

Verbundprojekt

Smartes Quartier Karlsruhe-Durlach (SQ-Durlach)

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Projektbericht Phase C: Monitoring und Betriebsoptimierung

EnEff:Stadt - FKZ 03ET1590

Ein Verbundprojekt von KES Karlsruher Energieservice GmbH
Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Freiburg
Universität Freiburg, Institut für Nachhaltige Technische
Systeme (INATECH)



Volkswohnungs-Quartier Ersinger Straße 1 – 5

Quelle: Luftbild Fraunhofer ISE / M. Lämmle

Autoren:

Reinhard Jank (KES)

Danny Günther, Tim Rist (Fraunhofer ISE)

Michael Kropp (Univ. Freiburg, INATECH)

Karlsruhe, Mai 2024

Bildquellen der ersten Seite:

Manuel Lämmle, Fraunhofer ISE

Pilotprojekt Smartes Quartier Karlsruhe-Durlach

Phase C - Monitoring und Betriebsoptimierung

Inhalt

Liste der verwendeten Abkürzungen	5
C1 Monitoring-System	7
C1.1 Aufgabenstellung	7
C1.2 Smartes Energiekonzept	7
C1.3 Grundsätzliches Monitoring-Konzept	8
C1.4 Wissenschaftliche Begleitarbeiten	9
C1.5 Installierte Messtechnik, Erfahrungen bei der Inbetriebnahme	11
C2 Auswertung der Monitoring-Daten	13
C2.1 Stromverbrauch und -erzeugung im Quartier	13
C2.1.1 Jahreswerte 2023	14
C2.1.2 Jahresverlauf der Stromerzeugung und des -verbrauchs im Quartier	15
C2.2 Wärmebereitstellung und Verbrauch im Quartier: Jahreswerte	17
C2.2.1 Heizzentrale + Ersinger Str. 1, 3, 5: Wärmebereitstellung und Verbrauch	17
C2.2.2 Ersinger Str. 2 und Ersinger Str. 4: Energiemengen und Effizienzwerte	18
C2.3 Monatswerte	21
C2.3.1 Heizzentrale + Ersinger Str. 1, 3, 5: Wärmebereitstellung und Verbrauch	21
C2.3.2 Ersinger Str. 2: Wärmebereitstellung und Verbrauch	22
C2.3.3 Ersinger Str. 4: Wärmebereitstellung und Verbrauch	23
C2.4 Typtagebetrachtung (Sommer-, Übergangstag und Heiztag)	25
C2.4.1 Randbedingungen	25
C2.4.2 Ersinger Str. 2: PVT-Wärmepumpensystem mit Gaskessel	27
C2.4.3 Ersinger Str. 4: MQ-Wärmepumpensystem mit Gaskessel	29
C2.4.4 Heizzentrale und Ersinger Str. 1, 3, 5	33
C2.5 Vergleich der beiden Wärmepumpensysteme	36
C2.6 Heizkurve	38
C3 Energie- und CO ₂ -Bilanzierung für das Quartiers-Energiesystem	39
C3.1 Bilanzierungsmethode 1: ‚Stromgutschrift-Methode‘	39
C3.1.1 Wärme- und Stromverbrauch im Quartier	42
C3.1.2 Gasverbrauch	43
C3.1.3 Stromverbrauch und Netzbezug bzw. Stromerzeugung und Netzzürückspeisung	44
C3.1.4 Resultierender Primärenergie-Verbrauch und CO ₂ -Emission	44
C3.2 PE- und CO ₂ -Faktoren	45
C3.3 Autarkiegrad und Eigenverbrauchsverhältnis	46
C3.4 Bilanzierungsmethode 2: Aufteilung der CO ₂ -Emission auf den Wärme- und Stromverbrauch nach der ‚finnischen Methode‘	47

C3.4.1	Die ‚finnische Methode‘ zur Aufteilung der CO ₂ -Emission auf den Wärme- und Stromverbrauch	48
C3.4.2	Beispiel: Anwendung der finnischen Methode auf das BHKW in der Heizzentrale Ersinger Straße 5 (mit den ISE-Daten)	48
C3.4.3	Anwendung der finnischen Methode auf das gesamte Energiesystem von SQ Durlach (fünf MFH).....	50
C3.5	Aufteilung der CO ₂ -Steuer auf Mieter und Vermieter	51
C3.5.1	Gesetzliche Vorgaben zur Aufteilung des CO ₂ -Steuerbetrages	51
C3.6	Vergleich der simulierten (ISE) mit den gemessenen bzw. hochgerechneten Öko-Kennzahlen.....	51
C4	Optimierungsmaßnahmen	53
C4.1	Heizzentrale und Nachwärmenetz.....	53
C4.2	Ersinger Str. 2: PVT-Wärmepumpensystem mit Gaskessel	54
C4.3	Ersinger Str. 4: MQ-Wärmepumpensystem mit Gaskessel.....	56
C5	Fehlererkennung: Methoden, Ergebnisse	71
C5.1	Einführung.....	71
C5.2	Methodik.....	73
C5.3	Übersicht der Ergebnisse	75
C5.4	Auszüge aus den Einzelauswertungen	77
C5.4.1	Heizzentrale	77
C5.4.2	Ersingerstraße-4.....	85
C5.5	Ausblick	87
C6	Quartiers-Energiemanagement	88
C7	Wirtschaftlichkeitsanalyse: Gesamt-Quartiers-Ergebnis 2023 und WP-Vergleich	92
C7.1	Wirtschaftlichkeit des Quartierskonzeptes mit den Messdaten 2023	92
C7.2	Wirtschaftlichkeitsvergleich der beiden Wärmepumpenkonzepte.....	95
C7.3	Investitionskosten	96
C7.3.1	Kostenstruktur Mehrquellen-Wärmepumpe.....	96
C7.3.2	Kostenstruktur PVT-Wärmepumpe	97
C7.4	Energiepreise	97
C7.5	Jahresarbeitszahlen und GL-Anteil an Q _a	98
C7.6	Wärmegestehungskosten: Ergebnisse.....	99
C7.7	Diskussion der Ergebnisse.....	100
C8	Zusammenfassung und Lessons Learned.....	103
	Literatur	105
	Anhang	106
Anhang A	Bilanzgrenzen zur Bewertung der Wärmepumpensysteme	106

Liste der verwendeten Abkürzungen

BHKW	Blockheizkraftwerk	kWh _{th}	Kilowattstunde thermisch – Einheit Wärmeenergie ¹
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie	kWh _{el}	Einheit elektrische Energie
BMWK	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz	kWh _{Ho}	Energie in Form von Erdgas, oberer Heizwert
BWT	Brennwert	kWh _{Hu}	Brennstoffenergie, unterer Heizwert
BS	Brennstoff	kWh _{PE}	Einheit Primärenergie
CO ₂ -Faktor	CO ₂ -Emissionsfaktor (für einen bestimmten Endenergieträger)	kWh _{EE}	Einheit Endenergie
EE	Endenergie	KWK	Kraft/Wärme-Kopplung
EEG	Erneuerbare Energien-Gesetz	MFH	Mehrfamilienhaus
EEWärmeG	Gesetz zur Nutzung erneuerbarer Energien im Gebäudesektor	ML	Maschinelles Lernen
EnEV	Energieeinsparverordnung	MQ	Mehrquellen
F&E	Forschung und Entwicklung	NT	Niedertemperatur
FED	automatisierte Fehlererkennung und Detektion	PE	Primärenergie
FW	Fernwärme	PE-Faktor	Primärenergiefaktor (für einen bestimmten Endenergieträger)
HH	Haushalt	PVT	photovoltaisch-thermischer (Hybrid-)Kollektor
HGt	Heizgradtage	q _{HZ}	spezif. Heizenergiebedarf (kWh/(m ² ·a))
HKV	Heizkostenverordnung	q _P	spezif. Primärenergieverbrauch (kWh/(m ² ·a))
HKW	Heizkraftwerk	q _{ww}	spezif. Warmwasser-Verbrauch (kWh/(m ² ·a))
Ho	oberer Heizwert (von Erdgas; kWh _{Ho} /m ³) (heute: H _s ... superior heating value)	QES	Quartiersenergiesystem
H _T	spezif. Transmissionswärmeverlust (W/(m ² ·K))	RL	Rücklauf (-temperatur)
Hu	unterer Heizwert (von Erdgas; kWh _{Hu} /m ³) (heute: H _i ... internal heating value)	RL	Reinforcement Learning
HZ	Heizzentrale	SK	Solarkollektor(en)
IBS	Ingenieurbüro Schuler	SL	Spitzenlast
INATECH	Inst. f. Nachhaltige Technische Systeme (Univ. Freiburg)	SW	Stadtwerke
ISE	Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme	TGA	Technische Gebäudeausrüstung
JAZ	Jahres-Arbeitszahl (Wärmepumpe)	THG	Treibhausgas(e)
KA	Karlsruhe	TWW	Warmwasser(-bereitung)
KES	Karlsruher Energieservice GmbH	UF	Ultrafilter / Ultrafiltration
KF	Klimafaktor	VL	Vorlauf (-temperatur)
		WE	Wohneinheit
		WMZ	Wärmemengenzähler
		WP	Wärmepumpe
		WRG	Wärmerückgewinnung

¹ Oder die entsprechende Energieeinheit in Megawattstunden (MWh) anstelle kWh.

Pilotprojekt Smartes Quartier Karlsruhe-Durlach

Phase C - Monitoring und Betriebsoptimierung

C1 Monitoring-System

C1.1 Aufgabenstellung

Folgende Aufgaben sollen durch das installierte Monitoring-System erfüllt werden:

- Messung, Speicherung und Visualisierung des Verhaltens einzelner Komponenten des Energiesystems
- energetische Bilanzierung auf Komponenten- und System-Ebene
- Ableitung von Performance-Parametern
- Detektion von Mängeln bzw. betrieblichen Fehlern
- Bereitstellung von Daten zu Abrechnungszwecken.

Dies erfordert eine umfangreiche Instrumentierung des Gesamtsystems und aller Komponenten in den Heizzentralen bzw. Unterstationen, ferner eine kontinuierliche Übertragung von zeitlich hochaufgelösten Daten über das Internet zu den Auswertungs-Computern sowie eine geeignete Auswertungs-Software.

Nach Projektbeendigung soll das System so an den Anlagenbetreiber Karlsruher Energieservice KES übergeben werden, dass in der Leitwarte der Stadtwerke Karlsruhe SWK ein automatisierter Überblick über den Betriebszustand des Energiesystems möglich ist, einschließlich einer automatischen Störungsüberwachung plus Erzeugung von Alarmmeldungen, wenn Komponenten des Energiesystems sich in einen sub-optimalen Betriebszustand bewegen (Soll/Ist-Abgleich, ‚technisches Langzeit-Monitoring‘).

Eine ausführliche Beschreibung des Energie und Monitoring-Konzeptes sowie der Auswertepattform ist in Band 1 und 2 des Schlussberichtes zu finden. Auf die wichtigsten Grundlagen soll hier dennoch kurz eingegangen werden.

C1.2 Smartes Energiekonzept

Im Jahr 2021 wurde das neue Quartiersenergiesystem (QES) installiert und in Betrieb genommen (s. Abb. C1-1). Das System wurde auf der Grundlage von Simulationen und entsprechenden Energiebilanzen ausgelegt und berücksichtigt verschiedene technische, regulatorische und ökologische Faktoren. Das QES umfasst auf allen fünf Gebäuden installierte Photovoltaikmodule (PV) mit einer Gesamtkapazität von 194 kW_p. Optimierungsstudien haben gezeigt, dass große PV-Anlagen aufgrund ihrer niedrigen Stromgestehungskosten und ihrer geringen Kohlenstoffintensität sowohl aus wirtschaftlich als auch energieeffizient sind. Aufgrund gesetzlicher Bestimmungen, welche die installierte Leistung auf 100 kW_p pro Jahr begrenzen, werden die PV-Anlagen in zwei Phasen installiert.

Zwei dezentrale Wärmepumpen-Anlagen mit einer thermischen Leistung von 42 kW_{th} bzw. 71 kW_{th} versorgen zwei Gebäude mit Wärme. Um die begrenzte Verfügbarkeit von Wärmequellen im städtischen Umfeld zu lösen, wurden in dem Projekt innovative Ansätze umgesetzt: hybride photovoltaische/thermische PVT-Kollektoren als einzige Wärmequelle und ein Mehr-Quellen (MQ-)System, bestehend aus Erdwärmesonden und einer Außenlufteinheit. Durch diese Kombination kann die Größe der Erdwärmesonden im Vergleich zu einer Wärmepumpe mit nur einer Quelle um 50 % reduziert werden, während die Jahresarbeitszahl im Vergleich zu einer reinen Luft-Wasser-Wärmepumpe steigt.

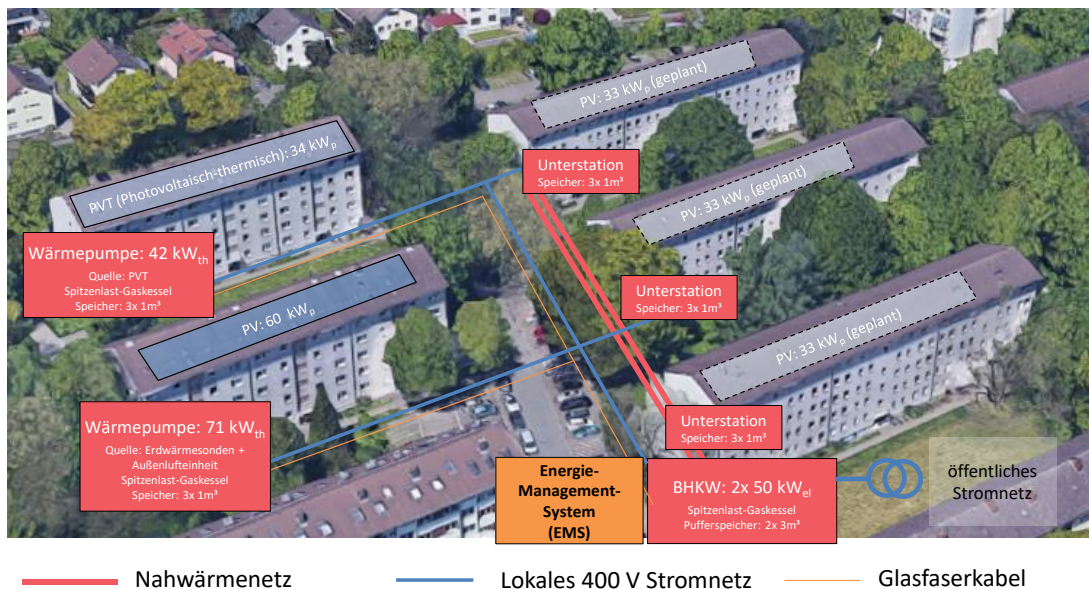


Abb. C1-1: Smartes Quartiers-Energiekonzept (Bild: Google, GeoBasis-DE/BKG)

Die restlichen drei Gebäude sind an ein Nahwärmenetz angeschlossen, das von zwei mit Erdgas betriebenen Blockheizkraftwerke (BHKW) mit einer elektrischen Leistung von jeweils 50 kW_{el} und einer thermischen Leistung von 92 kW_{th} gespeist wird. Die Inbetriebnahme dieser Blockheizkraftwerke erfolgte aufgrund der günstigeren Einspeisetarife für kleinere KWK-Anlagen in Deutschland in zwei Schritten, wobei das zweite BHKW seit November 2022 in Betrieb ist. Die Wärme aus der Heizzentrale wird über ein Zwei-Rohr-Nahwärmenetz an die Unterstationen der einzelnen Gebäude verteilt.

Alle Teilsysteme (Wärmepumpen und BHKW) sind mit Spitzenlast-Gaskesseln zur Heizungsunterstützung ausgestattet. Außerdem befinden sich in allen Gebäude und in der Heizzentrale Pufferspeicher, um einen flexiblen Betrieb von BHKW und Wärmepumpen zu ermöglichen. Außerdem sind die Gebäude durch ein lokales 400 V Stromnetz verbunden. Zusammen mit dem Energiemanagementsystems (EMS) kann dadurch zusätzlich der Strombezug aus dem Netz reduziert werden. Die erste Phase des neuen Energiesystems wurde im Winter 2021/2022 installiert und in Betrieb genommen, das Monitoring läuft seit Februar 2022. Die Installation der restlichen PV-Anlagen ist für 2024 geplant.

C1.3 Grundsätzliches Monitoring-Konzept

Das von INATECH gemeinsam mit Fraunhofer ISE konzipierte Monitoring-System wird von INATECH im Rahmen des laufenden F&E-Projektes betreut (Inbetriebnahme, Fehler-Überwachung bzw. Störungsbeseitigung des Monitoring-Systems, Programmierung der Datenbank Mondas zur computer-gestützten Daten-Auswertung). Die erforderliche messtechnische Hardware wurde von INATECH in Abstimmung mit den SWK vorgegeben und durch die ausführenden Firmen (Fa. Ochs Wärmetechnik, Gartner Elektrotechnik sowie EniSyst (Auftragnehmer für die MSR-Technik)) installiert.

Der grundsätzliche Datenfluss der Sensoren und Feldgeräte ist in folgender Abb. C1-2 dargestellt.

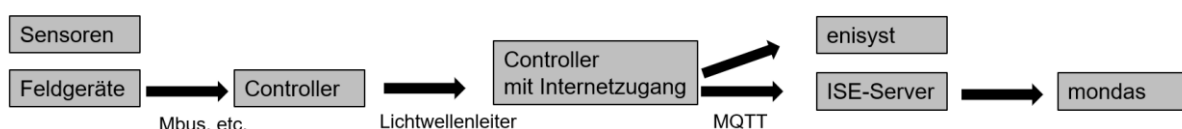


Abb. C1-2: Grundsätzlicher Datenfluss des Monitoring-Systems im smarten Quartier Karlsruhe-Durlach.

Die lokalen Feldgeräte sind über einen ‚Feldbus‘ an ‚Controller‘ (Datenlogger) in den Heizzentralen bzw. in den Unterstationen angeschlossen. Diese lokalen Controller fragen die Messdaten in einer Frequenz von 30 Sekunden ab. Von diesen Controllern werden die Daten über ein neu installiertes Glasfasernetz der SWK in der Ersinger Straße an den zentralen Controller in der Heizzentrale Ersinger Straße 5 weitergeleitet, der über einen Router an das Internet angeschlossen ist. Von hier werden die (verschlüsselten) Daten parallel an einen Server bei EniSyst sowie an den Server von Fraunhofer ISE per MQTT-Netzwerkprotokoll² übertragen. Der Controller in der Heizzentrale hat auch GLT-Funktionen. Mit dem EniSyst-Server in Pliezhausen können die übertragenen Daten ebenfalls visualisiert werden.

Die lokalen Controller dienen neben der Datenspeicherung bzw. neben dem Datentransfer auch zur lokalen Systemregelung in Verbindung mit den Komponenten-Regelungen (Wärmepumpen, BHKW).

Vom ISE-Server in Freiburg werden die Messdaten an die auf Energiemanagement spezialisierte Online-Plattform Mondas übertragen, die von INATECH / ISE zwecks Datenauswertung programmiert wurde bzw. laufend weiter programmiert wird. Hier können sich berechtigte Nutzer zwecks Visualisierung der Messdaten-Ganglinien (Temperaturen, Wärmeleistungen, elektrische Leistungen, Wetterdaten etc.) einloggen und Messergebnisse über wählbare Zeiträume (Tage, Wochen etc.) darstellen.

Mondas ist eine Datenbank, die – nach Überprüfung der eingegangenen Rohdaten auf Fehler und ggfls. Fehlerkorrektur - dazu dient, die Messdaten in eine projektspezifische Struktur von ‚Meta-Daten‘ so einzuordnen, dass diese für nachfolgende Auswertungen einfach adressiert bzw. weiterverarbeitet werden können, z.B. zur Erstellung von Energie (Wärme, Strom) – Bilanzen einzelner Komponenten über einen vorgegebenen Zeitraum (Tag, Monat, Jahr). Diese Auswertungsroutinen wurden für die Messdaten u.a. im Rahmen von Bachelor- bzw. Masterarbeiten programmiert, etwa zur Berechnung von Performance-Parametern (Arbeitszahlen, Nutzungsgrade, Wärmeverluste etc.; s. Kap. C2). Ausgewählte Daten dienen außerdem als Input für automatische Fehler-Erkennungsprozeduren (s. Kap. C5).

C1.4 Wissenschaftliche Begleitarbeiten

Das F&E-Projekt bietet die Möglichkeit zur Erarbeitung von studentischen Abschlussarbeiten (Bachelor, Master, Doktorarbeit) über Teil-Aspekte des Projekts. Bisher wurden bzw. werden noch folgende Arbeiten durchgeführt:

- H. Braun, Masterarbeit: Monitoring und Analyse der Anlagentechnik des Smarten Quartiers Durlach (Fertigstellung Feb. 2022)
- T. Leyschulte, Masterarbeit: Analyse und Betriebsoptimierung des Smarten Quartiers Karlsruhe Durlach (Fertigstellung Aug. 2022)
- C. Walleshauser, Bachelorarbeit: Bilanzierung des Smarten Quartiers Karlsruhe Durlach unter Verwendung eines Python basierten Analysetools (Fertigstellung Okt. 2023)
- J. Metz, Dissertation: Entwicklung und experimentelle Analyse eines Mehrquellen-Wärmepumpensystems aus Erdreich und Außenluft (Fertigstellung Juni 2023)
- M. Kropp, Dissertation: Analyse der Maßnahmen zur Optimierung von LowEx-Systemen im Mehrfamilienhaus Bestand (geplante Fertigstellung Ende 2024)

² MQTT – Message Queuing Telemetry Transport ist ein offenes Netzwerkprotokoll zur Übertragung von Daten zwischen Geräten, trotz Verzögerungen oder beschränkten Netzwerken.

Die Ergebnisse dieser Arbeiten liefern sehr nützliche Beiträge zur Umsetzung des Forschungsprojekts. Die verfügbaren Daten werden voraussichtlich noch weitere Abschlussarbeiten, sowohl bei ISE als auch bei INATECH, ermöglichen.

Im Verlauf des Projektes SQ Durlach ergaben sich bis Ende 2023 folgende Veröffentlichungen bzw. Vorträge/Präsentationen:

- Paper bei EuroSun Virtual Conference: Lämmle, Manuel; Hess, Stefan; Herkel, Sebastian (2020): Smart urban energy concept: integration of heat pumps, PV, cogeneration, and district heating in existing multi-family buildings. In: Eurosun 2020, ISES Proceedings.
- Vortrag ASHRAE Virtual Conference, 29. September 2020: Smart Urban Energy District of the Future: Integration of PV, Heat Pumps, CHP Units and District Heating in existing Multi-Family Houses in Germany, Manuel Lämmle.
- DKV-Tagung 2020 (online): Vortrag und Paper Kropp et al. (2020)
- Berliner Energietage 2021 (online): Vorträge im Workshop „2.08: Wärmepumpen-Effizienz in Mehrfamilienhäusern: Heizung, Warmwasser, Lüftung und Komfort“, 23. April 2021:
- Bongs, C., Lämmle, M. et al. 2021: Temperatur-Absenkung in Wärmepumpen-Heizsystemen mit Radiatoren und
- Kropp, M. et al. 2021: Trinkwarmwasser-Systeme mit Wärmepumpe: Vergleich von Energiebedarf und Performance
- J. Wapler, A. Dinkel, C. Bongs – Fraunhofer ISE: DKV Tagung 2021 19. November 2021, Dresden: Wärmepumpen im Mehrfamilienhaus-Bestand
- M. Lämmle, M. Kropp, J. Metz, S. Herkel: "Simulation and measurement results of a 'smart district' with connected heat pumps, PV and CHP as a model project for decarbonizing existing multifamily buildings". Konferenzbeitrag für die BauSim 2022, September 2022 in Weimar.
- Metz, J.; Günther, D.; Bongs, C. (2022) Mehrquellenwärmepumpensystem im Feldversuch. Deutsche Kälte- und Klimatagung 2022. Magdeburg, Nov. 16-18, 2022, Hannover: Deutscher Kälte- und Klimatechnischer Verein.
- Dr. R. Jank: Präsentation des Quartierskonzeptes und erster Ergebnisse des Wärmepumpen-Betriebs in einer Video-Konferenz der ‚Initiative.WOHNEN.2050‘ der Deutschen Wohnungswirtschaft durch die Volkswohnung am 23.03.2022.
- A. Dinkel: Präsentation zu Wärmepumpen in Mehrfamiliengebäuden: Umsetzungsbeispiele bei den Berliner Energietagen 2022 am 03.05.2022.
- M. Lämmle, Keynote auf der ACA.Modes Konferenz am 01. Juli 2022 in Offenburg: "Betrieb von Wärmepumpen und Blockheizkraftwerken in Wärmenetzen"
- M. Lämmle, M. Kropp, J. Metz, S. Herkel: "Simulation and measurement results of a 'smart district' with connected heat pumps, PV and CHP as a model project for decarbonizing existing multifamily buildings". Eingereichter und akzeptierter Konferenzbeitrag für die BauSim 2022 im September 2022 in Weimar.
- M. Kropp, J. Metz, M. Lämmle; „Energetic Performance of a Smart Neighborhood of existing Multi-family Buildings with Heat Pumps, PV and CHP focusing on Energy Balance and CO₂ Emissions“, Paper eingereicht zur CISBAT-Konferenz (The Built Environment in Transition), Lausanne, September 2023
- Lämmle, Manuel; Metz, Jakob; Kropp, Michael; Wapler, Jeannette; Oltersdorf, Thore; Günther, Danny et al. (2023): Heat Pump systems in existing multi-family buildings: a meta-analysis of field measurement data focusing on the relationship of temperature and performance of heat pump systems. In: Energy Technology, DOI: 10.1002/ente.202300379.
- R. Jank, M. Lämmle, M. Kropp, M. Rink; „Wirtschaftlichkeitsbetrachtung eines integrierten Energiekonzeptes mit Wärmepumpen, BHKW und PV für ein Bestandsquartier in Karlsruhe“, Zeitschrift für Energieforschung (ZfE), 3, S. 36 – 51, November 2023.

C1.5 Installierte Messtechnik, Erfahrungen bei der Inbetriebnahme

Es wurden ca. 700 Datenpunkte mit u.a. 51 Wärmemengenzählern, 67 Stromzählern und 5 Gaszählern in den Heizzentralen Ersinger Straße 5 bzw. Ersinger Straße 2 und sowie in den Unterstationen Ersinger Straße 1, 3 und 5 realisiert. Der Installationsprozess bzw. die Inbetriebnahme der Messsysteme zog sich ab Frühjahr 2021 bis Ende 2021 hin. Selbst Ende 2021 waren noch nicht alle vorgesehenen Messgeräte (Stromzähler, Gaszähler) installiert bzw. noch nicht korrekt angeschlossen (Wärmemengenzähler). Fehlerursachen waren falsche Zählermontage, vertauschte Temperaturfühler, oder auch falsche Wandlerfaktoren der Zählwerke. Es gab auch Fälle mit unplausiblen Messwerten, die zu diesem Zeitpunkt noch nicht geklärt werden konnten. Es hat sich die Befürchtung bestätigt, dass die Einrichtung eines komplexen Mess-Systems wie in SQ Durlach sehr fehleranfällig ist und v.a. die Installation einer sorgfältigen Planung und Umsetzung bedarf, idealerweise durch nur eine Fachfirma, d.h. aus einer Hand. Wegen unterschiedlicher Zuständigkeiten, etwa für abrechnungsrelevante Zähler, ist dies jedoch schwierig durchzusetzen.

Seit Anfang 2022 ist die Messtechnik, mit Ausnahme der PVT-WP-Heizzentrale (Ersinger Straße 2), die erst nach Beseitigung der Lärmemissionsprobleme am 18. Juni 2023 in Betrieb ging, i.W. vollständig installiert und funktionsfähig und liefert auswertbare Mess-Daten. Die Messtechnik in der Ersinger Straße 2 funktioniert seit Juli 2023, nach Verfügbarkeit der korrekten Temperatur-Sensorhülsen, und ist seither ebenfalls in Mondas eingebunden.

Idealerweise ist die Messtechnik parallel oder sogar vor der Inbetriebnahme der Energietechnik bzw. Einregulierung der Hydraulik funktionsfähig, um die deren Abnahme auf eine sichere Grundlage zu stellen, dies konnte jedoch bei weitem nicht erreicht werden, trotz der aufgetretenen zeitlichen Verzögerungen bei der ausführenden Firma (Ochs WT). Dieses Problem ist etwas entschärft dadurch, dass die Regelung der beiden Wärmepumpen ebenso wie die des BHKW unabhängige Zugänge zu den IP-Plattformen der jeweiligen Hersteller haben, über die zusätzliche Messdaten erfasst werden, auf die auch die KES bzw. ISE/INATECH zugreifen können.

Infolge der verspäteten Inbetriebnahme des Glasfasernetzes der SWK in der Ersinger Straße musste bis Ende 2021 als Zwischenlösung zur Übertragung der Daten von den lokalen Controllern zum zentralen Controller in der Heizzentrale Ersinger Straße 5 ein mobiler LTE-Router eingesetzt werden, mit dem es immer wieder Ausfälle in der Datenübertragung gab. Dies erschwerte die Aufzeichnung der Daten im Mondas-System erheblich, weil häufig auf einen nachträglichen Abruf entweder der Rohdaten aus den Controllern (Frequenz 30 Sekunden) oder der dort gespeicherten komprimierten Daten (Frequenz 5 Minuten) zurückgegriffen werden musste. Dadurch wurde die eigentlich vorgesehene automatische Datenübertragung in das Mondas-System erheblich behindert, weil sie häufig durch manuelle Nachbearbeitung zwecks Sicherung der Konsistenz der Zeitstempel bzw. der korrekten Synchronisierung ersetzt werden musste. Erst durch diese gemischte automatische und manuelle Datenbereinigung konnte ab Ende 2021 eine nachfolgende konsistente Auswertung der Messdaten erreicht werden. Diese Aufgabe einer computergestützten Fehlerbereinigung und Datenaufbereitung für die weitere Auswertung musste bis weit in 2022 fortgeführt werden. In 2023 wurde schließlich ein neues Auswertungstool in Python programmiert, mit dem nunmehr ein Werkzeug für verschiedene Auswertungen, insbesondere Berechnung von Energiebilanzen und Arbeitszahlen bzw. Nutzungsgraden und Wärmeverlusten, über verschiedene Zeiträume vorliegt, dass eine Basis für die anstehende Monitoring-Phase in SQ Durlach II liefert.

Die Programmierung der Datenbank Mondas zur Speicherung, Visualisierung und Auswertung der Messdaten hat sich als aufwendig erwiesen. Ein solches Tool ist als Monitoring-Instrument unbedingt erforderlich, jedoch ist eine Weiterentwicklung im Hinblick auf eine nutzerfreundlichere

Anwendung sowie verbesserte Möglichkeiten zur Auswahl der dargestellten Datenkurven und deren optische Darstellung sowie Makros zu deren Auswertung, inklusive Fehlersuche, erforderlich.

C2 Auswertung der Monitoring-Daten

In diesem Kapitel erfolgt die Auswertung der Monitoring-Daten. Aufgrund von Verzögerungen bei der Inbetriebnahme der Messtechnik wurde als Betrachtungszeitraum das Jahr 2023 gewählt. Wie bereits erwähnt erfolgte die Inbetriebnahme der PVT-Wärmepumpe erst im Juni 2023. Die Auswertung der Monitoring-Daten erfolgt zunächst auf Jahres- und Monatsbasis und wird durch eine Typ-tagbetrachtung ergänzt.

Um den Verbrauch im Quartier einzuordnen, werden im Folgenden die Verbrauchsdaten für Trinkwarmwasser (TWW), Raumheizung (RH) und Haushaltsstrom (HH) aus der Planungsphase und im Jahr 2023 vergleichend betrachtet (s. Abb. C2-1). Allgemein ist zu erkennen, dass der gemessene Verbrauch an TWW, RH und HH-Strom unterhalb der (gemessenen) Werte aus der Planungsphase liegt. Dies kann zumindest zum Teil auf ein gesteigertes Bewusstsein für Energieeinsparung seitens der Bewohner, auch aufgrund von gesteigerten Preisen, zurückzuführen sein. Der Verbrauch an Trinkwarmwasser liegt leicht unterhalb der gemessenen Werte aus der Planungsphase mit Ausnahme der Ersinger Straße 1. Der starke Unterschied des TWW-Verbrauchs in der Ersinger Straße 1, der um über 40 % niedriger liegt, kann einerseits an nicht funktionierenden Messgeräten oder andererseits an einer stark geänderten Mieterstruktur liegen. Die RH- und HH-Strom-Verbräuche liegen teils deutlich unterhalb der Werte aus der Planungsphase. Dies liegt im Falle der RH an einem warmen Jahr 2023. Neben einem gesteigerten Bewusstsein für Energieeinsparungen kann der HH-Stromverbrauch auch aufgrund von effizienteren Geräten, wie beispielsweise LED-Beleuchtung, unterhalb der Werte aus der Planungsphase liegen.

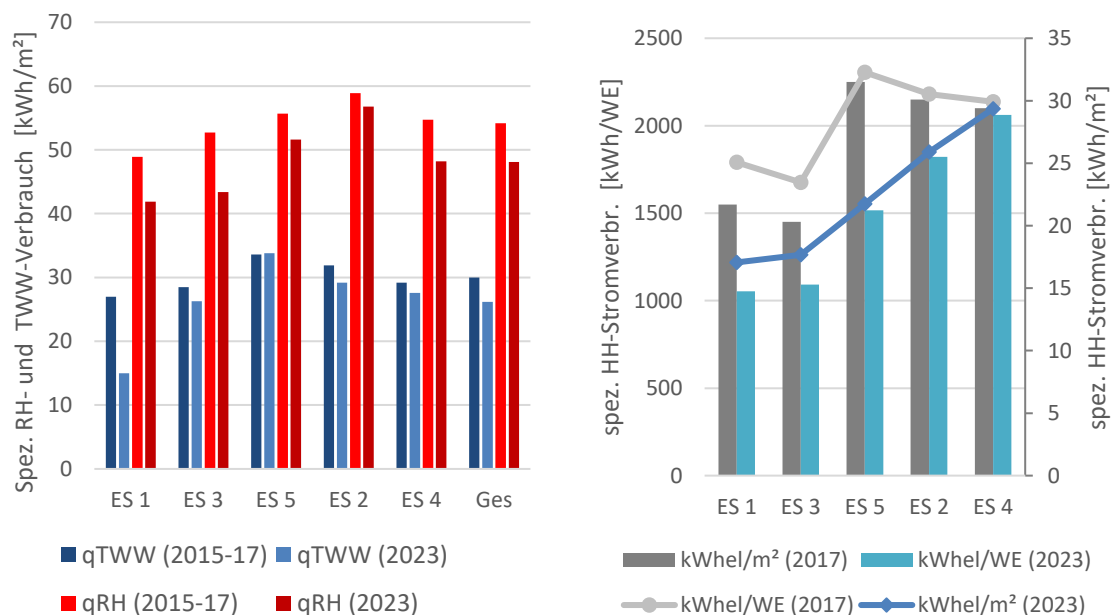


Abb. C2-1: Vergleichende Betrachtung der Verbrauchsdaten für Trinkwarmwasser (TWW), Raumheizung (RH) und Haushaltsstrom (HH).

C2.1 Stromverbrauch und -erzeugung im Quartier

Ein wesentlicher Bestandteil des neuen Energiekonzeptes ist die lokale Stromproduktion durch Kraft-Wärme-Kopplung (BHKW) und PV-Anlagen, wodurch die Nutzung von Netzstrom reduziert werden soll. Im Folgenden wird daher die Stromerzeugung und -verbrauch im Quartier genauer analysiert. Dazu werden zunächst die Jahreswerte für 2023 und anschließend der Jahresverlauf dargestellt.

Zur Bestimmung des Strommixes des Gesamtstromverbrauchs wurden zeitlich hochaufgelöste Daten der Stromerzeugung und des -verbrauchs analysiert. Da das KWK-G nicht kompatibel mit dem PV-Mieterstromgesetz ist, müssen PV-Anlagen und Haushalte getrennt von Wärmepumpen und BHKW bilanziert und abgerechnet werden. Damit kann kein PV-Strom für die Wärmepumpen verwendet werden. Dies ist nur für die Abrechnung des Stroms relevant, da in der Realität alle Gebäude in einem lokalen Stromnetz verbunden sind und somit ein Austausch von lokal erzeugtem Strom auf Quartiersebene stattfindet. Für folgende Auswertungen gilt: Erzeugter Strom, egal ob aus PV- oder BHKW-Erzeugung, kann für alle Verbraucher genutzt werden. Hierbei wurde für die einzelnen Erzeuger eine Priorität festgelegt, nach der der erzeugte Strom vorzugsweise verteilt wird. Eine Darstellung des Bilanzraums und der zugehörigen Eigenverbrauchspriorität ist in Abb. C2-2 dargestellt. Von den BHKW generierter Strom wird so zuerst durch die Wärmepumpen verbraucht, anschließend als Hilfsenergie und der Rest schließlich in den Haushalten. Überschüssiger Strom wird ins Netz gespeist. Der Strom der PV-Anlagen wird zuerst in den Haushalten genutzt. Anschließend werden die WP und zuletzt die Hilfsenergie bedient. Überschüssiger Strom geht wiederum ins Netz.

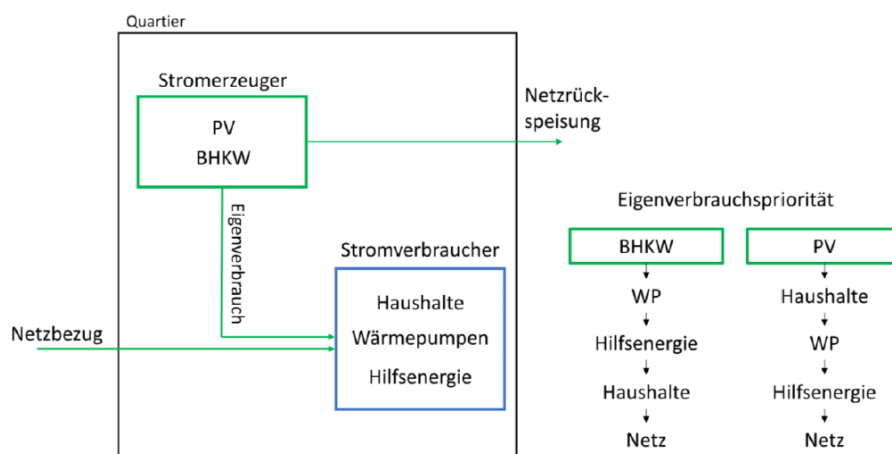


Abb. C2-2: Verwendete Bilanzgrenze und Eigenverbrauchspriorität der Stromerzeuger.

C2.1.1 Jahreswerte 2023

In Abb. C2-3 werden die Energieflüsse der Stromerzeugung und des Stromverbrauchs im Quartier für das Jahr 2023 dargestellt. Diese Jahresbilanz zeigt, dass insgesamt 392 MWh Strom im Quartier erzeugt wurden, was den Verbrauch von 328 MWh sogar übersteigt. Da sowohl die Stromerzeugung als auch der Stromverbrauch jahres- und tageszeitlichen Schwankungen unterliegen, musste dennoch Strom aus dem Netz importiert werden (68 MWh). Damit ergibt sich für das Jahr 2023 ein Autarkiegrad von 79 %, d.h. der überwiegende Teil des Stroms wurde vor Ort erzeugt. Der Haupterzeuger war hierbei die Kraft-Wärme-Kopplung mit 78 % des insgesamt erzeugten Stroms, während die PV-Anlagen 22 % lieferten. Auf der Verbraucherseite wurde der größte Teil des Stroms von den Haushalten genutzt (80 %), gefolgt von den beiden Wärmepumpen (17 %) und den Hilfsenergieverbrauchern (3 %). Zusätzlich wurden im Jahr 2023 insgesamt über 132 MWh ins Netz zurückgespeist.

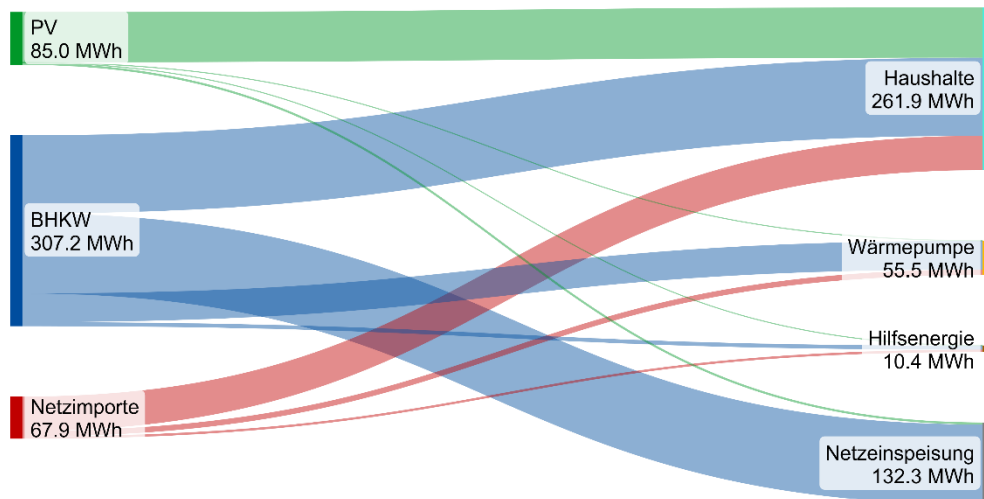


Abb. C2-3: Energieflussdiagramm der Stromerzeugung und des -verbrauchs im Quartier für das Jahr 2023.

Die Analyse zeigt, dass die Wärmepumpen hauptsächlich von den beiden BHKWs versorgt wurden (83 %), der übrige Strom kam aus dem Netz (16 %) und der PV-Anlage (1 %). Der Strom für die Haushalte wurde fast zur Hälfte (48 %) ebenfalls vom BHKW und zu etwa 31 % von der PV-Anlage gedeckt. Die restlichen 21 % wurden aus dem Stromnetz bezogen. Auf der Erzeugerseite wurden 42 % des von den beiden BHKWs produzierten Stroms in das Netz eingespeist. Dazu wurden etwa 41 % von den Haushalten, 15 % von den Wärmepumpen und 2 % als Hilfsenergie zur Wärmebereitstellung verbraucht. Bei der PV-Stromproduktion wurde der Großteil (95 %) direkt von den Haushalten verbraucht, die Wärmepumpe und die Hilfssysteme wurden nur geringfügig versorgt (1 %). Zusätzlich wurden 4 % des PV-Stroms in das Netz zurückgespeist.

C2.1.2 Jahresverlauf der Stromerzeugung und des -verbrauchs im Quartier

Um die saisonalen Unterschiede aufzuzeigen werden im Folgenden die Jahresverläufe des Stromverbrauchs und der Stromerzeugung dargestellt. Dazu sind in Abb. C2-4 und Abb. C2-5 die jeweiligen Tagessummen im Jahresverlauf dargestellt. Es ist zu erkennen, dass der Stromverbrauch der Haushalte über das Jahr relativ konstant zwischen etwa 650 und 800 kWh/d liegt. Bei den Wärmepumpen ist die Inbetriebnahme der PVT-Wärmepumpe und damit der Anstieg des Stromverbrauches ab Juni zu berücksichtigen. Generell ist der Stromverbrauch der Wärmepumpen vor allem außertemperaturabhängig. Während die Wärmepumpen im Sommer nur Wärme zur Trinkwarmwasser (TWW)-Bereitung bereitstellen und damit einen geringen Stromverbrauch haben (< 100 kWh/d), steigt der Stromverbrauch im Winter deutlich an (teilweise bis zu 600 kWh/d). Im Sommer ist zudem ein Anstieg des Stromverbrauchs der Hilfsenergie zu erkennen, was vor allem an der Wärmequellenanlage der MQ-Wärmepumpe liegt, worauf näher in Kapitel C2.3.3 eingegangen wird.

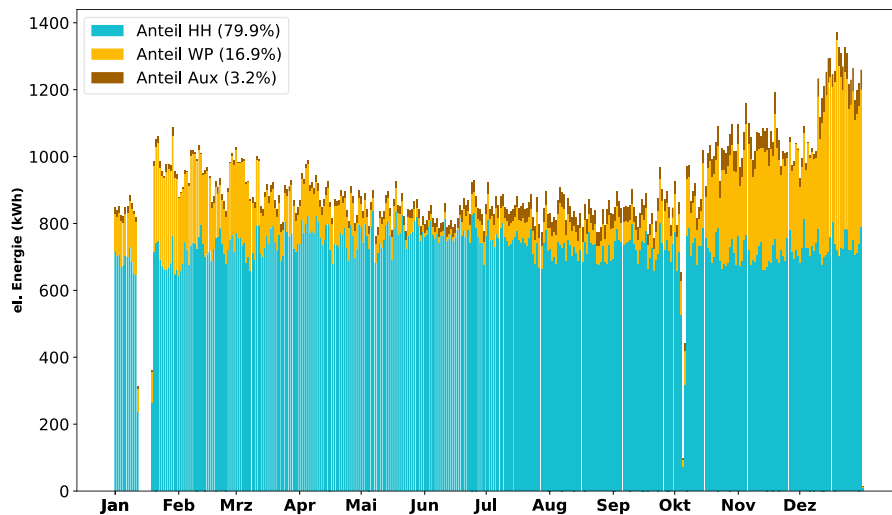


Abb. C2-4: Tagessummen des Stromverbrauchs im Quartier für das Jahr 2023 (HH: Haushalte, WP: Wärmepumpen, Aux: Hilfsenergie).

Im Jahresverlauf der Stromerzeugung ist deutlich ein saisonaler Unterschied in der lokalen Stromproduktion zu erkennen. Zum einen ist die PV-Produktion von der solaren Einstrahlung abhängig und zeigt eine typische Glockenkurve mit einer maximaler Stromerzeugung im Juni und Juli von über 500 kWh/d. Im Winter wird dagegen kaum PV-Strom erzeugt. Teils an mehreren aufeinander folgenden Tagen unter 50 kWh/d. Zum anderen ist die Stromproduktion durch die Kraft-Wärme-Kopplung von der Heizlast und damit auch von der Außentemperatur abhängig. Im Winter, bei hohem Wärmebedarf, haben beide BHKWs lange Laufzeiten und stellen somit viel elektrische Energie (bis zu 1800 kWh/d) bereit. Dagegen wird im Sommer aufgrund der geringeren Laufzeiten nur etwa 300 bis 500 kWh/d Strom bereitgestellt. Allgemein lässt sich feststellen, dass sich die Kombination aus PV-Anlagen und BHKWs zur lokalen Stromproduktion in Quartieren im Jahresverlauf gut ergänzt. Allerdings ist die Stromproduktion im Quartier im Sommer deutlich niedriger als im Winter. Mit der geplanten zweiten Ausbaustufe der PV-Anlage kann auch im Sommer mehr Energie bereitgestellt werden.

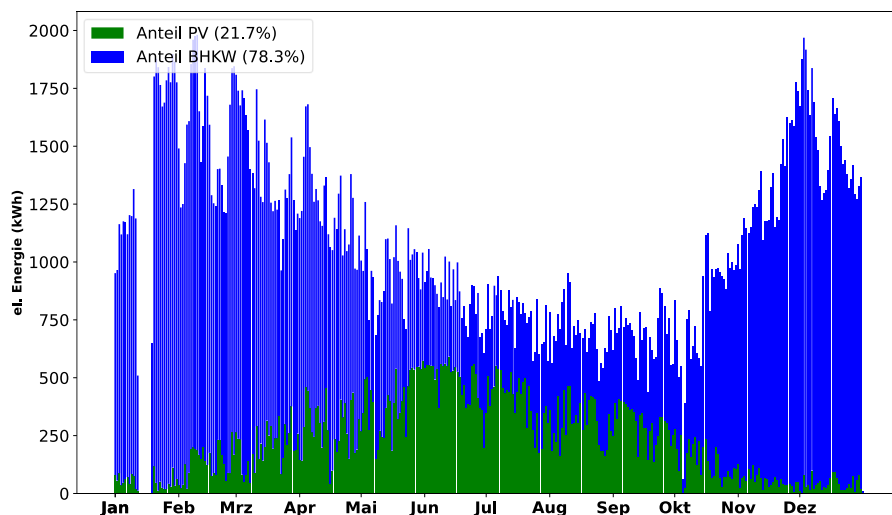


Abb. C2-5: Tagessummen der erzeugten elektrischen Energie im Quartier für das Jahr 2023.

