September 8-12, 2014*, pp. 150–159, 2014.

[93] A. Stein, S. Tomforde, A. Diaconescu, J. Hähner, and C. Müller-Schloer, "A concept for proactive knowledge construction in self-learning autonomous systems," in *2018 IEEE 3rd International Workshops on Foundations and Applications of Self* Systems (FAS*W), Trento, Italy, September 3-7, 2018*, pp. 204–213, 2018.

[94] G. Giaconi, D. Gündüz, and H. V. Poor, "Privacy-aware smart metering: Progress and challenges," *IEEE Signal Process. Mag.*, vol. 35, no. 6, pp. 59–78, 2018.

[95] A. Koschmider, D. Janssen, and F. Mannhardt, "Framework for process discovery from sensor data," in *10th International Workshop on Enterprise Modeling and Information Systems Architectures, Kiel, Germany, May 14-15, 2020* (A. Koschmider, J. Michael, and B. Thalheim, eds.), vol. 2628 of *CEUR Workshop Proceedings*, pp. 32–38, CEUR-WS.org, 2020.

[96] S. van Zelst, F. Mannhardt, M. de Leoni, and A. Koschmider, "Event abstraction in process mining: literature review and taxonomy," *Granular Computing*, May 2020.

[97] J. Michael, A. Koschmider, F. Mannhardt, N. Baracaldo, and B. Rumpe, "User-centered and privacy-driven process mining system design for iot," in *Information Systems Engineering in Responsible Information Systems - CAiSE Forum 2019, Rome, Italy, June 3-7, 2019, Proceedings* (C. Cappiello and M. Ruiz, eds.), vol. 350 of *Lecture Notes in Business Information Processing*, pp. 194–206, Springer, 2019.

[98] F. Mannhardt, A. Koschmider, N. Baracaldo, M. Weidlich, and J. Michael, "Privacy-preserving process mining - differential privacy for event logs," *Bus. Inf. Syst. Eng.*, vol. 61, no. 5, pp. 595–614, 2019.

NEW 4.0
Norddeutsche EnergieWende

DIGITALISIERUNG IM FOKUS: „DAS ENERGIESYSTEM DER ZUKUNFT“

Ergebnisbericht über das Verbundprojekt NEW 4.0 von Hamburg und Schleswig-Holstein (2017 bis 2020)

Datum der Fertigstellung: 26. November 2020

NEW 4.0: Das Energiesystem der Zukunft

100 Prozent Strom aus erneuerbaren Energien für Hamburg und Schleswig-Holstein bis 2035: Dieses ehrgeizige Ziel hatte sich das vom BMWi geförderte Verbundprojekt Norddeutsche EnergieWende (NEW) 4.0 gesetzt. Über das Bindeglied „Digitalisierung“ wurden dazu in einem ganzheitlichen und sektorenübergreifenden Ansatz zukunftsfähige Technologien, Infrastruktur, Märkte, Regulatorik und Gesellschaft in die Schaffung einer Blaupause für die deutsche Energiewende integriert – mit großem Erfolg.

Rund 60 NEW 4.0-Partner haben in den vergangenen vier Jahren innovative Technologien, neue Marktdesigns und Geschäftsmodelle für die norddeutsche Energiewende entwickelt und sich mit der Akzeptanzförderung sowie fachlicher Weiterbildung beschäftigt. Im Zentrum des Verbundprojekts standen 16 sogenannte Demonstratoren, also Demonstrationsprojekte, die in verschiedenen Szenarien und Feldtests unter Realbedingungen getestet wurden. Hier wurde erfolgreich erprobt, wie die Lastregion Hamburg, als Standort energieintensiver Industrien, mit der windreichen Erzeugungsregion Schleswig-Holstein physikalisch verknüpft werden kann. Im Großtest wurde gezeigt, dass Strom jederzeit bedarfsgerecht und auf Anforderung an unterschiedliche Verbraucher geliefert werden und die Netzfrequenz dabei stabil gehalten werden kann. Selbst die Blindleistung konnte von Erzeugungsanlagen der Zukunft statt wie bisher von konventionellen Kraftwerken erbracht werden. Auf diese Weise wurde in NEW 4.0 modelliert, wie in der Region Hamburg-Schleswig Holstein eine sichere Vollversorgung mit grünem Strom ohne fossile Energie möglich ist. Die Kernerkenntnis ist: Wir verfügen bereits heute über die dafür notwendigen Anlagen, die Marktinstrumente, die IKT-Infrastruktur und das Know-how. Was fehlt, ist eine Anpassung des gesetzlichen Regelwerks, mit der neue Handlungsspielräume geschaffen und auch finanzielle Anreize gesetzt werden, die zur Verfügung stehenden Möglichkeiten schnell, wirksam und wirtschaftlich umzusetzen.

