



STUDIE

MODELLIERUNG SEKTORINTEGRIERTER ENERGIEVERSORGUNG IM QUARTIER

Untersuchung der Vorteile der Optimierung von Energiesystemen auf
Quartiersebene gegenüber der Optimierung auf Gebäudeebene

April 2022

Impressum

Herausgeber:

Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)

Chausseestraße 128 a

10115 Berlin

Tel.: +49 (0)30 66 777-0

Fax: +49 (0)30 66 777-699

E-Mail: info@dena.de / info@gebaeudeforum.de

Internet: www.dena.de / www.gebaeudeforum.de



Redaktion:

Dr. Andreas Koch, dena

Susanne Schmelcher, dena

Tim Sternkopf, dena

Malte Wrede, dena

Autorinnen und Autoren:

Paul Reggentin, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE

Dr. Annette Steingrube, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE

Gerhard Stryi-Hipp, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE

Marc-André Triebel, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE

Bildnachweis:

©shutterstock/Karavanov_Lev

Datum der Veröffentlichung:

4/2022

Das Veröffentlichungsdatum entspricht nicht zwangsläufig dem Stand dieser Publikation, da es zwischen Erstellung und Veröffentlichung einer Studie bereits Änderungen der inhaltlichen Rahmenbedingungen gegeben haben kann.

Bitte zitieren als:

Deutsche Energie-Agentur (Hrsg.) (dena, 2022)

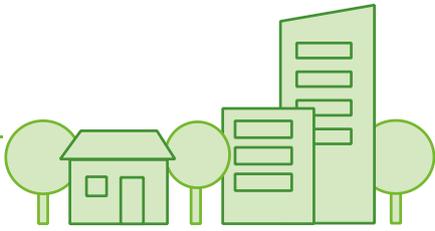
„Modellierung sektorintegrierter Energieversorgung im Quartier – Untersuchung der Vorteile der Optimierung von Energiesystemen auf Quartiersebene gegenüber der Optimierung auf Gebäudeebene“

Alle Rechte sind vorbehalten. Die Nutzung steht unter dem Zustimmungsvorbehalt der dena.



**Bundesministerium
für Wirtschaft
und Klimaschutz**

Die Veröffentlichung dieser Publikation erfolgt im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz. Die Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) unterstützt die Bundesregierung in verschiedenen Projekten zur Umsetzung der energie- und klimapolitischen Ziele im Rahmen der Energiewende.



Klimaneutrale Quartiere und Areale

Quartiere werden zum Gelingen der Energiewende immer wichtiger und übernehmen zunehmend eine Schlüsselrolle. Hier laufen viele Fäden zusammen: Stellschrauben liegen bei Verkehr, Gebäuden und der Energieversorgung. Daraus ergeben sich insbesondere auch vielfältige Synergien. In Städten und Gemeinden ist es zielführend, nicht nur einzelne Gebäude, sondern das Gebäude im räumlichen Zusammenhang zu betrachten. So erschließen sich ganz neue Effizienzpotenziale und Handlungsoptionen auf lokaler und regionaler Ebene.

Quartiere sind Schnittstellen. Hier kommt vieles zusammen, was historisch anders und vor allem als separate Systeme gewachsen ist. Gleichzeitig bieten Quartiere vielseitige Optionen für die politisch und gesellschaftlich angestrebte Klimaneutralität – und viele Vorteile: Beispielsweise können lokale Erneuerbare-Energien- oder Effizienzpotenziale

genutzt, Anlagen und Speicher optimal ausgelegt, positioniert und betrieben sowie unterschiedliche Bedarfsprofile ausgeglichen werden und die Flächeneffizienz im Gesamtquartier kann erhöht werden.

Mit ihrer Arbeit im Handlungsfeld Quartier will die Deutsche Energie-Agentur (dena) einen Beitrag dazu leisten, Quartierskonzepte in die breite Umsetzung zu bringen. Diesbezüglich hat die dena folgende Aktionsfelder identifiziert:

- Verbesserung des regulatorischen Rahmens
- Analyse von Technologien und Konzepten
- Stärkung von Prozessen und Geschäftsmodellen
- Darstellung von Best Practices national und international
- Vernetzung von Akteuren
- Durchführung von Modellvorhaben

Die Studie **„Modellierung sektorintegrierter Energieversorgung im Quartier“**, ist Teil einer **Reihe von Publikationen zum Thema Quartier**, die von der dena veröffentlicht werden. In dieser Studie wird untersucht, welche Vorteile sich durch die integrierte Optimierung von Energiesystemen auf Quartiersebene statt auf Einzelgebäudeebene ergeben.

Weitere Veröffentlichungen zu diesem Schwerpunkt sind:

- Studie: **„Das Quartier (Teil 1) – Überblick über die gesetzlichen Rahmenbedingungen und Förderrichtlinien für die Energieversorgung von Gebäuden im räumlichen Zusammenhang“**
- Studie: **Das Quartier (Teil 2) – Analyse des Zusammenspiels und Aufzeigen von Schwachstellen**
- Studie **„Thermische Energiespeicher für Quartiere“**
- Projektbericht **„Klimaneutrale Quartiere und Areale“**
- Factsheets **„Fokusthemen“**
- Factsheets **„Quartierskategorien“**
- Factsheets **„Praxisbeispiele“**

Inhalt

1	Executive Summary	6
2	Einleitung	8
3	Quartierstypen und Versorgungsstrukturen	11
3.1	Quartierstypen.....	11
3.2	Energieversorgungsstrukturen der Quartiere.....	13
4	Energiesystemmodellierung mit KomMod	16
5	Eingangsdaten und Randbedingungen der Szenarien	18
5.1	Demografie, Gebäudebelegung und Quartierszusammensetzung.....	18
5.2	Klimadaten	19
5.3	Jahresenergiebedarfe	20
5.3.1	Strombedarf Haushalte.....	20
5.3.2	Strombedarf Gewerbe, Handel und Dienstleistungen	21
5.3.3	Elektromobilität	22
5.3.4	Heizwärmebedarf Wohngebäude	23
5.3.5	Wärmebedarf Trinkwassererwärmung Wohngebäude.....	24
5.3.6	Wärmebedarf in Gewerbe, Handel und Dienstleistungen.....	25
5.3.7	Wärmenetze und Netzverluste.....	26
5.4	Lastprofile der Energiebedarfe.....	26
5.4.1	Stromlastprofil Quartier	27
5.4.2	Stromlastprofil Einzelgebäude.....	28
5.4.3	Stromlastprofile Elektromobilität.....	29
5.4.4	Wärmelastprofile Haushalte	30
5.4.5	Trinkwarmwasser-Lastprofile Haushalte in der Quartiersbetrachtung	31
5.4.6	Trinkwarmwasser-Lastprofile Haushalte in der Einzelgebäudebetrachtung	31

5.4.7	Wärmelastprofil im Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen	32
5.4.8	Lastprofil Wärmenetzverluste	33
5.5	Solarenergiepotenziale	33
5.6	Energiebedarfe und Solarpotenziale der Quartiere im Vergleich	35
5.7	Ökonomische Parameter	38
6	Berechnungsergebnisse	41
6.1	Ergebnisse Einzelquartiere	41
6.1.1	Quartier A	41
6.1.2	Quartier B	44
6.1.3	Quartier C	46
6.1.4	Quartier D	48
6.2	Quartiersvergleich	51
6.2.1	PV-Potenzialnutzung	51
6.2.2	Abregelung von Energie	52
6.3	Indikatorenvergleich	54
6.3.1	Spezifische Energiekosten	54
6.3.2	Selbstversorgungsgrad	57
6.4	Einschränkungen der KomMod-Ergebnisse und Bewertung der Sensitivitätsanalysen	60
7	Bewertung der rechtlichen Rahmenbedingungen	61
7.1.1	Kundenanlagen als Quartiersversorgungslösungen unter heutigem Rechtsrahmen	62
7.1.2	Lokale Energiegemeinschaften: alternatives Geschäftsmodell für Quartiere	64
7.1.3	Zusammenfassung	66
8	Fazit	68

Abbildungsverzeichnis	69
Tabellenverzeichnis	72
Literaturverzeichnis	73
Abkürzungen	78
Anhang A: Abgeregelte Energiemengen	80
Anhang B: Sensitivitätsanalysen	81

1 Executive Summary

In dieser Studie wurde untersucht, welche Vorteile sich durch die integrierte Optimierung von Energiesystemen auf Quartiersebene statt auf Einzelgebäudeebene ergeben. Zwar wird eine quartiersbezogene Wärmeversorgung zunehmend betrachtet, Stromsysteme mit lokaler Erzeugung zur Eigenversorgung werden jedoch aufgrund der regulatorischen Bedingungen bislang nur auf Gebäudeebene optimiert. Eine Quartiersoptimierung, bei der innerhalb des Quartiers Strom und Wärme zwischen den Gebäuden ausgetauscht werden können und bei der das Strom- und Wärmesystem gekoppelt betrachtet und optimiert wird, ist dagegen aufgrund der bestehenden Regulatorik bislang nicht möglich.

Um die Vorteile der Quartiersoptimierung zu quantifizieren, wurden Modellrechnungen durchgeführt, bei denen der Austausch von Strom und Wärme lokal ohne Kosten möglich ist, und verglichen, wie sich das resultierende quartiersoptimierte Energiesystem von dem Energiesystem unterscheidet, bei dem jedes Gebäude einzeln optimiert wird und das Quartiersenergiesystem durch die Addition der Einzelsysteme entsteht. Ein neutraler Vergleich stellt allerdings eine Herausforderung dar, da auf Quartiersebene andere Versorgungsoptionen möglich sind als auf Einzelgebäudeebene (z. B. Biogas-BHKW, Bezug von Windstrom mittels eines bilateralen Stromabnahmevertrags (Power Purchase Agreement, PPA) oder Abwärmenutzung) und da sich Quartiere strukturell stark unterscheiden können (z. B. ländlich/urban, Wohngebiete/Mischgebiete). Weiter können zwar die Energiekosten für die Einzelgebäudeversorgung recht gut bestimmt werden, bei der Quartiersenergieversorgung, die bis auf die Wärmenetze bislang nicht umgesetzt ist, können mögliche Zusatzkosten für den Betrieb und eventuell anfallende Netzgebühren, Steuern und Abgaben nur schwer abgeschätzt werden, da der regulative Rahmen bislang fehlt.

Um den Effekt der wesentlichen Einflussfaktoren auf die Quartiersenergiesysteme zu berücksichtigen und gleichzeitig die Zahl der Berechnungsvarianten überschaubar zu halten, wurden vier Quartierstypen definiert, die sich bezüglich der Kriterien urban/ländlich, Neubau/Sanierung und Wohn-/Mischgebiet unterscheiden. Für sie wurden jeweils quartiersbezogene Optimierungsrechnungen für den Fall eines freien Austauschs von Strom und Wärme innerhalb des Quartiers sowie für den Fall einer einzelgebäudebezogenen Planung durchgeführt. Zusätzlich wurde noch eine Zwischenvariante berechnet, bei der zwar der Stromaustausch, aber keine zentrale Wärmeversorgung möglich ist. Somit ergeben sich zwölf Varianten, die mit dem Energiesystemmodell KomMod sektorgekoppelt modelliert und für die jeweils die kostenoptimale Gesamtlösung berechnet wurde.

Als Ergebnis konnte gezeigt werden, dass die quartiersoptimierte Versorgung deutliche ökonomische Vorteile gegenüber der Einzelgebäudeversorgung aufweist, wenn eine ausreichende Wärmebedarfsdichte vorhanden ist. Nur in ländlichen Gebieten mit geringer Wärmebedarfsdichte ist nicht die quartiersoptimierte Versorgung generell, sondern die quartiersoptimierte Stromversorgung bei einzelgebäudebezogener Wärmeversorgung im Vorteil, da sich ein Wärmenetz nicht ökonomisch betreiben lässt. Die Kostenvorteile für die quartiersoptimierte Versorgung nicht ländlicher Quartiere betragen zwischen 31 und 45 Prozent. Die Ursachen für den deutlichen Kostenvorteil liegen in einem erhöhten Selbstversorgungsgrad mit kostengünstigen, lokal erzeugten erneuerbaren Energien bei der Quartiersversorgung sowie dem Zugang zu zusätzlichen Versorgungsoptionen. Allerdings ist zu berücksichtigen, dass nur die Energiegestehungskosten ermittelt und Zusatzkosten für den Betrieb

des Stromnetzes im Quartier sowie möglicherweise anfallende Steuern und Abgaben nicht einbezogen wurden, da hierfür mangels eines regulatorischen Rahmens und praktischer Beispiele bislang keine Abschätzungen möglich sind. Gleichwohl ist davon auszugehen, dass die Kostenvorteile in Realität zwar geringer ausfallen, aber weiterhin erhalten bleiben und auch die Vergleiche zwischen den Quartierstypen dadurch nicht beeinflusst sind.

Da damit belegt ist, dass Quartierslösungen einen Vorteil für die Einführung dezentraler erneuerbarer Energien und damit die Transformation des Energiesystems bedeuten, empfiehlt es sich, sie zu stärken. Hierzu ist insbesondere die Weiterentwicklung des regulatorischen Rahmens notwendig, da nur so die ökonomischen Vorteile vor Ort tatsächlich genutzt werden können. Dies kann in Form der Erweiterung der Regelungen zu Kundenanlagen nach Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) auf Quartiere oder durch entsprechende Gestaltung des gesetzlichen Rahmens bei Einführung von Erneuerbare-Energien-Gemeinschaften nach der EU-Richtlinie RED II (Europäische Union 2018) erfolgen, deren Umsetzung in deutsches Recht baldmöglichst erfolgen sollte.

2 Einleitung

Klimaneutrale Energiesysteme basieren (weitgehend) auf erneuerbaren Energien, die sich durch ein hohes Maß an Dezentralität auszeichnen. Dies ermöglicht es Städten und Gemeinden, sich künftig zu einem relevanten Anteil mit selbst erzeugter Energie zu versorgen. Die Nutzung städtischer Solarpotenziale auf den Dächern ist zur Erreichung der Klimaziele notwendig, da sie ohne zusätzlichen Flächenverbrauch zur Verfügung stehen und da andere Installationsflächen, vor allem im Freiland, vielfach in Konkurrenz zu anderen Nutzungen stehen. Zudem reduziert die Erzeugung von Strom in der Nähe des Verbrauchs den Transportaufwand.

Das künftige Energiesystem zeichnet sich durch einen hohen Elektrifizierungsgrad und damit eine starke Kopplung der Sektoren Strom, Wärme, Kälte und Mobilität aus. Es weist aufgrund der fluktuierenden Erzeugung von Solar- und Windenergie eine hohe Dynamik auf und wird deshalb in zunehmendem Umfang elektrische, thermische und Gasspeicher integrieren. Ein intelligentes Energiemanagement ermöglicht einen effizienten Betrieb, der unter anderem auch Synergieeffekte durch einen Austausch von Energiemengen auf lokaler Ebene bietet.

Um klimaneutrale Energiesystemstrukturen zu entwickeln, sind neue Planungsmethoden erforderlich. In der durch fossile Energieträger dominierten Vergangenheit wurde der Strom in zentralen Kraftwerken erzeugt und lokal nur verteilt. Bislang dominiert mit über 80 Prozent Anteil die fossile Wärmeversorgung, wobei die Wärme vornehmlich dezentral in den Gebäuden erzeugt wird. Nah- und Fernwärme spielen ebenso wie die strombasierte Wärmeversorgung nur eine untergeordnete Rolle. Planung, Investition und Betrieb von Wärmeerzeugungsanlagen liegen somit bislang vornehmlich in der Verantwortung der einzelnen Gebäudeeigentümerinnen und -eigentümer. Mit der Dekarbonisierung ist eine Erhöhung des Wärmenetzanteils insbesondere in den Städten mit hoher Bebauungs- und Energiebedarfsdichte zu erwarten, da nur so die Wärmepotenziale aus Geothermie und Abwärme erschlossen werden können. Sie bieten auch den Vorteil, dass Biomasse und Abfall effizient und emissionsarm in KWK-Anlagen verbrannt werden können. Auch die Solarthermie-Nutzung kann potenziell durch Wärmenetze über die reine Trinkwassererwärmung im Sommer hinaus in größerem Umfang erfolgen.

Im Stromsektor ist zu erwarten, dass Solarstrom auf den meisten Gebäudedächern erzeugt wird, die Selbstversorgung in den Gebäuden und im Quartier durch die Zwischenspeicherung von Energie in Batterien steigen wird, das gesteuerte Be- und Entladen von Elektrofahrzeugen ein relevanter Faktor im Betrieb der Verteilnetze wird, die Umwandlung von Stromüberschüssen in Wärme die Systemeffizienz zusätzlich steigert und eine Nachfrageanpassung an die Stromverfügbarkeit in gewissen Maßen umgesetzt wird. Dies erfordert die Weiterentwicklung des heutigen lokalen Stromverteilungssystems zu einem lokalen Marktplatz zum Austausch von Strom mit dem Ziel einer hohen Selbstversorgung und geringer Kosten, verbunden mit neuen Geschäftsmodellen, wie sie auch lokale Energiegemeinschaften künftig bieten werden. Der Ersatz fossiler und nuklearer Energiequellen durch erneuerbare Energien führt somit auch zu neuen Energiesystemstrukturen, die eine Weiterentwicklung der Energieplanung erfordern.

Die **lokale Energieplanung für klimaneutrale Quartiere und Städte verfolgt das Ziel**, durch einen optimalen Mix aus lokalen Erzeugungsquellen sowie Energiewandlungs- und -speichertechnologien

eine versorgungssichere und kostengünstige Energieversorgung zu erreichen mit einem möglichst hohen Anteil an lokal erzeugten erneuerbaren Energien und Abwärme. Vorteilhaft wäre es, wenn sich das lokale Energiesystem mit seinem verbleibenden Energieimport und -export möglichst systemdienlich verhält und dem vorgelagerten Energiesystem Flexibilitäten zur Verfügung stellen kann. Das erfordert eine integrierte Planung des lokalen Energiesystems, bei der die Dynamik der Erzeugung und des Verbrauchs, die Sektorenkopplung, die Energiespeicherung für unterschiedliche Zeiträume, das Demand-Side-Management, das bidirektionale Laden von E-Fahrzeugen und ein intelligenter Betrieb berücksichtigt werden.

Dies bedeutet aber auch, dass **künftig die zentralisierte national-regionale Planung des Stromsystems und die gebäudezentrierte Wärmeplanung durch eine integrierte Energiesystemplanung auf Quartiersebene bzw. lokaler Ebene als dritte Planungsebene ergänzt werden** (siehe Abbildung 1).

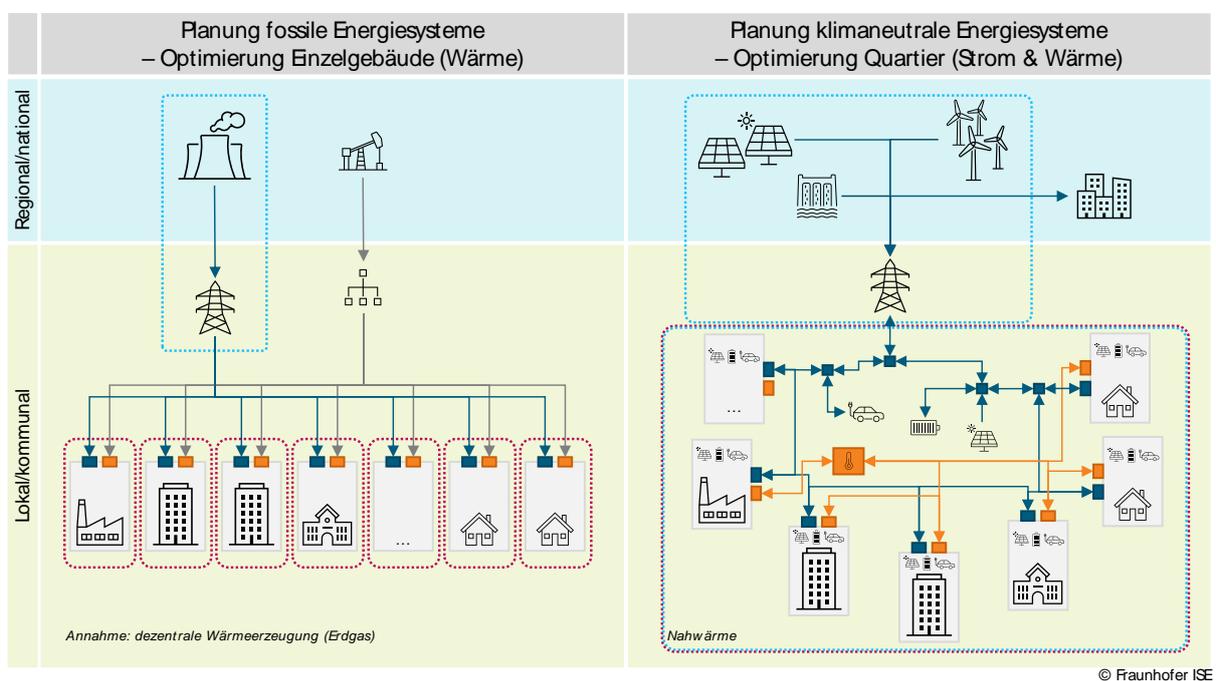


Abbildung 1 Traditionelle Energiesystemplanung (linke Grafik): Optimierung Wärmeversorgung auf Gebäudeebene (rot gepunktet), Stromversorgung auf regionaler/nationaler Ebene (blau gepunktet); künftige Energiesystemplanung (rechte Grafik): sektorengekoppelte Optimierung der Strom- und Wärmeversorgung auf lokaler/kommunaler Ebene (z. B. von Quartieren), vereinfachte Darstellung. Quelle: Fraunhofer ISE

Die Sinnhaftigkeit einer integralen Energiesystemplanung auf Quartiersebene ist wie beschrieben leicht nachvollziehbar. Damit ist allerdings ein Mehraufwand durch weiterentwickelte Planungsmethoden und -werkzeuge, die verstärkte Abstimmung und Koordination zwischen den Energiesektoren und zwischen Energie- und Bauleitplanung sowie die Klärung von Zuständigkeiten und die Etablierung von Prozessen verbunden. Vor diesem Hintergrund soll in dieser Studie die Frage beantwortet werden, welche **qualitativen und quantitativen Vorteile ein Quartiersenergiesystem aufweist, das durch eine integrierte Energieplanung entwickelt wurde, gegenüber einem Energiesystem, das auf isolierten Energieplanungen von Einzelgebäuden basiert.**

Die umfassende Beantwortung dieser Frage ist aufgrund des beschränkten Umfangs dieser Studie nicht möglich. Deshalb wurde die Untersuchung auf folgende Rahmenbedingungen beschränkt:

- **Betrachtung von vier Quartierstypen:** Quartiere unterscheiden sich stark in Größe, Dichte der Bebauung, Nutzung (Wohnen, Gewerbe, Mischgebiete), Alter der Gebäude (Bestand unterschiedlichen Alters, Neubau) etc. Ein klimaneutrales Energiesystem optimiert die lokal spezifischen Versorgungsoptionen in Bezug auf die lokal spezifischen Bedarfsprofile. Somit ergeben sich eine Vielzahl von Kombinationsmöglichkeiten. Da diese nicht alle untersucht werden konnten, wurden vier Quartierstypen mit möglichst unterschiedlicher Struktur definiert, für die im Folgenden die Berechnungen durchgeführt wurden (siehe Kapitel 3.1).
- **Betrachtung von drei grundlegenden Versorgungsstrukturen:** Im Wesentlichen lassen sich folgende drei Versorgungsstrukturen in einem Quartier unterscheiden: eine zentrale Strom- und zentrale Wärmeversorgung, eine zentrale Strom-, aber dezentrale (gebäudebezogene) Wärmeversorgung sowie eine dezentrale Strom- und dezentrale Wärmeversorgung. Während bei der zentralen Wärmeversorgung ein Wärmenetz vorhanden ist und bei der dezentralen nicht, ist ein Stromnetz immer vorhanden, allerdings findet ein Austausch von Strommengen zwischen den Gebäuden im dritten Fall nicht statt. In einem Quartier sind auch viele Mischvarianten möglich, für die grundsätzliche Beantwortung der Fragestellung ist die Untersuchung dieser drei Versorgungsstrukturen jedoch ausreichend, die im Folgenden betrachtet wurden (siehe Kapitel 3.2).
- **Definition von Indikatoren:** Die quantitative Bewertung und der Vergleich von Quartiersenergiesystemen sind nicht einfach. Wenn Klimaneutralität erreicht ist, sind der Bedarf an Primärenergie und die CO₂-Emissionen keine ausreichenden Indikatoren mehr. Dagegen spielt, neben den Kosten für das Energiesystem, der Grad an Selbstversorgung mit lokal genutzter erneuerbarer Energie eine Rolle.

Eine separate Betrachtung des Mobilitätssektors wird als nicht erforderlich angesehen. Dabei wurde davon ausgegangen, dass zur Erreichung der Klimaneutralität eine Umstellung des lokalen Verkehrs in einem Quartier auf Elektromobilität annähernd vollständig erfolgt. Der Strombedarf für die lokale Elektromobilität wurde im Stromlastprofil berücksichtigt (siehe Kapitel 5.3.3 und 5.4.3). Langstrecken-Lkw- sowie Bahn- und Flugverkehre, die vermutlich zu nennenswerten Anteilen Wasserstoff oder E-Fuels als Treibstoff nutzen werden, wurden dagegen in die Bilanzierung nicht einbezogen.

Für die genannten vier Quartierstypen und drei Versorgungsstrukturen wurden nun jeweils optimierte Energiesysteme mit dem ISE-eigenen Computermodell KomMod (Kommunales Energiesystemmodell) für das **Zieljahr 2045** berechnet (siehe Kapitel 4). Die quantitativen Vorteile der Quartiersoptimierung lassen sich daraus durch Vergleich der Ergebnisse der Versorgungsvarianten 1 und 3 (vollständig zentrale versus vollständig dezentrale Optimierung) und des Zwischenschritts der dezentralen Wärmeversorgung bei zentraler Stromversorgungsoptimierung ablesen. Die Ergebnisse sind in Kapitel 6 dargestellt und Schlussfolgerungen in Kapitel 8 abgeleitet.

3 Quartierstypen und Versorgungsstrukturen

Innerhalb dieser Kurzstudie wurden unterschiedliche Quartiere mit verschiedenen energetischen Versorgungsvarianten untersucht, die im Folgenden vorgestellt und charakterisiert werden.

3.1 Quartierstypen

Die Untersuchung des Quartiersansatzes im Vergleich zu einer Einzelgebäudeversorgung wurde an vier Beispielquartieren für das Zieljahr 2045 durchgeführt, deren Charakteristiken relevant für das Energiesystem sind. Sie bestehen aus verschiedenen Gebäudetypen und Nutzungsformen der Gebäude. Die vier Beispielquartiere sind wie folgt definiert:

- A Bestandssanierung eines urbanen Wohngebiets mit mittlerer bis hoher Energiebedarfsdichte (im Schwerpunkt Mehrfamilienhäuser)
- B Bestandssanierung eines ländlichen Wohngebiets mit geringer Energiebedarfsdichte (Ein- und Zweifamilienhäuser)
- C Bestandssanierung eines urbanen Mischquartiers mit mittlerer bis hoher Energiebedarfsdichte und der Möglichkeit zur Abwärmenutzung
- D Neubau eines urbanen Mischquartiers mit mittlerer bis hoher Energiebedarfsdichte und der Möglichkeit zur Abwärmenutzung

Jedes der Quartiere besteht aus 40 Gebäuden, wobei die Energiebedarfe der Quartiere sich aufgrund der unterschiedlichen Gebäudetypen und Nutzungsformen unterscheiden. Diese 40 Gebäude verteilen sich auf unterschiedliche Gebäudetypen und Nutzungsarten, wie im Folgenden dargestellt wird. Eine Festlegung der jeweiligen Quartiersfläche erfolgt nicht. Die Charakteristika der vier Quartiere sind in Tabelle 1 angegeben.

Quartier A ist ein urbanes Wohnquartier mit Mehrfamilienhausbebauung. Die Gebäude sind zum Teil ältere Bestandsgebäude, die bis zum Zieljahr 2045 saniert wurden. Aus der Typologie des IWU (Institut Wohnen und Umwelt, 2015) wurde beispielhaft das Typgebäude MFH_F mit einem Baualter zwischen 1969 und 1978 ausgewählt. Zudem ist das Quartier zum Teil nachverdichtet und/oder einzelne der älteren Gebäude sind abgerissen und durch neuere Gebäude ersetzt worden. Die neueren Mehrfamilienhäuser haben ein Baualter zwischen 2010 und 2015 (MFH_K). Es wird des Weiteren davon ausgegangen, dass nicht alle Gebäude auf einen Sanierungsstand vergleichbar mit KfW 40 saniert wurden, weshalb vereinfacht der Ansatz gewählt wird, dass bis 2045 die Gebäude mit Baualter 1969 bis 1978 auf den nach IWU konventionellen Sanierungsstand („konventionell“) und die Gebäude mit Baualter 2010 bis 2015 auf den zukunftsweisenden Sanierungsstand („zukunftsweisend“) saniert wurden. Eine genauere Betrachtung der spezifischen Energiebedarfe in den verschiedenen Sanierungsstufen wird in Kapitel 5.3 vorgenommen.

Quartier B ist ein ländliches Wohnquartier mit Ein- und Zweifamilienhausbebauung. Wie auch in Quartier A wird eine Mischung aus älteren sanierten Gebäuden sowie neueren Gebäuden, die im Zuge von Nachverdichtung und Ersatz errichtet wurden, angenommen. Die Baualter der Gebäude entsprechen denen von Quartier A. Die älteren Gebäude entstammen den Baualtern 1969 bis 1978,

während die neueren Gebäude in den Jahren 2010 bis 2015 errichtet wurden. Auch in Bezug auf die Sanierungstiefen wird wie in Quartier A vorgegangen, das heißt, die älteren Gebäude wurden auf den konventionellen, die neueren Gebäude auf den zukunftsweisenden Sanierungsstand saniert.

Kategorie	Quartier A	Quartier B	Quartier C	Quartier D
Lage	Urban	Ländlich	Urban	Urban
Effizienzstandard Gebäudetypen*	Bestand saniert 50 % konventionell 50 % zukunfts.	Bestand saniert 50 % konventionell 50 % zukunfts.	Bestand saniert 50 % konventionell 50 % zukunfts.	Neubau 100 % zukunfts.
Nutzungsart Quartier	Wohngebiet	Wohngebiet	Mischung: 50 % GHD + 50 % Wohnen	Mischung: 50 % GHD + 50 % Wohnen
Gebäudeanzahl	40 MFH	40 EFH/ZFH	20 MFH + 20 GHD	20 MFH + 20 GHD
Gebäudealter	100 % Nachkrieg	100 % Nachkrieg	50 % Vorkrieg + 50 % Nachkrieg	Neubau
IWU- Gebäudetyp*	20 MFH_F – k 20 MFH_K – z	20 EFH_F – k 20 EFH_K – z	10 MFH_B – k 10 MFH_K – z 10 GHD Verkaufsstätten in MFH_B – k 10 GHD Büros in MFH_K – z	20 MFH_L – z 10 GHD Verkaufsstätten in MFH_L – z 10 GHD Büros in MFH_L – z

* Die Angaben beziehen sich auf die TABULA-Charakterisierung vom (Institut Wohnen und Umwelt, 2015). Für die GHD-Gebäude werden die Kubaturen der jeweils angegebenen Wohngebäude aus TABULA genutzt.

k = konventionell saniert, z = zukunftsweisend saniert

Tabelle 1 Charakteristika der vier Beispielquartiere

Quartier C ist ein urbanes Quartier mit Mischnutzung, das typischerweise in Innenstadtlagen verortet ist. In diesem Quartier sind auch im Jahr 2045 noch Gebäude aus der Zeit von 1861 bis 1918 (MFH_B) vorhanden, die als erhaltenswert gelten und zum Teil auch unter Denkmalschutz stehen. Durch Nachverdichtung und den Ersatz einzelner Gebäude werden 50 Prozent der Gebäude dem Gebäudetyp MFH_K mit Baualter 2010 bis 2015 zugeordnet. Die Bebauungsdichte ist in diesem Quartier im Vergleich zu den anderen Quartieren als hoch einzustufen. Die gewerblich genutzten Gebäude werden hälftig auf die Nutzungsarten Büro und Verkaufsstätte aufgeteilt. Bezüglich der Sanierung wird wie in Quartier A und B vereinfacht davon ausgegangen, dass die älteren Gebäude auf den konventionellen Sanierungsstand angehoben und die Gebäude neueren Baualters auf den zukunftsweisenden Stand saniert wurden.

Quartier D ist ein Neubauquartier, das bis zum Zieljahr errichtet wurde und einem im Jahr 2045 erforderlichen Baustandard entspricht. Es handelt sich um ein urbanes Quartier mit Mischnutzung, bestehend aus Mehrfamilien-Wohngebäuden und gewerblichen Gebäuden. Die gewerbliche Nutzung besteht wie auch in Quartier C hälftig aus Büros und Verkaufsstätten. Alle Gebäude entsprechen dem

Gebäudetyp MFH_L, der für Gebäude mit Baujahr nach 2016 steht. Des Weiteren wird davon ausgegangen, dass alle Gebäude direkt nach KfW-Standard 40 errichtet wurden.

3.2 Energieversorgungsstrukturen der Quartiere

Um die Optimierung eines Energiesystems auf Quartiersebene mit der Optimierung nur auf Einzelgebäudeebene vergleichen zu können, werden die zentralen und dezentralen Versorgungsstrukturen für Wärme und Strom und zusätzlich noch die Mischform einer zentralen Strom- mit einer dezentralen Wärmeversorgung untersucht. Zum Verständnis dieses Vergleichs ist es wichtig, festzustellen, dass im Bereich der Wärme eine zentrale und eine dezentrale Versorgung durch das Vorhandensein oder Nichtvorhandensein eines Wärmenetzes physikalisch gegeben ist. Im Bereich der Stromversorgung dagegen ist ein Stromnetz immer vorhanden, das in jedem Fall den Austausch der Elektronen im Netz ermöglicht. Die Unterscheidung zwischen einer zentralen und einer dezentralen Optimierung findet somit im Stromsektor nicht auf der physikalischen, sondern auf der ökonomischen und regulativen Ebene statt, indem zum Beispiel der Solarstrom, der auf einem Gebäude erzeugt wird, auch vom Nachbargebäude verbraucht werden kann oder nicht.

Folgende drei Versorgungsvarianten werden verglichen:

1. **Zentrale Wärmeversorgung und zentrale Stromoptimierung:** Die Wärmeversorgung aller Gebäude erfolgt über ein Wärmenetz, das unterschiedliche Vorlauftemperaturen und Wärmequellen (Biomasse-KWK, Geothermie, Solarthermie, Abwärme, Wärmepumpen) aufweisen kann. Die Stromversorgung erfolgt quartiersoptimiert, sodass ein Stromaustausch zwischen allen Gebäuden möglich ist.
2. **Dezentrale Wärmeversorgung und zentrale Stromoptimierung:** Jedes Gebäude hat eine eigene, unabhängige Wärmeerzeugung (Lösungen in Abhängigkeit von den Gebäudetypen und -größen). Die Stromversorgung erfolgt quartiersoptimiert, sodass ein Stromaustausch zwischen allen Gebäuden möglich ist.
3. **Dezentrale Wärmeversorgung und dezentrale Stromoptimierung:** Die Wärmeversorgung und die Stromversorgung werden für jedes Gebäude separat optimiert, es findet kein Austausch von Wärme- oder Strommengen zwischen den Gebäuden statt.

Aufgrund der unterschiedlichen Charakteristik der drei Versorgungsstrukturen ergeben sich verschiedene mögliche Energiequellen und Versorgungstechnologien, die sich teilweise auch für die vier Quartierstypen in Tabelle 2 unterscheiden. Sie sind im Folgenden beschrieben.

Versorgungsstruktur 1: In der ersten Versorgungsvariante sind in allen Quartieren sämtliche Gebäude an ein Wärmenetz angeschlossen und werden zentral mit Wärme versorgt. In allen Quartieren stehen dafür Großwärmepumpen und Solarthermie zur Verfügung. In den Quartieren A, B und C können zusätzlich BHKWs genutzt werden, die neben Wärme auch Strom erzeugen. In den beiden urbanen Quartieren A und C werden die BHKWs mit Biogas gespeist, das aus dem Umland importiert wird, während in dem ländlichen Quartier B von der Nutzung von Holzpellets ausgegangen wird. Im ländlichen Quartier B stehen zudem auch Holzpelletkessel zur Spitzenlastabdeckung zur Verfügung. In den Quartieren C und D wird zusätzlich angenommen, dass Abwärme aus einer nahen Industrieanlage im Quartier als Wärmequelle genutzt werden kann. Die Abwärme wird mit 40 °C bereitgestellt und kann maximal 50 Prozent des Wärmebedarfs und 50 Prozent der Maximallast des Wärmebedarfs

des Netzes decken. In allen Quartieren außer Quartier D wird die Wärme über das Wärmenetz mit einer Temperatur von ganzjährig 70 °C bereitgestellt. Dies hat zwei Gründe: Zum einen soll die Trinkwarmwasserversorgung auch über das Wärmenetz erfolgen, zum anderen wird davon ausgegangen, dass nicht alle alten Gebäude auf eine Niedertemperatur-Raumheizung umgestellt werden konnten und teilweise noch Wärme auf einem Temperaturniveau von 70 °C benötigen. Daher muss die Abwärme in der Heizzentrale des Quartiers noch von einer Wärmepumpe von 40 °C auf 70 °C nacherhitzt werden. Quartier D stellt hier die Ausnahme dar. Da hier alle Gebäude einem KfW-40-Neubaustandard entsprechen, kann der Raumwärmebedarf mit einem Temperaturniveau von 40 °C gedeckt werden, eine Nacherhitzung der Abwärme ist somit nicht nötig. Dafür muss das Trinkwarmwasser dezentral in den Gebäuden noch von 40 °C auf 70 °C mit Booster-Wärmepumpen nacherwärmt werden. Den Wärmenetzen wird in allen Quartieren derselbe Anteil an energetischen Netzverlusten zugerechnet, da die differenzierte Betrachtung der Wärmenetze nicht den Schwerpunkt dieser Kurzstudie darstellt.

Der Strombedarf in den Gebäuden kann in Variante 1 zum einen mit Photovoltaik-Anlagen auf den Gebäuden und zum anderen mit Strom aus dem BHKW gedeckt werden. Auch regionaler Windstrom kann genutzt werden. Dafür wird davon ausgegangen, dass ein Power Purchase Agreement (PPA) mit den Windkraftanlagenbetreibern geschlossen wird und hierdurch für das Quartier über die Stromgestehungskosten der Windenergie hinaus zusätzlich 5 Cent/kWh an Vergütung bzw. Netzentgelten anfallen. Zusätzlich können Stromimporte den Strombedarf decken. Solar- und BHKW-Strom kann überall im Quartier ohne weitere Einschränkungen genutzt werden und es fallen keine Netzentgelte und/oder Gebühren für die Nutzung an. Die rechtliche Situation dieser Versorgungsvariante wird in Kapitel 7 diskutiert.