Abb. C2-6 zeigt die Zusammensetzung des Gesamtstromverbrauchs im Quartier für jeden einzelnen Tag des gesamten betrachteten Jahres. Im Winter (Dezember - Februar), bei langen Laufzeiten des Blockheizkraftwerkes, wurden 98 % des Stroms für die Wärmepumpe und 95 % des Haushaltsstroms lokal erzeugt. Daraus ergibt sich ein hoher Autarkiegrad von 96 %. Aufgrund des hohen

Strombedarfs der Haushalte lag der Anteil des selbst verbrauchten Stroms zudem bei 71 %, dabei wurde der PV-Strom zu 100 % in den Haushalten verbraucht. Zwar steigt in der Übergangszeit und vor allem im Sommer mit zunehmender Sonneneinstrahlung auch die PV-Stromerzeugung, aufgrund des relativ konstanten Strombedarfs der Haushalte wurden aber selbst in den Sommermonaten (Juni bis August) 94 % des erzeugten PV-Stroms vor Ort verbraucht. Die maximale Produktion in der Mittagszeit führt jedoch dazu, dass überschüssiger Strom ins Netz zurückgespeist wird. In den Sommermonaten, wenn nur Wärme zur Trinkwassererwärmung bereitgestellt wird, arbeiten die Wärmeerzeugungsanlagen mit reduzierter Leistung, was zu einer geringeren Stromerzeugung (BHKW) und auch zu einem geringeren Stromverbrauch (Wärmepumpen) führt. Eine Erhöhung des Eigenverbrauchs kann durch den Einsatz eines Energie-Management-Systems EMS außerhalb der Heizperiode erzielt werden, wenn beide Wärmeerzeugungsanlagen im Teillastbetrieb laufen (siehe auch Kapitel C5). Da das EMS zur Synchronisierung der Wärmeerzeuger noch nicht in Betrieb war, wurden im Sommer 2023 nur 42 % des Wärmepumpen-Stroms vor Ort erzeugt und knapp 60 % des KWK-Stroms ins Netz eingespeist. Der Selbstversorgungsgrad liegt somit bei 63 % und der Eigenverbrauchsanteil bei 69 %. Insgesamt wurden der Stromverbrauch des Quartiers über das gesamte Jahr zu 54 % von den BHKW, zu 25 % von den PV-Anlagen und zu 21 % durch das öffentliche Netz gedeckt.

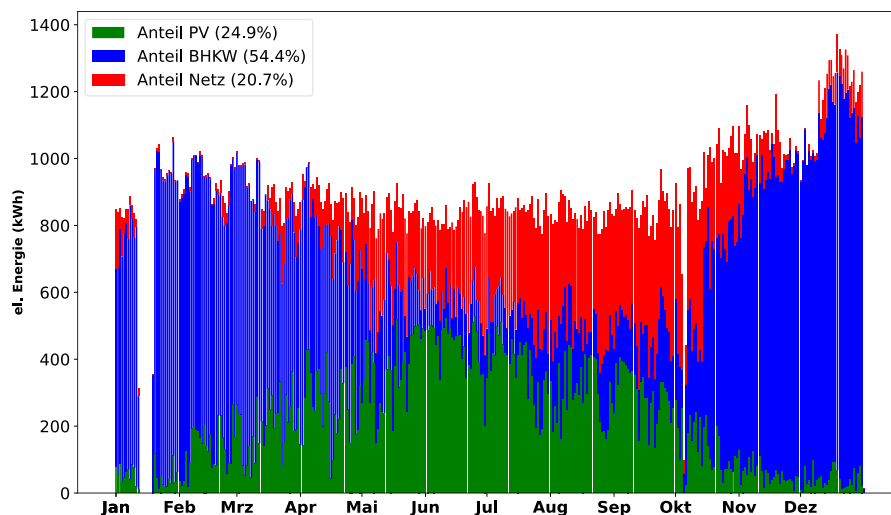


Abb. C2-6: Erzeugeranteile am Gesamtstromverbrauchs des Quartiers im Jahr 2023.

Insgesamt unterstreichen die Ergebnisse das Potenzial eines smarten Quartier-Energiekonzeptes die Abhängigkeit vom Netz zu reduzieren, indem Strom lokal auf möglichst nachhaltige und effiziente Weise erzeugt und verbraucht wird. Allerdings ist dazu ein EMS zur Synchronisierung der Wärme- und Strombereitstellung vor allem in der Übergangszeit und im Sommer essenziell.

C2.2 Wärmebereitstellung und Verbrauch im Quartier: Jahreswerte

C2.2.1 Heizzentrale + Ersinger Str. 1, 3, 5: Wärmebereitstellung und Verbrauch

Abb. C2-7 zeigt die Energiemengen und Effizienzwerte im Jahr 2023 für die neu errichtete Heizzentrale zur Versorgung der drei nördlichen Gebäude in der Ersinger Straße (Ersinger Str. 1, 3, 5). Im gesamten Jahr wurden ca. 323 MWh (64%) für Raumwärme und 180 MWh (36%) für die Trinkwassererwärmung bereitgestellt. Die Wärmebereitung erfolgte hauptsächlich durch die beiden BHKWs (605 MWh, entspricht über 99 %). Aufgrund des Nahwärmenetzes und der großen thermischen Speichervolumina im System traten hohe thermische Verluste von über 100 MWh auf. Durch die BHKW wurden zusätzlich etwa 307 MWh Strom produziert, was einem Gesamtwirkungsgrad der BHKWs von 82 % (el. Wirkungsgrad von 28 %; thermischer Wirkungsgrad von 54 %) und einer

Stromkennzahl von 0,51 entspricht. Der Gaskessel wurde im Jahr 2023 nur kurzzeitig genutzt, hauptsächlich während einer Revision der BHKW im Februar (siehe auch Kapitel C2.3.1). Die Jahresverbräuche der drei Gebäude für Raumheizung und Trinkwassererwärmung variieren teilweise stark. Die Jahresverbräuche zur Raumheizung lagen zwischen 99 MWh in der Ersinger Str. 1, 103 MWh in der Ersinger Str. 3 und 121 MWh in der Ersinger Str. 5. Bei der Trinkwassererwärmung lagen die Werte noch weiter auseinander: 36 MWh in der Ersinger Str. 1, 64 MWh in der Ersinger Str. 3 und 81 MWh in der Ersinger Str. 5. Während die beiden Gebäude Ersinger Str. 3 und 5 ähnliche Anteile zur Trinkwassererwärmung aufweisen (38 % bzw. 40 %), liegt der TWW-Anteil in der Ersinger Str. 1 bei unter 30 %. Der Abgleich mit der Mieterstruktur zur Plausibilisierung der Messwerte in der Ersinger Str. 1 konnte noch nicht realisiert werden, was im Folgeprojekt jedoch vorgesehen ist.

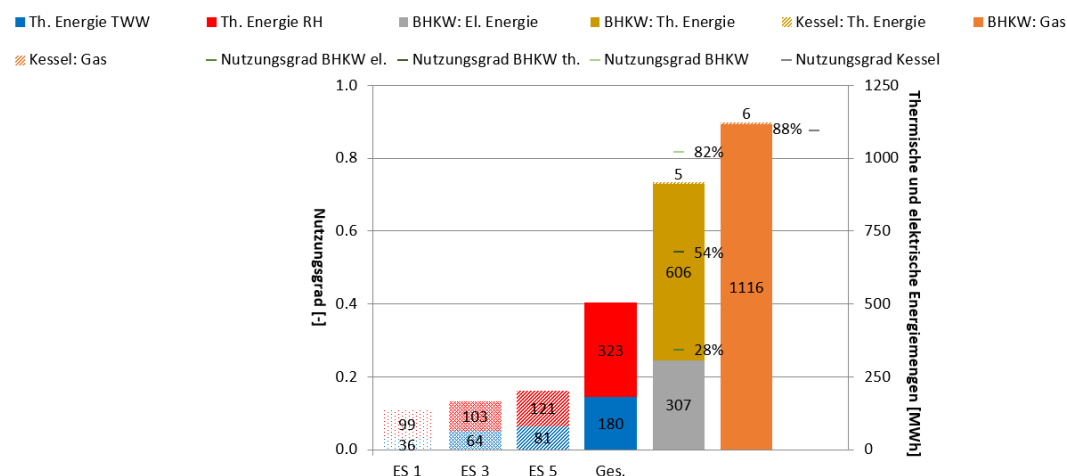


Abb. C2-7: Energiemengen und Effizienzwerte im Jahr 2023 für die neu errichtete Heizzentrale und Energieverbrauch in den drei Gebäuden Ersinger Str. 1, 3 und 5.

C2.2.2 Ersinger Str. 2 und Ersinger Str. 4: Energiemengen und Effizienzwerte

Die Abb. C2-8 gibt einen Überblick über die Jahresenergiemengen und Effizienzwerte für die beiden Versorgungssysteme mit Wärmepumpen in der Ersinger Straße. Bei der Interpretation der Messwerte ist auf Einschränkungen bzgl. unterschiedlicher unterjähriger Betriebszeiten einzelner Wärmeerzeuger zu achten. Ferner wurde teilweise erforderliche Messtechnik erst im Laufe des Jahres installiert. Von den Wärmeerzeugern bereitgestellte thermische Energiemengen werden vor den Speichern bilanziert.

Im linken Bereich der Abb. C2-8 werden die Jahreswerte für das Versorgungssystem mit PVT-Wärmepumpe in der Ersinger Straße 2 dargestellt. Im gesamten Jahr wurden von beiden Wärmeerzeugern ca. 120 MWh (66 %) für Raumwärme und 62 MWh (34 %) für die Trinkwassererwärmung bereitgestellt. Grundlegend erfolgte die Wärmebereitstellung bivalent teilparallel, d.h. bei Außentemperaturen oberhalb des Bivalenzpunktes von 0 °C stellt die Wärmepumpe die gesamte Wärme zur TWW-Bereitung und Raumwärme bereit. Sinkt die Außentemperatur unter den Bivalenzpunkt, schaltet der Gaskessel hinzu und beide Wärmeerzeuger stellen parallel Wärme bereit. Bei Außentemperaturen unterhalb von -5 °C schaltet die Wärmepumpe aufgrund ihrer Einsatzgrenzen ab und der Gaskessel stellt die erforderliche Wärme bereit. Da die Wärmepumpe auch bei geringen Wärmequellentemperaturen bis zu -5 °C Heizwasser auf einem Temperaturniveau oberhalb von 70°C bereitstellen kann, hätte der Deckungsbeitrag der Wärmepumpe auch für die Trinkwasserbereitung den wesentlichen Beitrag leisten sollen. Die Wärmepumpe wurde jedoch erst im Juni 2023 in Betrieb genommen, wodurch der Deckungsbeitrag in 2023 an der Bereitstellung von Raumwärme

(Trinkwarmwasser) bei lediglich 23 % (45 %) lag. Im halbjährigen Bilanzzeitraum Juli bis Dezember 2023 lag der Deckungsbeitrag der Wärmepumpe zur Trinkwassererwärmung bei 87 % und damit tendenziell auf anvisiertem Niveau. Demgegenüber wurden zur Raumheizung lediglich 56% von der Wärmepumpe gedeckt, was Defizite in der Betriebsstrategie bzw. deren Umsetzung offenbart, worauf in Kapitel C2.4.2 näher eingegangen wird. Die Energieanteile pro Betriebsmodus spiegeln sich auch darin wider, dass die Wärmepumpe – trotz halbjährigen Betrieb mit Sommer, Übergangs- und Winterzeit – nahezu die gleiche Energiemenge im Raumheiz- wie im Trinkwassermodus bereitete. Dies hat auch Einfluss auf die hier gemessene Effizienz, da beide Betriebsmodi mit unterschiedlichen Temperaturen einhergehen. Im Betrachtungszeitraum 2023 betrugen die energetisch gewichteten Mittelwerte aus Vor- und Rücklauf 58,9 °C im Trinkwassermodus und 46,9 °C im Raumheizmodus. Den Effizienzwerten von 3,0 (Bilanzgrenze 1 und 3, siehe auch Abb. Anh. A-1) liegen demnach etwa zu gleichen Teilen diese Senkentemperaturen zu Grunde. Planmäßig sollten den geringeren Temperaturen im Raumheizmodus größere Gewichtung finden und sich in entsprechend höheren Effizienzwerten widerspiegeln. Auch wenn größere Deckungsbeiträge im Raumheizmodus gemäß Heizkurve mit höheren erforderlichen Temperaturen zur Raumheizung einhergehen. Die Arbeitszahlen der Bilanzgrenzen 1 und 3 unterscheiden sich lediglich in der zweiten Dezimalstelle. Dies liegt an der effizienten Solepumpe (Bilanzgrenze 1 zu 2; Anteil Stromverbrauch Solepumpe zu Gesamtstromverbrauch: 2,3 %) und dem nicht vorhandenen senkenseitigen Heizstab (Bilanzgrenze 2 zu 3). Die mittlere Soletemperatur von der PVT-Anlage lag im Betrachtungszeitraum bei 7,5 °C. Die Jahresergebnisse für den Gaskessel sind wiederum vom partiellen Einsatz der Wärmepumpe ab Juni beeinflusst. Im gesamten Jahr stellte der Kessel zu 73 % der Energie zur Raumheizung und 27 % zur Trinkwasserbereitung. Der brennwertbezogene Nutzungsgrad des Kessels betrug 84 %.

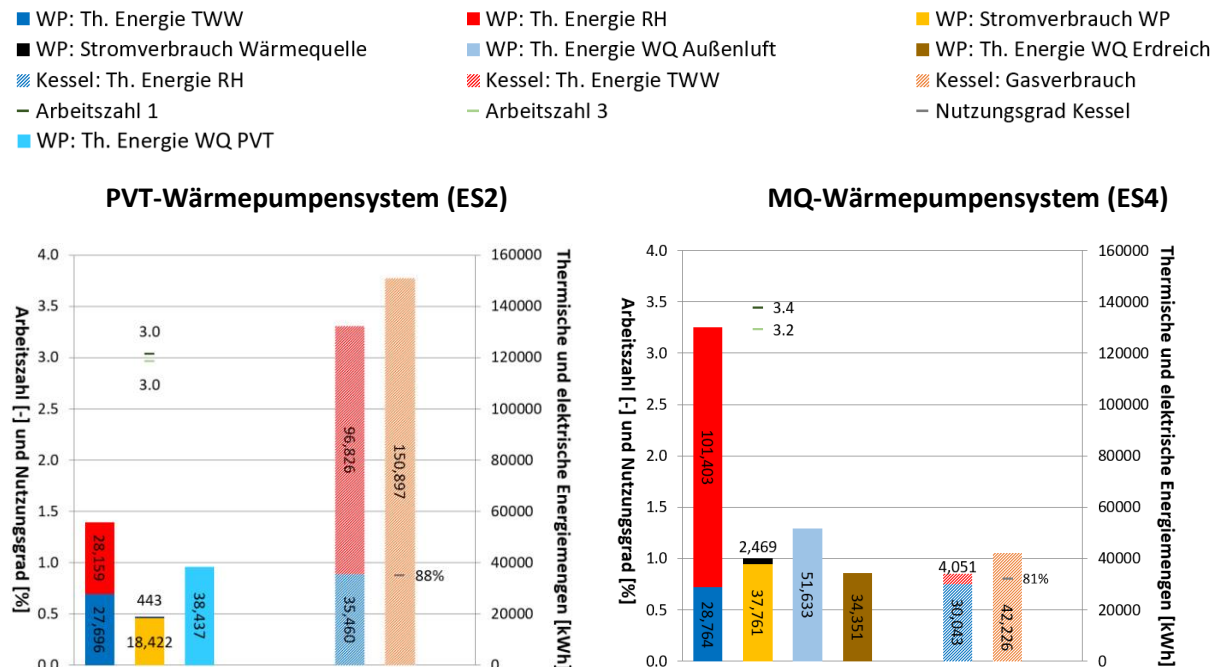


Abb. C2-8: Energiemengen und Effizienzwerte im Jahr 2023 für das Versorgungssystem mit PVT-Wärmepumpe und Kessel (links) und die MQ-Wärmepumpe und den Kessel (links) teils mit Einschränkungen bzgl. der Betriebs- bzw. Messzeiten

Die Jahresbetrachtung des Versorgungssystems in der Ersinger Straße 4 erfolgt anhand des rechten Diagramms in Abb. C2-8. Im Gegensatz zur Anlage in der Ersinger Straße 2 werden anstelle einer Wärmepumpe ein Verbund aus zwei nicht leistungsgeregelten Wärmepumpen eingesetzt. Ferner

nutzen diese anstelle einer PVT-Anlage einen Luft/Sole-Wärmeübertrager sowie Erdwärmesonden zur Gewinnung von Umweltwärme aus Außenluft und Erdreich. Der Betrieb der Wärmepumpen (nachfolgend als eine Wärmepumpe betrachtet) und des Gaskessels erfolgt kontinuierlich über das gesamte Jahr 2023. Lediglich aufgrund der verspäteten Installation eines Wärmemengenzählers ist auf folgende Vereinfachung hinzuweisen: der Wärmemengenzähler zur Erfassung der vom Gaskessel bereitgestellten thermischen Energie wurde erst im Juli 2023 installiert. Die Energiemengen für den Zeitraum Januar bis Juli 2023 wurden vereinfacht über den Gaszähler und dem Nutzungsgrad des Gaskessels ermittelt, der im Zeitraum August bis Dezember 80,7 % betrug.

Auch die MQ-Wärmepumpe wird bivalent-teilparallel betrieben, die Umschalttemperaturen sind jedoch nicht fest definiert wie bei der PVT-Wärmepumpe. Das hängt damit zusammen, dass beide Wärmepumpen über unterschiedliche Nennleistungen verfügen und zudem zwischen zwei Wärmequellen wechseln können, die thermischen Energie auf teils sehr unterschiedliche Temperaturen zur Verfügung stellen, was sich wiederum auf die mögliche Heizleistung auswirkt. Nach unten ist der Einsatz der Wärmepumpen vor allem dann limitiert, wenn das Erdreich geschont werden muss und die Außenlufttemperatur unter -3 °C absinkt, wodurch die minimalen quellenseitigen Eintrittstemperaturen der Wärmepumpen erreicht werden. Legt man ausschließlich die maximalen Vorlauftemperaturen gemäß Datenblatt von 60 bis 68 °C (je nach Wärmequellentemperatur) zu Grunde, muss die Trinkwassererwärmung vom Gaskessel unterstützt werden, die Raumheizung sollte jedoch von den Wärmepumpen allein gedeckt werden können. Weitere Ausführung zur Betriebsstrategie enthält der Bd. 2 in Kapitel B.2.2.3.

Im gesamten Jahr 2023 wurden durch die Wärmeerzeuger in der Ersinger Straße 4 105 MWh (64 %) zur Raumheizung und 59 MWh (36 %) zur Trinkwassererwärmung bereitgestellt. Die Anteile sind damit auf ähnlichem Niveau wie in der Ersinger Straße 2, wobei die bereitgestellte Gesamtenergie in der Ersinger Straße 4 10 % geringer ist. Im Gegensatz zur Ersinger Straße 2 wurden hier Wärmepumpen eingesetzt, die je nach Wärmequellentemperatur und Temperaturspreizung maximal 68 °C erreichen können. Um mit Blick auf etwaige Hochdruckstörungen einen robusten Betrieb zu gewährleisten wurde die Regelung des Wärmepumpeneinsatzes optimiert (vgl. Kapitel C4.3). Im Zuge dessen wurden die Temperaturen auf maximal 64 °C im Vorlauf und 60 °C im Rücklauf begrenzt. Somit konnten die erforderlichen maximalen Temperaturen zur Raumheizung gedeckt werden, jedoch nicht die erforderlichen Temperaturen zur Trinkwassererwärmung. Dies spiegelt sich weitestgehend in den Deckungsbeiträgen der Wärmepumpe wider: 96 % der Energie zur Raumheizung, jedoch nur 48 % der Energie zur Trinkwassererwärmung wurden von den Wärmepumpen bereitgestellt. Die Trinkwassererwärmung ist demnach weitestgehend für den verbleibenden Gasverbrauch von 42 MWh verantwortlich. Insbesondere im Zuge eines verbesserten Speichermanagements im Trinkwassermodus bestehen Potenziale den Gasverbrauch weiter zu senken, worauf näher in den Kapiteln C2.3.3 und C4.3 eingegangen wird. Die Bereitstellung der thermischen Energie durch die Wärmepumpen erfolgte zu 78 % im Raumheizmodus bei im Mittel $51,8\text{ °C}$ und zu 22 % im Trinkwassermodus bei im Mittel $57,2\text{ °C}$. Wärmequellenseitig wurde den Wärmepumpen zu 60 % Energie aus der Außenluft bei im Mittel $4,4\text{ °C}$ und zu 40 % Energie aus dem Erdreich bei im Mittel $5,2\text{ °C}$ zugeführt. Der Anteil des Stromverbrauchs der Wärmequellenanlage am Gesamtstromverbrauch lag bei 6,1 %. Die Jahresarbeitszahl 1 betrug 3,4 (Wärmepumpe) und die Jahresarbeitszahl 3 3,2 (plus Stromverbrauch Wärmequelle und Wärmesenken-seitigem Elektroheizstab (nicht in Betrieb)). Der Gaskessel wird zu 88 % im Raumheiz- und zu 12 % in Trinkwassermodus betrieben. Der Jahresnutzungsgrad beträgt 81%.

Beide Systeme erreichen eine ähnliche Jahresarbeitszahl 3 in Höhe von 3,0 (PVT) bzw. 3,2 (MQ-System). Senkenseitig wurde über beide Betriebsmodi hinweg Energie auf jeweils sehr ähnlichem

Temperaturniveau von im Mittel 52,8 °C (PVT-Wärmepumpe) und 53,0 °C (MQ-Wärmepumpen) bereitgestellt. Quellenseitig konnten geringfügige Unterschiede gemessen werden: im Mittel 7,5 °C beim PVT-System gegenüber 4,7 °C beim MQ-Wärmepumpensystem. Darüber hinaus ist der anteilige Stromverbrauch für den Betrieb der Wärmequelle beim MQ-Wärmepumpensystem mit 6,1 % zu 2,3 % signifikant höher. Aufgrund der unterschiedlichen Betriebszeiten während des Jahres 2023 und den noch nicht optimal realisierten Betriebsstrategien werden die Effizienzwerte der Wärmepumpensysteme in beiden Gebäuden nachfolgend eingeordnet. Bei der PVT-Wärmepumpe sollte sich perspektivisch der Anteil des Deckungsbeitrages an der Raumheizung (in 2023: 50 %) erhöhen, was mit einer Verringerung der mittleren Senkentemperatur einher gehen wird. Ganz im Gegensatz zur MQ-Wärmepumpe, wo ein höherer Deckungsbeitrag für die Trinkwassererwärmung (in 2023 48 %) anvisiert wird. Bezüglich der Quellentemperaturen wurde das PVT-System im Jahr 2023 anteilig weniger in der Heizperiode (Juni bis Dezember) betrieben. Daher sollte bei regulärem Betrieb über ein ganzes Jahr mit geringeren Wärmequellentemperaturen zu rechnen sein, worauf in Kapitel C2.3.2 noch näher eingegangen wird. Der höhere Stromverbrauch der Wärmequellenanlage des MQ-Wärmepumpensystems geht mit den zusätzlichen Funktionen sowie dem zu Grunde liegenden Forschungscharakter einher. Für die Wärmequellenanlage wurde eigens im Rahmen des HEAVEN Projektes eine Wärmequellenhydraulik und -Regelung entwickelt. Diese sollte zum einen den Betrieb der Wärmepumpen variabel mit je einer Wärmequelle oder beide Wärmequellen gemischt ermöglichen. Zum anderen sollte Energie zwischen den Erdwärmesonden und dem Luft/Sole-Wärmeübertrager in beide Richtungen übertragen werden können, um den Luft/Sole-Wärmeübertrager niederexergetisch zu enteisen und das Erdreich zu regenerieren. Die Enteisung wird um eine direktelektrische Erwärmung der Sole bzw. der Lamellen ergänzt. Die Erdreichregeneration wurde insbesondere mit Blick auf deren Funktionalität ausgeführt, kam aufgrund der geringen Tiefe der Erdwärmesonden bei gleichzeitigem starkem Grundwasserfluss jedoch nur unwesentlich zum Einsatz.

C2.3 Monatswerte

C2.3.1 Heizzentrale + Ersinger Str. 1, 3, 5: Wärmebereitstellung und Verbrauch

Abb. C2-9 zeigt die monatlichen Energiemengen und Effizienzen zur Wärmebereitstellung in der Heizzentrale für die drei nördlichen Gebäude in der Ersinger Straße. Beim Verbrauch ist im Jahresverlauf ebenfalls die Varianz zwischen den drei Gebäuden zu erkennen. Während in der Ersinger Str. 5 sowohl der TWW- als auch der Raumheizverbrauch am größten war, lag der Verbrauch in der Ersinger Str. 1 teils deutlich darunter.

Wie bereits in Kapitel C2.2.1 erwähnt wurde der Großteil (über 99 %) der Wärme durch die beiden BHKW bereitgestellt. Der Gaskessel wurde hauptsächlich während einer kurzen Revision im Februar genutzt. Bei Betrachtung der Nutzungsgrade des BHKW im Jahresverlauf lässt sich eine Abnahme in den Sommermonaten sowohl auf thermischer als auch auf elektrischer Seite erkennen. Dabei ist die Abnahme beim thermischen Nutzungsgrad stärker ausgeprägt. Vor allem häufigere Starts und kürzere Laufzeiten in den Sommermonaten führen zu erhöhten Verlusten und damit zu Effizienzeinbußen. Im Winter läuft das BHKW fast durchgängig, somit reduzieren sich vor allem die Startverluste.

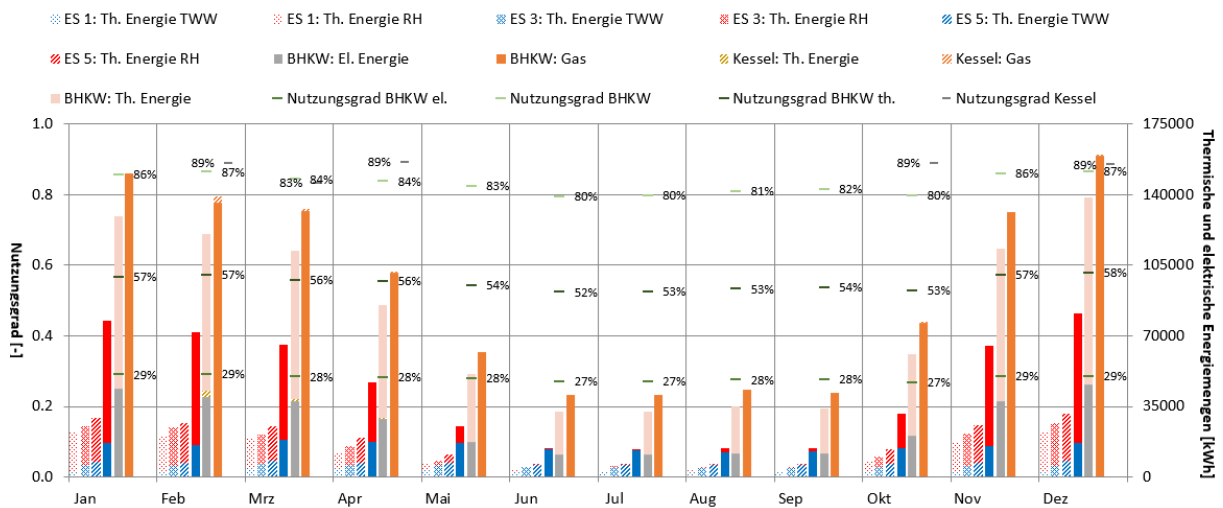


Abb. C2-9: Monatsliche Energiemengen und Effizienzwerte im Jahr 2023 für die neu errichtete Heizzentrale und Energieverbrauch in den drei Gebäuden Ersinger Str. 1, 3 und 5.

C2.3.2 Ersinger Str. 2: Wärmebereitstellung und Verbrauch

Die Abb. C2-10 zeigt die monatsweise Aufsplittung der in Abb. C2-8 für das PVT-Wärmepumpensystem und dem dazugehörigen Gaskessel dargestellten Größen von Januar bis Dezember 2023. Ergänzt wird die Darstellung durch Abb. C2-11, in der zusätzlich die Quellen- und Senkenseitigen Temperaturen sowie die thermischen und elektrischen Energien als monatliche Anteile aufgetragen sind.

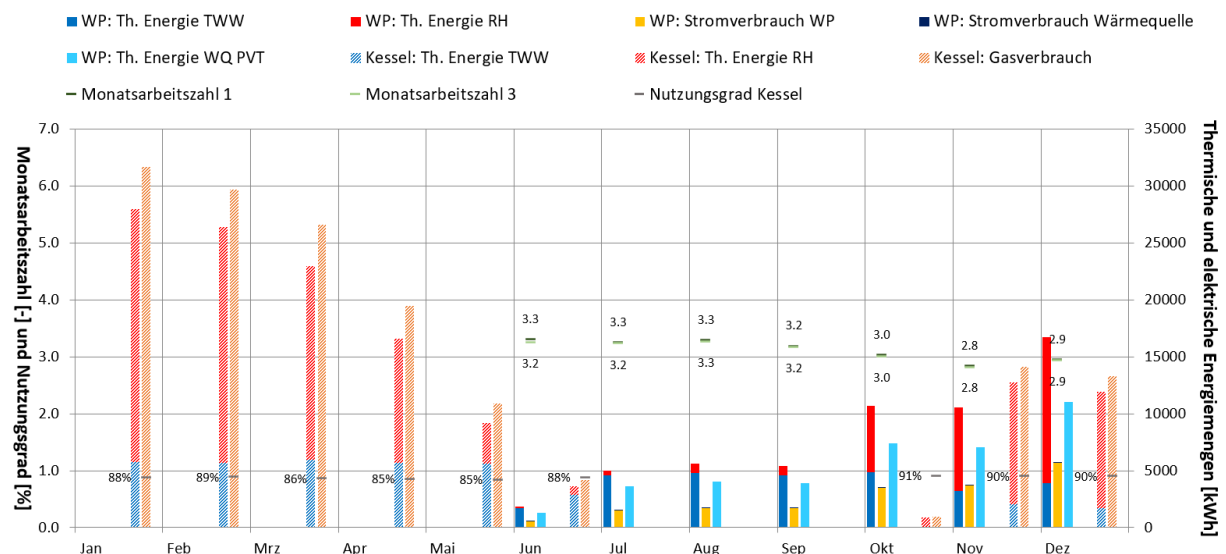


Abb. C2-10: Monatsweise Energiemengen und Effizienzwerte im Jahr 2023 für das Versorgungssystem mit PVT-Wärmepumpe und Kessel, teils mit Einschränkungen bzgl. der Betriebs- bzw. Messzeiten

Von Januar bis Mai war ausschließlich der Gaskessel zur Raumheizung und Trinkwassererwärmung bei monatlichen Nutzungsgraden zwischen 85 % und 89 % in Betrieb. Die Temperaturen in diesem Zeitraum lagen zwischen 66,5 und 70,6 °C (68,2 und 68,9 °C) im Raumheizmodus (Trinkwassermodus) und damit auf relativ ähnlichem Niveau. Im Raumheizmodus lagen die Temperaturen damit signifikant oberhalb der gemäß Heizkurve erforderlichen Temperaturen. Im Juni wurde die Wärmepumpe in Betrieb genommen, die einen Teil des Trinkwarmwasserbedarfes deckte. Von Juli bis

September war ausschließlich die Wärmepumpe, überwiegend zur Deckung Trinkwarmwasserbedarfes, in Betrieb. Mit abnehmenden Außenlufttemperaturen stieg der Deckungsbeitrag des Gaskessels von Oktober bis Dezember bei Nutzungsgraden von 90 % bzw. 91 % wieder an. Nun jedoch mit bedarfsgerechteren Temperaturen zur Raumheizung von 51,0 bis 53,7 °C. Die mittleren Temperaturen zur Trinkwassererwärmung waren mit 57,5 bis 58,6 °C ähnlich der von der Wärmepumpe bereitgestellten Temperatur. Die monatliche Effizienz der Wärmepumpe wird im Wesentlichen von den jeweiligen Temperaturen und Energieanteilen für Raumheizung und Trinkwassererwärmung sowie den Wärmequellentemperaturen beeinflusst. Die mittleren Temperaturen zur Trinkwassererwärmung lagen zwischen Juni und Dezember relativ konstant zwischen 58,2 und 59,6 °C. Bei der Betrachtung der Temperaturen zur Raumheizung wird deutlich, dass dieser Betriebsmodus nicht immer gänzlich abgegrenzt werden konnte, da die Temperaturen zur Raumheizung entsprechend der Heizkurve bis Dezember ansteigen und nicht abnehmen sollten. Zudem scheint der Dauerbetrieb der Pumpe des Gaskessels einen Einfluss auf die gemessenen Temperaturen zu haben. Die von der Wärmepumpe bereitzustellende mittlere Senkentemperatur nimmt im Jahresverlauf aufgrund des zunehmenden energetischen Anteils für die Raumheizung ab, auch wenn die erforderliche Heizkreistemperatur entsprechend der Heizkurve ansteigt (entgegen der Darstellung in Abb. C2-11). Dennoch nehmen die Effizienzwerte mit zunehmender Heizlast ab, was auch mit den ebenfalls sinkenden Wärmequellentemperaturen zusammenhängt. So betragen die mittleren Senkentemperaturen im Juli noch 59,2 °C und die mittleren Wärmequellentemperaturen 14,3 °C. Bis Dezember verringert sich die Monatsarbeitszahl 3 MAZ3 von 3,3 auf 2,9, bei gleichzeitiger Verringerung der mittleren Senkentemperaturen um 10,9 K (auf 48,2 °C) und der mittleren Quellentemperatur um 11,9 K (auf 2,4 °C).

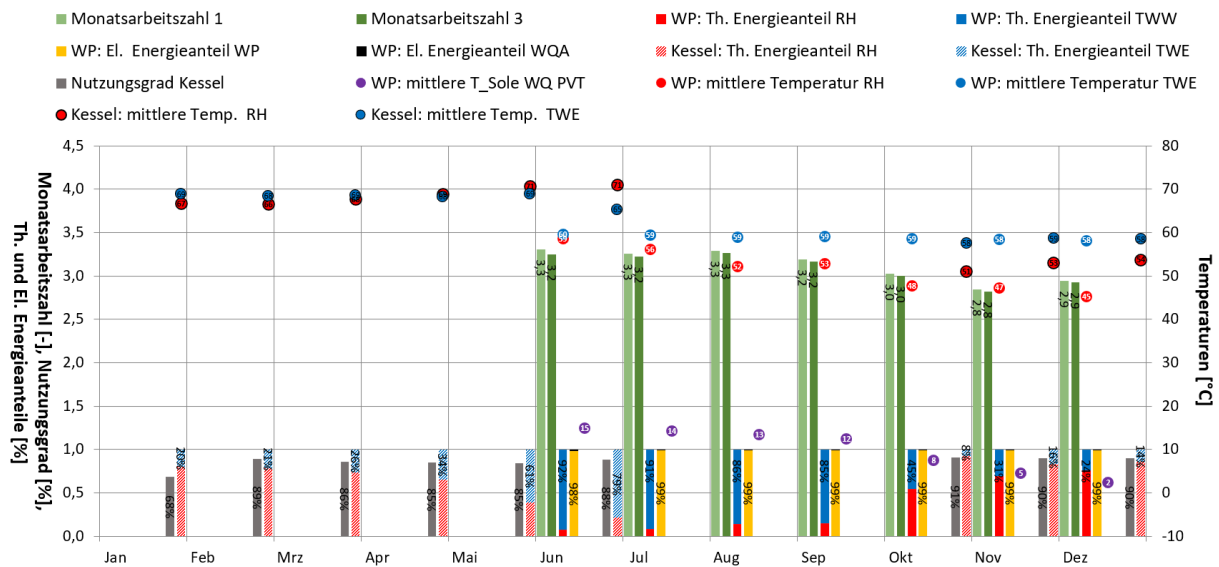


Abb. C2-11: Monatsweise Senken- und Quellenseitige Temperaturen, Effizienzwerte sowie Energieanteile im Jahr 2023 für das Versorgungssystem mit PVT-Wärmepumpe und Kessel, teils mit Einschränkungen bzgl. der Betriebs- bzw. Messzeiten

C2.3.3 Ersinger Str. 4: Wärmebereitstellung und Verbrauch

Abb. C2-12 und Abb. C2-13 dienen der Charakterisierung des Wärmeerzeugereinsatzes in der Ersinger Straße 4 für 2023 auf Monatsbasis. Im Gegensatz zur Ersinger Straße 2 waren sowohl der Wärmepumpenverbund als auch der Gaskessel ganzjährig in Betrieb. Lediglich der Nutzungsgrad des Gaskessels konnte aufgrund eines verspätet installierten Wärmemengenzählers erst ab August ermittelt werden.

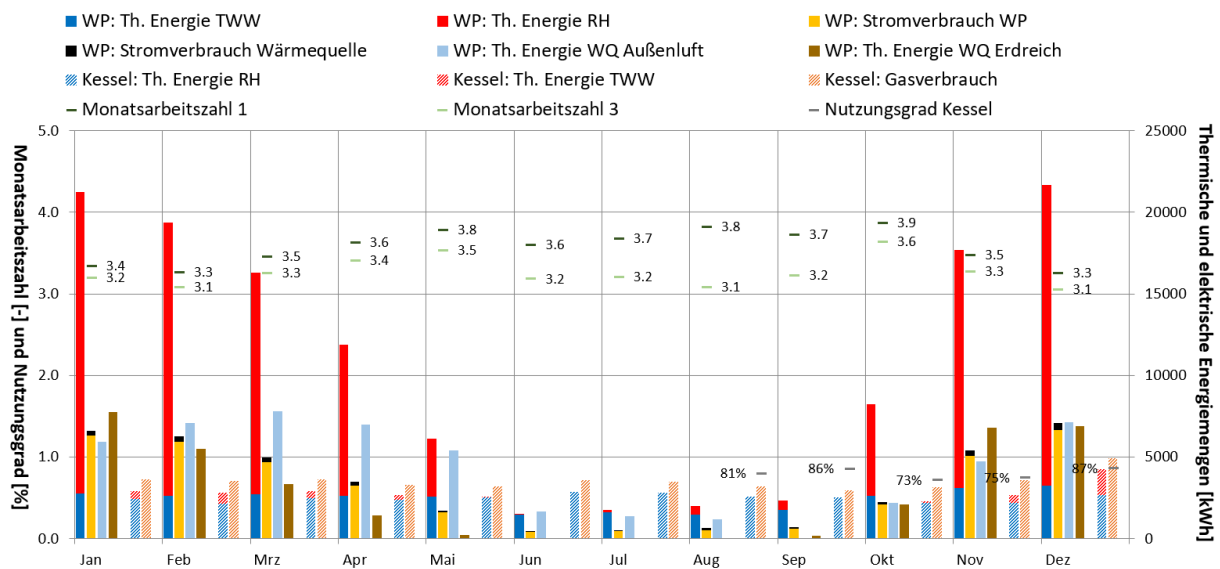


Abb. C2-12: Monatsweise Energiemengen und Effizienzwerte im Jahr 2023 für das Versorgungssystem mit MQ-Wärmepumpe und Kessel, teils mit Einschränkungen bzgl. der Messzeiten

Der Gaskessel trägt in jeden Monat eine relativ konstante Energiemenge zur Trinkwassererwärmung bei. Der Beitrag zur Raumheizung variiert mit der Heizlast. Lediglich bei sehr geringen Außenlufttemperaturen wurde der Gaskessel zur Raumheizung eingesetzt. Die mittlere senkenseitige Temperatur liegt zwischen 64,3 und 66,2 °C und kann aufgrund der Positionierung des Wärmemengenzählers nicht nach Raumheizung und Trinkwasserbetrieb getrennt ermittelt werden. Der monatliche Nutzungsgrad des Gaskessels reicht von 73 % im Oktober bis 87 % im Dezember. Der Beitrag der Wärmepumpen zur Trinkwassererwärmung ist relativ konstant im Jahr, abgesehen von geringeren Energiemengen von Juni bis September. In diesen Monaten wird dafür der Gaskessel vermehrt im Trinkwassermodus betrieben. Die mittlere monatliche Temperatur zur Trinkwassererwärmung liegt konstant zwischen 56,6 °C und 58,4 °C. Die absoluten und relativen Energiemengen zur Raumheizung korrelieren weitestgehend mit der Heizlast bei mittleren monatlichen Temperaturen von 48,7 °C bis 54,4 °C. Mit Blick auf die MAZ3 zeigen sich über das Jahr andere MAZ-Verläufe als bei der PVT-Wärmepumpe. Während bei der PVT-Wärmepumpe die höchsten MAZ im Sommer ermittelt werden, die mit Abnahme der Außenlufttemperatur in Richtung Heizperiode kontinuierlich absinken, ergeben sich beim MQ-Wärmepumpensystem die höchsten MAZ in der Übergangszeit. Im Sommer werden MAZ von 3,1 bis 3,2 gemessen. Im Juni werden die Wärmepumpen bspw. bei sehr hohen Senkentemperaturen (58,1 °C) ausschließlich im Trinkwassermodus betrieben. Aufgrund der hohen Außenlufttemperaturen wird die Wärmequelle Außenluft bevorzugt eingesetzt: die mittlere Soletemperatur beträgt 15,5 °C und erreicht auf Monatsbasis einen Maximalwert. Mit zunehmender Heizlast nehmen die mittleren Wärmesenkentemperaturen infolge des höheren Energieanteils im Raumheizmodus – der mit geringeren erforderlichen Temperaturen einhergeht – ab (was durch höhere Heizkreistemperaturen gemäß Heizkurve jedoch gedämpft wird). Gleichzeitig verringern sich die Wärmequellentemperaturen, da neben der Abnahme der Außenluft auch die teillastdimensionierten Erdwärmesonden im Zuge höherer Entzugsleistung geringere Temperaturen liefern. In den Übergangsmonaten April (3,3), Mai (3,4) und Oktober (3,6) werden die höchsten MAZ gemessen, wobei im Oktober das Verhältnis von Quellen- und Senkentemperaturen am günstigsten scheint: Die Wärmepumpen arbeiten bereits zu 68 % im Raumheizmodus bei einer mittleren Temperatur von 49,4 °C. Zusammen mit dem Trinkwasserbetrieb beträgt die mittlere Wärmesenkentemperatur damit lediglich 51,9 °C. Gleichzeitig liefert die Wärmequelle Außenluft mittlere Soletemperaturen von 6,1 °C (Energieanteil: 51 %) und das geschonte Erdschicht noch 10,6 °C (49 %),

womit die mittlere Wärmequellentemperatur 8,3 °C beträgt. Die Heizperiode ist durch MAZ von 3,1 bis 3,3 gekennzeichnet, wobei die geringsten Werte für Februar und Dezember ermittelt wurden. Im Januar war der Energieanteil für die Raumheizung mit 87 % am höchsten, gleichzeitig waren entsprechend der Heizkurvenregelung auch die höchsten mittleren Temperaturen von 54,4 °C erforderlich. Gemeinsam mit dem Trinkwassermodus wurden im Januar im Mittel 54,7 °C bereitgestellt. Demgegenüber nahm die mittlere Quellentemperatur mit sinkender Außenlufttemperatur weiter ab und erreichte im Mittel lediglich 1,8 °C im Januar (59 % Erdreich mit 3,5 °C und 41 % Außenluft mit -0,6 °C) und 2,0 °C bzw. 2,9 °C im Februar bzw. im Dezember. Ferner ist beim MQ-Wärmepumpensystem der quellenseitige Stromverbrauch hervorzuheben, der mit der steigender Heizlast zunimmt, jedoch relativ in den Sommermonaten einen größeren Einfluss hat.

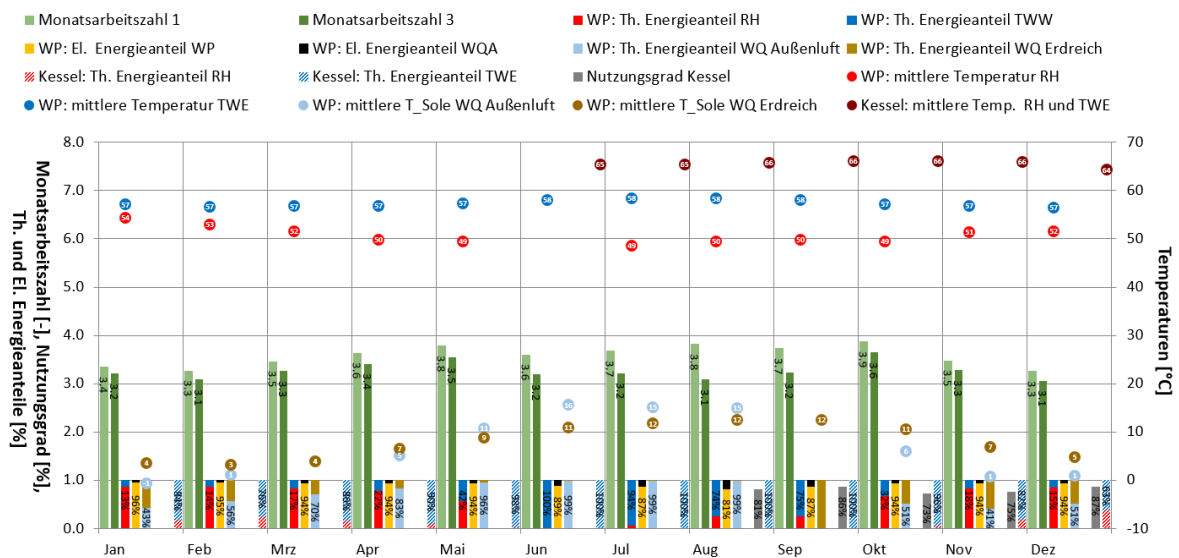


Abb. C2-13: Monatsweise Senken- und Quellenseitige Temperaturen, Effizienzwerte sowie Energieanteile im Jahr 2023 für das Versorgungssystem mit MQ-Wärmepumpe und Kessel, teils mit Einschränkungen bzgl. der Messzeiten

C2.4 Typtagebetrachtung (Sommer-, Übergangstag und Heiztag)

Zur näheren Charakterisierung des Betriebsverhaltens der Wärmeerzeuger wird nachfolgend eine Typtagebetrachtung vorgenommen. Hierfür werden die Verläufe der wichtigsten Größen jeweils für einen typischen Sommer-, Übergangs- und Wintertag grafisch dargestellt und interpretiert. Auf die Auswahl der Typtage wird nachfolgend näher eingegangen.

C2.4.1 Randbedingungen

Die Abb. C2-14 dient der Charakterisierung der drei Typtage mittels Darstellung der Außenlufttemperatur und der Globalstrahlung am Standort.

Der ausgewählte Sommertag (08.07.2023) war der heißeste Tag des Jahres mit einer mittleren Außenlufttemperatur von 28,3 °C. Die Bandbreite der Außenlufttemperatur betrug in etwa 20 bis 36 °C. Die Form der Glockenkurve zeigt zudem, dass es sich um einen weitestgehend wolkenfreien Tag mit einer gemessenen Globalstrahlung von 7,8 kWh/m² handelt.