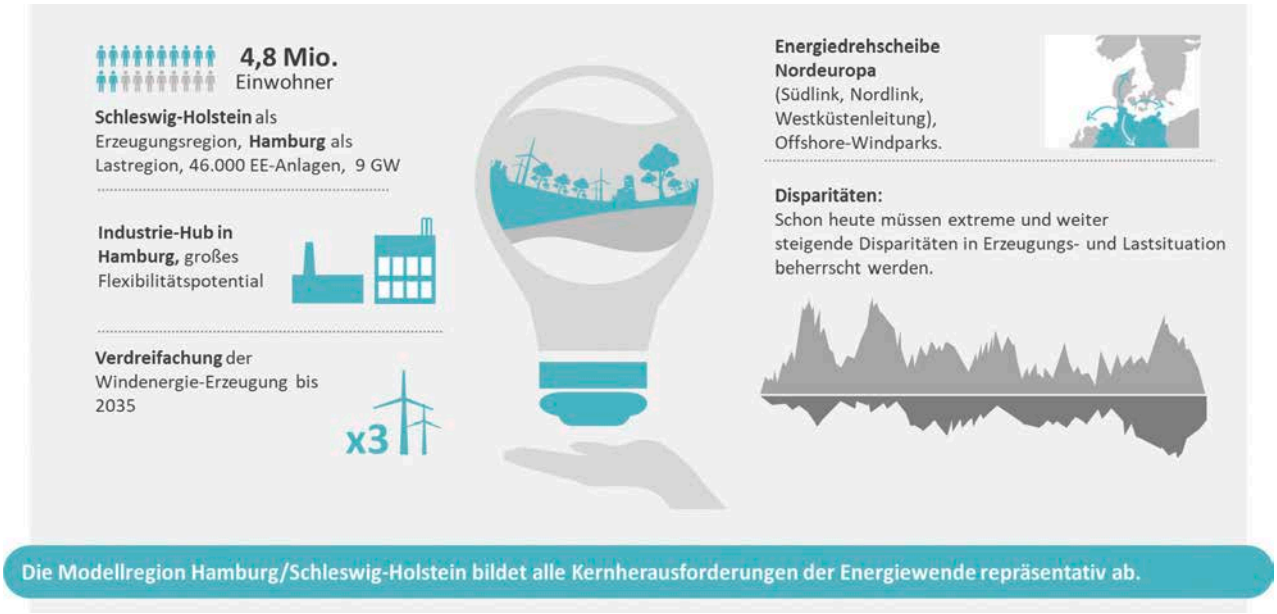


Abbildung 1 Die Modellregion Hamburg – Schleswig-Holstein

Um konventionelle Kraftwerke zu ersetzen, reicht es nicht aus, genügend Strom aus erneuerbaren Quellen ins Netz zu leiten. Damit die Energiewende gelingen kann, braucht es Speicher, die als Kurz-, Mittel- oder Langzeitpuffer dienen. Außerdem müssen erneuerbare Erzeugungsanlagen zukünftig verschiedene Systemdienstleistungen für einen stabilen Stromnetzbetrieb bereitstellen, die zurzeit noch vorwiegend von fossilen Kraftwerken übernommen werden. Die fluktuierenden erneuerbaren Energien werden so zum Taktgeber in einem Energiesystem, in dem flexible Energieverbraucher, Speicher und neue Energieabnehmer im Wärme- und Mobilitätssektor gemeinsam ein stabiles Gesamtsystem bilden. Je höher der Anteil an erneuerbaren Energien an der Stromversorgung ist, desto wichtiger wird es, Systemdienstleistungen durch diese bereitzustellen. NEW 4.0 hat gezeigt, wie die nächsten Stufen der Energiewende erreicht werden können. Dazu wurde umfassend getestet, wie das künftige Zusammenspiel von dezentral erzeugten erneuerbaren Energien, Speichern und Flexibilitäten auf der Verbraucherseite im Zusammenspiel mit industrieller Sektorenkopplung durch das Bindeglied Digitalisierung erreicht werden kann.

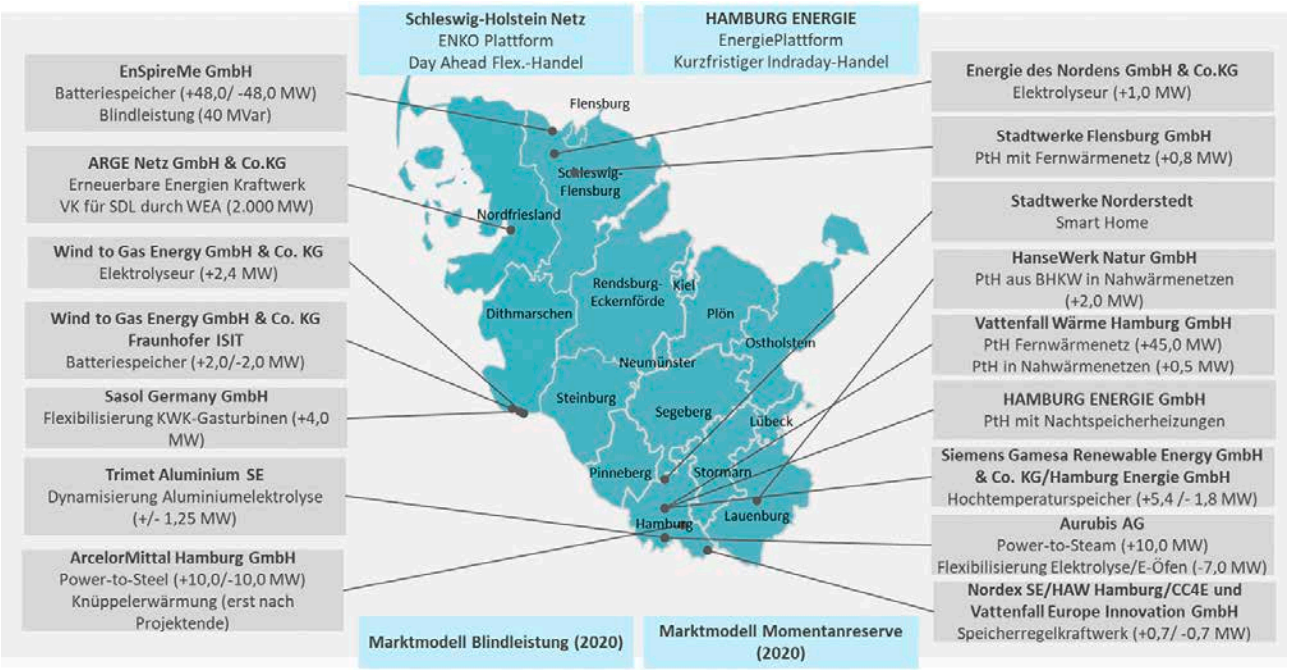


Abbildung 2 Demonstratoren und Marktplattformen von NEW 4.0 (Förderpartner)

DEZENTRALES LASTMANAGEMENT UND STROMSPEICHER ERMÖGLICHEN HOHE SYSTEMSICHERHEIT BEI GERINGEN KOSTEN

In der NEW 4.0-Modellregion ist der von Netzbetreibern und Politik initiierte regionale, nationale und internationale Netzausbau bereits im vollen Gange – auch wenn er viel Zeit und Vorlauf braucht. Die zunehmende Einspeisung von erneuerbaren Energien, die wetterbedingt fluktuieren, führt jedoch teilweise zur Überlastung der Stromnetze. In der Folge werden Windparks abgeregelt, was hohe Kosten verursacht. Im Jahr 2019 entstanden für die von den Übertragungsnetzbetreibern durchgeführten Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen Kosten von gut 1,2 Mrd. Euro in Deutschland. Davon fiel allein knapp ein Drittel in der Region Hamburg und Schleswig-Holstein an.

