

FREIBERGER FORSCHUNGSHEFTE

A 948 Energie

2024

Technisch-wirtschaftliche und soziologische Evaluierung vernetzter hochgradig solar versorgter Mehrfamilienhäuser bei Einführung eines Pauschal-Mietmodells - Eversol

Herausgeber:

Lukas Oppelt, Thomas Storch, Andreas Gäbler,

Paula A. Junge, Tobias M. Fieback

F R E I B E R G E R F O R S C H U N G S H E F T E
Herausgegeben vom Rektor der TU Bergakademie Freiberg

A 948 Energie

**Technisch-wirtschaftliche und
soziologische Evaluierung vernetzter
hochgradig solar versorgter
Mehrfamilienhäuser bei Einführung
eines Pauschal-Mietmodells - Eversol-MFH**

Herausgeber:

*Lukas Oppelt, Thomas Storch, Andreas Gäbler,
Paula A. Junge, Tobias M. Fieback*

TECHNISCHE UNIVERSITÄT BERGAKADEMIE FREIBERG

Herausgeber: TU Bergakademie Freiberg
Der Rektor
09596 Freiberg

Vertrieb: TU Bergakademie Freiberg
Dezernat für Universitätskommunikation, Abteilung Medienzentrum
Prüferstraße 2, 09599 Freiberg
E-Mail: auftrag@mz.tu-freiberg.de

Bibliografische Information der Deutschen Bibliothek

Die Deutsche Bibliothek verzeichnet diese Publikation in der Deutschen Nationalbibliografie; detaillierte bibliografische Daten sind im Internet über <http://dnb.ddb.de> abrufbar.

Das Werk, einschließlich aller seiner Teile, ist urheberrechtlich geschützt. Jede Verwertung ist ohne die Zustimmung des Verlages außerhalb der engen Grenzen des Urheberrechtsgesetzes unzulässig und strafbar. Das gilt insbesondere für Vervielfältigungen, Übersetzungen, Mikroverfilmungen und die Einspeicherung und Verarbeitung in elektronischen Systemen.

1. Auflage

© Technische Universität Bergakademie Freiberg, 2024

Gesamtherstellung: Medienzentrum der TU Bergakademie Freiberg

Printed in Germany

ISBN 978-3-86012-708-7

Abschlussbericht

Eversol-MFH –
Technisch- wirtschaftliche und soziologische
Evaluierung vernetzter hochgradig solar versorgter
Mehrfamilienhäuser bei Einführung eines
Pauschal-Mietmodells

FKZ: 03ETS004

Stand: 31. Oktober 2023

Bearbeiter:

Dipl.-Wi.-Ing. Lukas Oppelt
M. Sc. Andreas Gäbler
Dr.-Ing. Thomas Storch
Prof. Dr.-Ing. Tobias Fieback

Ansprechpartner:

Dipl.-Wi.-Ing. Lukas Oppelt

eversol@ttd.tu-freiberg.de

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Die nachfolgenden Personen leisteten mit ihren praxisnahen und wissenschaftlichen studentischen Arbeiten einen wesentlichen Beitrag zu diesem Abschlussbericht, werden jedoch nicht einzeln darin zitiert: T. Bornstein [19], L. Oppelt [134], K. Kaplin, E. Reichel [102], [153], J. Wolff [213], M. Schmid [167], U. Fleischmann und S. Lang [71], S. Sharma [169], T. Würzburg und F. Raithel [149], N.H. Bertenrath, R.D. Roth und C.A. Uckert [14], Paula Alexandra Junge (HiWi-Tätigkeit).

Danksagung:

Diese Arbeit entstand als komprimierter Auszug aus den Ergebnissen des Förderthemas *EVERSOL-MFH* (FKZ: 03ETS004) an den ersten hochgradig solar versorgten Mehrfamilienhäusern mit Pauschalmietmodell in Cottbus. Die finanzielle Unterstützung für das umfangreiche Monitoring wurde durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) und nachfolgend durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages bereitgestellt, wofür sich alle Beteiligten bedanken.

Im Rahmen des Forschungsprojektes unterstützten die Hausbesitzer, Planungs- und Ausführungsunternehmen, kooperierende Forschungseinrichtungen, Wohnungswirtschaftsverbände, sowie zahlreiche Studenten der TU Bergakademie Freiberg das Projekt, wofür sich das Projektteam bedankt.

Die Verantwortung für den Inhalt dieses Berichtes liegt bei den Autoren.

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Projektbegleitende Partner und Unterstützer:



eG Wohnen 1902
T. Eichler
U. Emmerling
A. Hartlich



Fa. Timo Leukefeld – Energie verbindet
Prof. Dipl.-Ing. T. Leukefeld



Helma Eigenheimbau AG
N. Rudolph



Mensura Immobilienservice GmbH
T. Lehmann



Verband Sächsischer Immobiliengenossenschaften e.G.



GdW
Dr. I. Vogler



Freiberg Institut für vernetzte Energieautarkie GmbH
Dipl.-Ing. K. Uebel

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Inhaltsverzeichnis

Definitionen	iv
Abkürzungsverzeichnis	iv
1 Einleitung und Projektablauf	3
2 Stand der Technik und Gesetze im Gebäude- und Quartiersbestand	7
2.1 Gesetzliche Vorgaben und Förderrichtlinien	7
2.1.1 Gebäudeenergiegesetz (GEG)	7
2.1.2 KfW-Förderungsrichtlinien Niedrigenergiehäuser	7
2.1.3 Solarpflicht	8
2.1.4 Gesetz zur Aufteilung der Kohlendioxidkosten (CO ₂ KostAufG)	9
2.2 Gebäudebestand	10
2.3 Niedrigstenergiegebäude im Markt der MFH	11
2.3.1 Geometrische Kennzahlen und baulicher Wärmeschutz	12
2.3.2 Technische Ausstattung	13
2.3.3 Energetische Betrachtung	15
2.4 Einfluss des Nutzerverhaltens auf den Heizwärmeverbrauch	18
2.5 Energetische Quartierskonzepte	21
2.5.1 Wärme im Quartier - 5GDHC	21
2.5.2 Strom im Quartier	24
2.5.3 Fazit und Hemmnisse von Quartierskonzepten für Wärme- und Strom-eigenversorgung	25
2.6 Warmwasserbehandlung	27
2.6.1 Grundlagen solarer Nutzwassererwärmung im Mehrfamilienhaus	27
2.6.2 Warmwasserbereitstellung im Mehrfamilienhaus	30
3 Mietmodelle	34
3.1 Energielieferungen in Vermietungsmodellen	34
3.1.1 Beschreibung des Status Quo	34
3.1.2 Gesetzeskarte für Energiedienstleistungen	35
3.1.3 Mieterstrommodelle	41
3.1.4 Bestehende Pauschal- und Teilkonsummieten	44
3.2 Neue Modelle der Pauschalmiete und Variationen	46
3.2.1 Varianten pauschaler Abrechnung	46
3.2.2 Wünschenswerte rechtliche Änderungen	47
3.3 Wirtschaftlichkeitsvergleich der Pauschalmiete	48
3.3.1 Ermittlung der Eingabewerte	50
3.3.2 Ergebnisse aus Vermietersicht	53
3.3.3 Ergebnisse aus Mietersicht	53
3.4 Mögliche Einsatzbereiche von Pauschalmieten	54
3.4.1 Variation des Gebäudestandards und der Anlagennutzungsdauer	54
3.4.2 Variation der Fördermittel und der CO ₂ -Steuer	56
3.4.3 Variation Energiepreis	56
3.4.4 Variation der Anzahl der Wohneinheiten	57
3.5 Vergleich der gemessenen Daten in Bezug auf die betrachteten Mietmodelle	58
3.6 Vernetzung im Quartier	60

3.7	Fazit	60
4	Simulationsgestützte Analysen	62
4.1	Matlab/Simulink Modell von Gebäude und Quartier	62
4.2	Potentiale wärmeseitige Quartiersvernetzung	64
4.3	Potentiale stromseitige Quartiersvernetzung	69
4.4	Standortvergleich	75
4.5	Ökobilanzierung	78
4.6	Anlagendimensionierungen	84
5	Monitoring	99
5.1	Kenndaten und Gebäudekonzept	99
5.2	Installierte Messtechnik	103
5.3	Messwerterfassung	105
5.4	Wetterdaten	108
5.5	Speicherverluste	111
5.6	Kennzahlen	114
6	Energetische Bewertungen	121
6.1	Fehleranalyse und Vorschläge zur Systemoptimierung	121
6.1.1	Akku- und Wechselrichterausfall	121
6.1.2	Eigenzirkulation im ST-Kreislauf	121
6.1.3	Hydraulischer Abgleich der Teilfelder ST	124
6.1.4	Nahwärmeauskopplung	126
6.1.5	Thermostateinstellung und Umstellungen des Heiz- und Kühlmodus	127
6.1.6	Einspeisung ST-Ertrag in Speicher	132
6.1.7	Zirkulationsverluste und Auslegung Frischwasserstation	132
6.1.8	Klimatisierung Technikräume	136
6.2	Elektrische Energiebilanz - Gebäude und Einzelkomponenten	137
6.2.1	Allgemeine Energiebilanzen - Strom	137
6.2.2	PV-Anlagen	138
6.2.3	Haushaltsstromverbrauch	140
6.2.4	Hilfsstromverbrauch	142
6.2.5	Akkuspeicher	143
6.2.6	Quartiersvernetzung	145
6.3	Wärmebilanz - Gebäude und Einzelwohnungen	155
6.3.1	Allgemeine Energiebilanzen - Wärme	155
6.3.2	Einfluss Mieter und Thermostateinstellung auf Raumtemperatur und Heizwärmebedarf	158
6.3.3	Einfluss der Globalstrahlung auf den Heizwärmeverbrauch	166
6.3.4	Solarthermieanlage	168
6.3.5	Vergleich Solarthermie- und PV-Anlage	173
6.3.6	Gasbrennwerttherme und Warmwasserbereitung	174
6.3.7	Betrachtungen des Wärmespeichers	177
6.3.8	Gebäude- und Wohnraumkühlung und -heizung	179
6.3.9	Quartiersvernetzung	181
6.4	Soziologische Befragungen	185
6.4.1	Bewertung der Wohnungen	188
6.4.2	Bewertung des Energiekonzepts	188

6.4.3	All-Inclusive-Miete	189
6.4.4	Einstellung zur Mobilität	190
6.4.5	Selbsteinschätzung des Energieverbrauchsverhalten	190
6.4.6	Geräteausstattung	193
6.4.7	Fazit	193
7	Fazit und Ausblick	196
	Literaturverzeichnis	206
	Anhang	218
A	Abbildungsverzeichnis	218
B	Tabellenverzeichnis	223
C	Projektspezifische Publikationen	226
D	Weitere Tabellen und Abbildungen	230
E	Website und Messwertvisualisierungen	238

Definitionen

- **Betriebskosten, kalte:** Grundkosten für Reinigung, Technik, Versicherung, Steuer
- **Betriebskosten, warme:** sind in HeizkostenV definiert und enthalten u. a. Kosten für Heizungs- und Warmwasserversorgungsanlagen
- **Haus 1:** Sonnenhaus 1 - Kahrener Str. 14 - **unverschattete Fassade**
- **Haus 2:** Sonnenhaus 2 - Kahrener Str. 15 - **teilverschattete Fassade durch Linde**, siehe Abbildung 5.4, S. 102
- **Mieterstrom:** Strom, der von Photovoltaik-Anlagen auf dem Wohngebäude oder im Quartier erzeugt und direkt an die dortigen Verbraucher geliefert wird
- **Pauschalmiete:** wird im Folgenden definiert, als das Verzichten auf das verbrauchsgenaue Messen und Abrechnen von Bestandteilen der Wohnkosten
- **Standard-Mietmodell:** stellt eine Miete dar, die zwischen Mieter und Vermieter vereinbart wird, in der die Nettokaltmiete, die warmen und die kalten Betriebskosten jeweils gesondert ausgezeichnet sind

Abkürzungsverzeichnis

DWD	Deutscher Wetterdienst.
GBWT	Gasbrennwerttherme.
GWP	Treibhauspotential (Global warming potential).
HWB	Heizwärmebedarf.
LCA	Lebenszyklusanalyse (Life cycle assessment).
MFH	Mehrfamilienhaus.
NW	Nahwärme.
PV	Photovoltaik.
SD	solare Deckungsgrad.
ST	Solarthermie.
TRY	Testreferenzjahr.
WMZ	Wärmemengenzähler.
WSP	Wärmespeicher.

Kurzfassung / Abstract

Deutsch

Im Jahr 2017–2018 wurden in Cottbus zwei solare Mehrfamilienhäuser (je 7 Wohneinheiten) gebaut und seit 2019 im bewohnten Zustand im Rahmen des EVERSOL-Projektes durch die TU Bergakademie Freiberg wissenschaftlich begleitet. Neben dem Energiekonzept (Solarthermie und Photovoltaik) war auch das Bewohnerverhalten aufgrund einer Pauschalmiete (Festpreis für Wohnen, Strom, Wärme und Kälte) von Interesse.

Die im Detail untersuchten Gebäude in Cottbus erreichen die hohen planerischen solaren Deckungsgrade in der elektrischen Energieversorgung sehr gut (70 %–77 %). Das Stromverbrauchsprofil ist vergleichbar mit Literaturwerten und weist keine Auffälligkeiten aufgrund von Pauschalmiete auf. Durch deutlichen Mehrverbrauch in der Wärmeversorgung wird der solare Wärmedeckungsgrad allerdings verfehlt (50 %–55 %). Gründe sind hier neben einem hohen Komfortanspruch der Bewohner (hohe Raumtemperaturen) u. a. auch in einer fehlerhaften Thermostateinstellung und hohen Warmwasser-Vorlauftemperaturen zu sehen. Insgesamt weisen die Monitoringergebnisse jedoch nicht auf ein verschwenderisches Verhalten aufgrund der Pauschalmiete hin. Für zukünftige Projekte wird deutlich, dass sowohl elektrischer, als auch thermischer Speicher deutlich kleiner dimensioniert werden könnten, ohne einen großen Einfluss auf die Autarkie zu haben. Der Erfolg der Auskopplung von Strom- und Wärmeüberschüssen in das umliegende Quartier konnte nachgewiesen werden. Es besteht jedoch noch weiteres Potenzial durch eine intelligente Steuerung. Die in diesem Forschungsprojekt mit umgesetzte pauschalisierte Inklusivmiete / Pauschalmiete kann als ein wesentlicher zukünftiger Anreizfaktor für ein Umdenken im Neubau von gesetzlichen, energetischen Pflichtvorgaben hin zu ökologisch-wirtschaftlichen Lösungen, von denen Mieter wie Vermieter profitieren, angesehen werden.

Die Kombination von Neubau mit Bestandsgebäuden zu einem Quartier, sowie die energetische Sanierung und Integration von regenerativen Energiequellen in Bestandsgebäude weisen ein immenses Potential in Deutschland auf und sollten zukünftig vermehrt hinsichtlich Energie- und CO₂-Einsparpotentialen mit einer Erarbeitung von neuen schnellen Umsetzungstrategien untersucht werden.

Englisch

As part of the EVERSOL project, two solar apartment blocks (7 units each) were built in 2017–2018 and were monitored since 2019 in an inhabited state as part of the EVERSOL project monitored scientifically by the TU Bergakademie Freiberg. Due to a flat-rate rent (fixed price for living, electricity, heating and cooling), the energy concept (solar thermal and photovoltaics) and the occupants' behaviour were of main interest.

The high planned solar coverage rates for the electricity supply (70%–77%) are very well achieved in the buildings analysed in detail in Cottbus. The electricity consumption profile is comparable with literature values and shows no anomalies due to flat-rate rent. However, the solar heat coverage is not achieved due to the significantly higher consumption in the heat supply (50 %–55 %). In addition to the high comfort requirements of the occupants (high room temperatures), this is e. g. also due to incorrect thermostat settings and high hot water temperatures. On the whole, however, the monitoring results do not indicate any wasteful behaviour as a result of the flat-rate rent. For future projects, it is clear that both the electrical and thermal storage tanks could be significantly smaller without having a major impact on self-sufficiency. The success of exporting surplus electricity and heat to the surrounding neighbourhood has been proven, but there is further potential through intelligent control. The all-inclusive rent / flat-rate rent implemented in this research project can be seen as a significant future motivator for a rethinking in new buildings from legislative, mandatory energy requirements to ecological and economical solutions that benefit both tenants and landlords. Combining new buildings with existing buildings to form a quarter, as well as energy-efficient renovation and integration of renewable energy into existing buildings, has great potential in Germany and should be explored further to develop new rapid realisation strategies for the future building sector.

1 Einleitung und Projektablauf

Weltweit spielt das Thema Klimaschutz eine zunehmende Rolle, wobei als primäres Ziel vor allem in einer Senkung der Treibhausgasemissionen aktuell und zukünftig besteht. Im Gebäudereich wird dies durch steigende energetische Anforderungen („klimaneutrale Gebäude“) und gesetzliche Rahmenbedingungen („Niedrigstenergiehaus“, EU ab 2021, Energieeinsparverordnung ab 2050 [16]) forciert, was zu steigenden Kosten und Mieten führt. Darüber hinaus wird aktuell vermehrt über steigende Energiepreise berichtet, da fossile Energieträger teurer werden und in Deutschland kaum mit regenerativen Energien geheizt wird. [85] Daraus folgt unmittelbar, dass neue Lösungen auf Basis regenerativer Energien zur Versorgung von Gebäuden und Quartieren benötigt werden.

Ein neuartiges Gebäudekonzept mit hohen solaren Deckungsgraden bei Wärme und Strom von 55 % bis 80 % soll dies mindern. Im Rahmen des bundesmittelgeförderten Projektes EVERSOL (FKZ: 03ETS004) werden zwei hochgradig solar versorgte Mehrfamilienhäuser in Cottbus (Abbildung 1.1) seit 2018 energetisch und ökonomisch evaluiert und soziologisch begleitet. Das integrierte Gesamtkonzept besteht aus einer massiven Gebäudehülle in Kombination mit einer Energietechnik zur hohen solaren Eigenversorgung (Solarthermie und Photovoltaik inkl. Speichern). Überschüsse an Wärme und Strom sollen durch Vernetzung und Sektorkopplung im Quartier dezentral verbraucht werden und damit die Energieeffizienz deutlich steigern. Zusätzlich wird ein neuartiger pauschaler Mietmodellansatz „Pauschalmiete“ für die Wohnungswirtschaft und Energieversorgungsunternehmen entwickelt und für die bewohnten Gebäude evaluiert.



Abb. 1.1: Hochgradig solar versorgte Mehrfamilienhäuser in Cottbus (Bauherr: eg Wohnen 1902, GU: Helma AG), links: Nord-Ansicht, rechts: Süd-Ost-Ansicht mit Solarthermie- und PV-Modulen.

Kurzfassung wesentlicher Ziele

- Reduktion der Abhängigkeit gegenüber fossilen Energieträgern durch eine dezentrale Energieerzeugung und Vernetzung im Quartier
- Intensiv-Monitoring und Bewertung von zwei teilautarken Mehrfamilienhäusern im Quartier zur Verifizierung des Gebäudekonzeptes
- Nachweis des Planungsziels bzgl. der solaren Deckungsgrade unter realem Nutzerverhalten
- Identifizieren von Problem-/ Fehlerquellen und Potentialen zur Verbesserung des Hauskonzeptes
- Untersuchung von Vernetzungseffekten im Quartier
- Energetische Simulation der Gebäude im Quartier und Potentialanalyse
- Darstellung von rechtlichen, steuerlichen und energiepolitischen Hürden und Hemmnissen zur Einführung von alternativen Mietmodellen für den Neubau
- Mietmodellentwicklung und Überprüfung von pauschalen Mietmodellansätzen
- Quantifizierung der Preiseffekte durch die Einführung einer Pauschalmiete
- Technologisch-wirtschaftlicher Konzeptvergleich von Niedrigstenergiegebäuden
- Soziologische Untersuchungen zu Auswirkungen einer Pauschalmiete

Projekttablauf - Eversol - FKZ: 03ETS004 Die Laufzeit des bundesmittelgeförderten Vorhabens war in zwei Phasen aufgeteilt:

1. Phase: 01.04.2018–31.12.2021:

- Projektstart am 01.04.2018
- Baubegleitend wurde Messtechnik beschafft, getestet und installiert und parallel der Anforderungskatalog für Datenbankerfassungssystem erstellt
- Begleitend zur Installation erfolgte Planung und Abstimmung über Einbindung von Messdaten aus Steuerung (CMI), Akkumanagement, PV-Wechselrichter
- Zu Beginn 04/2019 funktionierte Messtechnik, mit Fertigstellung der Gebäude, vollständig.
- Parallel wurde ab Februar 2019 die Datenbankanwendung errichtet und verknüpft und die Sensordaten auf Plausibilität geprüft.
- Im Laufe des Sommers 2019 wurden die meisten Wohnungen bezogen, bis Ende 2019 war Haus 1 vollständig vermietet.
- Ab März 2020 war Haus 2 voll vermietet
- Im Sommer 2019 fand ein erster Projektworkshop in Cottbus statt, bei dem die Ausgestaltung der Pauschalmiete und verschiedene Mieter- und Vermieterinteressen im Fokus standen
- Im Herbst/Winter 2019/20 wurden die ersten Daten zum Heizverhalten ausgewertet. Dabei wurden erstmalig die Fehleinstellungen und Auswirkungen durch Raumthermostate erkannt, sowie einige Optimierungs- und Anpassungsvorschläge im Heizsystem herausgestellt und in einem separaten Bericht inklusiven Maßnahmenvorschlägen zusammengefasst.
- Im Frühjahr 2020 wurden Mieterseiten auf Webseite erstellt und aktiviert. Ab Sommer waren diese für Mieter verfügbar
- Im Sommer 2020 wurde der zweite Workshop in Cottbus veranstaltet. Hier wurden Varianten der Pauschalmiete vorgestellt und verschiedene Maßnahmen, wie Stromversorgung in Mietverträgen integrierbar ist (Mieterstrom, Pauschale, Wohnungsbezogene Einzelanlagen (Balkonanlage, aber auch auf Dach)) diskutiert. Außerdem wurden Messdaten und erste Bilanzen aus Cottbus, sowie die Ergebnisse der Mieterbefragungen vorgestellt.
- Im Winter 20/21 wurde eine Detailmessreihe an der Frischwasserstation vorgenommen, um die Betriebsweise im Detail zu analysieren und Unterschiede zwischen den Häusern festzustellen.

- Aus den Zusammenfassungen des Workshops wurde ein Tagungsband in Form der Freiburger Forschungshefte erarbeitet und herausgegeben (ISBN 978-3-86012-664-6)
- Im Sommer 2021 wurde die Nahwärmeleitung zur Ankopplung des Quartiers in Betrieb genommen. Bis dahin erfolgten erste Testfahrten, um im anschließenden Winter genaue Parametrierungen abstimmen zu können.
- Außerdem erfolgten im Sommer 2021 Abstimmungen und testweise Umsetzungen von veränderten Steuerungsparametrierungen u.A. zur besseren Einspeisung solarer Erträge im Speicher.
- Im Herbst 2021 wurde ein dritter Workshop rein digital veranstaltet. Der inhaltliche Schwerpunkt lag im energetischen Monitoring der Cottbuser Häuser, und Vergleichsprojekten anderer Forschungseinrichtungen.
- Ende des Jahres 2021 erfolgte eine umfassende Auswertung der bis dahin erfassten Messwerte und die Ableitung von Handlungsempfehlungen.

2. Phase: 01.01.2022–30.06.2023:

- Im Frühjahr 2022 wurde aufgrund der Empfehlung aus Ende 2021 eine Rücklaufsperrung in das Solarthermiesystem integriert, um Eigenzirkulation zu vermeiden. Anschließend wurde der Effekt messtechnisch erfasst.
- Ab Frühjahr 2022 wurden zudem bisher nur theoretisch durchgeführte Untersuchungen messtechnisch evaluiert und mögliche Optimierungen erprobt, z.B. Anpassungen zur Einbindung der Frischwasserstation und Detektion von Fehlströmungen.
- Im Sommer 2022 wurden die Potentiale der Auskopplung solarthermischer Überschüsse in das Nahwärmenetz anhand der Messwerte evaluiert.
- Auf Basis der Messwerte zur Strom- und Wärmeseitigen Kopplung im Quartier wurden Empfehlungen erarbeitet, wie der Eigenverbrauch der solaren Gewinne im Quartier noch weiter erhöht werden könnte (z.B. Sperrzeiten Akku).
- Im Frühjahr 2023 wurden die Messwerte von drei Jahren vollständigem Monitoring (2020,2021,2022) ausgewertet und Empfehlungen für den Betrieb des Gebäudes, sowie zukünftige Projekte abgeleitet.

2 Stand der Technik und Gesetze im Gebäude- und Quartiersbestand

2.1 Gesetzliche Vorgaben und Förderrichtlinien

2.1.1 Gebäudeenergiegesetz (GEG)

Auf nationaler Ebene gilt seit dem 1. November 2020 das Gebäudeenergiegesetz (GEG), welches die Energieeinsparverordnung, das Energieeinspargesetz (EnEG) und das Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG) in eine Verordnung zusammenführt. Neben der EnEV, die maximale Wärmedurchgangskoeffizienten der Gebäudehülle und Effizienzanforderungen an Anlagentechnik definiert, regelt das EEWärmeG die Einbindung regenerativer Energien und das EnEG Effizienzparameter für Heizungs- und klimatechnische Anlagen. Das GEG führt eine Nachrüstpflicht bzgl. Dämmung für die oberste Geschossdecke von Gebäuden ein, die der Bestimmung nach für mindestens vier Monate jährlich auf eine Durchschnittstemperatur von 19° C beheizt werden, sofern diese Mindestanforderungen an den Wärmeschutz gemäß DIN 4108-2: 2013-02 nicht erfüllen. Darüber hinaus werden die Höchstwerte für zulässige Wärmedurchgangskoeffizienten bei Renovierungen oder Neubau angepasst. Außerdem werden Bußgeldvorschriften verabschiedet und eine Nachweispflicht für Immobilien in privater Hand eingeführt. [203] Auf europäischer Ebene verpflichtet die EU-Richtlinie "Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden" Bauherren seit dem 01. Januar 2021 dazu, Wohn-Neubauten als Niedrigstenergiehäuser (NEH) auszuführen. Gemäß der EU-Richtlinie sollen diese NEH einen sehr hohen Gesamtenergieeffizienzgrad aufweisen und den bestehenden Energiebedarf aus überwiegend erneuerbaren Quellen decken. [116] Neben den Anforderungen an die Gebäudehülle stellt das GEG Anforderungen an die Heizungstechnik. Seit der Einführung des GEG im Jahr 2020 gilt, dass Heizungsanlagen nicht länger als 30 Jahre betreiben werden dürfen. Ausnahmen gelten für besonders große und besonders kleine Anlagen sowie nachweislich besonders effiziente Anlagen.[50] Verschiedene rechtliche Bestimmungen wirken sich allerdings auch einschränkend auf die wärmeschutztechnische Sanierung des deutschen Gebäudebestandes aus. Eine Auswertung der Datenbasis von 2010 zeigt beispielsweise, dass 5 % des deutschen Altbaus also Gebäude des Baujahrs 1978 oder älter, mindestens teilweise unter Denkmalschutz stehen, was Sanierungen nur unter strengen Auflagen ermöglicht. Zusätzlich weisen einige ungeschützte Gebäude sogenannte erhaltenswerte Fassaden auf, was die Anbringung von Außenwanddämmung maßgeblich beschränkt.[116]

2.1.2 KfW-Förderungsrichtlinien Niedrigenergiehäuser

Die Kreditanstalt bietet Förderprogramme für Privatpersonen, Unternehmen und öffentliche Einrichtungen an. Ziel aller Förderprogramme ist die Förderung nachhaltiger Entwicklung mit dem Fokus auf Privatpersonen und Unternehmen z.B. auf dem Themengebiet Energieeffizienz im Gebäudesektor. Die KfW gibt hierzu maximale Kredithöhen und Tilgungszuschüsse für Gebäude der jeweiligen Effizienzhausstufe an (aufgrund stetig ändernder Aktualität nicht

dargestellt). Zum Erreichen der Erneuerbaren-Energien-Klasse (EE-Klasse) müssen aktuell 55 % des Wärme- und Kältebedarfs aus erneuerbaren Energien bezogen werden. Folgende Systeme sowie eine Kombination der Systeme ist möglich [197]:

- Solarthermie-, PV- und Wärmepumpenanlagen,
- Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK), mit Biogas oder Holz bzw. Holzprodukten befeuerte Heizkessel,
- Fernwärme, die zu mindestens 55 % aus erneuerbaren Energien gewonnen wird.

Seit April 2022 ist darüber hinaus die Einhaltung der Nachhaltigkeitsklasse (NH-Klasse) für die Beantragung einer Neubau-Förderung zwingend erforderlich. Als Maßstab für die Einhaltung dient das Qualitätssiegel Nachhaltiges Gebäude (QNG), welches von einer akkreditierten Zertifizierungsstelle ausgestellt wird. Ab 2023 soll die NH-Nachweispflicht auch für Sanierungen gelten. [34] Weitere Zuschüsse werden zum Beispiel bei seriellem Sanieren oder bei einer energetischen Sanierung eines Gebäudes des untersten Quartils des energetischen Sanierungszustandes des deutschen Gebäudebestandes gewährt. [104]

2.1.3 Solarpflicht

Ein aktuell viel diskutiertes Thema ist die sogenannte SOLARPFLICHT, also die Pflicht zur Nutzung von Sonnenenergie. In den Städten Waiblingen und Tübingen wurde diese bereits eingeführt und Auswertungen zeigen, dass die Maßnahmen und Bestimmungen der beiden Städte den Ausbau von Photovoltaik und Solarthermie fördern. [160] Neben den beiden Städten ha-

Tab. 2.1: Übersichtstabelle zum aktuellen Stand der Solarpflicht in den Bundesländern (Nach [162])

Baden-Württemberg	<ul style="list-style-type: none"> • Seit 01.01.2022 Solarpflicht für Nichtwohngebäude • Seit 01.05.2022 für alle neuen Wohngebäude • Seit 01.01.2023 bei Bestandsgebäuden, im Fall einer Dachsanierung
Berlin	<ul style="list-style-type: none"> • Seit 01.01.2023 PV-Pflicht für Neubauten (Wohn- und Nichtwohngebäude) • Gilt auch für Bestandsgebäude, bei einer grundlegenden Dachsanierung • Alternativ kann auch Solarthermie genutzt werden, sowie die Anlagen an der Fassade installiert werden
Hamburg	<ul style="list-style-type: none"> • Seit 01.01.2023 PV-Pflicht für alle Neubauten • Ab 2025 PV-Pflicht auch für Bestandsgebäude bei einer Dachsanierung
Niedersachsen	<ul style="list-style-type: none"> • Seit 01.01.2023 für Nichtwohngebäude (Dachfläche mind. 75 m²) • Ab 01.01.2025 Solarpflicht für alle Neubauten
Nordrhein-Westfalen	<ul style="list-style-type: none"> • Seit 01.01.2022 Überdachung geeigneter Parkflächen (>35 Stellplätze) und Installation von Photovoltaik → gilt nur bei Flächen die zu Nichtwohngebäuden gehören • Solarthermie als Alternative ist möglich
Rheinland-Pfalz	<ul style="list-style-type: none"> • Seit 01.01.2023 Solarpflicht für Nichtwohngebäude (Dachfläche mind. 100 m²) und Parkplätze ab 50 Stellplätzen (PV und ST möglich)
Schleswig-Holstein	<ul style="list-style-type: none"> • Seit 01.01.2023 Photovoltaikpflicht auf Neubauten von Nichtwohngebäuden • Pflicht gilt auch bei einer Sanierung der Dächer von Nichtwohngebäuden >10 % • Zudem müssen Parkplätze > 100 Stellplätze mit PV-Anlage ausgestattet werden • Ab 2025 weitere Solarpflicht geplant
Bayern, Bremen, Sachsen	<ul style="list-style-type: none"> • in Planung

ben auch die Länder in den letzten Jahren verschiedenste Gesetze zum Thema SOLARPFLICHT verabschiedet, die Tabelle 2.1 entnommen werden können.[162]

2.1.4 Gesetz zur Aufteilung der Kohlendioxidkosten (CO₂KostAufG)

Bisher herrschte ein Zustand, der in der Literatur als "Mieter-Vermieter-Dilemma" bezeichnet wird [4]. Denn die CO₂-Bepreisung schaffte bei selbstgenutztem Wohneigentum einen Anreiz in klimaneutrale Technologien zu investieren, jedoch wohnen 58 % der Bevölkerung in Deutschland zur Miete [173]. Dies hat zur Folge, dass im derzeitig favorisierten Mietmodell in Deutschland die kompletten Kosten in Form von Nebenkosten an den Vermieter gezahlt und von diesem nur weitergereicht werden. Somit verschwindet für den Vermieter der Anreiz in klimaneutrale Technologien zu investieren, da er die entstehenden Mehrkosten an die Mieter weitergeben kann.

Um dieses Dilemma zu lösen, ist seit dem 01. Januar 2023 das „CO₂KostAufG“ (Kohlendioxidkostenaufteilungsgesetz) in Kraft, das die Aufteilung der Kohlendioxidkosten zwischen Mieter und Vermieter gesetzlich regelt [84]. Dabei gilt für Wohngebäude, desto schlechter der energetische Zustand des Gebäudes ist, desto höher ist der Anteil des Vermieters [92]. Hingegen muss bei sehr gut gedämmten Gebäuden mit Effizienzhaus 55 Standard der Mieter die gesamten Kosten tragen [91]. Die CO₂-Bepreisung bezieht sich dabei auf den Wärmesektor und wird je nach eingesetztem Energieträger des Gebäudeheizungssystems ermittelt. Der CO₂-Preis wird dabei mit der Brennstoffrechnung ermittelt und der Anteil des Mieters über die Heizkostenrechnung abgerechnet, wobei der Anteil des Mieters konkret ausgewiesen werden muss [84; 100]. Dies soll den Anreiz für den Vermieter zu energetischen Sanierungen verstärken, sowie den Mieter zum Energie sparen motivieren [92]. In Abbildung 2.1 ist das Stufenmodell für die definierte prozentuale Aufteilung der Kohlendioxidkosten für Wohngebäude zu sehen.

Bei Nicht-Wohngebäuden hingegen werden die Kohlendioxidkosten zu gleichen Teilen auf Mieter und Vermieter aufgeteilt, jedoch soll hier ebenfalls bis 2025 ein Stufenmodell folgen [91; 100].

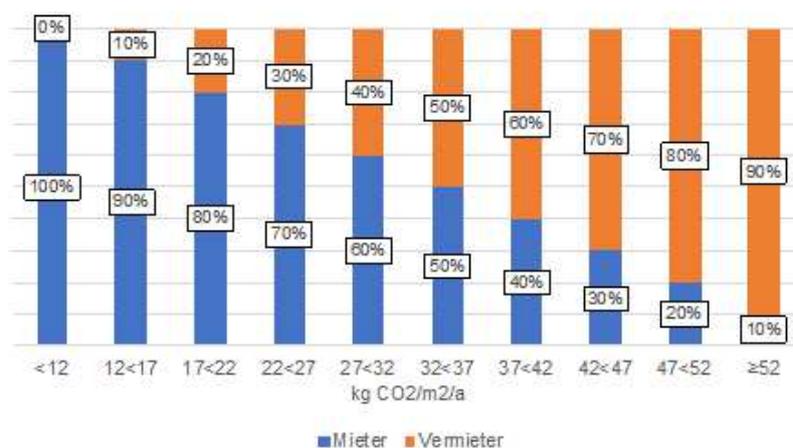


Abb. 2.1: Stufenmodell zur Aufteilung der CO₂-Kosten zwischen Mieter und Vermieter [33]

Bei öffentlich-rechtlichen Vorgaben, die energetische Verbesserungen einschränken, zum Beispiel aufgrund des Denkmalschutzes, kann es zu einer Verringerung des Vermieteranteils oder

zu keiner Aufteilung der Kosten kommen. Dabei ist zu beachten, dass in einem solchen Fall, der Vermieter dem Mieter diese Umstände nachweisen muss. [84]

Bis 2025 wird außerdem die Möglichkeit getestet, die Verbrauchswerte des Energieausweises anstelle des realen Verbrauchs zu nutzen [92].

2.2 Gebäudebestand

Infolge der aktuellen Expansion der Großstädte wird Wohnraum dort immer kostbarer. Der Druck auf den Wohnungsmarkt steigt. Im Jahr 2019 waren 53,3 % aller Haushalte in Deutschland Mehrfamilienhäuser (MFH) mit mindestens drei Wohneinheiten (WE) [172]. Mit Blick auf den steigenden Bedarf an bezahlbarem Wohnraum ist die Energieversorgung von MFH mit regenerativen Energiequellen und eine langlebige energieeffiziente Bauweise sowohl im Neubau als auch bei der Sanierung von vermieteten Bestandsgebäuden essentiell. In der Tabula Studie des IWUs wurden die Bestandsgebäude in verschiedene Baualterklassen aufgeteilt, wobei besonders viele Gebäude aus den Jahren 1958 bis 1978 stammen. Gebäude dieser Zeit, insbesondere Mehrfamilienhäuser und große Mehrfamilienhäuser, zeichnen sich durch eine beginnende industrielle Fertigung von Gebäudeteilen aus. Diese Bauweise ermöglichte zwar die kostengünstige und zügige Fertigung von modernen Wohnungen, allerdings führte die großzügige Verwendung von Stahlbeton zur Bildung konstruktiver Wärmebrücken.[116] Als Musterbeispiele für Neubau und Sanierung können z.B. 89 MFH aus der Effizienzhaus-Datenbank der Deutschen Energie-Agentur angeführt werden [49], die 3 bis 6 bzw. 7 bis mehr WE haben und der Effizienzhausklasse 40 bzw. 55 angehören. Dabei ergibt sich die Verteilung der Bau- und Sanierungsjahre in Abbildung 2.2. Für den Bestand an Nicht-Wohngebäuden gibt es in Deutschland keinen amtlichen Wert. Der DENA-Gebäudereport 2022 gibt eine hochgerechnete Zahl von 1,98 Millionen Nicht-Wohngebäuden an, die in den Geltungsbereich des GEG fallen. Die Zahlen des Gebäudereports legen nahe, dass im Bereich der beheizten Nicht-Wohngebäude ein großes Sanierungs- und Energieeinsparpotential besteht. [9]

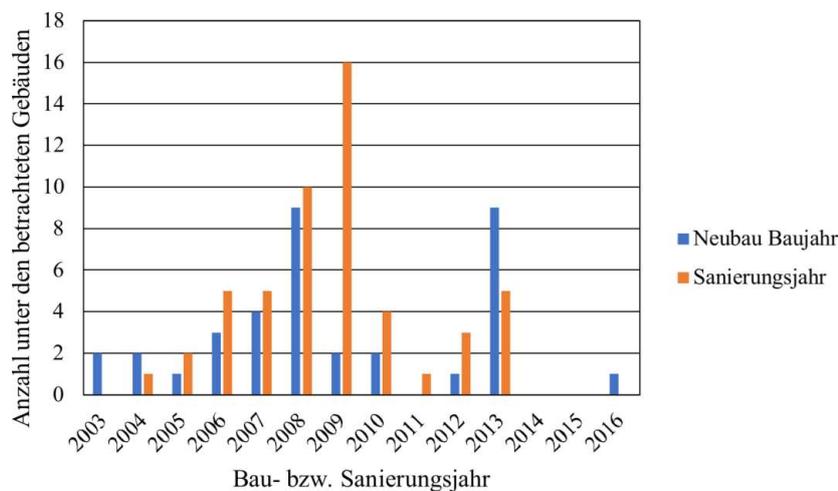


Abb. 2.2: Bau- und Sanierungsjahre der MFH (Effizienzhaus-Datenbank), nach [49]

2.3 Niedrigstenergiegebäude im Markt der MFH

Ausgehend von den Angaben in [176] wurden in einer Literaturrecherche sieben weitere MFH im Niedrigstenergiestandard mit energetischem Monitoring in Deutschland, sowie in der Schweiz recherchiert. Diese sind in Tabelle 2.2 aufgelistet. Darüber hinaus wurden 89 MFH

Tab. 2.2: Übersichtstabelle recherchierte Monitoringgebäude (Quellen: [60; 76; 88; 108; 111; 112; 118; 133; 156])

	Standort (Baujahr)	WE	A_{tr} in m^2 (A/V)	PV in kW_p	Kapazität AKku in kWh	ST in m^2	WP	Lüftung (WRG)	Kühlung	Wärme- speicher	Sonstiges
	Cottbus 2018	2 x 7	854 (0,34)	29,6	52	100	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> (<input checked="" type="checkbox"/>)	<input checked="" type="checkbox"/>	24.600 l	Gasther- me
	Konstanz 2016	2 x 6	1.140	59,2	28	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> (E)	<input checked="" type="checkbox"/> (<input checked="" type="checkbox"/>)	<input checked="" type="checkbox"/>	2 x 1.000 l _(H) 2 x 1.000 l _(W)	-
	Frankfurt a. M. Ried. 2015	17	2.407	99	60	85	<input checked="" type="checkbox"/> (Eis, AD)	<input checked="" type="checkbox"/> (<input checked="" type="checkbox"/>)	<input checked="" type="checkbox"/>	1.000 l _(H) 1.000 l _(W)	-
	Zürich 2011	4 + Büro	755	1,92	<input checked="" type="checkbox"/>	29	<input checked="" type="checkbox"/> (E, AD)	<input checked="" type="checkbox"/> (<input checked="" type="checkbox"/>)	<input checked="" type="checkbox"/>	1.000 l	-
	Rupperswil 2011	3	352	20	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> (E)	<input checked="" type="checkbox"/> (<input checked="" type="checkbox"/>)	<input checked="" type="checkbox"/>	200 l _(H) 800 l _(W)	-
	Frankfurt a. M. Cord. 2013	17	1458 (0,39)	49,7	41	40	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> (<input checked="" type="checkbox"/>)	<input checked="" type="checkbox"/>	2 x 2.900 l _(H, W)	BHKW
	Berlin 2014	18	1745 (0,32)	77,23	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> (A, G)	<input checked="" type="checkbox"/> (<input checked="" type="checkbox"/>)	<input checked="" type="checkbox"/>	1.360 l _(H, W) 2.000 l ₍₂₎	Holz- Pellet- Kessel
	Neu-Ulm 4+6 1938 / 2016	10	787 (0,47)	39	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> (E)	<input checked="" type="checkbox"/> (<input checked="" type="checkbox"/>)	<input checked="" type="checkbox"/>	4 x 485 l 4 x 495 l	-
	Neu-Ulm 12+14 1983 / 2016	8	765 (0,67)	24,9	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/> (E)	(1)	<input checked="" type="checkbox"/>	4 x 720 l _(H) 200 l ₍₃₎	-

im Niedrigstenergiestandard aus der Effizienz-Datenbank der Deutschen Energie-Agentur [49] verglichen, die 3 bis 6 bzw. 7 bis mehr WE aufweisen und der Effizienzhausklasse 40 bzw. 55 angehören. Mit Fokus auf fünf wesentliche Kriterien (geometrische Kennzahlen, techn. Ausstattung, etc.) wurden die nachfolgenden Aussagen abgeleitet.

2.3.1 Geometrische Kennzahlen und baulicher Wärmeschutz

Im Durchschnitt liegt die Gebäudenutzfläche nach EnEV der betrachteten sieben MFH mit energetischem Monitoring bei $1,140 \text{ m}^2$ (MFH in Cottbus je 854 m^2). Bei den Cottbuser Sonnenhäusern haben die Wohneinheiten im Mittel eine Gebäudenutzfläche von 104 m^2 , die durchschnittliche Wohnfläche je Wohneinheit liegt bei 79 m^2 . Zum Vergleich weisen Auswertungen aus dem Jahr 2014 (Bundeszentrale für pol. Bildung [[41]) in Gebäuden mit 3 bis 20 Wohnungen durchschnittliche Wohnflächen zwischen 59 m^2 bis 70 m^2 auf. Auch im Datenreport 2021 [41] wurde baujahresabhängig der Trend hin zu größeren Wohnflächen je WE festgestellt. Die U-Werte in Abbildung 2.3 zeigen, dass die Gebäude alle deutlich unter dem EnEV-Referenzwert liegen, wobei die Cottbuser Sonnenhäuser beim Boden knapp unter dem Mittelwert zu finden sind. Hingegen bei Dach und Außenwand befinden sich die Cottbuser Häuser über den jeweiligen Mittelwerten.

Beim A/V-Verhältnis, welches eine Aussage über die Kompaktheit des Gebäudes liefert, lie-

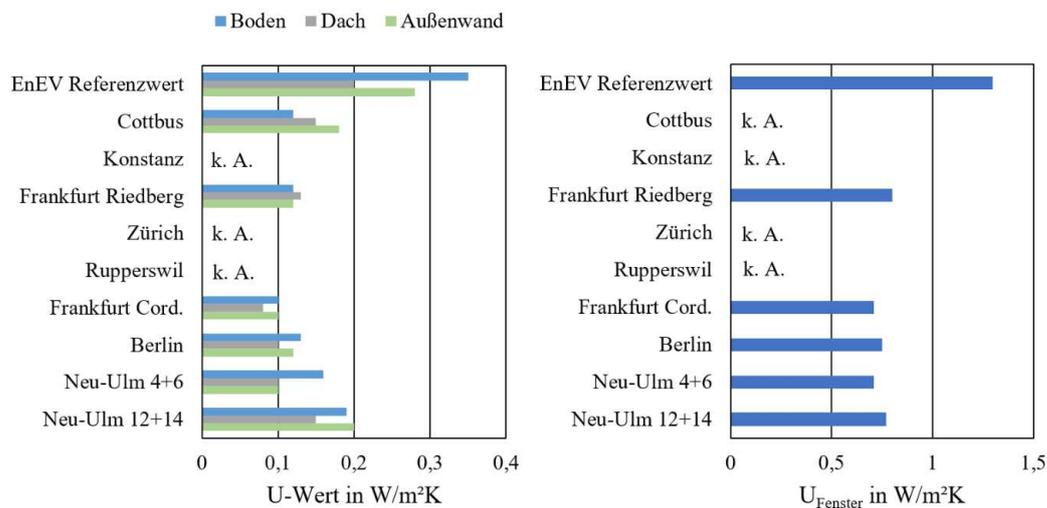


Abb. 2.3: Wärmedurchgangskoeffizienten Dach, Boden, Außenwand und Fenster der Monitoring Gebäude im Vergleich zum EnEV-Referenzwert (Daten:[60; 76; 88; 108; 111; 112; 118; 133; 156])

gen die Cottbuser Sonnenhäuser im Vergleich zu den anderen Monitoring-Gebäuden in einem mittleren Bereich. Aus dem Vergleich der Effizienz-Datenbank zeigt sich die zu erwartende Kompaktheit größerer MFH mit 7 und mehr WE. Ein weiterer wichtiger Kennwert ist der spezifische Transmissionswärmeverlust. Dieser Wert ermöglicht einen Vergleich der Gebäude bezüglich ihrer Wärmeverluste aus einem Planungstool zur Erstellung eines Energieausweises. Im Mittel haben die sieben Gebäude einen spezifischen Transmissionswärmeverlust (siehe Abbildung 2.4) von $0,27 \text{ W/m}^2\text{K}$ und liegen somit 46 % unter dem EnEV Referenzwert.

Laut Effizienz-Datenbank [49] kommen in den Bereichen Außenwand, Bodenplatte und Dach Hartschaumplatten als Dämmstoffart am häufigsten zum Einsatz, gefolgt von Mineralwolle. Zellulose als Dämmstoff wurde bei den hier betrachteten Gebäuden nur in Einzelfällen verwendet. Hartschaumplatten machen mit 83 % den größten Anteil bei der Dämmung der

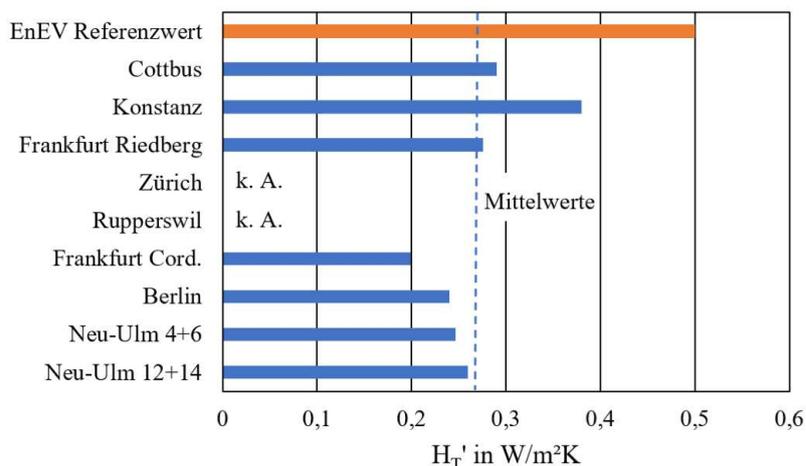


Abb. 2.4: Spezifischer Transmissionswärmeverlust der Monitoring Gebäude (Daten:[60; 76; 88; 108; 111; 112; 118; 133; 156])

Bodenplatten aus. Mit einem geringeren Anteil werden Hartschaumplatten zur Dämmung der Außenwände genutzt. Bei der Dachdämmung nähern sich die Anteile der Hartschaumplatten (53 %) und von Mineralwolle (46 %) an. Der hohe Anteil an Hartschaumplatten unter den Dämmarten ist kritisch zu sehen, da Hartschaumplatten unter anderem aus Polystyrol bestehen [49], welches häufig das Flammschutzmittel Hexabromcyclododecan (HBCD) enthält. Inzwischen wurde HBCD aufgrund der öko- und humantoxischen Wirkung verboten. Daraus resultiert auch, dass Hartschaumplatten aus Polystyrol nicht recycelt werden können, sondern der thermischen Abfallbehandlung zugeführt werden müssen. [28]

2.3.2 Technische Ausstattung

Für das Verhältnis der Photovoltaikfläche zur Gebäudenutzungsfläche ergibt sich im Mittel der Monitoring-Gebäude ein Verhältnis von $0,23 m^2 PV/m^2 GNF$. Die Gebäude in Cottbus haben einen Wert von $0,2 m^2 PV/m^2 GNF$ und somit eine vergleichsweise geringe Photovoltaikfläche in Bezug auf die Gebäudenutzfläche, was mit einer vom Bauherren kurzfristig entschiedenen Erweiterung von 6 auf 7 WE bei gleichem Gebäudevolumen und PV-Fläche erklärt werden kann. Für EFH und ZFH sind in der Literatur Verhältnisse von $0,34 m^2 PV/m^2 GNF$ bis $0,38 m^2/m^2$ angegeben. [10; 166] Das Verhältnis der Photovoltaikfläche zur Gebäudenutzfläche (siehe Abbildung 2.5) ist somit bei den hier betrachteten MFH um etwa ein Drittel niedriger als bei EFH. Das heißt, allgemein ist zu beobachten, dass das Verhältnis mit zunehmender Gebäudenutzfläche tendenziell sinkt, was auch an der limitierten für PV-Module zur Verfügung Dach- und Fassadenfläche begründet werden kann.

Die nächste Kennzahl der Monitoring-Gebäude ist das Verhältnis der Photovoltaikfläche zur installierten Gesamtnennleistung der Photovoltaikanlagen. Im Vergleich zu EFH ist bei MFH eine hohe Photovoltaikleistung bezogen auf die PV-Fläche stärker von Bedeutung. Dies liegt daran, dass der Anteil der solaraktiv nutzbaren Dachfläche bei MFH mit 70 % um 10 Prozent-

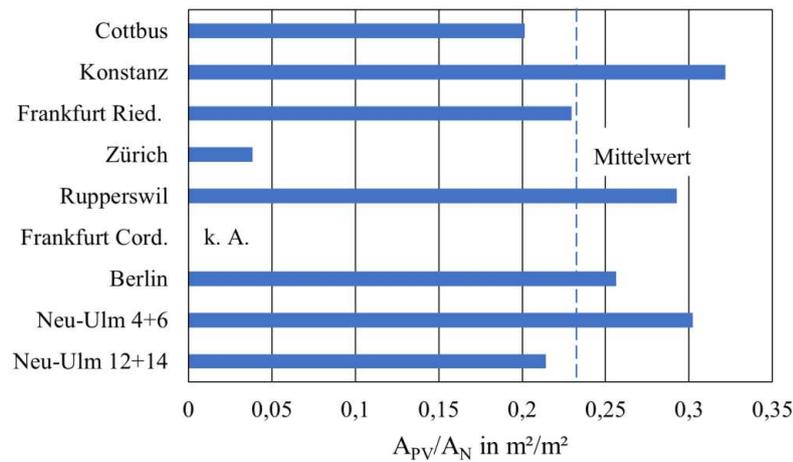


Abb. 2.5: Verhältnis Photovoltaikfläche zu Gebäudenutzfläche der Monitoring Gebäude (Daten:[60; 76; 88; 108; 111; 112; 118; 133; 156])

punkte geringer ist als bei EFH [120]. Auch der solaraktiv nutzbare Anteil der Südfassade ist bei MFH im Gegensatz zu EFH aufgrund der Verschattung durch Nachbargebäude geringer [120]. Nur bei vier Monitoring Projekten sind die dazugehörigen Häuser mit elektrochemischen Speichern (Li-Ion bzw. LiFeP) ausgerüstet. Die Nennkapazitäten der elektrochemischen Speicher beträgt zwischen 28 kWh bis 60 kWh. Das Verhältnis der Nennkapazität zur installierten PV-Leistung ist bei den Sonnenhäusern in Cottbus mit 1,76 kWh/kWp im Vergleich zu den anderen Gebäuden mit Abstand am größten, was auf den gewünschten hohen Grad an Autarkie zurückzuführen ist.

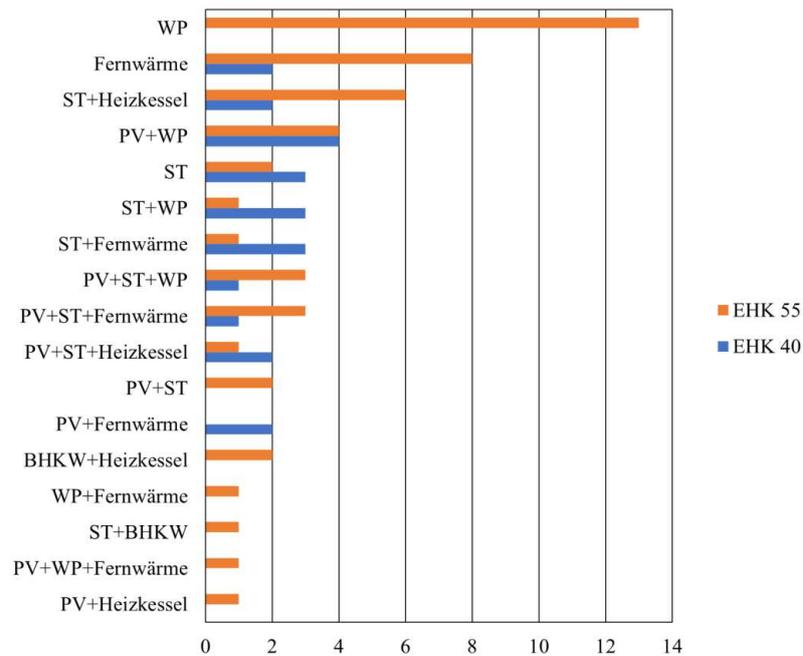
Laut Effizienz-Datenbank [49] ergibt sich, dass 70 % der solarthermischen Kollektoren Flachkollektoren und 27 % Vakuumröhrenkollektoren (3 % ohne Datenangabe) sind. Die Verhältnisse der Solarthermiefläche zur Nutzfläche weisen für das MFH in Cottbus mit $0,12 \text{ m}^2 \text{ ST} / \text{m}^2 \text{ GNF}$ das mit Abstand größte Verhältnis auf, wie in Tabelle 2.3 zu erkennen. Die Solarthermieanlage in Cottbus weist eine drei bis viermal größere Solarthermiefläche als die anderen Monitoringgebäude auf. Das Wärmeversorgungskonzept des MFH in Cottbus setzt als einziges vorrangig auf Solarthermie ohne zusätzliche Unterstützung einer Wärmepumpe. Dies zeigt sich auch bei dem Verhältnis des thermischen Speichers zur Nutzfläche. Dieses ist bei den Sonnenhäusern in Cottbus mit $0,029 \text{ m}^3 / \text{m}^2 \text{ GNF}$ gegenüber anderen vergleichbaren Monitoringgebäuden mit dem 8 – 29-fachen Wert deutlich höher.

Sechs der sieben recherchierten Gebäude nutzen eine Wärmepumpe und dies am häufigsten mit Erdwärme als Wärmequelle. Im Mittel haben die Wärmepumpen bzw. die Kombinationen der Wärmepumpen eine Heizleistung von ca. 27 W/m. Aus dem Vergleich der Daten der Effizienz-Datenbank [49] in Abbildung 2.6 und Abbildung 2.7 geht hervor, dass gegenüber der Effizienzklasse 40 bei den Gebäuden mit der Effizienzhausklasse 55, die Wärmeversorgung am häufigsten durch Wärmepumpen sichergestellt wird. Allgemein ist bei den MFH der Effizienzklasse 40 zu erkennen, dass die Energieversorgung vor allem durch die Kombination

Tab. 2.3: Gegenüberstellung Flächen Solarthermie und Volumen Wasserspeicher (Daten:[60; 76; 88; 108; 111; 112; 118; 133; 156])

Gebäude	A_{ST}	V_{WS}	A_{ST}/A_n	V_{WS}/A_n
	m	m ³	m ² /m ²	m ³ /m ²
Cottbus	100	24,6	0,12	0,029
Frankfurt Ried.	85	2,0	0,04	0,001
Zürich	30	1,0	0,04	0,001
Frankfurt Cord.	40	5,8	0,03	0,004

von zwei oder drei Techniken gesichert wird. Häufige Kombinationen sind hier beispielsweise Photovoltaik mit Wärmepumpe oder die Kombination aus Photovoltaik mit Solarthermie mit zusätzlicher Fernwärme oder einer Wärmepumpe.

**Abb. 2.6:** Häufigkeiten der Versorgungstechniken, nach [49]

2.3.3 Energetische Betrachtung

Die gemessenen Photovoltaikerträge über- als auch unterschreiten die Plandaten der Monitoring-Gebäude. Beim Sonnenhaus 1 in Cottbus liegt der Messwert sehr nahe dem Planwert. Einen deutlich geringeren Ertrag gegenüber dem Planwert zeigt das Haus 2 in Cottbus aufgrund eines einmonatlichen Wechselrichterausfalls der Dach-PV-Module und zum Teil auch aufgrund von Verschattungen (Baum und Nachbargebäude). Das Verhältnis des, auf das langjährige Mittel des Referenzstandortes Potsdam normierten, PV-Ertrags zur installierten PV-Leistung liegen

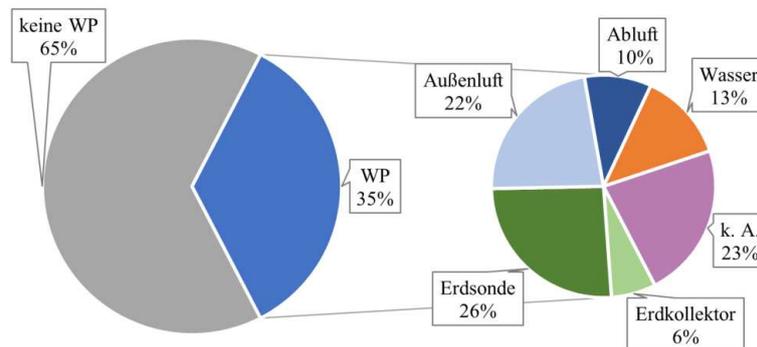


Abb. 2.7: Wärmequellen der Wärmepumpen von den MFH (Effizienzhaus-Datenbank), nach [49]

zwischen 582 und 923 kWh/kWp. Ein hohes Verhältnis zeigt vor allem, dass die PV-Anlagen einen hohen Wirkungsgrad sowie einen guten Aufstellungsort und Ausrichtung ohne Verschattung aufweisen. Der Eigennutzungsanteil oder -nutzungsgrad ist ein Kennwert, der angibt, wie viel vom eigenproduzierten Strom im Gebäude selbst genutzt wird. In Abbildung 2.8 ist ein deutlicher Unterschied zwischen den Monitoring-Gebäuden mit elektrochemischem Speicher und ohne zu erkennen. Im Mittel ist der Eigennutzungsanteil bei den MFH mit elektrochemischem Speicher mit 59 % fast dreimal so hoch wie bei den Häusern ohne Speicher (21 %). Bei den Gebäuden mit elektrochemischem Speicher wird der Eigennutzungsanteil unter anderem von dessen Dimensionierung beeinflusst. Die MFH in Cottbus weisen aufgrund der groß dimensionierten Akkus mit 67 % bzw. 75 % die höchsten Eigennutzungsanteile auf.

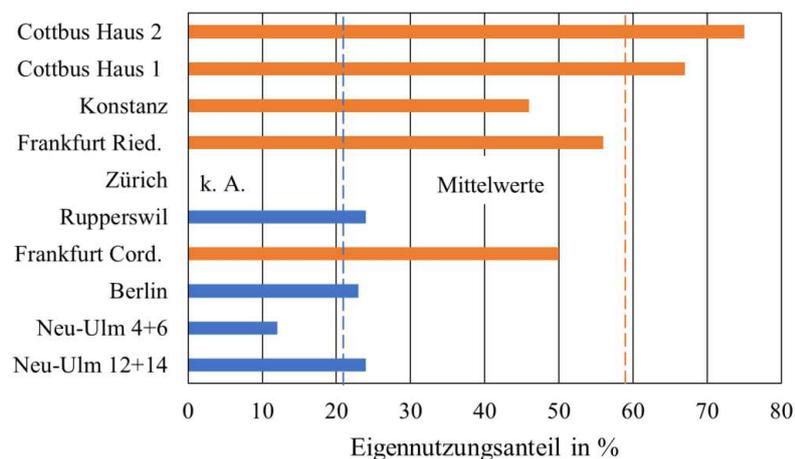


Abb. 2.8: Eigennutzungsanteil der Monitoring Gebäude, nach (Daten:[49; 60; 76; 88; 108; 111; 112; 118; 133; 156]), Frankfurt Cord.: eigengenutzter Strom = Summe(PV, BHKW)/ blaue Balken: ohne Speicher

Ein weiterer wichtiger Kennwert ist der Autarkiegrad für Strom. Dieser liegt bei den acht Mehrfamilienhäusern in einem Bereich von 18 bis 74 %. Die beiden Häuser in Cottbus weisen hohe Autarkiegrade von 70 bzw. 73 % auf. Die anderen Gebäude weisen im Vergleich deut-

lich niedrigere Autarkiegrade auf. Dies liegt unter anderem daran, dass sie zum Teil über keinen elektrochemischen Speicher verfügen und, dass sie zur Wärmeerzeugung eine Wärmepumpe nutzen. Die Wärmepumpennutzung zeigt sich am Autarkiegrad, da sie vor allem zu den Zeiten Strom bezieht, während denen die geringsten PV-Erträge der Photovoltaikanlagen vorliegen (d. h. im Winter). Eine Analyse des Nutzerverhaltens in Cottbus ergab, dass die Raumlufttemperaturen im Mittel 2,5 bis 5 K über dem Planwert nach EnEV lagen. Ein weiterer individueller Einfluss auf den Heizwärmebedarf durch den Nutzer ist eine Nachtauskühlung durch Fensterlüftung. Bei dem Monitoring der Gebäude in Cottbus konnte dies auch während Nächten mit Temperaturen um 0 C und mit einer daraus resultierenden Absenkung der Raumlufttemperatur um 5 K nachgewiesen werden. [77] Nach einer Korrektur des Heizwärmebedarfes mit jeweiligen Klimfaktoren [98], können diese ebenfalls verglichen werden. Der Heizwärmebedarf der MFH in Cottbus liegt im oberen Bereich. Dabei muss jedoch beachtet werden, dass eine missverständliche Bedienung der Thermostate bzgl. Heiz- und Kühleinstellung (Winter/Sommer) zu einem höheren Heizwärmebedarf führte. Aus den Daten der Effizienz-Datenbank [49] wurden die Mittelwerte des Energiebedarfs der Neubauten und sanierten Bauten für die jeweiligen Effizienzhausklassen angegeben (Abbildung 2.9). Den geringsten Endenergiebedarf mit 19,5 kWh/m²a haben die neugebauten MFH der Effizienzklasse 40. Die sanierten Gebäude dieser Effizienzhausklasse weisen einen Endenergiebedarf von 22,4 kWh/m²a auf. Der Endenergiebedarf der Neubauten der Effizienzhausklasse 55 liegt auf einem ähnlichen Niveau. Die sanierten MFH der Effizienzhausklasse 55 haben im Mittel den höchsten Endenergieverbrauch von 26,2 kWh/m²a. Allgemein ist der Endenergiebedarf bei den Neubauten geringer als bei den sanierten Gebäuden und bei den MFH der Effizienzhausklasse 40 geringer als bei denen der Klasse 55.

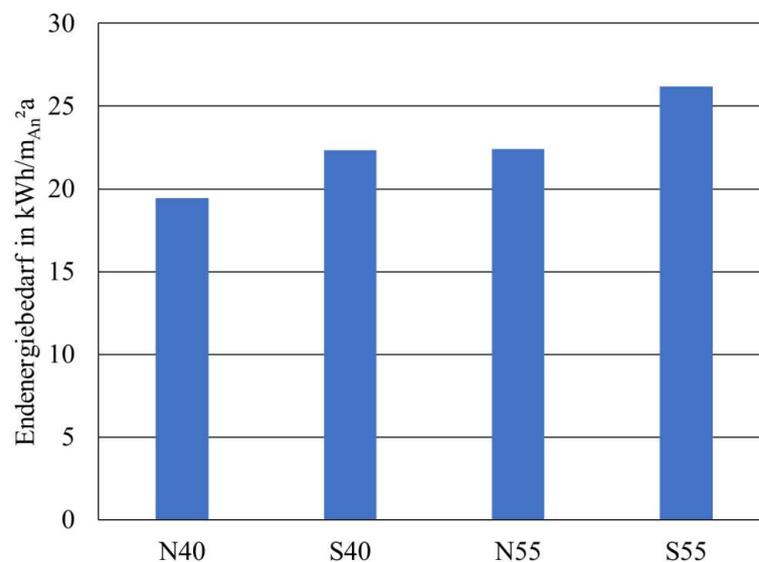


Abb. 2.9: Endenergiebedarf der MFH (Effizienzhaus-Datenbank), nach [49]

Nach den Daten der Effizienz-Datenbank [49] sind mindestens 92 % der betrachteten MFH

mit einer Lüftungsanlage ausgestattet (Abbildung 2.10). Lüftungssysteme, welche die Zu- und Abluft befördern machen generell den größten Anteil aus. Wohnungszentrale gefolgt von dezentralen Lüftungssystemen werden im Vergleich zu den Zentralen häufiger eingesetzt. 88 % der Lüftungsanlagen verfügen über eine Möglichkeit der Wärmerückgewinnung (12 % ohne Angabe).

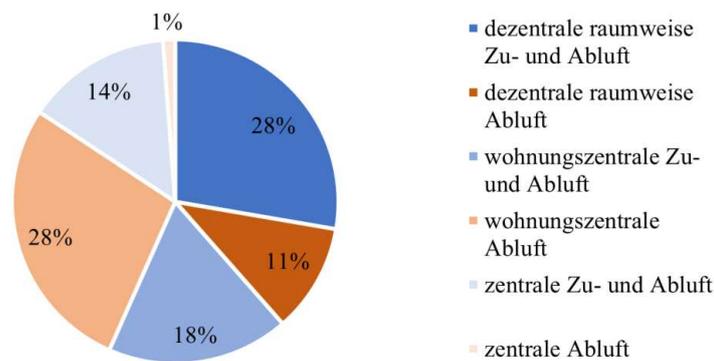


Abb. 2.10: Eingesetzte Lüftungsanlagen der MFH (Effizienzhaus-Datenbank), nach [49]

2.4 Einfluss des Nutzerverhaltens auf den Heizwärmeverbrauch

Bei den Recherchen lag der Fokus auf vergleichende energetische Auswertungen mit Nutzereinfluss bei aktuellen Gebäudebaustandards, wobei zwei Studien nachfolgend aufgeführt werden. Im Projekt ImmoGap [128] wurde der geplante Heizwärmeverbrauch mit dem realen Heizwärmeverbrauch von 65 Mehrfamilienhäusern in der Schweiz verglichen. Dabei wurde im Durchschnitt ein Mehrverbrauch von 44 % an Heizwärme im Vergleich zur Planung festgestellt, davon entfallen 30 - 40 Prozentpunkte auf das Nutzerverhalten. Die Abweichung der Messwerte von den Planwerten ist auf das Nutzerverhalten im Bezug auf Verschattung, Lüftung und Raumtemperaturen und die suboptimale Regelung und Bedienung der Haustechnik zurückzuführen. Vor allem in der Übergangszeit ist ein Mehrverbrauch zu erkennen, dieser kann auch auf häufiges Lüften oder auf hohe Solltemperaturen am Heizungsregler zurückzuführen sein. [128]

Eine Studie des Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung im Bundesamt für Bauwesen und Raumordnung [6] untersucht, wie sich das Nutzerverhalten auf energetische Verbesserungen bei Gebäuden auswirkt. Die Studie kommt zu dem Ergebnis, dass die EnEV-Berechnungen zwar für einen standardisierten Vergleich geeignet sind, jedoch nicht für eine realistische Bilanzierung. Dabei werden mehrere Studien zum Thema des Energieverbrauchs in Wohngebäuden ausgewertet. Aus dieser Analyse resultieren Richtwerte für den realen Energiebedarf, die in der Tabelle 2.4 zusammengefasst sind. Dabei werden Angaben zur Änderung des Endenergiebedarfs bei Erhöhung der Raumtemperatur gemacht. Festzuhalten ist, dass die wichtigsten Einflussparameter auf die Heizenergie die Raumtemperatur, Einstellung der

Heizung und das Lüftungsverhalten der Bewohner sind. [6]

Zu den wichtigsten Erkenntnissen gehören die Durchschnittswerte für Innenraumtemperaturen. In Niedrigenergiehäusern betragen Innenraumtemperaturen um die 21 °C und bei Passivhäusern mehr als 22 °C [6]. Auch im Projekt ImmoGaP konnten höhere Raumtemperaturen festgestellt werden, die Heizgrenzen der Gebäude lagen bei 15,7 °C bis 22 °C [128].

Tab. 2.4: Aus den Parameterstudien abgeleitete und vereinfachte Aussagen zum Einfluss des Nutzerverhaltens auf den Energieverbrauch von Gebäuden („Daumenregeln“) nach [6]

Einflussgröße	Aktivität	Änderung des Parameters um	Änderung des Endenergiebedarfs (Annahme: Zentralheizung mit Kombikessel)	
			Altbau unsaniert	Altbau modernisiert / Niedrigenergiehaus**
Raumtemperatur	Thermostat einstellen	+ 1 K	+ 29 kWh/(m ² a)	+ 8 kWh/(m ² a) + 2 kWh/(m ² a)
Luftwechsel	über Fensterlüftung	+ 0,1 1/h	+ 8 kWh/(m ² a)	+ 8 kWh/(m ² a)
	Anlagenluftwechsel einer Lüftungsanlage mit Wärmerückgewinnung	+ 0,1 1/h	+ 0,6 kWh/(m ² a)	+ 0,6 kWh/(m ² a) + 0,6 kWh/(m ² a)
Fensteröffnung	Balkontür kippen	+ 1 h/d	+ 3 kWh/(m ² a)*	+ 3 kWh/(m ² a)* + 2 kWh/(m ² a)
	Balkontür ganz öffnen	+ 1 h/d	+ 16 kWh/(m ² a)*	+ 16 kWh/(m ² a)* + 12 kWh/(m ² a)
	Balkontür kippen	8 h/d, z.B. nachts	+ 23 kWh/(m ² a)*	+ 23 kWh/(m ² a)* + 16 kWh/(m ² a)
	(kleines) Fenster kippen	8 h/d, z.B. nachts	+ 10 kWh/(m ² a)*	+ 10 kWh/(m ² a)* + 7 kWh/(m ² a)
Teilbeheizung	Nachtabsenkung gesamte Wohnung	- 3 K	- 30 kWh/(m ² a)	- 12 kWh/(m ² a) - 2 kWh/(m ² a)
	Teilbeheizung	30 % der Wohnfläche	- 15 kWh/(m ² a)	- 3 kWh/(m ² a) - 1 kWh/(m ² a)
Wärmequellen	Personenbelegung	+ 1 Bewohner		- 1,6 kWh/(m ² a)
	Verschattung/Verschmutzung	Abminderungsfaktor: - 0,1		- 1,2 kWh/(m ² a)
	Innere Wärmequellen	- 1 W/m ²	+ 7 kWh/(m ² a)	+ 6 kWh/(m ² a) + 3 kWh/(m ² a)
Warmwasser	Personenbelegung EFH	+ 1 Bewohner	+ 898 kWh/a	+ 898 kWh/a
	Personenbelegung MFH	+ 1 Bewohner	+ 793 kWh/a	+ 793 kWh/a + 793 kWh/a

*) grobe Abschätzung / Hochrechnung auf Basis von Vergleichswerten

**) „Niedrigenergiehaus“: vergleichbar mit dem Neubaustandard nach EnEV 2009

2.5 Energetische Quartierskonzepte

Das Quartier ist eine intermediäre Lösung zwischen einer zentralen städtischen Gesamtversorgung und der (teil-)autarken Versorgung von Einzelgebäuden, welche aufgrund der Klimakrise sowohl von öffentlichen als auch privaten Initiativen immer mehr Beachtung erlangt [157]. Das aus mindestens zwei Gebäuden bestehende Quartier zeichnet sich vor allem durch die Verwendung von erneuerbaren Technologien und deren intelligenter Vernetzung aus, wodurch eine Steigerung der Energieeffizienz erfolgen soll [70]. Die Herausforderung bei der Planung besteht darin, einen optimalen Mix aus einem möglichst hohen Anteil an regenerativen Energien, entsprechenden Wandlungs- und Speichertechnologien und einem möglichst niedrigen Preis zu erarbeiten [186]. Eine allgemeingültige, optimale Lösung gibt es somit nicht. Die Umsetzung ist neben den technischen Parametern wie der baulichen Struktur, abhängig von der Eigentümerstruktur, sozialen Parametern sowie der Lage in der Gesamtstadt [157]. Diese Vielzahl an verschiedenen Kombinationsmöglichkeiten und unterschiedlichen Zielen erschwert die Vergleichbarkeit von Quartieren. Um einen möglichst hohen Grad an Autarkie zu erreichen, ist es wichtig, sowohl die Versorgung mit thermischer als auch elektrischer Energie zu betrachten.

2.5.1 Wärme im Quartier - 5GDHC

Die Quartierslösung ist eng mit der lokalen Wärmewende der Städte verbunden und verfolgt das Ziel, die Wärmeversorgung in den Städten zu optimieren. Eine vom Quartier getrennte Betrachtung hinsichtlich erneuerbarer Wärmeversorgungskonzepte in der Stadt würde zu erheblichen Fehleinschätzungen von erneuerbaren Energiepotentialen führen [157]. Bisher handelt es sich jedoch um ein noch junges Forschungsgebiet, das in verschiedenen Studien mit unterschiedlichen Bezeichnungen beschrieben wurde. Buffa [23] hat hierzu die moderne Versorgung von Quartieren mit Wärme und Kälte mit der Bezeichnung „5th generation district heat and cold“, kurz 5GDHC, zusammengefasst. Die 5GDHC-Technologie leitet sich einerseits aus der Technologie der erneuerbaren gebäudeindividuellen Wärmeerzeugung (z. B.: Erdwärmepumpen oder Solarthermie) ab und andererseits nutzt es das Prinzip des Verteilens und Speicherns von thermischer Energie über ein Wärme-/Kältenetz im Quartier. Ziel dieser Technologie ist es, die lokal verfügbaren erneuerbaren Wärmequellen zu nutzen und diese im Quartier so intelligent wie möglich bereitzustellen, um kurzfristige und langfristige Energiebedarfsschwankungen auszugleichen und somit eine möglichst hohe Eigennutzung zu gewährleisten, siehe Schema in Abbildung 2.11. Im Wesentlichen besteht ein 5GDHC-System aus mindestens zwei Unterstationen (Wohngebäude, Industrie, Bürogebäude), welche über ein bidirektionales Nahwärmenetz (Netz ist sowohl Wärmequelle als auch -senke), bestehend aus einem Kälte- und einem Wärmestrang, miteinander verbunden sind. Die von den Verbrauchern benötigte Wärmeenergie für Heizzwecke oder zur Trinkwarmwasserbereitung wird durch Wärmepumpen bereitgestellt, welche wiederum das Nahwärmenetz als Wärmequelle nutzen. Die Netze können hierzu als offenes oder geschlossenes System ausgeführt sein [148; 214] Darüber hinaus werden die Netze sowohl anhand ihrer Rohrleitungen unterschiedlicher

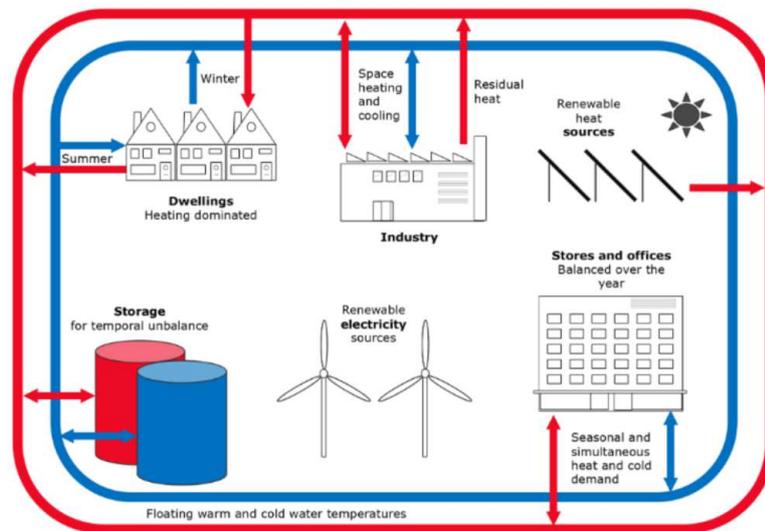


Abb. 2.11: Funktionsweise 5GDHC [18]

Temperaturniveaus in Ein-, Zwei-, Drei- oder Vier-Leiter-Systeme, als auch aufgrund ihrer Energieflussrichtung in uni- oder bi-direktionale Netze unterschieden. Zusätzlich ist die Medienflussrichtung zur Klassifizierung in gerichtete oder ungerichtete Netze wichtig, Sulzer und Hanggartner [181]. Neben den unterschiedlichen Verbrauchern kann das Nahwärmenetz auch an verschiedenen Stellen mit Kälte- oder Wärmeenergie gespeist werden. Mögliche Wärmequellen sind laut Buffa et al. [23]:

- überschüssige Abwärme von Wärmepumpen im Kühlbetrieb (Gebäude, Industrie, Bürogebäude)
- überschüssige Kälteenergie von Wärmepumpen im Heizbetrieb
- industrielle Abwärme
- Wärmeenergie aus regenerativen Energieerzeugungsanlagen (z. B.: Erdwärmepumpen, Solarthermie)
- Wärmeenergie aus nicht-regenerativen Energieerzeugungsanlagen (z. B.: Gaskessel)

Die 5GDHC-Technologie weist vor allem aus technischer Sicht eine Vielzahl an Vorteilen auf:

- Es können die lokalen Bedarfsspitzen einzelner Verbraucher gedeckt werden.
- Zudem kann durch das bidirektionale Nahwärmenetz sowohl Kälte- als auch Wärmeenergie eingespeist und von einer anderen Unterstation bezogen werden. [43]
- Es weist eine niedrige Vorlauftemperatur auf, wodurch Synergien zwischen Wärmequellen- und -senken optimal ausgenutzt werden können.

- Weiterhin kann die Energieeffizienz von solarthermischen Kollektoren, KWK-Anlagen und Wärmerückgewinnungsanlagen wesentlich erhöht werden und die Installationszeiten- und -kosten durch die Nutzung nicht isolierter Rohre aus Polyethylen hoher Dichte verringert werden. [43]
- Aus kostentechnischer Sicht ist die thermische Quartierslösung aufgrund geringerer Investitions-, Installations- und Wartungskosten, die für ein einzelnes großes Versorgungssystem anstelle von mehreren gebäudeindividuellen Lösungen anfallen, vorteilhaft. [186],

Eine weitere Verbreitung der Technologie kann zur Dekarbonisierung des Wärmesektors beitragen [196]. Besonders Städte können künftig von der 5GDHC-Technologie profitieren, da zum Beispiel die aktuelle Infrastruktur die Quartiersentwicklung beschleunigen kann [23]. Eine weitere Chance kann die Senkung der Herstellkosten für Wärmepumpen aufgrund des steigenden Absatzmarktes sein, womit eine erhöhte Wettbewerbsfähigkeit von 5GHDC-Systemen gegenüber konventionelleren Systemen einhergeht [173; 208]. Als Nachteile können folgende Punkte angeführt werden:

- Aufgrund der Neuheit der Technologie ist das notwendige Know-How bisher nur auf sehr wenige Unternehmen verteilt [42]
- Es fehlen das notwendige Wissen für die Betriebsoptimierung- und Steuerung, sowie technische Richtlinien und Standards für eine schnelle und breite Umsetzung. [42]
- Es bietet sich die Nachnutzung bestehender Heizsysteme an, wobei die niedrige Temperaturdifferenz zwischen Vor- und Rücklauf einen höheren Volumenstrom benötigt, als für die gleiche thermische Leistung eines Hochtemperatur-Heizungssystems notwendig ist. Um daraus resultierende Druckverluste zu begrenzen, ist der Einbau eines größeren Rohrleitungsdurchmessers notwendig. [72]
- Höhere Pumpkosten pro Energieeinheit aufgrund des größeren Rohrdurchmessers
- Zusatzkosten, durch die notwendige Errichtung von Unterstationen die an das gemeinsame Wärmenetz angeschlossen werden.
- Kosten für die Installation eines Wärmespeichers.
- Erhöhte Stromkosten für den Betrieb der notwendigen Wärmepumpen.

2.5.2 Strom im Quartier

Kern einer Stromversorgung im Quartier ist die Eigenversorgung in der Gemeinschaft. Das bedeutet, mehrere Verbraucher und / oder Erzeuger sind über einen gemeinsamen Netzananschlusspunkt an das öffentliche Netz angeschlossen. Dieser Verbraucher, Erzeuger oder Prosumer (sowohl Verbraucher als auch Erzeuger) tauschen untereinander erzeugten Strom aus, siehe Abbildung 2.12. Hinter einem solchen Netzananschlusspunkt können demnach Unternehmen, private Haushalte, Energieerzeugungsanlagen oder Speichertechnologien angeschlossen sein, die einen gemeinschaftlichen Stromaustausch betreiben. Quartiere mit einem solchen gemeinschaftlichen Austausch werden auch als Microgrid bezeichnet. [199] Typische Lösungen sind Versorgungsstrukturen von MFH, bei denen die Gemeinschaft PV-Anlagen auf den Dächern nutzt, bei größeren Quartieren ist auch die Inbetriebnahme eines gemeinschaftlichen BHKW möglich, wodurch die Gemeinschaft neben erneuerbarem Strom auch erneuerbare Wärme erzeugen könnte, wobei das BHKW je nach Bedarf und Kosten sowohl strom- als auch wärmegeführt gesteuert werden kann [198]. Bei der Versorgung mit regenerativen Technologien ist es wichtig die Schwankungen in der Energieerzeugung z.B. mit Quartiersspeichern auszugleichen. [199]

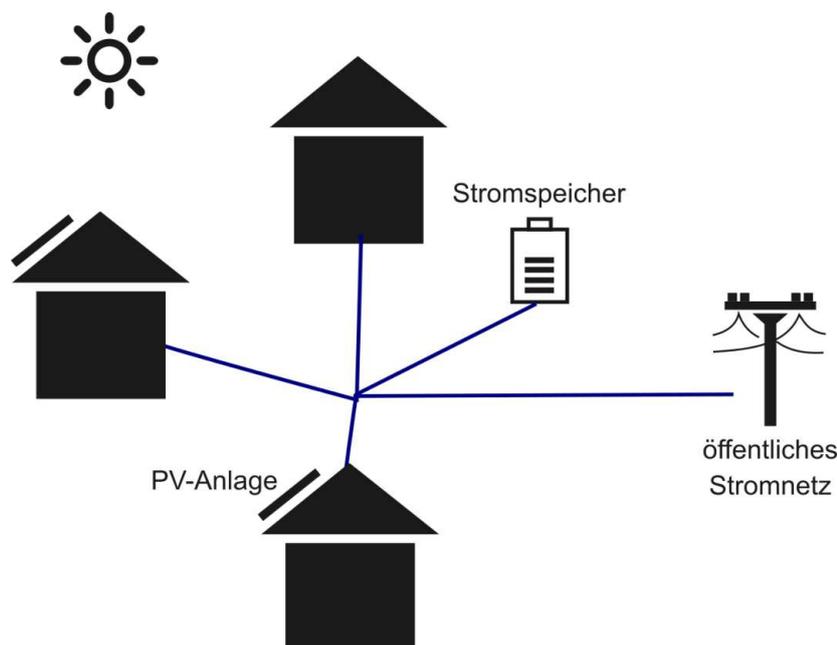


Abb. 2.12: Vereinfachtes Schema eines Netzanchluss eines Quartiers an das öffentliche Netz, nach [18]

Eine gemeinschaftliche Selbstversorgung bietet unter anderem folgende Vorteile [198]:

- höherer Gesamteigenverbrauchsanteil am selbst erzeugten PV-Strom durch Ausgleich der unterschiedlichen Bedarfsspitzen
- geringere spezifische Stromkosten durch Skaleneffekte der größeren Anlagen (PV-Anlage, Komponenten, Installation)

- Skaleneffekte (\downarrow Strompreis, \uparrow Eigenverbrauchsanteil, \downarrow spez. CO₂-Fußabdruck) durch gemeinsame Nutzung eines großen Stromspeichers sowie die Reduktion der notwendigen Gesamtkapazität aufgrund des höheren Anteils an direkt verbrauchtem Strom [5; 47; 79]
- attraktivere Strombezugs-Konditionen aufgrund eines gemeinschaftlichen Bezugs des Reststroms

für Stromspeicher nennen [44; 199], dass in Anbetracht der hohen Investitionskosten und der entstehenden Wirkungsgradverluste eine Speicherung der regenerativen Energien erst ab einem Eigennutzungsanteil von 60 % sinnvoll ist. Dies ist sicherlich Anwendungsfallspezifisch zu betrachten und je nach Stand der Technik und Kosten diskutabel. Ein aktueller Nachteil gegenüber der Eigenversorgung mit Strom ist, dass zusätzlich in notwendige Messtechnik investiert werden und nach aktuellem deutschen Recht eine zusätzliche Verrechnung der Stromkosten zwischen den Prosumern erfolgen muss [198].

2.5.3 Fazit und Hemmnisse von Quartierskonzepten für Wärme- und Stromeigenversorgung

Wesentliche Vorteile von Quartierskonzepten sind:

- niedrige spezifische Energiekosten, ein höherer Selbstversorgungsgrad und eine effizientere Nutzung von regionalen, erneuerbaren Energiepotenzialen [186].
- Das Vereinen einer strategischen Denkweise der städtischen Energieversorger und erweitert gleichzeitig die aktuelle Sichtweise der ausschließlichen Betrachtung von Dämmung und dem Austausch der Heizungsanlagen.
- ökonomisch die Mengenrabatte beim Kauf von Baumaterial und der Kostendegressions-effekt zu nennen, wodurch einzelne Wärmeerzeugungsanlagen mit einem angeschlossenen Nahwärmenetz gebäudeübergreifend günstiger sind als der Einbau von einzelnen gebäudebezogenen Energieanlagen[157].
- eine aktuelle Förderwürdigkeit durch die KfW und in sozialer Hinsicht die Gemeinschaft gefördert wird [97; 199].

Wesentliche Hemmnisse von Quartierskonzepten sind aktuell:

- die heterogene Eigentümerstruktur in deutschen Städten, wodurch eine Sensibilisierung, Überzeugung und Koordination einer technologischen Umsetzung häufig als zu schwierig angesehen wird.
- Es fehlt z.T. an gesetzlichen Rahmenbedingungen für einfache Abrechnungs- und Contractingmodelle und hierdurch die Sicherheit und Beständigkeit der Anforderungen und

Förderungen. Zumal eine Umsetzung häufig nicht warmmietenneutral ausfällt, um sozialverträgliche Mieten zu gewährleisten. Hierzu müssen zukünftig Förderprogramme ausgebaut werden.

- Eine Umsetzung auf kommunaler Ebene wird durch den unterschiedlichen Stellenwert von Klimaschutz und fehlenden Erfahrungen in dem Gebiet erschwert. Bautechnisch erschweren Denkmalschutz und Baukultur die Modernisierungsmaßnahmen an Außenhülle und Technologien zur Energieerzeugung. Hierdurch werden notwendige Sanierungsmaßnahmen nicht umgesetzt und damit verhindert [157]
- Erschwerend ist der Datenschutz zu nennen, wobei relevante ortsbezogene Daten zum Energieverbrauch oder zur Technologie nicht weitergegeben werden dürfen, wodurch zeit- und kostenaufwendige Erhebungen für genaue Analyseergebnisse notwendig sind. [157]

Insgesamt stellen Quartierskonzepte mit erneuerbaren Energien, Verteilnetzen, neuen Technologien und Speichern wichtige und effiziente Lösungsvarianten zur Erreichung einer zukünftig angestrebten Klimaneutralität im Gebäudesektor dar. Mithilfe von z.B. 5GDHC-Systemen und Microgrids können thermische und elektrische Energien lastabhängig zwischen verschiedenen Gebäuden übertragen werden, wodurch eine effizientere Energieversorgung aus regenerativen Energiequellen als bei einzelgebäudeoptimierten Lösungen möglich ist. Der effizientere Austausch von Energie führt somit zu einer geringeren CO₂-Belastung und hat zudem kostentechnische Vorteile für die Besitzer und Nutzer. Trotz der eindeutigen Vorteile von Quartierskonzepten gegenüber energieoptimierten Einzelgebäuden sind letztere deutlich verbreiteter und werden häufiger umgesetzt. Diese Tatsache ist im Wesentlichen auf die formalen Herausforderungen von Quartieren zurückzuführen. Unübersichtliche Eigentümerkonstellationen, komplizierte und z.T. zu starre Gesetzgebungen, Förderrichtlinien und Vertragsformen sowie ein hoher Koordinationsaufwand bei der Realisierung stehen einer weitverbreiteten Umsetzung bisher entgegen. Ein Vergleich verschiedener Konzepte erweist sich als schwierig, da sich diese neben den deutlichen Flächenunterschieden auch hinsichtlich des Nutzungszwecks (EFH, MFH, Gewerbe) unterscheiden. Einige Quartiere bestehen ausschließlich aus Neubauten wohingegen andere aus historischen un-,teil- oder voll-sanierten Gebäuden bestehen, welche zu einem energetischen Quartier umgebaut wurden. Zudem unterscheiden sich die Quartiere auch im Hinblick auf die unterschiedlichen Herangehensweisen in der Energiebereitstellung. Die Quartiere nutzen Solarthermie, Agrothermie, Erdwärmesonden, Biothermie, Abwärme, Fernwärme oder erzeugen vereinzelt schon Wasserstoff. Für die Entwicklung von Quartieren in gewachsenen Städten gibt es keine allgemeingültige optimale Lösung. Die Quartiere müssen im Einzelnen bzgl. ihrer unterschiedlichen Rahmenbedingungen und der Nutzungsvarianten beachtet werden, um sinnvolle Erkenntnisse zu erzielen. Um künftig mehr energetische Quartiere zu realisieren, ist es wichtig, bestehende Konzepte zu erweitern bzw. zu verbessern, Gesetze zur Energieverteilung, -bereitstellung und -abrechnung sowie Förderrichtlinien anzupassen um Erkenntnisgewinne zu realisieren und neue Miet- und Contracting-Modelle zu ermöglichen.

2.6 Warmwasserbehandlung

2.6.1 Grundlagen solarer Nutzwassererwärmung im Mehrfamilienhaus

Bei der Nutzung der Sonnenenergie zur Deckung des WW-Bedarfes im MFH wird ein Speicher benötigt, um die zeitliche Diskrepanz zwischen Verfügbarkeit des solaren Angebotes und des Wärmeverbrauchs zu schließen. Im MFH kommen meist Kombispeichersysteme, eine Kombination aus Puffer- und Trinkwasserspeicher, zum Einsatz. Dabei entfällt im Vergleich zu reinen Trinkwasserspeichern ein möglicher Kalkausfall, da diese mit Heizungswasser gefüllt sind. Die nutzbare Speicherkapazität steigt, da die Temperatur im Speicher z. B. an warmen Sommertagen über die Trinkwarmwasser (TWW)-Temperatur hinaus erwärmt werden kann. Bei der Einbindung der Heizung in den Speicher wird zwischen monovalenten und bivalenten Betrieb unterschieden. Im Gegensatz zu einem monovalenten System, deckt eine bivalente Anlage den Bedarf an Wärme oder WW mit zwei Wärmeerzeugern (siehe Abbildung 2.13). Diese können dabei entweder parallel oder seriell eingebunden werden. Eine bivalente Verschaltung ermöglicht eine einfache Anbindung einer Solaranlage zur Unterstützung der WW-Bereitung. Der zweite Wärmeerzeuger ist dabei in der Regel eine Gasbrennwerttherme, ein Ölheiz- oder Holzkessel (Pellets/Stückholz). Der Heizkessel ist dabei direkt an den Speicher angeschlossen. Alternativ können auch andere Wärmeerzeuger wie z.B. ein Festbrennstoffkessel oder eine Wärmepumpe zum Einsatz kommen [180].

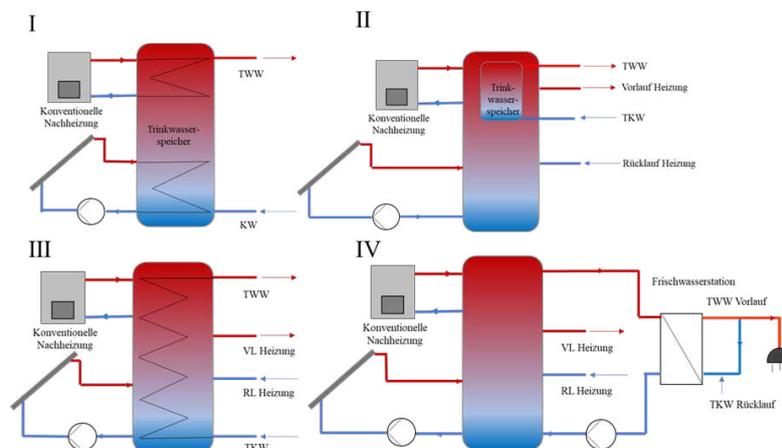


Abb. 2.13: Bivalenter Trinkwasserspeicher (I) sowie bivalente Kombispeicher mit Tank in Tank-System (II), integriertem Trinkwasser-WÜ (III) und externer Frischwasserstation (IV) (nach [137; 180])

Effizienz von Wärmespeichern

Für die Effizienz von Wärmespeichern ist die thermische Schichtung ein wichtiger Aspekt. In einem WW-Speicher befindet sich das warme Wasser infolge seines geringeren spezifischen Gewichtes im oberen Teil des Speichers. Bei funktionierender Schichtung kann das warme Wasser direkt oben entnommen werden und kaltes unten nachströmen. Die Schichtungseffizienz des Speichers kann unter anderem durch:

- einen senkrecht stehenden Aufbau
- eine Vermeidung von Turbulenzen durch geringe ein- und ausströmende Volumenströme [89]
- eine Beladung mit dem gleichen Temperaturniveau wie die Speicherschicht an dieser Stelle [89]
- Installation von Strömungsdämpfern (z.B. Rückschlagventil, Thermosiphon) zur Vermeidung von Schwerkraftzirkulation [88]

optimiert werden. Ebenfalls sind eine gute Wärmedämmung, ein Einbau konstruktiver Strömungshindernisse (vertikale Prallplatte, waagerechte Trennwände, etc.) und eine Reduzierung von konstruktiven Mängeln zur Verminderung der Wärmeverluste unerlässlich.

Frischwasserstationen

Um die Bereitstellung von Nutz- und Trink-WW zu gewährleisten, können FriWa (auch Durchfluss-Trinkwassererwärmer (TWE) genannt) genutzt werden. Eine mögliche Verschaltung ist in Abbildung 2.14 dargestellt. Die Wärme, die zur Erwärmung des Trinkwassers genutzt wird, bekommt die FriWa vom Heizungswasser, das die Wärme über einen WÜ an das Brauchwasser überträgt. Die Erwärmung erfolgt im Gegensatz zu Boilern erst wenn eine Frischwasserzapfung erfolgt. Bei einer solaren WW-Bereitstellung im bivalenten Betrieb erwärmen die Solaranlage und die Nachheizung das Heizungswasser in einem Pufferspeicher. Die

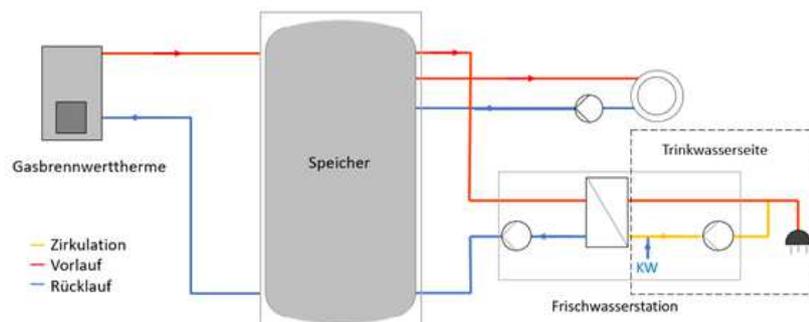


Abb. 2.14: Vereinfachter Hydraulikplan einer Gastherme (u.a. Heizungsunterstützung bei zusätzlich eingebundener Solaranlage) mit Pufferspeicher und Frischwasserstation, nach [1; 164]

Anforderungen an die Planung und Ausführung von Trinkwasseranlagen unterscheiden sich (außer bei der Auslegung des Pufferspeichers und der FriWa) nicht von denen herkömmlicher Heizungsanlagen. Die Dimensionierung der Rohrleitungen und Armaturen sowie die Auslegung der Zirkulationsanlage sind ebenfalls identisch. Ein Nachteil einer zentralen Versorgung mit FriWa ist, dass diese immer auf Spitzenleistung bei gleichzeitiger WW-Zapfung dimensioniert werden muss, im Normalbetrieb der Verbrauch jedoch geringer ausfällt. Aufgrund dieser erschwerten Regelung können schwankende WW- bzw. RL-Temperaturen auftreten [88]. Eine

neue Trinkwasser-Installation ist gemäß DIN 1988-200 [54] so zu konzipieren, dass an allen Entnahmestellen eine Trinkwasserqualität gemäß Trinkwasserverordnung [27] garantiert werden kann. Damit dies eingehalten wird, gibt es verschiedene Regelungen, unter anderem bezüglich Temperatur und Zirkulation des Wassers (siehe Tabelle 2.5).

Tab. 2.5: Übersicht der beiden deutschen Regeln der Technik bezüglich der geforderten Temperaturen in Trinkwarmwasserinstallationen, nach [137].

	DVGW W551:2004		DIN 1988-200:2012	
	Kleinanlage	Großanlage (>400 l oder Rohrh. >3 l)	Zentrale Trinkwasserwärmung	Dezentrale Trinkwassererwärmung
Austrittstemp. Wassererwärmer	Empfehlung: ≥ 50 °C	60 °C	≥ 60 °C (≥ 50 °C, bei Wasseraustausch innerhalb von 3 Tagen)	≥ 50 °C (< 50 °C, wenn Rohrinhalt ≤ 3 l)
Vorwärmstufe im bivalenten WW- Speicher	1 x tägl. 60 °C (für Speicher ≥ 400 l)	1 x tägl. 60 °C		
Zirkulation	Pflicht (wenn Rohrinhalt > 3 l)	Pflicht	Pflicht (wenn Rohrinhalt > 3 l)	Pflicht (wenn Rohrinhalt > 3 l)

Solar unterstützte Wärmesysteme

Solar unterstützte Wärmesysteme erfordern eine sehr genaue Anpassung an den Wärme- bzw. WW-Bedarf. Ihre Effizienz sinkt mit steigender solarer Deckung, weil Wärmegewinne im Sommer nicht mehr genutzt werden können. Defizite im Planungsprozess, Fehler bei der Ausführung und Einstellung, sowie unzureichende Anlagenüberwachung und Qualitätssicherung können dazu führen, dass die in der Planungsphase prognostizierten Systemkennzahlen in der Praxis nicht erreicht werden. Als Konsequenz ergeben sich Wärmeversorgungssysteme mit häufigen Stillstandszeiten, hohen Wirkungsgradeinbußen und folglich mit niedrigen Erträgen [180]. Bei einer Untersuchung von Haller et al. [90] zeigte sich, dass eine schlechte Temperaturschichtung des Speichers bei Energiezufuhr bzw. -entnahme aufgrund schlechter Anpassung des Heizenergieabgabesystems, der WW-Bereitstellung und der Zirkulation, der entscheidende Parameter für den Endenergieverbrauch eines Systems ist. Folgende Maßnahmen zur Verringerung des WW-Bedarfs und der Verteilverluste, steigern die Effizienz:

- Eine detaillierte Bedarfsplanung vor Baubeginn, die zum Beispiel die Beachtung von Schwachlastzeiten und mögliche langfristige Entwicklungen beinhaltet. [69]
- Verbraucherkreise einzelner Parteien im MFH mit jeweils unterschiedlichen RL- Temperaturen sind soweit möglich, getrennt und in Abhängigkeit der herrschenden Temperatur an den Speicher anzukoppeln. [48]

- Die Reduzierung des Wasserbedarfs durch den Einbau von Spararmaturen. [126]
- Sehr gute Dämmung und ein kurzes Rohrleitungsnetz mit zentraler Versorgung sowie möglichst wenig Zapfstellen und Steigsträngen sind Möglichkeiten, um die Verteilverluste zu reduzieren. Allerdings ist der Verbau einer zusätzlichen Dämmung im Bestand nur schwer realisierbar. [88]
- Weitere Möglichkeiten sind zum Beispiel die Reduktion der Zirkulationszeiten, die Wärmerückgewinnung aus Grauwasser und die Nutzung alternativer Ansätze zur Trinkwasserhygiene (z.B. Einbau einer Ultrafiltrationsanlage). [73; 88; 144]

2.6.2 Warmwasserbereitstellung im Mehrfamilienhaus

Bei der Planung der WW-Bereitstellung muss ein, der jeweiligen Situation vor Ort entsprechendes, solar unterstütztes WW-System gewählt werden. Die Erzeugung des WWs kann zentral oder dezentral erfolgen. In einem Vier-Leiternetz werden sowohl TWW als auch Heizungswasser zentral auf das jeweilige Nutztemperaturniveau erwärmt und über vier Rohrleitungen (TWW: VL und Zirkulation, Heizung: VL und RL) im Gebäude verteilt. Erfolgt die WW-Erzeugung dezentral mithilfe von Wohnungsstationen und nur das Heizungswasser wird über eine Vor- bzw. RL-Leitung verteilt, wird dies als Zwei-Leiter-Netz bezeichnet [126; 130]. In Tabelle 2.6 sind verschiedene Versorgungssysteme im MFH vergleichend dargestellt. Das konventionelle Vier-Leiter-Netz mit zentraler TWW und Heizwasserbereitung wird dabei am häufigsten verbaut. Bei dezentralen Konzepten wird Wärme aus dem Heizungs-VL im Moment

Tab. 2.6: Häufigkeit verschiedener Versorgungssysteme im Mehrfamilienhaus (absteigende Häufigkeit: grün = sehr häufig > gelb > braun = eher selten), nach [212]

		Trinkwasserbereitung		
		gebäudezentral	wohnungszentral	dezentral
Heizung	gebäudezentral	Konventionelles 4-Leiternetz	2-Leiternetz mit wohnungsweiser Auskopplung von TWW	Konv. 2-Leiternetz/ Durchlauferhitzer
	wohnungszentral	Quasi nicht vorhanden	Klassische Gasetagenheizung	Wohnungsweise Gaskessel/ Durchlauferhitzer
	dezentral	Quasi nicht vorhanden	Elektrospeicherheizung	Elektrospeicherheizung/ Durchlauferhitzer

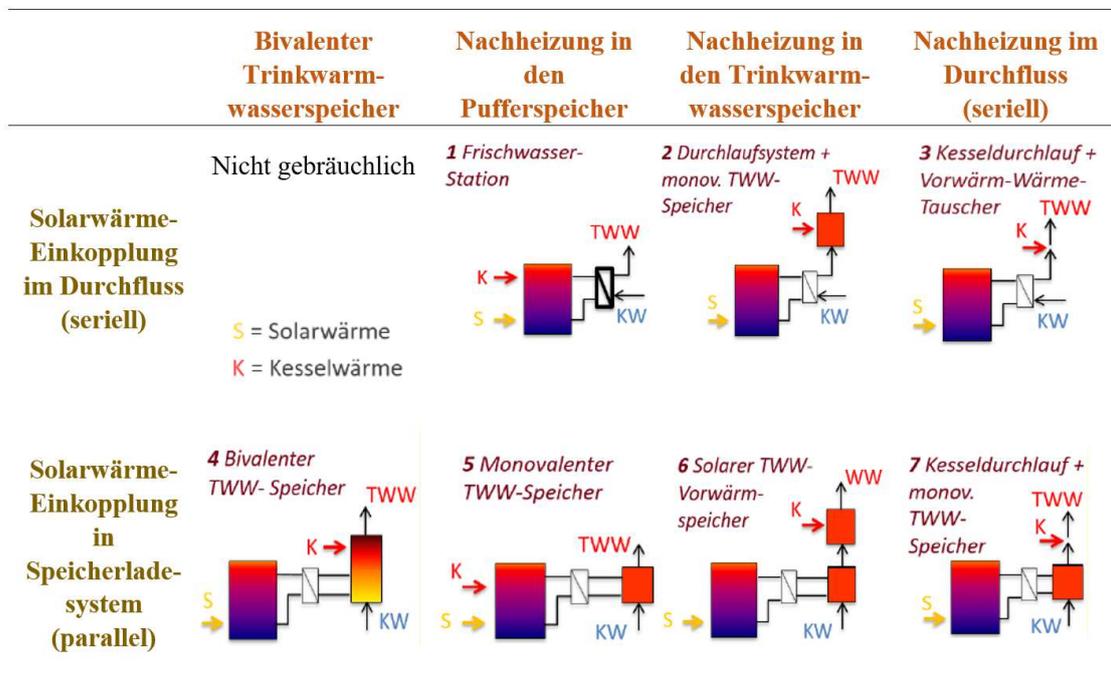
einer Zapfung über einen WÜ an das Trinkwasser im Durchlaufprinzip übertragen. Durch die individuell mögliche Bedarfsabstimmung je Nutzer kann eine Einsparung an Heizenergie von 15-30 % erwirkt werden [144]. Vorteile der dezentralen Systeme sind unter anderem:

- die energetische Effizienz gegenüber zentralen Systemen,

- die geringe Komplexität der Anlagentechnik in der Wärmezentrale und
- die niedrigen VL- und RL-Temperaturen, die für eine Einbindung von Solarthermie und der Nutzung von Brennwerttechnik vorteilhaft sind. Nachteile sind
- ein großer Installationsaufwand,
- erhöhte Wartungs- und Schornsteinfegerkosten [22] und
- der durchgängige Betrieb des Heizkreises mit Temperaturen von 5-10 K über der WW-Temperatur.