Versorgungsvariante 2: In der zweiten Versorgungsvariante erfolgt die Stromversorgung wie in Variante 1 quartiersoptimiert, während die Wärmeversorgung dezentral erfolgt und kein Wärmenetz im Quartier installiert ist. Zur Wärmeversorgung in den einzelnen Gebäuden können in allen Quartieren Solarthermie-Anlagen genutzt werden und in allen Quartieren außer Quartier C stehen Wärmepumpen zur Verfügung, die entweder über eine Erdsonde oder über die Außenluft mit Umweltwärme versorgt werden. Für Quartier C wird angenommen, dass Wärmepumpen aufgrund verschiedener Gründe (z. B. Platzprobleme durch die dicht bebaute Innenstadtlage, Geräuschemissionen, Vorlauftemperaturen der Heizsysteme, Vorbehalte o. Ä.) nicht dezentral eingesetzt werden können. Stattdessen ist hier der Einsatz von Mikro-KWK-Anlagen gepaart mit Heizstäben zur Spitzenlastabdeckung möglich. In Quartier B ist zudem der Einsatz von Holzkesseln eine weitere Option, da im ländlichen Gebiet von einer höheren Verfügbarkeit von Biomasse als in der Stadt ausgegangen wird. Die Temperaturniveaus der Wärmebereitstellung sind die gleichen wie in Versorgungsvariante 1.

Versorgungsvariante 3: Die dritte Versorgungsvariante entspricht bezüglich der Wärmeversorgung der Variante 2. Es findet jedoch keine quartiersoptimierte Stromversorgung im Sinne eines Austauschs von Strommengen zwischen den Gebäuden statt. Stattdessen erfolgt die Stromversorgung einzelgebäudeoptimiert. Das bedeutet, dass jedes Gebäude für den Eigenverbrauch Photovoltaik-Anlagen installieren und den Strom selbst nutzen kann, der überschüssige Solarstrom kann jedoch nicht in den anderen Gebäuden des Quartiers genutzt, sondern muss ins Stromnetz eingespeist werden. Auch eine Nutzung von regionalem Windstrom ist nicht vorgesehen, da nicht davon ausgegangen wird, dass die Eigentümerinnen und Eigentümer einzelner Gebäude PPAs mit

Windparkbetreibern abschließen werden. Der Stromimport aus dem Netz der öffentlichen Versorgung ist weiterhin für jedes Gebäude möglich.

Energieversorgung		Variante 1		Variante 2		Variante 3	
Quartierstyp		Wärme zentral Strom zentral		Wärme dezentral Strom zentral		Wärme dezentral Strom dezentral	
A	Urban Bestand Wohnen	Wärme	Groß-WP (Erdsonde), ST, Biogas-KWK Netz VLT 70 °C	Klein-WP (Erdsonde, Luft), ST	Klein-WP (Erdsonde, Luft), ST		
		Strom	PV lokal, Biogas-KWK lokal, Wind regional, Stromimport	PV lokal, Wind regional, Stromimport	PV lokal, Stromimport		
B	Ländlich Bestand Wohnen	Wärme	Groß-WP (Erdsonde), ST, Holz-KWK, Holzspitzenlastkessel Netz VLT 70 °C	Klein-WP (Erdsonde, Luft), ST, Holzkessel	Klein-WP (Erdsonde, Luft), ST, Holzkessel		
		Strom	PV lokal, Holz-KWK lokal, Wind regional, Stromimport	PV lokal, Wind regional, Stromimport	PV lokal, Stromimport		
C	Urban Bestand Mischung	Wärme	Abwärme 40 °C (inkl. Müll), Groß-WP (Erdsonde, Abwärme von 40 °C auf 70 °C), ST, Biogas-KWK, Heizstäbe Netz VLT 70 °C	Biogas-Mikro-KWK, ST, Heizstäbe	Biogas-Mikro-KWK, ST, Heizstäbe		
		Strom	PV lokal, Biogas-KWK lokal, Wind regional, Stromimport	PV lokal, Wind regional, Stromimport	PV lokal, Stromimport		
D	Urban Neubau Mischung	Wärme	Abwärme 40 °C (inkl. Müll), Groß-WP (Erdsonde, auf 40 °C), Booster-WP (von 40 °C auf 70 °C), ST Netz VLT 40 °C, TWW dezentral auf 70 °C	Klein-WP (Erdsonde, Luft), ST	Klein-WP (Erdsonde, Luft), ST		
		Strom	PV lokal, Wind regional, Stromimport	PV lokal, Wind regional, Stromimport	PV lokal, Stromimport		

WP = Wärmepumpe, PV = Photovoltaik, ST = Solarthermie, KWK = Kraft-Wärme-Kopplung, VLT = Vorlauftemperatur, TWW = Trinkwarmwasser

Tabelle 2 Übersicht über die möglichen Energiequellen und Versorgungstechnologien für die drei Energieversorgungsvarianten und die vier Quartierstypen

4 Energiesystemmodellierung mit KomMod

Das kommunale Energiesystemmodell KomMod dient als Computermodell zur Berechnung optimierter Zielenergiesysteme von Kommunen und Quartieren. Dazu bildet es das Energiesystem mit den Bedarfssektoren Strom, Wärme, Kälte und Verkehr eines Stadtteils, einer Kommune, einer Region oder einer Liegenschaft für ein beliebiges Zieljahr als mathematisches Gleichungssystem ab. Das Programm optimiert simultan die Struktur und den Betrieb des Energieversorgungssystems nach der Zielgröße minimale Gesamtkosten, minimale Emissionen oder maximale Energieautonomie. Dazu werden der im Zieljahr erwartete Energiebedarf sowie die verfügbaren Potenziale an erneuerbaren Energien und die Verfügbarkeit weiterer Energieträger vorgegeben. Als weitere Eingangsdaten fließen die möglichen Versorgungstechnologien mit ihren technischen und ökonomischen Parametern ein, da KomMod als techno-ökonomisches Bottom-up-Modell konzipiert ist.

Der methodische Kern des Modells besteht in der Abbildung und simultanen Berücksichtigung möglichst aller innerhalb des Energiesystems zwischen den einzelnen Komponenten auftretenden Wechselwirkungen für jede betrachtete Zeiteinheit. Dies betrifft beispielsweise die Wechselwirkungen zwischen dem Strom- und dem Wärmesektor durch Kraft-Wärme-Kopplung oder durch elektrische Wärmepumpen. Die Berechnungen werden zeitlich hochaufgelöst ausgeführt, um die Dynamik des Energiesystems angemessen zu berücksichtigen. Üblicherweise werden die Optimierungsrechnungen für das Zieljahr in Stundenauflösung durchgeführt, sprich: die Energiebilanzen für 8.760 Stunden simultan optimiert. Abbildung 2 zeigt das generische Schema des Quartiersenergiesystems mit allen energetischen Verknüpfungen, die in KomMod abgebildet sind. In der Modellierung werden die verfügbaren Komponenten mit ihren spezifischen Eigenschaften berücksichtigt.

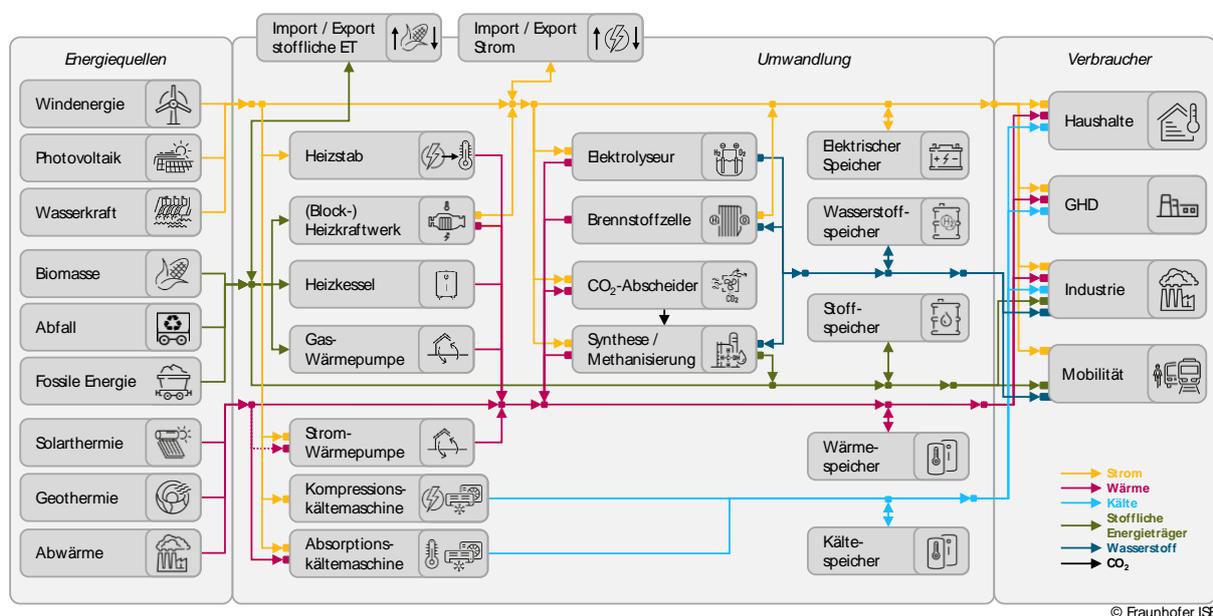


Abbildung 2 Generisches Schema des Energiesystems eines klimaneutralen Quartiers mit allen möglichen Energieflüssen zwischen den Komponenten als Grundlage der KomMod-Modellierung. Quelle: Fraunhofer ISE

Als Ergebnis der Optimierungsrechnungen liefert KomMod ein Energiesystemdesign mit zu installierenden Leistungen von Erzeugungs- und Wandlungsanlagen sowie Speichern. Weiter werden die Betriebsweise des Energiesystems und dafür die maximal auftretenden Energieflüsse und die jährlichen Energiemengen, die pro Komponente erzeugt, gewandelt oder gespeichert werden, optimiert. Weitere Ergebnisse sind Volllaststundenzahlen pro Anlage, teilweise Anlagenstandorte und Flächenbedarf sowie Kosten und Kohlendioxidemissionen für jeden Anlagentyp und für das Gesamtsystem. Auch der Import und Export von verschiedenen Energieträgern wird in Bezug auf die Leistung und die Energiemengen erfasst. Für alle Energieflüsse können Zeitreihen ausgegeben werden.

Ein Parametersatz, der die Eingangsdaten als Randbedingungen der Modellierung zusammenfasst, definiert ein sogenanntes Szenario. Um verschiedene Aspekte des Energiesystems oder die Auswirkungen veränderter Randbedingungen zu untersuchen, werden die Eingangsdaten gezielt variiert und damit mehrere Szenarien konfiguriert und Berechnungsläufe durchgeführt. Der Vergleich der Berechnungsergebnisse ermöglicht die Durchführung von Sensitivitätsanalysen.

5 Eingangsdaten und Randbedingungen der Szenarien

Dieses Kapitel stellt sämtliche Eingangsdaten der Kurzstudie und die Methodiken zur Berechnung bzw. Erzeugung einzelner Daten dar.

5.1 Demografie, Gebäudebelegung und Quartierszusammensetzung

Eine wichtige Grundlage der Untersuchungen bilden der für das Zieljahr 2045 angesetzte Bevölkerungsstand und die Gebäudebelegung der betrachteten Gebäudetypen (siehe Kapitel 3.1), um die Energiebedarfe der Quartiere zu bestimmen. Für den Bevölkerungsstand Deutschlands im Jahr 2045, der für die Berechnung des Elektromobilitätsbedarfs genutzt wird (siehe Kapitel 5.3.3), wird das Szenario „BEV-VARIANTE-02“ aus (Statistisches Bundesamt (Destatis), 2021) gewählt.

Für die Berechnung der Gebäudebelegungen der untersuchten Typgebäude im Zieljahr wird angenommen, dass sie sich mit den heutigen Belegungen decken. Zur Berechnung der heutigen Gebäudebelegungen der untersuchten Gebäude werden Daten aus (Institut Wohnen und Umwelt, 2015) und (Statistisches Bundesamt, 2011) genutzt und miteinander verrechnet. Somit wird zuerst eine durchschnittliche Anzahl an Wohnungen je Gebäude hergeleitet, um im Anschluss die Anzahl an Personen je Gebäude zu bestimmen. Hierbei wird nicht anhand des Sanierungsstands der untersuchten Gebäude unterschieden, jedoch wird zwischen Einfamilienhaus (EFH) und Mehrfamilienhaus (MFH) differenziert. Tabelle 3 stellt die Informationen über die Gebäudebelegung der untersuchten Gebäudetypen dar. Da die innerhalb der Studie untersuchten Quartiere keine realen Quartiere repräsentieren, sondern als Referenzen dienen sollen, wird darauf verzichtet, ungerade Anzahlen an Wohnungen je Gebäude, Personen je Wohnung oder Personen je Gebäude zu runden.

Gebäudetyp	Anzahl Gebäude in Deutschland	Anzahl Wohnungen in Deutschland	Durchschnittliche Anzahl Wohnungen je Gebäude	Durchschnittliche Anzahl Personen je Wohnung	Personen je Gebäude
EFH_F	1.507.000 ^I	1.915.000 ^I	1,27	2,52 ^{IV}	3,20
EFH_K	1.498.098 ^{II}	1.498.098 ^{II}	1,00	2,52 ^{IV}	2,52
MFH_B	442.000 ^I	2.177.000 ^I	4,93	1,71 ^V	8,42
MFH_F	412.000 ^I	2.313.000 ^I	5,61	1,71 ^V	9,60
MFH_K	157.862 ^{III}	856.009 ^{III}	5,42	1,71 ^V	9,27
MFH_L	157.862 ^{III}	856.009 ^{III}	5,42	1,71 ^V	9,27

^I Quelle: (Institut Wohnen und Umwelt, 2015) für 2009; ^{II} errechnet aus (Statistisches Bundesamt, 2011) aus Differenz 31.12.2020 zu 31.12.2009 für Wohngebäude mit 1 Wohnung; ^{III} errechnet aus (Statistisches Bundesamt, 2011) aus Differenz 31.12.2020 zu 31.12.2009 für Wohngebäude mit mindestens 3 Wohnungen; ^{IV} errechnet aus (Statistisches Bundesamt, 2011) für Gebäude mit 1 Wohnung; ^V errechnet aus (Statistisches Bundesamt, 2011) für Gebäude mit 3 bis 6 Wohnungen

Tabelle 3 Gebäudebelegung der unterschiedlichen Gebäudetypen

In Tabelle 4 wird eine Übersicht über die Anzahl der Gebäude im Quartier, die Energiebezugsflächen, die Dachflächen und die Bewohnerinnen und Bewohner je Gebäudetyp gegeben. Es wird deutlich, dass die verschiedenen Wohngebäudetypen unterschiedlich viel Wohnraum pro Person bieten, was sich aus der in Tabelle 3 dargestellten errechneten und angenommenen Gebäudebelegung ergibt.

Quartier	Gebäudetyp	Energiebezugsfläche je Gebäude nach (Institut Wohnen und Umwelt, 2015) [m ²]	Energiebezugsfläche im Quartier [m ²]	Dachfläche je Gebäude nach (Institut Wohnen und Umwelt, 2015) [m ²]	Dachfläche im Quartier [m ²]	Anzahl der Bewohnerinnen und Bewohner je Gebäude
A	MFH_F	426,01	32.000,20	216,70	10.755,00	9,60
	MFH_K	1.219,00		321,05		9,27
B	EFH_F	157,50	6.358,00	183,13	6.300,60	3,20
	EFH_K	160,40		131,90		2,52
C	MFH_B	284,00	30.060,00	102,80	8.477,00	8,42
	MFH_K	1.219,00		321,05		9,27
	GHD Verkaufsstätten in MFH_B	284,00		102,80		-
	GHD Büros in MFH_K	1.219,00		321,05		-
D	MFH_L	1.219,00	48.760,00	321,05	12.842,00	9,27
	GHD Verkaufsstätten in MFH_L	1.219,00		321,05		-
	GHD Büros in MFH_L	1.219,00		321,05		-

Tabelle 4 Übersicht über die Gebäude in den vier Quartieren mit den Energiebezugsflächen, den Dachflächen und der Anzahl der Bewohnerinnen und Bewohner

5.2 Klimadaten

Um die Vergleichbarkeit der Ergebnisse zu gewährleisten, werden alle Berechnungen für den Standort Potsdam durchgeführt. Die Klimadaten vom Standort Potsdam wurden vom Deutschen Wetterdienst (DWD) bezogen, wobei es sich beim verwendeten Test Reference Year (TRY) um synthetische Klimadaten handelt (Bundesamt für Bauwesen und Raumordnung (BBR), Deutscher Wetterdienst (DWD),

2017), die in einem Raster vom 1 x 1 km² für ganz Deutschland bereitgestellt werden. Neben Daten, die das aktuelle Klima widerspiegeln, stehen auch zukünftige Klimadaten zur Verfügung, die für den Zeitraum 2031 bis 2060 verwendet werden können und Veränderungen durch den Klimawandel beinhalten. Da in dieser Studie Szenarien für das Jahr 2045 berechnet werden, werden die TRY-Daten für die Jahre 2031 bis 2060 verwendet. Als Bezugspunkt wird die 1 x 1 km² Kachel mit den Koordinaten 52,3651 ° N und 13,0936 ° O (World Geodetic System 1984) gewählt. Die mittlere jährliche Temperatur liegt bei 10,95 °C mit einer Schwankung von -8,3 °C bis +31,9 °C. Die jährliche solare Einstrahlung auf eine horizontale Fläche beträgt 1.071 kWh/(m²-a) und die mittlere Windgeschwindigkeit in 10 m Höhe 3,3 m/s.

5.3 Jahresenergiebedarfe

In diesem Kapitel wird beschrieben, mit welchen Methoden die Jahresenergiebedarfe aller Typgebäude für Strom, Raumwärme und Warmwasser bestimmt werden.

5.3.1 Strombedarf Haushalte

Jährliche Strombedarfe sind in Haushalten am stärksten mit der Anzahl der Bewohnerinnen und Bewohner der Wohnungen in einem Gebäude korreliert, weshalb der jährliche Strombedarf jedes Gebäudetyps über diesen Parameter festgelegt wird. Wie in Kapitel 5.1 dargestellt, wird mittels Daten von (Statistisches Bundesamt, 2011) nachvollzogen, wie viele Personen durchschnittlich in einem Haushalt wohnen. Die Ermittlung erfolgt getrennt für Ein-/Zweifamilien- und Mehrfamilienhäuser (EFH, ZFH, MFH). Über die TABULA-Daten des IWU (Institut Wohnen und Umwelt, 2015) wird ermittelt, wie viele Wohnungen in jedem der Typgebäude im Durchschnitt vorhanden sind. In (co2online gemeinnützige GmbH, 2019) wird in Abhängigkeit von der Bewohnerzahl angegeben, wie viel Strom in Haushalten in Deutschland im Jahr 2019 verbraucht wurde. Diese heutigen Stromverbräuche werden als Orientierung zur Bestimmung der Strombedarfe im Zieljahr genutzt. Um Effizienzgewinnen Rechnung zu tragen, aber gleichzeitig steigende Strombedarfe aufgrund von Komfortsteigerung und neuen elektrischen Verbrauchern zu berücksichtigen, werden Werte aus den effizienteren Klassen des Stromspiegels (co2online gemeinnützige GmbH, 2019) für das Zieljahr 2045 angesetzt. Für die berücksichtigten EFH ergibt sich somit ein jährlicher Strombedarf von 2.758 kWh/a je Wohnung und für MFH von 1.426 kWh/a je Wohnung. Mit dem Stromverbrauch je Wohnung und der Anzahl der Wohnungen je Gebäude kann dann der Stromverbrauch je Typgebäude berechnet werden. Die Eingangsdaten und die berechneten Strombedarfe sind in Tabelle 5 dargestellt. Mittels der in TABULA (Institut Wohnen und Umwelt, 2015) angegebenen Energiebezugsflächen lässt sich der spezifische Strombedarf der Gebäudetypen bestimmen. Hierbei ergibt sich ein heterogenes Bild, das durch die unterschiedlich große Wohnfläche pro Person in den verschiedenen Gebäudetypen hervorgerufen wird.

Gebäudetyp	Wohnungen je Gebäude	Personen je Gebäude	Strombedarf je Wohnung [kWh/a]	Strombedarf je Gebäude [kWh/a]	Spezifische Strombedarf [kWh/(m ² ·a)]
EFH_F	1,27	3,20	2.758	3.504	22,25
EFH_K	1,00	2,52	2.758	2.758	17,19
MFH_B	4,93	8,42	1.426	7.023	24,73
MFH_F	5,61	9,60	1.426	8.005	18,79
MFH_K	5,42	9,27	1.426	7.732	6,34
MFH_L	5,42	9,27	1.426	7.732	6,34

Tabelle 5 Berechnung des Strombedarfs je Gebäude für alle Typgebäuden mit Wohnnutzung aus den Szenarien

5.3.2 Strombedarf Gewerbe, Handel und Dienstleistungen

Energieverbräuche für Unternehmen aus dem Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) können sich sehr stark unterscheiden. Als Grundlage für diese Studie wurden spezifische Stromverbräuche für Gebäude mit Büronutzung sowie für Verkaufsstätten aus zwei Studien ausgewertet. Die ermittelten Stromverbräuche und die in dieser Studie genutzten (Mittel-) Werte sind in Tabelle 6 dargestellt. Hierbei wird deutlich, dass die verwendeten GHD-Typen signifikant höhere spezifische Strombedarfe als die Wohngebäude aufweisen (vgl. Tabelle 5 und Tabelle 6).

Branche	Spezifischer Stromverbrauch aus (IB Cornelsen Hamburg, 2021) [kWh/(m ² ·a)]	Spezifischer Stromverbrauch aus (Bayer et al., 2011) [kWh/(m ² ·a)]	Spezifischer Stromverbrauch gemittelt, heute [kWh/(m ² ·a)]
Büros	55	60 – 150	88
Verkaufsstätten/Handel Non Food und Food	270	–	270

Tabelle 6 Spezifische heutige Stromverbräuche der Gewerbetypen Büro und Verkaufsstätte

Zur Abbildung der Kubaturen der GHD-Gebäude werden die Kubaturen der Wohngebäude der TABULA-Typologie (Institut Wohnen und Umwelt, 2015) genutzt und die verwendeten Typwohngebäude im Folgenden mit angegeben. Bis zum Jahr 2045 kann von einem Rückgang des spezifischen Stromverbrauchs ausgegangen werden. Für den Gesamtstromverbrauch des GHD-Sektors wird vom Jahr 2020 bis zum Jahr 2045 ein Rückgang um 25,5 Prozent prognostiziert, der mangels anderer Kenntnisse für alle Typen angenommen wurde (Deutsche Energie Agentur GmbH (dena), 2021a, 2021b). Der spezifische Stromverbrauch wird mit der Energiebezugsfläche der Typgebäude (aus TABULA (Institut Wohnen und Umwelt, 2015)) multipliziert, um den absoluten

Jahresstromverbrauch zu erhalten. Der berechnete Jahresstromverbrauch der GHD-Typgebäude für das Jahr 2045 ist in Tabelle 7 dargestellt.

	Spezifischer Strombedarf 2045 [kWh/(m ² ·a)]	Bezugsfläche [m ²]	Strombedarf je Gebäude 2045 [MWh/a]
GHD Verkaufsstätten in MFH_B – k *	201,09	284	57,11
GHD Büros in MFH_K – z *	65,54	1.219	79,89
GHD Verkaufsstätten in MFH_L – z *	201,09	1.219	245,12
GHD Büros in MFH_L – z *	65,54	1.219	79,89

* Kubatur anhand der jeweiligen Wohngebäude in (Institut Wohnen und Umwelt, 2015)

k = konventionell saniert, z = zukunftsweisend saniert

Tabelle 7 Spezifische und absolute Stromverbräuche der GHD-Typgebäude im Jahr 2045

5.3.3 Elektromobilität

Die Berechnung des Energiebedarfs der Mobilität im Zieljahr 2045 unterliegt vielen Unsicherheiten, da er von den Mobilitätsarten, den betrachteten Antriebsarten, dem angenommenen Mobilitätsverhalten, der Anzahl der Fahrzeuge und dem Energieverbrauch je zurückgelegter Strecke abhängt, für die nur Annahmen getroffen werden können. Es werden ausschließlich die im Quartier beheimateten privaten und gewerblich genutzten Pkws berücksichtigt und davon ausgegangen, dass diese zu 100 Prozent aus Elektrofahrzeugen bestehen, sodass die Ladeleistungen dieser Fahrzeuge dem Quartier zugerechnet werden. Es wird angenommen, dass die Jahresfahrleistungen im Zieljahr den heutigen Werten von 12.300 km/(Pkw·a) im Privatgebrauch und 24.500 km/(Pkw·a) in der gewerblichen Nutzung entsprechen (Bundesamt für Straßenwesen, 2017). Gemäß der Ariadne-Studie wird ein Pkw-Bestand (für Personen- und Wirtschaftsverkehr) in Deutschland für 2045 von 36.010.000 (Luderer et al., 2021) vorausgesetzt. Er wird zusammen mit der zu den Annahmen der Ariadne-Studie passenden Bevölkerungsprognose für Deutschland im Jahr 2045 von 81.580.000 im Szenario „BEV-VARIANTE-02“ (Statistisches Bundesamt (Destatis), 2021) genutzt, um den Pkw-Bestand pro Kopf von etwa 0,44 Pkw/Einwohner zu berechnen. Mittels der Anzahl der Einwohner je Quartier (siehe Kapitel 5.1), der Zahl der Pkw pro Einwohner und der Jahresfahrleistung je Pkw ergibt sich die Jahresfahrleistung an Privatfahrten je Quartier. Für den GHD-Bereich wird vereinfachend angenommen, dass der Bestand gewerblich genutzter Fahrzeuge pro Gebäude dem des Wohngebäudes der jeweils gleich angenommenen Kubatur entspricht. Mittels dieser Annahme ergibt sich die Anzahl der wirtschaftlich genutzten Pkw je Quartier und mittels der Jahresfahrleistungen pro Pkw ergeben sich die Jahresfahrleistungen je Quartier im GHD-Bereich. Um aus den gesamten Jahresfahrleistungen der jeweiligen Quartiere den Jahresstrombedarf für die Mobilität zu berechnen, wird ein durchschnittlicher Stromverbrauch von 15 kWh/100 km angenommen. Die wichtigsten Eingangsdaten zu den Energiebedarfen für die berücksichtigte Mobilität der Quartiere sind in Tabelle 8 dargestellt.

Quartier	Gebäudetyp	Jahresfahrleistung je Gebäudetyp im Quartier [1.000 km/a]	Strombedarf Pkw je Gebäudetyp im Quartier [MWh/a]	Strombedarf Elektromobilität im Quartier [MWh/a]
A	MFH_F	1.042,37	156,36	307,38
	MFH_K	1.006,81	151,02	
B	EFH_F	347,10	52,07	93,04
	EFH_K	273,15	40,97	
C	MFH_B	457,25	68,59	431,12
	MFH_K	503,40	75,51	
	GHD Verkaufsstätten in MFH_B	910,78	136,62	
	GHD Büros in MFH_K	1.002,71	150,41	
D	MFH_L	1.006,81	151,02	451,83
	GHD Verkaufsstätten in MFH_L	1.002,71	150,41	
	GHD Büro in MFH_L	1.002,71	150,41	

Tabelle 8 Wichtigste Parameter für den mobilitätsbezogenen Energiebedarf der Quartiere im Zieljahr

5.3.4 Heizwärmebedarf Wohngebäude

Der spezifische Heizwärmeverbrauch für die Wohngebäude kann aus der IWU-Typologie für den jeweiligen festgelegten Sanierungszustand entnommen werden (siehe auch Kapitel 3.1) und auch die Bezugsflächen für den Heizwärmeverbrauch sind für jedes Typgebäude bekannt (Institut Wohnen und Umwelt, 2015). Die IWU-Typologie stellt sowohl den Heizwärmebedarf, also den berechneten Wert, als auch den Verbrauchswert von vermessenen Gebäuden bereit. Eine Auswertung durch das IWU hat ergeben, dass die berechneten Bedarfe bei alten, schlecht gedämmten Gebäuden den Verbrauch zumeist übersteigen, während es sich bei neuen, gut gedämmten Gebäuden entgegengesetzt verhält. In dieser Studie werden (außer für MFH_L) die Verbrauchswerte verwendet, um möglichst reale Verhältnisse abzubilden. Die heutigen spezifischen Heizwärmeverbräuche sind in Tabelle 9 dargestellt.

Die Heizwärmebedarfe für das Zieljahr 2045 in der jeweiligen Sanierungsstufe konventionell (k) und zukunftsweisend (z) sind in Tabelle 10 dargestellt. Es wird angenommen, dass bis zum Zieljahr der ältere Gebäudetyp in den Bestandsquartieren jeweils auf den konventionellen Sanierungsstand saniert wurde. Die jeweils neueren Typgebäude in den Bestandsquartieren wurden auf den

zukunftsweisenden Sanierungsstand saniert, der auch bei den Neubauten in Quartier D realisiert wurde. Die zukunftsweisende Sanierung bzw. der Neubau entsprechen dabei KfW 40. Die Wärmebedarfe der konventionellen Sanierung liegen bei 61,2 bis 64,8 Prozent der heutigen Wärmebedarfe, während die Wärmebedarfe der zukunftsweisenden Sanierung zwischen 21,3 und 27 Prozent liegen.

Verbräuche heute	Quartier A [kWh/(m ² ·a)]	Quartier B [kWh/(m ² ·a)]	Quartier C [kWh/(m ² ·a)]	Quartier D [kWh/(m ² ·a)]
EFH_F – heute		153,41		
EFH_K – heute		94,28		
MFH_B – heute			144,61	
MFH_F – heute	131,34			
MFH_K – heute	77,50		77,50	
MFH_L – heute				77,50

Tabelle 9 Heutige spezifische Heizwärmeverbräuche aller Typgebäude mit Wohnnutzung nach (Institut Wohnen und Umwelt, 2015)

Bedarfe 2045	Quartier A [kWh/(m ² ·a)]	Quartier B [kWh/(m ² ·a)]	Quartier C [kWh/(m ² ·a)]	Quartier D [kWh/(m ² ·a)]
EFH_F – k		99,39		
EFH_K – z		25,52		
MFH_B – k			88,55	
MFH_F – k	81,36			
MFH_K – z	16,48		16,48	
MFH_L – z				16,48

Tabelle 10 Spezifische Heizwärmebedarfe aller Typgebäude mit Wohnnutzung für das Jahr 2045 in den genutzten Sanierungsvarianten konventionell (k) und zukunftsweisend (z) nach (Institut Wohnen und Umwelt, 2015)

5.3.5 Wärmebedarf Trinkwassererwärmung Wohngebäude

Wie auch der spezifische Heizwärmebedarf kann der spezifische Wärmebedarf zur Trinkwassererwärmung für jedes Typgebäude mit Wohnnutzung in jeder Sanierungsstufe aus der IWU-Typologie entnommen werden. Die heutigen Bedarfe für die Typgebäude sind in Tabelle 11 aufgelistet. Die Werte für die Energiebedarfe zur Trinkwassererwärmung im Jahr 2045 sind in Tabelle 12 dargestellt.

Verbräuche heute	Quartier A [kWh/(m ² ·a)]	Quartier B [kWh/(m ² ·a)]	Quartier C [kWh/(m ² ·a)]	Quartier D [kWh/(m ² ·a)]
EFH_F – heute		7,55		
EFH_K – heute		11,65		
MFH_B – heute			12,13	
MFH_F – heute	12,85			
MFH_K – heute	16,06		16,06	
MFH_L – heute				16,06

Tabelle 11 Heutige Trinkwarmwasserverbräuche pro m² Wohnfläche nach (Institut Wohnen und Umwelt, 2015)

Bedarfe 2045	Quartier A [kWh/(m ² ·a)]	Quartier B [kWh/(m ² ·a)]	Quartier C [kWh/(m ² ·a)]	Quartier D [kWh/(m ² ·a)]
EFH_F – k		10,43		
EFH_K – z		11,65		
MFH_B – k			16,05	
MFH_F – k	16,26			
MFH_K – z	16,06		16,06	
MFH_L – z				16,06

Tabelle 12 Trinkwarmwasserbedarfe pro m² Wohnfläche prognostiziert für das Jahr 2045 in Anlehnung an (Institut Wohnen und Umwelt, 2015)

5.3.6 Wärmebedarf in Gewerbe, Handel und Dienstleistungen

Zur Abschätzung der spezifischen Wärmebedarfe für die beiden GHD-Typen Büro und Verkaufsstätte wurden drei Studien ausgewertet und es wurde ein Mittelwert berechnet. Die Werte sind in Tabelle 13 dargestellt.

Die zukünftigen Verbrauchswerte im Jahr 2045 wurden berechnet unter der Annahme, dass die erwartete Reduktion des Wärmebedarfs um 30,5 Prozent für den gesamten GHD-Sektor zwischen den Jahren 2020 und 2045 auch auf die beiden GHD-Typen zutrifft (Deutsche Energie Agentur GmbH (dena), 2021a, 2021b). Durch diese Bedarfsreduktion ergeben sich die für 2045 angesetzten spezifischen Wärmebedarfe der GHD-Typen (siehe Tabelle 13). Vereinfachend wird im Rahmen dieser Kurzstudie angenommen, dass diese spezifischen Wärmebedarfe für alle GHD-Gebäude desselben GHD-Typs gleich sind und keine Unterscheidung nach Baualterklasse des jeweiligen GHD-Gebäudes erfolgt. Hierdurch weisen sowohl Bestandsgebäude als auch Neubauten desselben GHD-Typs dieselben spezifischen Wärmebedarfe auf.

Spezifische Wärmeverbräuche und -bedarfe	Nach (Henger et al., 2016) [kWh/(m ² ·a)]	Nach (IB Cornelsen Hamburg, 2021) [kWh/(m ² ·a)]	Nach (Bayer et al., 2011) [kWh/(m ² ·a)]	In dieser Studie verwendete Werte für heute [kWh/(m ² ·a)]	Bedarfe für 2045 [kWh/(m ² ·a)]
Büros	132,6	135,0	150–190	151,90	104,32
Verkaufsstätten/ Handel Non Food und Food		150,0		150,00	105,64

Tabelle 13 Heutige spezifische Wärmeverbräuche und zukünftige (2045) Wärmebedarfe pro m² Nutzfläche für die GHD-Typen Büro und Verkaufsstätte

5.3.7 Wärmenetze und Netzverluste

Die betrachtete Energieversorgungsvariante 1 (siehe Kapitel 3.2) zeichnet sich durch die zentrale Wärmebereitstellung mittels eines Wärmenetzes aus. Dabei wurden allgemeine Annahmen zu den energetischen und techno-ökonomischen Eigenschaften der Wärmenetze getroffen. Die Betrachtung von spezifischen Parametern wie Rohrnennweiten, Trassenmetern etc. war im Rahmen der Studie nicht möglich und in Bezug auf die pauschale Fragestellung nicht zielführend. Auch aus Gründen der Vergleichbarkeit wurde angenommen, dass die Wärmenetze in allen Quartieren dieselben Eigenschaften und dieselbe Trassenlänge von durchschnittlich 57 Trassenmetern je Hausanschluss (Pfnür et al., 2016) aufweisen. Des Weiteren wurden dieselben mittleren Netzverluste von 13 Prozent angesetzt, die dem heutigen deutschlandweiten Durchschnitt entsprechen (Pfnür et al., 2016). Hierdurch erhöht sich der Wärmebedarf der Quartiere in Versorgungsvariante 1 entsprechend. Zusätzlich gleichen sich die Kosten der Wärmenetze in allen vier Quartieren (siehe Kapitel 5.6).

5.4 Lastprofile der Energiebedarfe

Lastprofile werden für alle Energiearten in stündlicher Auflösung über ein gesamtes Jahr (8.760 Stunden) für das Zieljahr zur Durchführung der Modellierung benötigt. Die Jahresbedarfswerte unterscheiden sich zwischen der Variante 1 (Quartiersbetrachtung), Variante 2 (gemischte Betrachtung) und Variante 3 (Betrachtung Einzelgebäude) nicht. Die Lastprofile dagegen unterscheiden sich in den verschiedenen Varianten, da die Nachfrage nach Energie in unterschiedlichen Haushalten und Gebäuden nicht genau zur selben Zeit erfolgt und damit in der Quartiersbetrachtung eine Glättung des Nachfrageprofils auftritt. Deshalb wurden für fast alle Energiearten und Aggregationsstufen verschiedene Lastprofile genutzt, je nachdem ob die Gesamtquartiersversorgung oder die Einzelgebäudeversorgung im jeweiligen Szenario untersucht wird. Die Wahl der Lastprofile ist wichtig für die Ergebnisse der Studie, da mit Photovoltaik und Windenergie zwei fluktuierende erneuerbare Stromerzeugungsquellen zur Verfügung stehen (siehe Kapitel 3.2) und die Definition der Lastprofile die Simultanität von fluktuierender erneuerbarer Stromerzeugung und Energiebedarfen direkt beeinflusst.

5.4.1 Stromlastprofil Quartier

In den Versorgungsvarianten, in denen Strom zwischen allen Gebäuden ausgetaucht werden kann (Variante 1 und 2), wurden die Standardlastprofile des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. für Haushaltskunden und für verschiedene Typen des GHD-Sektors genutzt (Meier et al., 1999; Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (BDEW), 2017). Das Standardlastprofil Strom stellt die typische Stromnachfrage mit einer Unterscheidung nach Jahreszeiten und Wochentagen in 15-Minuten-Schritten dar. Es gilt jedoch erst ab einer gewissen Anzahl an Haushalten und Gebäuden, da es entwickelt wurde, um den Stromversorgern eine Vorhersage des Strombedarfs in ihren Versorgungsgebieten zu ermöglichen. In allen Quartieren stehen 40 Gebäude mit einer für die Nutzung von Standardlastprofilen als ausreichend bewerteten Anzahl an Haushalten. In Quartier B befinden sich die wenigsten Haushalte, da ausschließlich Ein- und Zweifamilienhäuser errichtet sind. Insgesamt befinden sich in Quartier B gerundet 45 Wohnungen. Dies wird als ausreichend für die Nutzung des Standardlastprofils bewertet.

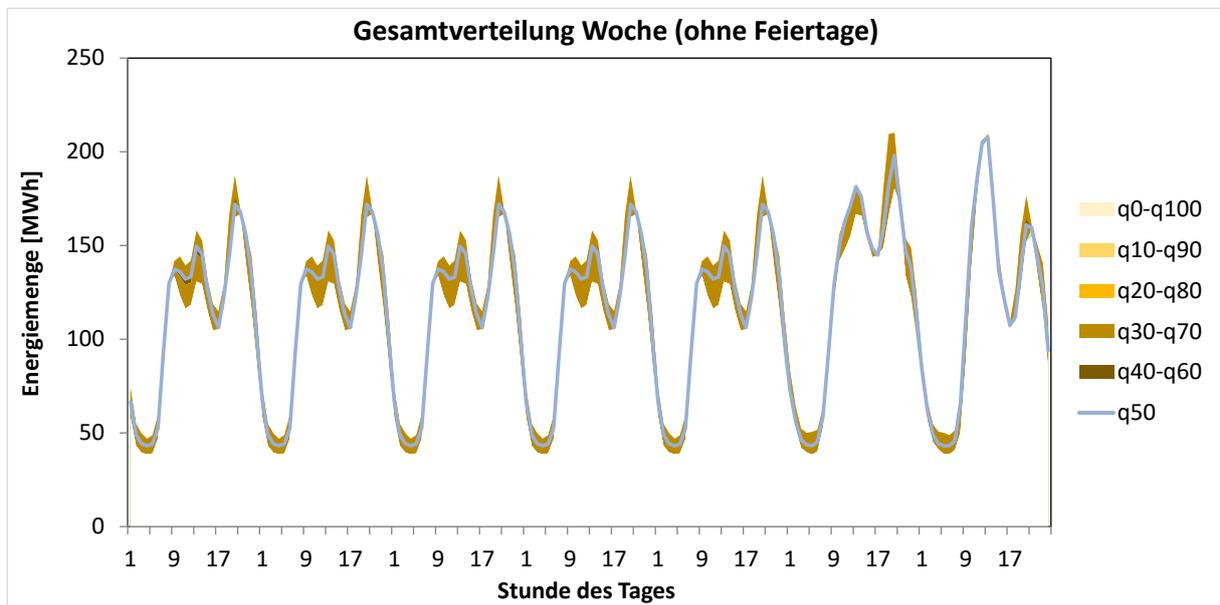


Abbildung 3 Standardlastprofil Strom für Haushalte einer Woche in 15-Minuten-Auflösung¹

Für das Gesamtquartier (Variante 1 und 2) wurde das in Abbildung 3 dargestellte Standardlastprofil Strom für Haushalte (H0) verwendet. Dargestellt ist eine Woche ohne Feiertage mit dem Median sowie den unterschiedlichen Quantilen über den Betrachtungszeitraum eines Jahres. Die Bürogebäude nutzen das Profil G1 (siehe Abbildung 4), Verkaufsstätten hingegen G4 (siehe Abbildung 5), die in den Abbildungen mit ihrer Gesamtverteilung über einen Tag für den Betrachtungszeitraum eines Jahres dargestellt sind. Für die Einzelgebäude wurden Einzellastprofile verwendet (siehe Kapitel 5.4.2).