Abbildung 3 Optimale Synchronisation von Erzeugung und Verbrauch

Neben dem nachlaufenden Netzausbau ist vor allem auch das fehlende Anreizsystem für flexiblen Verbrauch für die hohen Kosten des Einspeisemanagements verantwortlich. Aufgrund der Aufgabenteilung und der unterschiedlichen Marktregeln für Kraftwerke, Netzbetreiber und Erneuerbare-Energien-Anlagen erfolgt in Deutschland bisher bei Eintreten einer Netzüberlastung als letzte Maßnahme ein Eingriff des Netzbetreibers. Um eine solche Überlastung aufzuheben, stehen zwar auch andere praxistaugliche Strategien zur Verfügung. Sie sind jedoch im heutigen regulatorischen Rahmen nicht vorgesehen und kommen somit bislang nicht großflächig zur Anwendung. Grundsätzlich können dabei die Abschaltung von Erzeugungsanlagen und die Zuschaltung von Verbrauchern im gleichen (überlasteten) Zweig des Stromnetzes denselben Entlastungseffekt bringen. Neben dem weiteren Netzausbau müssen deshalb ein dezentrales Lastmanagement und der Einsatz innovativer Speichertechnologien eine wichtige Rolle in der Gewährleistung der Systemsicherheit einnehmen – und das bei geringen Kosten. Auf der Lastseite kann dies durch den Einsatz von Stromspeichern und Power-to-X-Technologien sowie den Stromverbrauch durch Privathaushalte und die energieintensive Industrie erreicht werden. An all diesen technischen Stellschrauben wurde bei NEW 4.0 gedreht. Dabei wurden individuelle Rahmenbedingungen berücksichtigt, wie sie durch Fertigungsprozesse oder Nutzungsverhalten vorgegeben werden.

Im Ergebnis konnte NEW 4.0 zeigen, dass Flexibilitäten von unterschiedlichen Akteuren technisch bereitgestellt und Netzengpässe vermindert werden können. So kann die Notwendigkeit von Eingriffen durch Netzbetreiber reduziert werden, was sich kostensenkend auswirkt. Zugleich muss weniger Grünstrom abgeregelt werden. Industrie, Gewerbe und private Verbraucher besitzen demnach die Fähigkeit, auf bestehende strukturelle Netzengpässe positiven Einfluss zu nehmen. Um diese Fähigkeit in Zukunft voll auszunutzen, müssen allerdings die Regeln der Energiemärkte weiterentwickelt werden.

NORDDEUTSCHE INDUSTRIE ALS VORREITER VON ENERGIEWENDE UND KLIMASCHUTZ

Die Industrieakteure im Innovationsprojekt NEW 4.0 haben gezeigt, wie der industrielle Stromverbrauch durch die intelligente Vernetzung von Akteuren und Komponenten im Stromsystem mit der Erzeugung von Strom aus regenerativen Quellen wie Windkraft synchronisiert werden kann. Dabei wurde dokumentiert, wie große industrielle Stromverbraucher technisch in der Lage sind, auch kurzfristig zusätzlichen Windstrom zu verwerten. Zugleich kann die Industrie auch ihren Energieverbrauch reduzieren, wenn die Erzeugung von Grünstrom gering ist. Diese doppelte Flexibilität auf Verbraucherseite ist in einem Energiesystem mit zunehmend fluktuierender Einspeisung dringend nötig, denn das Potenzial der Regelbarkeit der Stromerzeugung ohne zusätzliche Speicher oder flexible Betriebsweisen ist begrenzt.

Die NEW 4.0-Industriepartner der Stahl-, Aluminium- und Kupferproduktion sowie der chemischen Industrie konnten demonstrieren, dass sie ihre Produktion in beiden Richtungen flexibel auf die Einspeisung von grünem Strom anpassen können. So tragen sie zur Behebung von Engpässen und zur Reduktion der Abregelung Erneuerbarer-Energien-Anlagen bei. Allein in Hamburg geht bislang rund ein Drittel des Stromverbrauchs auf die drei Industrieunternehmen TRIMET Aluminium SE, Aurubis AG und ArcelorMittal Hamburg GmbH zurück. Wenn es der energieintensiven Industrie also gelingt, etablierte Prozesse neu zu gestalten, kann sie einen entscheidenden Beitrag zur Netzstabilität sowie zur strukturverträglichen und kostengünstigen Integration erneuerbarer Energien leisten. Nicht zuletzt kann auch die Herstellung von CO_2-freien Produktchargen erhöht und der Einsatz von konventionellen Kraftwerken reduziert werden.

Abbildung 4 Demonstratoren Lastmanagement

NEW 4.0 hat gezeigt: Die Industrie ist ein wichtiger Hebel zur Dekarbonisierung und zum effektiven Klimaschutz. Klar wurde auch, dass die Fortentwicklung des Energiesystems schneller vorangeht als die Anpassung des dazugehörigen Rechtsrahmens. Insbesondere für die Erhöhung der Systemflexibilität stellen die Stromnetzkosten für die Industrieunternehmen eine große Hürde dar, weil es keine Sonderregelungen für atypische und intensive Netznutzung gibt. Denn es gilt der gleiche Preis pro Kilowattstunde – egal wann oder wo diese produziert, genutzt oder flexibilisiert wurde.

DIGITALISIERUNG FÜR DIE ENERGIEWENDE NUTZEN

Um bei Engpässen im Stromnetz flexible Energieverbraucher und andere Sektoren zu nutzen, statt Energie aus Sonne und Wind abzuschalten, werden neue Prozesse und IT-Infrastrukturen benötigt. Sie schaffen über Echtzeitschnittstellen eine neuartige Transparenz im Stromnetz und ermöglichen reibungslose, schnelle Energiehandelsprozesse zwischen den beteiligten Energieerzeugern und Verbrauchern.

Durch die Wetterabhängigkeit kommt es einerseits zu einem zunehmenden Prognosebedarf mit dem dazugehörigen Datenaufkommen. Andererseits müssen Netzbetreiber und alle weiteren beteiligten Akteure auf deutlich mehr kurzfristige Ereignisse reagieren. Die Echtzeitanalyse großer Datenmengen ist Basisvoraussetzung für den intelligenten Betrieb komplexer dezentraler Erzeugungs- und Verbrauchsstrukturen. NEW 4.0 bietet auch hier Lösungen an, die darauf ausgerichtet sind, die manuelle Steuerung einzelner Prozesse durch digitale und automatisierte Prozesse zu ersetzen. Eingebunden sind sämtliche technische Energieerzeugungsprozesse: von der Bündelung von Anlagen in Energiepools oder virtuellen Kraftwerken bis hin zu volldigitalen Handelsprozessen mit ihrer technischen, wirtschaftlichen und buchhalterischen Abwicklung. Eine wichtige Lösung sind Flexibilitätsplattformen. Diese erweitern den Werkzeugkasten des Verteilnetzbetreibers für ein lokales und regionales Engpassmanagement, ermöglichen die effiziente Integration von erneuerbaren Energien und fördern die Dekarbonisierung des gesamten Energiesystems. Gleich zwei solcher digitalen Plattformen und eine Netzampel wurden im NEW 4.0-Konsortium entwickelt.