Simulationen von Fink et al. [69] zeigen, dass bei MFH mit vergleichsweise wenig Parteien (5 bzw. 12) der energetische Vorteil die erhöhten Investitionskosten von Zwei-Leiter-Netzen kompensieren kann. Im Gegensatz zum EFH sind reine Trinkwasserspeicher im MFH eher unüblich, da sich ein erhöhter Aufwand durch die Anforderungen an die Trinkwasserhygiene ergibt. Daher wird bei größeren solarthermischen Anlagen im MFH die gewonnene solare Energie meist in einen Pufferspeicher geleitet. Die Einteilung zentraler Systeme zur WW-Bereitstellung im MFH erfolgt nach zwei Aspekten: der Art der Wärmeübertragung auf das Trinkwasser und der Einbindung der konventionellen Wärmeenergie in das System (vgl. Tabelle 2.7).

Tab. 2.7: Schematische Übersicht großer solarthermischer zentraler Systeme zur Trinkwassererwärmung nach Art der Heizungs-(orange) bzw. Trinkwasseranbindung (ocker), nach [1; 180]



Eine häufig genutzte Variante ist das Konzept Pufferspeicher mit FriWa. Dabei findet die Trinkwassererwärmung seriell im Durchfluss statt. Außerdem gehört ein bivalenter Pufferspeicher zum System, wobei das Heizungssystem parallel an den oberen Teil des Speichers

gebunden ist. Der Heizkessel heizt den Pufferspeicher nach, wenn die Solarenergie nicht in einem ausreichenden Maße zur Verfügung steht. [1; 2; 141; 180] Die dargestellten Varianten in Tabelle 2.7 unterscheiden sich in der Praxis im MFH in ihrer Effizienz und bieten je nach vorherrschenden Rahmenbedingungen verschiedene Vorteile. Dezentrale Systeme weisen eine höhere energetische Effizienz auf, sind jedoch aufgrund der höheren Investitionskosten weniger wirtschaftlich. Bei kleinen bis mittelgroßen Geschossbauten sind unter ökologischen und ökonomischen Aspekten Zwei-Leiter-Netze den Vier-Leiter-Netzen vorzuziehen. Je größer die Energieabnahmedichte eines MFH ist, desto größer werden die ökonomischen Vorteile des Verbaus eines zentralen Vier-Leiter-Netzes. Unter ökologischen Aspekten empfiehlt sich jedoch auch hier der Verbau eines Zwei-Leiter Netzes. Aktuelle Tendenzen deuten für die Zukunft auf einen verstärkten Einsatz dezentraler Konzepte, infolge sinkender Systemkosten hin [2]. Aufgrund der geringeren Installationskosten finden zentrale Konzepte aktuell bei MFH in der Praxis häufiger Anwendung [22]. Mit zunehmender Kollektorfläche erwirkt das Konzept Pufferspeicher mit FriWa einen hohen energetischen Nutzen aus dem solaren Wärmeeintrag. Gleichzeitig führt der Einbau im Vergleich zu anderen Hydraulikkonzepten, sowohl im Neubau wie auch im sanierten Bestand zu den niedrigsten Wärmegestehungskosten. Dieses Konzept bietet darum eine gute Symbiose aus Effizienz und Wirtschaftlichkeit und wird aktuell im MFH am häufigsten installiert, so auch in den beiden MFH in Cottbus dieses Berichtes. In den beiden teilautarken Gebäuden in der Kahrener Straße 14 + 15 in Cottbus versorgt eine zentrale FriWa die Verbrauchsstellen für Trinkwasser und die Zirkulation mit Wärme aus einem bivalent durch Solarthermie und Gaskessel beheizten zentralen Pufferspeicher. Im Schichtenspeicher sind fünf separate WÜ in verschiedenen Höhen verbaut. Um die Solarwärme einzubringen sind je ein WÜ oben, in der Mitte und unten am Speicher installiert. Der passende Einlaufstutzen wird in Abhängigkeit der aktuellen Temperaturschichtung im Speicher im Vergleich zur RL-Temperatur der Solarthermieanlage ausgewählt. Die Regelung erfolgt dabei so, dass die Temperaturschichtung im Speicher möglichst konstant bleibt. Für eine optimale Wärmeausnutzung durchströmt der Wärmeträger auch den jeweils darunter installierten WÜ, bevor er abgekühlt unten aus dem Speicher wieder zur Solarthermieanlage zurückgeleitet wird. Als Backup-Versorger dient eine Gasbrennwerttherme, die in den oberen Speicherbereich einspeist. Wärmeüberschüsse können mithilfe eines außenliegenden fünften WÜ aus dem Speicher ausgebracht und durch eine angeschlossene Nahwärmeleitung direkt zur Quartiersversorgung eingesetzt werden. Das warme Brauchwasser, welches aus dem am höchsten gelegenen Entnahmestutzen strömt, erwärmt das Frischwasser über den WÜ in der FriWa. Die Zieltemperatur im oberen Speicherbereich beträgt aktuell 70 °C. Die Rückführung des kalten Brauchwassers aus dem Heizkreislauf erfolgt, neben dem RL-Strom der FriWa, unten in den Schichtenspeicher. Die Temperaturen des Heizungs-RL schwanken über das Jahr zwischen 20-40 °C. Die korrekte Einbindung aller Komponenten ist zur Aufrechterhaltung der Schichtung im Speicher essenziell. Die zur Erwärmung des TWW eingesetzten FriWa weisen verschiedene Spezifikationen auf und können einen erheblichen Einfluss auf die Effizienz und die Wirtschaftlichkeit teilregenerativer Wärmezentralen haben. [136] Ein zu beachtender

Punkt bei der WW-Bereitstellung sind die Wärmeverluste infolge von Zirkulation, die so gering wie möglich gehalten werden sollen. Eine Reduktion des Zirkulationsvolumenstromes, so dass die maximale Temperatur im Zirkulations-RL 55 °C beträgt, sowie die Vermeidung von Eigenrohrzirkulationen sind zwei Maßnahmen, um den Wärmeverlust zu minimieren.

3 Mietmodelle

3.1 Energielieferungen in Vermietungsmodellen

3.1.1 Beschreibung des Status Quo

Das Vermietungsgeschäft in der europäischen Union befindet sich derzeit vor wesentlichen Herausforderungen. Einerseits gibt es viele regulatorische Vorgaben, die ein Unternehmen der Wohnwirtschaft zu beachten hat. Beispielsweise die EU-Richtlinie 2018/844 des Europäischen Parlaments. Sie besagt, dass bis zum Jahr 2050 der gesamte Gebäudebestand der EU zu dekarbonisieren ist. Erreicht werden soll dieses Ziel vor allem, durch den Einbau von Geräten zur Nutzung erneuerbarer Energien.[66] Andererseits steigen in Deutschland die Kosten für Wohnraum Jahr für Jahr. In der Jahresstatistik des Bundesverbands deutscher Wohnungs- und Immobilienunternehmen e. V. (GdW) werden die Preisentwicklungen der Wohnkosten in Deutschland festgehalten. Die Nettokaltmiete stieg demnach in den Jahren 2000 bis 2020 um 28 %. Die Verbraucherpreise für Gas, Heizöl und andere Haushaltsenergie sind seit dem Jahr 2000 um 72 % gestiegen, die Stromkosten sogar um 123 %.[80] Im Jahr 2018 waren bereits 14 % der deutschen Haushalte mit den Wohnkosten überlastet.[174] Daher kann die stetige Erhöhung der Nettokaltmieten nicht langfristig aufrechterhalten werden. Derzeit ist die Erhöhung der Rendite jedoch nur durch die Erhöhung der Kaltmiete möglich.

Während die Nettokaltmieten einerseits langfristig nicht weiter stetig erhöht werden können, sind für die Umsetzung der Ziele zur Dekarbonisierung umfassende Investitionsmodelle notwendig. In der Konsequenz ergibt sich die Frage: Warum sollte die Wohnungswirtschaft in erneuerbare Energien investieren, wenn sie vom Nutzen der Energieeffizienzmaßnahmen nicht profitieren kann? Eine mögliche Lösung für dieses Problem könnte die Pauschalmiete darstellen.

Dafür sind zunächst das Standard-Mietmodell und das Pauschalmiet-Modell zu definieren. Der Mieter ist verpflichtet, dem Vermieter die vereinbarte Miete zu entrichten (§ 535 Abs. 2 BGB). Die Gesamtmiete für eine Wohnung setzt sich dabei aus vier Bestandteilen zusammen. Die Nettokaltmiete wird für den Gebrauch des Wohnraums und sämtlicher verknüpfter Sachanlagen vom Vermieter erhoben. Sie enthält die anteiligen Anschaffungs- und Herstellkosten (AHK), Sanierungs- und Bewirtschaftungskosten.[94] Zuschläge können für Zusatzleistungen, wie Untervermietung und Stellplätze für Fahrzeuge, verlangt werden.[146] Umlegbare Betriebskosten sind im § 2 Betriebskostenverordnung (BetrKV) aufgelistet und enthalten Grundsteuer, Kosten für Kaltwasserversorgung und Entwässerung etc. siehe Tabelle 3.1. In der Praxis werden jene Betriebskosten meist in kalte und warme Betriebskosten unterteilt. Art und Umfang der warmen Betriebskosten sind in der Heizkostenverordnung (HeizkostenV) geregelt. Hierzu zählen die Kosten für Heizungsanlagen und Warmwasserversorgungsanlagen (§ 1 Abs. 1 HeizkostenV). Zu den kalten Betriebskosten zählen die restlichen oben genannten. Zusätzlich zu den Kostenbestandteilen der Miete zahlen Mieter Stromkosten an ihren Energieversorger.

In Summe ergeben die Mietkosten und die Stromkosten die Wohnkosten, die ein Mieter zu tragen hat (Vgl. Tabelle 3.1).[192]

Tab. 3.1: Bestandteile der Wohnkosten (Quelle: FI Freiberg Institut GmbH)

Nettokaltmiete	Mietkosten		Stromkosten
	Betriebskosten		
	kalte	warme	
AHK	Grundsteuer	Betrieb der	
Sanierungskosten	Wasserversorgung	Heizungsanlage	
Bewirtschaftungs- kosten	Entwässerung	Wassererwärmung	
Zuschläge	Aufzüge		
	Straßenreinigung, Müllbeseitigung		
	Gebäudereinigung		
	Gartenpflege		
	Hausbeleuchtung		
	Schornsteinreinigung		
	Telekommunikations- anlagen		
	Sach- und Haft- pflichtversicherung		
	Wäschepflege		
	Hauswart		
	Sonstige		

- Als *Standard-Mietmodell* wird eine Miete angesehen, die zwischen Mieter und Vermieter vereinbart wird. In dieser sind die Nettokaltmiete, die warmen und die kalten Betriebskosten jeweils gesondert ausgezeichnet. Alle Betriebskosten sind verursachungsgerecht umzulegen. Das heißt, sie werden gemessen und abgerechnet. Die Stromkosten zählen gemäß § 2 BetrKV nicht zu den Betriebskosten und fallen damit nicht in den Tätigkeitsbereich der Vermietung.
- Für die *Pauschalmiete* gibt es keine Legaldefinition. In der Praxis und der Literatur herrschen unterschiedliche Begriffe und Definitionen. Im Folgenden wird die Pauschalmiete definiert, als das Verzichten auf das verbrauchsgenaue Messen und Abrechnen von Bestandteilen der Wohnkosten.

3.1.2 Gesetzeskarte für Energiedienstleistungen

Neben zahlreichen EU-Richtlinien, die die Ziele für erneuerbare Energien und Energieeffizienz für den Gebäudebereich festlegen, gibt es auf nationaler Ebene Gesetze und Verordnungen, die bei der Lieferung von Energie an die Mieter innerhalb einer Pauschalmiete zu beachten

sind. Die Abbildung 3.1 gibt einen Überblick über alle zu beachtenden Gesetze, Verordnungen und Richtlinien bei der Umsetzung von Pauschalmieten.

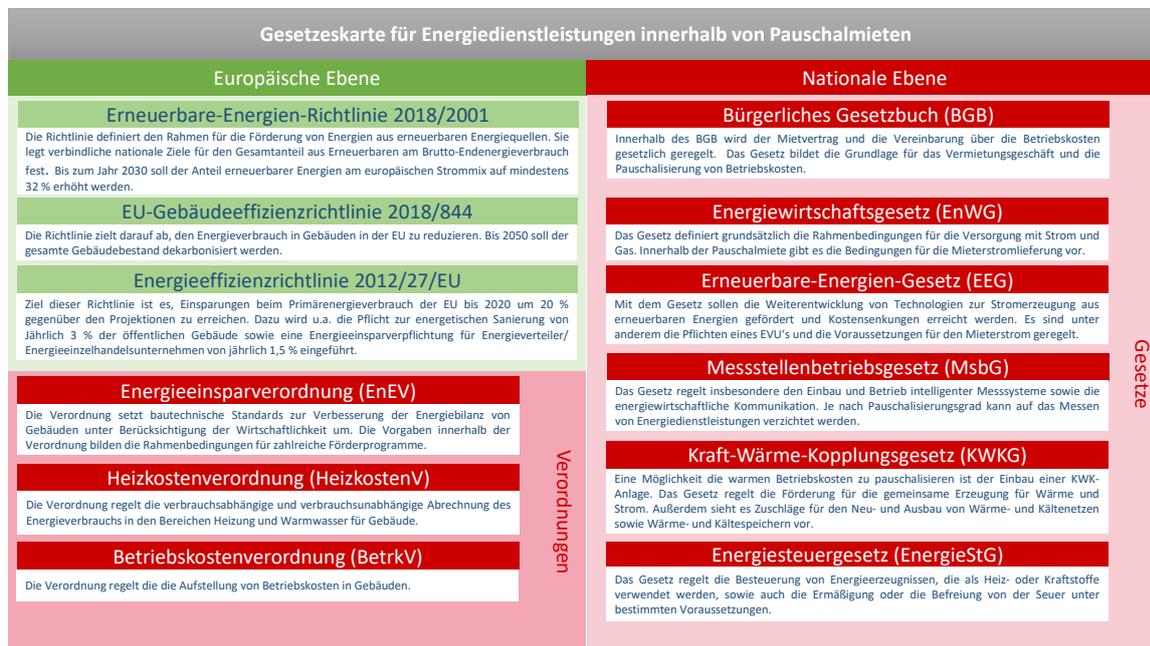


Abb. 3.1: Gesetzeskarte für Energiedienstleistungen innerhalb von Pauschalmieten (Quelle: FI Freiberg Institut GmbH; in Anlehnung an Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2018))

Hinweis: Während der Projektlaufzeit wurde das Gebäudeenergiegesetz, kurz GEG August 2020 als Gesetz verabschiedet (ersetzt die EnEV als Verordnung) und soll im Juni 2023 (ugs. "Heizungsgesetz") novelliert werden.

Die Pauschalisierbarkeit von Wärme, Warmwasser und Strom ist ein rechtlich komplexes Thema. Die Versorgung des Mieters mit Wärme und Warmwasser zählt zu den traditionellen Aufgaben eines Vermieters. Aus gesetzlicher Sicht ist die Versorgung mit Strom jedoch nicht Aufgabe des Vermieters und daher auch kein Bestandteil der Miete. Nachfolgend soll daher erläutert werden, inwieweit rechtlich gesichert die einzelnen Kostenbestandteile pauschalisiert werden können.

Bei einer Pauschalisierung der *warmen Betriebskosten* ist die HeizkostenV zu beachten. „Der Gebäudeeigentümer hat die Kosten der Versorgung mit Wärme und Warmwasser auf der Grundlage der Verbrauchserfassung nach Maßgabe der §§ 7 bis 9 auf die einzelnen Nutzer zu verteilen (§ 6 Abs. 1 S. 1 HeizkostenV)“. Die Pflicht zur verbrauchsabhängigen Abrechnung wird durch den § 11 HeizkostenV außer Kraft gesetzt, sofern einer der vier folgenden Fälle erfüllt ist:

1. der Heizwärmebedarf des Gebäudes liegt unter $15 \text{ kWh}/(\text{m}^2\text{a})$ (§ 11 Abs. 1 Nr. 1a) HeizkostenV),
2. das Anbringen der Ausstattung zur Verbrauchserfassung, die Erfassung des Wärmeverbrauchs oder die Verteilung der Kosten des Wärmeverbrauchs führen zu unverhältnismäßig hohen Kosten (§ 11 Abs. 1 Nr. 1b) HeizkostenV),

3. die Räume in dem Gebäude werden überwiegend mit Wärme aus Anlagen zur Rückgewinnung von Wärme oder aus Wärmepumpe (WP) oder Solaranlagen beheizt (§ 11 Abs. 1 Nr. 3a) HeizkostenV),
4. die Räume in den Gebäuden werden überwiegend mit Wärme aus Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung oder aus Anlagen zur Verwertung von Abwärme beheizt (§ 11 Abs. 1 Nr. 3b) HeizkostenV).

Punkt 1 ist rechtlich eindeutig formuliert.

Unter Punkt 2 kann auf eine verbrauchsabhängige Erfassung verzichtet werden, wenn dadurch unverhältnismäßig hohe Kosten entstehen. Nach einem Urteil des Bundesgerichtshofs (BGH) besteht eine Unverhältnismäßigkeit, wenn die Verbrauchserfassungskosten nicht binnen 10 Jahren, aufgrund der Sanierungsmaßnahmen erzielbaren Einsparungen, erwirtschaftet werden können.[25]

Bei den Punkten 3 und 4 spricht man von einer überwiegenden Wärmeversorgung, wenn mehr als 50 % der Wärmeversorgung mit einer der jeweiligen aufgezählten Technologien erfolgt.[109] Eine Sonderstellung bei der Pauschalisierung der Wärme haben Alters- und Pflegeheime sowie Studenten- und Lehrlingsheime (§ 11 Abs. 1 Nr. 2a) HeizkostenV). Diese Sonderstellung ist damit zu begründen, dass davon ausgegangen wird, dass es sich hierbei um keine üblichen langfristigen Mietverhältnisse handelt (§ 11 Abs. 1 Nr. 2b) HeizkostenV).

Die Pauschalisierbarkeit von *Strom* durch den Vermieter ist nach der aktuellen Rechtslage daher nicht rechtssicher möglich. Grundsätzlich gibt es zwei Möglichkeiten für die Stromlieferung an den Mieter. Als erstes kann der Vermieter den Strom nach dem Mieterstromgesetz liefern. **Unter Mieterstrom wird der Strom verstanden, der von Photovoltaik-Anlagen auf dem Wohngebäude oder im Quartier erzeugt und direkt an die dortigen Verbraucher geliefert wird.** In diesem Fall erhält der Anlagenbetreiber zusätzlich zum Verkaufserlös den Mieterstromzuschlag. Der Mieterstromzuschlag stellt eine Förderung des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie dar, wodurch eine Mieterstromlieferung für Vermieter attraktiv werden soll. Der Anlagenbetreiber kann den Mieterstromzuschlag vom Netzbetreiber verlangen, wenn folgende Voraussetzungen nach § 21 Abs. 3 EEG 2023 erfüllt sind:

- seit dem EEG 2023 können auch einzelne Anlagen größer als 100 kW installierte Leistung der Solaranlage den Mieterstromzuschlag erhalten
- Installation der Solaranlage auf, an oder in einem Wohngebäude
- Lieferung des Stroms an Letztverbraucher
- Verbrauch des Stroms innerhalb desselben Wohngebäudes oder in Wohngebäuden oder Nebenanlagen im unmittelbaren räumlichen Zusammenhang und ohne Nutzung des Netzes.

Wenn diese Voraussetzungen erfüllt sind, kann der Mieterstromzuschlag bezogen werden. Die Höhe des Mieterstromzuschlags knüpft an die Sätze der Einspeisevergütung für Solarstrom an.

Der Anlagenbetreiber erhält dann den Mieterstromzuschlag und den Erlös aus dem Verkauf des Mieterstroms. Im EEG 2021 wurde die Höhe des Mieterstromzuschlags neu festgelegt. Er beträgt für Projekte bis zu einer installierten Leistung von 10 kW 3,79 ct/kWh, für bis zu 40 kW 3,52 ct/kWh und für bis zu 750 kW 2,37 ct/kWh.[32] Durch die Abschaffung der EEG-Umlage ab Juli 2022 gewinnt das Modell an wirtschaftlicher Attraktivität.[64] Möchte der Vermieter Mieterstrom an den Mieter liefern und den Mieterstromzuschlag erhalten, muss zwischen den Vertragspartnern ein Stromliefervertrag geschlossen werden. Der § 42a EnWG setzt die Bedingungen für den Abschluss eines Mieterstromliefervertrages:

- dem Mieter muss jederzeit eine Vollversorgung sichergestellt sein, das heißt aus dem Netz zugezogener Zusatz- und Reservestrom muss vom Mieterstromlieferanten mit an den Mieter verkauft werden (§ 42a Abs. 2, S. 6 EnWG)
- die Vertragsdauer des PV-Mieterstromliefervertrages darf maximal 1 Jahr Erstlaufzeit betragen und auch eine stillschweigende Verlängerung ist nur um jeweils 1 Jahr bei einer Kündigungsfrist von maximal 3 Monaten wirksam vereinbar (§ 42a Abs. 3 EnWG)
- der jährliche Mischpreis aus Grund- und Arbeitspreis hat eine Preisobergrenze von 90 % des in dem jeweiligen Netzgebiet geltenden Grundversorgertarifs (§ 42a Abs. 4 EnWG).

Einer der wichtigsten Voraussetzungen des § 42a EnWG stellt das Koppelungsverbot nach § 42a Abs. 2, S. 1 EnWG dar. Sobald man den Mieterstromzuschlag in Anspruch nimmt, darf der Stromliefervertrag grundsätzlich nicht Bestandteil des Mietvertrages sein. Bei Verstoß gegen dieses Verbot ist der Stromliefervertrag nichtig und der Mieter kann den gezahlten Strompreis zurückverlangen. Das bedeutet, dass die Vergütung der Stromlieferung nicht als Pauschale innerhalb des Mietvertrages abgerechnet werden darf. Denn bei Beendigung des Stromliefervertrages darf der Mieter nicht mehr zu strombedingten Zahlungen innerhalb des Mietvertrages verpflichtet sein.[30] Zusammenfassend ist eine Pauschalisierung der Stromkosten durch den Vermieter nicht möglich, wenn dieser den Mieterstromzuschlag erhalten möchte. Die zweite Möglichkeit der Stromlieferung an den Mieter ist die Interpretation der Stromkosten als Betriebskosten. Der Umfang der umlegbaren Betriebskosten ist in dem Katalog des § 2 BetrKV geregelt. Stromkosten sind in den Ziffern 1 bis 16 nicht aufgelistet. Nach § 2 Nr. 17 BetrKV sind auch sonstige Betriebskosten umlagefähig. Nach einem BGH-Urteil vom 30.06.1993 ist die Umlage von Stromkosten betriebskostenrechtlich möglich, wenn sich der Mieter und der Vermieter darüber geeinigt haben, dass der Strom für die Nutzung der Wohnung in Rechnung gestellt wird. So sind die Stromkosten, die durch den Verbrauch des Mieters entstehen, auch dem Eigentümer durch den bestimmungsgemäßen Gebrauch des Gebäudes entstehende Kosten.[26] Das bedeutet, dass die Umlage der Stromkosten betriebskostenrechtlich möglich ist. Wenn die Stromlieferung innerhalb des Katalogs des § 2 BetrKV fallen kann, kann diese nach § 556 Abs. 2 BGB entweder pauschal oder mittels Vorauszahlung abgerechnet werden. Dabei ist der unterschiedlichen Verursachung der Kosten Rechnung zu tragen. Nach § 556 Abs. 3 BGB kann auch eine andere schriftliche Vereinbarung getroffen werden. Wichtig bei der Stromlieferung an Mieter ist auch, dass Standard-Mietverträge als „unter Verwendung von Mustern“

angesehen werden und damit als Allgemeine Geschäftsbedingungen gelten. Die Einbeziehung der Stromversorgung als Vermieterleistung weicht vom üblichen Modell ab. Daher sollte die Vereinbarung nicht in Klauseln „versteckt“ werden, denn dann droht Unwirksamkeit im Sinne des § 305c BGB. Die Sonderregelung „inklusive Stromversorgung“ sollte deutlich hervorgehoben und gesondert unterschrieben werden. Abschließend spielt die Höhe der Stromkosten eine wichtige Rolle. Grundsätzlich besteht eine freie Vertrags- und Preisgestaltung. Allerdings sollte nach dem Mietrecht das Wirtschaftlichkeitsgebot beachtet werden. Danach sollte sichergestellt werden, dass der Preis für den Strom unter dem Preis des örtlichen Grundversorgers liegt.[168]

Im Zwischenergebnis können bei der Stromlieferung durch den Vermieter zwei mögliche Gestaltungsvarianten herausfiltert werden. Die Erste ist, das Auftreten des Vermieters als klassischer Stromlieferant und der Abschluss separater Stromlieferverträge nach dem Mieterstromgesetz. Damit ist jedoch eine Abrechnung oder Pauschalisierung der Kosten über die Betriebskosten nicht möglich. Die zweite Möglichkeit besteht darin, einen gekoppelten Mietvertrag abzuschließen und mittels einer Unterverteilung die Stromkosten über die Betriebskosten abzurechnen oder zu pauschalisieren. In diesem Fall kann der Vermieter keinen Mieterstromzuschlag beziehen. Zu dieser rechtlichen Einschätzung gibt es keine abschließende Rechtsprechung.

Innerhalb beider Varianten ist die Strommarktliberalität zu beachten. Das bedeutet, dass grundsätzlich jeder Letztverbraucher (Mieter) eine Lieferantenwahlfreiheit gegenüber seinem Stromanbieter hat (§ 3 Nr. 25 EnWG). Das hat zur Folge, dass man Mieter nicht zum Abschluss des Stromliefervertrags des eigens produzierten Stroms zwingen darf. In der ersten Variante nach dem Mieterstromgesetz ist ein Zwang zum Vertragsabschluss durch die entkoppelten Verträge ausgeschlossen. In der zweiten Variante gilt die Vertragsfreiheit des Vermieters. Das bedeutet, er kann den Stromliefervertrag an den Mietvertrag koppeln. Der Mieter hat damit die Wahlfreiheit seinen Strom von einem anderen Lieferanten zu beziehen, zahlt diesen dann allerdings zusätzlich zum Stromanteil innerhalb des Mietvertrags. Fraglich bleibt, ob diese Vertragsgestaltung einem Abschlusszwang zur Stromlieferung durch den Vermieter gleichzustellen ist.

Aus energiewirtschaftsrechtlicher Sicht wird der Vermieter in beiden Varianten durch die Stromlieferung zum Energieversorgungsunternehmen (EVU). Ein EVU ist nach § 3 Nr. 18 EnWG definiert. Im Sinne des EnWG ist ein EVU eine natürliche oder juristische Person, die Energie an andere liefert. Energie ist nach § 3 Nr. 14 EnWG Strom und Gas, soweit diese zur leitungsgebundenen Energieversorgung verwendet werden. Das heißt, sobald der Vermieter leitungsgebunden Strom an einen Mieter liefert, tritt er juristisch als EVU auf. Dadurch erhält er folgende Pflichten:

1. nach § 40 Abs. 5 EnWG muss ein EVU Letztverbrauchern ein *Angebot von Energiespartarifen* bereitstellen
2. *Stromkennzeichnung und Angaben auf Rechnungen*, Werbematerial und auf der Webseite nach § 42 EnWG und § 78 EEG 2017 bezüglich der Anteile der einzelnen Energieträger

- am Gesamtenergiemix und der Umweltauswirkungen in Bezug auf Kohlenstoffdioxidemissionen und radioaktivem Abfall
3. *Meldung der Stromkennzeichnung* zugrunde liegenden Strommengen an die Bundesnetzagentur gemäß § 42 Abs. 7 EnWG
 4. Einhaltung der Anforderungen an die *Verständlichkeit der Verträge* gemäß § 41 EnWG
 5. Nach §§ 74 und 76 EEG 2017 muss die Endabrechnung der gelieferten Strommengen bis zum 31.05. des Folgejahres an den Übertragungsnetzbetreiber gemeldet werden, um die zu zahlende EEG-Umlage zu berechnen
 6. Registrierungspflicht nach der EU-Verordnung Regulation on wholesale Energy Market Integrity and Transparency (REMIT) und Meldepflicht der Handelsdaten an die Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER).

Des Weiteren ist die Stromlieferung an die Mieter nach bisheriger Rechtsprechung nicht Bestandteil der Leistungen eines Vermieters. Daher ergeben sich für die Wohnungswirtschaft erhebliche steuerliche Problematiken. In Abhängigkeit von der Gesellschaftsform des Wohnungsunternehmens, haben diese unterschiedliche Steuerprivilegien.

Sind *Personengesellschaften*, die dem Grunde nach durch Wohnungsvermietungen vermögensverwaltend tätig sind, gewerblich geprägt, erzielen sie insgesamt gewerbliche Einkünfte. Diese Einkünfte unterliegen dann im vollen Umfang der Gewerbesteuer. Nach § 9 Nr. 1 Gewerbesteuergesetz (GewStG) haben gewerblich geprägte Personengesellschaften die Möglichkeit der Inanspruchnahme der sogenannten erweiterten Grundbesitzkürzung (Gewerbesteuerprivileg). Das Gewerbesteuerprivileg ermöglicht die Befreiung ihres Gewinns aus der Vermietungs- und Verpachtungstätigkeit von der gewerbesteuerlichen Belastung. Nach dem Ausschließungsverbot in § 9 Nr. 1 GewStG dürfen die Unternehmen neben der Grundbesitzverwaltung nur in der Vorschrift aufgeführte „unschädliche“ Tätigkeiten ausführen:

- Verwalten und Nutzen eigenen Kapitalvermögens
- Betreuen fremder Wohnungsbauten
- Errichten und Veräußern von Ein- und Mehrfamilienhäusern
- Errichten und Veräußern von Eigentumswohnungen und damit im Zusammenhang stehendes Teileigentum, wenn das Gebäude zu mehr als 2/3 Wohnzwecken dient.

Diese unschädlichen Tätigkeiten unterliegen zwar der Gewerbesteuer, haben aber keinen Einfluss auf das Gewerbesteuerprivileg der Einkünfte aus Vermietung und Verpachtung. Übt das Unternehmen allerdings eine „schädliche“ Tätigkeit aus, infizieren diese Einkünfte auch die Einkünfte aus der Grundbesitzverwaltung mit Gewerbesteuer. Dann ist der gesamte Gewerbeertrag des Unternehmens gewerbesteuerpflichtig. Das bedeutet, dass auch die Stromlieferung an die Mieter zu den schädlichen Tätigkeiten zählt.

Kapitalgesellschaften erzielen Kraft ihrer Rechtsform Einkünfte aus Gewerbebetrieb, die neben der Körperschafts- auch der Gewerbesteuer unterliegen (§ 1 Abs. 1 N. 1; § 8 Abs. 2 Körperschaftsteuergesetz (KStG)). Sie haben ebenfalls die Möglichkeit mittels Gewerbesteuerprivileg § 9 Nr. 1 GewStG eine Befreiung ihre Einkünfte aus der Vermietung und Verpachtung von Grundbesitz zu erwirken. Die Voraussetzungen dafür stimmen mit der obigen Ausführung überein.

Einkünfte von Wohnungsunternehmen in der Rechtsform einer **eingetragenen Genossenschaft** unterliegen ebenfalls per Rechtsform der Körperschafts- und Gewerbesteuer (§ 1 Abs. 1 Nr. 2; § 8 Abs. 2 KStG). Erwerbs- und Wirtschaftsgenossenschaften sind jedoch über das sogenannte Genossenschaftsprivileg (§ 5 Abs. 1 Nr. 10 KStG i. V. m. § 3 Nr. 15 GewStG) von der Körperschafts- und Gewerbesteuer befreit. Voraussetzung ist, dass ihre Mitglieder aufgrund eines Mietvertrages oder anderweitigen genossenschaftlichen Nutzungsverträgen, Wohnungen zum Gebrauch überlassen bekommen und damit im Zusammenhang stehende Gemeinschaftsanlagen oder Folgeeinrichtungen betrieben werden, wenn diese überwiegend für Mitglieder bestimmt sind und ihr Betrieb durch die jeweilige Genossenschaft notwendig ist. Schädliche Einnahmen, die nicht zu diesen Tätigkeiten zählen, dürfen 10 % der gesamten Einnahmen eines Erhebungszeitraums nicht übersteigen. Sonst entfällt das Genossenschaftsprivileg komplett. In der Konsequenz wäre die Wohnungsgenossenschaft in vollem Umfang körperschafts- und gewerbesteuerpflichtig (§ 5 Abs. 1 Nr. 10 S. 2 KStG i. V. m. § 3 Nr. 15 GewStG). Zu diesen schädlichen Einnahmen zählt ebenfalls die Stromlieferung an die Mieter der Genossenschaft. **Für Mieterstrom wurde jedoch 2019 in einer Änderung des Körperschaftssteuergesetzes die Grenze von 10 % auf 20 % angehoben, wenn die Genossenschaften als Anlagenbetreiber agieren** [152].

Zusammenfassend ist eine Pauschalisierung der warmen Betriebskosten unter gebäude- und anlagentechnischen Voraussetzungen möglich. Eine pauschale Abrechnung der Stromlieferung an die Mieter ist nach aktueller Rechtsprechung nicht abschließend geklärt und führt zu zusätzlichen Verpflichtungen und dem Verlust von Steuerprivilegien für den Vermieter.

3.1.3 Mieterstrommodelle

Warum könnte es trotz alledem wirtschaftlich sinnvoll sein, den Strom direkt an die Mieter zu liefern? In diesem Abschnitt sollen unterschiedliche Mieterstrommodelle betrachtet werden. Wie in Abschnitt 3.1.1 beschrieben, können Wohnungsunternehmen ihre Rendite unter dem Standard-Mietmodell nur durch Erhöhung der Nettokaltmiete steigern. Der Grund dafür ist, dass für den Vermieter die **warmen Betriebskosten nur durchreichende Posten** darstellen und Strom nicht zum traditionellen Vermietungsgeschäft zählt. In den Untersuchungsgebäuden im Projekt Eversol wurden als Anlagentechnik Solarthermie und PV-Anlagen verbaut. Wärme und Strom können somit im direkten Umfeld des Gebäudes selbst gewonnen werden. Daher könnte es ökonomisch und ökologisch sinnvoll sein, die Wärme und den Strom direkt an den Mieter zu verkaufen. Damit kann das Wohnungsunternehmen neue Einnahmequellen generieren und seine Rendite dadurch erhöhen.

Im Projekt Eversol wird der Strom unter Verzicht auf den Mieterstromzuschlag als Pauschale an die Mieter geliefert. Diese Variante der Stromlieferung an die Mieter wird durch die Experimentierklausel des BMWi ermöglicht. Dadurch können, im Rahmen von Pilotprojekten neue Erkenntnisse gewonnen werden. Die aktuelle rechtssichere Variante ist die oben beschriebene Stromlieferung nach dem Mieterstromgesetz. Innerhalb dieses Gesetzes können drei Mieterstrommodelle realisiert werden (siehe Tabelle 3.2):

1. Mieterstromlieferung durch das Wohnungsunternehmen (interner Betrieb)
2. Mieterstrom-Contracting
3. Mieterstrom-Enabling

Tab. 3.2: Vergleich Mieterstrommodelle

Modell	Interner Betrieb	Contracting	Enabling
Beschreibung	Die Stromlieferung erfolgt durch den Vermieter. Der Mieterstrom wird nach dem Mieterstromgesetz geliefert, gemessen und abgerechnet.	Die Stromlieferung erfolgt durch einen Contractor.	Die Stromlieferung erfolgt durch einen Direktvermarkter.
Einnahmen des Wohnungsunternehmens	Einspeisevergütung des überschüssigen Stroms Verkaufserlös Mieterstrom Mieterstromzuschlag	Erlöse aus der Dachpacht	Erlöse aus dem Direktverkauf des eigens produzierten Stroms an den Direktvermarkter

Tab. 3.2: Vergleich Mieterstrommodelle

Modell	Interner Betrieb	Contracting	Enabling
Konsequenzen	entkoppelte Verträge Mieterstromliefervertrag muss Voraussetzungen nach § 42a EnWG erfüllen Voraussetzungen des § 21 Abs. 3 EEG 2017 müssen erfüllt werden keine Pauschalisierung möglich Vermieter wird EVU	entkoppelte Verträge Eigentum, Betrieb und Verantwortung für die Anlagentechnik ist ausgelagert	entkoppelte Verträge Eigentum und Betrieb der Anlagentechnik bleibt im Unternehmen
Vorteile	Verantwortung und Eigentum der Anlagentechnik im Unternehmen Erhalt des Mieterstromzuschlags Umsatzsteuerfreie Stromlieferung möglich Marge auf Stromlieferung möglich Einspeisung des überschüssigen Stroms	keine Verantwortung für Reststromlieferungen keine Investitionskosten in die Stromerzeugungsanlage keine Verpflichtungen eines EVU kein Verlust der Steuerprivilegien kein zusätzliches Knowhow nötig	keine Verantwortung für Reststromlieferungen keine Verpflichtungen eines EVU kein Verlust der Steuerprivilegien kein zusätzliches Knowhow nötig
Nachteil	Verpflichtungen eines EVU: Zusätzliches Knowhow für Stromerzeugungsanlagen nötig Verlust der Steuerprivilegien	keine Marge auf Stromverkauf Keine Einspeisung des überschüssigen Stroms	keine Marge auf Stromverkauf Keine Einspeisung des überschüssigen Stroms

Je nach gewähltem Modell ergeben sich unterschiedliche ökonomische Auswirkungen, welche im Folgenden genauer betrachtet werden sollen. Laut Angaben des Mieterstromberichts des BMWis geht hervor, „[...] die mittleren jährlichen Einnahmen aus dem Mieterstromzuschlag durchgehend deutlich niedriger [...], als diejenigen aus der Einspeisung und der Reststrombelieferung. Angesichts der angesetzten laufenden Kosten für Messstellenbetrieb, Abrechnung, Rechnungstellung und Vertrieb von 50 bis 100 Euro pro Monat und Teilnehmer wird deutlich, dass der Mieterstromzuschlag allein nicht zur Deckung der laufenden Mehrkosten der PV-Mieterstrommodelle ausreicht.“[17] Daraus folgt, dass sich Stromlieferungen an die Mieter nur ökonomisch realisieren lassen, wenn die Kosten des laufenden Betriebs (Messstellenbetrieb, Abrechnung, Rechnungsstellung und Vertrieb) gering ausfallen. Das ist unter dem aktuellen Mieterstromgesetz nicht möglich. Aus diesem Grund erprobt das Eversol-Projekt die wirtschaftlichen Auswirkungen der Stromlieferung als Pauschale innerhalb der Teilinklusive miete außerhalb des Mieterstromgesetzes.

3.1.4 Bestehende Pauschal- und Teilinklusive mieten

In der Theorie und Praxis werden unterschiedliche Varianten einer Pauschalisierung der einzelnen Bestandteile der Wohnkosten aufgeführt. Diese wurden auf Nachfrage der FI Freiberg Institut GmbH durch den Verband der Sächsischen Wohnungsgenossenschaften e. V. (VSWG) bestätigt. Im Folgenden werden verschiedene Möglichkeiten im Detail erläutert und in der Abbildung 3.2 graphisch zusammengefasst.

- Die *Variante „Nettokaltmiete“ mit Heizkostenpauschale* ergibt sich, wenn auf die verbrauchsabhängige Abrechnung der warmen Betriebskosten verzichtet wird. Hier sind neben der üblichen Nettokaltmiete Heizkosten in Form einer Pauschale zu entrichten. Eine Betriebskostenabrechnung unterbleibt. Die Heizkosten sind dann als kalkulierter Sicherheitszuschlag abzugelten. Die Nettokaltmiete kann im ordentlichen Mietzinserhöhungsverfahren angepasst werden, ohne dass die Heizkosten davon betroffen sind. Zusätzliche Investitionskosten, z. B. durch die Sanierung auf Passivhausstandard sowie ersparte Messgeräte- und Abrechnungskosten, sollten in die Kalkulation des Nettokaltmietanteils fallen. Die Heizkostenpauschale ist durch den Vermieter frei gestaltbar (Variante in Abbildung 3.2 nicht dargestellt).[11]
- Eine stärkere Pauschalisierung wird in der *Variante „Teilinklusive miete“* erreicht. Neben der Nettokaltmiete werden eine Betriebskostenpauschale für Heizung und Kosten zur Warmwassererzeugung zusammengefasst. Der Kostenanteil an der Pauschale der kalten Betriebskosten hängt von der Risikoeinschätzung des Vermieters ab. Es gibt unterschiedliche Ausgestaltungsmöglichkeiten einer Teilinklusive miete.[12] Werden ein einheitlicher Beitrag für die Grundnutzungsgebühr (Nettokaltmiete) und die kalten Betriebskosten bestimmt, spricht man von einer *Bruttokaltmiete*. [194] Daneben wird ein Betrag für die Heizkosten ausgewiesen und der Verbrauch abgerechnet. Die Höhe der Bruttokaltmiete ist dabei frei vereinbar und die Kalkulation muss nicht offengelegt werden.
- Bei der *Bruttowarmmiete*, oder auch Inklusivmiete, besteht die einheitliche Miete aus

dem kalkulierten Nettokaltmietanteil, kalten Betriebskosten und dem Heizkostenanteil. Da der Warmwasserverbrauch stark vom Nutzerverhalten abhängt, werden die Warmwasserkosten in diesem Modell verbrauchsabhängig abgerechnet. Alle Heizkosten sind mit Zahlung der Miete abgegolten. Eine separate Umlage oder Nachzahlung ist nicht möglich. Steigende Energiekosten können nur durch eine Erhöhung der Bruttowarmmiete berücksichtigt werden.[11]

- Für die pauschale Umlage von Strom wird in der Variante „*Pauschalmiete*“ mit *kalkulatorisch gestalteter Miete* gesprochen. Dabei werden die Kosten der Stromlieferung sowie alle anderen Mietbestandteile in die Grundmiete eingepreist und nicht separat ausgewiesen. Durch eine Photovoltaik-Anlage (PV-Anlage) des Gebäudes erzeugter Strom wird dem Mieter „geschenkt“. Grundsätzlich bleibt der Mieter darüber hinaus in der Wahl eines anderen Stromanbieters, im Rahmen des Abschlusses eines eigenverantwortlichen Stromlieferungsvertrages, frei. Der Vermieter trägt ein zusätzliches Risiko, da Veränderungen der Kosten nur über Mieterhöhungen entsprechend §§ 557–560 BGB weitergegeben werden können.[194]

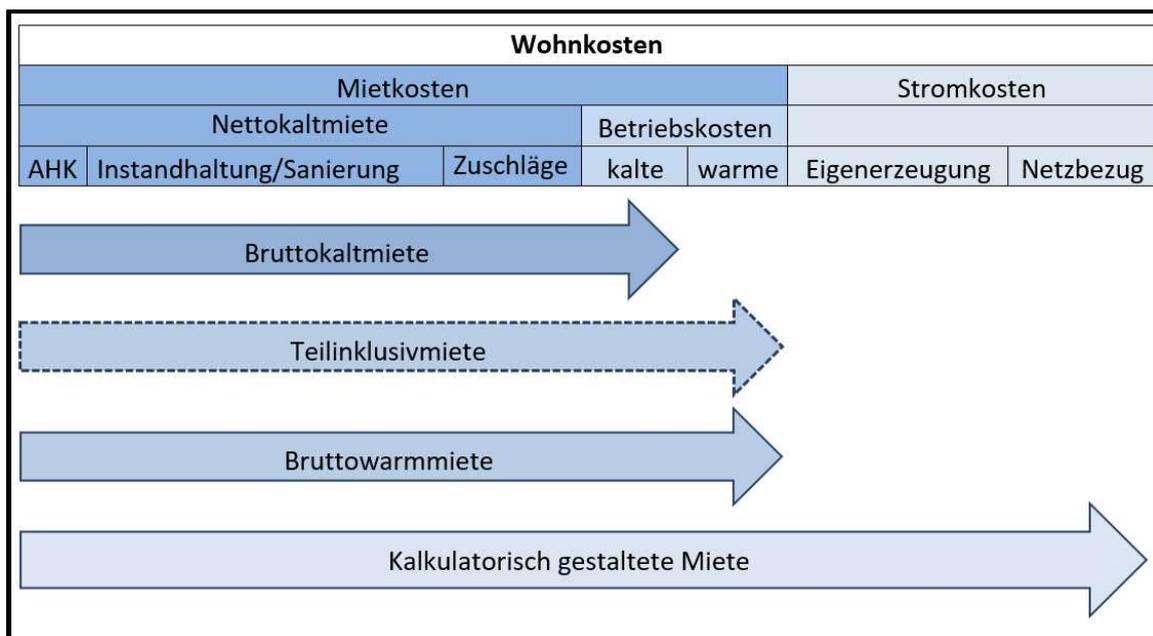


Abb. 3.2: Gestaltungsvarianten einer Pauschalmiete innerhalb der Literatur (Quelle: FI Freiberg Institut GmbH)

Innerhalb der Praxis werden die oben genannten Varianten mit Hilfe von Forschungsprojekten und Pilotprogrammen getestet. Die Heizkostenpauschale wurde bis zum Jahr 2018 in wenigen Wohnungswirtschaften probenhalber eingeführt.[12] Beispielsweise bot die Gewoba Nord Baugenossenschaft ihren Mietern eine Bruttowarmmiete.[159] Diese lag zwischen 9,50–11,50 €/m². [20] Zu betonen ist hier, dass in diesem Preis keine Strompauschale inkludiert war.

Das Ziel der weiteren Verbreitung von Mieterstrommodellen hatte das Projekt WINNER.

Das vom BMWi geförderte Forschungs- und Entwicklungsvorhaben beabsichtigt, mit Hilfe von PV-Anlagen erzeugten Strom zum einen Mieterstrom an die Mieter abzugeben und zum anderen, Elektrofahrzeuge vor dem Wohngebäude aufzuladen. Das Forschungsprojekt EVERSOL wird die kalkulatorisch gestaltete Miete als eine Variante ansehen, um Mieterstrom umzusetzen.[193]

3.2 Neue Modelle der Pauschalmiete und Variationen

Im Projekt EVERSOL ist hinsichtlich des Pauschalmiet-Modells die komplette Pauschalisierung der Stromlieferung neu. Nach diesem Modell existieren pro Gebäude nur zwei abrechnungsrelevante Stromzähler. Der Erzeugungszähler misst die Stromproduktion der PV-Anlage, der Netzanschlusszähler den bezogenen Reststrom aus dem Netz. In den beiden Gebäuden in Cottbus besteht zusätzlich die Besonderheit, dass jene, zusammen mit dem in räumlicher Nähe befindlichen Bürogebäude, als ein Quartier nur über einem Netzanschlusspunkt angeschlossen sind. Damit entfallen erhebliche Messkosten zum Stromverbrauch innerhalb dieses Modells. Gegenüber dem Mieter wird hierfür lediglich ein anteiliger Betrag der Gesamt-Pauschale pro Quadratmeter in Rechnung gestellt. Da neben der Nettokaltmiete sowohl die Heizkosten als auch die Stromkosten in einer Gesamt-Pauschale in Rechnung gestellt werden, spricht man von einer Inklusivmiete. Der tatsächliche Stromverbrauch der Mieter ist innerhalb der Pauschale nicht begrenzt. In dem Cottbusser Mietmodell wird außerdem auf die Pauschalisierung der kalten Betriebskosten verzichtet (Vgl. Abbildung 3.3). Sollte ein Mieter einen anderen Stromliefervertrag bevorzugen (Lieferantenwahlfreiheit § 3 Nr. 25 EnWG), besteht die Möglichkeit, in einem vorsorglich errichteten Zählerschrank, ein Messgerät für den Strom der jeweiligen Wohneinheit einzubauen und damit einen anderen Stromlieferanten zu wählen.

3.2.1 Varianten pauschaler Abrechnung

Grundsätzlich besteht bei Mietverträgen, wie bereits erläutert, Vertragsfreiheit. Liegen alle rechtlichen Voraussetzungen für die Pauschalisierung von Wohnkostenbestandteilen vor, können die Pauschalen unterschiedlich gestaltet werden. Denkbar wären (Vgl. Abbildung 3.4):

- 0) Abrechnung nach Verbrauch
- 1) Flatrate (Untersuchungsobjekt in Projekt)
- 2) Grundvolumen mit fester Aufstockung nach Verbrauch (Kontingentlösungen)
- 3) Mengengrenzung (Grundvolumen), danach Abrechnung mit linearer Steigung
- 4) Ziel-Flatrate („Kennenlernzeitraum“ mit Messung)

Die Wahl der entsprechenden Variante ist abhängig von der Risikoaversion des Wohnungsunternehmens (WU). Je weniger Risiko das WU bezüglich des Verbrauchs des Mieters tragen möchte, desto höher sind die Mess- und Abrechnungskosten. Die Variante 1 stellt das größte

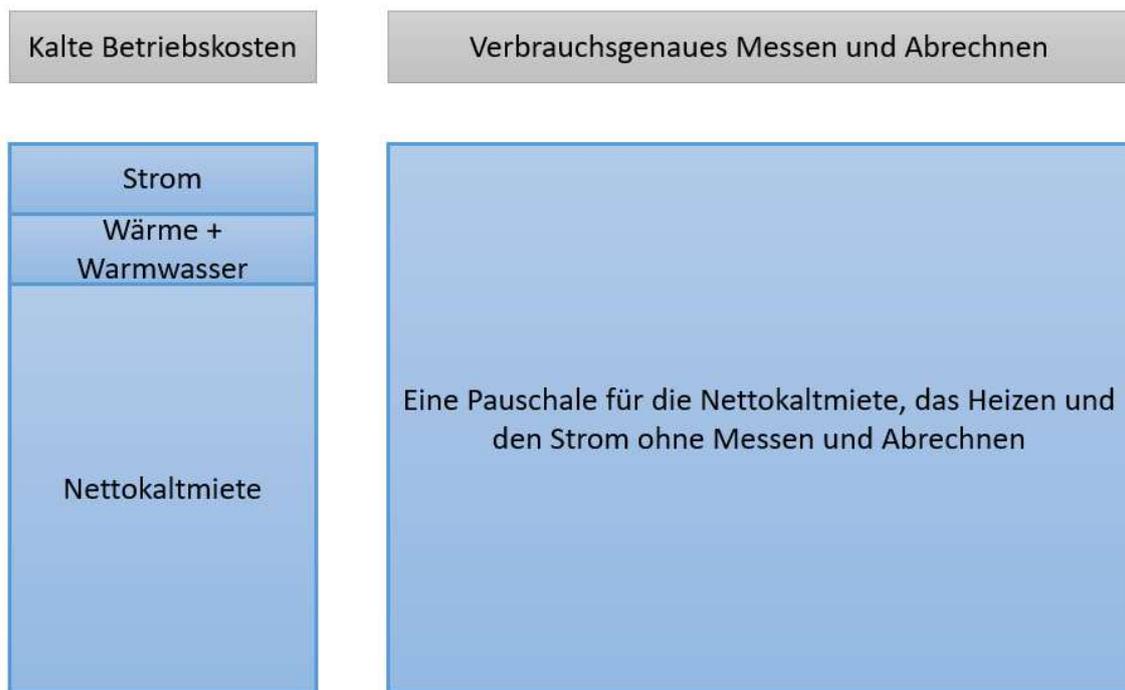


Abb. 3.3: Inklusivmiet-Modell im Projekt Eversol

Risiko für den Vermieter dar, gleichzeitig entstehen keine Mess- und Abrechnungskosten, die auf den Mieter umgelegt werden. Die Variante 0 entspricht dem Standard-Mietmodell. Je nach Art der Messlokationen entstehen unterschiedlich hohe Messkosten. Die Varianten 2 bis 4 entsprechen Gestaltungsformen von Pauschalen. Denkbar sind unterschiedlich Kontingentpakete (Variante 2) oder einfache Kontingentlösungen mit anschließender Messung (Variante 3). Für alle drei Varianten ist zumindest ein Monitoringkonzept nötig, um das Erreichen der Obergrenzen zu ermitteln. Der Vorteil dieser drei Varianten, liegt darin, dass sie Sparanreize für den Mieter bieten. Alle vier Varianten (Varianten 1 bis 4) benötigen gesonderte Vertragsklauseln im Mietvertrag und die Zustimmung des Mieters. Vor allem für die Variante 4 sollte innerhalb des Mietvertrags geklärt werden, ab wann sich die Flatrate anpasst oder gar auf verbrauchsgenaues Messen und Abrechnen umgestellt wird.

3.2.2 Wünschenswerte rechtliche Änderungen

Um die Inklusivmiete wie aus dem Projekt Eversol in Cottbus für andere Wohnungsunternehmen attraktiv zu gestalten wären einige rechtliche Rahmenbedingungen anzupassen. Das Grundproblem verbirgt sich in der pauschalen Stromlieferung an den Mieter. Da die Strombelieferung der Mieter nicht zum regulären Vermietungsgeschäft zählt, kommen hier weitreichende Folgen auf ein Wohnungsunternehmen zu.

- Zum einen muss das Wohnungsunternehmen, um den auf dem Dach eigens produzierten Strom an den Mieter liefern zu können, EVU werden (Siehe Abschnitt 3.1.2). Die Kosten für diese Verpflichtung sind nicht bezifferbar und immer abhängig von der Ausgangslage

des Wohnungsunternehmens.

- Der § 3 Nr. 18 EnWG müsste dahingehend angepasst werden, dass Wohnungsunternehmen, die lediglich ihren eigens erzeugten Strom an ihre Mieter liefern und den Reststrom aus dem Netz von einem EVU zukaufen, nicht als EVU deklariert werden. Die Stromlieferung des eigens produzierten Stroms an die Mieter sollte somit als reguläres Vermietungsgeschäft anerkannt und über eine Abrechnung über die Betriebskosten möglich sein.
- Zum anderen verliert das Wohnungsunternehmen durch die Strombelieferung der Mieter, je nach Gesellschaftsform, seine Steuerprivilegien. Das Gewerbesteuerrecht müsste für einen wirtschaftlichen Betrieb beispielsweise dahingehend angepasst werden, dass eine Stromlieferung an die Mieter, unabhängig von der Gesellschaftsform, keine Auswirkungen auf das Gewerbesteuerprivileg des Wohnungsunternehmens hat.

Derartige rechtliche Änderungen wären notwendig, um ein Inklusiv-Mietmodell wie im betrachteten Projekt attraktiv zu gestalten. Dann können Investitionen in erneuerbare Energien und in die Energieeffizienz des Gebäudes für Wohnungsunternehmen wirtschaftlich tragbar gestaltet werden. Infolgedessen wären die Klimaziele der Bundesregierung und der EU für den Gebäudebereich eher erreichbar. Zusätzlich könnten sich aus den Erfahrungen des Freiberg Instituts die Wohnkosten für die Mieter reduzieren.

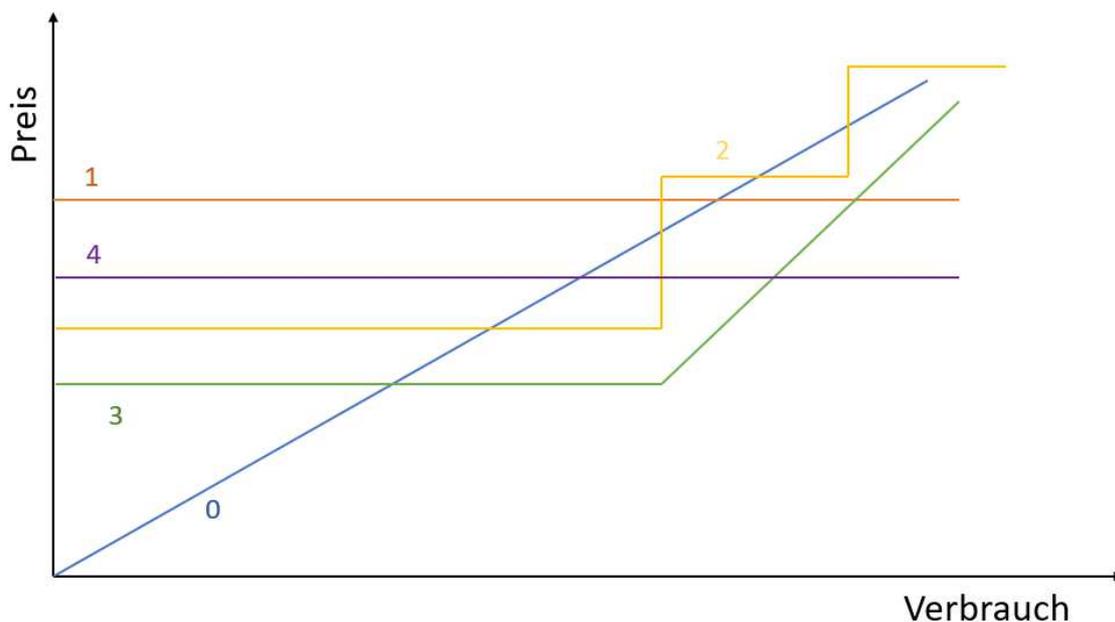


Abb. 3.4: Varianten pauschaler Abrechnung ([78])

3.3 Wirtschaftlichkeitsvergleich der Pauschalmitete

Um die Wirtschaftlichkeit der unterschiedlichen Mietmodelle zu ermitteln, wurde der von der FI Freiberg Institut GmbH entwickelte und auf MS Excel basierende Pauschalmietrechner

genutzt. Auf dessen Basis wurden durch Eingabe der ökonomischen und technischen Randbedingungen des Projektes EVERSOL unterschiedliche wirtschaftliche Vergleiche durchgeführt. Eine solche Ermittlung ist von vielen Faktoren abhängig, stets auf einen definierten Zeitpunkt bezogen und müssten ggf. zukünftig aktualisiert werden.

Der Zweck einer Wirtschaftlichkeitsberechnung für eine Baumaßnahme ist die Prüfung der absoluten oder relativen Vorteilhaftigkeit gegenüber anderen Investitionsalternativen.[58] Der FI-Pauschalmietrechner arbeitet mit dem dynamischen Verfahren eines Vollständigen Finanzplans (VoFi). Innerhalb eines VoFi werden „die einem Investitionsobjekt bzw. einer Geldanlage zurechenbaren Zahlungen einschließlich der monetären Konsequenzen finanzieller Dispositionen in tabellarischer Form dargestellt“.[87] Aufgrund der expliziten Transparenz hinsichtlich der Finanzmittelaufnahme und -anlage sowie des Ausgleichs von Unterschieden bei der Kapitalbindung eines Investitionsprojektes wurde diese dynamische Methode ausgewählt. Dabei lassen sich differenzierte Annahmen einbeziehen. Unter anderem können die Finanzierungsstruktur für Eigen- und Fremdkapital, ein Kontenausgleich zwischen Einzahlungs- und Auszahlungsüberschüssen sowie verschiedene Fremdfinanzierungsobjekte mit unterschiedlichen Verzinsungs- und Tilgungsverläufen betrachtet werden.[86]

Die Finanzierung der Projekte erfolgte in dem Vergleichsrechner erstrangig mit einem Fördermitteldarlehen. Direkt- und Tilgungszuschüsse lassen sich zusätzlich innerhalb der VoFi-Methode darstellen. Der Zielwert dieses VoFis ist der Endwert der Investition. Im Vergleichsrechner wurden ein einheitlicher kalkulatorischer Zinssatz, ein konstanter Ertragssteuersatz und eine sofortige Verlustausgleichsmöglichkeit angenommen.[87] Die vollständige Finanzplanung eignet sich besonders gut für das Geschäftsmodell einer Pauschalmiete, „da sie offen für eine individuelle Modellgestaltung“ ist.[87] Der VoFi im Vergleichsrechner besteht aus vier Teilen:

- Der erste Teil ist der Finanzierungsplan. Er umfasst das eingesetzte Eigenkapital, die Direktzuschüsse aus den Förderprogrammen, den Fremdkapitalzufluss und die Restschuld des Fremdkapitals zum 31.12. einer Periode.
- Der Auszahlungsplan stellt den zweiten Teil des VOFI dar. Sowohl die Auszahlungen für das Fremdkapital, als auch die für den laufenden Betrieb des Gebäudes werden darin erfasst.
- Der Einzahlungsplan beinhaltet alle Mieteinzahlungen, Einsparungen und zusätzlichen Erträge.
- Im Ergebnis bildet sich der vierte Teil der Zahlungsströme. Der Cashflow vor Steuern ist die Differenz der Summe der Einzahlungen und der Summe der Auszahlungen. Im Endergebnis wird der kumulierte Cashflow nach Steuern berechnet, dieser entspricht dem Endwert der Investition.

Der Vergleich der Vorteilhaftigkeit der Investitionen soll zum Standard-Mietmodell erfolgen. Um einen adäquaten Vergleichswert der Investitionsalternativen, trotz rechtlicher, technischer

und wirtschaftlicher Einschränkungen zu schaffen, wurde die VoFi-Eigenkapitalrendite als Vergleichskriterium gewählt. Diese wurde nach folgender Formel ermittelt:

$$g_{EK} = \left(\frac{EW}{EK} \right)^{\left(\frac{1}{n}\right)} - 1 \quad (3.1)$$

Wenn die VOFI-Eigenkapitalrendite des Standard-Mietmodells größer ist als die des Pauschalmietmodells, sollte man in das Standard-Mietmodell investieren, und umgekehrt.[87, S. 75–79] Für das Standard-Mietmodell wurden identische Gebäudestandards, Anlagentechniken und Baukosten angenommen. Die Investitionen in die Anlagentechnik wurden ebenfalls als identisch angenommen. Der Vergleich bezüglich der Mieterstromlieferung wurde nur zu Vergleichszwecken durchgeführt.

Um den Investitionsendwert einer Immobilie zu ermitteln wurde die Maklermethode gewählt. Dabei wird der Verkehrswert der Immobilie durch die Multiplikation der Jahresnettomiete mit einem standortspezifischen Vervielfältigerfaktor multipliziert. Der Vervielfältiger für den Standort Cottbus beträgt 15.[83] Innerhalb des Vervielfältigers sind Faktoren wie die Lage einer Immobilie, deren Zustand und weitere Risikofaktoren eingepreist. Der Nettoinventarwert ergibt sich aus dem Verkehrswert abzüglich aller noch ausstehenden Fremdkapitalrestschulden. Aus der Summe des Nettoinventarwertes und der des kumulierten Cashflows wird der Investitionsendwert gebildet. Dieser ist die Grundlage für die Ermittlung der Eigenkapital- und Gesamtkapitalrendite.[131, S. 43–44]

3.3.1 Ermittlung der Eingabewerte

Die Investitionen in die Gebäudehülle und die Anlagentechnik wurde mit dem BKI-Kostenplaner ermittelt. Als Annahmen wurden in den Kostenplaner eine Nutzungsfläche von 1.000 m² und ein KfW 55 Standard getroffen.[15, S. 66–67] Die Investitionskosten in die Solarthermie-Anlage[62, S. 47–49] und PV-Anlage wurden mit einer Recherche zu den spezifischen Stromgestehungskosten 2018 hinterlegt.[107, S. 17] Im Durchschnitt entstanden energetische Baukosten (Gebäude inkl. Anlagentechnik) in Höhe von 2.330 €/m². Mit der identischen Vorgehensweise wurden die durchschnittlichen Baukosten für den KfW 100 Standard und den Passivhaus-Standard ermittelt. Für den KfW 100 Standard ergaben sich Baukosten von 2.053,00 €/m²(Wfl) und für den Passivhaus-Standard 2.815,00 €/m²(Wfl). Die Kostensteigerung für höherwertige Energiestandards entspricht recherchierten Werten eines Gutachtens der InWIS Forschung und Beratung GmbH aus dem Jahr 2017.[132, S. 26]

Die Finanzierung basiert erstrangig auf dem KfW-Darlehen des jeweils erreichten Gebäudestandards. Zweitrangig wurde für die Finanzierung der PV-Anlage das KfW-Förderprogramm 270 genutzt.[103] Für die Solarthermieanlage wurde zusätzlich die BAFA-Förderung des Marktanzreizprogramms (MAP) in Höhe von 30 % angenommen.[29] Sodass nach Abzug aller Investitionszuschüsse eine Fremdkapitalquote in Höhe von 80 % entstanden.

Auf der Erlösseite einer Pauschalmiete befinden sich zusätzlich zu den Mieteinnahmen die Einsparungen und zusätzlichen Erlöse. Der Posten der Einsparungen gliedert sich in *Mess- und Abrechnungskosten*, Heizenergieeinsparungen und CO₂-Einsparungen. Durch die Pauschalisierung entfallen die Mess- und Abrechnungskosten für Heizen und Warmwasser. Diese Kosten sind stark von der Anbieterwahl und den internen Abrechnungsprozessen eines Wohnungsunternehmens abhängig. Nach einem Endbericht des Instituts für Wohnen und Umwelt von 2008, lassen sich durchschnittliche Mess- und Abrechnungskosten in Höhe von 1,65 €/m²a ermitteln.[209] Aus Erfahrungswerten des FI Freiberg Instituts ergeben sich durchschnittliche Mess- und Abrechnungskosten für Wärme und Warmwasser von 1,44 €/m²a. Die Kosten für die Strommessung sind für moderne Messsysteme begrenzt auf 20 €/a brutto.[127]

Die *eingesparte Heizenergie* ist abhängig von dem betrachteten Gebäudestandard im Vergleich zum KfW 100 Standard. Die Ermittlung erfolgt auf dem maximalen Heizwärmebedarf des jeweiligen Gebäudestandards. Als Kosten für die eingesparte Heizenergie wurden die Kosten für die Fernwärme in Höhe von 4,72 ct/kWh herangezogen.[171]

Der letzte Posten sind die Einsparungen der CO₂-Kosten ab dem Jahr 2021. In der ersten Phase wird der CO₂-Preis zu einem Fixpreis ausgegeben. Ab Januar 2021 wurde er auf 25 €/t CO₂ festgelegt. Danach steigt der Preis in 5 €-Schritten bis zu 55 €/t CO₂ im Jahr 2025.[145] In der zweiten Phase erfolgt der Übergang zum Handel mit Zertifikaten. Im Jahr 2026 werden die Preise in einem Korridor von 55 € bis 65 €/t CO₂ reguliert. Im Jahr 2025 soll für das Jahr 2027 festgelegt werden, ob weiterhin ein Preiskorridor zur Anwendung kommt oder ob die Preisbildung vollständig über den Handel mit Zertifikaten erfolgen soll. Durch diese späte terminierte Entscheidung für die Fortsetzung oder Abschaffung des Preiskorridors kann keine robuste Investitionssicherheit geschaffen werden. Eine Orientierung kann an der Preisobergrenze für 2026 von 65 €/t CO₂ erfolgen.[122, S. 45–50] Für die Preisentwicklung ab dem Jahr 2027 existieren allerdings auch Preisvorstellungen bis 180 €/t.[210] Ab dem Jahr 2027 wurden daher durchschnittlich 100 €/t angenommen. Für Vermieter bedeutet dies, dass sich durch die Nutzung erneuerbarer Energien und die Heizenergieeinsparungen erhebliche *Einsparpotenziale der CO₂-Kosten* ab 2021 ergeben. Die CO₂-Kosten sind abhängig von dem betrachteten Energieträger. Für den deutschen Inlandstrom ergibt sich ein CO₂-Faktor von 0,537 t/MWh und für Nah-/ Fernwärme in Höhe von 0,28 t/MWh.[24]

Weiterhin ist anzumerken, dass bisher die gesamten Energiekosten von den Mietern getragen wurden und daher für den Vermieter bei Erhöhung der CO₂-Bepreisung dennoch kein Anreiz bestand in klimaneutralen Technologien zu investieren [4]. Ab 2023 wird nun der CO₂-Preis zwischen dem Mieter und dem Vermieter aufgeteilt, wobei der Vermieter umso mehr zahlen muss, desto schlechter der energetische Zustand des Gebäudes ist [31]. Die Tabelle 3.3 und 3.4 geben eine Übersicht über die angenommenen Werte.

Tab. 3.3: Übersicht der ökonomischen Randbedingungen

Kennzahl	Wert	Einheit
Jahr der Inbetriebnahme	2019	
Betrachtungsdauer	50	a
Wohnfläche (Wfl.)	635	m ²
Nutzungsfläche (Nfl.)	853,5	m ²
Anzahl Wohneinheiten	7	
Baukosten Passivhaus	2.815,00	€/m ² Wfl.
Baukosten KfW 55	2.330,00	€/m ² Wfl.
Baukosten KfW 100	2.053,00	€/m ² Wfl.
jährliche Kostensteigerung	2%	
Fremdkapitalquote	80%	
Gebäudeabschreibung	2%	
Nutzungsdauer Anlagentechnik	15	a
Mess- und Abrechnungskosten Wärme	1,44	€/m ² Wfl.a
Messkosten Strom	16,81	€/WE*a
Strompreis (Cottbus 2019)	29,5	ct/kWh
CO ₂ -Preis ab 2027	100	€/t
Einspeisevergütung	0,1127	€/kWh
Vervielfältiger	15	
Degression	0,1	p.a.
Strompreisentwicklung	1,27%	p.a.

Tab. 3.4: Übersicht der technischen Randbedingungen

Kennzahl	Wert	Einheit
Anlagentechnologie	PV + ST	
Wärmebedarf Heizung Passivhaus	15	kWh/m ² Nfl.a
Wärmebedarf Heizung KfW 55	35	kWh/m ² Nfl.a
Wärmebedarf Heizung KfW 100	70	kWh/m ² Nfl.a
Wärmebedarf Warmwasser	18,5	kWh/m ² Nfl.a
Strombedarf	29,30	kWh/m ² Wfl.a
Eigendeckungsanteil Haushaltsstrom	0,73	
Eigendeckungsanteil Wärme	0,55	
Eigenverbrauchsanteil Strom	56%	
Eigenverbrauchsanteil Wärme	100%	
Referenzpreis Fernwärme	472%	Ct/kWh
CO ₂ -Faktor Strom Inland	0,537	t/MWh
CO ₂ -Faktor Nah-/ Fernwärme	0,28	t/MWh

3.3.2 Ergebnisse aus Vermietersicht

Aus der Sicht des Vermieters ist die Eigenkapitalrendite das entscheidende Kriterium für eine Investition. Ziel dieses Abschnitts ist es, das Mietmodell der Standard-Miete (Nettokaltmiete) und die Teil-Inklusivmiete auf Basis der VoFi-Eigenkapitalrendite miteinander zu vergleichen. Als Vergleichsbasis dienen die identischen Annahmen des KfW 50 Gebäudestandards und der Anlagentechnik. Für die Bereitstellung der Wärme für die Mieter wird ein Wärmeliefer-Contracting angenommen. Die Stromversorgung erfolgt aus dem Netz. Der PV-Strom wird vollständig eingespeist. Nach Eingabe aller Parameter ergab sich für eine Teilinklusive (Nettokaltmiete, Heizkosten- und Strompauschale) eine monatliche Pauschale in Höhe von 10,50 €/m². Innerhalb des Betrachtungszeitraums von 50 Jahren ergab sich eine VoFi-Eigenkapitalrentabilität von 3,49 %. Im Standard-Mietmodell (Nettokaltmiete, Heizung und Warmwasser) ergab sich bei einer Summe ein Wert von 8,41 €/m² eine VoFi-Eigenkapitalrendite in Höhe von 2,73 %. **Daher ist die Teilinklusive vorteilhaft gegenüber dem Standard-Mietmodell** (Vgl. Tabelle 3.5). Eine genauere Auswertung des Teilinklusive-Mietmodells ist innerhalb des VoFi's im Anhang möglich.

Tab. 3.5: Ergebnisse Vergleich mit Standardmietmodell

Modell	Standard-Mietmodell	Teilinklusive
Gesamtrente [€/m ² Monat]	8,41	10,50
Eigenkapitalrendite	2,73 %	3,49 %
Gesamtkapitalrendite	1,34%	1,75%

3.3.3 Ergebnisse aus Mietersicht

Tab. 3.6: Ergebnisübersicht der betrachteten Mietmodelle aus Mietersicht

Modell	Standard-Miete	Teilinklusive
Nettokaltmiete [€/m ² Monat]	8,41	8,41
Heizkosten [€/m ² Monat]	1,06	1,06
Bruttowarm (exkl. Kalte BK) [€/m ² Monat]	9,47	9,47
Strompauschale [€/m ²]	0,00	1,03
Haushaltsstrom* [€/m ² Monat]	1,22	0,00
Gesamtrente [€/m ² Monat]	10,69	10,50

* gemittelt über 50 a, Kostensteigerung 1,27 %

Aus Mietersicht ergibt sich die Frage, welches Modell monatlich weniger Kosten verursacht. Dazu wurden die Bestandteile der Teilinklusive aufgeschlüsselt werden. Im Ergebnis der Tabelle 3.6 wird ersichtlich, dass der Mieter von der stetigen Strompauschale im Gegensatz zum jährlich steigenden Strompreis profitiert. Für die Teilinklusive zahlt er monatlich 19 ct/m² weniger. Zusätzlich werden innerhalb des Standard-Mietmodells die tatsächlichen Verbräuche gemessen und abgerechnet. Es kann daher vorkommen, dass er eine

Nachzahlung oder eine Rückzahlung erhält. Tatsächliche Verbräuche werden innerhalb des FI-Pauschalmietrechners nicht berücksichtigt.

Als Resultat ergeben sich durch das Mietmodell der Teilinklusive miete wirtschaftliche Vorteile sowohl für den Vermieter als auch für den Mieter.

3.4 Mögliche Einsatzbereiche von Pauschalmietten

Die Ergebnisse aus dem Wirtschaftlichkeitsvergleich lassen darauf schließen, dass eine Pauschal miete, unter bestimmten Voraussetzungen, sowohl für den Vermieter als auch für den Mieter ökonomisch vorteilhaft ist. Innerhalb dieses Abschnitts wurde untersucht, unter welchen Rahmenbedingungen die Etablierung einer Pauschal miete sinnvoll ist.

3.4.1 Variation des Gebäudestandards und der Anlagennutzungsdauer

Zunächst wurde der Einfluss des Gebäudestandards auf die Eigenkapitalrendite des Vermieters untersucht. Dafür wurde innerhalb des FI-Pauschal miet-Rechners der Gebäudestandard zwischen dem KfW 100 Standard, dem KfW 55 Standard (Eversol-Projekt Cottbus) und dem Passivhaus-Standard variiert. Dabei entstanden Unterschiede in den Baukosten pro m² Wohnfläche und den angenommenen Heizverbräuchen der Mieter. Die Teilinklusive miete wurde mit dem Wert von 10,50 €/m² als konstant angenommen. Des Weiteren wurde untersucht, welchen Einfluss eine Variation der angenommenen Anlagennutzungsdauern auf die Eigenkapitalrendite des Vermieters eines energieeffizienten Bauprojektes hat. Dafür wurden die Anlagennutzungsdauern von 15 und 25 Jahren jeweils für jeden Gebäudestandard (Vgl. Tabelle 3.7) verglichen.

Tab. 3.7: Ergebnisübersicht aus Vermietersicht bei Variation des Gebäudestandards und der Anlagennutzungsdauer

	Passivhaus		KfW 55		KfW 100	
Baukosten [€/m ²]	2815		2337		2053	
Teilinklusive miete [€/m ² Monat]	10,50		10,50		10,50	
Anlagennutzungsdauer [a]	15	25	15	25	15	25
Eigenkapitalrendite	2,13%	2,32%	3,49%	3,59%	4,32%	4,53%
Gesamtkapitalrendite	1,15%	1,28%	1,75%	1,83%	1,97%	2,12%

Als Ergebnis des Vergleichs der Gebäudestandards ist die Eigenkapitalrendite des KfW 100 Standards am höchsten. Es ist festzustellen, dass die erhöhten Baukosten für eine höhere Gebäudeeffizienz, bei einer identischen angenommenen Teilinklusive miete von 10,50 €/m², nicht durch die Kosteneinsparungen durch sinkende Heizverbräuche gerechtfertigt sind (Preise Stand 2021). Die Verlängerung der Anlagennutzungsdauer auf 25 Jahre hat einen Einfluss auf die Eigenkapitalrendite des Vermieters. Das bedeutet, wenn die Nutzungsdauer der energietechnischen Anlagen verlängert werden kann, werden energieeffiziente Bauprojekte rentabler. Daraufhin wurde eine Sensitivitätsanalyse für die Wärmeverbräuche je nach dem Gebäude-

standard KfW 100 und KfW 55 durchgeführt und in Tabelle 3.8 dargestellt. Die Abbildung 3.5 zeigt die Veränderungsrate der Eigenkapitalrendite in Abhängigkeit des Heizverbrauchs gegenüber dem Planwert. Die Steigung der linearen Interpolation zeigt, dass die Sensitivität des KfW 100 Gebäudestandards höher ist.

Tab. 3.8: Entwicklung der Eigenkapitalrendite in Abhängigkeit der Heizverbräuche gegenüber dem Planwert (Anlagennutzungsdauer = 15a)

Heizverbrauch	KfW 55	KfW 100
-40%	3,53%	4,43%
-20%	3,51%	4,40%
0%	3,49%	4,36%
20%	3,47%	4,32%
40%	3,45%	4,27%
60%	3,42%	4,22%
80%	3,40%	4,17%
100%	3,37%	4,12%
120%	3,34%	4,06%

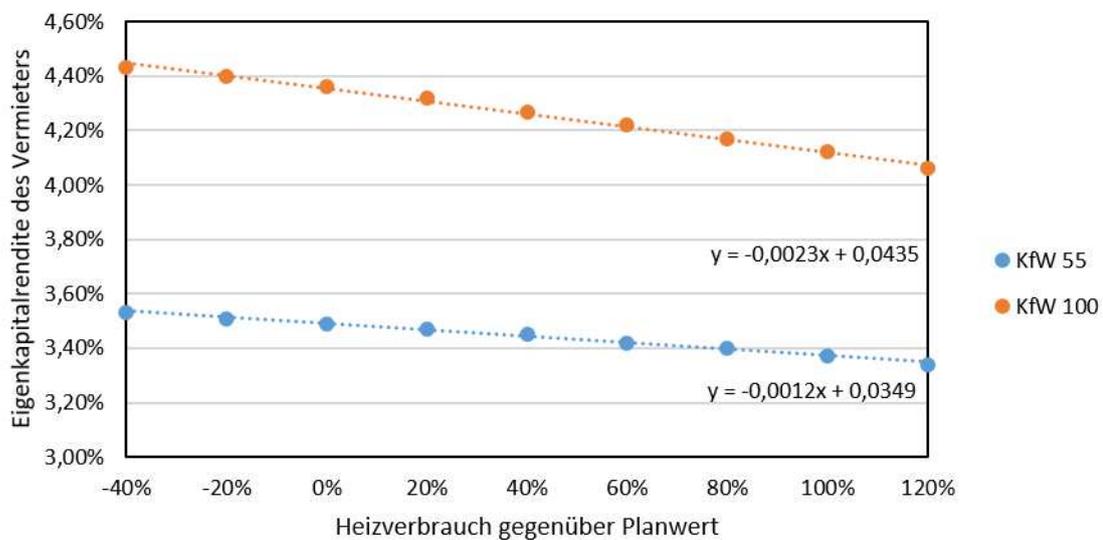


Abb. 3.5: Sensitivitätsanalyse der Eigenkapitalrendite gegenüber dem tatsächlichen Heizverbrauch

Somit ist das Risiko von Mehrverbräuchen beim Heizen durch den Mieter bei einem effizienteren Gebäudestandard geringer. Zusammenfassend kann eine Pauschalmiete bereits bei einem KfW 100 Standard etabliert werden, allerdings mit einem erhöhten Mehrverbrauchsrisiko durch den Mieter. Durch eine erhöhte Anlagennutzungsdauer ist das Teilinklusiv-Mietmodell jedoch rentabler.

3.4.2 Variation der Fördermittel und der CO₂-Steuer

Die nächste Frage bestand darin, wie sich das Geschäftsmodell der Pauschalmiete entwickelt, wenn keine Fördermittel für erneuerbare Energien und energieeffiziente Gebäude zur Verfügung stehen. Und im Gegenzug ab welchem CO₂-Preis das Geschäftsmodell wieder ökonomisch vorteilhaft wäre. Die Tabelle 3.9 gibt eine Übersicht der ermittelten Ergebnisse der Variationen. Betrachtet wurde der Gebäudestandard KfW 55 im Teilkonsum-Mietmodell (identische Randbedingungen wie in Tabelle 3.3 (S. 52)). Die Eigenkapitalrendite sinkt bei Wegfall der Fördermittel auf 3,17 %. Damit ist das Mietmodell der Teilkonsummiete immer noch rentabler als das Standard-Mietmodell. In der Konsequenz werden Investitionen in einen energetisch effizienten Gebäude- und Anlagenstandard unrentabler. Im nächsten Schritt wurde daraufhin untersucht, ab welchem CO₂-Preis ab 2027 die identische Eigenkapitalrendite wie in der Variante mit der Förderung (3,39 %) erreicht werden kann. Dafür wurde iterativ der CO₂-Preis erhöht. Ab einem CO₂-Preis von 470,00 €/t ab 2027 kann durch die Einsparungen der CO₂-Kosten die identische Eigenkapitalrendite in Höhe von 3,39 % erreicht werden. Ein CO₂-Preis in Höhe von 470,00 €/t ist nach aktuellen Preisprognosen unrealistisch.[122, S. 45–50]

Tab. 3.9: Ergebnisübersicht Variation der Fördermittel und der CO₂-Steuer

Gebäudestandard	KfW 55
Eigenkapitalrendite mit Förderung	3,49 %
Eigenkapitalrendite ohne Förderung	3,17 %
nötiger CO ₂ -Preis für Ausgleich Fördereffekt ab 2027 in €/t	470,00

3.4.3 Variation Energiepreis

Weiterhin wurde der Einfluss steigender Energiepreise, unter Angabe realer Verbrauchswerte der teilautarken Häuser in Cottbus, auf das Modell Pauschalmiete untersucht. Es wurden insgesamt vier verschiedene Energietarife betrachtet (Tabelle 3.10): der Preis (verfügbarer realer Tarif in Cottbus) von 2018, von August 2022 und zwei prognostizierte Tarife (Preis von 2022 +10 % und +20 %). Bei den Prognosen wurden die Bilanzdaten aus dem Jahre 2021 verwendet, wobei aufgrund fehlender Datenbasis die kalten Betriebskosten nicht berücksichtigt wurden.

Tab. 3.10: Verwendete Energietarife

Tarif	Gas [€/kWh]	Strom [€/kWh]
Tarif 2018	0,12	0,29
Tarif 2022 (August)	0,28	0,44
Prognose 1 (Tarif 2022 + 10 %)	0,31	0,48
Prognose 2 (Tarif 2022 + 20 %)	0,34	0,53

Zuerst wurden monatliche Pauschalmieten für die vier verschiedenen Energietarife (Vgl. Tabelle 3.10) auf Grundlage der Jahresbilanzdaten von 2020 und 2021 berechnet, wobei sich Werte zwischen $9,61 \text{ €/m}^2\text{Wfl}$ und $11,11 \text{ €/m}^2\text{Wfl}$ ergaben (Vgl. Tabelle 3.11). Neben der Ermittlung der Pauschalmiete ohne jegliche Abzüge, wurden ebenfalls verschiedene Möglichkeiten betrachtet, die die Pauschalmiete senken können. Dazu gehören eine Einspeisevergütung, der Verkauf von Überschussstrom der Sonnenhäuser an ein naheliegendes Bürogebäude und der Verkauf von Nahwärme. Der überschüssige Strom und die ausgespeiste Nahwärme werden zum halben Tarifpreis verkauft und die erzielten Erlöse mit der Pauschalmiete verrechnet. Die Ergebnisse der verschiedenen Varianten, welche in Tabelle 3.11 zu sehen sind, liegen zwischen $9,29 \text{ €/m}^2\text{Wfl.}$ und $11,11 \text{ €/m}^2\text{Wfl.}$ Die monatliche Pauschalmiete für Cottbus beträgt seit 2018 $10,50 \text{ €/m}^2\text{Wfl.}$, mit den örtlichen Energiepreistarifen für August 2022 und realen Jahresbilanzdaten wurde eine etwas höhere Pauschalmiete von $10,70 \text{ €/m}^2\text{Wfl.}$ errechnet. Nach theoretischen Abzügen der PV-Einspeisevergütung und der Erlöse durch den Strom- und Nahwärmeverkauf läge die Pauschalmiete mit $10,25 \text{ €/m}^2\text{Wfl.}$ wieder unter der aktuellen Pauschalmiete. Somit kann festgehalten werden, dass die Entwicklung der Energiepreise bei der Festlegung der Pauschalmiete berücksichtigt werden sollte, um eine Wirtschaftlichkeit des Modells sicherzustellen. Außerdem wirkt sich die Weiterverteilung der überschüssigen Energie der Sonnenhäuser an das Quartier positiv auf die Höhe der Pauschalmiete aus.

Tab. 3.11: theoretische Pauschalmiete für vier Energietarife (Durchschnittswerte), $10,50 \text{ €/m}^2$ ist aktuelle Umsetzung

Pauschalmiete (PM) [$\text{€/m}^2\text{Monat}$]	Tarif 2018	Tarif 2022 (August)	Tarif 2022 + 10 %	Tarif 2022 + 20 %
PM ohne jegliche Abzüge	9,61	10,70	10,90	11,11
PM abzgl. Einspeisevergütung	9,47	10,57	10,77	10,98
PM nach Stromverkauf an Quartier	9,48	10,51	10,69	10,88
PM abzgl. Einspeisevergütung und nach Stromverkauf	9,35	10,38	10,56	10,75
PM abzgl. Einspeisevergütung und nach Strom- und Nahwärmeverkauf	9,29	10,25	10,42	10,60

3.4.4 Variation der Anzahl der Wohneinheiten

Weiterhin wurde die Variation der Anzahl der Wohneinheiten untersucht. Dafür wurde eine durchschnittliche Größe pro Wohneinheit von $64,6 \text{ m}^2$ Wohnfläche angenommen.[215] Die Tabelle 3.12 stellt die Ergebnisse des Vergleichs der Eigenkapitalrendite dar. Mit steigender Anzahl der Wohneinheiten steigt die Eigenkapitalrendite des Vermieters. Ein Grund dafür ist, dass die grundlegenden Kosten für die Errichtung des Gebäudes in allen betrachteten Fällen anfallen. Die Dimensionierung der Anlagentechnik ist dabei abhängig von der An-

zahl der Wohneinheiten und der Wohnfläche des Gebäudes. Je mehr Wohneinheiten im FI-Pauschalmietrechner hinterlegt werden, umso höher ist der Gesamtenergiebedarf und umso größer wird die Anlagentechnik angenommen inklusive der solaren Absorberfläche unbeachtet der verfügbaren Fläche. Die gesamten Investitionskosten in das Gebäude steigen dabei unterproportional zum Anstieg der Wohnfläche. Da von einer konstanten Pauschalmiete in Höhe von $10,50 \text{ €/m}^2 \text{ Wfl.}$ ausgegangen wird, steigt somit die Marge des Vermieters mit steigender Anzahl der Wohneinheiten. Daraus kann geschlossen werden, dass sich die hohen Investitionskosten in die energieeffiziente Gebäudehülle und Anlagentechnik vor allem bei großen Gebäuden mit einer Vielzahl von Wohneinheiten ökonomisch darstellen lassen.

Tab. 3.12: Ergebnisübersicht Variation der Anzahl der Wohneinheiten

Anzahl der Wohneinheiten	4	7	10	16
Eigenkapitalrendite	0,47%	3,49%	4,15%	5,86%

Abschließend ist festzustellen, dass ein energetisch effizienter Standard und der Einsatz von erneuerbaren Energien notwendig sind, um eine Pauschalmiete rechtlich sicher einführen zu können. Um das Risiko von Mehrverbräuchen z.B. bei niedrigen Außentemperaturen eingrenzen zu können, sollten die Wärmeverluste der Gebäudehülle so gering wie möglich sein. Eine Förderung erhöht die ökonomische Vorteilhaftigkeit des Modells, da die CO_2 -Kosten voraussichtlich kurzfristig nicht die nötige entgegenwirkende Höhe erreichen werden. Die Investition in einen energieeffizienten Zustand eines Gebäudes ist vor allem bei einer großen Anzahl an Wohneinheiten ökonomisch vorteilhaft.

3.5 Vergleich der gemessenen Daten in Bezug auf die betrachteten Mietmodelle

Innerhalb des Monitorings der Energieverbräuche haben sich im Haus A folgende Jahresverbräuche für Heizen, Warmwasser und Strom ergeben:

Tab. 3.13: Übersicht geplante vs. tatsächliche Energieverbräuche (2020)

Verbrauch	Heizen	WW	Strom	Einheit
geplant	29872	11303	17902	kWh/a
tatsächlich	51443	10310	14963	kWh/a

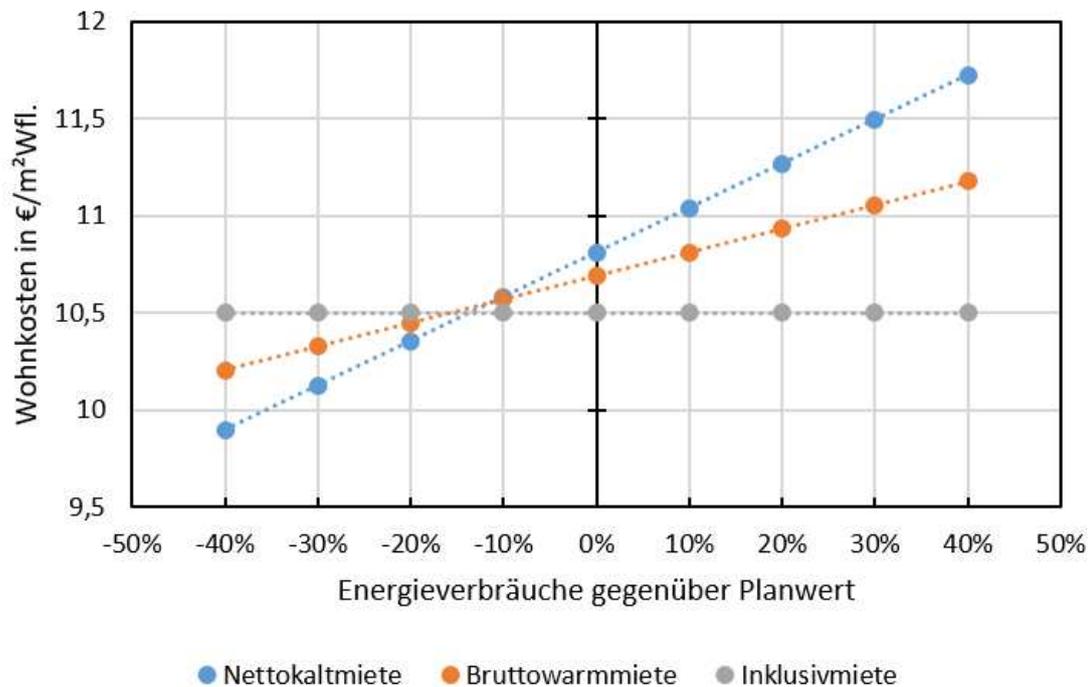
Auf Basis der tatsächlichen Verbräuche der Mieter wurde, unter den oben aufgeführten Randbedingungen, untersucht, wie sich die VoFi-Eigenkapitalrendite des Vermieters je Mietmodell entwickelt. Diese Untersuchung wurde für den KfW 55 Standard (Cottbus) durchgeführt. Die Tabelle 3.14 zeigt, dass unter den tatsächlichen Verbräuchen die VoFi-Eigenkapitalrendite der Inklusivmiete mit 3,30 % am höchsten ausfällt.

Eine weitere wichtige Frage bestand darin, ab wann welches Mietmodell für den Mieter in Abhängigkeit von seinem Verbrauch wirtschaftlich am attraktivsten ist. Dafür wurden unter

Tab. 3.14: Ergebnisübersicht der Eigenkapitalrenditen je Mietmodell unter den tatsächlichen Verbräuchen

EK-Rendite Inklusivmiete	3,43%
EK-Rendite Bruttowarm	3,06%
EK-Rendite Nettokalt	2,73%

den oben genannten Annahmen die Wohnkosten des Mieters in Abhängigkeit der Energieverbräuche von den Planwerten für Heizen, Warmwasser und Strom untersucht. Abbildung 3.6 zeigt, dass eine konstante Inklusivmiete über den Betrachtungszeitraum von 50 Jahren bis 10 % Minderverbrauch für den Mieter die geringsten Wohnkosten in €/m²Wfl. darstellt. Im Umkehrschluss sollten seitens der Wohnungswirtschaft innerhalb von Inklusivmieten Sparanreize für Mieter geschaffen werden, damit sich auch Minderverbräuche über 10 % wirtschaftlich für den Mieter lohnen.

**Abb. 3.6:** Mietmodellvergleich aus Mietersicht

Zusammenfassend ist die Teil-Inklusivmiete im betrachteten Projekt EVERSOL bei den tatsächlich gemessenen Verbräuchen aus dem Jahr 2020 im Vergleich das rentabelste Mietmodell (Vgl. Abbildung 3.6) sowohl für den Vermieter als auch für den Mieter. Selbst die erheblichen Mehrverbräuche an Heizenergie haben nur einen geringen Einfluss auf die VoFi-Eigenkapitalrendite des Vermieters (Stand Versorgerpreise 2020). Die Gründe dafür sind die hohe Autarkiequote für Wärme und Strom und, dass nach wie vor die Hauptumsatzquelle des Vermieters die Nettokaltmiete darstellt. Die zusätzlichen Umsätze aus dem Verkauf von Wärme und Strom führen allerdings zur Rentabilität der Inklusivmiete. Für den Mieter bietet die

Inklusivmiete eine Kostensicherheit. Allerdings sollten zusätzliche Sparanreize für den Mieter geschaffen werden, um unnötig hohe Energieverbräuche zu vermeiden.

3.6 Vernetzung im Quartier

Im Projekt EVERSOL wird der selbst erzeugte Strom aus der PV-Anlage an das anliegende Bürogebäude der eG Wohnen geleitet. Das erhöht den Eigennutzungsgrad des PV-Stroms je Haus erheblich. Gleichzeitig soll zukünftig auch die Wärme der Solarthermieanlage durch ein Nahwärmenetz im Quartier verteilt werden. Die Tabelle 3.15 gibt eine Übersicht zu technischen und rechtlichen Problemen bei der Vernetzung und welche Vor- und Nachteile darin liegen. Auf Basis der gemessenen Daten im Projekt Eversol kann davon ausgegangen werden, dass ca. 8.119 kWh/a Strom in das Bürogebäude eingespeist und dort umgesetzt werden. Unter der Annahme eines Stromvergütungspreises von 0,20 €/kWh, um einen projektspezifischen ökonomischen Ertrag zu erzielen, erhöht sich der jährliche Umsatz des Wohnungsunternehmens durch die Vernetzung um rund 1.600 €. Die VoFi-Eigenkapitalrendite steigt damit von 3,43 % auf 3,53 %.

3.7 Fazit

Die Pauschalmitte kann abschließend als eine Lösungsmöglichkeit für das im Abschnitt 3.1.1 Status Quo beschriebene Anreizproblem, einer energiepolitisch notwendigen, kostenintensiven Investition in Energieeffizienzmaßnahmen (Gebäudehülle, Anlagentechnik, Erneuerbare Energien) ohne die Mieten überproportional anzuheben, darstellen. Die erhöhten Investitionskosten in die energieeffiziente Anlagentechnik und Gebäudehülle könnten hiermit durch die zusätzlichen Umsätze aus dem Verkauf von Wärme und Strom an den Mieter ökonomisch vorteilhaft umgelegt werden. Das Risiko von Mehrverbräuchen durch die Mieter kann durch die hohen solaren Deckungsgrade für Wärme und Strom bei „günstigen“ Bezugskonditionen durch Versorger (Strom, Gas) abgedeckt werden. Gleichzeitig profitieren die Mieter von den stabilen Preisen für Wärme und Strom. Durch die hohen Eigendeckungsgrade sind sowohl Mieter als auch Vermieter weniger abhängig von den Preisentwicklungen fossiler Brennstoffe, Strom und der CO₂-Steuer. Insgesamt bietet die Inklusivmiete eine höhere Eigenkapital-Rendite als das Standard-Mietmodell.

Tab. 3.15: Übersicht zur Vernetzung von Wärme und Strom im Quartier

	Wärmevernetzung im Quartier	Stromvernetzung im Quartier
Rechtliche Probleme		Strom kann nur im unmittelbaren räumlichen Zusammenhang zu dem Gebäude erzeugt und unmittelbar nach Erzeugung oder nach vorübergehender Speicherung selbst genutzt werden[38, S. 36] → kann nicht über Leitungen eines öffentlichen Verteilungsnetzes geführt werden → nicht über Grundstücksgrenze hinaus
Vorteile	<p>Lokale Solarenergiepotentiale werden im gesamten Quartier verteilt und dadurch nutzbar gemacht</p> <p>Der Restenergiebedarf aus Fernwärme wird auf ein Minimum reduziert</p> <p>Eng bebaute Siedlungen können regenerative Wärme nutzen, ohne auf jedem einzelnen Grundstück eine Wärmequelle erschließen zu müssen[129, S. 3]</p>	<p>Lokale Solarenergiepotentiale werden im Quartier verteilt und erhöhen dadurch den wirtschaftlichen Erfolg des Hauskonzepts</p> <p>Der Restenergiebedarf aus Strom aus dem Netz wird reduziert</p> <p>Eng bebaute Siedlungen können regenerativen Strom nutzen, ohne auf jedem einzelnen Gebäude eine Stromquelle installieren zu müssen</p>
Nachteile	<p>Zusätzliche Investition in das Nahwärmenetz</p> <p>zusätzliche techn. Komponenten (Komplexität steigt)</p> <p>muss in z.T. bestehende Heizungsnetze integriert werden (Kompatibilität)</p> <p>Kommunikation der Wärmezentralen untereinander)</p>	<p>Zusätzliche Investitionen in Stromnetze im Quartier</p> <p>unklare rechtliche Rahmenbedingungen (Steuerlich, Anbieterfreiheit, etc.)</p> <p>Vermieter übernimmt Sicherstellung der Versorgung (inkl. techn. Betreuung) = Personal-, Zeit-, und Geldaufwand</p>

4 Simulationsgestützte Analysen

4.1 Matlab/Simulink Modell von Gebäude und Quartier

Die Gebäude werden in einem eigenen Modell mit Hilfe von von *Matlab Simulink*® modelliert. Dafür werden Funktionsblöcke aus den Toolbox-Sammlungen *EDGAR* [119] und *CARNOT* [3; 143] verwendet.

Input-Parameter

Zur Abbildung des Strom -und Warmwasserverbrauchs wurden sieben verschiedene synthetische Lastprofile verwendet. Diese wurden für jede Wohnung mit dem *LoadProfileGenerator* [142; 143] generiert. Diese summieren sich zu einem jährlichen Stromverbrauch von 16,9 MW h/a und einem Warmwasserbedarf von 29 MW h/a. Für die Wetterdaten wurde das Testreferenzjahr am Standort Cottbus vom Deutschen Wetterdienst (DWD) verwendet [51]. Daraus ergibt sich eine jährliche Sonneneinstrahlung von 1.017 kWh/m² und eine mittlere Temperatur von 9,95 °C.

Weitere Eingabeparameter, die mit dem Nutzerverhalten zusammenhängen sind die eingestellte Raumtemperatur, sowie das Lüftungsverhalten. Es wird davon ausgegangen, dass die Bewohner zusätzlich zur automatischen Lüftungsanlage manuelle Fensterlüftungen vornehmen. Dies wird durch die Luftwechselrate von 0,5 h⁻¹ abgebildet, was nach Felsmann [67] einem durchschnittlichen manuellen Lüftungsverhalten entspricht. Analog wird die Zieltemperatur der Heizungsanlage auf 20,5 °C festgelegt, was die Obergrenze des durchschnittlichen Nutzerverhaltens nach [67] darstellt.

Heizwärmebedarf

Die thermische Heizleistung des Gebäudes wird aus dem Zonenmodell nach DIN V 18599 [55] bestimmt. Dabei wird jede Wohnung durch eine Zone repräsentiert. Zusätzlich werden die beiden Technikräume, sowie das Treppenhaus durch eine einzelne Zone berücksichtigt.