¹ Mit q sind die jeweiligen Quantile der Verteilung gemeint. Sie beschreiben Intervallgrenzen für die aufsteigend sortierten Werte der Gesamtmenge. q0–q100 umfasst die Gesamtmenge aller Wochenwerte, q0–q10 würde beispielsweise das Intervall der niedrigsten 10 Prozent aller Werte beschreiben. Das Intervall q40–q60 umfasst 20 Prozent der Gesamtmenge aller Werte. q50 bezeichnet den Median. In der Abbildung zeigt sich, dass die Werte im Wochenverlauf nur geringfügig um den Median schwanken.

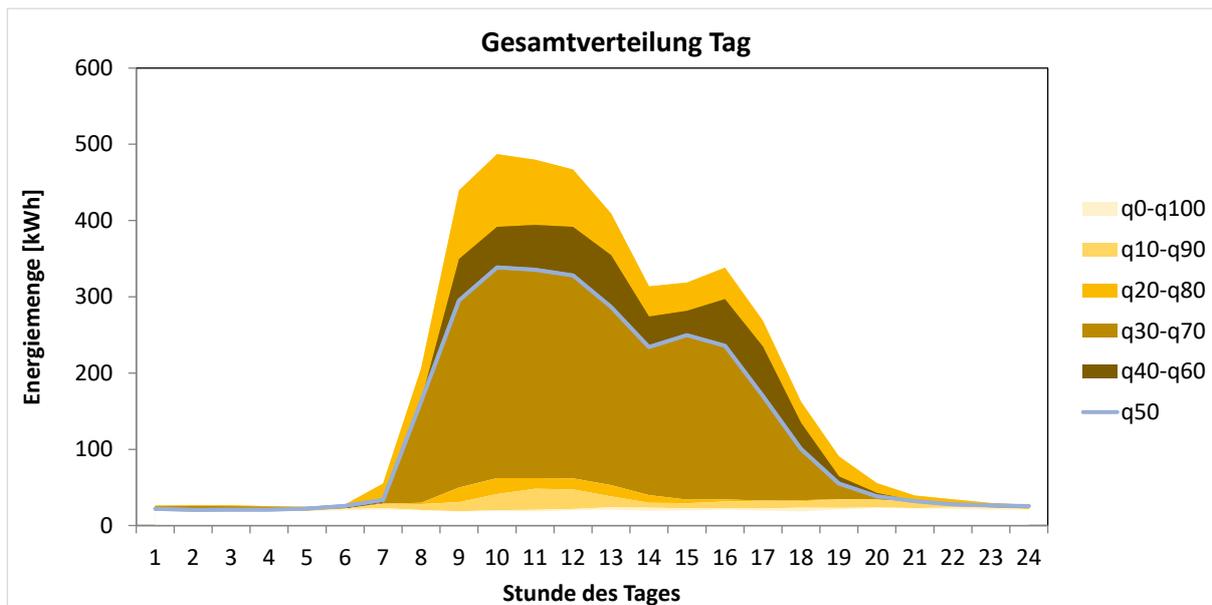


Abbildung 4 Standardlastprofil für Bürogebäude in Stundenaufösung

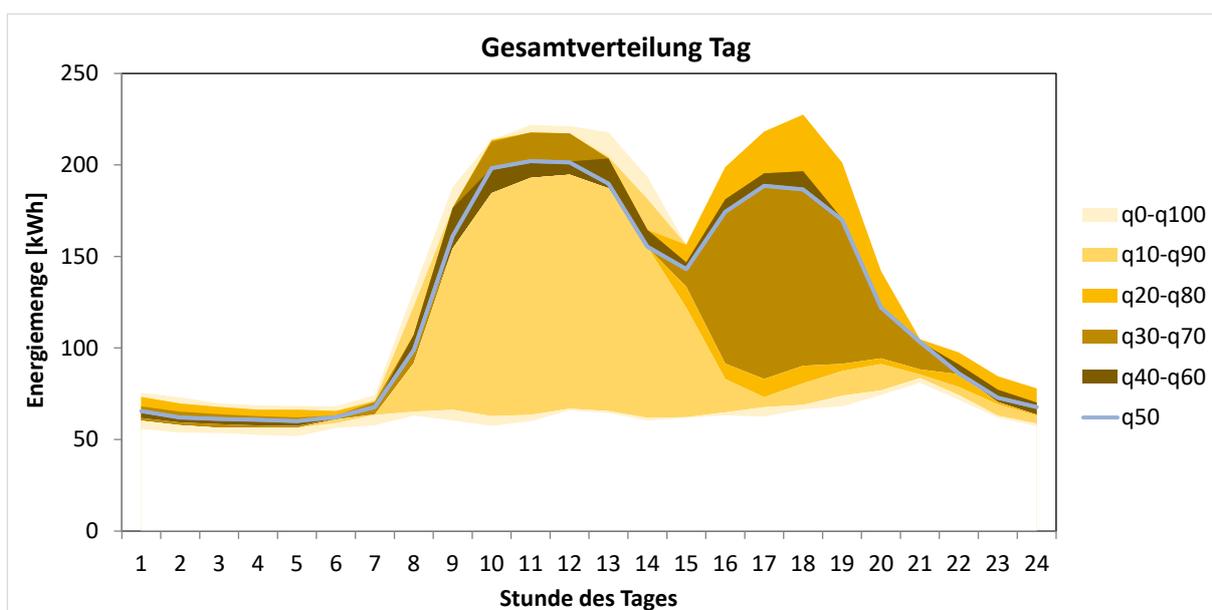


Abbildung 5 Standardlastprofil für Verkaufsstätten in Stundenaufösung

5.4.2 Stromlastprofil Einzelgebäude

Für die Untersuchungen der Variante 3, in der die Einzelgebäude getrennt betrachtet werden, können Standardlastprofile die Dynamik der Strombedarfe nicht ausreichend wiedergeben. Daher werden für die Stromlastprofile der Wohngebäude reale Haushaltlastprofile aus (Beyertt et al., 2020) genutzt. Der zu dieser Veröffentlichung gehörende Datensatz enthält 200 mit Smart Metern im Zeitraum vom 1. Januar 2019 bis 31. Januar 2020 gemessene Lastprofile realer Haushalte in Deutschland. Die Haushalte erhielten innerhalb des Projekts einen monatlichen Stromreport und konnten ihr Verhalten entsprechend anpassen. Es wird vereinfachend angenommen, dass diese realen Profile die

Stromlastprofile von Haushalten im Zieljahr widerspiegeln. Die Lastprofile aus diesem Datensatz werden für den Zeitraum von 2019 genutzt, in stündliche Profile umgerechnet und normiert. Aus diesen 200 Profilen werden den untersuchten Gebäuden mittels Zufallszahlen unterschiedliche Profile anhand der gerundeten Anzahl an Wohnungen je Gebäude (siehe Tabelle 5) zugeordnet. Die sich ergebenden Gesamtprofile je Gebäude werden mit dem Jahresstrombedarf des jeweiligen Gebäudes skaliert. Abbildung 6 zeigt das aggregierte Stromlastprofil für Wohngebäude des Typs MFH_F mit einer statistischen Verteilung über einen Tag um den Median (q50).

Aufgrund der schlechten Datenverfügbarkeit und Generalisierbarkeit gemessener Lastprofile einzelner Gebäude im GHD-Sektor werden die für die Gesamtquartiere verwendeten Standardlastprofile der GHD-Gebäude ebenfalls für die Einzelgebäude genutzt und mittels ihrer jeweiligen Jahresstrombedarfe skaliert. Wie zuvor wird den GHD-Gebäuden des Typs „Verkaufsstätte“ das Standardlastprofil G4 und denen des Typs „Büro“ das Standardlastprofil G1 aus (Meier et al., 1999; Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (BDEW), 2017) zugeordnet.

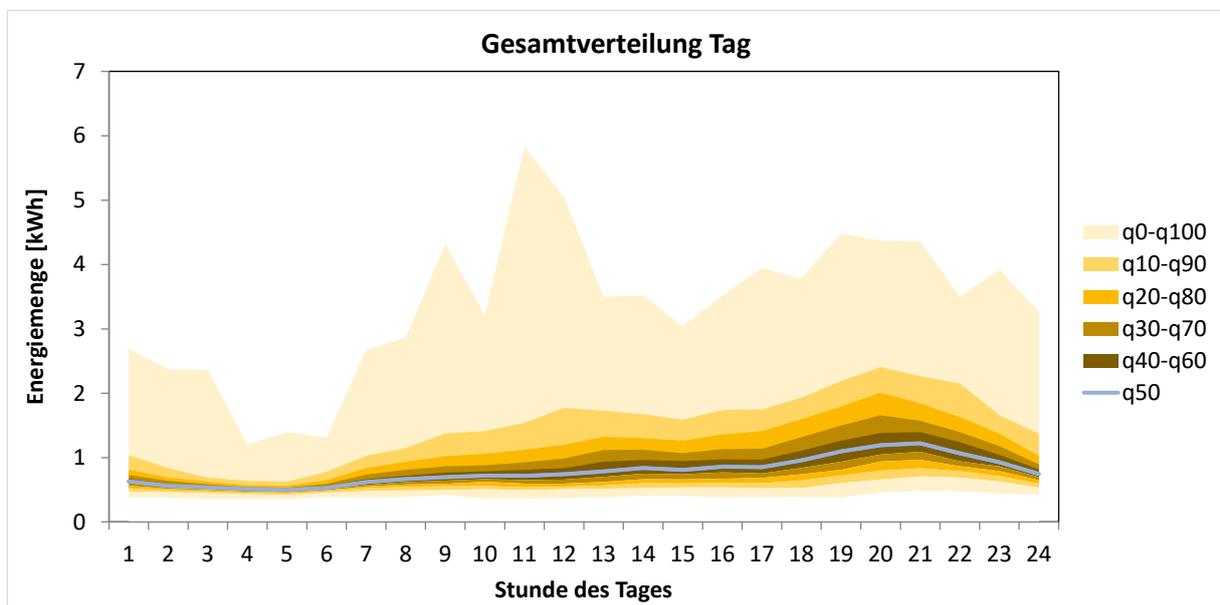


Abbildung 6 Aggregiertes Stromlastprofil für einzelne Wohngebäude des Typs MFH_F

5.4.3 Stromlastprofile Elektromobilität

Die Ausprägung der Stromlastprofile der Elektrofahrzeuge im Zieljahr wird ebenfalls als Eingangsgröße für die Modellierung ermittelt. Es wird davon ausgegangen, dass im Zieljahr gesteuertes und bidirektionales Laden vorherrscht. Da innerhalb der Modellierung die Verfügbarkeit der Batteriekapazitäten der Elektrofahrzeuge als Speicherkapazitäten mittels bidirektionalem Laden über die Abbildung als stationäre Batteriespeicher implizit abgebildet wird, wird im Folgenden das Residualprofil des Ladevorgangs der Elektromobilität hergeleitet. Zum Abbilden der gesteuerten Ladekurven werden zwei Ansätze für Ladeprofile von Elektrofahrzeugen gleichgewichtet kombiniert und das Ergebnis wird für die einem MFH_F zugeordneten Elektrofahrzeuge in Abbildung 7 für die statistische Verteilung eines Jahres über einen Tag dargestellt. Dieses Lastprofil für das Laden der Elektrofahrzeuge wird dem Stromlastprofil der Gebäude aufgeschlagen.

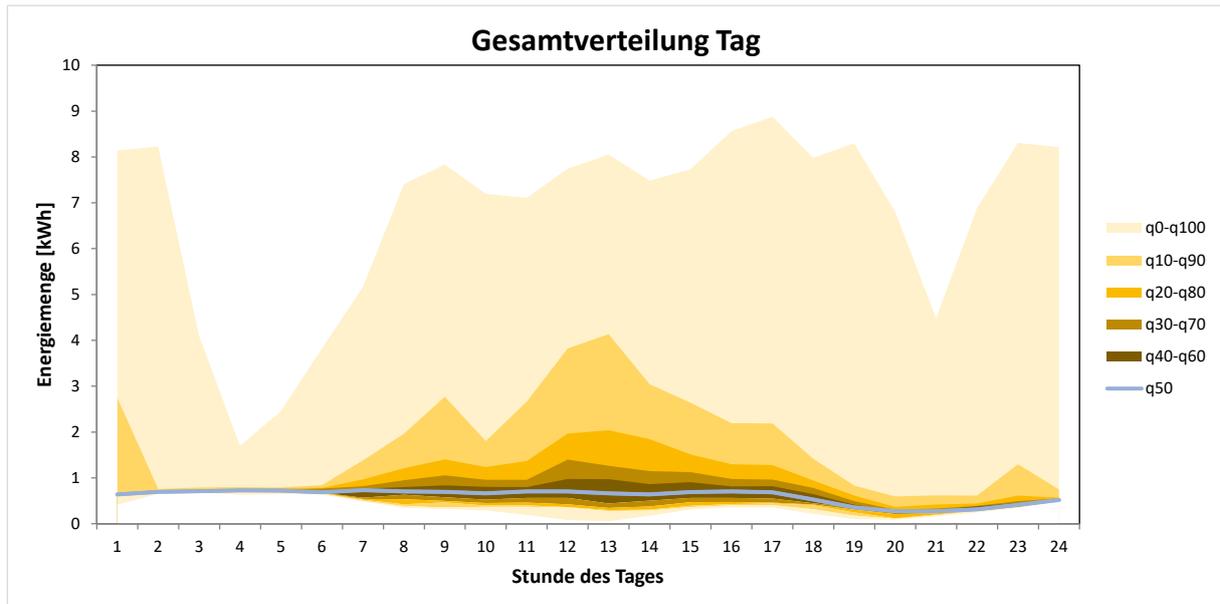


Abbildung 7 Ladeprofil aller einem Wohngebäude des Typs MFH_F zugeordneten Elektrofahrzeuge

Die erste Methode verfolgt eine Photovoltaik-Eigenverbrauchsoptimierung auf Quartiersebene für Quartiere, die einen signifikanten Anteil an Photovoltaik-Stromerzeugung aufweisen. Der Optimierungsalgorithmus und die Profile wurden in Anlehnung an (Sprengeler et al., 2019) innerhalb von (Lambert, 2020) erarbeitet und verwenden reale Daten des Projekts EnStadt:Pfaff (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) und Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF), 2021).

Die zweite Methode orientiert sich an den Strombedarfsprofilen des jeweiligen Quartiers und stellt das gesteuerte Laden so dar, dass zusätzliche Lastspitzen bestmöglich vermieden werden und das gesteuerte Laden der Elektrofahrzeuge in Zeiten niedrigen Stromverbrauchs geschieht. Hierzu wird der gleitende Mittelwert von +/- 12 Stunden des Stromlastprofils des Quartiers genutzt, um die Elektrofahrzeuge antizyklisch zum aktuellen Strombedarf des Quartiers in jeder Stunde im Vergleich zum gleitenden Mittelwert zu laden.

Die Ladeprofile der Elektrofahrzeuge für die Betrachtung der Einzelgebäude entsprechen in ihrer Dynamik den Profilen der Gesamtquartiere und sind anhand der Strombedarfe für Elektromobilität im jeweiligen Gebäude skaliert. Es ergeben sich somit für jedes Quartier unterschiedliche Lastprofile der Elektromobilität.

5.4.4 Wärmelastprofile Haushalte

Die Heizwärmenachfrage ist stark Außentemperaturabhängig. Das thermische Lastprofil der Raumwärmebereitstellung der Wohngebäude wird aus Vereinfachungsgründen anhand der Methodik der Heizgradtage entwickelt und für den stündlichen Verlauf der Außentemperatur berechnet. Zusätzlich werden auch Nachtabsenkungen und Heizperioden berücksichtigt. Als Heizgrenztemperatur werden für die konventionell sanierten Gebäude (Typ B und F) 15 °C und für die zukunftsweisend sanierten bzw. gebauten Gebäude (Typ L und K) 12 °C angesetzt. Als Innenraumtemperatur gelten in beiden

Fällen 20 °C. Die Heizlastkurve verläuft proportional zur Differenz zwischen Innenraum- und Außentemperatur für alle Tage, an denen die Außentemperatur unter der Heizgrenztemperatur liegt und Heizperiode ist, ansonsten ist sie gleich Null. Abbildung 8 zeigt das normierte Heizlastprofil für die älteren Gebäudetypen für ein Jahr.

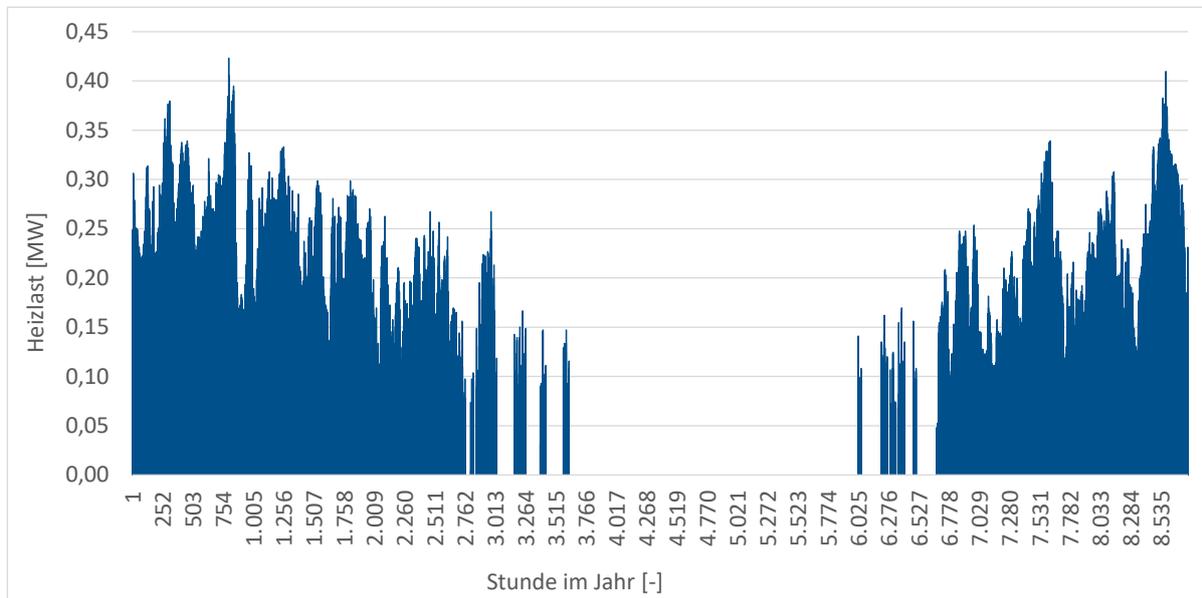


Abbildung 8 Normiertes Heizwärmelastprofil für Haushalte der Typgebäude B und F

5.4.5 Trinkwarmwasser-Lastprofile Haushalte in der Quartiersbetrachtung

Die Abnahme von Trinkwarmwasser verläuft deutlich dynamischer als die Heizwärmelastkurve und erfolgt meist nur für kurze Zeiträume von deutlich weniger als einer Stunde. In der Modellierung sind die Stundenbedarfe abgebildet. Aufgrund der Berücksichtigung der Verschmierung der Warmwassernachfragekurve bei der Aggregation vieler Haushalte werden für den Quartiersansatz (Variante 1) und die Einzelbetrachtung (Variante 2 und 3) verschiedene Lastprofile gewählt. Für das Quartier werden die Zapfprofile aus der DIN 12831-3 verwendet, die Zapfprofile für mehrere Haushalte aggregiert für Einfamilienhäuser und Mehrfamilienhäuser angibt (Deutsches Institut für Normung e.V. (DIN), 2017). Diese Zapfprofile sind gleich für jeden Tag des Jahres. Die Lastprofile sind in Abbildung 9 dargestellt.

5.4.6 Trinkwarmwasser-Lastprofile Haushalte in der Einzelgebäudebetrachtung

Um Lastspitzen der Trinkwarmwasserzapfung für die Einzelgebäude abzubilden, werden synthetische Profile verwendet, die mit dem Tool DHWcalc berechnet wurden (Jordan und Vajen, 2005). DHWcalc wurde im Rahmen des Solar Heating and Cooling Program der Internationalen Energieagentur (IEA-SHC), Task 26: Solar Combisystems, entwickelt und berechnet Trinkwasserzapfprofile auf statistischer Basis. Wie auch in der DIN wird unterschieden zwischen Profilen für Ein- und Mehrfamilienhäuser mit der Möglichkeit, die Anzahl der Wohneinheiten anzugeben. Ein beispielhaftes Zapfprofil für die erste Januarwoche für ein Einfamilienhaus ist in Abbildung 10 dargestellt. Das Lastprofil weist starke Lastspitzen zu Zeiten auf, an denen Trinkwasser gezapft wird, während in Zwischenzeiten das Zapfvolumen vollständig auf null abfällt.

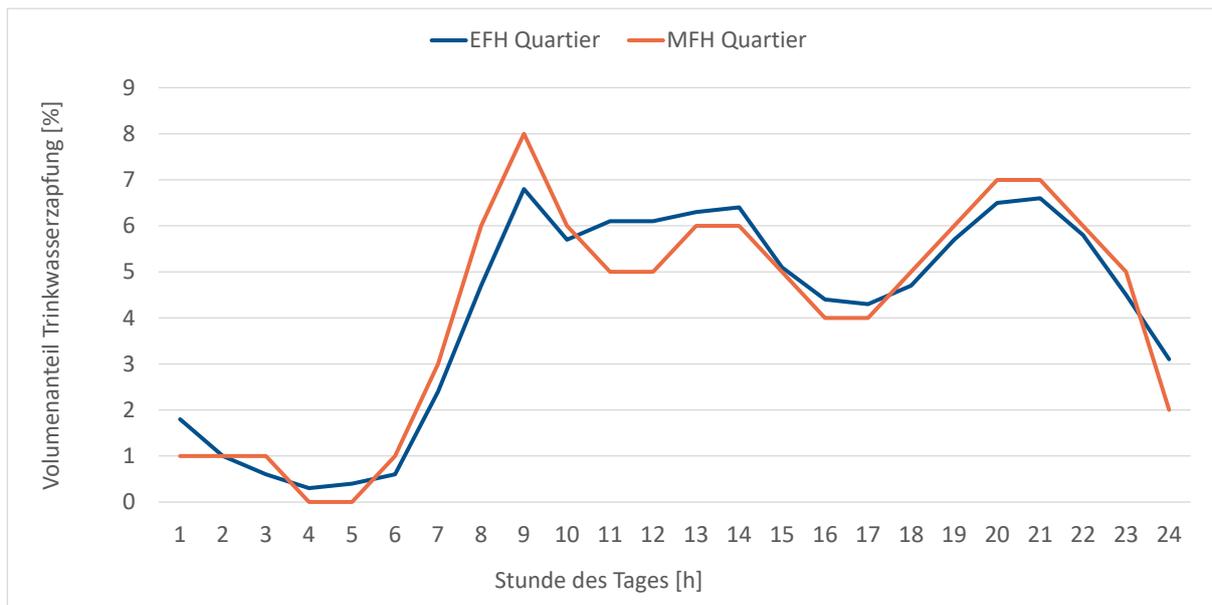


Abbildung 9 Volumenanteile der Trinkwarmwasserzapfung verteilt über den Tag für Einfamilienhäuser (EFH) und Mehrfamilienhäuser (MFH) in der Quartiersmodellierung

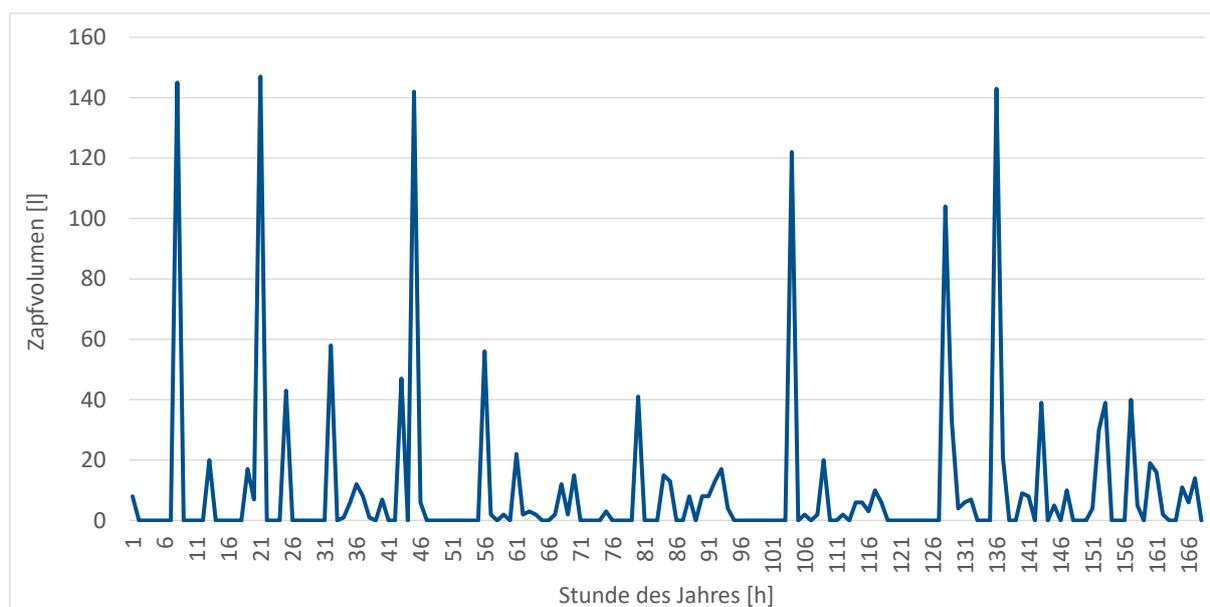


Abbildung 10 Trinkwasserzapfprofil für ein Einfamilienhaus in Einzelgebäudebetrachtung in der ersten Woche im Jahr

5.4.7 Wärmelastprofil im Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen

Die Lastprofile im Sektor GHD werden mithilfe der Methoden des BDEW für Tageswerte ermittelt (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (BDEW) et al., 2016). Die Basis der Lastprofile sind die Außentemperatur und eine Verteilungsformel in Abhängigkeit vom Sektor (Haushalte, GHD) und in GHD vom Typ sowie die Verteilung der Jahresenergie auf einzelne Tage. Die Methode wird durch ein weiteres Verfahren ergänzt, das eine Verteilung der Tageswerte auf einzelne Stunden ermöglicht (Bundesverband der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft (BGW), 2006). Diese Ver-

teilung beruht ebenfalls auf der Außentemperatur und unterscheidet sich für Gewerbe, Einfamilienhäuser und Mehrfamilienhäuser. Die so erhaltenen stündlichen Lastprofile für den Wärmebedarf der GHD-Gebäude werden sowohl für den Quartiersansatz (Variante 1) als auch für die Fälle dezentraler Wärmeversorgung (Variante 2 und 3) genutzt und mit den jeweiligen Jahresenergiebedarfen der Gebäude skaliert. Abbildung 11 stellt das so berechnete Lastprofil für Bürogebäude im Gebäudetyp MFH_L eines Jahres mit der statistischen Verteilung über einen Tag dar.

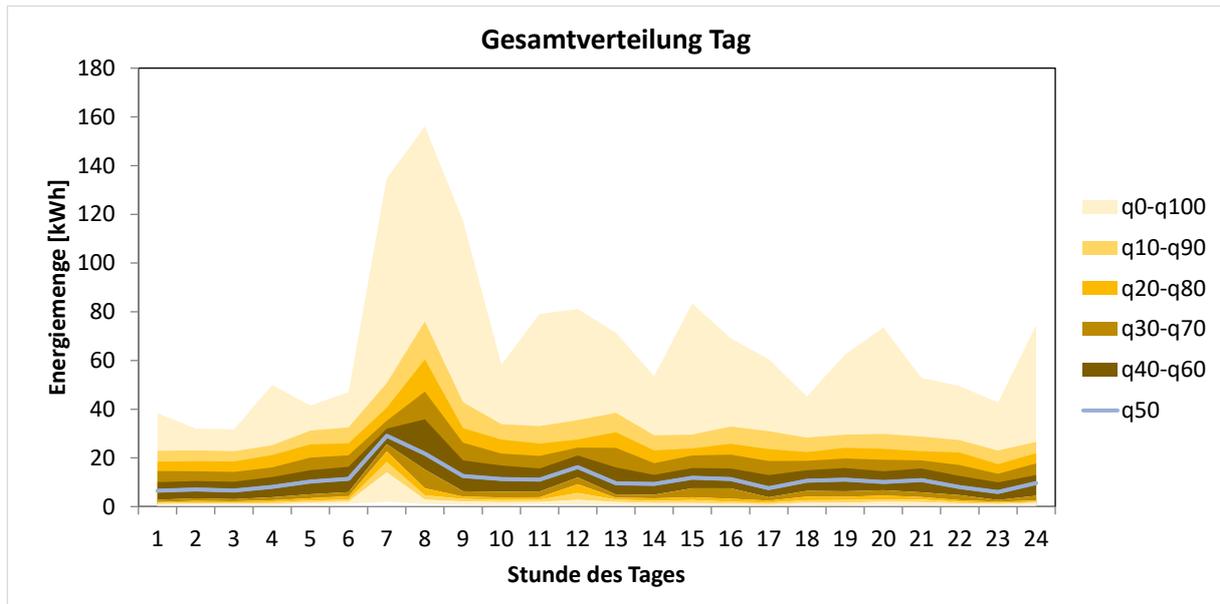


Abbildung 11 Gesamtes Wärmelastprofil für Bürogebäude im Gebäudetyp MFH_L

5.4.8 Lastprofil Wärmenetzverluste

Wie in Kapitel 5.3.7 dargestellt, wird angenommen, dass alle Quartiere dieselben Wärmenetze haben und diese jährliche Netzverluste von 13 Prozent aufweisen. Diese Netzverluste werden jedem stündlichen Wärmebedarfswert der Versorgungsvariante 1 der Quartiere aufgeschlagen. Folglich ergibt sich ein Wärmelastprofil des Wärmenetzes, das in jedem Zeitschritt 113 Prozent der Summe der Wärmebedarfsprofile aller Gebäude des jeweiligen Quartiers entspricht. Innerhalb dieser Methodik wird die Saisonalität von Wärmenetzverlusten aus den in Kapitel 5.3.7 genannten Gründen ignoriert.

5.5 Solarenergiepotenziale

Die Solarenergiepotenziale wurden unter Verwendung der Dachflächen der Gebäudetypen, die von der IWU-Typologie (Institut Wohnen und Umwelt, 2015) bereitgestellt werden, berechnet. Neben der Größe des Daches sind für die Typgebäude auch die üblichen Dachformen angegeben, allerdings ohne Angabe der Anteile der verschiedenen Dachformen. Die Dachform bestimmt zum einen den Neigungswinkel der Module und zum anderen, welcher Anteil der Dachfläche für die Installation von Photovoltaik und Solarthermie genutzt werden kann. Zur Aufteilung der Dachfläche auf die einzelnen Dachformen wird angenommen, dass alle in (Institut Wohnen und Umwelt, 2015) angegebenen Dachformen zu gleichen Teilen vorliegen. Die ausgewählten Typgebäude haben drei verschiedene

Dachformen: Satteldach, Pultdach und Flachdach. Die Bezugsflächen und die Dachflächen aller Gebäudetypen sind in Tabelle 14 aufgelistet.

	Gebäudetyp	Gebäude im Quartier [Anzahl]	Nutzfläche pro Gebäude [m ²]	Dachfläche pro Gebäude [m ²]	Dachform
Quartier A	MFH_F – k	20	426	217	Sattel- oder Flachdach (Kaltdach)
	MFH_K – z	20	1.219	321	Sattel-, Pult- oder Flachdach
Quartier B	EFH_F – k	20	158	183	Sattel- oder Flachdach
	EFH_K – z	20	160	132	Satteldach
Quartier C	MFH_B – k	10	284	103	Satteldach
	MFH_K – z	10	1.219	321	Sattel-, Pult- oder Flachdach
	GHD Verkaufsstätte in MFH_B – k	10	284	103	Satteldach
	GHD Büro in MFH_K – z	10	1.219	321	Sattel-, Pult- oder Flachdach
Quartier D	MFH_L – z	20	1.219	321	Annahme: Sattel-, Pult- oder Flachdach
	GHD Verkaufsstätte in MFH_L – z	10	1.219	321	Annahme: Sattel-, Pult- oder Flachdach
	GHD Büro in MFH_L – z	10	1.219	321	Annahme: Sattel-, Pult- oder Flachdach

k = konventionell saniert, z = zukunftsweisend saniert

Tabelle 14 Nutz- und Dachflächen der Gebäudetypen zur Ermittlung der Solarpotenziale nach (Institut Wohnen und Umwelt, 2015)

Für die beiden Schrägdachformen Satteldach und Pultdach werden die gleichen Annahmen getroffen, sodass deren Potenzial zusammengefasst werden kann. Für Schrägdächer wird angenommen, dass die Neigung der Dächer 35 ° beträgt, 80 Prozent der Bruttodachfläche für die Installation von Solaranlagen nutzbar sind und diese nutzbare Dachfläche durch die Photovoltaik-Module ausgeschöpft wird. Außerdem wird von einer Gleichverteilung in die vier Himmelsrichtungen ausgegangen. Photovoltaik kann theoretisch in allen vier Himmelsrichtungen installiert werden, wobei modellendogen

anhand der einfallenden Solarstrahlung entschieden wird, ob dies wirtschaftlich ist. Für die Solarthermie wird von Anlagen zur Heizungsunterstützung inklusive Trinkwassererwärmung ausgegangen, für die 1 m² Modulfläche pro 10 m² Nutzfläche installiert wurden. Es wird weiterhin davon ausgegangen, dass eine Installation nur nach Süden (Südwest bis Südost) erfolgt, um in der Übergangszeit einen ausreichenden Solarertrag zu erzielen, die anderen drei Himmelsrichtungen werden für die Installation von Solarthermie nicht genutzt. Für Flachdächer wird eine abwechselnde Installation der Photovoltaik-Modulreihen in Ost-West Richtung mit jeweils 10° Neigung angenommen, wodurch sich eine bessere Ausnutzung der Dachfläche ergibt. Hier beträgt die Photovoltaik-Modulfläche 60 Prozent der Flachdachfläche. Die für die vier Quartiere berechneten maximalen Photovoltaik- und Solarthermie-Potenziale sind in Tabelle 15 dargestellt, wobei die Potenziale nicht addiert werden dürfen, da die Flächenkonkurrenz nicht berücksichtigt ist.

	Dachfläche Schrägdach [m ²]	Dachfläche Flachdach [m ²]	Photovoltaik- Potenzial [MW]	Solarthermie- Potenzial [m ²]	Solarthermie- Potenzial [MW]
Quartier A	6.405	4.350	1,93	3.193	1,89
Quartier B	4.469	1.831	1,17	730	0,43
Quartier C	6.294	2.183	1,59	2.908	1,72
Quartier D	8.476	4.366	2,35	4.681	2,76

Tabelle 15 Maximale Photovoltaik- und Solarthermie-Potenziale in den vier Quartieren

5.6 Energiebedarfe und Solarpotenziale der Quartiere im Vergleich

Die Energiebedarfe der Quartiere errechnen sich durch Aufsummierung der Energiebedarfe der Gebäude, die sich nach Gebäudetyp, Effizienzstandard und Nutzungsform unterscheiden. Die Berechnung der einzelnen Bedarfswerte lässt sich anhand der verwendeten Eingangsdaten (siehe Kapitel 5.3) nachvollziehen. Wie Abbildung 12 verdeutlicht, weisen die vier Quartiere unterschiedliche Energiebedarfsdichten auf. Hierbei zeigt Quartier B über alle Energiesektoren hinweg die niedrigsten Energiebedarfe. Es sei angemerkt, dass sämtliche Energiebedarfe die Netto-Energiebedarfe darstellen und die ausgewiesenen Wärmebedarfe keine Wärmenetzverluste beinhalten.

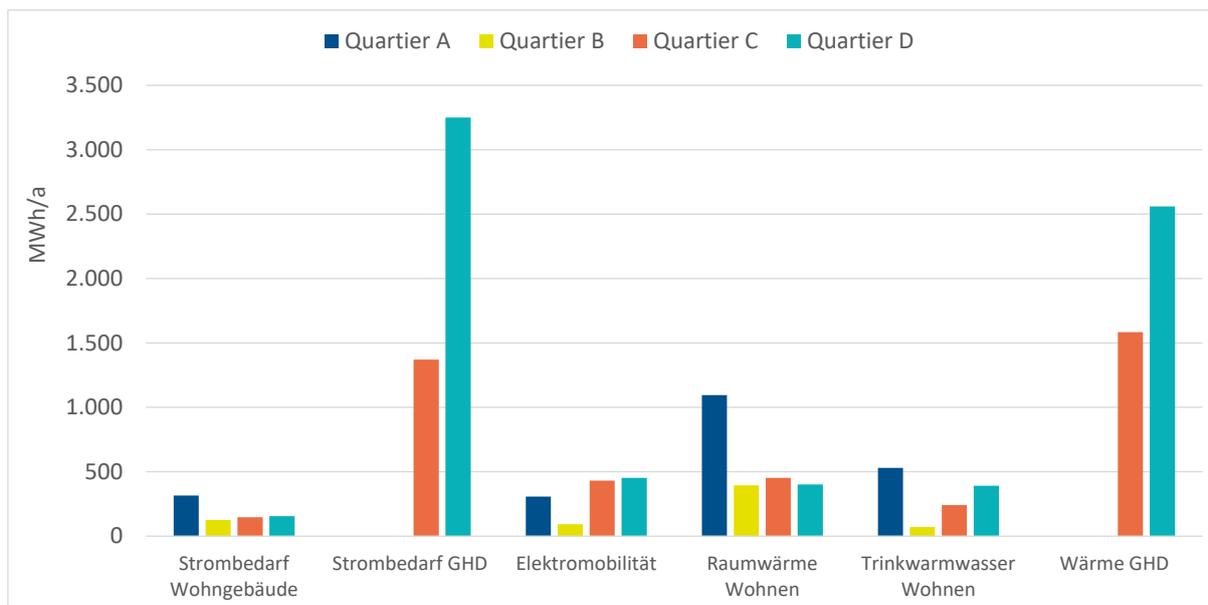


Abbildung 12 Energiebedarfe der vier Beispielquartiere im Jahr 2045

Abbildung 13 geht auf die Verteilung der Energiebedarfe in den verschiedenen Quartieren ein. Hierbei werden signifikante Unterschiede in der Zusammensetzung der Energiebedarfe zwischen den Wohn- und den Mischquartieren deutlich.