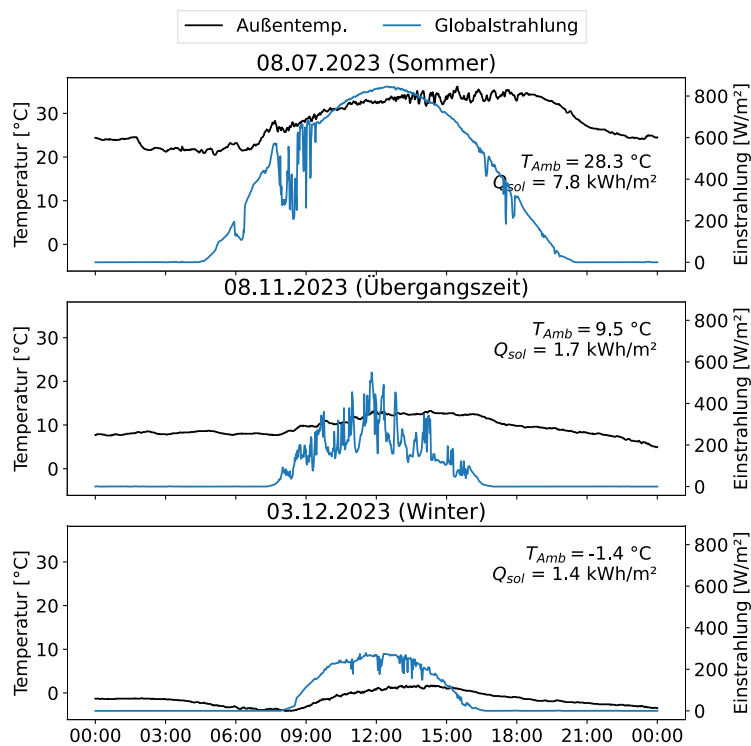


Abb. C2-14: Witterungsbedingungen an den drei ausgewählten Typtagen

Als Typtag für die Übergangszeit wurde der 08.11.2023 gewählt. Die mittlere Außenlufttemperatur beträgt 9,5 °C bei einer Bandbreite von ca. 4 bis 13 °C. Mit Blick auf die Heizgrenztemperatur von 17 °C und eine Normauslegungstemperatur von -12 °C handelt es sich um einen moderaten Heiztag. Die Sonneneinstrahlung wurde immer wieder durch Wolken beeinträchtigt und die Globalstrahlung betrug 1,7 kWh/m².

Als Typtag für den Winter wurde der 03.12.2023 gewählt. Mit durchschnittlichen -1,4 °C war es am Standort der kälteste gemessene Tag im Jahr 2023. Die Bandbreite der Außenlufttemperatur reichte von etwa -4 bis 2 °C. Die Kurve der Globalstrahlung zeigt, dass es sich um einen überwiegend sonnigen Tag handelte. Die Globalstrahlung betrug an diesem Tag 1,4 kWh/m².

In der Tabelle C2-1 werden die gemessenen Verbräuche der drei Gebäude an den drei gewählten Typtagen zusammengestellt. Diese wurden mit Ausnahme der Ersinger Str. 2 jeweils nach den Speichern gemessen. Hier ist eine Varianz zwischen den einzelnen Gebäuden zu erkennen. Während in der Ersinger Str. 1 tendenziell der niedrigste Verbrauch vorliegt, wurde in der Ersinger Str. 5 die meiste Wärme verbraucht.

Tab. C2-1: Ausgewählte Messgrößen pro Gebäude an den drei gewählten Typtagen.

	Sommer		Übergang		Winter	
	TWW	RH	TWW	RH	TWW	RH
ES 1	79,1 kWh	0 kWh	87,0 kWh	409,8 kWh	92,7 kWh	925,5 kWh
ES 3	159,5 kWh	0 kWh	164,4 kWh	450,5 kWh	207,2 kWh	920,9 kWh
ES 5	207,4 kWh	0 kWh	219,3 kWh	571,4 kWh	270,2 kWh	1059,9 kWh
ES 2	149,7 kWh	15,8 kWh	162,3 kWh	513,2 kWh	189,9 kWh	1054,7 kWh
ES 4	135,5 kWh	0 kWh	173,5 kWh	388,6 kWh	193,1 kWh	931,7 kWh

C2.4.2 Ersinger Str. 2: PVT-Wärmepumpensystem mit Gaskessel

Typtag: Sommer

Die Abb. C2-15 zeigt links die Temperaturen und Leistungen der Wärmeerzeuger und der Wärmequelle der Wärmepumpe und rechts die Temperaturen in je drei Schichten der beiden Speicher zur Trinkwassererwärmung und des Speichers zur Raumheizung. An diesem typischen Sommertag geht die Wärmepumpe sieben Mal im Trinkwarmwassermodus in den Betrieb. Der Gaskessel wird nicht eingeschaltet. Die erforderlichen 65 °C in der oberen Schicht des Speichers um eine minimale Trinkwarmwassertemperatur von 60 °C einzuhalten werden, bis etwa 2 Stunden am Morgen, weitestgehend sichergestellt. Entsprechend des Rücklaufs der beiden Frischwasserstationen in die unteren Schichten der parallel eingebunden Speicher zur Trinkwassererwärmung kühlt das Heizwasser von unten nach oben ab. Trotz identischer paralleler Einbindung der Belade- und Entladeseite an diesen Speichern kühlen die oberen beiden Schichten im TWW-Speicher 2 schneller aus als im TWW-Speicher 1. Der für die Wärmeerzeugerregelung installierte zusätzliche Temperatur-Sensor ist zwischen mittleren und oberen Temperatur-Sensor positioniert. Wenn die Temperaturen in den beiden oberen Schichten des TWW-Speicher 2 absinken, geht die Wärmepumpe bei mittleren Wärmequellentemperaturen von ca. 15 °C in Betrieb. In den meisten Takten wird zusätzlich, zumindest kurzzeitig, die zweite Verdichterstufe hinzugeschaltet. Nach Erreichen der Solltemperatur im Speicher schaltet die Wärmepumpe ab, teilweise bei Vorlauftemperaturen in die Speicher von ca. 70 °C.

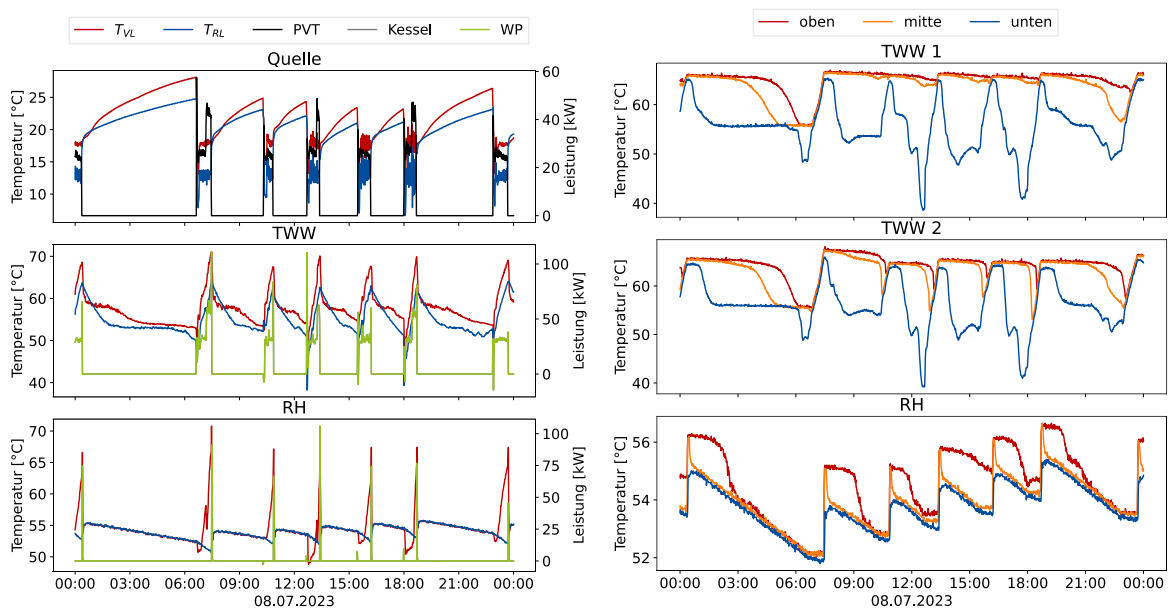


Abb. C2-15: Typtag Sommer mit Temperaturen und Leistungen von Wärmeerzeugern und Wärmequelle (links) und den Temperaturen in je drei Schichten der Speicher (rechts) des PVT-Wärmepumpensystems mit Gaskessel

Insbesondere beim Speichermanagement bzgl. Speicher TWW1 und TWW2 besteht weiterer Optimierungsbedarf. Zum einen sind die Rücklauftemperaturen der Frischwasserstationen teilweise zu hoch, zum anderen wird im Wesentlichen nur die untere Schicht des Speichers mit Spreizungen von ca. 15 K genutzt. Abgesehen von der erhöhten Zapfungsmenge in den Morgenstunden sinken die Temperaturen im oberen Bereich der Speicher erst nach Start der Wärmepumpe. Die Temperaturen im unteren Bereich der Speicher und eine zu geringe Spreizungen der Wärmepumpe und der damit verbundenen geringen Vorlauftemperaturen in die Speicher, führt zu einem Herunterrutschen der Temperatur.

Ferner verdeutlichen die Grafiken, dass der Speicher zur Raumheizung aufgrund einer dauerhaft laufenden Gaskessel-Pumpe auch im Sommer durchströmt und erwärmt wird. An diesem Tag liegen die minimalen Speichertemperaturen bei 52 °C, was mit entsprechend unnötigen Wärmeverlusten einhergeht.

Typtag: Übergangszeit

Das Betriebsverhalten an einem typischen Tag in der Übergangszeit wird anhand der Abb. C2-16 näher erläutert. Das Be- und Entladeverhalten rund um die Speicher zur Trinkwassererwärmung ist sehr ähnlich wie am vorher geschilderten Sommertag. Die Beladung erfolgt auch hier sieben Mal am Tag, jedoch nicht nur von der Wärmepumpe, sondern teilweise auch durch den Gaskessel. Insbesondere bei geringeren Wärmequellentemperaturen am Morgen und am Abend. Aufgrund der Außenlufttemperaturen von ca. 4 bis 13 °C sollte die Wärmepumpe gemäß der bivalent-parallelen Betriebsweise unterhalb von 0 °C den Wärmebedarf für Raumheizung und Trinkwassererwärmung alleine decken können. Bei geringeren Wärmequellentemperaturen und gleichzeitigem Betrieb mit zwei Verdichtern besteht ein erhöhtes Risiko, dass die Wärmepumpe aufgrund einer zu niedrigen Verdampfungstemperatur in Niederdruckstörung geht. In diesem Fall schaltet die Wärmepumpen ab und der Gaskessel übernimmt die Wärmeerzeugung. Die eigentlich anvisierten Bivalenztemperaturen konnten somit nicht realisiert werden, woraus ein ungeplant hoher Gaskesseleinsatz bereits in der Übergangszeit resultiert.

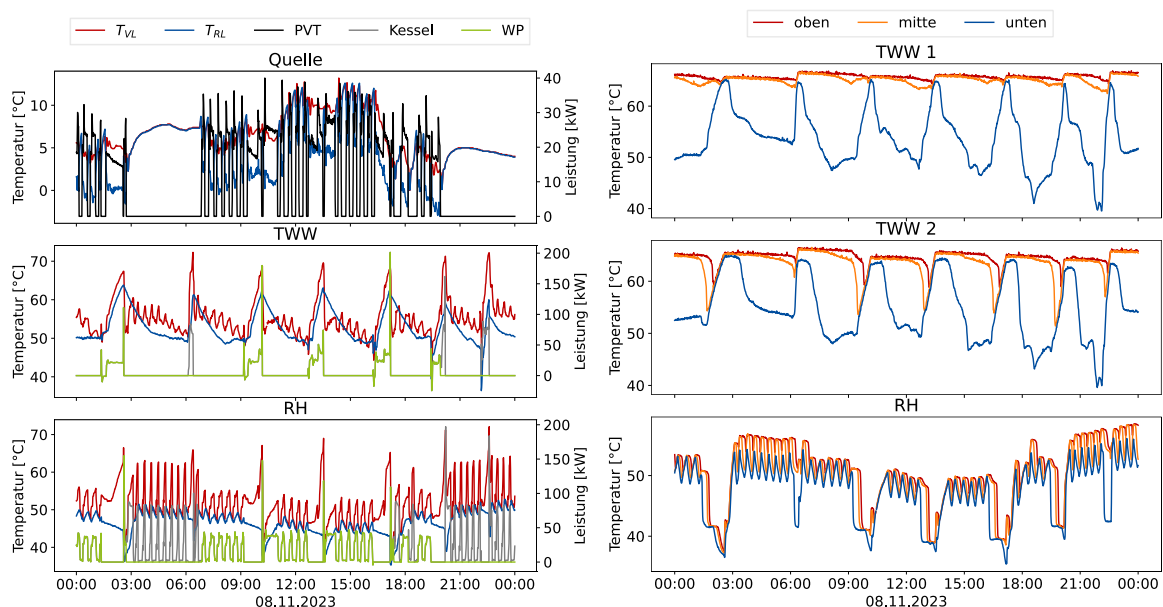


Abb. C2-16: Typtag Übergangszeit mit Temperaturen und Leistungen von Wärmeerzeugern und Wärmequelle (links) und den Temperaturen in je drei Schichten der Speicher (rechts) des PVT-Wärmepumpensystems mit Gaskessel

Der Raumheizbetrieb ist von einer auffällig hohen Taktung geprägt: der Speicher zur Raumheizung wird an diesem Tag über 40-mal beladen. Neben der spezifischen Speicherkapazität, also der Heizleistung von Wärmepumpe (Modulation über zwei fix-speed Verdichterstufen) und des Gaskessels (Betrieb ohne Modulation) bezogen auf das Speichervolumen, spielt hier die geringe Hysterese von lediglich 5 K eine Rolle. Wie auch im Trinkwarmwassermodus geht der Kessel anstelle der Wärmepumpe bei geringeren Wärmequellentemperaturen am Morgen und am Abend in Betrieb. Auffällig ist auch das Absinken der Temperatur im Speicher zur Raumheizung während des Wärmepumpenbetriebs zur Trinkwassererwärmung. In geringerer Ausprägung auch zu beobachten, wenn der Gaskessel im Trinkwarmwassermodus arbeitet. Teilweise sinkt die Temperatur auch in den oberen Speicherschichten auf unter 40 °C ab. Da beide Wärmeerzeuger in Reihe eingebunden sind, können

nicht beide Betriebsmodi gleichzeitig bedient werden. Zusammen mit der Vorrangregelung für die Trinkwassererwärmung ergeben sich somit Unterdeckungen im Speicher zur Raumheizung. Diesem Umstand kann durch Verringerung der Beladezeiten für TWW-Speicher 1+2 im Zuge des Einsatzes der zweiten Verdichterstufe der Wärmepumpe oder einer Änderung der Beladehysteresen beider Speicher entgegnet werden.

Typtag: Winter

Das Betriebsverhalten an einem typischen Wintertag, dargestellt in Abb. C2-17, ist durch überwiegendem Einsatz des Gaskessels aufgrund der bivalent-parallelen Betriebsweise zwischen 0 und -5 °C Außenlufttemperatur gekennzeichnet. Die TWW-Speicher 1+2 werden 10-mal am Tag beladen und signifikant geringe Temperaturen in den oberen Schichten stellen sich lediglich infolge der Erwärmung durch die Wärmepumpe zur Mittagszeit, aufgrund der geringen Beladespreizung, ein. Der Speicher zur Raumheizung wird über 50-mal beladen, worauf anhand des Typtages Übergangszeit bereits näher eingegangen wurde. Gleiches gilt für das Absinken der Temperaturen im RH-Speicher während die Wärmeerzeuger im Trinkwassermodus betrieben werden.

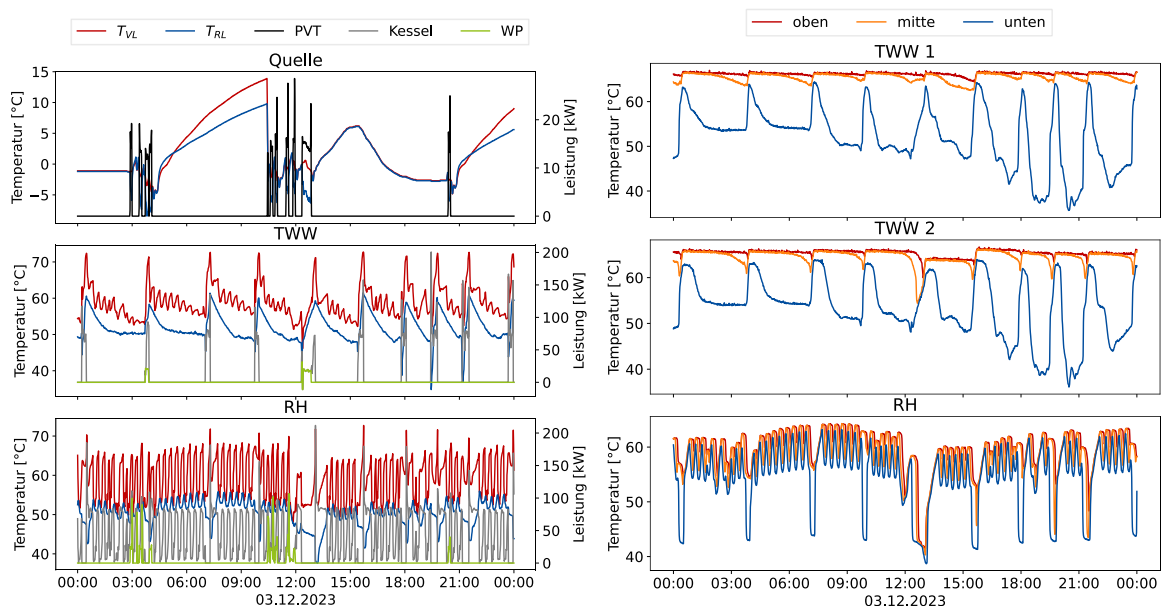


Abb. C2-17: Typtag Winter mit Temperaturen und Leistungen von Wärmeerzeugern und Wärmequelle (links) und den Temperaturen in je drei Schichten der Speicher (rechts) des PVT-Wärmepumpensystems mit Gaskessel

Der Wärmepumpenbetrieb, der meist parallel mit dem Gaskessel erfolgt, ist durch teils sehr geringe Wärmequellentemperaturen gekennzeichnet. Im letzten Betriebstakt zwischen 3 und 4 Uhr morgens betragen die Soletemperaturen bspw. -4 °C im Vor- und -8 °C im Rücklauf. Da die PVT-Kollektoren zu dieser Zeit nicht von solarer Einstrahlung profitieren können, fungieren diese als Luft/Sole-Wärmeübertrager mit natürlicher Strömung der Außenluft. Wie in der Abb. C2-17 zu sehen ist, sinkt die Außenlufttemperatur nach 4 Uhr weiter ab, was mit noch geringeren Soletemperaturen einhergehen würde. Aufgrund des anhand des Typtags Übergangszeit geschilderten Risikos der Niederdruckstörung ist daher anschließend ausschließlich der Kessel in Betrieb. Aber auch in der Mittagszeit und bei solarer Einstrahlung sowie dem Betrieb nur einer Verdichterstufe sinken die Solerücklauftemperaturen bis auf -7 °C ab.

C2.4.3 Ersinger Str. 4: MQ-Wärmepumpensystem mit Gaskessel

Zur Erläuterung des Betriebsverhaltens des MQ-Wärmepumpensystems und Gaskessels wird eine andere Darstellung als für das PVT-Wärmepumpensystems mit der Orientierung am Betriebsmodus

gewählt, da der Gaskessel ausschließlich den TWW-Speicher 1 belädt, welcher wiederum bei Bedarf Wärme zur Raumheizung auskoppeln kann. Die Aufteilung auf TWW und RH kann in diesen Fällen nur bilanziell erfolgen. Ferner können für den Gaskessel kurze Einschaltzeiten aufgrund 15-minütiger Auslesung des Wärmemengenzählers nicht dargestellt werden.

Im Gegensatz zum PVT-Wärmepumpensystem sind die Speicher zur Trinkwassererwärmung bei dieser Anlage seriell eingebunden. Speicher TWW1 ist der Hochtemperaturspeicher, aus dem die Wärme den Frischwasserstationen zugeführt wird. Deren Rücklauf wird entsprechend der jeweiligen Spreizung in TWW1 oder dem Niedertemperaturspeicher TWW2, jeweils im unteren Bereich, eingespeist. Die Wärmepumpen ziehen das Heizwasser ausschließlich aus dem unteren Bereich des Speicher TWW2 und können entsprechend der Spreizung und den vorliegenden Temperaturen in den Speichern den Vorlauf in den mittleren Bereich des TWW1 oder des TWW2 einspeisen. Der Wärmepumpenverbund besteht aus der WP1 (42,3 kW_{th} bei B0/W35) und der WP2 (28,7 kW_{th} bei B0/W35) die parallel eingebunden sind. Der Gaskessel belädt ausschließlich den TWW1 mit Vorlauf oberen und Rücklauf im unteren Bereich des Speichers. Der Pufferspeicher zur Raumheizung wird nur vom Wärmepumpenverbund beladen.

Typtag: Sommer

Wie die Abb. C2-18 verdeutlicht, wird zu Beginn des Tages der TWW1 vom Gaskessel beladen. Im Anschluss beträgt die T-Spreizung zwischen oberen und unteren Bereich ca. 4 K. Anschließend wird der Speicher bis ca. 5 Uhr von unten nach oben entladen (Rücklauf der FWS in TWW1), wobei die Temperatur im oberen Bereich ca. 61 °C beträgt, wenn der Gaskessel einschaltet. Der TWW2 bleibt bis 5 Uhr im weitestgehend durchmischten Zustand ungenutzt, wird dann aber von der WP1 beladen. Anschließend stellt sich in TWW2 keine nennenswerte Spreizung ein und die höchste Temperatur wird im unteren Bereich des Speichers gemessen. Darauf folgt bis ca. 7 Uhr eine Entladung beider Speicher in Reihe, d.h. die Frischwasserstationen entnehmen die Wärme aus dem oberen Bereich des TWW1 und speisen den Rücklauf in den unteren Bereich des TWW2 ein. Gegen 7 Uhr erfolgt die neuerliche simultane Beladung des TWW1 durch den Gaskessel und des TWW2 durch die WP1. Anschließend werden TWW1 und TWW2 wieder seriell entladen, bis WP2 das Temperaturniveau des TWW2 wieder leicht anhebt. Am übrigen Tag wird fast ausschließlich das Speichervolumen des TWW1 genutzt und regelmäßig vom Gaskessel wieder aufgeladen. Durch die hydraulische und regelungstechnische Zuordnung der Wärmeerzeuger zu den Speichern kommen die Wärmepumpen lediglich bei Einspeisung des Rücklaufes in den Niedertemperaturspeicher TWW2 im Trinkwarmwassermodus zum Einsatz und damit wie im Beispieltag lediglich morgens mit hohen Zapfmengen.

Aufgrund der hohen Außenlufttemperaturen kommt als Wärmequellenanlage der Luft/Sole-Wärmeübertrager zum Einsatz. Gegen 12 Uhr erfolgt einer kurzzeitige Regeneration des Erdreiches.

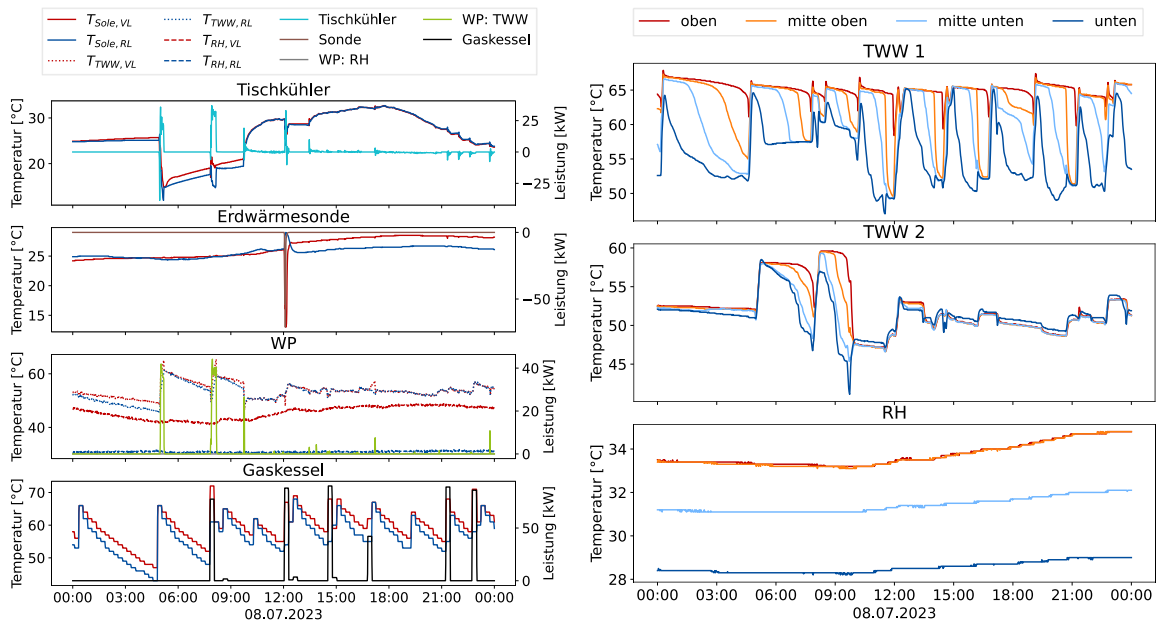


Abb. C2-18: Typtag Sommer mit Temperaturen und Leistungen von Wärmeerzeugern und Wärmequellen (links) und den Temperaturen in je vier Schichten der Speicher (rechts) des MQ-Wärmepumpensystems mit Gaskessel

Typtag: Übergangszeit

Die Abb. C2-19 zeigt das Betriebsverhalten für einen typischen Tag in der Übergangszeit. Im Unterschied zum typischen Sommertag werden hier TWW1 und TWW2 den ganzen Tag über seriell genutzt, wodurch auch die Wärmepumpen – entweder eine oder beide – zumindest über den TWW2 einen nennenswerten Deckungsbeitrag zur Trinkwassererwärmung leisten können. Der TWW1 wird auch hier ausschließlich durch den Gaskessel beladen und hält die Temperatur in der oberen Schicht des Speichers weitestgehend auf ca. 65 °C. Der Speicher zur Raumheizung wird gemäß Betriebsstrategie ausschließlich durch die Wärmepumpen beladen. Wie bei der PVT-Wärmepumpe führen auch hier die Kombination aus spezifischem Speichervolumen (l/kW_{th}) und eingestellter Hysterese zu häufiger Beladung: in diesem Fall 25-mal am Tag. Am Abend werden zweimal signifikant höhere Temperaturen im RH-Speicher erzielt. In diesen Fällen sind beide Wärmepumpen im RH-Modus in Betrieb. Darüber hinaus ist auch teilweise ein simultaner Betrieb beider Wärmepumpen zu sehen: WP1 zur Raumheizung und WP2 zur Trinkwassererwärmung.

Die Wärmequellen werden im Tagesverlauf vorrangig entsprechend der vorliegenden Außenlufttemperatur mit dem Nebenziel der Schonung des Erdreichs gewählt. Bis ca. 10 Uhr und nach ca. 21 Uhr wird ausschließlich das Erdreich genutzt. Dazwischen kommen beide Wärmequellen zum Einsatz, wobei bei simultanen Wärmepumpenbetrieb je eine Wärmequellen gleichzeitig genutzt wird.

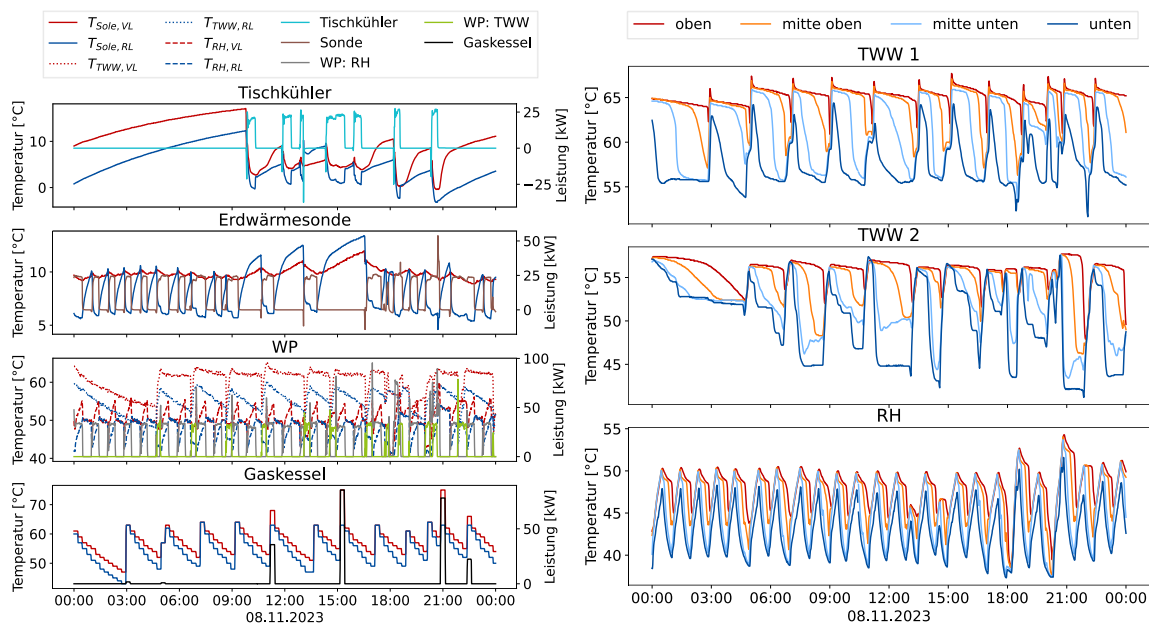


Abb. C2-19: Typtag Übergangszeit mit Temperaturen und Leistungen von Wärmeerzeugern und Wärmequellen (links) und den Temperaturen in je vier Schichten der Speicher (rechts) des MQ-Wärmepumpensystems mit Gaskessel

Typtag: Winter

Das Betriebsverhalten an einem typischen Wintertag wird für das MQ-Wärmepumpensystem und den Gaskessel in der Abb. C2-20 dargestellt. In den Morgenstunden wird bis ca. 06:30 Uhr fast ausschließlich der TWW1 genutzt und vom Gaskessel beladen. Auffällig sind die über den ganzen Tag sehr hohen T-Spreizungen im TWW1. Diese resultieren aus Beladung des Heizkreises aus dem TWW1. Der Rücklauf aus dem Heizkreis wird bei ungefähr 45 bis 47 °C in den unteren Bereich des TWW1 eingespeist. Hierdurch kann wiederum die Rücklaufeinspeisung von den Frischwasserstationen beeinflusst werden. Bei Aktivierung des TWW2 und entsprechender Abkühlung erfolgt die Aufheizung durch eine der beiden Wärmepumpen. Der RH-Speicher wird fast durchgängig von zu- meist einer Wärmepumpe beladen. Insbesondere am Nachmittag sind beide Wärmepumpen gleichzeitig im Raumheizmodus in Betrieb, was sich in entsprechend höheren Speichertemperaturen widerspiegelt. Dies verdeutlicht, dass bei optimierten Wärmepumpeneinsatz die Auskopplung von Raumheizwärme aus TWW1 hätte vermieden werden können. Auch die Unterbrechung der Beladung des RH-Speichers für die Beladung des TWW2 trägt hierzu bei. An diesen Situation könnten beide Wärmepumpen in je einem Betriebsmodus betrieben werden.

Als Wärmequelle kommt fast ausschließlich das Erdreich mit Soletemperaturen von ca. 4 °C im Vorlauf und 1 °C im Rücklauf um Einsatz. Der Luft/Sole-Wärmeübertrager wird zusätzlich bei Inbetriebnahme der zweiten Wärmepumpe am Nachmittag bei im Mittel ca. -6 °C im Vorlauf und -8 °C im Rücklauf eingesetzt. Die geringen Wärmequellentemperaturen bei Nutzung der Außenluft können auch Grund dafür sein, dass morgens und abends kein simultaner Betrieb der Wärmepumpen erfolgt.

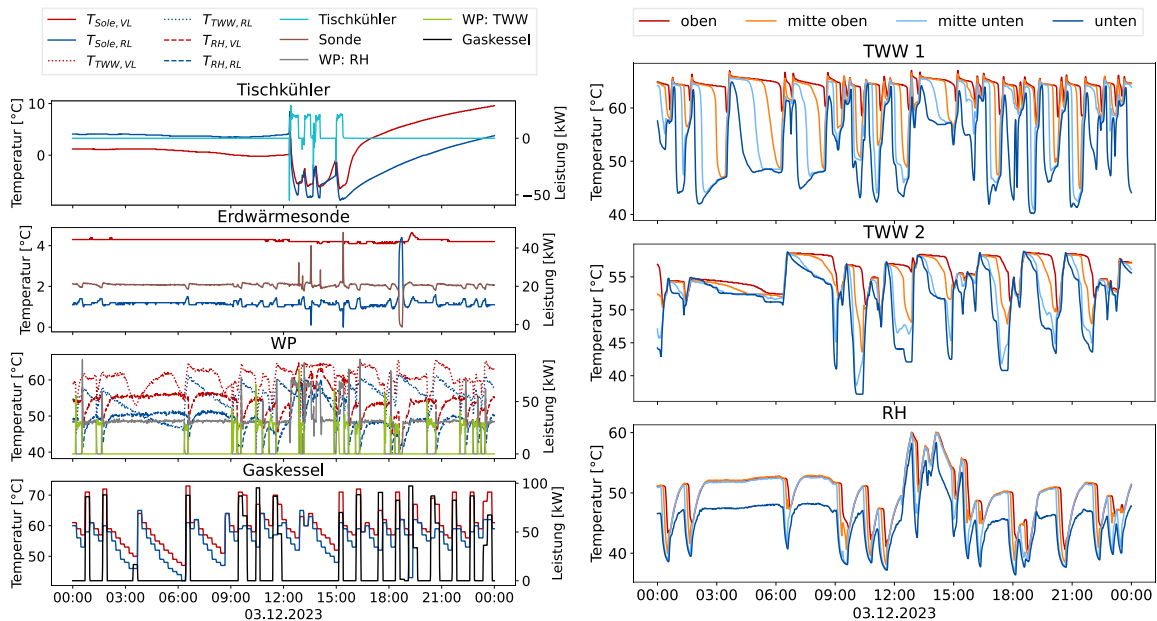


Abb. C2-20: Typtag Winter mit Temperaturen und Leistungen von Wärmeerzeugern und Wärmequellen (links) und den Temperaturen in je vier Schichten der Speicher (rechts) des MQ-Wärmepumpensystems mit Gaskessel

C2.4.4 Heizzentrale und Ersinger Str. 1, 3, 5

Zur Erläuterung des Betriebsverhaltens der neu errichteten Heizzentrale mit Nahwärmenetz sind im Folgenden Temperaturen und Leistungen der Wärmeerzeuger und Speicher in der Heizzentrale sowie des Nahwärmenetzes für die drei Typtage dargestellt. Außerdem sind die Temperaturen in je drei Schichten der Speicher in der Heizzentrale und in den drei Gebäuden abgebildet. Aufgrund der Anzahl an Speichern und der damit verbundenen Anzahl an Messpunkten wurden folgende Vereinfachungen gewählt: In der Heizzentrale werden nur die Temperaturen in drei Schichten eines der beiden parallel durchströmten Speicher gezeigt. In den drei Gebäuden sind jeweils 3 Speicher verbaut. Aufgrund der seriellen Verschaltung werden hier nur Temperaturen einer Schicht je Speicher (oberster Sensor im Hochtemperaturspeicher, mittlerer Sensor im Mitteltemperaturspeicher und unterster Sensor im Niedertemperaturspeicher) dargestellt.

Typtag: Sommer

Abb. C2-21 zeigt das Betriebsverhalten der Heizzentrale mit Nahwärmenetz an einem typischen Sommertag. In der Nacht bis ca. 3:00 Uhr wird das Nahwärmenetz aus den beiden Speichern in der Heizzentrale gespeist. Mit Unterschreitung der Vorlauf-Temperatur des Nahwärmenetzes unter 73 °C wird dieses abgeschaltet. Der Wärmebedarf in den Gebäuden (hauptsächlich Zirkulationsverluste) wird dann durch eine Entladung der dezentralen Speichern in den Unterstationen gedeckt, bis eine der oberen Speichertemperaturen 65 °C unterschreitet (Anforderung TWW-Betrieb). Um 6:30 Uhr geht dann eines der beiden BHKWs und auch das Nahwärmenetz wieder in Betrieb. Aufgrund der geringen Last wird ein Großteil der bereitgestellten Wärmeleistung im Speicher in der Heizzentrale gespeichert. Sobald die untere Speichertemperatur 75 °C erreicht hat wird das BHKW abgeschaltet (ca. 3 h in Betrieb) und das Nahwärmenetz wird durch die Speicher versorgt. Um etwa 13:30 sinkt erneut die Vorlauftemperatur unter 73 °C und das Nahwärmenetz wird abgeschaltet. Nach ca. 3,5 h um 17:00 Uhr wird das BHKW erneut für etwa 4h in Betrieb genommen.

Während die Ersinger Str. 3 und 5 ähnliche Speicherverhalten aufweisen sinkt die oberste Speichertemperatur in der Ersinger Str. 1 in den frühen Morgenstunden und am Nachmittag auf etwa 65 °C ab. Außerdem liegt die untere Speichertemperatur mit etwa 60 °C deutlich über den unteren

Speichertemperaturen in den anderen beiden Gebäuden. Dies liegt an einer thermischen Desinfektion in der Ersinger Str. 1, bei der die Trinkwassertemperatur auf 70 °C und der Zirkulationsvolumenstrom zur Bekämpfung von Legionellen erhöht wurden. Im Gegensatz zu den beiden WP-Anlagen liegt die Spreizung in den Speichern im reinen TWW-Betrieb bei etwa 20 K (was hauptsächlich an einer höheren Temperatur in der obersten Schicht liegt). Auch hier kann durch eine Reduzierung der Rücklauftemperatur der Frischwasserstation in die Speicher das Speichervolumen besser ausgenutzt werden. Es ist außerdem zu erkennen, dass vor allem in der Ersinger Str. 3 nur etwa 1/3 bis die Hälfte des Speichervolumens genutzt wird (mittlere Speichertemperatur sinkt nur kurzzeitig ab). Dies liegt ebenfalls an der Legionellenschaltung in der Ersinger Str. 1, da hier die obere Speichertemperatur 65 °C unterschreitet und somit das Nahwärmenetz wieder in Betrieb geht.

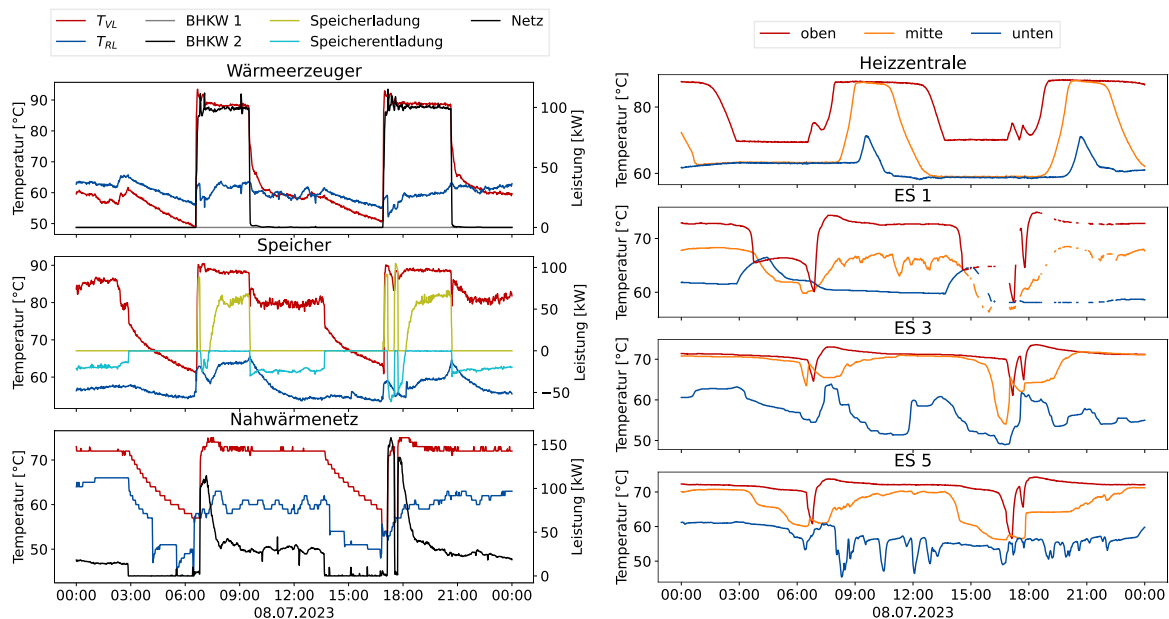


Abb. C2-21: Typtag Sommer mit Temperaturen und Leistungen von Wärmeerzeugern und Speichern in der Heizzentrale sowie des Nahwärmenetzes (links) und den Temperaturen in je drei Schichten der Speicher in der Heizzentrale und in den drei Gebäuden (rechts).

Typtag: Übergangszeit

Abb. C2-22 zeigt das Betriebsverhalten an einem typischen Tag in der Übergangszeit. Aufgrund des Wärmebedarfs ist das Nahwärmenetz den gesamten Tag in Betrieb und stellt zwischen 60 kW und über 100 kW Wärme bereit. In der Nacht bis etwa 3:00 Uhr ist das BHKW 2 in Betrieb. Bedingt durch den geringen Wärmebedarf in der Nacht werden die Speicher in der Heizzentrale mit ca. 20 kW geladen, bis die untere Speichertemperatur 85 °C erreicht. Anschließend wird das Nahwärmenetz durch die Speicher versorgt. Um ca. 4:00 Uhr fällt die mittlere Speichertemperatur auf 75 °C und beide BHKWs gehen in Betrieb. Aufgrund der hohen thermischen Leistung werden die Speicher schnell geladen und bereits nach 1 h schaltet zunächst BHKW 1 und nach 1,5 h BHKW 2 ab. Um ca. 7:00 Uhr erfolgt ein ähnlicher Zyklus bei dem allerdings das BHKW 2 für knapp 4 h in Betrieb bleibt. Ab etwa 11:30 Uhr läuft schließlich das BHKW 1 durchgängig bis zum Ende des Tages. Aufgrund des Wärmebedarf am Nachmittag wird der Speicher in der Heizzentrale mit etwa 15 kW geladen. In den Abendstunden ab etwa 17:00 Uhr steigt der Wärmebedarf in den drei Gebäuden an und das Nahwärmenetz wird vom BHKW und dem Speicher versorgt. Nach 22:00 Uhr sinkt der Verbrauch wieder und mit der überschüssigen Leistung des BHKW wird erneut der Speicher in der Heizzentrale geladen. Die Speichertemperaturen in den drei Gebäuden sind im Tagesverlauf relativ konstant und die Speicher werden im Gegensatz zum Sommertag besser ausgenutzt. Dies liegt zum einen an der

dauerhaften Ladung der Speicher mit einer konstanten Temperatur von ca. 73°C. Außerdem ist die konstante Entnahme zur Raumheizung vorteilhaft für die Schichtung in den Speichern. Die Fluktuation bei der Trinkwasserbereitung spielt aufgrund der Entnahmemengen (1/3 TWW und 2/3 RH, siehe auch Tabelle 1) nur eine untergeordnete Rolle.

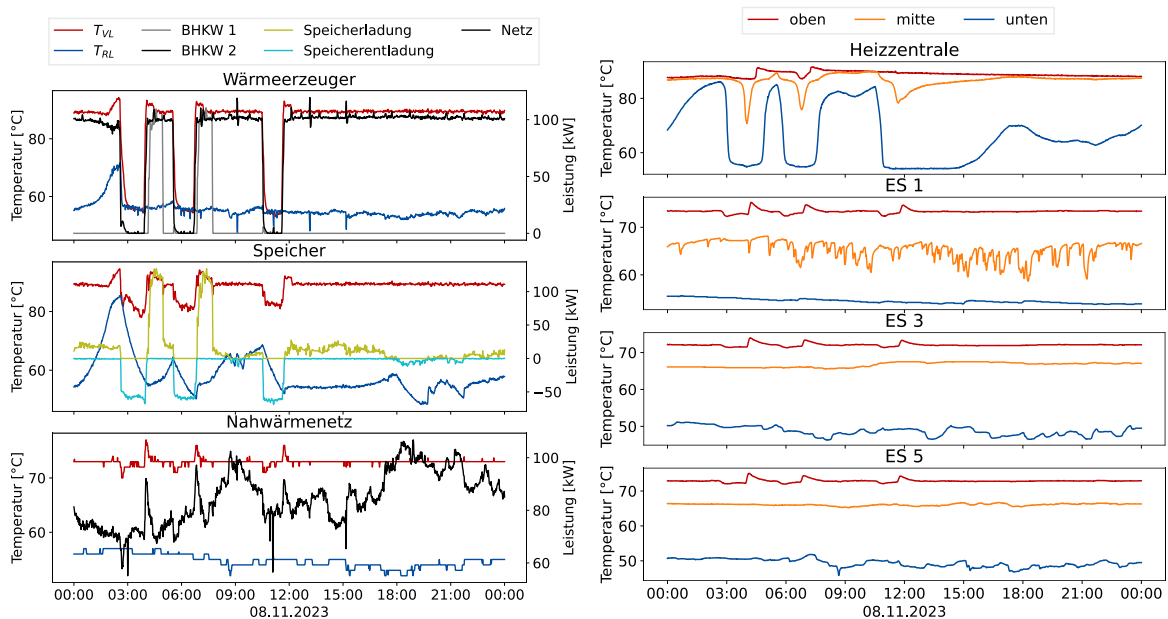


Abb. C2-22: Typtag Übergangszeit mit Temperaturen und Leistungen von Wärmeerzeugern und Speichern in der Heizzentrale sowie des Nahwärmenetzes (links) und den Temperaturen in je drei Schichten der Speicher in der Heizzentrale und in den drei Gebäuden (rechts).

Typtag: Winter

Das Betriebsverhalten an einem typischen Wintertag ist in Abb. C2-23 dargestellt. Aufgrund der geringen Außentemperaturen und des damit einhergehenden hohen Wärmebedarfs sind beide BHKWs in Betrieb. Während BHKW 2 durchgehend in Betrieb ist, schaltet sich das BHKW 1 je nach Wärmebedarf für ca. 1 – 3 h hinzu. Aufgrund des höheren Bedarfs in den Gebäuden ist die Leistung des Nahwärmenetzes größer und der Speicher in der Heizzentrale wird mit geringerer Leistung geladen, wodurch die Solltemperatur später erreicht wird. In Zeiten, in denen das BHKW 1 nicht in Betrieb ist wird das BHKW 2 durch die Speicherentladung unterstützt.

Bei Betrachtung der dezentralen Speicher lässt sich feststellen, dass vor allem in der Ersinger Str. 1 und 5 das Speichervolumen höchstens zur Hälfte ausgenutzt wird (mittlerer und untere Speichertemperatur sind gleich). Aufgrund der konstanten Ladung und Entladung des Speichers wird dieser eher als hydraulische Weiche genutzt. Die Veränderung bei der TWW-Bereitung spielt wie schon beim Übertag nur eine geringfügige Rolle.