Die Temperaturänderungen jeder Zone werden nach der Differentialgleichung 4.1 aus der Energiebilanz bestimmt. Für die Energiebilanz werden wiederum die einzelnen Wärmeströme nach Gleichung 4.2 berücksichtigt. Aus den internen Wärmequellen wird dann der nötige Heizwärmebedarf ermittelt, der durch die Anlagentechnik abzudecken ist. [119].

$$\frac{dE_{\text{th,Zone}}}{dt} = m_{\text{Zone}} \cdot c_{p,\text{Zone}} \cdot \frac{dT_{\text{Zone}}}{dt} \quad (4.1)$$

$$\frac{dE_{\text{th,Zone}}}{dt} = \dot{Q}_{\text{solar}} + \dot{Q}_{\text{trans}} + \dot{Q}_{\text{lüft}} + \dot{Q}_{\text{exch}} + \dot{Q}_{\text{int}} + \dot{Q}_{\text{kühl}} \quad (4.2)$$

\dot{Q}_{Solar}	passive solare Gewinne über Fenster
\dot{Q}_{trans}	Transmissionswärmestrom nach außen über Boden, Decke, Fenster und Wände
\dot{Q}_{exch}	Transmissionswärmestrom zwischen benachbarten Zonen
$\dot{Q}_{\text{lüft}}$	Wärmeverluste durch Lüftung über Wärmerückgewinnung, Fensterlüftung nicht betrachtet
\dot{Q}_{int}	interne Wärmequellen durch Heizung, elektrische Geräte und Bewohner (Körperwärme)
$\dot{Q}_{\text{kühl}}$	interne Wärmesenke über Fußbodenkühlung

Submodell der Energiesysteme

Das dynamische Teilmodell des thermischen Energiesystems besteht aus der Solarthermie-Anlage und einem Gaskessel für die Energieversorgung, Heizungsanlage und Frischwasserstation für den Energieverbrauch, sowie einem Wärmespeicher für den saisonalen Ausgleich. Die Energieversorgung der Solarthermie-Kollektoren ergibt sich aus der Sonneneinstrahlung, Umgebungstemperatur und den Temperaturen im Wärmespeicher [207]. Das Subsystem der Anlagentechnik zur Wärmeversorgung ist in Abbildung D.5 leicht vereinfacht dargestellt. Die darin genannten Funktionsblöcke (z.B. Solarthermie) sind ebenfalls Subsysteme, die durch Signale verbunden sind. Diese Signale übermitteln zum Beispiel bei Wärmeträgern Informationen über Temperatur und Volumenstrom des Mediums. Innerhalb der Funktionsblöcke wird durch numerisches Lösen der Differentialgleichung die Änderung der Temperatur berechnet, die bei Durchlaufen des Solarthermie (ST)-Kollektors auftritt.

Die Photovoltaik (PV)-Strombereitstellung wird mit einem generischen Modell, basierend auf der *CARNOT* Toolbox-Sammlung [211] unter Berücksichtigung von Wetterdaten und technischen Parametern berechnet. Die Degradation der Lithium-Batterie wird nicht berücksichtigt. Der Schattenwurf durch umliegende Gebäude wird bei der Berechnung der PV- und ST-Energieversorgung nach Quaschnig [147] berücksichtigt.

4.2 Potentiale wärmeseitige Quartiersvernetzung

Realisiertes Quartier in Cottbus

Die vorgestellten teilenergieautarken Mehrfamilienhäuser (MFH) in Cottbus wurden in das bestehende Wohnquartier „Kahrener Straße“ der eG-Wohnen integriert. Das so entstandene Quartier ist in Abb. 4.1 dargestellt. Bei den Gebäuden im Norden (Nr. 14 und 15) handelt es sich um die Sonnenhäuser. Darum angeordnet sind drei Wohnblöcke der eG-Wohnen, bei denen es sich um Objekte in Platten-Bauweise handelt. Südlich ca. 100 m entfernt, liegt ein Bürogebäude (Nr. 16).

Da es sich bei dem Quartier um ein Forschungs- und Testprojekt handelt, wurden im Quartiernetz nur ausgewählte Gebäude angeschlossen. Es wurde eine Nahwärmeleitung verlegt, um die solaren Überschüsse aus den Solarthermie-Anlagen der Sonnenhäuser an den südlichen Wohnblock (Heinrich-Albrecht-Straße 9-15) abzugeben. Die Überschüsse werden an zwei Warmwasserspeicher übertragen, die ausschließlich zur Bereitstellung von warmen Brauchwasser dienen. Diese beiden Pufferspeicher haben jeweils ein Volumen von 1.000 L und sind in Reihe geschaltet. Da der Bedarf für Warmwasser nicht immer durch den Quartierspeicher gedeckt werden kann, wird der Speicher nur als Vorwärmung des WW genutzt. Die verbleibende Temperaturdifferenz bis zur Zieltemperatur (i.d.R. 65 °C) erfolgt durch eine separate Gastherme inklusive Wärmeübertrager. Die Bereitstellung von Heizenergie für die verbleibenden Gebäude (außer den Sonnenhäusern) erfolgt über eine Gastherme.

Zur Nutzung von Stromüberschüssen im Quartier ist die Direktleitung zwischen den teilautarken MFH und dem Bürogebäude vorgesehen. Diese Leitung dient gleichzeitig der Versorgung der Gebäude mit Netzstrom, da diese nicht über einen eigenen Anschluss verfügen. Können die Photovoltaik-Überschüsse nicht im Bürogebäude genutzt werden, erfolgt die Einspeisung über den Netzanschluss des Bürogebäudes. In Tabelle 4.1 sind die beiden mit den Sonnenhäusern vernetzten Gebäude charakterisiert.

Tab. 4.1: Daten der neben den Sonnenhäusern im Quartier verbundenen Gebäude [75]

	Wohnblock	Bürogebäude
Adresse	Heinrich-Albert-Straße 9-15	Heinrich-Albert-Straße 16
Gebäudetyp	P2 (Großtafelbauweise)	k.A.
Nutzgrundfläche	4.095 m ²	k.A.
Wohneinheiten	70	-
Warmwasserverbrauch ¹	90.000 kW h/a	-
Stromverbrauch ²	-	69.000 kW h/a

¹: Werte bereitgestellt von eG-Wohnen

²: Werte Hochgerechnet aus zwei Zählerständen zw. Nov 2018 und Mrz 2020

Potential Nahwärmeleitung

In Cottbus wurde ein weitgehend dem Modell des Nahwärmenetzes entsprechendes Konzept umgesetzt. Da außer dem Volumen des Quartierspeichers keine Angaben verfügbar sind, werden folgende Annahmen getroffen. Als Grundlage für Proportionen (Höhe/ Durchmesser) wird

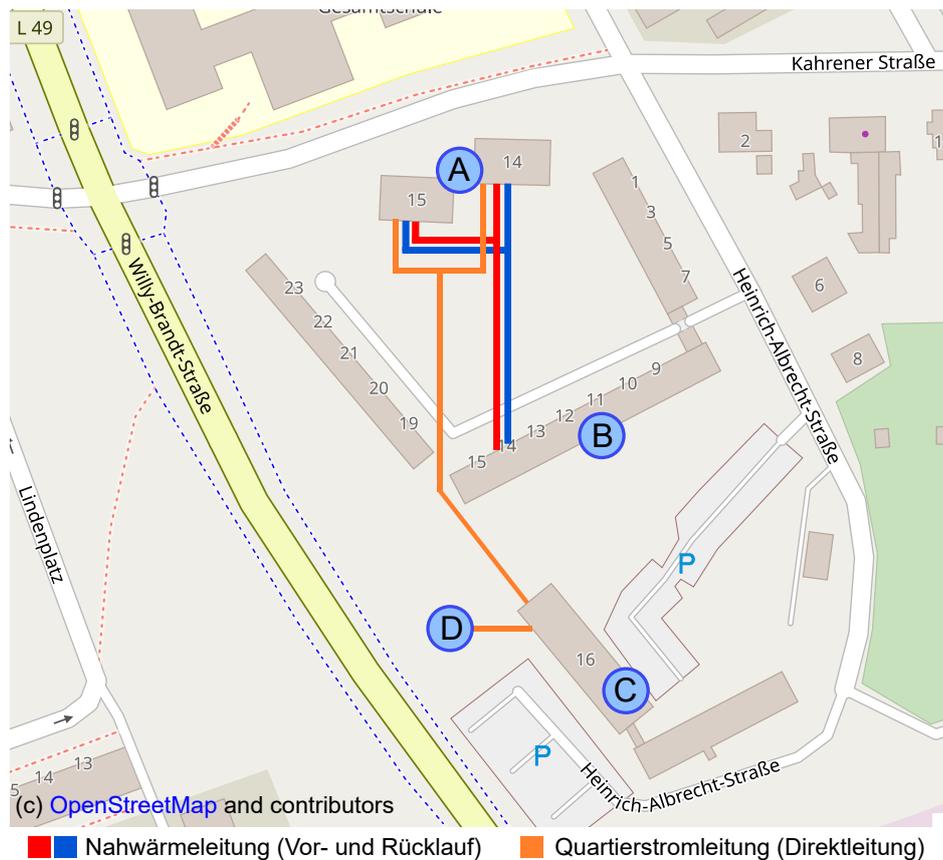


Abb. 4.1: Quartier Kahrener Straße mit schematischer Darstellung der Vernetzung zwischen Gebäuden (entspricht nicht tatsächlicher Verlegung); A: Sonnenhäuser, B: Wohnblock Nr. 9-15, C: Bürogebäude, D: Anschluss ans öffentliche Stromnetz

die Verwendung eines Standard-Energiespeichers für Frischwasserstationen für Sonnenenergieanlagen (kombiniert mit Holz/ Gas/ Öl) [101, S. 15] angenommen. Für die relative Höhe der Anschlussstutzen bezogen auf die Gesamthöhe werden die gleichen Werte verwendet, wie bei den Langzeitspeichern im Sonnenhaus. Die Annahmen sind in Tabelle 4.2 zusammengefasst.

Im realisierten Fall findet kaum Kommunikation zwischen den drei Gebäuden zur Steuerung der Nahwärme-Pumpen statt. Stattdessen wird jeweils abwechselnd einem Sonnenhaus für die untere Schichttemperatur im Quartierspeicher ein Wert deutlich höher als den maximalen 90°C übermittelt. Dadurch wird die Nahwärme-Pumpe im Gebäude nicht freigegeben, wodurch immer nur ein Haus in die Nahwärmeleitung einspeisen kann. Aus diesem Grund ist es möglich, dass ein Gebäude nichts einspeist, obwohl die Speichertemperaturen dies erlauben würden.

Im Modell wurde deshalb eine Steuerung entwickelt, die alle relevanten Temperaturen (s. Tab. 4.1) prüft und entscheidet, welches Gebäude einspeisen darf. Sind in beiden Gebäuden die Mindesttemperaturen überschritten, findet eine Abwechslung aller zwei Stunden statt. Für alle Temperaturgrenzwerte ist eine Hysterese-Schaltung hinterlegt, um ein zu häufiges An- und Abschalten zu verhindern.

Tab. 4.2: Annahmen über Nahwärmeleitung und Quartierspeicher

Auslegung Quartierwärmespeicher	
Volumen	2 x 1000 l
Höhe nach [101]	2,1 m
Durchmesser nach [101]	1,1 m
Anschlusshöhe Nahwärme	Vor: 0,36 m; Rück: 1,49 m
Anschlusshöhe Warmwasser	Vor: 2,00 m; Rück: 0,29 m
Anfangstemperatur des Speichers	9,5 °C (anliegende Frischwassertemperatur)
Regelung	
$\vartheta_{min;Schicht}$ im Sonnenhaus zur Freigabe	Vorlauf NW: 60 °C; Rücklauf NW: 45 °C
$\vartheta_{max;Schicht}$ im Quartierspeicher zur Freigabe	Unten: 90 °C
Volumenstrom in Nahwärmeleitung \dot{V}_{NW}	500 l/h

Auf der Entnahmeseite des Quartierspeichers steht der Wohnblock 9-15, dessen Warmwasserbedarf mit rund 90.000 kWh gemessen wurde. Die Implementierung des WW-Lastprofils erfolgt durch das Addieren zufälliger Lastprofile des *LoadProdilGenerator* bis zu dem benötigten Jahreswärmeverbrauch. Der nach dem Profil vorliegende Massestrom wird mit der Ausgangstemperatur von 9,5 °C durch den Speicher geleitet und je nach Temperaturschichtung erwärmt. Es folgt, dass das Warmwasser auch auf Temperaturen höher als die geforderten 65 °C erwärmt werden kann und damit mehr Wärme übertragen wird, als eigentlich notwendig wäre. Um die genutzte Wärme aus dem Quartierspeicher zu messen, wird im Modell ein Wärmemengenzähler integriert. Die Wärmeverluste über die Nahwärmeleitung werden nicht berücksichtigt.

Die Berechnung des Deckungsgrads der Warmwasserversorgung im Wohnblock durch die Sonnenhäuser nach Gleichung 4.3. Um einen Deckungsgrad größer 1 zu verhindern, ist die Vorlauftemperatur T_{vor} nach Erwärmung im Quartierspeicher in der Berechnungsformel auf 65 °C beschränkt.

$$QDG_{WW} = \frac{\dot{V}_{WW} \cdot \rho \cdot c_p (T_{vor} - 9,5) K}{\dot{V}_{WW} \cdot \rho \cdot c_p (65 - 9,5) K}, \text{ wobei } T_{vor} \leq 65^\circ\text{C} \quad (4.3)$$

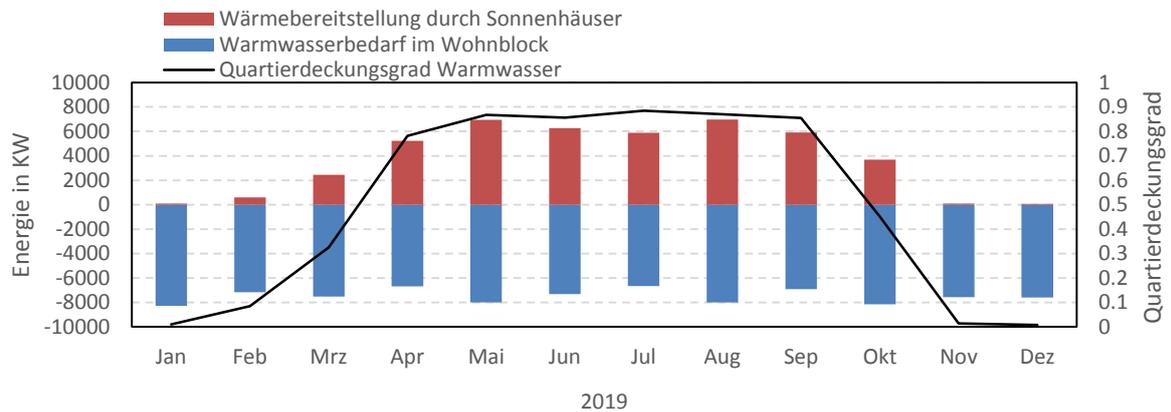
Ergebnisse der Potentialanalyse zur Nahwärmeleitung

In Abbildung 4.2 ist der kumulierte monatliche Warmwasserbedarf im Wohnblock (Nr. 9-15), die durch die beiden Sonnenhäuser bereitgestellte Wärmemenge, der Quartierdeckungsgrad und das Temperaturprofil im Quartierspeicher dargestellt. Zwischen Februar und Oktober besteht das Potential, Wärme ins Quartier abzugeben (Abbildung 4.2a). Über ein Jahr betrachtet, könnte nach Simulationsergebnissen rund die Hälfte des WW-Bedarfs durch die Nahwärmeleitung gedeckt werden, von April bis September sogar über 80 %.

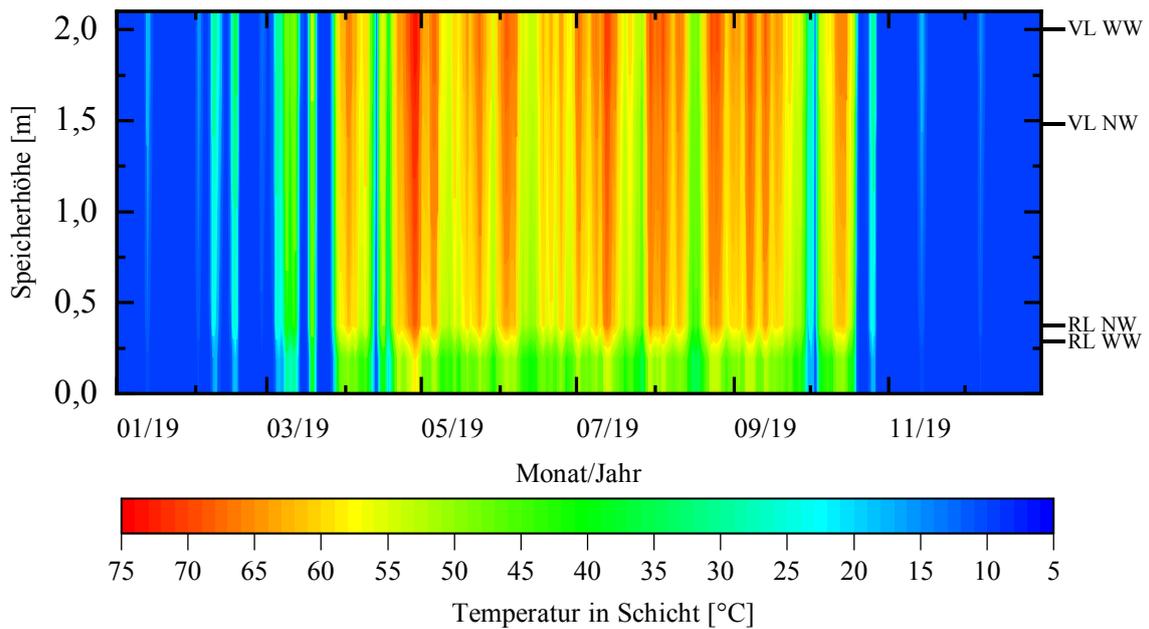
Schon im März können 30 % der Wärme durch Vorwärmung auf 30–40 °C von den Sonnenhäusern bereitgestellt werden. Eine GBWT dient als Sicherheitspuffer und Nacherhitzer im Wohnblock. Dies kann bei geringen verbleibenden Temperaturdifferenzen im Sommer zu sehr

geringen Wirkungsgraden der GBWT führen, da diese dann nur eine Teillast erbringen muss. Es muss geprüft werden, ob im Realfall das Frischwasser tatsächlich im Durchlaufprinzip von 9°C auf 65°C erwärmt werden kann, wenn der Speicher mit Volumenströmen bis zu 2.000 L/h durchströmt wird. Die Fläche des inneren Wärmeübertragers im Quartierspeicher muss groß genug sein, um die nötige Erwärmung bei hohen Volumenströmen zu erreichen. Dies wird bisher im Modell nicht berücksichtigt, da hier im Speichermodell kein innerer Wärmeübertrager verfügbar ist.

Aus dem Temperaturprofil des Quartierspeichers (Abbildung 4.2b) geht hervor, dass im Speicher fast immer eine homogene Temperaturverteilung oberhalb der Rücklaufstutzen von Nahwärme (NW) und WW bei $0,4\text{ m}$ vorliegt. An den vertikalen Streifen im Temperaturprofil, die durch eine tägliche Schwankung der Speichertemperatur verursacht werden, wird ersichtlich, dass auch die Vorlauftemperatur des Warmwassers im Tagesverlauf um bis zu 30 K schwankt. Diese Schwankung wird durch die hohen WW-Volumenströme und der damit verbundenen Abkühlung des Quartierspeichers verursacht. Dem könnte durch Vergrößerung des Speichers, oder durch Regelung des Volumenstroms in der Nahwärmeleitung in Abhängigkeit vom Temperaturprofil im Quartierspeicher vorgebeugt werden.



(a) Wärmebilanz der Warmwasserbereitung im Wohnblock Nr. 9-15



(b) Verlauf der Temperaturen in jeder Schicht des Quartierwärmespeichers

Abb. 4.2: Potentialanalyse zur Übertragung von Überschusswärme in Nahwärmeleitung (Simulationsergebnisse)

4.3 Potentiale stromseitige Quartiersvernetzung

Für die Modellierung des Bürogebäudes (Heinrich-Albert-Straße 16) wird das Stromlastprofil erstellt. Dafür werden repräsentative Lastprofile für Gewerbe des VDEW herangezogen. Es wird das voreingestellte Profil „Gewerbe Werktags 8-18 Uhr“ verwendet und auf den Jahresverbrauch von 69.000 kWh/a skaliert [74].

Im Simulationsmodell wird die Stickleitung von den beiden Sonnenhäusern zu dem Bürogebäude eingefügt. Die von den beiden Wohngebäuden eingespeiste Leistung, kann damit im Bürogebäude verbraucht werden, wenn der entsprechende Bedarf vorliegt. Die im Bürogebäude anliegende Leistung $P_{Büro}$ resultiert aus der Differenz zwischen der von den Sonnenhäusern bereitgestellten Leistung $P_{H1 \rightarrow Quartier}$ und dem Verbrauch im Bürogebäude $P_{V,Büro}$ (s. Gleichung 4.4). Die ins Verteilnetz eingespeiste Leistung, die nicht im Büro genutzt werden kann, ergibt sich nach Gleichung 4.5, wenn $P_{Büro}$ größer als Null ist. Kann der Stromverbrauch des Bürogebäudes nicht vollständig aus dem Quartier gedeckt werden ($P_{Büro} < 0$), wird der Rest aus dem Verteilnetz bezogen (s. Gleichung 4.6).

$$P_{Büro} = (P_{H1 \rightarrow Quartier} + P_{H2 \rightarrow Quartier}) - P_{V,Büro} \quad (4.4)$$

$$P_{Einspeisung} = \begin{cases} P_{Büro}, & \text{wenn } P_{Büro} > 0 \\ 0, & \text{wenn } P_{Büro} < 0 \end{cases} \quad (4.5)$$

$$P_{Netz} = \begin{cases} 0, & \text{wenn } P_{Büro} > 0 \\ |P_{Büro}|, & \text{wenn } P_{Büro} < 0 \end{cases} \quad (4.6)$$

Erstellung von Prognosen auf Basis bisheriger Messwerte

Für die Erstellung der Prognosen von PV- und Verbrauchsleistung wird ein Verfahren angewendet, welches Prognosen ausschließlich mit Messwerten der vergangenen Stunden und Tage erstellt. Eine Verknüpfung mit Wettervorhersagen und ein Bezug auf Standard-Lastprofile ist nicht erforderlich. Der in diesem Projekt entwickelte Code zur Erstellung der Prognosen basiert auf den durch die HTW-Berlin im Rahmen der *50 %-Studie* [206] bereitgestellten Matlab-Code. Dieser wurde zur Echtzeit-Nutzung in Simulink angepasst.

Grundlage für die Bildung der Lastprognose ist die Persistenz¹. Es wird angenommen, dass der Verlauf zum einen dem Verlauf des letzten Tages (Tagespersistenz) und zum anderen dem momentan gemessenen Wert (Persistenz) gleicht. Für die Gewichtung des Einflusses der Tagespersistenz (s. Abb. 4.3 links, in grau) zur Persistenz (in grün) wird ein exponentieller Verlauf angenommen: je weiter der Prognosewert in der Zukunft liegt, desto größer wird der Einfluss der Tagespersistenz. Die Berechnung der Leistung an einem Zeitpunkt in der Zukunft ($t + t_{prog}$) erfolgt mit Gleichung 4.7 unter Berücksichtigung der Gewichtungsfaktoren g_1 (Gl. 4.8) und g_2 (Gl. 4.9) [13; 206].

¹das Bestehenbleiben eines Zustands über längere Zeit

$$P_{Last,prog}(t + t_{prog}) = g_1(t_{prog}) \cdot P_{Last,t-1} + g_2(t_{prog}) \cdot P_{Last,t-144+t_{prog}} \quad (4.7)$$

$$g_1(t_{prog}) = \frac{1}{e^{-0.1}} \cdot e^{-0.1 \cdot t_{prog}} \quad (4.8)$$

$$g_2(t_{prog}) = 1 - g_1 \quad (4.9)$$

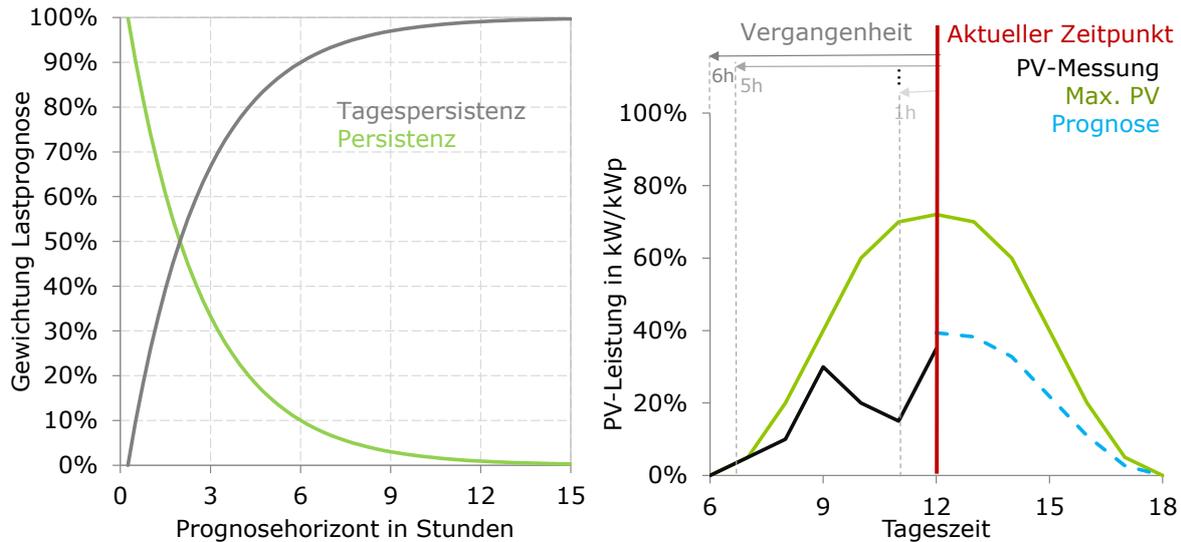


Abb. 4.3: Gewichtung der Lastprognose über den Prognosehorizont (links). Ermittlung der PV-Prognose bei Berücksichtigung verschiedener Zeiträume aus vergangenen Messwerten der PV-Erzeugung (rechts) nach [13]

Für die PV-Prognose wird ein ähnlicher Ansatz gewählt. Auch hier erfolgt die Berechnung anhand historischer Messwerte am Standort. Dafür wird die aktuelle Wetterlage k_{PV} berechnet, indem die Summe der PV-Leistung des aktuellen Tages auf die Summe der maximalen PV-Leistung innerhalb der letzten zehn Tage bezogen wird (Gl. 4.10). Ein Wert nahe 1 deutet demnach auf einen wolkenlosen Himmel und ein Wert von nahe 0 auf eine komplette Bewölkung hin. Da immer ein aktueller Wert der PV-Leistung größer als Null für die Prognose erforderlich ist, kann die Prognose erst nach Sonnenaufgang mit Beginn des ersten gemessenen Ertrags erstellt werden. Somit kann auch das Akku-Lademanagement erst verzögert einsetzen.

Die Prognose der zukünftigen PV-Leistung erfolgt durch Skalierung der aktuellen Wetterlage mit dem Verlauf der maximalen PV-Erzeugung der letzten zehn Tage (Gl. 4.11). Der Wetterlagefaktor k_{PV} ist dabei konstant für die Prognose der nächsten Stunden, da angenommen wird, dass sich die Wetterlage nicht innerhalb weniger Stunden ändern wird. Bei Auftreten eines Wetterumschwungs kommt es hier zu Abweichungen zwischen Prognose und Messwerten. Entscheidend für eine stabile Prognose ist die optimale Wahl des Rückblick-Zeitfensters, der von den Autoren mit drei Stunden ermittelt wurde. Ein kürzerer Zeitraum würde zu stark oszillierenden Prognosen führen, da jeder Wolkenzug sofort die aktuelle Wetterlage k_{PV} be-

einträchtig, während ein zu langer Zeitraum die Prognose zu stark glättet [13; 206].

$$k_{PV}(t, z) = \frac{\sum_{n=t-z}^{t-1} P_{PV}(n)}{\sum_{n=t-z}^{t-1} P_{PV,max}(n)}, P_{PV,max} > 0 \ \& \ P_{PV} > 0 \quad (4.10)$$

$$P_{PV,prog}(t_{prog}) = k_{PV}(t, z) \cdot P_{PV,max}(t) \quad (4.11)$$

Akku-Lademanagement

Die Differenz zwischen PV-Produktion $W_{el,PV,prog,t}$ und Hausverbrauch $W_{el,V,prog,t}$ ergibt die zu jeder Zeiteinheit t verfügbaren Überschüsse oder Defizite $W_{el,Überschuss,t}$, die entweder in den Akku, oder in das Quartier gespeist werden können (s. Gl. 4.12). Als Zeiteinheit wird die Simulationsschrittweite von 10 Minuten gewählt. Durch Summierung der positiven Überschüsse wird der gesamte Tages-Überschuss berechnet. Dieser wird mit dem Ladungsdefizit² des Akkus am Beginn des Tages verglichen. Ist der Tagesüberschuss kleiner als das Ladungsdefizit des Akkus, wird kein Lademanagement durchgeführt. Sämtliche Überschüsse werden dann direkt zur Akkuladung verwendet, um diesen bis zum Abend möglichst vollständig zu laden.

$$\sum_{t=1}^{144} W_{el,Überschuss,t} = \begin{cases} W_{el,PV,prog,t} - W_{el,V,prog,t}, & \text{wenn}(W_{el,PV,prog,t} - W_{el,V,prog,t}) > 0 \\ 0, & \text{wenn}(W_{el,PV,prog,t} - W_{el,V,prog,t}) \leq 0 \end{cases} \quad (4.12)$$

Ist die Tagessumme des Überschusses größer als das Ladungsdefizit, wird der Algorithmus zur Ladungssteuerung durchgeführt. Dieser wurde als Matlab-Code erstellt und mit einem *Matlab Function*-Block in das bestehende Modell integriert. Eingangsgrößen für das Modell sind die Prognosen der erwarteten PV-Leistung und die Hausverbrauchsleistung, deren Erstellung oben beschrieben wurde. Ausgehend vom Tagesprofil des Überschusses wird ein Algorithmus entwickelt, der die dynamische Einspeisegrenze (Abb. 4.4 in rot) solange absenkt, bis die Summe der Überschüsse oberhalb dieser Grenze dem aktuellen Akkuladungsdefizit entspricht. Dabei wird stets ausgehend vom aktuellen Zeitpunkt des Simulationsschrittes (schwarze Linie) vorgegangen. Ergebnis der Berechnung ist ein Soll-Verlauf des Akku-Inputs und Quartier-Inputs für den fortlaufenden Tag. Nach Umrechnung in einen mittleren Leistungswert für 10 Minuten wird die Prognose in das Simulink-Modell übergeben.

Ergebnisse der Potentialanalyse zum Stromquartiernetz

Die Funktionalität des entwickelten Lademanagements wird im folgenden untersucht. In Abbildung 4.5 ist der simulierte mittlere Tagesgang der PV-Leistung für den Monat Juli darge-

²elektrische Energie, die zur vollständigen Ladung des Akkus nötig ist

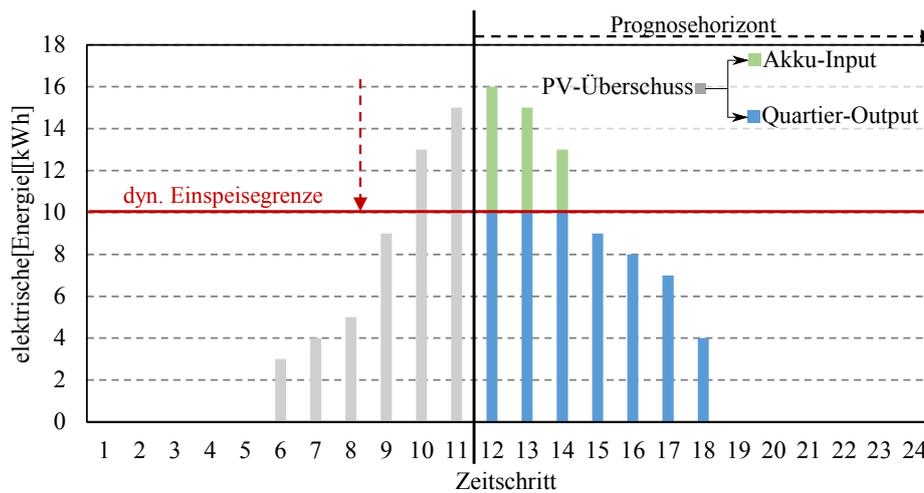


Abb. 4.4: grafische Darstellung des Algorithmus zur Akku-Ladesteuerung mit fiktiven Werten, Höhe der Säulen = PV-Überschüsse; dynamische Einspeisegrenze wird so lange nach unten verschoben, bis Akku-Input zum vollständigen Laden des Akkus bis Tagesende reicht

stellt. Die PV-Leistung entspricht der Summe von PV-Direktverbrauch, Netz-Einspeisung und Akku-Input, deren Aufteilung in Abbildung 4.5 gezeigt wird. Zur Linken ist der Tagesgang für das Szenario mit priorisierter Akku-Ladung dargestellt. Es wird kein Lademanagement angewendet, sodass der Akku in den Morgenstunden voll geladen wird, worauf die Einspeisung sämtlicher Überschüsse ab dem Mittag folgt. Auf der rechten Seite ist der gleiche Monat unter Nutzung des entwickelten Akku-Lademanagements dargestellt. Es ist deutlich zu erkennen, dass der Akku im Mittel zwischen Vormittag und Mittag geladen wird. Eigentliches Ziel ist die Ladung des Akkus am Mittags-Höhepunkt um dieses zu reduzieren. Dies ist teilweise gelungen. Im Monatsmittel wird der Akku eher in den Morgenstunden geladen, anstatt wie geplant während des Mittag-Hochpunkt. Dies deutet darauf hin, dass die prognostizierten Überschüsse des laufenden Tages zu gering sind und der Akku deshalb früher als nötig geladen wird. Entweder die PV-Leistung wird zu gering, oder die Gebäudestromlast zu hoch prognostiziert. Dadurch wird nach dem ermittelten Ladefahrplan der Akku am Vormittag zunächst stark geladen, was erst bei einer erneuten Berechnung der Prognosewerte um 7:00, 9:00, 11:00, 13:00 und 15:00 korrigiert wird³. Trotzdem konnte durch das Lademanagement im Mittel die Einspeisung am Mittags-Hochpunkt um 2 kW reduziert werden, woraus eine Entlastung der Verteilnetze resultiert [82; 204].

Des Weiteren ist durch das spätere Erreichen des maximalen SOC mit einer Verringerung der Energieverluste durch Halten der Akkuladung und einer Erhöhung der Akkulebensdauer zu rechnen [45; 114; 206]. Für den solaren Deckungsgrad oder den Eigenverbrauchsanteil aus Sicht des einzelnen Gebäudes ändert sich jedoch nichts. Allerdings steht nun dem Bürogebäude die Einspeiseleistung in den Morgenstunden zur Verfügung, was zu einer Erhöhung des Quartierdeckungsgrads führt. Dieser berechnet sich als Anteil der elektrischen Energie, die

³auf die Möglichkeit der Neuberechnung zu jedem Zeitschritt (10 min) wird zugunsten der Rechenperformance verzichtet

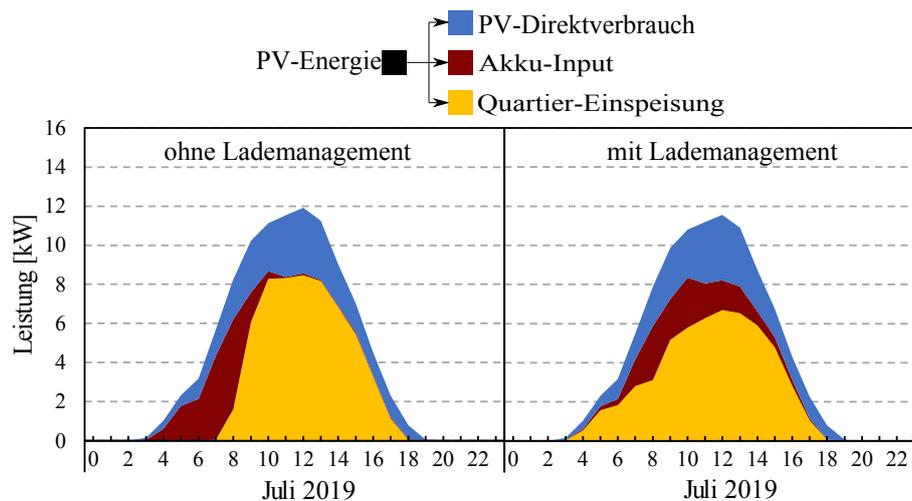


Abb. 4.5: Vergleich von Simulationsergebnissen ohne und mit Akkulademanagement für Haus 1 im Juni 2019

das Bürogebäude aus der Quartierleitung bezieht (vgl. Gleichung 4.13).

$$QDG_S = \frac{W_{B.Quartier}}{W_{V.Büro}} \quad (4.13)$$

In Tabelle 4.3 sind die Simulationsergebnisse der Potentialanalyse des Stromquartiersverbunds dargestellt. Zusätzlich sind die Ergebnisse der Parametervariation des Stromverbrauchs im Bürogebäude beigefügt. In den Schritten 1 und 2 wird der Stromverbrauch ausgehend von dem abgeschätzten Jahresverbrauch von ca. 69.000 kWh/a mit dem Faktor 0,75 und 0,5 verringert. Für das Last-Profil wird weiterhin der Typ „Gewerbe Werktags 8-18 Uhr“ verwendet. Bei dem Stromverbrauch von ca. 69.000 kWh/a wird ein Quartierdeckungsgrad von 23 % erreicht, wenn kein Lademanagement angewendet wird. Durch die Einführung des Lademanagements konnte der Quartierdeckungsgrad um Prozent-Punkte gesteigert werden (Eigenverbrauch + 850 kWh/a), woraus geschlossen wird, dass der Nutzen des Lademanagements marginal ist. Zur Erklärung werden folgende Gründe festgestellt:

1. Das verwendete Lastprofil „Gewerbe Werktags 8-18 Uhr“ zeigt im Tagesgang ein deutliches Maximum in den Mittagsstunden und deckt sich bereits ohne Lademanagement gut mit dem Tagesgang der Einspeiseleistung der Sonnenhäuser.
2. Der Stromverbrauch und damit die angeforderte Leistung des Bürogebäudes ist so hoch, dass selbst die hohe Überschussleistung in den Mittagsstunden komplett verbraucht werden kann.
3. Eine Verschiebung der Einspeiseleistung von den Mittagsstunden in den Morgen bietet bilanziell wenig Vorteile, da der Quartierdeckungsgrad am Morgen erhöht, am Mittag

aber verringert wird. Dieser Effekt tritt vor allem an Wochentagen ein (z.B. Freitag, 28.06.2019 in Abbildung 4.6).

Die trotzdem eintretende leichte Verbesserung des Quartierdeckungsgrads wird durch das unterschiedliche Lastprofil am Wochenende erreicht. Dies wird zum Beispiel in den Simulationsergebnissen an einem Freitag und Sonnabend im Juni ersichtlich (vgl. Abbildung 4.6). An Wochenendtagen tritt kein Last-Maximum in den Mittagsstunden auf, sondern es wird eine über den Tag stetige Grundlast abgefragt. Für diesen Fall kann durch das Lademanagement der Quartierdeckungsgrad am Morgen und auch bilanziell für den ganzen Tag erhöht werden.

Tab. 4.3: Ergebnisse der Potentialanalyse des Quartier-Stromnetzes mit Parametervariation des Stromverbrauchs im Bürogebäude

Parametervariation	ohne Lademanagement			mit Lademanagement	
	$W_{V.Büro}$	$W_{B.Quartier}$	QDG_S	$W_{B.Quartier}$	QDG_S
	[kWh]	[kWh]	[%]	[kWh]	[%]
Ausgangslage	72.345	16.952	23	17.804	25
Schritt 1	54.259	14.588	27	16.037	30
Schritt 2	36.173	11.262	31	12.708	35

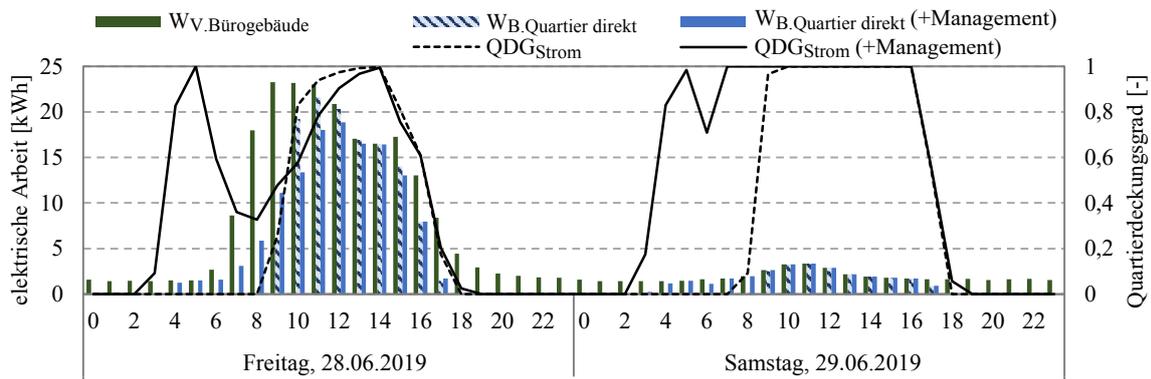


Abb. 4.6: Quartierdeckungsgrad Wochentage, Simulationsergebnisse

Ausgehend von den vorangegangenen Beobachtungen wird geschlossen, dass das Lademanagement in jedem Fall positive Auswirkungen auf die Netzstabilität und Akkulebensdauer hat. Die Erhöhung des solaren Deckungsgrads im ganzen Quartier hängt stark von Gesamtverbrauch und Lastprofil der im Quartier angeschlossenen Gebäude ab. Sinnvoll ist ein Lademanagement vor allem dann, wenn bei den im Quartier angeschlossenen Gebäuden ein Strombedarf in den Morgenstunden vorliegt und wenn der Strombedarf in den Mittagsstunden geringer ist als die überschüssige PV-Energie in diesem Zeitraum. Bei sich gut ergänzenden Profilen von PV-Erzeugung und Last ist ein Lademanagement nicht sinnvoll, da ohnehin schon hohe Deckungs- und Nutzungsgrade erreicht werden. Mit diesem von Leber et. al als *Clustering* bezeichneten Zusammenführen von sich ergänzenden Leistungsprofilen kann der Eigenverbrauchsanteil um bis zu 40 % gesteigert werden, ohne dass ein Lademanagement notwendig ist [110]. Bei gegebener räumlicher Nähe, wie sie in Cottbus zwischen Wohngebäuden

(Erzeuger) und Bürogebäude (Verbraucher) vorliegt, kann allein durch die Vernetzung der drei Häuser der Eigenverbrauchsanteil um 34 % (Simulationsergebnis) im Jahr erhöht werden. Durch Einführung des Lademanagements wird der Eigenverbrauchsanteil zusätzlich nur um Prozent-Punkt erhöht.

4.4 Standortvergleich

Um zu evaluieren, in wie weit das solare Mehrfamilienhauskonzept aus Cottbus auf andere Standorte in Deutschland übertragbar ist, wurde mit dem Simulationsmodell eine Studie mit zwei Vergleichsstandorten durchgeführt. Bei der Auswahl von geeigneten Vergleichsstandorten für den Gebäudestandort in Cottbus, wurde darauf geachtet, Standorte zu finden, die sich in ihrer Globalstrahlung aber auch in der Anzahl von Heizgradtagen und Kühlgradtagen möglichst stark von Cottbus unterscheiden. So wird erreicht, dass durch die Standortvariation eine große Bandbreite der in Deutschland auftretenden Klimazonen abgedeckt wird. Gleichzeitig sollen urbane Gebiete als Vergleichsstandorte ausgewählt werden, die eine ähnliche Bebauung wie der Gebäudestandort aufweisen. Mit dem Vergleichsstandort Hamburg wurde ein Gebiet mit geringerer Globalstrahlung gewählt, dessen Witterungsbedingungen durch die Nähe zur Nordsee geprägt werden. Als zweiter Vergleichsstandort wurde München ausgewählt, da dort eine höhere Globalstrahlung auftritt und sich die klimatischen Bedingungen durch die Höhenlage und die Nähe zu den Alpen deutlich von Cottbus unterscheiden. Zur Bewertung der gewählten Standorte erfolgt ein Vergleich der ST- und PV-Erträge, sowie eine Gegenüberstellung der Verbräuche von Wärmeenergie und Elektrizität. Ebenso werden relevante Kennzahlen ermittelt und dargestellt. Tabelle 4.4 zeigt die Erträge an ST und PV, sowie die Wärme- und Stromverbräuche. Die jeweiligen Minima und Maxima sind **fett** dargestellt. PV- und ST-Ertrag sind im Mittel in München am höchsten und in Hamburg am niedrigsten. Im Vergleich zum Bezugsstandort Cottbus werden in Hamburg durchschnittlich $1,72 \text{ MWh/a}$ weniger durch PV und $2,45 \text{ MWh/a}$ weniger durch ST produziert. In München werden hingegen $2,07 \text{ MWh/a}$ (PV) bzw. $1,99 \text{ MWh/a}$ (ST) mehr produziert. Die Abweichungen liegen damit bei bis zu 16 %. Die Ursache für die abweichenden Erträge liegt primär in den Unterschieden der standortabhängigen Globalstrahlung.

Der Wärmebedarf ist in Cottbus mit $36,13 \text{ MWh/a}$ am höchsten. Er liegt $1,32 \text{ MWh/a}$ über dem von Hamburg und $2,4 \text{ MWh/a}$ über dem von München. Der Stromverbrauch ist in allen Simulationen nahezu identisch, da die selben Nutzerprofile hinterlegt sind. Die geringen Abweichungen von bis zu 70 kWh/a liegen an Unterschieden in der Bereitstellung der Hilfsenergie, z.B. für die Gasbrennwerttherme.

Die relevanten Kennzahlen sind in Abbildung 4.7 dargestellt. Die Nutzungs- und Deckungsgrade sind in München am höchsten und in Hamburg am niedrigsten. Die Abweichungen liegen in allen Fällen bei unter 10 %-Punkten. Die Eigenverbrauchsquote ist in Hamburg am höchsten. Der Grund hierfür ist die Begrenzung der Nutzung über den Batteriespeicher. Insbesondere in München wird in den Sommermonaten viel Überschussstrom generiert, der in das Stromnetz eingespeist werden muss.

Tab. 4.4: Vergleich der ST- und PV-Erträge sowie Wärme- und Stromverbräuche für Haus 1 - Matlab Simulink (Wetterdaten: Testreferenzjahre des Deutschen Wetterdienst [51])

Standort	Jahr	Charakterisierung	PV	ST	Wärme	Elektrizität	
[-]	[-]	[-]	$[\frac{MWh}{a}]$	$[\frac{MWh}{a}]$	$[\frac{MWh}{a}]$	$[\frac{MWh}{a}]$	
Cottbus	2015	Normales Jahr	22,34	19,23	36,69	19,44	
		Warmes Jahr	24,47	18,40	36,47	19,41	
		Kaltes Jahr	23,84	17,62	36,54	19,38	
	2045	Normales Jahr	23,72	18,92	35,34	19,42	
		Warmes Jahr	24,46	18,45	35,50	19,42	
		Kaltes Jahr	23,69	17,38	36,25	19,43	
	Hamburg	2015	Normales Jahr	21,47	15,32	35,00	19,40
			Warmes Jahr	23,18	16,81	34,90	19,39
			Kaltes Jahr	22,13	15,96	35,17	19,40
2045		Normales Jahr	21,45	15,62	34,40	19,43	
		Warmes Jahr	22,80	16,72	33,86	19,41	
		Kaltes Jahr	21,13	14,90	35,50	19,42	
München	2015	Normales Jahr	25,00	19,29	35,84	19,40	
		Warmes Jahr	25,56	19,61	35,16	19,40	
		Kaltes Jahr	24,96	18,82	36,06	19,40	
	2045	Normales Jahr	27,29	22,38	34,20	19,40	
		Warmes Jahr	25,98	20,95	35,23	19,41	
		Kaltes Jahr	26,15	20,88	35,88	19,37	

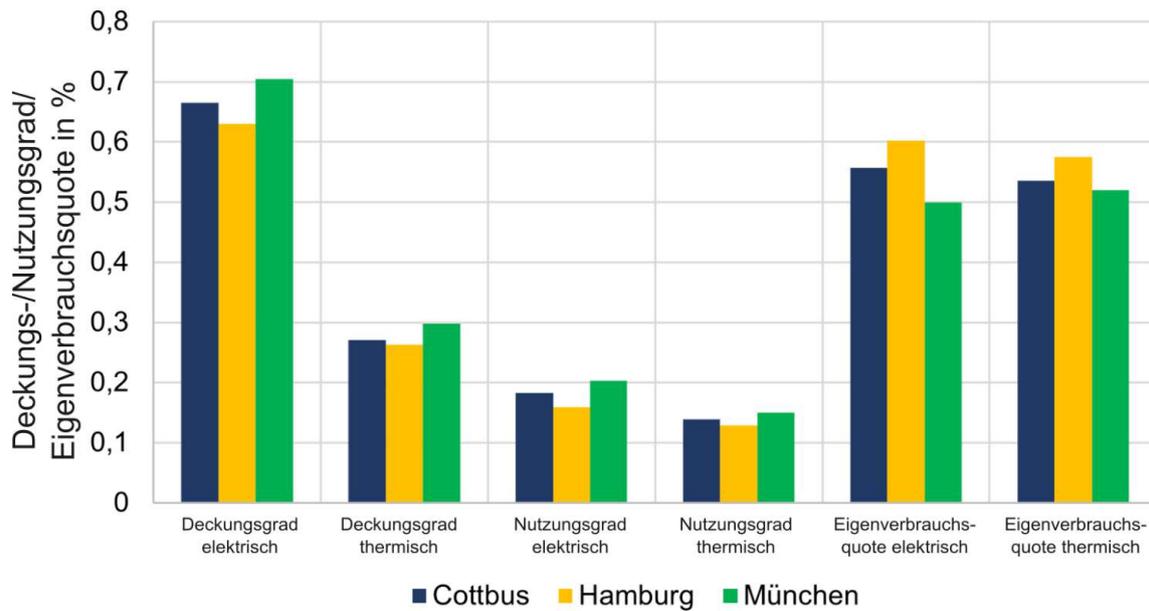


Abb. 4.7: Vergleich der Kennzahlen thermischer und elektrischer Deckungsgrad, Nutzungsgrad und Eigenverbrauchsquote für Haus 1 - Matlab Simulink

Zusammenfassend zeigt der Standortvergleich mit Matlab Simulink:

- Es besteht eine negative Korrelation zwischen PV- und ST-Produktion mit dem Wärmebedarf
- Der Stromverbrauch ist nicht standortabhängig
- Im Vergleich zu Cottbus werden in München höhere und in Hamburg niedrigere Deckungsgrade und Nutzungsgrade erreicht
- Im Vergleich zu Cottbus werden in München niedrigere und in Hamburg höhere Eigenverbrauchsquoten erreicht
- Die variablen Kosten pro Jahr sind in München um 19,61 % niedriger als in Cottbus
- Die variablen Kosten pro Jahr sind in Hamburg um 12,11 % höher als in Cottbus
- Die CO_2 -Emissionen sind im Vergleich zu Cottbus in München um 7,60 % geringer und in Hamburg um 1,76 % höher
- In den Sommermonaten sind die Deckungsgrade weitestgehend standortunabhängig
- In den Wintermonaten sind die DG an Standorten mit höherer Globalstrahlung deutlich höher

4.5 Ökobilanzierung

Bei einer Ökobilanz handelt es sich um die **Lebenszyklusanalyse** (engl.: Lebenszyklusanalyse (Life cycle assessment) (LCA)) eines bestimmten Produktes. Dabei wird der gesamte Lebensweg des Produktes von Herstellung über Transport, Nutzung bis zur Entsorgung betrachtet. Diese ganzheitliche Betrachtung wird auch als *von der Wiege bis zur Bahre (cradle to grave)* oder bei einem optimalen Recycling nach der Nutzung als *von der Wiege bis zur Wiege (cradle to cradle)* bezeichnet. Bei der Ökobilanzierung stehen dabei die Umweltaspekte und Auswirkungen des Produktes im Fokus. Ökonomische oder soziale Auswirkungen werden dabei nicht betrachtet, sondern müssen in getrennten Verfahren ermittelt werden [56]. Die Ziele einer Ökobilanz sind vielfältig. Die Ökobilanz eignet sich zum Vergleich verschiedener Produkte oder zum Erkennen von Bestandteilen oder Lebenswegabschnitten mit besonders hohen Umweltauswirkungen. Um die Vergleichbarkeit dieser Studien zu gewährleisten wurde die DIN EN ISO Reihe 14040 bis 14044 erstellt. Darin wird die Vorgehensweise zur Erstellung einer Ökobilanz erläutert.

Randbedingungen und Festlegungen

Der Betrachtungszeitraum der LCA wird mit einer standardmäßig angenommenen Lebensdauer des Gebäudes von 50 Jahren angesetzt. Alle Ergebnisse werden anteilig auf die funktionelle Einheit: 1 „m² Gebäudenutzfläche pro Jahr“ bezogen.

Die zeitliche Systemgrenze der Bilanzierung erfolgt gemäß dem Grundsatz „von der Wiege bis zur Bahre“ („cradle to grave“). Die Auswertung beinhaltet damit die Herstellung, Nutzung und Entsorgung des gesamten Wohngebäudes. Die Betrachtung beginnt bei der Ausführung des Rohbaus (Hochbau). Landschaftliche Vorbereitungsmaßnahmen durch Bodenaushub, Flächenversiegelung, Baumfällungen oder Aufwand in der Planungsphase werden damit nicht berücksichtigt. Die räumliche Abgrenzung erfolgt anhand der Hauptkomponenten des Gebäudes, sofern diese quantitativ nachvollziehbar sind. Darüber hinaus werden Gebäudebestandteile, die als nicht vernachlässigbar eingeschätzt werden, nach geeigneten Methoden abgeschätzt. Ziel ist eine Berücksichtigung des Gesamtgebäudes im vollfunktionalen Zustand. Es werden der gesamte Rohbau, die Anlagentechnik für Heizung und gebäudeinterne Stromversorgung, sowie die voraussichtlich anfallenden Endenergieverbräuche für die Versorgung der Wohnungen mit Wärme und Strom (inkl. Haushaltsstrom) betrachtet. Für Anlagenbestandteile der Haustechnik werden individuelle Nutzungsdauern nach den Angaben der ÖKOBAUDAT [28] bzw. VDI 2067 [195] angesetzt und die resultierenden Ersatzmaßnahmen in der Nutzungsphase berücksichtigt. Nach Ablauf der Lebensdauer des Gebäudes erfolgt in der vorliegenden Betrachtung keine Sanierung, sondern der Abriss. Eine Sanierungsmaßnahme wäre daher ggf. separat zu bilanzieren. Nicht enthalten sind außerdem Innenausstattungen der Wohnungen in Form von sanitären Einrichtungen, Möblierungen und Haushaltsgeräten.

Die Berücksichtigung der Umweltauswirkungen durch exportierte Energie z.B. aus PV-Anlagen kann unterschiedlich behandelt werden. Bei der Erstellung der LCA kann hierfür eine Gut-

schrift für Vorteile außerhalb der Systemgrenze (Modul D) erstellt werden. Diese repräsentiert die Vorteile des Substitutionseffektes durch Einspeisung elektrischer Energie. Dadurch kann der Gesamtaufwand der PV-Anlage ökologisch positiv werden, was aber stets einer ökologisch ungünstigeren Alternative bedarf. Bei einer flächendeckenden Bilanzierung von Einzelgebäuden besteht hier die Gefahr einer mehrfachen Berücksichtigung des Effektes, da sich durch die Einspeisung langfristig auch für Folgeprojekte der ökologische Aufwand des Strombezugs entsprechend verringert. Bei dieser Variante wird in einer Parametervariation (siehe Abschnitt 4.6) unter Berücksichtigung einer Gutschrift durch Einspeisung eine größere PV-Anlage immer zu besseren ökologischen Ergebnissen führen [161]. Eine ökologische Optimierung hätte als begrenzende Größe nur die vorhandene Dachfläche (hier als theoretische Annahme nicht berücksichtigt) und würde kein Ergebnis liefern können. Außerdem führt dieser Ansatz zur Gleichsetzung von Eigenverbrauch und Netzeinspeisung und damit einer reinen Bewertung der PV-Technologie und nicht des energetischen Gesamtsystems Gebäude. Auch die Nutzung eines Akkus hätte dann ökologisch keinen Vorteil, da der geringere Netzbezug durch geringe Einspeisung kompensiert würde [124].

In Bezug auf dieses Problem werden zwei Ansätze entwickelt, um die Einspeisung ökologisch zu bewerten: Nach **Ansatz 1** wird die exportierte Energie in Modul D (Substitution von Netzstrom) deklariert, aber nicht in der Gesamtökobilanz berücksichtigt, da dieses jenseits der Systemgrenzen liegt und nur separat ausgewiesen wird. Nach **Ansatz 2** wird die Umweltbelastung der PV anteilig der selbst verbrauchten Energie alloziert, was den Vorteil hat, dass kein Vergleich mit einer Referenzvariante vorgenommen wird und die Gesamtbilanz immer ökologisch negativ ist. Es kann maximal der ökologische Aufwand der Modulfertigung und Installation gutgeschrieben und das Gesamtsystem damit nicht dominiert werden. Auch würde dieser Ansatz einer mehrfachen Berücksichtigung dieser Gutschrift vorgebeugt und exportierte Energie anders bewertet werden als vermiedener Energiebezug. Doch auch bei diesem Allokationsansatz hätte eine Vergrößerung der PV-Anlage eine Reduktion des spezifischen ökologischen Aufwandes der Stromversorgung gegen 0 zur Folge, was ebenfalls keinen Anreiz zur Rationalität in der Anlagendimensionierung liefert. Die Umweltauswirkungen durch Herstellung, Installation und Betrieb der PV werden daher nur anteilig mit dem Allokationsfaktor nach Gleichung 4.14 dem Untersuchungssystem angerechnet.

$$f_{\text{Allokation}} = W_{PV,Eigen} / W_{PV,Erzeugung,ges} \quad (4.14)$$

Die beiden Gebäude sind zwar baugleich, unterscheiden sich aber durch unterschiedliche Verschattung aufgrund des Standorts hinsichtlich der energetischen Bedarfs- und Selbstversorgungswerte. Ebenso wirken sich die verschiedenen Nutzer und Bewohneranzahlen auf den Energieverbrauch aus. Im weiteren Beitrag wird die Ökobilanzierung eines der beiden Gebäude (des weniger verschatteten Gebäudes) vorgestellt. Die Daten der Energieströme während der Nutzungsphase werden nicht aus Messdaten, sondern aus den EnEV-Berechnungen (EnEV2013) und weiterführenden Simulationen bezogen, sodass lediglich der Planungszu-

stand ohne Nutzereinfluss dargestellt wird. Als Bilanzgrenze wird die Gebäudehülle definiert. Für elektrische Energie, die das Gebäude verlässt, wird damit eine Gutschrift als Netzeinspeisung erstellt, ohne Berücksichtigung des angeschlossenen Bürogebäudes. Wärmeausträge zur Warmwasserversorgung der Nachbargebäude werden hingegen nicht als Gutschrift berücksichtigt, da diese in den EnEV-Berechnungen ebenfalls nicht berücksichtigt wurden.

Erstellung der Sachbilanz und Wirkungsabschätzung

Zur Erstellung der Sachbilanz ist eine genaue Kenntnis der im Bau verwendeten Materialien, deren Mengen, sowie der benötigten Energieströme während der Nutzung nötig. Der Rohbau der Gebäude besteht im Wesentlichen aus monolithischem Ziegel-Mauerwerk und Stahlbetondecken. Die Dämmung ist durch Mineralwollfüllung der Ziegelhohlräume im Mauerwerk integriert.

Zur Erstellung der Sachbilanz werden Detailinformationen aus Lieferantenabrechnungen und Bauausführungsplanungen ausgewertet. Dabei werden soweit verfügbar, Angaben über gelieferte Produktmengen verwendet (Ziegel, Beton, Estrich, Konstruktionsholz, Putz, Fliesen, Treppenstufen, Rohrleitungen, Hauptverteilungen Strom, Baustromverbrauch). Weitere Bilanzdaten werden aus den Planungsunterlagen entnommen (Wärmespeicher, Anlagentechnik, Lüftungskanäle, geothermische Erdsonde, Endenergiebedarf, Stromeinspeisung). Für die Quantifizierung der Verteilung innerhalb der Wohnungen für Strom und Daten, sowie Abwasser- und Frischwasserleitungen wird auf Weißenberger [202] zurückgegriffen. Für die anschließende Wirkungsabschätzung werden vorrangig die Datensätze aus der ÖKOBAUDAT [28] (soweit vorhanden) und darüber hinaus aus weiterführenden environmental product declarations (EPDs) verwendet. Die Datensätze der Sachbilanz werden zur übersichtlicheren Auswertung Produktgruppen und Untergruppen zugeordnet, nach denen anschließend ausgewertet wird. Die gewählte Gliederung ist in Tabelle 4.5 aufgeführt.

Anpassungen der funktionellen Einheit

Die Dimensionierung der Anlagentechnik spielt für die LCA eine wichtige Rolle. Für die meisten Bestandteile sind allerdings keine individuellen EPDs verfügbar. Daher werden die allgemeinen Ökobilanzdatensätze anhand verschiedener Referenzmerkmale auf Grundlage der jeweils angegebenen funktionellen Einheit an die vorhandene Anlagentechnik angepasst. Im Detail wird bei folgenden Anlagen- und Bauteilen abweichend von der im Datensatz vorgesehenen funktionellen Einheit „Stück“ vorgegangen:

- Für Lüftungsanlagen mit Wärmerückgewinnung gibt es einen Datensatz für zentrale Lüftungsanlagen mit $V = 1.000 \text{ m}^3/\text{h}$ und $m=100 \text{ kg}$ in der ÖKOBAUDAT [28]. Im untersuchten Objekt wurde je Wohnung ein zentrales Lüftungsgerät verbaut. Dabei wurden zwei verschiedene Typen mit deutlich geringeren Nennvolumenströmen von 150 bzw. $260 \text{ m}^3/\text{h}$ bei einer ebenfalls geringeren Gesamtmasse von 36 kg (4x) bzw. 43 kg (3x) eingesetzt. Es wird davon ausgegangen, dass die Masse des Gerätes für die Umweltauswirkungen in der Herstellung die entscheidende Größe darstellt. Der Datensatz der ÖBD wird daher abweichend von der angegebenen funktionellen Einheit „Stück“ auf die Masse des Gerätes bezogen und danach skaliert.
- Die in der ÖKOBAUDAT [28] hinterlegte Fertigtreppe wird ebenfalls nicht nach Stück, sondern anhand der Stufenzahl skaliert.
- Zur Darstellung der Erdsonden wird auf den Datensatz „Rohre für Strom-Wärmepumpe (Sole-Wasser, Erdkollektor) 10 kW “ zurückgegriffen. Da bei Erdwärmesonden üblicherweise Kunststoffrohre (PE 100 / HDPE) [207] verwendet werden, wird anstelle des analogen Datensatzes für Erdsonden mit dem eingetragenen Material Stahl der des Erdkollektors genutzt. Die Leistung von 10 kW wird als Referenzgröße gewählt. Dies ist die Leistung, deren zugehörige in der ÖBD angegebene Rohrlänge von 500 m dem tatsächlichen Materialeinsatz (360 m) am nächsten liegt. Anhand der Rohrlänge wird der Datensatz schließlich skaliert. Für den Füllzement ergibt sich bei dem üblichen Bohrdurchmesser von 150 mm und dem Sondendurchmesser von jeweils 40 mm [175, S. 71] ein Mindestvolumen von $4,3 \text{ m}^3$. Als Füllmaterial wird für die Ökobilanz der generische Datensatz für Beton der Druckfestigkeitsklasse C 25/30 angesetzt.
- Der Wärmespeicher wird ausschließlich anhand des Materialeinsatzes (Stahl) in Bezug auf dessen Gesamtmasse berücksichtigt.

Erweiterungen des Betrachtungsrahmens

Der Betrachtungsrahmen der verwendeten Datensätze unterscheidet sich bei einigen Bestandteilen von dem des Gesamtgebäudes. Bei allen Datensätzen, die sich auf den Betrachtungsrahmen „cradle to gate“ beziehen, werden ausschließlich die Wirkungsmodule der Herstellung und des Ressourceneinsatzes A1-A3 berücksichtigt (Wirkungsmodule nach DIN EN 15978, vgl. Abbildung 4.8). Um eine Anpassung auf den Betrachtungsrahmen „cradle to grave“ vorzunehmen, werden die Module A4 (Transport zur Baustelle) und C2 (Transport zur Abfallverwertung) in dieser Arbeit anhand einer pauschalen Entfernungsannahme (150 km vom Werkstor zur Baustelle; 20 km von der Baustelle zur Abfallverwertung) unter der anfallenden Transportmasse bei Annahme des Transportes mittels LKW abgeschätzt. Die weiteren Entsorgungsmodule (C3 und C4) werden soweit möglich durch die entsprechenden Module der allgemeinen Datensätze für „Bauschuttzubereitung“ (Modul C3 für mineralische Baustoffe) bzw. „Verbrennung Kunststoff in MVA“ (Modul C4 für Kunststoffe) ergänzt. Ansonsten werden die Module A4

Tab. 4.5: Gruppierung der Sachbilanzdaten nach Produktgruppen

Gruppe	Zugeordnete Untergruppen	
Wände	Innenwände Außenwände	Putze und Farben
Dach	Dachkonstruktion Dachdämmung	Abdichtfolien Dachziegel
Fundamente und Etagenwechsel	Betonfundament Betonzwischendecken	Armierungsstahl Betontreppen
Fußbodenaufbau	Trittschalldämmung Heizestrich	Heizschlaufen Belag
Fenster und Türen	Fenster (incl. Rahmen und Fensterbänke) Außentüren	Innentüren
Verteilssystem	Heizungsrohre Wasserrohre	Pumpen Strom- und Datenkabel
Gastherme	Gasbrennwertkessel Schornstein	Gasverbrauch
Solarthermie	ST-Indach-Anlage	Wärmespeicher
Lüftung	Wohnungszentrale Lüftungsgeräte Lüftungskanäle	
Erdsonde	Rohrleitungen im Erdreich	Füllbeton
Strom	PV-Indach-Anlage Netzbezug	Akkuspeicher Baustrom
Wasser	Abwasserleitungen	Frischwasserbedarf (kalt)

–C4 für diese Datensätze nicht berücksichtigt. Der Aufwand bei Montage (Modul A5) findet zusätzlich für alle Bestandteile gemeinsam durch die Erfassung des verbrauchten Baustroms Berücksichtigung. Eine damit verbundene Mehrfachbetrachtung des Stromverbrauchs auf der Baustelle für die Montage von Produkten, deren Datensatz das Modul A5 bereits berücksichtigt, kann vernachlässigt werden, da die unter Modul A5 getroffenen Angaben bei den entsprechenden Baustoffen hauptsächlich auf Verschnitt und Verpackung zurückzuführen sind. Außerdem enthält der Wert für den Verbrauch an Baustrom neben dem Betrieb von Maschinen und Werkzeugen auch die Trocknung des Rohbaus durch elektrische Heizlüfter, die in sonst keinem Datensatz enthalten ist. Gerade auf diese Trocknung ist vermutlich der Großteil des Baustromverbrauchs zurückzuführen.

Ergebnisse der Lebenszyklusanalyse

Für eine ökologische Gesamtbetrachtung wurde eine LCA des gesamten Gebäudes über die Lebensdauer von 50 Jahren erstellt. Die Aufschlüsselung der Umweltauswirkungen erfolgt sowohl nach Lebenszyklusmodulen gemäß DIN EN 15978 [57] (Aufteilung über zeitliche Entstehung von Umweltauswirkungen) als auch nach technischen Subsystemen (Aufteilung nach Nutzungsart). Modul A1 bis A5 beschreiben die Herstellungs- und Errichtungsphase. Die Module B1 bis B7 (grün) fallen während der Nutzungszeit der Gebäude an, wobei sich die Module B2

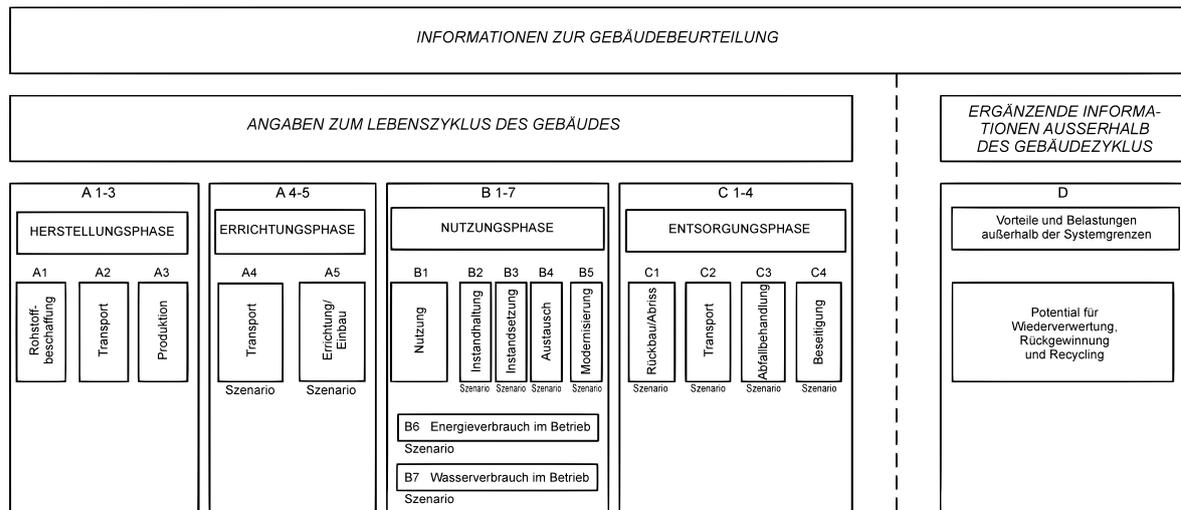


Abb. 4.8: Inhalt und Abgrenzung der Wirkungsmodule einer Lebenszyklusanalyse nach DIN EN 15978

bis B5 auf Reparaturen, Instandhaltungen, Ersatz beziehen. Die daraus resultierenden Umweltauswirkungen sind zeitlich der Nutzungsphase, ursächlich aber der Bereitstellung einer funktionstüchtigen Gebäudehülle und Anlagentechnik zuzuordnen. Aus diesem Grund werden sie getrennt von den direkten Verbrauchsauswirkungen (Module B6 und B7) dargestellt. Die Auswirkungen von Modul C1 bis C5 entstehen erst nach der Nutzung. Sie sind durch die Abschätzung anhand des heutigen Stands der Technik mit den größten Unsicherheiten belegt und ebenfalls separat zusammengefasst. Zusätzlich beschreibt das Modul D die Vorteile und Belastungen außerhalb der Systemgrenzen.

In Abbildung 4.9 sind die Ergebnisse der LCA durch das Treibhauspotential (Global warming potential) (GWP) zusammengefasst. In dieser Veröffentlichung wird der Fokus auf das GWP gelegt, welches neben den anderen Umweltindikatoren die höchste gesellschaftliche Relevanz hat. Auf der rechten Seite in Abbildung 4.9 ist jeweils die Aufteilung des GWP auf Produktgruppen dargestellt, wobei zwischen Modul A bis C (breite Säule) und Modul D (schmalere Säule) unterschieden wird. In Abbildung 4.9b und 4.9a werden die beiden Ansätze zur Bewertung der Einspeisung verglichen.

Insgesamt wird nach **Ansatz 1** durch das Gebäude (Wohnraum, Energie, Wasser) in allen Lebenszyklusphasen ein GWP von 22 kgCO₂eq pro Quadratmeter und Jahr (bzw. 1.100 kgCO₂eq./m² in 50 Jahren) verursacht. Davon entstehen 34 % während der Herstellung und Errichtung des Gebäudes und weitere 23 % durch Ersatzmaßnahmen. In Summe ist der Anteil der embodied emissions rund 57 %. Während der Nutzungsphase entstehen aufgrund des hohen Anteils solarer Energieversorgung dagegen nur 34 % der Emissionen. Dieser Verlagerung des Anteils der Emissionen von der Nutzungsphase in die Herstellungsphase wird häufig bei Niedrigenergiegebäuden beobachtet [46; 202].

Die Produktgruppen mit den höchsten GWP-Anteilen sind Gastherme (22%), PV (12%), Wände und Strom-Netzbezug (jew. 11%), Boden und Fundament (jew. 9%), Akku (8%) und Solarthermie (6%). Auf die Stromversorgung entfallen demnach 31%, auf die Wärmeversor-

gung 28% des gesamten GWP. Damit entfallen immer noch 59% des GWP innerhalb der Systemgrenzen auf die Energieversorgung. Diese wird in Abschnitt 4.6 einer detaillierten Simulationsanalyse unterzogen. Durch Umweltauswirkungen außerhalb der Systemgrenzen (Modul D) verringert sich das GWP bilanziell um ca. $8 \text{ kgCO}_2\text{eq}/\text{m}^2\text{a}$. Diese negativen Umweltauswirkungen werden teilweise durch das Recycling diverser Komponenten des Gebäudes erwartet. Hauptursache dafür ist allerdings die Einspeisung von PV-Strom ins Stromnetz unter Annahme eines Verdrängungsstrommixes von 2018 in Deutschland [28].

Im Vergleich werden mit dem **Ansatz 2** leicht geringere Emissionen berechnet (Module A bis C: $20,3 \text{ kgCO}_2\text{eq}/\text{m}^2\text{a}$). Dies wird durch die geringeren Umweltauswirkungen durch die PV-Anlage erreicht, die nur zu 60% dem Untersuchungssystem alloziert werden. Allerdings beträgt die Gutschrift im Modul D nur noch $1,5 \text{ kgCO}_2\text{eq}/\text{m}^2\text{a}$. Da mit der zweiten Methode eine doppelte Bewertung der Vorteile durch Einspeisung vermieden werden, sollte dieser Ansatz bevorzugt werden.

Da die Energieversorgung mit beiden Ansätzen einen sehr großen Einfluss auf das gesamte GWP hat, wird hier das größte Verbesserungspotential vermutet. Dafür wird in Abschnitt 4.6 eine Parameterstudie zur Größe der solaren Erzeuger (PV und ST) und Speicher (Wärmespeicher und Akku) durchgeführt, wobei für jede Variante die Umweltauswirkungen berechnet werden.

Eine weitere Einordnung des absoluten Emissionswertes von $18,8 \text{ kgCO}_2\text{eq}/\text{m}^2\text{a}$ (netto, Ansatz 1) kann durch den Bezug auf eine Person erfolgen. Bei der aktuellen Bewohnerzahl von 17 ergeben sich jährliche Emissionen pro Bewohner von $945 \text{ kgCO}_2\text{eq}/\text{Pers a}$ (netto, bei $50 \text{ m}^2/\text{Pers}$). Im Vergleich dazu geht der wissenschaftliche Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen im Sonderbericht [105] von einer maximal möglichen Emission von $750 \text{ GtCO}_2\text{eq}$ im Zeitraum 2010-2050 aus, um das 2°C -Ziel des Pariser Klimaabkommens einzuhalten. Bei einer Weltbevölkerung von 8,2 Mrd. Menschen folgt bis 2050 eine mittlere jährliche Emissionsbegrenzung auf $2.300 \text{ kgCO}_2\text{eq}/\text{Pers a}$. Damit würden die untersuchten Gebäude noch immer 41% dieser Emissionen für Wohnung, Energie und Wasser (ohne Ernährung, Reisen, Kultur- und Luxusgüter) beanspruchen. Bei dieser Analyse wurde davon ausgegangen, dass das zu Grunde gelegte Budget bis 2050 aufgebraucht ist und danach keine Emissionen mehr entstehen dürften. Eine weitere Reduzierung des GWP bei Neubauten über den hier erreichten Wert hinaus ist damit hinsichtlich der Erreichung der Klimaziele zu forcieren, wird aber zum Teil allein durch veränderte Rahmenbedingungen (z.B. Strommix) erfolgen.

4.6 Anlagendimensionierungen

Neben der ökologischen Bewertung des gesamten Gebäudes (s. Abschnitt 4.5) werden Umweltauswirkungen und Kosten durch die Energieversorgung nachfolgend im Detail untersucht. Dafür wird der Betrachtungszeitraum auf 20 Jahre verkürzt, da dieser Zeitraum genau der angenommenen Nutzungsdauer von PV und ST entspricht. Durch den kürzeren Betrachtungszeitraum sollen Unsicherheiten, die sich aus zukünftigen technischen Entwicklungen ergeben

können, verringert werden. Die Variation der PV oder ST Kollektorfläche erfolgt ohne Berücksichtigung der verfügbaren Dachfläche. Die Ergebnisse der LCA und Kapitalwert werden auf eine Referenzvariante bezogen, um die vermiedenen Umweltauswirkungen und Kosteneinsparungen durch Einsatz anderer Technologien zu berechnen. Die Referenzvariante ist das selbe Gebäude mit gleicher Gebäudehülle, in welchem die Stromversorgung komplett über das öffentliche Netz und die Wärmeversorgung durch eine Gasbrennwerttherme in Kombination mit einem 1 m^3 Pufferspeicher erfolgt.

Ökologische Betrachtung (LCA)

In der Parameterstudie wird als funktionale Einheit die Energieversorgung für das gesamte Gebäude gewählt. Ein Bezug zur Gebäudefläche bzw. zum jährlichen Energieverbrauch kann mit den Angaben in den Abbildungsunterschriften hergestellt werden.

Für die Detailbetrachtung der Energieversorgung werden die Umweltauswirkungen von Produktion, Transports, Installation, Nutzung und Entsorgung der PV-Anlage und des Li-Akkus sowie die Umweltauswirkungen des Strombezugs aus dem öffentlichen Netz berücksichtigt. Bei der Wärmeversorgung werden die Umweltauswirkungen für Produktion, Transport, Bau, Nutzung und Entsorgung der ST, der Gasbrennwerttherme (GBWT) und des Wärmespeichers sowie die Umweltauswirkungen durch den Bezug von Erdgas berücksichtigt.

Die spezifischen Umweltauswirkungen der betrachteten Produkte sind in Tabelle D.1 (S. 235) zusammengefasst.

Ökonomische Betrachtung (Kapitalwert)

Die wirtschaftliche Bewertung erfolgt mit der Annuitäten- und Kapitalwertmethode und nach VDI 2067 [195] jeweils für die Wärmeversorgung und die Stromversorgung. Mit dieser Methode werden die Annuitäten der kapitalgebundenen Kosten, die Annuitäten der Erlöse, die Annuitäten der bedarfsgebundenen Kosten und die Annuitäten der betriebsgebundenen Kosten während eines bestimmten Beobachtungszeitraums zu einem Wert zusammengefasst.

Sowohl die Investitionskosten als auch die Ersatzbeschaffungskosten werden mit den in Tabelle D.1 angegebenen spezifischen Kosten berechnet. Wenn eine Komponente am Ende der Beobachtungsperiode ihre Lebensdauer T_N noch nicht erreicht hat, wird der Restwert durch lineare Abschreibung berechnet.

Die Annuitäten der bedarfsgebundenen Kosten, Einnahmen und Einsparungen werden mit den Kosten im ersten Jahr des Beobachtungszeitraums berechnet. Aufgrund des Eigenverbrauchs von PV-Strom muss weniger Energie zum Arbeitspreis gekauft werden. Besitzer von PV-Anlagen müssen in Deutschland die EEG-Umlage auch für selbst verbrauchten Strom bezahlen. Die Differenz zwischen Arbeitspreis und EEG-Umlage multipliziert mit der selbst verbrauchten elektrischen Energie wird als Einnahme für den Eigentümer angenommen. Die Einnahmen durch die Netzeinspeisung werden mit der Einspeisevergütung berechnet, die in Deutschland für 20 Jahre garantiert ist.

Es gibt keine direkten Einnahmen aus der Investition in eine ST-Anlage, wie bei einer PV-Anlage. Stattdessen werden die vermiedenen Bezugskosten von Erdgas im Vergleich zu einer Referenzanlage als Einnahmen (Einsparungen) definiert, die durch die Investition in eine ST erzielt werden können. Da auch in der Referenzanlage ein Wärmespeicher benötigt wird, entstehen zusätzliche Investitionskosten nur bei Verwendung eines größeren Wärmespeichers im Vergleich zur Referenzgröße von 1 m^3 . Die Investition in eine GBWT wird nicht berücksichtigt, da diese in beiden Varianten zumindest als Reserve-Versorgung benötigt wird.

Die Annuität der betriebsbedingten Kosten wird nach VDI 2067 [195] mit einem festen Anteil der Anfangsinvestitionskosten für alle Komponenten berechnet. Für Komponenten ohne definierten Faktor in der VDI 2067 [195] werden 1,5 % der Investitionskosten für Wartung und Betrieb angenommen.

Die spezifischen Investitionskosten der betrachteten Produkte und weitere Parameter zur Berechnung des Kapitalwerts sind in Tabelle D.1 (S. 235) zusammengefasst.

Ergebnisse Stromversorgung

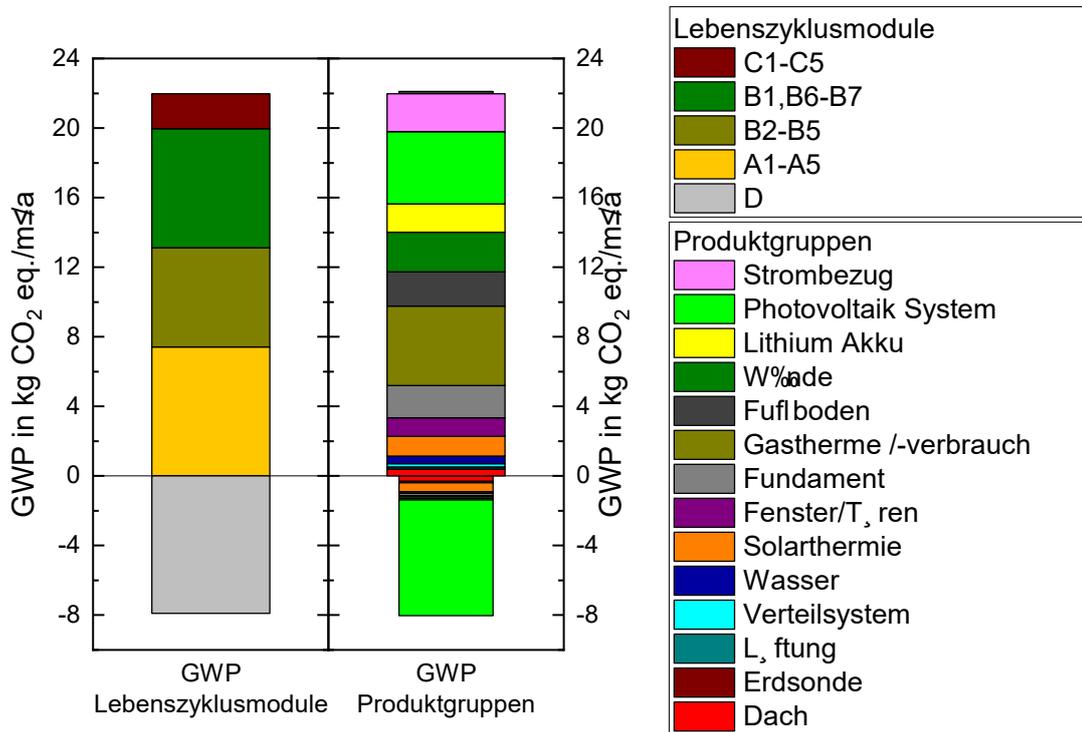
In Abbildung 4.10 sind die Ergebnisse für die Parametervariation der Anlagengröße von PV-Anlage und Lithium-Akku zusammengestellt. Auf der linken Seite wird jeweils der Kapitalwert in Abhängigkeit der Anlagengröße dargestellt. Darin ist deutlich zu erkennen, dass unter den gegebenen Rahmenbedingungen eine reine PV-Anlage ohne Lithium-Akku am wirtschaftlichsten ist. Der maximale Kapitalwert von 6.400 € wird bei einer PV-Leistung von ca. 11–15 kW_p und Akkukapazität von 0 kWh erreicht. Auch mit Akku kann ein positiver Kapitalwert erreicht werden, wenn die Kapazität geringer als 4 kWh ist. Daraus wird geschlossen, dass Investitionen in einen Akku durch den geringeren Netzbezug wirtschaftlich nicht kompensiert werden können. Bezogen auf den Jahresstromverbrauch (16,9 MWh/a) liegt die wirtschaftlichste PV-Anlagengröße bei rund 0,7–0,9 kW_p/MWh . Auch andere Untersuchungen haben ergeben, dass eine wirtschaftliche PV-Anlage im Gebäudebereich nicht größer als 1 kW_p pro MWh Jahresstromverbrauch sein sollte [96; 115].

Diese Ergebnisse weichen von den Ergebnissen nach Hoppmann et al. [96] ab, der ein wirtschaftliches Optimum bei $P_{peak,PV} = 1 \text{ kW}_p/\text{MWh}$ und $C_N = 1,4 \text{ kWh h}/\text{MW}$ mit einem Kapitalwert von 1.800 €/MWh ermittelt. Die wesentlichen Gründe für diese Abweichungen sind, dass Hoppmann et al. nicht die EEG-Umlage bei Eigenverbrauch berücksichtigen und dass eine Preissteigerung für Strompreis und Einspeisevergütung und eine Kostenabnahme für Investitionskosten angenommen wird.

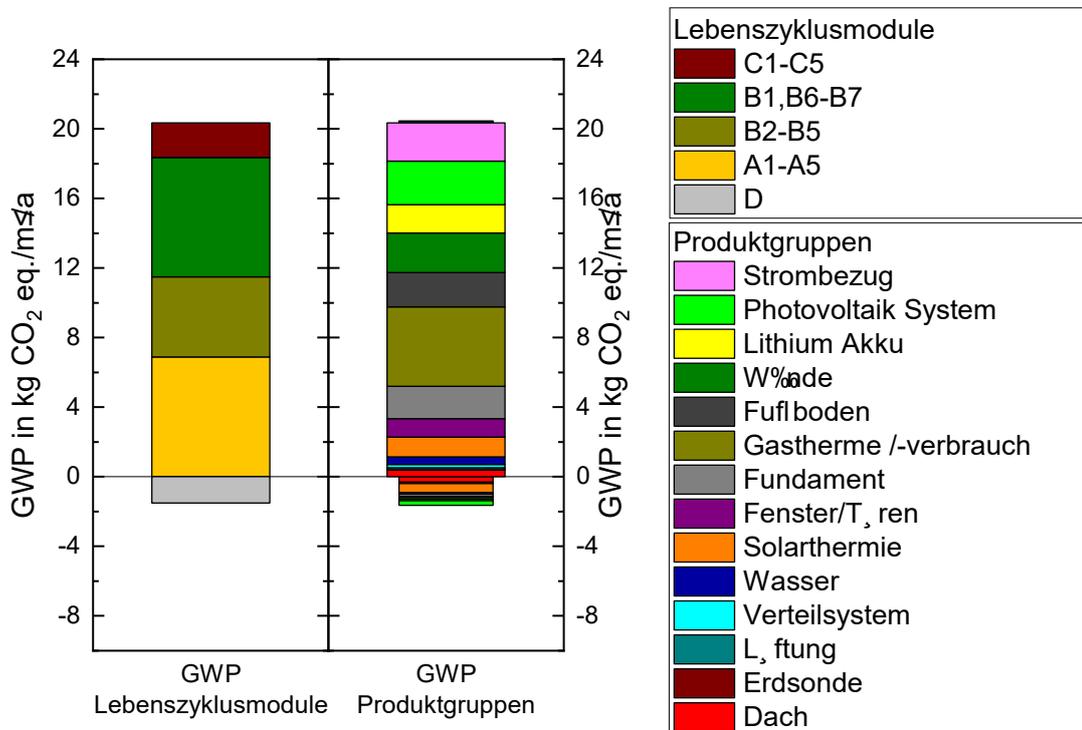
Werden die Rahmenbedingungen für die Kapitalwertberechnung geändert (vgl. Tabelle D.1), sodass der Strom-Preissteigerungsfaktor bei 5%/a liegt (statt 0%/a), wird ein Akku dennoch nicht wirtschaftlich. Dies liegt im wesentlichen an den hohen Investitionskosten und der geringen Nutzungsdauer. Der gewählte Zinsfaktor hat einen größeren Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit: wird dieser von 4% auf unter 2,2% reduziert, wird der Kapitalwert auch bei Verwendung eines Akkus mit 6,5 kWh Kapazität positiv.

Aus ökologischer Sicht kann ein Akku zur Verringerung von Umweltauswirkungen (siehe Abbildung 4.10 oben) führen. Für das GWP bildet sich mit **Ansatz 1** ein deutliches Minimum bei einer PV-Leistung von $18,5 \text{ kW}_p$ und einer Akkukapazität von $32,5 \text{ kWh}$ aus. Dies deckt sich mit Ergebnissen von Rossi et al. [161] und Ren et al. [155], nach denen sich das GWP durch Hinzufügen eines Akkus in Wohngebäuden verringern lässt. In diesem Optimum werden die Treibhausemissionen von $178 \text{ tCO}_2\text{eq}$ in 20 Jahren um 38 % auf $112 \text{ tCO}_2\text{eq}$ reduziert. Das GWP, welches durch Herstellung, Installation und Entsorgung des Li-Akku zusätzlich entsteht, wird demnach durch die Erhöhung des Eigenverbrauchs in der Nutzungsphase kompensiert. Das ökologische Optimum einer PV-Anlage ohne Akku liegt bei etwa $11,1 \text{ kW}_p$ mit einem GWP von $145 \text{ tCO}_2\text{eq}$ in 20 Jahren (−18 % im Vergleich zur Referenz). Bei einer PV-Leistung unter 5 kW_p führt ein Akku dagegen nicht zu einer GWP-Verringerung, da der PV-Strom auch ohne Akku schon mit hohem Anteil selbst verbraucht wird.

Bei PV-Anlagen kleiner als 10 kW_p führt **Ansatz 2** zur Bewertung der Einspeisung zu den gleichen Ergebnissen. Dies ist dadurch begründet, dass der PV Strom vollständig selbst verbraucht wird, weshalb auch die PV Herstellung dem Untersuchungssystem alloziert wird. Bei größeren PV Anlagen führt der zweite Ansatz zu deutlich abweichenden Ergebnissen: Für das GWP wird im Untersuchungsrahmen kein globales Minimum mehr gefunden. Das Vergrößern der PV-Anlage führt zu einer ökologischen Verbesserung, da durch den Allokationsfaktor (Gleichung 4.14) der Anteil der Umweltauswirkungen kontinuierlich abnimmt, der dem Untersuchungssystem alloziert wird. Eine Zunahme des GWP ist erst bei sehr großen PV-Anlagenflächen zu erwarten. Eine Optimierung der PV-Fläche führt mit diesem Ansatz zu unrealistischen Ergebnissen in Bezug auf die verfügbare Dachfläche. Das minimale GWP im Untersuchungsrahmen nach **Ansatz 2** liegt bei $P_{PV,peak} = 37 \text{ kW}_p$ und $C_{battery} = 32,5 \text{ kWh}$. In diesem Minimum werden die Treibhausemissionen von $178 \text{ tCO}_2\text{eq}$ in 20 Jahren um 50 % auf $88 \text{ tCO}_2\text{eq}$ reduziert.

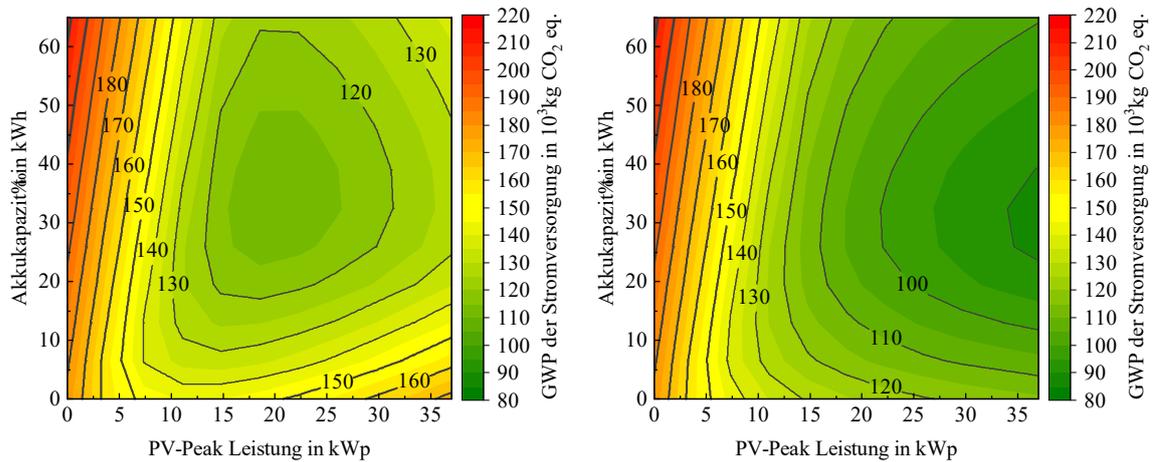


(a) Bewertung der PV-Einspeisung mit **Ansatz 1**: Substitution von Netzstrom (deklariert in Modul D)

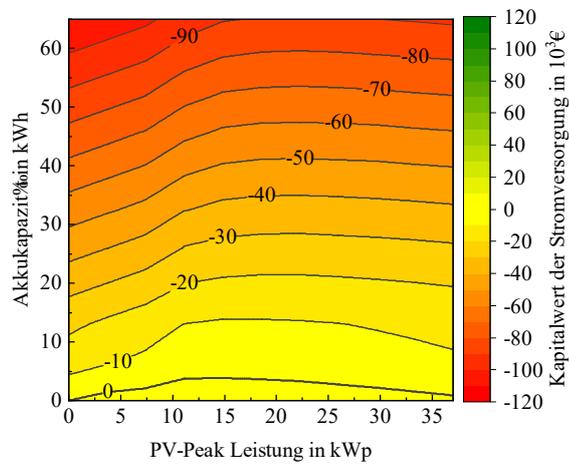


(b) Bewertung der PV-Einspeisung mit **Ansatz 2**: Allokation des PV-Umweltauswirkungen

Abb. 4.9: Aufteilung des GWP auf Lebenszyklusmodule (links) und Produktgruppen (rechts) (Gebäudefläche A_{NGF} : 854 m²; Untersuchungszeitraum T: 50 a)



(a) Ansatz 1: ökolog. Bewertung d. Einspeisung durch Substitution von Netzstrom (deklariert in Modul D) **(b) Ansatz 2:** ökolog. Bewertung d. Einspeisung durch Allokation des PV-Umweltauswirkungen



(c) Kapitalwert

Abb. 4.10: Kapitalwert und GWP (exkl. Modul D) der Stromversorgung in Abhängigkeit von PV-Leistung und Akkukapazität (Funktionelle Einheit: ges. Gebäude (A_{NGF} : 854 m^2); Betrachtungszeitraum: 20a; Strombedarf: 16.9 MWh/a)

Ergebnisse Wärmeversorgung

Die Ergebnisse der Parametervariation der Wärmeversorgungsanlagen ist in Abbildung 4.11 dargestellt, welche sich bei einem Wärmebedarf von 33,5 MW h (Heizung) und 29 MW h (Warmwasser) ergeben. An der Darstellung des Kapitalwerts in Abbildung 4.11 links wird deutlich, dass eine Solarthermie unter gegebenen Randbedingungen nicht wirtschaftlich ist. Weitere Untersuchungen mit geänderten Randbedingungen zeigen, dass erst bei einem Preissteigerungsfaktor von Erdgas größer 2,4 %/a. (statt 0 %/a) für eine Solarthermieanlage mit ca. 26 m² und einen Speicher von 6 m³ ein positiver Kapitalwert berechnet wird. Alternativ kann der kalkulatorische Zinssatz auf 1,4 % verringert werden (statt 4 %, sodass für diese Anlagenparametrierung ein Kapitalwert von Null erreicht werden (sog. interner Zinsfuß). Das GWP wird durch Installation einer ST-Anlage in jedem Fall verringert (siehe Abbildung 4.11 rechts). Bei ST-Flächen größer 25 m² sollte mindestens ein Speicher von 5 m³ gewählt werden, um eine signifikante Reduktion des GWP zu erreichen. Bei Speichergrößen oberhalb von 10–15 m³ nimmt das GWP wieder zu, da dann auch die Wärmeverluste am Speicher zunehmen. Im Untersuchungsbereich wurde kein lokales Optimum der GHG-Emissionen gefunden.

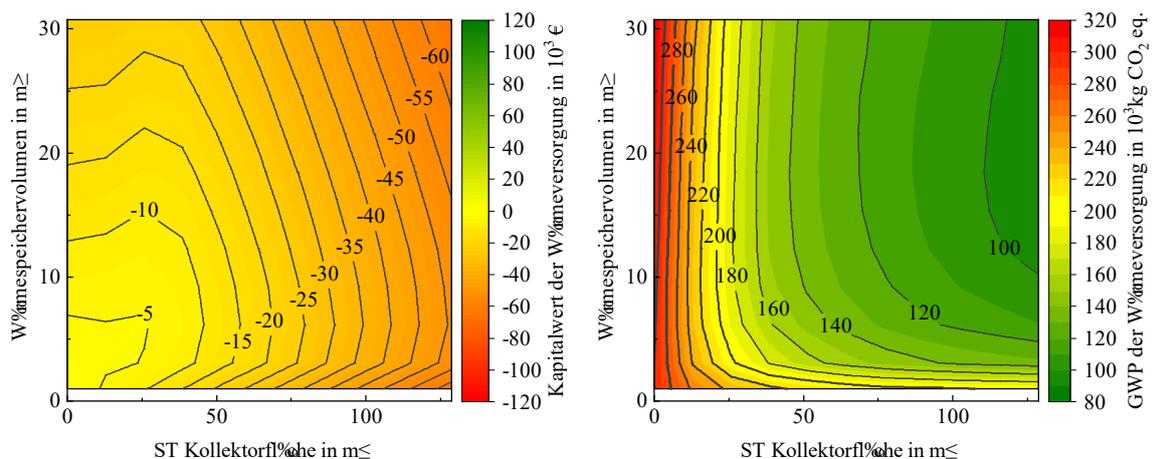


Abb. 4.11: Kapitalwert und GWP (exkl. Modul D) der Wärmeversorgung in Abhängigkeit von ST-Kollektorfläche und Wärmespeichervolumen (Funktionelle Einheit: ges. Gebäude (A_{NGF} : 854 m²); Betrachtungszeitraum: 20a; Heizwärmebedarf: 33.4 MWh/y; Warmwasserbedarf: 29.1 MWh/y)

Zusammenführung von Ökobilanz und Kapitalwert

Die Verbindung zwischen ökonomischer und ökologischer Bilanzierung erfolgt zum einen durch Berechnung der Netto-CO₂-Vermeidungskosten (NAC - net abatement costs) nach Gleichung 4.15, als Quotient von Kapitalwert und CO₂-Vermeidung, wobei ein Betrachtungszeitraum von 20 Jahren angenommen wird. Dieses Berechnungsverfahren wird auch in anderen Untersuchungen häufig verwendet und berücksichtigt mit dem Kapitalwert neben den Investitionskosten auch laufende Kosten und Einnahmen [106]. Sie stellt deshalb eine betriebswirtschaft-

liche Herangehensweise dar und bildet die Vermeidungskosten aus Sicht des Anlagenbesitzers und nicht aus Sicht der Gesellschaft ab [21].

$$NAC_i = -NPV_i / (GWP_{ref} - GWP_i) \quad (4.15)$$

Da die Netto-CO₂-Vermeidungskosten bei positivem Kapitalwert (d.h. einem Netto-Gewinn) zu widersprüchlichen Ergebnissen führt (vgl. [113]), wird die Verbindung zwischen ökonomischer und ökologischer Bilanzierung zusätzlich grafisch durch Ermittlung der pareto-effizientesten Systemvarianten analog zu Taylor [182] realisiert. Eine Pareto-Optimierung im mathematischen Sinn wird demnach nicht durchgeführt.

Die Kombination der ökonomischen und ökologischen Analyse erlaubt die Bewertung des Aufwandes zur Emissionsminderung. Werden die vermiedenen CO₂ Emissionen gegen den Kapitalwert aufgetragen (Abbildung 4.12), erhält man für jeden Variationsschritt einen Vergleich der Auswirkungen zur Referenzvariante (Punkt 0,0). Aus den Ergebnissen kann eine Pareto-Front eingezeichnet werden, die die Teilmenge der effizientesten Lösungen hinsichtlich der ökonomischen und ökologischen Kriterien bildet (gepunktete Linie). Der Kapitalwert ist in den meisten Fällen negativ, da die Gesamtkosten nach der durchgeführten betriebswirtschaftlichen Analyse zumeist höher ausfallen als im Vergleichsszenario. Dennoch lohnt eine Betrachtung dieses Bereiches mit Blick auf zukünftig unumgängliche Reduktionsmaßnahmen und die geplante Einführung der CO₂-Bepreisung. Die CO₂-Vermeidungskosten können aus der Division des negativen Kapitalwertes durch die CO₂-Einsparung bestimmt werden (siehe Gleichung 4.15) und damit als Gerade mit negativem Anstieg visualisiert werden.

Nach dem **Ansatz 1** zur Bewertung der Einspeisung (vgl. Abschnitt 4.5) sind Einsparungen bis zu 66,1 tCO₂eq in 20 Jahren möglich (vgl. Abbildung 4.12a). Bei weiterer Vergrößerung der PV-Leistung oder Akkukapazität sinkt das Einsparpotential wegen des höheren Herstellungsaufwands. Der Bereich ökologisch sinnvoller Investitionen ist damit auf die markierte Pareto-Front bis -40.000 € Kapitalwert beschränkt. Eine weitere Vergrößerung der PV-Anlage führt sowohl zur Reduktion des Kapitalwertes als auch zur Reduktion der vermiedenen CO₂-Emissionen. Ökonomisch ergibt sich durch die Möglichkeit der Vergütung von Netzeinspeisung ein Gewinn bei kleinen Akkukapazitäten (positiver Kapitalwert in Abbildung 4.12). Damit können bereits ohne Verwendung eines Akku bis zu 33,3 tCO₂eq eingespart werden (PV-Anlage: 11,1 kW_p; Akku: 0 kWh). Bei Installation einer PV-Anlage ohne Speicher ergeben sich damit negative CO₂-Vermeidungskosten. Dies führt bei der Suche nach den geringsten Vermeidungskosten zu einer Anomalie, die bereits durch Levihn [113] oder Taylor [182] beschrieben wurde. Die Vermeidungskosten liegen mit -249 €/tCO₂eq bei einem Kapitalwert von 1.300 € und einer CO₂ Vermeidung von 5,4 tCO₂eq am niedrigsten. Das stellt aber nicht das günstigste Ergebnis dar, da die ökonomisch günstigste Konfigurati-

on (PV-Anlage: 11,1 kW_p; Akku: 0 kWh) sowohl einen höheren Kapitalwert als auch höhere CO₂-Einsparungen erzielt. Daher sollten für die Beurteilung nach Vermeidungskosten nur Werte verwendet werden, die Teil der Pareto-Front sind. Am Punkt der größten absoluten CO₂-Einsparungen (PV-Anlage: 18,5 kW_p; Akku: 32,5 kWh) fallen Vermeidungskosten von 550 €/tCO₂eq an, was überwiegend auf die Investition in den Akku zurückzuführen ist. Dieser Preis liegt weit über dem notwendigen Aufwand zur Erreichung der Klimaziele. McKinsey et al. haben mit der „Global Greenhouse Gas Abatement Cost Curve“ die Kosten für verschiedene Technologien ermittelt, mit denen bis 2030 eine Reduktion der GHG um 35 % gegenüber 1990 erreichbar wäre. Demnach reichen Technologien mit höchstens 80 €/tCO₂eq zur Vermeidung von 38 GtCO₂eq pro Jahr [125]. Einen höheren Betrag ermittelt die International Energy Agency (IEA) bei längerem Zeithorizont. Demnach wird in 2050 ein Grenzwert der Vermeidungskosten von 157 €/tCO₂eq (bei Wechselkurs 2015: 0.921 €/US\$) erreicht, um das 2°C-Szenario einzuhalten [99].