Abbildung 14 zeigt die Netto-Energiebedarfe der Quartiere im Vergleich zu ihrer maximalen Solarstromerzeugung bei vollständiger Nutzung ihrer Photovoltaik-Potenziale. Hierbei sind die Energiebedarfe in Strom- und Wärmebedarfe unterteilt. Es zeigt sich, dass die Quartiere A und B durch ihre niedrigere Energiebedarfsdichte ein höheres Verhältnis aus maximalem Solarstromertrag zum Gesamtenergiebedarf als die Mischquartiere C und D erreichen. Wie sich dieses höhere Verhältnis auf den Photovoltaik-Potenzialnutzungsgrad und den Selbstversorgungsgrad der Quartiere auswirkt, wird im Ergebnisteil dieser Kurzstudie in Kapitel 6 und vor allem in den Unterkapiteln 6.2.1 und 6.3.2 diskutiert.

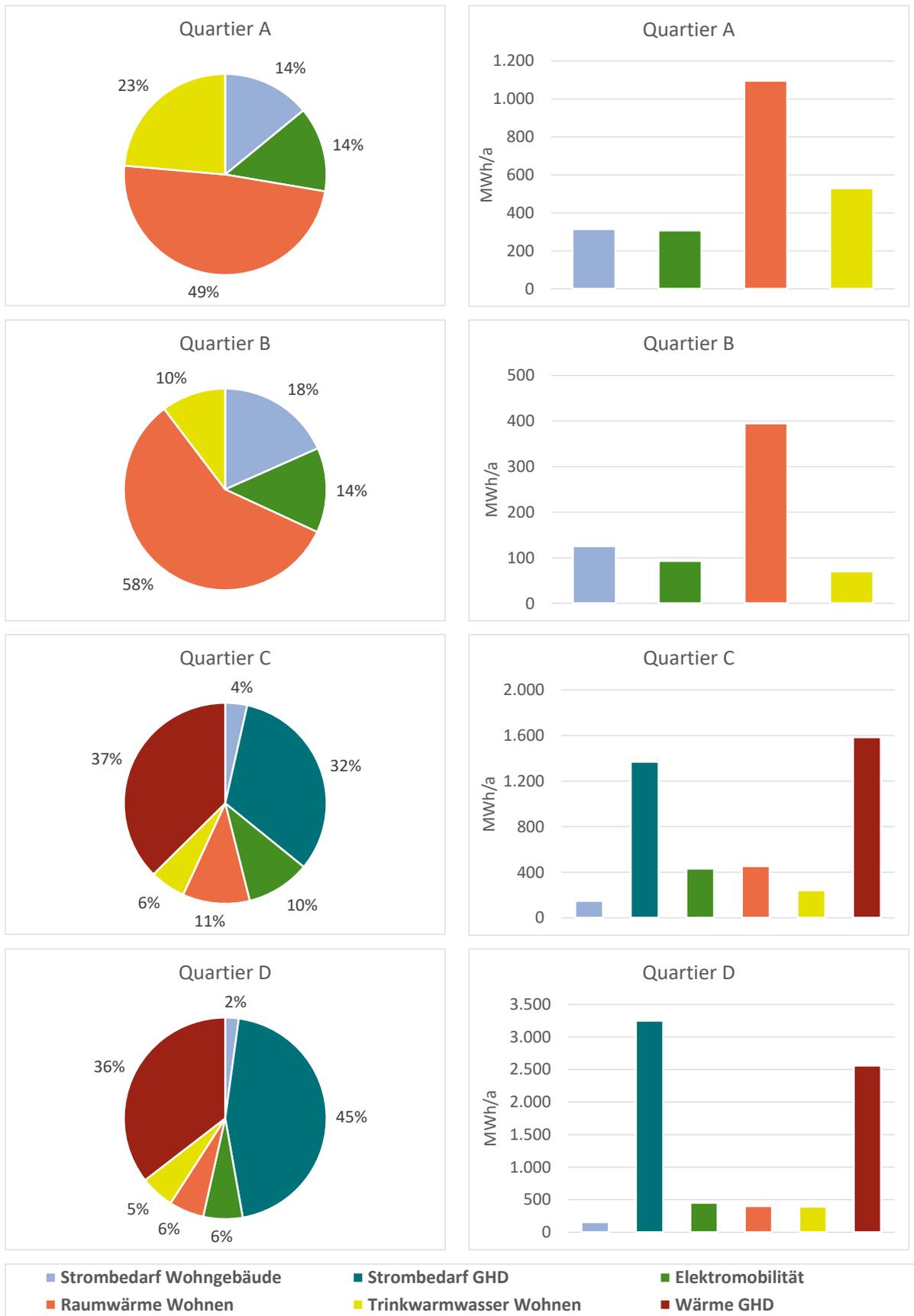


Abbildung 13 Verteilung der Energiebedarfe in allen Quartieren

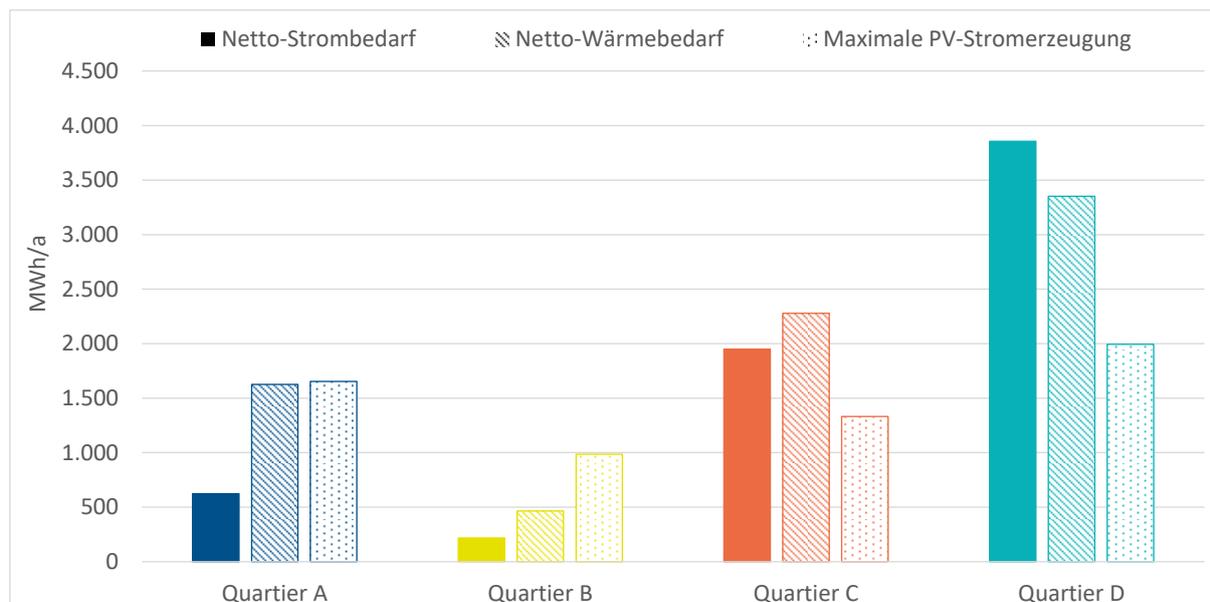


Abbildung 14 Netto-Strom- und Netto-Wärmebedarfe (ohne Wärmenetzverluste) der vier Quartiere im Vergleich zur maximalen Solarstromerzeugung im Quartier bei vollständiger Nutzung der PV-Potenziale (Vollton: Netto-Strombedarf, schraffiert: Netto-Wärmebedarf, gepunktet: maximale PV-Stromerzeugung)

5.7 Ökonomische Parameter

Die Annahmen für die ökonomischen Parameter haben einen direkten Einfluss auf die Untersuchungsergebnisse, da in der Optimierung die Variante mit den niedrigsten Gesamtenergiekosten berechnet wird (siehe Kapitel 4). Tabelle 16 listet die wichtigsten Parameter auf, die in der Modellierung verwendet werden, wobei sämtliche Kosten heutigem Geldwert entsprechen. Die Berechnungen werden für das Zieljahr 2045 durchgeführt, weshalb die Parameter für dieses Zieljahr prognostiziert werden müssen. Dazu wird unter anderem von einem inflationsbereinigten Zinssatz von 4 Prozent ausgegangen, was für den Betrachtungszeitraum von 20 Jahren einen Annuitätenfaktor von 0,07358 ergibt.

Für den Stromimport wird mit Kosten von 0,3 Euro/kWh gerechnet, die höher sind als die Stromgestehungskosten von Photovoltaik, Windenergie und BHKW, sodass die Nutzung der Erneuerbare-Energien-Potenziale dem Stromimport vorgezogen wird (siehe auch die Sensitivitätsanalyse des Importstrompreises in Anhang B). Durch diese gewählte Höhe des Importstrompreises wird eine Eigenversorgung der Quartiere forciert und damit der Vergleich zwischen Quartiersansatz und Gebäudeoptimierung erleichtert. Es wird davon ausgegangen, dass der Stromimport im Zieljahr 2045 ebenso wie die Energieversorgung der Quartiere klimaneutral erfolgt.

Der Export von Strom wird mit Kosten von 0,3 Euro/kWh belegt, es sind also Zahlungen für den Export von Strom zu leisten. Diese Festlegung entspringt der Annahme, dass im Zieljahr 2045 ein hoher Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien im Stromnetz vorhanden sein wird. In Zeiten, in denen das jeweilige Quartier einen lokalen Stromüberschuss generiert, wird dieser aus den fluktuierenden erneuerbaren Energiequellen Photovoltaik und Wind bestehen und zeitgleich mit einem Stromüberschuss aus erneuerbaren Energien im umliegenden Energiesystem auftreten. Daher soll durch das Festsetzen eines Exportstrompreises in der Modellierung und Energiesystemoptimierung vermieden werden, dass lokal erzeugter Photovoltaik- bzw. Windstrom zusätzlich das übergeordnete Netz

belastet. Alternativ kann im Modell jederzeit die Abregelung von Energie aus Photovoltaik und/oder Wind genutzt werden, die einem kosten- bzw. erlösfreien Stromexport gleicht.

Vereinfacht wird angenommen, dass sämtliche anfallenden Kosten für die Erschließung der Abwärmquellen und deren Betrieb in den Energiekosten der Abwärme enthalten sind. Für das Potenzial der Abwärme wird angenommen, dass die maximale Leistung der Abwärme höchstens 50 Prozent der maximalen Wärmebedarfsleistung des Quartiers betragen kann. Die jährlich bereitgestellte Abwärmemenge ist ebenfalls auf maximal 50 Prozent des jährlichen Wärmebedarfs des Quartiers gedeckelt, sodass es zwei Begrenzungen der Abwärmennutzung gibt.

Neben den in Kapitel 5.6 dargestellten Beschränkungen der Potenziale für Photovoltaik und Solarthermie werden für die anderen Technologien keine Potenzialgrenzen im Modell berücksichtigt. Somit erfolgt deren Auslegung allein anhand des zu deckenden Energiebedarfs im Hinblick auf die minimalen Gesamtkosten des Technologiemix (siehe Kapitel 4).

Für die Wärmenetze wurden in den vier Quartieren dieselben Parameter verwendet. Sie wurden berechnet aus den Hausanschlusskosten von 2.500 Euro je Hausanschluss (in Anlehnung an (Clausen, 2012)) bei 40 Hausanschlüssen und Netzkosten von 300 Euro pro Trassenmeter (in Anlehnung an (Pfnür et al., 2016)). Für den Betrachtungszeitraum der KomMod-Berechnungen von 20 Jahren ergibt sich für das Wärmenetz eine Annuität von 59.586,14 Euro/a. Diese wurde berechnet aus den Hausanschlusskosten von 2.500 Euro je Hausanschluss (in Anlehnung an (Clausen, 2012)) bei 40 Hausanschlüssen und Netzkosten von 300 Euro pro Trassenmeter (in Anlehnung an (Pfnür et al., 2016)) bei 57 Trassenmetern je Hausanschluss (Pfnür et al., 2016) und einer angesetzten Nutzungsdauer des Netzes von 50 Jahren und der Hausanschlüsse von 20 Jahren. Die jährlichen Betriebs- und Wartungskosten betragen 2 Prozent der Investitionskosten (Pehnt, 2017) und tragen somit 15.680 Euro zur Annuität bei.

Technologie	Lebensdauer [a]	CAPEX [Euro/kW]	OPEXfix [% Invest/a]	Brennstoff- bzw. Energiekosten
Photovoltaik	28 ^I	576 ^I	2 ^I	–
Solarthermie	25 ^I	330 [Euro/m ²] ^I	1,2 ^I	–
Groß-WP Erdsonde	20 ^I	425 ^{II}	1,3 ^I	–
Groß-WP Abwärme	20 ^I	275 ^I	1,3 ^I	siehe Abwärme
Klein-WP Erdsonde	20 ^I	1.244 ^I	1 ^I	–
Klein-WP Luft	20 ^I	683 ^I	1 ^I	–
Booster-WP	20 ^I	683 ^I	1 ^I	–
Heizstäbe	15 ^{III}	80 ^{III}	4 ^{III}	–
Biogas-BHKW zentral	20 ^I	503 ^I	2,5 ^I	0,08 Euro/kWh ^{IV}
Biogas-BHKW dezentral	20 ^I	1.425 ^I	3,0 ^I	0,08 Euro/kWh ^{IV}
Holzessel	20 ^I	214 ^I	6 ^I	0,21 Euro/kg ^V
Li-Ion-Akku	15 ^I	113 Euro/kWh ^I	1 ^I	–
Thermischer Speicher dezentral	20 ^I	17,24 Euro/kWh ^I	1,3 ^I	–
Thermischer Speicher zentral	40 ^I	1,55 EUR/kWh ^I	1 ^I	–
Abwärme	–	–	–	0,015 Euro/kWh ^{VI}
Importstrom	–	–	–	0,30 Euro/kWh
Windstrom (importiert, PPA)	26 ^I	1.335 ^I	3 ^I	0,05 Euro/kWh zusätzlicher PPA-Aufschlag
Exportstrom	–	–	–	0,30 Euro/kWh

^I(Sterchele et al., 2020); ^{II}(Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE (Fh ISE), 2021); ^{III}(Foster et al., 2020); ^{IV} in Anlehnung an (Reinholz und Völler, 2021); ^V(Duić et al., 2017); ^{VI} Analyse aus (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) und Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF), 2021)

Tabelle 16 Übersicht über die verwendeten ökonomischen Parameter für die berücksichtigten Energiequellen/-komponenten

6 Berechnungsergebnisse

6.1 Ergebnisse Einzelquartiere

Im Folgenden werden die Ergebnisse der Optimierungsrechnungen für die vier Quartiere mit den untersuchten Varianten dargestellt und diskutiert. Auf eine Darstellung der errechneten Zeitreihen wird aus Gründen der Übersichtlichkeit verzichtet.

6.1.1 Quartier A

Quartier A zeichnet sich durch eine dichte Bebauung mit ausschließlicher Wohnnutzung in urbaner Umgebung aus. In Abbildung 15 und Abbildung 16 sind die Ergebnisse der kostenoptimierten Versorgung für die Variante 1 (quartiersoptimiert mit Strom- und Wärmeaustausch zwischen den Gebäuden), Variante 2 (gemischt, kein Wärmenetz) und Variante 3 (Optimierung nur auf Gebäudeebenen) dargestellt. Abbildung 15 zeigt die installierten elektrischen Leistungen (linke Grafik) und die sich ergebende Stromerzeugung (rechte Grafik) aller drei Versorgungsvarianten. Den größten Anteil der Stromerzeugung weist die Photovoltaik auf mit einem Anteil von 43 Prozent in Variante 1, 46 Prozent in Variante 2 und 55 Prozent in Variante 3. In Variante 1 kann zusätzlich BHKW- und Windstrom genutzt werden, sodass nur 1 Prozent des Strombedarfs importiert werden muss. Da in Variante 2 aufgrund der dezentralen Wärmeversorgung kein BHKW zur Verfügung steht, nimmt der Anteil an genutztem Windstrom von Variante 1 zu Variante 2 um 8 Prozent auf insgesamt 40 Prozent zu. Zusätzlich muss in Variante 2 mehr Strom importiert werden (14 Prozent des gesamten Strombedarfs). Auch in Variante 3 steht kein Windstrom zur Verfügung und der Import steigt auf einen Anteil von 45 Prozent. Der über den Nettostrombedarf hinausgehende Strom wird vor allem für die Wärmepumpen genutzt, ein kleiner Teil sind Speicherverluste der elektrischen Speicher.



Beim Vergleich der installierten Leistungen mit den erzeugten Strommengen durch Photovoltaik ist ersichtlich, dass die installierten Leistungen von Variante 1 zu Variante 3 deutlich stärker ansteigen als die erzeugten Strommengen, was daran liegt, dass die Abregelung von PV-Strom sukzessive zunimmt. Die Abregelung der Anlagen in den verschiedenen Szenarien wird in Kapitel 6.2.2 diskutiert. Die Differenz zwischen Stromerzeugung und Nettostrombedarf sind der für die Wärmepumpen benötigte Strom und die Verluste in den Batteriespeichern.

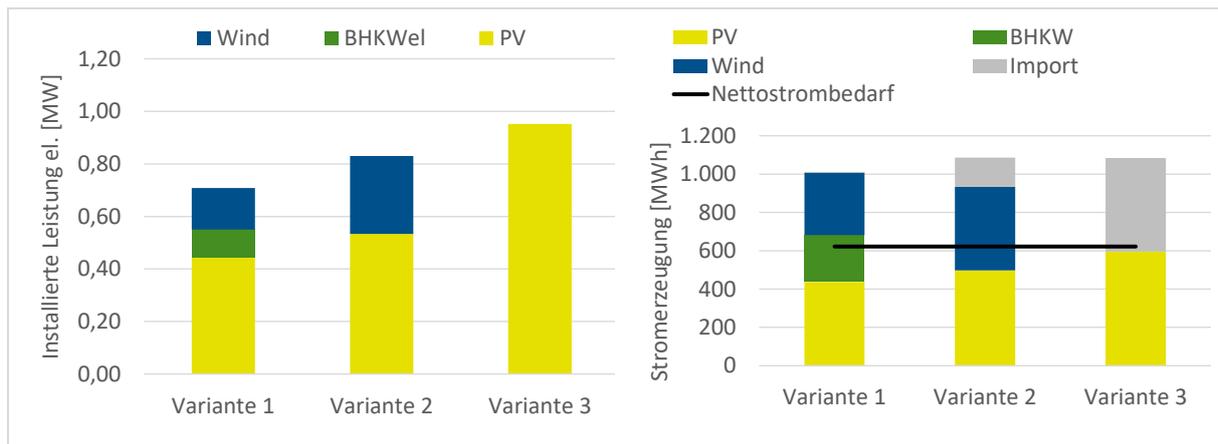


Abbildung 15 Installierte elektrische Leistung (links) und jährliche Stromerzeugung (rechts) der Versorgungsvarianten in Quartier A

Abbildung 16 zeigt die installierten thermischen Leistungen (linke Grafik) und die erzeugten thermischen Energiemengen (rechte Grafik) für die drei Versorgungsvarianten in Quartier A. In allen drei Varianten dominiert die Wärmepumpe als Erzeugungstechnologie. In den Varianten 2 und 3, den beiden Versorgungsvarianten mit dezentraler Wärmeversorgung, ist sie sogar die einzige Erzeugungstechnologie und deckt den Wärmebedarf zu 100 Prozent. Die in den Abbildungen der Wärmeerzeugung dargestellten Differenzen zwischen Nettowärmebedarf und Wärmeerzeugung entstehen durch Energieverluste in den thermischen Speichern, die in Quartier A vernachlässigbar sind. In Variante 1 steht auch die aus den BHKWs erzeugte Wärme zur Verfügung. Um eine auf das Quartier angepasste Auslegung der Versorgungsanlagen zu erreichen, wird der Stromexport in den Szenarien mittels Exportkosten bestraft (siehe Kapitel 5.7). In Variante 1 ist daher die Laufzeit der BHKWs durch die Stromnutzung begrenzt. Des Weiteren ist in Variante 1 die Wärmeerzeugung 13 Prozent höher als in den Varianten 2 und 3, da für die Wärmenetze Verluste in dieser Höhe angesetzt wurden (siehe Kapitel 5.3.7).

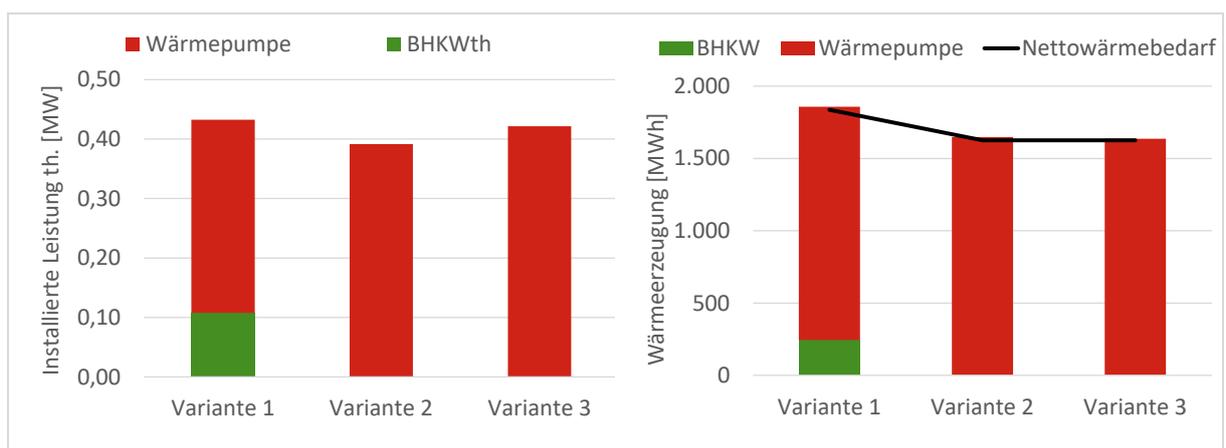


Abbildung 16 Installierte thermische Leistung (links) und jährliche Wärmeerzeugung (rechts) der Versorgungsvarianten in Quartier A

Neben den installierten Leistungen und Energieerzeugungsmengen der verschiedenen Szenarien stellen die installierten Speicherkapazitäten und die Energiekosten zwei weitere wichtige Untersuchungsergebnisse dar. Abbildung 17 zeigt die installierten Speicherkapazitäten (linke Grafik) und

die spezifischen Energiekosten (rechte Grafik) von Quartier A. Die Speichergößen ergeben sich aus der Optimierung der Energiesysteme (siehe Kapitel 4). Es zeigt sich, dass von Variante 1 zu Variante 3 aufgrund der zunehmend dezentralen Energieversorgungsstruktur die installierte Batteriekapazität von 0,82 MWh in Variante 1 auf 1,20 MWh in Variante 3 zunimmt. Dieser Trend wird durch die steigende installierte Photovoltaik-Leistung hervorgerufen. In Variante 3 entspricht die installierte Batteriekapazität einer dezentralen Batteriespeichergöße von etwa 30 kWh je MFH. Diese Batteriespeicherkapazitäten können sowohl als Heimspeicher installiert als auch im Rahmen von bidirektionalem Laden von Elektrofahrzeugen bereitgestellt werden.

Die Größe der thermischen Speicher nimmt von Variante 1 zu Variante 3 sukzessive ab. So hat der zentrale thermische Speicher in Variante 1 ein Volumen von etwa 121 m³ (bzw. 120.916 l), während in Variante 2 etwa 2.600 l an Speichervolumen je Gebäude und in Variante 3 1.488 l in MFH_F und 1.993 l in MFH_K je Gebäude installiert werden. Die Abnahme der Wärmespeichervolumen bei zunehmend dezentraler Energieversorgungsstruktur erklärt sich durch den steigenden Anteil an zeitlich frei verfügbarem importierten Strom, sodass die dezentralen Wärmepumpen flexibel dem Wärmebedarfsprofil entsprechend betrieben werden können und somit weniger thermische Energie zwischengespeichert werden muss. Außerdem führt der Einsatz der BHKWs in Variante 1 zur simultanen Erzeugung von Strom und Wärme, sodass zum Ausgleich der zeitlichen Differenz zwischen Wärmeerzeugung und -bedarf thermische Speicherkapazitäten eingesetzt werden, was gesamtökonomisch sinnvoller ist als die Abregelung der zentralen Wärmeerzeugung in den BHKWs. Eine genauere Diskussion der Speichervolumen findet in Anhang B statt.

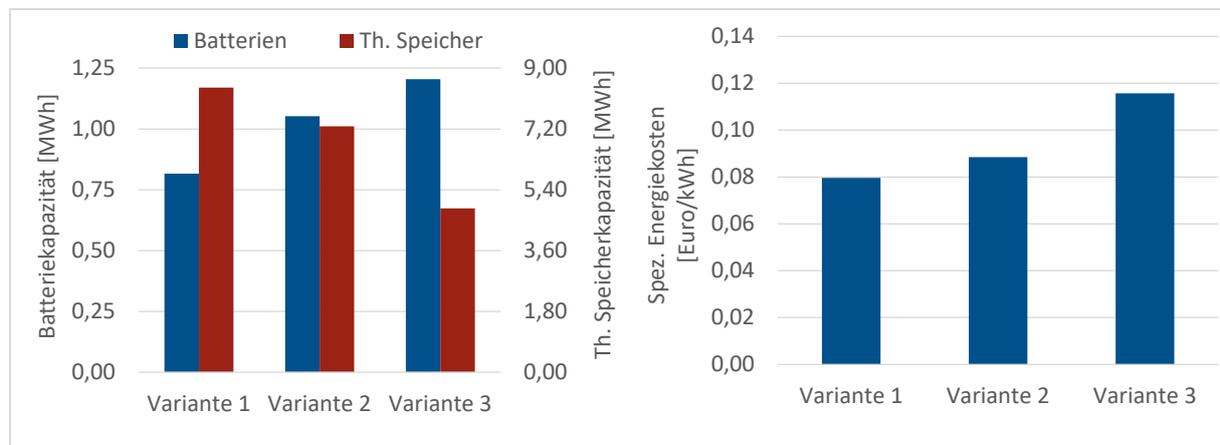


Abbildung 17 Installierte Speicherkapazitäten (links) und spezifische Energiekosten (rechts) der Versorgungsvarianten in Quartier A

Die rechte Grafik in Abbildung 17 zeigt die spezifischen Energiekosten der drei Versorgungsvarianten als Durchschnittskosten des jeweiligen Gesamtenergiebedarfs von Strom und Wärme. Es zeigt sich, dass die zentrale Versorgungsstruktur von Variante 1 mit 8,0 Cent/kWh zu deutlich niedrigeren Kosten führt als die Versorgungsstruktur in der gemischten Variante 2 mit 8,6 Cent/kWh und insbesondere in der dezentralen Variante 3 mit 11,6 Cent/kWh. Durch die im Gegensatz zu Variante 1 dezentral organisierte thermische Versorgungsstruktur steigen die spezifischen Energiekosten in Variante 2 mäßig. Die gänzlich dezentrale Energieversorgung in Variante 3 (Gebäudeoptimierung) weist die höchsten Kosten auf. Kapitel 6.3.1 zeigt die genaue Zusammensetzung der spezifischen Energiekosten auf und vergleicht die unterschiedlichen Quartiere.

6.1.2 Quartier B

Im Quartier B stehen wie auch in Quartier A Photovoltaik, Wind sowie BHKWs als Stromerzeuger zur Verfügung (siehe Abbildung 18), jedoch werden die BHKWs in diesem ländlich gelegenen Quartier mit Holzpellets statt mit Biogas betrieben. In Variante 1 wird der Strombedarf zu 53 Prozent von BHKWs und zu 47 Prozent von Photovoltaik gedeckt. Windstrom wird in Variante 1 nicht genutzt, da Photovoltaik und BHKWs die günstigeren Stromerzeuger sind. Der Windstrom ist teurer, da zusätzlich zu den reinen Stromgestehungskosten weitere 5 Cent/kWh für Netzentgelte und die Vergütung innerhalb eines PPA-Vertrags berücksichtigt werden. In Variante 2, bei dem aufgrund der dezentralen Wärmeversorgung kein BHKW zur Verfügung steht, wird Windenergie mit 33 Prozent an der Stromversorgung eingesetzt und zusätzlich steigt der Stromimport auf 5 Prozent an. In Variante 3 stehen wiederum nur Photovoltaik und Import als Stromquellen zur Verfügung (Windstrom-PPA-Verträge sind auf der Ebene der Einzelgebäude nicht erwartbar), wobei der Anteil von Photovoltaik mit 72 Prozent höher liegt als bei Variante 3 in Quartier A. Wie auch in Quartier A zu beobachten, steigt die installierte Leistung an Photovoltaik mit zunehmender dezentraler Energieversorgungsstruktur stärker an als die Strombedarfsdeckung durch Photovoltaik, da deren Abregelung zunimmt (siehe Kapitel 6.2.1 und 6.2.2).

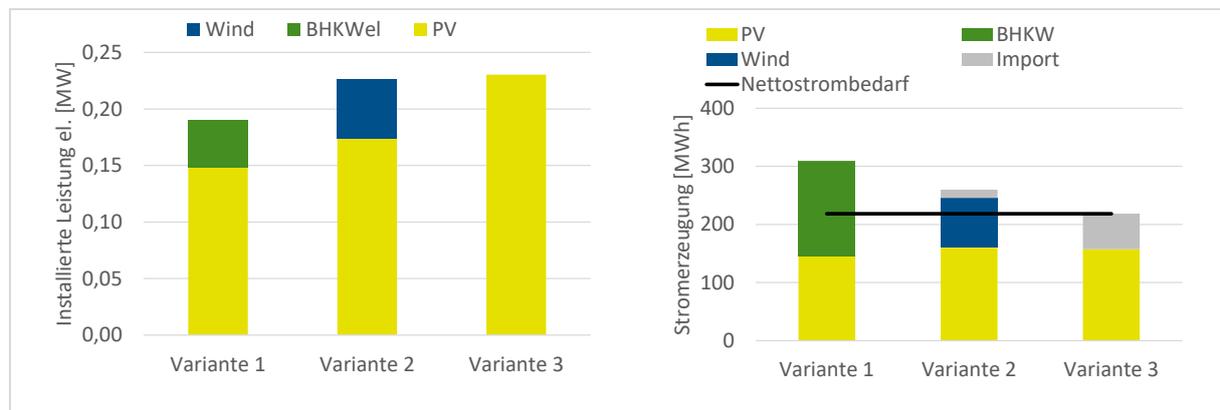


Abbildung 18 Installierte elektrische Leistung (links) und jährliche Stromerzeugung (rechts) der Versorgungsvarianten in Quartier B

Während in Quartier A die Wärmepumpe die dominierende Wärmeerzeugungstechnologie ist, dominiert in Quartier B der Holzessel, der im ländlichen Quartier zugelassen ist (siehe Abbildung 19). In Variante 1 kann Biomasse in den BHKWs oder in einem Holzessel eingesetzt werden. Allerdings ist der alleinige Einsatz der BHKWs als brennstoffbasierte Energiequelle anstelle des Einsatzes von Holzesseln als Spitzenlasttechnologie für die Wärmeversorgung aus gesamtwirtschaftlicher Perspektive sinnvoller. Folglich finden Holzessel nur in Variante 2 und 3 Anwendung. Da die BHKWs in Variante 1 aufgrund der Stromnutzung in ihrer Laufzeit begrenzt sind, ist der Anteil der Wärmepumpen in Variante 1 deutlich höher als in Variante 2. Des Weiteren sei angemerkt, dass der Technologieeinsatz bei unrealistisch kleinen Leistungen ausgeschlossen wurde, sodass in Variante 3 Holzessel die alleinige Wärmeversorgungstechnologie darstellen und eine geringe installierte Leistung an Wärmepumpen oder Solarthermie ausgeschlossen wurde. Zudem sei erwähnt, dass eine

alleinig auf biogenen Brennstoffen beruhende Wärmeversorgung von ländlichen Gebieten aufgrund der beschränkten Verfügbarkeit von nachhaltig erwirtschaftbaren biogenen Brennstoffmengen in der Regel nicht zielführend für eine klimaneutrale Energieversorgung ist, sodass sich auch hier der umfangreiche Einsatz von Wärmepumpen anbietet.

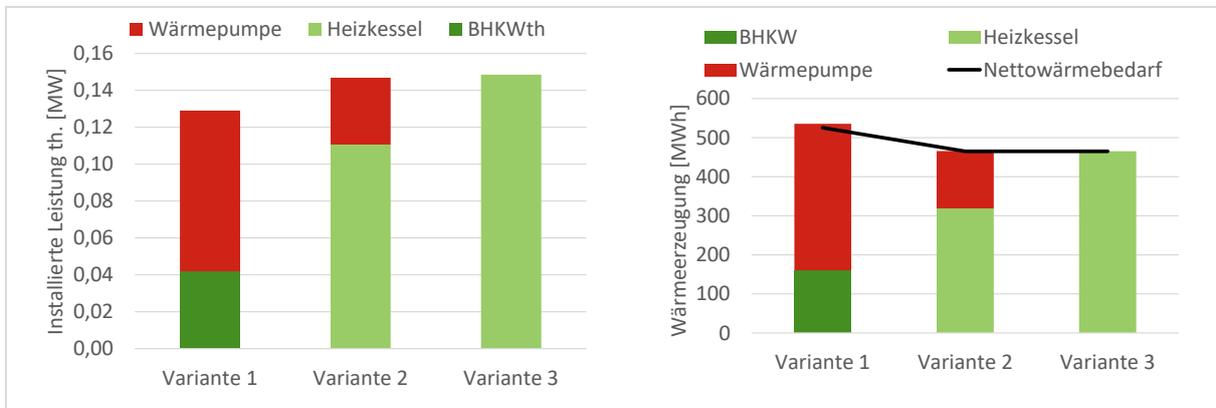


Abbildung 19 Installierte thermische Leistung (links) und jährliche Wärmeerzeugung (rechts) der Versorgungsvarianten in Quartier B

Die in Abbildung 20 (linke Grafik) für Quartier B dargestellten Batteriekapazitäten zeigen denselben Trend wie in Quartier A, dass mit zunehmender Dezentralisierung der Versorgungsstruktur die installierten Batteriekapazitäten sukzessive steigen. Auch hier wird dieser Trend durch die zunehmende installierte PV-Leistung von Variante 1 zu Variante 3 hervorgerufen. In Variante 3 betragen die Batteriekapazitäten etwa 13 kWh (EFH_F) bzw. 16 kWh (EFH_K) je Gebäude. Bei der Betrachtung der thermischen Speicherkapazitäten zeigt sich, dass Variante 1 mit Abstand die höchsten Speicherkapazitäten von 3 MWh bzw. etwa 43 m³ aufweist. Dieser Unterschied zu den anderen Varianten wird durch den an die fluktuierende PV-Stromerzeugung angepassten Wärmepumpenbetrieb und die Stromerzeugung der BHKWs hervorgerufen, weshalb wie in Quartier A größere installierte thermische Speicherkapazitäten gesamtökonomisch sinnvoller sind. In Variante 3 betragen die thermischen Speichergrößen 102 l (EFH_F) bzw. 148 l (EFH_K) je Gebäude.

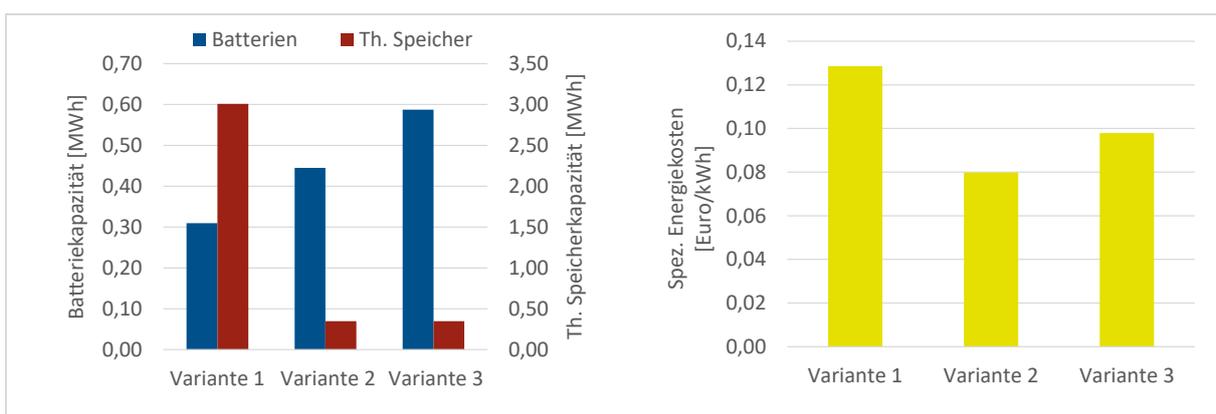


Abbildung 20 Installierte Speicherkapazitäten (links) und spezifische Energiekosten (rechts) der Versorgungsvarianten in Quartier B

Variante 1 weist die höchsten spezifischen Energiekosten bezogen auf den Energiebedarf auf (siehe Abbildung 20, rechte Grafik). Dies liegt an den hohen Kosten des Wärmenetzes, das sich aus ökonomischer Sicht bei der im ländlich geprägten Quartier B vorliegenden vergleichsweise niedrigen

Wärmebedarfsdichte nicht rentiert (eine genauere Aufteilung der Kosten findet in Kapitel 6.3.1 statt). So stellt in Quartier B die Variante 2 mit dezentraler Wärme- und zentraler Stromversorgungsstruktur die kostengünstigste Option dar, während die Kosten der gänzlich dezentralen Versorgung in Variante 3 zwischen denen von Variante 1 und Variante 2 liegen.

6.1.3 Quartier C

Für die Versorgung des urbanen, aus Bestandsgebäuden bestehenden Mischquartiers C stehen Photovoltaik, mit Biogas betriebene BHKWs (zentral in Variante 1 und dezentral in Variante 2 und 3), regionale Windenergie und Import als Stromquellen zur Verfügung. Wie Abbildung 21 zeigt, hat in Variante 1 Photovoltaik mit 42 Pro-



zent den größten Anteil an der Stromversorgung, während das regionale Windpotenzial genutzt wird und mit 34 Prozent einen größeren Anteil als die BHKWs mit 24 Prozent aufweist. Stromimporte finden nur in marginalem Umfang statt. In Variante 2 steigt der Anteil der BHKWs an der Strombedarfsdeckung deutlich auf 63 Prozent an, während die Importe 1 Prozent betragen und Windenergie nicht zum Einsatz kommt. Dies liegt in der Zusammensetzung der dezentralen Wärmeversorgung begründet, die verstärkt auf BHKWs als Hauptwärmequellen zurückgreift und auch zu einem höheren Gesamtstrombedarf in den Varianten 2 und 3 im Vergleich zu Variante 1 führt (siehe Abbildung 21 und Abbildung 22). Der Anteil der BHKWs an der Stromversorgung bleibt in Variante 3 mit 63 Prozent gleich, während Photovoltaik auf 27 Prozent abfällt und die Stromimporte auf 10 Prozent steigen, um der dezentralen Stromversorgung ohne Stromaustausch zwischen den Gebäuden Rechnung zu tragen. Es zeigt sich auch, dass die PV-Potenziale in Variante 3 weniger genutzt werden, was sich auch in der installierten Leistung, die auf 1 MW absinkt, verdeutlicht. Der Vergleich zwischen installierter BHKW-Leistung und den in den BHKWs erzeugten Strommengen zeigt zudem, dass Variante 3 die meisten Volllaststunden von durchschnittlich etwa 3.565 h aufweist, während die BHKWs in Variante 1 mit 2.001 h aufgrund des hohen Anteils fluktuierender erneuerbarer Energien die wenigsten Volllaststunden haben.