Die HAMBURG ENERGIE GmbH hat eine Energieplattform geschaffen, die einen Intradayhandel bis fünf Minuten vor Stromlieferung zulässt. Möglich ist das durch den Einsatz der Blockchain-Technologie, die Handels- und Liefermechanismen für Strom etabliert. So können auch kurzfristig verfügbare Erzeuger- und Verbraucherpotenziale zur Netzstabilisierung eingesetzt und damit die erforderliche Netzreserve reduziert werden.

Der Netzbetreiber Schleswig-Holstein Netz hat zusammen mit der ARGE Netz die Netzampel und eine Plattform entwickelt, mit der sich Energie intelligent koordinieren lässt (ENKO). Die Netzampel sagt mittels Wetter- und Verbrauchsprognosen Engpässe auf einzelnen Netztrassen voraus. ENKO fungiert als Vermittler zwischen Verbrauchern mit flexiblen Lastverhalten und Netzbetreibern, die Engpässe in ihrem Gebiet erwarten. Ein weiterer Prozess, der netzdienliche Flexibilitäten ermöglicht, ist die Reduzierung der Aktivierung von Regelenergie durch die Übertragungsnetzbetreiber, das sogenannte Smart Balancing. Ziel ist es, dass Energieversorgungsunternehmen (EVU) darüber informiert werden, sobald momentane Abweichungen in ihrem Bilanzkreis das Netz be- oder entlasten würden. Mithilfe dieser Transparenz kann vermieden werden, dass einzelne EVU den Netzzustand unwissentlich konträr beeinflussen. So können die „mitregelnden Bilanzkreisverantwortlichen“ zum Ausgleich ihrer Kreise eigene oder gekaufte Flexibilität verwenden und Grünstrom systemdienlich einsetzen.

Die Basis all dieser Prozesse sind die in NEW 4.0 entwickelten, neuartigen und leistungsfähigen IKT-Lösungen. Verbraucher und Lieferanten von erneuerbarem Strom werden über neue Schnittstellen vernetzt und auf diese Weise technisch sowie marktlich beteiligt.

Auch das BMWi sieht die Digitalisierung als die Steuerungszentrale der Energiewende. Und so trägt auch das Förderprogramm SINTEG, über das NEW 4.0 als eines von fünf Schaufenstern gefördert wird, die Digitalisierung in seinem Namen: „Schaufenster intelligente Energie – Digitale Agenda für die Energiewende“. Folgerichtig setzt NEW 4.0 an allen Bausteinen der Energieinfrastruktur und bei allen Akteuren an, um sie mithilfe digitaler Technologien in einem intelligenten digitalen Energienetz zu verbinden.

AKZEPTANZ UND BILDUNG FÜR DIE ENERGIEWENDE

Die Energiewende bringt nicht nur technologische und regulatorische Herausforderungen mit sich. Sie erfordert auch eine Denkwende und mehr Fachkräfte. Der Erfolg der Transformation unseres Energiesystems entscheidet sich zwar mit der Fähigkeit, wirksamen Klimaschutz mit einer sicheren, stabilen Energieversorgung in einem funktionierenden Markt zu vereinen. Und dennoch stellt die Fähigkeit, auch komplexe Zusammenhänge der Energiewende der Gesellschaft zu vermitteln, eine Grundvoraussetzung für ihr Gelingen dar.

Das Teilprojekt „Verwertung und Akzeptanz“ von NEW 4.0 hat diese Bildungsarbeit in Sachen Energiewende übernommen und zur Akzeptanz in der Bevölkerung beigetragen. In mehreren repräsentativen Umfragen wurde die Bevölkerung in Norddeutschland nach ihrer Einstellung zu vielfältigen Themen der Energiewende befragt. Um möglichst viele Men-

schen zu erreichen, wurde zudem die NEW 4.0-Roadshow umgesetzt. Dieses bürgernahe und involvierende Kommunikationsinstrument in Form eines interaktiven Exponats vermittelt die Zusammenhänge der Energiewende und das NEW 4.0-Projekt vor Ort. Auch Unternehmen und Multiplikatoren wurden explizit angesprochen. Durch die Etablierung der Marke NEW 4.0 in Fachveranstaltungen und durch Wissensvermittlung an sowie Vernetzung von NEW 4.0-Partnern und Stakeholdern wurden diese auf die nächsten Schritte der Energietransformation vorbereitet.

Um das zur Umsetzung der Energiewende benötigte Fachwissen schnell in den Markt zu bringen, wurde außerdem die NEW 4.0-Akademie ins Leben gerufen. Unter ihrem Dach will das Verbundprojekt NEW 4.0 dem Fachkräftemangel mit eigens entwickelten Zertifikatskursen entgegenwirken. Grundlage ist eine Studie, die sich den bestehenden Aus- und Weiterbildungsangeboten in Norddeutschland widmet und sie den Bedarfen im Energiesektor gegenüberstellt. Für eine integrierte Energiewende sind nicht zuletzt eine interdisziplinäre Zusammenarbeit von Wissenschaftler*innen und neue Partnerschaften im Wirtschaftssektor notwendig. Durch den umfassenden Dialog zwischen Projektpartnern und interessierten Wirtschaftsunternehmen ist ein aktives Industrienetzwerk entstanden, dass die Themen von NEW 4.0 auch in Zukunft weitertragen wird.