Der Vergleich der berechneten Vermeidungskosten nach „Methode 1“ mit den Werten nach McKinsey oder IEA ist problematisch, da mit dieser Methode der ökologische Nutzen der Einspeisung nicht enthalten ist. In Abbildung 4.12b werden die vermiedenen GHG-Emissionen dem Kapitalwert zum Vergleich nach „Methode 2“ gegenübergestellt. Da kein ökologisches Optimum im Untersuchungsbereich existiert (vgl. Abbildung 4.10b), kann hier keine Pareto-Front eingezeichnet werden. Im Vergleich zu „Methode 1“ werden geringere Vermeidungskosten berechnet. Für die oben genannte Anlagengröße (PV-Anlage: 18,5 kW_p; Akku: 32,5 kWh) liegen die Vermeidungskosten mit 496 €/tCO₂eq aber immer noch höher als die Referenzwerte von McKinsey und IEA.

Eine weitere Vergleichsmöglichkeit stellt eine CO₂-Bepreisung dar, die in Deutschland ab 2021 eingeführt wurde und bis 2025 auf bis zu 55 €/tCO₂eq ansteigen soll [39]. Der mögliche CO₂-Preis von 80 €/tCO₂eq wird durch die Geradendarstellung in Abbildung 4.12 repräsentiert. Bei diesem Preis verschiebt sich der Bereich betriebswirtschaftlich sinnvoller Investitionen bis zu dieser Gerade. Unter Annahme einer globalen CO₂-Bepreisung wird durch die zwei Methoden der ökologischen Bewertung der Einspeisung ein wichtiger Unterschied deutlich: „Methode 1“ (Abbildung 4.12a) würde bedeuten, dass der Eigentümer einer PV-Anlage für die gesamten Umweltauswirkungen selbst aufkommen muss, die bei deren Herstellung auftreten, wenn diese vollständig auf den Kaufpreis umgelegt würden. Ab einer gewissen Anlagengröße (dargestellt durch Pareto-Front) ist eine Vergrößerung für den Hausbesitzer ökologisch und wirtschaftlich nicht mehr sinnvoll. Nach „Methode 2“ (Abbildung 4.12b) wird der ökologische Nutzen der dem Netz (und damit der Gesellschaft) durch eine größere PV-Anlage zukommt, gerecht umgelegt. Für den Hausbesitzer existiert damit keine Pareto-optimale Lösung mehr. Bei einem CO₂-Preis von 80 €/tCO₂eq wird dann eine Anlage mit $C_{battery} = 6,5$ kWh und $P_{PV,peak} = 18,5$ kW_p wirtschaftlich. Allerdings ist das System mit 37 kW_p und 0 kWh sowohl ökologisch als auch ökonomisch besser. In Deutschland wird der ökologische Nutzen durch Einspeisung in Form der festen Vergütung teilweise auch honoriert. Diese Vergütung richtet

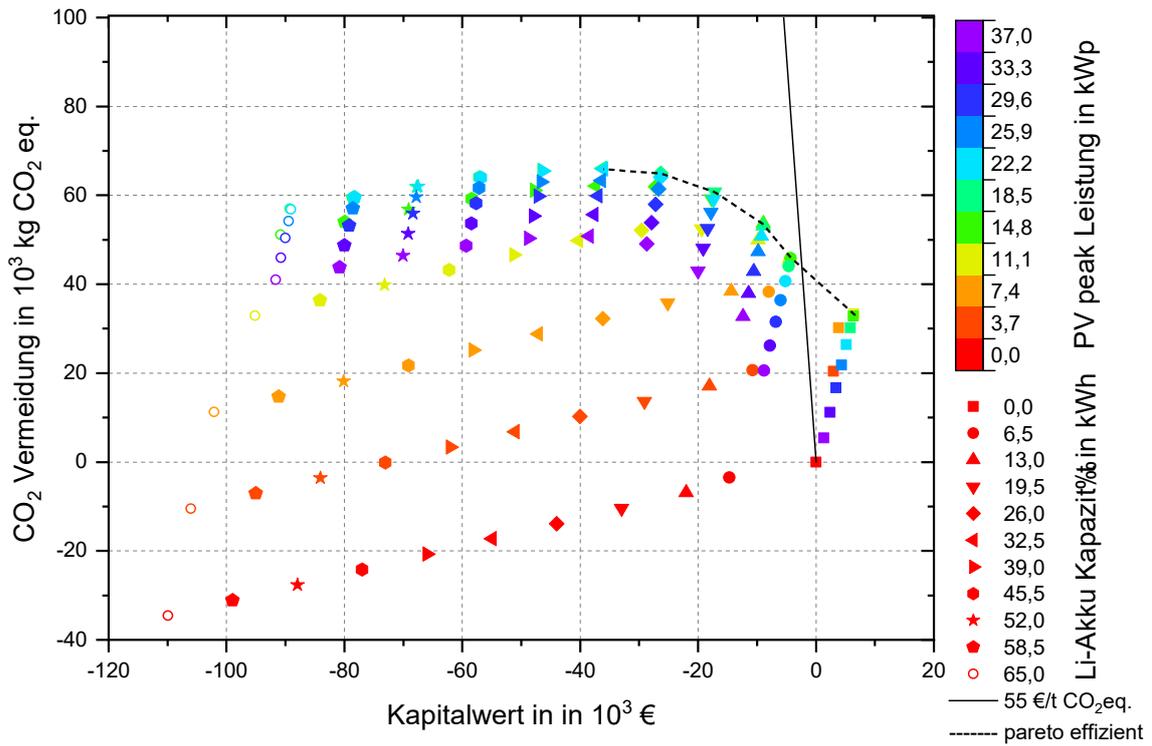
sich allerdings nicht an den ökologischen Nutzen, den die Gesellschaft durch die Einspeisung erhält, sondern an den Marktwert des verkauften Stroms. Der ökologische Nutzen eines Li-Akkus auf Gebäudeebene ist eher gering, da dieser nur zur Erhöhung des Eigenverbrauchs verwendet wird. Ob sich durch eine netzdienliche Betriebsweise der ökologische Nutzen verbessern lässt, kann Gegenstand weiterer Untersuchungen sein. Bei der LCA des Akkus müsste dann ein Allokationsverfahren entwickelt werden, mit dem der Herstellungsaufwand des Akkus aufgeteilt wird.

Die Betrachtung der Einsparmöglichkeiten in der Wärmeversorgung zeigt, dass die Pareto-Front im untersuchten Bereich kein Maximum erreicht (Abbildung 4.14). Außerdem wird kein positiver Kapitalwert erreicht. Die Investitionen in CO₂-Vermeidung mit ST werden nach den aktuellen Randbedingungen also nicht rentabel. Trotzdem kann im Bereich der Wärmeversorgung mit geringem Kapitaleinsatz eine deutlich größere Menge CO₂eq eingespart werden. Demnach steigen die vermiedenen GHG-Emissionen zunächst bis zu einer ST-Absorberfläche von 38,6 m² stark an. Bei größeren Absorberflächen sind die marginalen Vermeidungskosten deutlich höher, da sich die GHG-Emissionen mit größeren ST-Flächen nur noch geringfügig verringern lassen. Im „Knickpunkt“ dieses Verlaufs bei 38,6 m² und 9 m³ können insgesamt 150 tCO₂eq eingespart werden bei vergleichsweise geringen Vermeidungskosten von ca. 55 €/tCO₂eq.

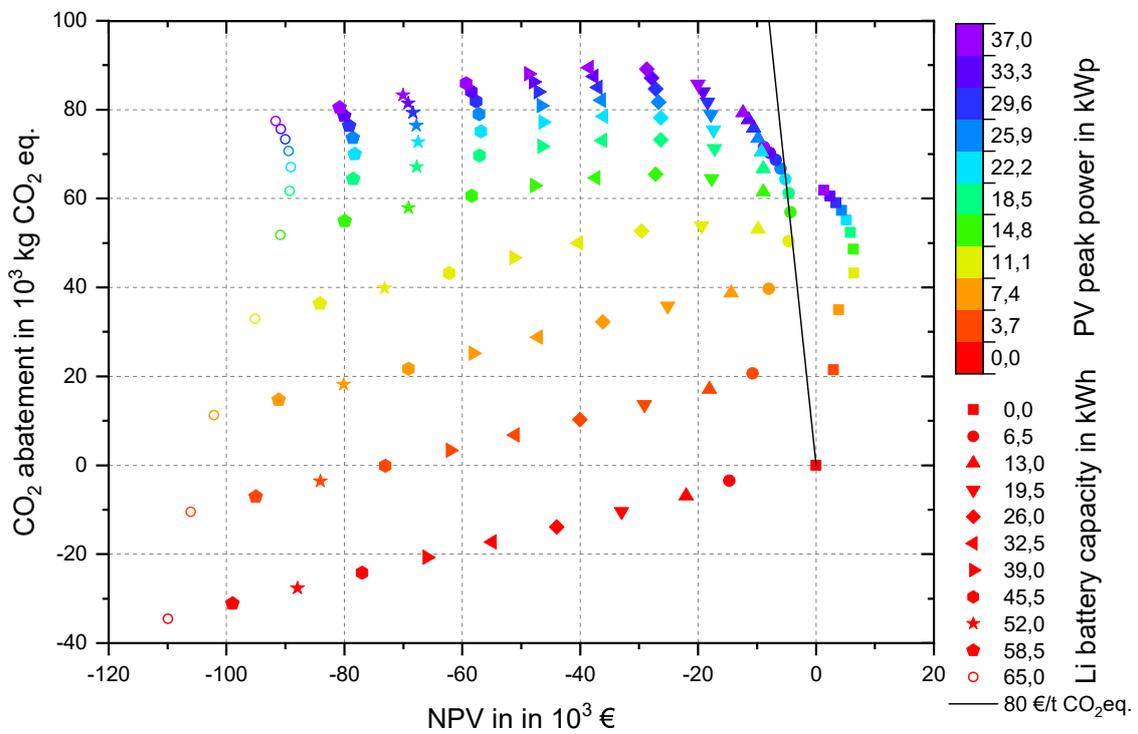
In der Detaildarstellung (Abbildung 4.14b) ist wieder der Grenzfall von Vermeidungskosten in Höhe von 80 €/tCO₂eq nach [125] eingetragen. Demgegenüber sind Investitionen in Anlagen von bis zu 50 m² als wirtschaftlich zu bezeichnen. Die Abbildung 4.14b hebt außerdem den Verlauf bei Vergrößerung des Speichers ohne Änderung der Absorberfläche hervor. Es ist zu sehen, dass die betriebswirtschaftlich günstigste Speichergröße immer auf oder nahe der Pareto-Front liegt. Ein kleinerer Speicher bewirkt eine schnelle Entfernung von der Pareto-Front und damit ein ineffizientes System. Eine Vergrößerung des Speichers vom wirtschaftlichen Optimum bewirkt bei kleinen ST-Anlagen ebenfalls eine schnelle Entfernung von der Pareto-Front, bei großen ST-Anlagen hingegen (ab ca. 50 m²) nur eine marginale Abweichung des Verlaufes der Pareto-Front. Daraus lässt sich ableiten, dass nach gewählter Größe der ST-Anlage die Speicherdimensionierung nach rein wirtschaftlichen Kriterien erfolgen kann. Eine leichte Überdimensionierung ist dabei aus Sicht der Gesamteffizienz einer leichten Unterdimensionierung vorzuziehen.

Der abschließende Vergleich der ökologischen und ökonomischen Performance zwischen PV/Akku und ST/Wärmespeicher (WSP) zeigt, dass die PV/Akku-Kombination unter rein wirtschaftlichen Gesichtspunkten zu bevorzugen ist. Bei einer stärkeren Fokussierung auf Emissionsverminderung, wird hingegen der Vorteil der Solarthermie deutlich, da mit dieser Technologie bei vergleichsweise geringen Vermeidungskosten absolut betrachtet mehr Emissionen vermieden werden können. Diese Abwägung zwischen PV und ST ist vor allem wegen der begrenzten Dachfläche entscheidend. Einen Einfluss auf die Auswahl hat auch die mögliche Inanspruchnahme von Förderungen. In Abbildung 4.15 ist gezeigt, wie sich eine Förderung auswirkt. Für kleine Anlagengröße und Speicher ist dabei keine Förderung zu erreichen, weshalb

sich für diese Konfigurationen keinen Änderungen ergeben. Sobald jedoch die erste Förderstufe (KfW EH 55 inklusive der EE-Klasse) erreicht wird, entsteht eine Horizontalverschiebung aller weiteren Punkte in den deutlich wirtschaftlichen Bereich mit positiven Kapitalwerten zwischen 150.000 und 175.000 € (mit Erreichen der zweiten Förderstufe: 175.000 – 200.000 €). Die daraus resultierenden CO₂-Vermeidungskosten liegen für beide Förderstufen in einem Bereich von -800 bis -1.000 €/t CO₂ eq. Die Förderung lohnt sich demzufolge aus betriebswirtschaftlicher Sicht (Kapitalwert), aber nicht aus volkswirtschaftlicher Sichtweise, da die CO₂-Vermeidungskosten gesellschaftlich getragen werden müssen.

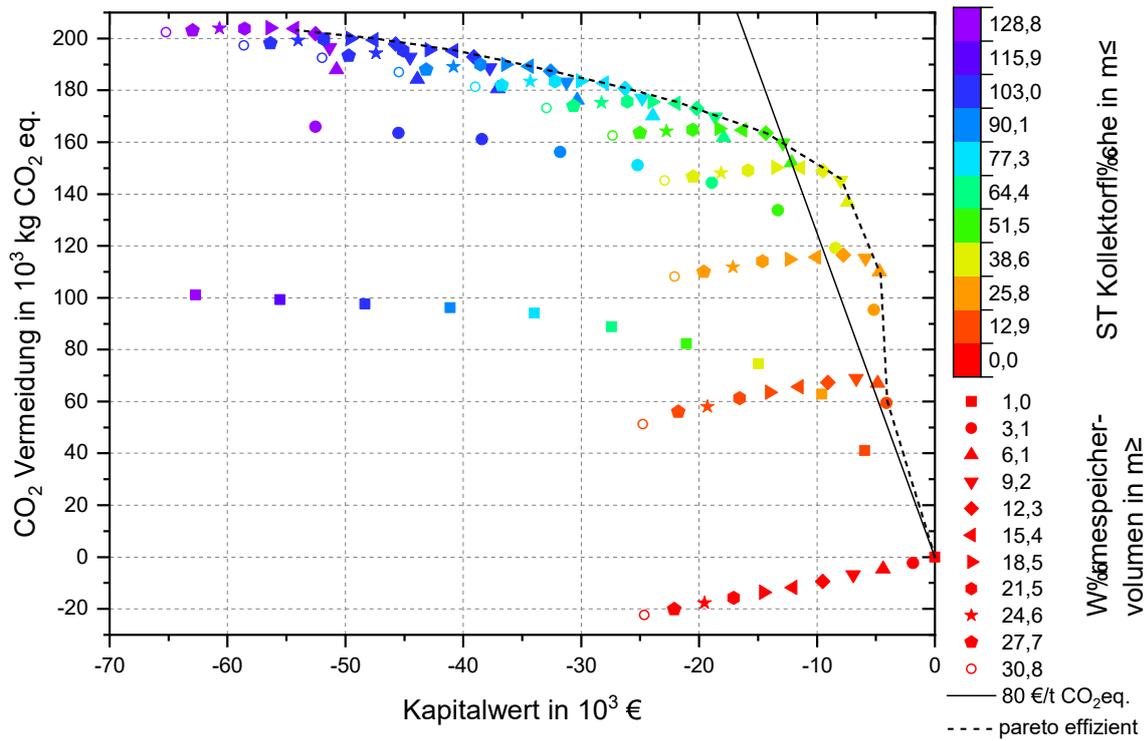


(a) Ökolog. Bewertung d. Einspeisung durch Substitution von Netzstrom; pareto-effiziente Anlagengrößen mit gepunkteter Linie verbunden

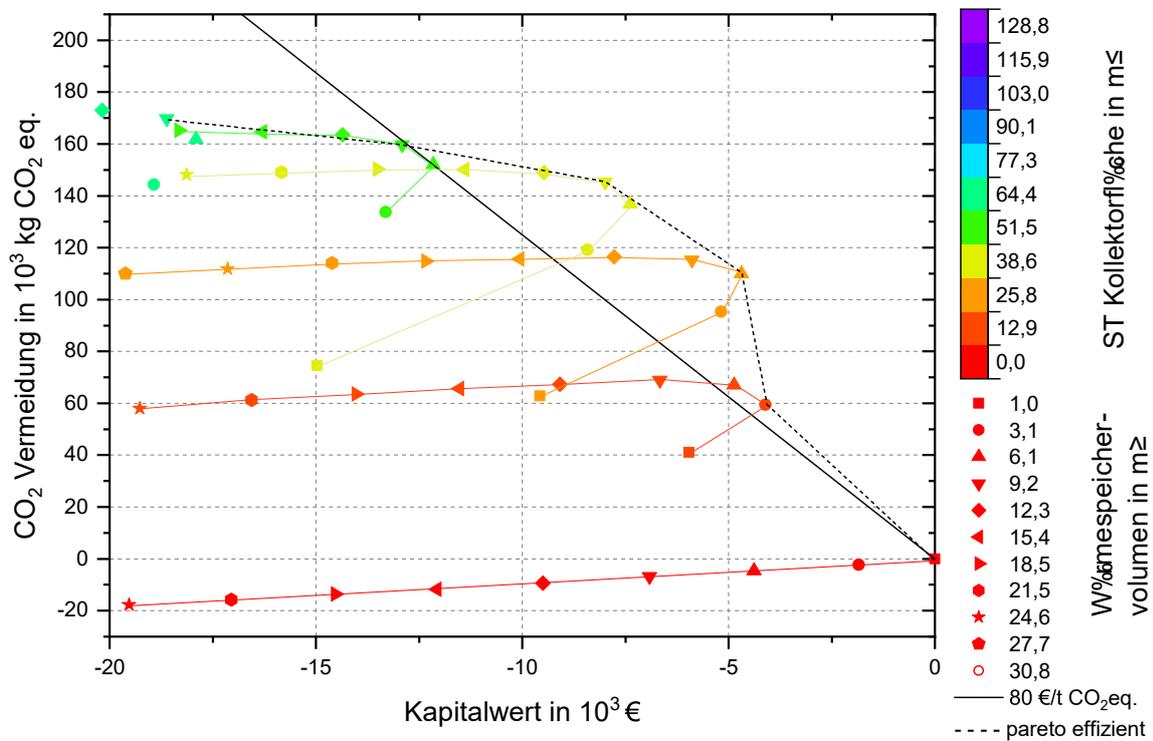


(b) Ökolog. Bewertung d. Einspeisung durch Allokation des PV-Umweltauswirkungen; keine pareto-effizienten Anlagengrößen ermittelbar

Abb. 4.12: Zusammenführung von Kapitalwert und CO₂ Vermeidung (negativ, wenn Emissionen zunehmen) der Stromversorgung in 20 Jahren

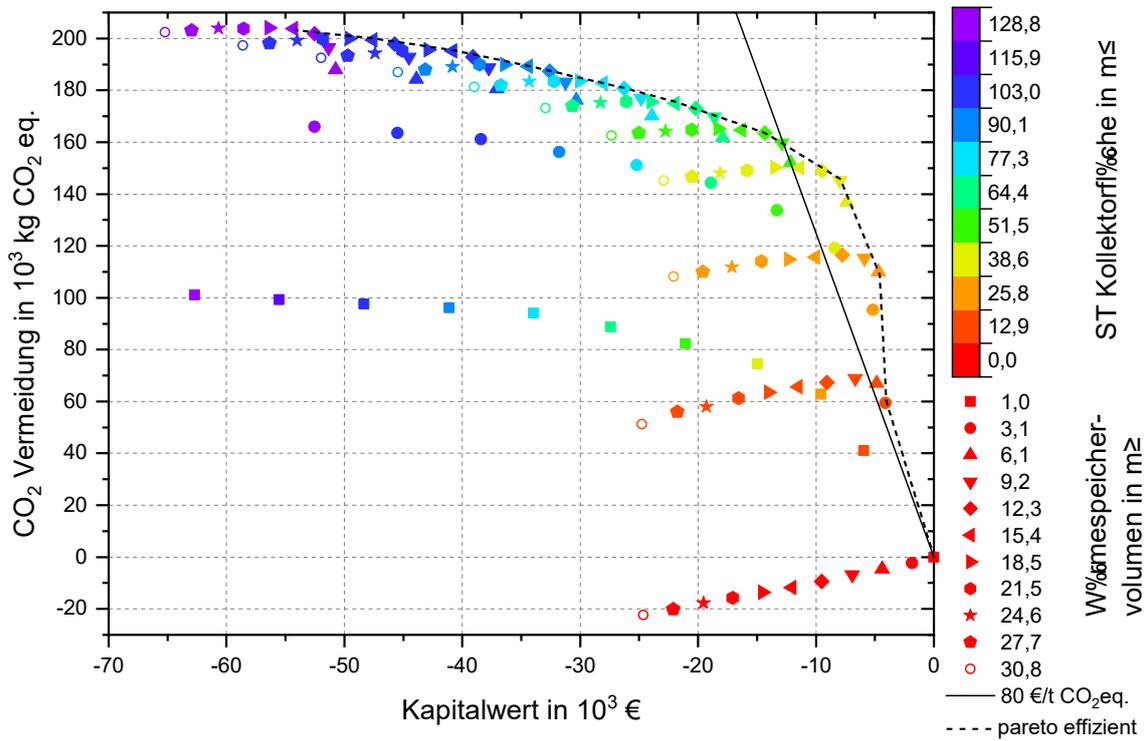


(a) Gesamter Untersuchungsrahmen; pareto-effiziente Anlagengrößen mit gepunkteter Linie verbunden

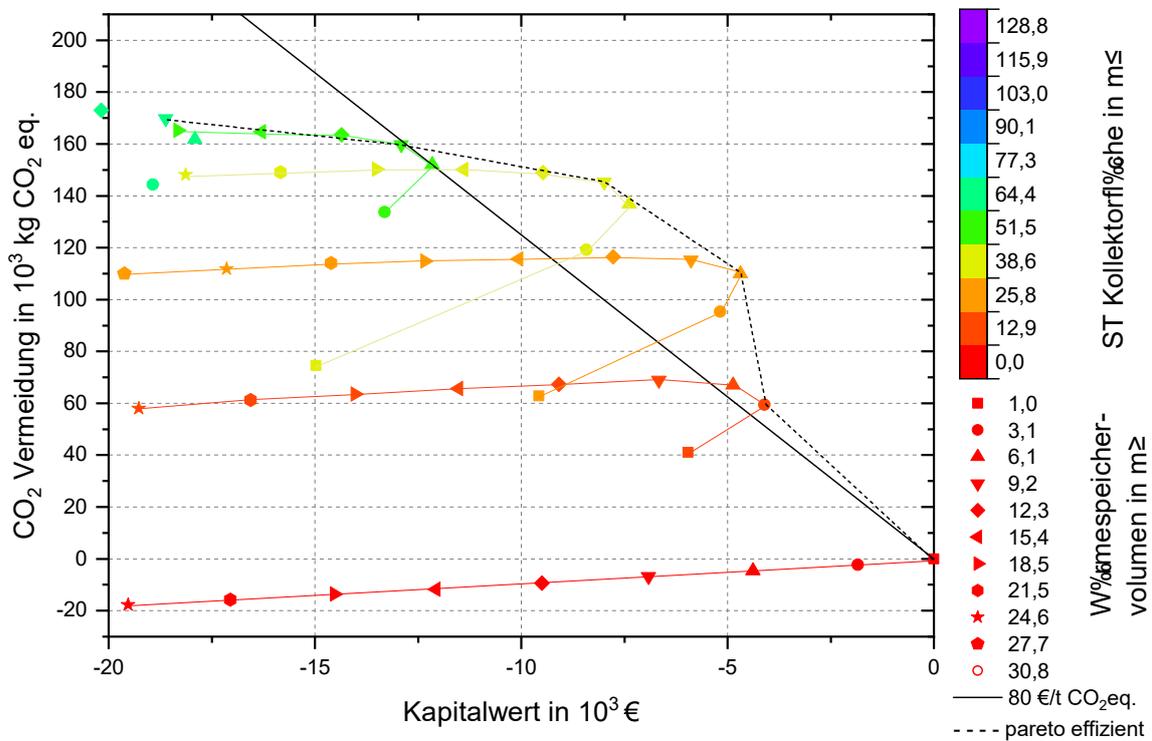


(b) gezoomte x-Achse aus Abbildung 4.14a; pareto-effiziente Anlagengrößen mit gepunkteter Linie verbunden; Punkte mit gleicher Kollektorfläche mit farbigen Linien verbunden

Abb. 4.13: Zusammenführung von Kapitalwert und CO₂ Vermeidung (negativ, wenn Emissionen zunehmen) der Wärmeversorgung in 20 Jahren



(a) Gesamter Untersuchungsrahmen; pareto-effiziente Anlagengrößen mit gepunkteter Linie verbunden



(b) gezoomte x-Achse aus Abbildung 4.14a; pareto-effiziente Anlagengrößen mit gepunkteter Linie verbunden; Punkte mit gleicher Kollektorfläche mit farbigen Linien verbunden

Abb. 4.14: Zusammenführung von Kapitalwert und CO₂ Vermeidung (negativ, wenn Emissionen zunehmen) der Wärmeversorgung in 20 Jahren

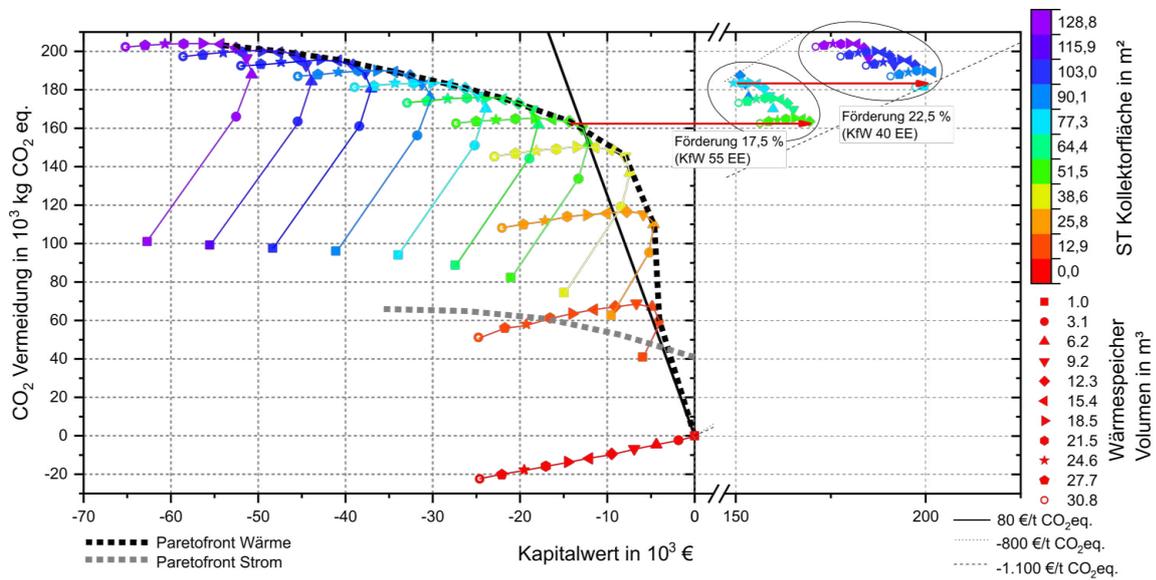


Abb. 4.15: Zusammenhang zwischen CO₂-Vermeidung und Wirtschaftlichkeit der Variationsmatrix mit Berücksichtigung der Förderung

5 Monitoring

5.1 Kenndaten und Gebäudekonzept

Das Monitoring umfasst zwei neu errichtete Mehrfamilienhäuser, die nach dem Sonnenhausprinzip errichtet wurden, mit dem Ziel solare Deckungsgrade von 65 % der thermischen und 77 % der elektrischen Energie zu erreichen. Die Gebäude sind in allen wesentlichen Merkmalen baugleich ausgeführt. Das westlich gelegene Haus 2 unterscheidet sich vor allem in einer großen Linde, die sich südlich vor dem Haus befindet und einen Teil der Solarflächen beschattet sowie einer angeschlossenen Ladesäule für Elektrofahrzeuge, die jedoch kaum zur Nutzung kam und in 2021 wieder demontiert wurde. Letztgenannte ist daher vernachlässigbar. Weiterhin bestehen unintendiert leicht verschiedene Einstellungen der Steuerung, die die jeweilige Anlagenperformance beeinflussen. Tabelle 5.1 zeigt eine Übersicht ausgewählter Kenn- und Planungswerte der Häuser.

Die Gebäude weisen bei einer Nutzfläche von $A_N = 853,5 \text{ m}^2$ je 7 Wohneinheiten (fünf 3-Raum Wohnungen, eine 5-Raum Maisonettewohnung, eine 2-Raum Studiowohnung) auf. Die Außenwände sind ohne separate Dämmschicht mit porotongefüllten Hochlochziegeln gemauert und erreichen bei 45,5 cm Gesamtdicke einen U-Wert von $0,18 \text{ W/m}^2\text{K}$. Alle Fenster wurden dreifach verglast bei U-Werten von $0,5 \text{ W/m}^2\text{K}$ ausgeführt. Alle Geschossdecken bestehen aus Stahlbeton (U-Wert Bodenplatte: $0,12 \text{ W/m}^2\text{K}$). [108]

Tab. 5.1: Ausgewählte Kenngrößen der zwei teilautarken Mehrfamilienhäuser am Standort Cottbus

Kenngröße Sonnenhaus	Wert	
Nutzfläche A_N	853,5 m ²	
Wohnfläche A_{WF}	634,2 m ²	
Anzahl Wohneinheiten (WE)	7	
Fläche Solarthermie A_{ST}	100 m ²	
Volumen Wärmespeicher	24,6 m ³	
Leistung Gastherme	48,2 kW	
Leistung Photovoltaik	29,6 kW _p	
Kapazität (netto) Stromspeicher (Li-Ion)	47 kWh	
Planungswert Energiebilanz	Haus 1	Haus 2
Strombedarf (kWh/WE) **	2.500	2.500
Solare Deckung Strom (%)**	77	70
Heizwärmebedarf (kWh/m ² /a)*	15,58	15,59
Primärenergiebedarf (kWh/m ² /a)*	8,40	8,41
Solare Deckung Wärme (%)	65	55

* Aus EnEV-Energieausweis [108]; ** Simulationen für 6 WE-Variante [61]

Die Energieversorgung der Sonnenhäuser basiert vorrangig auf Solarenergienutzung von Dach- und Fassadenflächen (vgl. Abbildung 5.2). Für die Steigerung der Deckungsgrade sind große Speicherkapazitäten vorgesehen (24,6 m³ Wärmespeicher; 46 kWh Stromspeicher). Das Stromversorgungskonzept ist auf eine klassische PV-Akku-Kombination zurückführbar, bei der der



Abb. 5.1: Ansicht eines MFH-Sonnenhauses in Cottbus mit markierten Solarthermie- (links, weinrot) und Photovoltaik-Dach- und Fassadenflächen (rechts, gelb)

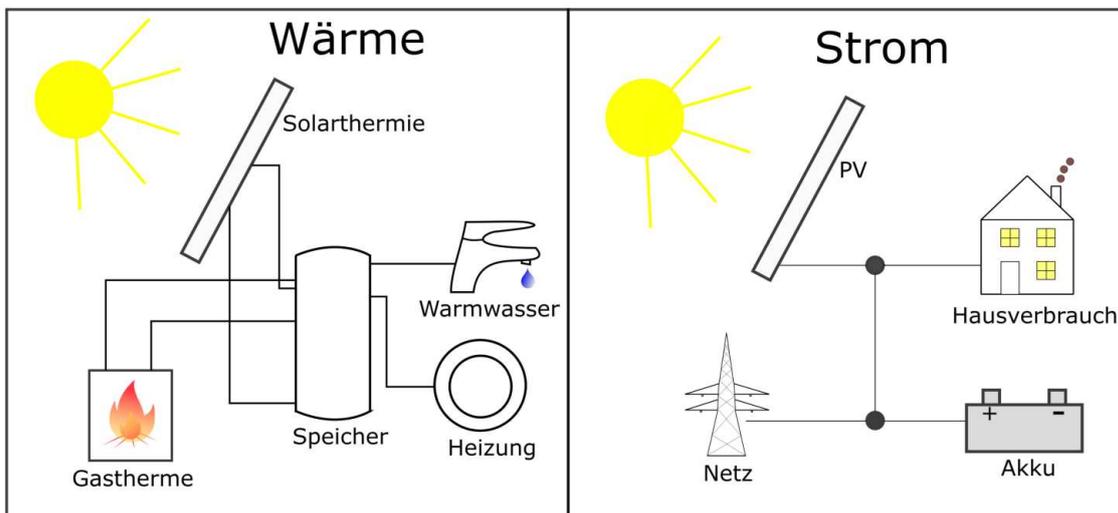


Abb. 5.2: Schematische Energieversorgung der Sonnenhäuser

Akku zum Über- und Unterschussausgleich eingesetzt wird. Die Wärmeversorgung stellt ein Versorgungskonzept mit zentralem, bivalentem Wärmespeicher dar. Das detailliertere Hydraulikschema ist Abbildung 5.3 zu entnehmen. Die ST-Anlage besteht aus drei Teilfeldern, die jeweils in zwei Unterfelder unterteilt sind. Der Ertrag kann in drei Ebenen über interne Wärmeübertrager (schwarz) dem Speicher zugeführt werden. Die Backupversorgung wird durch eine Gasbrennwerttherme übernommen, die nur den Speicherkopf erwärmt (orange, siehe Abbildung 5.3). Die Wärmeentnahme aus dem Speicher zur Warmwasserbereitung erfolgt über eine direkt angeschlossene Frischwasserstation. Eine Zirkulationsleitung wird ganztägig betrieben. Der Rücklauf der Frischwasserstation ist im unteren Speicherbereich direkt über dem unteren ST-Wärmeübertrager angebracht. Die Vorlauftemperatur der Fußbodenheizung wird außentemperaturgeführt nach voreingestellter Heizkurve. Hierfür werden 10-Minuten Mittelwerte der Außentemperatur verwendet. Die erforderliche Vorlauftemperatur wird durch einen 5-Wege-Mischer aus drei Speicherebenen und dem Heizungsrücklauf gemischt. In der Sommer-

periode kann die Fußbodenheizung als Raumkühlung verwendet werden, indem der Durchfluss auf den Wärmeübertrager der Geothermiebohrung umgeschaltet wird und somit ein zum Speicher parallel betriebener Hydraulikkühlkreis entsteht. Weiterhin ist die Abgabe von überschüssiger ST-Wärme vorgesehen. Hierfür wird über den grau darstellten Wärmeübertrager eine Nahwärmeleitung zum Nachbarbestandsgebäude bedient.

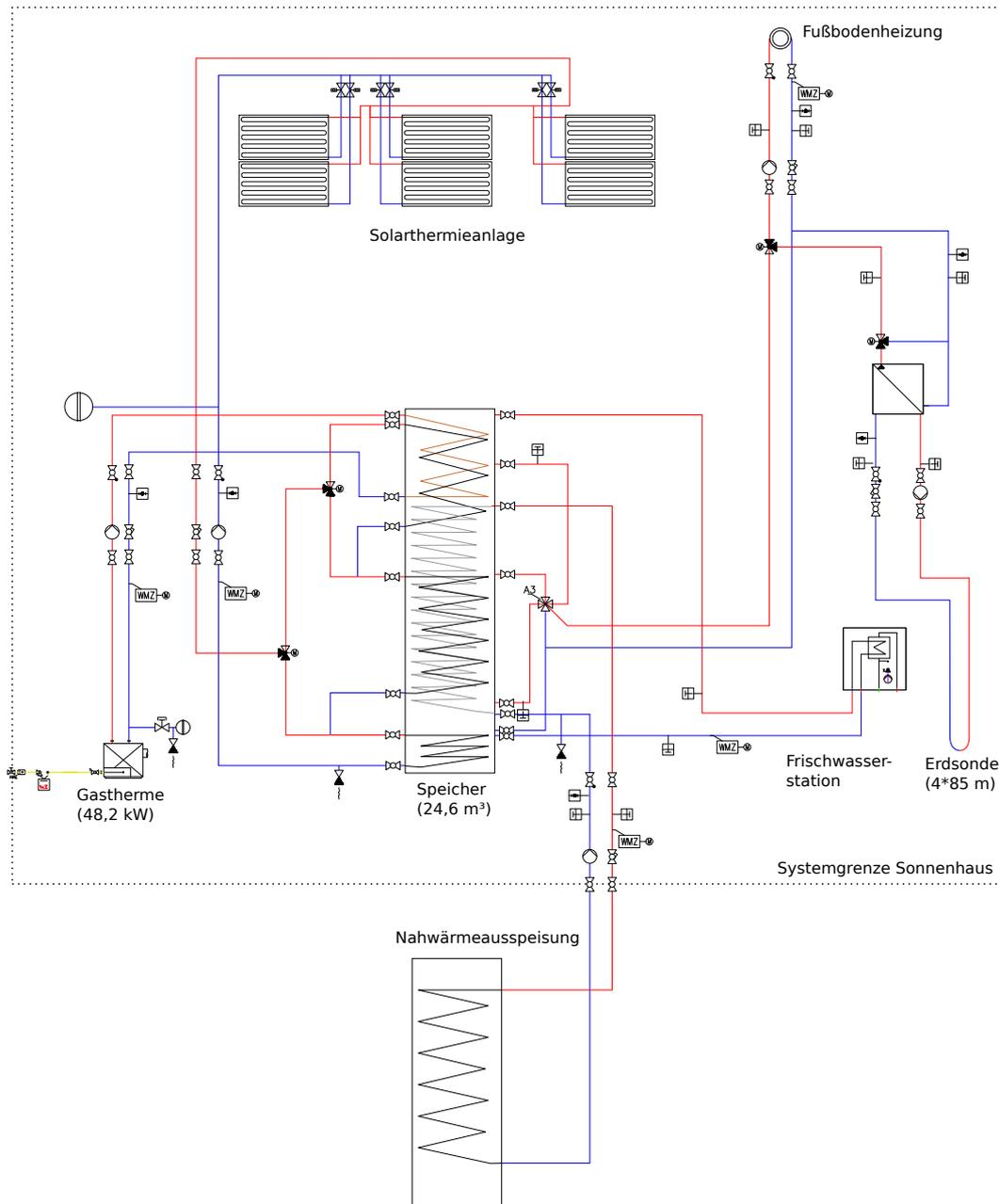


Abb. 5.3: Hydraulisches Schema der Sonnenhäuser nach Planungsunterlagen der Fa. G&B

Die Zieltemperaturen im oberen Speicherbereich werden durch die Gastherme auf $\geq 65^\circ\text{C}$ gehalten, um eine Warmwasser-Vorlauftemperatur von 60°C zu gewährleisten. Eine Umschaltung des Betriebsmodus der Fußbodenheizung zwischen Heiz- und Kühlbetrieb erfolgt zweimal jährlich manuell. Der Betrieb der Solarwärme erfolgt nach Hysteresesteuerung der Übertemperatur im Kollektor von 7–4 K gegenüber dem Speicher. Die Ventilstellungen zur Einspeisung im Speicher erfolgen je nach verfügbarer Kollektortemperatur, sofern eine fest eingestellte Zieltemperatur im jeweiligen Speicherbereich nicht überschritten ist. Zum Schutz vor Überhitzung der Kollektoren ist eine Abkühlung des unteren Speicherteils über nächtlichen Betrieb des ST-Kreises geplant. Diese Rückkühlung startet ab einer Speichertemperatur von 75°C ausschließlich am unteren ST-Wärmeübertrager, bis dieser auf 65°C abgekühlt ist. Die Nahwärmeausspeisung wird vorrangig nach einer Hysterese-Regelung zwischen $75\text{--}65^\circ\text{C}$ in Höhe des Nahwärme-Vorlaufanschlusses freigeschaltet.

Die Nahwärmeleitung zur Wärmeausspeisung, die in die Heizzentrale eines Nachbargebäudes führt, wird schematisch in Abbildung 5.4 aufgezeigt und stellt eine Besonderheit des Quartiersanschlusses der Sonnenhäuser dar. Von dort kann neben dem Nachbargebäude selbst auch

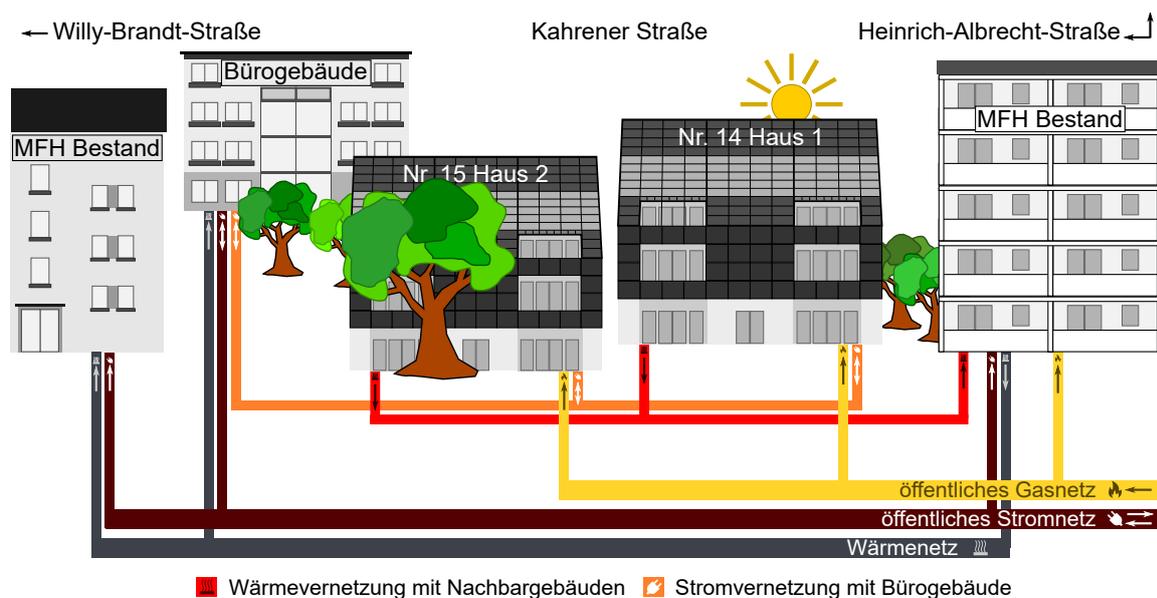


Abb. 5.4: Vernetzung der teilautarken Mehrfamilienhäuser im Cottbuser Quartier

das weitere Wärmenetz versorgt und damit die vorhandenen Gaskessel entlastet werden. Die Steuerung arbeitet dabei aktuell so, dass stets nur ein Sonnenhaus gleichzeitig ausspeisen kann um hydraulische Rückkopplungen zwischen den beiden Häusern zu vermeiden. Damit ist es leider aktuell auch nicht möglich, Wärme zwischen den Sonnenhäusern zu transferieren. Die Stromversorgung der beiden Sonnenhäuser weist ebenfalls einen Quartiersbezug auf. Die Sonnenhäuser haben keinen direkten Anschluss an das öffentliche Stromnetz, sondern werden indirekt über ein im Quartier befindliches Bürogebäude des Vermieters (EG WOHNEN 1902) versorgt. Ökologisch vorteilhaft werden hierdurch Netzeinspeisungen, die aus Sicht der Sonnenhäuser zunächst vom Bürogebäude verbraucht werden, bevor eine Einspeisung ins

öffentliche Netz stattfindet. Die Akkumulatoren in den Sonnenhäusern werden allerdings unabhängig voneinander betrieben und berücksichtigen auch den Bedarf des Bürogebäudes nicht, sodass als erste Priorität im Betrieb eine hohe Eigendeckungsrate der einzelnen Sonnenhäuser steht. Damit besteht lediglich der Anschluss an das Gasnetz zum Betrieb des Backup-Wärmeerzeugers als direkte Anbindung an öffentliche Energieversorgungsnetze.

Aufgrund des geringen zu erwartenden Endenergieverbrauchs der Gebäude werden die Wohnungen mit einem Pauschalmietmodell vermietet. Dabei erhalten die Mieter alle Energieleistungen in der Mietpauschale von $10,50 \text{ €/m}^2$ verbrauchsunabhängig inklusive. Die Besonderheit bei diesem Modell ist, dass darin neben dem Wärmeverbrauch für Heizung und Warmwasser auch der Stromverbrauch mit eingeschlossen ist. In der Pauschale nicht enthalten und damit weiterhin einer Nebenkostenabrechnung nötig sind kalte Betriebskosten, wie der Frischwasserverbrauch, sowie Müllabfuhr, Hausmeister, Versicherungen, Grundsteuer usw.

5.2 Installierte Messtechnik

Die Konzeptionierung der Messtechnik zielte darauf ab den Energieverbrauch aller Wohnungen separat bestimmen und bewerten zu können, dazu wurden alle relevanten Bestandteile des Energiesystems separat betrachtet und jedes einzelne Gebäude als Ganzes evaluiert. Abbildung 5.5 zeigt einen schematischen Überblick der Bestandteile. Bei allen Bilanzierungsgrenzen

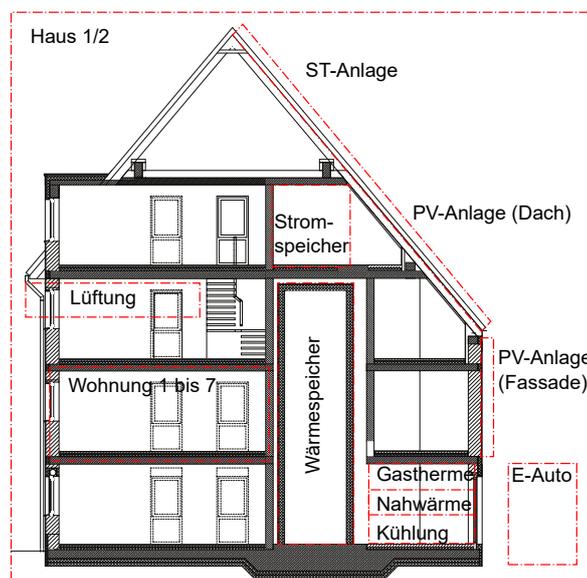


Abb. 5.5: Schematische Darstellung separat bilanzierbarer Untersysteme

des thermischen Systems wurde neben der thermischen Energie auch der jeweils zugehörige Stromverbrauch erfasst.

Wo immer möglich wurde auf ohnehin vorhandene Messtechnik zum Betrieb des Gebäudes zurückgegriffen. Wegen des pauschalen Mietmodells trifft dies vor allem auf die Steuerung der Anlagentechnik (Hydrauliksystem, Stromspeicher, PV-Anlagen) zu. Die Lüftungsanlagen weisen keine gängige Kommunikationsschnittstelle auf, weshalb diese lediglich durch die Er-

fassung des Stromverbrauchs bilanziert werden konnten. Eine Ladesäule für Elektrofahrzeuge wurde nur in Haus 2 ausgestattet, den Mietern allerdings aufgrund von rechtlichen Unsicherheiten der Abrechnung nie zur Verfügung gestellt und schließlich in 2021 wieder demontiert. Zusätzlich wurde am Ostgiebel von Haus 1 eine Erfassung der Globalstrahlung in drei Ebenen eingerichtet (horizontal, südlich vertikal, südlich Dachebene bei 50° Steilheit), sowie die Außentemperatur gemessen.

Die Raumluftqualität wurde in Form von Lufttemperatur und relativer Feuchtigkeit in allen Wohnungen in Wohn- und Schlafzimmer erfasst. Vier ausgewählte Wohnungen wurden mit zusätzlichen Messgeräten in den Kinderzimmern, davon wiederum zwei mit zusätzlichen Sensoren in den Badezimmern ausgestattet. Weiterhin wurde in sechs ausgewählten Wohnungen an den Hauptmessstellen (Wohn- und Schlafzimmer) zusätzlich die CO₂-Konzentration erfasst (vgl. Abbildung 5.6). Zur Bestimmung des Raumluftzustands wurden alle Wohnungen mit batteriebetriebenen Funksensoren der Firma ELVACO ausgestattet. Wo zusätzlich der CO₂-Gehalt bestimmt werden sollte, kam stattdessen ein kabelgebundenes Gerät der Firma REGIN zum Einsatz. Darüber hinaus wurden an ausgewählten Stellen in der Geschossdecke

Haus	H1 (14)		H2 (15)	
	links	rechts	links	rechts
DG	T/rF 2x	CO ₂ /T/rF 2x	CO ₂ /T/rF 2x	T/rF 2x
2.OG	T-Decke	T/rF 3x	T/rF 3x	CO ₂ /T/rF 2x
	CO ₂ /T/rF 2x			
1.OG	CO ₂ /T/rF 2x	CO ₂ /T/rF 2x	T/rF 2x	T-Boden
EG	T-Boden	T/rF 3x (Bad)		T/rF 5x (Bad)
	T-Decke	T/rF 2x	T/rF 2x	T-Boden
	T/rF 2x			

Abb. 5.6: Übersicht der Ausstattung aller Wohnungen mit Raumluftsensoren und Temperatursensoren in der Geschossdecke (fett)

jeweils im Wohnzimmerbereich beim Bau der Gebäude Sensoren eingebracht. Hierüber sind die Temperaturen im Betonkern (T-Decke), sowie direkt unterhalb und oberhalb der Dämmschicht zwischen den Heizschlaufen der Fußbodenheizung (T-Boden) darstellbar.

Einen Überblick der wichtigsten Messtechnik gibt Tabelle D.2. Bei der Auswahl der Geräte wurde dabei auf hohe Genauigkeit und gute Integrierbarkeit im System geachtet.

Die Strommessstellen wurden mit Geräten der Firma Saja ausgestattet, wobei je Messstelle zwischen 1-phasigen, 3-phasigen und Zweirichtungszählern unterschieden werden musste. Für den Hausanschluss konnte kein Direktzähler eingesetzt werden, sodass ein Wandlerzähler von ABB eingesetzt wurde. Außerdem erwies sich für den Anschluss der Heizungstechnik die Möglichkeit eines Summenzählers je Phase als vorteilhaft, was ebenfalls durch das Modell der Firma ABB gegeben war. Die Energiemengen und Leistungen der PV-Anlagen konnten nicht mit eigener Messtechnik erfasst werden. Hierfür wurde über die Wechselrichterschnittstelle auf die Daten zugegriffen.

Die Wärmemesstellen wurden einheitlich mit Geräten der Serie Kamstrup Multical-403 ausgestattet, die mit einem Ultraschallvolumenstromsensor ausgestattet sind. Lediglich der Solarkreis wurde abweichend mit der Messtechnik des Herstellers der Heizungssteuerung Technische Alternative (TA) für Wasser-Glykol ausgerüstet. Das Messprinzip des Volumenstromzählers basiert auf dem Prinzip der Karmanschen Wirbelstraße. Die Wärmegrößen werden direkt in der Heizungssteuerung berechnet.

Alle Wasserzähler wurden mit einem Impulsgeber bestückt (1 Liter/Imp.). Auch der Gaszähler wurde mit einem Impulsgeber (10 Liter/Imp.) ausgestattet.

Die zeitlichen Intervalle der Messwerterfassung wurden je nach Messstelle zwischen 1–15 min gewählt. Die Messgeräte wiesen dabei teilweise unterschiedliche Einschränkungen auf. Tabelle 5.2 zeigt die Umsetzung der Messtaktung in einer zusammengefassten Übersicht.

Tab. 5.2: Übersicht zeitlicher Messwertaufösungen im Monitoring

Messgrößen	Untergliederung	zeitliche Auflösung
elektrische Größen	Stromzähler	1 Minute
	Akku	1 Minute
	PV-Anlage	15 Minuten
Wärmegrößen	Wärmemengenzähler	5 Minuten
	Messgrößen Heizsteuerung	5 Minuten
	Gasverbrauch	5 Minuten
Wasserverbrauch	Warm- und Kaltwasser	5 Minuten
Raumluftklima	ohne CO ₂ -Messung	6 Minuten
	mit CO ₂ -Messung	15 Minuten
Wetterdaten	Globalstrahlung	1 Minute
administrative Größen	Statusinformationen Messgeräte	60 Minuten

5.3 Messwerterfassung

Die Herausforderung der Datenerfassung bestand in der Koordination der Vielzahl unterschiedlicher Messtechnik und der Messwertzahl. Da sowohl betriebsrelevante (Heizungssteuerung) als auch zusätzliche Messgeräte eingesetzt wurden, konnte die Wahl der Kommunikationsschnittstelle nicht bei allen Messgeräten beeinflusst werden, sodass es nötig war, Daten aus externen Teilsystem auf verschiedene Weise in die Messwerterfassung der TU Freiberg zu integrieren (vgl. Abbildung 5.7). Bei der ausgewählten Messtechnik wurde vorrangig eine ModBus-RTU Schnittstelle genutzt. So konnten alle Geräte in zwei Busleitungen je Haus zusammengefasst werden, die durch einen zentralen SPS-Controller (Wago 750-8202) je Haus als ModBus-Master ausgelesen werden. Die Busleitung zur Verbindung der Messgeräte in den Wohnungen wurde als CAT7-Verlegekabel ausgeführt, welches neben dem Aderpaar für den Datenbus auch eine Gleichstromversorgung für die CO₂-Sensoren und Pyranometer mitführen kann. Impulsgeber (Wasseruhren, Gaszähler) konnten auf nahegelegene Wärmemengenzähler

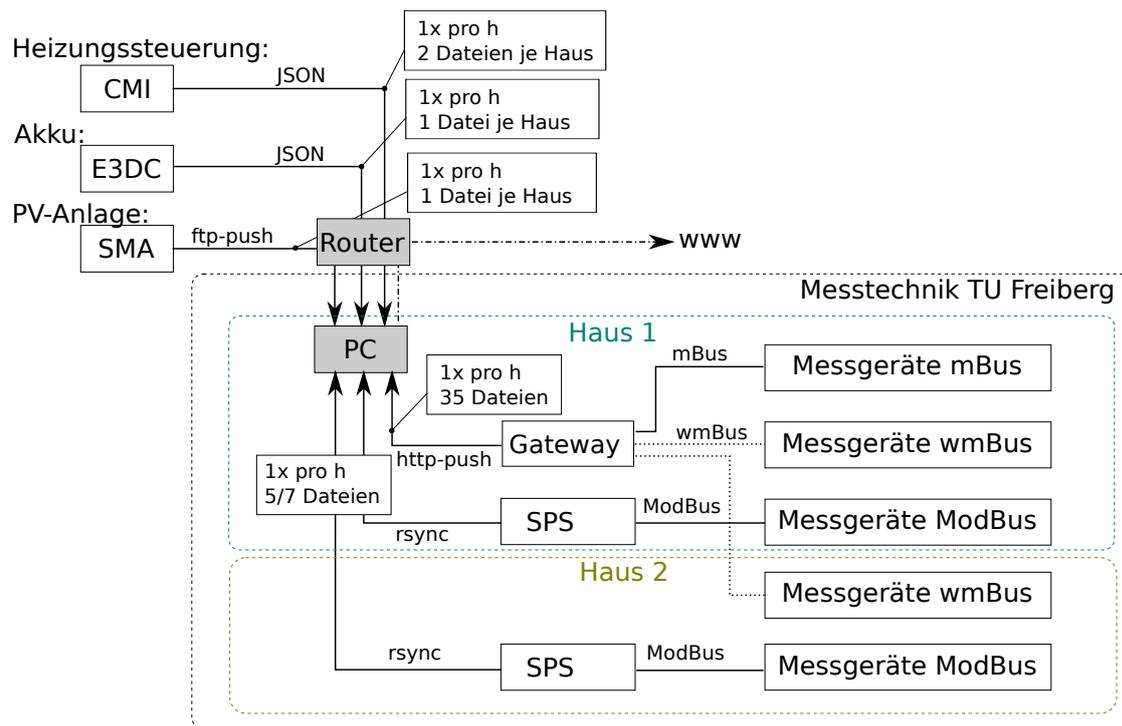


Abb. 5.7: Schematische Darstellung des Datenflusses der Datenerfassung am Standort in Cottbus

aufgeschaltet werden, die zusätzlich als Impulzzähler fungieren und die Messwerte in weiteren Registern per ModBus verfügbar machen. Die im Fußbodenaufbau integrierten Temperatursensoren wurden direkt zum Controller geführt und mittels Analog-Eingangsklemme ausgelesen. Die Daten werden vom Controller kontinuierlich in verschiedene csv-Dateien geschrieben, die stündlich neu erstellt und von einem PC vor Ort eingelesen werden. Zur Erfassung der Temperaturmessstellen in den Wohnungen ohne CO₂-Messung genügen akkubetriebene Geräte, die über mBus-Funk Kommunikation alle 6 Minuten Messdaten senden. Die Signale werden z. T. über Repeater an ein zentrales Gateway geleitet, welches ebenfalls generierte csv-Dateien an den PC übersendet.

Die extern eingebundenen Systeme der Heizungssteuerung, Akku und PV-Anlage weisen verschiedene Kommunikationsschnittstellen auf, auf die Daten im csv und json-Format an den lokalen PC übergeben werden. Alle Datendateien werden regelmäßig auf einen Server im URZ der TU Freiberg synchronisiert. Von dort wird eine Datenbank alle 6 Stunden mit neuen Daten aktualisiert, von wo die Messdaten im einheitlichen Format ausgelesen und weiterverarbeitet werden können (Abbildung 5.8). Die Datenbank stellt gemeinsam mit der Projektwebseite <https://eversol.iwtt.tu-freiberg.de> verschiedene automatisierte Dienstleistungen zur Verfügung:

- Fehlermeldungen werden nach einer einfachen Plausibilitätsprüfung der Daten per Mail versendet.
- Push-Berichte übermitteln ausgewählte Daten an den Messstellenbetreiber in dessen

verwertbarem Datenformat.

- Kennwerte werden täglich aus den vergangenen Messdaten automatisch bestimmt. Dabei werden sowohl Nutzungsgrade der Solaranlagen bestimmt als auch rechnerisch Bilanzgrenzen geschlossen.
- Nutzerkonten auf der verbundenen Webseite ermöglichen individuelle Darstellungen und Zugriffsrechte auf einzelne Sensoren. Damit können sowohl Vermieter als auch Mieter einen jeweils beschränkten Zugriff auf die Datenbank erhalten.
- Abbildungen mit Einbettung der jeweils neuesten Werte halten die Begleitskizzen zu den Beschreibungen des Energiesystems variabel und interessant.
- Diagramme ausgewählter Messpunkte und Kennwerte zeigen Entwicklungen im Zeitverlauf für interessierte Besucher der Webseite aber auch individualisiert im Nutzerbereich der Mieter.
- Downloads der Messdaten im einheitlichen csv-Format ermöglichen die manuelle Weiterverarbeitung und wissenschaftliche Auswertung sowie Aufbereitung der Daten.

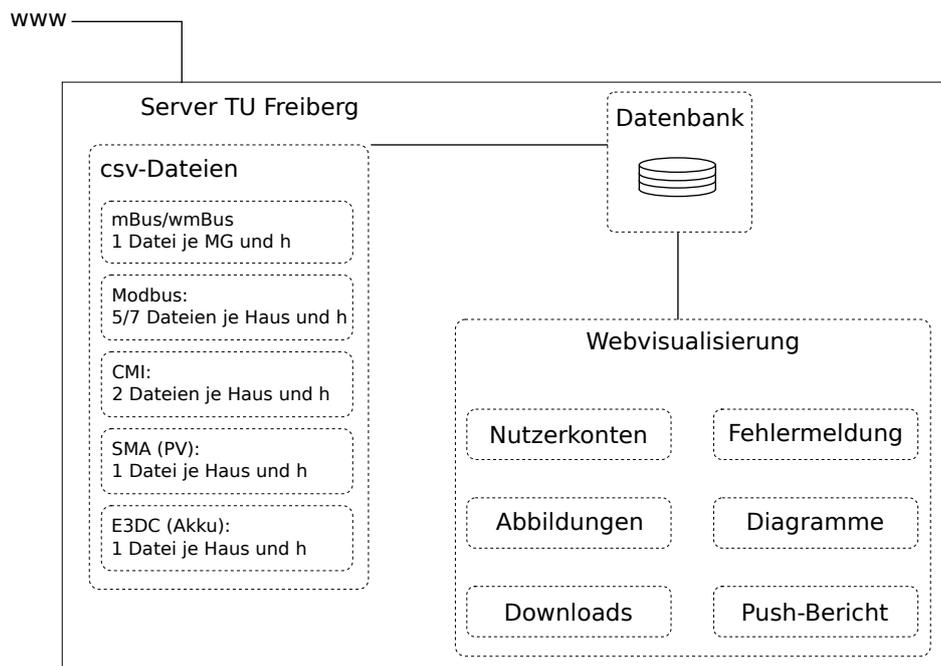


Abb. 5.8: Schematische Darstellung der Datenverarbeitung auf dem Server in Freiberg

5.4 Wetterdaten

Für die Einordnung und den Vergleich von Messdaten im energetischen Monitoring ist der jeweilige witterungsbedingte Einfluss zu berücksichtigen. Daher wird in diesem Kapitel ein Vergleich der am Standort Cottbus (Kahrener Str. 14) gemessenen Daten (Globalstrahlung, Temperatur) mit den langjährigen Mittelwerten und den daraus berechneten Gradtagzahlen angestellt. Für das langjährige Mittel wurde hierbei auf das orts aufgelöste Testreferenzjahr (TRY) des DWD am Standort der Häuser, sowie auf die historischen Daten (1995–2012) der Wetterstation in Cottbus zurückgegriffen [53].

Außentemperatur

Die Außentemperaturen lagen im Monitoringzeitraum (01/2019–12/2022) insgesamt um $-0,5$ – 1 K um den langjährigen Jahresmittelwert aus dem TRY. Wie in Abbildung 5.9 zu sehen ist, fielen besonders die Hochsommer (Juni/ Juli) und Wintermonate (Dez / Jan) wärmer aus. Jedoch wurden für die Jahre 2020 – 2022 von Feb. – Mai z. T. um $0,5$ – $3,8$ K kältere Monatsmittelwerte detektiert. Die größte Abweichung war im Juni 2019 mit einer Abweichung von $5,7$ K über der zu erwartenden Monatsmitteltemperatur zu verzeichnen. Der Einfluss dieser Abweichungen ist schwierig einschätzbar. Einseits verlängert sich z.T. die notwendige Heizphase in 2021 und 2022 doch andererseits lassen insgesamt die nur vereinzelt negativen Abweichungen einen etwas niedrigeren Heizwärmebedarf, als ursprünglich geplant, erwarten. Andererseits kann dieser Umstand im Sommer andererseits zu einer stärkeren Belastung der Lüftungssysteme und einem höheren Kühlbedarf führen.

In Tabelle D.4, S. 237 sind dazu die detaillierten monatlich gemittelten Temperaturen für 2019 - 2022 aufgeführt.

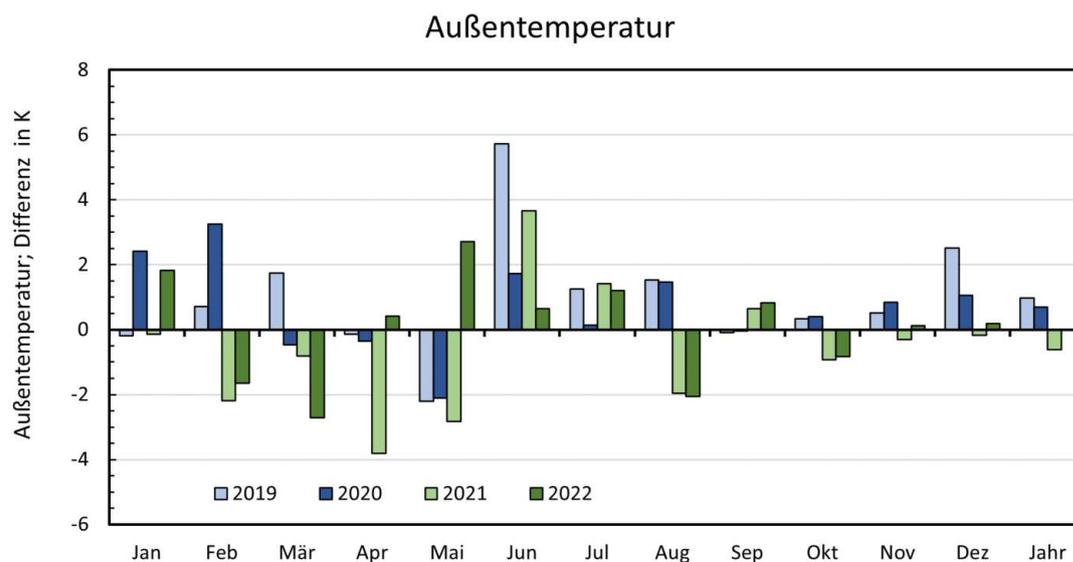


Abb. 5.9: Absolute Abweichung der Außentemperatur zum langjährigen Mittel ([51; 53]) (gemessen am MFH – Nordseite, in ca. 3,5 Höhe). Exakte Monatsmittelwerte sind in Anhang D, Tabelle D.4 aufgelistet.

Globalstrahlung und Sonnenscheindauer

In Abbildung 5.11 sind die Verhältnisse von Globalstrahlung zum langjährigen Mittel (TRY) für Cottbus dargestellt. Insgesamt war der Monitoringzeitraum mit bis zu +45 % im Juni 2019 und Mai 2022 durch überdurchschnittlich hohe solare Einstrahlung geprägt. Lediglich einzelne Monate wie Feb. und Okt. 2020, Jan. und Nov. 2021, Sept. und Dez. fielen um ca. 20 – max. 32 % geringer aus. Die größtenteils höheren Globalstrahlungswerte führen theoretisch zu mehr Ertrag, was sich gegenüber den Planungen positiv auswirken sollte.

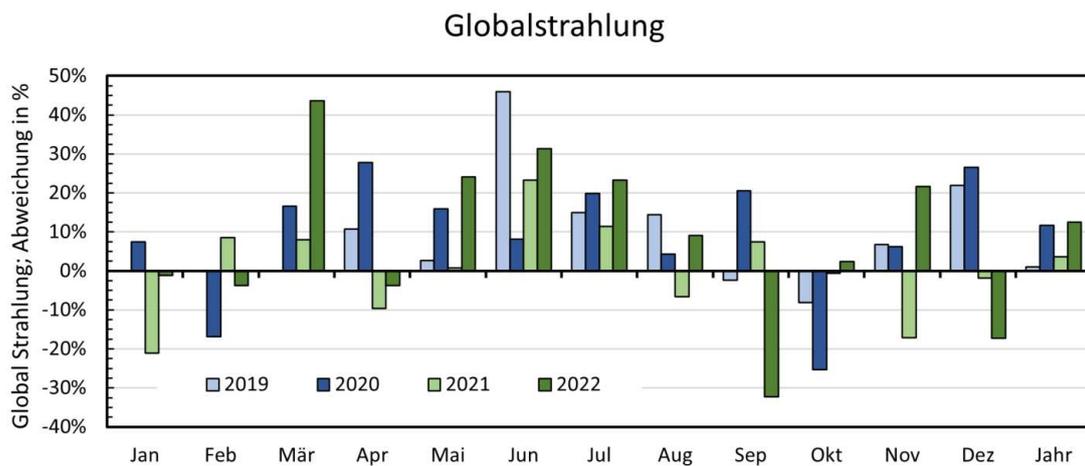


Abb. 5.10: Prozentuale Abweichung der monatlich summierten Globalstrahlung (horizontale Fläche) zum langjährigen Mittel Tabelle D.3,S.236

Der Vergleich der summierten Sonnenscheindauer aus Daten des DWD mit langjährigen Mittelwerten (TRY) zeigt wiederum eine fast ausgeglichene Bilanz zwischen deutlich erhöhten als auch verringerten Einstrahlungswerten. Hierbei korreliert u.a. im Jahr 2021 die Sonnenscheindauer und die berechneten Abweichungen der Globalstrahlung ggü. langjährigen Mittelwerten sehr gut. Die Sonnenscheindauer hat dabei vor allem auch für Sonnenhäuser mit ihren großen, nach Süden ausgerichteten Fensterflächen eine wichtige Bedeutung.

Wetterkennzahlen

Aus den Einstrahlungs- und Temperaturmesswerten wurden standortspezifische Kennzahlen ermittelt, welche einerseits für die Einschätzung des zu erwartenden Photovoltaik-Ertrages als auch andererseits für den Heizwärmebedarf (HWB) verwendet werden können, siehe Tabelle 5.3.

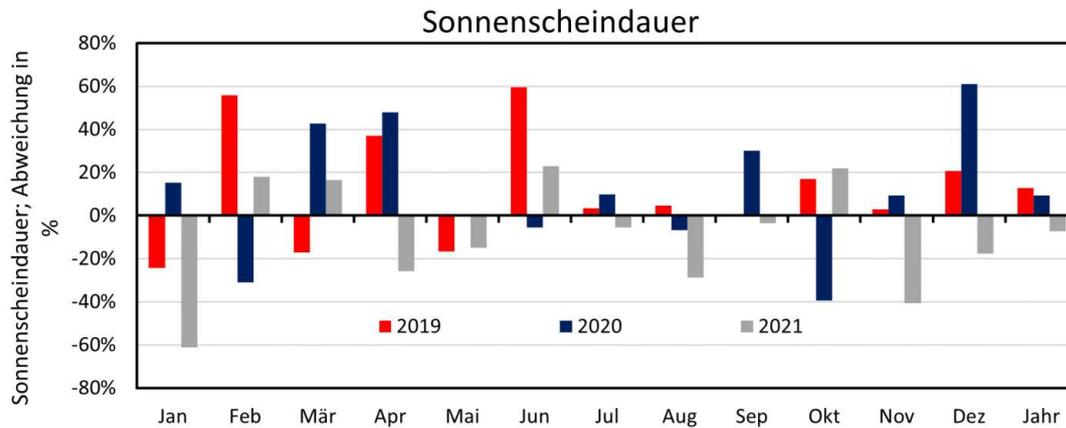


Abb. 5.11: Prozentuale Abweichung der monatlich summierten Sonnenscheindauer (DWD, Standort 880, Cottbus) zum langjährigen Mittel, nach [51; 53]

Tab. 5.3: Gegenüberstellung gemessenen summierten jährlichen Globalstrahlung und der ermittelten jährlichen Kennzahlen (nach VDI 2067 [188] und DIN 4108-2 [59]) im Vergleich zu den Plan- und Testreferenzwerten (Bewertung der Tagestemperaturen nach DWD siehe Anhang D, detaillierte Daten in Tabelle D.3)

		2019	2020	2021	2022
Globalstrahlung/ kWh/(m² a)	TRY (langjähr. Mittel)	1017			
	Sonnenhäuser	1001	1136	1054	1145
	Abw. langjähr. Mittel	1,0%	11,7%	3,7%	12,6%
abgeleitete Kennzahlen	Heiztage TRY	244			
	Heiztage ermittelt	246	251	255	245
	Heizgradtage TRY	2267			
	Heizgradtage ermittelt	2160	2110	2562	2322
	Gradtagzahl TRY	3487		(Potsdam: 2667)	
	Gradtagzahl ermittelt	3390	3370	3842	3552
Klimakorrektur-faktoren	KF (Jahresgradtage)	1,0286	1,0346	0,9077	0,9818
	KF (Jahresheizgradtage)	1,0493	1,0740	0,8848	0,9763
	KF (JGT vgl. Potsdam)	1,0817	1,0880	0,9545	1,0325

5.5 Speicherverluste

Die Wärmebilanz der Sonnenhäuser wird durch Aufstellen der Bilanzgrenze um den Langzeitwärmespeicher nach Gleichung 5.1 erstellt.

Dabei werden die durch die Gasbrennwerttherme $Q_{B.GBWT}$ und Solarthermie bereitgestellte ($Q_{B.ST}$) bzw. rückgekühlte ($Q_{V.ST,rück}$) Wärmemenge, sowie die durch Frischwasserstation ($Q_{V.WW}$), Heizungsanlage ($Q_{V.heiz}$) und Nahwärme ($Q_{V.NW}$) abgegebene Wärme, direkt durch Wärmemengenzähler (WMZ) gemessen. Es verbleiben der Wärmeverlust $Q_{V.Verlust}$ und die Änderung des Ladungszustandes ΔQ_{wsp} als unbekannte Größen.

$$Q_{B.ST} + Q_{B.GBWT} = Q_{V.ST,rück} + Q_{V.heiz} + Q_{V.WW} + Q_{V.NW} + Q_{V.Verlust} + \Delta U_{wsp} \quad (5.1)$$

Alternativ können auch die Wärmeverluste abgeschätzt werden, die über die Speicherwand und die angeschlossenen Stutzen auftreten. Für die Berechnung wird die selbe Vorgehensweise wie bei den energieautarken Einfamilienhäusern [176, S. 77 f.] herangezogen. Demnach können die Wärmeverluste über die Speicheraußenwand mit Gleichung 5.2 und über den Deckel und Boden mit Gleichung 5.3 berechnet werden. Für die Wärmeleitfähigkeit λ eines ähnlichen Speichers des selben Herstellers wird von Weiss [201] ein Wert von 0,043 W/m K experimentell ermittelt. Zusätzlich werden die Wärmeverluste über die Anschlussstutzen abgeschätzt, indem die Anzahl der Stutzen ($N_{Stutzen} = 16$) mit der Temperatur in der jeweiligen Schicht $T_{Schicht}$ und dem Anschlussverlustkoeffizienten UA_k , mit 0,2 W/K für Kupfer-Siphons angenommen, multipliziert wird (s. Gleichung 5.4).

$$\dot{Q}_{V.Verlust,Wand} = \frac{\lambda \cdot 2\pi \cdot h}{\ln(r_i/r_a)} \cdot (T_{W,i} - T_{W,a}) \quad (5.2)$$

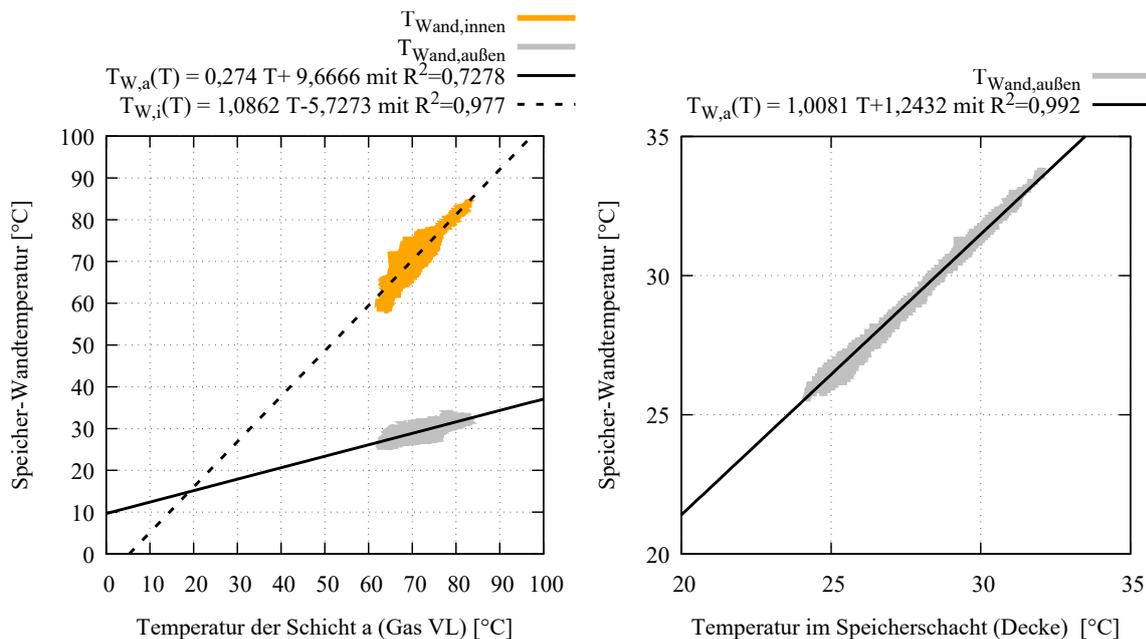
$$\dot{Q}_{V.Verlust,Decke/Boden} = \frac{\lambda}{s} \cdot A \cdot (T_{W,i} - T_{W,a}) \quad (5.3)$$

$$\dot{Q}_{V.Verlust,Stutzen} = N_{Stutzen} \cdot (T_{Schicht} - T_U) \cdot (UA)_k \quad (5.4)$$

Die Wandinnen- und Wandaußentemperaturen T_W in verschiedenen Höhen werden durch Regressionsfunktionen aus Messwerten ermittelt, da im Monitoring nur in einer Höhe⁴ des Speichers die Wandinnen- und Wandaußentemperaturen gemessen werden.

In Abbildung 5.12a sind die Messwerte der Wandtemperaturen in Abhängigkeit der Temperatur des Wärmeträgers in der Schicht a im Haus 1 aufgetragen. Zusätzlich sind Regressionsfunktionen eingezeichnet. Aus diesen wird geschlossen, dass die Wandinnentemperatur durch eine lineare Regression mit guter Genauigkeit ($R^2=0,977$) berechnet werden kann. Nach den Beobachtungen von [176] gilt dies auch für den Temperaturbereich zwischen 20 und 60 °C. Daraus lässt sich ableiten, dass die Regressionsfunktion für diesen Temperaturbereich und

⁴in Höhe der Speicherschicht a (GBWT VL), bei ca. 7,72 m (vgl. Abbildung D.4, S. 233)



(a) Wandtemperaturen in Abh. von Temperatur in Speicherschicht a (vgl. Abbildung D.4, S. 233) (b) Wandaußentemperatur in Abh. von Raumtemperatur im Technikraum

Abb. 5.12: Regressionsfunktionen zur Ermittlung der Wandinnen- und Wandaußentemperatur an der Dämmung des Langzeitwärmespeichers im Haus 1 (Messwerte: 19.03.19 - 31.03.2020)

damit auch für die unteren Speicherschichten extrapoliert werden kann. Physikalisch lässt sich der lineare Zusammenhang durch die hohe Wärmeleitfähigkeit der Stahlbehälterwand ($\lambda = 54 \text{ W/mK}$ [191]) erklären.

Die Wandaußentemperatur lässt sich mit der Temperatur in der Speicherschicht a dagegen nur bedingt durch eine lineare Regression abschätzen ($R^2=0,7278$). Stattdessen korreliert die Wandaußentemperatur mit hoher Genauigkeit ($R^2=0,992$) mit der gemessenen Temperatur im Speicherschacht⁵ (vgl. Abbildung 5.12b).

Aus diesem Grund wird abweichend von [176] die Wandaußentemperatur durch Einsetzen der Raumtemperatur in der jeweiligen Höhe ($h_{Messstutzen}$) im Speicherschacht nach Gleichung 5.5 berechnet. Die Raumtemperatur im Technikraum wird mit Gleichung 5.6 abgeschätzt. Demnach wird die Temperatur in der jeweiligen Höhe linear zwischen den beiden Temperaturmesspunkten $\vartheta_{Technikraum,EG}$ und $\vartheta_{Technikraum,Decke}$ interpoliert und damit ein lineares Temperaturprofil in der Raumhöhe unterstellt. Die Berechnungen sind hier beispielhaft für Haus 1 dargestellt.

⁵diese wird 0,91 m unter der Decke gemessen. Dies entspricht in etwa der Höhe, in welcher auch die Wandaußentemperatur gemessen wird

$$t_{Wand,aussen,H1} = 1,0081 \cdot t_{Raum}(h_{Messstutzen}) + 1,1432 \text{ } ^\circ C \quad (5.5)$$

$$t_{Raum}(h_{Messstutzen}) = t_{Technikraum,EG} + (t_{Technikraum,Decke} - t_{Technikraum,EG}) \cdot \frac{h_{Messstutzen}}{h_{wsp}} \quad (5.6)$$

5.6 Kennzahlen

Abbildung 5.13 gibt einen Überblick über die verwendeten Kennzahlen, die nachfolgend näher beschrieben werden, (grau) und die zu deren Berechnung notwendigen Größen (orange).



Abb. 5.13: Übersicht zu den im Rahmen der Arbeit verwendeten Kenngrößen und jeweiligen Eingangsgrößen

Solarer Deckungsgrad

Eine wichtige Größe bei der Beurteilung autarker oder teilautarker Gebäudekonzepte ist der solare Deckungsgrad (DG). Mit dieser Bewertungsgröße wird angegeben, welcher prozentuale Anteil des Nutzenergiebedarfs durch den solaren Systemertrag (Photovoltaik (PV) oder Solarthermie (ST)) direkt oder über integrierte Zwischenspeicher bereitgestellt wird [165]. Beim solaren Deckungsgrad gilt es zu beachten, dass es stromseitig für den Ertrag aus Photovoltaik sowohl die Möglichkeit gibt, den Strom im Haus zu verbrauchen/speichern, als auch in das öffentliche Netz einzuspeisen. Diese Möglichkeit ist in Cottbus auch wärmeseitig vorgesehen, wobei Überschüsse an ein Nahwärmenetz abgegeben werden sollen. Für den solaren Deckungsgrad werden die tatsächlich im Haus genutzten und gespeicherten Erträge der PV- und ST-Anlage betrachtet.

Der solare Deckungsgrad der Wärmeversorgung wird aus dem Quotienten des verlustbereinigten im Haus genutzten Solarthermieertrags $Q_{\text{ST}} - Q_{\text{verl}}$ und des gesamten Wärmeverbrauchs $Q_{\text{verb,th}}$ gebildet [151; 184]. Eine alternative Bestimmung ist komplementär über die aus dem

öffentlichen Netz bezogene Wärme $Q_{\text{netz,th}}$ möglich [150; 151; 177]:

$$DG_{\text{th}} = \frac{Q_{\text{ST}} - Q_{\text{verl}}}{Q_{\text{verb,th}}} \cdot 100 \% = \left(1 - \frac{Q_{\text{netz,th}}}{Q_{\text{verb,th}}}\right) \cdot 100 \% \quad (5.7)$$

Der elektrische solare Deckungsgrad wird aus dem Quotienten des tatsächlich im Haus genutzten Photovoltaikertrags $W_{\text{PV,eigen}}$ und dem gesamten Stromverbrauch des Gebäudes $W_{\text{verb,el}}$ berechnet. Eine alternative Bestimmung ist auch hier komplementär über den Netzbezug $W_{\text{netz,el}}$ möglich [150; 151; 177]:

$$DG_{\text{el}} = \frac{W_{\text{PV,eigen}}}{W_{\text{verb,el}}} \cdot 100 \% = \left(1 - \frac{W_{\text{netz,el}}}{W_{\text{verb,el}}}\right) \cdot 100 \% \quad (5.8)$$

Für Betrachtungen, bei denen nicht nur Photovoltaik oder Solarthermie, sondern beispielsweise auch Geothermie oder Brennstoffzellen zur autarken Energieversorgung eingesetzt werden, findet nachfolgend der Begriff Eigendeckungsgrad (*EG*) Verwendung. Dieser berechnet sich wie der solare Deckungsgrad, nur dass anstatt der genutzten PV- oder ST-Erträge die Summe der genutzten Energiemengen der verfügbaren erneuerbaren Energieanlagen genutzt wird.

In der Literatur wird auch der Autarkiegrad zur Beurteilung von autarken oder teilautarken Gebäudekonzepten verwendet (z. B. [184; 200]). Da bei den betrachteten teilautarken Mehrfamilienhäusern in Cottbus nur die Sonnenenergie zur erneuerbaren Energiebereitstellung eingesetzt wird, ist der Autarkiegrad hier mit dem solaren Deckungsgrad gleichzusetzen.

Nutzungsgrad

Der solare Nutzungsgrad (*NG*) beschreibt, welcher Anteil der auf den Kollektor einfallenden Strahlungsenergie zur Wärme- und Stromversorgung umgewandelt wird und gibt damit an, welcher Anteil der Globalstrahlungsenergie im Haus verwendet werden kann [151]. Die einfallende Strahlungsenergie ist das Produkt aus flächenspezifischer Globalstrahlung G_{solar} und der jeweiligen Kollektorfläche A . Unter Berücksichtigung des genutzten Solarthermieertrags Q_{ST} (inklusive Speicherverluste) ergibt sich für die Wärmeversorgung [150; 151]:

$$NG_{\text{solar,th}} = \frac{Q_{\text{ST}}}{G_{\text{solar}} \cdot A_{\text{ST}}} \cdot 100 \% \quad (5.9)$$

In die Berechnung des solaren Nutzungsgrades der Stromversorgung geht der gesamte Ertrag der PV-Anlage W_{PV} , also auch der in das öffentliche Netz eingespeiste Strom, ein [150; 151]:

$$NG_{\text{solar,el}} = \frac{W_{\text{PV}}}{G_{\text{solar}} \cdot A_{\text{PV}}} \cdot 100 \% \quad (5.10)$$

Der Jahresnutzungsgrad der GBWT wird nach Gleichung 5.11 berechnet, indem die bereitgestellte Wärme $Q_{B.GBWT}$ durch die zugeführte Endenergie geteilt wird. Deren Berechnung

erfolgt mit dem Brennwert H_s des Erdgases.

$$NG_{GBWT} = \frac{Q_{B.GBWT}}{V_{Erdgas} \cdot H_s} \quad (5.11)$$

Eigenverbrauchsquote

Das Verhältnis von selbst genutzter elektrischer Energie aus der PV-Anlage $W_{PV,eigen}$ und der gesamten bereitgestellten Energie der PV-Anlage W_{PV} wird als Eigenverbrauchsquote (EQ) bezeichnet [117; 184]. Hier erfolgt die Berechnung über die Differenz aus der gesamten bereitgestellten Energie der PV-Anlage W_{PV} und dem in das Netz eingespeisten Strom W_{einsp} [117; 184]:

$$EQ = \frac{W_{PV} - W_{einsp}}{W_{PV}} \quad (5.12)$$

Gesundheitszustand Akkumulator – State of Health

Akkumulatoren unterliegen einer Alterung, wodurch nicht mehr die ursprüngliche Nennkapazität gespeichert werden kann [154]. Der aktuelle Zustand eines Akkumulators wird durch den Gesundheitszustand (State of Health SOH) gekennzeichnet [185]:

$$SOH = \frac{C_{max,ak}}{C_{nenn}} \quad (5.13)$$

Dabei wird die aktuell maximal nutzbare Kapazität $C_{max,ak}$ zur ursprünglichen Nennkapazität C_{nenn} eines neuwertigen Akkumulators ins Verhältnis gesetzt. Die Bestimmung von $C_{max,ak}$ ist dabei schwierig. Eine mögliche, und aktuell am häufigsten verwendete Methode, ist der Vergleich von aktuellen Messwerten mit Datenreihen für Gesundheitszustände die in Laborversuche erhoben wurden [121].

Ladezustand Akkumulator – State of Charge

Eine wichtige Größe bei Akkumulatoren ist der Ladestand, auch als State of Charge (SOC) bezeichnet. Es wird damit der Quotient aus der momentan im Akkumulator gespeicherten Ladung E_{ist} und der maximalen Menge E_{max} , die ein nicht gealterter, komplett geladener Akkumulator aufnehmen kann beschrieben [154; 185]:

$$SOC_{el} = \frac{E_{ist}}{E_{max}} \quad (5.14)$$

Ladezustand Wärmespeicher

Bei der Definition des Ladezustandes von thermischen Speichern wird in den energetischen SOC_{en} und den volumetrischen Ladungszustand SOC_{vol} unterschieden [187]. Der energetische

Ladezustand wird aus der minimalen $t_{\text{ausl,min}}$ bzw. maximalen $t_{\text{ausl,max}}$ Speicherauslegungstemperatur, sowie der aktuellen mittleren Speichertemperatur $t_{\text{m,ak}}$ berechnet [187]:

$$SOC_{\text{en}} = \left(1 - \frac{t_{\text{ausl,max}} - t_{\text{m,ak}}}{t_{\text{ausl,max}} - t_{\text{ausl,min}}} \right) \cdot 100 \% \quad (5.15)$$

Beim volumetrischen Ladungszustand wird das nutzbare Volumen im Speicher bestimmt, das über einer festgelegten Grenztemperatur (z. B. Heizvorlauftemperatur) liegt [187]:

$$SOC_{\text{vol}} = \left(\frac{1}{V_{\text{sp}}} \sum_{i=1}^{n_{\text{sch}}} V_{\text{sch},i} (t_{\text{sp},i} > t_{\text{grenz}}) \right) \cdot 100 \% \quad (5.16)$$

Eingangsgrößen sind dabei das gesamte Volumen des thermischen Speichers V_{sp} , die Grenztemperatur t_{grenz} sowie die jeweilige Temperatur $t_{\text{sp},i}$ und das Volumen $V_{\text{schi},i}$ der Schicht i . Die Summe wird aus allen n Schichten gebildet, deren Temperatur über der Grenztemperatur liegt.

Leistungszahl und Jahresarbeitszahl

Die Leistungszahl (LZ) dient zur Bewertung der Güte einer Arbeitsmaschine, wie z. B. einer Wärmepumpe. Dabei wird unter Laborbedingungen der Quotient aus der durch die Wärmepumpe bereitgestellten Heizleistung \dot{Q}_{WP} und der dafür zugeführten elektrischen Leistung P_{WP} gebildet:

$$LZ = \frac{\dot{Q}_{\text{WP}}}{P_{\text{WP}}} \quad (5.17)$$

Eine höhere Leistungszahl bedeutet dabei, dass die gleiche Wärmeleistung mit einer geringeren elektrischen Leistung bereitgestellt wird. [163]

Die Leistungszahl bildet außerdem die Berechnungsgrundlage für die Jahresarbeitszahl (JAZ). Diese umfasst den Quotienten aus der über ein Jahr von einer Wärmepumpe abgegebenen Wärmemenge ($\sum Q_{\text{WP}}$) und der dafür benötigten elektrischen Energie ($\sum P_{\text{WP}} \cdot \Delta\tau$) [163]:

$$JAZ = \frac{\sum_{i=1}^i \text{Jahr } Q_{\text{WP}}}{\sum_{i=1}^i \text{Jahr } P_{\text{WP}} \cdot \Delta\tau} \quad (5.18)$$

Heiztage, Kühltage, Heizgradtage, Kühlgradtage, Gradtage

Eine grundlegende Größe bei der Betrachtung des Wärmebedarfs eines Gebäudes sind die Heiztage (HT). Dies sind alle Tage, an denen die Tagesmitteltemperatur unter der Heizgrenztemperatur $t_{\text{h,grenz}}$ liegt [189]. Für die teilautarken Mehrfamilienhäuser in Cottbus wurden für die einzelnen Monate eines Jahres individuelle Heizgrenztemperaturen prognostiziert, diese liegen zwischen $2,5^\circ\text{C}$ (Juni) und $10,9^\circ\text{C}$ (Dezember) [81]. Die Heizgradtage (HGT) sind eine weitere Vergleichskennzahl, die sich aus der Tagesmitteltemperatur t_{m} und der Heizgrenz-

temperatur $t_{h,grenz}$ ergeben. Um die HGT zu erhalten, wird über das betrachtete Zeitintervall die Differenz aus $t_{h,grenz}$ und $t_{m,i}$ über alle Heiztage aufsummiert [123; 190]:

$$HGT = 1 \text{ Tag} \cdot \sum_{i=1}^{n_h} \begin{cases} t_{h,grenz} - t_{m,i}, & \text{wenn } t_{m,i} < t_{h,grenz} \\ 0, & \text{wenn } t_{m,i} > t_{h,grenz} \end{cases} \quad (5.19)$$

Eine weitere Kennzahl bilden die Gradtage (GT). Diese werden aus der Differenz der mittleren Rauminnentemperatur t_{in} und $t_{m,i}$ gebildet [189]:

$$GT = 1 \text{ Tag} \cdot \sum_{i=1}^{n_h} \begin{cases} t_{in} - t_{m,i}, & \text{wenn } t_{m,i} < t_{h,grenz} \\ 0, & \text{wenn } t_{m,i} > t_{h,grenz} \end{cases} \quad (5.20)$$

Nach dem gleichen Prinzip wie Heizgradtage und Gradtage werden auch die Kühlgradtage (KGT) berechnet, wobei statt der Heizgrenztemperatur die Kühlgrenztemperatur $t_{k,grenz}$ verwendet wird und die Summe über alle n, k Tage gebildet wird, an denen im betrachteten Zeitintervall eine Kühlung vorliegt (Kühltage (KT)) [123]:

$$KGT = 1 \text{ Tag} \cdot \sum_{i=1}^{n_k} \begin{cases} t_{m,i} - t_{k,grenz}, & \text{wenn } t_{m,i} > t_{k,grenz} \\ 0, & \text{wenn } t_{m,i} < t_{k,grenz} \end{cases} \quad (5.21)$$

Sigmoidfunktion

Mit einem Standardlastprofil (SLP) kann der Heizwärmeverbrauch von nicht leistungsgemessenen Verbrauchern statistisch bilanziert und prognostiziert werden. Speziell für die Anwendung in der Gaswirtschaft hat Hellwig [93] ein Verfahren zur Bilanzierung des Gasverbrauchs von nicht leistungsgemessenen Verbrauchern entwickelt. Auf Basis von Messdaten können Aussagen über das statistische Verhalten von Verbrauchern getroffen werden. Dabei wird die Abhängigkeit des Heizwärmeverbrauchs von der Außentemperatur beschrieben. [93]

Die Abbildung 5.14 stellt den typischen Verlauf eines SLP dar. Das SLP lässt sich in drei Bereiche unterteilen. Bei niedrigen (unter ca. 0 °C) und hohen Temperaturen (ab ca. 15 °C) nähert sich der Verbrauch einem Grenzwert an. Dazwischen steigt der Verbrauch mit sinkender Außentemperatur.

Der Gasverbrauch in Abhängigkeit der Außentemperatur kann über verschiedene Zusammenhänge prognostiziert werden. Es soll auf drei Möglichkeiten der Regression näher eingegangen werden, deren Vor- und Nachteile in der Tabelle 5.4 aufgelistet sind. Die lineare Regression (rote Linie in Abbildung 5.14) stellt ein sehr einfaches Verfahren dar, jedoch wird der tatsächliche Verbrauchsverlauf bei höheren und niedrigen Temperaturen nicht abgebildet [93]. Eine bessere Regression wird mit einer Sigmoidfunktion (blaue Linie in Abbildung 5.14) erreicht, da alle Temperaturbereiche in einer Funktion abgebildet werden [93]. Durch die lineare Erweiterung der Sigmoidfunktion (genannt SigLinDe) (grüne Linie in Abbildung 5.14) wird eine höhere Genauigkeit bei tieferen Temperaturen erreicht, siehe BDEW [40].

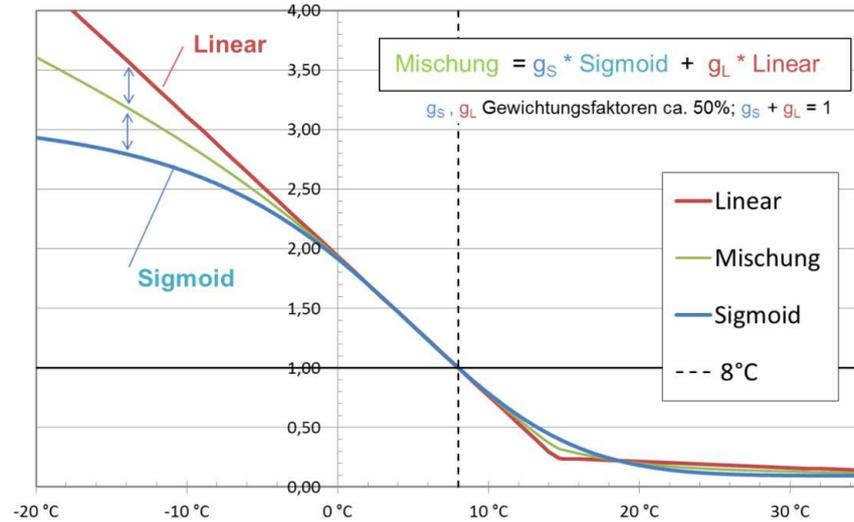


Abb. 5.14: Schema zur Ableitung der SigLinDe Profile [93]

Tab. 5.4: Vor- und Nachteile verschiedener Regressionsfunktionen für eine Standardlastprofil

Funktion	Vorteile	Nachteile
lineare Funktion	einfacher Zusammenhang und Handhabung	für jeden der drei Temperaturbereich wird eine eigene Regression benötigt, es ist schwierig die „Knickpunkte“ zu bestimmen, Genauigkeit ist nicht zufriedenstellend [93]
Sigmoidfunktion	bildet alle drei Temperaturbereiche in einer Funktion ab	systematischer Fehler bei tiefen Temperaturen hat eine Unterspeisung im Netz zur Folge, tendenzielle Überallokation im Sommer und Unterallokation im Winter [40]
SigLinDe	durch die Linearisierung wird das Verhalten bei negativen Temperaturen besser abgebildet [40]	tendenzielle Überallokation im Sommer und Unterallokation im Winter [40]

In diesem Abschlussbericht wird eine Sigmoidfunktion ohne Linearisierung und deren Parameter aus einem Standardlastprofil für Gas verwendet um die Abhängigkeit des Heizwärmeverbrauchs von der Außentemperatur zu beschreiben [40]. Die Anhebung der Funktion durch die Linearisierung bei niedrigen Temperaturen wird nicht benötigt und ohne die Linearisierung ist die Handhabung einfacher. Die Gleichungen (5.22) und (5.23) stellen die Berechnungsvorschrift für das Heizwärmeverbrauchsprofil in Abhängigkeit der Außentemperatur dar.

$$h(\vartheta) = \frac{A}{1 + \left(\frac{B}{\vartheta - \vartheta_0}\right)^C} \quad (5.22)$$

$$Q_{Allokation} = KW \cdot h(\vartheta) \quad (5.23)$$

$h(\vartheta)$	Lastprofilfunktionswert [-]
A	Parameter, untere Grenze: 0 [-]
B	Parameter [°C]
C	Parameter [-]
ϑ	Allokationstemperatur [°C]
ϑ_0	Referenztemperatur, untere Grenze: 0, obere Grenze: 60 [°C]
KW	Kundenwert untere Grenze: 0, obere Grenze: 0,5 [kWh]
$Q_{Allokation}$	Tagesmenge [kWh]

Allokationstemperatur

Zur Auswertung des Einflusses der Außentemperatur mittels Tagesmitteltemperatur wird die Allokationstemperatur eingeführt. Mit der Allokationstemperatur wird die Trägheit des Gebäudes berücksichtigt. Diese wird mit Gewichtungsfaktoren über die Temperaturen der vergangenen vier Tage gebildet. Die Gewichtungsfaktoren basieren auf der geometrischen Reihe und glätten somit starke Temperatursprünge. [40]

Die Gleichung (5.24) gibt die Zusammensetzung der Allokationstemperatur an.

$$T_{Allokation} = \frac{T_D + 0,5 \cdot T_{D-1} + 0,25 \cdot T_{D-2} + 0,125 \cdot T_{D-3}}{1 + 0,5 + 0,25 + 0,125} \quad (5.24)$$

T_D	Temperatur für Betrachtungstag (D) [°C]
T_{D-1}	Temperatur des Vortages (D-1) [°C]
T_{D-2}	Temperatur des Vor-Vortages (D-2) [°C]
T_{D-3}	Temperatur des Vor-Vor-Vortages (D-3) [°C]

6 Energetische Bewertungen

6.1 Fehleranalyse und Vorschläge zur Systemoptimierung

In diesem Abschnitt werden erkannte technische Ausfälle, durch das intensive Monitoring detektierte fehlerhafte Installationen oder Programmroutinen dokumentiert und die entsprechenden Änderungen bzw. zukünftig sinnvolle Anpassungen zur Systemoptimierung in Auslegung, Bau und Betrieb dokumentiert

6.1.1 Akku- und Wechselrichterausfall

Im Jahr 2019 fiel hin und wieder die Kommunikation der LiIon-Akkus aus. Das Gerät selbst wurde aber in seinem Betrieb nicht unterbrochen. Dies war erkennbar an den Stromzählern, die im Rahmen des Monitorings für die In- und Outputflüsse der Akkus installiert wurden. Damit fehlen in dem Zeitraum nur die Ladezustände des Akkus (SOC).

Der Wechselrichter der Dachanlage Haus 2 fiel vom 01.08.2019 bis 09.09.2019 nach Defekt aus und wurde durch einen neuen ersetzt. Entsprechend gab es in der Zeit keinen Ertrag durch diesen Anlagenteil.

2020 trat allerdings bei dem Akku in Haus 1 ein Fehler auf, durch den der Akku auch außer Betrieb ging. Vom 22.08.2020 bis 03.09.2020 fand keine Be- oder Entladung statt. Der SOC sank in dieser Zeit von 12,2 Tagen um 8 %. Daraus kann eine Selbstentladung von 0,66 % pro Tag abgeschätzt werden. Dies ist nur ein sehr kurzer Zeitraum und eine Einzelfallbetrachtung, aber der einzig verfügbare Zeitbereich, in dem andere Verlustmechanismen ausgeschlossen werden können.

Weitere gravierende Fehler oder Ausfälle wurden nicht erfasst.

6.1.2 Eigenzirkulation im ST-Kreislauf

Das physikalische Prinzip der Eigen-, Schwerkraft- oder auch Naturumlaufzirkulation aufgrund von Dichteunterschieden zwischen warmen und kaltem Fluid ist schon lange bekannt. Im Gebäudebereich wurde dies lange als Naturumlaufheizung, auch als Schwerkraftheizung bezeichnet, eingesetzt. [158] Solarthermische Anlagen sind allerdings negativ von diesem Effekt beeinflusst. Während kühlen Nächten kann eine Zirkulation vom warmen Speicher zu den Kollektoren auf dem Dach entstehen. Dies führt dazu, dass der Speicher stetig auskühlt, weil die gespeicherte Wärme über die Kollektoren an die Umgebung abgegeben wird. [170] Dies ist prinzipiell bekannt und technische Lösungen wie Schwerkraftbremsen / Rückflussverhinderer oder siphonartige Anschlussstutzen am Speicher werden standardmäßig verbaut. [178]

Das Auftreten von Fehlströmungen durch Eigenzirkulation im Solarkreislauf kann qualitativ anhand von Temperaturverläufen (VL, RL, Kollektor, Speicher) eindeutig nachweisbar beobachtet werden. Die gemessenen **Fluidtemperaturen im Solarkreis liegen z. B. bei Außentemperaturen $< 5^{\circ}\text{C}$ zeitweise deutlich unterhalb der Innenraumtemperaturen**. Bei den Sonnenhäusern wurde dies im Rahmen des Monitorings überprüft.