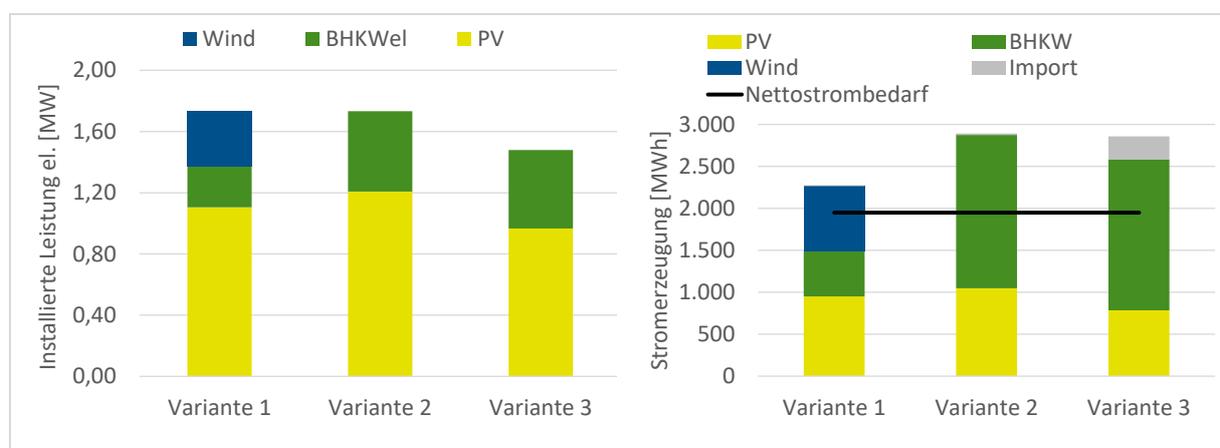


Abbildung 21 Installierte elektrische Leistung (links) und jährliche Stromerzeugung (rechts) der Versorgungsvarianten in Quartier C

Zur Wärmeversorgung von Quartier C steht in Variante 1 Abwärme auf einem Temperaturniveau von 40 °C zur Verfügung, die mittels Wärmepumpen auf die 70 °C Vorlauftemperatur des Wärmenetzes angehoben und in dieses eingespeist wird. Diese Abwärme wird in der Gesamtsystemoptimierung als vorteilhafte Wärmequelle identifiziert und das Gesamtpotenzial der Abwärmemenge von maximal 50 Prozent des jährlichen Gesamtwärmeverbrauchs wird vollends ausgeschöpft (die Abwärmeleistung nutzt das Potenzial von 50 Prozent der maximalen Wärmebedarfsleistung nicht aus). Wie Abbildung 22 (rechte Grafik) darstellt, deckt die an die Abwärmequelle angeschlossene Wärmepumpe mit einem COP von etwa 8 insgesamt 57 Prozent² des Wärmebedarfs, während eine separate, zentrale Sole-Wärmepumpe 23 Prozent und die BHKWs 21 Prozent bereitstellen. Hierbei erreicht die an die Abwärme angeschlossene Wärmepumpe 3.728 Volllaststunden und nutzt das Abwärmepotenzial folglich nicht konstant über das Jahr verteilt. Die Möglichkeit, in Variante 1 zusätzliche Heizstäbe als Spitzenlasttechnologie für das Wärmenetz einzusetzen, wird nicht genutzt. In den Varianten 2 und 3 steht keine Abwärme zur Verfügung, da kein Wärmenetz vorhanden ist. Aufgrund dessen tragen in beiden dezentralen Wärmeversorgungsvarianten die BHKWs vermehrt zur Wärmeversorgung bei und werden durch Heizstäbe und Solarthermie ergänzt. Hierbei ist wichtig, zu betrachten, dass, wie in Kapitel 3.2 beschrieben und in Tabelle 2 dargestellt, in Quartier C keine Wärmepumpen dezentral eingesetzt werden können. Im Vergleich zu Variante 2 weist die gänzlich dezentral organisierte Versorgungsvariante 3 höhere installierte Leistungen und Wärmeerzeugungsmengen an Solarthermie auf.

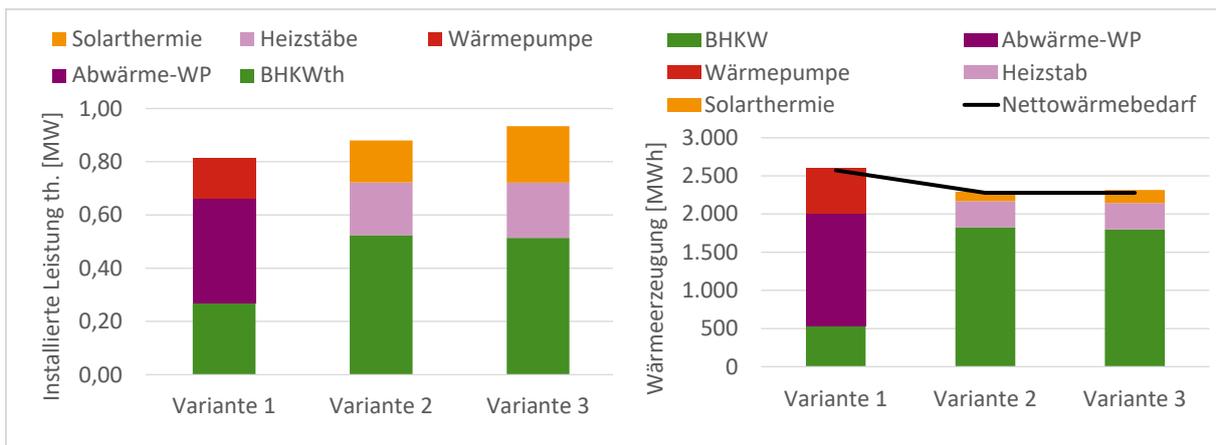


Abbildung 22 Installierte thermische Leistung (links) und jährliche Wärmeerzeugung (rechts) der Versorgungsvarianten in Quartier C

Wie in Abbildung 23 (linke Grafik) dargestellt, sinken die Batteriekapazitäten mit zunehmend dezentral organisierter Energieversorgung. Während Variante 1 eine Batteriekapazität von 1,63 MWh für Quartier C aufweist, werden in Variante 3 zwischen 21 und 42 kWh dezentraler Batteriekapazität je Gebäude (Mittelwert 26 kWh je Gebäude, insgesamt 1,05 MWh im Quartier) aufgebaut. Dieser Trend wird durch die sukzessiv niedrigeren Anteile an fluktuierender erneuerbarer Stromerzeugung in den Varianten 2 und 3 hervorgerufen. Des Weiteren hat Variante 1 durch den hohen Anteil an Photovoltaik und Windstromerzeugung das größte zentrale Wärmespeichervolumen von 148 m³, um den aus den

² Da das Abwärmepotenzial auf 50 Prozent des Energiebedarfs beschränkt ist, kann die an die Abwärme angeschlossene Wärmepumpe einen höheren Anteil als 50 Prozent bereitstellen, der durch den COP der Wärmepumpe beeinflusst wird.

fluktuierenden erneuerbaren Quellen erzeugten Stromüberschuss mittels der Wärmepumpen als thermische Energie zwischenspeichern. In Variante 2 werden dezentrale thermische Speicher von durchschnittlich 2.088 l pro Gebäude installiert. Aufgrund des höheren Anteils an Solarthermie weist Variante 3 höhere Speichervolumen von durchschnittlich 2.865 l pro Gebäude auf. In Variante 3 haben die neueren Gebäudetypen aufgrund ihres Lastprofils höhere Speichervolumen. Zudem haben gewerblich genutzte Gebäude im Vergleich zu Wohngebäuden desselben Gebäudetyps aufgrund ihres höheren Energiebedarfs (vgl. Abbildung 12) ebenfalls höhere Speichervolumen.

Wie auch in Quartier A ist die zentrale Energieversorgungsstruktur in Quartier C die kostengünstigste Alternative, während die Variante 3 am teuersten ist, wie Abbildung 23 (rechte Grafik) anhand der spezifischen Energiekosten bezogen auf den Energiebedarf darstellt. Der signifikante Unterschied zwischen den spezifischen Energiekosten von Variante 1 und Variante 2 ist hauptsächlich durch die Verfügbarkeit und Einbindung des Abwärmepotenzials in die zentral organisierte Wärmeversorgungsinfrastruktur in Variante 1 begründet.

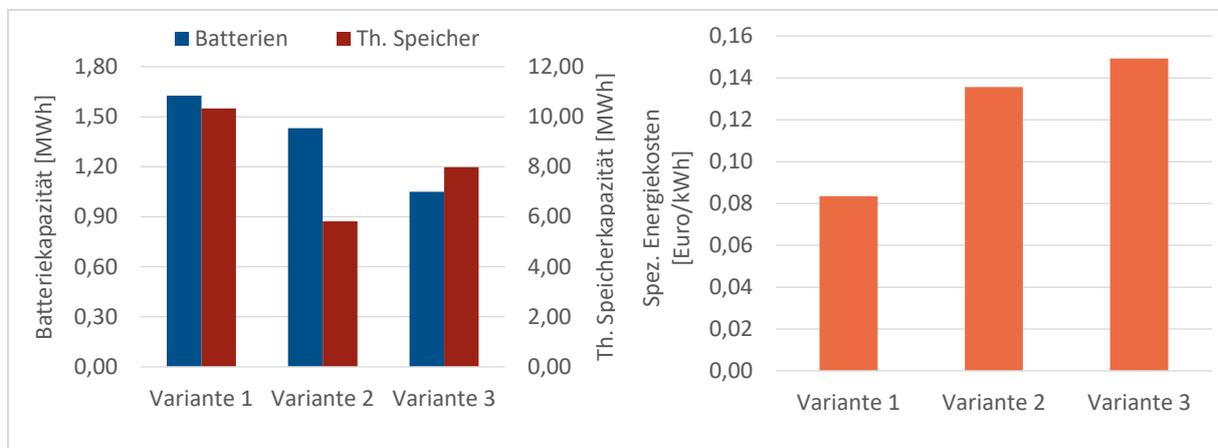


Abbildung 23 Installierte Speicherkapazitäten (links) und spezifische Energiekosten (rechts) der Versorgungsvarianten in Quartier C

6.1.4 Quartier D

Im Neubauquartier D mit seinem Gewerbeanteil ist der Strombedarf mit ca. 4.000 MWh am höchsten (vgl. Abbildung 12). Der Anteil von Photovoltaik an der Stromversorgung zwischen 42 Prozent (Variante 1) und 28 Prozent (Variante 3) und nimmt somit von Variante 1 zu Variante 3 ab (siehe Abbildung 24, rechte Grafik),

während er in Quartier A und B zunimmt. Die Varianten 1 und 2 weisen den gleichen Anteil an Windstrom von 44 Prozent auf, während Photovoltaik einen Anteil von 42 Prozent bzw. 39 Prozent hat. Der verbleibende Strombedarf wird in beiden Varianten durch Stromimport gedeckt, da in Quartier D keine BHKWs zugelassen sind (siehe Kapitel 3.2). In Variante 3 ist kein Bezug von Windenergie zugelassen, wodurch die Stromimporte zunehmen. Da hier der Stromaustausch zwischen den Gebäuden nicht erlaubt ist, sind die installierte PV-Leistung und die resultierende PV-Stromerzeugung deutlich geringer. Die gewerblich genutzten Gebäude weisen einen deutlich höheren Strombedarf als die Gebäude



mit Wohnnutzung auf. Dadurch kann in den gewerblich genutzten Gebäuden mehr PV-Strom genutzt werden, als auf den gebäudeeigenen Dachflächen erzeugt werden kann, was zu einem höheren Anteil der Photovoltaik am Strombedarf in den gewerblichen Gebäuden führt. Die Wohngebäude können dagegen aufgrund ihrer geringeren Energiebedarfsdichte ihr PV-Potenzial nicht vollständig selbst nutzen, weshalb in Variante 3 signifikant weniger PV-Leistung installiert wird, da die Wohngebäude ihr nicht genutztes PV-Potenzial nicht den Gewerbebauten zur Verfügung stellen können. In Quartier D ist somit aufgrund der unterschiedlichen Struktur der Gebäudetypen und der damit verbundenen Energiebedarfsprofile die Möglichkeit des Austauschs von PV-Strom zwischen den Gebäuden im Quartier besonders vorteilhaft und verringert die Notwendigkeit von Stromimporten signifikant.

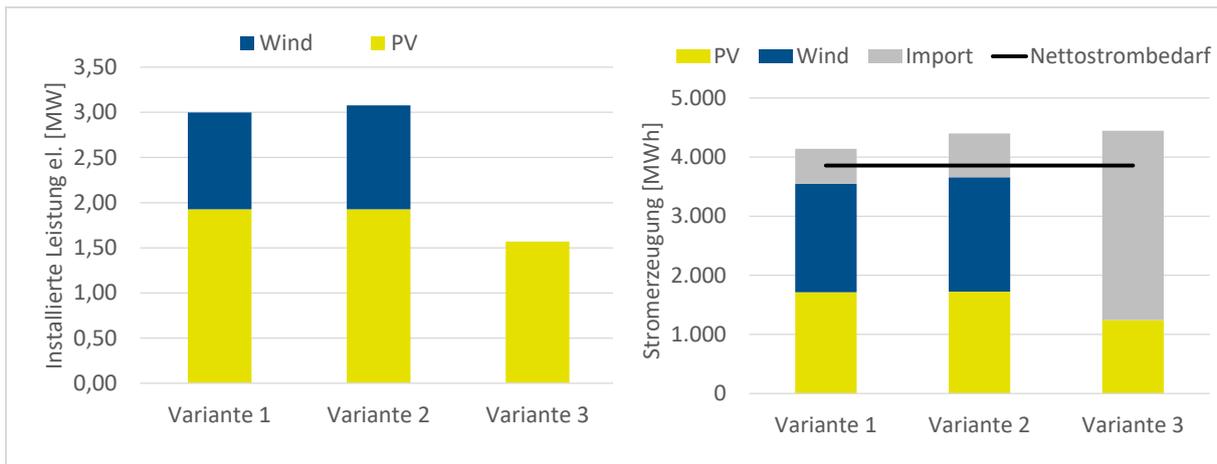


Abbildung 24 Installierte elektrische Leistung (links) und jährliche Stromerzeugung (rechts) der Versorgungsvarianten in Quartier D

Auf der Wärmeseite steht als zentrale Versorgungstechnologie in Variante 1 Abwärme auf einem Temperaturniveau von 40 °C zur Verfügung, deren Beitrag aufgrund der gesetzten Rahmenbedingungen maximal 50 Prozent des jährlichen Wärmebedarfs und maximal 50 Prozent der maximalen Wärmebedarfsleistung decken kann (wie auch in Quartier C). Das Potenzial an installierbarer Abwärmeleistung wird vollständig ausgeschöpft. Wie Abbildung 25 (rechte Grafik) zeigt, decken neben der Abwärme zusätzliche Wärmepumpen, eine zentral an das Netz angeschlossene Wärmepumpe und dezentrale Booster-Wärmepumpen in den Gebäuden den Wärmebedarf. Das Wärmenetz in Variante 1 wird mit einer Vorlauftemperatur von 40 °C betrieben, was für die Raumwärmeversorgung der Gebäude in Quartier D ausreicht. Neben einer zentralen Großwärmepumpe sind in jedem Gebäude Booster-Wärmepumpen installiert, die die bereitgestellte Netztemperatur für die Trinkwarmwasserbereitung von 40 °C auf 70 °C anheben. Es sei angemerkt, dass das Abwärmepotenzial nicht konstant über den Verlauf des Jahres, sondern variabel genutzt wird und 2.163 Volllaststunden aufweist. In Variante 2 und 3 beruht die Wärmeversorgung vollständig auf dezentralen Wärmepumpen, die sowohl die Raumwärme (40 °C) als auch das Trinkwarmwasser bereitstellen.

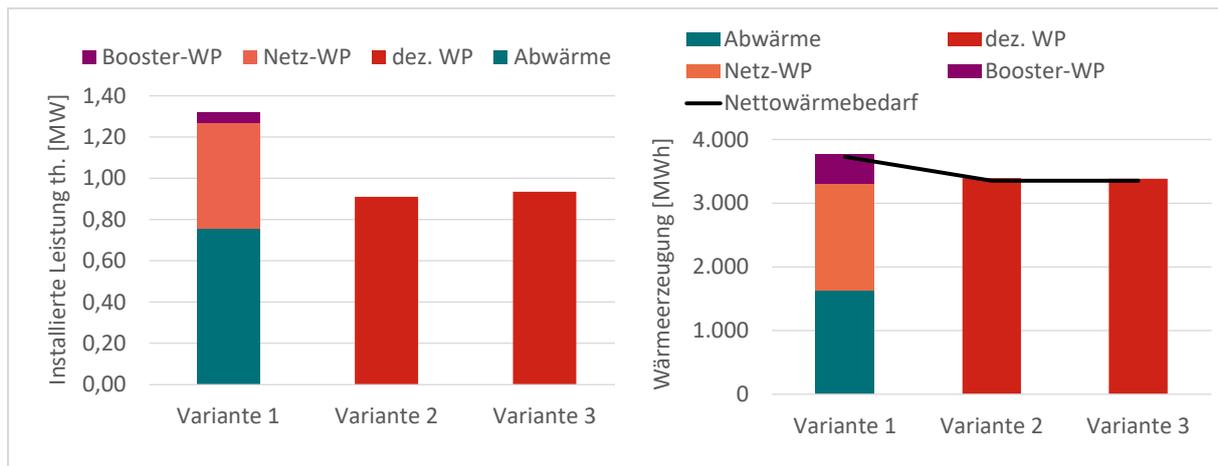


Abbildung 25 Installierte thermische Leistung (links) und jährliche Wärmeerzeugung (rechts) der Versorgungsvarianten in Quartier D

Mit zunehmender Dezentralität der Energieversorgungsstruktur sinken sowohl die Batteriekapazitäten als auch die Kapazitäten der thermischen Speicher (siehe Abbildung 26, linke Grafik). Dies ergibt sich aus den sukzessive steigenden Mengen an Importstrom und den geringen Solarstromanteilen in Variante 3. So betragen die dezentralen Batteriekapazitäten in Variante 3 im Durchschnitt 28,5 kWh. Durch die höheren, flexibel abrufbaren Importstrommengen steigt die Flexibilität des Wärmepumpenbetriebs, sodass auch die thermischen Speicherkapazitäten kleiner dimensioniert werden können. So weisen die dezentralen thermischen Wärmespeicher in Variante 3 ein Volumen zwischen 2.669 l (Wohnnutzung) und 11.445 l (Verkaufsstätten) auf. Auch hier haben die gewerblich genutzten Gebäude signifikant größere Speichervolumen. Die durch die Optimierung errechneten Speichervolumen in Variante 1 verteilen sich überwiegend auf den zentralen Speicher des auf 40 °C betriebenen Wärmenetzes (500 m³), während dezentrale Pufferspeicher mit einem Volumen von 216 l je Gebäude errechnet werden. In Anhang B wird die Sensitivität der Szenarienergebnisse bezüglich der Größe der thermischen Speicher am Beispiel von Quartier D untersucht.

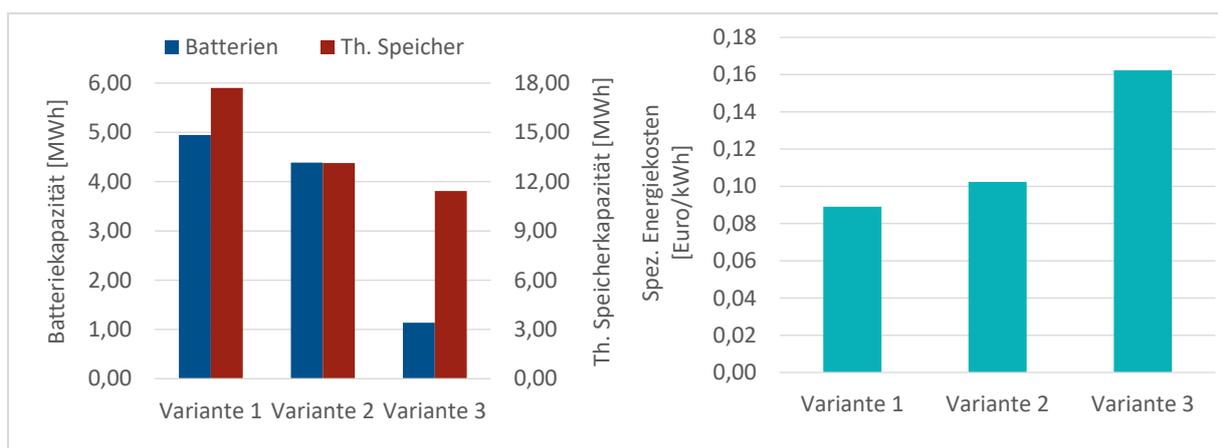


Abbildung 26 Installierte Speicherkapazitäten (links) und spezifische Energiekosten (rechts) der Versorgungsvarianten in Quartier D

Die spezifischen Energiekosten bezogen auf den Energiebedarf weisen in Quartier D den gleichen Trend wie in Quartier A und C auf und sind bei zentraler Versorgung am niedrigsten und nehmen zur

dezentralen Energieversorgung hin zu. Die Steigerung der Energiekosten von Variante 1 zu Variante 3 um 82 Prozent wird durch die stark gestiegene Nutzung von Importstrom und durch das Fehlen des Abwärmepotenzials hervorgerufen.

6.2 Quartiersvergleich

Im Folgenden werden ausgewählte Ergebnisse der Varianten der vier Quartiere gegenübergestellt, um allgemeine Trends zwischen den Quartieren zu identifizieren und zu analysieren.

6.2.1 PV-Potenzialnutzung

Abbildung 27 vergleicht den PV-Potenzialnutzungsgrad für alle Quartiere und untersuchten Varianten, wobei zwischen flächenbezogenem und energiebezogenem Nutzungsgrad unterschieden wird. Während der flächenbezogene Nutzungsgrad angibt, wie viel der installierbaren PV-Leistung innerhalb der Optimierungsrechnungen installiert wird, gibt der energiebezogene Nutzungsgrad an, zu welchem Anteil die durch das installierbare PV-Potenzial theoretisch zur Verfügung stehende PV-Stromerzeugung tatsächlich für die Stromversorgung genutzt wird. Die Diskrepanz zwischen den beiden Potenzialnutzungsgraden spiegelt somit die abgeregelte PV-Stromerzeugung je untersuchter Variante wider.

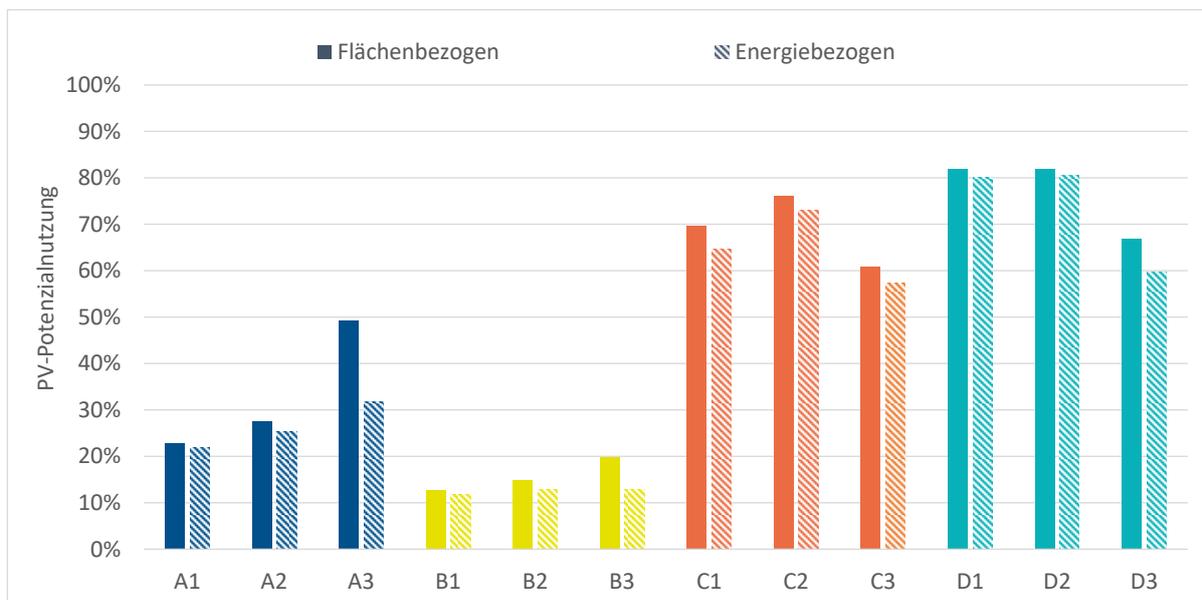


Abbildung 27 Flächenbezogene und energiebezogene Nutzungsgrade des PV-Potenzials (Balken in Vollton: flächenbezogen, schraffiert: energiebezogen)

Der Vergleich zwischen den Quartieren in Abbildung 27 zeigt, dass mit zunehmender Energiebedarfsdichte der Quartiere (vgl. Abbildung 12) der PV-Nutzungsgrad ansteigt. Zudem nimmt der Nutzungsgrad in Quartier A und B von Variante 1 zu Variante 3 zu, da zunächst das Wegfallen der BHKWs (von Variante 1 zu Variante 2) und dann der Wegfall der Windenergiepotenzialnutzung (von Variante 2 zu Variante 3) kompensiert werden muss, um weitere Stromimporte zu vermeiden. Jedoch geht diese höhere Nutzung des PV-Potenzials mit stärkerer Abregelung einher, wie der Vergleich zwischen dem jeweiligen energiebezogenen und flächenbezogenen PV-Potenzialnutzungsgrad zeigt. Durch die

größere installierte PV-Leistung kommt es zwischenzeitlich zu PV-Stromüberschüssen. Da der Stromexport durch Exportkosten bestraft wird (siehe Kapitel 5.7), wird bei der Optimierung die Abregelung der PV-Stromerzeugung bevorzugt, obwohl dies die spezifischen Stromgestehungskosten der Photovoltaik erhöht.

Ein weiterer wichtiger Aspekt der PV-Potenzialnutzung ist die Verteilung der installierten PV-Leistung innerhalb der Quartiere. So weisen die gewerblich genutzten Gebäude in den Mischquartieren C und D für die Variante 3 höhere Nutzungsgrade auf als die Wohngebäude, da sie eine höhere Energiebedarfsdichte haben und der PV-Stromausgleich zwischen den Gebäuden des Quartieres ausgeschlossen ist. Während die gewerblich genutzten Gebäude in Variante 3 ihr PV-Potenzial überwiegend bis vollständig nutzen, können die Wohngebäude einen wesentlich geringeren Teil ihres PV-Potenzials nutzen als in den Varianten 1 und 2, da sie den Solarstrom nicht anderen zur Verfügung stellen können.³ Hierdurch sinkt die PV-Potenzialnutzung des Gesamtquartieres für Quartier C und D in Variante 3.

Des Weiteren wird in Abbildung 27 deutlich, dass der PV-Potenzialnutzungsgrad mit steigender Energiebedarfsdichte der Quartiere ansteigt, da der höhere Energiebedarf nur durch die stärkere Nutzung aller vorhandenen Potenziale (Photovoltaik, Wind, biogene BHKWs) kompensiert werden kann. Dies belegt, dass der Austausch lokal erzeugter Energie innerhalb eines Quartiers und vor allem die gemeinsame Nutzung der lokalen PV-Potenziale bei steigender und/oder inhomogen verteilter Energiebedarfsdichte an Bedeutung gewinnen und zu einer höheren Nutzung lokaler PV-Potenziale führen.

6.2.2 Abregelung von Energie

Abbildung 28 zeigt den prozentualen Anteil der abgeregelten Energie für die drei Technologien Photovoltaik, Wind und BHKW (thermisch) für die verschiedenen Quartiere und Varianten. Für BHKWs ist die Abregelung der elektrischen Energieerzeugung im Modell ausgeschlossen, während die thermische Energieerzeugung der zentral betriebenen BHKWs abgeregelt werden kann.⁴ Thermische Energie aus BHKWs wird in nur sehr geringem Maße abgeregelt und beträgt maximal 1,7 Prozent in Variante B1. Deutlich höhere Anteile abgeregelter Energie sind für Strom aus Photovoltaik und Windkraft festzustellen, bei Photovoltaik bis zu 35,5 Prozent und bei Wind bis zu 46,9 Prozent. Durch die Abregelung steigen die spezifischen Gestehungskosten für den erzeugten Strom, da weniger Strom bei gleichbleibenden Fixkosten erzeugt wird. Da die Importstromkosten vergleichsweise hoch angesetzt sind, wird trotzdem zum Teil die zeitweise Abregelung der Energieerzeugung dem Stromimport vorgezogen.

In dieser Kurzstudie werden keine weiteren Nutzungsmöglichkeiten von überschüssigem Strom betrachtet. Möglich wäre beispielsweise, nicht nutzbaren Strom in Zukunft für die Herstellung von Wasserstoff oder anderen synthetischen Brennstoffen zu nutzen, anstatt ihn abzuregeln. In Anhang A werden die Mengen aller abgeregelten Energieerzeugung der untersuchten Varianten dargestellt.

³ Nach der Erneuerbare-Energien-Richtlinie der EU (RED II, 2018/2001) müssen die Mitgliedsstaaten künftig Rahmenbedingungen schaffen für Erneuerbare-Energien-Gemeinschaften, die es ihnen erlauben, Strom untereinander auszutauschen (Europäische Union 2018). Bei Umsetzung dieser Richtlinie werden somit die Varianten 1 und 2 in einem Quartier ermöglicht, wo heute nur Variante 3 aus regulatorischen Gründen möglich ist.

⁴ Bei der Abregelung der Wärmeerzeugung von BHKWs wird die nicht genutzte thermische Energie über die Kühlung des BHKW an die Umgebung abgegeben.

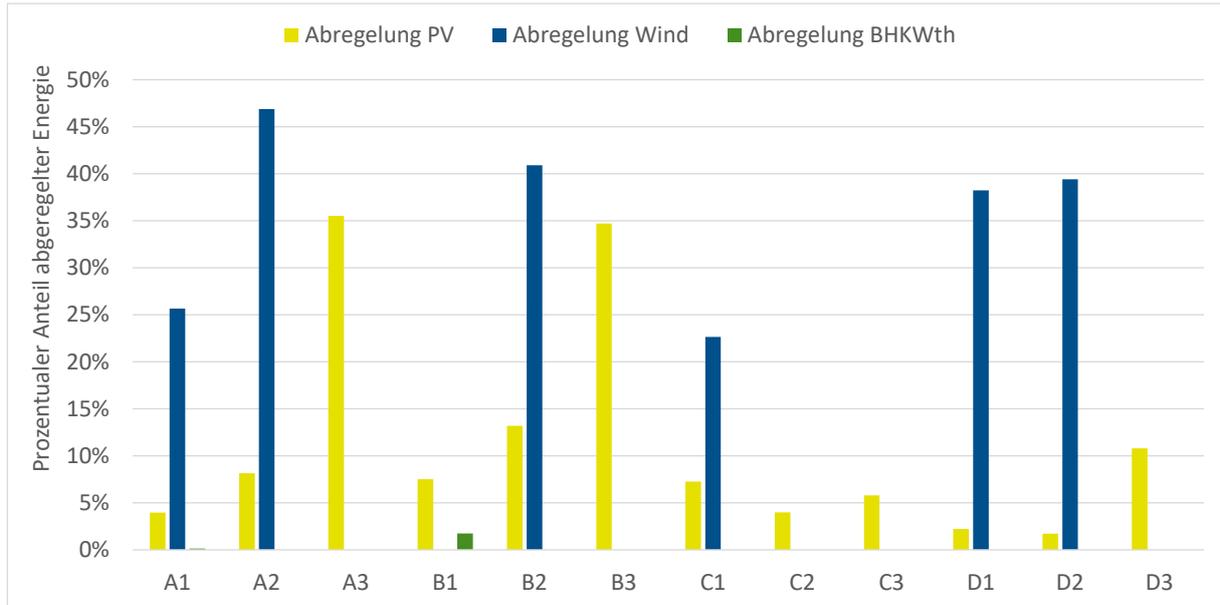


Abbildung 28 Prozentualer Anteil der abgeregelten Energie in allen Quartieren und Varianten für Photovoltaik, Wind und BHKWs (thermisch)

Wie in Abbildung 28 dargestellt, nimmt in den Quartieren A und B der Anteil der prozentualen Abregelung der PV-Stromerzeugung mit zunehmender Dezentralisierung der Versorgung von Variante 1 nach Variante 3 zu. Parallel dazu steigt die installierte PV-Leistung, um den Wegfall von BHKWs (von Variante 1 zu Variante 2) und in Variante 3 auch den Wegfall der Windenergie auszugleichen, jedoch können große Teile des Solarstroms nicht verwertet werden. Dies wird weiter durch Abbildung 29 verdeutlicht, die die absoluten abgeregelten PV-Stromerzeugungsmengen darstellt. Die höhere PV-Potenzialnutzung in Variante 3 der Quartiere A und B und die damit verbundenen hohen abgeregelten Solarstromerträge sind aber aus Sicht des Gesamtquartiers sinnvoll, da so Stromimporte und die damit verbundenen Kosten begrenzt werden können.

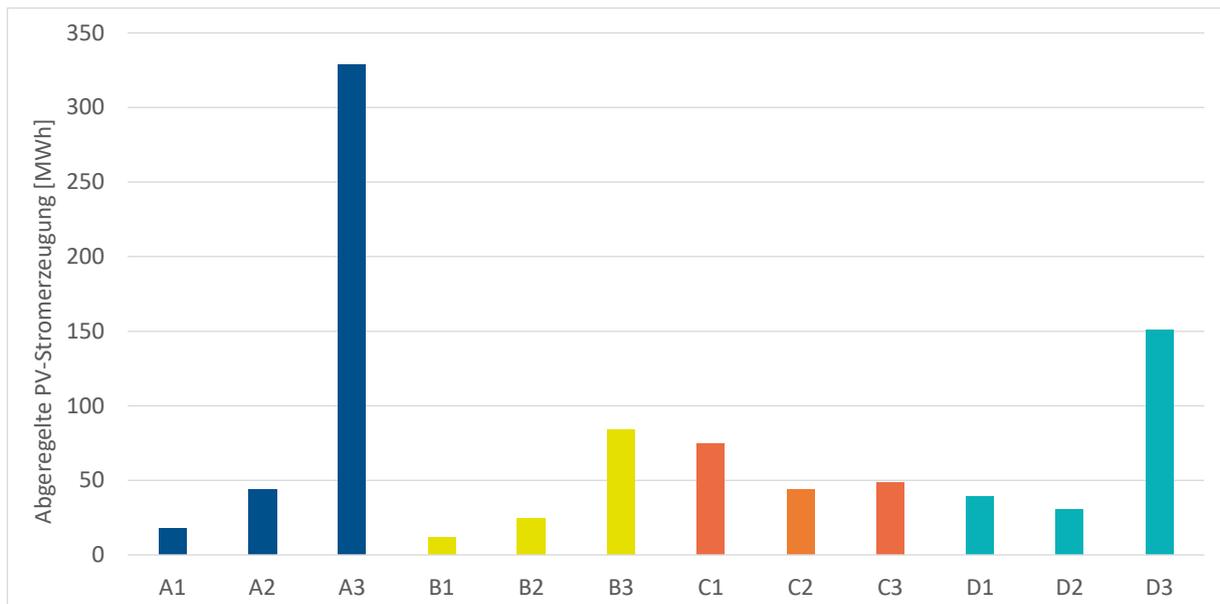


Abbildung 29 Abgeregelte Solarstromerzeugung in allen Quartieren und Varianten

6.3 Indikatorenvergleich

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse mittels der Indikatoren Energiekosten und Selbstversorgungsgrad verglichen, um zu evaluieren, wie vorteilhaft der Quartiersansatz im Vergleich zur reinen Gebäudeoptimierung ist.

Ein weiterer Indikator zur Bewertung des Quartiersansatzes könnte die Systemdienlichkeit der Quartiere sein. Sie bewertet den Energieaustausch zwischen den Quartieren und den umgebenden Energiesystemen und die Frage, wie netz- und systemdienlich sich die identifizierten Energiesysteme verhalten. Im Rahmen dieser Kurzstudie war aufgrund begrenzter Ressourcen eine solche Untersuchung allerdings nicht möglich. Es wird allerdings empfohlen diese Bewertung in einer weiteren Studie vorzunehmen, um weitere wichtige Erkenntnisse von Quartieren im Zusammenspiel mit dem Gesamtsystem zu generieren.

6.3.1 Spezifische Energiekosten

Als Indikator zur Bewertung der Quartiersenergiesysteme bieten sich vor allem die resultierenden Energiekosten an, wie sie bereits für die einzelnen Varianten der Quartiere dargestellt wurden. Abbildung 30 vergleicht die spezifischen Energiekosten bezogen auf den Endenergiebedarf für Strom und Wärme der jeweiligen Versorgungsvariante des jeweiligen Quartiers. Der Vergleich der zwölf untersuchten Varianten zeigt, dass innerhalb der Quartierstypen A, B, C und D die spezifischen Energiekosten der teuersten Versorgungsvariante zwischen 45 Prozent und 82 Prozent über den Kosten der günstigsten Variante liegen. Dieser Kostenunterschied beträgt 45 Prozent in Quartier A, 61 Prozent in Quartier B, 79 Prozent in Quartier C und 82 Prozent in Quartier D. In den Quartieren A, C und D zeigt sich in Abbildung 30 der Trend, dass die Energiekosten mit sukzessive dezentral organisierter Energieversorgung ansteigen. Dies bedeutet, dass die Energiekosten bei einer Einzelgebäudeoptimierung deutlich höher liegen als bei der Quartiersoptimierung und sie somit aus Sicht des lokal Investierenden eine wirtschaftlich unattraktivere Variante darstellt. Eine volkswirtschaftliche Betrachtung aus Sicht der Investierenden in die Netze der allgemeinen Versorgung muss in einer Folgestudie erfolgen. Einzige Ausnahme von diesem Trend ist das ländlich geprägte Quartier B, dessen dezentrale Wärmeversorgungsvariante B2 am günstigsten ist.

Allgemein sei zu den Ergebnissen angemerkt, dass die Stromgestehungskosten der Photovoltaik über die verschiedenen Varianten hinweg bei etwa 5,8 Cent/kWh und für Windenergie inklusive des Aufschlags für die Bereitstellung über ein PPA bei etwa 8,7 Cent/kWh liegen (jeweils ohne Abregelung) und diese Stromgestehungskosten damit auch innerhalb des in (Kost et al., 2021) identifizierten Rahmens liegen.