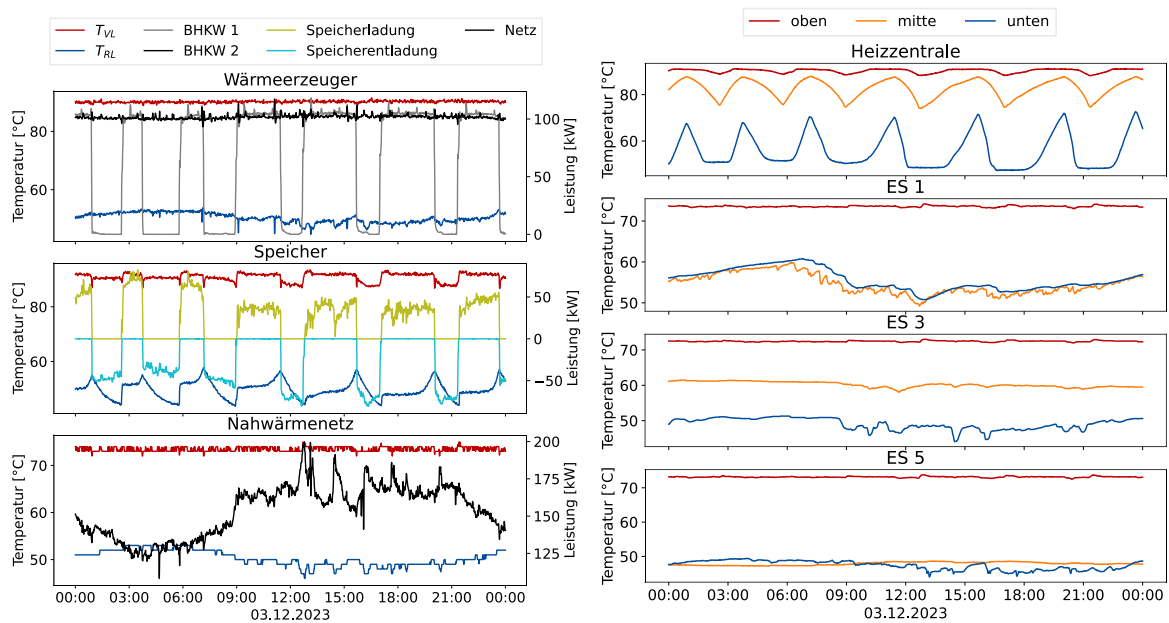


Abb. C2-23: Typtag Winter mit Temperaturen und Leistungen von Wärmeerzeugern und Speichern in der Heizzentrale sowie des Nahwärmenetzes (links) und den Temperaturen in je drei Schichten der Speicher in der Heizzentrale und in den drei Gebäuden (rechts).

C2.5 Vergleich der beiden Wärmepumpensysteme

Die beiden Wärmepumpenanlagen unterscheiden sich neben der Wärmequelle und der thermischen Leistung vor allem in ihren Einsatzgrenzen (Abb. C2-24). Während die PVT-Wärmepumpe hohe maximale Vorlauftemperaturen von bis zu 75 °C aufweist, kann die MQS-Wärmepumpe nur Temperaturen von 60 - 68 °C bereitstellen. Die maximale Vorlauftemperatur ist vor allem bei der Trinkwassererwärmung im Mehrfamilienhaus ein limitierender Faktor: In sog. Großanlagen werden Temperaturen am TWW-Erwärmer von mindestens 60 °C vorgeschrieben. Aufgrund der Grädigkeit des Wärmeübertragers (Frischwasserstation) sind somit Temperaturen von über 68 °C im TWW-Speicher erforderlich. Da die Mehrquellen-Wärmepumpe im stabilen Betrieb maximale Speichertemperaturen von 62 °C bereitstellen kann, muss zur TWW-Bereitung immer der Gasbrennwertkessel zugeschaltet werden. Im Gegensatz dazu kann die PVT-Wärmepumpe über den gesamten Einsatzbereich die notwendige TWW-Temperatur bereitstellen. Hier sind vor allem die minimale und maximale Soleeintrittstemperatur von -5 °C bzw. 20 °C begrenzend. Hohe Soletemperaturen können durch eine Rücklaufbeimischung reduziert werden. Bei niedrigen Außentemperaturen und damit einhergehenden niedrigen Soletemperaturen muss jedoch das Gasbrennwertgerät die gesamte Wärme bereitstellen. Aufgrund der Einsatzgrenzen primärseitig und der Wahl der Quelle (Erdwärme) kann die Mehrquellen-Wärmepumpe ganzjährig Wärme bereitstellen. Dies verdeutlichen auch die gemessenen VL-Temperaturen der beiden Wärmepumpen (s. Abb. C2-24, dargestellt als Punktwolke).

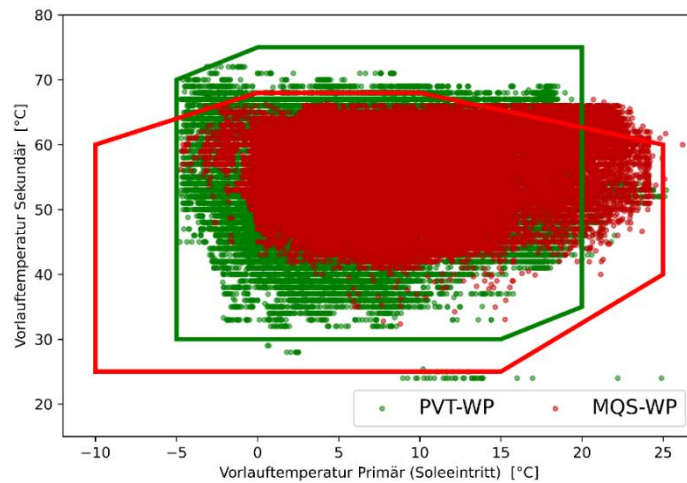


Abb. C2-24: Einsatzgrenzen sowie gemessene Vorlauftemperatur (Minutenwerte) der beiden Wärmepumpen.

Da sich die beiden Wärmepumpensysteme vor allem in der Quelle unterscheiden, werden im Folgenden die mittleren Temperaturen im WP-Betrieb der jeweiligen Quellen über die Außentemperatur aufgetragen (je 2 K Intervall). Es ist zu erkennen, dass die mittleren Vor- und Rücklauftemperaturen im PVT-System als auch im Tischkühler (TK) stark außentemperaturabhängig ist. Dagegen ist bei der Erdwärmesonde eine geringere Abhängigkeit erkennbar.

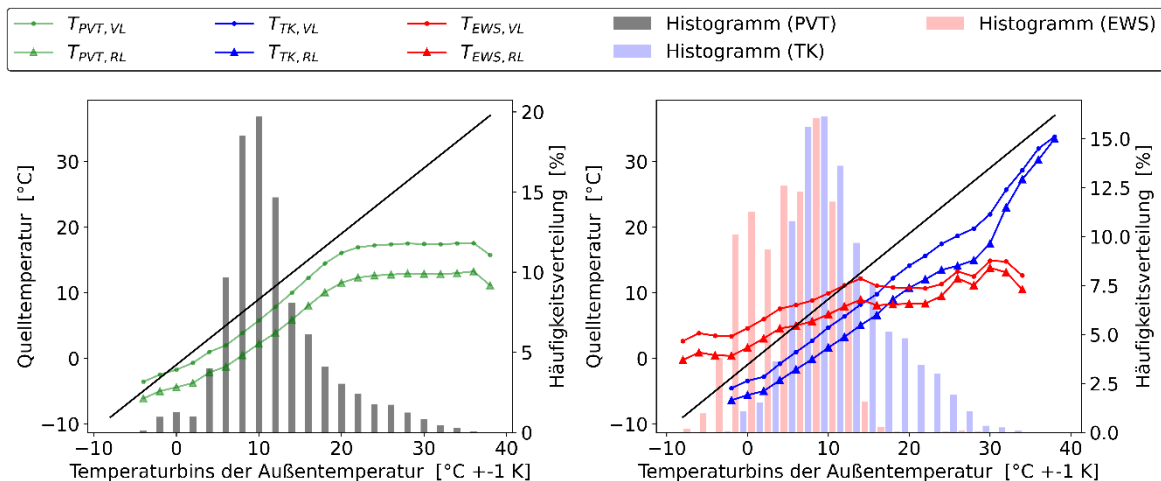


Abb. C2-25: Mittlere Quelltemperaturen bei WP-Betrieb der beiden WP-Systeme in Abhängigkeit der Außentemperatur (2-K-Intervall) sowie die Häufigkeitsverteilung des Betriebes der jeweiligen Quelle.

Beim PVT-System ist im Bereich zwischen 0 – 20 °C eine Differenz zur Außentemperatur von ca. 3 - 4 K zu erkennen. Ab etwa 22 °C Außentemperatur erfolgt eine Rücklaufbeimischung zur Limitierung der Soletemperatur aufgrund des Betriebsfeldes der WP. Bei niedrigen Außentemperaturen ist die WP kaum in Betrieb. Hier liegt die Soletemperatur sogar leicht über der Außentemperatur, was auf relativ hohe Strahlungswerte zurückzuführen ist. Im Gegensatz dazu ist die Temperaturdifferenz zwischen Solevorlauftemperatur und Außenluft beim Tischkühler TK größer aufgrund des fehlenden Strahlungsanteils. Eine Abregelung der Quelltemperaturen ist beim TK nicht zu erkennen. Die Messergebnisse der Erdwärmesonde EWS zeigen, dass auch bei sehr niedrigen Außentemperaturen noch Solevorlauftemperaturen von über 3 °C bereitgestellt werden können. Es ist außerdem zu erkennen, dass die Vorlauftemperatur der Quelle Außenluft (TK und PVT) erst ab Außentemperaturen von über 16 °C über denen der Erdwärmesonde liegen. Die Häufigkeitsverteilung

beim Mehrquellensystem zeigt außerdem die Vorteile dieses Konzepts: Bei hohen Außentemperaturen können durch den TK höhere VL-Temperaturen bereitgestellt werden, bei niedrigen Außentemperaturen übernehmen die EWS einen Großteil der Wärmebereitstellung.

C2.6 Heizkurve

Im Folgenden sind die Heizkurven der fünf Gebäude im Quartier für das Jahr 2023 als Tagesmittelwerte der Vor- und Rücklauftemperatur zur Raumheizung in Abhängigkeit der mittleren Außentemperatur dargestellt. In der Ersinger Str. 2 wurden die Sensoren erst Ende 2023 installiert, wodurch nur wenige Messdaten vorhanden sind und wird daher im Folgeprojekt SQ-Durlach II weiter untersucht. Bei den restlichen Gebäuden liegt die Heizgrenztemperatur bei etwa 17 °C. Während die durch das Nahwärmenetz versorgten Gebäude eine maximale Vorlauftemperatur von ca. 62 °C bei der minimal gemessenen Außentemperatur von -1,4 °C vorweisen, liegt die maximale Vorlauftemperatur in der Ersinger Str. 4 bei ca. 54 °C. In der Ersinger Str. 4 wurden im Zuge des Umbaus des Energiesystems kritische Heizkörper getauscht, um die Temperatur zur Raumheizung absenken zu können. Da die Temperatur bei der Erzeugung mit BHKW keine so entscheidende Rolle spielt wie bei der WP wurden die Heizkörper in den nördlichen Gebäuden nicht getauscht. Deswegen liegt hier die Heizkurve deutlich höher. Bei Normaußentemperatur liegt die VL-Temperatur bei 70 °C. Zwischen den drei Gebäuden ist ein Unterschied in der RL-Temperatur und damit in der Temperaturspreizung zu erkennen. Diese korreliert mit dem Heizverbrauch der drei Gebäude, in der Ersinger Str. 5 mit dem höchsten Verbrauch ist auch die Spreizung bei niedrigen Temperaturen am höchsten.

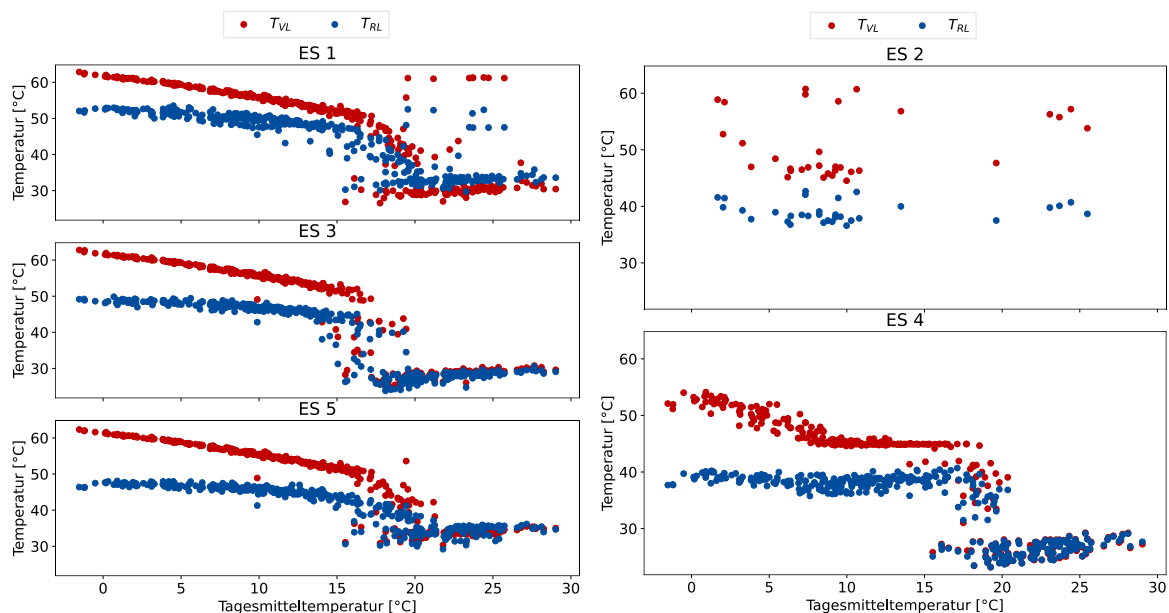


Abb. C2-26: Tagesmittelwerte der Vor- und Rücklauftemperatur zur Raumheizung (Heizkurve).

C3 Energie- und CO₂-Bilanzierung für das Quartiers-Energiesystem

C3.1 Bilanzierungsmethode 1: ‚Stromgutschrift-Methode‘

Die Energie- bzw. CO₂-Bilanzierung für das Quartiers-Energiesystem dient hauptsächlich der Feststellung der spezifischen CO₂-Emission *ce* zur Versorgung des Quartiers (Nutzwärme, Strom) in kg CO₂/m², als

- Vergleichszahl mit der CO₂-Emission vor Umsetzung des Quartierskonzeptes
- zum Vergleich der Simulationsergebnisse (ISE) mit den mit dem Monitoring-System gemessenen Daten und
- zur Aufteilung der CO₂-Emission des Energiesystems auf strom- und wärmebedingte Emissionen zwecks Ermittlung der Umlegung der CO₂-Steuer auf Mieter und Vermieter.

Die PE- bzw. CO₂-Bilanz ergibt sich aus

- dem lokalen Gasverbrauch
- dem Strombezug aus dem Netz (Strom-Mix) und
- der Gutschrift für den ins Netz zurückgespeisten Strom („Verdrängungsmix“).

Eine Schwierigkeit stellen die *stromseitigen* PE- bzw. CO₂-Faktoren dar, weil diese sich jährlich ändern (und weil es auch noch feste regulatorische Vorgaben (EEG, EBeV 2030)) gibt, die aber eher unrealistisch sind). Zur Vereinfachung werden hier zunächst nur die ‚physikalischen‘ PE/CO₂-Faktoren (Gemis/IINAS) für **2019** (Ist-Zustand vor Maßnahmenumsetzung) bzw. für **2022** (ISE-Simulation des neuen Energiesystems und Monitoring-Messdaten) herangezogen (Tab. C3-5), die PE- bzw. CO₂-Faktoren bezogen auf den unteren Heizwert (bei Brennstoffen) bzw. auf kWh_{el} (bei elektrischer Energie) einschließlich Vorketten enthalten. Die entsprechenden Faktoren für 2023 sind aktuell noch nicht bekannt.

Die Energie- bzw. CO₂-Bilanz kann man mit denselben Formeln ermitteln, bei der Berechnung müssen lediglich die jeweiligen Primärenergiefaktoren durch die entsprechenden CO₂-Faktoren ersetzt werden.

Basis der ISE-Simulation war der gemessene Verbrauch der fünf MFH an Nutzwärme (Heizung, TWW) und an Strom (Haushalts-Strom, Hilfsstrom) im Jahr 2019 vor Umsetzung des neuen Energiesystems (s. Bd. 1, Kap. A1). Diese Energieverbrauchs-Vorgaben wurden mit dieser Simulationsrechnung umgelegt auf die Erzeugung der einzelnen Komponenten (BHKW, zwei Wärmepumpen, Spitzenlastkessel bzw. PV-Anlagen), d.h. das neue Energiesystem liefert im Rahmen der ISE-Simulation genau die vorgegebene Nutzwärme bzw. den Haushalts-Strom, die in 2019 erforderlich waren. Abb. C3-1 zeigt die Strom- und Wärmeflüsse im Quartierskonzept für die fünf MFH entsprechend der Ergebnisse der ISE-Simulationsrechnung:

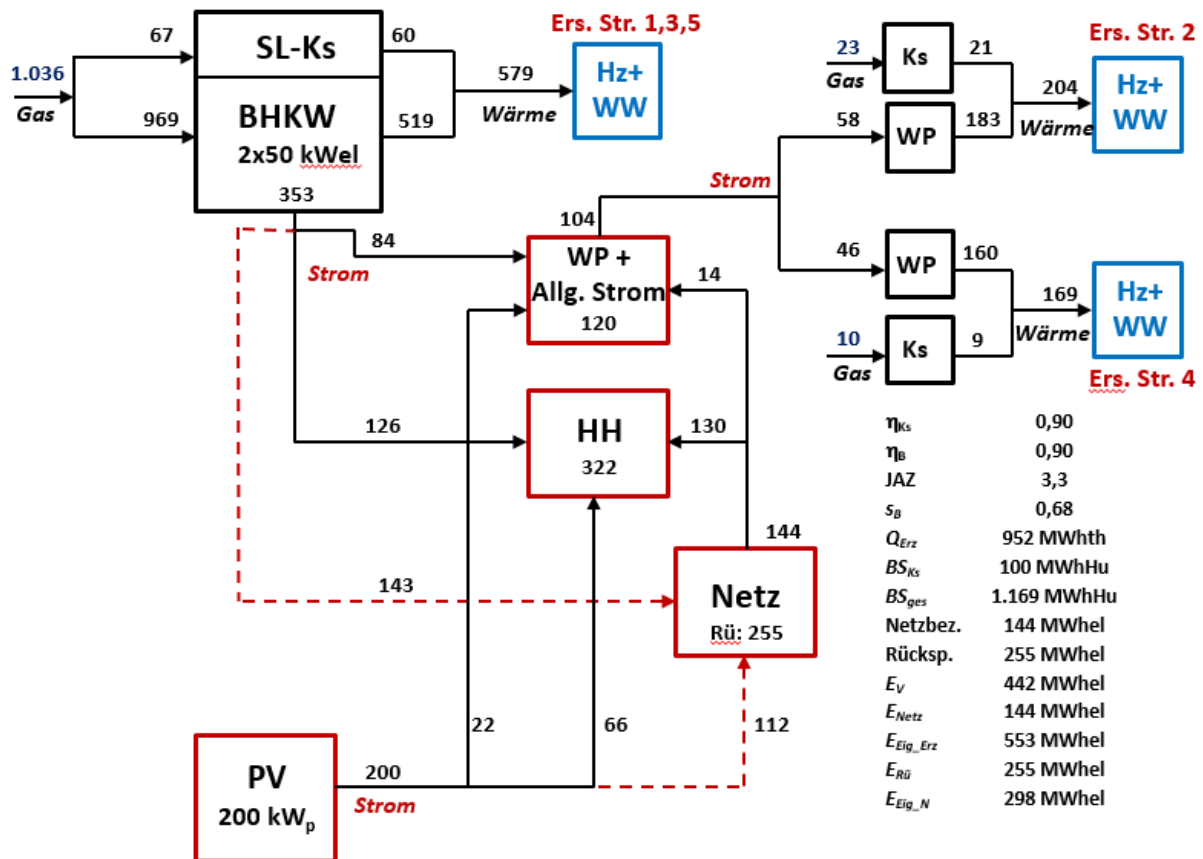


Abb. C3-1: ISE-Simulationsrechnung: Wärme- und Stromflüsse sowie Erdgaseinsatz mit dem neuen Energiesystem (MWh/a). Nutzungsgrade Kessel (η_{Ks}) bzw. BHKW (η_B): Modell-Annahmen. JAZ-Wert ohne Hilfsstrom. (Die Symbole in der Tabelle rechts werden im Text erklärt.)

Die PE- bzw. CO₂-Bilanz der Energieflüsse in Abb. C3-1 wird mit den o.g. PE- bzw. CO₂-Faktoren berechnet. Diese Simulationsergebnisse werden wiederum verglichen mit den real gemessenen Wärme- und Stromverbräuchen im Kalenderjahr 2023 mit dem zur Erzeugung erforderlichen Brennstoffeinsatz bzw. Netzstrombezug mit den real bis 2023 installierten bzw. betriebenen Komponenten des Energiesystems, die mit dem von ISE simulierten Energiesystem nicht vollständig übereinstimmen:³

³ Die in 2023 gemessenen Energieverbräuche (Heizen, WW, Haushalts-Strom) unterscheiden sich vom Jahr 2019. Die Nutzungsgrade bzw. Jahresarbeitszahlen sind unterschiedlich, ebenso die Verdichterleistungen der Wärmepumpen. Ferner fehlt noch die 2. Ausbaustufe der PV-Anlagen, die erst in 2024 realisiert werden soll.

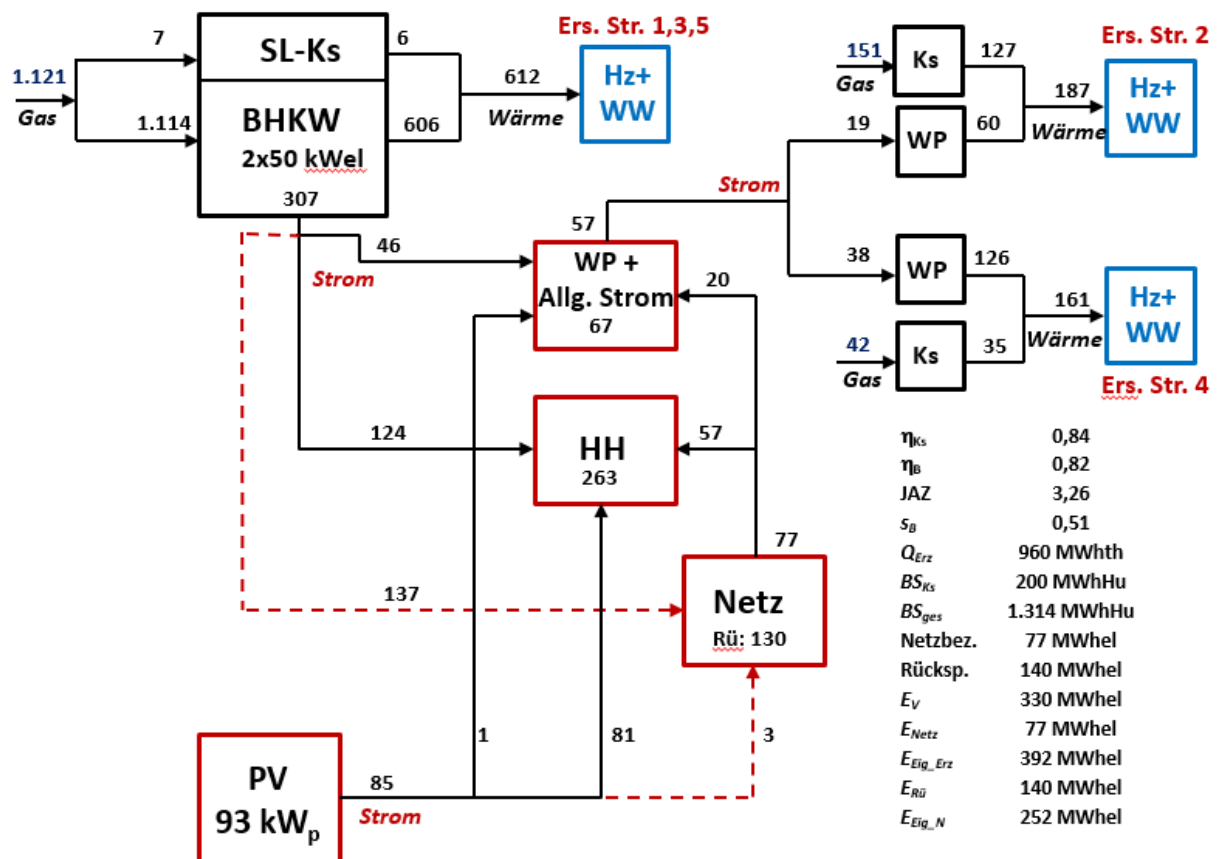


Abb. C3-2: Gemessene Energieflüsse für das Jahr 2023. Die Waterkotte-Wärmepumpe (Ersinger Straße 2) war erst seit 18. Juni 2023 in Betrieb. Nutzungsgrade Kessel bzw. BHKW: Ergebnis der gemessenen Energieströme. JAZ-Wert ohne Hilfsstrom.

Um den Vergleich zu vervollständigen, werden in einem letzten Schritt die gemessenen Daten der Waterkotte-Wärmepumpe in der Ersinger Straße 2, die erst im Juni 2023 in Betrieb genommen wurde, auf ein ganzes Betriebsjahr hochgerechnet. Auf diese Weise wird eine *fiktive* Energiebilanz des neuen Energiesystems (ohne 2. Ausbaustufe PV, die in der ISE-Simulation enthalten ist), mit den gemessenen Nutzungsgraden und Energieverbräuchen für das Jahr 2023 ermittelt:

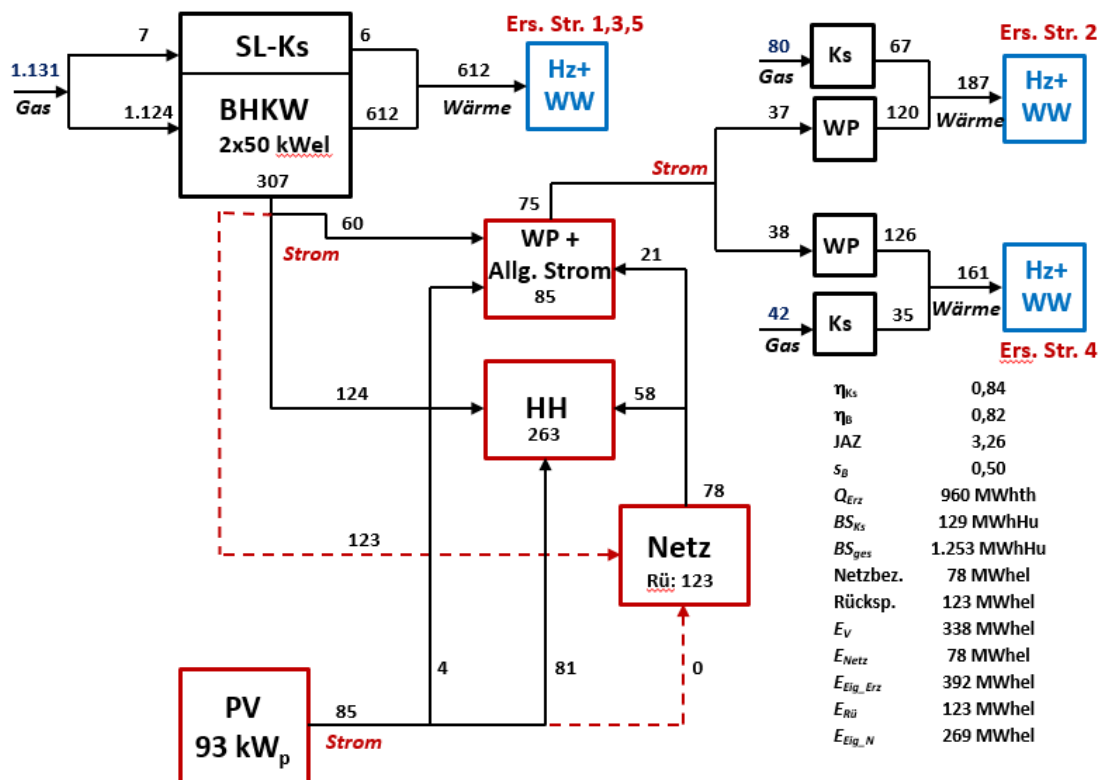


Abb. C3-3: Gemessene Energieflüsse für das Jahr 2023, aber Waterkotte-Wärmepumpe hochgerechnet auf das ganze Jahr (Schätzung).

C3.1.1 Wärme- und Stromverbrauch im Quartier

Der für 2019 gemessene Nutzwärmeverbrauch der fünf MFH, der auch der ISE-Simulation für 2023 zugrunde gelegt wurde, sowie der in 2023 gemessene Nutzwärmeverbrauch waren wie folgt (MWh_{th}/a):

Tab. C3-1: **Jahres-Nutzwärmeverbräuche (Heizung plus TWW) in den fünf MFH des Quartiers (ab Heizzentralen, d.h. inklusive Verteilungsverlusten):** 2019 gemessen bzw. für 2023 simuliert (ISE) und 2023 gemessen (vorhandenes neues Energiesystem): Erzeugung und Verbrauch in den 5 MFH. Die *spezifischen Werte* beziehen sich auf die Wohnfläche ($11.947 m^2$) und nicht auf die beheizte Wohnfläche ($11.603 m^2$).

	,Ist' 2019	ISE-Simulation 2023	Erzeugung 2023	abz. Vert.- Verluste
Ersinger Straße 1	179,2	179,2	...	
Ersinger Straße 3	191,8	191,8	...	
Ersinger Straße 5	208,1	208,1	...	
Summe	579,2	579,2	612	520
Ersinger Straße 2	204,1	204,1	161	146
Ersinger Straße 4	169,0	169,0	187	172
Gesamt	952,7	952,7	960	838
kWh_{th}/m^2	79,7	79,7	80,1	70,1

Die Wärme-Verteilungsverluste (hauptsächlich Nahwärme-Leitungen) wurden mit $122 MWh_{th}$ (13 % bezogen auf die Wärmeerzeugung von $960 MWh_{th}$) gemessen. (Diese Verluste wurden in der ISE-Simulation vernachlässigt.) Die Umlegung dieser Verluste auf die drei MFH nördlich der Ersinger Straße bzw. auf die beiden WP-MFH wurde geschätzt.

Der Nutzwärmeverbrauch im Quartier lag demnach in 2023 um 12 % niedriger als 2019 (Heizung: -9 %, WW: -14 %), wobei die Reduzierungsrate in den drei nördlichen MFH etwas größer war als in den beiden WP-MFH. In 2023 gab es um ca. 5 % *mehr* Heizgradtage (HGT₁₅) als in 2019. Berücksichtigt man dies, so war die prozentuale Verringerung in 2023 bei der Heizung und beim WW etwa gleich groß – eventuell ein Ergebnis energiesparenden Verhaltens aufgrund des Anstiegs der Energiepreise.

C3.1.2 Gasverbrauch

Der Gasverbrauch für den ‚Ist‘-Zustand 2019 ergibt sich einfach aus dem gemessenen Jahresnutzungsgrad der Gaskessel, hier mit $\eta_{Ks} = 0,76$ angesetzt.⁴ Die ISE-Simulation bzw. die Messungen ergaben folgende Werte:

Tab. C3-2: Jahres-Erdgasverbrauch in der Heizzentrale (BHKW, Kessel) bzw. der SL-Kessel in den beiden MFH mit Wärmepumpe (MWh_{Hu}/a).
Spalte ganz rechts: 2023 hochgerechnet (geschätzt) mit angenommenem Ganzjahresbetrieb der Waterkotte-Wärmepumpe.

		‚Ist‘ 2019	ISE-Simulation 2023	gemessen 2023	Waterkotte-WP hochgerechnet
Heizzentrale					
Ersinger Straße 5					
BHKW			969	1.114	1.124
SL-Kessel			67	7	
Summe HZ			1.036	1.121	1.131
SL-Kessel					
Ersinger Straße 2			23	151	80
SL-Kessel					
Ersinger Straße 4			10	42	42
Erdgas Gesamt		1.288,4⁵	1.078	1.313	1.253
E _{EG}					

Die in 2023 gemessenen Daten sind insofern ‚verfälscht‘, als die Wärmepumpe in der Ersinger Straße 2 erst ab 18. Juni 2023 in Betrieb genommen wurde, d.h. im ersten Halbjahr wurde hier ausschließlich mit dem Kessel geheizt.

Die Wärmeerzeugung des SL-Kessels in der Heizzentrale lag nahezu bei Null: zum Einen gab es in 2023 kaum je wirklich tiefe Temperaturen, zum anderen sind die beiden BHKW-Module (2 x 50 kW_{el}) mit zusammen 200 kW_{th} überdimensioniert, ferner liegt eine hohe Speicherkapazität vor (Heizzentrale plus drei Unterstationen: insgesamt 8,5 m³).

⁴ Entsprechend den INATECH-Messungen in 2019.

⁵ Summe der in 2019 gemessenen Werte.

C3.1.3 Stromverbrauch und Netzbezug bzw. Stromerzeugung und Netzzückspeisung

Die gemessenen (2019, 2023) bzw. simulierten Werte des Stromverbrauchs, der Stromerzeugung und des Netzbezugs bzw. der Netzzückspeisung waren wie folgt:

Tab. C3-3: Jahres-Stromverbrauch und Stromerzeugung (MWhel/a).

Spalte ganz rechts: 2023 hochgerechnet (geschätzt) mit angenommenem Ganzjahresbetrieb der Waterkotte-WP.

	‚Ist‘ 2019	ISE-Simulation 2023	gemessen 2023	Waterkotte-WP hochgerechnet
Verbrauch:				
Haushalts-Strom	322	322	263	263
Hilfsstrom	14	14	10	10
Wärmepumpe ES 2		58	19	37
Wärmepumpe ES 4		46	38	38
Netzbezug E_{Netz}	336	144	77	78
Erzeugung:				
BHKW		353	307	307
PV-Anlagen		200	85	85
Rückspeisung $E_{\text{Rü}}$	0	255	132	123

C3.1.4 Resultierender Primärenergie-Verbrauch und CO₂-Emission

Mit den Daten von Tab. C3-2 und Tab. C3-3 und den entsprechenden PE- bzw. CO₂-Faktoren aus Abschnitt C3.2, Tab. C3-5, können die Primärenergie-Verbräuche bzw. die resultierenden CO₂-Emissionen berechnet werden. Diese ergeben sich aus der Summe der PE-bzw. CO₂-Werte für den Gasverbrauch und den Bezug von Netzstrom (Strom-Mix), abzüglich einer Gutschrift für den ins Netz zurückgespeisten BHKW- bzw. PV-Strom (Verdrängungs-Mix), siehe Formel (C3-1) am Beispiel der Gesamt-CO₂-Emission des neuen Energiesystems, CE_{ges} : (Zur Berechnung des Primärenergie-Einsatzes PE_{ges} gilt dieselbe Formel, wobei die CO₂-Faktoren durch die entsprechenden PE-Faktoren ersetzt werden, s. Tab. C3-5.)

$$(C3-1) \quad CE_{\text{ges}} = E_{\text{EG}} \cdot f_{\text{CO}_2\text{-EG}} + E_{\text{Netz}} \cdot f_{\text{CO}_2\text{-Mix}} - E_{\text{Rü}} \cdot f_{\text{CO}_2\text{-Verdr}} \quad \text{t CO}_2/\text{a}.$$

Daraus erhält man folgende Ergebnisse für die PE- bzw. CO₂-Kennzahlen pe und ce :

Tab. C3-4: Quartiers-Kennzahlen: Primärenergie-Einsatz (PE) und CO₂-Emission des Gesamt-Quartiers (*Stromgutschrift-Methode*) für die vier oben definierten Vergleichsvarianten.

	,Ist' 2019			ISE Simulation 2023			gemessen 2023			WK WP hochgerechnet		
	Hu	PE	CO ₂	Hu	PE	CO ₂	Hu	PE	CO ₂	Hu	PE	CO ₂
	MWhHu	MWhPE	t CO ₂	MWhHu	MWhPE	t CO ₂	MWhHu	MWhPE	t CO ₂	MWhHu	MWhPE	t CO ₂
SL Gas Kessel	1.252,8	1.378,10	305,7	100,0	110,0	24,4	200,0	220	48,8	129	141,9	31,5
Gas BHKW				969,0	1.065,9	236,4	1.114,0	1.225,4	271,8	1.253	1378,3	305,7
Ges. Gas	1.252,8	1.378,10	305,7	1069,0	1.175,9	260,8	1.314,0	1.445,4	320,6	1.382	1520,2	337,2
	MWhel			MWhel			MWhel			MWhel		
Netzbezug	321,4	449,96	134,988	144	201,6	60,48	77	107,8	32,34	78	109,2	32,76
Rückspeisung		-	-	255	-714	-107,1	140	-392	-120,4	123	-344,4	-105,8
Ges. Strom		449,96	134,988		-512,4	-46,62		-284,2	-88,06	201	-235,2	-73,02
PE/CE Gesamt		1.828,06	440,69		663,5	214,2		1.161	233		1.285	264
pe (kWhPE/m²)		153,0			55,5			97,2			107,6	
ce (kg CO₂/m²)			36,9			17,9			19,5			22,1

Die Ergebnisse der ISE-Simulation zeigen, dass das neue Energiesystem (inkl. 2. Ausbaustufe PV) im Vergleich zum ,Ist'-Zustand vor der Maßnahmen-Umsetzung es (theoretisch) ermöglicht, die CO₂-Kennzahl **ce** von 36,9 auf 17,6 kg CO₂/m², d.h. um 52 %, bezogen auf die CO₂-Emission im ,Ist'-Zustand, zu reduzieren. Die Messwerte 2023 ergeben **ce** = 19,5 kg CO₂/m² (Reduzierung um 47 %).

Die Hochrechnung der Waterkotte-Wärmepumpe auf ein ganzes Betriebsjahr ergab für das Quartier eine Verringerung des **ce**-Kennwertes um 40 % auf 22,1 kg CO₂/m². Die Verringerung der Netzzurückspeisung (die mit den PE- bzw. CO₂-Faktoren für den Verdrängungsstrom eine sehr hohe Stromgutschrift ergibt) überkompensiert hier den verstärkten Einsatz an Umweltenergie durch den ganzjährigen Betrieb der Waterkotte-Wärmepumpe.⁶

C3.2 PE- und CO₂-Faktoren

Während die PE- bzw. CO₂-Faktoren für Erdgas entsprechend GEMIS/IINAS festgelegt wurden, sind diese Faktoren für Strom weder eindeutig noch für alle Jahre konstant. Um die Berechnung für diesen Schlussbericht zu vereinfachen, werden die CO₂-Emissionen nur für die Jahre 2019 und für die Energiebilanz des neuen Energiesystems für das Jahr 2023 berechnet. Da aber die PE- bzw. CO₂-Faktoren für 2023 noch nicht bekannt sind, werden hierfür die Werte des Jahres 2022 angesetzt, in der Annahme, dass der Unterschied zum Jahr 2023 gering ist. (Längerfristig werden sich aufgrund der energetischen Transformation in Deutschland allerdings größere Unterschiede ergeben.)

Für den aus dem Netz bezogenen Strom werden hier die PE- bzw. CO₂-Faktoren für den deutschen Strom-Mix angesetzt. Für den ins Netz zurückgespeisten Strom (BHKW, PV), wird angenommen, dass dieser Strom noch längerfristig Stromerzeugung mit *Stein- oder Braunkohle-Kraftwerken* verdrängt. Für die PE- bzw. CO₂-Faktoren wird hier ein Mittelwert aus beiden Brennstoffarten angesetzt.⁷

⁶ Der für 2024 vorgesehene Ausbau der 2. Stufe der PV-Anlage wird dieses Ergebnis wieder in Richtung des Ergebnisses der ISE-Simulation (**ce** ≈ 17 kg CO₂/m²) verbessern.

⁷ Diese Berechnungsmethode war früher üblich. Sie wird heute durch andere Faktoren und durch eine andere Methode (s. Abschnitt 0) ersetzt. Dennoch bleibt die Stromgutschrift-Methode die physikalisch korrektere Methode.

Mit diesen Ansätzen kann die PE- bzw. CO₂-Bilanz physikalisch annähernd korrekt errechnet werden.

Folgende Faktoren wurden angesetzt:

Tab. C3-5: PE- und CO₂-Faktoren für 2019 und 2022. In der Spalte ganz rechts ist der CO₂-Faktor für Erdgas angegeben, der in der Verordnung zur Emissionsberichterstattung nach dem Emissionshandelsgesetz für die Jahre 2023 – 2030' (= EBeV 2030) zur Berechnung der CO₂-Emission als Grundlage der Berechnung der für die Wärmeversorgung zu errichtenden CO₂-Steuer heranzuziehen ist, siehe hierzu Abschnitt 0.

		'Ist' (2019)	ISE-Simulation	Mess-Zeit- raum	
	<i>Jahr</i>	<i>2019</i>	<i>2022</i>	<i>2022</i>	<i>EBeV 2030</i>
PE-Faktoren:					
Erdgas, f_{PE_EG}	kWhPE/kWhHu	1,10	1,10	1,10	
Strom-Mix, f_{PE_Mix}	kWhPE/kWhel	1,80	1,40	1,40	
verdrängter Strom, f_{PE_Verdr}	kWhPE/kWhel	--	2,80	2,80	
CO₂-Faktoren:					
Erdgas, f_{CO2_EG}	kg CO ₂ /kWhHu	0,244	0,244	0,244	0,201
Strom-Mix, f_{CO2_Mix}	kg CO ₂ /kWhel	0,527	0,420	0,420	
verdrängter Strom, f_{CO2_Verdr}	kg CO ₂ /kWhel	--	0,860	0,860	

C3.3 Autarkiegrad und Eigenverbrauchsverhältnis

Mit ‚Autarkiegrad‘ **A** eines Energiesystems mit Eigenstromerzeugung bezeichnet man das Verhältnis des eigengenutzten lokal erzeugten Stroms, E_{Eig_N} , zum Stromverbrauch E_V im Quartier (= Haushaltsstrom plus Allgemeinstrom (hier: 15 MWhel/a) plus WP-Strom): $A := E_{Eig_N} / E_V$. Da E_{Eig_N} die Differenz von Stromverbrauch E_V und Strombezug aus dem Netz, E_{Netz} , ist ($E_{Eig_N} = E_V - E_{Netz}$), ergibt sich für den Autarkiegrad **A**:

$$A = E_{Eig_N} / E_V = (E_V - E_{Netz}) / E_V. \quad (E_{Netz} \text{ und } E_V \text{ aus dem Energieflußdiagramm.})$$

Daraus erhält man:

$$(C3-2) \quad A = 1 - E_{Netz} / E_V.$$

Das ‚Eigenverbrauchsverhältnis‘ **EV** ist definiert als das Verhältnis der Eigennutzung, E_{Eig_N} , zum gesamten eigenerzeugten Strom, E_{Eig_Erz} : $EV := E_{Eig_N} / E_{Eig_Erz}$. Ein Teil der Eigenerzeugung wird ins Netz zurückgespeist: $E_{Rü}$. Da $E_{Eig_Erz} = E_{Eig_N} + E_{Rü}$, ergibt sich für **EV**:

$$EV = E_{Eig_N} / E_{Erz} = (E_{Eig_Erz} - E_{Rü}) / E_{Eig_Erz}. \quad (E_{Rü} \text{ und } E_{Eig_Erz} \text{ aus dem Energieflußdiagramm.})$$

Daraus erhält man:

$$(C3-3) \quad EV = 1 - E_{Rü} / E_{Eig_Erz}.$$

Die ISE-Simulations-Daten bzw. die gemessenen Daten ergeben für **A** und **EV** folgende Werte:

Tab. C3-6: Vergleich des Autarkiegrads *A* und des Eigenverbrauchsverhältnisses *EV* entsprechend ISE-Simulation (hier 200 kW_p PV) bzw. gemessen für 2023 (93 kW_p PV).

		ISE-Simula- tion	gemessen 2023	Waterkotte-WP hochgerechnet
<i>E_V</i>	MWhel/a	442	330	338
<i>E_{Netz}</i>	MWhel/a	144	77	78
<i>E_{Eig_Erz}</i>	MWhel/a	553	392	392
<i>E_{Rü}</i>	MWhel/a	255	140	123
<i>E_{Eig_N}</i>	MWhel/a	298	252	269
Autarkiegrad <i>A</i>	%	67	77	77
EV-Verhältnis <i>EV</i>	%	54	64	69

C3.4 Bilanzierungsmethode 2:

Aufteilung der CO₂-Emission auf den Wärme- und Stromverbrauch nach der ‚finnischen Methode‘

Die Ermittlung der PE- und CO₂-Bilanz in Abschnitt C3.2 erfolgte nach der ‚Gutschrift-Methode‘, die in der Vergangenheit in der deutschen Energiewirtschaft zur Bilanzierung angewendet wurde, um Energiesysteme mit gekoppelter Wärme- und Stromerzeugung abzubilden und insbesondere die Rückspeisung des erzeugten Stroms ins Netz (und die dadurch erzielte Einsparung an Primärenergie und CO₂-Emissionen) angemessen zu berücksichtigen. Diese Berechnungsmethode kann für das heutige Energiesystem in Deutschland immer noch fachlich begründet werden, sie weist aber zwei Nachteile auf:

- für ein sehr gutes KWK-System (etwa eine Brennstoffzelle mit sehr gutem elektrischen Wirkungsgrad) können sich bei Annahme eines Verdrängungsstroms aus Kohlekraftwerken negative CO₂-Emissionen ergeben,
- beim längerfristigen Übergang zu einem elektrischen Energiesystem mit überwiegend erneuerbaren Energieträgern gehen die vermeintlichen energetischen Vorteile der KWK zunehmend in Nachteile über (weil die Stromgutschrift immer kleiner wird).

Es gibt zwei alternative Methoden zur energetischen Bilanzierung von gekoppelten Energiesystemen,

- die ‚exergetische‘ oder ‚Carnot‘-Methode und die
- ‚finnische‘ Methode.

Bei der exergetischen Methode wird der Brennstoffeinsatz überwiegend der Stromerzeugung zugerechnet (100 % Exergie) und dadurch die Wärmeerzeugung (Exergieinhalt unter 15 %) stark bevorteilt, weil der Brennstoffverbrauch weit überwiegend der Stromerzeugung zugerechnet wird.

Die *finnische Methode* zur Bilanzierung der gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung wurde schon früher von der EU als Bilanzierungsmethode bevorzugt und seit einiger Zeit von der ARGE Energiebilanzen Deutschland übernommen. Im ‚Gesetz zur Aufteilung der CO₂-Kosten‘ (CO₂KostAufG) vom Dezember 2022 wurde diese Methode vorgeschrieben, um den Brennstoffeinsatz und damit die CO₂-Emission von KWK-Anlagen auf Strom- und Wärmeerzeugung aufzuteilen. Mit diesem Verfahren werden die wärmebedingte CO₂-Emission des jeweiligen Energiesystems und die daraus für Vermieter bzw. Mieter relevante resultierende CO₂-Steuer ermittelt.

C3.4.1 Die ‚finnische Methode‘ zur Aufteilung der CO₂-Emission auf den Wärme- und Stromverbrauch

Die finnische Methode zur Aufteilung des in einem gekoppelten Energiesystem (z.B. BHKW) entstehenden Brennstoffeinsatzes zur Erzeugung der Nutzwärme Q_a^B (MWh_{th}/a) und des Stroms E_a^B (MWh_{el}/a) gibt vor, die gekoppelte Erzeugung dieser Nutzenergie (und den damit verknüpften Brennstoffaufwand, BS_{Kopp}) zu vergleichen mit ungekoppelten ‚Referenz-Erzeugungsanlagen‘, mit denen dieselbe Menge an Q_a und E_a erzeugt werden. Die Referenzanlagen müssen mit denselben Brennstoffen arbeiten wie die KWK-Anlage (hier: Erdgas) und weisen folgende *im Gesetz vorgegebene* Wirkungsgrade auf:

- Wärmeerzeugung: Erdgas-Kesselwirkungsgrad $\eta_{th} = 0,90$
- Stromerzeugung: Erdgas-Kraftwerkswirkungsgrad $\eta_{el} = 0,525$

Mit diesen Wirkungsgraden - bzw. Jahresnutzungsgraden - wird der fiktive Brennstoffaufwand BS_{ref} zur *getrennten* Erzeugung von Q_a und E_a berechnet.