Es zeigte sich dabei, dass bei Stillstand der Solarthermieanlage (z.B. Haus 2) ein Großteil der Rücklauftemperaturen deutlich unterhalb der Raumtemperatur des Technikraumes von ca. 20 bis 25 °C liegt. Dies trifft **bei Anlagenstillstand auf 73 % der Fälle** zu. Der umgekehrte Fall von niedrigen Vorlauftemperaturen bei Rücklauftemperaturen im Bereich der Raumluft ist in Haus 2 hingegen seltener zu beobachten, beispielhaft aber in Abbildung 6.1 dargestellt. Es ist deutlich zu erkennen, dass die **Vorlauftemperatur unterhalb der Raumtemperatur** liegt und mit der Kollektortemperatur korreliert. Gleichzeitig liegt die **Rücklauftemperatur** oberhalb der Raumtemperatur und **folgt kontinuierlich der unteren Speichertemperatur**. Dies zeigt, dass im dargestellten Zeitraum eine Durchströmung des Solarkreises ins Flussrichtung vorliegt. Das im Kollektor abgekühlte Fluid strömt schwerkraftgetrieben in der Vorlaufleitung nach unten, wobei es in den Leitungen im Haus bereits etwas vorgewärmt wird. Im Speicher wird das Fluid wieder auf Speichertemperatur erwärmt und steigt in der Rücklaufleitung wieder zum Solarkollektor nach oben. Der Antrieb dieser Zirkulation ist die unterschiedliche Dichte des kalten, vergleichbar hoch im Kollektor ‚gelagerten‘ und des warmen, tief ‚gelagerten‘ Fluids. Der Kollektor wird dabei um ca. 10 K erwärmt. Eine Abkühlung des großen Speichers ist nicht erkennbar. Da der untere Speicherbereich währenddessen kontinuierlich durch den Rücklauf des Heizkreises gespeist wird, kann eine eventuelle Abkühlung durch diesen Zufluss überlagert werden. Der Vollständigkeit halber ist in Abbil-

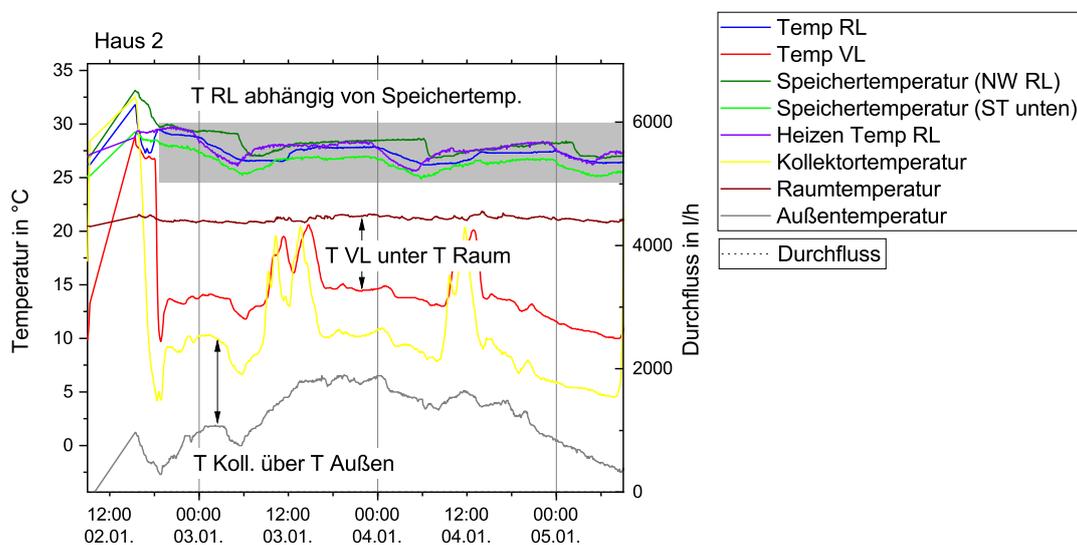


Abb. 6.1: Wärmeverluste durch nachweisbaren, durchgängigen Naturumlauf als Eigenzirkulation in der ST-Anlage im Winter 19/20 im Cottbuser Sonnenhaus. Die Änderungen der Speichertemperatur resultieren aus dem Rücklauf des HK1.

dung 6.2 die beschriebene Eigenzirkulation am 04.01., sowie die Eigenzirkulation entgegen der üblichen Flussrichtung am 06.01. gut erkennbar. Letztere tritt in Haus 2 regelmäßig auf. Die Unterschiede liegen neben der Umkehr der Strömungsrichtung darin, dass die Anhebung der Kollektortemperatur über die Außentemperatur geringer ausfällt, was:

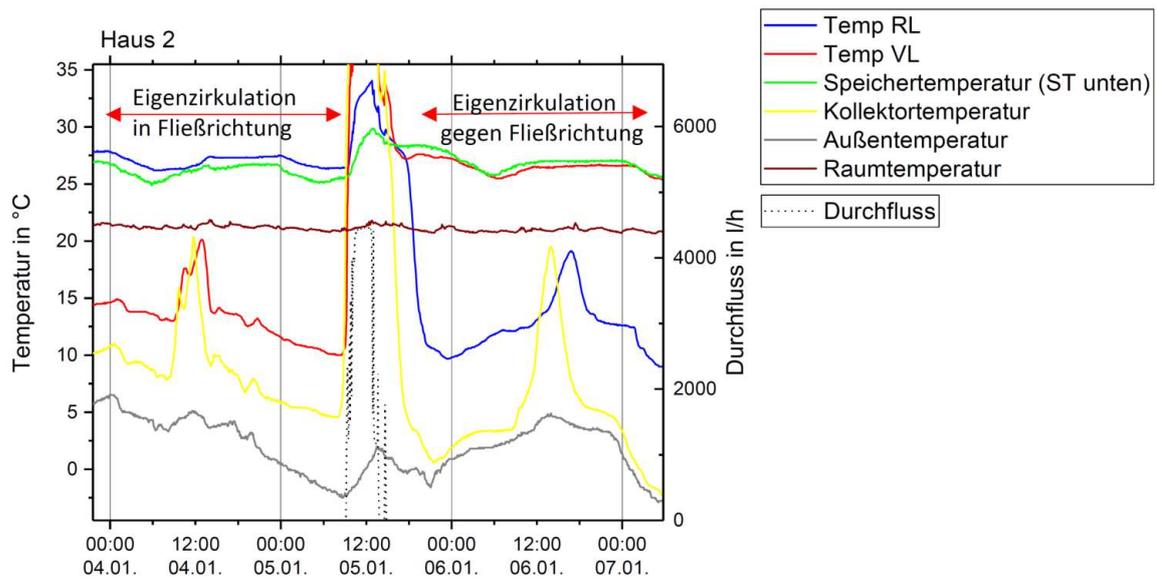


Abb. 6.2: Wärmeverluste durch nachweisbaren Naturumlauf mit wechselnder Strömungsrichtung bei der Eigenzirkulation in der ST-Anlage im Winter 19/20 im Cottbuser Sonnenhaus. Die Änderungen der Speichertemperatur resultieren aus dem Rücklauf des HK1.

- an der Position des Kollektortemperaturfühlers, oder
- an einer Durchströmung von nur einem oder zwei ST-Teilfeldern statt der gesamten Anlage liegen kann.

Ein weiterer Unterschied im Verhalten der beiden Durchströmungsrichtungen ist in der **Strömungsgeschwindigkeit**, indirekt aus dem zeitlichen Versatz der charakteristischen Temperaturveränderungen bzw. -peaks unter Kenntnis der Leitungslängen abschätzbar, zu sehen. Daraus ist abzuschätzen, dass **die Strömungsgeschwindigkeit entgegen der vorgesehenen Flussrichtung (06.01.) etwa 1/3 der Strömungsgeschwindigkeit in Flussrichtung (04.01.) beträgt**. Auch dies könnte durch die unterschiedliche Zahl durchströmter Kollektorfelder verursacht sein.

Im anderen Sonnenhaus (Haus 1) ist die Eigenzirkulation ausschließlich in normaler Fließrichtung zu beobachten, wobei diese mit **ca. 43 % seltener auftritt als in Haus 2** (nicht dargestellt). Die grundlegenden Mechanismen und Auswirkungen sind aber identisch zu Haus 2.

Final wurden alle Ventile und Rücklaufsperrn auf Einbaurichtung und Funktionalität geprüft. Es wurden andere Rücklaufsperrn eingesetzt, mit welchen das Problem behoben werden konnte. Darüber hinaus ist als Fazit anzumerken, dass trotz installierter Rücklaufsperrn bei beiden Sonnenhäusern eine Eigenzirkulation auftrat. Somit ist für Solarthermieanlagen mit größeren Höhenunterschieden zwischen Kollektor und unterem Speicheranschluss zu empfehlen, stets die Anlagen bei niedrigen Außentemperaturen (z. B. $< 5\text{ °C}$) hinsichtlich einer Eigenzirkulation zu prüfen. Darüber hinaus könnte zukünftig eine kontinuierliche Fehlerüberprüfung durch die Heizungssteuerung bzgl. Eigenzirkulation sinnvoll sein.

6.1.3 Hydraulischer Abgleich der Teilfelder ST

Beides zusammen genügt für Nachweis, dass Vermutung der unterschiedlichen Druckdifferenz korrekt war. Ursachen können sein: Verschmutzung, falscher hydraulischer Abgleich. Ein manueller Abgleich ist bei intensiver Sonneneinstrahlung möglich. Für einen korrekten Betrieb von fluidführenden Heizungsanlagen bedarf es dauerhaft erfasster Messpunkte (z.B. Temperaturfühler, Durchflusswächter) sowie eine strömungstechnisch abgeglichene Anlage (hydraulischer Abgleich). Für solarthermisch unterstützte Heizungsanlagen ist dies ebenso zu berücksichtigen, um:

- eine Überhitzung und Stagnation einzelner Teilbereiche zu vermeiden, und damit einer vorzeitigen Alterung und ggf. technischen Ausfällen vorzubeugen.
- möglichst dauerhaft eine hohe Rücklauftemperatur zum Speicher zu gewährleisten.
- eine effektive Speicherbeladung zu gewährleisten.

Temperatursensoren im Solarthermiekreislauf

In einer Solarthermieanlage wird der Kollektorfühler (Ausgang) zusammen mit den Speichertemperaturfühlern zur Steuerung und Regelung des Durchflusses der Solarthermieanlage verwendet und sollte die tatsächliche Temperatur anzeigen, die bei Austritt aus dem Kollektor im Solarkreis herrscht. Demzufolge ist die Kollektortemperatur während des Betriebs der Solaranlage die höchste im Solarkreis auftretende Temperatur. Der Durchfluss der Anlage wird z.B. derart geregelt, dass die Kollektortemperatur auf 10 K über der im Speicher vorliegenden Temperatur begrenzt wird.

Im Monitoring der beiden Gebäude zeigten sich jedoch trotz nahezu gleicher Ausgangsbedingungen sehr unterschiedliche Resultate, siehe Abbildung 6.3. Während die Kollektortemperatur in beiden Häusern auf ca. 50 °C begrenzt wird, liegt die Vorlauftemperatur in Haus 1 kontinuierlich deutlich über der Kollektortemperatur, in Haus 2 bis auf wenige Ausnahmen leicht darunter.

Die Ursache hierfür war nicht eindeutig und musste vor Ort im Detail nachvollzogen werden. Ein messtechnischer Fehler durch ein falsch gesetztes Offset eines der Sensoren bei der Kalibrierung konnte nach strukturiertem Abgleich mit anderen vor Ort erfassten Temperaturen ausgeschlossen werden.

Eine Möglichkeit war eine falsche Positionierung des Kollektortemperaturfühlers in Haus 1. Ist der Sensor nicht am Kollektorausgang (Anschluss der Vorlaufleitung) angebracht, sondern z.B. mittig oder gar am Kollektoreingang, kann dieses Verhalten erklärt werden. Letzteres konnte ausgeschlossen werden. Die Schwankungen bei beginnendem Durchfluss würden dann deutlich höher ausfallen. Gleiches gilt für eine vertauschte Durchflussrichtung (VL/RL vertauscht angeschlossen). Aus Abbildung 6.3 und weiteren Auswertungen konnten folgende Auswirkungen erkannt werden:

- Bei der Entscheidung der Speicher-Einspeiseebene setzt die Steuerung voraus, dass Kollektortemperatur = Vorlauftemperatur ist. Dadurch entspricht der Temperaturunter-

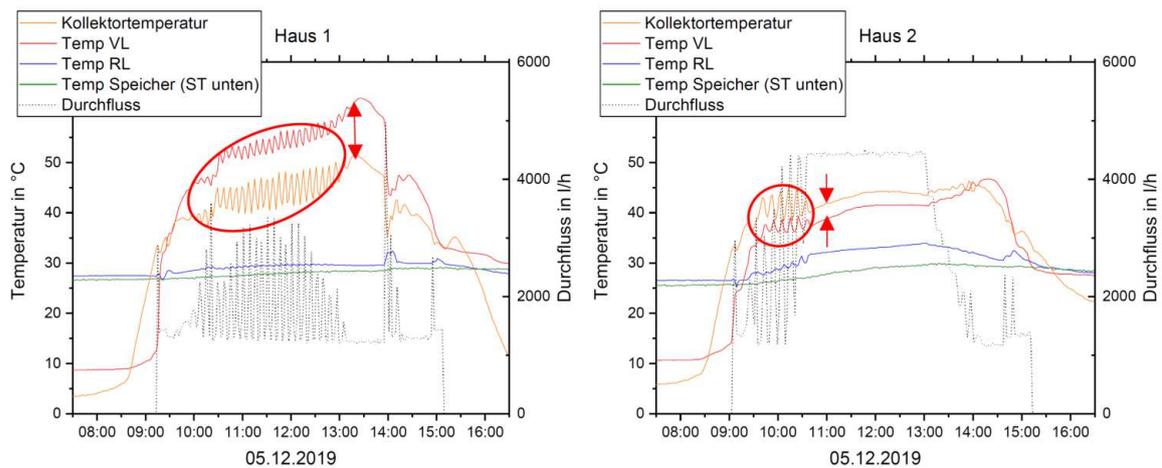


Abb. 6.3: Vergleich der Solarthermieanlagen Haus 1 und 2: Verhalten der Temperaturen und Volumenströme im ST-Kollektor an einem sonnigen Wintertag mit erkennbarem taktenden Verhalten; Zeitangaben in UTC+1

schied zwischen Vorlauftemperatur und Kollektortemperatur dem Unterschied zwischen angenommener (Steuerung) und tatsächlich (Realität) anliegender Vorlauftemperatur. Resultierend wird damit ein solarer Ertrag mit hohem Temperaturniveau in einer zu kalten Speicherschicht eingespeichert und damit ungewollte Vermischungsvorgänge im Speicher verursacht. Die Effizienz des Schichtenspeichers wird somit reduziert.

- Im Betrieb sind ein deutlich zu **geringerer Durchfluss** und häufiges **taktendes Verhalten** zu bemerken. Bei korrekter Kollektortemperatur, könnte die Pumpe bei höherer Leistung betrieben und die tatsächliche Kollektortemperatur durch den Wärmeertrag niedriger gehalten werden. Die Folge sind somit Ertragseinbußen und evtl. vorzeitige Alterung vor Allem durch höhere Wärmeverluste des Kollektors aufgrund höherer Betriebstemperaturen.
- Die Detektion der realen maximalen Kollektortemperatur zum Vergleich mit der definierten max. zulässigen (kritischen) Temperatur zur Sicherheitsabschaltung (hier: Grenzwert = 130 °C) zum Schutz vor erhöhtem Verschleiß der Anlage ist sehr wichtig. Die hier gemessene Kollektortemperatur wies eine zu niedrige Temperatur auf.

Hydraulischer Abgleich

Ein hydraulischer Abgleich von größeren Solarthermiefeldern ist ähnlich wie bei Heizungsanlagen für einen effizienten Betrieb zwingend zu empfehlen, da hierdurch sichergestellt wird, dass alle Kollektoren mit der richtigen Menge an Solarfluid durchströmt werden.

Ein solcher Abgleich ist mit Inbetriebnahme der Heizungstechnik dokumentiert durchzuführen und ggf. anhand von Temperaturverläufen (Kollektortemperatur in der Heizungssteuerung) oder durch Aufnahmen mit einer Wärmebildkamera beim Betrieb der Anlage im Anlauf (Früh nach Sonnenaufgang) in zeitlich definierten Abständen zu prüfen. Sinnvoll wäre hier z.B. 1 Jahr nach der ersten Inbetriebnahme.

Im Fall der Anlage von Cottbus ist das ST-Kollektorfeld auf drei Teilfelder mit je zwei Un-

terfeldern aufgeteilt. Wenn hier nur die Austrittstemperatur eines Teilfeldes gemessen wird, kann dies auf ungleichmäßigen Durchfluss der einzelnen Teilfelder und damit einen falschen hydraulischen Abgleich oder Blockade durch z. B. Verschmutzung im Kollektor hindeuten. Zur Klärung dieser Fragestellung wurden IR-Aufnahmen mit einer Wärmebildkamera an einem Sommermorgen getätigt. Dabei bestätigte sich der Verdacht, eines unzureichenden hydraulischen Abgleiches zwischen den einzelnen Teilfeldern, vgl. Abbildung 6.4. Daraufhin wurde ein erneuter Abgleich durch eine Fachfirma durchgeführt.

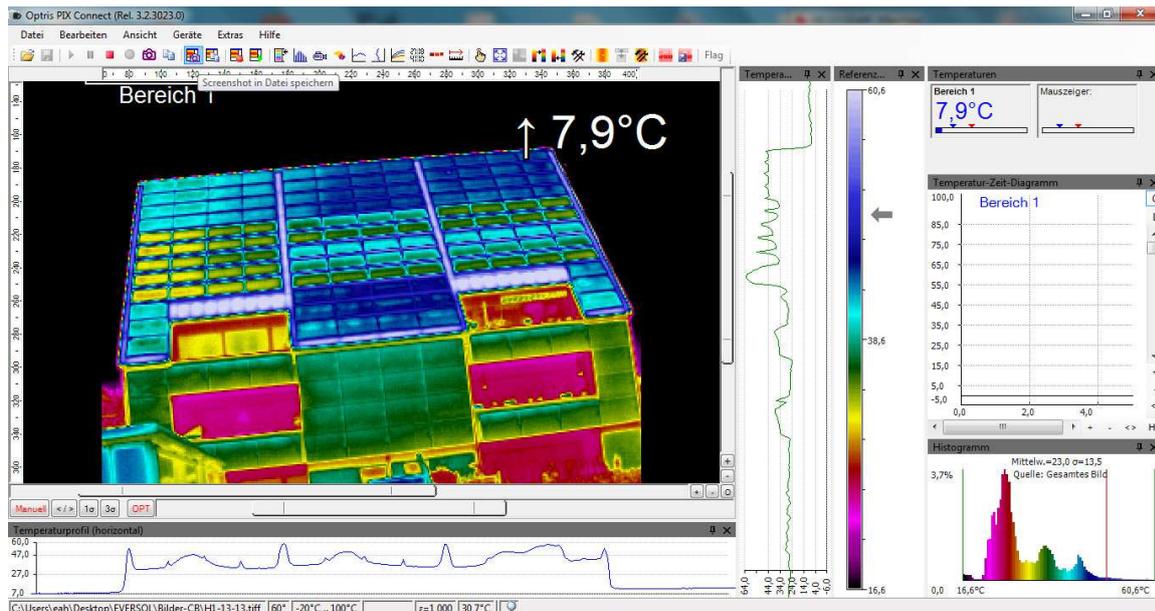


Abb. 6.4: Wärmebilddaufnahme der Solarthermiedachanlage (horizontal 3 x 2 Teilfelder (1 Teilfeld = 2 x 4 = 8 Kollektoren), mittig zwischen PV-Anlage) von Haus 1 in Cottbus, ungleiche Temperaturverteilung (v.o.n.u. und v.l.n.r.)

6.1.4 Nahwärmeauskopplung

Die Mehrfamilien-Sonnenhäuser in Cottbus besitzen jeweils eine sehr große Solarthermieanlage in Kombination mit einem großen Warmwasserspeicher primär zur Eigenversorgung. Aufgrund der großen Wärmeüberschüsse im Sommer ist eine Nutzung dieser für angrenzende Gebäude im Quartier ökologisch sinnvoll. Jedoch sind die Standardregelungen für Gebäudeheizungs- bzw. Solarthermieanlagen nur selten auf eine größere Komplexität (Anzahl der Fühlerein- und Schaltausgänge) vorgesehen bzw. es besteht eine ungenügende Interoperabilität zwischen Bestandssystemen (Quartiersversorgung) und Neubauten. Für eine nachträgliche Um- bzw. Aufrüstung sind dementsprechend ein etwas größerer Planungs- und Einstellungsaufwand mit vorzusehen, damit eine Umsetzung auch technologisch und ökonomisch sinnvoll funktionieren kann.

Die Kommunikation mit entsprechender Messwert- und Parameterübergabe zwischen den HA-Stationen, die gebäudeübergreifende Kommunikation der Heizungssteuerungen beider Sonnenhäuser zeigte sich auch in diesem Projekt als größte Hürde. In der Ausführungsplanung

müssen zudem zwingend alle notwendigen gewünschten Randbedingungen und Zielparameter definiert und logisch verknüpft werden, um z. B. ein Ausspeisen von Wärme beider Häuser in das Nahwärmenetz ohne gegenseitige Beeinflussung zuzulassen. Dies wurde bis zum Projektende leider nicht programmiertechnisch vollständig inkl. Funktionstest umgesetzt.

6.1.5 Thermostateinstellung und Umstellungen des Heiz- und Kühlmodus

Heizungssteuerung - Heiz- und Kühlmodus

In Gebäuden mit kombinierten Heiz- und Kühlfunktionen über z.B. ein und dasselbe fluidgebundene Verteilsystem sollten:

- die allgemeine Heizungssteuerung und die Unterverteilungen mit den angebotenen Raumthermostaten kommunizieren oder
- ‚intelligente‘ Raumthermostate verwendet werden, die selbstständig zwischen Heiz- und Kühlmodus aufgrund von vorgegebenen Parametern, wie z.B. T-Vorlauf Heizung ist kälter, T-Raum ist über definierten Mittelwert-Zeitraum sehr hoch, entscheiden können.
- ein manuelles zentrales Umstellen von Heiz- auf Kühlmodus sowohl für die Heizungssteuerung als auch die Raumthermostate möglich sein,

um den Nutzern ein angenehmes Raumklima zu bieten.

In den beiden Cottbuser Sonnenhäusern wurde für ein möglichst behagliche Innenraumtemperaturen zusätzlich eine geothermische Kühlung installiert, die über die Fußbodenheizung die Räume kühlen kann. Leider wurde keine kommunizierenden Raumthermostate eingebaut, wodurch aktuell die Heiz- und Kühlfunktion an den Raumthermostaten jeweils manuell eingestellt werden muss. Dabei muss beachtet werden, dass die Einstellung der Raumthermostate auf den aktuellen Systemzustand der zentralen Steuerung angepasst ist, da es keinen Abgleich gibt, vgl. Abbildung 6.5. Diese Trennung hat zur Folge, dass **nicht zu jedem Zeitpunkt die Einstellungen dem Bedarf entsprechen**, da der Mieter den im Heizkreis aktiven Modus nicht kennt. Aus einer falschen Auswahl der Modi folgt ein übermäßiger Heizwärmeverbrauch und die Senkung der Behaglichkeit der Bewohner (zu warme Temperaturen, zu geringe Luftfeuchtigkeit). Weiterhin bewirkt die manuelle Einstellung der Mieter an den Thermostaten das Gegenteil des Nutzerwunsches, so wird im Sommer zum Teil geheizt statt gekühlt und in der Übergangs- und Winterzeit wird durchgängig oder überhaupt nicht geheizt. Zu häufige Umschaltvorgänge für den Mieter sind unzumutbar. Zuverlässig kann dieses Problem nur, wie oben beschrieben, durch eine zentrale und / oder automatische Umstellung behoben werden. Aktuell **wechselt die zentrale Heizungssteuerung im Sommer häufig zwischen Heiz- und Kühlbetrieb** (Tag-Nacht-Rhythmus). Die Folge davon ist eine Beheizung der Wohnungen, die bereits deutlich zu warm sind. Ein Ansatz zur Verbesserung ist eine bessere Berücksichtigung der Gebäudeträgheit bei der Parametrierung.

Zur Vermeidung eines häufigen Wechsels der Heizungssteuerung wurde Aug. 2019 zur Entscheidung auf Basis der Außentemperatur die Überschreitung des gleitenden 6 h Mittelwert-

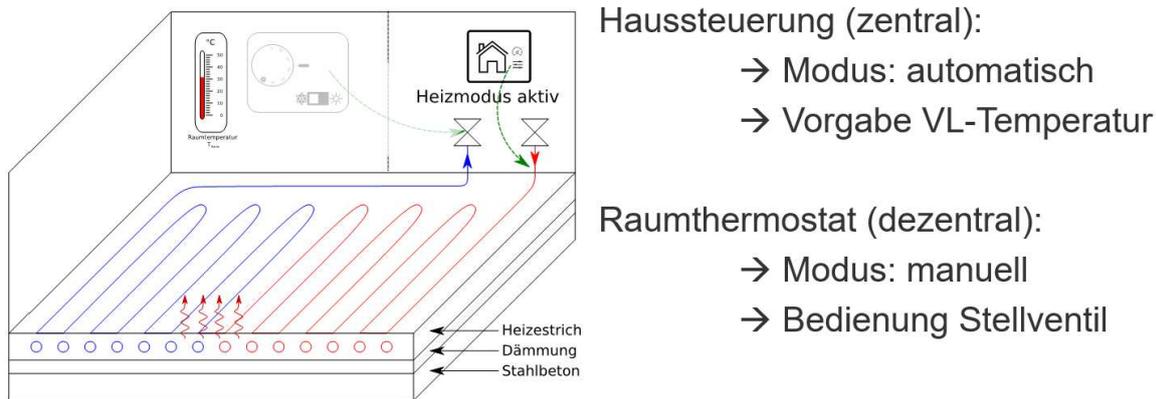


Abb. 6.5: Schematischer Aufbau und Zuordnung der Raumthermostate (dezentrale, manuelle Regelung durch Nutzer) und Hausheizungssteuerung (zentrale, automatische Regelung nach Außentemperatur) zum Wechsel zwischen Heiz- und Kühlmodus

tes von 24 °C (abzgl. Hysterese) zur Kühlanforderung, die Unterschreitung des gleitenden 6 h Mittelwertes von 21 °C (zzgl. Hysterese) zur Heizanforderung eingeführt, siehe Abbildung 6.6. Der Heizmodus wird bei Heizanforderung aktiviert, der Kühlmodus bei Kühlanforderung, wobei der Heizmodus vorrangig behandelt wird. Ein Leerlaufmodus (Stillstand des HK1 ohne Heizen oder Kühlen) ist nicht vorgesehen. Für eine **Beachtung der Trägheit des Gebäudes** gab es folgenden Änderungsvorschlag. Die Mittelwertbildungen für die Heizanforderung wurde auf ein 12 h Intervall und für die Kühlanforderung auf ein 24 h Intervall gesetzt. Die Grenztemperaturen wurden auf 15 °C bzw. 20 °C abgesenkt. Mit dieser Parametrierung würde die Steuerung deutlich seltener zwischen den Betriebsmodi wechseln, jedoch sollten im besten Fall noch weitere Detailanpassungen vorgenommen werden. Gegebenenfalls ist auch eine Anpassung der Programmierung über die Parametrierung hinaus sinnvoll. Um zukünftig ein automatisches Umstellen der Modi zu ermöglichen, wäre ein Tausch der Raumthermostate zu empfehlen.

Thermostateinstellung in den Wohnräumen [167]

Nachfolgend wird der Einfluss einer fehlerhaften Thermostateinstellung detailliert analysiert. Wie beschrieben, sind die Wohnungen mit einer Fußbodenheizung ausgestattet, welche im Sommer zur Kühlung der Wohnung genutzt wird. Daraus resultiert, dass die zentrale Heizung entweder außentemperaturgesteuert oder manuell circa jedes halbe Jahr zwischen Kühl- und Heizmodus wechselt. Aufgrund fehlender Kommunikation zu den Raumthermostaten müssen diese in jedem Raum der Wohnung entsprechend der zentralen Heizungseinstellung eingestellt werden.

Bei falscher Einstellung resultiert daraus ein höherer Heizwärmebedarf. Die falsche Einstellung der Thermostate kann anhand des Durchflusses durch die Fußbodenheizung erkannt werden. Dazu wurden die Tagesmesswerte des Durchflusses (Minimum, Mittelwert, Maximum) ausgewertet. Bei korrekter Einstellung verändert sich der Durchfluss über den Tag stark, es ist ein Regelverhalten zu erkennen. Bei falscher Einstellung nimmt das Regelverhalten ab. Eine Schwierigkeit in der Auswertung ergab sich daraus, dass es vorkommen kann, dass in einem

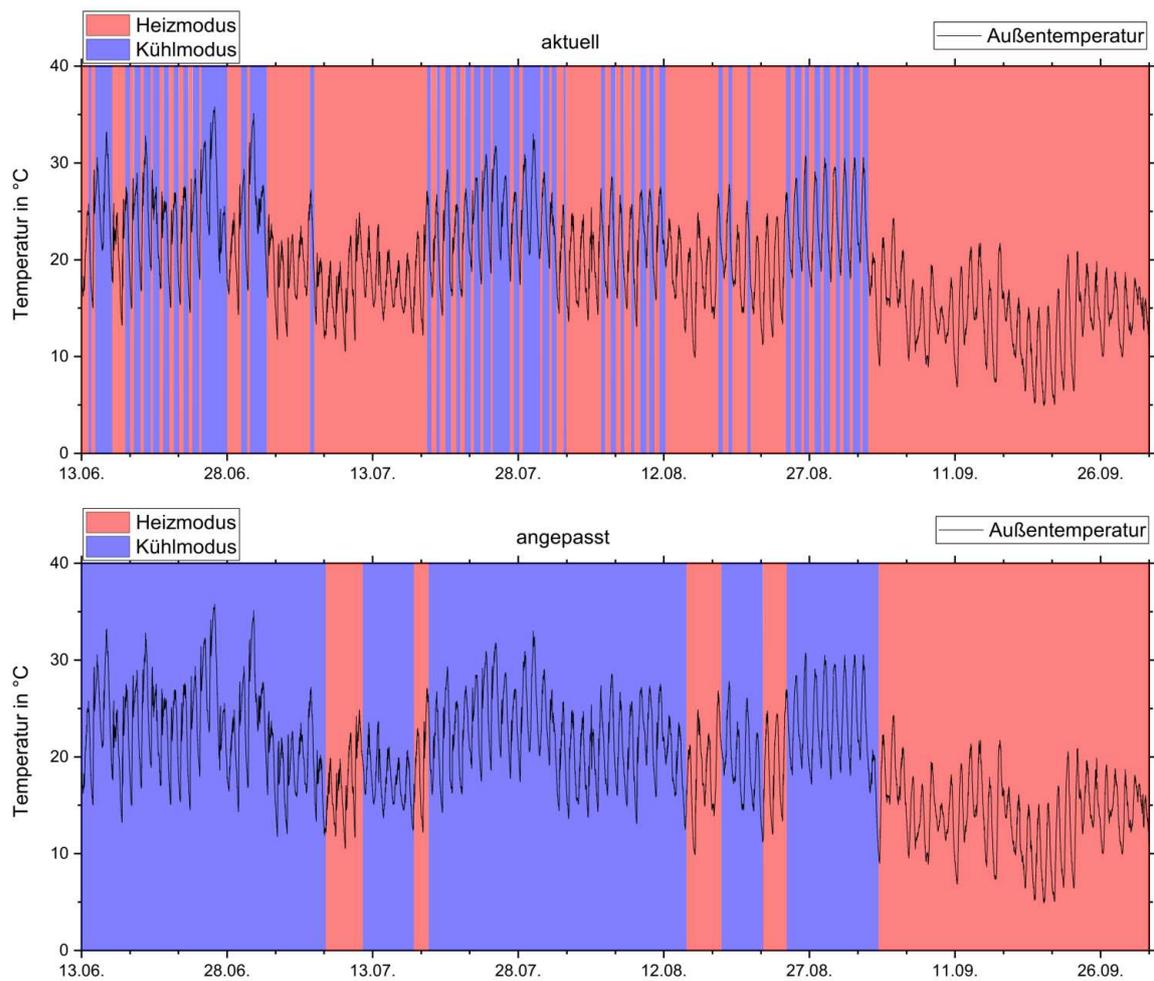


Abb. 6.6: Theoretischer Wechsel zwischen Heiz- und Kühlmodus in Abhängigkeit der Außentemperatur im Sommer 2019 nach aktueller (oben) und angepasster (unten) Parametrierung

Teil der Räume die Einstellung richtig und in einem anderen Teil falsch ist. Der Messwert für den Durchfluss wird aber für die ganze Wohnung gemessen und nicht für die einzelnen Räume. Wenn die Thermostate falsch eingestellt sind, gibt es dafür folgende Indizien:

- Kleine Differenz zwischen Maximal- und Minimalwert des Durchflusses. Dies deutet darauf hin, dass die Ventilstellung konstant ist und der Thermostat falsch eingestellt ist.
- Der minimale Tageswert ist größer null. Bei falscher Einstellung sinkt der minimale Durchfluss nicht mehr auf null ab, da das Regelverhalten reduziert wird.
- Allgemein höhere Durchflüsse (z. B. minimale Durchflüsse größer als 200 l/h).
- Durchflüsse ändern sich stark und fehlerhaft im Vergleich zur Tagesmitteltemperatur. Z. B. wenn in der Heizperiode die Tagesmitteltemperatur so weit gestiegen ist, dass keine Heizung mehr benötigt wird, der Durchfluss aber plötzlich stark ansteigt.

Mithilfe der Messdaten und den Indizien für eine falsche Thermostateinstellung wurden folgende Bedingungen festgelegt, die auf eine richtige Thermostateinstellung bei einer Allokationstemperatur unter 15 °C hindeuten:

1. minimaler Durchfluss = 0 l/h und maximaler Durchfluss < 600 l/h
2. minimaler Durchfluss zwischen 0 und 200 l/h ($0 < x \leq 200$) und Differenz zwischen maximaler und minimaler Durchfluss > 100 l/h

Alle Werte die nicht durch die Bedingungen 1 und 2 erfasst werden, wurden als falsche Thermostateinstellung angenommen.

Die Bedingung 1 deutet auf eine richtige Thermostateinstellung hin. Durch das Regelverhalten des Ventils ist davon auszugehen, dass der Durchfluss innerhalb eines Tages mindestens einmal null wird. Deshalb entspricht der minimale Durchfluss gleich null bei einer richtigen Thermostateinstellung. Zusätzlich darf der maximale Durchfluss 600 l/h nicht überschreiten. Diese Einschränkungen wird gewählt, da an einigen Tagen (vor allem in der Übergangszeit zwischen Sommer und Heizperiode) der Durchfluss für einen Tag sehr stark ansteigt und dann wieder fällt. Das liegt daran, dass die Heizpumpe bei einer Außentemperatur über 20 °C abgestellt wird. Es kann sein, dass nicht alle Thermostate in den einzelnen Räumen der Wohnung korrekt eingestellt sind. Diese teilweise richtige Einstellung soll mit Bedingung 2 erkannt werden. Wenn nicht alle Thermostate richtig eingestellt sind, sinkt der minimale Durchfluss nicht mehr auf null ab, weshalb hier eine Bereich zwischen 0 l/h und 200 l/h gewählt wird. Als zusätzliche Bedingung muss die Differenz zwischen maximalem und minimalem Durchfluss größer als 100 l/h sein, wodurch das Regelverhalten abgebildet werden soll.

Als Beispiel für die Einteilung der Durchflüsse in richtige und falsche Thermostateinstellung ist die Wohnung J gegeben. In Abbildung 6.7 ist der Durchfluss durch die Fußbodenheizung vom 01.04.2019 bis 30.06.2021 dargestellt. Die Farbflächen stellen den Bereich zwischen maximalem und minimalen Durchfluss pro Tag dar. Die beiden dunkleren lila Bereiche stehen für die Bedingungen 1 und 2 und somit für eine richtige Thermostateinstellung und die helleren Farbflächen stehen für eine falsche Thermostateinstellung. Von April 2019 bis zum Winter 2019/2020 sind die Thermostate falsch eingestellt. Im Winter 2019/2020 ist der minimale Durchfluss meist über 200 l/h während im Winter 2020/2021 der minimale Durchfluss auf null absinkt. Man erkennt gut, dass im Winter 2020/2021 die Thermostate richtig eingestellt sind.

In der Tabelle 6.1 ist der Anteil der Tage mit richtiger Thermostateinstellung je Wohnung für den gesamten Zeitraum und für die Heizperioden aufgelistet. Im gesamten Zeitraum sind in den Wohnungen I, M, F, E, N Thermostate am häufigsten richtig eingestellt. In der Heizperiode 2019/2020 sind die Thermostate nur an 6 % der Tagen richtig eingestellt. Daraufhin wurden zwei Mieterinformationen durchgeführt, was sich in einer deutlichen Zunahme der richtigen Einstellung der Thermostate widerspiegelt. Bei allen Wohnungen, außer Wohnung D, wird die Tagesanzahl mit richtiger Einstellung von der Heizperiode 2019/2020 zur

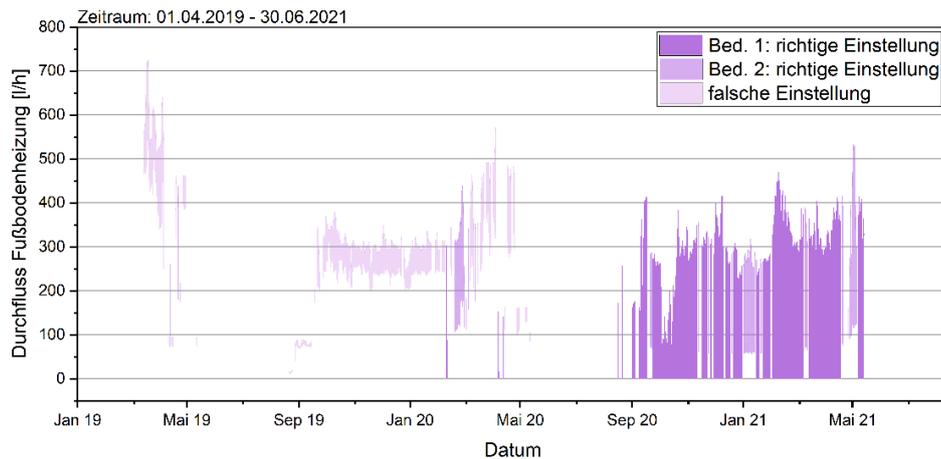


Abb. 6.7: Wohnung J: Durchfluss durch die Fußbodenheizung bei einer Allokationstemperatur unter 15 °C

Heizperiode 2020/2021 größer. Weiterführend sind die aus einer fehlerhaften Thermostateinstellung resultierenden erhöhten Heizwärmeverbräuche in Abschnitt Abschnitt 6.3.2 (S.158) ausgewertet.

Tab. 6.1: Anteil der Tage mit richtiger Thermostateinstellung (bei einer Allokationstemperatur unter 15 °C), 04.2019 - Winter 2020/2021

Wohnung	Gesamtzeitraum	Heizperiode 2019/2020	Heizperiode 2020/2021
A	52 %	24 %	73 %
B	37 %	19 %	47 %
C	46 %	34 %	49 %
D	25 %	22 %	15 %
E	73 %	53 %	89 %
F	75 %	49 %	98 %
G	65 %	54 %	73 %
H	46 %	19 %	80 %
I	85 %	74 %	94 %
J	54 %	16 %	99 %
K	30 %	19 %	35 %
L	52 %	6 %	89 %
M	78 %	71 %	80 %
N	65 %	37 %	86 %

6.1.6 Einspeisung ST-Ertrag in Speicher

Die aktuelle Steuerung begrenzt die Einschichtung von Solarthermieerträgen auf Speichertemperaturen von 65 °C (oben), 55 °C (mitte) und 90 °C (unten), vgl. Abbildung 6.8. Somit ist eine Erwärmung des gesamten Speichers auf 90 °C möglich, aber ab 65 °C nur durch Mischungsvorgänge. Damit steigt die Rücklauftemperatur im Solarkreis und der Solarertrag setzt erst bei höheren Kollektortemperaturen ein.

Es wäre effektiver, die **geschichtete Einspeisung so lange wie möglich zu betreiben** und damit **im unteren Speicherbereich länger kühlere Temperaturen** vorliegen zu haben. Der Vorschlag zur Veränderung dieser Grenztemperaturen besteht darin, für **alle drei Ebenen eine einheitliche obere Abschaltbedingung von 90 °C** zu definieren. Daraus folgt, dass

- der Zustand zur Aktivierung der Nähwärmekopplung etwas eher erreicht wird.
- außerdem eine längere Verfügbarkeit von niedrigen Rücklauftemperaturen für die Solarthermie gewährleistet werden kann, womit in der Übergangszeit (Frühjahr/ Herbst) höhere solare Erträge und gegebenenfalls eine längere Aufrechterhaltung eines hohen Speicherfüllstandes möglich ist.
- insbesondere die Anhebung der Grenztemperatur für den mittleren Wärmeübertrager auf über 60 °C ein früheres Ausspeisepotential für die Nahwärmeleitung und damit einen Mehrertrag in der Übergangszeit im Frühjahr mit sich bringen könnte.

Diese Maßnahme ist prinzipiell ohne Veränderung der Programmierung ausschließlich per Parametrierung der Steuerung möglich, wurde jedoch bisher nicht umgesetzt.

6.1.7 Zirkulationsverluste und Auslegung Frischwasserstation

Analyse der Problemstellung

Im Rahmen des Monitorings fielen hohe Verlustwärmemengen durch die Zirkulationsleitung mit einem Jahresmittel von ca. 1130 kWh/Monat (Haus 1, Abbildung 6.9 (a)) und ca. 540 kWh/Monat (Haus 2, Abbildung 6.9 (b)) auf, was bei Haus 1 2021 ca. dem 1,5-fachen des Nutzwärmestroms (ca. 740 kWh/Monat) entspricht. Die großen Unterschiede zwischen beiden Häusern resultieren aus unterschiedlichen Einstellungen in den Frischwasserstationen (FriWaSta), was in Abbildung 6.9 (b) deutlich an der Einstellungsänderung Ende Mai zu Juni zu sehen ist. Es können somit, allein mit den Einstellungen an einer FriWaSta hohe Einsparungen erzielt werden.

Des Weiteren wurden im weiteren Monitoring erhöhte Zirkulationsverluste in der warmen Jahreszeit mit aktiver Gebäudekühlung festgestellt (nicht dargestellt), was eine ungünstige Leitungsverlegung, d. h. keine räumliche Trennung von Zirkulationsleitung und Heizungs-VL vermuten lässt. Generell können, sofern keine Fussbodenkühlung vorgesehen ist, die gedämmten Stränge von Heizungs-VL und Zirkulationsleitung bei Planung und Bau in räumlicher Nähe angeordnet werden, um Wärmeverluste zu verringern.

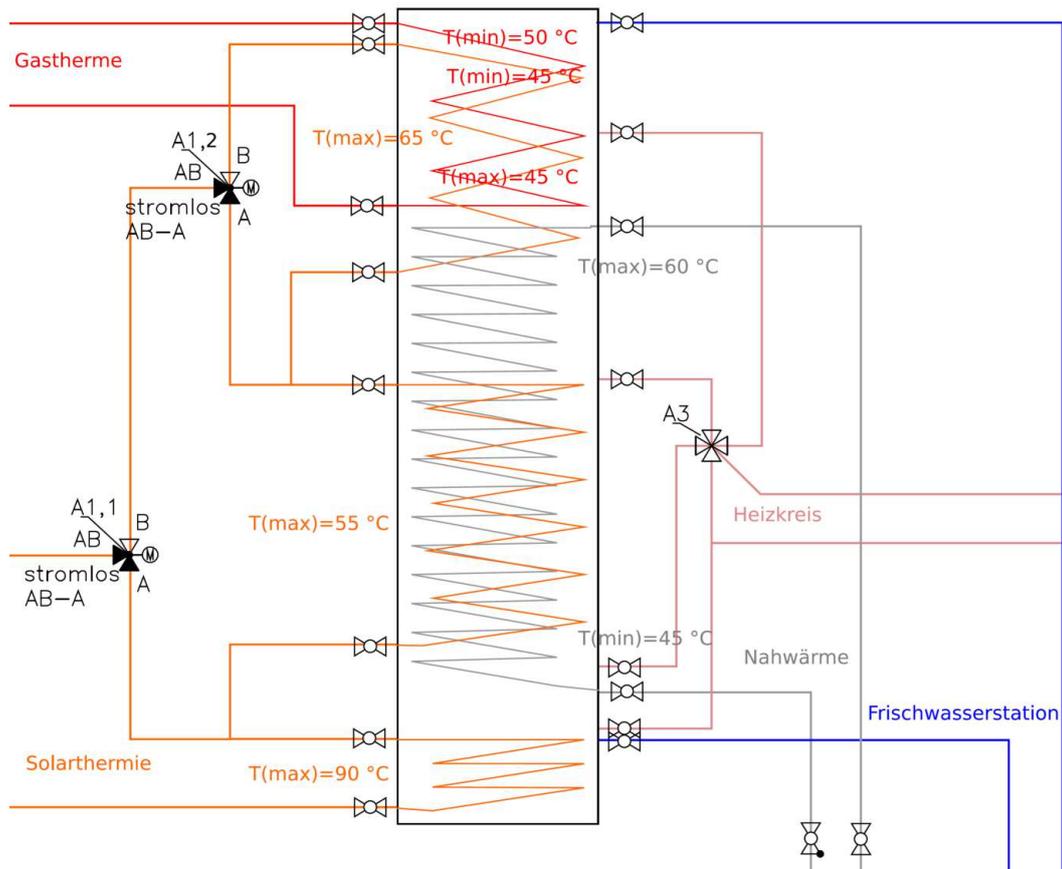


Abb. 6.8: Fließschema des Wärmespeichers eines Sonnenhauses mit aktuellen Ziel- und Grenztemperaturen der Steuerung je Hydraulikkreis und Speicherebene

Bei der installierten Verschaltungsvariante der FriWaSta handelt es sich um einen Standardaufbau, wobei die Erwärmung des Kaltwassers und der Zirkulation über denselben Wärmeübertrager in der FriWaSta realisiert wird. Im Detail bedeutet das für die Cottbuser Sonnenhäuser, dass die FriWaSta heißes Wasser mit ca. 65-85 °C aus dem Pufferspeicher zugeführt bekommt und damit das TWW auf ca. 54 °C erwärmt. Dazu fließt die Zirkulation mit ca. 50 °C zur FriWaSta zurück, wobei der FriWa-Regler zu hohe RL-Temperaturen zum Pufferspeicher von ca. 50-65 °C erzeugt, welche in der aktuellen Standard-Verschaltung im untersten Teil des Pufferspeichers über den Heizungsrücklauf eingespeist werden. Damit wird:

- dieser unterste Speicherabschnitt aufgeheizt, was folglich zu hohen VL-Temperaturen für die Solarthermie führt und somit nachteilig für den solaren Ertrag ist.
- bei höheren TWW-Volumenströmen auch eine Absenkung der RL-Temperatur von ca. 56 auf bis zu 32 °C detektiert (vor allem nach Feierabend), womit bei ständiger Änderung der Einspeisetemperatur die thermische Schichtung im Speicher beeinträchtigt bzw. zerstört wird und sich die Wärmeverluste erhöhen.
- der Anteil der konventionellen Wärmebereitstellung (hier: Gastherme) ungünstig gesteigert, was dem Ziel eines hohen regenerativen Anteils der Wärmeversorgung widerspricht

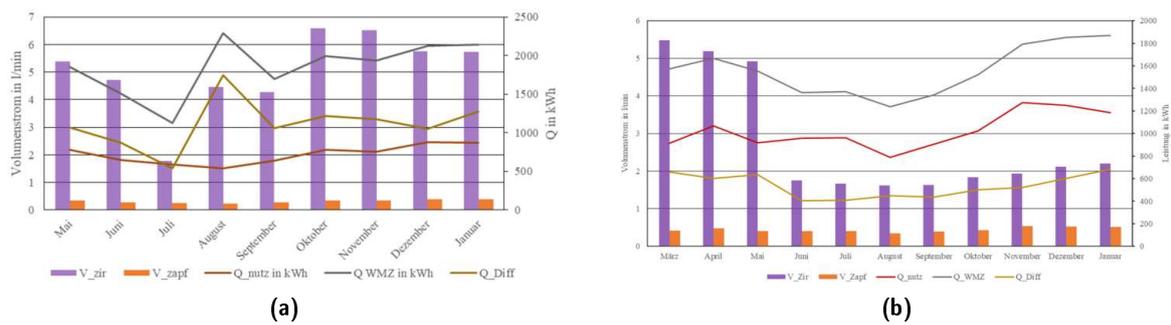


Abb. 6.9: Warmwasserverbrauch und Zirkulationsverluste im Jahresverlauf in: links: Haus 1; rechts: Haus 2

Verbesserungspotential

Mit Inbetriebnahme der Heizungsanlage sind innerhalb des z. B. 1. Jahres die Zirkulationsverluste zu überprüfen, da hier insgesamt allein mit den gezielten Parametereinstellungen an der FriWaSta enorme Einsparungen erzielt werden können.

Darüber hinaus besteht zukünftig noch weiteres Optimierungspotential in:

- der Auslegung der Größe der FriWaSta, welche für die Rohrlängen, Entnahmestellenanzahl und Nutzungsart einem nach [54] erwartbaren Spitzendurchfluss zugeordnet werden. Der in den Gebäuden installierte Frischwasserregler (FriWaMaxi Zirk FC 3.8, PAW GmbH Co. KG) ist laut Herstellerangaben für bis zu 10 Wohneinheiten zu groß gewählt, [140]. Die FriWaSta würde folglich bei einer Zapfung stets unterhalb ihres Auslegungsbereiches arbeiten, wodurch der relative Anteil der Energieverluste steigt. [138; 139]
- der Planung der Stutzenzuordnung (Anschlusshöhen) in Pufferspeichern bzgl. Temperaturen und Strömungsgeschwindigkeiten von Ein- und Auslässen, um eine Aufrechterhaltung der Temperaturschichtung im Speicher zu gewährleisten und somit Verluste zu vermeiden. Die Einbindung von Simulationen könnte die Auslegung erleichtern, wodurch sich eine deutliche Effizienzsteigerung solarer Anlagen im Betrieb erwirken lässt.
- einer Reduktion der unteren Speichertemperatur durch eine geschichtete Einspeisung des RLs der FriWaSta mithilfe z. B. eines zusätzlichen RL-Ventiles, vgl. Abbildung 6.10. Der aktuell verbaute FriWa-Regler bietet die Möglichkeit, ein Verteilventil im RL zuzuschalten. Eine gute Speicherhöhe zur Einspeisung ist z. B. der RL des Sekundärwärmeerzeugers (hier Gasbrennwerttherme), wobei zu beachten ist, dass
 - bei einer Zusammenführung von Anschlüssen eine Rückschlagklappe verbaut werden muss. Dies soll eine Einströmung des RLs nach der FriWaSta in den RL der Gasbrennwerttherme bzw. den Heizungs-VL verhindern.
 - kurze Umschaltzeiten bei Integration eines Umschaltventiles in die aktuelle Regelung notwendig sind. Dies erst ermöglicht eine Zuführung des kälteren Wassers des Brauchwasser-RL während einer Zapfung in den untersten Speicheranschluss.
- einer Änderung bzw. zusätzlichen Integration der Betriebsmodi, da der installierte Regler die Möglichkeit der Temperatur-, Zeit-, und Zapfsteuerung und zusätzliche Funktio-

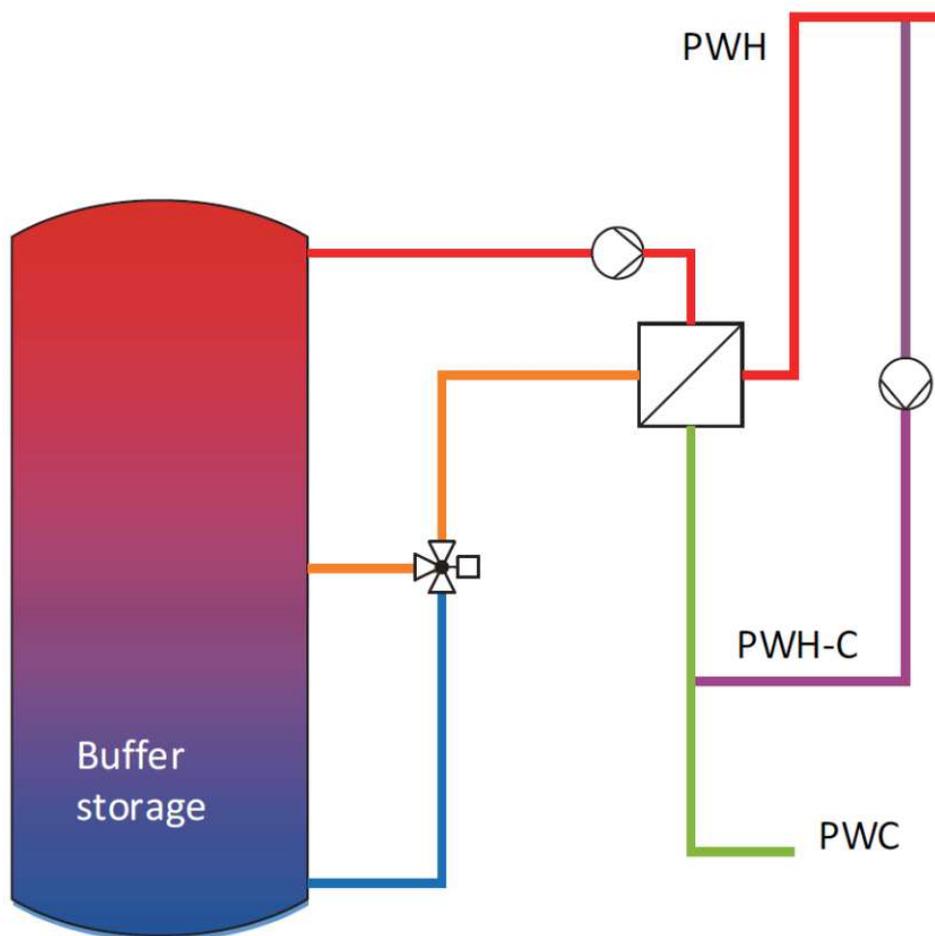


Abb. 6.10: Schema einer Standardverschaltung (II) einer Frischwasserstation mit Rücklaufverteilung. Die Bezeichnung der Leitungen erfolgt analog DIN 1998-200 (PWC: kalte Trinkwasserleitung, Blau; PWH: warme Trinkwasserleitung, Rot; PWH-C: Trinkwasser, warm (Zirkulation), Violett). [136]

nen bei der Zirkulation bietet. Dies bietet weitere Ansätze zur Reduktion der Verteilverluste in Folge der Zirkulation durch:

- Verkürzung der Zirkulationszeit auf minimal 16 Stunden Betrieb pro Tag (zulässig gemäß [63]),
- Kombination von Zeit- und Temperatursteuerung z. B. in der Nacht möglich (außerhalb des Zeitfensters Aktivierung der Zirkulationspumpe bei kurzer Zapfung durch ergänzende Einschaltung der Impulssteuerung)
- Absenkung der TWW-Temperatur, infolge der Zirkulationsabschaltung ist mit geringen Komforteinbußen zu rechnen (Diese Art der Steuerung ist heute nur noch bedingt zeitgemäß und setzt das Einverständnis der Mieter voraus [88]).
- Installation eines separaten Nachheiz-Wärmeübertragers für die Zirkulation, da die RL-Temperatur der Zirkulation (55 °C) deutlich über dem Niveau der KW-Temperatur (10 °C) liegt

- Installation einer zusätzlichen FriWaSta im Rahmen eines Kaskadenbetriebes (ist am aktuellen FriWa-Regler integrierbar)
- Installation eines zusätzlichen By-Pass-Ventils (hohe Installationskosten bei nachträglicher Umrüstung zur Realisierung einer Zirkulationsentkopplung im Bestand)

6.1.8 Klimatisierung Technikräume

Viele mechanische Bauteile in Technikräumen wie Regel-, Absperrventile und Pumpen dürfen nur in einem vordefinierten Temperaturbereich betrieben werden. Darüber hinaus sind elektronische und elektrische Bauteile wie Regelungen, Wechselrichter, Laderegler und Batteriespeicher noch deutlich restriktiver in ihrem Temperatureinsatzbereich. Da diese Technik in Technikräumen z.T. gemischt eingebaut wird, ist eine Temperaturüberwachung und -Regulierung möglichst vorzusehen um z.B. Schäden oder Ausfälle zu minimieren und evtl. Schadensansprüche bei Defekt auch beanspruchen zu können (u.a. Batteriesystem).

In den Sonnenhäusern wurde die Wärme- und Stromversorgungstechnik überwiegend auf zwei übereinander liegende Räume aufgeteilt. Im unteren befindet sich die Wärmeversorgung mit großem Speicher etc. und im oberen Raum die Wechselrichter, Akku-Speicher und ein Speicherausdehnungsgefäß des Wärmespeichers.

Anfänglich wurde über eine Installation von zwei Lüftern und einem Deckendurchbruch zwischen den beiden Technikräumen, sowie einem Wanddurchbruch vom unteren Technikraum nach außen belüftet. Hierbei saugte ein Ventilator unterhalb der Decke am oberen Wärmespeicherende (unterer Technikraum) warme Luft über ein Abluftrohr direkt über das Dach nach außen, wodurch Frischluft über den Wanddurchbruch nachströmte. Ein zweiter Ventilator im oberen Technikraum saugte die erwärmte Luft aus dem Raum durch ein zweites Abluftrohr direkt über das Dach nach außen, wobei nur bereits warme Luft aus dem unteren Technikraum nachströmen konnte.

Insgesamt wurde dadurch der obere Technikraum nicht ausreichend gekühlt, um dauerhaft den definierten Temperaturbereich für Wechselrichter und Akkuspeicher sicherzustellen.

Nach Prüfung verschiedener technischer Alternativen wurden zwei Klimageräte nachinstalliert, die einen zusätzlichen Stromverbrauch für Haustechnik/ Allgmeinstrom bedeuten. Eine andere Anordnung der Technikräume und eine separate Einbindung z.B. in die hier vorhandene geothermische Kühlung wäre hier zukünftig empfehlenswert.

6.2 Elektrische Energiebilanz - Gebäude und Einzelkomponenten

6.2.1 Allgemeine Energiebilanzen - Strom

Zur Versorgung mit elektrischer Energie verfügen die teilautarken Gebäude in Cottbus über Photovoltaikanlagen auf dem Dach und an der Fassade. Zusätzlich besteht die Möglichkeit Strom in Batterien zwischenspeichern. Um eine durchgehende Versorgung mit Strom zu gewährleisten, wird zudem bei Bedarf elektrische Energie aus dem Stromnetz bezogen. Im nachfolgenden Kapitel werden die Ergebnisse aus dem Detailmonitoring betrachtet und evaluiert. Einen Überblick über die Strom Bilanz liefert Abbildung 6.11. Darin sind die Energiemengen aller von den Gebäuden genutzten Systeme über 21 Monate dargestellt. Der linke Balken stellt jeweils die Summe der verbrauchten/abgegebenen Energie dar, bestehend aus:

- Netzeinspeisung: an Stromnetz abgegebene Energie (Überschüsse PV-Anlage)
- Akkubeladung: zum Zwischenspeichern an den Akku abgegebene Energie (Überschüsse PV-Anlage)
- Haus/Anlagentechnik: allgemeiner Stromverbrauch, z.B. Hilfsenergie Pumpen
- Wohnungen: durch Bewohner verbrauchte elektrische Energie

Der rechte Balken zeigt jeweils die Summe der bereitgestellten Energie, bestehend aus:

- PV: Erträge durch die PV-Anlage
- Netzbezug: aus Stromnetz bezogene Energie
- Akkuentladung: Nutzung von im Akku zwischengespeicherter Energie

Die Differenz der beiden Balken entsteht durch die elektrischen Verluste im Gebäude, z.B. den Speicherverlusten des Akkus. Es zeigt sich, dass der Stromverbrauch der Bewohner, sowie die Hilfsenergie über das Jahr nahezu konstant sind. Jahreszeitliche Schwankungen sind im wesentlichen bei den PV-Erträgen zu erkennen, entsprechend kann im Winter weniger Strom an das Netz abgegeben und im Akkumulator eingespeichert werden. Der durchschnittliche Stromverbrauch der Wohnungen liegt bei ca. 2,200 kWh (Haus 1), bzw. 2,600 kWh (Haus 2). Auf das jeweilige Nutzerverhalten wird in Abschnitt 6.2.3 näher eingegangen. Insgesamt ergibt sich für ein Jahr im Schnitt ein solarer Deckungsgrad von 71,6 % (Haus 1) und 62,8 % (Haus 2). Der Unterschied ist hier neben dem höheren Verbrauch durch die Nutzer auch durch geringere PV-Erträge aufgrund von Verschattung der Anlage von Haus 2 begründet. Während in Haus 1 von April 2020 bis März 2021 5,128 Strom aus dem Netz bezogen und 12,065 eingespeist wurden, wurden von Haus 2 7,952 bezogen und 6,787 eingespeist. Von der eingespeisten Energie konnten etwa 50 % direkt im Quartier (angrenzendes Bürogebäude) genutzt werden. Auf die Verschattung sowie die Vernetzung im Quartier wird in den folgenden Abschnitten ebenfalls näher eingegangen.

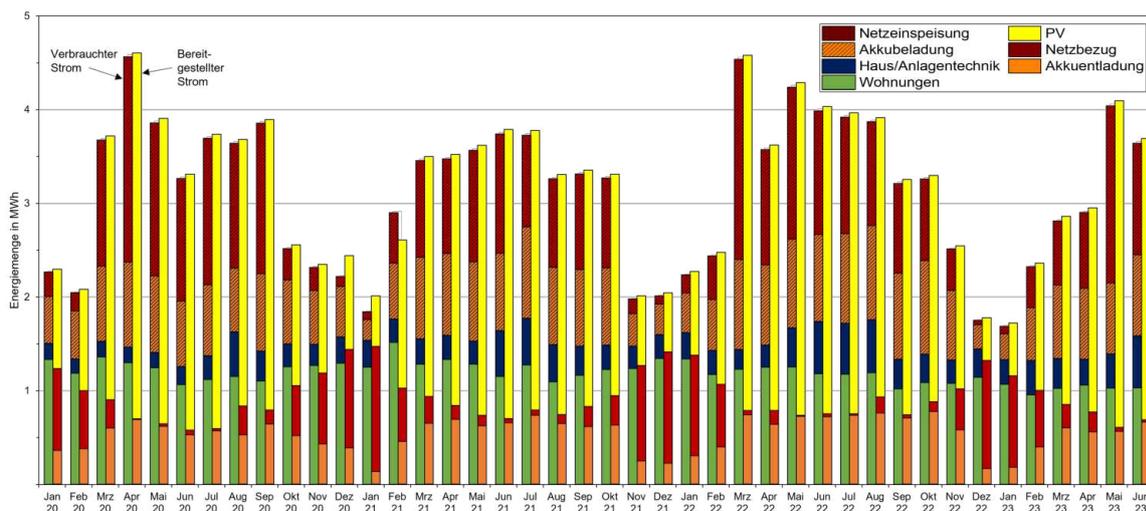


Abb. 6.11: Jahresbilanz der Stromversorgung von Haus 1 (Januar 2020 bis September 2021)

6.2.2 PV-Anlagen

In Abbildung 6.12 sind die Nutzungsgrade der PV-Anlagen von beiden Gebäuden auf dem Dach und an der Fassade über zwei Jahre dargestellt. Wie zu erwarten liegen die Nutzungsgrade der Dachanlagen durch den besseren Einstrahlwinkel kontinuierlich über denen der Fassadenanlagen. Zudem ist bei den Dachanlagen ein Einfluss durch die Modultemperatur zu erkennen. Der Nutzungsgrad unterliegt leichten saisonalen Schwankungen, bei den niedrigeren Wintertemperaturen ist er bis zu zwei Prozentpunkte höher als im Sommer. Im Schnitt ergibt sich somit ein Modulwirkungsgrad von 17,7%. Der Performance Ratio Factor der (Dach-)Anlagen schwankt über die Monate zwischen 80 und 95%. Für das Jahr ergibt sich im Durchschnitt ein Wert von 85,7%. Zudem ist auch bei den Fassadenanlagen der Gebäude eine saisonale Schwankung ersichtlich, die Ursache liegt dabei in der Verschattung durch die Nachbargebäude (Haus 1), bzw. den Baum (Haus 2). Durch die tiefer stehende Sonne in den Wintermonaten ist der Einfluss durch die Verschattung da deutlich zu erkennen.

Haus 2 ist insgesamt mehr von der Verschattung betroffen als Haus 1. Das zeigt auch Abbildung 6.13, darin ist der relative Minderertrag von Haus 2 im Vergleich zu Haus 1 (jeweils 100%) dargestellt. Dabei werden auch die Planungswerte (grau) mit den im Rahmen des Monitorings erfassten Werten (blau) verglichen. Es wird deutlich, dass die Planung, bzw. Simulation die Verluste im Sommer leicht unterschätzt, im Winter die Verluste dagegen deutlicher unterschätzt wurden. Ein Grund könnte dabei in der Belaubung liegen, im Rahmen der Planung wurde nicht berücksichtigt, dass der Baum im Winter keine Blätter hat und demzufolge noch nutzbare Strahlung auf die Module trifft. Im Durchschnitt sind die PV-Erträge von Haus 2 12,7% niedriger als von Haus 1. Dies führt u.a. zu dem oben beschriebenen deutlich niedrigeren solaren Deckungsgrad.

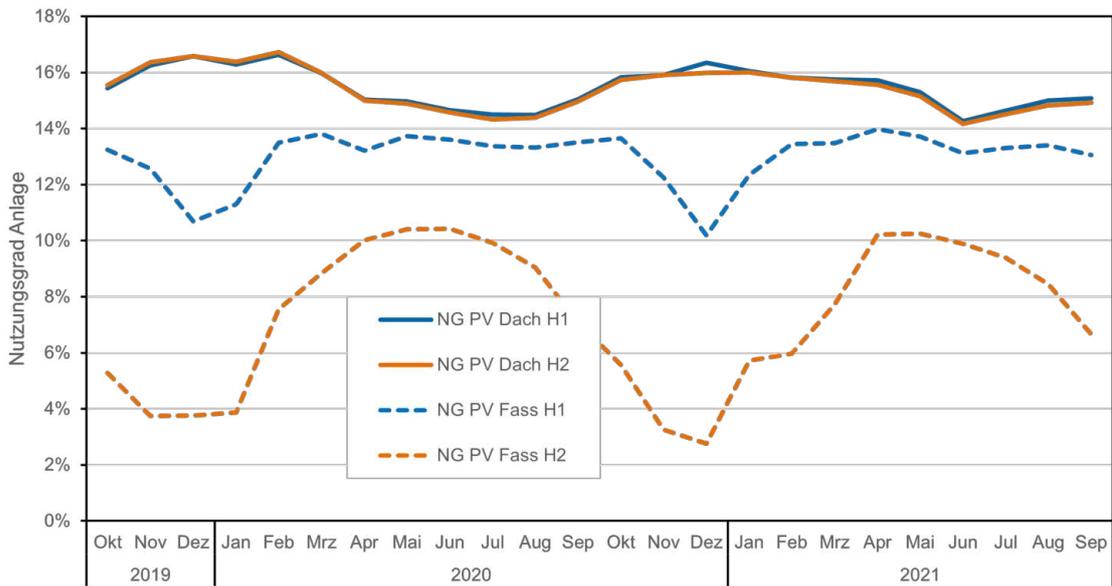


Abb. 6.12: Monatsnutzungsgrade der PV-Anlagen beider Häuser (Oktober 2019 bis September 2021)

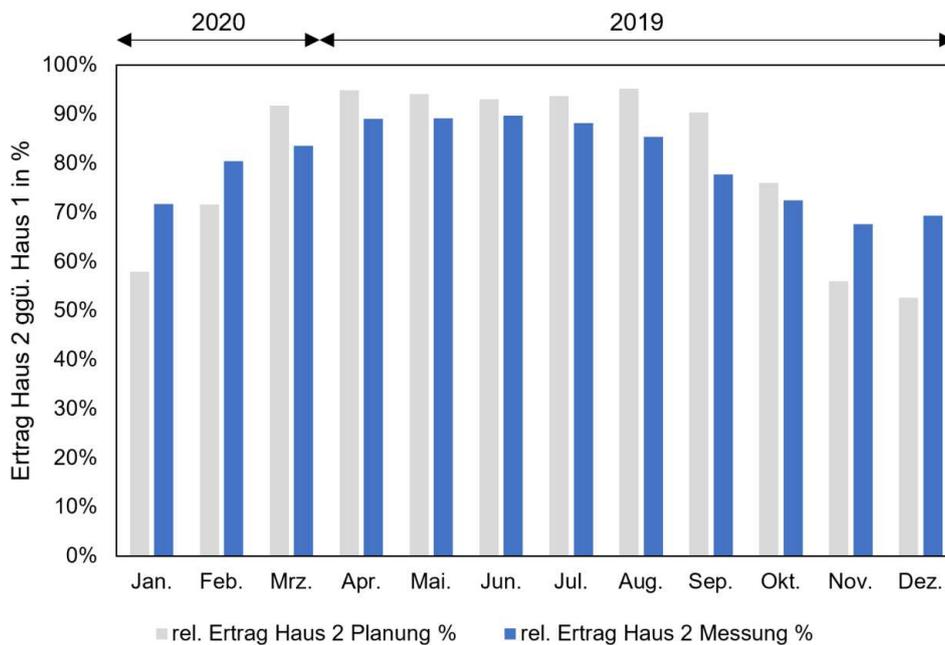


Abb. 6.13: Relativer PV-Ertrag von Haus 1 gegenüber Haus 2 als Folge der Verschattung im Vergleich zu Planungswerten (April 2019 bis März 2020)

6.2.3 Haushaltsstromverbrauch

Die Ergebnisse des Monitorings zeigen einen durchschnittlichen jährlichen Stromverbrauch unter Vollvermietung von ca. 2.200 kWh. Dies kann im Vergleich zum durchschnittlichen Verbrauch durch 2-Personenhaushalte (2.200 kWh) nach [179] als normal eingeschätzt werden. In Abbildung 6.14 wird ein Überblick über den individuellen Stromverbrauch gegeben, dieser liegt zwischen rund 1.000 kWh und 3.800 kWh pro Jahr. Es wird somit deutlich, dass Viel- und Geringverbraucher vorhanden sind, deren Verbrauch aber über das gesamte Haus ausgeglichen wird. Auch ein Abgleich der wiederkehrenden Lastprofilverläufe aller Wohnungen

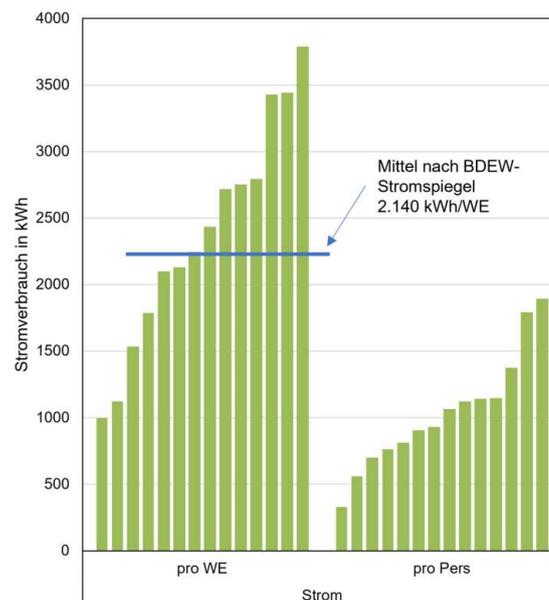


Abb. 6.14: Vergleich des individuellen Stromverbrauchs pro Wohneinheit und Bewohner im Vergleich zum deutschen Durchschnitt nach dem BDEW-Stromspiegel [179]

mit den Standardlastprofilen des BDEW [7] (Abbildung 6.15, links) zeigt, dass sich hinsichtlich der Höhe der Grundlast und der zeitlichen Verteilung von Spitzenlasten ein typisches Verbrauchsverhalten einstellt. Dies ist zwar nur eine grobe Annäherung, kann aber trotzdem als Beleg für ein durchschnittliches Nutzerverhalten gesehen werden. Bei einem Vergleich der einzelnen Wohnungen untereinander kann aber eine deutliche Heterogenität festgestellt werden. Die Annäherung an das Standardlastprofil ist somit nur durch die Betrachtung aller Wohnungen als Verbrauchseinheit zu beobachten und nicht auf einen Einzelhaushalt (Abbildung 2, rechts) übertragbar. Der Tageslastverlauf der einzelnen Wohnungen in Abbildung 6.15 (rechts) zeigt, dass die höchsten Lastspitzen in den Zeitbereich des üblichen maximalen Deckungsanteils durch PV-Direktversorgung fallen. Typische Peaks am Abend treten in Zeiten mit höherem Anteil durch Akkuversorgung auf. Zwischen 00:00 – 07:00 Uhr wird der Strombedarf durchschnittlich mit 40 % bis 45 % durch Bezug aus dem (öffentlichen) Stromnetz gedeckt. Somit werden Morgenpeaks häufiger durch Netzbezug beglichen. In Abbildung 6.16 ist der individuelle Strommix für alle Wohnungen von Haus 1 dargestellt. Die monatlichen

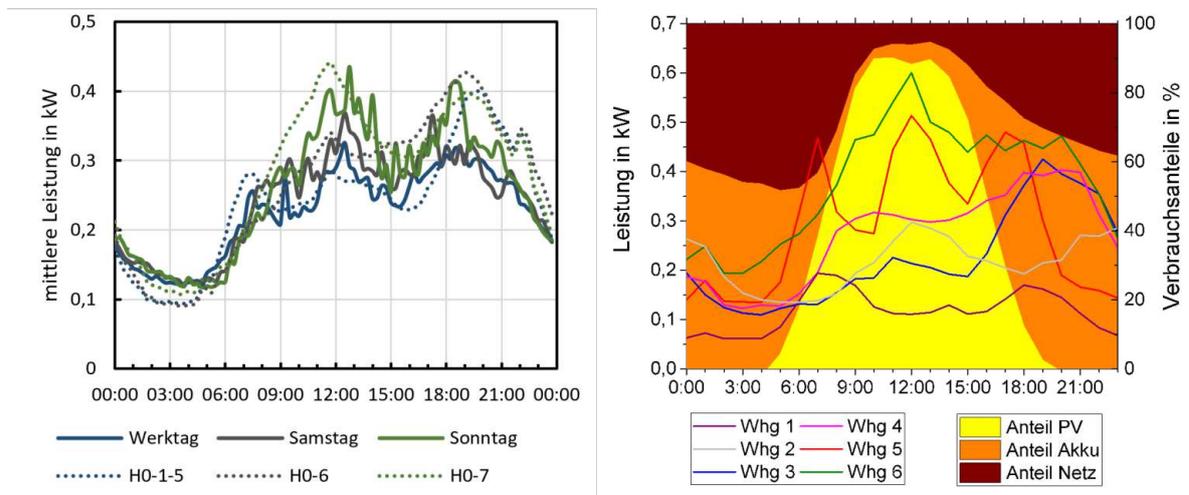


Abb. 6.15: Vergleich des gemittelten Tageslastprofils aller Wohnungen eines Hauses (bezogen auf eine Wohnung) mit dem skalierten Standardlastprofil (H0) nach BDEW [7] (links) und aller Wohnungen mit dem tagesabhängigen Strommix (rechts) (07.2019-03/2020)

direkten PV-Deckungsanteile der Wohnungen liegen dabei jahreszeitlich bedingt zwischen 12 % - 70 % (Durchschnitt über gesamten Messzeitraum: 32 %-42 %). Über den Betrachtungszeitraum bilanziert wird durch die Zwischenspeicherung im Akku für alle Wohnungen ein summierter Eigendeckungsanteil (PV und Akku) von 37 % bis 98 % erreicht. Im Durchschnitt über die ergibt sich für die betrachte Messperiode damit für alle Wohnungen ein solarer Deckungsgrad von ca. 75 %. Der Betrieb des Akkus führt also im betrachteten Fall sowohl zur Verdopplung des Eigenstromverbrauchs als auch zur Vergleichmäßigung des Eigenstromanteils im individuellen Mietervergleich bei den sieben Wohneinheiten. Die Akkugröße erscheint folglich ausreichend um hohe elektrische Deckungsanteile sicherzustellen. Dennoch zeigt sich

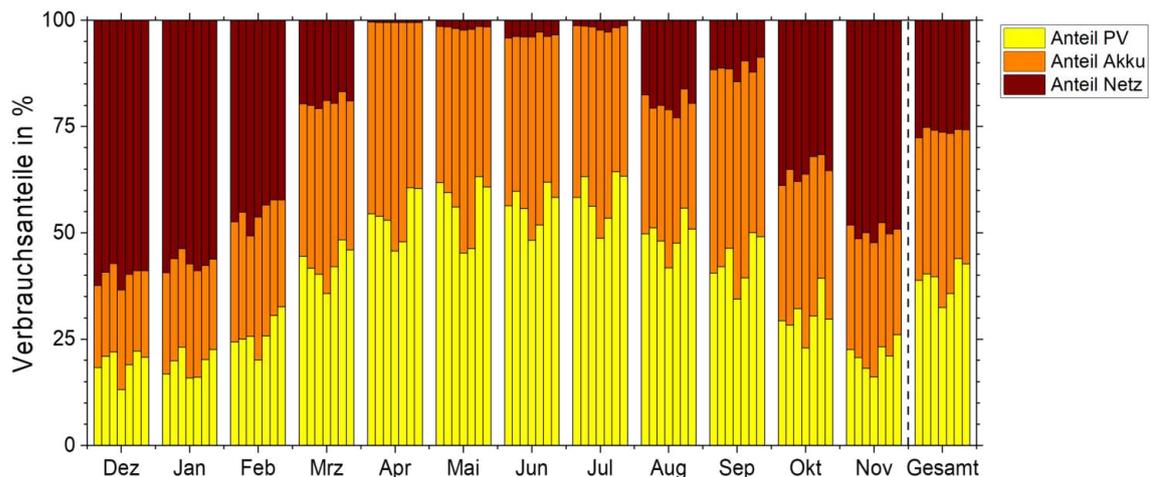


Abb. 6.16: Individueller Strommix der Wohnungen von Haus 1 (12/2019-11/2020)

ein großer Unterschied zwischen den Wohnungen, dies zeigt auch Abbildung 6.17, dort wurde die Tageszeitanteile (nach [205]) bestimmt. Dieser Anteil zeigt an, zu welchem Anteil der

Strom am Vormittag genutzt wird und zu welchem Teil in der Nacht. In der Nacht kann der Strom nur aus dem Akku oder direkt aus dem Netz bezogen werden, es können also keine PV-Erträge direkt genutzt werden. Bei einer optimalen Nutzung des Energiesystems haben die Nutzer einen hohen Vormittagsanteil, da direkt PV-Erträge verbraucht werden können und somit kein Netzstrom bezogen werden muss (Erhöhung des solaren Deckungsgrades) und der Akku nicht genutzt werden muss (Verlängerung der Lebensdauer des Akkus). Die Abbildung zeigt, dass einzelne Wohnungen dieses, aus energetischer Sicht, bessere Verhalten aufweisen, andere z.B. Wohnung d haben einen niedrigen Vormittagsanteil.

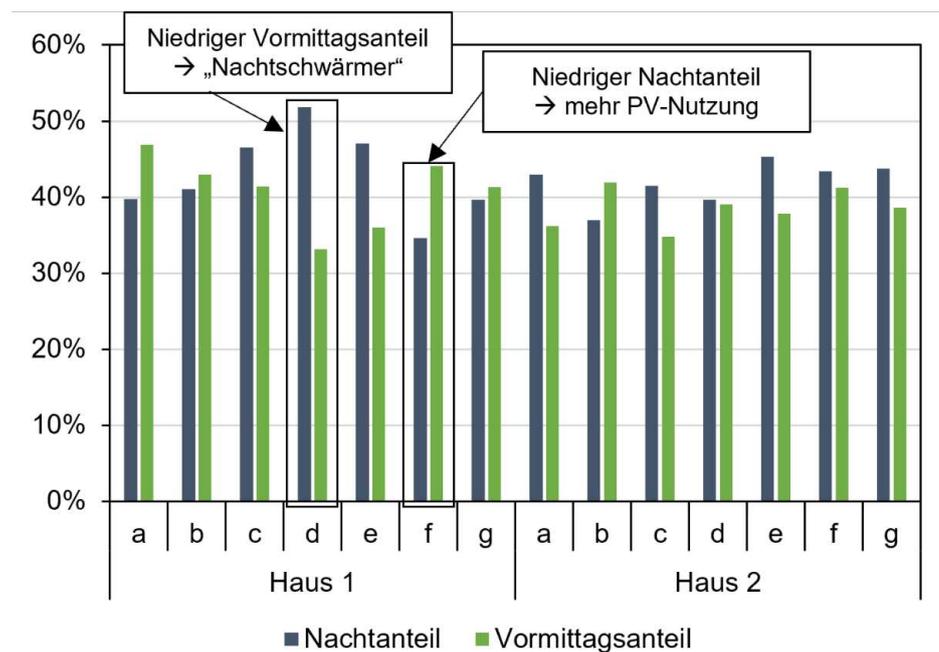


Abb. 6.17: Verbrauch nach Tageszeit, Berechnung des Tageszeitanteils nach [205] Quelle (12/2019-11/2020)

6.2.4 Hilfsstromverbrauch

Wie in Abbildung 6.18 dargestellt, setzt sich der Hilfsstromverbrauch aus den zwei Hauptkomponenten Hauslicht/Allgemeinstrom und Heizungstechnik zusammen. Auf die Heizungstechnik entfielen 1.317 kWh (MZ 2019/2020) bzw. 1.273 kWh (MZ 2020/2021). Der Verbrauch blieb damit nahezu konstant. Lediglich die Aufteilung auf die einzelnen Komponenten variierte etwas. Der Großteil (ca. 50 %) entfällt auf den Betrieb der Heizkreispumpe. Da diese auch für den Kühlbetrieb im Sommer benötigt wird, ist keine Abschaltung außerhalb der Heizperiode möglich. Größere Unterschiede treten betriebsbedingt im Verbrauch der Solepumpe auf. Der Verbrauch der Heizungssteuerung hingegen wird nicht separat gemessen, sondern aus der Bilanz zurückgerechnet.

Eine starke Zunahme des Stromverbrauchs war beim Allgemeinstrom zu verzeichnen. Dieser umfasst fast ausschließlich die Hausbeleuchtung sowie eine im Sommer 2020 in Betrieb genommene Klimatisierung der Haustechnikräume, die für den starken Anstieg vom MZ 2019/2020

zum MZ 2020/2021 verantwortlich ist. Damit betrug der Stromverbrauch für die Klimatisierung der Haustechnikräume ca. 1.216 kWh, was gegenüber der 155 kWh (Solepumpe) zzgl. dem anteiligen Verbrauch durch die Heizkreispumpe für das restliche Gebäude sehr hoch ausfällt. Eine Integration der Kühlung der Haustechnikräume in das Sole-Kühlsystem ist aus diesem Grund für zukünftige ähnliche Projekte zu empfehlen. Auf die Mess- und Informationstechnik für das Monitoring entfallen konstant 335 kWh.

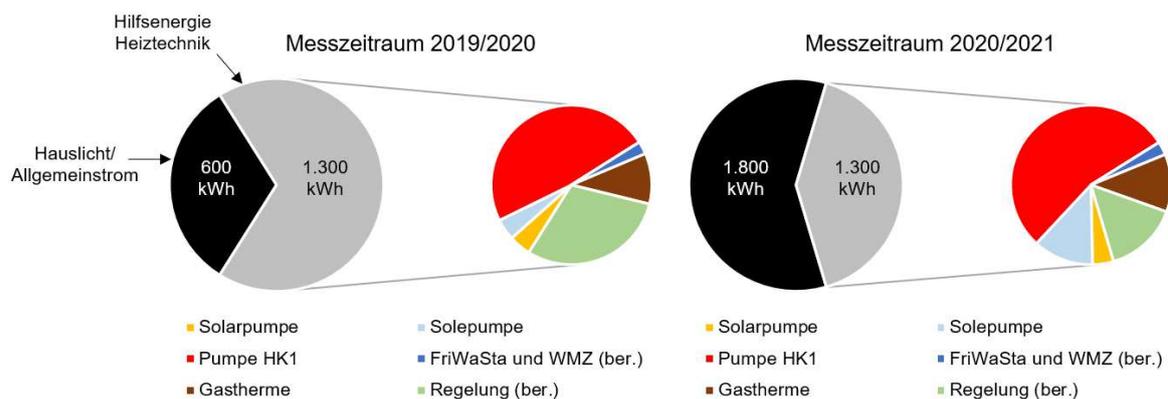


Abb. 6.18: Überblick über die Zusammensetzung der Hilfsenergie in den Messzeiträumen 2019/2020 und 2020/2021

6.2.5 Akkuspeicher

Um die Autarkie der solaren Mehrfamilienhäuser zu steigern wurde ein Stromspeicher (Li-Ionen-Akkumulator) mit 46,8 kWh integriert. Dieser ermöglicht es PV-Erträge temporär zwischenspeichern und so den Bezug von Strom aus dem öffentlichen Netz zu reduzieren. In Abbildung 6.19 ist der Ladezustand des Akkus von Januar 2020 bis Oktober 2022 für Haus 1 über jeweils einen Tag dargestellt. Zusätzlich sind die täglichen Erträge der PV-Anlage und der verbrauchte Strom dargestellt. Es wird deutlich, dass der Stromverbrauch über die gesamte Messperiode nahezu konstant bleibt. Die PV-Erträge schwanken, wie bereits oben beschrieben, saisonal. Somit stehen im Winter weniger Erträge zum speichern zur Verfügung. In Abhängigkeit von den verfügbaren PV-Erträgen stellt sich der Akkuladezustand ein. Es ist bei beiden Gebäuden ersichtlich, dass der SOC im Sommer kaum unter 30 % sinkt, im Winter nur selten über 50 % steigt. Die volle Kapazität kann nur in einzelnen Wochen der Übergangszeit genutzt werden. Es zeigt sich damit, dass der Akku bei zukünftigen Projekten deutlich kleiner dimensioniert werden könnte, ohne nennenswerte Auswirkungen auf die Kennzahlen und damit auch die Autarkie des Gebäudes zu erhalten. Es wird außerdem klar, dass der Speicher nicht für saisonale Speicherungen geeignet wird. Das zeigen auch die Speicherverluste, die pro Jahr durchschnittlich bei ca. 2,100 kWh lagen und damit nahezu den Stromverbrauch eines zusätzlichen Haushalts darstellen, vgl. Tabelle 6.2. Als Jahresnutzungsgrad ergibt sich ein Wert von ca. 74,8 % – 75,8 % mit 175 Volllastzyklen pro Jahr.

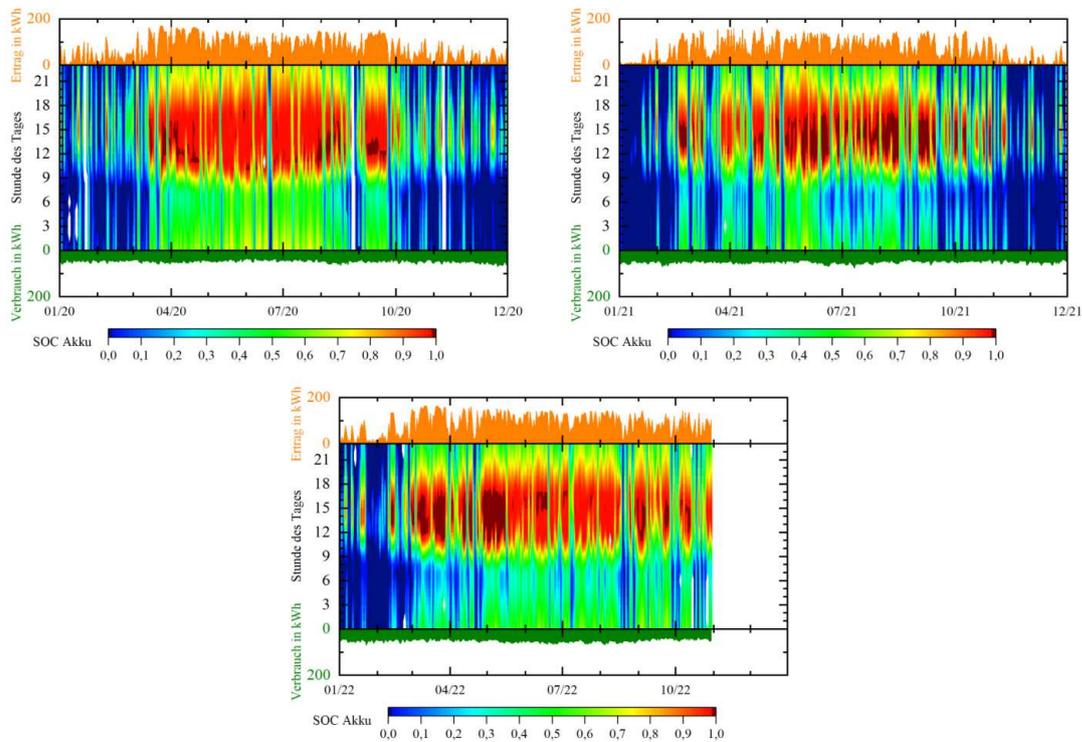


Abb. 6.19: SOC-Verlauf Akkuspeicher Haus 1 2020-2022

Tab. 6.2: Aus jährlich summierten Be- und Entladeenergiemengen bestimmte Energieverluste und die Akku-Wirkungs-/ Jahresnutzungsgrade je Sonnenhaus

	Batterieverluste in kWh		Wirkungsgrad	
	H1	H2	H1	H2
2020	2051,21	2086,93	75,4%	74,8%
2021	2031,23	1981,93	75,8%	75,0%
2022	2317,89	2267,81	75,8%	75,6%

6.2.6 Quartiersvernetzung

Die Energiebereitstellung der zwei baugleichen teilautarken Mehrfamilienhäuser erfolgt zum Großteil über Photovoltaik (PV) und Solarthermie. Wird nicht genügend Energie aus den erneuerbaren Quellen bereitgestellt, kann Wärme durch eine Zusatzheizung und Strom aus dem öffentlichen Netz bezogen werden. Die Sonnenhäuser sind dabei mit den umliegenden Gebäuden zu einem Quartier zusammengeschlossen, um überschüssige solare Energie nutzbar zu machen. Die Abbildung 6.20 stellt die schematische Vernetzung der Gebäude dar. Die Sonnenhäuser sind mit dem Wohnblock in der Heinrich-Albrecht-Straße (HAS) über eine Nahwärmeleitung verbunden und es besteht die Möglichkeit überschüssige Wärme aus den Sonnenhäusern an den Wohnblock abzugeben (siehe Abschnitt 6.3.9). Die Sonnenhäuser haben keinen eigenen Anschluss an das öffentliche Stromnetz, sondern sind über das Bürogebäude mit dem öffentlichen Stromnetz verbunden. Somit kann überschüssiger Strom abgegeben werden, der im Bürogebäude verbraucht oder in das öffentliche Stromnetz eingespeist wird und Strom aus dem öffentlichen Netz bezogen werden. Die Quartiersvernetzung umfasst in Cottbus den Zusammenschluss der Sonnenhäuser mit dem Bürogebäude hinter dem Netzanschlusszähler. Damit ergibt sich für den Betreiber der PV-Anlagen das Potential, den Eigenversorgungsanteil zu steigern und die Netzeinspeisung gering zu halten. Da der Betreiber den Quartiersanschluss als leistungsgemessener Kunde auch nach maximaler Bezugsleistung zu vergüten hat, ergibt sich als zweite Motivation, durch gezieltes Akkumanagement die Spitzenlast zu reduzieren. Untersuchungen anhand eines angenommenen Lastprofils für Bürogebäude und einer intelligenten Steuerung wurden bereits unter Abschnitt 4.3 erläutert. Im Folgenden wird das tatsächliche Lastprofil des Bürogebäudes aus Messdaten am Netzanschluss rekonstruiert und anhand einstellbarer Sperrzeiten in der Akkusteuern die mit den installierten Systemen tatsächlich möglichen Auswirkungen auf die Quartiersversorgung untersucht. In der Abbildung 6.21 ist der mittlere Jahresverlauf der Bilanzgrößen für das Bürogebäude dargestellt. Von Juni bis August ist der Stromverbrauch des Büros am höchsten. Denkbar ist, dass im Sommer eine Klimaanlage genutzt wird, die damit zu einem erhöhten Strombedarf führt. Festgestellt wurde weiterhin, dass im April und Mai der mittlere Stromverbrauch am geringsten ist. Gleichzeitig ist im April die mittlere Quartier-einspeisung der Sonnenhäuser am höchsten. Der Büro Netzbezug ist besonders im August und in den Wintermonaten hoch. Im August kann dieser mit dem hohen Büro Verbrauch begründet werden. Im Winter steigt dagegen der Netzbezug der Sonnenhäuser an und somit auch der Büro Netzbezug, da der PV-Ertrag den Bedarf der Sonnenhäuser nicht deckt.

Die Abbildung 6.22 stellt den mittleren Tageslastgang des Büro Stromverbrauchs für die unterschiedlichen Wochentage dar. Erwartungsgemäß ist der mittlere Verbrauch an Werktagen viel höher als am Wochenende. Der mittlere Verbrauch pro 15 min beträgt am Wochenende zwischen 4 und 5 kW. An Werktagen wird das Gebäude von ca. 5 bis 18 Uhr genutzt, da der Verbrauch über der Grundlast liegt. Maximal wird der Verbrauch dabei an Werktagen, um 10 Uhr. Eine weitere kleine Lastspitze ist zwischen 5 und 6 Uhr zu erkennen. Diese tritt vor allem dienstags und mittwochs auf. Zwischen 7 und 8:30 Uhr steigt an allen Werktagen

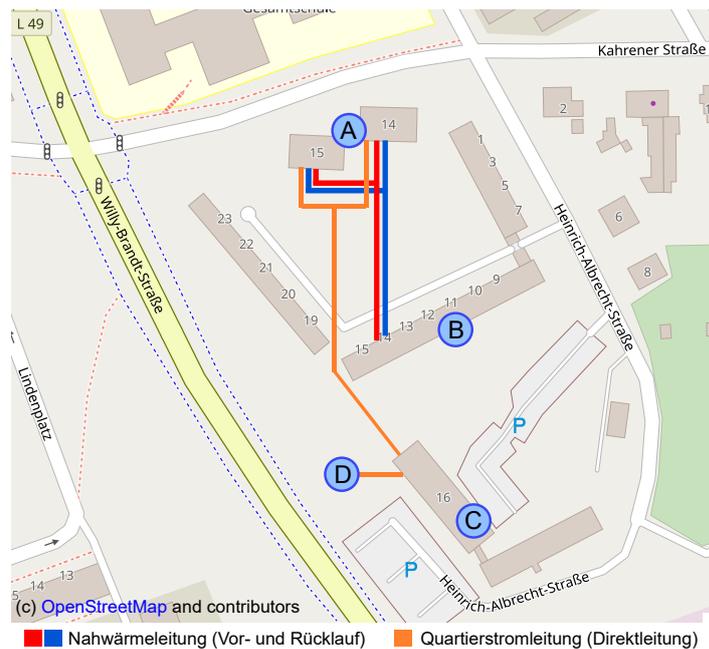


Abb. 6.20: Quartier Kahrener Straße mit schematischer Darstellung der Vernetzung zwischen den Gebäuden (entspricht nicht tatsächlicher Verlegung); A: Sonnenhäuser, B: Wohnblock Nr. 9 - 15, C: Bürogebäude, D: Anschluss ans öffentliche Stromnetz [153]

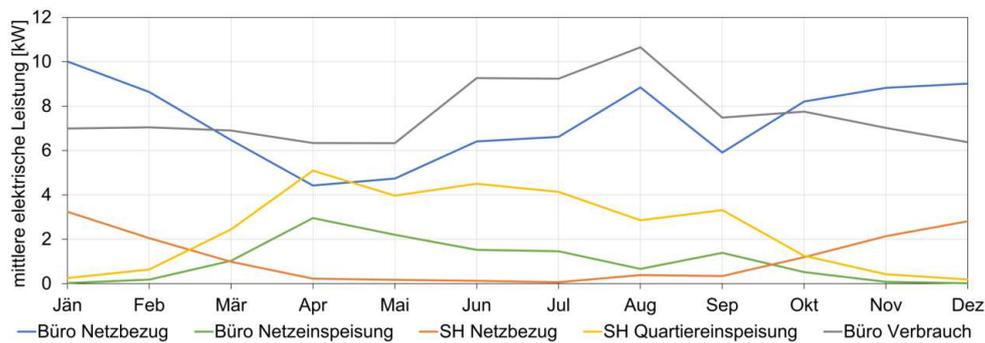


Abb. 6.21: Jahresverlauf der Bilanzgrößen (Mittelwerte der Monate)

der Verbrauch stark an, womit sich der Arbeitsbeginn widerspiegelt. Dienstags, mittwochs und donnerstags wird mehr Strom verbraucht als montags und freitags. Im Vergleich zu den anderen Werktagen sinkt freitags der Verbrauch früher, da an diesem Tag nicht so lange gearbeitet wird.

In der Abbildung 6.23 ist der mittlere Tageslastgang des Büro Netzbezugs nach Wochentagen aufgeteilt dargestellt. Hier spiegelt sich das Verbrauchsverhalten des Büros wieder. An Werktagen vormittags wird der Büro Netzbezug maximal. Dienstags, mittwochs und donnerstags ist der Büro Netzbezug höher als montags und freitags. Die Lastspitze ist um 8:45 Uhr und somit früher als die Verbrauchslastspitze. Auch die Verbrauchslastspitze des Verbrauchs zwischen 5 und 6 Uhr ist im Netzbezug deutlich zu erkennen. Nachmittags sinkt der Büro Netzbezug ab, da es dort ein hohes Angebot an Solarstrom gibt und somit der Verbrauch von Bürogebäude

und Sonnenhäusern zum Teil durch Solarstrom gedeckt werden kann. Am Wochenende sinkt der Netzbezug tagsüber unter das Niveau der Nacht, da es weniger Verbrauch durch das Bürogebäude gibt und somit ein größerer Anteil des Bedarfs durch Solarstrom gedeckt werden kann.

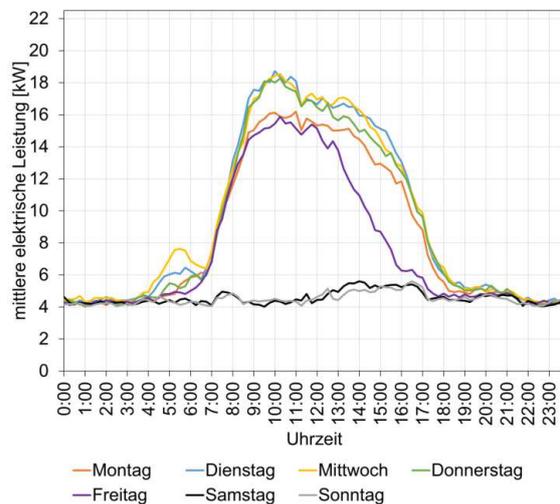


Abb. 6.22: Mittlerer Stromverbrauch des Bürogebäudes Tagesverlauf aufgeteilt nach Wochentagen

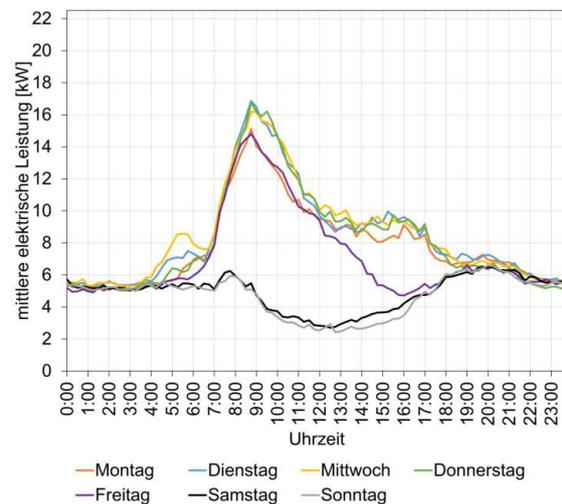


Abb. 6.23: Mittlerer Büro Netzbezug Tagesverlauf aufgeteilt nach Wochentagen

Im Folgenden wird untersucht, inwiefern das Akkumanagement verändert werden kann damit der Netzbezug des Büros reduziert wird und die Spitzenlasten mit Hilfe des Verbundes aus Batterie und Photovoltaikanlage und nicht durch Netzstrom gedeckt werden. Ziel ist es gleichzeitig den aktuellen Deckungsgrad beizubehalten bzw. sogar zu verbessern. Es gibt hierzu mehrere Möglichkeiten auf die Steuerung des Akkus Einfluss zu nehmen.

- Definition von Sperrzeiten (Tageweise und Stundenweise für Be- und Entladung)
- Verändern der Speicherladeleistung
- Integration von Wetterprognosen

In Abbildung 6.24 sind die Messergebnisse der stromseitigen Quartiersvernetzung ohne weitere Anpassungen dargestellt. Es wird an den beispielhaft von Haus 1 aufgeführten PV-Erträgen ersichtlich, dass die Erträge aktuell deutlich nach der Lastspitze des Büros an dieses abgeben werden, obwohl bereits eher PV-Erträge vorliegen würden. Aktuell ist die Steuerung so geregelt, dass zunächst der Strombedarf der solaren Mehrfamilienhäuser gedeckt und anschließend der Akku mit PV-Erträgen aufgeladen wird. Erst wenn dieser geladen ist, werden Überschüsse an das Quartier abgeben. Die in Abbildung 6.24 rot schraffierte Fläche stellt die von den PV-Anlagen von Haus 1 für das Quartier zusätzlich nutzbaren PV-Erträge dar, zur gleichen Zeit liegen ebenso Erträge von Haus 2 vor. Um die Lastspitze des Büro Netzbezuges am Vormittag zu reduzieren sollte deshalb untersucht werden, was die Auswirkungen sind, wenn die Sonnenhäuser früher Strom an das Bürogebäude schicken. D. h. nicht erst wenn der Akku

voll ist sondern, schon vorher wenn dort Strom benötigt wird. Ein Ansatz zur Umsetzung lautet daher vormittags eine Sperrzeit festzulegen, in welcher die Akkus der Sonnenhäuser nicht geladen werden und diesen Strom an das Büro weiterzuleiten. Gedanke ist hierbei, dass morgens der Solarstrom direkt im Bürogebäude genutzt wird und gleichzeitig nachmittags die überschüssige Netzeinspeisung reduziert wird, weil dann die Akkus der Sonnenhäuser stärker geladen werden. Dazu wurde ein Algorithmus entwickelt der in einem bestimmten Zeitraum die Beladung der Akkus verhindert. Eine Entladung der Akkus ist in dem Zeitraum jedoch weiterhin möglich. Der Algorithmus ändert den Akkustand anhand des realen Verbrauchs und PV-Ertrags der Sonnenhäuser. Zusätzlich wird bei einer Be- und Entladung der aktuelle Ladestand des Akkus überprüft, sowie die maximale mögliche Leistung die pro Stunde in den Akku geladen werden kann (9 kW) berücksichtigt.