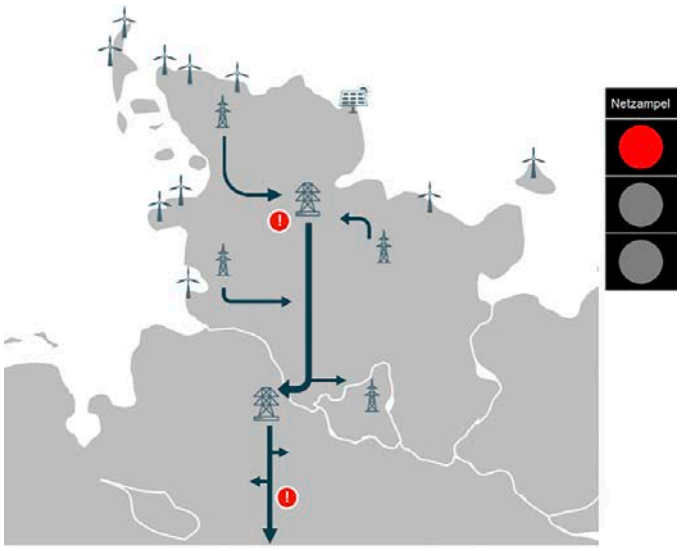
Von der Region zum Quartier

Die oben beschriebenen Lösungen lassen sich nicht nur auf die Gesamtregion Hamburg und Schleswig-Holstein anwenden. NEW 4.0 schafft damit auch Voraussetzungen für Lösungen auf Quartiersebene. Innerhalb eines Quartiers können unterschiedliche Anlagen existieren, beispielsweise Industrie, Gewerbe oder Haushalte. Die genaue Zusammensetzung und Größe eines Quartiers ist für die in NEW 4.0 entwickelten Prozesse nicht entscheidend. Wichtig ist die Abstimmung der Akteure untereinander und auch außerhalb. Denn damit das Energiesystem nicht nur im Quartier selbst sondern auch mit positivem Effekt für das Gesamtsystem optimiert werden kann, sind Informationen zur aktuellen Situation notwendig. Hierbei hilft die Flexibilitätsplattform ENKO. Im Folgenden wird die Funktion und der Nutzen von ENKO beschrieben und anschließend mit einem konkreten Beispiel der Stadtwerke Norderstedt gezeigt, wie Haushaltskunden von der Flexibilisierung des Energiesystems profitieren können.

ENKO – Energie intelligent koordinieren

Mehr erneuerbare Energien nutzen, CO_2 einsparen und Kosten senken – das sind zentrale Ziele des NEW 4.0-Konsortiums. Hier setzen die Schleswig-Holstein Netz AG und ARGE Netz GmbH & Co. KG mit ihrer digitalen Flexibilitätsplattform „ENKO – Energie intelligent koordinieren“ an. Diese soll es lokalen sektorenübergreifenden Flexibilitätspotentialen ermöglichen, erneuerbaren Strom zu nutzen und gleichzeitig Netzengpässe zu mindern.

Auf der digitalen Plattform werden Flexibilitätsinformationen zwischen Netzbetreibern auf der Nachfrageseite sowie Flexibilitätsanbietern auf der Angebotsseite koordiniert. ENKO ermöglicht es, dass die Akteure mit Hilfe der bereitgestellten Informationen über Flexibilitätsbedarfe und –angebote zusammenfinden und ihre Dienste netzdienlich und für das Gesamtsystem effizient nutzen.



Diese Maßnahmen ordnen sich in die gelbe Phase des Netzampel-Konzepts ein. Die gelbe Phase beschreibt, wie marktgetriebene Interaktionen zwischen Anlagenbetreibern als Anbieter von Flexibilität und Netzbetreibern als Nachfrager von Flexibilität zur Verhinderung von Systeminstabilität und Netzengpässen genutzt werden können.

Abbildung 5 Heute: Bei Engpässen im Netz stehen die Windräder still (rote Ampelphase), Quelle: Schleswig-Holstein Netz AG

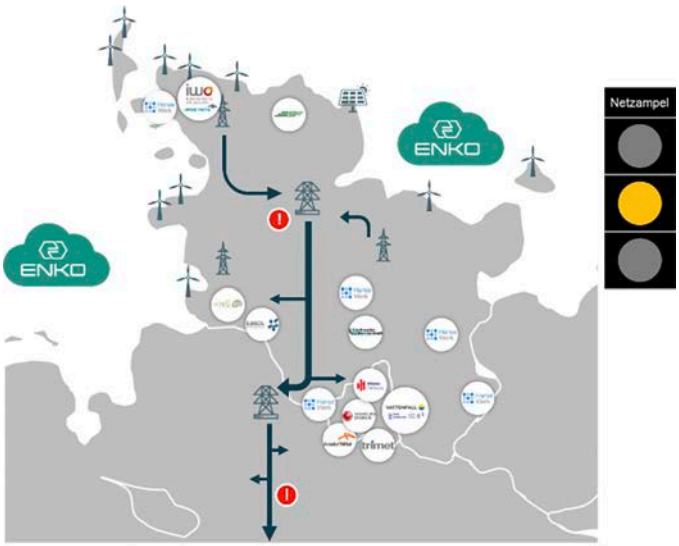


Abbildung 6 Morgen: ENKO vermittelt Grünstrom an flexible Verbraucher (gelbe Ampelphase), Quelle: Schleswig-Holstein Netz AG

Vorteile von ENKO als Lösungsansatz

Die Abregelung von Erneuerbaren-Energien-Anlagen im Rahmen des Einspeisemanagements und die damit verbundenen Kosten sind in den vergangenen Jahren stark gestiegen. Gleichzeitig besteht das Ziel der Bundesrepublik Deutschland, die CO_2-Emissionen bis 2050 um 80–95 % gegenüber dem Stand von 1990 zu reduzieren.

ENKO kann die Kostensteigerung adressieren und einen wesentlichen Beitrag zur erfolgreichen Umsetzung der Energiewende leisten. Damit bedient es zentrale Handlungsfelder des „Aktionsplans Stromnetz“ vom Bundes-ministerium für Wirtschaft und Energie.

ENKO verringert die Kosten für Engpassmanagement, indem kostenintensives Einspeisemanagement in Teilen verhindert wird und stattdessen kostengünstigere Flexibilität genutzt wird. Praktisch bedeutet dies, dass ein flexibler Verbraucher zu Zeiten des Engpasses mehr Strom verbraucht oder ein flexibler Einspeiser weniger Strom einspeist.

Die Abregelung von Erneuerbaren Energien im Rahmen des Einspeisemanagements ist somit im reduzierten Maße oder im Idealfall gar nicht mehr notwendig, da der Engpass durch die Flexibilität verringert beziehungs-weise aufgelöst wird. Auf diese Weise können durch ENKO auch die CO_2-Emissionen gesenkt werden, da ENKO die Sektorenkopplung fördert, die Verwertungsquote der Erneuerbaren Energien erhöht und den Bedarf an konventioneller Erzeugung reduziert.