Ferner gibt es für die CO₂-Faktoren der Brennstoffe *vorgegebene gesetzliche Standardwerte* nach der Verordnung über die ‚Emissionsberichterstattung nach dem Emissionshandelsgesetz für die Jahre 2023 – 2030‘ (= **EBeV 2030**), die für die Berechnung der CO₂-Emission als Grundlage der Berechnung der CO₂-Steuer heranzuziehen sind:

Erdgas:	0,0558 t CO ₂ / GJ	→ 0,201 t CO ₂ /MWh _{Hu}
Flüssiggas:	0,0655 t CO ₂ / GJ	→ 0,236 t CO ₂ /MWh _{Hu}
Heizöl:	0,0797 t CO ₂ / GJ	→ 0,287 t CO ₂ /MWh _{Hu}

Bei der finnischen Methode wird der bekannte (z.B. gemessene) Brennstoffaufwand des *gekoppelten Energiesystems*, BS_{Kopp} , in gleicher Weise auf Q_a bzw. E_a umgelegt, wie man es bei getrennter Erzeugung tun würde: das Verhältnis der erzeugten Wärme bzw. des erzeugten Stroms zum Gesamt-Brennstoffaufwand des ‚Referenz-Systems‘, α_{th} bzw. α_{el} , werden auf das gekoppelte Energiesystem übertragen, um den anteiligen Brennstoffaufwand für die Wärmeerzeugung, BS_Q , des gekoppelten Energiesystems zu berechnen:

$$(C3-4) \quad \alpha_{th} := Q_a^B / BS_{ref}; \quad \alpha_{el} := 1 - \alpha_{th}$$

und damit: $BS_Q = \alpha_{th} \cdot BS_{Kopp}$; $BS_{el} = BS_{Kopp} - BS_Q$

Mit dieser Methode hat also der der gekoppelten Wärmeerzeugung Q_a^B zugewiesene Brennstoffaufwand BS_{th} denselben Anteil α_{th} am Gesamt-Brennstoffaufwand BS_{Kopp} des gekoppelten Energiesystems wie es für das getrennte Energiesystem der Fall wäre (und dasselbe gilt für den Brennstoff-Anteil BS_{el} des erzeugten Stroms, E_a^B , an BS_{Kopp}).

C3.4.2 Beispiel:

Anwendung der finnischen Methode auf das BHKW in der Heizzentrale Ersinger Straße 5 (mit den ISE-Daten)

Im ersten Schritt soll für den einfachsten Anwendungsfall der finnischen Methode nur die gekoppelte Strom- bzw. Wärmeerzeugung, E_a^B bzw. Q_a^B , eines BHKW betrachtet werden, hier am Beispiel des BHKW in der Heizzentrale Ersinger Straße 5 mit den BHKW-Daten von Abb. C3-1: $E_a^B = 353$ MWh_{el}/a, $Q_a^B = 519$ MWh_{th}/a. Der Brennstoffeinsatz des BHKW beträgt $BS^B = 969$ MWh_{Hu}/a.

Mit dem ungekoppelten ‚Referenzsystem‘ (vorgegebene Wirkungs- bzw. Jahresnutzungsgrade für Erdgas-Kessel bzw. Erdgas-Kraftwerk siehe oben) erhält man einen Brennstoffaufwand für Q_a bzw. E_a von 672,4 MWh_{Hu} bzw. 576,7 MWh_{Hu} und damit einen Gesamt-Brennstoffeinsatz von $BS^{ref} = 1.249$ MWh_{Hu}/a. Dies ergibt ein Verhältnis α_{th} des Brennstoffaufwands für die Wärmeerzeugung

zum Gesamt-Brennstoffaufwand des Referenz-Systems für Wärme (Q_a) und Strom (E_a) von $\alpha_{th} = 672,4 / 1.249 = 0,538$ bzw. das Strom-Aufwandsverhältnis $\alpha_{el} = 1 - \alpha_{th} = 0,462$.

Hieraus errechnet sich der anteilige Brennstoffeinsatz für die Wärmeerzeugung des BHKW, BS_Q^B , aus $BS_Q^B = \alpha_{th} \cdot BS^B = 0,538 \cdot 969 = 521,3 \text{ MWh}_{Hu}/a$ (bzw. für die Stromerzeugung des BHKW: $BS_E^B = BS^B - BS_Q^B = 969 - 521,3 = 447,7 \text{ MWh}_{Hu}/a$).

Aus dem so ermittelten Wert für die Brennstoff-Aufwand zur Erzeugung von Q_a^B ergibt sich die zugehörige CO₂-Emission aus $CE_Q^B = BS_Q^B \cdot f_{CO_2}^{Gas} = 521,3 \cdot 0,201 = 104,8 \text{ t CO}_2/a$ (bei einer Gesamt-CO₂-Emission des BHKW von 194,8 t CO₂/a).

Mit einer CO₂-Steuer für 2024 von 45 €/t CO₂ erhält man einen *nutzwärmebedingten* CO₂-Steuerbetrag in Höhe von $CE_Q^B \cdot 45 = 104,8 \cdot 45 = 4.716 \text{ €/a}$ (netto) oder, bezogen auf die Wohnfläche, 0,64 €/m²a (Wohnfläche der drei MFH: 7.589 m²). Schließlich bedeutet die für dieses Beispiel errechnete anteilige CO₂-Emission CE_Q^B eine *spezifische CO₂-Emission* der drei vom BHKW versorgten MFH von $104.800 / 7.589 = 13,8 \text{ kg CO}_2/m^2$.

Die *Primärenergieeinsparung* ergibt sich für dieses Beispiel zu $pe_{Einsp} = 39 \%$ (Vergleich des tatsächlichen Brennstoffaufwandes des BHKW mit dem Brennstoffaufwand des Referenz-Systems).

Zusammenfassung des Rechenganges für das o.g. Beispiel in 6 Schritten:

- 1) Vorgaben für das *gekoppelte Energiesystem* (hier: nur BHKW):
 - i) $Q_a^B, E_a^B; BS^B$ (= Gesamt-Brennstoffaufwand des BHKW) in MWh_{th}/a, MWh_{el}/a und MWh_{Hu}/a (gemessen bzw. hier mit ISE-Simulation berechnet)
 - ii) gesetzlich vorgegebene Wirkungs- bzw. Nutzungsgrade des ‚Referenz-Energiesystems‘: (hier: Gaskessel, Gas-Kraftwerk) $\eta_{th} = 0,90$; $\eta_{el} = 0,525$

- 2) Berechnung des Brennstoffaufwandes BS_Q^{ref}, BS_E^{ref} und BS^{ref} des *Referenzsystems*:

$$BS_Q^{ref} = Q_a^B / \eta_{th}; \quad BS_E^{ref} = E_a^B / \eta_{el} \Rightarrow BS^{ref} = BS_Q^{ref} + BS_E^{ref}$$

- 3) Bestimmung von α_{th} und α_{el} für das *Referenzsystem*: (= Verhältnis des Brennstoffaufwandes für die Wärme- bzw. Stromerzeugung zum Gesamt-Brennstoffaufwand)

$$\alpha_{th} = BS_Q^{ref} / BS^{ref} \Rightarrow \alpha_{el} = 1 - \alpha_{th}$$

- 4) Bestimmung des Brennstoffaufwandes BS_Q^B zur Erzeugung von Q_a^B durch das *gekoppelte Energiesystem* (hier: BHKW mit dem Brennstoffaufwand BS^B):

$$BS_Q^B = \alpha_{th} \cdot BS^B$$

- 5) Berechnung der gesuchten thermisch bedingten CO₂-Emission, CE_Q , mit dem CO₂-Emissionsfaktor von Erdgas, $f_{CO_2}^{Gas}$ (= 0,201 kg CO₂/kWh_{Hu}):

$$CE_Q = BS_Q^B \cdot f_{CO_2}^{Gas} \text{ (t CO}_2/a\text{)}$$

- 6) Berechnung des *nutzwärmebedingten* CO₂-Steuerbetrags, S_Q , bei vorgegebener CO₂-Steuer, s_{CO_2} , des Abrechnungsjahres (hier: $s_{CO_2} = 45 \text{ €/t CO}_2$ netto in 2024):

$$S_Q = CE_Q \cdot s_{CO_2}$$

Diese Schritte könnte man auch abkürzen mit:

$$(C3-5) \quad S_Q = \alpha_{th} \cdot BS^B \cdot f_{CO_2} \cdot s_{CO_2}, \text{ mit } \alpha_{th} = BS_Q^{ref} / BS^{ref}.$$

Der daraus resultierende CO₂-Steuerbetrag für CE_Q , entsprechend der im Abrechnungsjahr aktuellen CO₂-Steuer, kann vom Contractor an das Wohnungsunternehmen (bzw. von diesem ganz oder teilweise an die Mieter) weitergegeben werden. Der verbleibende CO₂-Steuer-Betrag für den übrigen Brennstoffaufwand des gekoppelten Energiesystems kann nicht an das

Wohnungsunternehmen bzw. an dessen Mieter weitergegeben werden, sondern muss vom Contractor über den Strompreis refinanziert werden.

Für komplexere Energiesysteme (gekoppeltes Energiesystem plus SL-Kessel, PV-Strom, Wärmepumpe) geht der Rechengang ebenso, nur daß hier Q_a , E_a und BS^B geeignet gewählt werden müssen → siehe Abschnitt C3.4.3.

C3.4.3 Anwendung der finnischen Methode auf das gesamte Energiesystem von SQ Durlach (fünf MFH)

Hier kommen zu den Anlagen im o.g. Beispiel noch der SL-Kessel in der Heizzentrale und die beiden Wärmepumpen plus SL-Kessel in der Ersinger Straße 2 bzw. Ersinger Straße 4 hinzu (gesamte Wohnfläche nunmehr 11.974 m²), ferner die PV-Anlage (entsprechend dem Quartierskonzept bzw. ISE-Simulation 200 kWp)⁸. Dies erhöht die Jahresnutzwärmeerzeugung auf $Q_a^{ges} = 952 \text{ MWh}_{th}/a$ (Abb. C3-1), den Brennstoffeinsatz auf $BS^{ges} = 1.069 \text{ MWh}_{Hu}/a$ und die Jahresstromerzeugung (BHKW plus PV) auf 553 MWh_{el}/a. Allerdings reduzieren die beiden Wärmepumpen in diesem Fall den anrechenbaren Strombetrag um 58 + 46 = 104 MWh_{el}/a (ISE-Simulation, Abb. C3-1a). Damit ergeben sich hier

$$Q_a^{ges} = 952 \text{ MWh}_{th}/a \text{ (BHKW: 519, plus drei SL-Kessel: 90, plus 2 WP: 343 MWh}_{th}/a)$$

$$E_a^{HZ} = 553 - 104 = 449 \text{ MWh}_{el}/a \text{ (BHKW-Strom plus PV-Strom minus Stromverbrauch der Wärmepumpen)}$$

$$BS_a^{HZ} = 1.069 \text{ MWh}_{Hu}/a \text{ (BHKW: 969, plus 3 SL-Kessel: 100 MWh}_{Hu}/a).$$

Mit diesen Vorgaben erfolgt der Rechengang grundsätzlich genauso wie im o.g. Beispiel, allerdings stellt sich hier die Frage, wie die Energieerzeugung der Wärmepumpen und der PV-Anlagen bei der Bestimmung der nutzwärmebedingten CO₂-Emission berücksichtigt werden sollen. Diese beiden Energieerzeuger sind im ‚CO₂KostAufG‘ nicht als Komponenten eines gekoppelten Energiesystems erwähnt.

Zwei Möglichkeiten zur Behandlung dieser Frage sind denkbar:

Ansatz 1:

Ignorieren der PV-Anlage und Berücksichtigung der Wärmepumpen, indem deren Stromverbrauch von der Stromerzeugung des BHKW abgezogen wird, aber die Wärmeerzeugung der beiden WP zur gekoppelten Wärmeerzeugung (des BHKW und der WP) hinzuaddiert wird. Das System ‚BHKW plus 2 WP‘ wird hier als *ein* gekoppeltes System betrachtet, der PV-Strom wird nicht berücksichtigt. Zum für dieses gekoppelte System errechneten nutzwärmebedingten Brennstoffaufwand, BS_Q , wird anschließend der Brennstoffaufwand der drei SL-Kessel hinzuaddiert, um den Gesamt-Brennstoffaufwand zur Wärmebereitstellung (und damit die *nutzwärmebedingte CO₂-Emission* zu berechnen.

Die Stromerzeugung der von der KES installierten PV-Anlagen spielt bei dieser Berechnung des Brennstoffaufwandes (bzw. der nutzwärmebedingten CO₂-Emission) keine Rolle, obwohl diese Anlagen insgesamt zur Reduzierung der CO₂-Emission im Quartier beitragen.

Ansatz 2:

Da auch ein Teil des PV-Stroms, v.a. in der Übergangszeit und im Sommer, für den Betrieb der Wärmepumpen genützt werden könnte (dies war nach dem ursprünglichen Konzept so vorgesehen), könnte man argumentieren, dass auch der PV-Strom Teil des gekoppelten Strom/Wärme-Systems ist und daher bei der Ermittlung der nutzwärmebedingten CO₂-Emission berücksichtigt werden

⁸ Bis 2023 wurde nur die erste Stufe der PV- Anlagen installiert (93,4 kW_p).

sollte. In diesem Fall müsste man zur BHKW-Stromerzeugung den PV-Strom hinzuaddieren und dann das oben beschriebene Verfahren anwenden.

Ansatz 2 ist im ‚CO₂-Kostenaufteilungsgesetz‘ nicht vorgesehen und wird hier nicht weiter behandelt.

C3.5 Aufteilung der CO₂-Steuer auf Mieter und Vermieter

C3.5.1 Gesetzliche Vorgaben zur Aufteilung des CO₂-Steuerbetrages

Die CO₂-Steuer soll zu einem energiesparenden Verhalten der Mieter beitragen. Die Mieter sind aber nicht für einen ggfls. energetisch schlechten Zustand ihres Mietwohngebäudes verantwortlich. Umgekehrt liegt die Verantwortung für einen niedrigen Nutzwärmeverbrauch bei einem energetisch guten Gebäude-Zustand eher beim Mieter. Um die Aufteilung der Kosten der CO₂-Steuer zwischen Vermieter und Mieter ‚gerecht‘ zu gestalten, wurde diese gesetzlich vorgegeben. Diese Aufteilung der CO₂-Steuer für die aus der Heizung bzw. dem TWW-Verbrauch resultierende CO₂-Emission soll demnach in Abhängigkeit vom Gebäudezustand und damit von der spezifischen CO₂-Emission des Gebäudes (für Heizung und TWW-Bereitstellung) erfolgen, wie in Tab. C3-7 angegeben:

Tab. C3-7: Prozentuale Aufteilung der Kosten der CO₂-Steuer auf Mieter/Vermieter für die 10 verschiedenen ‚CO₂-Emissionsklassen‘ ce_Q (gesetzliche Vorgabe, BMWK).

Emissionsklasse ce_Q (kg CO ₂ /m ²)		Mieter %	Vermieter %
1	< 12	100	0
2	12-17	90	10
3	17-22	80	20
4	22-27	70	30
5	27-32	60	40
6	32-37	50	50
7	37-42	40	60
8	42-47	30	70
9	47-52	20	80
10	> 52	10	90

Demnach erfolgt die Bestimmung des CO₂-Steuerbetrages, der auf das Wohnungsunternehmen bzw. auf die Mieter entfällt, in folgenden 4 Schritten:

- 1) Ermittlung des nutzwärmebedingten CO₂-Steuerbetrages: siehe Tab. C3-8
- 2) Ermittlung der CO₂-Steuer-Klasse ce_Q entsprechend der spezifischen CO₂-Emission: → Tab. C3-7
- 3) Aufteilung des CO₂-Steuer – Betrages auf Mieter und Vermieter entsprechend CO₂-Steuer-Klasse.
- 4) Umlegung des Mieter-CO₂-Steuer-Betrages gewichtet nach Wohnfläche und gemessenem Nutzwärmeverbrauch der einzelnen Wohnungen in der Nebenkostenabrechnung.

Die dieser Abrechnung zugrundeliegenden Daten müssen dem Vermieter vom Wärmelieferanten mitgeteilt werden.

C3.6 Vergleich der simulierten (ISE) mit den gemessenen bzw. hochgerechneten Öko-Kennzahlen

Anhand des Beispiels der Daten der ISE-Simulation wurde oben die Anwendung der ‚finnischen Methode‘ zur Ermittlung der Öko-Kennzahlen des SQ Durlach – Energiesystems demonstriert. Mit derselben Methode, aber mit den in Abb. C3-2 und Abb. C3-3 gezeigten Energieflussdiagrammen

(Messung 2023 bzw. Hochrechnung der Waterkotte-Wärmepumpe) erhält man folgende Öko-Kennzahlen bzw. CO₂-Steuerbeträge für die drei untersuchten Varianten:

Tab. C3-8: Öko-Kennzahlen und CO₂-Steuer-Beträge der drei untersuchten Varianten mit der ‚finnischen Methode‘. (Die Nutzwärme-CO₂-Kennzahl mit dem alten Energiesystem und dem in 2023 gemessenen Wärmeverbrauch wäre $ce_Q = 21,2$ kg CO₂/m² gewesen.)

		ISE-Simulation	Messergebnis 2023	Hochrechnung Waterkotte-WP
α_{th}	kWh _{th} /kWh _{Hu}	0,60	0,58	0,62
ce_Q	kg CO ₂ /m ²	11,5	14,3	13,6
α_{th} (Aufwandszahl)	kWh _{PE} /kWh _{th}	0,72	0,85	0,91
E-Einsparung	%	32,3	17,9	19,5
CO ₂ -Steuer Wärme	€ netto	6.180	7.689⁹	7.332
Emissionsklasse		1	2	2
Mieteranteil	%	100	90	90
VoWo	€ netto	0	769	733
CO ₂ -Steuer Strom ¹⁰	€ netto	3.489	4.197	3.820

Die PV-Stromerzeugung wird bei dieser Berechnungsmethode, anders als bei der Stromgutschrift-Methode, ignoriert. Die ‚E-Einsparung‘ (Zeile 4 in Tab. C3-8) ergibt sich aus dem Vergleich des Brennstoffaufwandes der gekoppelten Wärme- und Stromerzeugung mit dem berechneten Brennstoffaufwand des ‚Referenzsystems‘.

Der Vergleich der ISE-Simulation mit den gemessenen Werten in 2023 zeigt, dass gemessen am ce_Q -Wert die realen Werte um ca. 20 % schlechter liegen. Berücksichtigt man, dass der Nutzwärmeverbrauch (und der Stromverbrauch) der Mieter in 2023 um ca. 12 % niedriger lagen¹¹, so ist zu sagen, dass das reale System ein um ca. 1 Drittel schlechteres Ergebnis liefert als das Simulationsmodell (siehe auch Kap. C8 - Lessons learnt). Dazu tragen vor allem bei

- schlechterer Brennstoff-Nutzungsgrad der Kessel und des BHKW
- höherer Kessel-Anteil an der Wärmeerzeugung in den beiden WP-MFH
- höhere Verteilungsverluste

als im ISE-Modell vorausgesetzt. Es ist Aufgabe der weiterlaufenden Optimierungsphase, das Systemverhalten so zu verbessern, dass das Performance-Ergebnis der ISE-Simulation annähernd erreicht werden kann.

⁹ Im Mittel 44 €/a pro Wohnung (175 Wohnungen).

¹⁰ Diese Steuer muss vom Contractor getragen werden.

¹¹ Der Haushalts-Stromverbrauch lag 2023 sogar um 18 % niedriger als 2019.

C4 Optimierungsmaßnahmen

Zur Identifizierung von Optimierungsmaßnahmen ist ein funktionierendes Monitoring-System unerlässlich. Neben der computergestützten Fehlererkennung (s. Kapitel C5) spielt Expertenwissen eine entscheidende Rolle, wobei regelmäßige Analysen der Messdaten durchgeführt wurden. Im folgenden Kapitel werden die Konzeption und Umsetzung von Optimierungsmaßnahmen für die drei Wärmeerzeugungsanlagen im Quartier (Heizzentrale, PVT-Wärmepumpensystem und Mehrquellen-Wärmepumpensystem) beschrieben.

C4.1 Heizzentrale und Nahwärmenetz

Mit der Inbetriebnahme wurde eine erste Regelung des BHKWs und des Nahwärmenetzes implementiert, bei der das BHKW nur die Speicher in der Heizzentrale belädt. Im Sommerbetrieb wurde ein (zu) starkes Takten des BHKWs (ca. 6 Starts pro Tag) beobachtet, was sich negativ auf die Lebensdauer des BHKWs auswirken und zu einer Effizienzreduktion führen kann. Außerdem wird das Speichervolumen in der Heizzentrale nicht optimal ausgenutzt (annähernd konstante untere Speichertemperatur). Um die Laufzeit je Start des BHKWs zu verlängern ist, wie im Energiekonzept vorgesehen, ein Speichermanagement notwendig, welches auch die dezentralen Speicher in den Unterstationen nutzt. In der initialen Regelung war im Sommerbetrieb die Kapazität der einzelnen dezentralen Speicher zu wenig ausgenutzt worden (zu geringe Temperatur-Spreizungen in den Speichern 1 und 2). Außerdem wurde das Nahwärmenetz trotz Zeiten mit sehr geringer Abnahme mit möglichen Abschaltungen (Sommerbetrieb) dauerhaft betrieben.

In einer ersten Optimierungs-Phase im Sommer 2022 wurde eine neue Regelung aufgespielt, bei der das Nahwärmenetz mit Unterschreitung der Vorlauf-Temperatur unter 73 °C abgeschaltet wird. Anschließend erfolgt eine Entladung der je drei Speicher in den Unterstationen, bis eine der oberen Speichertemperaturen 65 °C unterschreitet (Anforderung TWW-Betrieb). Außerdem wurde die Speicherladung in der Heizzentrale angepasst (Regelung auf untere Speichertemperatur). Dadurch kann die Speicherkapazität in der Heizzentrale und in den Unterstationen besser ausgenutzt werden. Außerdem haben sich die Starts des BHKWs auf 2 pro Tag reduziert und die Laufzeit je Beladung konnte verlängert werden. Abb. C4-1 zeigt den Betrieb des BHKWs vor und nach der Implementierung der neuen Regelung.



Abb. C4-1: Betrieb BHKW. oben: bisherige Regelung. unten: neu implementierte Regelung

Wie bereits in Kapitel C2 erwähnt werden die dezentralen Speicher in den Unterstationen im Winterbetrieb nicht optimal ausgenutzt und eher als hydraulische Weichen verwendet. Zusammen mit der Optimierung zur Trinkwasserbereitstellung (hohe Rücklauftemperaturen von der Frischwasserstation in die Speicher) soll dies im Folgeprojekt SQ-Durlach II weiter optimiert werden.

C4.2 Ersinger Str. 2: PVT-Wärmepumpensystem mit Gaskessel

Wie bereits in Kapitel B2.2.3 erwähnt hat sich die Inbetriebnahme der PVT-Wärmepumpe aufgrund hoher Schallemissionen deutlich verzögert, wodurch die WP erst seit Juni 2023 in Betrieb ist. Ein Protokoll der Inbetriebnahme ist nachfolgend dargestellt:

- 08/2021: Inbetriebnahme
09/2021: Abschaltung der WP wegen Mieterbeschwerden (zu hoher Geräuschpegel in der Wohnung)
Haupt-Ursache: Lärmemission des Frequenzumformers (Begrenzung des Verdichter-Anlaufstroms)
Lärmpegel: 80 dB(A)
12/2021: Ausbau des Frequenzumformers und Ersatz durch einen ‚Sanft-Anlauf‘ (neue Steuerplatine)
Lärmemission erheblich reduziert, aber weiterhin Mieterbeschwerden, daher kein Dauerbetrieb möglich
03/2022: Lärmgutachten (Schalltechnisches Büro Pfeiffer)
- Schallpegel Heizungsraum: 71 dB(A)
 - Schalldruckpegel Wohnung: 21 - 26 dB(A) + Zuschlag für Tonhaltigkeit von 3 dB(A); Grenzwert TA Lärm in Wohnräumen: 25 dB(A)
 - Hauptlärmquelle: Körperschall
 - vorgeschlagene Maßnahmen:
 - Ersatz des Gummigranulats unter den Platten durch eine 50 mm dicke elastische Zwischenlage aus Sylomer
 - Verwendung von elastischen Zwischenlagern für die Montage der Anschlussleitungen auf dem Fußboden
 - Einbau von Gummikompensatoren in das Gestell der Wärmepumpe
 - nachträglicher Schalldämpfer für die Zuluft-Öffnung in den Heizungskeller
- 09/2022: teilw. Umsetzung der Maßnahmen durch Fa. Ochs (Verzögerung aufgrund von Klärung Kostenübernahme, Lieferzeiten)
11/2022: erneuter Inbetriebnahmeversuch
- Schallpegelmessung bei INB: 65 - 70 dB(A) vor WP und bis zu 75 dB(A) vor Heizkreispumpe
 - Dauerhafter Betrieb durch Volkswohnung und KES abgelehnt
- 04/2023: Nachrüstung der Maßnahmen durch Fa. Ochs bis auf Abdichtung des Kellerfensters (Schalldämpfer für die Zuluft)
05/2023: Inbetriebnahmeversuch
- Probleme mit der Steuerung (Niederdruckstörung)
- 06/2023: Inbetriebnahme WP am 19.06.2023
07/2023: Einbau Schalldämpfer ins Kellerfensters

Da es im Winter 2023/24 aber erneut zu Mieterbeschwerden kam, wird das Thema der Schallemissionen auch im Nachfolgeprojekt SQ-Durlach II weiter behandelt mit dem Ziel eines effizienten und leisen Betriebes der Wärmepumpe. Dazu sollen auch Schallmessungen durchgeführt werden, um mögliche Betriebspunkte und Komponenten mit hoher Lärmemission zu detektieren.

Im Laufe des ersten Betrieb-Halbjahres der Wärmepumpe wurden eine Reihe von Optimierungsmaßnahmen identifiziert, die im Nachfolgeprojekt durch Simulationen quantifiziert und gegebenenfalls auch umgesetzt werden sollen.

Ein wesentlicher Punkt ist der hohe Anteil des Gaskessels an der Wärmeerzeugung vor allem während der Übergangszeit (siehe auch Kapitel C2), der auf eine niedrige Verdampfungstemperatur und damit einhergehende Niederdruckstörung der Wärmepumpe zurückzuführen ist. Dies führt zu einem erhöhten Gasverbrauch und damit auch zu unnötig hohen CO₂-Emissionen. Hier ist vor allem

das Zusammenspiel zwischen PVT-Wärmeübertrager und Verdampfungsleistung der Wärmepumpe interessant, was durch Systemsimulationen weiter untersucht werden soll. Um dies detaillierter zu untersuchen, ist in Abbildung C4-2 ein Tagesverlauf des PVT-WP-Systems in der Übergangszeit (21. November 2023, mittlere Außentemperatur 9 °C) dargestellt.

Im Betrieb mit einem Verdichter und einer Wärmequellen-Eintrittstemperatur von 6 – 7 °C ergibt sich eine Verdampfungstemperatur von -4 °C bis -2 °C. Im Betrieb mit zwei Verdichtern liegt die Verdampfungstemperatur deutlich niedriger (< -12 °C). Dies führt zu Störungen und damit auch zur Abschaltung der WP (Druck- und Temperaturunterschreitung im Verdampfer). Es ist zu erkennen, dass vor Auftreten der Störung die Temperaturdifferenz zwischen Außenluft und Quelleneintrittstemperatur steigt. Es kann also nicht genügend Energie der Außenluft entzogen werden.

Es ist außerdem zu erkennen, dass im Raumheizbetrieb die Wärmeerzeuger oft takten. Dies liegt an einer relativ geringen Hysterese von 5 K. Diese soll zukünftig vergrößert werden um die Laufzeit zu erhöhen.

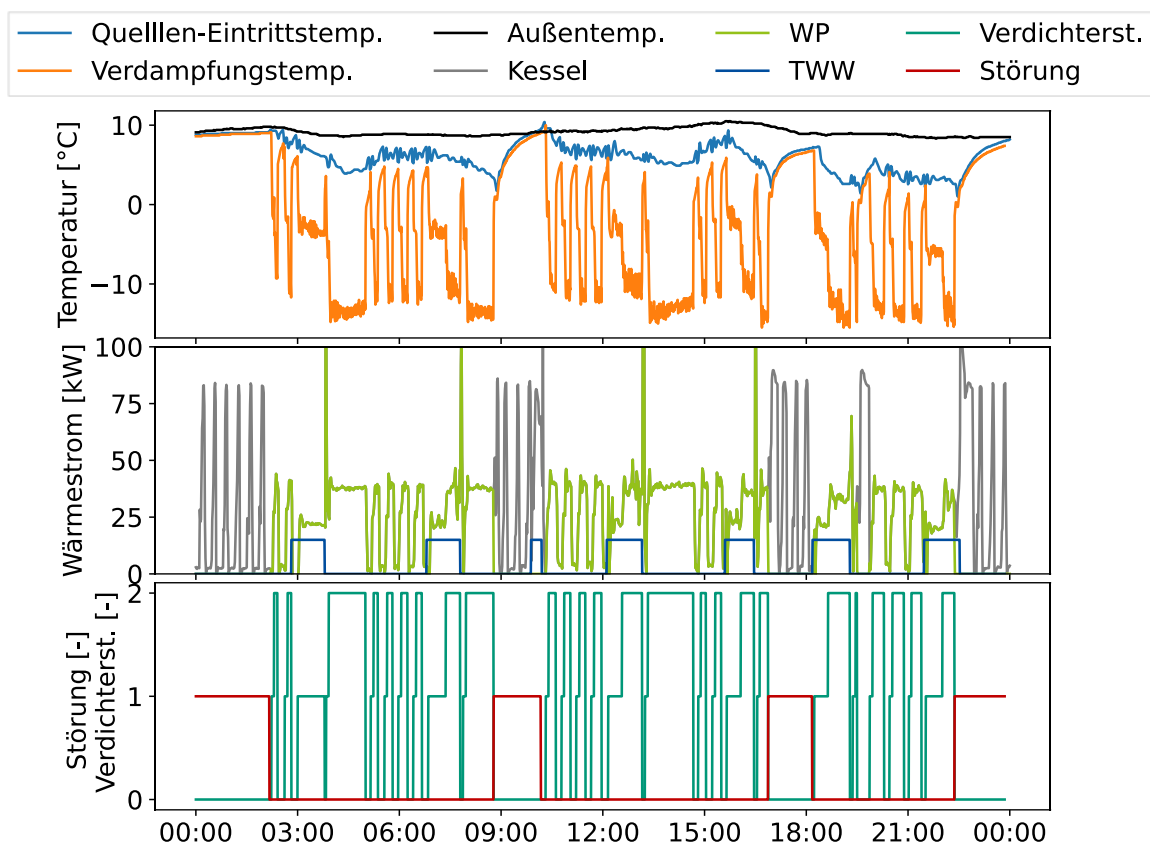


Abb. C4-2: Tagesverlauf der Außen-, Quellen-Eintritts- und Verdampfungstemperatur, des Wärmestromes der PVT-WP und des Kessels sowie der Betriebspunkte und Störmeldung der WP am 21.11.2023.

Ein weiterer Aspekt ist der serielle Betrieb der beiden Wärmeerzeuger, der optimiert werden muss, um eine effizientere Nutzung der Ressourcen zu gewährleisten. Geht der Gaskessel in Betrieb wird eine hohe thermische Leistung übertragen, wodurch die Solltemperatur in den Speichern schnell erreicht wird. Dadurch kommt es zu einer häufigen Taktung der beiden Wärmeerzeuger. Hier gilt es zu untersuchen, ob ein Umbau zu einem parallelen Betrieb sinnvoll sein kann. Die hohe Taktung im RH-Betrieb, führt zudem zu einem erhöhten Verschleiß und Energieverlusten. Dies kann durch eine Erhöhung der Hysterese bewältigt werden.

Die Planung der Wärmebereitstellung sah keinen simultanen Betrieb der Wärmeerzeuger für Raumheizung (RH) und Trinkwassererwärmung (TWW) vor, wodurch es bei langen TWW-Betrieben zu einer Abkühlung im RH-Speicher kommen kann. Zusammen mit einer möglichen parallelen Einbindung der Wärmeerzeuger würde ein Umbau die Flexibilität und Effizienz des Systems sowie den Komfort verbessern.

Im Sommer wurde eine unnötige Ladung des RH-Speichers beobachtet, was zu Speicherverlusten und damit zu einer Verschlechterung der Effizienz des Systems führt. Hier wurde eine durchlaufende Pumpe des Gaskessels als Fehlerquelle identifiziert. Dies wurde im Laufe der Projektlaufzeit bereits regelungstechnisch behoben, eine Auswirkung auf das Verhalten in den Sommermonaten ohne Raumheizbetrieb gilt es im Nachfolgeprojekt weiter zu untersuchen.

Schließlich gibt es Optimierungspotenzial bei der TWW-Bereitung. Im Kapitel C2 konnte bereits festgestellt werden, dass die beiden TWW-Speicher nicht komplett gleichmäßig be- und entladen werden und damit leicht unterschiedliche Temperaturen vorliegen. Daher sollte erneut die Installation vor Ort untersucht und gegebenenfalls auch angepasst werden. Außerdem konnte festgestellt werden, dass die Rücklauftemperaturen der Frischwasserstationen teilweise hoch sind (vor allem in der Nacht, wenn nur Zirkulationsverluste gedeckt werden), wodurch die untere Speichertemperatur nur um ca. 15 K abgekühlt wird. Zudem wird derzeit nur der untere Teil des Speichers genutzt, was die Gesamteffizienz des Systems weiter reduziert. Somit besteht insbesondere beim Speichermanagement weiterer Optimierungsbedarf, welcher vor allem Teil des Nachfolgeprojektes ist.

C4.3 Ersinger Str. 4: MQ-Wärmepumpensystem mit Gaskessel

Beim hier adressierten Versorgungssystem handelt es sich mit Blick auf Hydraulik und Regelung sowohl Quellen- als auch Senken-seitig um eine vergleichsweise komplexe Anlage. Die Wärmequellenanlage ist expliziter Schwerpunkt im BMWK-geförderten Forschungsprojekt HEAVEN (Förderkennzeichen: 03ET1540B) und ein großer Teil der hierfür erforderlichen Arbeiten wurden durch Dr.-Ing. Jakob Metz im Rahmen der Dissertation „Entwicklung und experimentelle Analyse eines Mehrquellen-Wärmepumpensystems aus Erdreich und Außenluft“ [Metz 2024] geleistet. Das dabei entwickelte Konzept wurde speziell für die Ersinger Straße 4 geplant, installiert und während der Betriebsphase optimiert. Um den Betrieb der Wärmequellenanlage nachhaltig zu optimieren, erfolgte in Kooperation zwischen den Projekten HEAVEN und Smartes Quartier Karlsruhe Durlach eine erste senkenseitige Optimierungsphase. Vorgehen und Ergebnisse der Optimierungen sind bereits detailliert in den Anhängen A7.1 bis A7.4 der erwähnten Dissertation [Metz 2024] aufgeführt. Daher beschränken sich die nachfolgenden Ausführungen in weiten Teilen auf Zitate aus der Dissertation.

Alle im Jahr 2022 detektierten und durchgeführten Verbesserungsmaßnahmen sind in der Tabelle C4-1 zusammengefasst. Diese beschreibt auf einer Doppelseite neun unterschiedliche Maßnahmen, um den Deckungsbeitrag des Gaskessels zu senken und die Effizienz der Wärmepumpen zu erhöhen, wobei die Verringerung des Kesseleinsatzes auch mit einer Verringerung der Wärmepumpeneffizienz einhergehen kann (Spalte 2: Ziel). Die Maßnahmen 1 bis 4 sind dem Betriebsmodus Raumheizung, die Maßnahmen 5 bis 9 der Trinkwassererwärmung zugeordnet, obwohl die eindeutige Abgrenzung durch die mögliche Unterstützung der Raumheizung durch den Speicher TWW1 nicht immer möglich ist (Spalte 1: Modus). Die dritte Spalte adressiert die betroffenen oder verursachenden Subsysteme. Das Datum der Durchführung und die Relevanz der Maßnahme ist in der vierten Spalte dokumentiert, das Defizit in der fünften Spalte. Die durchgeführte Maßnahme enthält Spalte sechs, die Wirkung ist in Spalte sieben dokumentiert. Ist letztere komplett ausgeblieben, ist dies in Rot hervorgehoben.

Die den Raumheizmodus betreffenden Maßnahmen 1 und 2 werden nachfolgend detailliert als Auszug aus [Metz 2024] mit ihren Wirkungen beschrieben.

„Maßnahme 1: Reduktion Spitzenlastbeimischung Heizkreis

Das Spitzenlast-Mischventil $V_{HK,SP1,mix}$ ermöglicht eine Beimischung aus dem TWW Speicher 1, um im Heizkreis bei nicht ausreichender Temperatur des RH Speicher 3 die HK-Solltemperatur entsprechend der Heizkurve zu gewährleisten. Das Mischventil wird anhand der gemessenen Mischtemperatur $T_{V,SP1,mix,ist} = T_{HK,VL,mix}$ PI-geregt auf einen vorgegebenen Offset zur Heizkurve $T_{V,SP1,mix,soll} = T_{HK,soll}(T_{Um,g}) + \Delta T_{HK,SP1,mix}$. Die Regelung des Heizkreises auf $T_{HK,soll}$ erfolgt anschließend durch den dahinter gelegenen Heizkreis-Bypassmischer $V_{HK,Bypass}$. Zu Beginn des Betriebs wurde das Mischventil mit $\Delta T_{HK,SP1,mix} = 5 \text{ K}$ betrieben, sodass der Heizkreis 5 K über die Solltemperatur heraufgemischt wurde. Um ebendiese Differenz wurde der Heizkreis anschließend durch $V_{HK,Bypass}$ herabgemischt. Hierdurch resultiert eine kontinuierliche Beimischung des überwiegend durch das Gasbrennwertgerät beladenen Speicher 1, unabhängig von der im Heizkreis geforderten Temperatur und Leistung (Phase 1).

In einem ersten Schritt wurde der Sollwert am 5.2.22 auf $\Delta T_{HK,SP1,mix} = 2 \text{ K}$ herabgesenkt (Phase 2). Eine zweite Reduktion auf $\Delta T_{HK,SP1,mix} = -2 \text{ K}$ wurde am 17.3.22 vorgenommen (Phase 3). Eine Beimischung des TWW Speicher 1 erfolgt demnach nur noch, wenn die Heizkurve um mehr als 2 K unterschritten wird. Nachfolgend wird der Einfluss der Ventilparametrierung in den drei Phasen betrachtet. Die Abb. C4-3 zeigt exemplarische Zeitreihen von Außentemperatur (oben) und prozentualer Öffnung des Spitzenlastmischers (mitte oben) eines Tages in den drei genannten Phasen. Die Tagesmitteltemperatur liegt für alle drei Phasen zwischen 5°C und 6,4°C und ist somit für eine qualitative Gegenüberstellung geeignet. Abweichungen bestehen hinsichtlich Anpassungen von Heizkurve, WP-Beladehysterese und TWW-Regelung. Es ist ersichtlich, dass $V_{HK,SP1,mix}$ in Phase 1 in hoher Frequenz zwischen 30 und 55 % geöffnet wird, die mittlere Öffnung beträgt 27 %. Nach Reduktion in Phase 2 erfolgt die Öffnung seltener, und zu geringeren Anteilen, im Mittel 10 %. Nach der zweiten Anpassung wird nur dann beigemischt, wenn die Temperatur im Heizkreis zu weit abfällt. Die mittlere Öffnung wird hierdurch auf 0,7 % reduziert.

Das dritte Diagramm von oben in Abb. C4-3 zeigt die Wärmeleistung der WPs während der Beladung der TWW Speicher 1 und 2. Das untere Diagramm zeigt die obere Temperatur des RH Speichers $T_{SP3,oben}$. In Phase 3 ist eine Beimischung ausschließlich zu einigen Zeitpunkten notwendig, an denen die WPs durch die prioritäre TWW-Bereitung den RH Speicher 3 nicht rechtzeitig beladen können ($T_{SP3,oben} < 47^\circ\text{C}$). Anhand der Beladungs-Peaks ist ersichtlich, dass dies am dargestellten Tag für drei der zehn TWW-Beladephasen der Fall war. In den übrigen Fällen lag eine ausreichende Beladung des RH Speicher 3 vor. In den Phasen 1 und 2 sind ebendiese Fälle durch sehr ausgeprägte Mischeröffnungen gekennzeichnet. Für Phase 1 resultiert jede TWW-Beladung in einer erhöhten Beimischung über einen Zeitraum von circa einer Stunde. In Phase 2 ist dieses Verhalten weniger deutlich, am stärksten um 0:00 und um 15:00.

Dies verdeutlicht, dass neben der Parametrierung des Spitzenlastmischers auch die Einbindung der WPs in der TWW-Bereitung (vgl. Abs. A.7.4) eine wesentliche Rolle dafür spielt, ob die WPs in der Lage sind die RH-Bereitstellung bei ausreichender Wärmeleistung allein zu übernehmen, oder ob eine Beimischung des Speicher 1 und damit des Gasbrennwertgeräts erforderlich ist. Insbesondere in der Phase 1 lag eine schlechte Parametrierung der WPs in der TWW-Beladung vor, sodass diese teils für lange Zeiträume (> 1 Stunde) mit einer TWW-Anforderung blockiert wurden.“ [Metz 2024]

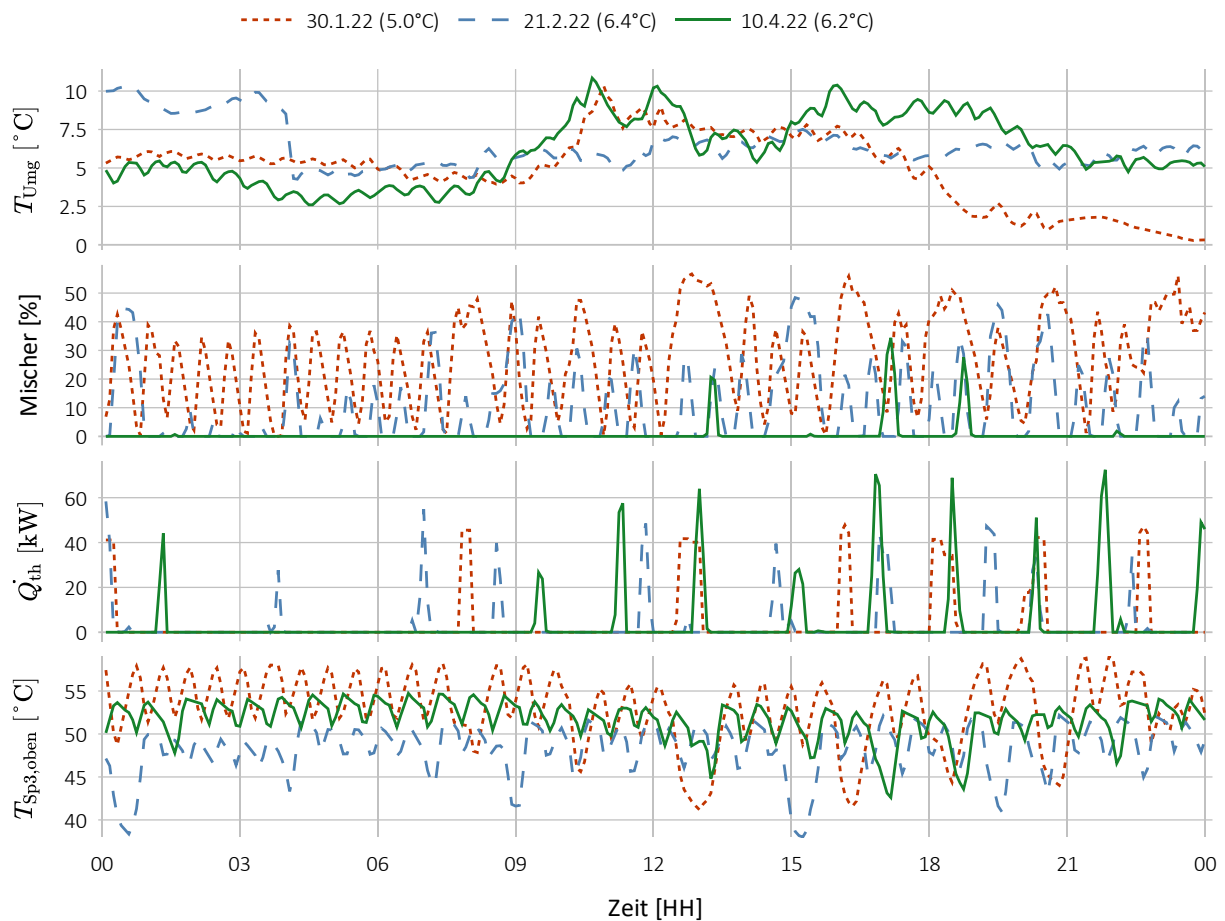


Abb. C4-3: Von oben nach unten: Zeitreihe Tagesverlauf Außentemperatur, Öffnung Spitzenlastmischer, TWW-Belastleistung WP und Temperatur RH Speicher oben. Vor (rot, gepunktet) nach erster (blau, gestrichelt) und zweiter (grün) Anpassung, aus [Metz 2024]

„Die Abb. C4-4 zeigt für die drei Phasen den mittleren Energieanteil des Speicher 1 am Heizkreis je gerundeter, ganzzahliger Außentemperatur (Bin-Methode). Die Phase 1 weist Anteile des Speicher 1 von 15 bis 50 % auf (im Mittel 30 %). Für Phase 2 liegen diese zwischen 15 und 20 %. Dahingegen beginnt in Phase 3 eine Ventilöffnung und somit ein Spitzenlastbeimischung erst ab 0°C Außentemperatur. Bei geringeren Außentemperaturen zeigt sich ein Anstieg auf bis zu 22 % bei -5°C. Wird eine identische Parametrierung des $V_{\text{HK,SP1,mix}}$ in der Phase 1 zugrunde gelegt, resultiert hier ein Reduktion des Energieanteils von 30 % auf unter 1 %. Bezogen auf das Gasbrennwertgerät bedeutet dies ein Halbieren der produzierten Wärmemenge (-51 %). Diese Wärmemenge wird stattdessen durch die Wärmepumpen durch den RH Speicher 3 bereitgestellt.“ [Metz 2024]

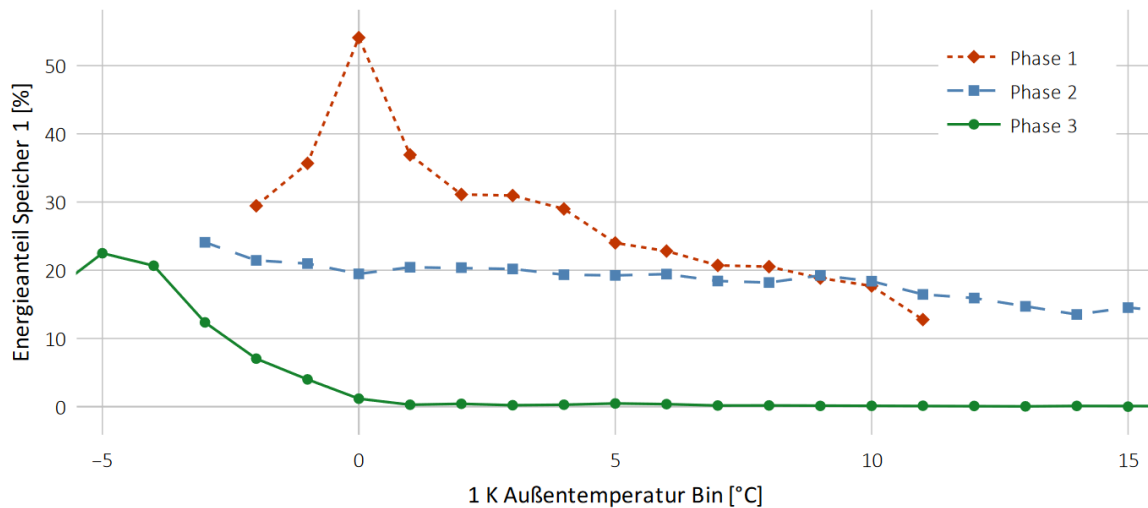


Abb. C4-4: Mittlerer Anteil TWW Speicher 1 am Heizkreis je ganzzahliger Außentemperatur Bin. Vor (rot, gepunktet) nach erster (blau, gestrichelt) und zweiter (grün) Anpassung, aus [Metz 2024]

Die Ausführungen verdeutlichen, dass die auf hohe Versorgungssicherheit angelegte erste Parametrierung der Beimischung zur Raumheizung aus den TWW1 nicht zweckmäßig war, da die Vorlauftemperatur in den eigentlichen Heizkreis mittels Rücklaufbeimischung ohnehin wieder auf die Solltemperatur gemäß Heizkurve geregelt wird. Der aktuelle Ansatz, erst bei Unterschreitung der Sollvorlauftemperatur (2 K) beizumischen, sollte eine robuste Lösung darstellen, unnötige Wärmebereitstellung aus TWW1 zu vermeiden. Die Thematik der Unterschreitung der Solltemperaturen zur Raumheizung aufgrund des suboptimalen Betriebs von TWW1 und TWW2 sowie der Vorrangregelung der Wärmepumpen wird separat unter Maßnahme 3 beschrieben.