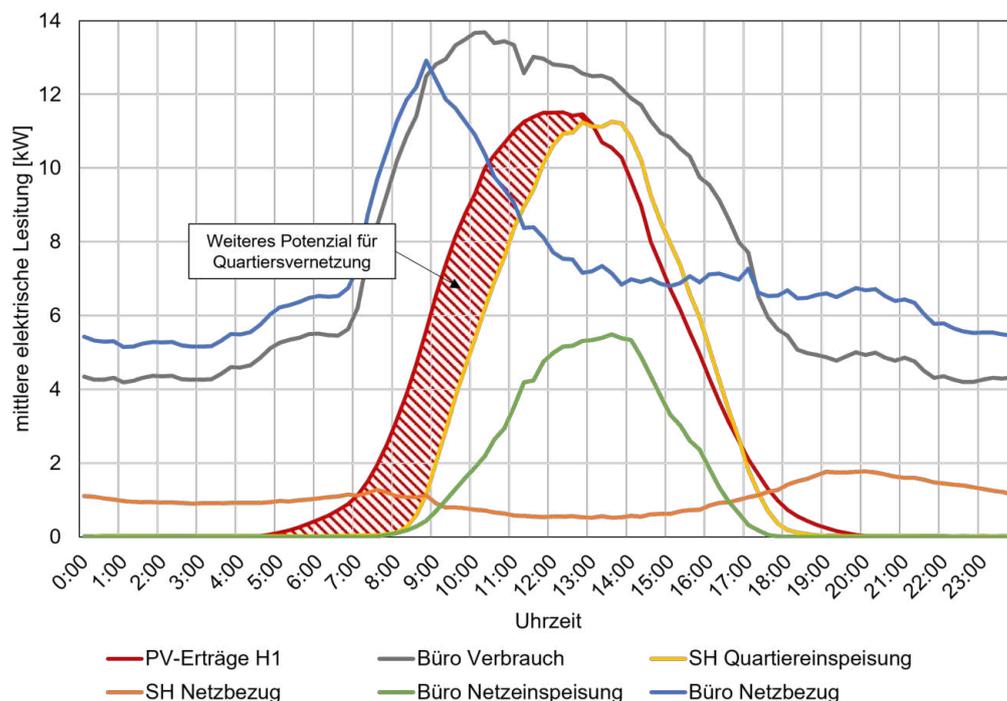


Abb. 6.24: Mittlerer Tageslastgang der für die stromseitige Quartiersbetrachtung relevanten Bilanzgrößen

Vor der Optimierung lag im Mittel der Büro Netzbezug mit 12,92 kW am höchsten. Dieser Peak wird um 8:45 Uhr erreicht. In einer ersten Auswertung (A1) wird eine Sperrzeit von 8:30 - 9 Uhr festgelegt. In der Abbildung 6.25 ist der mittlere Tageslastgang für die Bilanzgrößen des Quartiers dargestellt. Die neu berechneten Bilanzgrößen stellen die Auswirkung der Sperrzeit dar. Es ist zu erkennen, dass die Lastspitze des Büronetzbezugs vormittags reduziert wird. Der neue maximale Büro Netzbezug liegt nun bei (10 kW) und wird um 8:00 Uhr erreicht. Die Sonnenhäuser (SH) Quartiereinspeisung steigt vormittags an, dadurch wird der Büro Netzbezug reduziert. Weiterhin steigt dadurch die Büronetzeinspeisung vormittags an, da nicht immer der komplette Solarstrom im Büro verbraucht wird. Für das Quartier betrachtet ist das schlecht, da für die Mehrfamilienhäuser ein hoher Eigenverbrauchsanteil

anstrebt wird. Betrachtet man das komplette Stromnetz ist es jedoch durchaus vorteilhaft, weil vormittags üblicherweise wenig Strom aus PV zur Verfügung steht. Durch die Sperrzeit sinkt der (rechnerische) Büronetzbezug für das Jahr 2020 um 4%. Der solare Deckungsgrad des Quartiers steigt von 37% auf 40%, während der Eigenverbrauchsanteil von 84% auf 81% absinkt (für die Messwerte von 2020). In Tabelle 6.3 und Tabelle 6.4 sind die Ergebnisse für das Szenario A1 zusammengefasst. In der Abbildung 6.27 sind die geordneten Dauerlinien für die gemessenen Werte und das Szenario A1 des Büro Netzbezugs dargestellt. Es ist zu erkennen, dass durch die Sperrzeit der Büronetzbezug stundenmäßig sinkt. Die hohen Lastspitzen sind zum Teil immer noch vorhanden. Zum Vergleich wird noch ein zweites Szenario (A2) betrachtet. Dabei wird die Sperrzeit auf 8 - 9 Uhr festgelegt, da es zwischen 7:45 Uhr und 8:15 Uhr noch einen hohen mittleren Büro Netzbezug von ca. 10kW gibt. Es wird eine Stunde ausgewählt, da zu erwarten ist, dass der Eigenverbrauchsanteil weiter sinkt. Ein hoher Eigenverbrauchsanteil ist das Ziel vom Quartier, deshalb sollte dieser möglichst nicht bzw. nur geringfügig reduziert werden.

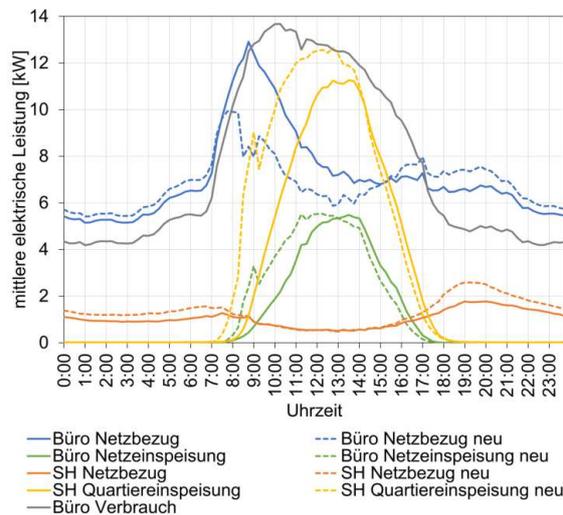


Abb. 6.25: Szenario A1: mittlerer Tageslastgang der Bilanzgrößen im Quartier

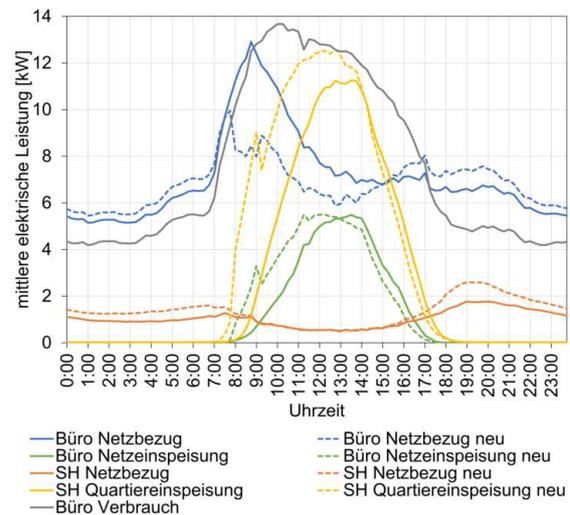


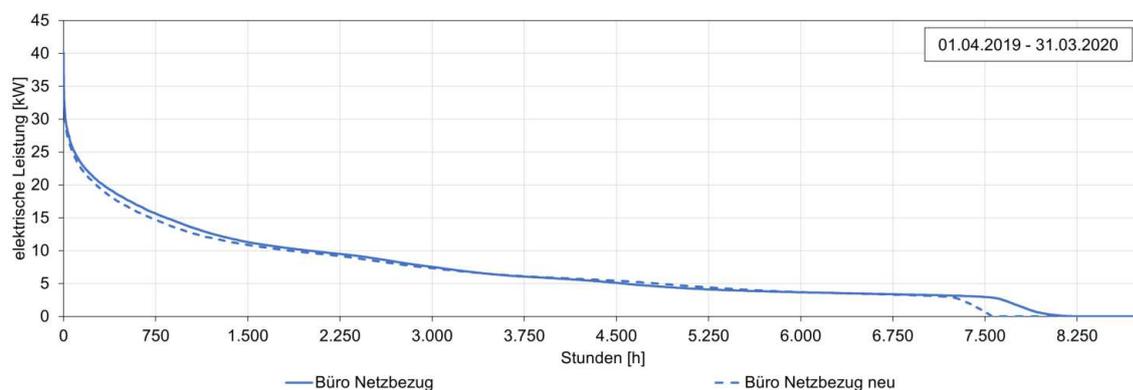
Abb. 6.26: Szenario A2: mittlerer Tageslastgang der Bilanzgrößen im Quartier

Tab. 6.3: Szenario A1: veränderte Bilanzgrößen (Sperrzeit: 8:30 - 9 Uhr)

Zeitraum	Büro Netzbe- zug neu [kWh]	Büro Netzein- speisung [kWh]	Sonnenhäuser Netzbezug neu [kWh]	Sonnenhäuser Quartierein- speisung neu [kWh]
01.04.2019 - 31.12.2019	40.793	11.633	3.915	28.444
2020	62.627	9.913	13.697	26.339
01.01.2021 - 30.06.2021	31.237	4.309	8.113	11.754
01.04.2019 - 31.03.2020	58.233	13.445	8.288	33.038
01.04.2020 - 31.03.2021	63.766	9.624	15.805	25.632

Tab. 6.4: Szenario A1: Solare Kennzahlen

Zeitraum	Solarer De- ckungsgrad Sonnenhäuser neu	De- ckungsgrad Quartier neu	Solarer De- ckungsgrad Quartier neu	Eigenverbrauchs- anteil Sonnen- häuser neu	Eigenverbrauchs- anteil Quartier neu
01.04.2019 - 31.12.2019	75 %	41 %	41 %	30 %	71 %
2020	64 %	40 %	40 %	48 %	81 %
01.01.2021 - 30.06.2021	62 %	40 %	40 %	52 %	83 %
01.04.2019 - 31.03.2020	66 %	38 %	38 %	33 %	73 %
01.04.2020 - 31.03.2021	61 %	39 %	39 %	49 %	81 %

**Abb. 6.27:** Szenario A1: geordnete Dauerlinie des Büro Netzbezugs

Die Abbildung 6.26 zeigt den mittleren Tageslastgang der veränderten Bilanzgrößen für das Szenario A2. Im Vergleich zum Szenario A1 konnte die Lastspitze vormittags weiter reduziert werden. In Tabelle 6.5 und Tabelle 6.6 sind die Ergebnisse für das Szenario A2 zusammengefasst. Die Szenarien A1 und A2 sind in ihrer Änderung zu den ursprünglichen Messwerten sehr ähnlich. Die Erhöhung der Sperrzeit auf eine Stunde hat fast keine Auswirkungen auf den Büro Netzbezug im Vergleich zu einer halbstündigen Sperrzeit.

Tab. 6.5: Szenario A2: veränderte Bilanzgrößen (Sperrzeit: 8:00 - 9 Uhr)

Zeitraum	Büro Netzbezug neu [kWh]	Büro Netzeinspeisung neu [kWh]	Sonnenhäuser Netzbezug neu [kWh]	Sonnenhäuser Quartiereinspeisung neu [kWh]
01.04.2019 - 31.12.2019	40.707	11.546	3.972	28.501
2020	62.670	9.955	14.000	26.643
01.01.2021 - 30.06.2021	31.267	4.340	8.264	11.904
01.04.2019 - 31.03.2020	58.160	13.374	8.388	33.139
01.04.2020 - 31.03.2021	63.803	9.660	16.098	25.925

Tab. 6.6: Szenario A2: Solare Kennzahlen

Zeitraum	Solarer Deckungsgrad Sonnenhäuser neu	Deckungsgrad Quartier neu	Eigenverbrauchsanteil Sonnenhäuser neu	Eigenverbrauchsanteil Quartier neu
01.04.2019 - 31.12.2019	75 %	42 %	29 %	71 %
2020	63 %	40 %	48 %	80 %
01.01.2021 - 30.06.2021	61 %	39 %	52 %	82 %
01.04.2019 - 31.03.2020	66 %	38 %	33 %	73 %
01.04.2020 - 31.03.2021	60 %	39 %	48 %	81 %

In einem dritten Szenario (A3) wird die Sperrzeit auf 7:15 - 9 Uhr festgelegt. Dadurch soll die Lastspitze des Netzbezugs vollkommen reduziert werden. Die Abbildung 6.28 und Tabelle 6.7 und Tabelle 6.8 stellen die Ergebnisse der Berechnung dar. Wie gewünscht reduziert sich die Lastspitze deutlich. Jedoch wirkt sich die Erweiterung der Sperrzeit am Morgen nicht sehr stark auf den gesamten Büro Netzbezug aus, da morgens nicht so viel PV-Ertrag vorhanden ist. Im vierten Szenario (A4) wird die Sperrzeit von 7:15 - 10 Uhr festgelegt, um zu sehen, wie

Tab. 6.7: Szenario A3: veränderte Bilanzgrößen (Sperrzeit: 7:15 - 9 Uhr)

Zeitraum	Büro Netzbe- zug neu [kWh]	Büro Netzein- speisung neu [kWh]	Sonnenhäuser Netzbezug neu [kWh]	Sonnenhäuser Quartierein- speisung neu [kWh]
01.04.2019 - 31.12.2019	40.508	11.348	4.022	28.551
2020	62.687	9.972	14.301	26.944
01.01.2021 - 30.06.2021	31.272	4.345	8.415	12.055
01.04.2019 - 31.03.2020	57.963	13.179	8.461	33.213
01.04.2020 - 31.03.2021	63.818	9.675	16.392	26.219

Tab. 6.8: Szenario A3: Solare Kennzahlen

Zeitraum	Solarer De- ckungsgrad Sonnenhäuser neu	De- ckungsgrad Quartier neu	Solarer De- ckungsgrad Quartier neu	Eigenverbrauchs- anteil Sonnen- häuser neu	Eigenverbrauchs- anteil Quartier neu
01.04.2019 - 31.12.2019	75 %	42 %	42 %	29 %	72 %
2020	63 %	39 %	39 %	47 %	80 %
01.01.2021 - 30.06.2021	60 %	39 %	39 %	51 %	82 %
01.04.2019 - 31.03.2020	66 %	38 %	38 %	33 %	73 %
01.04.2020 - 31.03.2021	59 %	39 %	39 %	48 %	81 %

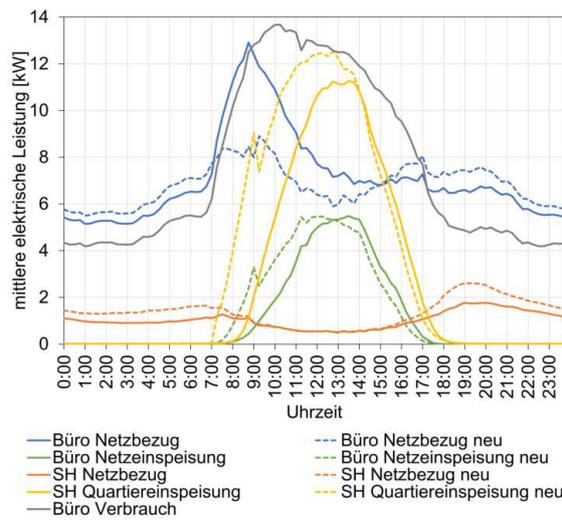


Abb. 6.28: Szenario A3: mittlerer Tageslastgang der Bilanzgrößen im Quartier

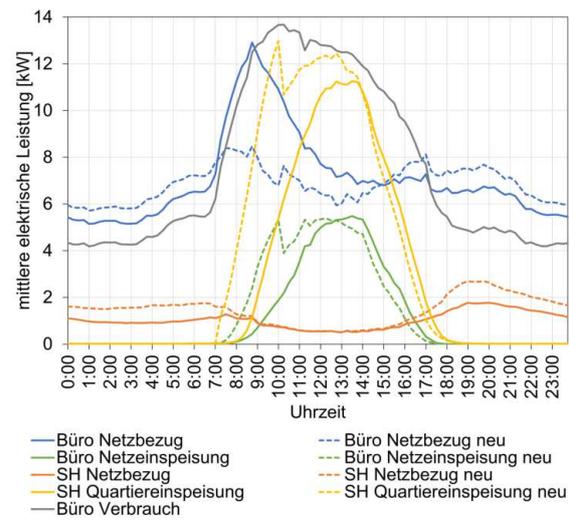


Abb. 6.29: Szenario A4: mittlerer Tageslastgang der Bilanzgrößen im Quartier

Tab. 6.9: Szenario A4: veränderte Bilanzgrößen (Sperrzeit: 7:15 - 10 Uhr)

Zeitraum	Büro Netzbezug neu [kWh]	Büro Netzeinspeisung neu [kWh]	Sonnenhäuser Netzbezug neu [kWh]	Sonnenhäuser Quartiereinspeisung neu [kWh]
01.04.2019 - 31.12.2019	40.577	11.417	4.353	28.881
2020	63.266	10.553	15.371	28.014
01.01.2021 - 30.06.2021	31.511	4.584	8.901	12.541
01.04.2019 - 31.03.2020	58.122	13.340	8.990	33.745
01.04.2020 - 31.03.2021	64.377	10.238	17.414	27.243

sich eine längere Sperrzeit auswirkt. Eine starke Verbesserung beim Netzbezug ist nicht mehr zu erwarten. Die Abbildung Abbildung 6.29 und die Tabelle 6.9 und Tabelle 6.10 stellen die Ergebnisse der Berechnung dar. Der Netzbezug sinkt minimal, jedoch steigt die Sonnenhäuser Quartiereinspeisung und die Büro Netzeinspeisung um 10 Uhr stark an. Der überschüssige Solarstrom wird somit nicht im Bürogebäude genutzt, sondern ins öffentliche Netz eingespeist. Das Fazit der Optimierungsanalyse lautet damit, dass unter allen betrachteten Szenarien die Variante A3 am besten abschneidet. Der Büro-Netzbezug sinkt in der Spitze für den betrachteten Tagesverlauf deutlich. In der Jahresbetrachtung unterscheiden sich die unterschiedlichen Szenarien im Büro Netzbezug nur geringfügig. Jedoch ist ebenso festzuhalten, dass durch eine gesteuerte Nutzung der PV-Erträge für das Quartier der alleinige solare Deckungsgrad der Mehrfamilienhäuser sinkt.

Tab. 6.10: Szenario A4: Solare Kennzahlen

Zeitraum	Solarer Deckungsgrad Sonnenhäuser neu	De-ckungsgrad Quartier neu	Solarer Deckungsgrad Quartier neu	Eigenverbrauchs- anteil Sonnen- häuser neu	Eigenverbrauchs- anteil Quartier neu
01.04.2019 - 31.12.2019 2020	73 %	42 %	39 %	28 %	72 %
01.01.2021 - 30.06.2021	60 %	39 %	39 %	45 %	79 %
01.04.2019 - 31.03.2020	58 %	38 %	38 %	49 %	81 %
01.04.2019 - 31.03.2020	64 %	38 %	38 %	32 %	73 %
01.04.2020 - 31.03.2021	57 %	38 %	38 %	46 %	80 %

6.3 Wärmebilanz - Gebäude und Einzelwohnungen

Bei Ein- und Mehrfamilienhäusern und speziell hier bei den Mehrfamiliensohnenhäusern sind verschiedene Systemkomponenten (Solarthermiekollektoren, Warmwasserspeicher, Heizungsanlage, Trinkwarmwasserstation, etc.) verbaut, die alle eine unterschiedliche Gewichtung an Einflussfaktoren auf eine hohe Systemeffizienz aufweisen. In diesem Kapitel sind die Ergebnisse aus dem Detailmonitoring dieser Einzelsysteme nachfolgend betrachtet und evaluiert.

6.3.1 Allgemeine Energiebilanzen - Wärme

Solarthermischer Deckungsgrad

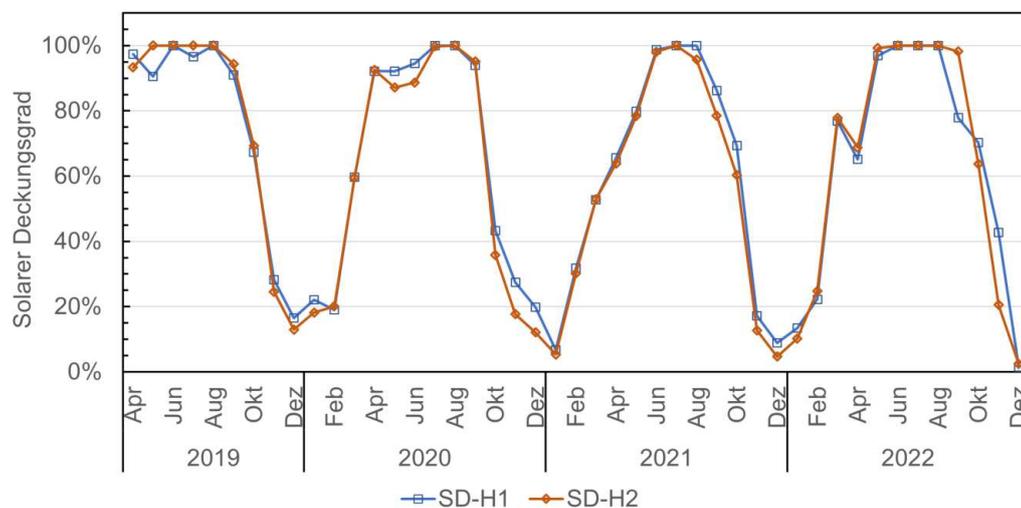


Abb. 6.30: Verlauf der solarthermischen Deckungsgrade für den Monitoringzeitraum Apr. 2019 - Dez.2022 der Sonnenhäuser in Cottbus, SD-H1 ... solarer Deckungsgrad Haus 1, SD-H2 ... solarer Deckungsgrad Haus 2

In Abbildung 6.30 ist der solare Deckungsgrad (SD) für beide Häuser im Monitoringzeitraum dargestellt. Deutlich wird, dass der Deckungsgrad für den Wärmebedarf in der Übergangs- und Winterzeit drastisch einbricht, aber erwartbar im Sommer mit nahezu 100 % Autarkiebedingungen erfüllt. Dieser Einbruch bereits im Oktober/November ist für Sonnenhäuser eher untypisch und weicht auch von den Planungsdaten ab. Gründe hierfür sind:

- eine überdimensionierte Frischwasserstation und ungünstige Verschaltungs- und Steuerungsvariante selbiger in Kombination mit der Heizungssteuerung zu suchen, wodurch vor allem bei geringen Leistungsspitzen hohe Rücklauftemperaturen in den untersten Bereich des Speichers strömen und somit höhere Speichertemperaturen auf niedrigere T-Niveaus heruntergemischt werden. Hierdurch entsteht u. a. ein Mehrverbrauch durch die Gastherme, welcher sich direkt auf den SD auswirkt, vgl. Abschnitt 6.1.7, S. 132.
- evtl. Verschattungszeiträume durch Nachbargebäude bei niedrigem Sonnenstand und
- in einem gegenüber den Planungen deutlich erhöhten Wärmeverbrauch, siehe Bilanzdaten in Tabelle 6.11, zu suchen.

Letzterer resultiert auch aus einer zusätzlich eingebauten Wohneinheit (WE) im Dachgeschoss. Die Berechnung der Planungswerte geht noch von 6 WE aus (Energiekompass [112]), zum tatsächlichen Wärmeverbrauch tragen jedoch 6+1 WE bei, siehe Tabelle 6.11. Vor diesem Hintergrund fällt die Verfehlung des geplanten thermischen Deckungsgrades verhältnismäßig knapp aus. Dies ist durch den höheren solarthermischen Ertrag in Folge des gestiegenen Bedarfs begründbar und kann als begrenzte Pufferwirkung des Systems gegenüber Mehrverbrauch angesehen werden. Bei Haus 2 liegt der solarthermische Ertrag 2022 erstmals über dem von Haus 1, was u. a. aus der zusätzlichen sommerlichen Nahwärmeauskopplung und den daraus folgenden, für eine Solarthermieanlage ertragsfördernden niedrigeren Speichertemperaturen resultiert, vgl. Abschnitt 6.3.9 S. 181.

Jahresübersicht Heizenergieverbrauch

Wie bereits erwähnt ist die größte Abweichung zum Planungswert im Heizwärmeverbrauch zu finden, der in Haus 1 in 2020 mit dem circa 4,4-fachen Planungswert (+341 %), in Haus 2 mit dem 3-fachen Planungswert (+204 %) zu beobachten ist. Dies ist zum Teil auf die größere Wohnfläche (+17 %) aufgrund einer weiteren Wohnung zurückführbar. Neben der überdimensionierten Frischwasserstation (vgl. Abschnitt 6.1.7, S. 132) sind als eine weitere wesentliche Abweichung zwischen Plan- bzw. Simulationswerten und Realität die hohe Vorlauftemperaturen des Warmwassers zu nennen. Um eine Legionellen-Bildung auszuschließen, sind in der Umsetzung 60–80 °C gegenüber simulierten 50 °C als Vorlauftemperatur zu verzeichnen. Damit sind die Höhe dieser Abweichungen des Heizwärmebedarfs jedoch nicht vollends erklärbar und zusätzlich in den oben genannten Punkten zur Abweichung des SD zu suchen.

Tab. 6.11: Gegenüberstellung und Vergleich von Planwerten aus Energieausweis ($HWB = 15,6 \text{ kWh}^2$, $T_{Raum} = 19 \text{ °C}$) und [112] und Jahresübersicht des messtechnisch erfassten Heizwärmebedarfs, Solarthermieertrags und resultierenden solaren Deckungsgrades für die zwei Mehrfamiliensohnhäuser

	Planungswerte*		H1			H2		
	H1	H2	2020	2021	2022	2020	2021	2022
Heizwärmeverbrauch (kWh)	15.222	16.645	51.848 (56.405)***	52.243 (49.866)***	45.005 (-13%)** (46.468)*** (-17%)**	50.629 (55.079)***	48.236 (46.042)***	39.558 (-22%)** (40.844)*** (-26%)**
Warmwasserverbrauch (kWh)	10.003	10.015	23.381	19.796	15.183 (+52%)*	18.901	19.501	18.666 (+86%)*
ST-Ertrag (kWh)	26.069	22.738	53.340	47.313	44.006 (+69%)*	46.224	45.808	48.993 (+115%)*
Wärmeeintrag Gasterme (kWh)	12.538	17.071	42.672	49.072	37.411 (+198%)*	43.553	49.396	39.327 (+130%)*
SD_{th,1}	65%	54%	56%	49%	54% (-17%)*	51%	48%	55% (+3%)*

*Simulation für 6 WE-Variante (gebaut wurde 7 WE-Variante)
 * Vergleich Ist zu Planwerten
 ** Einsparung 2022 zu 2020
 *** Klimakorrekturen (KF) sind im Vergleich zum Referenzstandort Potsdam. $KF_{2020}=1,0879$, $KF_{2021}=0,9545$, $KF_{2022}=1,0325$

Eine detailliertere Monatsübersicht zum Heizwärmebedarf ist für beide Häuser in Abbildung 6.31 dargestellt. Nach vorgenommenen Einstellungsanpassungen an der Heizungssteuerung sowie mehrfachen Information der Bewohner zur Thermostat-Umstellung (Kühlen-Heizen, vgl. Abschnitt 6.1.5, S. 127) wurde der Verbrauch von 2020 – 2022 um bis zu 26 % in Haus 2 verringert, liegt jedoch insgesamt weiterhin deutlich über den Planwerten. Neben der erhöhten WE-Anzahl von 7 anstatt geplanten 6 WE ist in den ggü. den Auslegungswerten deutlich

erhöhten Wohnraumtemperaturen (siehe Abbildung 6.34 S. 160) unterstützt durch die Ergebnisse aus einem Schweizer Projekt von Mojic et al. [128] darin ein wesentlicher Fakt für den Mehrverbrauch zu suchen.

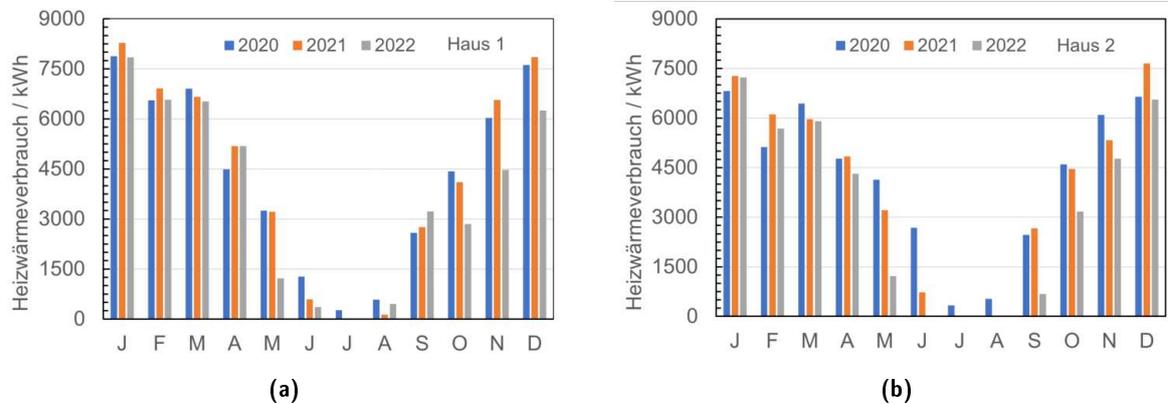


Abb. 6.31: Gemessener monatlich summierter Heizwärmeverbrauch der Sonnenhäuser in Cottbus über 3 Jahre: (a) Haus 1 ; (b) Haus 2 (teilverschattet durch Linde)

Betrachtung der realen Heizungskurve

Zur Einschätzung der richtigen Funktion der Heizungssteuerung ist die Heizungskurve mit der Darstellung der gemittelten Fluidtemperaturen (VL/RL) mit der Soll-Temperatur gegenüber der Tagesmittelaußentemperatur hilfreich, siehe Abbildung 6.32. Darin sind folgende Erkenntnisse abzuleiten:

- im Winter zeigt sich ein erwartbares Regelverhalten
- an kühlen Wintertagen wird die Soll-Vorlauftemperatur nicht erreicht (blauer Kreis in Abbildung 6.32)
- in der Übergangszeit steigt die Rücklauftemperatur an, was auf einen deutlich schneller sinkenden Wärmebedarf spricht

In Abbildung 6.33 ist entsprechend Abschnitt 5.6 (S. 118) der Heizwärmeverbrauch über der Tagesmitteltemperatur dargestellt. Darin zeigt sich, dass sowohl für Haus 1 und Haus 2 der Heizwärmeverbrauch im Winter außentemperaturabhängig nach der Sigmoidfunktion beschrieben werden kann. Darüber hinaus liegt jedoch in der Übergangszeit oder/ und bei höheren Außentemperaturen ($t_a > 10^\circ\text{C}$) ein hoher Wärmeverbrauch und hohe Heizgrenztemperaturen vor (siehe auch Abbildung 6.32). Dies fördert wiederum höhere Verluste des Gesamtsystems.

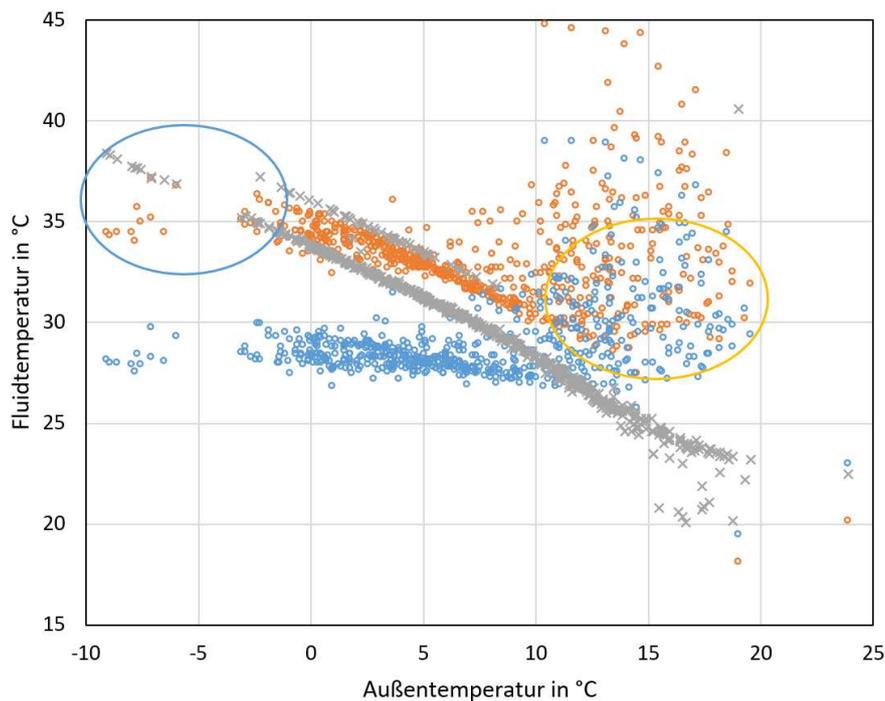


Abb. 6.32: Gegenüberstellung der Verläufe der realen VL- und RL-Temperaturen mit der Soll-VL-Temperatur (Heizungssteuerung) des Heizkreises 1 (Fussbodenheizung), gemessen im Technikraum, Haus 1

6.3.2 Einfluss Mieter und Thermostateinstellung auf Raumtemperatur und Heizwärmebedarf

Raumtemperatur und spezifischer Heizwärmebedarf

Abbildung 6.34 zeigt für alle Wohnungen den spezifischen Jahresheizwärmebedarf bezogen auf die Wohnfläche im Vergleich zum Planwert der Gebäude ($29 \frac{kWh}{m^2a}$) [112]. Daraus wird ersichtlich, dass der Verbrauch in allen Wohnungen deutlich (bis zu 4,2-fach) über dem Planungswert liegt. Ein wesentlicher Einflussparameter liegt in der Raumtemperatur, die in allen Wohnungen deutlich über dem Planwert von SI21 liegen. Gegenüber den Planwerten deutlich erhöhte Wohnraumtemperaturen sind für Neubauten auch in der Literatur u. a. in [128] und [6] bekannt, vgl. Abschnitt 2.4, S. 18. Für die Raumtemperaturen ist eine Statistik als Boxplot aller Tagesmittelwerte der Messstellen Wohnzimmer und Schlafzimmer (gemittelt) dargestellt. Es ist zu erkennen, dass besonders ein hoher Heizwärmeverbrauch bei Wohnungen mit hoher Raumtemperatur oder großer Streuung der Temperaturwerte auftreten, was

- auf einen hohen Komfortanspruch der Mieter zurückzuführen sein kann.
- aber auch durch eine teilweise missverständliche Thermostatsteuerung ausgelöst werden kann, die einen ständigen Heizbedarf (teilweise auch in warmen Sommermonaten) und damit kontinuierlich geöffnete Heizkreisventile bewirkt, vgl. Abschnitt 6.1.5 S. 127.

Theoretisch könnte der reale Temperatureinfluss anhand des Gradtagsverfahrens korrigiert werden, indem ausgehend von angenommener Raumtemperatur die gemessene Raumtempe-

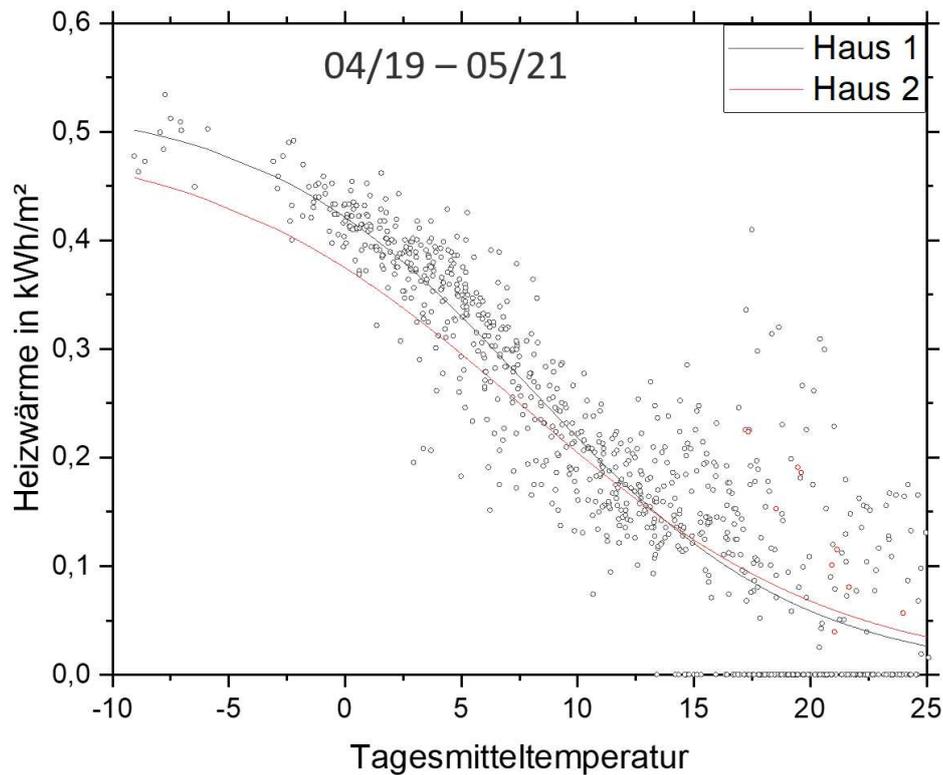


Abb. 6.33: Gegenüberstellung der Verläufe der realen Heizkurven mit täglichem Heizwärmebedarf normiert je m_{Wfl}^2 (Sigmoidfunktion) von Heizkreises 1 (Fussbodenheizung) über der gemittelten Tagesaußentemperatur, von Haus 1 und 2

ratur eingesetzt wird (Aufschlag auf Planwert). Dies verzerrt jedoch die Werte und wird den aktuell ungünstigen Vorgaben zur Auslegung und Planung von Gebäuden nicht gerecht, wodurch an dieser Stelle darauf verzichtet wird.

Detailanalyse der Einzelwohnungen

Eine Detailanalyse von zwei ausgewählten Wohnungen mit geringerem Heizwärmeverbrauch ist mit Tageswerten von Heizwärmeverbrauch und der Raumtemperatur in Abhängigkeit des Tagesmittels der Außentemperatur in Abbildung 6.35 dargestellt. Auch aus dieser Darstellung ist erkennbar, dass eine höhere Raumtemperatur in höherem Heizwärmebedarf resultiert (Wohnung G vs. I bei Außentemperaturen zw. 2°C – 12°C). Für die Werte des Heizwärmeverbrauchs ist ein Funktionsfit gemäß der in [40] erläuterten Struktur einer Sigmoid-Funktion (ohne lineare Erweiterung) dargestellt. Es ist insgesamt eine gute Korrelation bei Außentemperaturen bis etwa 12°C zu erkennen. Eine Heizgrenztemperatur kann anhand der Messwerte zwischen 15°C und 17°C abgelesen werden, was für vergleichbar effiziente Gebäude als sehr hoch einzustufen ist. Bei diesem Gebäude wäre eine Heizgrenztemperatur zwischen 12°C und 15°C zu erwarten gewesen. Eine Ursache dafür kann neben den hohen Raumtemperaturen eine fehlerbehaftete Thermostatbedienung sein, die unter falschen Einstellungen unbeabsichtigten Heizenergieverbrauch verursachen kann.

Durch eine Aufklärung der Mieter zur korrekten Bedienung der Raumthermostate wurde

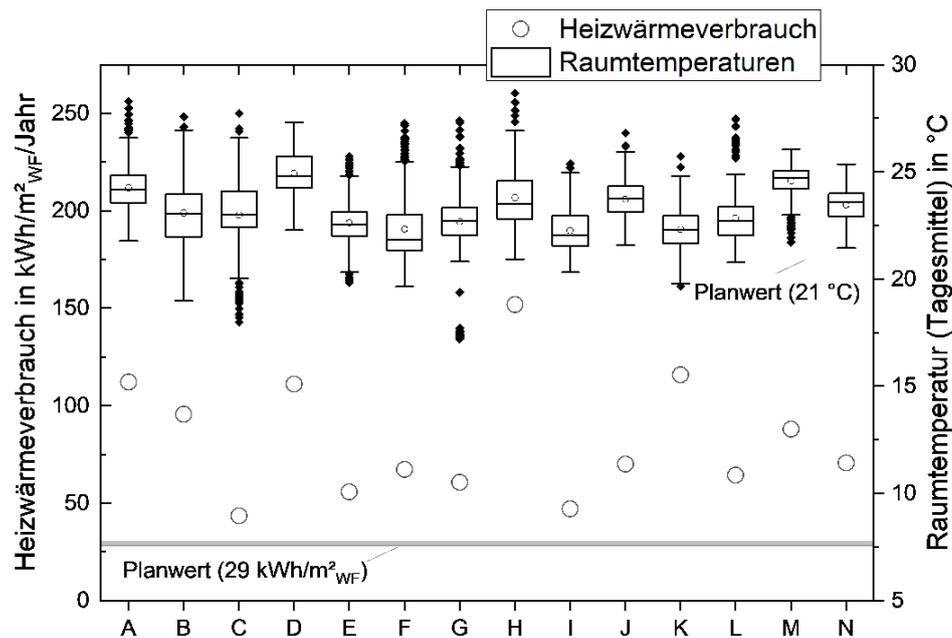


Abb. 6.34: Einfluss der Raumtemperatur (Statistik der Tagesmittelwerte) auf den gemittelten Heizwärmeverbrauch aller Wohnungen. Messdaten: 01.01.2020 – 31.12.2020

Anfang 2020 und wiederholt im Sommer 2020 ein Versuch unternommen, den Heizwärmeverbrauch zu reduzieren. Am Beispiel der Wohnung J ist die Auswirkung der Aufklärung im Sommer in Abbildung 6.35 (b) rechts dargestellt. Im zweiten Halbjahr (nach der Information) verlief die Heizkurve der Wohnung deutlich flacher. Vor allem **im Übergangsbereich konnte eine Einsparung von circa 40 %** erzielt werden. Außerdem ist zu erkennen, dass nach der Mieterinformation etwas niedrigere Raumtemperaturen zu beobachten waren. Es kann allerdings nicht sicher gesagt werden, ob durch den Mieter alle Raumthermostate in der Wohnung angepasst wurden (Umstellung Sommer / Winter). Ein Übersehen z. B. kleiner Räume (Abstellkammer, Flur) bei der Umstellung der Thermostate ist wahrscheinlich und im Gesamtverbrauchswert der Wohnung durch eine ständig bestehende Grundlast (nicht dargestellt) zu vermuten.

Weiterhin wurden am Beispiel einer ab Mitte Dezember 2019 vermieteten Wohnung die Unterschiede im Hinblick auf den Wärmeverbrauch zwischen unbewohntem und bewohntem Zustand untersucht, siehe Abbildung 6.36. Im unbewohnten Zustand bestand eine fehlerhafte Einstellung der Raumthermostate (Sommer/ Winter, siehe Abschnitt 6.1.5, S. 127). Nach dem Mietereinzug sank die Raumtemperatur aufgrund häufigerer Fensterlüftung leicht ab. Der Heizwärmebedarf stieg in diesem Monat um 37 % von $35 \frac{kWh}{d}$ auf $48 \frac{kWh}{d}$ an (vgl. Abbildung 6.36). Eine Umstellung der Thermostate im Januar (auf Winter = Heizmodus) erwirkte auch in dieser Wohneinheit eine Reduktion des Wärmeverbrauches um 48 %. Die Beobachtungen sind prinzipiell abhängig von der Außentemperatur, die aber im Betrachtungszeitraum im Tagesmittel keinen großen Schwankungen unterlag. Die Ergebnisse bestätigen das hohe Einsparpotential von circa 40 % aus Abbildung 6.35 (b), woraus geschlossen werden kann,

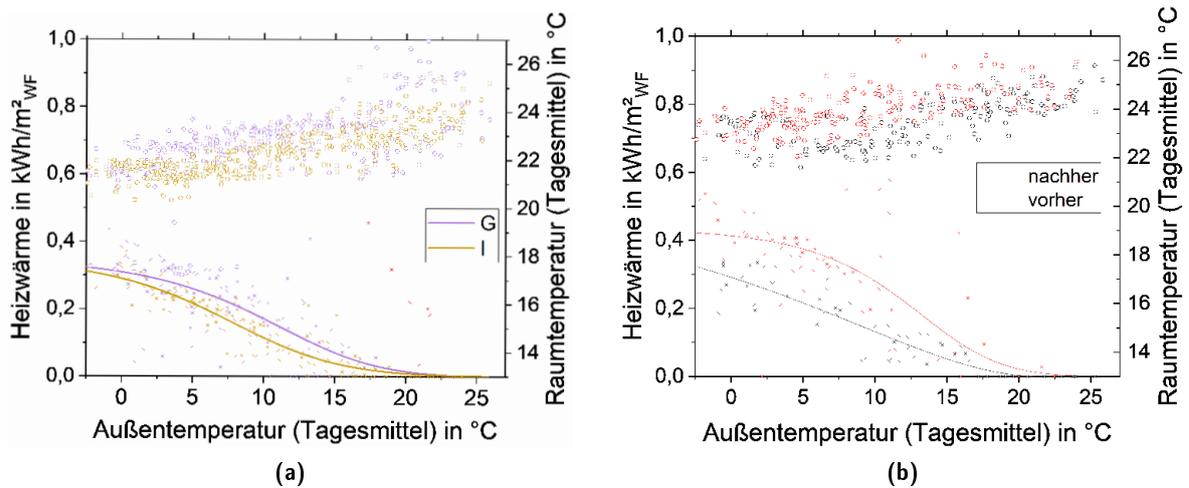


Abb. 6.35: Heizwärmeverbrauch und Raumtemperatur in Abhängigkeit der Außentemperatur. Daten: Tagesmittelwerte aus 2020, (a): zwei ausgewählte Wohnungen G und I, (b): Wohnung J jeweils vor und nach einer Mieterinformation zur manuellen Thermostateinstellung im Sommer 2020

dass der größte Teil des Mehrverbrauchs der Heizwärme aus einer missverständlichen Thermostateinstellung und somit Bedienfehlern resultiert. Bei der Gebäude- und Haustechnikplanung ist daher allgemein darauf zu achten, dass es dem Mieter bei der Thermostatbedienung möglichst einfach verständlich gemacht wird bzw. auch die allgemeine Haustechnik mit den Thermostaten kommuniziert, so dass evtl. Bedienfehler abgefangen werden können.

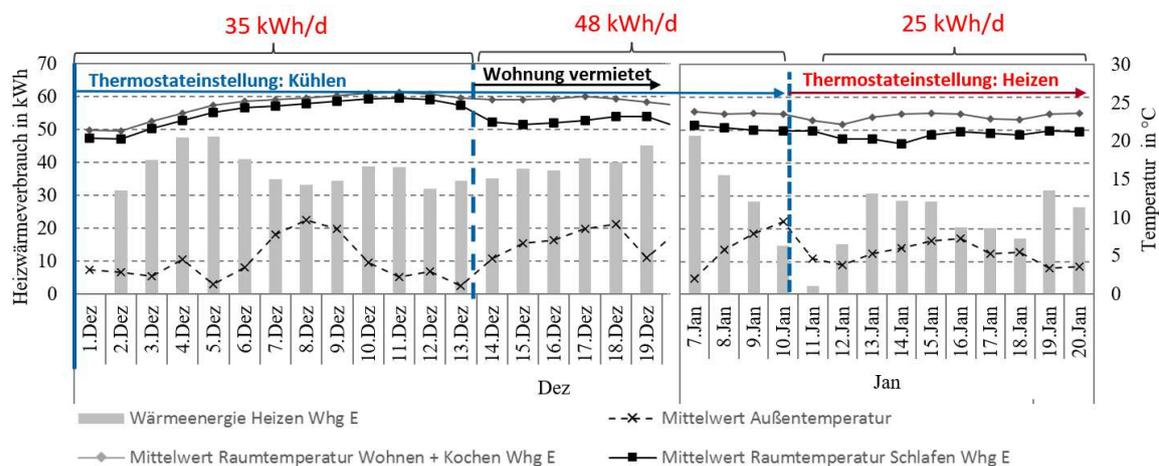


Abb. 6.36: Änderung des Wärmeverbrauchs bei Einzug und Anpassung der Thermostateinstellung (Heizen/Kühlen) der Wohnung E, Daten: Dez. 2019 – Jan. 2020

Mit weiterführenden Detailbetrachtungen zur Raumluftqualität von Einzelzimmern lassen sich Rückschlüsse auf individuelle Raumtemperaturen und das Lüftungsverhalten treffen. Es wurde festgestellt, dass:

- die in den Sonnenhäusern gemessenen Raumlufttemperaturen der einzelnen Räume im Durchschnitt etwa 2,5 bis 5 K über den Durchschnittstemperaturen in Wohn- und Schlafzimmern einer Techem-Studie [183] und damit auch jeweils über den Annahmen für die Berechnung des ENEC-Energieausweises liegen.
- insgesamt in allen Wohnungen das Schlafzimmer etwas kühler gehalten wird als das Wohnzimmer. Dies kann neben der Einstellung am Raumthermostat auch auf häufigere und längere Fensterlüftung zurückgeführt werden, siehe Abbildung 6.37.

Deutlich erkennbar ist die Anwesenheit der Bewohner am Anstieg von CO_2 -Gehalt und Luftfeuchte ab etwa 20:00 Uhr, vgl. Abbildung 6.37. Das kontinuierliche Absinken der Raumtemperatur lässt auf ein geöffnetes Fenster während der gesamten Nacht von ca. 23:00 bis 6:00 Uhr schließen. Die Raumtemperatur des Schlafzimmers kühlt dabei, aufgrund einer niedrigen Außentemperatur von ca. 0°C , um etwa 5 K ab. Dieser Ablauf wiederholt sich in den folgenden Tagen. Dies bedeutet insgesamt trotz installierter dezentraler Wohnraumlüftung mit Wärmerückgewinnung einen zusätzlichen Wärmeverlust durch ungesteuerten Luftaustausch und Abkühlung des Fußbodens und der Wände. Diese Wärme wird während der Nacht und am folgenden Tag nach Fensterschließung aufgrund der Raumthermostateinstellung wieder zugeführt. Die Wärme, die dem Schlafzimmer während der Fensteröffnung zugeführt wird, geht durch den Luftaustausch direkt verloren.

Allein eine nächtliche Abregelung des Heizbetriebes am Thermostat könnte damit circa die

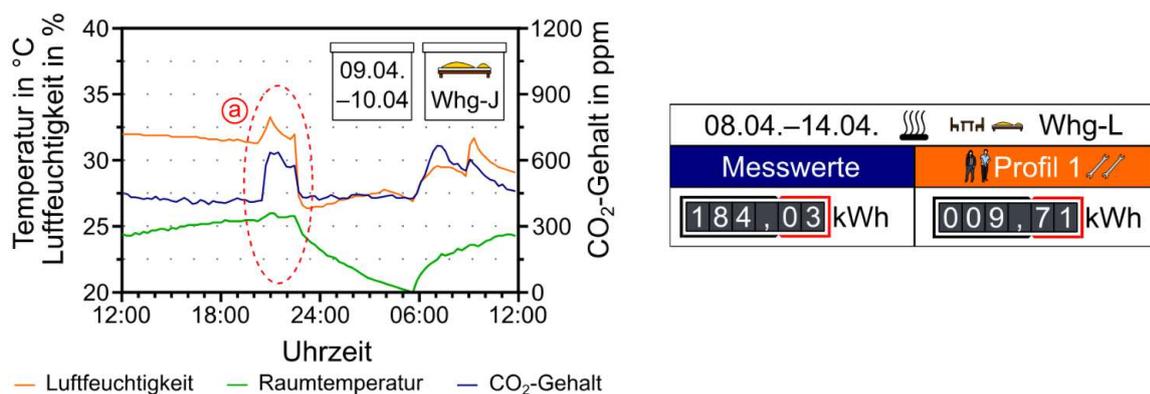


Abb. 6.37: Gegenüberstellung links: Messwerte eines Schlafzimmers (Whg J) und rechts: Mess- und Simulationsergebnisse zu Heizwärmebedarf (simuliert: $\text{HWB} = 17,6 \text{ kWh}^2$) aus Oppelt [134]; Daten: grün – Raumtemperatur, orange – Luftfeuchtigkeit, blau – CO_2 -Gehalt, 19.03. – 14.05.2019

Hälfte des Mehrverbrauchs vermeiden. Andererseits würde dadurch auch der Raum tiefer auskühlen und der Nachheizbedarf etwas ansteigen. Insgesamt wäre eher eine generelle Reduzierung der Raum-Solltemperatur am Raumthermostaten zu empfehlen, wodurch der Heiz- und Nachheizbedarf nachhaltig sinken würde.

Tab. 6.12: Außentemperaturen und Heizwärmeverbrauch mit (links) und ohne (rechts) nächtlicher Fensterlüftung bei gleichen Innenraumtemperaturen und Wohnfläche von ca. 92 m² (Daten: bewohnt - 04.2019; unbewohnt -11.2019)

Wohnung J (mit Fensterlüftung)					Wohnung D (unbewohnt)				
	Außentemp.		Heizwärme			Außentemp.		Heizwärme	
	Min / °C	Max / °C	Nacht / kWh	Tag / kWh		Min / °C	Max / °C	Nacht / kWh	Tag / kWh
08./09.04.	5	11	19,3	39	10./11.11.	-2,6	5	6	25,9
09./10.04.	-1	8	18,1	42	11./12.11.	-1,5	5	5,2	24,8
10./11.04.	-1,6	6	18,7	35,7	12./13.11.	3	6	3,8	25,4

Im Detail zeigt Tabelle 6.12 vergleichend Messwerte für zwei Wohnungen J und D, wobei links exemplarisch für drei betrachtete Tage der Heizwärmeverbrauch der beiden Zeitbereiche Nacht (23:00 bis 06:00 Uhr) und Tag (06:00 bis 23:00 Uhr) für Wohnung J mit Fensterlüftung gezeigt sind. Der Heizwärmeverbrauch der Wohnung wird dabei zentral, nicht raum aufgelöst gemessen, weshalb auch die Wärmeverluste der anderen Räume in den Messwerten enthalten sind. Zusätzlich wurde im Rahmen der Projektbearbeitung die Raumthermostateinstellung einer noch unbewohnten Wohnung D im Herbst so angepasst, dass eine erhöhte Raumtemperatur von ca. 25 °C auftrat, siehe Tabelle 6.12 rechts, wodurch der resultierende Heizwärmeverbrauch als Vergleich zur Wohnung J mit Nutzereinfluss und Fensterlüftung dienen kann. Der gewählte Zeitraum vom 10. bis 13.11.2019 weist außerdem vergleichbare Außentemperaturen auf. Der Mehrverbrauch an Heizwärme der Wohnung J gegenüber Wohnung D kann in dieser Abschätzung auf täglich ca. 13,7 kWh während und 13,5 kWh nach der nächtlichen Fensterlüftung beziffert werden. Insgesamt wird damit in der Wohnung J fast die doppelte Heizwärme gegenüber der Wohnung ohne Fensterlüftung benötigt. Die aktive Lüftungsanlage war in beiden Fällen in Betrieb. Diesen Trend bestätigen auch mit *Matlab Simulink* durchgeführte Wohnraumsimulationen, siehe Abbildung 6.37 rechts aus [134].

Detailanalyse Wohnung: Thermostateinstellung und spezifischer Heizwärmebedarf

Ausgehend aus den bestimmten Zeiträumen von „richtigen“ und „falschen“ Thermostateinstellungen aus Abschnitt 6.1.5 (S. 127) werden nachfolgend die spezifischen Heizwärmeverbräuche zugeordnet. Dieser wurde hierzu mithilfe einer Sigmoidfunktion über der Allokationstemperatur ausgewertet. Allgemein ist bei falscher Thermostateinstellung der spezifische Heizwärmeverbrauch höher als bei richtiger Einstellung. Weiterhin streuen die Werte bei falscher Einstellung mehr als bei richtiger Einstellung.

In Abbildung 6.38 ist für Wohnung J, wie schon in Abbildung 6.35 (S. 161) gezeigt, ein deutlicher Unterschied zwischen richtiger und falscher Thermostateinstellung sichtbar.

Es ist deutlich erkennbar, dass die Heizwärmeverbräuche bei falscher Thermostateinstellung nach oben zu höheren Verbräuchen streuen. Generell existieren in der Übergangszeit von Sommer zu Winter vor allem bei Tagesmitteltemperaturen über 10 °C auch einige Werte, bei der falschen Einstellung, bei denen der spezifische Heizwärmeverbrauch sehr gering ist.

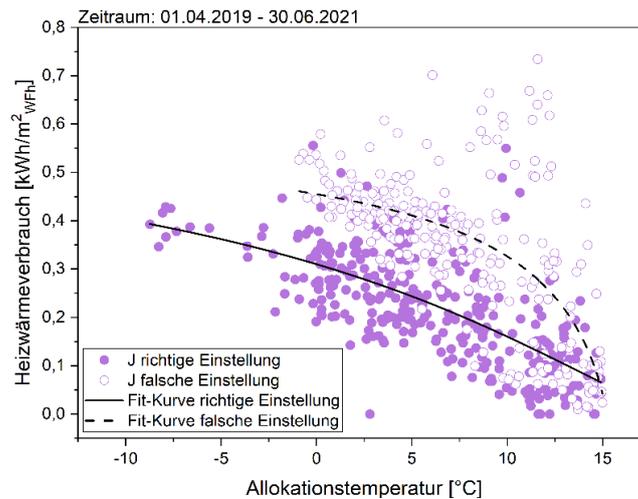


Abb. 6.38: Wohnung J: spezifischer Heizwärmeverbrauch über der Allokationstemperatur aufgeteilt in richtige und falsche Thermostateinstellung

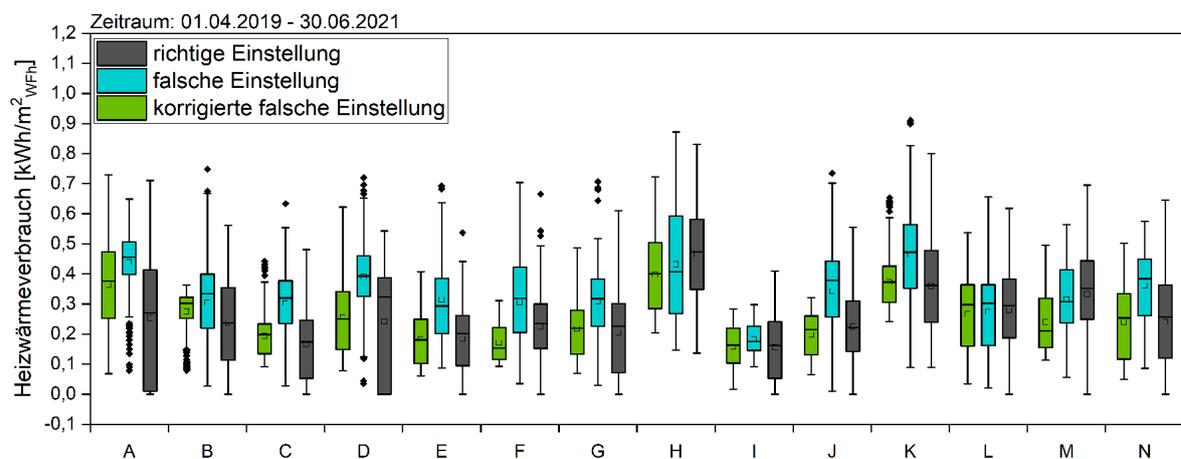
Zur Auswertung wurde ein Sigmoidfit für den spezifischen Heizwärmeverbrauch bei richtiger Thermostateinstellung für den Betrachtungszeitraum durchgeführt, welcher als Referenzgröße dient. Die Differenz zu den Tageswerten bei falscher Einstellung ergibt den Mehrverbrauch durch die falsche Einstellung. Diese Mehrverbräuche sind in Tabelle 6.13 für den 01.04.2019 bis 30.06.2021 dargestellt. Insgesamt wurden circa. 296,18 kWh/m² mehr an Heizwärme verbraucht, was 12,8 % des Heizwärmeverbrauchs bei unter 15 °C Allokationstemperatur im gesamten Zeitraum entspricht. In der Heizperiode 2020/2021 ist der Mehrverbrauch nach zweimaliger Mieterinformation auf 5,9 % deutlich gesunken. Insgesamt führten die Mieterinformationen zu einer Reduktion des Mehrverbrauches durch Falscheinstellungen um ca. 67 % (Haus 1) – 74 % (Haus 2), was wiederum einer durchschnittlichen Absenkung des Heizwärmeverbrauches im Übergangszeitraum von circa 40 % entspricht, vgl. auch Abbildung 6.34, S. 160.

In der Abbildung 6.39 ist die Verteilung des spezifischen Heizwärmeverbrauchs für alle Wohnungen bei richtiger und falscher Thermostateinstellung, sowie nach rechnerischer Korrektur, dargestellt. Durch die Korrektur der falschen Thermostateinstellung werden vor allem die Ausreißer näher an den Hauptteil der Daten verschoben. Das bedeutet, dass der Verbrauch gleichmäßiger wird. Weiterhin sinkt der Mittelwert des spezifischen Heizwärmeverbrauchs ab und zeigt, dass durch Korrektur der falschen Einstellung eine Energieeinsparung erzielt werden kann.

In allen Fällen, bis auf Wohnung A, wird der maximale spezifische Heizwärmeverbrauch reduziert. Die Abweichung bei Wohnung A liegt daran, dass bei den Werten unter -5 °C die Sigmoidfunktion der korrekten Thermostateinstellung die Daten nicht mehr genau wiedergibt. Es liegen z. B. einzelne Werte bei -8 °C mit 0,54 kWh/m² vor. In dem Bereich weist die Sigmoidfunktion deutlich höhere Werte um 0,7 kWh/m² auf, wodurch auch niedrigere Messwerte bei falscher Thermostateinstellung auf die 0,7 kWh/m² erhöht werden. Dies kann als Ungenauigkeit und Nachteil im Verfahren angesehen werden.

Tab. 6.13: Bestimmter Mehrverbrauch an spezifischer Heizwärme durch falsche Thermostateinstellung in kWh/m², Daten: 04.2019 - 04.2021

Wohnung	Gesamtzeitraum	Heizperiode 2019/2020	Heizperiode 2020/2021
A	20,39	22,15	-1,76
B	10,40	5,23	4,14
C	32,66	25,02	7,13
D	56,54	27,41	28,69
E	19,76	17,98	0,82
F	18,87	17,48	-0,33
G	17,45	12,58	3,15
H	10,94	12,97	1,91
I	2,14	0,67	1,47
J	36,62	27,38	0,02
K	35,01	22,33	10,23
L	1,82	0,07	1,75
M	9,48	3,46	6,03
N	24,10	22,20	1,90
Summe	296,18	216,94	65,15
Summe Haus 1	120,12	89,08	23,31
Summe Haus 2	176,07	127,85	41,84
Anteil am Gesamtverbrauch	12,80 %	19,22 %	5,89 %

**Abb. 6.39:** Vergleich des spezifischen Heizwärmeverbrauchs der Wohnungen, Daten: 04.2019 - 06.2021

6.3.3 Einfluss der Globalstrahlung auf den Heizwärmeverbrauch

Den Einfluss der Globalstrahlung und Außentemperatur auf den Energieverbrauch von Gebäuden untersuchte Hofer [95] in einer Studie. Dabei werden die Abweichungen von durchschnittlichen Monatswerten ausgewertet. Wenn das individuelle Nutzerverhalten unberücksichtigt bleibt, dann haben die spezifischen Eigenschaften des Gebäudes, die Art und Qualität der Raumheizung und Warmwasser und die Gebäudenutzung Einfluss darauf wie der Energieverbrauch für Raumwärme sich durch eine Änderung der Außentemperatur und / oder Globalstrahlung verändert. Die Elastizität des Energieverbrauchs der Raumheizung im Bezug auf die Veränderung der Globalstrahlung ist im Winter kleiner als in der Übergangszeit. D. h. im Januar bewirkt eine 10%ige Erhöhung der Globalstrahlung eine Reduktion von ca. 1 - 1,5 % des Verbrauchs, während sie im Juni eine Reduktion von ca. 20 - 30 % bewirkt. Dabei wirkt sich eine negative Veränderung der Globalstrahlung stärker verbrauchsfördernd aus, als sich eine positive Veränderung verbrauchsmindernd auswirkt. Die Globalstrahlung korreliert saisonal mit der Außentemperatur. Jedoch hat sich gezeigt, dass es keinen statistischen Zusammenhang zwischen dem veränderten Verbrauch aufgrund der Temperatur und einer Änderung der Globalstrahlung gibt. Die Globalstrahlung kann die Veränderung des Heizwärmeverbrauchs durch die Außentemperaturen verstärken, abschwächen oder nicht beeinflussen. Der Einfluss der Globalstrahlung auf den Raumwärmebedarf beträgt nach Hofer [95] ca. 20 % des Einflusses der Außentemperatur auf den Raumwärmebedarf.

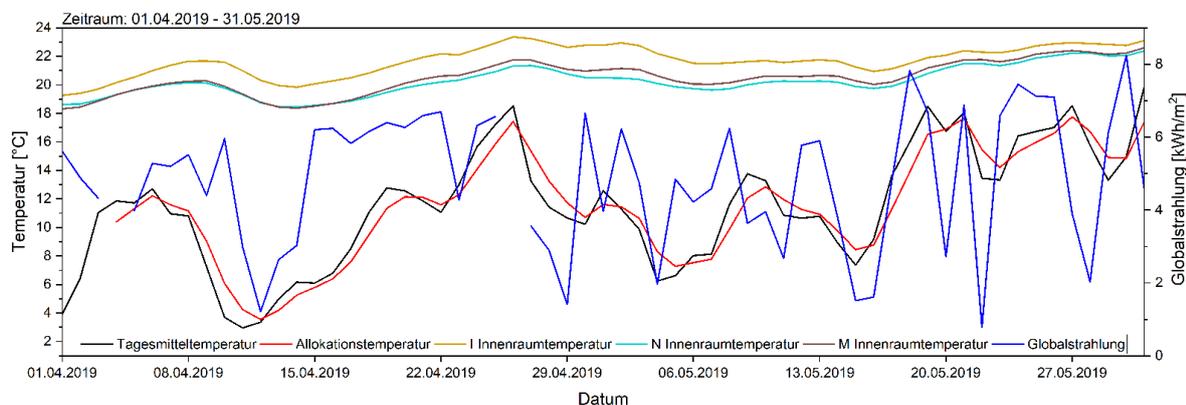


Abb. 6.40: Innenraumtemperaturen der Wohnungen I, M, N, Tagesmitteltemperatur, Allokationstemperatur und Globalstrahlung

Im Rahmen dieses Monitorings wurde ebenfalls untersucht, ob aus den Messdaten ein Einfluss der Globalstrahlung und Außentemperatur auf den Heizwärmeverbrauch bzw. die Innenraumtemperatur erkennbar ist. Hierzu wurde vor allem der unvermietete Anfangszustand gewählt, um eine Beeinflussung seitens der Bewohner auszuschließen. In Abbildung 6.40 sind für eine erste Auswertung Daten von Innenraumtemperaturen, Tagesmitteltemperatur und Globalstrahlung der zu diesem Zeitpunkt unbezogenen Wohnungen I, M und N von April bis Mai

2019 betrachtet. In diesem Zeitraum war die Heizung in den Wohnungen ausgeschaltet (kein Durchfluss durch die Fußbodenheizung). Der Verlauf der Innenraumtemperatur der Wohnungen I, M und N ist qualitativ gleich. Es ist zu erkennen, dass sich die Innenraumtemperatur ändert, was auf die Globalstrahlung und Außentemperatur zurückzuführen ist. Der Einfluss der Außentemperatur scheint hierbei größer zu sein, als der Einfluss der Globalstrahlung.

Die Abbildung 6.41 stellt die Änderung der Innenraumtemperatur über der Änderung der Globalstrahlung dar. Bei Betrachtung dieser Tageswerte lässt sich kein direkter Zusammenhang zwischen der Änderung der Globalstrahlung und der Änderung der Innentemperatur erkennen. Die Abbildung 6.42 stellt die Änderung der Innenraumtemperatur über der Änderung der Außentemperatur bzw. Allokationstemperatur dar. Hierbei ist zu erkennen, dass durch die Darstellung als Allokationstemperatur die Ausreißer reduziert werden und ein direkter Zusammenhang deutlicher wird. Es ist zu schlussfolgern, dass der Einfluss der Allokationstemperatur (Tagesmitteltemperatur) messbar größer ist als der Einfluss der Globalstrahlung.

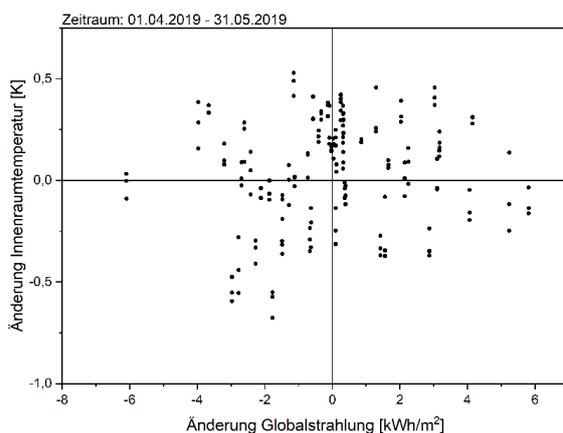


Abb. 6.41: Änderung der Innenraumtemperatur der Wohnungen I, M, N über der Änderung der Globalstrahlung (jeweils Differenz zum Vortag), unbewohnt

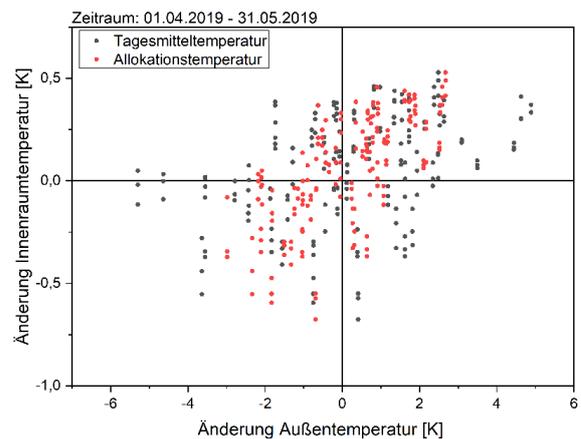


Abb. 6.42: Änderung der Innenraumtemperatur der Wohnungen I, M, N über der Änderung der Tagesmitteltemperatur und über der Änderung der Allokationstemperatur (jeweils Differenz zum Vortag), unbewohnt

Bei der Betrachtung des spezifischen Heizwärmeverbrauches über der Allokationstemperatur in Abhängigkeit der Globalstrahlung fällt auf, dass es eine höhere Globalstrahlung in dem Bereich über $0\text{ }^{\circ}\text{C}$ Allokationstemperatur und unter $0,2\text{ kWh/m}^2$ spezifischem Heizwärmeverbrauch gibt. Dieser Zusammenhang ist in Abbildung 6.43 und Abbildung 6.44 für die Wohnungen D und N im bewohnten Zustand dargestellt. Eigentlich ist zu erwarten, dass bei hoher Globalstrahlung der spezifische Heizwärmeverbrauch sinkt. Dies geben jedoch die Messdaten nicht wieder, da das individuelle Nutzerverhalten diesen Effekt überlagert. Ein sinkender Heizwärmeverbrauch mit steigender Allokationstemperatur, zeigt den Einfluss der Außentemperatur. Daraus kann jedoch nicht der Effekt der Globalstrahlung abgelesen werden, da dieser viel geringer als die der Allokationstemperatur ist. Insgesamt hat somit die Außentemperatur einen größeren Einfluss auf den Heizwärmeverbrauch als die Globalstrahlung, was

sich mit den Ergebnissen von Hofer [95] ,vgl. Abschnitt 2.4, S. 18 deckt.

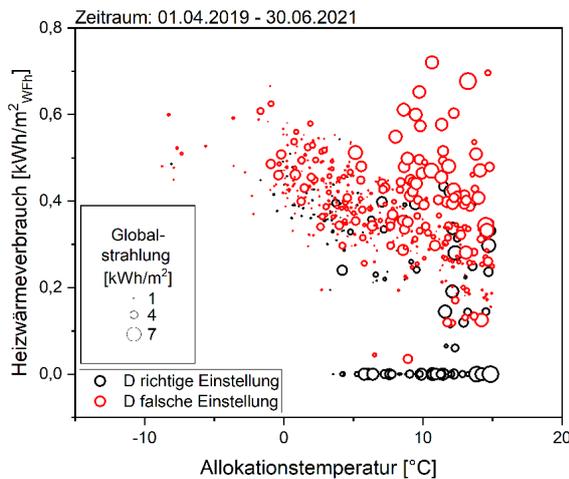


Abb. 6.43: Wohnung D: spezifischer Heizwärmeverbrauch über der Allokationstemperatur in Abhängigkeit der Globalstrahlung (bewohnt)

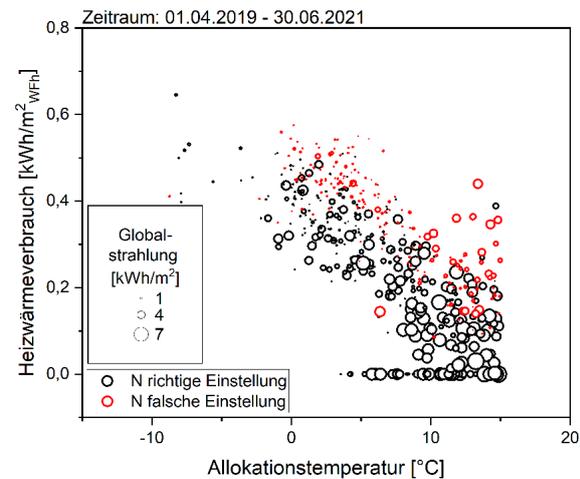


Abb. 6.44: Wohnung N: spezifischer Heizwärmeverbrauch über der Allokationstemperatur in Abhängigkeit der Globalstrahlung (bewohnt)

6.3.4 Solarthermieanlage

Tagesertrag

Bei großen Solarthermieanlagen mit entsprechend groß dimensioniertem Speicher ist eine gute Temperaturschichtung im Speicher für die Gesamteffizienz des Systems wichtig. In dem Warmwasserspeicher in Cottbus existieren drei Beladungsebenen für die Solarthermieanlage (Oben, Mitte, Unten). Nachfolgend sind die detaillierten Ergebnisse und Zuordnung der Speicherbeladungshöhe in Abbildung 6.45 dargestellt.

Insgesamt sind typische, starke witterungsbedingte Schwankungen von Tag zu Tag mit hohen Erträgen im Sommer und niedrigen im Winter zu detektieren. Weiterhin wird deutlich, dass die mittlere Einspeiseebene kaum nennenswert verwendet wird. Darüber hinaus ist ein für große ST-Anlagen typisches Sommerloch mit geringen täglichen ST-Energieeinspeicherungen (Markierung (A) in Abbildung 6.45 deutlich zu sehen, welche:

- aus einem hohen thermischen Speicherladezustand mit hohen Speichertemperaturen durch:
 - eine geringe Wärmeabnahme durch das Heizungssystem aufgrund hoher Außentemperaturen
 - geringere Wärmeabnahme beim TWW resultieren
- durch hohe stetige tägliche ST-Erträge mit hoher Temperatur und
- durch teilweise ungünstige Anlagesteuerung der Einspeisehöhen sowie
- durch fehlende weitere Wärmesenken als Wärmeabnehmer, wie z. B. ein Nahwärmenetz bedingt sind.

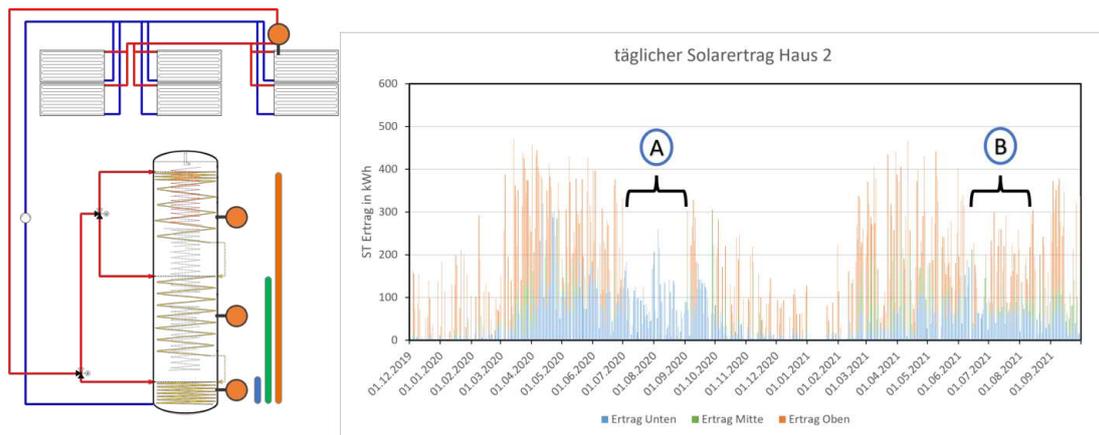


Abb. 6.45: Untersuchung der Einspeiseebenen der Tagessolarerträge im Wärmespeicher Haus 2, Markierung: Sommer 2020 (A), Sommer 2021 (B); Einspeisungspunkt: orange ... Oben, grün ... Mitte, blau ... Unten

Tagesertrag in Abhängigkeit von Einspeiseebenen

Speziell bei den beiden MFH-Sonnenhäusern in Cottbus wurden teilweise ungünstige Einstellungsparameter zu den Speicher-Einspeiseebenen festgestellt. Dies führte z. T. schon bei relativ niedrigen Speicherladezuständen zu einer Einspeisung hoher ST-Temperaturen im untersten Wärmeübertrager im Speicher, wodurch es zu einer Konvektion innerhalb und somit zur Zerstörung der Temperaturschichtung im Wärmespeicher kommt. Dadurch wurde der Wärmespeicher nicht über 80 °C erwärmt. Darüber hinaus führte dies teilweise zu einem erhöhten Betrieb des Zusatzwärmeerzeugers (Gastherme) sogar in einstrahlungsreichen Zeiträumen. Die im Sommer 2021 durchgeführten Anpassungen (Tabelle 6.14) in der Anlagenregelung zeigten in Kombination mit einer aktivierten Rückkühlung zum Stagnationsschutz des ST-Kreislaufes:

- deutlich veränderte Einspeiserebenen im Wärmespeicher von vorher ‚unten‘ → ‚oben‘, vgl. Abbildung 6.45 (Markierung (B)) und Abbildung 6.46
- erhöhte Ladezustände des Wärmespeichers und ST-Erträge (Q3,2020; Ertrag = 9.370 kWh; Q3, 2021: Ertrag = 14.590 kWh)
- bei gleichzeitig verringerten Betriebszeiten des Zusatzwärmeerzeugers

Tab. 6.14: Änderung der Einstellungen der Anlagensteuerung Solarthermie und Einspeiseebenen, Sommer 2021, allg. Betrieb: PID-Regler mit delta T und Hysterese von 7K / 4K (ein/aus) zwischen Speicher- und Kollektortemperatur

	Bis Sommer 2021	Ab Sommer 2021
Oben:	65 °C	85 °C
Mitte:	55 °C	75 °C
Unten:	90 °C	90 °C

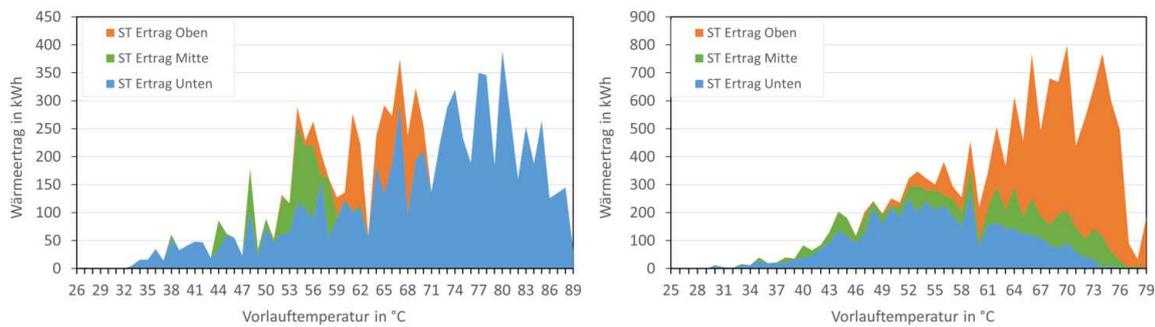


Abb. 6.46: Summierte Solarthermieerträge in Abhängigkeit der ST-VL-Temperatur nach Einspeiseebenen im Wärmespeicher Haus 2, links: Herbst 2020, rechts: Herbst 2021, nach Änderung der T-Grenzen nach Tabelle 6.14

Aus Abbildung 6.47 wird die direkte Abhängigkeit von niedrigen RL-Temperaturen (zum Kollektor) und den resultierenden Maxima der summierten Wärmeerträge deutlich, vgl. auch [8]. D. h., sollte es gelingen die RL-Temperatur weiter zu verringern, sind noch größere Erträge vor allem in der Übergangs- und Winterzeit zu erwarten.

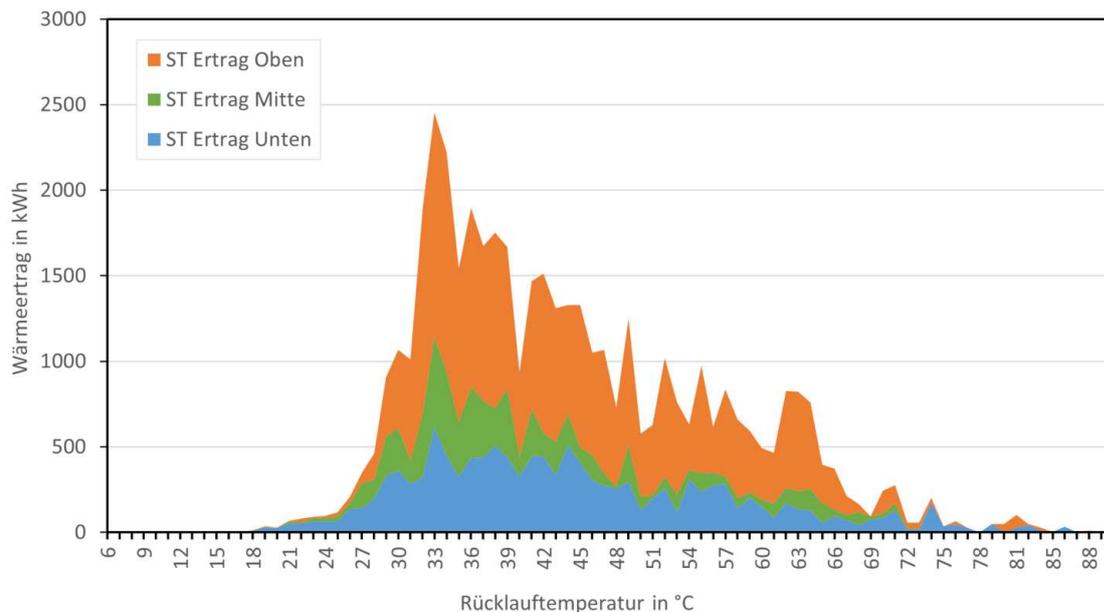


Abb. 6.47: Solarthermischer Ertrag in Abhängigkeit der RL-Temperatur, Haus 2, 1 Jahr (Q4/2020 – Q3/2021)

Tagesertrag in Abhängigkeit von Einstrahlung

Die für den **Winter** in Abbildung 6.48 (a) der solaren Einstrahlung gegenübergestellten, gemessenen, täglichen solarthermischen Erträge weisen für diese Anlage eine summierte Mindesteinstrahlung von ca. 70 kWh/d und anschließend einen eindeutigen Zusammenhang zwischen Ertrag und Einstrahlung auf. Dies deckt sich auch mit detaillierten Untersuchungen aus der Literatur [135]. Diese Korrelation ist jedoch nicht linear, was in Abbildung 6.51, S.174 deutlich wird.

Die Mindesteinstrahlung resultiert aus dem zunächst im Kollektor notwendigen zu erreichen-

den Temperaturniveau, welches über RL-Temperatur (vom Speicher zum Kollektor) liegen muss. Bei einer theoretischen weiteren Reduktion der RL-Temperatur, also einer Absenkung der Wärmesenke im untersten Speichersegment, würde diese summierte Mindesteinstrahlung sinken und die Erträge und Laufzeiten der Solaranlage steigen.

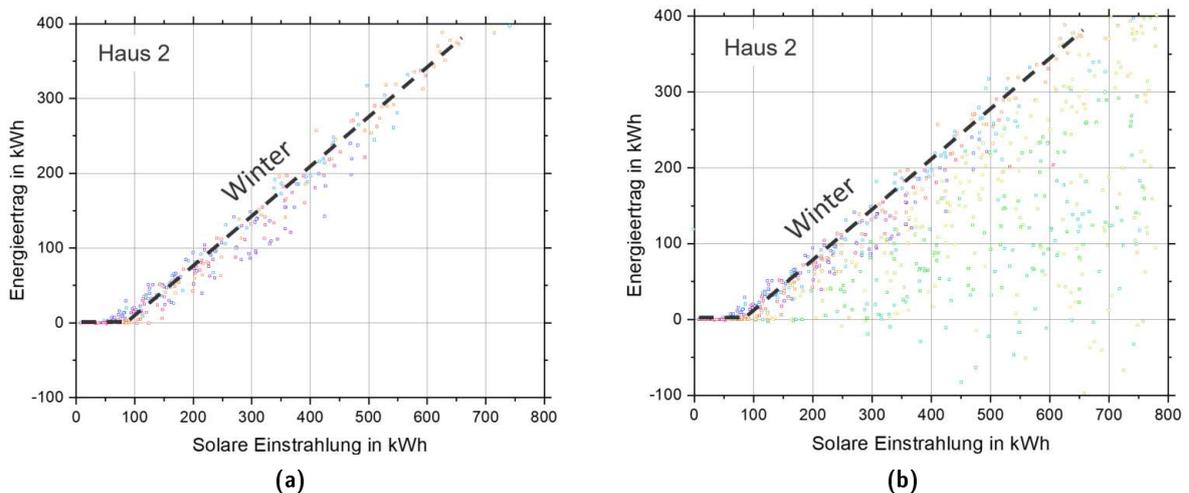


Abb. 6.48: Gemessener täglicher Solarthermieertrag in Abhängigkeit der solaren Einstrahlung von Haus 2 mit Daten: (a) Winter 2020/2021; (b) Winter 2020/2021 – Q3/2021; Datenpunkte gleicher Farbe = gleicher Monat

Die ganzjährig und im Sommer in Abbildung 6.48 (b) der solaren Einstrahlung gegenübergestellten, gemessenen, täglichen solarthermischen Erträge weisen für die Solaranlage eine deutliche Abweichung von der ‚Idealkurve‘ im Winter auf. Dies resultiert aus dem in der Übergangs- und Sommerzeit verringerten Wärmebedarf und steigenden solarthermischen Erträgen, wodurch die Speichertemperaturen und der Speicherladegrad ansteigen. Hierdurch steigt die für einen Betrieb der Solaranlage erforderliche summierte Mindesteinstrahlung, damit die Kollektortemperatur über der RL-Temperatur liegt. In den dargestellten Daten sind Erträge aufgrund der sicherheitsrelevanten, nächtlichen Speicherrückkühlung (Stagnationsschutz) und Anfahrverluste mit enthalten. Eine solche Rückkühlung tritt aber nur selten ein, wenn die Speichertemperatur hoch ist. Diese Energieabgabe wird normalerweise in den einstrahlungsreichen Folgetagen wieder ausgeglichen und gefährdet nicht die Wärmeversorgung der Gebäude.

Tagesnutzungsgrad Solarthermie

Aus den summierten Tageserträgen und Einstrahlungen kann als systemrelevante Kennzahl der Nutzungsgrad bestimmt werden, vgl. Abschnitt 5.6 S.115. Für den Winter 2020/2021 sind die resultierenden Daten der Solarthermieanlage beider Häuser mit dem beispielhaft dargestellten Nutzungsgrad der PV-Anlage in Abbildung 6.49 nachfolgend dargestellt. Es wird deutlich, dass

- die solarthermischen Nutzungsgrade im Winter mit zunehmender Tageseinstrahlung ansteigen

- Nutzungsgrade um 65 % erreichbar sind (Haus 1), wobei diese bei Haus 2 aufgrund Verschattung im Winter (hohes Nachbargebäude im Süd-Westen) sowie geringfügig anderen Regelungseinstellungen geringer ausfallen.
- gegenüber den solarthermischen Nutzungsgraden der NG der Photovoltaikanlage auf deutlich niedrigerem Niveau, jedoch dafür nahezu Einstrahlungsunabhängig stabile Werte liefert.

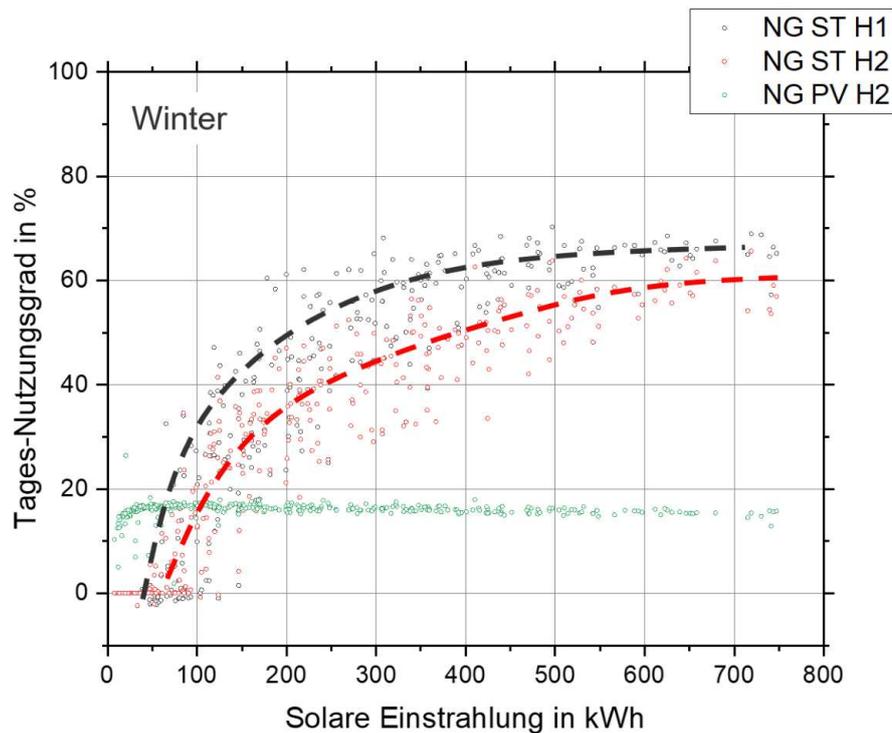


Abb. 6.49: Vergleich der realen Nutzungsgrade der ST- mit PV-Anlage der Sonnenhäuser (Winter 2020/2021)

In Abbildung 6.50 sind zusätzlich die gemessenen Kollektortemperaturen über dem Tagesnutzungsgrad dargestellt. Dieser Verlauf weist eine inverse Sprungfunktion bei einer Kollektortemperatur von ca. 51°C auf. Ein technologisches Ziel wäre hier eine Absenkung dieser Kollektorgrenztemperatur zu erreichen. Dies wäre energetisch und ökonomisch in dieser Jahreszeit mit insgesamt hohem Heizwärmebedarf aber niedriger solarer Deckung vorteilhaft und sinnvoll. Dies ist jedoch u.a. durch die aktuell verwendete Hydraulik-Einbindung (Heizung/Frischwasser) nach dem „Stand der Technik“ als auch regelungstechnisch systembedingt noch nicht umsetzbar, vgl. Abschnitt 6.1.6 S.132.

Durch „kleinere“ bauliche und programmtechnische Anpassungen, wie z. B. eine weitere mittige Einspeisung des warmen Rücklaufs der Frischwasserstation (vgl. Abbildung 6.10, S.135), wäre eine Senkung der Kollektorgrenztemperatur, ab welcher der Kollektor Energie liefert, umsetzbar.⁶

⁶Der technische Umbau wurde planerisch vorbereitet, konnte jedoch aufgrund fehlender Kapazitäten bei der Wohnungsgenossenschaft und den notwendigen Fachfirmen nicht mehr während der Projektlaufzeit umgesetzt werden.

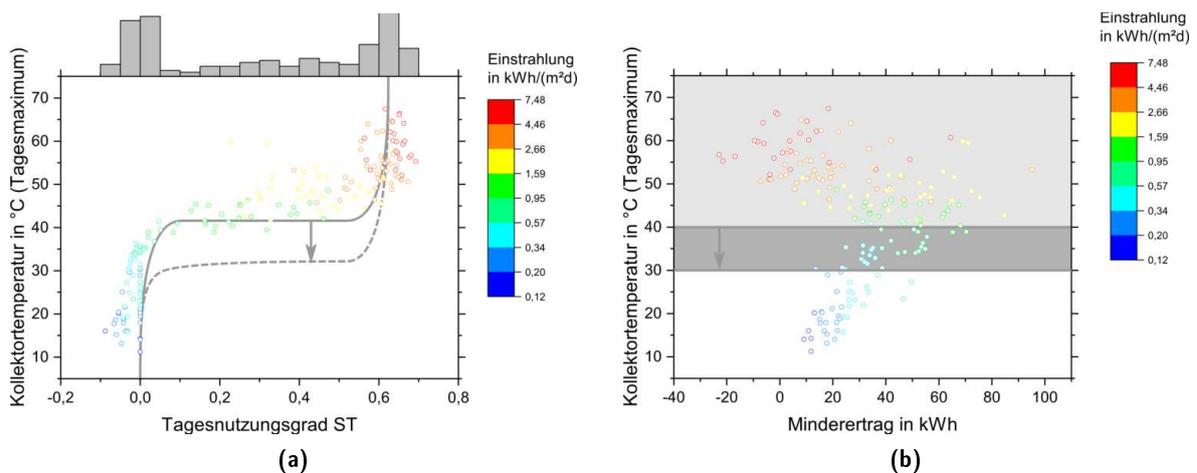


Abb. 6.50: Messpunkte an max. Kollektortemperaturen (je Tag) von 01.10.2019 – 31.03.2020 der Solarthermieanlage vom Mehrfamilien-Sonnenhaus gegenüber: (a) Tagesnutzungsgrad; (b) theor. Minderertrag

Eine solche technologische Anpassung würde folglich zu einer positiven Steigerung des Anlagen-Nutzungsgrades und somit auch zu einer Erhöhung des solaren Energieoutputs führen, siehe Abbildung 6.50. Der somit in der einstrahlungsarmen Jahreszeit angestrebte zu erhöhende Energieoutput entspräche in etwa der Summe der in Abbildung 6.50 dargestellten Punkte in der hell- und dunkelgrau markierten Fläche. Dies kann vor allem in Kombination mit einer Niedertemperatur-Fußbodenheizung als ein weiterer beidseitiger Vorteil gesehen werden.

6.3.5 Vergleich Solarthermie- und PV-Anlage

Ausgehend von Abbildung 6.50 (a) können die Nutzungsgrade der beiden solaren Energieversorgungssysteme hinsichtlich der eigentlichen Flächeneffizienz betrachtet werden. Hierbei wird der PV-Ertrag mit einer Wärmepumpe kombiniert, siehe Abbildung 6.50 (b), wobei die Solarthermie gegenüber der PV-Wärmepumpen-Kombination unterschiedlich abschneidet. Es können folgende Punkte herausgearbeitet werden:

- bei sehr geringen Einstrahlungen ist die PV-Anlage deutlich besser, da ST keinen Ertrag liefert
- bei geringer Einstrahlung (bis etwa 250 kWh/d) liefert ST höhere Flächenenerträge im Vergleich zu reiner PV, jedoch weniger als PV-WP-System
- für höhere Einstrahlungen wäre eine Sole- oder Grundwasser-Wärmepumpe nötig, um gleiche Flächeneffizienz zu erreichen.
- eine PV-Wärmepumpenkombination kann bei guter Qualität gleiche oder höhere Flächeneffizienz liefern, was aber eine höhere technische Komplexität und mehr kostenintensive (auch ökologisch) Komponenten beinhaltet
- es bleibt als weiterer Vorteil der PV, dass Überschusserzeugungen ins Stromnetz eingespeist werden können

- mit einer kleinen bis mittelgroßen ST-Anlage, die im Sommer nur wenige Überschüsse erzeugt, ist eine hohe Flächeneffizienz einfacher erreichbar.

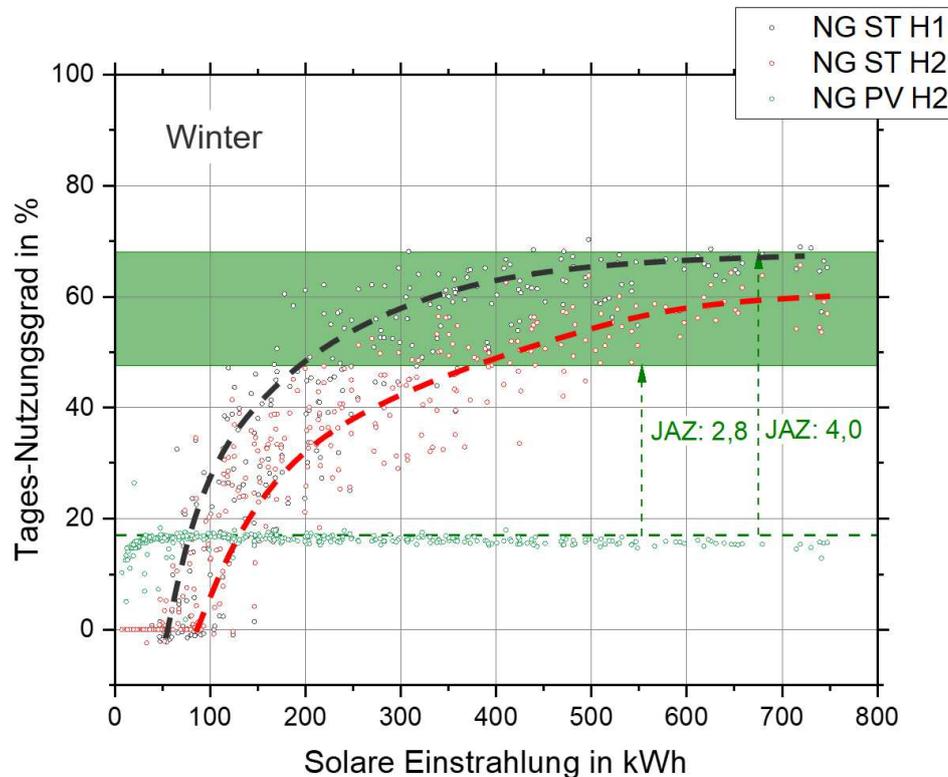


Abb. 6.51: Vergleich der Nutzungsgrade ST mit PV unter Berücksichtigung einer PV-Wärmepumpenkombination (grün markierte Fläche) mit angenommenen Jahresarbeitszahlen (JAZ); solarthermischer Nutzungsgrad (NG ST): Haus 1 ... schwarze Punkte/ Linie; Haus 2 ... rote Punkte / Linie; PV-Nutzungsgrad: Haus 2 ... grüne Punkte/Linie; Daten: Oktober 2020 – März 2021

6.3.6 Gasbrennwerttherme und Warmwasserbereitung

Gasbrennwerttherme

Bei fluidgebundenen Heizungssystemen mit Solarthermieanlagen wird immer ein Zusatzwärmeerzeuger wie z.B. eine Gastherme, Pelletkessel, Wärmepumpe etc. benötigt, um einstrahlungs- und folglich ertragsarme Phasen ausgleichen und überbrücken zu können. In den Sonnenhäusern ist jeweils eine Gastherme verbaut. Bei Evaluierung der Funktion und der Schaltphasen der Gastherme, siehe Abbildung 6.52, wurde festgestellt, dass:

- die Gastherme bei kontinuierlicher Anforderung max. dauerhaft 45 Minuten mit einer sich anschließenden ca. 30 minütige Pause betrieben wird, siehe Markierung (a) in Abbildung 6.52. die Verläufe der Temperatur und des Durchflusses während dieser Pause zeigen, dass der Durchfluss reduziert wird, wodurch die Temperaturspannung (VL/RL) stark ansteigt.

- es vereinzelt Fehl- bzw. Nachströmungen in Form von Eigen-/ Schwerkraftzirkulation zu erkennen sind (Markierung (b)), wobei:
 - ein weiterer geringer Durchfluss nach Beendigung der Anforderung der Gastherme vorliegt
 - die VL-Temperatur langsamer abfällt, da keine Auskühlung gegenüber Umgebung stattfindet, sondern ein Nachströmen von Restwärme aus der Gastherme vorliegt
 - die RL-Temperatur auf die Speichertemperatur abfällt, anstatt langsam ggü. der Umgebung auszukühlen

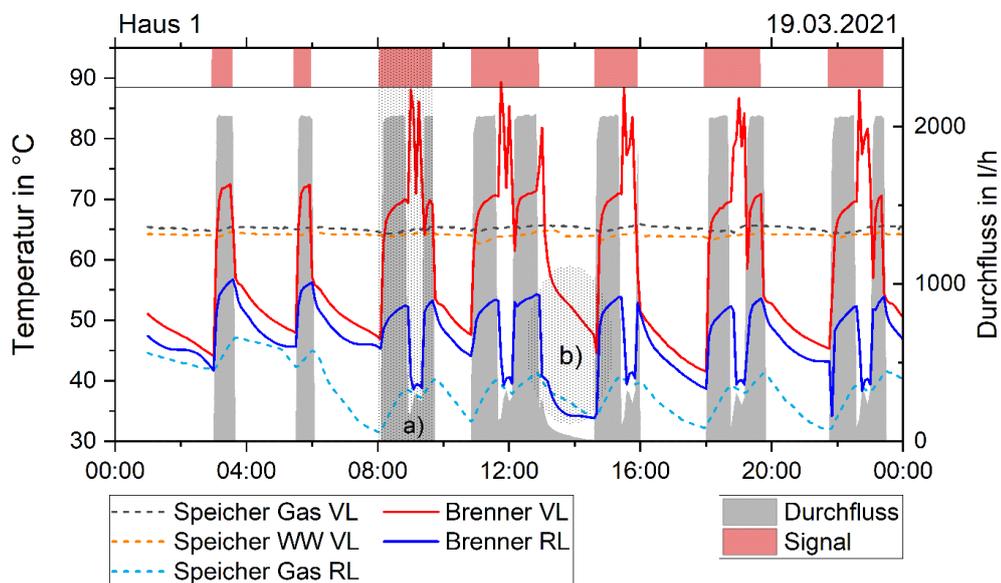


Abb. 6.52: Aufgezeichnete Betriebszyklen als typischer Tagesverlauf einer Gastherme im Mehrfamiliensohnhaus im Winter, Haus 1

Der Nutzungsgrad einer Gasbrennwerttherme ist neben der fachgerechten Installation abhängig von deren Betriebsregime, sprich Betriebshäufigkeit und -dauer. Aus Abbildung 6.53 resultierend kann nachfolgendes zusammengefasst werden:

- Je häufiger eine Gastherme benötigt und betrieben wird, desto höher ist der Nutzungsgrad (Vollast, Dauerbetrieb). Die Gastherme wird im Winter üblicherweise etwa 2 Stunden am Stück betrieben, womit häufige Start-Stopp-Zyklen vermieden werden. Der Nutzungsgrad beträgt hierbei ca. > 85 %.
- Im Sommer und in der Übergangszeit fällt NG auf > 75 % deutlich ab, da ein ggü. dem Winter geringerer Wärmebedarf vorliegt. Dies wirkt sich jedoch mit durchschnittlich 84 % nur geringfügig auf den Jahresnutzungsgrad aus.
- Hohe RL-Temperatur wirkt sich negativ auf dem Brennwerteffekt aus. Um den Effekt bei Erdgas nutzen zu können, sollte die RL-Temperatur unter 50 °C liegen.

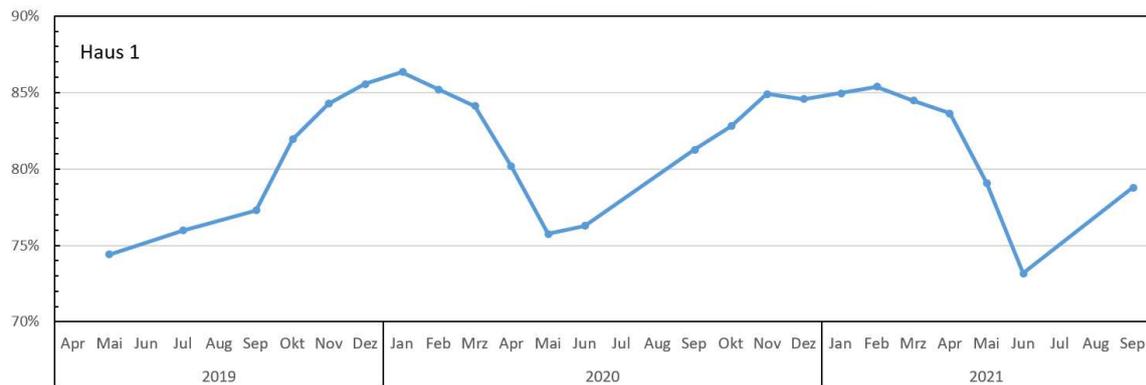


Abb. 6.53: Gemittelter Monatsnutzungsgrad der Gastherme für Haus 1, Monate ohne Wärmebereitstellung durch die Gastherme (wärmeautark) sind nicht dargestellt

Warmwasserbereitung

Abbildung 6.54 zeigt den Temperaturverlauf in VL- und Rücklaufleitung der FriWaSta (brauchwasserseitig). Die VL-Temperatur übersteigt in der Regel die von der Heizungssteuerung als Zielwert bereitgestellte Temperatur von 65°C um circa 2K . Dies liegt daran, dass die Anschlussstelle der FriWaSta-VL-Leitung am Speicher räumlich höher liegt, als der Messpunkt für die Heizungssteuerung. Die Temperaturschichtung im Speicher erreicht hier somit eine höhere Temperatur. Diese Temperatur-Überhöhung könnte durch Reduktion des Sollwertes in der Steuerung mit berücksichtigt werden, um Vor- und Rücklauftemperaturen zu senken. Dies war vom Betreiber nicht gewünscht.