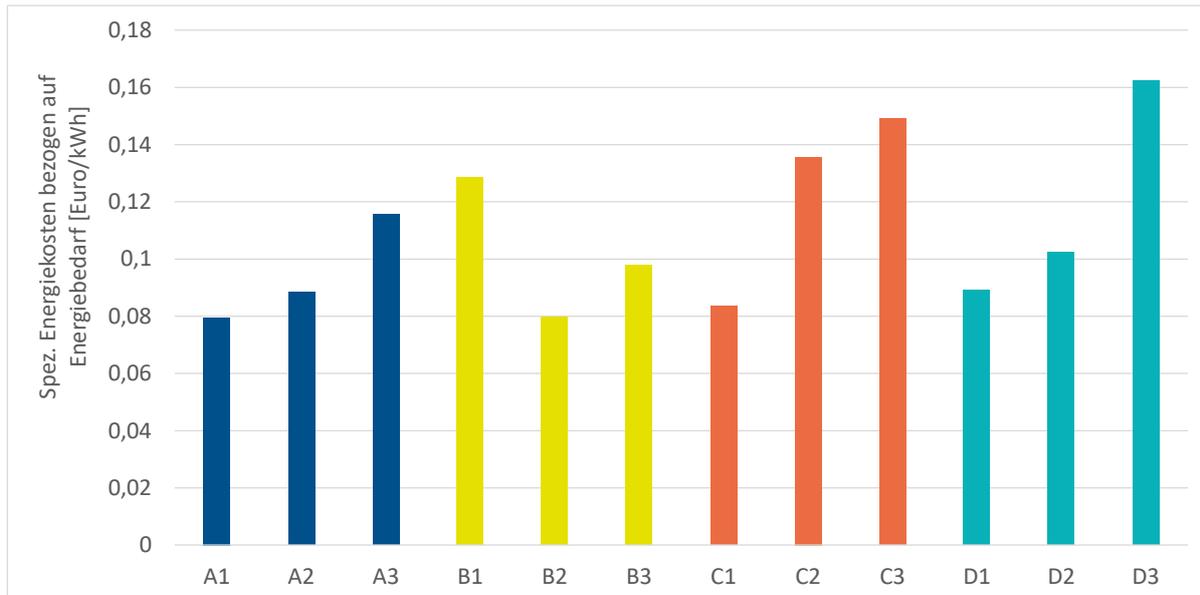


Abbildung 30 Vergleich der spezifischen Energiekosten für alle Quartiere und Versorgungsvarianten

Der Grund für die höheren spezifischen Energiekosten der vollumfänglichen Quartierslösung (Variante 1) in Quartier B findet sich bei einem Blick auf die Zusammensetzung der Energiekosten. Abbildung 31 verdeutlicht, dass die Ursache in den Wärmenetzkosten liegt, die in allen Quartieren gleich hoch angesetzt sind und sich nach den verlegten Trassenmetern pro Gebäude und der Anzahl der Hausanschlüsse richten. In Quartier B liegt aufgrund der dort ausschließlich vorhandenen Ein- und Zweifamilienhäuser ein deutlich geringerer Wärmebedarf als in den anderen Quartieren vor (siehe Abbildung 12), sodass die spezifischen Wärmekosten deutlich erhöht sind und die Kosten des Wärmenetzes den überwiegenden Teil der Kosten der Versorgungsvariante 1 in Quartier B darstellen. Des Weiteren zeigt Abbildung 31, dass mit zunehmend dezentral organisierter Energieversorgung die Kostenanteile für Importstrom und Brennstoffe zunehmen.

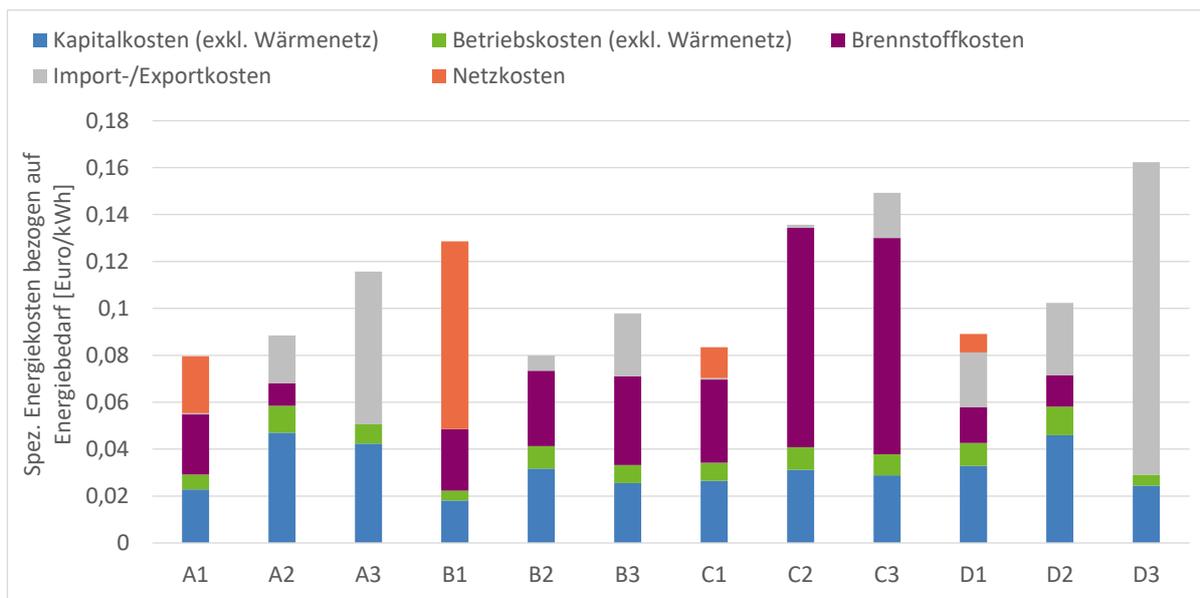


Abbildung 31 Vergleich der spezifischen Energiekosten für alle Quartiere und Versorgungsvarianten, aufgeteilt nach Kostenarten

Abbildung 32 stellt die relativen Anteile der spezifischen Energiekosten der untersuchten Varianten dar. Hierbei zeigt sich, dass die Betriebskosten immer einen geringen Anteil an den Energiekosten haben und in den gänzlich dezentralen Versorgungsvarianten 3 aller Quartiere die Summe aus Brennstoff- und Importstromkosten mehr als 50 Prozent beträgt. Zudem fällt im Vergleich der Varianten in Abbildung 32 auf, dass die Wärmenetzkosten (sowohl Kapital- als auch Betriebskosten des Wärmenetzes) in Quartier B für mehr als 62 Prozent der Energiekosten verantwortlich sind, während die Anteile der Wärmenetzkosten an den jeweiligen Energiekosten mit steigender Wärmebedarfsdichte sukzessive abnehmen (etwa 30 Prozent in Quartier A, 16 Prozent in Quartier C und knapp 9 Prozent in Quartier D).

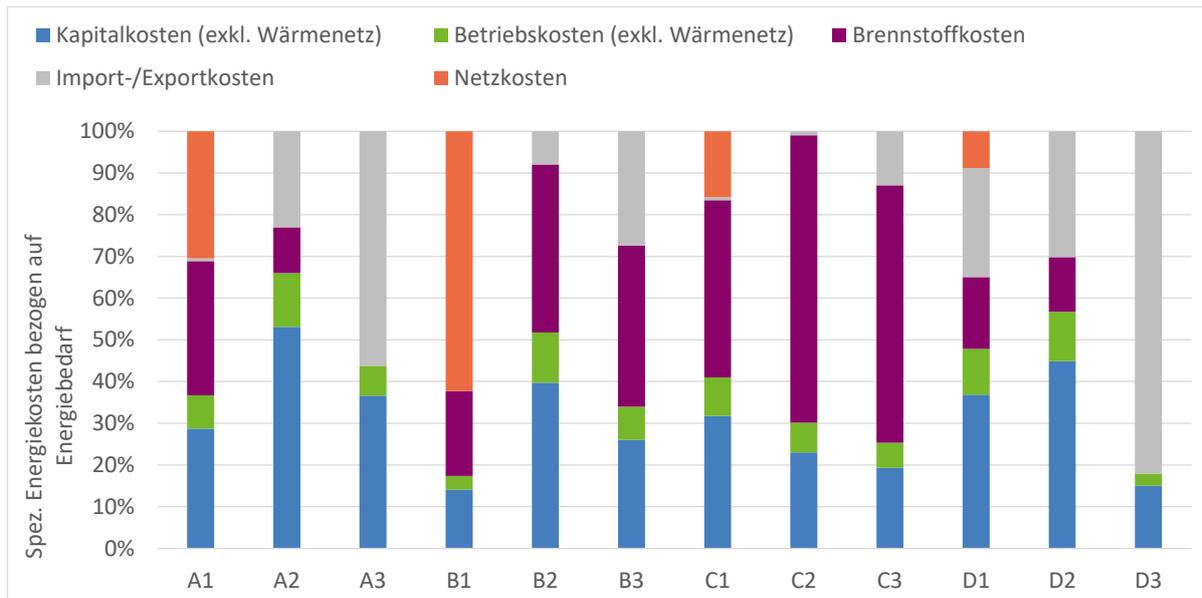


Abbildung 32 Vergleich der spezifischen Energiekosten für alle Quartiere und Versorgungsvarianten, aufgeteilt nach Kostenarten in relativer Darstellung

In Bezug auf die Einordnung der Ergebnisse ist es wichtig, festzustellen, dass die berechneten Energiekosten die Stromgestehungskosten darstellen ohne Berücksichtigung von Netzgebühren sowie Steuern und Abgaben. Dies ist so lange unerheblich, wie der Einfluss dieser Nichtberücksichtigung auf alle Varianten gleich ist. Tatsächlich fallen keine Netzgebühren, Steuern und Abgaben an, solange es sich um den Eigenverbrauch von Strom und Wärme aus einer PV-Anlage auf dem Dach oder einem BHKW handelt.⁵ Bei Windstrom, der über einen bilateralen Stromabnahmevertrag (PPA) bezogen wird, wurden die Bezugskosten von 5 Cent/kWh berücksichtigt. Der Stromimport, der mit Netzgebühren, Steuern und Abgaben belegt ist, wurde dagegen mit 30 Cent/kWh angesetzt. Damit ist die Betrachtung für die Einzelgebäudeversorgung realistisch (Variante 3).

Schwieriger zu bewerten ist die Situation bei den quartiersoptimierten Lösungen. Im Wärmebereich (Variante 1) ist die gemeinsame Nutzung von Wärmequellen physikalisch bei Vorhandensein eines Wärmenetzes gegeben. Berücksichtigt sind dabei die Gestehungskosten und die Infrastrukturkosten für das Wärmenetz. Die Wärmebezugskosten sind allerdings insoweit etwas unterschätzt, als die

⁵ Mit Ausnahme der EEG-Umlage, die allerdings Mitte 2022 abgeschafft wird.

Wärmeerzeugung und -verteilung von Wärmeversorgern erfolgen, die Betriebskosten haben und Gewinne erwirtschaften müssen. Es ist aber davon auszugehen, dass die dadurch verursachten Aufschläge verhältnismäßig klein sind.

Kritischer und unsicherer ist die Bewertung der Zusatzkosten für eine quartiersoptimierte Stromversorgung. Das Stromnetz ist vorhanden und wurde bei der Betrachtung ökonomisch nicht berücksichtigt. Nach aktuellem Rechtsrahmen ist eine quartiersoptimierte Stromversorgung durch Austausch zwischen den Gebäuden im Sinne von Variante 1 und Variante 2 nur durch die Einrichtung einer Kundenanlage möglich, die einerseits räumlich nur begrenzt möglich ist und andererseits Kosten unter anderem für die Erstellung und den Betrieb des lokalen Stromnetzes, den Messstellenbetrieb und die Abrechnung mit sich bringt. Künftig könnte eine quartiersoptimierte Stromversorgung auch durch die Gründung von Erneuerbare-Energien-Gemeinschaften nach der EU-Richtlinie RED II erfolgen. Nach Artikel 22 Absatz 2 b der Richtlinie stellen die Mitgliedsstaaten sicher, dass „Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften berechtigt sind [...], die mit Produktionseinheiten im Eigentum der Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft produzierte erneuerbare Energie gemeinsam zu nutzen“ (Europäische Union 2018). Deutschland hat die Richtlinie bislang noch nicht in nationales Recht umgesetzt, somit kann noch nicht abgeschätzt werden, mit welchen Zusatzkosten dies verbunden ist. Allerdings werden diese vermutlich sehr viel niedriger liegen als die allgemeinen Netzgebühren, Steuern und Abgaben, da es sich nur um einen lokalen Austausch von Strom handelt. Diesbezüglich bedarf es dringend eines ausgewogenen Ansatzes, der sowohl den volkswirtschaftlichen Ausbau der zentralen Netzinfrastruktur im Blick hat, aber auch Anreize für lokale Investierende setzt.

Zusätzlich ist festzustellen, dass in der Realität aus Versorgungssicherheitsgründen üblicherweise eine Überdimensionierung von Energieerzeugungsanlagen vorgenommen wird, die in KomMod nicht abgebildet wird. Die Kostensteigerung einer solchen Überdimensionierung der Energieerzeugungsanlagen fällt bei einer dezentralen Energieversorgungsstruktur (Variante 3) stärker aus als in zentralen Versorgungsstrukturen mit einer geringeren Anzahl an Anlagen. Hierdurch werden die in dieser Studie ausgewiesenen Kosten von Variante 3 im Vergleich zu den Varianten 1 und 2 leicht unterschätzt.

Die Kosten sowohl der Varianten 1 und 2 als auch der Variante 3 sind somit etwas zu niedrig angesetzt, wenn auch aufgrund unterschiedlicher Ursachen. Die daraus resultierenden Unsicherheiten haben jedoch einen so geringen Einfluss, dass das Ergebnis der deutlichen Kostenvorteile des Quartiersansatzes dadurch nicht in Frage gestellt wird.

Zusammenfassend kann somit festgestellt werden, dass die strom- und wärmeseitige Quartiersoptimierung zu deutlichen Kostenvorteilen gegenüber einer reinen Gebäudeoptimierung führt, solange eine ausreichende Wärmebedarfsdichte innerhalb des Quartiers vorhanden ist. Ist dies beispielsweise in ländlichen Gebieten mit größeren Grundstücken sowie einem hohen Anteil an Ein- und Zweifamilienhäusern nicht der Fall, ist eine wärmeseitig dezentrale Lösung kombiniert mit einer stromseitig optimierten Quartierslösung (Variante 2) zu bevorzugen.

6.3.2 Selbstversorgungsgrad

Der Selbstversorgungsgrad eines Quartiers beschreibt, zu welchem Anteil das Quartier seinen Energiebedarf aus eigenen Energiequellen deckt, und stellt einen weiteren wichtigen Indikator zur Evaluation der Quartiere und ihrer Versorgungsvarianten in dieser Studie dar. Dabei wird die Strom-

und Wärmeerzeugung aus Biogas-BHKWs als Selbstversorgung betrachtet. Auch Windkraftanlagen, deren Strom über einen bilateralen Stromabnahmevertrag (PPA) bezogen wird, werden als lokale Stromquelle angesehen.

Abbildung 33 zeigt den Selbstversorgungsgrad für alle Quartiere und Varianten und bezieht sich auf die elektrische Energieversorgung. Es sei hier angemerkt, dass der thermische Selbstversorgungsgrad aller untersuchten Varianten 100 Prozent beträgt, solange kein Importstrom für den Betrieb der Wärmepumpen und Heizstäbe genutzt wird. Aufgrund dessen und der Tatsache, dass Wärmeaustausch der Quartiere mit der Umgebung ausgeschlossen wurde, bietet der elektrische Selbstversorgungsgrad, wie er in Abbildung 33 für die Energiequellen Photovoltaik, biogene BHKWs und Wind dargestellt ist, eine höhere Aussagekraft für die Evaluation der untersuchten Varianten.

Der Vergleich der summierten Selbstversorgungsgrade in Abbildung 33 stellt heraus, dass der Quartiersansatz (Variante 1) generell zu höheren Selbstversorgungsgraden führt, der mit zunehmend dezentraler Energieversorgungsstruktur abnimmt. In Quartier A reduziert sich der Selbstversorgungsgrad von 100 Prozent auf 55 Prozent, in Quartier B von 99 Prozent auf 72 Prozent, in Quartier C von 100 Prozent auf 90 Prozent und in Quartier D von 86 Prozent auf 28 Prozent im Vergleich von zentraler und dezentraler Versorgung. Dies begründet sich in der abnehmenden Möglichkeit, bei dezentraler Energieversorgung biogene BHKWs und Windenergie als Energiequellen einzubinden. In Quartier C werden BHKWs für die dezentrale Wärmeversorgung eingesetzt, wodurch weniger Strom importiert werden muss. Infolgedessen sinkt der gesamte Selbstversorgungsgrad bei Quartier C von Variante 1 zu Variante 3 weniger ab als in den anderen Quartieren. Zudem lässt sich festhalten, dass der Quartiersansatz ermöglicht, in den meisten Fällen eine (nahezu) vollständige Selbstversorgung sicherzustellen (Quartier A, B und C). Die Ausnahme hiervon bildet Quartier D, das eine vergleichsweise hohe Energiebedarfsdichte aufweist und keine BHKWs nutzen kann und deshalb einen Selbstversorgungsgrad von 86 Prozent in Variante 1 aufweist.

Die Analyse der Zusammensetzung der Selbstversorgungsgrade in Abbildung 33 aus den Energiequellen Photovoltaik, BHKWs und Wind zeigt unterschiedliche Trends für die Quartiere. So steigt der solare Selbstversorgungsgrad in Quartier A und B von Variante 1 zu Variante 3 an. Dies geht einher mit einer steigenden PV-Potenzialnutzungsquote von Variante 1 zu Variante 3 (siehe Kapitel 6.2.1) und gleichzeitig einer steigenden Abregelung der PV-Stromerzeugung (siehe Kapitel 6.2.2). Der Grund für den steigenden Trend des PV-Selbstversorgungsgrads sind der Wegfall der vergleichsweise günstigen Energiequellen BHKW (von Variante 1 zu Variante 2) und Windenergie (von Variante 2 zu Variante 3) sowie ausreichend vorhandene PV-Potenziale, sodass mit steigender dezentraler Energieversorgungsstruktur ein größerer Anteil der Selbstversorgung durch Photovoltaik bereitgestellt wird.

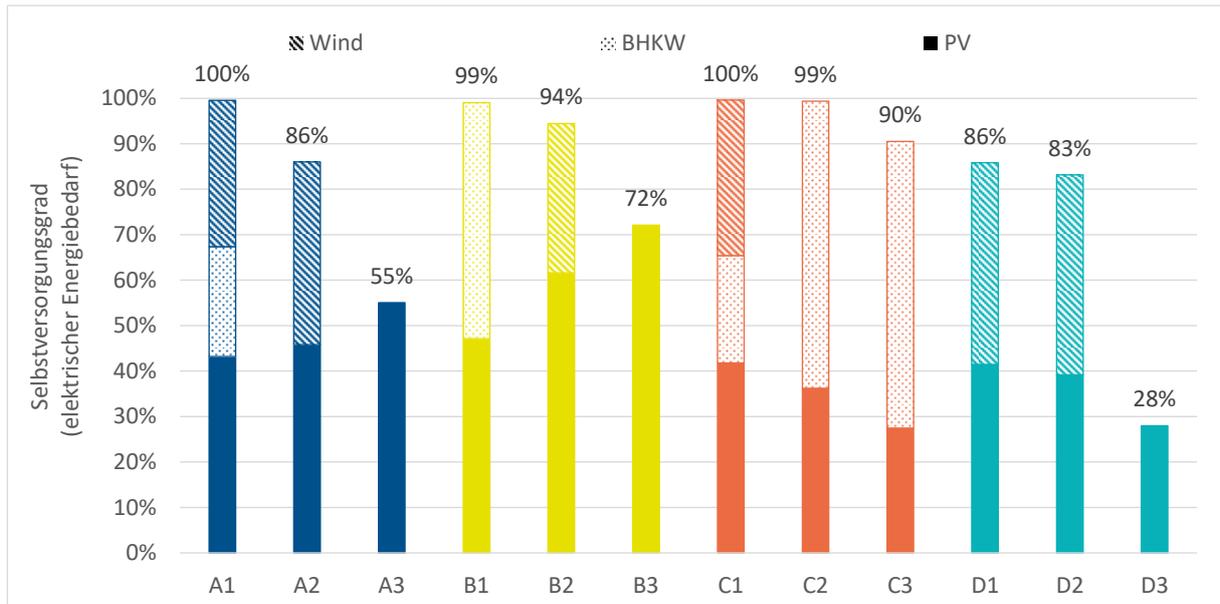


Abbildung 33 Selbstversorgungsgrad bezogen auf den elektrischen Energiebedarf aller Quartiere und Varianten; Windkraftanlagen, die über einen PPA-Vertrag genutzt werden, sowie Biogas-BHKWs werden als lokale Energiequelle betrachtet und ermöglichen die Selbstversorgung (Balken in Vollton: PV, gepunktet: BHKW, schraffiert: Wind)

In Quartier C und D sinkt mit zunehmend dezentraler Energieversorgung (von Variante 1 zu Variante 3) der durch Photovoltaik bedingte Selbstversorgungsgrad der Quartiere. Dieser Trend begründet sich in mehreren Punkten. Einerseits weisen die Quartiere C und D inhomogenere Energiebedarfsdichten gegenüber den Quartieren A und B auf (vgl. Abbildung 12) und profitieren hierdurch stärker vom Austausch lokal erzeugter Energie innerhalb der Quartiere. So können bei diesen Quartierslösungen und Variante 2 die Solarstrompotenziale der Gebäude mit niedrigerer Energiebedarfsdichte (Wohngebäude) für die Versorgung der gewerblich genutzten Gebäude mit höherer Energiebedarfsdichte genutzt werden, wodurch sich der gesamte durch Photovoltaik bereitgestellte Selbstversorgungsgrad des Quartiers erhöht. Des Weiteren führen die höheren Energiebedarfsdichten der gewerblich genutzten Gebäude in Quartier C und D dazu, dass Photovoltaik nur einen geringen Anteil zum Selbstversorgungsgrad dieser Gebäude beitragen kann. Dies lässt sich auch durch den Vergleich des PV-Selbstversorgungsgrads der Variante 3 aller Quartiere im Kontext ihrer Energiebedarfsdichte verdeutlichen. So weist das ländliche Wohnquartier B3 mit seinem im Vergleich zum Energiebedarf hohen PV-Potenzial den höchsten PV-Selbstversorgungsgrad auf, während mit steigender Energiebedarfsdichte des urbanen Wohnquartiers A3 der PV-Selbstversorgungsgrad auf 55 Prozent sinkt und in den urbanen Mischquartieren C3 und D3 mit 27 bzw. 28 Prozent die niedrigsten Werte erreicht.

In der Zusammenfassung dieser Analysen wird deutlich, dass die Quartierslösung signifikante Vorteile in Bezug auf den Selbstversorgungsgrad von Quartieren bietet und dies insbesondere gilt, wenn die Quartiere höhere Energiebedarfsdichten und/oder eine hohe, inhomogen verteilte Energiebedarfsdichte und unterschiedliche Lastprofile aufweisen. Denn in diesen Fällen bietet der Austausch von Strom zwischen den Gebäuden des Quartiers große Vorteile und erhöht den Selbstversorgungsgrad der Quartiere.

6.4 Einschränkungen der KomMod-Ergebnisse und Bewertung der Sensitivitätsanalysen

Innerhalb dieser Kurzstudie werden Annahmen zu den Energiesystemen der Quartiere und ihrer Interaktion mit den übergeordneten Netzebenen und der Region im Allgemeinen getroffen. Um den Quartiersansatz zu bewerten und einem gebäudeoptimierten Energiesystem gegenüberzustellen, wird innerhalb der Untersuchung eine Selbstversorgung der Quartiere durch hohe Stromimportpreise und Stromexportkosten sowie das Fehlen von thermischem Energieaustausch mit der Umgebung forciert. Durch die Optimierungsrechnungen wird somit der Energieaustausch mit der Umgebung minimiert. Für reale Quartiere wird auch im Zieljahr erwartet, dass eine ausgeprägtere Interaktion mit dem umliegenden Energiesystem stattfindet. Allerdings werden durch die vorgenommene Forcierung die Untersuchungen zum Vergleich des Quartiersansatzes und der Gebäudeoptimierung unterstützt, wodurch im Rahmen dieser Studie diese etwas künstliche Sichtweise zielführend ist. Außerdem würde eine tiefere Analyse der Interaktion mit der Umgebung den Rahmen dieser Kurzstudie überschreiten.

Allgemein sei noch angemerkt, dass die Ergebnisse der Optimierungsrechnungen idealisierte Energiesysteme im Zieljahr auf Grundlage einer volkswirtschaftlichen Optimierung darstellen. Hierbei wird nicht die Transformation der Quartiere in diese Zielsysteme explizit abgebildet, sodass beispielsweise Netzausbau- oder Sanierungskosten nicht betrachtet werden. Dies ist dem Ziel dieser Studie, dem Vergleich des Quartiersansatzes mit der Einzelgebäudeoptimierung, zuträglich und eine Betrachtung der unterschiedlichen Sanierungskosten würde von diesem Fokus ablenken und den Rahmen dieser Kurzstudie übersteigen. Des Weiteren sei angemerkt, dass Energieinfrastruktur und der Energieaustausch innerhalb des Energiesystems in KomMod vereinfacht abgebildet und keine direkten Infrastrukturcharakteristika (z.B. optimale Trassenlänge des Wärmenetzes) in der Optimierung adressiert werden.

Die Sensitivitätsanalysen der unterschiedlichen Parameter und Randbedingungen (siehe Anhang B) haben gezeigt, dass einzelne Einflussgrößen signifikante Auswirkungen auf die berechneten Ergebnisse haben können. Jedoch fußen die Annahmen und Daten dieser Kurzstudie wie dargestellt auf belastbaren Quellen und zielführenden Annahmen. Des Weiteren bieten die untersuchten Technologieportfolios der verschiedenen Quartiere mit ihren Versorgungsvarianten ein ausreichend differenziertes Bild, um unterschiedlichste Kombinationen von Technologien und Gegebenheiten zu evaluieren. Zudem sind die getroffenen Festlegungen der Eingangsdaten und Rahmenbedingungen dem Untersuchungsschwerpunkt dieser Studie zuträglich.

Auf Grundlage dieser Überlegungen kann gefolgert werden, dass die Aussagekraft dieser Studie im Hinblick auf die qualitative und quantitative Bewertung des Quartiersansatzes gegenüber der Optimierung der Einzelgebäude nicht signifikant durch die verwendeten Eingangsdaten, Randbedingungen und Annahmen eingeschränkt wird.

7 Bewertung der rechtlichen Rahmenbedingungen

Um Quartiere als Grundlage eines regulativen Rahmens zu verwenden, ist es erforderlich, den Begriff Quartier hinreichend genau zu differenzieren. Üblicherweise versteht man darunter ein Teilgebiet einer Gemeinde oder Stadt, das mindestens mehrere Gebäude, meist aber mehrere Straßenzüge umfasst. Dabei ist ein Quartier ein räumlich zusammenhängendes Gebiet, dessen geografische Grenzen allerdings manchmal nicht eindeutig festgelegt sind und meist nicht mit administrativen Grenzen übereinstimmen. In dieser Studie mit ihrem auf die Energieversorgung bezogenen Fokus werden Quartiere dadurch definiert, dass das Quartiersgebiet in einem stadtplanerischen Entwicklungsprozess neu bebaut und/oder saniert wird. Das Quartier resultiert also aus der Einbeziehung von Grundstücksflächen und Gebäuden in das Entwicklungsvorhaben, die durch Projektentwicklerinnen und Projektentwickler vorgenommen wird. Damit ist diese Definition temporär begrenzt auf die Entwicklungsphase und kann sich danach auch wieder ändern.

Für die energetische Betrachtung eines Quartiers ist es wichtig festzustellen, dass dessen Gebiet in der Regel nicht mit den Gebietseinheiten der Energieversorgungsstrukturen übereinstimmt und dass auch die verschiedenen Sektoren der Energieversorgung in unterschiedlichen Gebietseinheiten organisiert sind. Eine Versorgungseinheit bzw. ein Versorgungsgebiet ist im Stromsektor zum Beispiel ein Verteilnetzgebiet, das von einem Ortsnetztrafo versorgt wird, im Erdgasbereich ist es ein Niederdruck-Ortsverteilstromnetz, das von einer Druckminderungsstation versorgt wird und im Wärmebereich ein eigenständiges Nahwärmenetz oder ein Unterverteilnetz eines größeren Fernwärmenetzes. Die Ausdehnung der Energienetze ist ein wichtiges Kriterium zur energiebezogenen Gebietsdefinition, allerdings ist auch zu bedenken, dass in einem Quartier zwar alle Gebäude an das Stromnetz, aber nicht alle Gebäude an vorhandene Gas- und Wärmenetze angeschlossen sein müssen und somit diese Netze die Gebiete oftmals nicht vollständig umschreiben. Neben diesen physikalischen, durch die Energieverteilnetze definierten Gebietsgrenzen, sind aus energetischer Sicht zusätzlich auch die Gebietsgrenzen wichtig, innerhalb derer der Betrieb der Energieanlagen gesteuert wird. In einem eigenständigen Nahwärmenetz ist das Gebiet des Wärmenetzes und seine angeschlossenen Verbraucher identisch mit dem Betriebsgebiet. Im Stromnetz dagegen steuert der Netzbetreiber nicht einen einzelnen Trafo und den dadurch definierten Netzabschnitt, sondern über eine Netzleitwarte eine größere Zahl von Netzabschnitten. Dies macht deutlich, dass das Erreichen einer energetischen Zielsetzung für ein Quartier, wie z.B. die Klimaneutralität auf diesem Gebiet zu erreichen, einerseits eine klare Benennung der Gebietsgrenzen erforderlich macht, andererseits aber auch vor allem als bilanzielle Zielsetzung zu verstehen ist, die das Quartier nicht isoliert betrachtet, sondern die Einbindung in die umliegenden Energiesysteme und die Interaktion mit diesen berücksichtigt.

Bislang sind Quartiere im Energierecht als lokale Organisations- und Handlungsebene zwischen den Letztverbrauchern und den Energieversorgern und Netzbetreibern nicht vorhanden. Das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) regelt z.B. durch die Grundversorgungspflicht die Beziehung zwischen Energieversorger und Haushaltskunden. Nach § 36 Absatz 1 EnWG haben Energieversorgungsunternehmen für Netzgebiete, in denen sie die Grundversorgung von Haushaltskunden durchführen, die Pflicht, jeden Haushaltskunden zu versorgen. Nach § 36 Absatz 2 EnWG ist das Energieversorgungsunternehmen der Grundversorger, das die meisten Haushaltskunden in einem Netzgebiet der allgemeinen Versorgung beliefert. Dies wird alle drei Jahre neu festgestellt. Die Bereitstellung von

Energienetzen regelt § 11 Absatz 1 EnWG, nach dem die Betreiber von Energieversorgungsnetzen verpflichtet sind, ein sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Energieversorgungsnetz diskriminierungsfrei zu betreiben, zu warten und bedarfsgerecht zu optimieren, zu verstärken und auszubauen, soweit es wirtschaftlich zumutbar ist. (Deutscher Bundestag 2021a)

Die dezentrale Erzeugung erneuerbarer Energien regelt das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2021). Nach § 8 Absatz 1 EEG 2021 müssen Netzbetreiber Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien an ihr Netz anschließen. Nach § 11 Absatz 1 EEG 2021 sind die Netzbetreiber auch verpflichtet, den gesamten Strom aus erneuerbaren Energien, der in der Form einer Marktprämie, einer Einspeisevergütung, einem Mieterstromzuschlag oder einer sonstigen Direktvermarktung veräußert wird, unverzüglich vorrangig physikalisch abzunehmen. (Deutscher Bundestag 2021b)

Im EnWG findet sich der Quartiersbegriff nicht und im EEG nur in § 21 Absatz 3. Dort ist geregelt, dass ein Anspruch auf die Zahlung des Mieterstromzuschlags auch dann besteht, wenn der Letztverbraucher, dem der Mieterstrom geliefert wird, sich in Gebäuden in demselben Quartier befindet wie das Gebäude, auf dem sich die Solaranlage, mit der der Mieterstrom erzeugt wurde, installiert ist, soweit die Lieferung ohne Durchleitung durch ein Netz (der allgemeinen Versorgung) erfolgt.

7.1.1 Kundenanlagen als Quartiersversorgungslösungen unter heutigem Rechtsrahmen

Um die Klimaneutralität in einem Quartier zu erreichen, könnte ein eigenständiges Energiesystem (insbesondere ein eigenständiges Stromnetz) im Quartier aufgebaut und betrieben werden. Eine solche Lösung kennt das Energierecht bislang jedoch nicht. Behelfsmäßig setzen Projektentwicklerinnen und Projektentwickler in Quartieren sogenannte Kundenanlagen (früher Arealnetze) nach Definition des EnWG um. Nach § 3 Nummer 24a EnWG sind Kundenanlagen „Energieanlagen zur Abgabe von Energie, die sich (a) auf einem räumlich zusammengehörenden Gebiet befinden, (b) mit einem Energieversorgungsnetz oder mit einer Erzeugungsanlage verbunden sind, (c) für die Sicherstellung eines wirksamen und unverfälschten Wettbewerbs bei der Versorgung mit Elektrizität und Gas unbedeutend sind und (d) jedermann zum Zwecke der Belieferung der angeschlossenen Letztverbraucher im Wege der Durchleitung unabhängig von der Wahl des Energielieferanten diskriminierungsfrei und unentgeltlich zur Verfügung gestellt werden.“

An dieser Stelle sei angemerkt, dass eine klimaneutrale Energieversorgung nur unter Berücksichtigung aller Energiesektoren (Strom, Wärme, Kälte und Mobilität) und einer Kopplung derselben erreicht werden kann. Im Fokus der Energiesystembetrachtung steht dabei meist der Stromsektor, da dieser vornehmlich national einheitlich organisiert ist, die Sektoren Wärme und Kälte dagegen vielfach auf lokaler Ebene individuell umgesetzt werden und somit die Gesetzgebung sich meist auf die Setzung eines allgemeinen Rahmens beschränkt. Die Energieversorgung für die Mobilität ist meist unabhängig von örtlichen Strukturen organisiert, solange es sich um fossile Kraftstoffe handelt und wird künftig durch die Elektrifizierung zunehmend dem Stromsektor zugeordnet. Da sich deshalb viele energiewirtschaftliche Regelungen auf den Stromsektor beziehen, beziehen sich die Beschreibungen im Folgenden vereinfachend auf den Stromsektor. Es ist deshalb notwendig, diese in weitergehenden Betrachtungen auf den Wärme- und Kältesektor zu übertragen (inklusive der Gasinfrastruktur).

Abbildung 34 zeigt im linken Schaubild die übliche Stromversorgung durch Energieversorger im Rahmen von Einzelverträgen mit den Haushaltskunden, wobei ein unabhängiger Netzbetreiber das

Stromnetz bereitstellt und betreibt. Wird dagegen, wie auf dem rechten Schaubild dargestellt, eine Kundenanlage im Quartier installiert, betreibt ein lokaler Akteur das Stromnetz im Quartier oder Teilbereichen des Quartiers und kann auch Strom aus eigenen Stromerzeugungsanlagen an die Haushalte verkaufen. Dabei muss der einzelne Haushalt auch diskriminierungsfrei einen anderen Stromversorger wählen können. Der Netzbetreiber sorgt für den Anschluss der Kundenanlage am Übergabepunkt. Der Betreiber der Kundenanlage versorgt die angeschlossenen Letztverbraucher mit lokal erzeugtem Strom und, soweit erforderlich, mit importiertem Strom, den er über einen Stromliefervertrag mit einem Energieversorger bezieht.

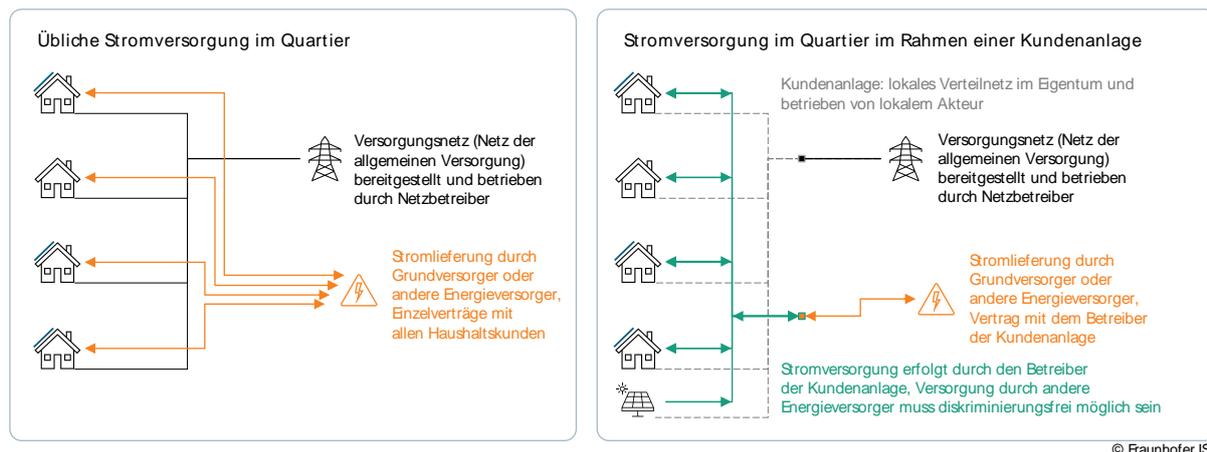


Abbildung 34 Stromversorgungsmodelle nach aktuellem Rechtsrahmen: üblicher Versorgung (links) und Versorgung im Rahmen einer Kundenanlage nach § 3 Nummer 24a EnWG (rechts)

Die Einordnung als Kundenanlage hat aus Sicht der Entwickler und Nutzer von Quartierskonzepten den Vorteil, dass für den innerhalb der Kundenanlage erzeugten und dort an Verbraucher gelieferten Strom weder Netzentgelte noch die weiteren netznutzungsbezogenen Umlagen und Abgaben anfallen. Momentan wird dies als wirtschaftlicher Vorteil genutzt, der dem „Vor-Ort-Strom“ im Vertrieb die Konkurrenzfähigkeit sichert, allerdings aus Sicht des Gesamtsystems auch Fragen aufwirft (Endsolidarisierung). Um diesbezüglich weiter zu kommen braucht es dringend wie bereits erwähnt einen ausgewogenen Ansatz, der sowohl den volkswirtschaftlichen Ausbau der zentralen Netzinfrastruktur im Blick hat, aber auch Anreize für lokale Investierende setzt. Zudem sieht das Energiewirtschaftsrecht für Stromlieferungen innerhalb von Kundenanlagen gewisse administrative Erleichterungen vor (vgl. z.B. § 5 EnWG). Vor allem aber ist die Kundenanlage nicht Teil des öffentlichen Stromnetzes – und damit der komplexen und umfangreichen energierechtlichen Regulierung des Netzbetriebs sowie den damit einhergehenden Pflichten insgesamt entzogen. (von Bredow Valentin Herz Rechtsanwälte, 2018)

Allerdings sind beim Einsatz von Kundenanlagen in Quartieren einige Aspekte strittig, wie z.B. das Kriterium des räumlich zusammenhängenden Gebiets sowie die Wettbewerbsrelevanz, zu denen der Bundesgerichtshof (BGH) am 11.12.2019 ein Urteil gefällt hat. Das Kriterium räumlich zusammenhängendes Gebiet wird dabei eine untergeordnete Bedeutung zugemessen, nach BGH liege dieses insbesondere auch dann vor, wenn sich die Kundenanlage über mehrere Grundstücke erstreckt und diese Grundstücke so gut wie ausschließlich über die Kundenanlage versorgt werden. Dies sei insbesondere dann der Fall, wenn Grundstücke aneinandergrenzen und nicht verstreut liegen. Dabei sei es unschädlich, wenn ein derart abgegrenztes Gebiet Straßen, ähnlich öffentliche Räume oder

vereinzelte, nicht ins Gewicht fallende andere Grundstücke einschließt, die nicht über die Kundenanlage versorgt werden. (Richter und Herms, 2020)

Maßgeblich für die Beurteilung der Wettbewerbsrelevanz sollen laut Urteil des BGH neben der Anzahl der angeschlossenen Letztverbraucher auch die Menge der durchgeleiteten Energie sowie die geographische Ausdehnung der Energieanlage sein. Danach scheidet – vorbehaltlich der durch den Tatrichter jeweils durchzuführenden Gesamtwürdigung – im Regelfall eine Einordnung als für den Wettbewerb unbedeutend aus, wenn mehrere hundert Letztverbraucher angeschlossen sind, die Energieanlage eine Fläche von deutlich über 10.000 m² versorgt, die jährliche Menge durchgeleiteter Energie voraussichtlich 1.000 MWh deutlich übersteigt und mehrere Gebäude angeschlossen sind. Bleibt die Energieanlage hingegen in mehreren dieser Punkte hinter den genannten Werten zurück, soll es sich regelmäßig um eine für die Sicherstellung eines wirksamen und unverfälschten Wettbewerbs bei der Versorgung mit Elektrizität und Gas unbedeutende Kundenanlage handeln. (Hoffmann Liebs Partnerschaft von Rechtsanwälten mbB, 2020)

Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass Kundenanlagen nach aktueller Rechtslage nur für kleine Quartiere mit weniger als 100 Letztverbrauchern und unter einigen einschränkenden Bedingungen in Frage kommen, wobei die Auslegung des Rechtsrahmens teilweise noch unsicher ist. Somit sind Kundenanlagen vermutlich nur für einen kleinen Teil der Quartiere eine Lösung zur Umsetzung einer eigenständigen Vor-Ort-Versorgung, solange der Rechtsrahmen nicht weiterentwickelt wird.