Tab. C4-1: Übersicht der Wärmesenken-seitig vorgenommenen Optimierungsmaßnahmen im Jahr 2022 (Auszug aus [Metz 2024])

Verbraucher #	Ziel	System	Datum/ Relevanz	Defizit
	1 		14.2. 17.3. 	Überhöhung HK-Sollwert durch Beimischung Speicher 1. Dann Herabmischen auf HK-Sollwert durch Bypass-Schaltung. Damit auch bei ausreichend WP-Leistung und -Temperatur Anteil Gasheizung am HK.
	2 		17.2. 	Geringe WP-Effizienz im RH-Betrieb aufgrund hoher Heizkreistemperaturen.
	3 		17.3. 1.6. 17.9. 	Temperatur Speicher 3 oben liegt häufig unterhalb der HK-Solltemperatur. Dies führt zu Spitzenlastbeimischung. Zudem sind die WP-Beladephassen zu kurz.
	4 		12.+31.5. 	Heizkreisbetrieb mit signifikanter Wärmeabnahme auch bei hohen Außentemperaturen.
	5 		17.3. 24.3. 1.6. 	Zu hohe Temperatur WPs gefordert, daher wird Ausschaltswelle nicht erreicht. WPs gehen in Hochtemperaturstörung und die TWW-Anfrage bleibt bestehen. Damit sind die WPs auch im RH-Betrieb blockiert. WP _{groß} zu kurze Beladephassen TWW.
	6 		17.3. 	Hohe Temperaturen im TWW-Kreis, hoher Anteil Gasbrennwertgerät.
	7		17.3. 22.3. 	Gastherme belädt aufgrund Abschaltträgheit nahezu gesamten Speicher 1, somit wenig Volumen WP-Beladung. Beladung Gasheizung startet z.T. vor WP-Einschaltswelle und verhindert dann einen WP-Anlauf.
	8		17.3. 22.3. 	Starke Abkühlung Speicher 1 durch TWW RL. Damit Zerstörung der Schichtung und weniger Beteiligung Speicher 2. Die WPs beladen hauptsächlich diesen Speicher.
	9 		22.3. 	Teils Abkühlung des wärmeren Speicher 1 durch falsche Einschichtung der WPs. Durchmischung Speicher 2 und z.T. 1 durch Förderpumpenvorlauf vor Verdichterstart.

Maßnahme	Erwartete Wirkung
Minimieren der Spitzenlastbeimischung aus Speicher 1: Reduktion Sollwert Beimischung von $T_{HK,soll} + 5\text{ K}$ auf $T_{HK,soll} + 2\text{ K}$ (5.2.), dann auf $T_{HK,soll} - 2\text{ K}$ (17.3.)	Gasbrennwertgerät wird erst beigemischt, wenn die HK-Temperatur mehr als 2 K unterschritten wird, bspw. bei ausgeprägter TWW-Beladephase oder sehr kalten Außentemperaturen $< -5^{\circ}\text{C}$. Sonst kein Anteil am HK.
Absenkung der Heizkurve: Reduktion der Steigung von 1,9 K_{HK}/K_{Umg} auf 1,2 K_{HK}/K_{Umg}	Reduktion der Sekundärtemperatur und somit Erhöhung der WP-Effizienz.
Optimieren der WP RH Beladehysterese: Erhöhen der Ausschaltsschwelle. Verringern der Einschaltsschwelle. WP-Kaskade Umschaltpunkt zur WP _{groß} von $T_{Umg} 9^{\circ}\text{C}$ auf 5°C reduziert.	Durch Beladung Speicher 3 über HK-Sollwert besteht Reserve, zum Überbrücken TWW-Vorrang. Verzögerung Einschaltsschwelle verlängert WP-Beladezyklen. Hier wird die HK-Solltemperatur kurzfristig unterschritten.
Reduktion der Heizgrenztemperatur von 22°C auf 20°C (12.5.), dann 18°C (31.5.).	Früheres Abschalten HK und damit Verringerung Wärmebereitstellung bei hoher T_{Umg} .
17.03.+24.03. Grundsätzliche Überarbeitung WP TWW Beladehysterese: Maximaltemperatur Speicher 2 unten als Einschalt-Voraussetzung, Reduktion Ausschaltgrenze, Anpassung Bezugstemperaturen. 01.06. Priorität TWW-Beladung WP _{klein} .	Weiteres Kriterium zur Einschaltgrenze Temperaturabfall Speicher 2 oben ist die Temperatur Speicher 2 unten. Erst wenn diese $< 51^{\circ}\text{C}$ liegt, dürfen die WP anlaufen. Hiermit Vermeiden von Hochtemperaturstörungen durch zu hohe Rücklauftemperaturen.
Reduktion der TWW Solltemperatur von 72°C auf 68°C .	Reduziert bei gleichbleibender WP-Temperatur die nötige Energiemenge des Gasheizungs zum Nachheizen. WP Betrieb stabiler und effizienter. Verringerung TWW RL Temperatur und damit WP RL Temperatur.
Reduzieren des Beladevolumens des Gasbrennwertgeräts. Anpassen der Bezugstemperaturen sowohl für Ein- als auch Ausschaltsschwelle auf Speicher 1 oben. Differenz Ein/Aus auf 1 K reduziert.	Reduktion des Gasheizungs-Beladevolumens auf die obere Speicherhälfte, geringe Überladung und kürzere Anschaltphase. Priorisieren des WP-Anlaufs vor der Gasheizungsbeladung.
Anpassung Hysterese Einschichtventil: einseitige 2 K Hysterese schaltet auf Speicher 2, sobald der TWW RL kälter als Speicher 2 ist. Beschränkung: Stellzeit 3/2-Wegeventil.	Erhöhung der Entladung Speicher 2 und damit des WP-Anteils. Gewährleisten einer besseren Schichtung, folglich geringere Temperatur Speicher 2 unten und so bessere WP RL Temperaturen.
Präzisieren der Vorlaufeinschichtung WP TWW. Beschränkung: Stellzeit 3/2-Wegeventil. Keine Möglichkeit zur Reduktion Volumenstrom Förderpumpenvorlauf.	Maximieren des Beitrags WP zu Speicher 1, um Gasheizung zu verdrängen, jedoch vermeiden einer Abkühlung des Speicher 1. Reduktion Durchmischung Speicher 2 und 1 im WP Betrieb durch TDIF-Regelung Pumpen.



Heizkreis



RH-Speicher



TWW-Kreis



TWW-Speicher



Wärmepumpe



Gasbrennwertgerät



3-Wege-Ventil

„Maßnahme 2: Absenkung der Heizkurve

Das Absenken der Heizkurve ist die einzige Maßnahme, die sich allein dem Ziel der Steigerung der WP Effizienz zuordnen lässt. Diese war zur Inbetriebnahme des WP-Heizsystems konservativ mit einer steilen Steigung im Bereich 0 bis 8°C ($1,9 K_{HK}/K_{Umg}$) eingestellt worden (vgl. Abb. C4-5 links, durchgezogen), um seitens des Betreibers die Akzeptanz der Bewohner nicht zu gefährden. Die entsprechend der Randbedingungen der Fallstudie ideale Heizkurve nach [Lämmle et al. 2022] sieht hingegen über den gesamten Temperaturbereich eine näherungsweise lineare Außentemperaturabhängigkeit zwischen 60°C am Auslegungspunkt und 20°C bei Heizgrenztemperatur vor (vgl. Abb. C4-5, gestrichelt). Eine Absenkung in diesem Umfang hätte laut Anlagenbetreiber aus zweierlei Hinsicht keine Akzeptanz. Zum einen zeigt die Erfahrung ein starken Anstieg des Wärmebedürfnis zwischen 8 und 0°C Außentemperatur, insbesondere bei hoher Luftfeuchte (Herbst, Winter). Zum anderen sind die Bewohner in den gewohnten Räumlichkeiten bedingt durch die Heizkreistemperaturen vor dem Umbau (HK VL bis 80°C, [Lämmle et al. 2022]) wesentlich höhere Heizkörpertemperaturen gewöhnt, sodass die Erwartung eines „heißen“ Heizkörpers als notwendiges Gefühl einer ausreichenden Raumwärme bestehen kann. Gemeinsam mit Anlagenbetreiber und Wohnungsgesellschaft wurde schließlich eine moderate Reduktion der Steigung von $1,9 K_{HK}/K_{Umg}$ auf $1,2 K_{HK}/K_{Umg}$ im Bereich -5 bis 8°C beschlossen (vgl. Abb. C4-5, rechts, durchgezogen). Die Heizkurve wird in diesem Bereich im Mittel um 2,7 K abgesenkt. Im Außentemperaturbereich 0 bis 6°C, in welchem 45 % der Heizenergie anfallen [Lämmle et al. 2022], beträgt die mittlere Reduktion 3,7 K.

Die Abb. C4-5 zeigt die HK Vor- und Rücklauftemperaturen auf Stundenbasis vor (links, < 17.2.22) und nach der Anpassung (rechts, 18.2.-31.5.22). Im Außentemperaturbereich 0 bis 6°C zeigt die Außentemperatur in beiden Phasen eine näherungsweise identische Häufigkeitsverteilung. Anhand der Regressionsgeraden beider Fälle resultiert eine Reduktion der Mitteltemperatur um 3,6 K. Die Vor- und Rücklauftemperaturen der WPs im RH-Betrieb zeigen aufgrund der On/Off-Hysteresen eine größere Streuung. Die Absenkung der Heizkurve wird jedoch vollständig weitergegeben, sodass im gleichen Außentemperaturbereich sogar eine Reduktion der sekundären WP Mitteltemperatur um 4,4 K stattfindet.“ [Metz 2024]

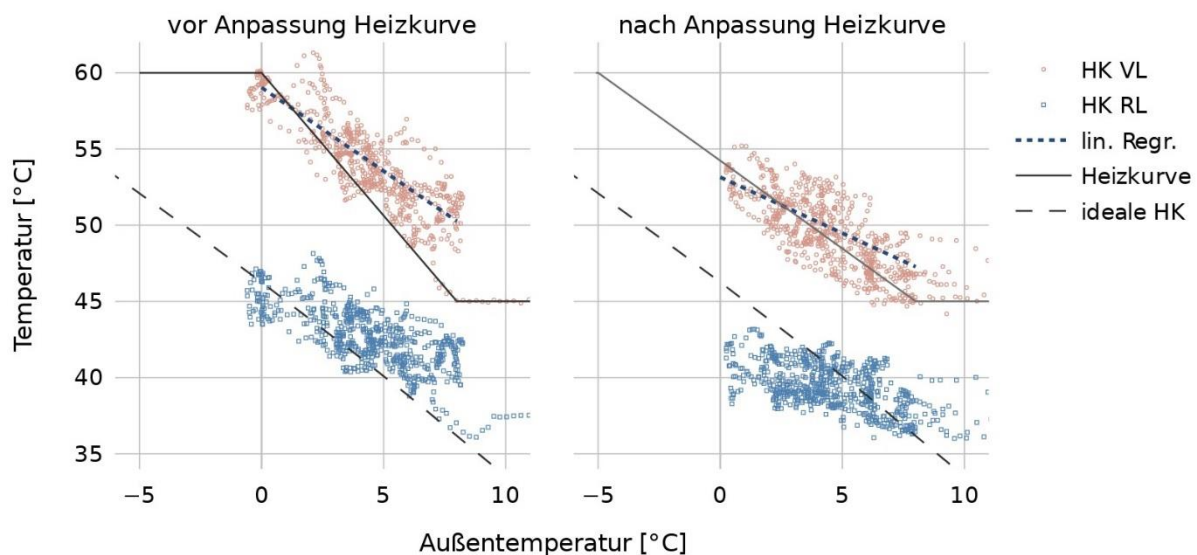


Abb. C4-5: VL- und RL-Temperatur Heizkreis vor Heizkurvenabsenkung (links) und danach (rechts). Regressionsgerade Vorlauftemperatur (gepunktet) und eingestellte Heizkurve (durchgezogen) sowie ideale Heizkurve nach [15] (gestrichelt), aus [Metz 2024]

„Nachfolgend wird der Einfluss der mittleren WP-Sekundärtemperatur (vgl. Abs. 2.1) auf die Arbeitszahl untersucht. Die Abb. C4-6 zeigt die Verteilung der täglichen Arbeitszahl 3 über der energetisch gewichteten Mitteltemperatur der Sekundärseite (rechts) sowie der Primärseite (links), jeweils

ausschließlich im RH-Modus für beide WPs im Außentemperaturbereich unterhalb von 10°C. Es ist deutlich ersichtlich, dass die sekundäre Mitteltemperatur vor Anpassung der Heizkurve (Quadrat, rot) mit im Mittel 56,8°C höher als nach der Anpassung (Kreis, blau) liegt (52,4°C). Dahingegen streut die Soletemperatur für beide Phasen in einem ähnlichen Soletemperaturbereich (vorher und hinterher je 3,9°C). Dies zeigt vergleichbare Randbedingungen für beide Phasen und schließt aus, dass die AZ maßgeblich auf Basis der Soletemperatur verbessert wurde. Die dargestellten Regressionsgeraden (über alle Datenpunkte) und die zugehörigen R^2 -Werte verdeutlichen, dass die Arbeitszahl eine deutliche negative Abhängigkeit von der sekundären Mitteltemperatur aufweist ($R^2 = 0,76$). Demgegenüber ist die Streuung der soleseitigen Abhängigkeit mit $R^2 = 0,25$ im vorliegenden Vergleich sehr groß, was bestätigt, dass die Heizkurvenreduktion treibend für die AZ-Verbesserung ist.

Entsprechend einer Auswertung der Feldversuchsdaten von 34 LWP und 15 EWP von [Lämmle et al. 2022, S.5] kann ein näherungsweise linearer Einfluss der sekundärseitigen WP Mitteltemperatur auf die JAZ3 festgestellt werden. Für LWP steigt die JAZ3 um 0,132 Punkte je Kelvin Temperaturreduktion, für EWP um 0,103 Punkte je Kelvin. Eine darüber hinaus gehende simulative Analyse eines Nachbargebäudes des vorliegenden Feldtests zeigt eine mittlere Verbesserung von 0,10 Punkten je Kelvin unterhalb einer Mitteltemperatur von 50°C. Für Temperaturen oberhalb von 50°C zeigt sich für LWP eine moderat und für EWP ein deutlich höhere Effizienzverbesserung [Lämmle et al. 2022, S. 8].“ [Metz 2024]

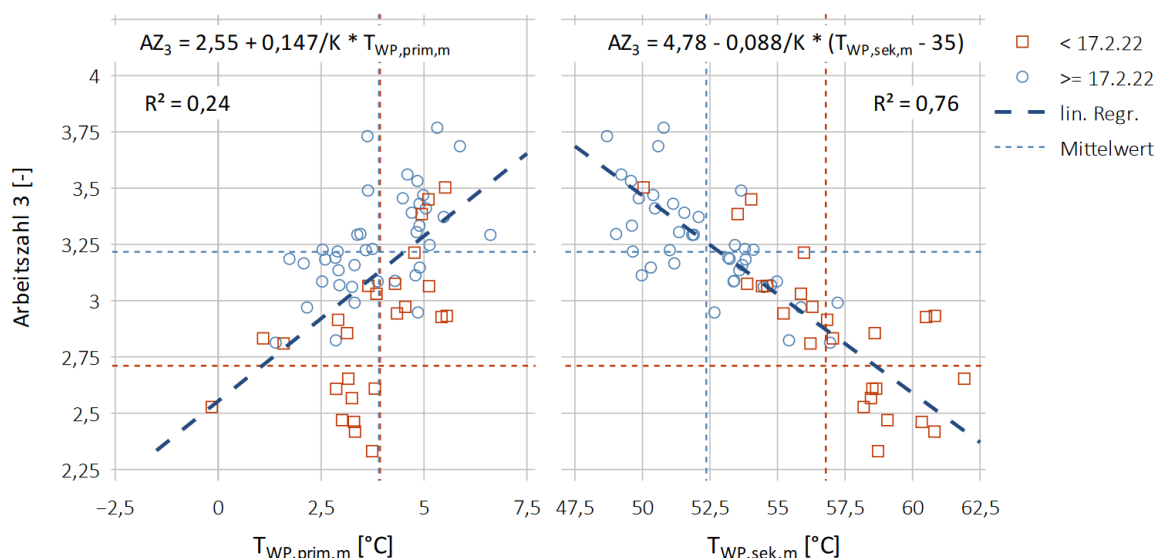


Abb. C4-6: Tägliche Arbeitszahl 3 (y-Achse) über der Soleeintrittstemperatur (links) und der Wasseraustrittstemperatur (rechts) im RH-Modus sowie lineare Regression und Mittelwerte, aus [Metz 2024]

„Die dargestellte Regressionsgleichung ist auf den Auslegungspunkt W35 bezogen, hier resultiert somit eine AZ3 von 4,78. Die Regressionsgleichung der AZ1 (nicht dargestellt) liegt mit 5,26 bei einer Solemitteltemperatur von 3,9°C nahe am Punkt B5/W35 (Leistungszahl 5,5, vgl. Abs. 6.1). Anhand der Steigung der Regressionsgeraden aus Abb. C4-6 resultiert im vorliegenden Fall eine mittlere Verbesserung der Arbeitszahl 3 um 0,088 Punkte je Kelvin. Dieser Wert liegt geringfügig unterhalb der oben genannten Feldtestdaten. Ein Grund für die Abweichung kann der EFH Fokus in [Lämmle et al. 2022] sein. Zudem bezieht sich das genannte Paper nicht auf die erreichbaren Verbesserungen derselben WP-Anlage sondern auf den Vergleich zwischen diversen WP-Anlagen unterschiedlicher Charakteristik. Nichtsdestotrotz ist die Regressionsgleichung zur Bestimmung des sekundärseitigen Temperatureinfluss auf die AZ3 gut geeignet.

Für die Fragestellung der temperaturabhängigen Effizienzverbesserung ist ferner ein Vergleich der RH- und TWW-Modi aufschlussreich. In der Heizperiode 2022 (Februar bis Mai) beträgt für TWW die mittlere $AZ1_{TWW} = 3,24$ und $AZ3_{TWW} = 2,84$ sowie für RH $AZ1_{RH} = 3,48$ und $AZ3_{RH} = 3,21$. Die sekundären Mitteltemperaturen für den Zeitraum liegen bei $T_{TWW,m} = 57,4^{\circ}\text{C}$ und $T_{RH,m} = 53,3^{\circ}\text{C}$. Es resultiert somit eine Verbesserung der AZ1 um 0,060 Punkte je Kelvin und der AZ3 um 0,091 Punkte je Kelvin. Somit besteht eine sehr hohe Übereinstimmung beider betrachteten Methoden zur Abschätzung der sekundärtemperaturabhängigen Verbesserung der AZ3.

Mit Blick auf die gesamte Heizungsanlage hat die Temperaturabsenkung sowohl die direkten Bedingungen der RH-Bereitstellung hinsichtlich der Effizienz verbessert als auch eine höhere Flexibilität zur Anpassung der WP Hysteresen im RH-Modus ermöglicht. Hierdurch besteht Spielraum zur Verbesserung der WP-Taktung sowie der Wechselwirkungen mit der TWW-Erzeugung.“ [Metz 2024]

Aufgrund der thermodynamischen Zusammenhänge ist die Absenkung der Heizkurve die naheliegendste Lösung zur Effizienzverbesserung. Aufgrund der Unsicherheiten in den Berechnungsmethoden (bspw. raumweise Heizlast), den individuellen Bedürfnissen der Bewohner und den Eigenschaften der außentemperaturbasierten Regelung (u.a. Berücksichtigung gleitender Außenlufttemperaturen und Einstellung von Hysteresen) ist die Definition einer regelbasierten „optimalen Heizkurve“ nicht möglich. Dieser kann sich daher lediglich sukzessive angenähert werden. Da die Heizkurve auch im Jahr 2023 nicht geändert wurde und es kein negatives Feedback von Seiten der Mieter gab, ist einer weiteren Absenkung der Heizkurve im Rahmen des Nachfolgeprojektes vorgesehen.

Maßnahme 3: Abmilderung des Energiedefizits im Pufferspeicher zur Raumheizung

Wie bereits in Teilen unter Maßnahme 1 beschrieben, kommt es bei höheren Heizlasten zu einem Defizit im Pufferspeicher zur Raumheizung, welches durch Beimischung aus TWW1 ausgeglichen wird. Als naheliegende Maßnahmen wurden zwischen März und September 2022 die Aus- und Einschaltsschwelle der Wärmepumpe verändert die Umschaltemperatur von kleiner auf großer Wärmepumpe von 9°C auf 5°C verringert. Da das Problem hierdurch noch nicht vollends behoben ist, wären weitere Maßnahmen erforderlich, die im Rahmen von SQDII realisiert werden sollen. Hierbei gilt es zu berücksichtigen, dass sich bereits eine erneute Absenkung der Heizkurve und eine Optimierung des Speichermanagements rund um TWW1 und TWW2 positiv auf diese Problematik auswirken würden.

Maßnahme 4: Absenkung der Heizgrenztemperatur

Bei Inbetriebnahme wurde auch bzgl. der Heizgrenze eine auf Vermeidung etwaiger Komfortverluste abgestellte Parametrierung vorgenommen und die Heizgrenze auf 22°C eingestellt. Damit würde dem Heizsystem erlaubt werden, bei einer Außenlufttemperatur oberhalb der Sollraumlufttemperatur zu heizen. Diese Einstellung wurde zuerst auf 20°C , später 18°C abgesenkt. Eine weitere Absenkung ist mit Ziel der Vermeidung etwaiger Mieterbeschwerden auch im Rahmen von SQDII nicht vorgesehen.

Nachfolgende Verbesserungsmaßnahmen 5 bis 9 betreffen vorrangig den Trinkwarmwassermodus und werden in Teilen gemeinsam beschrieben.

Maßnahme 5: Anpassung der Senken-seitigen WP-Betriebstemperaturen

In der Inbetriebnahmephase wurde deutlich, dass die Parametrierung der Wärmepumpen bei gegebenem Hydrauliklayout und Betriebskonzept zu Problemen führte:

- Die eingestellten Abschalttemperaturen konnten häufig nicht erreicht werden (Vergrößerung Deckungsbeitrag Gaskessel)
- Die Einschalttemperaturen gingen teils mit zu hohen Eintrittstemperaturen in die Wärmepumpe einher, die unter Umständen zu hohe Drücke im Kältekreis verursachten woraufhin die Wärmepumpen mit Betriebspausen und genereller Abschaltung bei weiterlaufenden Pumpen reagierten (Zerstörung der Temperaturschichtung im TWW2, Vergrößerung Deckungsbeitrag Gaskessel, Ausfall der WP im Raumheizmodus)

Nachfolgend werden die geschilderten Fehlbetriebe und die Auswirkungen der vorgenommenen Änderungen anhand konkreter Zeitreihendaten mit einem Auszug aus [Metz 2024] näher erläutert.

„Die nachfolgende Abbildung verdeutlicht die fehlerhafte Regelung anhand einer Zeitreihe vom 11.3.22 4:00 bis 9:00. Im oberen Diagrammen sind die Temperaturen in den Speichern 1, 2 und 3 aufgeführt. Die Temperaturen in Speicher 1 (oben/unten) sind für die Zu- und Abschalthysterese des Gasbrennwertgeräts relevant, diejenigen in Speicher 2 (oben/unten) für die WP-Hysterese im TWW-Modus. Im Speicher 3 ist die Temperatur mitte-oben für die Zuschalthysterese relevant, die Temperatur oben zeigt die für den HK zur Verfügung stehende Temperatur. Das mittlere Diagramm zeigt die Wärmeleistung der Wärmepumpen sowie die TWW-Entladeleistung. Seitens der WPs sind die primären Wärmemengenzähler dargestellt, da die sekundärseitigen WMZ zu diesem Zeitpunkt lediglich 15-Minuten-Mittelwerte aufweisen. Unten sind zum einen die primärseitigen Volumenströme der WPs dargestellt (linke Achse), sowie relevante Statussignale (rechte Achse). y_{BOI} zeigt ersatzweise das Anschaltsignal des Gasbrennwertgeräts, da aufgrund des defekten WMZ die Wärmeleistung nicht dargestellt werden kann. $y_{V,SP12,WP}$ gibt an, ob die WPs Speicher 2 beladen (True) oder Speicher 1. $y_{V,WPgroß}$ und $y_{V,WPklein}$ geben True an, dass sich die jeweilige Wärmepumpe im TWW-Modus befindet. In nachfolgender Tabelle wird die Abfolge der Events der Zeitreihe chronologisch beschrieben. Die Beschreibung beschränkt sich auf den Zeitraum 4:30 bis 5:45, gilt jedoch analog für 7:15 bis 8:45.

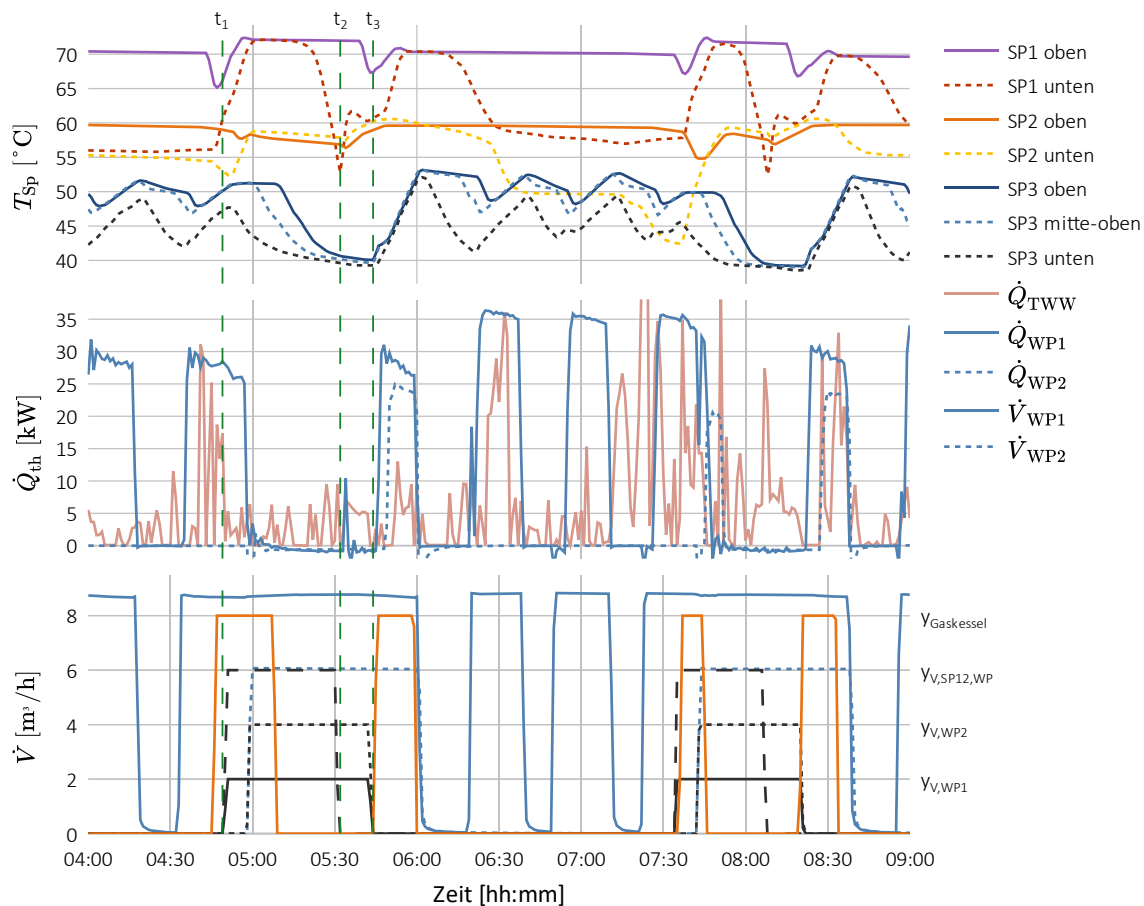


Abb. C4-7: Zeitreihe vom 11.3.22: Oben Speichertemperaturen, Mitte Volumenströme der WP sowie der TWW-Zapfung sowie unten Wärmeleistung WPs und Stellsignale Ventile, aus [Metz 2024]

Es können für das beschriebene Verhalten folgende Ursachen im Zusammenhang mit der TWW-Bereitstellung durch die WPs genannt werden, welche sich mitunter gegenseitig verstärken:

1. Keine Berücksichtigung der WP-Rücklauftemperatur in der Einschalt-Hysterese
2. Zu hohe Ausschaltgrenze der TWW-Hysteresen der WPs
3. Langfristiges Blockieren der RH-Bereitstellung durch TWW-Priorität
4. Durchmischung der Speicher 2 und z.T. 1 bei Umwälzung der WPs ohne Verdichterbetrieb

Das erste Problem wäre durch eine Und-Verknüpfung zweier Abfragen für die Einschaltbedingung lösbar, im Sinne:

$T_{SP2,oben} < 56^{\circ}\text{C}:$	Wärmebedarf Speicher 2
und	
$T_{SP2,unten} < 51^{\circ}\text{C}:$	Freigabe WP-Anlauf TWW-Modus wenn $T_{SP2,unten}$ und somit $T_{WP,sek,RL}$ kalt genug für einen stabilen WP Betrieb ist

Die Standardparametrierung einer Zweipunkt-Hysterese bezieht sich jedoch lediglich auf eine Größe. Deshalb konnte eine derartige Einschaltbedingung nicht umgesetzt werden. Stattdessen wurde eine bedingte Lösung durch Verknüpfen von Ein- und Ausschaltbedingung (Problem 1 und 2) gefunden. Hierfür wird die Möglichkeit der Parametrierung einer Verzögerung der Bedingungen genutzt:

Einschaltbedingung: $T_{SP2,oben} < 56^{\circ}\text{C}$, 1 min Verzögerung
Ausschaltbedingung: $T_{SP2,unten} > 51^{\circ}\text{C}$, 10 min Verzögerung

Tab. C4-2: Ablauf TWW- und RH-Bereitstellung der WPs am 11.3.22 (Auszug aus [Metz 2024])

Zeit	Event
4:31	RH-Hysterese $WP_{gro\beta}$ True durch $T_{SP3,mitte,oben} < 50^{\circ}\text{C}$ Beladung SP3 durch $WP_{gro\beta}$.
4:49	t_1 TWW-Hysterese $WP_{gro\beta}$ True durch Unterschreitung $T_{SP2,mitte,oben} < 53^{\circ}\text{C}$ Beladung SP2 durch $WP_{gro\beta}$. TWW-Priorität unterbricht Beladung SP3.
4:57	Interne Abschaltung $WP_{gro\beta}$ durch zu hohe $T_{WP_{gro\beta},sek,ein}$ bei $T_{SP2,unten} > 57^{\circ}\text{C}$. $T_{SP2,mitte,unten} = 58^{\circ}\text{C}$ unterhalb Ausschaltschwelle 59°C . Förderpumpen primär/sekundär laufen weiter und führen zu Durchmischung SP2.
4:59	TWW-Hysterese WP_{klein} True, jedoch kein Anlauf wegen zu hoher $T_{WP_{klein},sek,ein}$ Förderpumpen primär/sekundär laufen weiter und führen zu Durchmischung SP2.
5:04	RH-Hysterese $WP_{gro\beta}$ True durch $T_{SP3,mitte,oben} < 50^{\circ}\text{C}$. $WP_{gro\beta}$ und WP_{klein} durch TWW-Priorität blockiert.
5:14	Unterschreitung Sollwert Heizkurve: $T_{SP3,oben} < T_{HK,soll} = 47^{\circ}\text{C}$. Verstärkt Spitzenlastbeimischung aus SP1.
5:32	t_2 Abfall $T_{SP1,unten}$ bewirkt Umschalten Ventil WP-Einschichtung auf SP1. Ohne Verdichterbetrieb fördern Umwälzpumpen WPs kaltes Fluid $T_{SP2,unten}$ nach $T_{SP2,mitte,oben}$. Dieses verdrängt das warme Wasser in den SP2 und führt zu Erwärmung $T_{SP2,oben}$. $T_{SP3,oben} = T_{SP3,unten}$ kein Wärmeeintrag SP3 in Heizkreis.
5:44	t_3 Durchmischung SP1 und SP2 führt zu Erreichen der Ausschaltschwelle der WPs $T_{SP2,mitte,unten} > 59^{\circ}\text{C}$.

Durch Dominanz der Ausschaltbedingung erfolgt durch die genannte Parametrierung eine WP-TWW-Anforderung erst dann, wenn die Einschaltbedingung True und die Ausschaltbedingung False ist. Erreicht $T_{SP2,unten}$ die Ausschaltbedingung, so wird diese erst nach 10 min Verzögerung True, sodass die Beladung bis dahin fortgesetzt wird. Die Verzögerungsdauer beruht auf Erfahrungswerten einer stabilen Beladedauer nach Überschreiten von 51°C am Speicher 2 unten. Hieraus resultiert, dass die WP-Beladung unter Umständen die Beladekapazität nicht voll ausschöpft. Jedoch kann durch diese Regelung eine Hochdruckstörung der WPs solide vermieden und damit ein stabiles Zusammenspiel zwischen RH- und TWW-Betrieb gewährleistet werden.

Das Problem 3 ist lediglich symptomatisch und wurde durch die Änderungen erfolgreich behoben. Das Problem 4 wurde mit der Maßnahme 9 adressiert, konnte jedoch nicht behoben werden. Es wurde durch die genannten Änderungen jedoch stark verringert, da die WPs nun entsprechend der Anforderung an- und abschalten und somit lediglich der Standardvorlauf/nachlauf der Förderpumpen von 2 min auftritt. Längere WP-Betriebsphasen ohne Verdichterbetrieb konnten hingegen behoben werden.

Eine analoge Darstellung der diskutierten Temperaturen, Leistungen und Volumenströme befindet sich in nachfolgender Abbildung. Hier ist ersichtlich, dass die obere Speichertemperatur um 4:35 (t_1) unter den Anschlag-Grenzwert fällt, die WP-Anforderung jedoch erst um 4:44 (t_2) mit False werden der Ausschaltschwelle aktiv wird. Dies ist beispielhaft für eine Phase geringer Last.

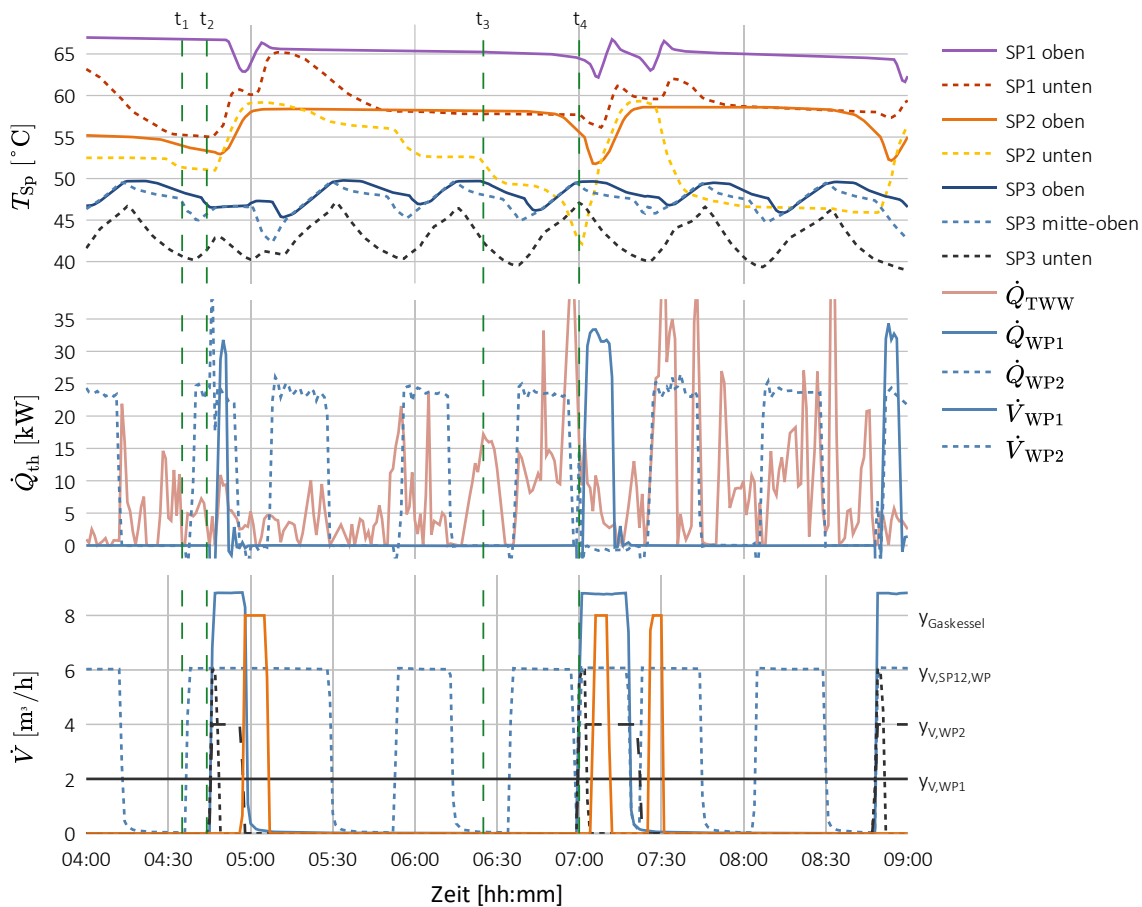


Abb. C4-8: Zeitreihe vom 30.3.22: Oben Speichertemperaturen, Mitte Volumenströme der WP sowie der TWW-Zapfung sowie unten Wärmeleistung WPs und Stellsignale Ventile, aus [Metz 2024]

Bei hoher Last hingegen fällt $T_{SP2,unten}$ wesentlich früher und stärker ab, sodass bereits 6:25 (t_3) die Ausschaltschwelle False wird. Die WP-Anforderung startet jedoch erst mit True werden der Einschaltsschwelle um 7:00 (t_4). Aufgrund der geringen $T_{SP2,unten}$ resultiert in diesem Fall eine längere WP-Beladedauer, da erst ab $T_{SP2,unten} > 51^\circ\text{C}$ die Abschaltschwelle von 10 min gilt. Die Statussignale zeigen, dass die $WP_{gro\beta}$ ausschließlich im TWW-Modus aktiv ist ($y_{V,WP_{gro\beta}}$ permanent True) und die RH-Bereitstellung aufgrund der Lasthöhe durch WP_{klein} erfolgt. $y_{V,SP12,WP}$ zeigt, dass in beiden Beladephase eine kurze Beladung des Speicher 2 erfolgt ($y_{V,SP12,WP} = \text{True}$) und anschließend der Speicher 1 beladen wird.“ [Metz 2024]

Die Ausführungen zur Maßnahme 5 verdeutlichen die komplexen Zusammenhänge beim vorliegenden Betriebskonzept, dem Hydrauliklayout, gewählter Parametrierung und den Einsatzgrenzen von Wärmepumpen. Die Neuparametrierung der Wärmepumpen erlaubte in 2023 einen robusten Betrieb ohne weitere Störungen. Gleichzeitig werden die Temperaturniveaus auf denen die Wärmepumpen betrieben werden nach oben begrenzt.

Maßnahmen 6, 7, 8, 9: Diverse Anpassungen der Betriebstemperaturen rund um die Speicher zur Trinkwassererwärmung

Aufgrund der gegenseitigen Beeinflussung werden die Maßnahmen 6 bis 9 achfolgend auf Basis der Ausführungen aus [Metz 2024] zusammengefasst beschrieben. Die einzelnen Maßnahmen betreffen

- M6: Absenkung der TWW Solltemperatur
- M7: Reduktion des dem Gaskessel zur Verfügung stehenden Beladvolumens in TWW1
- M8: Anpassung Einschichtung des Rücklaufs der Frischwasserstationen in TWW1 und TWW2
- M9: Anpassung Einschichtung des Vorlaufs der Wärmepumpen in TWW1 und TWW2

„Ziele der Absenkung der TWW-Solltemperatur war zum einen die Reduktion der durch das Gasbrennwertgerät zum Nachheizen benötigten Energiemenge. Auf der anderen Seite sollte durch das Absenken der Temperaturen im gesamten TWW-Kreis eine Reduktion der WP-Rücklauftemperaturen im TWW-Modus erreicht werden. Dies würde den möglichen Temperaturhub der WPs erhöhen und gemeinsam mit der Anpassung der TWW-Beladehysterese das regelmäßige Auftreten von Hochdruckstörungen (ab circa 61°C RL-Temperatur) vermeiden und so zu einem stabileren TWW-Betrieb führen.“

In der nachfolgenden Abbildung sind die Speichertemperaturen oben/unten der TWW Speicher 1 (links) und 2 (rechts) dargestellt. Es ist dabei zu bemerken, dass $T_{SP1,oben}$ um 2 bis 3 K unterhalb $T_{FWS,prim,VL}$ in [...] liegt. Dies wird zum einen auf die hohe Messunsicherheit aufgrund von nicht kalibrierten, 2-Leiter Pt1000 Sensoren zurückgeführt. Eine Abweichung über die maximale Gesamtmessunsicherheit von 1,2 K hinaus wird auf die Höhendifferenz von TWW-Vorlaufanschluss und oberem Temperaturfühler zurückgeführt.

Die obere Speichertemperatur des TWW Speicher 1 wird mit der Maßnahme 6 am 17.3.22 entsprechend der Höhe der Temperaturabsenkung der FWS Primärseite [...] um 4,8 K abgesenkt. Diese Absenkung führt zu einer signifikanten Reduktion des Gasheizungsanteils um circa 20 %. Der Einfluss auf die untere Speichertemperatur hingegen ist gering. Es zeigt sich jedoch, dass durch die im selben Zeitraum getroffenen Maßnahmen zur Verbesserung der Einschichtung des TWW-RL (Maßnahme 8) sowie des WP-VL (Maßnahme 9) eine deutliche Reduktion der Streuung der unteren Speichertemperatur und damit eine kontinuierliche Schichtung über beide Speicher erreicht werden konnte. Vor Änderung (Punkt/Dreieck ausgefüllt) liegt $T_{SP1,unten}$ in der gesamten Bandbreite des Speicher 2 (Standardabweichung $SD_{T,SP1,unten} = 3,6$ K). Die Mitteltemperaturen zeigen, dass keine kontinuierliche Schichtung besteht: $T_{SP1,unten,m} = 57^{\circ}\text{C}$, $T_{SP2,oben} = 60^{\circ}\text{C}$ und $T_{SP2,unten} = 54^{\circ}\text{C}$. Nach den genannten Änderungen besteht eine wesentlich geringere Streuung ($SD_{T,SP1,unten} = 1,1$ K) und mit $T_{SP1,unten,m} = 59^{\circ}\text{C}$, $T_{SP2,oben} = 58^{\circ}\text{C}$ und $T_{SP2,unten} = 53^{\circ}\text{C}$ eine klare Temperaturschichtung.

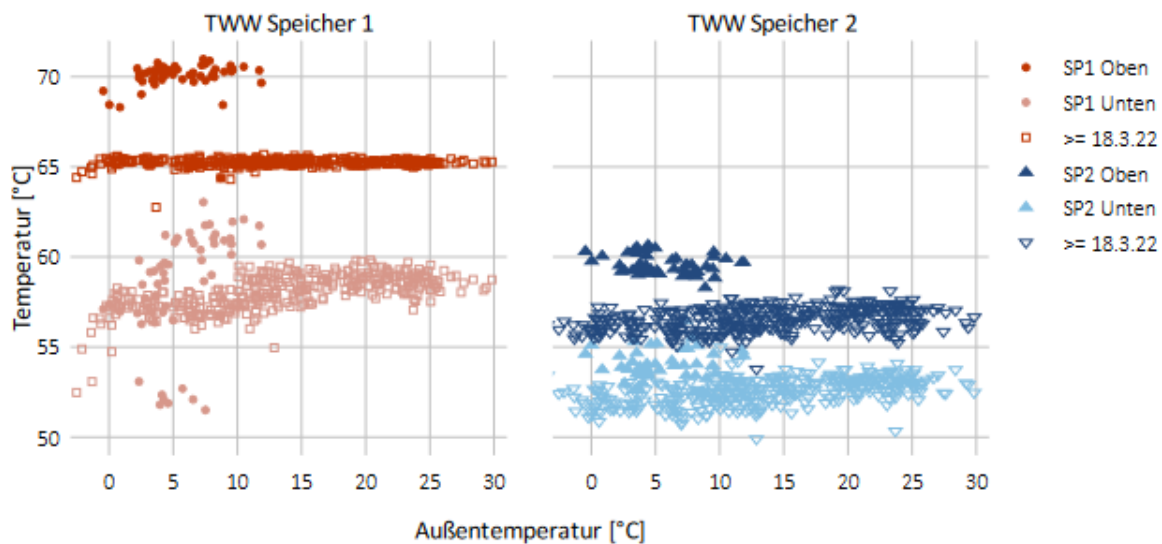


Abb. C4-9: Speichertemperaturen oben / unten der TWW Speicher 1 (links) und Speicher 2 (rechts). Zeiträume nach Betriebsverbesserung ($\geq 18.3.22$) unausgefüllt dargestellt, aus [Metz 2024]

Es zeigt sich ferner, dass die Solltemperaturabsenkung nur einen geringen Einfluss auf die untere Temperatur des Speicher 2 hat, diese wird im Mittel um 1,1 K reduziert. Seitens der WPs resultiert hierdurch eine leicht verringerte Streuung jedoch keine Temperaturreduktion (55°C vor der Absenkung zu 54,8°C nach der Absenkung). Gleiches gilt für die WP-Vorlauftemperatur. Das Ziel der Temperaturreduktion der WP-Rücklauftemperatur im TWW-Modus wurde folglich durch die Sollwertabsenkung nicht erreicht.

Die Zunahme der MAZ_{TWW} zwischen März und April ist demnach nicht auf ein geändertes Temperaturniveau zurückzuführen. Die Gesamtheit der getroffenen Maßnahmen, vermutlich vor allem der stabile, störungsfreie WP-Betrieb, zeigen jedoch einen deutlichen Einfluss auf die AZ_{TWW} . Diese wurde von $AZ_{TWW} = 2,66$ im Zeitraum 1.3.-17.3. auf 2,89 nach den Maßnahmen (24.3.-31.3.) erhöht. Gleichwohl sind zumindest die weiterhin hohen WP-Vorlauftemperaturen wünschenswert, um den Anteil des Gaskesselwertgeräts zu minimieren. Eine Folge der Maximierung des WP-Anteils ist somit auch eine Reduktion der Arbeitszahlen, da Wärmeleistung auf einem hohen Temperaturniveau substituiert wird.“ [Metz 2024]

Die Bewertung des Anlagenbetriebes (vgl. Kapitel C2.4.3) für das Jahr 2023 verdeutlicht bereits, dass weiterer Optimierungsbedarf beim Betrieb von TWW1 und TWW2 im Zusammenspiel mit den beiden Wärmepumpen, dem Gaskessel und den Wärmeabnehmern (Frischwasserstation, Heizkreis) besteht. Hierfür sind im Rahmen von SQDII weiterführende Analysen vorgesehen, um den Anteil des Gaskessels weiter zu reduzieren und, sofern möglich, die Wärmepumpeneffizienz weiter zu erhöhen.

C5 Fehlererkennung: Methoden, Ergebnisse

C5.1 Einführung

Die Datenerfassung in Form von Zeitreihendaten, wie sie im Monitoring des Smarten Quartier Durch implementiert ist, ermöglicht eine Vielzahl von modernen Anwendungen in der Datenanalyse. Ein bedeutendes Anwendungsgebiet ist die automatisierte Fehlererkennung und Diagnose (FED). Hierbei werden die Zeitreihendaten der gebäudetechnischen Anlagen und Komponenten durch geeignete Analyseverfahren untersucht, um fehlerhafte und suboptimale Betriebszustände aufzudecken. Sowohl als Hilfsmittel für das Facility Management als auch für das technische Monitoring kann die FED vorteilhaft genutzt werden, da sie eine kontinuierliche und automatisierte Prüfung der Betriebsqualität gebäudetechnischer Anlagen ermöglicht. Dabei können Gebäudebetreiber Fehler rechtzeitig identifizieren und bewerten und entsprechende Korrekturmaßnahmen vornehmen, bevor große Energiemengen verschwendet werden, Beschädigungen an Anlagen und Komponenten auftreten oder Beeinträchtigungen des Nutzerkomforts entstehen.