Flexibilitätsanbieter erhalten als Anreiz für ihre freiwillige Leistungserbringung einen finanziellen Ausgleich. Damit muss der Netzbetreiber weniger regulatorisch eingreifen und Flexibilitätsanbieter erhalten bei netzdienlichem Verhalten einen wirtschaftlichen Anreiz. Der Netzbetreiber stellt dabei sicher, dass die Kosten des Engpassmanagements reduziert werden und damit die Nutzung der freiwilligen Flexibilität stets günstiger ist als die alternative Einspeisemanagement-Maßnahme. Die verringerten Kosten für Engpassmanagement durch ENKO resultieren schließlich in positiven finanziellen Effekten auf die Netzentgelte, von denen alle Netzkunden profitieren.

Die ENKO-Plattform bietet für Flexibilitätsanbieter eine diskriminierungsfreie, einfache und transparente Schnitt-stelle. Das digitale und anwenderfreundliche Produkt ermöglicht Anbietern einen einfachen Zugang, ohne dass eine spezielle Software oder technische Schnittstelle zur Teilnahme benötigt wird. Das Ziel, das Einspeisemanagement zu reduzieren, hat zudem einen unmittelbar positiven Einfluss auf die Anlagenbetreiber von Erneuerbaren Energien. Ihre Anlagen werden nun seltener abgeschaltet. Während sie für die Einspeisung eine EEG-Vergütung bekommen, erhalten sie für die Abschaltung eine Entschädigungszahlung. Die Zahlung entschädigt die entgangene EEG-Vergütung, jedoch im Regelfall in Höhe von 95 %, sodass sich der Anlagenbetreiber bei nicht erfolgter Abregelung besserstellt. Darüber hinaus gibt es weniger Eingriffe in die Betriebsführung und auch administrative Aufwände werden reduziert.

Ein weiterer wesentlicher Vorteil ist die Konzeptionierung ENKOs, die eine potenzielle bundesweite Anwendung zur Maximierung der volkswirtschaftlichen Vorteile ermöglicht. Netzbetreiber sämtlicher Netzebenen können an der Plattform teilnehmen. Die Anzahl der teilnehmenden Netzbetreiber ist nicht limitiert. Zudem werden keine netzbetreiberspezifischen Mechanismen oder Abläufe über ENKO abgebildet und die Produktausgestaltung für Flexibilitätsanbieter ist an bestehende Marktprozesse angelehnt

Der Prozess

Auf der Plattform stellen Anlagenbetreiber ihre Flexibilitätsangebote für den Folgetag bereit. Die Netzbetreiber prognostizieren parallel ihre Engpässe. Darauf aufbauend werden die nutzbaren Flexibilitäten und deren Sensitivitäten zuerst durch den Anschlussnetzbetreiber bestimmt und bezuschlagt. Die restlichen Flexibilitäten werden dem übergelagerten Netzbetreiber bereitgestellt, sodass er die Flexibilitätsbezuschlagung für seine Engpassbewirtschaftung durchführen kann. Nach der Kommunikation der Zuschläge über ENKO an die Anschlussnetzbetreiber, aggregiert dieser die Flexibilitäten und übermittelt sie über die ENKO-Plattform an den Anlagenbetreiber oder Erbringer, der das Flexibilitätsangebot dann selbstständig erbringt.

Abbildung 8 Die Vermittlung von Flexibilität an Netzbetreiber erfolgt über die ENKO-Plattform, Quelle: Schleswig-Holstein Netz AG

In den bisherigen Feldtests konnten 15 Demonstratoren und vielfältige kleine Flexibilitäten (auch im Haushaltsbereich) integriert werden. Insgesamt wurden mehrere tausend Flexibilitätsangebote abgegeben.
Die Wirkungskette einer Engpassbewirtschaftung konnte in NEW 4.0 mit Hilfe von ENKO komplett nachgewiesen werden: Von der übergreifenden Engpassprognose, über die Abgabe von Flexibilitätsangeboten, Flexibilitätsauswahl beim Netzbetreiber sowie der anschließenden Abstimmung unter den Netzbetreibern bis zur tatsächlichen, realen Flexibilitätserbringung.

Kernerkenntnisse

Ziel von NEW 4.0 ist es, Flexibilität und Sektorenkopplung nicht nur zu demonstrieren, sondern in einem abgesteckten Zeitraum der Bewährungsprobe des Realbetriebs zu unterziehen. Dafür wurden Feldtests durchgeführt, in denen ein Großteil der Demonstratoren von NEW 4.0 beteiligt waren und die ENKO-Plattform eine zentrale Rolle spielte.

Der Feldtest im März und April 2020 bildete die gesamte Modellegion von NEW 4.0 ab. Zu den Flexibilitätsanlagen im Feldtest gehörten sowohl kleinere, skalierbare Einheiten, wie Power-to-Heat Anlagen in Einfamilienhäusern, als auch größere Anlagen, wie etwa die 45-MW-Power-to-Heat Anlage im Kraftwerk Karoline in Hamburg, flexible Industrieverbraucher oder die Power-to-Gas Anlage in Brunsbüttel. Wenn das Stromnetz ausgelastet ist nehmen sie elektrische Energie auf und speichern diese,– in Form von Wärmeenergie oder als Wasserstoff.

Die Anlagen konnten im Feldtest innerhalb von vier Tagen ca. 500.000 kWh Flexibilität bereitstellen – eine Energiemenge, mit der aufs Jahr hochgerechnet etwa 10.000 Haushalte versorgt werden können. Die ENKO-Plattform kann also nachweislich dazu beitragen, dass CO_2-frei erzeugter „Windstrom“ vor Ort flexibel genutzt und somit Stillstandzeiten für Windräder reduziert werden können, wenn die Netze an ihre Belastungsgrenze stoßen. Schon über 2.000 Zuschläge hat es in diesem Jahr über die ENKO-Plattform gegeben.