7.1.2 Lokale Energiegemeinschaften: alternatives Geschäftsmodell für Quartiere

Die Optimierung der Stromversorgung innerhalb des Quartiers und Erreichung eines möglichst hohen Anteils an lokaler Nutzung erneuerbarer Energien kann nicht nur durch den beschriebenen Aufbau einer vom Netz der allgemeinen Versorgung separierten Quartiersversorgung mit eigenständig betriebem Stromnetz als Kundenanlage nach EnWG erreicht werden. Möglich ist auch, dass unter unveränderter Nutzung des Netzes der allgemeinen Versorgung der Strombezug und die Stromlieferung nicht nur bilateral zwischen den Letztverbrauchern und einem üblicherweise überregional tätigen Energieversorger erfolgt, sondern auch der lokale Austausch von Strom zwischen den Letztverbrauchern im Quartier ermöglicht wird. Da das Stromnetz dabei unverändert bleibt, ändert sich der physikalische Stromfluss möglicherweise nur wenig. Allerdings werden durch die buchhalterischen Lieferungen von Strommengen zwischen den lokalen Akteuren Änderungen sowohl in der Betriebsweise des Energiesystems und im Verbrauchsverhalten der Akteure als auch in der Struktur des lokalen Energiesystems durch Stimulation von Investitionen z.B. in Solaranlagen, Batteriespeicher, Wärmepumpen oder E-Fahrzeugen ausgelöst. Voraussetzung hierfür ist jedoch, dass der Vor-Ort-Austausch von Strom zwischen den Akteuren niederschwellig möglich ist und deutliche Kostenvorteile bei den Netzegebühren, Steuern und Abgaben mit sich bringt.

Das Konzept des privilegierten Stromaustausches zwischen Letztverbrauchern wurde in den letzten Jahren auf europäischer Ebene unter dem Begriff „Energiegemeinschaften“ entwickelt. Im Rahmen des „Clean Energy Package“ der EU im Jahr 2018 wurde die EU-Richtlinie zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Renewable Energy Directive, RED II) verabschiedet, die in Artikel 22 die Einführung von „Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften“ vorsieht (Europäisches Parlament und Rat 2018). Darüber hinaus wurde im Jahr 2019 die EU-Richtlinie für den Elektrizitätsbinnenmarkt (Common Rules for the Internal Market for Electricity Directive, IEMD) verabschiedet, die

die Mitgliedsstaaten in Artikel 16 zum Erlass eines Regulierungsrahmens für „Bürgerenergie-gemeinschaften“ verpflichtet (Europäisches Parlament und Rat 2019). Beide Energiegemeinschaften haben zum Ziel, die Erzeugung durch und den Austausch von Energie zwischen lokalen Erzeugern und Erzeugern sowie Verbraucherinnen und Verbrauchern zu ermöglichen bzw. zu erleichtern.

Nach Artikel 22 Absatz 2 RED II müssen die Mitgliedstaaten sicherstellen, dass sich Endkunden und insbesondere Haushalte an einer Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft beteiligen dürfen und dass diese berechtigt sind, (a) erneuerbare Energie zu produzieren, zu verbrauchen, zu speichern und zu verkaufen; und (b) innerhalb der Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft die mit eigenen Produktionseinheiten produzierte erneuerbare Energie gemeinsam zu nutzen. Nach Artikel 22 Absatz 4 RED II werden die Mitgliedstaaten verpflichtet, einen Regulierungsrahmen zu schaffen, der es ermöglicht, die Entwicklung von Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften zu unterstützen und voranzubringen. Mit diesem Rahmen ist u.a. sicherzustellen, dass der jeweilige Verteilernetzbetreiber mit Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften zusammenarbeitet, um Energieübertragungen innerhalb von Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften zu erleichtern; dass sich Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften angemessen und ausgewogen an den Systemgesamtkosten beteiligen und die Beteiligung an Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften allen Verbrauchern offensteht, auch jenen, die in einkommensschwachen oder bedürftigen Haushalten leben.

Die IEMD-Richtlinie besteht bezüglich der Bürgerenergiegemeinschaften vornehmlich aus Kann-Regelungen. So können die Mitgliedsstaaten z.B. vorschreiben, dass diese das Recht haben, innerhalb der Gemeinschaft Elektrizität gemeinsam zu nutzen, die mit Erzeugungsanlagen im Eigentum der Gemeinschaft erzeugt wird (Artikel 16 Nummer 3e IEMD). Die Mitgliedstaaten können weiter beschließen, Bürgerenergiegemeinschaften das Recht zu erteilen, in ihrem Tätigkeitsgebiet Verteilernetze zu betreiben (Artikel 16 Nummer 4 IEMD). Generell können Bürgerenergiegemeinschaften in den Bereichen Erzeugung, einschließlich aus erneuerbaren Quellen, Verteilung, Versorgung, Verbrauch, Aggregation, Energiespeicherung, Energieeffizienzdienstleistungen oder Ladedienstleistungen für Elektrofahrzeuge tätig sein oder andere Energiedienstleistungen für ihre Mitglieder oder Anteilseigner erbringen (Artikel 2 Nummer 11c IEMD).

Bürgerenergiegemeinschaften entsprechend der IEMD-Richtlinie sind eine Rechtsperson, deren Mitglieder natürliche Personen, Gebietskörperschaften, einschließlich Gemeinden, oder Kleinunternehmen sein können (Artikel 2 Nummer 11a IEMD). Die Mitgliedstaaten können im Regelungsrahmen für Bürgerenergiegemeinschaften vorschreiben, dass Bürgerenergiegemeinschaften für die länderübergreifende Teilnahme offen sind (Artikel 16 Nummer 2a IEMD). Somit können sich Haushalte und sonstige lokale Akteure in Bürgerenergiegemeinschaften zusammenschließen, die Bürgerenergiegemeinschaften können sich jedoch weit über ein Quartier und eine Stadt hinaus ausbreiten und evtl. sogar länderübergreifend arbeiten.

Eine Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft ist eine Rechtsperson, deren Anteilseigner oder Mitglieder natürliche Personen, lokale Behörden einschließlich Gemeinden, oder KMU sind, die in der Nähe der Projekte im Bereich erneuerbare Energie angesiedelt sind, deren Eigentümer und Betreiber diese Rechtsperson ist (Artikel 2 Nummer 16 RED II). Eine genaue Definition, was Projektnähe bedeutet, liegt nicht vor, da aber u.a. auch der Betrieb von Wind- und Bioenergieanlagen möglich ist, ist davon auszugehen, dass Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften regional tätig sein werden und Aktivitäten über die Stadtgrenzen hinaus entfalten. Dabei ist zwischen der räumlichen Ausdehnung der

Standorte der Mitglieder (Verbraucherinnen und Verbraucher) und der Standorte der Erneuerbare-Energien-Anlagen der Gemeinschaft zu unterscheiden.

Somit können nach Schaffung der rechtlichen Grundlagen sowohl Bürgerenergiegemeinschaften als auch Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften innerhalb eines Quartiers zur Optimierung der Energieversorgung des Quartiers gegründet werden. Da Haushalte und Letztverbraucher jedoch aktiv einer Rechtsperson beitreten müssen und diese Mitgliedschaft natürlich freiwillig ist, kann davon ausgegangen werden, dass nicht alle Akteure in einem Quartier Mitglieder werden. Darüber hinaus kann die Energiegemeinschaft auch Verbraucher außerhalb des Quartiers aufnehmen und Erneuerbare-Energien-Anlagen außerhalb des Quartiers betreiben. Somit kann das von der Energiegemeinschaft betriebene Energiesystem weitgehend mit dem Quartiersenergiesystem übereinstimmen, muss dies aber nicht und kann auch sehr stark davon abweichen.

Die Struktur einer lokalen Energiegemeinschaft ist schematisch in Abbildung 35 dargestellt. Die physikalische Stromversorgung erfolgt vollständig über das Netz der allgemeinen Versorgung. Der buchhalterische Austausch von Strommengen erfolgt zwischen den beteiligten Akteuren, wobei beispielhaft dargestellt ist, dass ein Teil der Letztverbraucher nicht Teil der Energiegemeinschaft ist und die Energiegemeinschaft Solar- und Windkraftanlagen außerhalb des Quartiers betreibt.

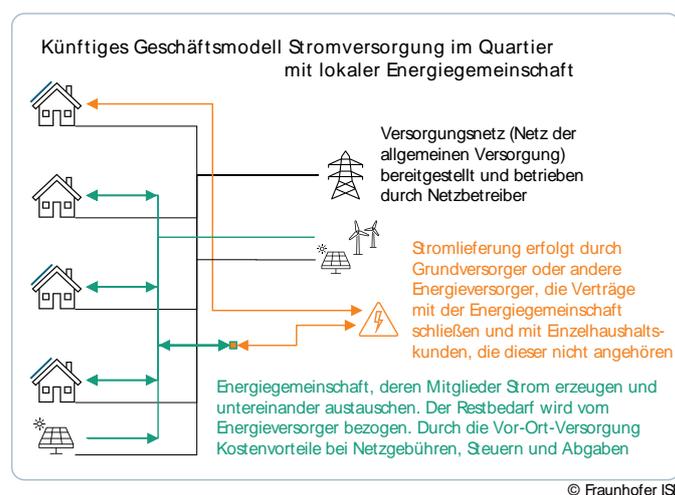


Abbildung 35 Künftiges Geschäftsmodell der Stromversorgung im Quartier bei Einführung von lokalen Energiegemeinschaften

Wie attraktiv die Gründung von lokalen Energiegemeinschaften in Quartieren tatsächlich ist, kann bislang nicht bewertet werden, da noch kein nationaler Rechtsrahmen hierfür geschaffen wurde. Nach EU-Recht hätte die IEMD-Richtlinie bis zum 31. Dezember 2020 und die RED II-Richtlinie bis zum 30. Juni 2021 in nationales Recht überführt werden müssen, doch ist dies in Deutschland wie in einigen anderen Ländern Europas bislang noch nicht erfolgt.

7.1.3 Zusammenfassung

Die Zielsetzung der Klimaneutralität eines Quartiers ist sinnvoll, da die Energiewende nur gelingen kann, wenn auch die Quartiersentwicklerinnen und -entwickler dieses Ziel in ihren Planungen verfolgen. Allerdings werden lokale Energiesysteme heute nicht auf der Quartiersebene optimiert, auch weil der heute gültige regulative Rahmen keine Strukturen und Akteure vorsieht, die dies

verfolgen und umsetzen könnten. Die Akteure der Energiewirtschaft optimieren ihr Energiesystem üblicherweise in größeren Gebietseinheiten. Den lokalen Akteuren selbst (z.B. Wohnbaugesellschaften und Letztverbraucher) erlaubt der aktuell gültige Rechtsrahmen dagegen nicht, Versorgungsstrukturen auf Quartiersebene aufzubauen, die einen niederschweligen Austausch von Energie zwischen den Akteuren im Quartier ermöglichen. Nur die Kundenanlagen nach EnWG sind ein Lösungsansatz, der allerdings aufgrund der eng gesetzten Bedingungen vermutlich nur für einen kleinen Teil der Quartiere in Frage kommt.

Dabei werden die priorisierte Erzeugung von erneuerbaren Energien in unmittelbarer Nähe der Verbraucher sowie die Erschließung der Synergieeffekte durch lokale Sektorkopplung, Speicherung und lokales Energiemanagement zunehmend als wichtige Bausteine der klimaneutralen Energieversorgung erkannt und unter dem Begriff „Vor-Ort-Versorgung“ diskutiert. So weisen beispielsweise die Autoren des Impulspapiers „Vor-Ort-Potenziale der Energiewende entfesseln“ darauf hin, dass künftig zusätzlich zur internationalen und nationalen Ebene eine dritte Ebene im zukünftigen Energiesystem hinzukommt, die durch Vor-Ort-Lösungen charakterisiert ist. Die Technologien zur lokalen Kopplung der Sektoren wie Photovoltaikanlagen, Wärmepumpen, Wallboxen, Speicher, lokale Energiemanagementsysteme oder digitale Steuerung und Zählerinfrastruktur stünden bereit und eine Vor-Ort-Versorgung wäre technisch längst möglich und auch bezahlbar. Eine systemdienliche Energieversorgung vor Ort als wichtiges Element des zukünftigen Energiesystems sei weitgehend Common Sense geworden. Es fehlten jedoch tragfähige Geschäftsmodelle für eine sektorenübergreifende und effiziente Verknüpfung dieser Technologien zu integrierten vor-Ort-Lösungen. (Henning et al., 2021)

Dies macht deutlich, dass der regulative Rahmen dringend weiterentwickelt werden muss, um die Optimierung von Energiesystemen auf der Quartiersebene als wichtiger Beitrag der Vor-Ort-Versorgung zu ermöglichen. Dabei sind zwei Pfade denkbar, die parallel oder alternativ begangen werden können. **Der erste Pfad besteht in der Weiterentwicklung der Regulatorik von Kundenanlagen**, so dass diese für typische Quartiersstrukturen in Bezug auf Größe, Anzahl der angeschlossenen Letztverbraucher, Energiemengen und Anzahl Gebäude anwendbar sind. In diesem Fall würden zunehmend eigenständige lokale Netze auf Quartiersebene entstehen, weshalb auch der Einfluss der Quartiere auf das vorgelagerte Stromsystem beachtet und die Systemdienlichkeit der Quartiere bewertet und gefordert werden muss sowie Regeln für eine faire Finanzierung der Systemkosten auch durch die Betreiber der Kundenanlagen zu entwickeln sind. **Der zweite Pfad besteht in der Entwicklung einer Regulatorik zur Implementierung von Lokalen Energiegemeinschaften**, die konsequent darauf ausgerichtet ist, dass sich Energiegemeinschaften auf Quartiersebene gründen und vor Ort ein Energiesystem umsetzen und betreiben, das sich durch einen hohen Selbstversorgungsanteil und eine hohe Systemdienlichkeit für das vorgelagerte Energiesystem auszeichnet. Hierzu muss die Umsetzung der RED II-Richtlinie in deutsches Recht möglichst schnell erfolgen. Bei der Schaffung der Regulatorik für Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften ist jedoch darauf zu achten, dass ausreichende Anreize für die Gründung lokal begrenzter Gemeinschaften geschaffen werden, die einen möglichst hohen Anteil lokaler Energieerzeugung im Quartier und einen systemdienlichen Betrieb durch Bereitstellung von Flexibilitäten für das vorgelagerte Energiesystem anstreben. Dabei muss dafür gesorgt werden, dass sich die Optimierung nicht nur am Stromsystem, sondern am Gesamtenergiesystem und der Kopplung der Sektoren Strom, Wärme, Kälte und Mobilität ausrichtet.

8 Fazit

Mit dieser Studie wurde mittels Optimierungsrechnungen für Quartiersenergiesysteme analysiert, ob der Quartiersansatz quantitativen Vorteile für die Energieversorgung von Quartieren im Vergleich zu dezentral optimierten Versorgungsstrukturen auf Gebäudeebene aufweist. Die Untersuchungen wurden am Beispiel von vier unterschiedlichen Quartierstypen mit jeweils drei verschiedenen Energieversorgungsstrukturen in Deutschland für das Zieljahr 2045 durchgeführt, die sich durch eine klimaneutrale Energieversorgung auszeichnen. Es sei an dieser Stelle auf die Einschränkungen der Studienergebnisse, die in Kapitel 6.4 dargestellt werden, verwiesen.

Die Studienergebnisse zeigen, dass der Quartiersansatz mit quartiersoptimierter Strom- und zentraler Wärmeversorgungsinfrastruktur vorteilhaft gegenüber dezentralen, gebäudeoptimierten Energieversorgungskonzepten ist. Gerade im Hinblick auf die spezifischen Energiekosten und den Selbstversorgungsgrad zeigt sich der Quartiersansatz vorteilhaft, da die vorhandenen Potenziale zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien besser genutzt und regionale Windenergiepotenziale zur Energieversorgung einbezogen werden können. Zudem können innerhalb der zentralen Wärmeversorgung weitere Energiequellen wie biogen betriebene Blockheizkraftwerke und Abwärmepotenziale besser erschlossen und eingebunden werden. So weist der Quartiersansatz signifikant niedrigere spezifische Energiekosten im Vergleich zu dezentral organisierten Energieversorgungsstrukturen auf. Die einzige Ausnahme hiervon bilden ländliche geprägte Quartiere, die keine ausreichend hohe Wärmebedarfsdichte für einen wirtschaftlichen Betrieb eines Wärmenetzes aufweisen, sodass eine dezentrale Wärmeversorgung bei zentral bzw. quartiersoptimierter Stromversorgung inklusive Stromaustausch zwischen den Gebäuden die kostengünstigste Lösung darstellt.

Einen wichtigen Vorteil des Quartiersansatzes stellt der angenommene kostenfreie Stromaustausch zwischen den Gebäuden des Quartiers dar, der eine gemeinsame Nutzung der Photovoltaik- und anderer Stromerzeugungspotenziale im Gesamtquartier ermöglicht. Gerade in Quartieren mit höherer Energiebedarfsdichte und damit einem geringeren möglichen Selbstversorgungsgrad der Einzelgebäude kann der Stromaustausch zwischen den Gebäuden erhebliche Vorteile bei der Senkung von Energiekosten und der Steigerung des Selbstversorgungsgrads des Quartiers bieten. Dies gilt insbesondere, wenn die Gebäude eines Quartiers inhomogen verteilte Energiebedarfsdichten und/oder unterschiedliche Lastprofile aufweisen (z. B. in Mischquartieren mit Wohn- und gewerblicher Nutzung). Aufgrund der berücksichtigten Kopplung der Strom- und Wärmesektoren der Zielenergiesysteme mittels Wärmepumpen und Heizstäben hat der Stromaustausch zwischen den Gebäuden auch positive Auswirkungen auf eine dezentrale Wärmeversorgung der Gebäude. So verfügen alle untersuchten Quartiere und Varianten über eine vollständig klimaneutrale Wärmeversorgung, die je nach Charakteristik unterschiedlich hohe Anteile von Power-to-Heat an der Wärmeversorgung aufweist, und spiegeln eine bis zum Jahr 2045 abgeschlossene Wärmewende wider.

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1	Traditionelle Energiesystemplanung (linke Grafik): Optimierung Wärmeversorgung auf Gebäudeebene (rot gepunktet), Stromversorgung auf regionaler/nationaler Ebene (blau gepunktet); künftige Energiesystemplanung (rechte Grafik): sektorenggekoppelte Optimierung der Strom- und Wärmeversorgung auf lokaler/kommunaler Ebene (z. B. von Quartieren), vereinfachte Darstellung. Quelle: Fraunhofer ISE	9
Abbildung 2	Generisches Schema des Energiesystems eines klimaneutralen Quartiers mit allen möglichen Energieflüssen zwischen den Komponenten als Grundlage der KomMod-Modellierung. Quelle: Fraunhofer ISE	16
Abbildung 3	Standardlastprofil Strom für Haushalte einer Woche in 15-Minuten-Auflösung.....	27
Abbildung 4	Standardlastprofil für Bürogebäude in Stundenauflösung	28
Abbildung 5	Standardlastprofil für Verkaufsstätten in Stundenauflösung.....	28
Abbildung 6	Aggregiertes Stromlastprofil für einzelne Wohngebäude des Typs MFH_F	29
Abbildung 7	Ladeprofil aller einem Wohngebäude des Typs MFH_F zugeordneten Elektrofahrzeuge	30
Abbildung 8	Normiertes Heizwärmelastprofil für Haushalte der Typgebäude B und F 31	
Abbildung 9	Volumenanteile der Trinkwarmwasserzapfung verteilt über den Tag für Einfamilienhäuser (EFH) und Mehrfamilienhäuser (MFH) in der Quartiersmodellierung	32
Abbildung 10	Trinkwasserzapfprofil für ein Einfamilienhaus in Einzelgebäudebetrachtung in der ersten Woche im Jahr	32
Abbildung 11	Gesamtes Wärmelastprofil für Bürogebäude im Gebäudetyp MFH_L	33
Abbildung 12	Energiebedarfe der vier Beispielquartiere im Jahr 2045	36
Abbildung 13	Verteilung der Energiebedarfe in allen Quartieren	37
Abbildung 14	Netto-Strom- und Netto-Wärmebedarfe (ohne Wärmenetzverluste) der vier Quartiere im Vergleich zur maximalen Solarstromerzeugung im Quartier bei vollständiger Nutzung der PV-Potenziale (Vollton: Netto-Strombedarf, schraffiert: Netto-Wärmebedarf, gepunktet: maximale PV-Stromerzeugung)	38
Abbildung 15	Installierte elektrische Leistung (links) und jährliche Stromerzeugung (rechts) der Versorgungsvarianten in Quartier A.....	42
Abbildung 16	Installierte thermische Leistung (links) und jährliche Wärmeerzeugung (rechts) der Versorgungsvarianten in Quartier A.....	42

Abbildung 17	Installierte Speicherkapazitäten (links) und spezifische Energiekosten (rechts) der Versorgungsvarianten in Quartier A.....	43
Abbildung 18	Installierte elektrische Leistung (links) und jährliche Stromerzeugung (rechts) der Versorgungsvarianten in Quartier B.....	44
Abbildung 19	Installierte thermische Leistung (links) und jährliche Wärmeerzeugung (rechts) der Versorgungsvarianten in Quartier B.....	45
Abbildung 20	Installierte Speicherkapazitäten (links) und spezifische Energiekosten (rechts) der Versorgungsvarianten in Quartier B.....	45
Abbildung 21	Installierte elektrische Leistung (links) und jährliche Stromerzeugung (rechts) der Versorgungsvarianten in Quartier C.....	46
Abbildung 22	Installierte thermische Leistung (links) und jährliche Wärmeerzeugung (rechts) der Versorgungsvarianten in Quartier C.....	47
Abbildung 23	Installierte Speicherkapazitäten (links) und spezifische Energiekosten (rechts) der Versorgungsvarianten in Quartier C.....	48
Abbildung 24	Installierte elektrische Leistung (links) und jährliche Stromerzeugung (rechts) der Versorgungsvarianten in Quartier D.....	49
Abbildung 25	Installierte thermische Leistung (links) und jährliche Wärmeerzeugung (rechts) der Versorgungsvarianten in Quartier D.....	50
Abbildung 26	Installierte Speicherkapazitäten (links) und spezifische Energiekosten (rechts) der Versorgungsvarianten in Quartier D.....	50
Abbildung 27	Flächenbezogene und energiebezogene Nutzungsgrade des PV-Potenzials (Balken in Vollton: flächenbezogen, schraffiert: energiebezogen).....	51
Abbildung 28	Prozentualer Anteil der abgeregelten Energie in allen Quartieren und Varianten für Photovoltaik, Wind und BHKWs (thermisch).....	53
Abbildung 29	Abgeregelte Solarstromerzeugung in allen Quartieren und Varianten	53
Abbildung 30	Vergleich der spezifischen Energiekosten für alle Quartiere und Versorgungsvarianten	55
Abbildung 31	Vergleich der spezifischen Energiekosten für alle Quartiere und Versorgungsvarianten, aufgeteilt nach Kostenarten.....	55
Abbildung 32	Vergleich der spezifischen Energiekosten für alle Quartiere und Versorgungsvarianten, aufgeteilt nach Kostenarten in relativer Darstellung	56
Abbildung 33	Selbstversorgungsgrad bezogen auf den elektrischen Energiebedarf aller Quartiere und Varianten; Windkraftanlagen, die über einen PPA-Vertrag genutzt werden, sowie Biogas-BHKWs werden als lokale Energiequelle betrachtet und ermöglichen die Selbstversorgung (Balken in Vollton: PV, gepunktet: BHKW, schraffiert: Wind).....	59

Abbildung 34 Stromversorgungsmodelle nach aktuellem Rechtsrahmen: üblicher Versorgung (links) und Versorgung im Rahmen einer Kundenanlage nach § 3 Nummer 24a EnWG (rechts)	63
Abbildung 35 Künftiges Geschäftsmodell der Stromversorgung im Quartier bei Einführung von lokalen Energiegemeinschaften	66
Abbildung 36 Jährlich abgeregelte Stromerzeugung von Photovoltaik und Wind und abgeregelte thermische Energieerzeugung der BHKWs in allen untersuchten Varianten	80
Abbildung 37 Jährliche Wärmeerzeugung (links) und installierte Speicherkapazitäten (rechts) in Quartier D Variante 1 mit auf 50 Prozent des Wärmebedarfs beschränktem Abwärmepotenzial und unbeschränktem Abwärmepotenzial	81
Abbildung 38 Einfluss der maximalen thermischen Speicherkapazitäten auf die installierten Wärmeerzeugungskapazitäten in Quartier D	83
Abbildung 39 Einfluss des Biogaspreises auf die jährliche Strom- (links) und Wärmeversorgung (rechts) in Quartier A Variante 1	84
Abbildung 40 Einfluss der Stromexportkosten auf die jährliche Strom- (links) und Wärmeversorgung (rechts) in Quartier A Variante 1	84
Abbildung 41 Einfluss des Importstrompreises auf die jährliche Stromerzeugung (links) und die installierten Speicherkapazitäten (rechts) in Quartier A Variante 1	85
Abbildung 42 Einfluss der Existenz von KWK auf die jährliche Strom- (links) und Wärmeversorgung (rechts) in Quartier A Variante 1	86
Abbildung 43 Einfluss der Existenz von Windenergiepotenzialen auf die jährliche Strom- (links) und Wärmeversorgung (rechts) in Quartier A Variante 1 ..	87

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1	Charakteristika der vier Beispielquartiere	12
Tabelle 2	Übersicht über die möglichen Energiequellen und Versorgungstechnologien für die drei Energieversorgungsvarianten und die vier Quartierstypen.....	15
Tabelle 3	Gebäudebelegung der unterschiedlichen Gebäudetypen	18
Tabelle 4	Übersicht über die Gebäude in den vier Quartieren mit den Energiebezugsflächen, den Dachflächen und der Anzahl der Bewohnerinnen und Bewohner	19
Tabelle 5	Berechnung des Strombedarfs je Gebäude für alle Typgebäuden mit Wohnnutzung aus den Szenarien	21
Tabelle 6	Spezifische heutige Stromverbräuche der Gewerbetypen Büro und Verkaufsstätte	21
Tabelle 7	Spezifische und absolute Stromverbräuche der GHD-Typgebäude im Jahr 2045	22
Tabelle 8	Wichtigste Parameter für den mobilitätsbezogenen Energiebedarf der Quartiere im Zieljahr	23
Tabelle 9	Heutige spezifische Heizwärmeverbräuche aller Typgebäude mit Wohnnutzung nach (Institut Wohnen und Umwelt, 2015)	24
Tabelle 10	Spezifische Heizwärmebedarfe aller Typgebäude mit Wohnnutzung für das Jahr 2045 in den genutzten Sanierungsvarianten konventionell (k) und zukunftsweisend (z) nach (Institut Wohnen und Umwelt, 2015)	24
Tabelle 11	Heutige Trinkwarmwasserverbräuche pro m ² Wohnfläche nach (Institut Wohnen und Umwelt, 2015)	25
Tabelle 12	Trinkwarmwasserbedarfe pro m ² Wohnfläche prognostiziert für das Jahr 2045 in Anlehnung an (Institut Wohnen und Umwelt, 2015)	25
Tabelle 13	Heutige spezifische Wärmeverbräuche und zukünftige (2045) Wärmebedarfe pro m ² Nutzfläche für die GHD-Typen Büro und Verkaufsstätte	26
Tabelle 14	Nutz- und Dachflächen der Gebäudetypen zur Ermittlung der Solarpotenziale nach (Institut Wohnen und Umwelt, 2015)	34
Tabelle 15	Maximale Photovoltaik- und Solarthermie-Potenziale in den vier Quartieren	35
Tabelle 16	Übersicht über die verwendeten ökonomischen Parameter für die berücksichtigten Energiequellen/-komponenten	40

Literaturverzeichnis

Bayer, Gerhard; Sturm, Thomas; Hinterseer, Simon (2011): Kennzahlen zum Energieverbrauch in Dienstleistungsgebäuden. Bericht über Kennzahlen zum Energieverbrauch in den Bereichen „Lebensmitteleinzelhandel“, „Nichtlebensmitteleinzelhandel“, „Beherbergung“, „Gastronomie“, „Bürogebäude“ und „Krankenhäuser“ im Rahmen des Projektes EV-DLB – Energieverbrauch im Dienstleistungssektor. Hg. v. Österreichische Gesellschaft für Umwelt und Technik. Klima- und Energiefonds im Rahmen des Programms „Neue Energien 2020“. Wien. Online verfügbar unter https://www.oegut.at/downloads/pdf/e_kennzahlen-ev-dlg_zb.pdf, zuletzt geprüft am 21.12.2021.

Beyertt, Adrian; Verwiebe, Paul Anton; Seim, Stephan; Milojkovic, Filip; Müller-Kirchenbauer, Joachim (2020): Felduntersuchung zu Behavioral Energy Efficiency Potentialen von privaten Haushalten. Hg. v. Fresh Energy und Technische Universität Berlin, Energie & Ressourcen, zuletzt geprüft am 23.02.2022.

Bundesamt für Bauwesen und Raumordnung (BBR), Deutscher Wetterdienst (DWD) (Hg.) (2017): Ortsgenaue Testreferenzjahre von Deutschland für mittlere, extreme und zukünftige Witterungsverhältnisse. Offenbach. Online verfügbar unter https://www.bbsr.bund.de/BBSR/DE/forschung/programme/zb/Auftragsforschung/5EnergieKlimaBauen/2013/testreferenzjahre/try-handbuch.pdf?__blob=publicationFile&v=6, zuletzt geprüft am 24.02.2022.

Bundesamt für Straßenwesen (Hg.) (2017): Ergebnisse Fahrleistungserhebung 2014. Erhebung der Inländerfahrleistung und der Inlandsfahrleistung. Online verfügbar unter <https://www.bast.de/DE/Verkehrssicherheit/Fachthemen/U2-fahrleistung-2014/u2-fahrleistung-2014-ergebnisse.html;jsessionid=B2A1CC37EEBEBE832B3B31680D4EF31B.live11311?nn=1817128>, zuletzt geprüft am 10.02.2022.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi); Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) (2021): EnStadt:Pfaff. Leuchtturmprojekt. Unter Mitarbeit von Stadt Kaiserslautern, Pfaff-Areal-Entwicklungsgesellschaft MBH Kaiserslautern, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Fraunhofer-Institut für Experimentelles Software Engineering IESE, Hochschule Kaiserslautern, Hochschule Fresenius et al., 2021. Online verfügbar unter <https://pfaff-reallabor.de/>, zuletzt geprüft am 24.02.2022.

Bundesverband der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft (BGW) (Hg.) (2006): Anwendung von Standardlastprofilen zur Belieferung nichtleistungsgemessener Kunden. Berlin.

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (BDEW) (Hg.) (2017): Standardlastprofile Strom. Online verfügbar unter <https://www.bdew.de/energie/standardlastprofile-strom/>, zuletzt geprüft am 24.02.2022.

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (BDEW); Verband kommunaler Unternehmen e. V. (VKU); GEODE - Groupement Européen des entreprises et Organismes de Distribution d'Énergie, EWIV (2016): Abwicklung von Standardlastprofilen Gas. Berlin.

Clausen, Jens (2012): Kosten und Marktpotenziale ländlicher Wärmenetze. Borderstep Institut für Innovation und Nachhaltigkeit gGmbH. Hannover.

co2online gemeinnützige GmbH (2019): Stromspiegel für Deutschland 2019. Unter Mitarbeit von Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (BDEW), Deutsche Energie Agentur GmbH (dena), Deutscher Mieterbund, Energie Agentur NRW, Bundesverband der Energie- und Klimaschutzagenturen Deutschlands, e.V., Fachgemeinschaft für effiziente Energieanwendung e.V. et al. Berlin.

Deutsche Energie Agentur GmbH (dena) (2021a): dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität. Eine gesamtgesellschaftliche Aufgabe. Abschlussbericht.

Deutsche Energie Agentur GmbH (dena) (2021b): dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität. Eine gesamtgesellschaftliche Aufgabe. Gutachterbericht. Unter Mitarbeit von Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI), Institut für Technische Gebäudeausrüstung Dresden Forschung und Anwendung GmbH (ITG)/Forschungsinstitut für Wärmeschutz e. V. München (FIW), Jacobs University Bremen (JUB), Stiftung Umweltenergierecht (SUER) und Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH (WI). Berlin. Online verfügbar unter https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2021/Alle_Gutachten_dena-Leitstudie_Aufbruch_Klimaneutralitaet.pdf, zuletzt geprüft am 28.02.2022.

Deutscher Bundestag (2021a): Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das zuletzt durch Artikel 84 des Gesetzes vom 10. August 2021 (BGBl. I S. 3436) geändert worden ist. EnWG, vom 10.08.2021. Online verfügbar unter https://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/BJNR197010005.html.

Deutscher Bundestag (2021b): Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 11 des Gesetzes vom 16. Juli 2021 (BGBl. I S. 3026) geändert worden ist. EEG 2021, vom 16.07.2021. Online verfügbar unter https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/BJNR106610014.html, zuletzt geprüft am 10.03.2022.

Deutsches Institut für Normung e.V. (DIN) (2017): Energetische Bewertung von Gebäuden. Verfahren zur Berechnung der Norm-Heizlast - Teil 3: Trinkwassererwärmungsanlagen, Heizlast und Bedarfsbestimmung (Deutsche Fassung EN 12831-3:2017). Online verfügbar unter <https://www.beuth.de/de/norm/din-en-12831-3/261437587>, zuletzt geprüft am 28.02.2022.

Duić, Neven; Štefanić, Nedeljko; Lulić, Zoran; Krajačić, Goran; Pukšec, Tomislav; Novosel, Tomislav (2017): EU28 fuel prices for 2015, 2030 and 2050. Deliverable 6.1: Future fuel price review. European Union (Heat Roadmap Europe: A Low-Carbon Heating and Cooling Strategy, 6.1).

Europäische Union (2018): RICHTLINIE (EU) 2018/ 2001 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES - vom 11. Dezember 2018 - zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen. Neufassung. Online verfügbar unter https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=uriserv:OJ.L_.2018.328.01.0082.01.ENG&toc=OJ:L:2018:328:TOC, zuletzt geprüft am 10.03.2022.

Europäisches Parlament und Rat (2018): RICHTLINIE (EU) 2018/2001 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 11. Dezember 2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen. RED II.

Europäisches Parlament und Rat (2019): RICHTLINIE (EU) 2019/944 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 5. Juni 2019 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt. IEMD.

Foster, Sam; Simon, Silvia; Tahir, Foaad; Profir, Ruxandra; Lemon, Sean; Chatzieftheriou, Alex (2020): Technical Feasibility of Low Carbon Heating in Domestic Buildings. Cost Appendix to the Report for Scottish Government's Directorate for Energy & Climate Change. Unter Mitarbeit von Energy Savings Trust. Hg. v. Element Energy Limited. Cambridge. Online verfügbar unter <https://www.gov.scot/binaries/content/documents/govscot/publications/research-and-analysis/2020/12/technical-feasibility-low-carbon-heating-domestic-buildings-cost-appendix-report-scottish-governments-directorate-energy-climate-change/documents/technical-feasibility-low-carbon-heating-domestic-buildings-cost-appendix-report-scottish-governments-directorate-energy-climate-change/technical-feasibility-low-carbon-heating-domestic-buildings-cost-appendix-report-scottish-governments-directorate-energy-climate-change/govscot%3Adocument/technical-feasibility-low-carbon-heating-domestic-buildings-cost-appendix-report-scottish-governments-directorate-energy-climate-change.pdfs>, zuletzt geprüft am 28.02.2022.

Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE (Fh ISE) (2021): Innovative Energietechnologien. Analyse ausgewählter innovativer Technologien zur Energieerzeugung, -umwandlung und -speicherung. Kurzgutachten zur dena-Leitstudie Aufbruch Klimaneutralität. Hg. v. Deutsche Energie-Agentur (dena).

Henger, Ralph; Deschermeier, Philipp; Hude, Marcel; Seipelt, Björn (2016): Energieeffizienz bei Büroimmobilien. dena-Analyse über den Gebäudebestand und seine energetische Situation. Hg. v. Deutsche Energie Agentur GmbH (dena). Institut der deutschen Wirtschaft Köln. Berlin, Köln. Online verfügbar unter https://effizienzgebaeude.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9143_dena-Analyse_Energieeffizienz_bei_Bueroimmobilien.pdf, zuletzt geprüft am 28.02.2022.

Henning, Hans-Martin; Meyer, Tim; Zuber, Fabian (2021): Vor-Ort-Potenziale der Energiewende entfesseln, Subsidiarität als neues Grundprinzip des Energiesystems. Impulspapier. Online verfügbar unter https://www.reiner-lemoine-stiftung.de/pdf/2021_07_26_White_Paper_Vor_Ort_Konzepte_Subsidiaere_Energiewende.pdf, zuletzt geprüft am 10.03.2022.

Hoffmann Liebs Partnerschaft von Rechtsanwälten mbB (2020): BGH konkretisiert Begriff der Kundenanlage. Hg. v. Hoffmann Liebs Partnerschaft von Rechtsanwälten mbB. Online verfügbar unter <https://www.hoffmannliebs.de/blog/Kundenanlage>, zuletzt aktualisiert am 18.02.2020, zuletzt geprüft am 10.03.2022.

IB Cornelsen Hamburg (2021): Statistiken zum Verbrauchsausweis Gewerbe. Online verfügbar unter <https://online-energieausweis.org/verbrauchsausweis/statistiken-zum-verbrauchsausweis-gewerbe/>, zuletzt geprüft am 28.02.2022.