Im Rahmen des Projektes wurden vor allem zwei Ansätze zur FED, die am Fraunhofer ISE entwickelt wurden, betrachtet. Zum einen die Analyse von Zeitreihendaten mittels vordefinierter Regelsätze, welche in dem Software-Prototyp *COMETH Rules* implementiert wurden und zum anderen durch die Anwendung eines patentierten Verfahrens, das auf der Kombination von zwei Maschinellen Lernverfahren (ML) und einem Feedback-System beruht und in dem Software-Prototyp *COMETH AI* implementiert wurde.

Für die regelbasierte Fehlererkennung in *COMETH Rules* werden auf Grundlage von Expertenwissen Wenn-Dann-Regeln definiert. So kann zum Beispiel die Einhaltung von Sollwerten, wie die Über- oder Unterschreitung eines Temperatursollwertes, geprüft werden. *COMETH Rules* ermöglicht Fehlerkategorien, die in der Tabelle C5-1 dargestellt sind, mit einem Satz von über 150 Expertenregeln für Heizkessel, Blockheizkraftwerke, Wärmepumpen, Kompressionskälteanlagen, Kühltürme, raumlufttechnische Anlagen, Heiz- und Kühlkreise, thermische Speicher, Supermarkt-Kühlstellen zu erkennen. Eine Voraussetzung für die Anwendung einer Regel ist die Verfügbarkeit der notwendigen Eingangssignale sowie die ausreichende Qualität (keine Datenlücken und unplausiblen Ausreißer) und der notwendige Umfang (repräsentativer Messzeitraum zur Charakterisierung des Anlagenbetriebs) der Messdaten.

Tab. C5-1: Kategorien typischer Fehler in TGA-Anlagen, die mit *COMETH Rules* erkennbar sind

FEHLERKATEGORIE	BESCHREIBUNG	URSACHE(N)
Falsche Betriebszeiten	Anlagen sind ganztägig und am Wochenende oder an Feiertagen in Betrieb, auch wenn keine Anforderung besteht und oftmals ohne, dass dies dem Bedienpersonal bewusst ist.	- Zeitpläne falsch programmiert - Anlage nicht in Automatikbetrieb
Falsch abgestimmte Komponenten	Komponenten und Teilsysteme sind nicht richtig aufeinander abgestimmt. Es treten ungewollte Betriebszustände auf, die zu einer Mehrbelastung der Anlagen und zu einem erhöhten Energieverbrauch führen. Z.B. versorgen Heiz- und Kühlsysteme aufgrund falsch eingestellter Sequenzen und Sollwerten zeitgleich dieselbe Zone und erhöhen somit den Energieverbrauch.	- keine Verriegelung der Teilsysteme programmiert - Sequenzen falsch programmiert

Taktverhalten	Die fehlerhafte Dimensionierung vieler Heizungs- und Kälteanlagen führt oft zu einem Taktverhalten, das die Funktion und die Lebensdauer der Anlagen beeinträchtigen kann.	- Planungsfehler bei der Auslegung der Anlagen - Fehler in den Steuersequenzen
Temperaturspreizungen	Heiz- und Kühlkreisläufe sind hydraulisch oftmals nicht abgeglichen oder falsch dimensioniert, was zu niedrigen Temperaturspreizungen, unnötig hohen Massenströmen und Hilfsenergieverbräuchen als auch zu Über- bzw. Unterversorgungen führen kann.	- Anlagen überdimensioniert - Pumpen überdimensioniert - fehlender hydraulischer Abgleich - Sensorfehler
Niveaus physikalischer Größen	Die gemessenen Temperaturen, Drücke oder Feuchteniveaus entsprechen nicht den Soll- bzw. Planungswerten.	- Versorgungsfehler - Verschlackung von Wärmetauschern - Regelungsfehler - Sensorfehler - bauphysikalisches Problem - Nutzerverhalten
Schwingende Regelkreise	Die Signale aus Aktoren und Sensoren weisen auf ein Schwingverhalten der Regelkreise hin.	- falsche Reglerparametrierung - defekte Komponenten
Sensorfehler	Die Messwerte aus einem Sensor sind fehlerhaft.	- defekte Sensoren - falsch kalibrierte Sensoren, „Drifts“ von Sensoren - Fehler in der Datenübertragung - Fehler in der Datenverarbeitung

Die Implementierten Wenn-Dann-Regeln geben als Ergebnis eine Zeitreihe aus bei der eine „1“ einem potentiellen Fehler und „0“ einem fehlerfreien Betrieb entspricht (siehe Abb. C5-2). Diese Zeitreihe wird als Fehlersignal bezeichnet.

Weitere Eigenschaften von COMETH Rules beinhalten:

- Implementierung basierend auf der Programmiersprache Python und gängigen, robusten Bibliotheken (Pandas, Numpy, Plotly, Dash)
- Initiale Parametrierung der Datenpunktlisten, Metadaten und Grenzwerte über JSON Dateien (teils mittels grafischer Benutzeroberfläche)
- Konfiguration und Programmierung anlagenspezifischer Regeln (wenn Funktionsbeschreibung nach VDI3814 verfügbar)
- Teilautomatisierte Schritte:
 - Erkennung von Anlagenkonfigurationen (RLT-Anlagen, Wasserkreise) auf Basis vorhandener Datenpunkte
 - Erkennung eines Signals, das sich zur Bestimmung des Anlagenbetriebs eignet
 - Auswahl von Regeln auf Basis der vorhandenen Eingangsdaten
- Berücksichtigung des Anfahrbetriebs von Anlagen
- Berechnung von KPIs
- Priorisierung von Fehlern auf Basis der KPIs
- Erstellung von Visualisierungen (Zeitreihen-, Carpet- und Scatterplots etc.)
- Erstellung Fehlertabellen

Zwar ist so auch die Prüfung komplexere Zusammenhänge, die bestimmte Betriebsmodi oder Sequenzen mehrerer Anlagen berücksichtigen, prinzipiell möglich. Je nach Vorannahmen, die in die Entwicklung der Regeln einfließen, steigert dies aber auch den Konfigurationsaufwand in der

Anwendung der Methoden. So müssen für die Anwendung derartiger Regeln meist geeignete Schwellwerte definiert oder nominale Betriebsparameter in das Analyseverfahren eingepflegt werden.

Bei Verwendung von Maschinellern, wie im Fall von COMETH AI ist eine solche Parametrierung größtenteils nicht notwendig. Allerdings müssen in diesem Fall bereits als fehlerhaft oder fehlerfrei gekennzeichnete Zeitreihendaten vorhanden sein. Das heißt, dass Messdaten repräsentativer Zeitbereiche von einem Experten gesichtet und das Anlagenverhalten bewertet wurde. Nach dieser Bewertung können die Daten zum sogenannten Training der Methoden verwendet werden. Hierbei werden interne Parameter der Modelle eines Maschinellen Lernverfahrens angepasst, um ein Optimierungskriterium zu erfüllen. Danach sind die Modelle je nach Modelltyp und Ausrichtung des Trainingsprozesses dazu in der Lage, Abweichungen vom nominalen Betriebszustand zu erkennen oder zuvor als fehlerhaft deklarierte Zustände wieder zu erkennen. So lassen sich mit derartigen Verfahren auch gänzlich neue Anlagen und Systeme untersuchen, zu denen noch keine Regelsätze erstellt wurden. Ein Problem stellt allerdings die zeitliche Änderung des Anlagenverhaltens durch saisonale Effekte oder Betriebsänderungen dar. Aus diesem Grund wurde am Fraunhofer ISE ein patentiertes Verfahren (EP3590052B1) entwickelt und in COMETH AI implementiert, das eine kontinuierliche Aktualisierung der Modelle vorsieht, wobei der hierzu notwendige Aufwand durch eine Kombination unterschiedlicher Modelltypen minimiert werden soll [Benndorf et al. 2018].

C5.2 Methodik

Die hier betrachteten Analysen ergänzen die weiteren im Projekt durchgeführten Auswertungen, wie der Auswertung der Monitoring-Daten hinsichtlich konzeptionellen Optimierungsmaßnahmen (Abschnitt C4) oder der System-Bilanzierung (Abschnitt C3). So werden bei der Anwendung von COMETH Rules die Anlagen weitestgehend getrennt voneinander betrachtet und es wird nicht auf eine Optimierung des Gesamtsystems als Einheit abgezielt. Für die Durchführung der automatisierten FED wird von grundlegend validierten, vorverarbeiteten und bereinigten Messdaten ausgegangen

Zur Bereitstellung der bereinigten Messdaten wurden die Daten über die Monitoring-Plattform MONDAS in einem einheitlichen Zeitraster abgerufen. Hierzu wurden im Rahmen des Projektes angepasste Schnittstellen zur Anbindung an die Plattform entwickelt, um eine nahtlose Datenübertragung zu ermöglichen. Abbildung C5-1 stellt den Datenfluss von der Feldebene zu den Analyse-routinen und letztlich zur Darstellung der Ergebnisse schematisch dar.



Abb. C5-1: Datenfluss in der Anwendung der Fehlererkennung: Die im Monitoring aufgezeichneten Messdaten werden in der MONDAS Monitoringplattform aufgezeichnet. Diese fungiert als Datenbank und übernimmt eine grundlegende Datenvorverarbeitung und -bereinigung. Zur Fehlererkennung und Diagnose (FED) werden die Daten auf einen Analyse-Server übertragen. Die Analyseergebnisse werden zur Visualisierung in eine Web-App übertragen (hier beispielhaft dargestellt).

Aufgrund der Verzögerungen in der Inbetriebnahme der Anlagentechnik und des Monitoringsystems (siehe Band 2), standen verlässliche Daten im Projektverlauf später als ursprünglich geplant zur Verfügung. Daher wurde in der Weiterentwicklung und der Anwendung der Methoden zur automatischen Fehlererkennung lediglich einzelne Tests der ML-basierten COMETH AI durchgeführt und vor allem auf das regelbasierte System COMETH Rules gesetzt. Diese benötigen keinen Trainingszeitraum, die zur Erstellung von ML-Modelle notwendig sind, und sind häufig robuster gegenüber Ausreißern in den Messdaten. Zwar ist auch hierbei von bereinigten Messdaten auszugehen, Messfehler wirken sich aber nur bei Grenzwertverletzungen aus.

Für die Auswertungen flossen Daten der beiden BHKWs, des Speichers und des Gasbrennwertkessels in der Heizzentrale, sowie der beiden Wärmepumpen und des Kessels in der Ersinger Straße 4 ein. Insgesamt wurden durch die Analysen 20 Warnungen zu potenziell suboptimalen oder fehlerhaften Betriebszuständen generiert. Abbildung C5-2 zeigt eine Beispielgrafik zu einer Warnung und den zugehörigen als fehlerhaft markierten Zeitbereichen.

Für jede der Anlagen wurden folgenden Arbeiten durchgeführt:

- Prüfung der Datenpunktliste, Mapping und Datenimport
- Auswertung der Datenqualität
- Analyse und Bewertung des Anlagenbetriebs anhand von Messdaten wie Temperatur, Druck, Stellsignale, Betriebsrückmeldungen, mit Hilfe der oben genannten Fehlererkennungs- und Diagnosemethoden

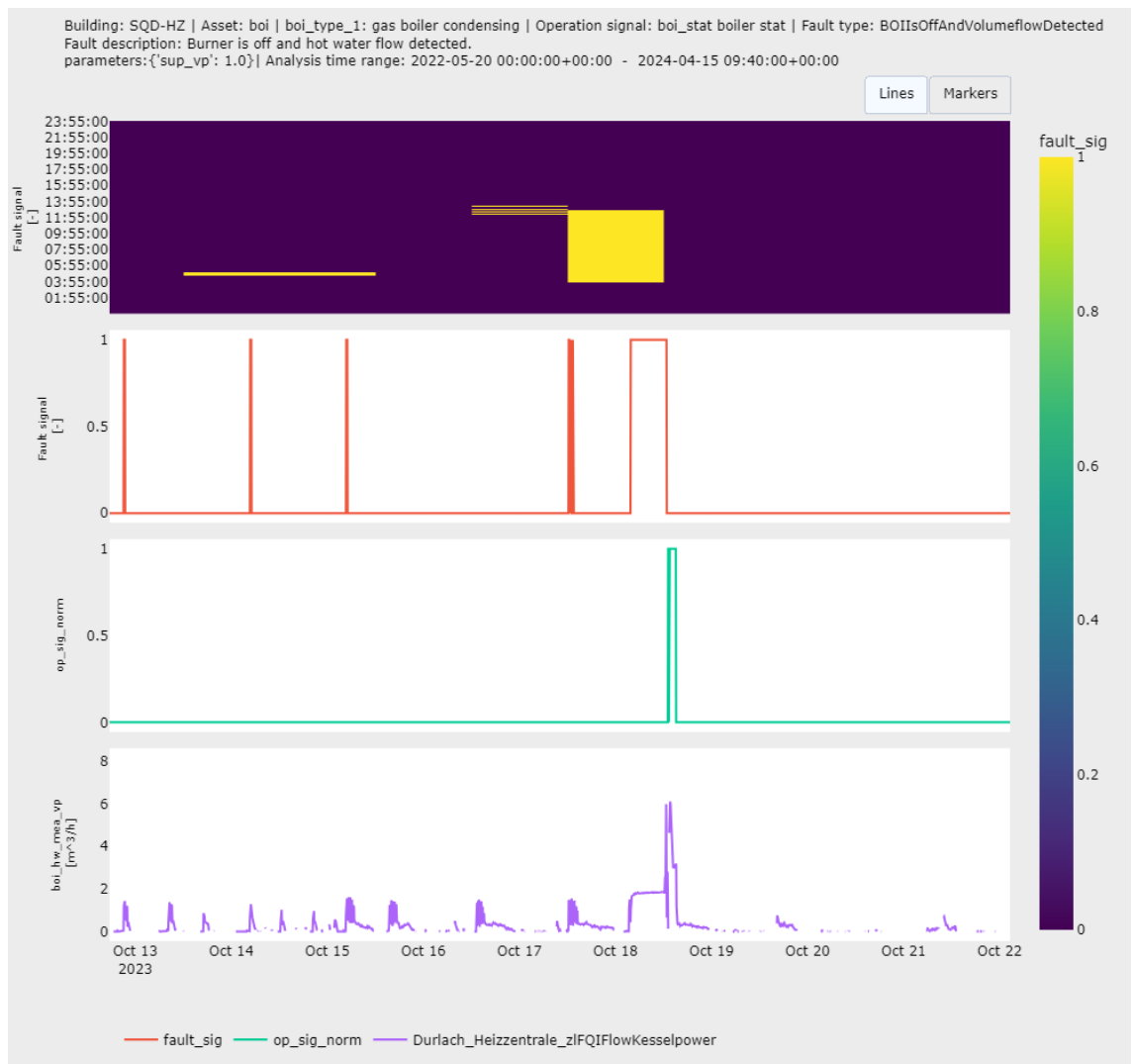


Abb. C5-2: Beispielgrafik zu erkannten Fehlerzeitbereichen: Die jeweiligen regelbasierten Routinen zur Fehlererkennung liefern eine zeitlich aufgelöste Auswertung der erkannten Auffälligkeiten. Die untersten drei Liniendiagramme stellen die Zeitreihen der Eingangsdaten dar (hier, v.u.: Volumenstrom und Betriebssignal). Helle Werte im oberen Heatmap-Diagramm markiert einzelne Fehlerereignisse an einem Tag (X-Achse) zu einer bestimmten Zeit (Y-Achse). Im dargestellten Beispiel wurden Zeitbereiche identifiziert, in denen der Kessel laut Betriebssignal nicht aktiv ist, im entsprechenden Wasserkreis aber dennoch ein Volumenstrom messbar ist, was zu Zirkulationsverlusten führen kann.

C5.3 Übersicht der Ergebnisse

Basis der Auswertungen waren die im Monitoring erfassten Daten aus dem Zeitbereich vom Juni 2022 bis Dezember 2023. Diese wurden in einem 5 Minuten Zeitraster von der MONDAS Monitoringplattform abgerufen. Die Anzahl und Dauer der einzelnen Zeitbereiche, in denen Auffälligkeiten erkannt wurden, unterscheiden sich zwischen den Regeln. Tabelle C5-2 listet die erkannten Auffälligkeiten je Gebäude und Anlage auf.

Tab. C5-2: Übersicht über die erkannten Auffälligkeiten je Gebäude und Anlage. Die Anzahl der Durchgeführten Analysen gibt den Teil der implementierten regelbasierten Routinen an, die sich ausgehend von den vorhandenen Eingangsdaten auf die jeweiligen Anlagen anwenden ließ. Die erkannten Fehlertypen geben jeweils an welcher dieser Routinen daraufhin eine Auffälligkeit erkannt haben.

Gebäude	Anlagen- kürzel	Gestartete Analysen	Erkannte Fehler	Fehler IDs
SQD-HZ	boi	5	3	BOIIsOffAndVolumeFlowDetected, SYSStartsStopsAnalysis, SYSDailyStartsStopsAnalysis
SQD-HZ	sto1	2	2	StorageWaterTemperatureTopBotSensorError, StorageWaterSupRetTemperatureDifference
SQD-HZ	chp1	6	2	CHPHotWaterReturnTemperatureTooHigh, CHPIsOffAndVolumeFlowDetected
SQD-HZ	chp2	6	2	CHPHotWaterReturnTemperatureTooHigh, CHPIsOffAndVolumeFlowDetected
SQD-4	hp1	3	1	SYSDailyStartsStopsAnalysis
SQD-4	hp2	4	2	HPSEERIsTooLow, SYSDailyStartsStopsAnalysis
SQD-4	boi	5	0	

Zur Beurteilung der Analyseergebnisse wurden Detailauswertungen wie Zeitreihen- und Statistikplots ausgewertet. Hierbei viel eine Häufung von Meldungen vor November 2022 auf. Zu dieser Zeit wurde unter anderem das zweite Blockheizkraftwerk in Betrieb genommen. Abgesehen von der Inbetriebnahme des BHKWs wurden im Folgenden Steuer- und Regelfunktionen angepasst. So wurden beispielsweise bis zu diesem Zeitpunkt auch vermehrt niedrige Temperaturspreizungen in den Speichern registriert und Fehlermeldungen zu hohen Rücklauftemperaturen des BHKWs erzeugt (C5.4.1). Ebenso werden Zeitbereiche mit häufigem Anfahren verschiedener Anlagen dokumentiert. Mit der optimierten Regelung ab 2023 werden weiterhin kurze Zeitbereiche derartiger Warnungen generiert, diese sind allerdings häufig auf Ausreißer in den Daten zurückzuführen.

C5.4 Auszüge aus den Einzelauswertungen

Im Folgenden sind exemplarische Detailauswertungen der Einzelnen Anlagen auszugsweise aufgeführt.

C5.4.1 Heizzentrale

In der Heizzentrale wurde der Betrieb des Pufferspeichers, der beiden BHKWs und des Spitzenlast-Kessels im Zeitraum 05/2022 bis 12/2023 ausgewertet. Am Beispiel des Speichers werden beispielhaft sämtliche Auswertungsschritte aufgeführt.

HZ – Speicher

Der Wärmespeicher der Heizzentrale wurde mittels zweier 3 m³ Pufferspeicher realisiert. Die Speicher sind parallel verschaltet und werden im Rahmen der Analysen als ein einzelner Speicher ausgewertet. In Abbildung C5-3 ist ein Ausschnitt des Anlagenschemas mit den ausgewählten Datenpunkten dargestellt.

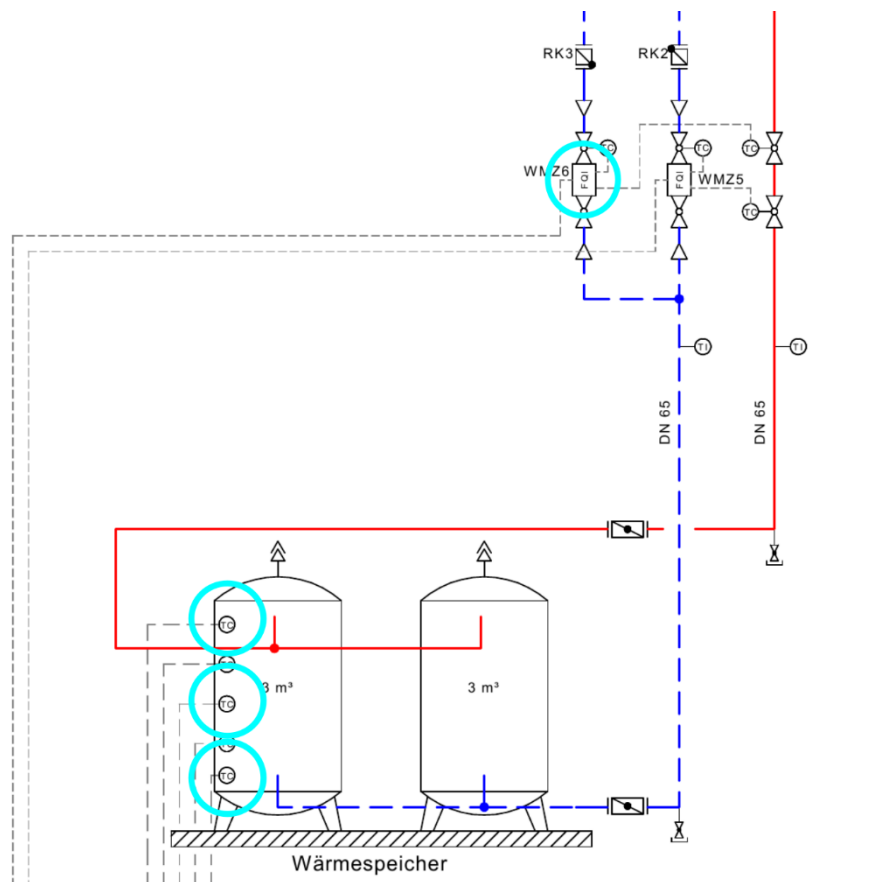


Abb. C5-3: Heizzentrale – Wärmespeicher: Anlagenschema. Die Datenpunkte, die als Quellen der Eingangsdaten genutzt wurden, sind Türkis hervorgehoben. Dies sind die Temperaturen unten, oben und in der Mitte des Speichers, sowie die

Die Analyse der Eingangsdaten ergibt eine hinreichende Qualität für ausgewählten Datenpunkte (siehe Abbildung C5-4).

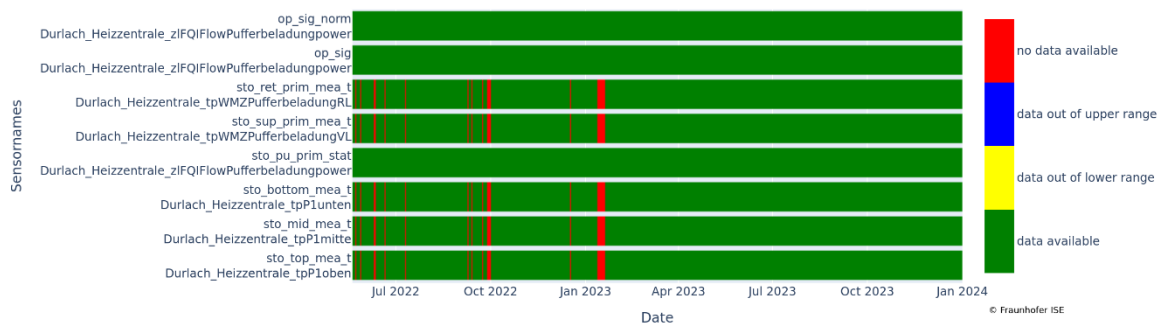


Abb. C5-4: Heizzentrale – Wärmespeicher: Datenqualität. Den jeweiligen Datenpunkten (Y-Achse) wird zu jedem Zeitschritt (X-Achse) ein Farbcodierung zugewiesen, welcher der Qualität der Eingangsdaten entspricht (Rot: Fehlende Daten, Blau: Werte oberhalb des gültigen Wertebereichs, Gelb: unterhalb des gültigen Wertebereichs, Grün: Valider Wert). Bis auf kleinere Zeitbereiche von maximal einer Woche liefern die genutzten Datenpunkte eine hinreichende Datenqualität.

Auf Basis der verfügbaren Eingangsdaten konnten zwei Analysen ausgeführt werden; für beide Analysen wurden anomale Zeitbereiche identifiziert. In Tabelle C5-3 sind Beschreibungen, Häufigkeiten und die Gesamtdauer aller identifizierten Zeitbereiche aufgeführt.

Tab. C5-3: Heizzentrale – Wärmespeicher: Übersicht der erkannten Fehler

NR.	TYP/BESCHREIBUNG (ENGL.)	EREIGNISSE	GESAMT-DAUER	FEHLER-FREIER ANTEIL
1	StorageWaterTemperatureTopBotSensorError Temperature difference between top and bottom temperature sensors in hot water storage tank is lower than 5.0 K	279	28 days, 10h23min	95%
2	StorageWaterSupRetTemperatureDifference Temperature difference between supply and return water temperatures of storage tank is lower than 5.0 K	12	8h45min	100%

Lediglich die erste der Regeln war in einer signifikanten Gesamtdauer von rund 682 Stunden aktiv, was 5% der gesamten analysierten Zeit entspricht; hierbei wurden Temperaturdifferenzen unter 5 K zwischen dem oberen und dem unteren Bereich des Speichers erkannt. Der Schwellwert von 5 K wurde hierbei entsprechend der im Sommer 2022 angepassten Regelung (siehe C4.1) angepasst, um lediglich deutliche Abweichungen der Temperaturschichtung im zentralen Wärmespeicher zu erkennen. Um die erkannten Auffälligkeiten besser beurteilen zu können liegen Detailauswertungen vor. In Abbildung C5-5 sind die Verteilungen der Eingangsdaten für die Zeitbereiche aufgeführt, in denen die Regel aktiv war, also eine Auffälligkeit erkannt wurde. Daraus wird ersichtlich, dass diese vor allem mittags und nachts erkannt wird und dass der Fehler vorrangig bei Temperaturen unterhalb von 70°C erkannt wird, hierbei steigen die Temperaturen im Speicher über mehrere Stunden langsam an (siehe Abb. C5-6). Derartigen Verhalten wird lediglich bis November 2022 erkannt. Die Regel wird auch bei hohen mittleren Temperaturen von etwa 85°C aktiviert. Dies ist auch in dem detaillierten Zeitreihenplot in Abbildung C5-7 dargestellt. In diesem Fall wird kurz darauf die Beladung des Speichers gestoppt, was einem zu erwartenden Verhalten der Regelung entspricht.

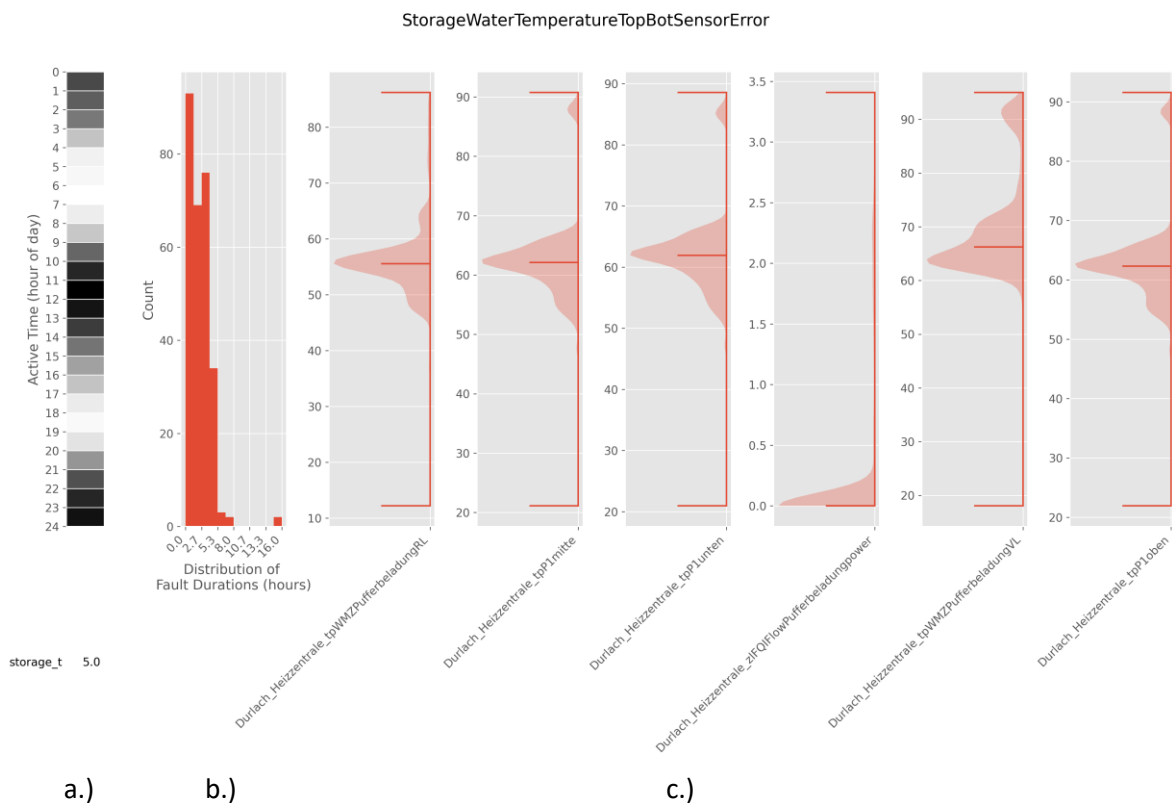


Abb. C5-5: Heizzentrale – Wärmespeicher: Verteilung der Eingangsdaten im Fall erkannter niedriger Temperaturspreizungen. Die Grafik stellt drei statistische Verteilungen zu den Zeitbereichen dar, in denen die Auffälligkeit erkannt wurde. a.) Die mittlere Auftreten der Auffälligkeit über die Tageszeit hinweg, wobei Zeiten häufigen Auftretens dunkler dargestellt werden. b.) Histogramm der Dauer einzelner Fehlerzeitbereiche. c.) Werteverteilung (Y-Achse) je Datenpunkt (X-Achse) in den als Fehlerzeitbereichen.

Ausgehend von den drei Darstellungen ist ersichtlich, dass der Fehler vor allem mittags und nachts erkannt wird. Die meisten Fehlerereignisse dauern dementsprechend auch maximal 5 Stunden an. Betrachtet man speziell die Verteilung der Temperaturen (...tpP1unten, ...tpP1oben) wird ersichtlich, dass die Regel vorrangig bei Temperaturen unterhalb von 70°C aber auch bei hohen Temperaturen von etwa 85°C aktiviert wird. Wie aus den weiteren, zeitabhängigen Plots ersichtlich wird, finden die Aktivierungen der Regel bei niedrigen Temperaturen vor der Regelungsanpassung mit Bedarfsabhängigen Abschaltungen der Nahwärme statt; was die Aktivierungen in der Nacht erklärt.

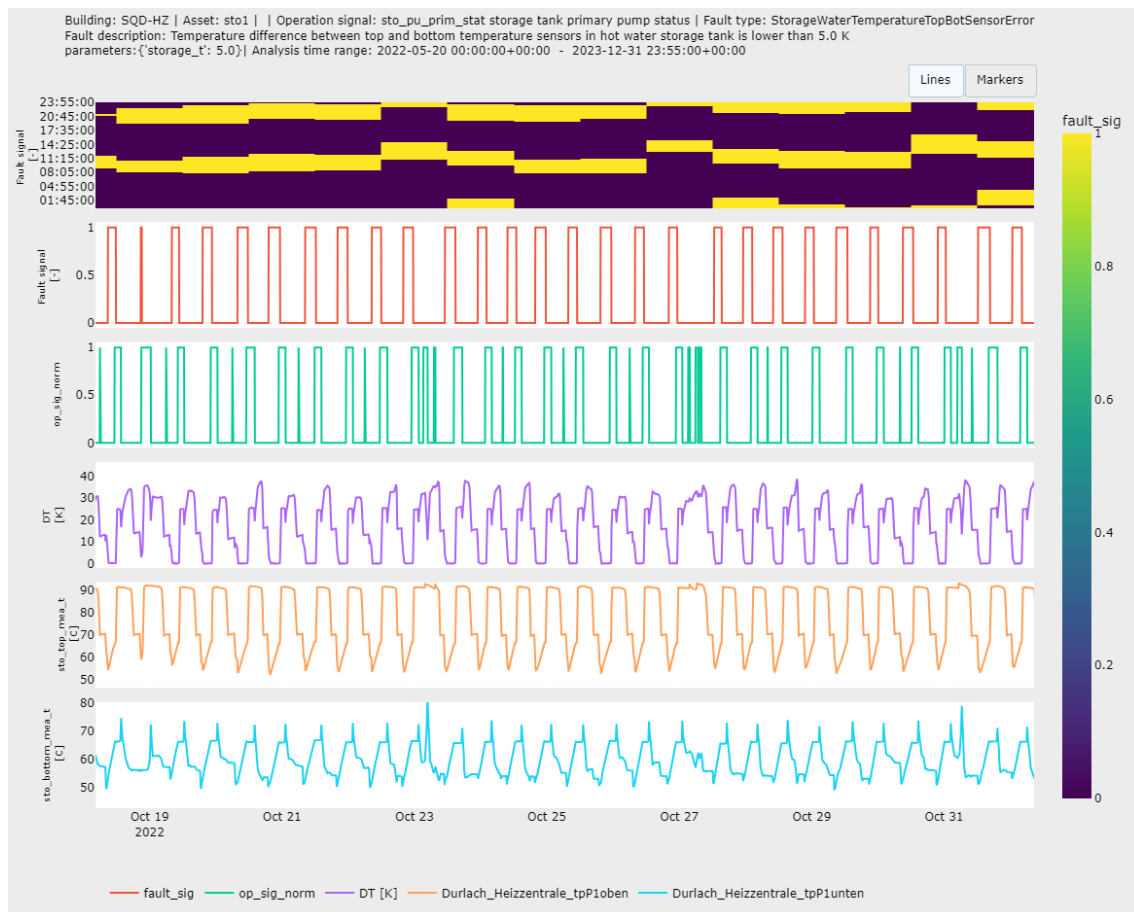


Abb. C5-6: Heizzentrale – Wärmespeicher: Erkannte niedrige Temperaturspreizungen (niedrige mittlere Temperatur). Die Temperaturen im unteren (unterste Zeitreihe) und oberen (zweiter Plot von unten) Bereich des Speichers nähern sich periodisch bis auf eine Temperaturdifferenz von unter 5 K an (DT, dritter Plot von unten).

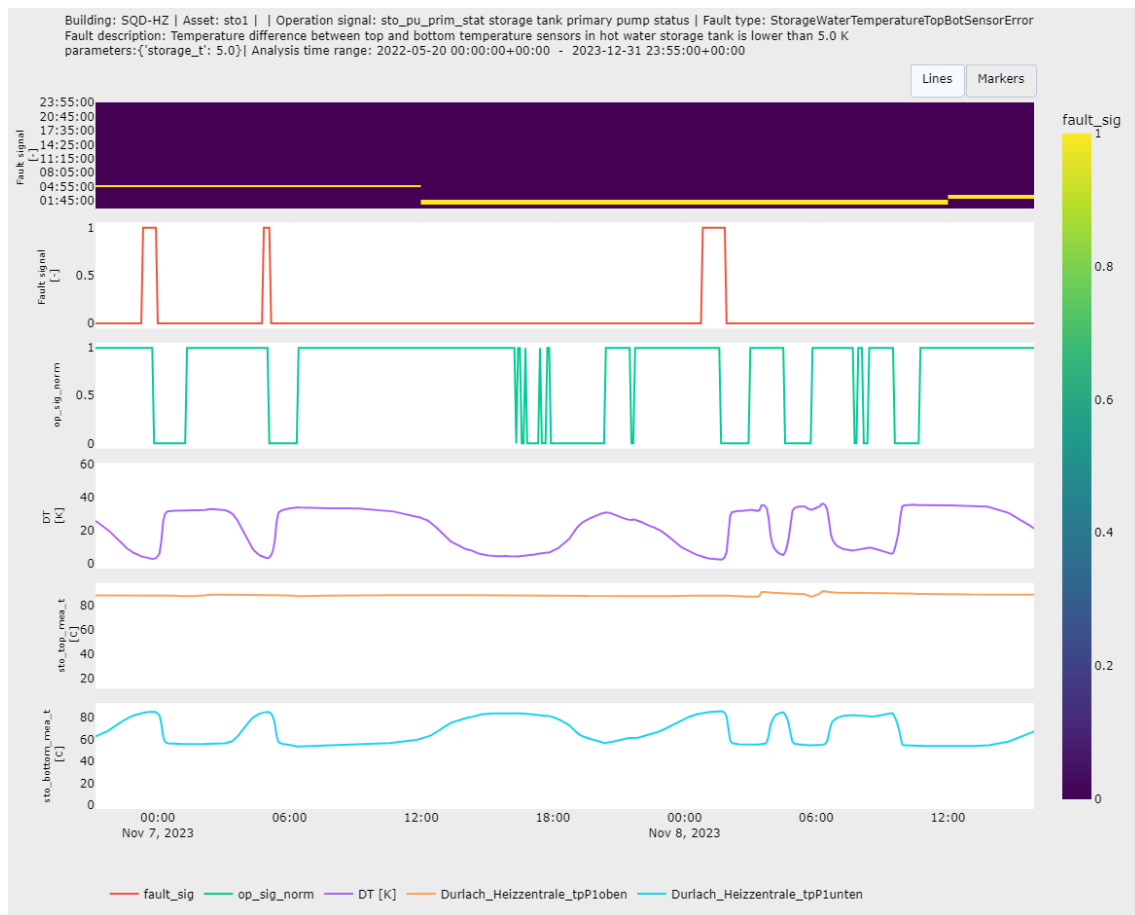


Abb. C5-7: Heizzentrale – Wärmespeicher: Erkannte niedrige Temperaturspreizungen (hohe mittlere Temperatur). Die Temperaturen im unteren (unterste Zeitreihe) und oberen (zweiter Plot von unten) Bereich des Speichers nähern sich bei gleichbleibend hoher Temperatur im oberen Bereich an; daraufhin wird die Beladung gestoppt. Dies entspricht dem erwarteten Verhalten der Regelung.

HZ – Blockheizkraftwerk 1 und 2

Für die Analyse der beiden Blockheizkraftwerke (BHKW; jeweils 50 kW_{el}, 92 kW_{th}) wurden identische Konfigurationen vorgenommen. Das zweite BHKW ist seit November 2022 in Betrieb, sodass sich dessen Auswertungen auf einen kürzeren Zeitbereich beziehen. Wie in den Tabellen C5-4 und C5-5 aufgelistet, wurden in beiden Fällen die gleichen Auffälligkeiten erkannt.

Zum einen wurden Betriebszeiten identifiziert in denen die Rücklauftemperatur oberhalb von 60°C lag, was auf Effizienzdefizite hinweist. Hierbei wurde der Schwellwert auf Basis der 80/50 Auslegung des Fernwärmeanschlusses gewählt, um deutliche Abweichungen zu erkennen. Wie in Abb. C5-8 zu sehen ist, werden dabei Rücklauftemperaturen von über 70°C erfasst.

Andererseits wurden Zeiten identifiziert, in denen an beiden BHKWs Volumenströme erfasst werden, ohne dass die Anlagen in Betrieb sind (siehe Abb. C5-9). Diese Fehlströmungen verursachen zusätzliche Zirkulationsverlusten und können die Versorgung der Wärme beeinträchtigen.

Tab. C5-4: Heizzentrale – Blockheizkraftwerk 1: Übersicht der erkannten Fehler

NR.	TYP/BESCHREIBUNG (ENGL.)	EREIGNISSE	GESAMT-DAUER	FEHLER-FREIER ANTEIL
1	CHPHotWaterReturnTemperatureTooHigh Chp return temperature is higher than max value: 60.0 C	277	20 days, 20h45min	96%
3	CHPIsOffAndVolumeflowDetected Burner is off and hot water flow detected.	378	16 days, 16h49min	97%

Tab. C5-5: Heizzentrale – Blockheizkraftwerk 2: Übersicht der erkannten Fehler

NR.	TYP/BESCHREIBUNG (ENGL.)	EREIGNISSE	GESAMT-DAUER	FEHLER-FREIER ANTEIL
1	CHPHotWaterReturnTemperatureTooHigh Chp return temperature is higher than max value: 60.0 C	281	10 days, 15h39min	98%
3	CHPIsOffAndVolumeflowDetected Burner is off and hot water flow detected.	371	21 days, 21h26min	96%

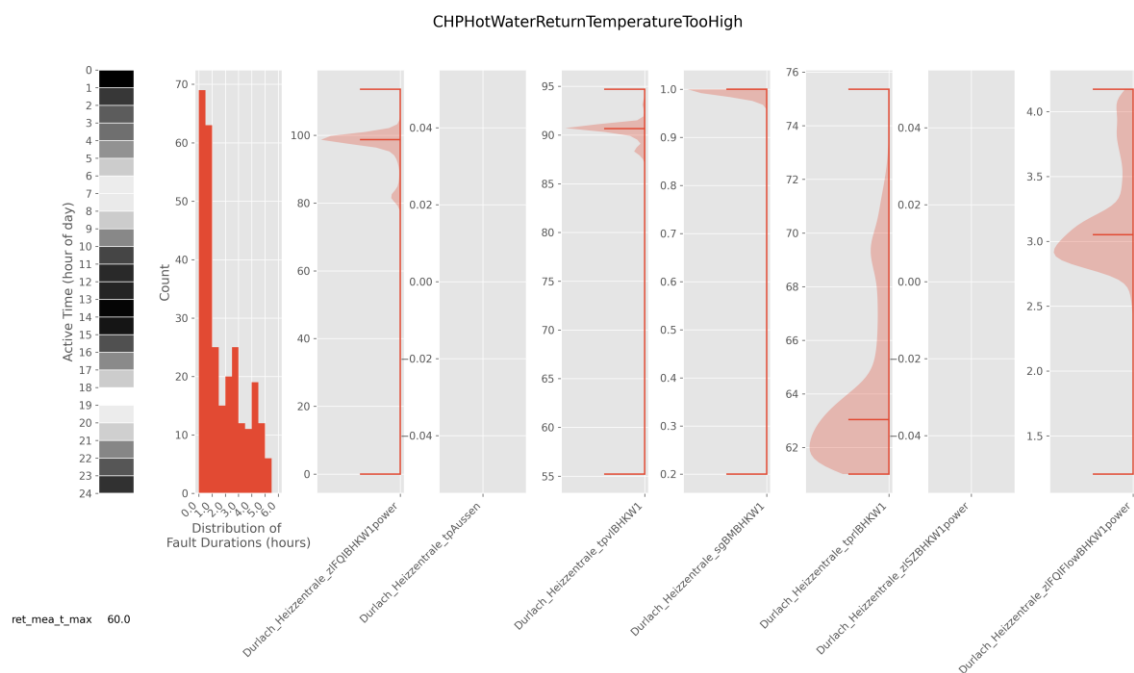


Abb. C5-8: Heizzentrale – BHKW1: Erkannte hohe Rücklauftemperatur. Wie in der Verteilung der Rücklauftemperaturen (dritter Plot von rechts) zu sehen ist, treten teils Temperaturen oberhalb von 70°C auf, was auf eine geringe Abnahme im Nahwärmenetz schließen lässt.

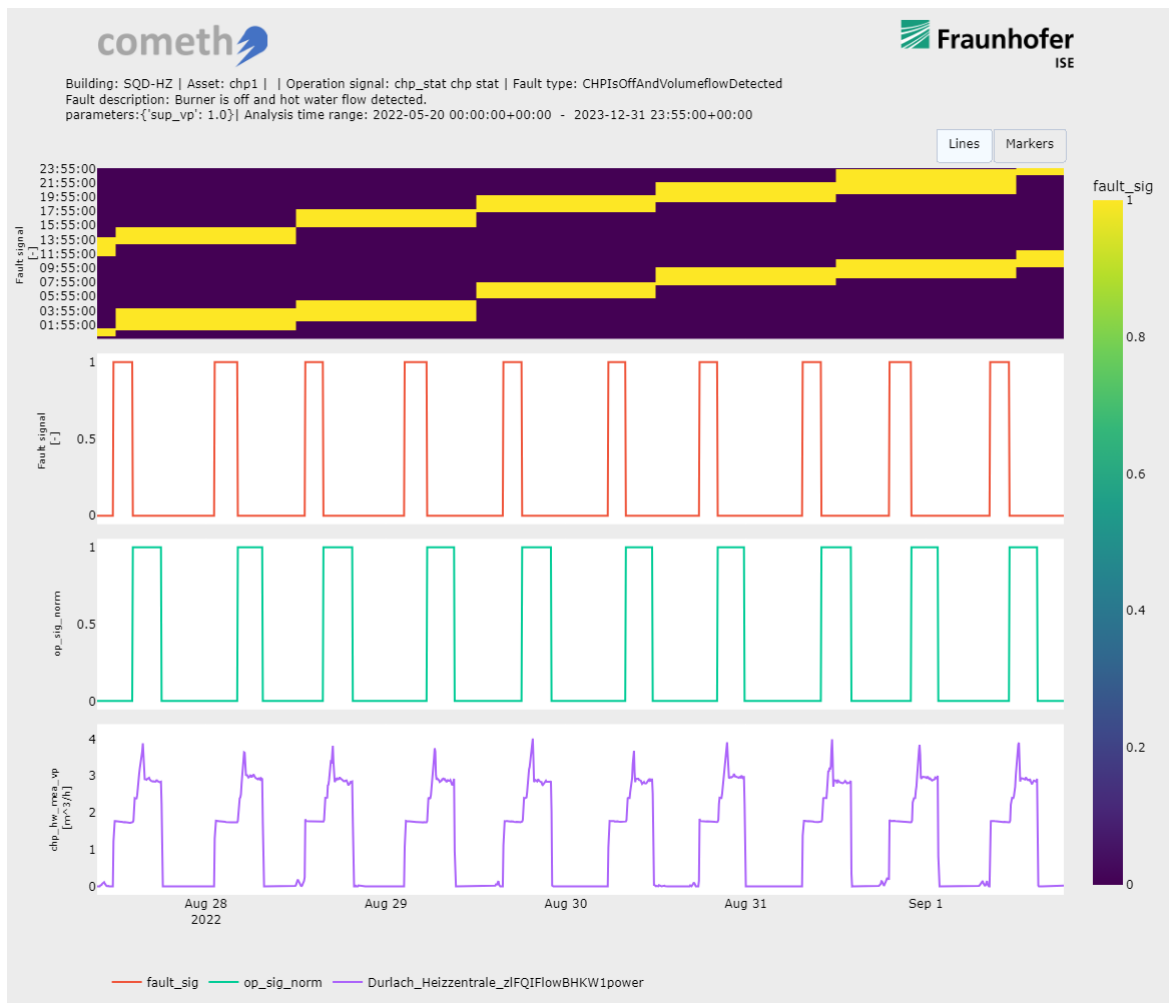


Abb. C5-9: Heizzentrale – BHKW1: Unerwünschte Zirkulation. Die Zeitreihenplots stellen den Betrieb des BHKWs über mehrere Tage im Sommer 2022 dar. Während jeweils schon ein Volumenstrom messbar ist (unten), ist das BHKW laut Betriebsrückmeldung erst mehrere Stunden später aktiv (Mitte). Dies lässt sich mit der Leistungsaufnahme des BWHKs verifizieren (nicht abgebildet). Somit kann von Verlusten durch unerwünschte Zirkulation ausgegangen werden.

HZ – Kessel

Wie im Abschnitt C2 erläutert, ist der Spitzenlast-Gaskessel der Heizzentrale über die Projektlaufzeit nur selten in Betrieb und zeit dementsprechend wenige Auffälligkeiten.