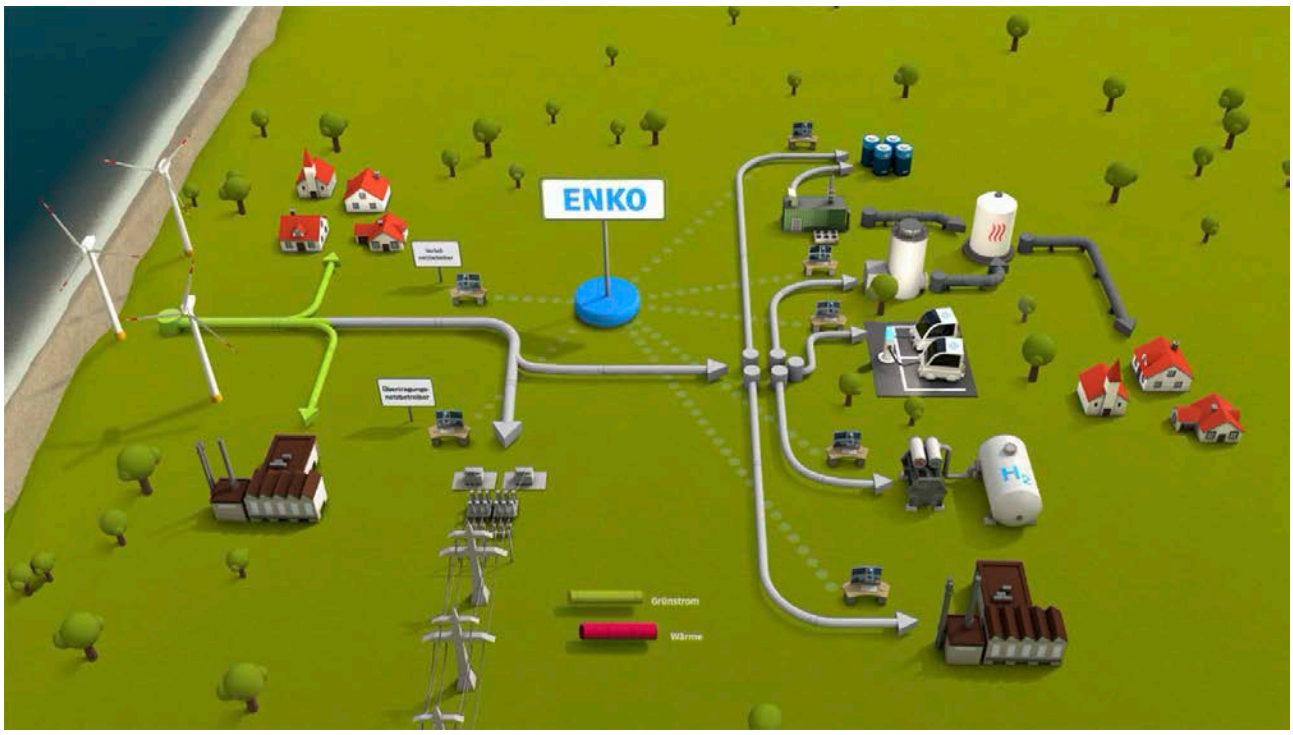


Abbildung 7 Vielfältige Akteure sind mögliche Flexibilitätsanbieter, Quelle: Schleswig-Holstein Netz AG

Die Erzeugungsregion Schleswig-Holstein und die Verbrauchsregion Hamburg konnten somit gemeinsam ihr Flexibilitätspotential für Engpässe im Übertragungsnetz bereitstellen. Die ENKO-Plattform hat bewiesen, dass sie den jeweiligen Netzbetreibern sowohl die Flexibilitätspotentiale zur Verfügung stellen, als auch den Abstimmungsprozess zwischen den Netzbetreibern Spannungsebenen- und Regelzonen-übergreifend koordinieren kann.

Voraussetzungen für die Umsetzung des ENKO Konzeptes

Derzeit wird ENKO im Rahmen einer Experimentierklausel aus dem Forschungsprogramm SINTEG („Schaufenster für intelligente Energie“) des BMWi betrieben. Für Flexibilitätsplattformen ist jedoch noch kein weiterführender Rechtsrahmen geschaffen und die aktuell genutzte Experimentierklausel läuft mit dem Projektende von NEW 4.0 zum Jahresende 2020 aus. Ohne den erforderlichen Rechtsrahmen für einen wirtschaftlichen Regelbetrieb können die jetzt in den Startlöchern stehenden Lösungen wie ENKO zur Erschließung des notwendigen Flexibilitätspotentials nicht aktiv werden. Um ENKO auch nach der Projektlaufzeit von NEW 4.0 in der Praxis umsetzen zu können, ist eine Anpassung der energierechtlichen Rahmenbedingungen erforderlich. Diese muss drei Voraussetzungen erfüllen: Das ENKO-Konzept sieht vor, dass jeder Netzbetreiber weiterhin für die Gewährleistung des sicheren Netzbetriebs und der Steuerung seines Netzes verantwortlich ist. Darüber hinaus muss die Koordination des Engpassbehebungsprozesses gemäß dem kaskadierten Vorgehen zwischen den Netzbetreibern erfolgen. Jeder Netzbetreiber kennt die Beschaffenheit seines eigenen Netzes inklusive der darin angeschlossenen Anlagen am besten. Daher sollte die Auswahl der Flexibilität auch stets durch den Anschlussnetzbetreiber erfolgen, um größtmögliche Sicherheit, Systemstabilität und Nutzen zu gewährleisten. Die Zusammenarbeit zwischen den Netzbetreibern aller Netzebenen soll dabei als ein Grundprinzip der heutigen Netzführung weiterbestehen.

Um langfristig eine möglichst netzdienliche Integration von Erneuerbaren Energien zu gewährleisten, sollten zudem Maßnahmen ergriffen werden, die den Grad der Flexibilisierung von Erzeugung- und Verbrauchanlagen erhöhen. Bezüglich der Flexibilisierung von Verbrauchsanlagen kann die Förderung der Sektorenkopplung eine erhöhte Flexibilität schaffen. Bei der Sektorenkopplung wird Strom aus Erneuerbaren Energien auch für andere Sektoren, wie Wärme, Mobilität und Industrie, genutzt, um dort den Einsatz von fossilen Energien zu reduzieren. Auch die Steigerung des Digitalisierungs- und Automatisierungsgrads, welche eine erhöhte Steuerbarkeit des Verbrauchs mit sich bringen, sollten in diesem Zusammenhang vorangetrieben werden.