Institut Wohnen und Umwelt (2015): Deutsche Wohngebäudetypologie. Beispielhafte Maßnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz von typischen Wohngebäuden ; erarbeitet im Rahmen der EU-Projekte TABULA - "Typology approach for building stock energy assessment", EPISCOPE - "Energy performance indicator tracking schemes for the continuous optimisation of refurbishment processes in European housing stocks". 2., erw. Aufl. Darmstadt: IWU. Online verfügbar unter http://www.building-typology.eu/downloads/public/docs/brochure/DE_TABULA_TypologyBrochure_IWU.pdf.

Jordan, Ulrike; Vajen, Klaus (2005): DHWcalc: Program to Generate Hot Water Profiles with Statistical Means for User Defined Conditions. In: *Proc. ISES Solar World Congress*. Online verfügbar unter <https://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.560.350&rep=rep1&type=pdf>, zuletzt geprüft am 28.02.2022.

Kost, Christoph; Shammugam, Shivenes; Fluri, Verena; Peper, Dominik; Memar, Aschkan Davoodi; Schlegl, Thomas (2021): Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien. Juni 2021. Hg. v. Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE.

Lambert, Simon (2020): Development of optimized strategies for the expansion of public electric vehicle charging infrastructure in cities. A methodology for the generation of synthetic electric vehicle traffic data and optimized charging load time series in city districts. Unter Mitarbeit von Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Institute for Power Electronics and Electrical Drives (ISEA) und RWTH Aachen. Aachen.

Luderer, Gunnar; Kost, Christoph; Dominika (2021): Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045 - Szenarien und Pfade im Modellvergleich. Ariadne-Report. Hg. v. Kopernicus-Projekt Ariadne. Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung (PIK).

Meier, Hermann; Fünfgeld, Christian; Adam, Thomas; Schieferdecker, Bernd (1999): Repräsentative VDEW-Lastprofile. Brandenburgische Technische Universität Cottbus. Frankfurt.

Pehnt, Martin (2017): Endbericht: Kurzstudie zur Umsetzung der Maßnahme „Modellvorhaben erneuerbare Energien in hocheffizienten Niedertemperaturwärmenetzen“. Hg. v. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Heidelberg, Berlin, Düsseldorf, Köln.

Pfnür, Andreas; Winiewska, Bernadetta; Mailach, Bettina; Oschatz, Bert (2016): Dezentrale vs. zentrale Wärmeversorgung im deutschen Wärmemarkt. Vergleichende Studie aus energetischer und ökonomischer Sicht. Darmstadt, Dresden.

Reinholz, Toni; Völler, Klaus (2021): Branchenbarometer Biomethan 2021. Hg. v. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena).

Richter, Christoph; Herms, Manuela (2020): BGH-Urteile zur Kundenanlage: Eine Straße macht noch kein öffentliches Netz. Hg. v. Prometheus Rechtsanwaltsgesellschaft mbH. Online verfügbar unter <https://www.prometheus-recht.de/bgh-urteile-zur-kundenanlage/#>, zuletzt aktualisiert am 26.02.2020, zuletzt geprüft am 10.03.2022.

Sprengeler, Matti; Nguyen, Phillip; Matulla, Katherine; Ackermann, Julia; Stryi-Hipp, Gerhard (2019): Integrated Expansion Strategies for Public Charging Infrastructure in Cities. Hg. v. 3rd E-Mobility Power System Integration Symposium. Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE. Dublin.

Statistisches Bundesamt (Hg.) (2011): Zensus 2011. Online verfügbar unter <https://ergebnisse2011.zensus2022.de/datenbank/online/>, zuletzt geprüft am 21.12.2021.

Statistisches Bundesamt (Destatis) (2021): Vorausberechneter Bevölkerungsstand: Deutschland, Stichtag, Varianten der Bevölkerungsvorausberechnung. Stand: 12.11.2021 / 12:04:02. Hg. v. Statistisches Bundesamt (Destatis). Online verfügbar unter <https://www-genesis.destatis.de/genesis/online?sequenz=tabelleErgebnis&selectionname=12421-0001#abreadcrumb>, zuletzt geprüft am 12.11.2021.

Sterchele, Philip; Brandes, Julian; Heilig, Judith; Wrede, Daniel; Kost, Christoph; Schlegl, Thomas et al. (2020): Wege zu Einem Klimaneutralen Energiesystem. Die deutsche Energiewende im Kontext gesellschaftlicher Verhaltensweisen. Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE. Freiburg.

von Bredow Valentin Herz Rechtsanwälte (2018): Kundenanlage ja oder nein? – Neues Urteil zur Gretchenfrage für Quartierskonzepte. Hg. v. von Bredow Valentin Herz Rechtsanwälte. Online verfügbar unter <https://www.vbv.de/news-detail/kundenanlage-ja-oder-nein-neues-urteil-zur-gretchenfrage-fuer-quartierskonzepte/>, zuletzt aktualisiert am 06.06.2018, zuletzt geprüft am 10.03.2022.

Abkürzungen

a	Jahr
BHKW	Blockheizkraftwerk
COP	Coefficient of Performance
dez.	dezentral
EFH	Einfamilienhaus
el.	elektrisch
GHD	Gewerbe, Handel und Dienstleistungen
h	Stunde
ISE	Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE
kg	Kilogramm
km	Kilometer
km²	Quadratkilometer
km/(Pkw·a)	Kilometer pro Personenkraftwagen und Jahr
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
kWh/a	Kilowattstunden pro Jahr
kWh/(m²·a)	Kilowattstunden pro Quadratmeter und Jahr
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
l	Liter
Lkw	Lastkraftwagen
m	Meter
m²	Quadratmeter
MFH	Mehrfamilienhaus
m/s	Meter pro Sekunde
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
MWh/a	Megawattstunden pro Jahr
Pkw	Personenkraftwagen
PPA	Power Purchase Agreement (bilateraler Stromabnahmevertrag)

PV	Photovoltaik
RED	Renewable Energy Directive (EU-Richtlinie für erneuerbare Energien)
Spez.	Spezifische
Std.	Standardvariante
ST	Solarthermie
th.	thermisch
TRY	Test Reference Year (Testreferenzjahr)
TWW	Trinkwarmwasser
VLT	Vorlauftemperatur
WP	Wärmepumpe
ZFH	Zweifamilienhaus

Anhang A: Abgeregelter Energiemengen

In Abbildung 36 werden die Mengen aller abgeregelten Energieerzeugung dargestellt. Wie bereits diskutiert, könnten diese Energiemengen anderweitig (z. B. zur Erzeugung von Wasserstoff) genutzt werden.

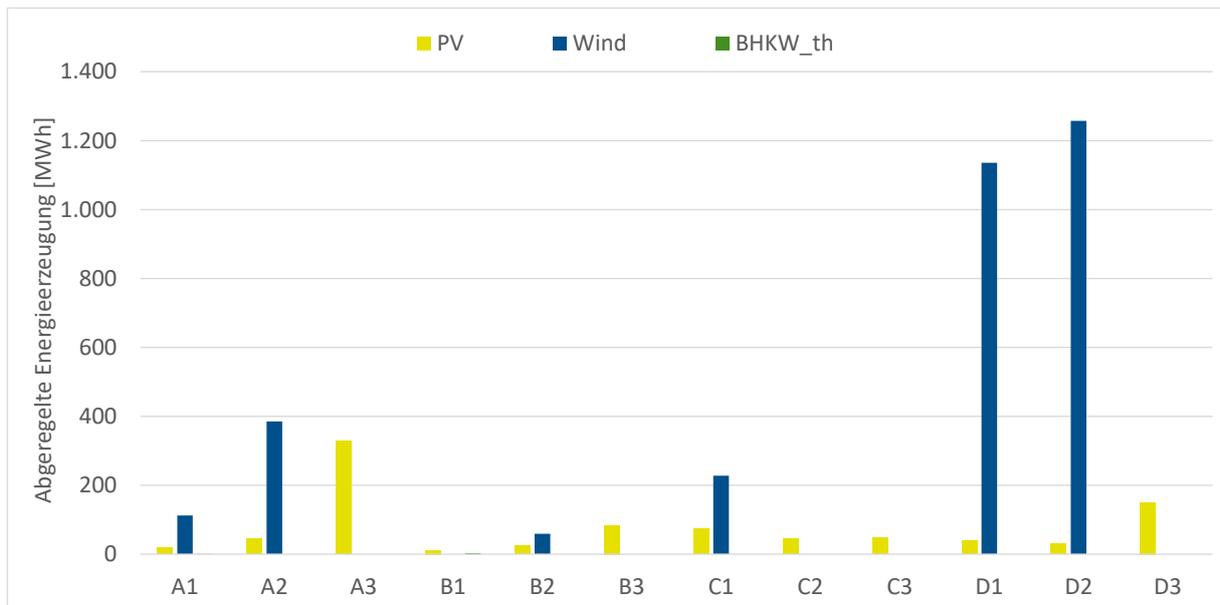


Abbildung 36 Jährlich abgeregelter Stromerzeugung von Photovoltaik und Wind und abgeregelter thermische Energieerzeugung der BHKWs in allen untersuchten Varianten

Anhang B: Sensitivitätsanalysen

Die in dieser Studie vorgestellten Ergebnisse, Analysen und Schlussfolgerungen hängen von den untersuchten Szenarien und getroffenen Annahmen ab. Dies gilt insbesondere für die gewählten Eingangsdaten. Um die Robustheit der vorgestellten Ergebnisse und die Verallgemeinerbarkeit der getroffenen Aussagen zu evaluieren, werden verschiedene Sensitivitätsanalysen durchgeführt und hier kurz vorgestellt. Diese Sensitivitätsanalysen werden anhand der Quartiere A Variante 1, Quartier C und Quartier D durchgeführt.

Abwärmepotenzial

In den untersuchten Quartierslösungen von Variante 1 wurde das vorliegende Abwärmepotenzial in den Quartieren C und D auf 50 Prozent der jeweiligen jährlichen Wärmebedarfsenergiemenge und der maximalen Wärmebedarfsleistung beschränkt. In einer Sensitivitätsanalyse wurden diese Beschränkungen aufgehoben und lediglich festgelegt, dass die Abwärmeleistung nicht die maximale Wärmebedarfsleistung überschreiten darf. Die Aufhebung der Beschränkungen in den Optimierungsrechnungen hat keine signifikanten Auswirkungen auf das Energiesystem in C1.

In Quartier D ergeben sich durch die Einbindung größerer Abwärmepotenziale signifikante Veränderungen im Energiesystem der Variante 1, wie Abbildung 37 für die Wärmeerzeugung darstellt. So wird durch die vermehrte Nutzung des Abwärmepotenzials die installierte Leistung der an das Wärmenetz angeschlossenen, zentralen Wärmepumpe von 510 auf 92 kW reduziert (siehe „Standard“ im Vergleich zu „Abwärme unbeschränkt“). Die installierte Leistung und der Betrieb der dezentralen Booster-Wärmepumpen werden von der Aufhebung des Limits des Abwärmepotenzials nicht beeinflusst, da sich die dezentrale Trinkwarmwasserbereitstellung nicht verändert. Die höhere Energiemenge an Abwärme in der Energieversorgung geht mit einer Reduzierung der Volllaststunden der Abwärmenutzung einher (von 2.163 h auf 1.951 h). Des Weiteren wird weniger Windenergie genutzt und etwas mehr Strom importiert, um die strombasierte Wärmeversorgung flexibler einzusetzen.

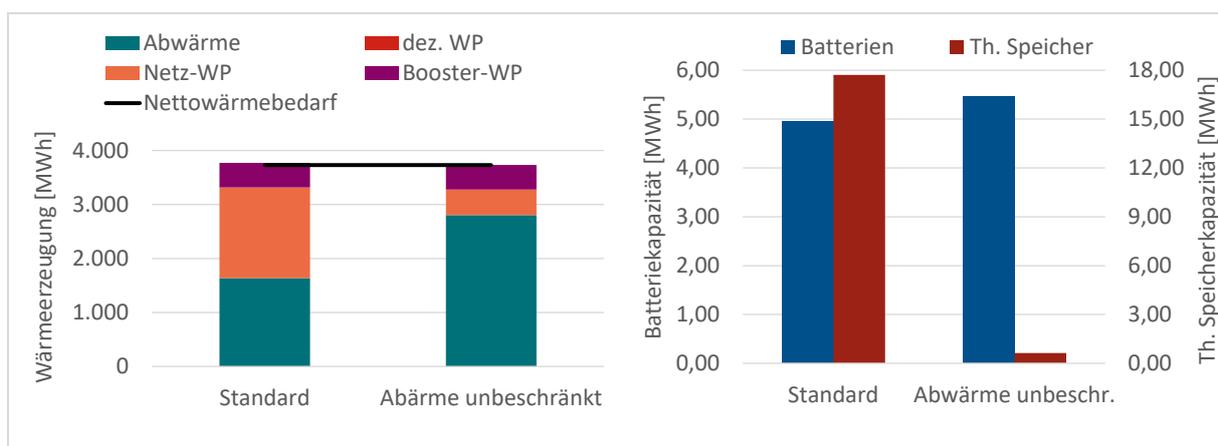


Abbildung 37 Jährliche Wärmeerzeugung (links) und installierte Speicherkapazitäten (rechts) in Quartier D Variante 1 mit auf 50 Prozent des Wärmebedarfs beschränktem Abwärmepotenzial und unbeschränktem Abwärmepotenzial

Eine weitere Änderung der Zusammensetzung des Energiesystems stellt die signifikant gesunkene thermische Speicherkapazität dar, wie Abbildung 37 verdeutlicht. Durch die flexiblere Nutzung der

verschiedenen Wärmeversorgungstechnologien sinkt der Bedarf an thermischem Speicher stark, während sich die installierte Batteriekapazität leicht erhöht. Die Optimierungsrechnungen ohne 50 Prozent Beschränkung des Abwärmepotenzials führen zu niedrigeren Gesamtkosten im Vergleich zur Optimierungsrechnung mit 50 Prozent Beschränkung. Diese Kostensenkung entspricht einer geringen Ersparnis von 0,0015 Euro/kWh bezogen auf den Energieverbrauch. Auch der Selbstversorgungsgrad des Quartiers wird nur unmerklich erhöht.

Aufgrund der dargestellten Ergebnisse und Analysen des Einflusses der Beschränkung der Abwärmepotenziale auf die Energiesysteme in den Quartieren C und D wird geschlussfolgert, dass die getroffene Potenzialbeschränkung zu keiner signifikanten Verzerrung der bereits dargestellten und diskutierten Ergebnisse und Evaluationen bei den Quartieren C und D führt.

Speicherkapazitäten

Die durch die Optimierungsrechnungen erhaltenen thermischen Speichervolumen (siehe Kapitel 6) übersteigen teilweise die Speichervolumen, die heute üblicherweise für dezentrale Speicher geplant werden. Die für Quartier D ermittelten thermischen Speicherkapazitäten sind vergleichsweise höher als die Speichergößen der anderen Quartiere. Im Folgenden wird daher eine Sensitivitätsanalyse für die thermischen Speicherkapazitäten in Quartier D durchgeführt und mit der bereits diskutierten Standardvariante (Std.) verglichen. Hierbei wird in Variante 1 der zentrale Speicher auf 360 m³ limitiert und in zwei unterschiedlichen Betrachtungen werden die dezentralen Speicher auf 600 bzw. 2.000 l je Gebäude begrenzt. Für die dezentralen Wärmeversorgungsvarianten 2 und 3 werden ebenfalls Speichervolumengrenzen von 600 l und 2.000 l je Gebäude in den einzelnen Sensitivitätsrechnungen angesetzt. Abbildung 38 zeigt die installierten Leistungen zur Deckung des Wärmebedarfs. Während die Speicherlimitierung in Variante 1 nur marginale Auswirkungen auf das Energiesystem hat, steigen die installierten Wärmepumpenkapazitäten in den dezentralen Wärmeversorgungsvarianten zunächst moderat (2.000 l) und dann stark an (600 l). Die Analyse der Volllaststunden zeigt, dass bei starker Limitierung der Speichervolumen die höheren installierten Wärmepumpenleistungen zur Deckung von Spitzenbedarfen eingesetzt und die Wärmepumpen ungleichmäßiger betrieben werden. Diese höheren installierten Erzeugungsleistungen gehen mit höheren Energiekosten einher, da thermische Speicherkapazität günstiger ist als zusätzliche Wärmepumpenleistung. Während der Einfluss auf die dezentral installierten Wärmekapazitäten bei starker Beschränkung dezentraler Speichervolumen signifikant ist, sind die Auswirkungen auf die Stromversorgung des Quartiers gering.

Die Sensitivitätsanalyse zeigt, dass größere Speichervolumen zu günstigeren Energiesystemen mit einer gleichmäßigeren Wärmeversorgung führen. Bereits heute werden Pufferspeicher mitunter etwas größer dimensioniert, um der zunehmenden Flexibilisierung der Energieversorgung Rechnung zu tragen. Die Sensitivitätsanalyse hat keinen signifikanten Einfluss auf die identifizierten Trends und die Aussagen über die Ergebnisse von Quartier D erbracht. Daher wird geschlossen, dass die innerhalb dieser Kurzstudie durchgeführten Evaluationen und Vergleiche des Quartiersansatzes nicht durch die in den Optimierungsrechnungen angesetzten unbegrenzten thermischen Speichervolumen verzerrt werden.

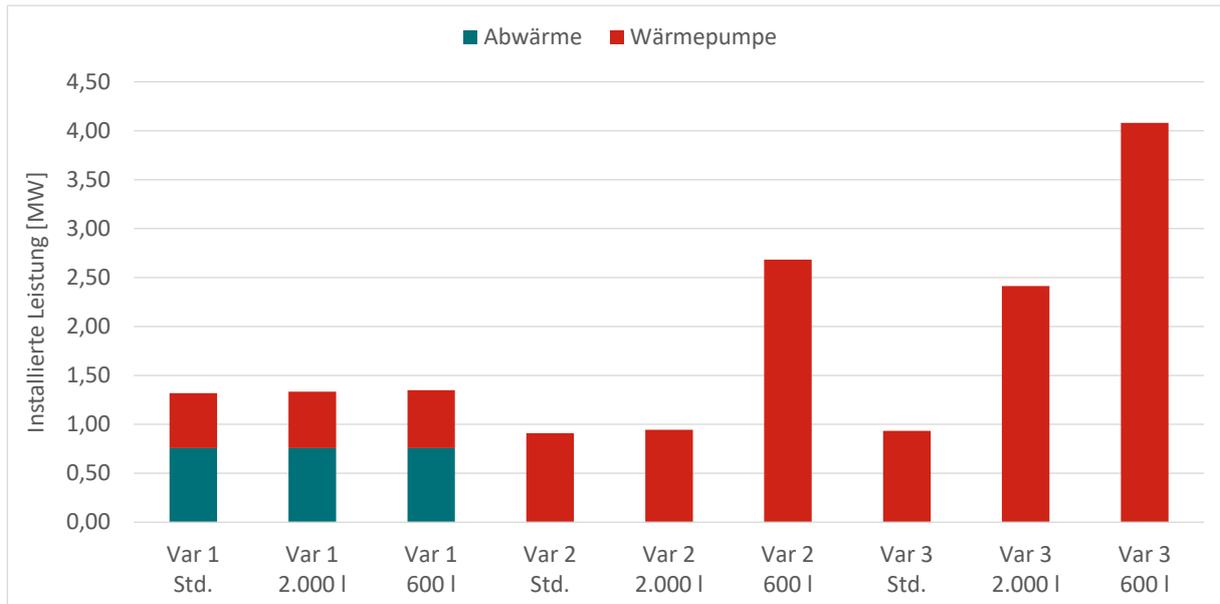


Abbildung 38 Einfluss der maximalen thermischen Speicherkapazitäten auf die installierten Wärmeenergieerzeugungskapazitäten in Quartier D

Biogaspreis

Der Einfluss des Biogaspreises auf das Energiesystem wird exemplarisch für die Auswirkungen der Kosten biogener Brennstoffe am Quartier A Variante 1 untersucht. Wie in Abbildung 39 für die Energieversorgung bei Biogaspreisen zwischen 0,04 und 0,16 Euro/kWh dargestellt, beeinflusst der Biogaspreis den Anteil der BHKWs an der Energieversorgung. So nehmen die installierte Leistung und die gelieferten Energiemengen der BHKWs bei steigendem Brennstoffpreis zugunsten von Photovoltaik und Windenergie ab, bis bei einem Preis von 0,16 Euro/kWh Stromimport die Stromerzeugung der BHKWs ersetzt. Aufgrund ihrer niedrigeren Volllaststundenzahlen steigt der Zubau an installierter Leistung für Photovoltaik und Wind hierbei stärker als ihr jeweiliger Anteil an der Strombedarfsdeckung. In der Wärmeversorgung zeigt sich auch, dass der Anteil der Wärmepumpen an der Wärmeversorgung mit steigendem Biogaspreis zunimmt. Da wie in Abbildung 32 dargestellt die Brennstoffkosten etwa ein Drittel der Energiekosten in Quartier A1 ausmachen, sinken die Energiekosten des Gesamtsystems mit günstigeren Biogaspreisen. Die installierten Speicherkapazitäten steigen ab einem Biogaspreis von über 0,08 Euro/kWh deutlich, um den zunehmenden Anteil fluktuierender Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien auszugleichen. Dieser Trend zeigt sich in vergleichsweise geringem Maße auch bei den Batteriekapazitäten, aber aufgrund der Sektorkopplung und zunehmender Wärmeenergieerzeugung durch Wärmepumpen steigen die thermischen Speicherkapazitäten mit zunehmender Stromerzeugung aus Photovoltaik und Windenergie deutlich.

Der dargestellte signifikante Einfluss des Biogaspreises auf das Energiesystem in Quartier A1 ist erwartbar und nachvollziehbar. Je nach Anteil der Brennstoffkosten an den gesamten Energiekosten (siehe Abbildung 32) sind ähnliche Auswirkungen der Brennstoffkosten auf die Energiesysteme für die anderen untersuchten Varianten zu erwarten. Die Festlegung des Biogaspreises ist somit relevant für die Ergebnisse dieser Studie. Die festgelegten Brennstoffpreise für 2045 (siehe Kapitel 5.7) bauen auf belastbaren Quellen auf. Es wird davon ausgegangen, dass die vorgestellten Ergebnisse der

untersuchten Varianten im Hinblick auf den Vergleich des Quartiersansatzes mit der Gebäudeoptimierung belastbar sind.

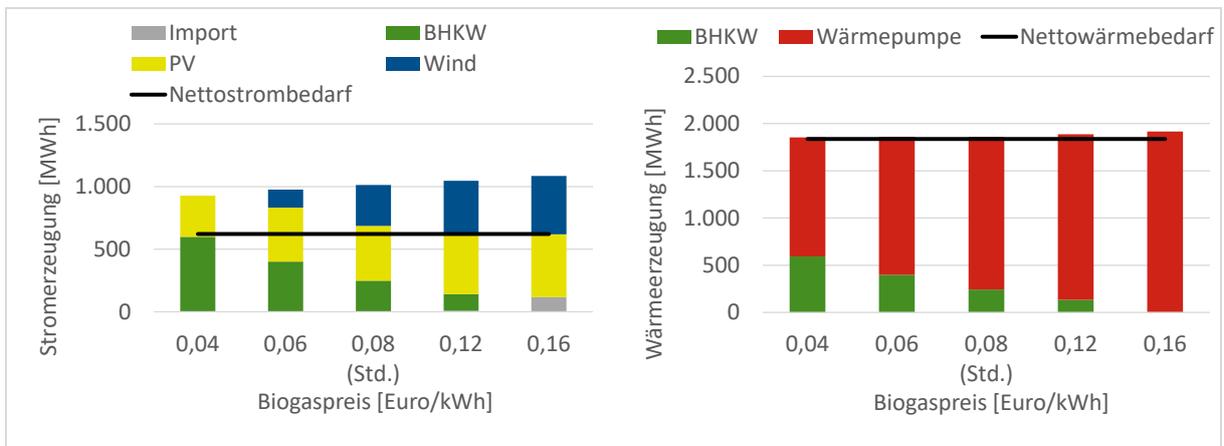


Abbildung 39 Einfluss des Biogaspreises auf die jährliche Strom- (links) und Wärmeversorgung (rechts) in Quartier A Variante 1

Exportstrompreis

In Zeiten von Stromüberproduktion aus den fluktuierenden erneuerbaren Energiequellen Photovoltaik und Wind könnte dieser Stromüberschuss exportiert werden. Wie die bereits präsentierten Ergebnisse zeigen, wird die Abregelung der PV- bzw. Windstromproduktion dem mit Kosten verbundenen Stromexport vorgezogen. Anhand von Variante 1 in Quartier A wird untersucht, welchen Einfluss die Stromexportkosten auf das Energiesystem haben. Abbildung 40 zeigt, dass sich verändernde Stromexportkosten keinen signifikanten Einfluss auf das Energiesystem haben, solange durch Stromexport keine Erlöse erzielt werden. Auch für den Fall von kostenlosem Stromexport wird die nun aus Sicht des Energiesystems ökonomisch gleichgestellte Abregelung überwiegend genutzt und Stromexport wird nur marginal eingesetzt, aus Sicht der Optimierung sind beide Methoden gleich zu bewerten und führen zum selben Kostenminimum. Bei Stromexportkosten größer 0 tritt kein Stromexport auf.

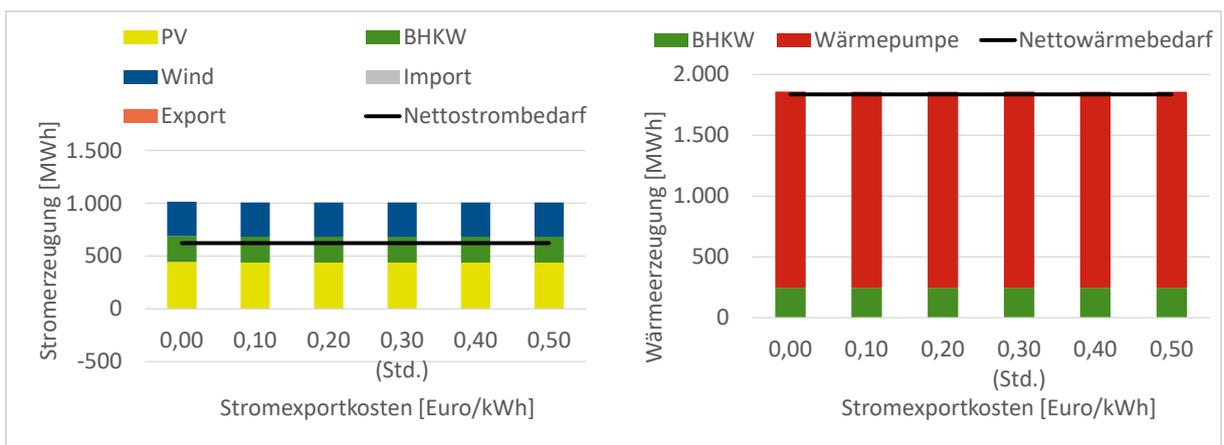


Abbildung 40 Einfluss der Stromexportkosten auf die jährliche Strom- (links) und Wärmeversorgung (rechts) in Quartier A Variante 1

Die Analyse zeigt, dass sich ändernde Stromexportkosten keinen signifikanten Einfluss auf das Energiesystem haben, da Abregelung die kostenoptimalere Alternative zu kostenverbundenen Stromexporten darstellt. Wie bereits in Kapitel 5.7 dargestellt, kommt die Abregelung der Energieerzeugung dem erlös- und kostenfreien Export von Energie gleich. Für den Fall von Erlösen aus Stromexporten würde sich das Bild ändern. Innerhalb dieser Studie wird davon ausgegangen, dass Stromexport aus den Quartieren keine Erlöse erzielen kann, da zu exportierende Stromüberschüsse aus der Erneuerbarer-Energien-Produktion im Quartier stammen und erwartet wird, dass das umliegende Energiesystem im Zieljahr 2045 zu denselben Zeiten einen Stromüberschuss aufweist.

Importstrompreis

Im Folgenden wird der Einfluss des Importstrompreises auf die Energieversorgung von Quartier A1 untersucht (siehe Abbildung 41). Es zeigt sich, dass eine Änderung des Importstrompreises nur marginale Auswirkungen auf das Energiesystem hat, solange die Importkosten mindestens 0,20 Euro/kWh betragen. Bei einem niedrigeren Importstrompreis von 0,10 EUR/kWh steigt die Importstrommenge signifikant und Windenergie wie auch die BHKWs werden aus dem System gedrängt. Dies begründet sich in den im Vergleich zu den Importkosten höheren Stromgestehungskosten der Windkraft, die zusätzliche PPA-Kosten verursacht und zeitweise abgeregelt wird, und den Stromgestehungskosten der BHKWs in den jeweiligen Berechnungen. Ein ähnlicher Trend lässt sich für die Speicherkapazitäten beobachten, sodass sich diese nur im Falle der Stromimportkosten von 0,10 Euro/kWh von der Standardvariante mit 0,30 Euro/kWh merklich unterscheiden. So führt der gestiegene Stromimport zu signifikant geringeren Batterie- und leicht erhöhten thermischen Speicherkapazitäten. Der geringere Anteil der Stromversorgung aus erneuerbaren Energien im Fall der niedrigen Stromimportkosten von 0,10 Euro/kWh führt zu einem erheblich sinkenden Selbstversorgungsgrad des Quartiers, da Stromimport eine maßgebliche Rolle übernimmt.

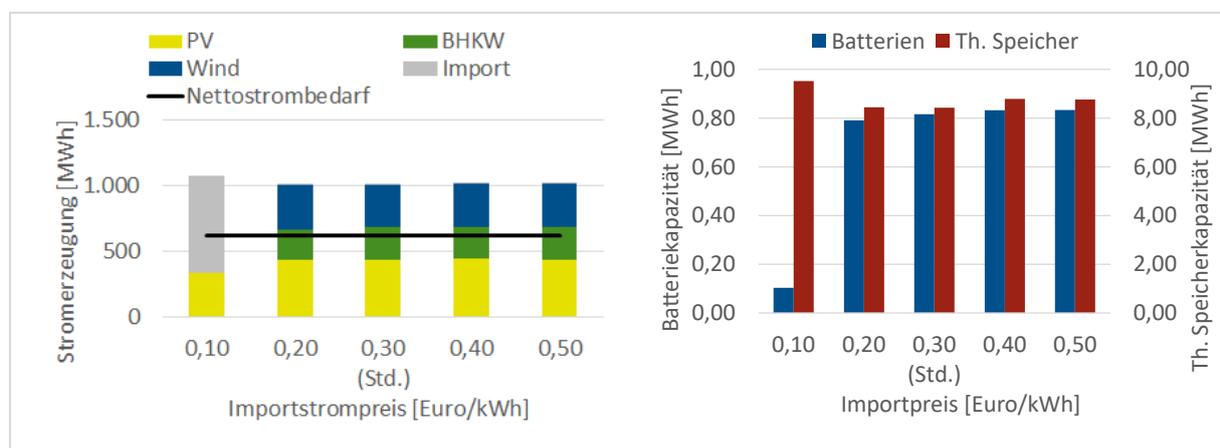


Abbildung 41 Einfluss des Importstrompreises auf die jährliche Stromerzeugung (links) und die installierten Speicherkapazitäten (rechts) in Quartier A Variante 1

Es lässt sich festhalten, dass der Importstrompreis keinen signifikanten Einfluss auf das Energiesystem von Quartier A1 hat, solange die Stromgestehungskosten der dem Quartier zugeordneten Technologien niedriger sind als die Importstromkosten. Sobald der Importstrompreis als preisgünstige Alternative (0,10 Euro/kWh) verfügbar ist, wird diese umfänglich genutzt und verdrängt teurere Technologien aus dem Energiemix. Da in den Standardanalysen dieser Kurzstudie der Importstrompreis

immer über den Stromgestehungskosten der erneuerbaren Energiequellen liegt, wird die Selbstversorgung der Quartiere, die im Fokus dieser Studie steht, bevorzugt. Wie bereits dargestellt, kann durch den Fokus auf die Selbstversorgung der Quartiere der Vergleich zwischen Quartiersansatz und Gebäudeoptimierung besser durchgeführt werden. Folglich ist der angesetzte Stromimportpreis im Hinblick auf die Ziele dieser Kurzstudie sinnvoll gewählt.

Kraft-Wärme-Kopplung

Anhand der Versorgungsvariante 1 des Quartiers A wird untersucht, welchen Einfluss die Biogaspotenziale und damit die Existenz der BHKWs auf die Ergebnisse haben. Abbildung 42 zeigt die Energieversorgung für das Quartier im Standardfall und ohne BHKW. Im Fall ohne KWK liegen höhere Stromversorgungsanteile von Photovoltaik und Windenergie vor, um die fehlende BHKW-Stromerzeugung auszugleichen. Die höheren installierten Leistungsmengen an Photovoltaik und Windkraft reichen allerdings nicht aus, sodass zusätzlich Strom importiert wird. Hierdurch sinkt der Selbstversorgungsgrad des Quartiers merklich und die Energiekosten steigen. Durch die Wärmebereitstellung mittels Wärmepumpen und die gestiegene Menge an fluktuierender Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien steigen die Speicherkapazitäten, wobei die thermischen Speicher erheblich höhere Kapazitäten aufweisen, da die Speicherung der auf Grundlage des erneuerbaren Stroms mittels Wärmepumpen erzeugten Wärmemengen günstiger ist als die Speicherung von Strom in Batterien. Da diese thermische Speicherung über längere Zeiträume geschieht, ergeben sich höhere Speicherverluste, die sich in der Differenz aus Nettowärmebedarf und Wärmeerzeugung in Abbildung 42 widerspiegeln.

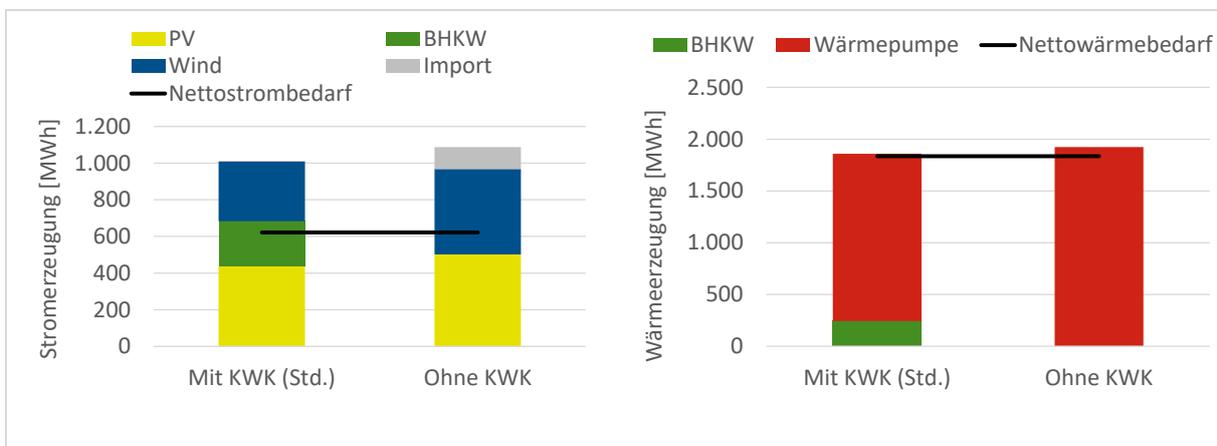


Abbildung 42 Einfluss der Existenz von KWK auf die jährliche Strom- (links) und Wärmeversorgung (rechts) in Quartier A Variante 1

Das Fehlen der KWK führt zu einer der Versorgungsvariante 2 ähnelnden Situation in Quartier A, wobei im Kontrast zu Variante 2 das Wärmenetz weiterhin existiert. Grundsätzlich hat das Vorhandensein des Biogaspotenzials für Quartier A eine signifikante Bedeutung, da in Versorgungsvariante 1 die Energiequellen ansonsten überschaubar sind.

Grundsätzlich lässt sich aus diesen Beobachtungen folgern, dass die Definition des Technologieportfolios der Versorgungsvarianten signifikante Einflüsse auf die in dieser Studie präsentierten Ergebnisse hat. Auf Grundlage des für die verschiedenen Quartiere und ihre Versorgungsvarianten gewählten differenzierten Technologieportfolios wird die Schlussfolgerung hergeleitet, dass alle relevanten

Technologien innerhalb dieser Studie betrachtet werden, sodass grundsätzliche Aussagen zum Quartiersansatz und seine qualitative und quantitative Evaluation für die gezeigten Varianten getroffen werden können.

Windenergie

Ähnlich wie bei der Untersuchung der Biogaspotenziale wird im Folgenden der Einfluss der Windenergiepotenziale auf die Energieversorgung von Quartier A1 untersucht. Abbildung 43 zeigt die Strom- und Wärmeerzeugung. Es wird deutlich, dass der Wegfall der Windenergiepotenziale durch vermehrte PV-Potenzialnutzung und durch die Installation größerer BHKWs mit signifikant höherer Energieerzeugung kompensiert wird. Folglich wird die Rolle der Wärmepumpen in der Wärmeversorgung des Quartiers reduziert. Obwohl die Volllaststunden der BHKWs durch das Fehlen der Windenergiepotenziale erhöht werden, steigen die Energiekosten des Quartiersenergiesystems, da Windenergie als günstigere Stromquelle fehlt.

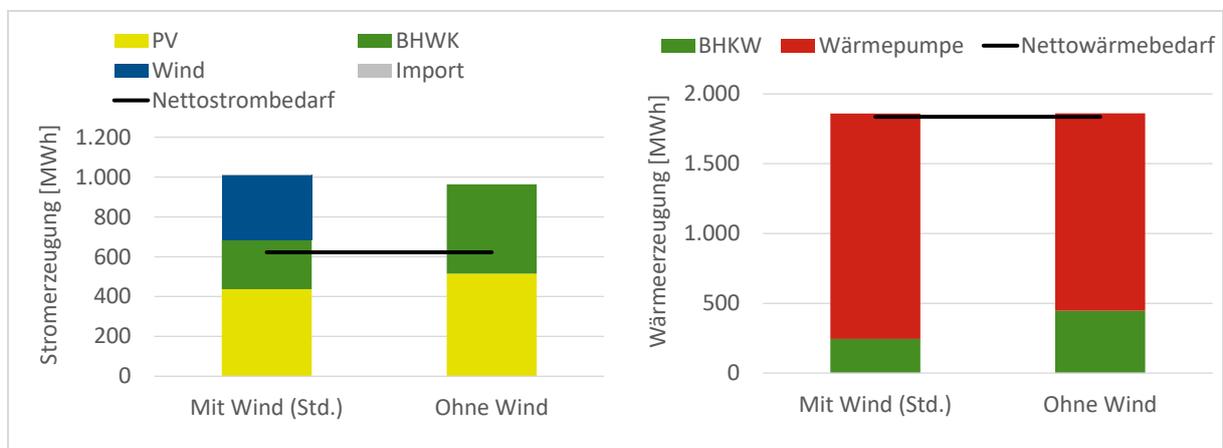


Abbildung 43 Einfluss der Existenz von Windenergiepotenzialen auf die jährliche Strom- (links) und Wärmeversorgung (rechts) in Quartier A Variante 1

Die Sensitivitätsanalyse zeigt, dass die Nutzung der regionalen Windenergiepotenziale für das Quartier signifikante Vorteile bietet. Diese Schlussfolgerung gilt insbesondere, wenn keine KWK zur Verfügung steht oder Stromimport neben Photovoltaik und Wind einen relevanten Beitrag zur Stromerzeugung leistet.