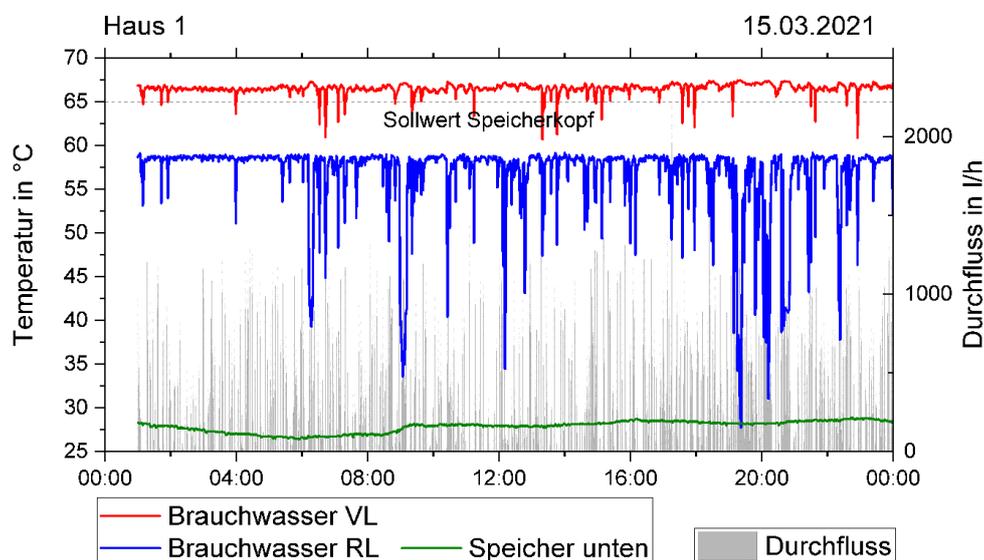


Abb. 6.54: Verlauf von Temperaturen und Durchfluss der Frischwasserstation eines typischen Tages

Die Rücklauftemperatur der Frischwasserstation ist mit ca. 58°C kontinuierlich sehr hoch und speist damit sekundärseitig aufgrund eines fehlenden zweiten Rücklaufes zum Speicher in selbigen im untersten Bereich ein, was thermodynamisch sehr ungünstig ist, siehe auch

Abschnitt 6.1.7 S.132. Aufgrund der ständigen Versorgung der Zirkulationsleitung ist vor Allem nachts kaum eine niedrigere Temperatur erreichbar. Während einer WW-Zapfung in den Wohnungen sinkt die RL-Temperatur stark ab, was zu stark fluktuierenden T-Schwankungen im Zeitbereich unter 1 Minute führt. Die RL-Temperatur sinkt dabei aber selbst bei größeren WW-Entnahmen nie deutlich unter 30 °C.

6.3.7 Betrachtungen des Wärmespeichers

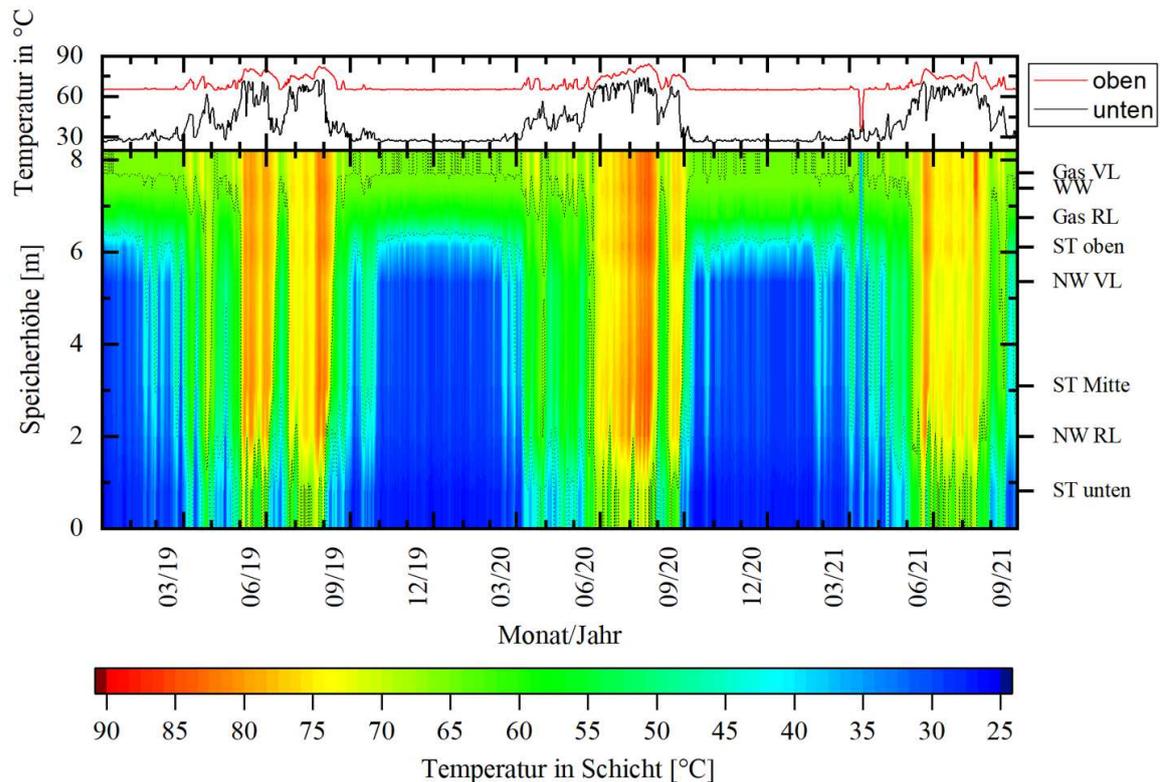


Abb. 6.55: Zeitlich aufgetragenem, über die Speicherhöhe interpolierter Verlauf der Temperaturschichtung mit Höchst- und Tiefsttemperaturen Haus 1

Im Wärmeversorgungssystem der Sonnenhäuser stellt der Wärmespeicher eine zentrale Komponente dar. Da hier alle Erträge und Verbräuche zusammenlaufen, haben die Systembetriebszustände (Temperaturen, Durchflüsse, etc.) einen großen Einfluss auf den Zustand des Speichers. Abbildung 6.55 und Abbildung 6.56 zeigen den täglich über die Speicherhöhe interpolierten Temperaturverlauf eines Auszuges des Monitoringzeitraumes, sowie die höchste und niedrigste im Speicher verfügbare Temperatur.

Es sind über den gesamten dargestellten Zeitraum große Temperaturdifferenzen über der Speicherhöhe im Falschfarbenplot visualisiert. Dies kann als eine gute Temperaturschichtung über die Speicherhöhe interpretiert werden. Insgesamt können circa $\frac{3}{4}$ des Speichervolumens stets als Vorhaltevolumen durch die Solarthermie beladen werden. Der in der einstrahlungsreichen Zeit beladene Schichtwasserspeicher weist in der Übergangszeit eine Vorhaltezeit von circa 1-3 Wochen auf, was stark einstrahlungs- und außentemperaturabhängig ist.

In Haus 2 (Abbildung 6.56) ist deutlich die Phase der Teilbelegung im ersten Messjahr zu erkennen. Dadurch wird aufgrund der fehlenden Wärmeabnahme der Speicher bis über 90°C beladen. In beiden Häusern ist eine klare Abgrenzung des Nachheizbereiches (Gastherme) vom Bereitschaftsvolumen der Solarthermie erkennbar, was ebenso ein Zeichen für eine gut funktionierende Schichtung im Speicher ist. Weiterhin sind in Haus 2 die Auswirkung der programmierte Umstellung in der Schichtbeladung durch die ST im Sommer 2021 erkennbar, da die oberen Speichertemperaturen deutlich ansteigen. Anschließend wird aber die Nahwärmeleitung teilweise in Betrieb genommen und gleichzeitig sinkt die solare Einstrahlung, wodurch die hohen Maximaltemperaturen nicht mehr gehalten werden.

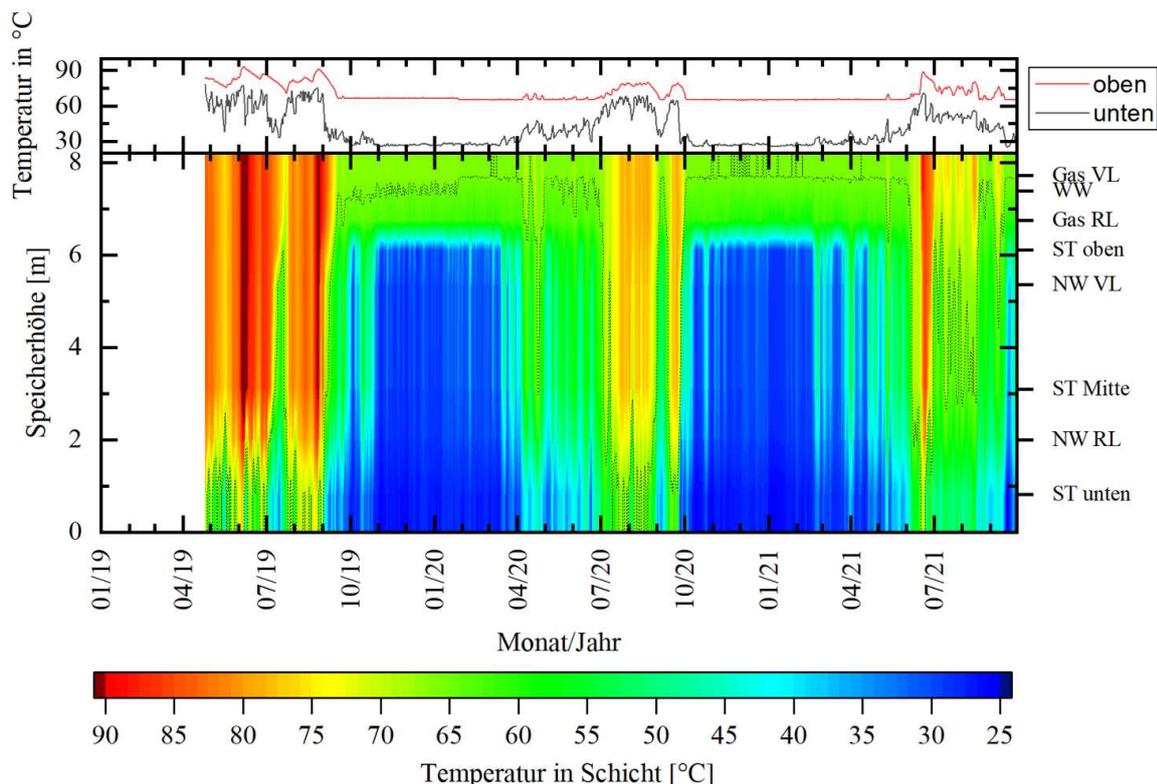


Abb. 6.56: Zeitlich aufgetragener, über die Speicherhöhe interpolierter Verlauf der Temperaturschichtung mit Höchst- und Tiefsttemperaturen; Haus 2,

In den Sonnenhäusern kommt es aufgrund der fehlenden Kommunikation zwischen zentraler Heizungssteuerung und Einzelraumthermostaten zu Problemen bei der Umstellung von Kühl- auf Heizmodus und umgekehrt, vgl. Abschnitt 6.1.5. Diese Umstellungen sind messtechnisch durch einen plötzlichen Anstieg der Temperaturen im mittleren Speicherbereich erfassbar. Dies weist auf eine zumindest in einzelnen Wohnungen falsche Thermostateinstellung (Heiz-/Kühlmodus) hin, wodurch kontinuierlich weiter geheizt anstelle gekühlt wird. Umgekehrt fällt die Speichertemperatur mit Wiederinbetriebnahme der Heizung schnell ab. Außerhalb der Heizphase fällt auch die untere Speichertemperatur nicht unter ca. 55°C , da dies dann die niedrigste Systemtemperatur ist (RL-Temperatur Warmwasser von Frischwasserstation). Sofern diese Temperatur durch kleinere (programmier-) technische Umbauten ver-

ändert, sprich gesenkt werden würde, wären noch höhere solarthermische Erträge realisierbar, vgl. Abschnitt 6.1.5 S. 127.

Darüber hinaus ist gut erkennbar, dass circa die unteren $\frac{2}{3}$ des Speichers (hell- bis dunkelblaue Bereiche in Abbildung 6.56) in der Übergangs- und Winterzeit (vier – fünf Monate) keine nennenswerten Temperaturveränderungen erfahren und damit nahezu ungenutzt bleiben. **Es kann daher zukünftig aus ökonomischer und bautechnischer Sicht ein kleinerer Wärmespeicher empfohlen werden.** Hierbei ist jedoch bei evtl. gleichbleibender Größe des Solarkollektors eine Vermeidung von Stagnationsfällen programmiertechnisch durch Berücksichtigung einer aktiven nächtlichen Rückkühlung im Heizungsregler zum Stagnationsschutz vorzusehen und sicherzustellen.

6.3.8 Gebäude- und Wohnraumkühlung und -heizung

Gebäudekühlung

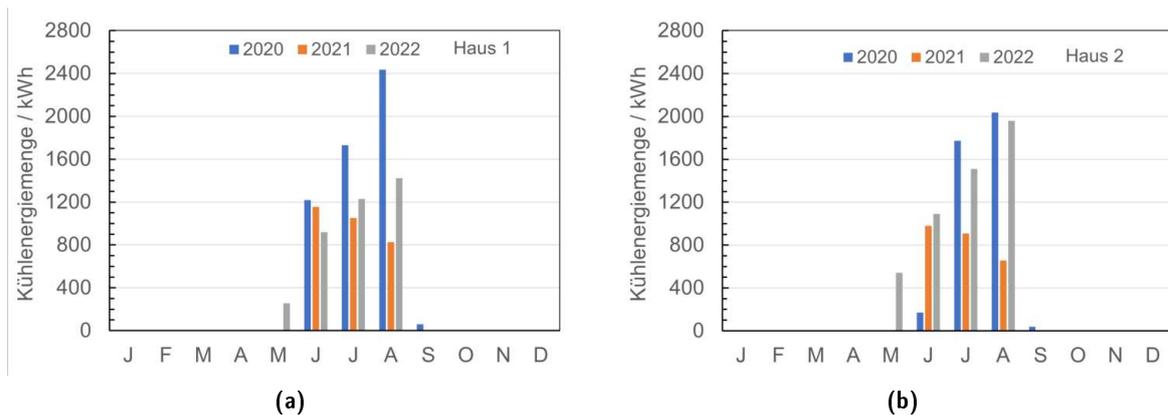


Abb. 6.57: Gemessener monatlich summierter Kühlenergiebedarf der Sonnenhäuser in Cottbus über 3 Jahre: (a) Haus 1 ; (b) Haus 2 (teilverschattet durch Lindenbaum)

Abbildung 6.57 zeigt die detektierte Kühlenergie, welche mittels geothermischen Flüssigkeitszirkulationssonden bereitgestellt wurde. Hierbei sei angemerkt, dass die Umschaltung von Heiz- auf Kühlmodus leider nicht vollautomatisiert funktioniert und die Mieter dies manuell an den Thermostaten nachstellen müssen, vgl. Abschnitt 6.1.5 S. 127. Nach erfolgten Nutzerschulungen in 2020 funktioniert die manuelle Umstellung von Heiz- auf Kühlmodus sehr zuverlässig. Theoretisch geringere Kühlenergiebedarfe die aus der teilweisen Verschattung von Haus 2 resultieren findet sich in den Daten nicht eindeutig wieder. **Mietereinfluss auf Heiz- und Kühlenergiebedarf**

Bei der Detailzuordnung und Gegenüberstellung der spezifischen jährlichen Heiz- und Kühlenergieverbräuche auf die Einzelwohnungen beider Häuser werden weiterhin folgende Auffälligkeiten in Abbildung 6.58 deutlich:

- der spezifische Heizwärmebedarf variiert je nach Wohnung/Bewohner um circa 500 %, mit einem Minimum von $24,9 \frac{kWh}{m^2}$ bei Wohnung I und einem Maximum von $120,5 \frac{kWh}{m^2}$

bei Wohnung H.

- der spezifische Kühlbedarf weist noch größere Variation auf, wobei während Wohnung I die Kühlung gar nicht, und Wohnung N mit $0,02 \frac{kWh}{m^2}$ kaum nutzt, verwendet Wohnung L mit $10,1 \frac{kWh}{m^2}$ rund 1/8 seines gesamten Energiebedarfes für die Kühlung.
- dass, wie bereits erwähnt, sämtliche Messwerte weit von den Referenzwerten, welche für Simulationen oder den Energieausweis verwendet werden, abweichen. So liegt die durchschnittliche Wohnraumtemperatur der Häuser mit $23,1 \text{ }^\circ\text{C}$, mehr als 5 K höher als die angenommene Durchschnittstemperatur zur Berechnung des Energieausweises. Das Maximum weist hierbei Wohnung A mit $24,5 \text{ }^\circ\text{C}$ auf, während für Wohnung I mit $21,9 \text{ }^\circ\text{C}$ die niedrigste Durchschnittstemperatur ermittelt wurde.
- Daraus folgend differiert auch der Gesamtenergiebedarf pro Wohnung erheblich. Dieser korreliert im Allgemeinen mit der durchschnittlichen jährlichen Wohnraumtemperatur, auch wenn diese aufgrund der Jahresmittlung nur als Indiz bewertet werden sollte. Bei der Detailbetrachtung existieren auch Ausreißer, wie Wohnung C mit einer hohen Temperatur, aber niedrigem Energieverbrauch oder Wohnung K mit einer niedrigeren Temperatur aber hohem Energieverbrauch. Hier zeigt jedoch die stärkere sommerliche Kühlung (größerer Kühlenergiebedarf) einen Einfluss auf den niedrigen Jahresmittelwert. Darüber hinaus deutet letzterer trotz gesteuerter Wohnraumlüftung mit WRG auf z. B. häufige Fensterlüftung hin, wodurch gerade in der Übergangs- als auch Winterzeit stark erhöhte Heizwärmebedarfe auftreten.

Darüber hinaus kann festgestellt werden, dass eine negative Korrelation von Wohnungsgröße zu spezifischem Energieverbrauch existiert. Je größer die Wohnung, desto niedriger ist der spezifische Energieverbrauch. So weisen mit Wohnung I und C die zwei größten Wohnungen einen sehr geringen spezifischen Energiebedarf auf, während die zwei kleinsten Wohnungen A und H sehr hohe spezifische Verbräuche aufweisen.

Der geringe Verbrauch bei großen Wohnungen liegt zum Teil daran, dass Menschen für gewöhnlich nur die Räume aktiv mehr beheizen, die sie häufig nutzen. Je größer die Wohnung, desto mehr Räume werden weniger frequentiert als z. B. bei einer Einraumwohnung. Somit sinkt der spezifische Energieverbrauch mit steigender Wohnungsgröße. Dies erklärt im Umkehrschluss auch den steigenden Wert bei kleineren Wohnungen. Am hier vorliegenden Standort kommt allerdings noch hinzu, dass es sich bei den beiden kleinsten Wohnungen jeweils um Dachgeschosswohnungen handelt. Diese haben aufgrund ihrer Lage im Haus zusätzlich, rechnerisch den höchsten Wärmeverlust nach Außen, der durch Heizen wieder ausgeglichen werden muss. Bei Mittelung aller Wohnungsverbräuche wird ein Q_{heiz} von $65,10 \frac{kWh}{m^2}$, ein $Q_{\text{kühl}}$ von $5,66 \frac{kWh}{m^2}$ und somit auf ein $Q_{\text{heiz/kühl}}$ von $70,77 \frac{kWh}{m^2}$ erzielt. Somit ist der spezifische Heizwärmebedarf rund 4,2 mal so hoch wie im Energieausweis und 3,8 mal so hoch wie in vergleichenden Projekt-Simulationen von [134], siehe auch Abbildung 6.37 S. 162. Dies liegt einerseits an den vom Gesetzgeber sehr niedrig angesetzten Raumtemperaturen und andererseits auch an dem

individuellen Verbrauchsverhalten der Bewohner.

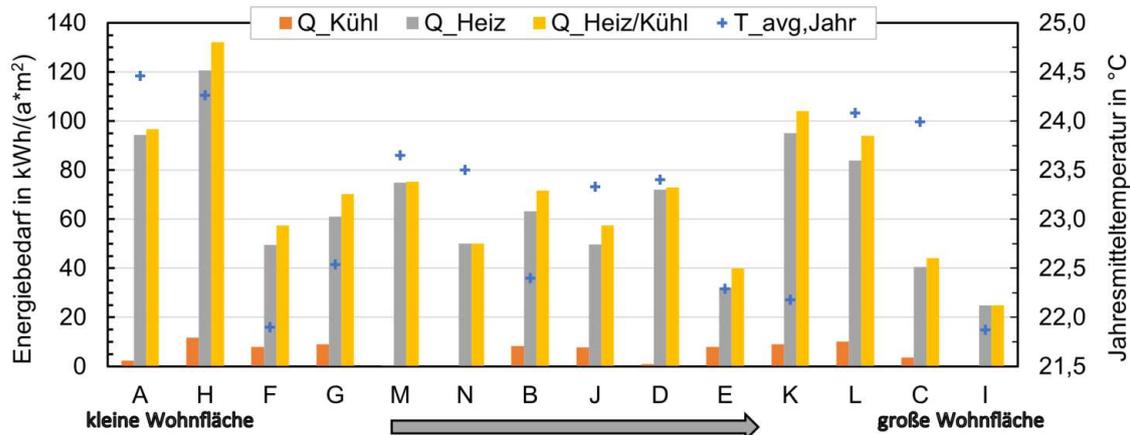


Abb. 6.58: Spezifische Heiz- und Kühlenergieverbräuche sowie Durchschnittstemperatur je Wohnung in den Sonnenhäusern in 2022, nach Wohnflächengröße sortiert mit größter Wohnungsfläche = 2,2 x kleinste Wohnung (60 m^2), 10 Wohnungen zwischen $80 - 90 \text{ m}^2$)

6.3.9 Quartiersvernetzung

Die Sonnenhäuser werden durch Solarthermie mit Wärme versorgt. Zusätzlich besteht die Möglichkeit Wärme an umliegende Gebäude abzugeben und dadurch den Eigenverbrauchsanteil an der solaren Energie zu steigern. Die Wärmeabgabe erfolgt dabei mithilfe einer Nahwärmeleitung zu den Wohnblöcken in der Heinrich-Albrecht-Straße 9 - 15. Das bedeutet, dass theoretisch alle Gebäude im Quartier mit der Wärme aus den Sonnenhäusern versorgt werden können. Die Abbildung 6.20 stellt die schematische Vernetzung der Gebäude dar. Die überschüssige Wärme soll dort genutzt werden, um das Wasser vorzuwärmen oder zu heizen. Dieser Prozess funktioniert theoretisch wie folgt: Der Wohnblock sendet ein Signal, dass Nahwärme gewünscht ist, an einen Verteiler. Dort wird dieses Signal an die Sonnenhäuser weitergeleitet. Wenn das Sonnenhaus das Signal mit dem Wunsch nach Wärme erhält, wird geprüft, ob überschüssige Wärme im Speicher vorliegt bzw. die entsprechenden Temperaturen im Speicher vorliegen. Wenn genügend Wärme vorhanden ist startet die Pumpe und warmes Wasser wird zu dem Wohnblock gepumpt. Trifft das Warmwasser im Wohnblock ein wird zunächst die Temperatur geprüft. Hat das Wasser eine geeignete Temperatur wird es genutzt, um Wärme zu übertragen. Ist die Temperatur des ankommenden Wassers jedoch zu niedrig wird ein Bypass geöffnet und das Wasser fließt ungenutzt zurück zum Sonnenhaus. Die Ziele für die Integration der Nahwärmeversorgung lauten zusammengefasst wie folgt:

1. Der Solarertrag soll gesteigert bzw. mehr Solarpotential genutzt werden. Insbesondere Vermeidung einer nächtlichen Rückkühlung.
2. Möglichst viel Wärme in Sonnenhäusern belassen bzw. den solaren Deckungsgrad der Sonnenhäuser beibehalten. Insbesondere gegen Ende des Sommers sollte der Wärmespeicher gefüllt sein.

Die Ziele sind damit allgemein betrachtet gegenläufig. Der Solarertrag lässt sich steigern in dem die Speichertemperatur gesenkt wird. Damit einher geht potenziell auch eine Senkung des solaren Deckungsgrades. Die Abbildung 6.59 stellt die Wirkungskette dar.



Abb. 6.59: Wirkungskette in Folge einer hohen Wärmeausspeisung

Betrachtet man die Situation jedoch im Detail, ergibt sich in Abhängigkeit der Jahreszeiten jedoch durchaus die Möglichkeit beide Ziele gleichzeitig zu erreichen. Die Abbildung 6.60 und Abbildung 6.61 zeigen, dass die Erträge im Sommer sehr gering sind, da der Speicher relativ voll ist. Für die Umsetzung bedeutet dies, dass die Wärmeausspeisung immer dann aktiv sein kann und sollte, wenn der solare Deckungsgrad nicht gefährdet ist. Grob betrachtet ist der solare Deckungsgrad immer dann nicht gefährdet, wenn der voraussichtliche Wärmebedarf geringer ist als der zu erwartende Ertrag durch die Solarthermieanlage. Zusätzlich sollte der Speicher noch eine gewisse Reserve besitzen, um Schlechtwetterperioden überbrücken zu können. Da im Sommer der Wärmebedarf besonders niedrig ist, Schlechtwetterperioden nur kurz bzw. selten sind und das Solarepotenzial hoch ist, bietet sich damit die Ausspeisung von Wärme besonders im Sommer an. Im Winter sollte dagegen eine Ausspeisemöglichkeit deaktiviert werden, um den solaren Deckungsgrad der Sonnenhäuser nicht zu senken.

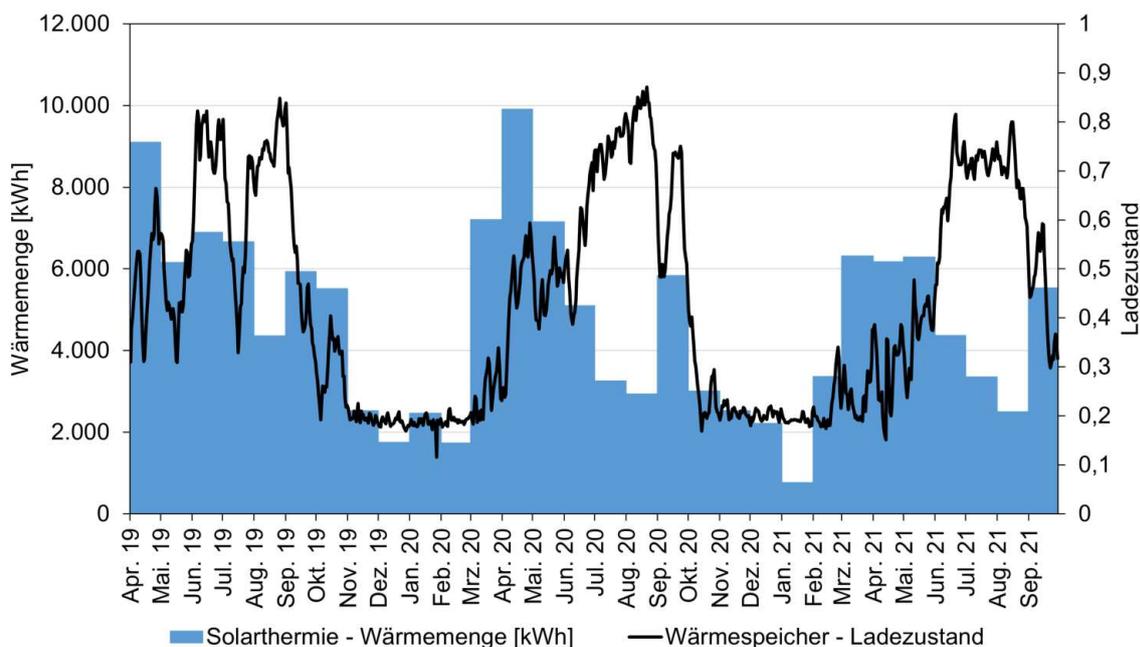


Abb. 6.60: Speicherbilanz für Sonnenhaus 1

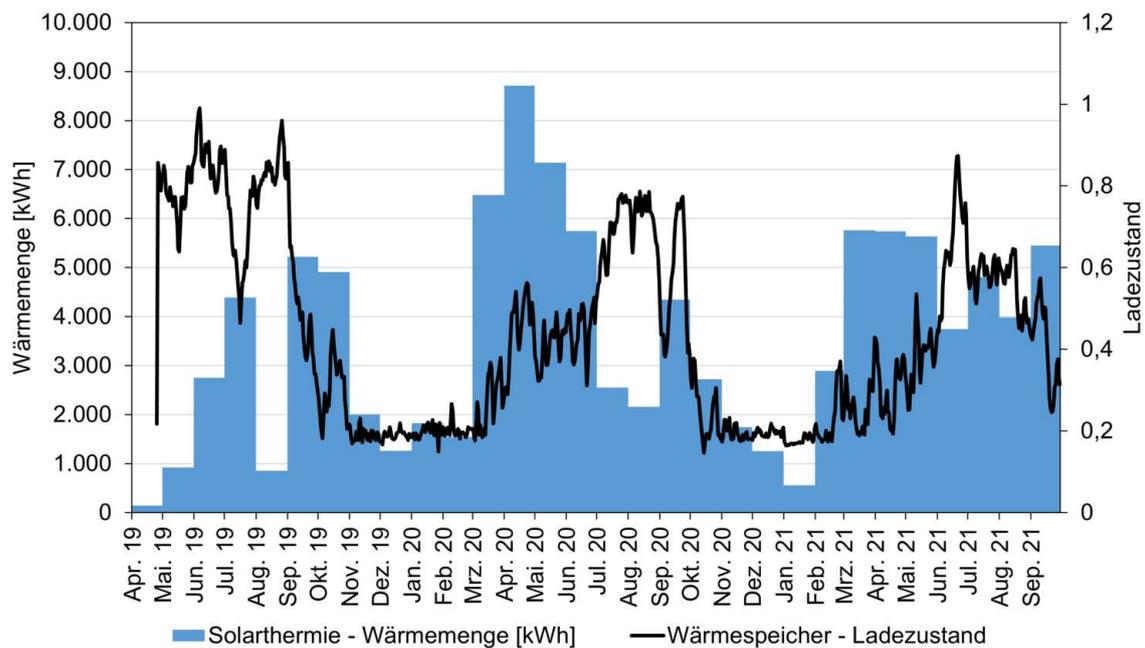


Abb. 6.61: Speicherbilanz für Sonnenhaus 2

Die dauerhafte Inbetriebnahme der Nahwärmeausspeisung erfolgte, nach einigen Tests, im Mai 2021.

Die in 2022 eingespeiste Menge ist in Abbildung 6.63 dargestellt. Während in Haus 1 die Funktion nicht eingeschaltet wurde und die Ausschläge auf Messfehler zurückzuführen sind, wurden in Haus 2 zwischen Mai und Oktober 2022 rund 6870 kWh an Wärmeenergie an das Nahwärmenetz abgegeben.

Um das mögliche Potential der Nahwärmeeinspeisung überschlägig abschätzen zu können, wurden die Überschüsse bzw. Fehlmengen der von der STA gelieferten Energiemengen zusammen mit der tatsächlich in das Nahwärmenetz abgeführten Mengen in Abbildung 6.62 und Abbildung 6.63 dargestellt.

Der Kennwert „Differenz Ertrag/Verbrauch“ errechnet sich aus der Differenz der Erträge der Solarthermieanlage und der verbrauchten Wärmeenergie. Ist die Differenz negativ, muss die Menge durch die Gastherme zugeführt werden, ist er positiv, produziert die Solarthermieanlagen einen Überschuss an Wärmeenergie (der eingespeichert oder an das Nahwärmenetz abgegeben werden könnte) und bei 0 wird der Bedarf exakt durch die Solarthermieanlagen gedeckt.

Aus den Berechnungen ergibt sich für Haus 1 eine theoretische überschüssige Energiemenge von 15.812 kWh und für Haus 2 rund 22.312 kWh. Die daraus resultierende Differenz von 6500 kWh entspricht im wesentlichen der von Haus 2 eingespeisten Menge von 6870 kWh. Betrachtet man den solaren Nutzungsgrad aus Abb. 6.64, lässt sich die Nutzung der Nahwärmeleitung auch an dem deutlich höheren Nutzungsgrad für Haus 2 im betreffenden Zeitraum erkennen. Da der Wert aber unter den Nutzungsgraden in den Übergangsmontaten liegt, wäre

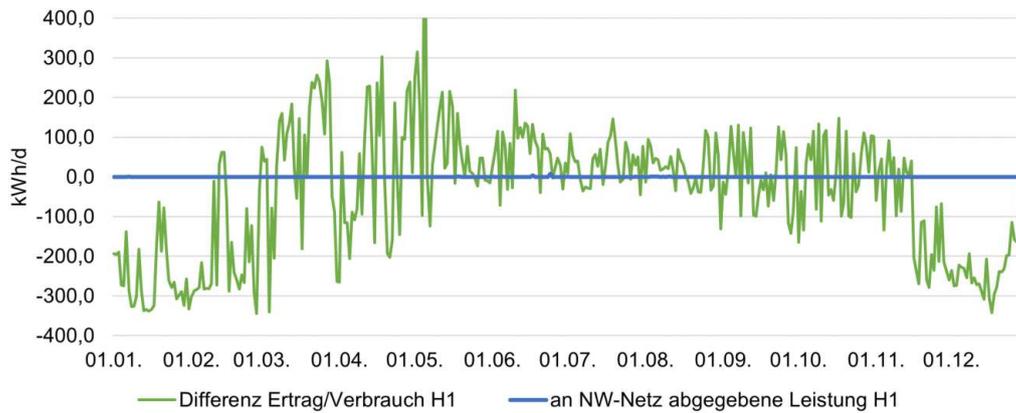


Abb. 6.62: Zeitlicher Verlauf von Energiebedarf und -überschuss sowie der in das NW-Netz eingespeisten Energiemenge von Haus 1 in 2022

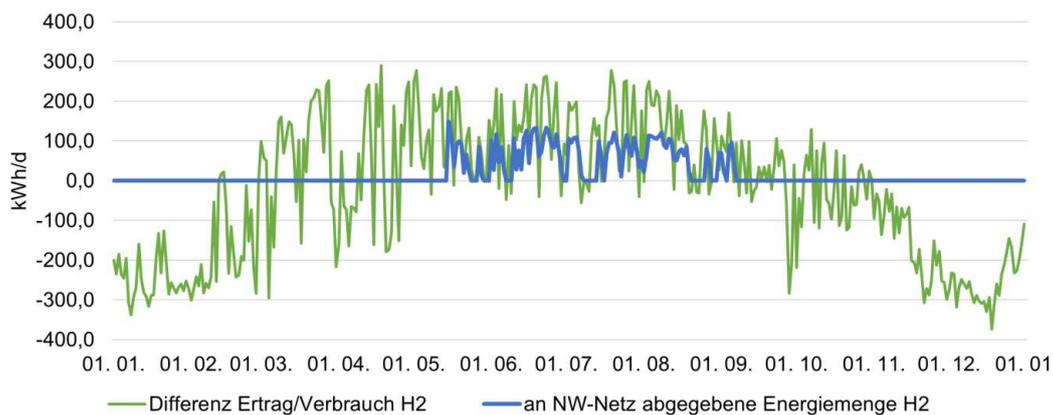


Abb. 6.63: Zeitlicher Verlauf von Energiebedarf und -überschuss sowie der in das NW-Netz eingespeisten Energiemenge von Haus 2 in 2022

eine noch größere Einspeisemenge in das Nahwärmenetz möglich.

Eine weitere Effizienzsteigerung wäre durch eine technische Veränderung der Entnahme möglich. Bisher wird Energie erst dann an das Nahwärmenetz abgegeben, wenn die Speicherkapazität vollständig belegt ist. Durch eine intelligente Entnahmesteuerung, welche die im Haus benötigte Menge durch einprogrammierte, bzw. erkannte Muster beinhaltet, könnte Wärme auch aus dem Speicher in das Nahwärmenetz abgegeben werden. Vor allem in den Sommermonaten wird ein komplett gefüllter Speicher nicht gebraucht. Unter Berücksichtigung der zu erwartenden Entnahmemenge könnte so der Wärmebedarf des Hauses auch bei niedrigeren Speicherständen sichergestellt und zeitgleich der Nutzungsgrad der Solarthermieanlage ausgenutzt werden, in dem das große Strahlungsangebot im Rahmen des Wirkungsgrades vollständig genutzt würde. Die in Abbildung 6.65 gezeigten solaren Deckungsgrade der beiden Gebäude über das Jahr 2022 zeigen zudem, dass die Einspeisung von Solarthermieerträgen in

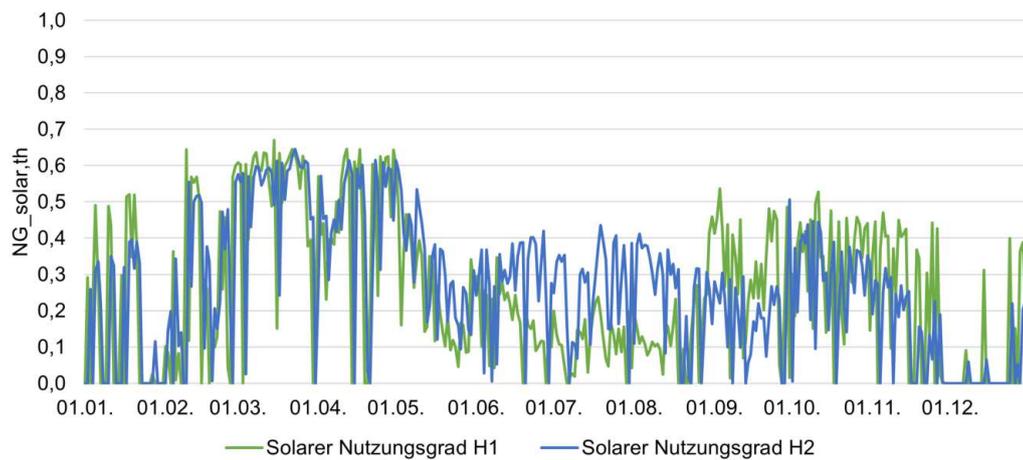


Abb. 6.64: Zeitlicher Verlauf der solaren Nutzungsgrade der Solarthermieanlage von Haus 1 und Haus 2 in 2022

das Nahwärmenetz durch Haus 2 nicht für eine Reduktion des solaren Deckungsgrades sorgen. Trotz der Einspeisungen bis in den September bleibt Haus 2 autark. Eine gleichzeitige Erfüllung der Ziele, den solaren Nutzungsgrad zu erhöhen und den solaren Deckungsgrad dabei nicht zu senken ist somit in den Sommermonaten möglich, wie die Monitoringergebnisse auch zeigen.

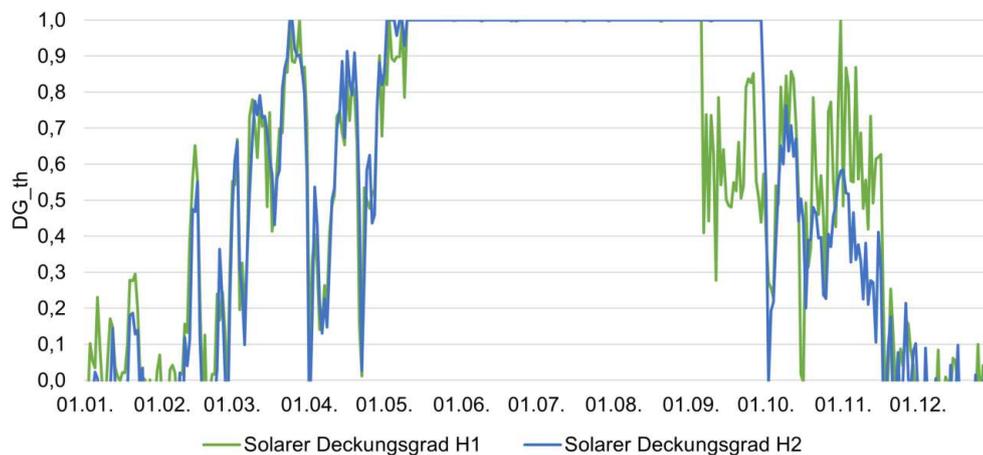


Abb. 6.65: Zeitlicher Verlauf der solaren Deckungsgrade der Solarthermieanlage von Haus 1 und Haus 2 in 2022

6.4 Soziologische Befragungen

Neben dem tatsächlichen Energieverbrauchsverhalten wurden auch drei Mieterumfragen durch die SIBIS INSTITUT GMBH durchgeführt. Dabei wurde ein besonderer Wert auf die Vorstellungen und Ansichten zum Mietmodell gelegt, wie sich diese im Laufe der Zeit ändern, aber

auch Erfahrungen mit der Haustechnik sowie Selbsteinschätzungen zum Energieverbrauch abgefragt. Die wichtigsten Ergebnisse werden im folgenden Abschnitt zusammengefasst.

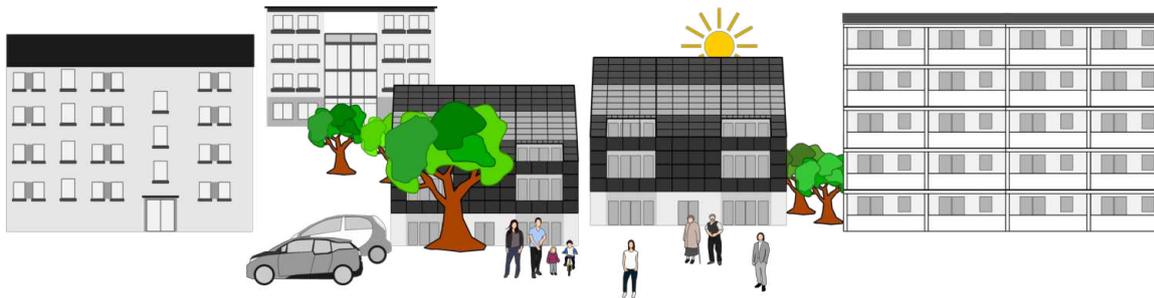


Abb. 6.66: Schematische Darstellung der Quartiersbebauung bei soziologischen Befragung der 34 Bewohner der beiden Sonnenhäuser

Die Befragung der Mieter fand in 3 Stufen statt. Die Erstbefragung der 14 Mietparteien wurde ca. 6 Monate nach Einzug durchgeführt. Da sich die Erstvermietung der Wohnungen über einen Zeitraum von einem Jahr erstreckt hatte, konnten auch die Erstbefragungen nur gestaffelt vorgenommen werden. Die Zweitbefragung wurde für alle Mietparteien im Oktober 2020 durchgeführt. Zwischen November 2022 und Januar 2023 erfolgte dann die telefonische Drittbefragung, wobei anzumerken ist, dass es in zwei Wohnungen seit 2020 einen Mieterwechsel gab.

Es lässt sich zunächst herausfiltern, dass die Grundgesamtheit der Mieter der üblichen sozialen Struktur in Mietwohnungen ähnlicher Komfort- und Preislage entspricht. Dazu zählt ein durchschnittlich hoher Bildungsabschluss der Erwachsenen Bewohner und ein etwas überdurchschnittliches Monatsnettoeinkommen. Die Altersstruktur der 34 Bewohner (26 Erwachsene und 7 Kinder) ist verhältnismäßig jung, aber alle Altersbereiche sind vertreten. Der Schwerpunkt liegt auf der Altersklasse der 30 bis 49-Jährigen (vgl. Abbildung 6.67). Der Mieterwechsel zwischen der zweiten und dritten Befragung hat nur einen geringfügigen Einfluss auf die Altersstruktur des Hauses. Das hohe Bildungsniveau der Probanden korrespondiert mit einer überproportional positiven Technikeinstellung. Elf der 14 Probanden geben an, dass sie moderner, digitaler Technik sehr positiv bzw. positiv gegenüberstehen. Damit kann trotz der recht geringen Grundgesamtheit von einer repräsentativen Zusammensetzung für das Mietniveau gesprochen werden.

Auch die Hauptinformationsquelle IMMO SCOUT, worüber die Wohnung gefunden wurde, ist typisch. Problematisch bei der Suche über online-Vergleichsportale ist der Mietpreis, der durch den pauschalen Ansatz stets besonders hoch erscheint und damit hinter Konkurrenzangeboten zurückbleibt, bzw. schwer mit Standardmietverträgen vergleichbar ist. Dies wird gleichermaßen von Mietern und vom Vermieter berichtet. Interessant ist, dass die am zweit- und dritthäufigsten genannte Quelle die Erzählung von Bekannten/anderen Mietern und die Direktanfrage bei der EG WOHNEN 1902 war. Dies zeigt eine hohe Verbundenheit mit den Nachbarn und dem Vermieter, was auch aus einer hohen Zufriedenheit mit dem Vermieter abzulesen ist. Darüber hinaus wurde eine gezielte Bewerbung über lokale Bioläden/Reformhäuser etc.

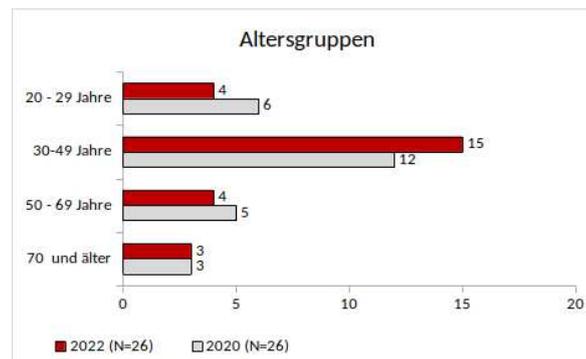


Abb. 6.67: Alterscluster der Mieter (Erwachsene)

angeregt.

Als Haupteinzugsgründe wurde weder die Pauschalmiete noch das Energiekonzept (nur untergeordnet) genannt. Aus den Aussagen wurde folgendes Ranking festgestellt:

1. **Modernes Wohnkonzept:** Maßgeblich für den Abschluss des Mietvertrags war für zwölf der 14 Befragten, dass es sich um eine Neubauwohnung mit Erstbezug handelte, es sei „der beste Neubau weit und breit“. Darüber hinaus ist das moderne, zukunftsorientierte Wohnkonzept überzeugend, „die Sonnenhäuser sind so modern“; sie würden „gut zum Lebensstil und Lebensgefühl passen“. „Die Wohnungen seien so hell und durchlässig“ und „man kann die Zukunft dort schon spüren“. Außerdem würde „das Energiekonzept zu uns passen“.
2. **Wohnungsgrundriss:** Von allen Befragten wird der ungewöhnliche, aber sehr geräumige Grundriss als ebenfalls entscheidend genannt. Zwar seien die Wohnungen dadurch nicht ganz so einfach zu möblieren wie standardisierte Wohnungen, aber die Grundrisse im Internet zur Vorbereitung auf den Einzug wurden von elf der 14 Befragten besonders geschätzt. Interessant ist es, dass zwei Mietparteien, die eigentlich größere Wohnungen gesucht hatten, schließlich eine kleineren Sonnenhaus-Wohnung nahmen, weil „der Grundriss so gut ausgedacht ist“. Elf Mieter wohnten vorher im Altbau; für sie waren die großen Fensterflächen und geräumigen Balkons überzeugend, ebenso die helle Belichtung aller Innenräume.
3. **Parkplätze:** Ebenfalls von elf der 14 Mieter wird positiv hervorgehoben, dass jede Mietpartei einen Parkplatz bekommen kann. Da mehrere Haushalte über zwei PKWs verfügen, werden die zusätzlichen Parkplätze vor der Eingangstür geschätzt. Für drei Mieter war die Ladesäule für Elektrofahrzeuge (inzwischen demontiert) ein wichtiger Einzugsgrund, da einer der Mieter bereits ein Elektrofahrzeug bestellt hatte und zwei andere den Kauf planten.
4. **Infrastruktur-Anbindung:** Weiterhin ausschlaggebend für den Einzug war für die Mehrheit der Befragten die gute Infrastruktur. Hier werden vor allem die vielfältigen Einkaufsmöglichkeiten genannt, sowie die Verkehrsanbindung und Nähe zur Innenstadt.

Für zwei der befragten Mietparteien war gerade die Nähe zur Schule ein wesentlicher Einzugsgrund, da die Kinder dort zur Schule gehen. Von keinem der Befragten, wurde die gegenüberliegende Schule als Negativpunkt (z. B. Geräuschbelästigung) genannt.

6.4.1 Bewertung der Wohnungen

Alle befragten Mietparteien sind mit der Barrierefreiheit ihrer Wohnung (insbesondere der barrierefreien Badezimmer) zufrieden bzw. sehr zufrieden. Dies gilt für ältere und jüngere Mieter gleichermaßen. Allerdings monieren vor allem die älteren Mieter, dass das Gebäude für gehbeeinträchtigte Personen nicht geeignet sei (Problem: fehlender Aufzug sowie die engen und sehr steilen Treppenaufgänge).

Durchgängig positiv bewertet wird auch die Fußbodenheizung in der Wohnung und speziell im Bad. Die meisten Mietparteien bewerten die bodentiefen Fenster positiv. Dies gilt vor allem für die Fenster zum Innenhof. Kritisch gesehen werden dagegen aber die bodengleichen Fenster zur Straßenseite (fehlende Intimität bzw. Notwendigkeit schwerer Vorhänge, störende Straßenbeleuchtung).

Die Wohnungsbelüftung führt bei vielen Mieter zu Kritik, da die Lüftung im Sommer nicht ausreichend sei und die Geräusche der Lüfter in den Wohnräumen stören.

Die Zufriedenheit mit dem Vermieter ist sehr hoch, mit dem Wohnquartier hingegen sind einzelne Mieter auf Grund der ausstehenden Renovierung der Bestandsgebäude und Gestaltung des Innenhofes unzufrieden.

6.4.2 Bewertung des Energiekonzepts

Das Energiekonzept der Sonnenhäuser war allen befragten Mietern bekannt. Elf von 14 Mietern fanden das Energiekonzept bereits vor Einzug interessant und spannend. Drei der Befragten waren zum Zeitpunkt der Erstbefragung skeptisch, ob das Energiekonzept ausreichend Strom für eine Vollbelegung der Häuser erbringen könnte und waren ebenfalls skeptisch, ob das Wärmekonzept für einen kalten Winter ausreichen würde.

Die Funktionsweise der Solarmodule war allen Mietern grundlegend vertraut. Weniger bekannt war das Speicherkonzept der Gebäude. Lediglich fünf der befragten Mieter, gaben an, die Energiespeicher im Gebäude gesehen zu haben oder über die Kapazität der Speicherung Bescheid zu wissen. Dieser Eindruck hätte noch stärker von dem Konzept überzeugt.

Nur in der dritten Befragung wurde die Frage gestellt, ob die Mieter einen Zusammenhang zwischen der Attraktivität der Sonnenhäuser und der aktuellen energiepolitischen Lage sehen. Dieser Zusammenhang wurde von allen Befragten gesehen. Dieses Ergebnis verwundert nicht, da die Nachrichten zur Energiekrise, Energiesparen und möglichen drohenden Blackouts täglich auf der medialen Agenda standen.

6.4.3 All-Inclusive-Miete

Für alle Mieter war die All-Inclusive-Miete anfangs schwierig nachzuvollziehen. Kein Mieter hat das Konzept bei Vertragsunterzeichnung richtig verstanden. Die hohe All-inclusive-Miete wirkte zunächst abschreckend, da sie nicht ohne weiteres ins Verhältnis zu einer Standard-Vergleichsmiete gesetzt werden konnte. Fünf Mieter waren skeptisch, ob alle Mieter gleich sparsam sind. Die Bedenken wurden erst ausgeräumt, als Strom- und Heizungskosten der vorherigen Wohnung gegengerechnet wurden.

Die Follow-up-Befragungen zeigen, dass der Großteil der Haushalte mit dem Mietmodell inzwischen zufrieden bzw. sehr zufrieden ist: 2020 waren es 13 Haushalte, 2022 zwölf. Keiner der Mieter ist mit dem bestehenden Mietmodell unzufrieden. Lediglich von einzelnen Befragten wird die Höhe der Pauschalmiete kritisiert, was jedoch keine prinzipielle Kritik an dem Mietmodell darstellt. Informationsbedarf besteht bei mehreren Mietparteien darüber, wie sich das Mietmodell und die Miethöhe nach fünf Jahren entwickeln wird. Davon ist abhängig, ob die nachfragenden Mieter langfristig in der Wohnung bleiben wollen.

Ein Mietmodell mit Verbrauchskontingenten (gedeckelte Pauschale) war nur für eine Mietpartei interessanter als das Pauschalmodell der Sonnenhäuser.

An dem bestehenden Mietmodell wird vor allem der damit verbundene Komfort geschätzt: „man muss sich keine Gedanken machen, keine Kosten prüfen und keine gesonderten Überweisungen tätigen“. Beim Abwägen der beiden Modelle, wird nochmals deutlich: Selbst, wenn das Verbrauchsmodell für den Mieter günstiger wäre, ist der Komfort der Pauschalmiete doch überzeugender. Als weiteres Argument für die Pauschalmiete wird vorgebracht, dass eine mögliche Einsparung gar nicht abschätzbar wäre, da die Mieter gar nicht wissen, wie hoch ihre Stromrechnung eigentlich wäre.

Auf die Frage einer möglichen Erweiterung der Pauschalmiete um Zusatzangebote zeigten sich die Mieter insgesamt weniger interessiert (Abbildung 6.68). Die überwiegende Mehrheit

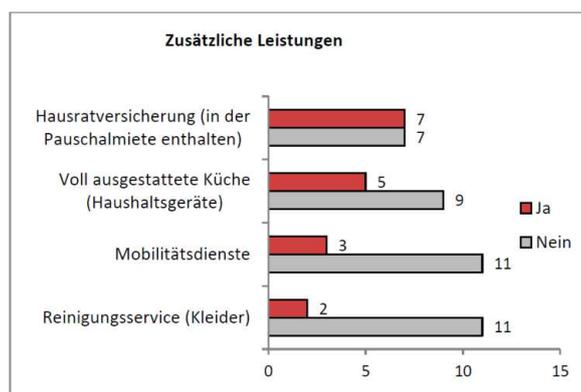


Abb. 6.68: Zustimmung zu Haushaltsnahen Diensten als zusätzliche Pauschale

der Befragten formuliert keinen zusätzlichen Dienstleistungsbedarf: Nur fünf Befragte würden sich bei Einzug in eine Sonnenhauswohnung eine, mit Haushaltsgeräten voll ausgestattete, Küche wünschen. Die Mehrheit der Mieter hat die alte Küche und ebenfalls die alten Geräte

mitgebracht oder sich bei einem günstigen Küchenanbieter neu eingerichtet. Sieben der Parteien würden es bevorzugen, wenn sie die Hausratversicherung von ihrem Vermieter angeboten bekämen. Davon verfügten zwei Haushalte zum Befragungszeitraum über keine Versicherung und waren gerade im Begriff, sich dazu zu informieren. Die meisten der ablehnenden Mieter verfügen über günstige Vertragskonditionen, die sie durch einen Wechsel der Versicherung nicht aufgeben wollen.

Aussagekräftiger werden die Ergebnisse unter der Erkenntnis, dass keiner der befragten Mieter derzeit haushaltsnahe Dienstleistungen in Anspruch nimmt. Auch Mobilitätsdienste sind für die Mieter nicht relevant.

6.4.4 Einstellung zur Mobilität

Der Großteil der Haushalte verfügt über ein bzw. zwei PKWs. Einen Umstieg auf öffentliche Verkehrsmittel hielt die Mehrheit der Befragten zwar für politisch erstrebenswert, war dazu aber selbst nicht bereit (eigener PKW ist bequemer bzw. für das Erreichen der Arbeitsstelle essentiell).

Der Fahrradschuppen wird von allen Mietern positiv bewertet und durchaus größer dimensioniert gewünscht. Alle Haushalte verfügen über ein oder mehrere (bis zu fünf) Fahrräder. Das bedeutet unter anderem, dass mehr als ein Fahrrad pro Person im Fahrradschuppen untergebracht werden muss (z. B. Mountainbike und Stadtrad). Aktuell wurden zwei Elektrobikes in den Sonnenhäusern gezählt, jedoch berichten sieben Haushalte, dass sie sich demnächst eins anschaffen möchten.

Im Gegensatz zur Befragung von 2020, wo keiner der Mieter über ein Elektroauto verfügt, geben 2022 drei Haushalte an, ein Elektrofahrzeug zu besitzen. In beiden Befragungen wurde moniert, dass auf dem Parkplatz der Sonnenhäuser keine Lademöglichkeit für die Fahrzeuge vorhanden ist und die nahegelegenen Ladesäulen der Verwaltung nicht genutzt werden können. Perspektivisch wird von zehn Mietern ein E-PKW-Sharingkonzept über die EG WOHNEN 1902 befürwortet. Dies würde den Umstieg auf E-Autos befördern und das ökologische Konzept der Sonnenhäuser unterstützen. Interessant ist, dass sich diese Aussage aus der Erstbefragung nicht in der vorstellbaren Erweiterung der Pauschalmiete (Zweitbefragung) wiederfindet.

6.4.5 Selbsteinschätzung des Energieverbrauchsverhalten

Nach der Erstbefragung war tägliches Energiesparen für zwölf der 14 Mieter schon vor Einzug in die Sonnenhäuser wichtig oder sehr wichtig. Bisherige Maßnahmen entfielen u. a. auf

- Umstieg auf Energiesparlampen,
- bewusste Anschaffung energiearmer Haushalts Großgeräte,
- bewusstes Lichtlöschen,
- Müllreduzierung und Mülltrennung,

- Geräte aus dem stand-by nehmen sowie
- die Heizung drosseln.

Die so engagierten Mietparteien können sich nicht vorstellen, auf Grund des All-Inklusive-Prinzips mehr Energie zu verbrauchen, als dies unbedingt nötig ist. Nur für zwei Mietparteien besteht kein Interesse am bewusstem Energiesparen.

Von allen Befragten werden mehr Informationen zu ihrem eigenen aktuellen Strom- oder Wärmeverbrauch gewünscht. Von der Hälfte der Mieter wurde Interesse an einer App laut, die den eigenen Energieverbrauch mit dem der anderen Mieter bzw. der Energieproduktion und dem Energieverbrauch des Hauses vergleicht. Dies könnte auch das Commitment der Mieter zu dem Konzept der Sonnenhäuser weiter steigern und die Mieter stärker in das Konzept der Energiegewinnung und des Energieverbrauchs einbeziehen.

In der Zweitbefragung der Mieter wurden sie erneut nach ihrem Energieverhalten befragt, mit dem Fokus darauf, ob das Wohnen in den Sonnenhäusern dazu beigetragen hätte, ihr Energieverhalten zu verändern. Dies wurde von zwölf der 14 Haushalte verneint, zwei Haushalte berichteten von einer vermehrten Einsparung. Keiner der Mieter meint, aufgrund der Pauschalmiete bewusst mehr Energie zu verbrauchen als vorher. Gründe für diese Konstanz des Energieverhaltens wurden in den Interviews deutlich: Die Sonnenhaus-Mieter hatten schon vor dem Einzug auf Energiesparen geachtet und wollten nach Einzug in die Sonnenhäuser explizit darauf achten, nicht mehr Energie zu verbrauchen als vorher.

Entsprechend fällt auch die Selbsteinschätzung des Energieverbrauchs in Abbildung 6.69 im Bezug auf den Durchschnitt aus. Die überwiegende Mehrheit (zehn der 14 Befragten) schätzen ihren Wärmeverbrauch als „durchschnittlich“ ein, keiner der Haushalte als überdurchschnittlich. Ähnlich wird der individuelle Stromverbrauch eingeschätzt, wobei sich nur noch acht Haushalte als durchschnittlich einschätzen. Beim Warmwasserverbrauch zeigen sich marginale Abweichungen.

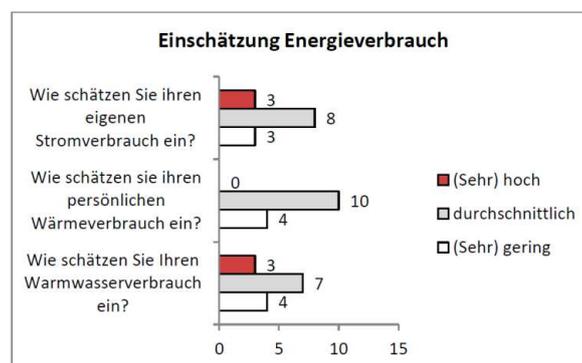


Abb. 6.69: Selbsteinschätzung des Energieverbrauchs der Mietparteien

Dazu sind die Einschätzungen der Veränderungen zu berücksichtigen.

- **Stromverbrauch:** Nur zwei Mietparteien glauben, dass sich ihr Stromverbrauch, seit Einzug in die Sonnenhäuser, erhöht hätte. Sechs Personen geben an, ihr Stromverbrauch

sei gesunken (aufgrund neuer Haushaltsgroßgeräte, dem Einbau von LED-Leuchten).

- **Heizung:** Bezüglich der Heizung gibt keine Mietpartei an, dass ihr Verbrauch gestiegen sei; drei Parteien meinen, er sei geringer geworden. Eine Mietpartei antwortet zu dieser Frage nicht, da sie noch keine Erfahrung mit der Heizperiode der Sonnenhäuser hatten.
- **Warmwasser:** Vier Befragte berichten, der Warmwasserverbrauch hätte abgenommen („die Dusche ist so toll, dass die Badewanne kaum noch genutzt wird“). Zwei Mietparteien gehen davon aus, dass ihr Warmwasserverbrauch etwas gestiegen sei, seit sie ein Kind bekommen haben.

Die in der Drittbefragung erhobenen Daten beziehen sich vor allem auf die Veränderung seit 2020. Beim Stromverbrauch gehen zehn Befragte davon aus, dass ihr Verbrauch in den letzten beiden Jahren konstant geblieben ist, lediglich drei der Befragten sehen eine weitere Einsparung. Dieser Trend gilt ebenfalls für den Warmwasser- und Wärmeverbrauch. Weiterhin wurde gefragt, inwieweit die Bewohner weitere Einsparmöglichkeiten im Alltag sehen. Vor allem beim Heizen sehen viele Mietparteien (elf von 14) weitere Einsparmöglichkeiten, wobei als mögliche Maßnahmen die in den Medien diskutierten Einsparmöglichkeiten genannt werden. Alle Mietparteien, die die Heizperiode einschätzen konnten, empfanden die Temperaturen ausreichend warm. Kleine Kritikpunkte fallen, dass höhere Temperaturen (mehr als 23 °C nicht erreicht würden, Abstellräume zu warm seien und die Bedienung zu unkomfortabel. Hintergrund ist die Tatsache, dass der Heizkreisverteiler in den meisten Wohnungen in der Abstellkammer installiert ist, wodurch viele Zuleitungen zu den Heizkreisen durch diesen Raum führen. Damit wird dieser automatisch mit geheizt. Eine zukünftige Alternative wäre, die Heizkreisverteiler möglichst in Räumen mit ohnehin höherer Raumtemperatur (Bad) zu positionieren.

Mit der automatischen Lüftung sind die meisten Mieter (zwölf von 14) zufrieden. Bemängelt wurden gelegentliche Eigengeräusche, sowie unzureichende Luftumwälzung insbesondere im Bad für einen alleinigen automatischen Luftaustausch. Entsprechend wurden als Hauptgründe für das Lüften besonders die Luftqualität aber auch ein Rückgriff auf frühere Gewohnheiten genannt. Eine Vermutung, dass aufgrund ungewollt hoher Raumtemperaturen gelüftet wird bestätigte sich nicht (null von 14 Antworten), was auch zu der Aussage der empfundenen Raumtemperaturen passt.

Die Bewertung der Mieterseiten fiel weniger positiv aus. Fünf Mietparteien gaben an, die Seiten bereits aufgerufen zu haben, davon kamen vier Mieter nicht gut mit den Darstellungen zurecht. Es wurden einfachere Darstellungen in Form von Balken- oder Tortendiagrammen gewünscht. Ein Haushalt gibt an, er würde 60 % weniger verbrauchen als der Durchschnitt und schließt daraus, „dass Energiesparen bestraft würde“. Interessant dabei ist, dass zum Zeitpunkt der Befragung laut Systemlog lediglich bei drei Nutzeraccounts ein Login registriert wurde. Die Bewertungen beziehen sich also zumindest teilweise nicht auf die für die Mieter aufbereiteten Bereiche der Webseite.

6.4.6 Geräteausstattung

Nachdem in der Erstbefragung die technische Ausstattung der Haushalte insgesamt erfragt wurde, standen in der Zweit- und Drittbefragung nochmals die großen Verbraucher im Mittelpunkt, sowie die Möglichkeit, die Haushaltsgroßgeräte an die Warmwasserversorgung anzuschließen. Die Antworten zeigt Abbildung 6.70.

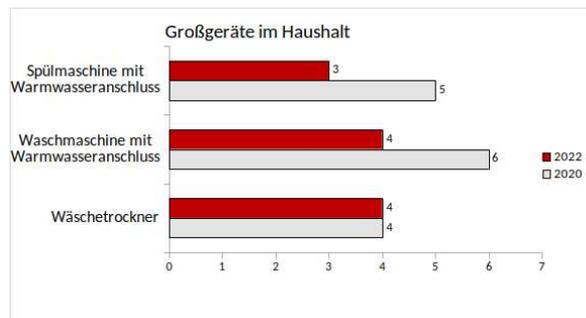


Abb. 6.70: Ausstattung mit Haushaltsgeräten

2020 haben sechs der 14 Mietparteien sich für ihre Sonnenhauswohnung eine Waschmaschine mit Warmwasseranschluss angeschafft und fünf Haushalte verfügen über eine Spülmaschine mit Warmwasseranschluss. In der Befragung 2022 sind diese Zahlen leicht zurückgegangen. Allerdings wäre eine verbindliche Antwort nur durch einen erneuten Hausbesuch möglich, was jedoch nicht vorgesehen war. Vier Haushalte nutzen einen Wäschetrockner, wobei einer der Trockner in die Waschmaschine integriert ist. Auf die Nachfrage, ob der vorgehaltene Warmwasseranschluss für die Großgeräte nicht attraktiv sei, gaben die Befragten an, dass sie ihre alten Geräte aus der vorherigen Wohnung mitgebracht hätten und diese nicht über eine solche Anschlussmöglichkeit verfügen. Sollten sie länger in der Sonnenhauswohnung bleiben und ein Ersatzkauf anstehen, würden sie dies erwägen.

6.4.7 Fazit

- **Zufriedenheit:**

- 2020 würden zwölf der 14 befragten Mietparteien erneut in die Sonnenhäuser einziehen, 2022 bejaht diese Frage die Gesamtheit der Mieter (es gab zwei Mieterwechsel)
- daraus kann man schließen, dass die Wohnzufriedenheit, trotz einiger kleinerer Unannehmlichkeiten, insgesamt sehr positiv ist
- die beiden Befragten, die nicht nochmals in das Sonnenhaus einziehen würden, nannten als Gründe die versprochene, aber nicht nutzbare E-Ladesäule bzw. die mangelnde Gepflegtheit des Quartiers
- alle aktuellen Mieter würden das Wohnen in einer Sonnenhauswohnung an Freunde und Bekannte weiterempfehlen.

- die geringe Fluktuation der Mietparteien deutet ebenfalls auf eine hohe Zufriedenheit und Akzeptanz des Sonnenhaus-Konzeptes hin
- **Zufriedenheit mit der EG WOHNEN 1902:**
 - in der Befragung in 2020 waren die Mieter mit der Betreuung durch die EG WOHNEN 1902, die vor allem in der Einzugsphase für alle Mieter hilfreich war, sehr zufrieden
 - die 2020 geäußerte Kritik an den Strategien der EG WOHNEN 1902 richtet sich auf die Gebührenordnung der Fahrradboxen, der Demontage der Elektro-Ladesäule, dem Gepflegtheitsgrad des Innenhofs und auf kleineren Unzulänglichkeiten in der Wohnung
 - die von den Mietern geäußerten Kritikpunkte wurden bisher nicht durch die EG WOHNEN 1902 verändert, wodurch die Zufriedenheit der Mieter leicht abgenommen hat (2020 waren zwölf Mieter zufrieden, 2022 nur noch zehn)
- **Energiekonzept:**
 - obwohl das Energiekonzept nicht entscheidend für den Einzug war, wurde ein deutliches Interesse am Energiekonzept der Sonnenhäuser gefunden
 - das Interesse am Energiekonzept dürfte aufgrund des ökologischen Bewusstseins der Bevölkerung in den kommen Jahren noch weiter wachsen
 - aufgrund der aktuellen energiepolitischen Lage wird das Konzept der Sonnenhäuser umso attraktiver
 - es wurde jedoch auch die Skepsis der Mieter deutlich, ob die durch das Haus erzeugte Energie ausreicht
 - ein Wunsch der Mieter waren kontinuierliche Informationen über den Energiestatus des Gebäudes und den persönlichen Energieverbrauch, etwas in Form einer Mieter-App
 - es wäre am effektivsten, wenn die Mieter aus den individualisierten Informationen Rückschlüsse auf die einzelnen Geräte (Herd, Waschmaschine, HiFi etc.) im Haushalt ziehen und somit gezielt Einsparungen vornehmen könnten
- **automatische Lüftungsanlage:**
 - die Zufriedenheit mit der eingebauten automatischen Lüftung ist groß, jedoch haben bisher nur die Hälfte der Mieter die automatische Lüftung an ihre individuellen Bedürfnisse angepasst
 - es wird noch ein Informationsdefizit deutlich, das auch die Reinigung der Lüfter betrifft
 - das händische Lüften hat trotz der Zufriedenheit mit dem automatischen Lüftungssystem weiterhin einen wichtigen Stellenwert

- **Mobilität:**

- für die Mobilität sind Stellplätze für PKW auch in gut angebundener Lage wichtig
- die Bereitschaft zur Beteiligung an einem E-Auto Car-Sharing lag höher als zum Kauf eines eigenen Elektrofahrzeuges, weshalb darin eine Chance gesehen werden kann, den Mobilitätswandel zu beschleunigen

- **Schlussfolgerungen für zukünftige Projekte:**

- die Ausgestaltung der Wohnungen in modernem und vor allem hellem Design ist entscheidend für die Nutzerakzeptanz und Zufriedenheit
- bereits in der Planungsphase sollte das Umfeld des Gebäudes einbezogen werden, indem z. B. bodenebene Fenster wo immer sinnvoll verbaut werden, aber in Richtung öffentlicher Bereiche (Straßenseite) darauf verzichtet wird
- es sollte generell für alle Altersgruppen auf Barrierefreiheit geachtet werden und auch an entscheidenden Stellen, wie den Eingangstüren oder Hausfluren nicht nur in Hinsicht der bodenebenen Ausführung, sondern auch schwergängiger Bedienung berücksichtigt werden
- bei der Implementierung innovativer Energiekonzepte oder untypischer Mietmodelle sollte Wert auf Aufklärungsarbeit gelegt werden, da dadurch das Interesse und Verständnis der Konzepte deutlich gesteigert werden kann
- Lüftungsanlagen und Fußbodenheizungen werden neben der energiesparenden Wirkung auch als deutlicher Komfortgewinn empfunden (besonderer Wert ist dabei auf eine geräuschlose Lüftungsanlage zu legen, da diese den empfundenen Vorteil bei Geräuschbelastungen wett machen kann)

7 Fazit und Ausblick

Im Rahmen des Forschungsprojektes EVERSOL wurden, zur Evaluierung der ersten teilautarken Sonnenhäuser mit Pauschalmietkonzept, Arbeiten zum Monitoring, soziologische Mieterbefragungen, Computersimulationen der Gebäude mit Quartiersanbindung und anschließende umfangreiche Auswertung und Detailanalysen der Datenmatrix durchgeführt. Dabei kamen, wie bei realen Bauprojekten üblich, verschiedenste Problemstellungen und Fehler zu Tage die sich teilweise durch (programmier-)technische Anpassungen lösen und beheben ließen. Die Erarbeitung eines Pauschalmietmodells zeigte bis dato unbekannte rechtliche Unsicherheiten und Fallstricke. Darüber hinaus zeigten Simulationsstudien zukünftige Anpassungsoptionen für die Kombination einer energetisch, ökonomisch und ökologisch zielführenden Planung und Umsetzung für diesen Gebäudetyp inkl. Energiesystem. Die soziologischen Befragungen runden das Gesamtprojekt ab, wobei aus allen Fragestellungen nachfolgende Schlussfolgerungen gefasst werden können.

Pauschal-Mietmodelle aus Mieter- und Vermieter-Sicht

Die Pauschalmiete stellt eine Lösungsmöglichkeit für das Anreizproblem bzw. „Mieter-Vermieter-Dilemma“ zur kostenintensiven Investition in klimaneutrale Energieeffizienzmaßnahmen (Gebäudehülle, Anlagentechnik, Erneuerbare Energien) ohne die Mieten überproportional anzuheben, dar. Es wurden die aktuellen Rahmenbedingungen und rechtliche Abgrenzung sowie die Vor- und Nachteile in Abschnitt 3 (S. 34ff) herausgearbeitet.

Wesentliche Vorteile der Pauschalmiete für Vermieter wären hierbei, dass:

- die energieeffiziente Anlagentechnik und Gebäudehülle hiermit durch die zusätzlichen Umsätze aus dem Verkauf von Wärme und Strom an den Mieter ökonomisch vorteilhaft umgelegt werden können,
- durch zusätzliche Vernetzung im Quartier weitere Erlöse oder Einsparungen (Eigenverbrauch) generiert werden können,
- das Risiko von Mehrverbräuchen durch die Mieter durch die hohen solaren Deckungsgrade für Wärme und Strom bei „günstigen“ Bezugskonditionen durch Versorger (Strom, Gas) abgedeckt werden,
- hohe Eigendeckungsgrade dabei auch den Vermieter absichern indem dieser weniger abhängig von den Preisentwicklungen fossiler Brennstoffe, Strom und zukünftig der CO₂-Steuer sind,
- unter den getroffenen Randbedingungen die Pauschal- bzw. Inklusivmiete eine höhere Eigenkapital-Rendite als ein Standard-Mietmodell aufweist,
- theoretisch ein eigenes Angebot von e-Mobilität inkl. Ladeinfrastruktur zukünftig umsetzbar sind.

Die Vorteile für Mieter wären hierbei, dass:

- ein hoher Wohnkomfort in modernen Wohnungen mit erneuerbaren Energien vorliegt,
- stabile Preise für Wärme und Strom zur Verfügung stehen und diese durch hohe Eigendeckungsgrade abgesichert sind,
- der Vermieter in einen hohen energetischen Standard investiert
- der persönliche CO₂-Fußabdruck gemindert wird,
- der Mieter sich nicht kontinuierlich zu Energiepreisen informieren und ggf. zwischen verschiedenen Anbietern wechseln muss.

Pauschal-Mietmodelle – Empfehlenswerte rechtliche Änderungen

Damit die Pauschal- oder Inklusivmiete aus dem Projekt EVERSOL für Wohnungs(bau)-unternehmen zukünftig attraktiv und übertragbar wird, sind einige rechtliche Rahmenbedingungen anzupassen. Das Grundproblem verbirgt sich aktuell in der pauschalen Stromlieferung an den Mieter. Da die Strombelieferung der Mieter nicht zum regulären Vermietungsgeschäft zählt, kommen die folgenden Aufgaben und Restriktionen auf ein Wohnungsunternehmen zu:

- Zum einen muss das Wohnungsunternehmen, um den auf dem Gebäudedach eigens produzierten Strom an den Mieter liefern zu können, Energieversorgungsunternehmen (EVU) werden (siehe Abschnitt 3.1.2, S.35), wobei die resultierenden Kosten für diese Verpflichtung nicht bezifferbar sind.
- *Hierzu müsste der § 3 Nr. 18 EnWG dahingehend angepasst werden, dass Wohnungsunternehmen, die lediglich ihren eigens erzeugten Strom an ihre Mieter liefern und den Reststrom aus dem Netz von einem EVU zukaufen, nicht als EVU deklariert werden. Die Stromlieferung des eigens produzierten Stroms an die Mieter sollte somit als reguläres Vermietungsgeschäft anerkannt und über eine (pauschale) Abrechnung z. B. über die Betriebskosten möglich sein.*
- Zum anderen verliert das Wohnungsunternehmen durch die Strombelieferung der Mieter, je nach Gesellschaftsform, seine Steuerprivilegien.
- *Hierzu müsste somit das **Gewerbesteuer**gesetz für einen wirtschaftlichen Betrieb beispielsweise dahingehend angepasst werden, dass eine Stromlieferung an die Mieter, unabhängig von der Gesellschaftsform, keine Auswirkungen auf das Gewerbesteuerprivileg des Wohnungsunternehmens hat.*

Unter diesen geänderten rechtlichen Voraussetzungen können Investitionen in erneuerbare Energien und in die Energieeffizienz von Gebäuden für Wohnungsunternehmen wirtschaftlich tragbar gestaltet werden. Infolgedessen wären die Klimaziele der Bundesregierung und der EU für den Gebäudebereich aufgrund der großen erwartbaren Marktdynamik wahrscheinlich zeitlich früher erreichbar. Darüber hinaus könnten sich für die Mieter die Wohnkosten längerfristig stabilisieren bzw. im Vergleich mit ähnlichen Gebäudebaustandards aufgrund geringerer Nebenkosten sogar teilweise reduzieren.

Anmerkung: Die Autoren besitzen keinen juristischen Hintergrund mit all ihren Verknüpfungen und beurteilen die betrachteten Fragestellungen rein aufgrund ihrer fachlichen Kenntnis-

se aus verfügbaren Gesetzestexten und ihrem technisch-wirtschaftlich und wissenschaftlichen Umfeld.

Simulationsgestützte Analysen - Energie Quartier

Bei gegebener räumlicher Nähe, wie sie in Cottbus zwischen Wohngebäuden (Erzeuger) und einem Bürogebäude der EG WOHNEN 1902 (Verbraucher) vorliegt, kann allein durch die Vernetzung der drei Häuser der Eigenverbrauchsanteil vom Stromertrag um 34 % (Simulationsergebnis) im Jahr erhöht werden.

Ein zusätzliches Lademanagement für dieses Subnetz:

- wäre vor allem dann sinnvoll, wenn bei den im Quartier angeschlossenen Gebäuden ein Strombedarf in den Morgenstunden vorliegt und wenn der Strombedarf in den Mittagsstunden geringer ist als die überschüssige PV-Energie in diesem Zeitraum,
- hätte dabei in jedem Fall positive Auswirkungen auf die Netzstabilität und die Akkulebensdauer in den Sonnenhäusern.

Mit der zusätzlich installierten Nahwärmeleitung zu benachbarten, räumlich nahe liegenden Quartiersgebäuden (Altbestand, gemessener WW-Bedarf circa 90.000 kWh) könnten lt. Simulationsstudien unter wechselseitiger Einspeisung der Sonnenhäuser rund die Hälfte des WW-Bedarfs gedeckt werden, von April bis September sogar über 80 %.

Schon im März können 30 % der Wärme durch Vorwärmung auf 30–40 °C von den Sonnenhäusern bereitgestellt werden. Durch die hieraus resultierenden geringeren Ladezustände und Temperaturniveaus in den Wärmespeichern der Sonnenhäusern kann ein höherer jährlicher, solarthermischer Energieertrag generiert werden, wodurch der Nutzungsgrad und die Wirtschaftlichkeit der Solarthermieanlage weiter steigen.

Simulationsgestützte Analysen - Ökobilanzierung

Für eine ökologische Gesamtbetrachtung wurde eine LCA des gesamten Gebäudes über die Lebensdauer von 50 Jahren erstellt. Die Aufschlüsselung der Umweltauswirkungen erfolgt dabei nach Lebenszyklusmodulen gemäß DIN EN 15978 [57] und auch anhand der technischen Subsysteme. Es zeigten sich, dass:

- durch ein Gebäude in allen Lebenszyklusphasen ein jährlicher GWP von $22 \text{ kgCO}_2\text{eq}/\text{m}^2$ verursacht wird. Davon entstehen 34 % während der Herstellung und Errichtung des Gebäudes und weitere 23 % durch Ersatzmaßnahmen. Während der Nutzungsphase entstehen aufgrund des hohen Anteils solarer Energieversorgung dagegen theoretisch nur 34 % der Emissionen.
- der größte Anteil am GWP wurde durch die Gastherme (22%), gefolgt von der PV-Anlage (12%), sowie den Wänden und dem Strom-Netzbezug (jew. 11%) verursacht. Eine Aufteilung nach Strom- und Wärmeversorgung zeigte, dass 31 % auf die Stromversorgung und 28 % des gesamten GWP auf die Wärmeversorgung zurückzuführen sind.
- das größte Verbesserungspotenzial in der Energieversorgung vermutet wurde, weshalb

anschließend entsprechend verschiedene Szenarien der Anlagendimensionierung (Wärmespeicher und Akku, siehe unten) untersucht wurden.

Simulationsgestützte Analysen - Anlagendimensionierung / Standortvergleich

Um für zukünftige Projekte Verbesserungsvorschläge zur Anlagendimensionierung ableiten zu können, wurde die Fläche der ST- und PV-Anlagen, sowie die jeweiligen Speichergrößen variiert. Daraus ließen sich auf Basis ökologischer (CO₂-Vermeidung) und ökonomischer (Kapitalwert) Faktoren die folgenden Ergebnisse ableiten:

- Wärmeseitig (ST-Anlage und Wärmespeicher) konnte **kein Pareto-Optimum und ohne Förderung kein positiver Kapitalwert** erreicht werden. Die Investitionen in CO₂-Vermeidung mit ST wären nach den aktuellen Randbedingungen also nicht rentabel.
- Eine Verkleinerung des Wärmespeichers führt zu einer schnellen Entfernung von der Pareto-Front, was ein ineffizientes System bedeuten würde. Eine Vergrößerung des Speichers vom wirtschaftlichen Optimum bewirkt bei kleinen ST-Anlagen ebenfalls eine schnelle Entfernung von der Pareto-Front, bei großen ST-Anlagen hingegen (ab ca. 50 m²) nur eine marginale Abweichung des Verlaufes der Pareto-Front.
- Für die ST-Anlage und den Wärmespeicher lässt sich damit ableiten, dass nach gewählter Größe der ST-Anlage die Speicherdimensionierung nach rein wirtschaftlichen Kriterien erfolgen kann. Eine leichte Überdimensionierung ist dabei aus Sicht der Gesamteffizienz einer leichten Unterdimensionierung vorzuziehen.
- Aus der Betrachtung der Stromversorgung wurde deutlich, dass eine PV-Anlage ohne Lithium-Akku die höchste Wirtschaftlichkeit aufweist. Bis zu einer Akku-Kapazität von 4 kWh konnten positive Kapitalwerte berechnet werden. Daraus wird geschlossen, dass Investitionen in einen Akku durch den geringeren Netzbezug wirtschaftlich nicht kompensiert werden können.
- Aus ökologischer Sicht kann ein Akku jedoch zur Verringerung von Umweltauswirkungen führen. Für das GWP bildete sich ein deutliches Minimum bei einer PV-Leistung von 18,5 kW_p und einer Akkukapazität von 32,5 kWh aus
- Der abschließende Vergleich der ökologischen und ökonomischen Performance zwischen PV/Akku und ST/WSP zeigt, dass die PV/Akku-Kombination unter rein wirtschaftlichen Gesichtspunkten zu bevorzugen ist. Bei einer stärkeren Fokussierung auf Emissionsverminderung, wird hingegen der Vorteil der Solarthermie deutlich, da mit dieser Technologie bei vergleichsweise geringen Vermeidungskosten, absolut betrachtet, mehr Emissionen vermieden werden können. Diese Abwägung zwischen PV und ST ist vor allem wegen der begrenzten Dachfläche entscheidend.

Zur Evaluierung des Gebäudekonzeptes der solaren Mehrfamilienhäuser in Cottbus wurde zudem der Standort in einer Simulation variiert. Es wurde das Modell der Cottbuser Häuser auch für die Standorte Hamburg und München simuliert. Dabei zeigten sich die folgenden Ergebnisse:

- Aufgrund der unterschiedlichen Globalstrahlung könnten mit dem Gebäude in München etwas höhere solare Erträge generiert werden, in Hamburg etwas weniger. Der größte Wärmebedarf lag in Cottbus vor, gefolgt von Hamburg und München. Da die gleichen Nutzerprofile hinterlegt wurden, war der Stromverbrauch überall identisch.
- Im Vergleich zu Cottbus werden in München höhere und in Hamburg niedrigere Deckungs- und Nutzungsgrade erreicht. Entsprechend entgegengesetzt verhalten sich die Eigenverbrauchsquoten.
- Aus ökonomischer Sicht lägen die jährlichen Kosten (z.B. für Strom- und Gasbezug) aufgrund der unterschiedlichen solaren Erträge in München ca. 20 % unter denen von Cottbus, in Hamburg wäre sie ca. 12 % höher.
- Das Gebäudekonzept ist aus technischer Sicht Deutschlandweit nutzbar. Entsprechend der Ergebnisse der Standortvariation und der verschiedenen Dimensionierungsszenarien könnte das Verhältnis PV- zu ST-Fläche und die Größen der Speicher jeweils standortspezifisch (Globalstrahlung, Jahresdurchschnittstemperatur) in geringem Maße angepasst werden, um die maximal mögliche Effizienz zu erreichen.

Energetisches Monitoring - Strom inkl. Vernetzung

Die im Detail untersuchten Sonnenhäuser in Cottbus:

- erreichen die hohen planerischen solaren Deckungsgrade um die 70 % - 77 % durch die großzügig dimensionierte Anlagentechnik in der elektrischen Energieversorgung sehr gut.
- weisen im Stromverbrauchsprofil keine Auffälligkeiten auf und sind vergleichbar mit Literaturwerten.
- weisen im Allgemeinen einen sparsamen Verbrauch der Mieter und eine gehobene Geräteausstattung auf, was dem soziologischen Mieterbild entspricht.
- zeigten, dass neben der tageszeitlichen Verteilung typischer Lasten auch der Gesamtverbrauch einer Wohnung den solaren Direktverbrauchsanteil beeinflussen kann, wobei das tageszeitliche Nutzerverhalten stärkere Auswirkungen hat.
- weisen eine teilweise Verschattung durch Quartiers-Nachbargebäude bei niedrigem Sonnenstand auf, was eindeutig nachweisbar und gerade in der ertragsarmen Jahreszeit ungünstig ist.
- zeigten, dass der state of charge (SOC) des Akkus im Sommer kaum unter 30 % sinkt, im Winter nur selten über 50 % steigt. Die volle Akku-Kapazität kann nur in einzelnen Wochen der Übergangszeit genutzt werden.
- weisen somit für den verbauten Akku auf, dass dieser in zukünftigen, ähnlichen Projekten deutlich kleiner dimensioniert werden könnte, ohne nennenswerte Auswirkungen auf die Kennzahlen und damit auch die Autarkie des Gebäudes zu erhalten
- zeigten klar, dass ein Akku-Speicher für saisonale Speicherungen ungeeignet ist. Dies resultiert aus den hohen Speicherverlusten, die pro Jahr durchschnittlich bei ca. 2,100 kWh lagen (resultierender Jahresnutzungsgrad circa 75 %) und damit nahezu den Stromverbrauch eines zusätzlichen Haushalts darstellen

- weisen bei von der ins Quartiers-Subnetz (Bürogebäude) eingespeisten Energie einen Direktverbrauch von circa 50 % auf, was ökologisch und ökonomisch sehr sinnvoll ist.
- perspektivisch ist für Neuplanungen standortabhängig bei ähnlichem Mietklientel eine Ausrichtung der solaren Nutzflächen für Photovoltaik auf Süd / Süd-West überlegenwert, um den PV-Direktverbrauch zu erhöhen.

Energetisches Monitoring - Wärme inkl. Vernetzung

Die im Detail untersuchten Sonnenhäuser in Cottbus:

- erreichen solarthermische Deckungsgrade zwischen 50 % – 55 % und liegen damit unterhalb der Planungswerte. Die zur Unterstützung der Solarthermieanlage integrierte Gasbrennwerttherme erreicht einen durchschnittlichen jährlichen Nutzungsgrad (= Energieeffizienz) von 84 %.
- weisen Heizwärmeverbräuche deutlich über den Planungswerten auf (Haus 1: 4,4-fach, Haus 2: 3-fach). Ursachen sind dabei, die im Vergleich zur Planung größere Wohnfläche, eine Überdimensionierung der Frischwasserstation, eine daraus resultierende hohe Rücklauftemperatur welche zu tief im Speicher eingespeist wird, eine hohen Vorlauftemperaturen des Warmwassers (Legionellenvermeidung) und die Thermostateinstellung (Heizen/Kühlen) sowie das Nutzerverhalten. Trotzdem ist festzustellen, dass durch den hohen Wärmeverbrauch die ST-Anlage auch deutlich mehr Erträge, als geplant, bereitstellen konnte und die zusätzliche Erhöhung des Endenergiebezuges damit reduziert.
- weisen im Vergleich zur Planung deutlich erhöhte Raumtemperaturen (bis zu +5 K) auf. Dies ist neben dem hohen Komfortanspruch der Mieter auch auf eine fehlerhafte Thermostateinstellung zurückzuführen. Zwei Mieterinformationen zur Korrektur der Thermostateinstellung führten anschließend zu einer Reduktion des Mehrverbrauchs um bis zu 67 %.
- zeigten, dass anhand der Messwerte eine Heizgrenztemperatur zwischen 15 °C und 17 °C vorlag. Dies ist im Vergleich zu anderen effizienten Gebäuden als hoch einzustufen (Normal: 12 °C – 15 °C).
- erreichten solarthermische Nutzungsgrade von ca. 65 %.
- könnten statt Solarthermie + Photovoltaik auch mit einer Kombination Wärmepumpe + Photovoltaik versorgt werden. Diese Kombination kann bei guter Qualität gleiche oder höhere Flächeneffizienz liefern, was aber eine höhere technische Komplexität und mehr kostenintensive (auch ökologisch) Komponenten beinhaltet.
- zeigen, dass der Wärmespeicher außerhalb der Heizphase nie eine Temperatur unter 15 °C aufweist. Darüber hinaus erfahren die unteren zwei Drittel des Speichers in der Winter- und Übergangszeit kaum eine Temperaturveränderung sprich Erhöhung, d.h. ein Großteil des Speichervolumens kann in dieser Zeit nicht genutzt werden.
- stellen somit das Potential dar, bei zukünftigen ähnlichen Projekten den Speicher aus wirtschaftlich-ökologischen Gesichtspunkten kleiner zu dimensionieren, ohne dass daraus ein großer Einfluss auf die Autarkie zu erwarten ist. Bei integrierter Nahwärmeauskopp-

lung wiederum ist die Speichergröße als Vorteilhaft anzusehen.

- zeigen, dass der Kühlenergiebedarf stark Bewohnerabhängig ist, wobei der spezifische Kühlbedarf der Wohnungen zwischen $0,02 \frac{kWh}{m^2}$ und $10,1 \frac{kWh}{m^2}$ schwankt.
- verfügen über ein großes Potential zur Verknüpfung im Quartier. Aus Berechnungen auf Basis der Monitoringergebnisse ergaben sich überschüssige thermische Energiemengen von 15.800 kWh (Haus 1) und 22.300 kWh (Haus 2). Die Auskopplung solarer Gewinne über eine Nahwärmeleitung zur Unterstützung der Warmwasserbereitung der umliegenden Bestandsgebäude lag 2022 regelungsbedingt zwar nur bei ca. 6.900 kWh (nur Haus 2), wobei es dabei aber zu keiner Reduktion des solaren Deckungsgrades kam.
- zeigen demzufolge, dass durch eine optimierte Steuerung der Nahwärmeauskopplung noch weitere Energiemengen an die umliegenden Bestandsgebäude übertragen werden können. Bisher wird Energie nur von Haus 2 erst dann an das Nahwärmenetz abgegeben, wenn die Speicherkapazität vollständig belegt ist. Durch eine intelligente Entnahmesteuerung, welche die im Haus benötigte Menge durch einprogrammierte, bzw. erkannte Muster beinhaltet, könnte vormittags Wärme auch aus dem Speicher in das Nahwärmenetz abgegeben werden, um die dann in den Bestandsgebäuden vorliegenden Bedarfe zu decken. Der Speicher könnte dann am Nachmittag mit den solaren Gewinnen der ST-Anlage wieder geladen werden, wenn bei den umliegenden Gebäuden geringere Bedarfe vorliegen, als die ST-Anlage zur Verfügung stellen könnte.
- machen deutlich, dass solare Gebäudekonzepte im Neubau sehr gut funktionieren können. Eine große Fragestellung zur Dekarbonisierung der Energieversorgung liegt aber auch in der Sanierung des Bestandes, wo zukünftig weitere Konzepte zur Sanierung und Integration von regenerativen Energien entwickelt werden sollten.

Resultat Energetisches Monitoring mit Pauschalmitte

Insgesamt konnte für den Strombedarf kein überdurchschnittlicher Mehrverbrauch durch die Nutzer über die Messperiode detektiert werden. Bei dem Wärmebedarf lagen die Heizwärmeverbrauchswerte jedoch deutlich über den Planwerten, was zumindest anteilig u. a. auf fehlerhafte Thermostateinstellungen und auf gegenüber den Planwerten deutlich höheren Wohnraumtemperaturen zurückgeführt werden kann.

Die Ursache dessen, kann jedoch nicht sicher auf ein aktives Verhalten der Bewohner aufgrund der pauschalen Energieabrechnung zurückgeführt werden. Ebenso können Unwissenheit und Bequemlichkeit das Nutzerverhalten stark beeinflussen. In Felsmann und Schmid [67] wird dazu festgestellt, dass der Wärmeverbrauch besonders bei Bewohnern energetisch günstiger Gebäude über dem theoretischen Wärmebedarf liegt. Dies wird mit dem geringeren Preisdruck wegen des niedrigen Energiebedarfs zurückgeführt. Vergleichend wäre damit bei den hier untersuchten Gebäuden auch mit einer realen Verbrauchsabrechnung mit diesen gemessenen erhöhten Verbrauchswerten gegenüber den Auslegungswerten zu rechnen.

Soziologische Bewertung

Es erfolgten im Projektzeitraum drei Mieterbefragungen durch das SIBIS INSTITUT GMBH hinsichtlich ihrer Zufriedenheit mit den Wohnungen, dem Energiekonzept, dem Pauschalmietansatz, etc. sowie der Selbsteinschätzung der Mieter bzgl. Energieverbrauch durchgeführt, die nachfolgend zur besseren Übersicht stichpunktartig aufgeführt sind.

- **Zufriedenheit:**

- 2020 würden zwölf der 14 befragten Mietparteien erneut in die Sonnenhäuser einziehen, 2022 bejaht diese Frage die Gesamtheit der Mieter (es gab zwei Mieterwechsel)
- daraus ist zu schlussfolgern, dass die Wohnzufriedenheit insgesamt sehr positiv ist
- die beiden Befragten, die nicht nochmals in das Sonnenhaus einziehen würden, nannten als Gründe die versprochene, aber nicht nutzbare E-Ladesäule bzw. die mangelnde Gepflegtheit des Quartiers
- alle aktuellen Mieter würden das Wohnen in einer Sonnenhauswohnung an Freunde und Bekannte weiterempfehlen.
- die geringe Fluktuation der Mietparteien deutet ebenfalls auf eine hohe Zufriedenheit und Akzeptanz des Sonnenhaus- und Pauschalmiet-Konzeptes hin

- **Zufriedenheit mit der EG WOHNEN 1902:**

- in der Befragung in 2020 waren die Mieter mit der Betreuung durch die EG WOHNEN 1902, die vor allem in der Einzugsphase für alle Mieter hilfreich war, sehr zufrieden
- die 2020 geäußerte Kritik an den Strategien der EG WOHNEN 1902 richtet sich auf die Gebührenordnung der Fahrradboxen, der Demontage der Elektro-Ladesäule, dem Gepflegtheitsgrad des Innenhofs
- die von den Mietern geäußerten Kritikpunkte wurden bisher nicht durch die EG WOHNEN 1902 verändert, wodurch die Zufriedenheit der Mieter leicht abgenommen hat (2020 waren zwölf Mieter zufrieden, 2022 nur noch zehn)

- **Energiekonzept:**

- obwohl das Energiekonzept nicht entscheidend für den Einzug war, wurde ein deutliches Interesse am Energiekonzept der Sonnenhäuser gefunden
- das Interesse am Energiekonzept dürfte aufgrund des ökologischen Bewusstseins der Bevölkerung in den kommenden Jahren noch weiter wachsen
- aufgrund der aktuellen energiepolitischen Lage wird das Konzept der Sonnenhäuser umso attraktiver
- es wurde jedoch auch die Skepsis der Mieter deutlich, ob die durch das Haus erzeugte Energie ausreicht
- ein Wunsch der Mieter waren kontinuierliche Informationen über den Energiestatus des Gebäudes und den persönlichen Energieverbrauch, etwas in Form einer Mieter-App

- es wäre am effektivsten, wenn die Mieter aus den individualisierten Informationen Rückschlüsse auf die einzelnen Geräte (Herd, Waschmaschine, HiFi etc.) im Haushalt ziehen und somit gezielt Einsparungen vornehmen könnten

- **automatische Lüftungsanlage:**

- die Zufriedenheit mit der eingebauten automatischen Lüftung ist groß, jedoch haben bisher nur die Hälfte der Mieter die automatische Lüftung an ihre individuellen Bedürfnisse angepasst
- es wird noch ein Informationsdefizit deutlich, das auch die Reinigung der Lüfter betrifft
- das händische Lüften hat trotz der Zufriedenheit mit dem automatischen Lüftungssystem weiterhin einen wichtigen Stellenwert

- **Mobilität:**

- für die Mobilität sind Stellplätze für PKW auch in gut angebundener Lage wichtig
- die Bereitschaft zur Beteiligung an einem E-Auto Car-Sharing lag höher als zum Kauf eines eigenen Elektrofahrzeuges, weshalb darin eine Chance gesehen werden kann, den Mobilitätswandel aufzugreifen und evtl. aktiv zu beschleunigen

- **Schlussfolgerungen für zukünftige Projekte:**

- die Ausgestaltung der Wohnungen in modernem und vor allem hellem Design ist entscheidend für die Nutzerakzeptanz und Zufriedenheit
- bereits in der Planungsphase sollte das Umfeld des Gebäudes einbezogen werden, indem z. B. bodenebene Fenster wo immer sinnvoll verbaut werden, aber in Richtung öffentlicher Bereiche (Straßenseite) darauf verzichtet wird
- es sollte generell für alle Altersgruppen auf Barrierefreiheit geachtet werden und auch an entscheidenden Stellen, wie den Eingangstüren oder Hausfluren nicht nur in Hinsicht der bodenebenen Ausführung, sondern auch schwergängiger Bedienung berücksichtigt werden
- bei der Implementierung innovativer Energiekonzepte oder untypischer Mietmodelle sollte Wert auf Aufklärungsarbeit gelegt werden, da hierdurch das Interesse und Verständnis der Konzepte deutlich gesteigert werden kann
- Lüftungsanlagen und Fußbodenheizungen werden neben der energiesparenden Wirkung auch als deutlicher Komfortgewinn empfunden (besonderer Wert ist dabei auf eine geräuscharme Lüftungsanlage zu legen)

Trotz kleinerer Schwachstellen bei der Umsetzung und planerischem Verbesserungspotentials steht dieses Projekt insgesamt als ein positives Beispiel für eine Energieversorgung mit hohen regenerativen solaren Anteilen. Elementar erscheinen nach wie vor die Umsetzung und zeitlich nachgelagerte Kontrolle zur Erreichung der effizienten Planwerte (Verbrauch, Erträge), um ggf. fehlerhafte Teile oder Installationen schnell zu beheben.

Die in diesem Forschungsprojekt mit umgesetzte pauschalisierte Inklusivmiete / Pauschalmiete kann als ein wesentlicher zukünftiger Anreizfaktor für ein Umdenken im Neubau von gesetzlichen, energetischen Pflichtvorgaben hin zu ökologisch-wirtschaftlichen Lösungen, von denen Mieter wie Vermieter profitieren, angesehen werden.

Der Weg hin zu vernetzten Quartierskonzepten weist als wesentliche Hemmnisse die heterogene Eigentümerstruktur in deutschen Städten auf, wodurch eine Sensibilisierung, Überzeugung und Koordination einer technologischen Umsetzung häufig als zu schwierig angesehen wird. Es fehlt z.T. an gesetzlichen Rahmenbedingungen für einfache Abrechnungs- und Contractingmodelle, wie die Pauschalmiete, und hierdurch die Sicherheit und Beständigkeit der Anforderungen und Förderungen. Zumal bisherige Energieeffizienzmaßnahmen beim Neubau als auch der Sanierung häufig nicht warmmietenneutral ausfallen, um sozialverträgliche Mieten zu gewährleisten. Hierzu sollte der rechtliche Rahmen angepasst und evtl. zukünftig Förderprogramme mit dem Ziel eines möglichst seriell zu sanierenden energieeffizienten Bestandes ausgebaut werden.

Literaturverzeichnis

- [1] Adam, M.; Backes, K.; Wirth, H. et al.: *Abschlussbericht zum Vorhaben Solar unterstützte Wärmezentralen in Mehrfamilienhäusern*. Düsseldorf/Hameln, 2018.
- [2] Adam, M.; Walter, D.; Backes, K. et al.: Classification of hydraulic designs and hardware-in-the-loop-tests of solar assisted heating systems for multi-family houses. In: *2016 International Energy and Sustainability Conference (IESC)*. IEEE, 2016, S. 1–6. DOI: 10.1109/IESC.2016.7569494.
- [3] Angermann, Anne; Beuschel, Michael; Rau, Martin et al.: *Matlab - Simulink - Stateflow: Grundlagen, Toolboxen, Beispiele*. 8. Aufl. Berlin/Boston: Walter de Gruyter GmbH, 2014.
- [4] Arnold, Daniel; B.Rottke, Niko; Winter, Ralph, Hrsg.: *Wohnimmobilien – Lebenszyklus, Strategie, Transaktion*. Springer Gabler Wiesbaden, 2017.
- [5] Barbour, Edward; Parra, David; Awwad, Zeyad et al.: Community energy storage: A smart choice for the smart grid? In: *Applied Energy* 212 (2018), S. 489–497. DOI: 10.1016/j.apenergy.2017.12.056.
- [6] BBSR: *Berücksichtigung des Nutzerverhaltens bei energetischen Verbesserungen*. 2019.
- [7] BDEW: NEW Netz GmbH: *Standardlastprofile Strom*. Geilenkirchen, 2015.
- [8] Becke, Walter; Fink, Christian; Hierzer, Veronika et al.: *Wissenschaftliche Begleitforschung zum Förderprogramm Demoprojekte Solarhaus 2014: 3. Zwischenbericht*. Gleisdorf, 2018.
- [9] Becker, Simon; Hagen, Jonas; Krüger, Rico: *DENA-GEBÄUDEREPORT 2022. Zahlen, Daten, Fakten*. Hrsg. von Deutsche Energie-Agentur. 2022.
- [10] Begleitforschung: *Energieeffizienter Neubau von Wohngebäuden Begleitforschung und Euerauswertung von Modellvorhaben (Phase 2)*.
- [11] Behr, Iris; Enseling, Andreas; Hacke, Ulrike et al.: *Heizkosten im Passivhaus - Warmmiete oder Flatrate-Modell: Endbericht*. Diss. 2008.
- [12] Behr, Iris; Enseling, Andreas; Hacke, Ulrike et al.: *Heizkosten im Passivhaus: - Warmmiete oder Flatrate-Modell*. Diss. 2010.
- [13] Bergner, Joseph; Weniger, Johannes; Tjaden, Tjarko et al.: Bedeutung von prognosebasierten Betriebsstrategien für die Netzintegration von PV-Speichersystemen. In: *30. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Kloster Banz, Bad Staffelstein, 4.-6. März 2015* (2015).
- [14] Bertenrath, N.; Roth, R.; Uckert, C.: *Evaluierung von zwei teilautarken Wohngebäuden mittels Monitorings im Vergleich zu simulationsgestützten Standortvariationen*. Studentische Projektarbeit. Freiberg: TU Bergakademie Freiberg, 2023.
- [15] BKI Baukosteninformationszentrum Deutscher Architektenkammern: *Kostenplaner 21 und BKI Baukostendatenbank 2018/2019: Software zur sicheren Baukostenermittlung*. In: (2018).
- [16] BMWi: *Energieeffizienzstrategie Gebäude. Wege zu einem nahezu klimaneutralen Gebäudebestand*. Berlin, 2015.
- [17] BMWi: *Mieterstrombericht nach § 99 EEG 2017*. In: ()

-
- [18] Boesten, Stef; Ivens, Wilfried; Dekker, Stefan C. et al.: 5th generation district heating and cooling systems as a solution for renewable urban thermal energy supply. In: *Advances in Geosciences* 49 (2019), S. 129–136. DOI: 10.5194/adgeo-49-129-2019.
- [19] Bornstein, T.: *Technologisch-ökonomische Entwicklung und Analyse eines pauschalen Mietmodells auf Basis hochgradig solar versorgter Gebäude*. Bachelorarbeit. TU Bergakademie Freiberg, 2018.
- [20] Breiholdt, Kai-Peter: Globalmiete: Die Miete, die an einen Handyvertrag erinnert. In: *Die Wohnungswirtschaft* (2019), S. 66–67.
- [21] Breyer, Christian; Koskinen, Otto; Blechinger, Philipp: Profitable climate change mitigation: The case of greenhouse gas emission reduction benefits enabled by solar photovoltaic systems. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 49 (2015), S. 610–628. DOI: 10.1016/j.rser.2015.04.061.
- [22] Brillinger, M. F.; Fritsch, J.; Huss, V.: *Kurzbericht Warmwasserbereitung- und verteilung bei Niedrigenergiesanierungen im Wohnungsbau*. 2009.
- [23] Buffa, Simone; Cozzini, Marco; D’Antoni, Matteo et al.: 5th generation district heating and cooling systems: A review of existing cases in Europe. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 104 (2019), S. 504–522. DOI: 10.1016/j.rser.2018.12.059.
- [24] Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle: Merkblatt zu den CO₂-Faktoren: Energieeffizienz in der Wirtschaft - Zuschuss und Kredit. In: (2019).
- [25] Bundesgerichtshof: *BGH-Urteil VIII ZR 361/89 (KG)*. 1991-01-30.
- [26] Bundesgerichtshof: *BGH, XII ZR 161/91*. 1993-06-30.
- [27] Bundesministerium für Gesundheit: *Trinkwasserverordnung in der Fassung der Bekanntmachung vom 28. November 2011 (BGB1. I S. 2370), die durch Artikel 2 Absatz 19 des Gesetzes vom 22. Dezember 2011 (BGB1 I S. 3044) geändert worden ist*. 2011.
- [28] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit: *Oekobaudat*. Hrsg. von Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit.
- [29] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: *Richtlinie zur Förderung von Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt*. 2019.
- [30] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: *Häufig gestellte Fragen zum Mieterstrom*. 2020.
- [31] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz: *Sanierungsanreize und faire Aufteilung: Gesetzentwurf zur Aufteilung der CO₂-Kosten heute im Kabinett beschlossen*. 2022.
- [32] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz: *Häufig gestellte Fragen zum Mieterstrom*. 2023.
- [33] Bundesministerium für Wohnen, Stadtentwicklung und Bauwesen: *Faire Aufteilung des CO₂-Preises in Mietverhältnissen*. 2022.
- [34] Bundesministerium für Wohnen, Stadtentwicklung und Bauwesen, Informationsportal Nachhaltiges Bauen: *Qualitätssiegel Nachhaltiges Gebäude (QNG)*. 2023.
- [35] Bundesnetzagentur: *Archivierte EEG-Vergütungssätze und Datenmeldungen*. Hrsg. von Bundesnetzagentur. 2020.
- [36] Bundesnetzagentur: *Informationen zu Strom- und Gaspreisen für Haushaltskunden*. Hrsg. von Bundesnetzagentur. 2020.