Eine weitere Voraussetzung besteht darin, dass alle Akteure durch die Nutzung von ENKO keine finanziellen Nachteile gegenüber ihren heute üblichen Prozessen erfahren. Bei den Erzeugern von Strom aus Erneuerbaren Energien ist dies grundsätzlich durch die Fortzahlung der Einspeisevergütung gegeben. Zur Vermeidung wirtschaftlicher Nachteile und Sicherstellung der freiwilligen Teilnahme von Flexibilitätsanbietern muss die Auszahlung eines selbst festgelegten Preises möglich sein. Darüber hinaus ist darauf zu achten, dass Flexibilitätsanbieter und alle übrigen Stromverbraucher keine finanziellen Nachteile hinsichtlich steigender Netznutzungsentgelte erfahren. Bei den Netzbetreibern ist der Vergleich zu den etablierten Engpassmanagementmaßnahmen zu führen. Die Vermittlung von Flexibilität in der gelben Ampelphase des BDEW (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft) beruht auf einer freiwilligen Teilnahme der Anbieter auf Basis eines Preises für erbrachte Flexibilität. Der Netzbetreiber darf durch die effiziente Nutzung von Flexibilität zur Engpassbewirtschaftung finanziell nicht schlechter gestellt werden als im derzeitigen Regulierungsrahmen. Um eine flächendeckende Nutzung von ENKO über NEW 4.0 hinaus zu ermöglichen, sollte die Kostenanerkennung für Zahlungen an Flexibilitätsanbieter in der Anreizregulierung geregelt und nicht gegenüber etablierten Engpassmanagementmaßnahmen benachteiligt werden. Bei der Ausgestaltung der zukünftigen Rechtslage sollten hierbei die Ergebnisse des Praxistests von ENKO berücksichtigt werden.

Windstrom retten: Dynamische Stromtarife für Haushaltskunden

Ausgangspunkt des NEW 4.0-Projektes der Stadtwerke Norderstedt ist der Gedanke, nicht verbrauchten, erneuerbaren Strom im Rahmen eines innovativen Lastmanagements zu nutzen. In Norderstedt wurde ein dynamischer Stromtarif entwickelt, um Verbraucher*innen dazu zu bewegen, Strom dann zu verbrauchen, wenn bildlich gesprochen „der Wind weht".

Privatkunden erhalten die Schaltbox „homee" sowie vier schaltbare Steckdosen, die zu Hause direkt zwischen Steckdose und Verbrauchsgerät angebracht werden. Damit soll es den Nutzer*innen so einfach wie möglich gemacht werden, sich an die naturgegebenen Peak-Zeiten der erneuerbaren Energien anzupassen und dabei auch noch Stromkosten einzusparen. Durch das Glasfasernetz der Stadtwerke Norderstedt werden die für das Projekt vorbereiteten Steckdosen dann zu Hause automatisch eingeschaltet, wenn viel und damit günstiger erneuerbarer Strom vorhanden ist und nicht durch die Netze aufgenommen werden kann. Auskunft über den überschüssigen Grünstrom beziehen die Stadtwerke von der Netzampel der Schleswig-Holstein Netz AG (ENKO).

Die Steckdosen werden ausgeschaltet, wenn kein überschüssiger Windstrom mehr vorhanden ist oder der Preis ansteigt. Die fernschaltbaren Steckdosen eignen sich für viele Haushaltsgeräte: Akkustaubsauger, E-Bikes, Handys, Waschmaschinen, Trockner und sogar E-Autos.

Um die Menschen dazu zu animieren, ihre Geschirrspülmaschine dann einzuschalten, wenn viel Windstrom produziert wird, wird den 1.000 Test-Kund*innen eine Strompreisvergünstigung angeboten. Wenn sie sich an die Devise „regenerativen Strom nutzen, wenn viel davon verfügbar ist" halten bezahlen Sie anstatt 28 bis 30 Cent pro Kilowattstunde lediglich 5 oder 15 Cent. Im Jahr könnten so circa 100 Euro Stromkosten eingestrichen werden.

Welcher der beiden dynamischen Tarifmodelle greift, hängt von den selbst gewählten Nutzereinstellungen und den Geräten ab. Bei dem 5-Cent-Tarif werden mindestens 60 Minuten geschaltet. Will der Nutzer mehr Sicherheit und eine längere Schaltzeit kann er per App in den 15-Cent-Tarif wechseln, in dem drei Stunden Schaltung garantiert sind. Voraussetzung dafür ist der Anschluss an einen digitalen Smart Meter.

Wie viel Strom in dieser Zeit verbraucht wurde, wird von einer eigens entwickelten „Tarifmaschine" erfasst. In der entwickelten Smart Meter-Cockpit-App können die Kund*innen sehr transparent und anschaulich verfolgen, ob der Strom gerade vergünstigt ist, wie hoch der Tagesverbrauch ist, welche Geräte angeschaltet sind und in welchem Tarif sie gerade betrieben werden.

Abbildung 9 Die Smart-Meter-App

Von Oktober 2018 bis September 2020 wurden bereits 371 MWh erneuerbarer Strom „gerettet“. Für die einzelnen Teilnehmer*innen des dynamischen Stromtarifs bedeutet dies eine Nutzung von 22 KWh pro Kunde pro Monat. Das entspricht ca. 10% des monatlichen Strombedarfs. Werden diese Zahlen auf Norderstedt (924 MWh/Monat), Schleswig-Holstein (32 GWh/Monat) oder gar Deutschland (942 GWh/Monat) hochgerechnet, ergeben sich große Flexibilisierungspotentiale.

Dieses Projekt zeigt einen konkreten Anwendungsfall der ENKO-Plattform auf Haushaltsebene und damit wichtige Ansätze für Quartiere. Es wurden über die Jahre viele wichtige Erkenntnisse gewonnen und es wurde gezeigt, wie bedeutend Akzeptanzförderung und Digitalisierung für ein effizienteres und umweltfreundliches Energiesystem der Zukunft sind. Was nutzt die neueste und beste Technik, wenn die Menschen sie nicht anzuwenden wissen oder nicht bereit sind, ihr Konsumverhalten zu verändern? Nicht viel. Umso wichtiger ist es also, sie teilhaben zu lassen. Wie es gelingen kann aus konventionellen Verbraucher*innen innovationsgeleitete Energiesparpioniere zu machen, konnte das NEW 4.0Projekt in Norderstedt so gut wie kein anderes unter Beweis stellen.

Autor*innen: Janina Grimm-Huber (Erneuerbare Energien Hamburg Clusteragentur GmbH), Lars Kaiser (Gesellschaft für Energie und Klimaschutz Schleswig-Holstein GmbH) Hanna Naoumis (Erneuerbare Energien Hamburg Clusteragentur GmbH)

Gesellschaft für Energie und
Klimaschutz Schleswig-Holstein GmbH

Herausgeber
Gesellschaft für Energie und Klimaschutz Schleswig-Holstein GmbH
Wissenschaftspark Kiel Boschstraße 1 24118 Kiel T 0431 363036-00 info@eksh.org www.eksh.org

ISSN 2747-9579

März 2021