- [37] Bundesnetzagentur; Bundeskartellamt: *Monitoringbericht 2019*. Hrsg. von Bundesnetzagentur; Bundeskartellamt. 2019.
- [38] Bundesnetzagentur für Elektrizität, GAs, Telekommunikation, Post und Eisenbahn: Leitfaden zur Eigenversorgung. In: (2016).
- [39] Bundesregierung Deutschland: *Brennstoffemissionshandelsgesetz: BEHG*.
- [40] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.: *Wie heizt Deutschland? BDEW-Studie zum Heizungsmarkt*. 2015.
- [41] Bundeszentrale für politische Bildung: *Datenreport 2021*. 2021.
- [42] Bünning, Felix; Wetter, Michael; Fuchs, Marcus et al.: Bidirectional low temperature district energy systems with agent-based control: Performance comparison and operation optimization. In: *Applied Energy* 209 (2018), S. 502–515. DOI: 10.1016/j.apenergy.2017.10.072.
- [43] Buonomano, Annamaria; Calise, Francesco; Palombo, Adolfo: Buildings dynamic simulation: Water loop heat pump systems analysis for European climates. In: *Applied Energy* 91 (2012) Nr. 1, S. 222–234. DOI: 10.1016/j.apenergy.2011.09.031.
- [44] Buttler, Alexander; Spliethoff, Hartmut: *Kampf der Studien Eine Metaanalyse aktueller Energiesystemstudien zum Bedarf an Speichern und konventionellen Kraftwerken im Kontext der Annahmen und der historischen Entwicklung*. 2016.
- [45] Castillo-Cagigal, M.; Caamaño-Martín, E.; Matallanas, E. et al.: PV self-consumption optimization with storage and Active DSM for the residential sector. In: *Solar Energy* 85 (2011) Nr. 9, S. 2338–2348. DOI: 10.1016/j.solener.2011.06.028.
- [46] Chastas, Panagiotis; Theodosiou, Theodoros; Kontoleon, Karolos J. et al.: Normalising and assessing carbon emissions in the building sector: A review on the embodied CO₂ emissions of residential buildings. In: *Building and Environment* 130 (2018), S. 212–226. DOI: 10.1016/j.buildenv.2017.12.032.
- [47] Conrads, Lisa; Meyer, Anna Katharina; Velten, Alexa: *Stromspeicher Geschäftsmodelle im aktuellen rechtlichen Rahmen*. 2017.
- [48] Croy, R.; Wirth, H. P.: *Erfahrungen mit dem Systemaufbau großer Kombianlagen zur Trinkwassererwärmung und Heizungsunterstützung - ZfS*. 2007.
- [49] Deutsche Energie-Agentur: *Effizienzhaus-Datenbank*.
- [50] Deutscher Bundestag: *Energieeinsparverordnung 2014: EnEV 2014*. 2013.
- [51] Deutscher Wetterdienst: *Testreferenzjahre (TRY)*. Hrsg. von Deutscher Wetterdienst. 2020.
- [52] Deutscher Wetterdienst, Hrsg.: *Testreferenzjahre (TRY)*. 2020.
- [53] Deutscher Wetterdienst: *Messdaten: Standort Cottbus*. 2021.
- [54] Deutsches Institut für Normung e.V.: *DIN 1988-200, Technische Regeln für Trinkwasser-Installationen - Teil 200: Installation Typ A (geschlossenes System) - Planung, Bauteile, Apparate, Werkstoffe; Technische Regel des DVGW*. 5.2012.
- [55] Deutsches Institut für Normung e.V.: *DIN V 18599-1: Energetische Bewertung von Gebäuden: Teil 1: Allgemeine Bilanzierungsverfahren, Begriffe, Zonierung und Bewertung der Energieträger*. Berlin, 9.2018.
- [56] Deutsches Institut für Normung e.V.: *DIN EN ISO 14040: Environmental management - Life cycle assessment - Principles and framework*. Berlin, 11.2009.

-
- [57] Deutsches Institut für Normung e.V: *DIN EN 15978: Sustainability of construction works - Assessment of environmental performance of buildings - Calculation method*. Berlin, 12.2012.
- [58] Diederichs, Claus Jürgen: *Führungswissen für Bau- und Immobilienfachleute*. 2., erw. und aktualisierte Aufl. SpringerLink: Springer e-Books. Berlin: Springer, 2005.
- [59] DIN: *Wärmeschutz und Energie-Einsparung in Gebäuden - Teil 2: Mindestanforderungen an den Wärmeschutz*. Berlin, 2013-02-01.
- [60] Dorusch, Falk; Hall, Monika; Geissler, Achim: *Mehrfamilienhaus mit Elektro-Mobilität in Ruppertswil*. 2014.
- [61] Druschke, Tobias: *Der energetische Kompass für die eG Wohnen 1902*. Hrsg. von Fa. Timo Leukefeld.
- [62] Dunkelberge, Elise; Gähns, Swantje; Weiß, Julika et al.: *Wirtschaftlichkeit von Mehrleiter-Wärmenetzen: Ökonomische Bewertung von Mehrleiter-Wärmenetzen zur Nutzung von Niedertemperaturwärme*. Hrsg. von Institut für ökologische Wirtschaftsforschung, 2018.
- [63] DVGW: *DVGW-Arbeitsblatt W 551, Trinkwassererwärmung- und Trinkwasserleitungsanlagen. Technische Maßnahmen zur Verminderung des Legionellenwachstums; Planung, Errichtung, Betrieb und Sanierung von Trinkwasser-Installationen*. 2004.
- [64] Einhundert Energie GmbH: *Mieterstrom im EEG 2023*. 2022.
- [65] EuPD Research: *German PV Module Price Monitor 2016*. Hrsg. von Bundesverband Solarwirtschaft e.V. 2016.
- [66] Europäisches Parlament: Richtlinie (EU) 2018/844 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 30. Mai 2018: zur Änderung der Richtlinie 2010/31/EU über die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden und der Richtlinie 2012/27/EU über Energieeffizienz. In: *Amtsblatt der Europäischen Union* (2018), S. 1–17.
- [67] Felsmann, Clemens; Schmidt, Juliane: *Auswirkungen der verbrauchabhängigen Abrechnung in Abhängigkeit von der energetischen Gebäudequalität*. Dresden, 2013.
- [68] Figgenger, Jan; Stenzel, Peter; Kairies, Kai-Philipp et al.: The development of stationary battery storage systems in Germany – A market review. In: *Journal of Energy Storage* 29 (2020), S. 101153. DOI: [10.1016/j.est.2019.101153](https://doi.org/10.1016/j.est.2019.101153).
- [69] Fink, Christian; Riva, Richard; Wagner, Waldemar: OPTISOL – Messtechnisch begleitete Demonstrationsprojekte für optimierte und standardisierte Solarsysteme im Mehrfamilienwohnbau; 1.Zwischenbericht;AEE INTEC. In: (2006).
- [70] Fisch, N.; Bockelmann, F.; Stähr, C. et al.: EnergiePlus-Wohngebäude: Erste Ergebnisse nach einem Jahr Betrieb. In: *DBZ* (2012) Nr. 6.
- [71] Fleischmann, Undine; Lang, Susanne: *Systemanalyse regenerativer Energieversorgungskonzepte für Mehrfamilienhäuser*. Studentische Projektarbeit. Freiberg: TU Bergakademie Freiberg, 2021.
- [72] Foster, Sam; Love, J.; Walker, I.: *Heat pumps in district heating: Case studies*. London, 2016.
- [73] Frijns, Jos; Hofman, Jan; Nederlof, Maarten: The potential of (waste)water as energy carrier. In: 65 (2013), S. 357–363. DOI: [10.1016/j.enconman.2012.08.023](https://doi.org/10.1016/j.enconman.2012.08.023).
- [74] Fünfgeld, Christian and Tiedemann, Remo: Anwendung der Repräsentativen VDEW Lastprofile. In: (2000).

- [75] Gäbler, Andreas: *Bilanzierung und Modellierung von Energieversorgungsstrukturen innerhalb städtischer Quartiere*. Masterarbeit. TU Bergakademie Freiberg, 2017.
- [76] Gäbler, Andreas: Energiekennwerte und Nutzereinfluss zweier teilautarker Mehrfamilienhäuser über 1 1/2 Jahre Monitoring.. In: *Klimaneutraler Gebäudebestand durch Pauschalmitiete?* Hrsg. von Gäbler, Andreas; Fleischmann, Undine; Storch, Thomas et al. Freiburger Forschungshefte. A, Energie. Freiberg: Technische Universität Bergakademie Freiberg, 2021, S. 13–22.
- [77] Gäbler, Andreas; Storch, Thomas; Oppelt, Lukas et al.: Nutzereinfluss auf den Energiebedarf zweier teilautarker Mehrfamilienhäuser. In: *Online-Symposium Solarthermie und innovative Wärmesysteme*. Hrsg. von Conexio GmbH. 2020, S. 289–294.
- [78] Gäbler, Andreas; Storch, Thomas; Tobias, Fieback: *Sozioenergetisches Monitoring solar versorgter Mehrfamilienhäuser mit Pauschalmietmodell, Symposium Solarthermie und innovative Wärmesysteme*. 21. - 23. Mai 2019.
- [79] Gaudchau, Elisa; Resch, Matthias; Zeh, Alexander: Quartierspeicher: Definition, rechtlicher Rahmen und Perspektiven. In: *Ökologisches Wirtschaften - Fachzeitschrift* 31 (2016) Nr. 2, S. 26. DOI: 10.14512/OEW310226.
- [80] GdW Bundesverband deutscher Wohnungs- und Immobilienunternehmen e.V.: Jahresstatistik 2019: Ausgewählte Ergebnisse. In: (2020).
- [81] Gebäudeenergieberater (HWK) Rolf Köster c/o Helma Eigenheimbau AG: *Energieberatung nach DIN 4180-6 und DIN 4701-10*. 2018.
- [82] Gelazanskas, Linas; Gamage, Kelum A.A.: Demand side management in smart grid: A review and proposals for future direction. In: *Sustainable Cities and Society* 11 (2014), S. 22–30. DOI: 10.1016/j.scs.2013.11.001.
- [83] geomap: *Vervielfältiger für Wohnungen der 200 einwohnerstärksten Städte im ersten Quartal 2018*. 2018.
- [84] Gesetze im Internet: *Gesetz zur Aufteilung der Kohlendioxidkosten*.
- [85] Girschick, K.: *Steigende Energiepreise: Die Heizung ist das Problem*. 17.10.2021.
- [86] Götze, Uwe: *Investitionsrechnung: Modelle und Analysen zur Beurteilung von Investitionsvorhaben*. 7. Aufl. 2014. Springer-Lehrbuch. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2014.
- [87] Grob, Heinz Lothar: *Investitionsrechnung mit vollständigen Finanzplänen*. München: F. Vahlen, 1989.
- [88] Großklos, Marc; Schaede, Margrit; Hinz, Eberhard: *Mehrfamilienhaus mit Energiegewinn Cordierstraße 4, Frankfurt am Main: Endbericht der Messphase 2014-2016*. Darmstadt, 2016.
- [89] Haller, M. Y.; Haberl, R.; Persdorf, P. et al.: *StorEx-Theoretische und experimentelle Untersuchungen zur Schichtungseffizienz von Wärmespeichern*. Bern, 2015.
- [90] Haller, Michel Y.; Haberl, Robert; Reber, Andreas: Stratification efficiency of thermal energy storage systems – A new KPI based on dynamic hardware in the loop testing - Part II: Test results. In: *Energy and Buildings* 202 (2019), S. 109366. DOI: \url{10.1016/j.enbuild.2019.109366}.
- [91] Haufe, Noack B.: *Vermieter müssen CO₂-Abgabe anteilig zahlen*. 2023.
- [92] Haufe, Noack B.: *CO₂-Preis : Aufteilung zwischen Vermieter und Mieter / Zusammenfassung*.

-
- [93] Hellwig, Mark: *Entwicklung und Anwendung parametrisierter Standard-Lastprofile*. Dissertation. München: Technische Universität München, 2003.
- [94] Henneberg, Philipp: *Kostenmietenrechner*. Hrsg. von Kommunale Wohnungsgesellschaft mbH Erfurt. 2020.
- [95] Hofer, P.: *Einfluss von Temperatur- und Globalstrahlungsschwankungen auf den Energieverbrauch der Gebäude*. Hrsg. von Bundesamt für Energie. 2003.
- [96] Hoppmann, Joern; Volland, Jonas; Schmidt, Tobias S. et al.: The economic viability of battery storage for residential solar photovoltaic systems – A review and a simulation model. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 39 (2014), S. 1101–1118. DOI: 10.1016/j.rser.2014.07.068.
- [97] Institut für ökologische Wirtschaftsforschung: *Urbane Wärmewende: Wie gelingt eine Transformation der Wärmeversorgung in Berlin? im Rahmen des Projekts „Urbane Wärmewende“*. Berlin, 2019.
- [98] Institut Wohnen und Umwelt: *Gradtagzahlen Deutschland*. 2020.
- [99] International Energy Agency: *Energy Technology Perspectives 2015*. Paris: OECD Publishing, 2015.
- [100] ista SE. CO₂-Rechner: *CO₂-Abgabe für Vermieter einfach berechnen*. 14.06.2023.
- [101] Jenni Energietechnik AG, Hrsg.: *Preisliste 2018*. 2018.
- [102] Kaplin, Kristina; Reichel, Elias: Ökologische und ökonomische Bewertung energetisch teilautarker Mehrfamilienhäuser: Projektarbeit. In: (2019).
- [103] KfW Bankengruppe: Merkblatt: KfW-Programm Erneuerbare Energien Standard. In: (2020).
- [104] KfW-Bank: *Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG)*. 24.11.2023.
- [105] *Klimaschutz als Weltbürgerbewegung: Sondergutachten*. Berlin: Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen, 2014.
- [106] Kok, Robert; Annema, Jan Anne; van Wee, Bert: Cost-effectiveness of greenhouse gas mitigation in transport: A review of methodological approaches and their impact. In: *Energy Policy* 39 (2011) Nr. 12, S. 7776–7793. DOI: 10.1016/j.enpol.2011.09.023.
- [107] Kost, Christian; Schlegl, Thomas: *Stromgestehungskosten erneuerbare Energien*. Diss. Fraunhofer ISE, 2018.
- [108] Köster, Rolf: *Energieberatung nach DIN 4108-6 und DIN 4701-10: Energieautarkes Mehrfamilienhaus Haus 1: Energieausweis*. Hrsg. von Gebäudeenergieberater (HWK) Rolf Köster c/o Helma Eigenheimbau AG. Lehrte, 2018.
- [109] Lammel, Siegbert: *Heizkostenverordnung: Verordnung über die verbrauchsabhängige Abrechnung der Heiz- und Warmwasserkosten (Verordnung über Heizkostenabrechnung - Heizkosten V) ; Kommentar*. 4., neu bearb. Aufl. München: Beck-Online und Beck, 2015.
- [110] Leber, T.; Xypolytou, E.; Prügler, W. et al.: *Machbarkeitsanalyse zur Steigerung des Eigenlastgrads durch Gebäudecluster und aktive Speicher in Großschönau*. Hrsg. von Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie. Wien, 2016.
- [111] Lester, Ullmann; Rudolf, Furter; Tjeerd, Neef Albert: *Erfolgskontrolle - ZeroEmission-LowEx - Mehrfamilienhaus B35 Zürich*.
- [112] Leukefeld, Timo: *Der energetische Kompass für die eG Wohnen 1902*. 2016.

- [113] Levihn, Fabian: On the problem of optimizing through least cost per unit, when costs are negative: Implications for cost curves and the definition of economic efficiency. In: *Energy* 114 (2016), S. 1155–1163. DOI: 10.1016/j.energy.2016.08.089.
- [114] Li, Jiahao; Danzer, Michael A.: Optimal charge control strategies for stationary photovoltaic battery systems. In: *Journal of Power Sources* 258 (2014), S. 365–373. DOI: 10.1016/j.jpowsour.2014.02.066.
- [115] Linssen, Jochen; Stenzel, Peter; Fleer, Johannes: Techno-economic analysis of photovoltaic battery systems and the influence of different consumer load profiles. In: *Applied Energy* 185 (2017), S. 2019–2025. DOI: 10.1016/j.apenergy.2015.11.088.
- [116] Loga, T.; Stein, B.; Diefenbach, N. et al.: *Deutsche Wohngebäudetypologie: Beispielhafte Maßnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz von typischen Wohngebäuden*. 2. Aufl. Darmstadt: Wohnen und Umwelt, 2015.
- [117] Loges, H.; Bunk, M.; Engel, B.: Entwicklung von Autarkie- und Eigenverbrauchquoten für innovative Haushalte mit PV-Speichersystemen unter Berücksichtigung von Hoch aufgelösten Zeitreihen. In: *13. Symposium Energieinnovation, 12.-14.2.2014, Graz/Austria* (2014).
- [118] Lorz, Caroline; van Treeck, Christoph: *Endbericht Modellvorhaben Effizienzhäuser Plus im Altbau – Energetisches Monitoring der Effizienzhäuser Plus im Altbau Pfuher Str. 4+6 und 12+14 in Neu-Ulm*. Aachen, 2018.
- [119] Mädlow, Anne: *Modelldokumentation für die Abbildung des Eversol-Projektes in Matlab-Simulink*. 2019.
- [120] Mahler, Boris; Nusser, Tobias: *PlusQuartier– Auf dem Weg zum Plusenergiequartier/ Plusenergiestandard in zwei Wohnquartieren - Systemvergleich, Bilanzgrenzen, Umsetzungsaspekte*. Stuttgart, 2013.
- [121] Mangler, A.; Kanoun, O.; Günther, T. et al.: Wie sich der Alterungszustand von Akkus schnell bestimmen lässt: <https://www.elektronikpraxis.vogel.de/wie-sich-der-alterungszustand-von-akkus-schnell-bestimmen-laesst-a-623853/> besucht am 30.09.2019. In: *Elektronik Praxis* (2017).
- [122] Matthes, Felix Chr.: *Der Preis auf CO₂: Über ein wichtiges Instrument ambitionierter Klimapolitik*. Hrsg. von Heinrich Böll Stiftung. 2020.
- [123] Matzarakis, A.; Thomsen, F.; Mayer, H.: Klimawandel und Heizgradtage in Freiburg im Breisgau, Südwestdeutschland. In: *Gefahrstoffe - Reinhaltung der Luft* 69 (2009) Nr. 7/8, S. 319–324.
- [124] McKenna, Eoghan; McManus, Marcelle; Cooper, Sam et al.: Economic and environmental impact of lead-acid batteries in grid-connected domestic PV systems. In: *Applied Energy* 104 (2013), S. 239–249. DOI: 10.1016/j.apenergy.2012.11.016.
- [125] McKinsey & Company: *Impact of the financial crisis on carbon economics: Version 2.1 of the Global Greenhouse Gas Abatement Cost Curve*. Hrsg. von McKinsey & Company. 2010.
- [126] Mercker, O.; Arnold, O.: *Abschlussbericht zum Vorhaben Ansätze zur Reduktion der konventionell erzeugten Wärme- verteilverluste in solar unterstützten Mehrfamilienhäusern*. Hameln, 2017.
- [127] Mitnetz Strom: *Preisblatt für den Messstellenbetrieb für moderne Messeinrichtungen (mME) und intelligente Messsysteme (iMS) nach dem Messstellenbetriebsgesetz (MsbG)*. 2020.

-
- [128] Mojić, I.; Luzzatto, M.; Haller, M. et al.: *ImmoGap Einfluss der Kombination aus Nutzerverhalten und Gebäudetechnik auf den Performance Gap bei Mehrfamilienhäusern*. Rapperswil, 2018.
- [129] mondas: Solaroptimierte Nahwärmeversorgung im Quartier Freiburg-Gutleutmatte: Projektbericht. In: (2019).
- [130] Müller, Friedrich Udo: *Thermische Solarenergie erfolgreich nutzen: Aktive thermische Solartechnik in Mitteleuropa*. Feldkirchen: Franzis, 1997.
- [131] Müller, Nikolas D.; Pfnür, Andreas: *Wirtschaftlichkeitsberechnungen bei verschärften energetischen Standards für Wohnungsneubauten aus den Perspektiven von Eigentümern und Mietern - Methodisches Vorgehen und Fallbeispiele*. Hrsg. von Pfnür, Andreas. 2016.
- [132] Neitzel, Michael: *Baukosten und Energieeffizienz: Nachweis des Einflusses von Energiestandards auf die Höhe von Baukosten*. Hrsg. von InWIS Forschung & Beratung GmbH. 2017.
- [133] Oliva, Axel; Bockelmann, Franziska; Peter, Markus et al.: *SolSys: Analyse und Optimierung solarer Energieversorgungssysteme (Wärme/Strom) für Gebäude*. 2019.
- [134] Oppelt, Lukas: *Energetische Simulation und Evaluierung von zwei teilautarken Mehrfamilienhäusern mit Pauschalmiete*. Diplomarbeit. Freiberg: TU Bergakademie Freiberg, 2019.
- [135] Pärish, P.: Status quo Solarthermie – Ertragskontrolle und neueste Entwicklungen. In: *Klimaneutraler Gebäudebestand durch Pauschalmiete?* Hrsg. von Gäbler, Andreas; Fleischmann, Undine; Storch, Thomas et al. Freiburger Forschungshefte. A, Energie. Freiberg: Technische Universität Bergakademie Freiberg, 2021, S. 52–58.
- [136] Pärish, Peter: Parameter study of four different instantaneous water heaters in a solar assisted multi-family-house with TRNSYS. In: *Proceedings of the ISES EuroSun 2020 Conference – 13th International Conference on Solar Energy for Buildings and Industry*. Hrsg. von Charalambides, Alexandros; Streicher, Wolfgang; Mugnier, Daniel. Freiberg, Germany: International Solar Energy Society, 2020, S. 1–11. DOI: 10.18086/eurosun.2020.04.06.
- [137] Pärish, Peter; Giovannetti Federico; Büttner Christoph et al.: Parameter study of four different instantaneous water heaters in a solar assisted multi-family-house with TRNSYS (in press). In: *Proceedings of the EuroSun 2020 : ISES*, 2020. In: ().
- [138] PAW GmbH & Co. KG: *Montage und Bedienungsanleitung Frischwasserregler FC3.8 - V05*. 2014.
- [139] PAW GmbH & Co. KG: *Montage- und Bedienungsanleitung Frischwassermodule FriwaMidi - DN 20 FriwaMaxi - DN 25*. 2016.
- [140] PAW GmbH & Co. KG: *Frischwasserstation Gesamtkatalog 01/2018 - Lösungen für die Frischwassertechnik*. 2018.
- [141] Peuser, Felix A.; Croy, Reiner; Mies, Michael et al.: Solarthermie-2000, Teilprogramm 2 und Solarthermie2000plus Wissenschaftlich- technische Programmbegleitung und Messprogramm (Phase 3). Abschlussbericht zum Projekt 032 9601 L, gefördert mit Mitteln des BMU. Teil 1 (veröffentlichter Teil): Wissenschaftlich-technische Ergebnisse. ZfS - Rationelle Energietechnik GmbH. Hilden, Deutschland. In: (2008).

- [142] Pflugradt, N.; Teucher, J.; Platzer, B. et al.: Analysing low-voltage grids using a behaviour based load profile generator. In: *Renewable Energy and Power Quality Journal* (2013), S. 361–365. DOI: 10.24084/repqj11.308.
- [143] Pflugradt, Noah Daniel: *Modellierung von Wasser- und Energieverbräuchen in Haushalten*. Dissertation. Technische Universität Chemnitz, 2016.
- [144] Pomianowski, M. Z.; Johra, H.; Marszal-Pomianowska, A. et al.: Sustainable and energy-efficient domestic hot water systems: A review. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 128 (2020), S. 109900. DOI: \url{10.1016/j.rser.2020.109900}.
- [145] Presse- und Informationsamt der Bundesregierung: *CO₂-Bepreisung*. 2020.
- [146] proMietrecht GbR: *Miete - Wie setzt sich die Gesamtmiete zusammen?* 2020.
- [147] Quaschnig, Volker: *Simulation der Abschattungsverluste bei solarelektrischen Systemen*. Dissertation. Berlin: Technischen Universität Berlin, 1996.
- [148] Rafferty, Kevin: *Design Aspects of Commercial Open-Loop Heat Pump Systems, Technical Report*. 2006.
- [149] Raithel, F.; Würzburg, T.: *Energetische Evaluierung von zwei teilautarken Mehrfamilienhäusern*. Studentische Projektarbeit. Freiberg: TU Bergakademie Freiberg, 2022.
- [150] *Ratgeber Photovoltaik - http://www.solaranlage-ratgeber.de besucht am 01.04.2019*.
Ulm: Anondi GmbH, 2016.
- [151] *Ratgeber Solarthermie - http://www.solaranlage-ratgeber.de besucht am 01.04.2019*.
Ulm: Anondi GmbH, 2016.
- [152] Redaktion beck-aktuell: *Mieterstrom für Genossenschaften möglich*. 2018.
- [153] Reichel, Elias: *Energetische Evaluierung und Simulation von zwei teilautarken Mehrfamilienhäusern im Quartier*. Masterarbeit. Freiberg: TU Bergakademie Freiberg, 2020.
- [154] Reif, K., Hrsg.: *Batterien, Bordnetze und Vernetzung*. Wiesbaden: Vieweg+Teubner Verlag, 2010.
- [155] Ren, Mingcheng; Mitchell, Clayton R.; Mo, Weiwei: Dynamic life cycle economic and environmental assessment of residential solar photovoltaic systems. In: *The Science of the total environment* 722 (2020), S. 137932. DOI: 10.1016/j.scitotenv.2020.137932.
- [156] Rexroth, Susanne; Dietz, Sebastian; Mertes, Alexander et al.: *Endbericht der Modellvorhaben Effizienzhaus Plus Nr. 33 - Wissenschaftliche Begleitung des Effizienzhaus Plus LaVidaVerde*. Berlin, 2017.
- [157] Riechel, Robert; Koritkowski, Sven: *Wärmewende im Quartier: Hemmnisse bei der Umsetzung am Beispiel energetischer Quartierkonzepte*. Berlin, 2016.
- [158] Rietschel, Hermann; Raiß, Wilhelm: *Heiz- und Klimatechnik*. 15., neubearb. Aufl. Berlin und Heidelberg: Springer-Verl., 1970.
- [159] Ringle, Anna: Alles inklusive. In: *Süddeutsche Zeitung* (2017).
- [160] Ritter, D.; Palacios, S.; Bauknecht, D.: *Photovoltaikpflicht mit Verpackungskataster: Optionen zur Gestaltung einer bundesweiten Pflicht zur Installation und zum Betrieb neuer Photovoltaikanlagen*. 2020.

- [161] Rossi, Federico; Heleno, Miguel; Basosi, Riccardo et al.: Environmental and economic optima of solar home systems design: A combined LCA and LCC approach. In: *The Science of the total environment* 744 (2020), S. 140569. DOI: 10.1016/j.scitotenv.2020.140569.
- [162] Rudolph, E.: *Photovoltaikpflicht in Deutschland - wo es bereits eine Solarpflicht gibt - und wo nicht*. 2022.
- [163] Sabel, M.; Sperr, A.: Die Anforderungen der Wärmepumpe an die Wärmequelle. In: Hrsg. von Bauer, M. u.a. Berlin: Springer Spektrum, 2018 Handbuch Oberflächennahe Geothermie (2018), S. 395–408.
- [164] Schabbach, Thomas; Leibbrandt, Pascal: Anlagen und Systeme- Solarthermie. In: (2014), 67–72, DOI:10.1007/978-3-642-53907-7.
- [165] Schabbach, T.; Leibbrandt, P.: *Solarthermie – Wie Sonne zu Wärme wird*. Berlin Heidelberg: Springer Vieweg, 2017.
- [166] Schalling, Toni; Augustin, Jörg; Kasper, Tom: Projektarbeit, Energetische, ökologische und ökonomische Bilanzierung von zwei Energieautarken Häusern im Vergleich mit anderen Niedrighausenergiekonzepten, TU Bergakademie. In: (2015).
- [167] Schmid, M.: *Energetische Evaluierung von zwei teilautarken MFH im Quartier*. Masterarbeit. Freiberg: TU Bergakademie Freiberg, 2021.
- [168] Schmidt, Katrin: *Mieterstrommodelle*. Hrsg. von Energieagentur Rheinland-Pfalz. 2020.
- [169] Sharma, S.: *Bilanzierung von zwei teilautarken Mehrfamilienhäusern mit pauschalisiertem Mietmodell*. Masterarbeit. Freiberg: TU Bergakademie Freiberg, 2022.
- [170] Späte, Frank: *Angewandte Systemanalyse Nr. 33 : Bestimmung des thermischen Verhaltens von zwei Thermosiphonanlagen*. 1983.
- [171] Statista Research Department: *Preis für Fernwärme nach Anschlusswert in Deutschland bis 2019*. 2020.
- [172] Statistisches Bundesamt: *Wirtschaftsrechnungen: Einkommens- und Verbrauchsstichprobe Wohnverhältnisse privater Haushalte*. 2018.
- [173] Statistisches Bundesamt: *Verteilung der Haushalte in Deutschland nach Miete und Eigentum von 1998 bis 2018*. Statista, 2019.
- [174] Statistisches Bundesamt: *Überbelastung durch Wohnkosten*. 2020.
- [175] Stober, Ingrid; Bucher, Kurt: *Geothermie*. Springer Geology. Heidelberg: Springer, 2012. DOI: 10.1007/978-3-642-24331-8.
- [176] Storch, Thomas; Gäbler, Andreas; Wilde, Lisa-Maria et al.: *EAHplus-Monitoring - Wissenschaftliche Begleitforschung an zwei Energieautarken Einfamilienhäusern*. 2018.
- [177] Storch, T.; Gäbler, A.; Wilde, L.-M. et al.: *EAHplus-Monitoring – Wissenschaftliche Begleitforschung an zwei Energieautarken Einfamilienhäusern*. Abschlussbericht.
- [178] Streich, M.: *Gegen Wärme-Wanderschaft*. SBZ Monteur 10.12.2013, 2013.
- [179] stromspiegel.de: *Stromspiegel für Deutschland 2019*.
- [180] Stryi-Hipp, Gerhard; Schnauss, Martin; Moch, Frederik et al.: GroSol - Studie zu großen Solarwärmeanlagen, DOI:10.13140/2.1.1702.6245. In: (2007).
- [181] Sulzer, Matthias; Hangartner, Diego: *Kalte Fernwärme (Anergienetze) - grundlagen-/Thesenpapier*. Hrsg. von Bundesamt für Energie BFE. Luzern, 2014.

- [182] Taylor, Simon: The ranking of negative-cost emissions reduction measures. In: *Energy Policy* 48 (2012), S. 430–438. DOI: 10.1016/j.enpol.2012.05.071.
- [183] Techem: *Techem Energiekennwerte 2017: Techem Studie*. 2017.
- [184] Tjaden, T.; Schnorr, F.; Weniger, J. et al.: Einsatz von PV-Systemen mit Wärmepumpen und Batteriespeichern zur Erhöhung des Autarkiegrades in Einfamilienhaushalten. In: *30. Symposium Photovoltaische Solarenergie - 04. bis 06. März 2015 - Kloster Banz, Bad Staffelstein* (2015).
- [185] Tong, S.; Klein, M.P.; Park, J.W.: On-line optimization of battery open circuit voltage for improved state-of-charge and state-of-health estimation. In: *Journal of Power Sources* 293 (2015). doi:10.1016, S. 416–428.
- [186] Triebel, Marc-André; Steingrube, Anette; Stryi-Hipp, Gerhard et al.: *Modellierung sektorintegrierter Energieversorgung im Quartier Untersuchung der Vorteile der Optimierung von Energiesystemen auf Quartiersebene gegenüber der Optimierung auf Gebäudeebene*. 2022.
- [187] Urbaneck, T.: *Kältespeicher – Grundlagen, Technik, Anwendung*. München: Oldenbourg Verlag, 2012.
- [188] VDI: *Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen*. Berlin, 2012-09-01.
- [189] VDI 3807-1:2013-06: *Verbrauchskennwerte für Gebäude – Grundlagen*.
- [190] VDI 4710-2:2007-05: *Meteorologische Daten in der technischen Gebäudeausrüstung – Gradtage*.
- [191] *VDI-Wärmeatlas: Mit 320 Tabellen*. 11., bearb. und erw. Aufl. Springer Reference. Berlin: Springer Vieweg, 2013.
- [192] Verband Sächsischer Wohnungsgenossenschaften e. V.: Wohn(T)räume 2.0: Untersuchung zur Bezahlbarkeit des Wohnens in Sachsen. In: (2019).
- [193] Verband Sächsischer Wohnungsgenossenschaften e.V.: WINNER - Leitfaden Mieterstrom für die Wohnungswirtschaft. In: (2019), S. 1–52.
- [194] Verband Sächsischer Wohnungsgenossenschaften e.V.: *Gestaltung Nutzungsverträge*. Unter Mitarb. von Uebel, Konrad. 2017-06-28.
- [195] Verein Deutscher Ingenieure: *VDI 2067 - Economic efficiency of building installations*. Berlin, 9.2012.
- [196] Verhoeven, René; Willems, Eric; Harcouët-Menou, Virginie et al.: Minewater 2.0 Project in Heerlen the Netherlands: Transformation of a Geothermal Mine Water Pilot Project into a Full Scale Hybrid Sustainable Energy Infrastructure for Heating and Cooling. In: *Energy Procedia* 46 (2014), S. 58–67. DOI: 10.1016/j.egypro.2014.01.158.
- [197] Viessmann Climate Solutions SE: *Erneuerbare-Energien-Elasse der BEG-Förderung*.
- [198] Wawer, Tim: Stromhandel in Energieversorgungsunternehmen. In: *Elektrizitätswirtschaft*. Hrsg. von Wawer, Tim. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden, 2022, S. 227–263. DOI: 10.1007/978-3-658-38418-0{\textunderscore}9.
- [199] Wawer, Tim; Griese, Kai-Michael; Halstrup, Dominik et al.: Stromspeicher im Quartier. In: *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 42 (2018) Nr. 3, 225–234, DOI:10.1007/s12398-018-0230–6.
- [200] Wawer, T.; Griese, K.-M.; Halstrup, D. et al.: Stromspeicher in Quartier. In: *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 42 (2018), S. 225–234.

-
- [201] Weiss, M.: *Wärmebilanzierung eines Energieautarken Hauses mit Messdaten des ersten Betriebsjahres*. Masterthesis. TU Bergakademie Freiberg, 2015.
- [202] Weißenberger, Markus Norbert: *Lebenszyklusbasierte Analyse der ökologischen Eigenschaften von Niedrigstenergiewohngebäuden unter besonderer Berücksichtigung der Gebäudetechnik*. Dissertation. TU München, 2016.
- [203] Weller, Bernhard; Scheuring, Leonie, Hrsg.: *Denkmal und Energie 2021: Energieeffizienz, Nachhaltigkeit und Nutzerkomfort*. Wiesbaden und Heidelberg: Springer Vieweg, 2021.
- [204] Weniger, Johannes; Bergner, Joseph; Tjaden, Tjarko et al.: Bedeutung von prognosebasierten Betriebsstrategien für die Netzintegration von PV-Speichersystemen. In: *29. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Kloster Banz, Bad Staffelstein, 12.-14. März 2014* (2014).
- [205] Weniger, Johannes; Bergner, Joseph; Tjaden, Tjarko et al.: *Dezentrale Solarstromspeicher für die Energiewende*. 1. Aufl. Berlin: Berliner Wissenschafts-Verlag, 2015.
- [206] Weniger, Johannes; Bergner, Joseph; Tjaden, Tjarko et al.: *50%-Studie: Effekte der 50%-Einspeisebegrenzung des KfW-Förderprogramms für Photovoltaik-Speichersysteme*. 2016.
- [207] Wesselak, Viktor; Schabbach, Thomas; Link, Thomas et al.: *Regenerative Energietechnik*. 2., erw. u.vollst. neu bearb. Aufl. 2013. Berlin, Heidelberg und s.l.: Springer Berlin Heidelberg, 2013. DOI: 10.1007/978-3-642-24165-9.
- [208] Westring, P.; Nowak, T.: *European heat pump market and statistics report 2017*. 2017.
- [209] Winkler, Sven: *Interne Kosten Betriebskosten-Abrechnung: E-Mail*. Unter Mitarb. von Endler, Tina. 2020-07-15.
- [210] Wirtschaftswoche: Unions-Fraktionsvize: 180 Euro CO₂-Preis-Grenze bis 2030. In: (2019).
- [211] Wohlfeil, Arnold: *CARNOT Toolbox: Version 6.3*. Hrsg. von Solar-Institut Juelich. 2018.
- [212] Wolff, D.; van Krosigk, D.: *Einfluss der Verteilungsverluste bei der energetischen Modernisierung von Mehrfamilienhäusern – Analyse und Ableitung von Optimierungsmaßnahmen*. Hannover/Braunschweig/Wolfenbüttel, 2012.
- [213] Wolff, J.: *Recherche zu schwerkraftgetriebenen Zirkulationen in solarthermischen Anlagen*. Studienarbeit. Freiberg: TU Bergakademie Freiberg, 2020.
- [214] Younger, Paul L.: Ground-Coupled Heating-Cooling Systems in Urban Areas: How Sustainable Are They? In: *Bulletin of Science, Technology & Society* 28 (2008) Nr. 2, S. 174–182. DOI: 10.1177/0270467607313963.
- [215] Zimmermann, Daniel: *Struktur des Gebäude- und Wohnungsbestandes*. 2018.

Anhang

A Abbildungsverzeichnis

1.1	Hochgradig solar versorgte Mehrfamilienhäuser in Cottbus (Bauherr: eg Wohnen 1902, GU: Helma AG), links: Nord-Ansicht, rechts: Süd-Ost-Ansicht mit Solarthermie- und PV-Modulen.	3
2.1	Stufenmodell zur Aufteilung der CO ₂ -Kosten zwischen Mieter und Vermieter [33]	9
2.2	Bau- und Sanierungsjahre der MFH (Effizienzhaus-Datenbank), nach [49]	10
2.3	Wärmedurchgangskoeffizienten Dach, Boden, Außenwand und Fenster der Monitoring Gebäude im Vergleich zum EnEV-Referenzwert (Daten:[60; 76; 88; 108; 111; 112; 118; 133; 156])	12
2.4	Spezifischer Transmissionswärmeverlust der Monitoring Gebäude (Daten:[60; 76; 88; 108; 111; 112; 118; 133; 156])	13
2.5	Verhältnis Photovoltaikfläche zu Gebäudenutzfläche der Monitoring Gebäude (Daten:[60; 76; 88; 108; 111; 112; 118; 133; 156])	14
2.6	Häufigkeiten der Versorgungstechniken, nach [49]	15
2.7	Wärmequellen der Wärmepumpen von den MFH (Effizienzhaus-Datenbank), nach [49]	16
2.8	Eigennutzungsanteil der Monitoring Gebäude, nach (Daten:[49; 60; 76; 88; 108; 111; 112; 118; 133; 156]), Frankfurt Cord.: eigengenutzter Strom = Summe(PV, BHKW)/ blaue Balken: ohne Speicher	16
2.9	Endenergiebedarf der MFH (Effizienzhaus-Datenbank), nach [49]	17
2.10	Eingesetzte Lüftungsanlagen der MFH (Effizienzhaus-Datenbank), nach [49]	18
2.11	Funktionsweise 5GDHC [18]	22
2.12	Vereinfachtes Schema eines Netzanschluss eines Quartiers an das öffentliche Netz, nach [18]	24
2.13	Bivalenter Trinkwasserspeicher (I) sowie bivalente Kombispeicher mit Tank in Tank-System (II), integriertem Trinkwasser-WÜ (III) und externer Frischwasserstation (IV) (nach [137; 180])	27
2.14	Vereinfachter Hydraulikplan einer Gastherme (u.a. Heizungsunterstützung bei zusätzlich eingebundener Solaranlage) mit Pufferspeicher und Frischwasserstation, nach [1; 164]	28
3.1	Gesetzeskarte für Energiedienstleistungen innerhalb von Pauschalmieten (Quelle: FI Freiberg Institut GmbH; in Anlehnung an Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2018)) Hinweis: Während der Projektlaufzeit wurde das Gebäudeenergiegesetz, kurz GEG August 2020 als Gesetz verabschiedet (ersetzt die EnEV als Verordnung) und soll im Juni 2023 (ugs. "Heizungsgesetz") novelliert werden.	36
3.2	Gestaltungsvarianten einer Pauschalmiete innerhalb der Literatur (Quelle: FI Freiberg Institut GmbH)	45
3.3	Inklusivmiet-Modell im Projekt Eversol	47
3.4	Varianten pauschaler Abrechnung ([78])	48
3.5	Sensitivitätsanalyse der Eigenkapitalrendite gegenüber dem tatsächlichen Heizverbrauch	55
3.6	Mietmodellvergleich aus Mietersicht	59

4.1	Quartier Kahrener Straße mit schematischer Darstellung der Vernetzung zwischen Gebäuden (entspricht nicht tatsächlicher Verlegung); A: Sonnenhäuser, B: Wohnblock Nr. 9-15, C: Bürogebäude, D: Anschluss ans öffentliche Stromnetz	65
4.2	Potentialanalyse zur Übertragung von Überschusswärme in Nahwärmeleitung (Simulationsergebnisse)	68
4.3	Gewichtung der Lastprognose über den Prognosehorizont (links). Ermittlung der PV-Prognose bei Berücksichtigung verschiedener Zeiträume aus vergangenen Messwerten der PV-Erzeugung (rechts) nach [13]	70
4.4	grafische Darstellung des Algorithmus zur Akku-Ladesteuerung mit fiktiven Werten, Höhe der Säulen = PV-Überschüsse; dynamische Einspeisegrenze wird so lange nach unten verschoben, bis Akku-Input zum vollständigen Laden des Akkus bis Tagesende reicht	72
4.5	Vergleich von Simulationsergebnissen ohne und mit Akkulademangement für Haus 1 im Juni 2019	73
4.6	Quartierdeckungsgrad Wochentage, Simulationsergebnisse	74
4.7	Vergleich der Kennzahlen thermischer und elektrischer Deckungsgrad, Nutzungsgrad und Eigenverbrauchsquote für Haus 1 - Matlab Simulink	77
4.8	Inhalt und Abgrenzung der Wirkungsmodule einer Lebenszyklusanalyse nach DIN EN 15978	83
4.9	Aufteilung des GWP auf Lebenszyklusmodule (links) und Produktgruppen (rechts) (Gebäudefläche A_{NGF} : 854 m ² ; Untersuchungszeitraum T: 50 a)	88
4.10	Kapitalwert und GWP (exkl. Modul D) der Stromversorgung in Abhängigkeit von PV-Leistung und Akkukapazität (Funktionelle Einheit: ges. Gebäude (A_{NGF} : 854 m ²); Betrachtungszeitraum: 20a; Strombedarf: 16.9 MWh/a)	89
4.11	Kapitalwert und GWP (exkl. Modul D) der Wärmeversorgung in Abhängigkeit von ST-Kollektorfläche und Wärmespeichervolumen (Funktionelle Einheit: ges. Gebäude (A_{NGF} : 854 m ²); Betrachtungszeitraum: 20a; Heizwärmebedarf: 33.4 MWh/y; Warmwasserbedarf: 29.1 MWh/y)	90
4.12	Zusammenführung von Kapitalwert und CO ₂ Vermeidung (negativ, wenn Emissionen zunehmen) der Stromversorgung in 20 Jahren	95
4.13	Zusammenführung von Kapitalwert und CO ₂ Vermeidung (negativ, wenn Emissionen zunehmen) der Wärmeversorgung in 20 Jahren	96
4.14	Zusammenführung von Kapitalwert und CO ₂ Vermeidung (negativ, wenn Emissionen zunehmen) der Wärmeversorgung in 20 Jahren	97
4.15	Zusammenhang zwischen CO ₂ -Vermeidung und Wirtschaftlichkeit der Variationsmatrix mit Berücksichtigung der Förderung	98
5.1	Ansicht eines MFH-Sonnenhauses in Cottbus mit markierten Solarthermie (links, weinrot) und Photovoltaik-Dach- und Fassadenflächen (rechts, gelb)	100
5.2	Schematische Energieversorgung der Sonnenhäuser	100
5.3	Hydraulikschema der Sonnenhäuser nach Planungsunterlagen der Fa. G&B	101
5.4	Vernetzung der teilautarken Mehrfamilienhäuser im Cottbuser Quartier	102
5.5	Schematische Darstellung separat bilanzierbarer Untersysteme	103
5.6	Übersicht der Ausstattung aller Wohnungen mit Raumluftsensoren und Temperatursensoren in der Geschossdecke (fett)	104
5.7	Schematische Darstellung des Datenflusses der Datenerfassung am Standort in Cottbus	106
5.8	Schematische Darstellung der Datenverarbeitung auf dem Server in Freiberg	107
5.9	Absolute Abweichung der Außentemperatur zum langjährigen Mittel ([51; 53])	108

5.10	Prozentuale Abweichung der monatlich summierten Globalstrahlung (horizontale Fläche) zum langjährigen Mittel	109
5.11	Prozentuale Abweichung der monatlich summierten Sonnenscheindauer (DWD, Standort 880, Cottbus) zum langjährigen Mittel, nach [51; 53]	110
5.12	Regressionsfunktionen zur Ermittlung der Wandinnen- und Wandaußentemperatur an der Dämmung des Langzeitwärmespeichers im Haus 1 (Messwerte: 19.03.19 - 31.03.2020)	112
5.13	Übersicht zu den im Rahmen der Arbeit verwendeten Kenngrößen und jeweiligen Eingangsgrößen	114
5.14	Schema zur Ableitung der SigLinDe Profile	119
6.1	Wärmeverluste durch nachweisbaren, durchgängigen Naturumlauf als Eigenzirkulation in der ST-Anlage im Winter 19/20 im Cottbuser Sonnenhaus. Die Änderungen der Speichertemperatur resultieren aus dem Rücklauf des HK1.	122
6.2	Wärmeverluste durch nachweisbaren Naturumlauf mit wechselnder Strömungsrichtung bei der Eigenzirkulation in der ST-Anlage im Winter 19/20 im Cottbuser Sonnenhaus. Die Änderungen der Speichertemperatur resultieren aus dem Rücklauf des HK1.	123
6.3	Vergleich der Solarthermieanlagen Haus 1 und 2: Verhalten der Temperaturen und Volumenströme im ST-Kollektor an einem sonnigen Wintertag mit erkennbarem taktenden Verhalten; Zeitangaben in UTC+1	125
6.4	Wärmebildaufnahme der Solarthermiedachanlage (horizontal 3 x 2 Teilfelder (1 Teilfeld = 2 x 4 = 8 Kollektoren), mittig zwischen PV-Anlage) von Haus 1 in Cottbus, ungleiche Temperaturverteilung (v.o.n.u. und v.l.n.r.)	126
6.5	Schematischer Aufbau und Zuordnung der Raumthermostate (dezentrale, manuelle Regelung durch Nutzer) und Hausheizungssteuerung (zentrale, automatische Regelung nach Außentemperatur) zum Wechsel zwischen Heiz- und Kühlmodus	128
6.6	Theoretischer Wechsel zwischen Heiz- und Kühlmodus in Abhängigkeit der Außentemperatur im Sommer 2019 nach aktueller (oben) und angepasster (unten) Parametrierung	129
6.7	Wohnung J: Durchfluss durch die Fußbodenheizung bei einer Allokationstemperatur unter 15 °C	131
6.8	Fließschema des Wärmespeichers eines Sonnenhauses mit aktuellen Ziel- und Grenztemperaturen der Steuerung je Hydraulikkreis und Speicherebene	133
6.9	Warmwasserverbrauch und Zirkulationsverluste im Jahresverlauf in: links: Haus 1; rechts: Haus 2	134
6.10	Schema einer Standardverschaltung (II) einer Frischwasserstation mit Rücklaufverteilung. Die Bezeichnung der Leitungen erfolgt analog DIN 1998-200 (PWC: kalte Trinkwasserleitung, Blau; PWH: warme Trinkwasserleitung, Rot; PWH-C: Trinkwasser, warm (Zirkulation), Violett). [136]	135
6.11	Jahresbilanz der Stromversorgung von Haus 1 (Januar 2020 bis September 2021) 138	
6.12	Monatsnutzungsgrade der PV-Anlagen beider Häuser (Oktober 2019 bis September 2021)	139
6.13	Relativer PV-Ertrag von Haus 1 gegenüber Haus 2 als Folge der Verschattung im Vergleich zu Planungswerten (April 2019 bis März 2020)	139
6.14	Vergleich des individuellen Stromverbrauchs pro Wohneinheit und Bewohner im Vergleich zum deutschen Durchschnitt nach dem BDEW-Stromspiegel [179]	140

6.15	Vergleich des gemittelten Tageslastprofils aller Wohnungen eines Hauses (bezogen auf eine Wohnung) mit dem skalierten Standardlastprofil (H0) nach BDEW [7] (links) und aller Wohnungen mit dem tagesabhängigen Strommix (rechts) (07.2019-03/2020)	141
6.16	Individueller Strommix der Wohnungen von Haus 1 (12/2019-11/2020)	141
6.17	Verbrauch nach Tageszeit, Berechnung des Tageszeitanteils nach [205] Quelle (12/2019-11/2020)	142
6.18	Überblick über die Zusammensetzung der Hilfsenergie in den Messzeiträumen 2019/2020 und 2020/2021	143
6.19	SOC-Verlauf Akkuspeicher Haus 1 2020-2022	144
6.20	Quartier Kahrener Straße mit schematischer Darstellung der Vernetzung zwischen den Gebäuden (entspricht nicht tatsächlicher Verlegung); A: Sonnenhäuser, B: Wohnblock Nr. 9 - 15, C: Bürogebäude, D: Anschluss ans öffentliche Stromnetz [153]	146
6.21	Jahresverlauf der Bilanzgrößen	146
6.22	Mittlerer Stromverbrauch des Bürogebäudes Tagesverlauf aufgeteilt nach Wochentagen	147
6.23	Mittlerer Büro Netzbezug Tagesverlauf aufgeteilt nach Wochentagen	147
6.24	Mittlerer Tageslastgang der für die stromseitige Quartiersbetrachtung relevanten Bilanzgrößen	148
6.25	Szenario A1: mittlerer Tageslastgang der Bilanzgrößen im Quartier	149
6.26	Szenario A2: mittlerer Tageslastgang der Bilanzgrößen im Quartier	149
6.27	Szenario A1: geordnete Dauerlinie des Büro Netzbezugs	150
6.28	Szenario A3: mittlerer Tageslastgang der Bilanzgrößen im Quartier	153
6.29	Szenario A4: mittlerer Tageslastgang der Bilanzgrößen im Quartier	153
6.30	Verlauf der solarthermischen Deckungsgrade für den Monitoringzeitraum Apr. 2019 - Dez.2022 der Sonnenhäuser in Cottbus, SD-H1 ... solarer Deckungsgrad Haus 1, SD-H2 ... solarer Deckungsgrad Haus 2	155
6.31	Gemessener monatlich summierter Heizwärmeverbrauch der Sonnenhäuser in Cottbus über 3 Jahre: (a) Haus 1 ; (b) Haus 2 (teilverschattet durch Linde)	157
6.32	Gegenüberstellung der Verläufe der realen VL- und RL-Temperaturen mit der Soll-VL-Temperatur (Heizungssteuerung) des Heizkreises 1 (Fussbodenheizung), gemessen im Technikraum, Haus 1	158
6.33	Gegenüberstellung der Verläufe der realen Heizkurven mit täglichem Heizwärmebedarf normiert je m_{Wfl}^2 (Sigmoidfunktion) von Heizkreises 1 (Fussbodenheizung) über der gemittelten Tagesaußentemperatur, von Haus 1 und 2	159
6.34	Einfluss der Raumtemperatur (Statistik der Tagesmittelwerte) auf den gemittelten Heizwärmeverbrauch aller Wohnungen. Messdaten: 01.01.2020 – 31.12.2020	160
6.35	Heizwärmeverbrauch und Raumtemperatur in Abhängigkeit der Außentemperatur. Daten: Tagesmittelwerte aus 2020, (a): zwei ausgewählte Wohnungen G und I, (b): Wohnung J jeweils vor und nach einer Mieterinformation zur manuellen Thermostateinstellung im Sommer 2020	161
6.36	Änderung des Wärmeverbrauchs bei Einzug und Anpassung der Thermostateinstellung (Heizen/Kühlen) der Wohnung E, Daten: Dez. 2019 – Jan. 2020	161
6.37	Gegenüberstellung links: Messwerte eines Schlafzimmers (Whg J) und rechts: Mess- und Simulationsergebnisse zu Heizwärmebedarf (simuliert: $HWB = 17,6 kWh^2$) aus Oppelt [134]; Daten: grün – Raumtemperatur, orange – Luftfeuchtigkeit, blau – CO_2 -Gehalt, 19.03. – 14.05.2019	162

6.38	Wohnung J: spezifischer Heizwärmeverbrauch über der Allokationstemperatur aufgeteilt in richtige und falsche Thermostateinstellung	164
6.39	Vergleich des spezifischen Heizwärmeverbrauchs der Wohnungen, Daten: 04.2019 - 06.2021	165
6.40	Innenraumtemperaturen der Wohnungen I, M, N, Tagesmitteltemperatur, Allokationstemperatur und Globalstrahlung	166
6.41	Änderung der Innenraumtemperatur der Wohnungen I, M, N über der Änderung der Globalstrahlung (jeweils Differenz zum Vortag), unbewohnt	167
6.42	Änderung der Innenraumtemperatur der Wohnungen I, M, N über der Änderung der Tagesmitteltemperatur und über der Änderung der Allokationstemperatur (jeweils Differenz zum Vortag), unbewohnt	167
6.43	Wohnung D: spezifischer Heizwärmeverbrauch über der Allokationstemperatur in Abhängigkeit der Globalstrahlung (bewohnt)	168
6.44	Wohnung N: spezifischer Heizwärmeverbrauch über der Allokationstemperatur in Abhängigkeit der Globalstrahlung (bewohnt)	168
6.45	Untersuchung der Einspeiseebenen der Tagessolarerträge im Wärmespeicher Haus 2, Markierung: Sommer 2020 (A), Sommer 2021 (B); Einspeisungspunkt: orange ... Oben, grün ... Mitte, blau ... Unten	169
6.46	Summierte Solarthermieerträge in Abhängigkeit der ST-VL-Temperatur nach Einspeiseebenen im Wärmespeicher Haus 2, links: Herbst 2020, rechts: Herbst 2021, nach Änderung der T-Grenzen nach Tabelle 6.14	170
6.47	Solarthermischer Ertrag in Abhängigkeit der RL-Temperatur, Haus 2, 1 Jahr (Q4/2020 – Q3/2021)	170
6.48	Gemessener täglicher Solarthermieertrag in Abhängigkeit der solaren Einstrahlung von Haus 2 mit Daten: (a) Winter 2020/2021; (b) Winter 2020/2021 – Q3/2021; Datenpunkte gleicher Farbe = gleicher Monat	171
6.49	Vergleich der realen Nutzungsgrade der ST- mit PV-Anlage der Sonnenhäuser (Winter 2020/2021)	172
6.50	Messpunkte an max. Kollektortemperaturen (je Tag) von 01.10.2019 – 31.03.2020 der Solarthermieanlage vom Mehrfamilien-Sonnenhaus gegenüber: (a) Tagesnutzungsgrad; (b) theor. Minderertrag	173
6.51	Vergleich der Nutzungsgrade ST mit PV unter Berücksichtigung einer PV-Wärmepumpenkombination (grün markierte Fläche) mit angenommenen Jahresarbeitszahlen (JAZ); solarthermischer Nutzungsgrad (NG ST): Haus 1 ... schwarze Punkte/ Linie; Haus 2 ... rote Punkte / Linie; PV-Nutzungsgrad: Haus 2 ... grüne Punkte/Linie; Daten: Oktober 2020 – März 2021	174
6.52	Aufgezeichnete Betriebszyklen als typischer Tagesverlauf einer Gastherme im Mehrfamilien Sonnenhaus im Winter, Haus 1	175
6.53	Gemittelter Monatsnutzungsgrad der Gastherme für Haus 1, Monate ohne Wärmebereitstellung durch die Gastherme (wärmeautark) sind nicht dargestellt	176
6.54	Verlauf von Temperaturen und Durchfluss der Frischwasserstation eines typischen Tages	176
6.55	Zeitlich aufgetragener, über die Speicherhöhe interpolierter Verlauf der Temperaturschichtung mit Höchst- und Tiefsttemperaturen Haus 1	177
6.56	Zeitlich aufgetragener, über die Speicherhöhe interpolierter Verlauf der Temperaturschichtung mit Höchst- und Tiefsttemperaturen; Haus 2,	178
6.57	Gemessener monatlich summierter Kühlenergiebedarf der Sonnenhäuser in Cottbus über 3 Jahre: (a) Haus 1 ; (b) Haus 2 (teilverschattet durch Lindenbaum)	179

6.58	Spezifische Heiz- und Kühlenergieverbräuche sowie Durchschnittstemperatur je Wohnung in den Sonnenhäusern in 2022, nach Wohnflächengröße sortiert mit größter Wohnungsfläche = 2,2 x kleinste Wohnung (60 m ²), 10 Wohnungen zwischen 80 – 90 m ²)	181
6.59	Wirkungskette in Folge einer hohen Wärmeausspeisung	182
6.60	Speicherbilanz für Sonnenhaus 1	182
6.61	Speicherbilanz für Sonnenhaus 2	183
6.62	Zeitlicher Verlauf von Energiebedarf und -überschuss sowie der in das NW-Netz eingespeisten Energiemenge von Haus 1 in 2022	184
6.63	Zeitlicher Verlauf von Energiebedarf und -überschuss sowie der in das NW-Netz eingespeisten Energiemenge von Haus 2 in 2022	184
6.64	Zeitlicher Verlauf der solaren Nutzungsgrade der Solarthermieanlage von Haus 1 und Haus 2 in 2022	185
6.65	Zeitlicher Verlauf der solaren Deckungsgrade der Solarthermieanlage von Haus 1 und Haus 2 in 2022	185
6.66	Schematische Darstellung der Quartiersbebauung bei soziologischen Befragung der 34 Bewohner der beiden Sonnenhäuser	186
6.67	Alterscluster der Mieter (Erwachsene)	187
6.68	Zustimmung zu Haushaltsnahen Diensten als zusätzliche Pauschale	189
6.69	Selbsteinschätzung des Energieverbrauchs der Mietparteien	191
6.70	Ausstattung mit Haushaltsgeräten	193
D.1	Einbau eines Groß-Wärmespeichers in ein Sonnenhaus	230
D.2	Einblick in die 2 Technikräume der Mehrfamilien Sonnenhäuser von Helma, links: unterer Technikraum mit Verrohrung, Großwärmespeicher (dahinter) und Zusatzwärmequelle (Gasbrennwerttherme), rechts: oberer Technikraum mit Speicherausdehnungsgefäß, PV-WEchselrichter (an der hinteren Wand) und Li-Ion-Akku-Speicher von E3DC (rechts)	231
D.3	3D-visualisierte Ansichten der Grundrisse von zwei Beispielwohnungen der Sonnenhäuser, links: Erdgeschoss mit kleiner Terasse, rechts: Obergeschoss mit Balkon, Verwendung mit Genehmigung der egWohnen 1902	232
D.4	Positionen der Temperaturmessstellen (rote Punkte) von Speicherinnentemperatur, Wandinnen- und Wandaußentemperatur und Dicke der Speicherschichten zur Berechnung der Wärmeverluste über Außenwand (Haus 1 ab 06/2021 wie Haus 2)	233
D.5	Subsystem der Anlagentechnik mit untergeordneten Subsystemen (leicht vereinfachte Darstellung aus Matlab/Simulink)	234
E.1	Energiesysteme	238
E.2	Mieterübersicht Energieverbrauch	239

B Tabellenverzeichnis

2.1	Übersichtstabelle zum aktuellen Stand der Solarpflicht in den Bundesländern (Nach [162])	8
2.2	Übersichtstabelle recherchierte Monitoringgebäude (Quellen: [60; 76; 88; 108; 111; 112; 118; 133; 156])	11
2.3	Gegenüberstellung Flächen Solarthermie und Volumen Wasserspeicher (Daten:[60; 76; 88; 108; 111; 112; 118; 133; 156])	15

2.4	Aus den Parameterstudien abgeleitete und vereinfachte Aussagen zum Einfluss des Nutzerverhaltens auf den Energieverbrauch von Gebäuden	20
2.5	Übersicht der beiden deutschen Regeln der Technik bezüglich der geforderten Temperaturen in Trinkwarmwasserinstallationen, nach [137].	29
2.6	Häufigkeit verschiedener Versorgungssysteme im Mehrfamilienhaus (absteigende Häufigkeit: grün =sehr häufig >gelb > braun = eher selten), nach [212] . .	30
2.7	Schematische Übersicht großer solarthermischer zentraler Systeme zur Trinkwassererwärmung nach Art der Heizungs-(orange) bzw. Trinkwasseranbindung (ocker), nach [1; 180]	31
3.1	Bestandteile der Wohnkosten (Quelle: FI Freiberg Institut GmbH)	35
3.2	Vergleich Mieterstrommodelle	42
3.2	Vergleich Mieterstrommodelle	43
3.3	Übersicht der ökonomischen Randbedingungen	52
3.4	Übersicht der technischen Randbedingungen	52
3.5	Ergebnisse Vergleich mit Standardmietmodell	53
3.6	Ergebnisübersicht der betrachteten Mietmodelle aus Mietersicht	53
3.7	Ergebnisübersicht aus Vermietersicht bei Variation des Gebäudestandards und der Anlagennutzungsdauer	54
3.8	Entwicklung der Eigenkapitalrendite in Abhängigkeit der Heizverbräuche gegenüber dem Planwert (Anlagennutzungsdauer = 15a)	55
3.9	Ergebnisübersicht Variation der Fördermittel und der CO ₂ -Steuer	56
3.10	Verwendete Energietarife	56
3.11	theoretische Pauschalmiete für vier Energietarife (Durchschnittswerte), 10,50 €/m ² ist aktuelle Umsetzung	57
3.12	Ergebnisübersicht Variation der Anzahl der Wohneinheiten	58
3.13	Übersicht geplante vs. tatsächliche Energieverbräuche (2020)	58
3.14	Ergebnisübersicht der Eigenkapitalrenditen je Mietmodell unter den tatsächlichen Verbräuchen	59
3.15	Übersicht zur Vernetzung von Wärme und Strom im Quartier	61
4.1	Daten der neben den Sonnenhäusern im Quartier verbundenen Gebäude [75] .	64
4.2	Annahmen über Nahwärmeleitung und Quartierspeicher	66
4.3	Ergebnisse der Potentialanalyse des Quartier-Stromnetzes mit Parametervariation des Stromverbrauchs im Bürogebäude	74
4.4	Vergleich der ST- und PV-Erträge sowie Wärme- und Stromverbräuche für Haus 1 - Matlab Simulink (Wetterdaten: Testreferenzjahre des Deutschen Wetterdienst [51]	76
4.5	Gruppierung der Sachbilanzdaten nach Produktgruppen	82
5.1	Ausgewählte Kenngrößen der zwei teilautarken Mehrfamilienhäuser am Standort Cottbus	99
5.2	Übersicht zeitlicher Messwertaufösungen im Monitoring	105
5.3	Gegenüberstellung gemessenen summierten jährlichen Globalstrahlung und der ermittelten jährlichen Kennzahlen (nach VDI 2067 [188] und DIN 4108-2 [59]) im Vergleich zu den Plan- und Testreferenzwerten (Bewertung der Tagestemperaturen nach DWD siehe Anhang D, detaillierte Daten in Tabelle D.3) . . .	110
5.4	Vor- und Nachteile verschiedener Regressionsfunktionen für eine Standardlastprofil	119
6.1	Anteil der Tage mit richtiger Thermostateinstellung	131

6.2	Aus jährlich summierten Be- und Entladeenergiemengen bestimmte Energieverluste und die Akku-Wirkungs-/ Jahresnutzungsgrade je Sonnenhaus	144
6.3	Szenario A1: veränderte Bilanzgrößen (Sperrzeit: 8:30 - 9 Uhr)	150
6.4	Szenario A1: Solare Kennzahlen	150
6.5	Szenario A2: veränderte Bilanzgrößen (Sperrzeit: 8:00 - 9 Uhr)	151
6.6	Szenario A2: Solare Kennzahlen	151
6.7	Szenario A3: veränderte Bilanzgrößen (Sperrzeit: 7:15 - 9 Uhr)	152
6.8	Szenario A3: Solare Kennzahlen	152
6.9	Szenario A4: veränderte Bilanzgrößen (Sperrzeit: 7:15 - 10 Uhr)	153
6.10	Szenario A4: Solare Kennzahlen	154
6.11	Gegenüberstellung und Vergleich von Planwerten aus Energieausweis (HWB = $15,6 kWh^2$, $T_{Raum} = 19^\circ C$) und [112] und Jahresübersicht des messtechnisch erfassten Heizwärmebedarfs, Solarthermieertrags und resultierenden solaren Deckungsgrades für die zwei Mehrfamiliensoffenhäuser	156
6.12	Außentemperaturen und Heizwärmeverbrauch mit (links) und ohne (rechts) nächtlicher Fensterlüftung bei gleichen Innenraumtemperaturen und Wohnfläche von ca. $92 m^2$ (Daten: bewohnt - 04.2019; unbewohnt -11.2019)	163
6.13	Bestimmter Mehrverbrauch an spezifischer Heizwärme durch falsche Thermostateinstellung	165
6.14	Änderung der Einstellungen der Anlagensteuerung Solarthermie und Einspeiseebenen, Sommer 2021, allg. Betrieb: PID-Regler mit delta T und Hysterese von 7K / 4K (ein/aus) zwischen Speicher- und Kollektortemperatur	169
D.1	Eingangsparameter für ökologische and ökonomische Bewertung (*: eigene Annahme)	235
D.2	Übersicht der eingesetzten Messtechnik	236
D.3	An den teilautarken Sonnenhäusern (Cottbus) summierte gemessene Globalstrahlungswerte (horizontal) 2019 - 2022 im Vergleich zu Testreferenzjahren TRY vom DWD	236
D.4	Monatlich gemittelte Temperaturmesswerte an den Sonnenhäusern in Cottbus im Vergleich zu Testreferenzjahren TRY vom DWD	237

C Projektspezifische Publikationen

Im Rahmen dieses Projektes wurden die nachfolgend aufgelisteten verschiedenen Publikationen wie Zeitschriftenbeiträge, Vorträge und Poster auf wissenschaftlichen Fachtagungen, Interviews und Beiträge in Radio und Presse, sowie Buchbeiträge veröffentlicht:

Veröffentlichungen

- L. Oppelt, T. Storch, A. Gäbler, P. Junge, T. Fieback: Schlussbericht - Technisch-wirtschaftliche und soziologische Evaluierung vernetzter hochgradig solar versorgter Mehrfamilienhäuser bei Einführung eines Pauschal-Mietmodells – Eversol, FKZ: 03ETS004; Freiburger Forschungshefte, A 948 Energie, Medienzentrum der TU Bergakademie Freiberg, ISBN: 978-3-86012-708-7
- L. Oppelt, T. Storch, A. Gäbler, T. Fieback: Monitoring results of the energy consumption behaviour of two highly solar-powered apartment buildings, Proc. EuroSun2022, Kassel, DOI: 10.18086/eurosun.2022.01.09
- A. Gäbler, T. Storch, U. Fleischmann, T. Fieback: Energiekennwerte und Nutzereinfluss - Erfahrungswerte in einem Quartier mit zwei realen teilautarken Mehrfamilienhäusern. IKZ Haustechnik, (12), 09.2021, Seite 30 - 35
- A. Gäbler, T. Storch, T. Fieback: Gebäude Energieberater GEB - Pia Grund-Ludwig: Heizungsfltrate setzt geringen Verbrauch voraus. Warmmietenmodell in der Praxis. Jg.17, Nr. 1, 2021, Seite 32 – 33, ISSN: 1861-115X;
- Acamonda 28 (2021): A. Gäbler, T. Storch, U. Fleischmann, T. Fieback: Solare Eigenversorgung im Mehrfamilienhaus – Energiekennwerte und Nutzereinfluss von zwei realen teilautarken Mehrfamilienhäusern, S. 42-45.
- A. Gäbler, T. Storch, U. Fleischmann, T. Fieback: Klimaneutraler Gebäudebestand durch Pauschalmiete? - Erfahrungen bei solarer Eigenversorgung inklusive Speicher, Tagungsband zum Workshop 27.-28.08.2020; Freiburger Forschungshefte A 940, Energie, 2021. ISBN: 978-3-86012-664-6, online: <https://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:bsz:105-qucosa2-829558>; <http://d-nb.info/1289223661/34>
- A. Gäbler, T. Storch, T. Fieback: Sozioenergetisches Monitoring solar versorgter Mehrfamilienhäuser mit Pauschalmietmodell, Symposium Solarthermie und innovative Wärmesysteme, 21. - 23. Mai 2019, Bad Staffelstein, DOI: 10.13140/RG.2.2.24342.09282

Konferenzbeiträge und Poster

- L. Oppelt, T. Storch, A. Gäbler, T. Fieback: Monitoring results of the energy consumption behaviour of two highly solar-powered apartment buildings, EuroSun2022, 25-29.09.2022, Kassel.
- L. Oppelt, T. Storch, A. Gäbler, E. Reichel, T. Fieback: Economic and ecological evaluation of the energy supply in highly solar powered apartment buildings, EuroSun2022, 25-29.09.2022, Kassel
- A. Gäbler, E. Reichel, T. Storch, T. Fieback: Ökologisch-ökonomische Kreuzanalyse der solaren Anlagendimensionierung, digitaler Workshop: Regenerative Energieversorgung von Mehrfamilienhäusern – Umsetzung und Hürden – Projekt: Eversol-MFH, 23.11.2021
- A. Gäbler, M. Schmid, T. Storch, T. Fieback: Die Mieter im Sonnenhaus mit Pauschalmiete - Verbrauchsstruktur und Mieterumfragen, digitaler Workshop: Regenerative Energieversorgung von Mehrfamilienhäusern – Umsetzung und Hürden – Projekt: Eversol-MFH, 16.11.2021
- A. Gäbler, T. Storch, T. Fieback: Energieversorgung zweier Sonnenhäuser - Ergebnisse aus 2 Jahren Monitoring, digitaler Workshop: Regenerative Energieversorgung von Mehrfamilienhäusern – Umsetzung und Hürden – Projekt: Eversol-MFH, 09.11.2021

- T. Endler, K. Uebel: Pauschalmiete: Umsetzungsmöglichkeiten und Wirtschaftlichkeit, digitaler Workshop: Regenerative Energieversorgung von Mehrfamilienhäusern – Umsetzung und Hürden – Projekt: Eversol-MFH, 09.11.2021
- A. Gäbler, T. Storch, T. Fieback: Ergebnisse des energetischen Verbrauchsverhaltens zweier teilautarker Mehrfamilienhäuser aus zwei Jahren Monitoring, Symposium Solarthermie und innovative Wärmesysteme, 27. – 30. April 2021, virtuell in Kloster Banz, Bad Staffelstein, Poster
- A. Gäbler, E. Reichel, T. Storch, T. Fieback: Ökonomische und ökologische Bewertung der Energieversorgung in teilautarken Mehrfamilienhäusern, 27. – 30. April 2021, virtuell in Kloster Banz, Bad Staffelstein, Poster – **POSTERPREIS** – bestes wiss. Poster
- A. Gäbler, T. Storch, L. Oppelt, E. Reichel, T. Fieback: Nutzereinfluss auf den Energiebedarf zweier teilautarker Mehrfamilienhäuser – Messung vs. Simulation, Workshop zum Wissenstransfer – Projekt: Eversol-MFH: Klimaneutraler Gebäudebestand durch Pauschalmieten? - Erfahrungen bei solarer Eigenversorgung inkl. Speicher, Cottbus, 27./28.08.2020
- K. Uebel: Pauschalmieten in der Wohnungswirtschaft – ein ökonomisches Anreizmodell, Workshop zum Wissenstransfer – Projekt: Eversol-MFH: Klimaneutraler Gebäudebestand durch Pauschalmieten? - Erfahrungen bei solarer Eigenversorgung inkl. Speicher, Cottbus, 27./28.08.2020
- S. Meyer: Ergebnisse der Mieterbefragungen der Sonnenhäuser vor dem Hintergrund vergleichbarer Smart-Home Studien, Workshop zum Wissenstransfer – Projekt: Eversol-MFH: Klimaneutraler Gebäudebestand durch Pauschalmieten? - Erfahrungen bei solarer Eigenversorgung inkl. Speicher, Cottbus, 27./28.08.2020
- K. Uebel, T. Endler: Projektbericht – Ergebnisse und Kennzahlen für Pauschalmieten, Workshop zum Wissenstransfer – Projekt: Eversol-MFH: Klimaneutraler Gebäudebestand durch Pauschalmieten? - Erfahrungen bei solarer Eigenversorgung inkl. Speicher, Cottbus, 27./28.08.2020
- A. Gäbler, T. Storch, T. Fieback: Energiekennwerte zweier teilautarker Mehrfamilienhäuser über 1,5 Jahre, Workshop zum Wissenstransfer – Projekt: Eversol-MFH: Klimaneutraler Gebäudebestand durch Pauschalmieten? - Erfahrungen bei solarer Eigenversorgung inkl. Speicher, Cottbus, 27./28.08.2020
- A. Gäbler, T. Storch, L. Oppelt, T. Fieback: Nutzereinfluss auf den Energiebedarf zweier teilautarker Mehrfamilienhäuser. 30. Online-Symposium Solarthermie und innovative Wärmesysteme, 12.-14. Mai 2020, Bad Staffelstein
- A. Gäbler, T. Storch, E. Reichel, K. Kaplin, T. Fieback: Ökologische Bewertung zweier teilautarker Mehrfamilienhäuser. 30. Online-Symposium Solarthermie und innovative Wärmesysteme, 12.-14. Mai 2020, Bad Staffelstein
- T. Storch, A. Gäbler: Entwicklungen im Wohngebäudesektor. 2.Praxisworkshop-2020 - Das Mehrfamiliensohlenhaus, Sonnenhausinstitut, Hof, online 20.11.2020
- T. Storch, A. Gäbler: Messdaten zweier hochgradig solar versorgter Mehrfamilienhäuser mit Pauschalmietmodell, 2.Praxisworkshop-2020 - Das Mehrfamiliensohlenhaus, Sonnenhausinstitut, Hof, online 20.11.2020
- A. Gäbler, T. Storch, L. Oppelt, Teilautarke Mehrfamilienhäuser - Energiebilanzierung mit Nutzereinfluss. Seminar in Wärmetechnik und Thermodynamik, TU Bergakademie Freiberg, 06.11.2019

- A. Gäbler, T. Storch, L. Oppelt, T. Fieback: Teilautarke Häuser in der Praxis: Ergebnisse aus den Projekten EAH-Plus Monitoring und Eversol-MFH. Institutskolloquium ISFH, Hameln, 08.10.2019
- A. Gäbler, T. Storch, L. Oppelt, T. Fieback: Sozioenergetisches Monitoring solar versorgter Mehrfamilienhäuser – erste Ergebnisse, Workshop: Pauschalmiete in der Wohnungswirtschaft, Cottbus, 05.09.2019
- A. Gäbler, T. Storch, T. Fieback, K. Uebel: Das Forschungsprojekt EVERSOL-MFH, Workshop: Pauschalmiete in der Wohnungswirtschaft, Cottbus, 05.09.2019
- A. Gäbler, T. Storch, T. Fieback: Sozioenergetisches Monitoring solar versorgter Mehrfamilienhäuser mit Pauschalmietmodell, Symposium Solarthermie und innovative Wärmesysteme, 21.-23. Mai 2019, Bad Staffelstein
- A. Herrmann, A. Gäbler, T. Storch, A. Mädlow, K. Uebel, T. Leukefeld: Gebäudeenergieversorgungskonzepte im Vergleich, Vortrag zum Freiburger Energiestammtisch, 29.04.2019

Zeitschriften/ Zeitungen/ Magazine

- IKZ – Haustechnik (12), 09.2021: A. Gäbler, T. Storch, U. Fleischmann, T. Fieback: Energiekennwerte und Nutzereinfluss – Erfahrungswerte in einem Quartier mit zwei realen teilautarken Mehrfamilienhäusern. S.30-35
- Gebäude Energieberater (GEB) - Pia Grund-Ludwig: Heizungsflatrate setzt geringen Verbrauch voraus. 01.2021, S.32-33.
- Die Welt - 22.10.2020 - Dagmar Trüpschuch: Roter Ziegel – Ein uralter Baustoff wird neu entdeckt . . . //
- WamS 25.10.2020 - Dagmar Trüpschuch - Roter Ziegel – Ein alter Baustoff wird wiederentdeckt
- Uebel, K. (FI); GdW: „Forschungsprojekt Eversol untersucht die ersten teilautarken Mehrfamilienhäuser mit Pauschalmiete“, WI, vol. 30, S. 3, 2018
- 21.07.2018 – „Wohnen, Wärme und Strom als Flatrate“- Freie Presse - Mittelsachsen
- 18.07.2018 – TU-Forscher untersuchen erste teilautarke Häuser mit Energieflatrate und Pauschalmiete, Pressemitteilungen – TU Bergakademie Freiberg, L. Rischer

Online/ Radio / Fernsehen

- ZDF Wiso Beitrag (09.2023) von Blue Moon Media – Fr. Emilie Häberle – Thema: Pauschalisierte Mieten
- Beitrag zu Zeitfragen-Magazin (Dlf Kultur) 03.01.2023, 19:05 – 19:30, Interview mit T. Schmidt: Energieautarker Häuser wieviel Selbstversorgung ist möglich
- Solarthermalworld: (20.12.2022) <https://solarthermalworld.org/news/analysing-126-solar-energy-buildings-across-europe/>
- MDR Wissen, I. Zimmermann, 08.08.2022: Projekt in Cottbus - Wohnen im energieautarken Haus – aber zur Miete, <https://www.mdr.de/wissen/energiekosten-sparen-haus-wohnung-miete-100.html>
- EnergiewendeBauen, Birgit Schneider, 29.07.2022: Praxistest in Mehrfamilienhäusern - Pauschalmiete schafft Anreiz für höheren Energiestandard, <https://www.energiwendebauen.de/projekt/pauschalmiete-schafft-anreiz-fuer-hoeheren-energiestandard>
- Energiewende bauen: 18.09.2020 Zusammenfassung vom Workshop: <https://projektinfos.energiwendebauen.de/publikationen/publikation/klimaneutraler-gebaeudebestand-durch-pauschalmiete/>
- Energiewende bauen: 25.09.2020 - Newsbeitrag: <https://projektinfos.energiwendebauen.de/forschung-im-dialog/>

neugkeiten-aus-der-forschung/detailansicht/teilautarke-
mehrfamilienhaeuser-bericht-zum-workshop-veroeffentlicht/

- enArgus: Projektinformationen,
<https://www.enargus.de/pub/bscw.cgi/?op=enargus.eps2&q=03ETS004&v=10&id=335342>

D Weitere Tabellen und Abbildungen

Dokumentation Installierte Technik



Abb. D.1: Einbau eines Groß-Wärmespeichers in ein Sonnenhaus



Abb. D.2: Einblick in die 2 Technikräume der Mehrfamiliensohnenhäuser von Helma, links: unterer Technikraum mit Verrohrung, Großwärmespeicher (dahinter) und Zusatzwärmequelle (Gasbrennwerttherme), rechts: oberer Technikraum mit Speicherausdehnungsgefäß, PV-WEchselrichter (an der hinteren Wand) und Li-Ion-Akku-Speicher von E3DC (rechts)

Ausgewählte Wohnungsansichten der Wohnungen

Die Ansichten sind teilweise Auszüge der Werbekampagne zur Vermietung der Sonnenhäuser der egWohnen 1902.

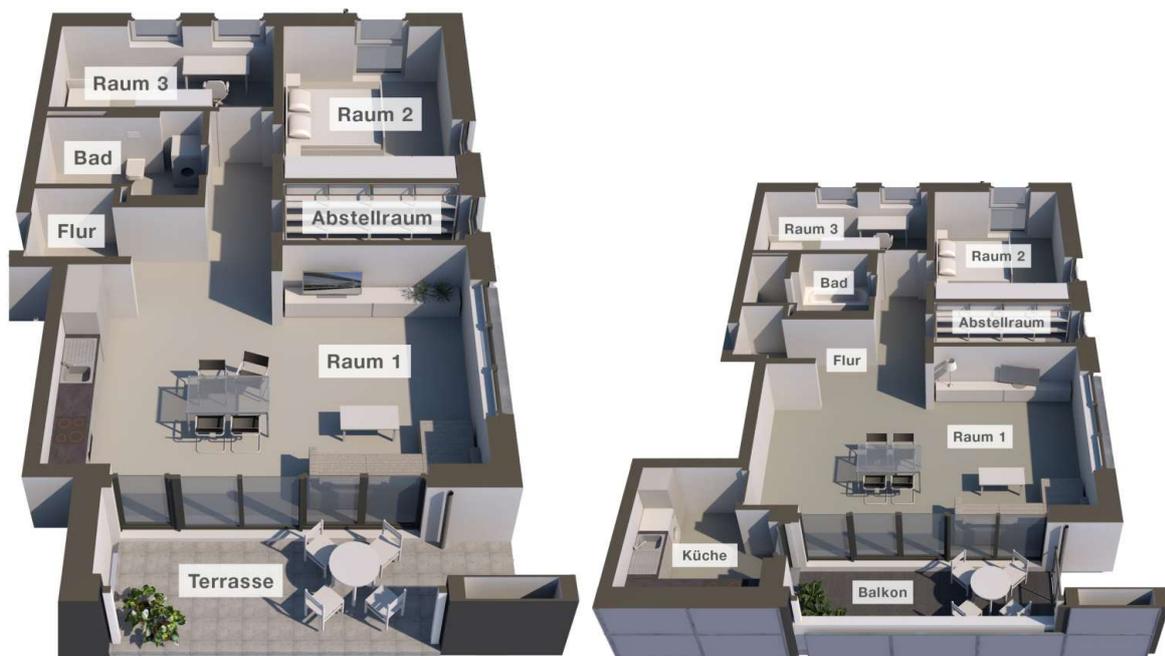


Abb. D.3: 3D-visualisierte Ansichten der Grundrisse von zwei Beispielwohnungen der Sonnenhäuser, links: Erdgeschoss mit kleiner Terrasse, rechts: Obergeschoss mit Balkon, Verwendung mit Genehmigung der egWohnen 1902

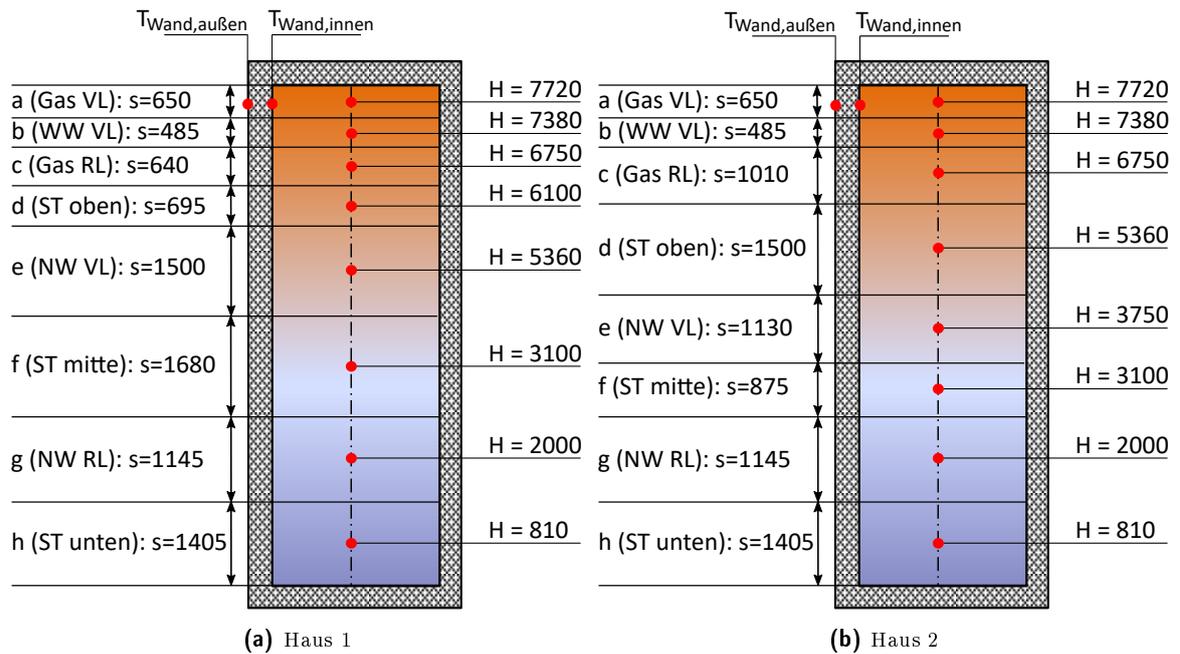


Abb. D.4: Positionen der Temperaturmessstellen (rote Punkte) von Speicherinnentemperatur, Wandinnen- und Wandaußentemperatur und Dicke der Speicherschichten zur Berechnung der Wärmeverluste über Außenwand (Haus 1 ab 06/2021 wie Haus 2)

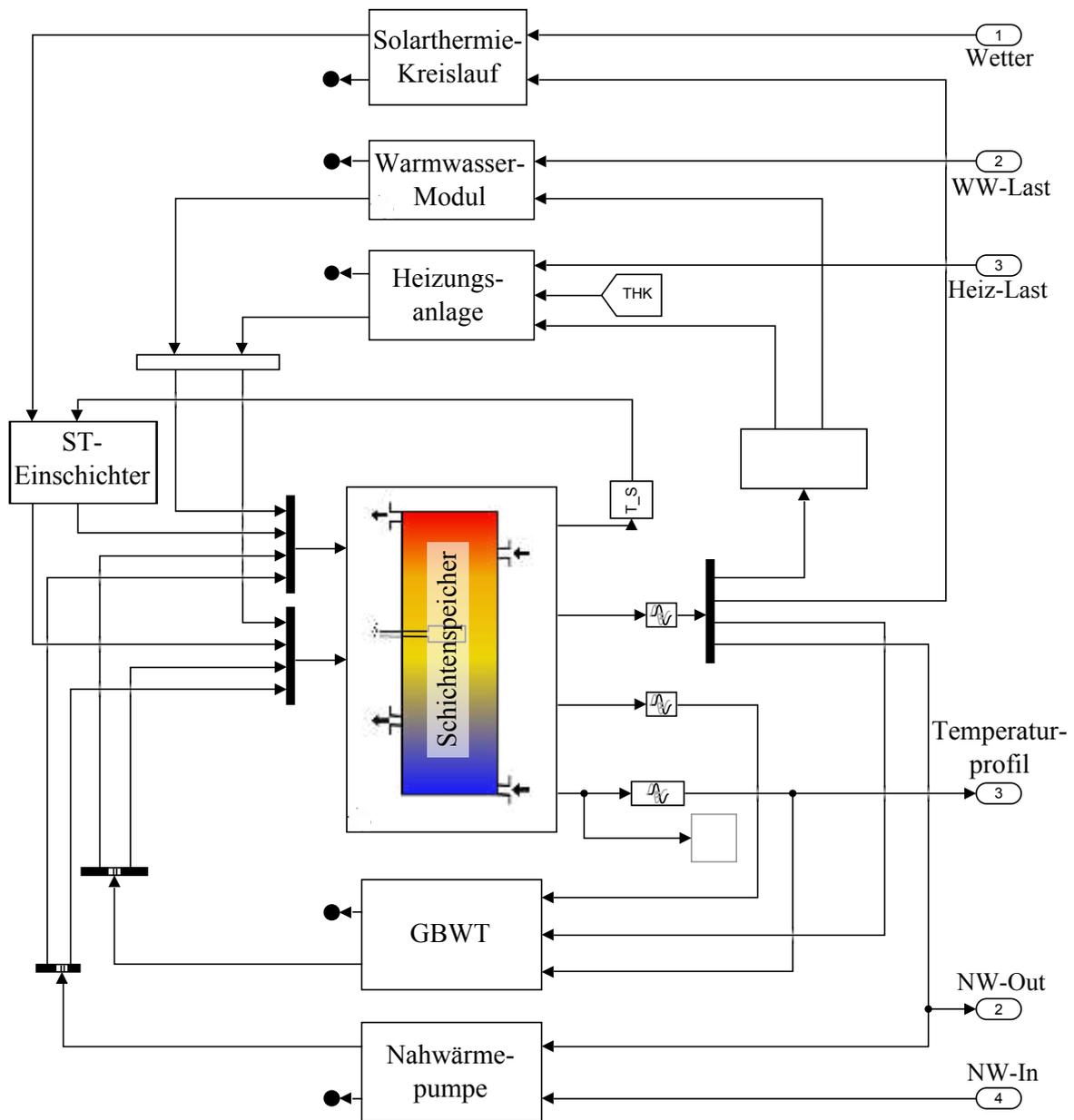


Abb. D.5: Subsystem der Anlagentechnik mit untergeordneten Subsystemen (leicht vereinfachte Darstellung aus Matlab/Simulink)

Tab. D.1: Eingangsparameter für ökologische and ökonomische Bewertung (*: eigene Annahme)

Parameter	Wert	Quelle
Simulationsparameter		
Wetterdaten	DWD TRY 2020	[52]
jährl. Stromverbrauch	16900 kWh	[143]
jährl. Warmwasserverbrauch	29000 kWh	[143]
Lastprofiltyp	30, 31, 17, 46, 13, 1, 52	[143]
Ökologische Parameter		
Betrachtungszeitraum	20 a	
Sachbilanzdaten	Planungsdokumente	
GWP (exkl. Modul D) von...		
... Strom Mix 2018	0,526 kg CO ₂ eq./kWh	[28]
... PV-System (1 m ² ≈ 0.167 kW _p)	332 kg CO ₂ eq./m ²	[28]
... Li-Akku	536 kg CO ₂ eq./kWh	[28]
... Erdgas	0,241 kg CO ₂ eq./kWh	[28]
... ST Kollektor	108 kg CO ₂ eq./m ²	[28]
... Wärmespeicher (1 m ³ ≈ 166 kg)	3,69 kg CO ₂ eq./kg	[28]
Ökonomische Parameter		
Betrachtungszeitraum	20 a	
Zinssatz	4 %	*
Preisänderungsfaktor für ...		*
... kapitalgebundene	0 %	*
... bedarfsgebundene	0 %	*
... betriebsgebundene	0 %	*
... Einspeisung	0 %	*
Energiepreis/Erlös für ...		
... Netzstrom	30,85 ct/kWh	[37]
... Einspeisung	9,58 ct/kWh (status: 04/2020)	[35]
... EEG-Umlage	6,756 ct/kWh	[36]
... Erdgas	6,34 ct/kWh	[37]
Investitionskosten ...		
... Li-Akku-System (C ≤ 6 kWh)	1500 €/kWh	[68]
... Li-Akku-System (C ≤ 12 kWh)	1200 €/kWh	[68]
... Li-Akku-System (C > 12 kWh)	900 €/kWh	[68]
... PV-System (P ≤ 3 kW _p)	1688 €/kW _p	[65]
... PV-System (P ≤ 10 kW _p)	1456 €/kW _p	[65]
... PV-System (P ≤ 100 kW _p)	1228 €/kW _p	[65]
... ST-Kollektor	500 €/m ²	*
... Wärmespeicher	806 €/m ³ · V _{WSp} + 5166 €	[101]
Nutzungsdauer...		
... lithium-ion battery system	10 y	[28]
... PV-System and ST-System	20 y	[28]
... Wärmespeicher	50 a	[28]

Tab. D.2: Übersicht der eingesetzten Messtechnik

Messgerät	Produzent	Typ/Serie	Messbereich	Genauigkeit
Stromzähler	ABB	B24212100	(Wandler)	Klasse 1 (B)
	ABB	B23212100	< 65 A	Klasse 1 (B)
	Saja	ALD1D5FD00A3A00	< 32 A	Klasse 1 (B)
	Saja	ALE3D5FD10C3A00	< 65 A	Klasse 1 (B)
	Saja	ALE3B5FD00C3A00	< 65 A	Klasse 1 (B)
WMZ	Kamstrup	Multical-403	$q_p = 0,6 \text{ m}^3/\text{h}$	$\pm(2 + 0,02 q_p/q)$
			$q_p = 2,5 \text{ m}^3/\text{h}$	
			$q_p = 3,5 \text{ m}^3/\text{h}$	
	TA	FTS9-150DL	9 – 150 l/min	< 1 – 2 %
			–40 – 125 °C	$\pm(0,3 \text{ K} + 0,5 \%)$
Raumluft	elvaco	CMA11w	–20 – 55 °C	$\pm 0,2 \text{ K}$
			0 – 100 % RH	$\pm 2 \text{ \% RH}$
	Regin	CTHRC2	0 – 50 °C	$\pm 0,2 \text{ K}$
			10 – 90 % RH	$\pm 2 \text{ \% RH}$
		0 – 2.000 ppm	$< \pm(50 \text{ ppm} + 2 \%)$	

Tab. D.3: An den teilentarnten Sonnenhäusern (Cottbus) summierte gemessene Globalstrahlungswerte (horizontal) 2019 - 2022 im Vergleich zu Testreferenzjahren TRY vom DWD

	TRY	2019	2020	2021	2022
Jan	21	0	23	17	21
Feb	39	0	33	43	38
Mär	77	0	90	83	110
Apr	124	137	158	112	119
Mai	145	148	168	146	180
Jun	143	209	155	177	188
Jul	144	165	172	160	177
Aug	131	149	136	122	142
Sep	90	87	108	96	61
Okt	64	59	48	64	66
Nov	25	26	26	20	30
Dez	16	19	20	15	13
Jahressumme	1017	1001	1136	1054	1145

Tab. D.4: Monatlich gemittelte Temperaturmesswerte an den Sonnenhäusern in Cottbus im Vergleich zu Testreferenzjahren TRY vom DWD

	TRY	2019	2020	2021	2022
Jan	0,4	0,2	2,8	0,2	2,1
Feb	1,8	2,5	5,1	-0,4	3,7
Mär	4,6	6,3	4,1	3,7	2,9
Apr	10,1	9,9	9,7	6,3	7,4
Mai	15,2	13,0	13,1	12,3	15,6
Jun	17,7	23,5	19,5	21,4	20,4
Jul	19,6	20,8	19,7	21,0	20,2
Aug	19,3	20,9	20,8	17,4	20,5
Sep	14,5	14,5	14,5	15,2	12,5
Okt	9,9	10,3	10,3	9,0	10,7
Nov	4,9	5,4	5,8	4,6	4,1
Dez	0,9	3,4	2,0	0,7	1,0
Jahresdurchschnitt	9,9	10,9	10,6	9,3	10,1

E Website und Messwertvisualisierungen

Anmerkung: Aufgrund eines Cyberangriffs auf die IT-Infrastruktur der TU Freiberg wurden die Sicherheitsvorschriften für Webseiten und Datenbanken geändert. Die am Anfang des Projektes programmierte Webseite und Zugriffsmodalitäten erfüllten diese neuen Sicherheitsvorgaben 6 Monate vor Projektende nicht mehr. Dies konnte jedoch auch nicht kostenneutral angepasst werden, weshalb die Webseite leider seit Feb. 2023 vom WWW nicht mehr erreichbar ist.

Auf der Projektwebsite <https://eversol.iwtt.tu-freiberg.de> werden automatisiert Messdaten und deren Auswertungen zur Verfügung gestellt. Diese werden mehrfach täglich aktualisiert und geben Aufschluss über relevante Verläufe der vergangenen Wochen. Die Daten sind auf verschiedene Weise aufgearbeitet und gezielt ausgewählt, um sowohl für die interessierte Öffentlichkeit als auch für Fachplaner und Berater interessante Informationen bereitzustellen. Dabei werden Tagesautarkiegrade, Deckungsanteile und weitere Daten vom Vortag im Rahmen der Beschreibung des Energiesystems in schematischen Abbildungen integriert. In Abbildung E.1 sind beispielhafte Energiesysteme abgebildet. Ebenso können die zeitlichen Verläufe von Speicherfüllständen, solaren Deckungsgraden, Stromdeckungsanteilen, Nutzungsgraden ausgewählter Technikkomponenten und weitere bis zu vier Wochen rückblickend in einzeln erläuterten Diagrammen eingesehen werden.

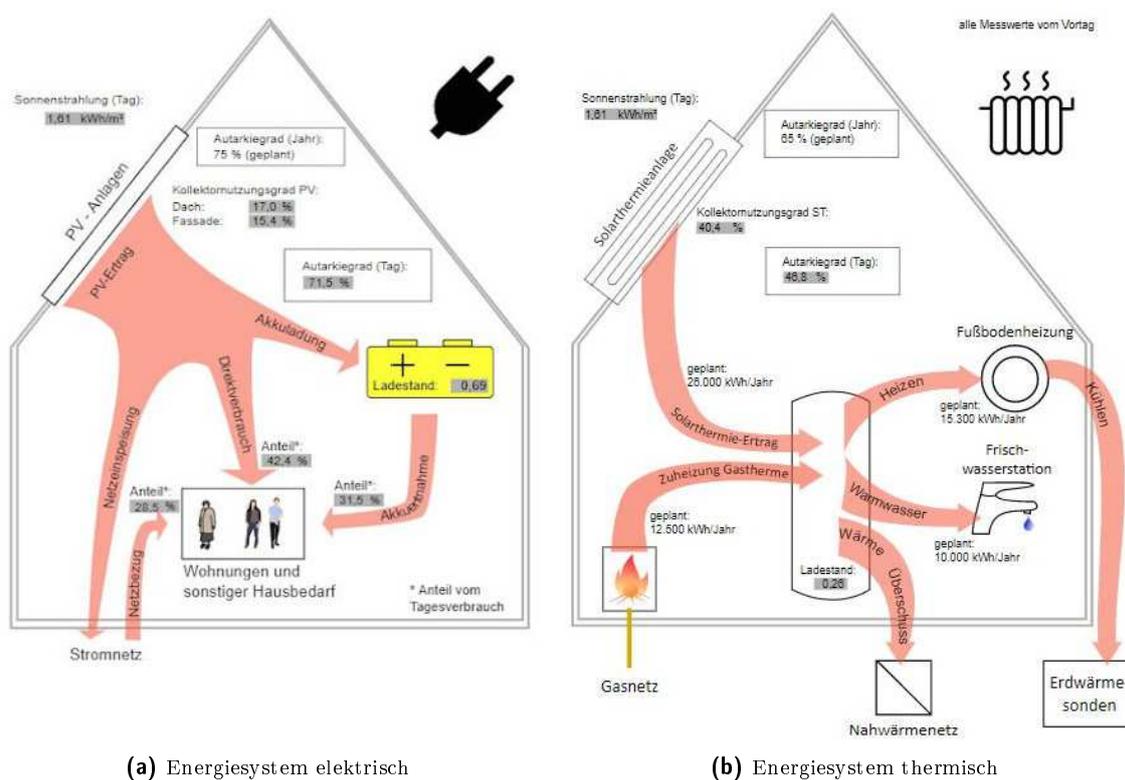


Abb. E.1: Energiesysteme

Eine besondere Einsicht wurde außerdem den Mietern in die individuellen Messdaten ihrer eigenen Wohnung gewährt. Dazu muss sich der Mieter über den Webbrowser in seinen Account einloggen, um dort vorgefertigte Diagramme die ebenfalls bis zu vier Wochen rückblickend den eigenen Energie- und Wasserverbrauch einschätzen, einzusehen, wie Abbildung E.2 beispielhaft zeigt. Absolute Verbrauchszahlen werden dabei nicht angezeigt, sondern lediglich

prozentuale Vergleiche zum Hausdurchschnitt. So kann jeder Mieter einsehen, ob und wie viel er mit seinem Verhalten vom Hausdurchschnitt abweicht. Die Werte sind dabei alle auf die Wohnfläche bezogen.



Abb. E.2: Mieterübersicht Energieverbrauch

Trotz großem Interesse an einer Visualisierung der wohnungsbezogenen Verbrauchsdaten wurde festgestellt, dass nur sieben von 14 Mietern einen Zugang angefragt haben. Die Nutzung des Accounts konnte durch die Dokumentation der Logins bewertet werden. Daraus geht hervor, dass nach kurzer Nutzung keine weitere Beachtung der Inhalte erfolgte. Drei der sieben Mieter mit Account haben sich nie eingeloggt. Aus der Befragung der Mieter geht hervor, dass diese die Darstellungen als zu kompliziert erachteten. Da sich einige Mieter nie eingeloggt haben und auch die Aussagen der Befragung nicht mit den Logindaten übereinstimmen, kann die Vermutung abgeleitet werden, dass die Mieter mit der Art des Logins nicht zurechtkamen und stattdessen die frei verfügbaren Seiteninhalte betrachtet haben, die jedoch keine Auskünfte zum individuellen Verbrauch bieten. Für eine Überführung in eine nutzerfreundlichere Smartphone-App ist der Aufbau des Datenbanksystems mit Webvisualisierung allerdings nicht geeignet, weshalb von einer Weiterentwicklung der Mieterseiten abgesehen wurde.