Wie in der Tabelle unten dargestellt wird vereinzelt unerwartet häufiger Anlagenstarts registriert (siehe auch Abb. C5-10). Während dieses einmalige Auftreten der Auffälligkeit keine signifikanten Auswirkungen hat, kann es als Beispiel für derartige Fehler dienen, die bei häufigem Auftreten deutliche Auswirkungen auf die Lebensdauer der Anlage haben können.

Eine Anomalie, die in 32% der erfassten Zeitschritte erkannt wurde, ist ein Volumenstrom im Wasserkreis des Kessels, ohne dass dieser in Betrieb ist. Ähnlich wie zuvor im Fall der BHKWs muss dies als Ursache für Zirkulationsverlusten angesehen werden.

Tab. C5-6: Heizzentrale – Kessel: Übersicht der erkannten Fehler

NR.	TYP/BESCHREIBUNG (ENGL.)	EREIGNISSE	GESAMT-DAUER	FEHLER-FREIER ANTEIL
1	BOISYSDailyStartsStopsAnalysis BOI started more than: 24.0 times in one day.	1	N/A	100%
2	BOIIsOffAndVolumeFlowDetected Burner is off and hot water flow detected.	1826	177 days, 2h25min	68%
3	BOISYSStartsStopsAnalysis BOI started more than: 6.0 times in one hour.	1	1h0min	100%

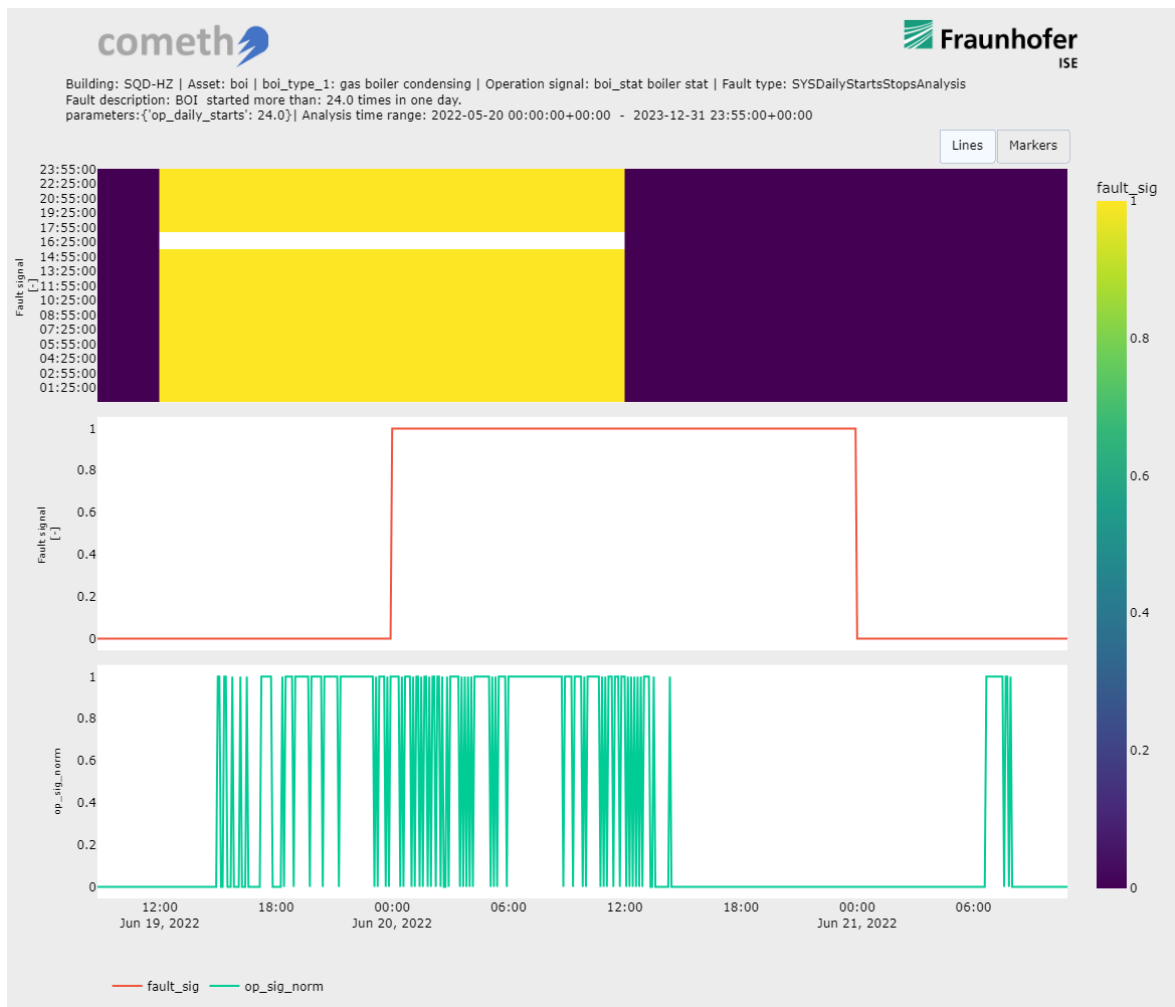


Abb. C5-10: Heizzentrale – Kessel: Häufige Anlagenstarts. Wie im Zeitreihenplot der Betriebsrückmeldung zu sehen ist (unten), startet der Kessel im gegebenen Zeitfenster über 24 mal. Während dieses einmalige Auftreten der Auffälligkeit keine signifikanten Auswirkungen hat, kann es als Beispiel für derartige Fehler dienen, die bei häufigem Auftreten deutliche Auswirkungen auf die Lebensdauer der Anlage haben können.

C5.4.2 Ersingerstraße-4

In der Ersingerstraße 4 wurden die beiden Wärmepumpen und der Kessel ausgewertet, wobei nur für im Fall der Wärmepumpen Auffälligkeiten erkannt wurden.

ES4 – Wärmepumpe 1 und 2

Während für die Auswertungen der beiden Wärmepumpen die grundlegend gleichen Auswertungen angesetzt wurden, stand für die Wärmepumpe 1 nicht alle Eingangsdaten zur Verfügung. Insbesondere ist der hier verbaute Wärmemengenzähler nicht betriebsfähig. Für diese Anlage werden lediglich vereinzelte Fälle häufiger Anlagenstarts erkannt.

Im Fall der Wärmepumpe 2 werden die häufigen Anlagenstarts in 21% der ausgewerteten Zeit festgestellt. Dies deckt sich mit den Auswertungen in Abschnitt C2.3.2.

Des Weiteren wurde bei Wärmepumpe 2 die Leistungszahl (COP) ausgewertet. Hierbei wurden mehrfach Unterschreitungen eines COP von 3,0 festgestellt. Insgesamt trat dies zwar nur in 2% des ausgewerteten Zeitbereichs auf, der Schwellwert wurde aber bewusst niedrig gewählt, um lediglich deutliche Abweichungen zu erkennen.

Tab. C5-7: Ersingerstraße-4 – Wärmepumpe 1: Übersicht der erkannten Fehler

NR	TYP/BESCHREIBUNG (ENGL.)	EREIGNISSE	GESAMT-DAUER	FEHLER-FREIER ANTEIL
1	HPSYSDailyStartsStopsAnalysis HP started more than: 24.0 times in one day.	2	N/A	100%

Tab. C5-8: Ersingerstraße-4 – Wärmepumpe 2: Übersicht der erkannten Fehler

NR.	TYP/BESCHREIBUNG (ENGL.)	EREIGNISSE	GESAMT-DAUER	FEHLER-FREIER ANTEIL
1	HPSYSDailyStartsStopsAnalysis HP started more than: 24.0 times in one day.	36	N/A	79%
2	HPCOPIsTooLow Heatpump COP is under 3.0	553	11 days, 4h30min	98%

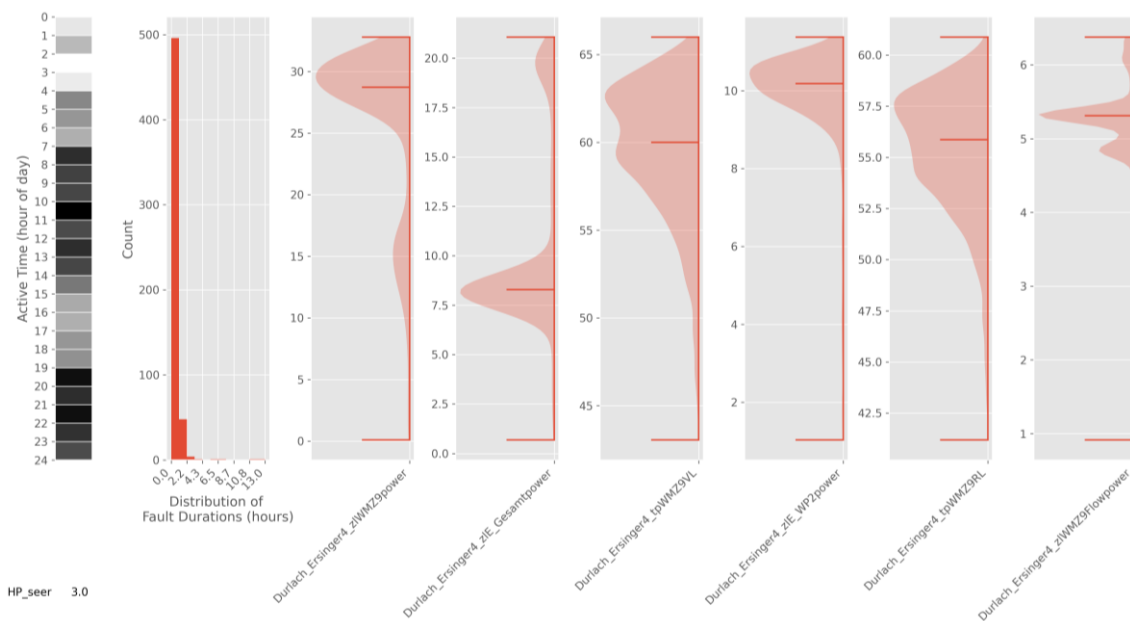


Abb. C5-11: Ersingerstraße 4 – Wärmepumpe 2: Verteilung der Eingangsdaten zur COP-Analyse.

C5.5 Ausblick

In diesem Abschnitt wurden die Ergebnisse der Arbeiten zur automatisierten Fehlererkennung dargestellt. Die hier eingesetzten Ansätze zeigen ein vielversprechendes Potential für die automatisierte, kontinuierliche Überwachung des Anlagenbetriebs des Smart Quartier Durlach. Zwar wurden auf der vorhandenen Datenbasis keine gravierenden Mängel identifiziert, ein Teil der erkannten Auffälligkeiten, wie das häufige Anfahren mancher Anlagen könnten sich aber bei wiederholtem Auftreten auch auf die Lebensdauer der Anlagen auswirken. Allerdings besteht weiterhin die Notwendigkeit zum Ausbau und zur Verfeinerung der FED Methoden. Insbesondere der Einsatz von KI-Basierten Methoden mittels Maschinellen Lernverfahren und die Überwachung komplexerer Zusammenhänge im Gesamtsystem werden in Folgeaktivitäten an den Demonstratoren im Quartier erprobt. Die bei der Anwendung der Analysen genutzten Messdaten werden erneut validiert, um die Analyseergebnisse zu verbessern. Ebenso wird der Einsatz der datengetriebenen Routinen durch fehlende oder ausgefallene Messeinrichtungen behindert; im Rahmen des umfangreichen Monitorings wurde diese teils durch abgeleitete Größen kompensiert, diese müssen auf ihre Eignung für die automatische Fehlererkennung geprüft werden. Neben der Verfügbarkeit verlässlicher Messdaten haben sich im Laufe des Projektes auch die im Quartier implementierten Regelungsstrategien stetig verändert. Die nun etablierten Regelungen müssen im Weiteren mit den vorhandenen Parametrierungen der Analysen abgeglichen werden. Darüber hinaus werden die Methoden zur kontinuierlichen Überwachung angepasst, sodass die Analyseergebnisse in MONDAS zurückgespeist werden können, um so einen kontinuierlichen Einblick in die Ergebnisse zu erhalten.

C6 Quartiers-Energiemanagement

Das Quartiers-Energiemanagementsystem (EMS) dient dazu, den Betrieb der Anlagen in den fünf MFH und der Heizzentrale in der Ersinger Straße 5 unter Nutzung der groß dimensionierten Wärmespeicher (insgesamt fast 20 m³, mit rechnerisch 400 bis 500 kWh_{th} Speicherkapazität) so aufeinander abzustimmen, dass eine Minimierung der Betriebskosten (d.h. der Erdgaskosten und der Kosten für Netzstrombezug) erreicht wird.

Das grundsätzliche Konzept für die Regelung des neuen Energiesystems in der Ersinger Straße ist in Bd. 1, Abschnitt A3 (S. 93 ff) beschrieben. Es besteht aus zwei Hauptkomponenten, einem ‚Quartiers-Energiemanagement-System‘ (EMS) für das Gesamt-System, und den jeweiligen Regelungssystemen der Einzel-Anlagen. Das dafür erforderliche Monitoring-Konzept wird ebenfalls in Bd. 1, Abschnitt A4.2 (S. 119 ff) beschrieben.

Wie in Bd. 2 in Abschnitt B2.1 (S. 19) erläutert, wurde die Stromversorgung aufgrund der bestehenden Regulierungsvorgaben (zur Planungszeit 2020) so konzipiert, dass BHKW-Strom lokal (über eigene Stromleitungen) nur für die Wärmepumpen (aber nicht für den Haushaltsstrom) und PV-Strom lokal (über die Hausversorgung) nur zur Deckung von Haushaltsstrombedarf (aber nicht für die Wärmepumpen) eingesetzt wird, wodurch die Freiheitsgrade zur Optimierung des Gesamtsystems reduziert waren.¹²

Im Jahr 2021 wurde im Rahmen einer Master-Arbeit von Nico Voigt [Voigt 2021] eine intelligente Quartiers-steuerung entwickelt und mit einer Simulationsstudie evaluiert. Dazu wurde zunächst das Durlach-Quartier in einer Simulationsumgebung abgebildet. Die thermischen sowie elektrischen Lasten wurden dabei mit Hilfe des Synpro-Lastprofilgenerators anhand der gemessenen Gesamtlast der einzelnen Gebäude nachgebildet. Das Gesamtquartier wurde in drei Subsysteme unterteilt: zwei Systeme, die jeweils als Wärmepumpen-Speicher-Systeme vereinfacht wurden (ES2 und ES4) sowie ein System, das als ein BHKW mit Speicher abgebildet wurde (Nahwärmenetz ES 1,3,5). Die Steuerung der drei Subsysteme wurde dabei über diskrete Befehle im Sinne einer SG-Ready Schnittstelle realisiert.

Im Vorfeld wurden verschiedene Regelalgorithmen recherchiert und für den Anwendungsfall bewertet. Einen Überblick über mögliche Regelalgorithmen gibt die Abb. C6-1. Letztlich wurde das sogenannte Reinforcement Learning (RL) als adäquat für eine Anwendung im hier adressierten Quartier bewertet, da u.a. die Nutzung von mehreren diskreten Ausgangssignalen mit deutlich weniger Rechenaufwand verbunden ist. Dementsprechend kann RL in Domänen, in denen keine kontinuierlichen Steuersignale verwendet werden, deutliche Verringerungen der Rechenzeiten im Betrieb ermöglichen. Insbesondere die Einsparung der Rechenleistung im Vergleich zur modellprädiktiven Regelung MPC spricht für den Einsatz von RL.

¹² Idealerweise würden z.B. die Wärmepumpen im Sommer mit PV-Strom betrieben, d.h. sie müssten tagsüber laufen (und das BHKW abends), sofern die Speicherkapazität das zulässt. Die im Text genannten Vorgaben bedeuten aber, dass die Wärmepumpen (im Sommer) nicht mit dem PV-Strom, sondern mit dem BHKW-Betrieb synchronisiert werden sollten.

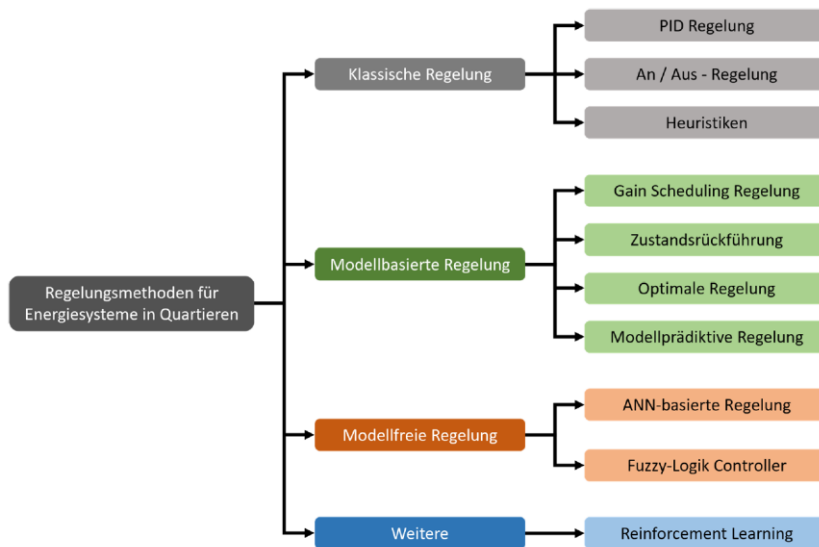


Abb. C6-1: Gliederung von Regelungsalgorithmen nach Han, Meng und Shareef¹³

Laut [Sutton und Barto 2018] bedeutet Reinforcement Learning zu erlernen, welche Handlungen als sinnvoll zu erachten sind. Im Detail geht es darum, aus situativen Gegebenheiten Aktionen abzuleiten, um einen numerischen Erlös zu maximieren. Dem ‚Agenten‘ wird dabei nicht vorgeschrieben, welche Aktionen richtig sind. Vielmehr muss der Agent durch Ausprobieren selbst herausfinden, welche Aktionen den höchsten Erlös zur Folge haben. Dies gelingt ihm durch Interaktion mit seiner Umgebung. Alles außerhalb des Agenten selbst ist strenggenommen als Umgebung definiert. Die Aufgabe des Agenten ist es, Aktionen zu wählen und durch Interaktion zu lernen.

Folgende drei Steuerungskonzepte wurden letztlich in der Simulationsumgebung implementiert:

- **Ohne EMS (rein wärmegeführt)**
Dies entspricht dem Stand ohne übergeordnete Quartiersregelung. Dabei regeln die einzelnen Anlagen sich jeweils selbst auf Basis des Wärmebedarfes des entsprechenden Subsystems.
- **Heuristik (stromgeführte Wärmepumpen)**
Das BHKW wird wärmegeführt geregelt. Die Wärmepumpen erhalten eine Anlaufempfehlung, wenn das BHKW läuft. Dadurch soll möglichst viel BHKW-Strom lokal durch die Wärmepumpen genutzt werden.
- **Forschungsregelung auf Basis eines Reinforcement Learning-Controllers (RL)**
RL ist eine Methode der künstlichen Intelligenz. Dabei wird ein Algorithmus trainiert, um Entscheidungsregeln für ein unbekanntes System zu erlernen. Dieses Training wurde unter Nutzung von Daten, die 2 Monate vor der ausgewerteten Periode gemessen worden waren, durchgeführt.

Zur Bewertung der Steuerungskonzepte wurden zwei Metriken untersucht. Zum einen wurde der wirtschaftliche Rahmen des realen Quartiers möglichst präzise in der Simulationsumgebung nachgebildet. Dabei wurde insbesondere die Trennung des Systems in zwei Kundenanlagen berücksichtigt, wobei eine Anlage den Haushaltsstromverbrauch sowie die PV-Anlagen, die andere Anlage die thermischen Systeme modellierte.

Zum anderen wurde in einer Simulation untersucht, ob die CO₂-Emissionen, die durch den Betrieb des Quartiers verursacht werden, durch eine intelligente Steuerung des Gesamtquartiers reduziert werden können. Neben Emissionsfaktoren des BHKWs und der PV-Anlagen wurden dem Netzstrom Emissionen zugeordnet, die abhängig von der aktuellen Zusammensetzung des Strommixes im deutschen Verbundnetz sind.

¹³ Vgl. [Han 2018, Shareef et al. 2018, Meng et al. 2016]

In der Simulation des wirtschaftlich optimierten Systems zeigte sich, dass die stromgeführte Regelung des BHKW das Optimum realisiert. Durch diese Regelung ergibt sich ein hoher Eigenverbrauchsanteil des BHKW-Stroms, sodass Betriebskosten für Strombezug eingespart werden.

Im Szenario des CO₂-optimierten Betriebs konnte gezeigt werden, dass die so ermittelten Emissionen durch die RL-Steuerung minimiert wurden. Dies geschieht, indem residuale PV-Erzeugung zur Wärmeerzeugung verwendet wird. Der BHKW-Strom ersetzt dann Netz-Strom, der meist höhere spezifische Emissionen hat.

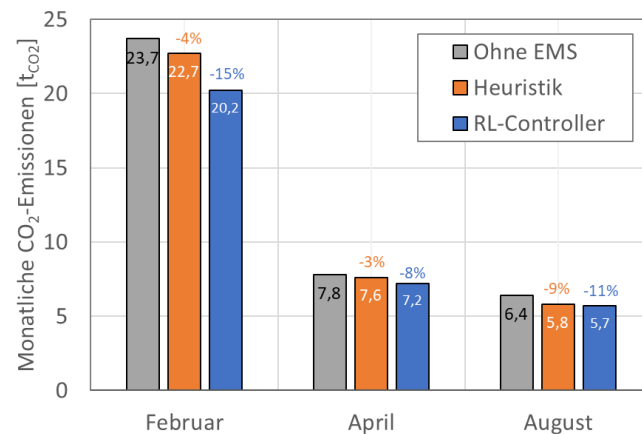


Abb. C6-2: Benchmark der drei Steuerungsansätze in Bezug auf CO₂-Emissionen für die Monate Februar, April, August

Aus der Studie von [Voigt 2021] wurden im Jahr 2022 konkrete Schritte für die Implementierung der Quartiersregelung abgeleitet: zunächst sollten die regelbasierte BHKW-stromgeführte Regelung implementiert werden. Dies konnte jedoch erst erfolgen, nachdem der unkoordinierte Betrieb der Einzelanlagen eingeregelt und über einige Wochen vermessen wurde. Mit Hilfe dieser Messungen sollte dann die regelbasierte Quartiersteuerung parametrisiert und umgesetzt werden.

Gemäß Messungen weist das BHKW-Modul (50 kW_{el}) unterhalb einer Außen-Temperatur von ca. +8 °C längere durchgehende Betriebszeiten auf. Da die Wärmepumpen (Strom-Leistungsbedarf ca. 13 + 13 = 26 kW_{el}) ihren Strom möglichst nicht aus dem Netz, sondern vom BHKW beziehen sollen, war es erforderlich, deren Betrieb mit dem BHKW-Betrieb zu synchronisieren. Dies sollte im Winter mit den dann langen Laufzeiten kein Problem darstellen, in der Übergangszeit und insbesondere im Sommer allerdings schon. Eine perfekte Synchronisierung des Betriebs konnte jedoch noch nicht erreicht werden. Im Sommerbetrieb bezogen die beiden WP-Systeme bisher nur etwa 40 % des Stroms vom BHKW, die restlichen 60 % wurden aus dem öffentlichen Stromnetz bezogen.

Nach einem erfolgreichen Test für die Übertragung der Freigabeempfehlung (Anlaufempfehlung) über die SG-Ready Schnittstelle) im Sommer 2022 sollte im Herbst 2022 eine regelbasierte Basis-Steuerung implementiert werden, die die Wärmepumpe anfordert, wenn das BHKW läuft und Speicherkapazität im WP-System vorhanden ist:

„Wenn BHKW an UND MEA_T_STOH1_BOT < 55 °C:

Anforderung WP ES4 auf Stufe 1 (kleine Wärmepumpe, 5.9 kW_{el})“

Die Firma enisyst hat eine solche Regelung implementiert und die Wärmepumpe wird über die SG-Ready Schnittstelle angesteuert. Zum Ende des Projektes wurde ein regelbasiertes Energiemanagement umgesetzt. Wenn ein BHKW-Modul in Betrieb ist, werden über ein SG-Ready Signal die Wärmepumpen in der Ersinger Str. 4 angefordert. Je nach Betriebszustand setzt die Viessmann-Regelung diesen Anforderungsbefehl um. Das SG-Ready Signal wird erfolgreich gesendet und

empfangen, allerdings geht die Wärmepumpe in den meisten Fällen trotzdem nicht in Betrieb, da die Wärmespeicher auf Grund der hohen Temperatur-Soll-Werte bereits hohe Temperaturen aufweisen.

Die Harmonisierung des Betriebs wird erst dann effektiv sein, wenn das Speichermanagement der Wärmepumpen selbst optimiert ist. Wie im Kapitel C2 (Auswertung der Monitoring-Daten) ausführlich beschrieben wird, besteht sowohl beim der PVT- als auch beim MQ-Wärmepumpensystem noch signifikanter Optimierungsbedarf beim Wärmeerzeugereinsatz in Kombination mit einem verbesserten Speichermanagement, um letztlich auch Puffer für den simultanen Betrieb mit dem BHKW vorzuhalten. Die erforderlichen Betriebsoptimierungen werden detailliert in SQ-Durlach II untersucht.

C7 Wirtschaftlichkeitsanalyse:

Gesamt-Quartiers-Ergebnis 2023 und WP-Vergleich

C7.1 Wirtschaftlichkeit des Quartierskonzeptes mit den Messdaten 2023

Eine detaillierte Wirtschaftlichkeits-Analyse für das Quartiers-Energiesystem auf der Basis der realen Investitionskosten und den Energieflüssen aus der ISE-Simulation wurde bereits in Bd. 2, Kap. B3, Seite 48 bis 69 durchgeführt, inklusive verschiedener Energiepreis-Szenarien sowie unter Berücksichtigung verschiedener Vorgaben zur Bewertung der Eigenstromerzeugung und zur Entwicklung der CO₂-Steuer. Es zeigte sich insbesondere die starke Abhängigkeit der System-Wärmegestehungskosten (also der Kosten des *Gesamt-Quartiers-Energiesystems* mit BHKW, Wärmepumpen, SL-Kessel und PV-Anlagen) von der Höhe der Strompreise bzw. Stromvergütung und dem Umfang der Eigenstromnutzung, der sich auf die effektiven Stromkosten der Wärmepumpen auswirkt. Wesentliches Ergebnis war, dass – mit den Daten der ISE-Simulation – bei einem konservativen Ansatz zur Energiepreis-Entwicklung und hohen CO₂-Steuern (> 60 €/t CO₂) das Energiesystem des ‚Quartiers Durlach‘ im Vergleich zu konventionellen Gas-Zentralheizungen trotz der hohen Investitionskosten vergleichbare Wärmegestehungskosten aufweist, bei einem Einspar-Potenzial der CO₂-Emissionen von über 50 %.¹⁴

Um einen Vergleich der ISE-Simulation mit den nunmehr für Bd. 3 vorliegenden Messergebnissen 2023 vorzunehmen, sollen hier die Wärmegestehungskosten des Gesamtquartiers mit den in Bd. 2 angesetzten energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen des Jahres 2021, jedoch ohne CO₂-Steuer, verglichen werden, wobei bei den Messergebnissen 2023 die Waterkotte-Wärmepumpe auf ein Jahr ‚hochgerechnet‘ wurde, um die Vergleichsbasis zu verbessern.¹⁵

Die Wärmegestehungskosten ergeben sich aus den *Jahreskosten der Wärmeversorgung*, die sich zusammensetzen aus den

- Investitionskosten¹⁶, den
- Wartungs- und Instandhaltungskosten sowie den
- Kosten für den Gasbezug und dem
- ‚Stromergebnis‘ (Netzbezugskosten minus Stromgutschriften).

Dies ergibt folgende Formel für die Wärmegestehungskosten:

$$(C7.1) \quad K_Q = I_{Sys} \cdot ann + W + K_{Gas} + S_{Erg} \quad \text{€/a netto,}$$

mit

- K_Q ... Jahreskosten der Nutzwärmebereitstellung frei Heizzentrale (€/a netto)
- I_{Sys} ... Investitionskosten des Energiesystems (hier:¹⁷ $I_{Sys} = 1,58 \text{ Mio. € netto}$)
- ann ... Annuität (hier: $p = 2 \%$, Abschreibungszeit 20 Jahre $\Rightarrow ann = 0,0612$)
- W ... Wartungskosten, inklusive-BHKW-Wartungskosten
- K_{Gas} ... Kosten für den Gasbezug (BHKW plus Spitzenlastkessel)
- S_{Erg} ... Stromergebnis (Netzbezugskosten minus Vergütung für Stromrückspeisung).

Die *Festkosten* (Annuität plus Wartungskosten: $I_{Sys} \cdot ann + W$ betragen laut Bd. 2, S. 52: **126.605 €**.

¹⁴ Da aufgrund der Projekt-Verzögerungen noch keine vollständigen Jahres-Monitoring-Daten für das voll funktionsfähige Energiesystem vorlagen, basierten diese Aussagen in Bd. 2 auf den Ergebnissen der Systemsimulationsrechnungen von Fraunhofer ISE aus Phase 1 des Vorhabens.

¹⁵ Der Unterschied in der PV-Leistung (200 kW_p bzw. 93 kW_p), wurde nicht geändert.

¹⁶ Hier ohne Berücksichtigung von Förderungen.

¹⁷ Aus: Bd. 2, S. 52, Tab. B3.4-1.

Für den Brennstoffeinsatz, mit dem in Bd. 2 Kap. B3 für 2021 angesetzten Gaspreis von $p_{Gas} = 5$ ct/kWh_{Hu} netto, erhält man folgende *Gaskosten* K_{Gas} (unter Berücksichtigung des Abzugs der Mineralölsteuer vom Gaspreis für das BHKW):

		ISE-Simulation	gemessen, mit Warkotte-WP-Hochrechnung
BS_{KS}	MWh _{Hu}	100	129
BS_B	MWh _{Hu}	1.069	1.124
BS_{ges}	MWh _{Hu}	1.169	1.253
Gaskosten K_{Gas}	€	51.918	55.782

Tab. C7.1-1: Berechnung des Gaskosten K_{Gas} für die ISE-Simulation bzw. für die Messwerte 2023 (mit Hochrechnung der Warkotte-Wärmepumpe auf ein Jahr).

Für das *Stromergebnis* wurden ebenfalls die energiewirtschaftlichen Vorgaben aus Bd. 2 für 2021 übernommen (die heute nicht mehr aktuell sind, beispielsweise ist die 2021 noch geltende EEG-Umlage für den PV-Strom weggefallen):

Tab. C7-1: Regulierung von BHKW- bzw. PV-Strom, Stand 2021, und resultierende Strombewertung (Spalte ganz rechts).

(1) Regulierungsvorgaben BHKW-Strom, Stand 2021 (ct/kWh_{el} netto):

	KWK-Bonus ¹⁸	'übl. Preis'	EEG-Umlage	Stromtarif	sonst. Abgaben	Summe
Eigenverbrauch (Wärmepumpen, Hilfsstrom)	8	-	0	-	0	8,00
Stromabgabe an Endverbraucher (Haushalte, Volkswohnung)	8	-	-6	25	0	27,00
Netzurückspeisung	16	9,65 ¹⁹	0	-	-	25,65

(2) Regulierungsvorgaben PV-Strom, Stand 2021 (ct/kWh_{el}):

	EEG-Vergütung	EEG-Umlage	Stromtarif	sonst. Abgaben	Summe
Eigenverbrauch (Wärmepumpen, Hilfsstrom)	-	-2,4	-	0	-2,40
Stromabgabe an Endverbraucher (Haushalte, Volkswohnung)	-	-6	25	0	19,00
Netzurückspeisung	6,6	-	-	-	6,60

¹⁸ Der KWK-Bonus gilt für maximal 30.000 Volllast-Betriebsstunden des BHKW.

¹⁹ Mittelwert der 4 Quartale 2021 {4.96, 6.03, 9.71, 17.90} ct/kWh_{el}.

Aus diesen Vorgaben folgt die ‚**Strombewertungs-Matrix**‘ für den erzeugten Strom (**2021**):

Tab. C7-2: Resultierende Strombewertungen der verschiedenen möglichen Stromflüsse, Stand **2021**, in ct/kWh_{el} netto. (Negative Zahlen bedeuten Kosten für den Contractor.)

	Eigen- nutzung ct/kWh _{el}	Abgabe an HH ct/kWh _{el}	Netzrück- speisung ct/kWh _{el}
BHKW:	8	27	25,65
PV:	-2,40	19	6,60
Netzbezug:	-25	-25	-
Stromverkauf von Netzstrom:	-	25	-

Die Stromflüsse für die ISE-Simulation bzw. die Messung 2023 (Waterkotte-WP auf 1 Jahr hochgerechnet) sind wie folgt (s. Kap. C3):

Tab. C7-3: Stromfluss-Matrix nach ISE-Simulation (oben) und entsprechend Messung 2023 (Waterkotte-Wärmepumpe auf ein Jahr hochgerechnet).

	Eigen- nutzung MWh _{el} /a	Abgabe an HH MWh _{el} /a	Netzrück- speisung MWh _{el} /a	Summe MWh _{el} /a
BHKW:	84	126	143	353
PV:	22	66	112	200
Netzbezug:	14	130	0	144
Stromverkauf von Netzstrom:		130		
Summe:	120	322	255	

	Eigen- nutzung MWh _{el} /a	Abgabe an HH MWh _{el} /a	Netzrück- speisung MWh _{el} /a	Summe MWh _{el} /a
BHKW:	60	124	123	307
PV:	4	81	0	85
Netzbezug:	21	57		78
Stromverkauf von Netzstrom:		57		
Summe:	85	262	123	

Mit der (veralteten) Strombewertungsmatrix (oben) und diesen Stromflüssen erhält man folgendes ‚**Stromergebnis**‘ **S_{Erg}** (negativ, weil nicht Kosten, sondern *Einnahmen*):

ISE-Simulation: - **93.324 € netto**

Messwerte 2023, Waterkotte-WP (hochgerechnet auf 1 Jahr): - **98.124 €**

Das **Stromergebnis 2023** ist deshalb günstiger als das Stromergebnis in der ISE-Simulation, weil wegen des in 2023 niedrigeren Haushalts-Stromverbrauchs durch den Contractor insgesamt weniger Netzstrom bezogen werden musste. Dies kompensiert in etwa die höheren Gaskosten.

Daraus ergeben sich folgende Kostenstruktur bzw. Wärmegestehungskosten:

Tab. C7-4: Berechnung der Gaskosten K_{Gas} für die ISE-Simulation bzw. für die Messwerte 2023 (mit Hochrechnung der Waterkotte-Wärmepumpe auf ein Jahr), mit den energiewirtschaftlichen Daten des Jahres 2021 (Bd. 2, Kap. B3), ohne CO₂-Steuer.²⁰

		ISE-Simulation	Waterkotte-WP - Hochrechnung
Festkosten	€/a	126.605	126.605
Gaskosten	€/a	51.918	55.782
Stromergebnis	€/a	- 93.324	- 98.124
Jahres-Wärmekosten	€/a	85.199	84.264
Wärmeerzeugung	MWh _{th} /a	952	960
Wärmegestehungskosten	€/MWh _{th}	89,5	87,8

In der ISE-Simulation wurden die Verteilungsverluste vernachlässigt. In den Messungen 2023 wurden diese mit 122 MWh/a explizit ausgewiesen. Bezieht man die Jahreskosten in Tab. C7-4 auf den Nutzwärmeverbrauch in den 5 MFH, gemessen in 2023 ($Q_a = 838 \text{ MWh}_{th}$), so erhält man Wärmegestehungskosten (Messwerte 2023) in Höhe von **100,5 €/MWh_{th}** (ohne CO₂-Steuer).

C7.2 Wirtschaftlichkeitsvergleich der beiden Wärmepumpenkonzepte

Berechnungsmethode

In Kap. B3 von Bd. 2 wurden die Stromgestehungskosten eines BHKW als Funktion des Gaspreises berechnet, um abzuschätzen, inwieweit der Betrieb eines BHKW im Quartier die effektiven Stromkosten der Wärmepumpen verringert. Die Wärmegestehungskosten der Wärmepumpen *für sich alleine* wurden dort nicht gesondert analysiert. Dies soll hier auf der Grundlage der realen Kosten im SQ Durlach – Projekt erfolgen.

Die Wärmegestehungskosten der Wärmepumpe (€/MWh_{th}) ergeben sich aus den Gesamt-Jahreskosten des Energiesystems (GL-Wärmepumpe plus SL-Kessel), bestehend aus Festkosten (Kapitaldienst plus Wartungs- und Instandhaltungskosten), Kosten für Strombezug und Kosten für Gasbezug (des SL-Kessels), dividiert durch die Jahres-Nutzwärmeerzeugung, Q_a (MWh_{th}/a) des WP-Energiesystems, s. Formel (C7.1). Für die Jahres-Nutzwärmeverbräuche der beiden von den Wärmepumpen versorgten MFH wird der Durchschnitt der gemessenen Verbräuche (Heizen plus TWW) in 2011 – 2017 (Bd. 1, Kap. A1.3) angesetzt, um die beiden verschiedenen Wärmepumpenkonzepte vergleichen zu können: $Q_a = 187 \text{ MWh}_{th}/a$ bzw. 86 kWh_{th}/(m²a).

$$(C7.2) \quad WGK = [I_{ESY} \cdot (a + w) + K_{el} + K_{Gas}] / Q_a \quad \text{€/MWh}_{th}$$

Dabei sind

- I_{ESY} ... die Investitionskosten des gesamten WP-Energiesystems (€ netto)
 - a ... Annuität (hier berechnet mit einem kalkulatorischen Zinssatz von 2,5 % und einer Abschreibungszeit von 15 Jahren: $a = 0,081$)
 - w ... Wartungs- und Instandhaltungskosten in Prozent der Investition (hier $w = 1,5 \%$)
 - K_{el} ... Jahres-Stromkosten der Wärmepumpe (€/a): $K_{el} = Q_{a_WP} \cdot p_{el} / JAZ$
- mit

²⁰ Zur Ermittlung der nutzwärmebedingten CO₂-Steuer siehe Kap. C3.

Q_{a_WP} ... Anteil der Wärmepumpe an der Jahres-Nutzwärmeerzeugung Q_a des Energiesystems,
JAZ ... Jahres-Arbeitszahl der Wärmepumpe, und
 p_{el} ... gewichteter mittlerer Strompreis des von der Wärmepumpe verbrauchten Strom-Mix (€/MWh_{el} netto) sowie
 K_{Gas} ... Jahres-Gaskosten des SL-Kessels (€/a): $K_{Gas} = Q_{a_KS} \cdot p_{Gas} / \eta_{KS}$,
mit
 Q_{a_KS} ... Anteil des Heizkessels (= $Q_a - Q_{a_WP}$) an der Jahres-Nutzwärmeerzeugung Q_a des Energiesystems,
 η_{KS} ... Jahresnutzungsgrad des SL-Kessels, hier mit $\eta_{KS} = 0,85$ angesetzt, und
 p_{Gas} ... Gaspreis (€/MWh_{Hu} netto).

Die benötigten Berechnungsdaten (Investitionskosten, JAZ, Q_{a_WP} etc.) werden aus den konkreten Projektdaten übernommen.

C7.3 Investitionskosten

Die beiden Wärmepumpen in der Ersinger Straße 4 (Mehrquellen-Wärmepumpe, Fa. Viessmann) bzw. Ersinger Straße 2 (PVT-Wärmepumpe, Fa. Waterkotte/Consolar) werden gesondert mit ihren zugehörigen Daten (Kosten, Energiebilanz) analysiert:²¹

C7.3.1 Kostenstruktur Mehrquellen-Wärmepumpe

Die Gesamt-Systemkosten dieser Anlage lagen bei **260.000 € netto**. Bezogen auf den Nenn-Wärmeleistungsbedarf des versorgten MFH von 95 kW_{th} entspricht dies spezifischen Anlagenkosten in Höhe von **2.734 €/kW_{th}**.²² Abb. C7-1 zeigt eine Aufteilung dieser Kosten auf die einzelnen Anlagenkomponenten, wobei die Planungskosten mit einem Viertel der gesamten Planungskosten für das SQ KA-Durlach angesetzt wurden.²³

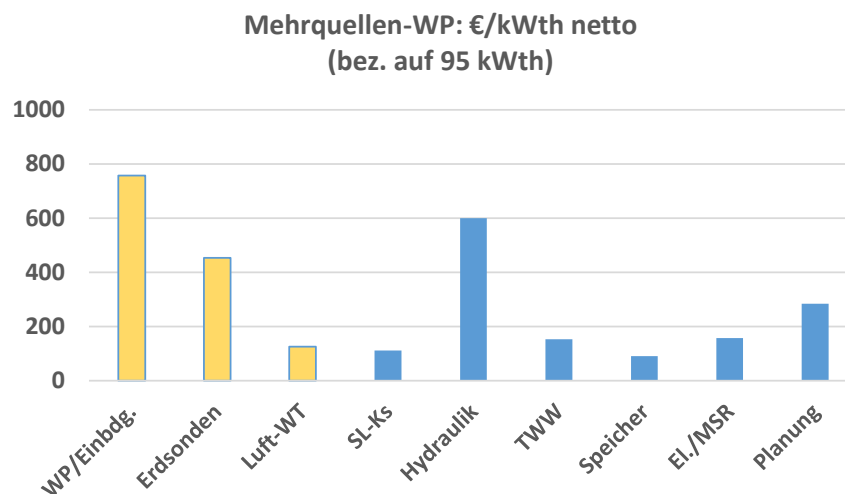


Abb. C7-1: Beiträge der einzelnen Komponenten des Energiesystems in der Ersinger Straße 4 (Mehrquellen-WP plus SL-Kessel), in €/kW_{th}, bezogen auf die Nenn-Wärmeleistung des MFH von 95 kW_{th} (Stand 2020). Die drei gelben Balken (links) sind direkt der Wärmepumpe (inkl. hydraulische Einbindung und Wärmequellen: Erdsonden, 18 x 18 = 324 m und Tisch-Luftkühler) zuzuordnen.

²¹ Detaillierte Kostenangaben der Anlagen siehe Bd. 2, Kap. B3.4.

²² Ein Bezug auf die Wärmeleistung der Wärmepumpe ist hier nicht sinnvoll, weil diese Leistung, je nach Betriebsbedingungen, stark unterschiedlich ist.

²³ Weitere Aufschlüsselung siehe Bd. 2, Kap. B3.

C7.3.2 Kostenstruktur PVT-Wärmepumpe

Diese Anlage weist infolge der hohen Kosten der PVT-Anlage, verglichen mit der Mehrquellen-WP, deutlich höhere Kosten auf. Die hier eingesetzte PVT-Anlage der Fa. Consolar, Lörrach, enthält ‚konventionelle‘ PV-Module (34,5 kW_p, 202 m²), an denen unten ein Luft-Sole-Wärmetauscher montiert ist, der von Luft durchströmt wird und der neben dem Wärmeinhalt der Außenluft tagsüber – bei Sonneneinstrahlung – zusätzlich ‚Abwärme‘ der PV-Module erhält. Dadurch werden die PV-Module von unten gekühlt und die Sole-Temperatur erhöht.²⁴ Die Gesamtkosten dieses Energiesystems liegen bei **310.000 € netto**. Hier sind die Kosten der PV-Module, die ansonsten gesondert installiert worden wären, abgezogen (kalkuliert mit 1.500 €/kW_p netto). Die Aufschlüsselung dieser Kosten zeigt Abb. C7-2.

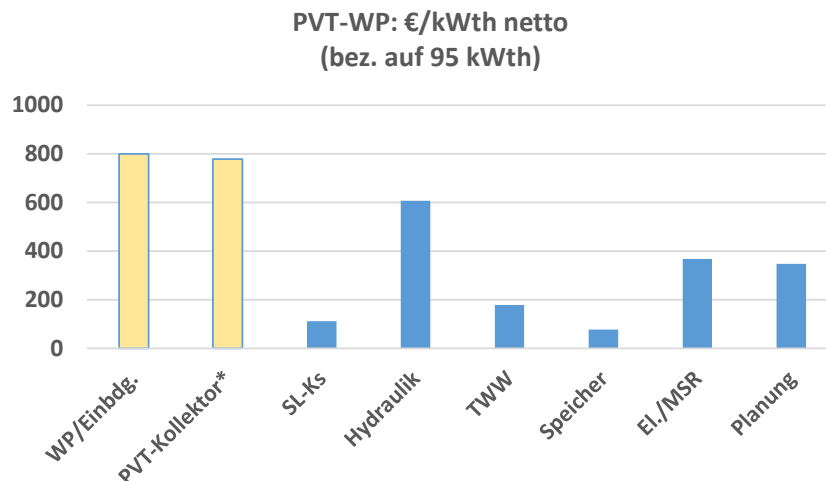


Abb. C7-2: Beiträge der einzelnen Komponenten des Energiesystems in der Ersinger Straße 2 (PVT-WP plus SL-Kessel), in €/kWth, bezogen auf die Nenn-Wärmeleistung des MFH von 95 kWth (Stand 2020). Die beiden gelben Balken links sind direkt der Wärmepumpe inkl. hydraulischer Einbindung und PVT-Kollektor, 202 m² Kollektorfläche (abzüglich PV-Kosten) zuzuordnen.

C7.4 Energiepreise

Die weitere Entwicklung der Gas- und Strompreise ist unsicher. In Bd. 2, Kap. B3 wurden mehrere Preis- bzw. CO₂-Steuer-Szenarien analysiert: ‚reale Preise‘ von 2021, ‚mäßige‘ Preiserhöhungen und ‚starke‘ Preiserhöhungen (siehe auch Veröffentlichung in der Zeitschrift für Energiewirtschaft - ZfE²⁵). Für die Berechnung der WP-Wärmegestehungskosten ist u.a. der ‚effektive‘ Strompreis ausschlaggebend, d.h. der Strompreis, der sich aus einer Mischung von Netzbezug und Nutzung von eigenerzeugtem Strom (BHKW, PV) für die Wärmepumpen ergibt. Der Gaspreis betrifft den Betrieb des SL-Kessels und wirkt sich nur wenig auf die Wärmegestehungskosten aus. Allerdings gibt es eine indirekte Wirkung, wenn die Wärmepumpen Strom des (gasbetriebenen) BHKW nützen. Dies wurde ebenfalls in Bd. 2, Abschnitt B3.13 untersucht, mit dem Ergebnis, dass für Gaspreise im

²⁴ Die WP-Regelung begrenzt dies allerdings auf maximal 18 °C Vorlauf-Temperatur der Sole (in den Verdampfer), um den Kältemitteldruck zu begrenzen, was den Solar-Energiegewinn für die WP im Sommer limitiert.

²⁵ Jank, R., M. Lämmle und M. Rink, ‚Wirtschaftlichkeitsbetrachtung eines smarten Energiekonzepts mit Wärmepumpe, BHKW und PV für ein Bestandsquartier in Karlsruhe‘, ZfE 3 36 (2023).

Bereich von 5 bis 15 ct/kWh_{Hu} die Stromgestehungskosten des BHKW (50 kW_{el}) bei etwa 10 bis 20 ct/kWh_{el} (netto) liegen.

Die Wärmegestehungskosten der Wärmepumpen in der Ersinger Straße 4 bzw. 2 werden hier mit einem aktuell plausiblen Szenario für den Gaspreis, nämlich 12 ct/kWh_{Hu} bzw. mit einer CO₂-Steuer von 45 €/t CO₂ berechnet. Zur Bestimmung der Abhängigkeit vom Strompreis wird dieser als Variable angesetzt, d.h. die Wärmegestehungskosten werden hier als Funktion des Strompreises der Wärmepumpen berechnet.

C7.5 Jahresarbeitszahlen und GL-Anteil an Q_a

Im Rahmen der System-Simulation durch Fraunhofer ISE zu Beginn des Projektes ergaben sich Jahresarbeitszahlen für die *Mehrquellen-WP* (Ersinger Straße 4) von 3,48 und für die *PVT-WP* (Ersinger Straße 2) von 3,16. Die Mehrquellen-WP ist seit ca. 1,5 Jahren in Betrieb und wird im Rahmen des laufenden Monitorings (SQ Durlach II) weiter optimiert. Die Monatswerte der aus den Messdaten errechneten Arbeitszahlen von März 2022 bis Februar 2023 zeigt die folgende Abbildung:

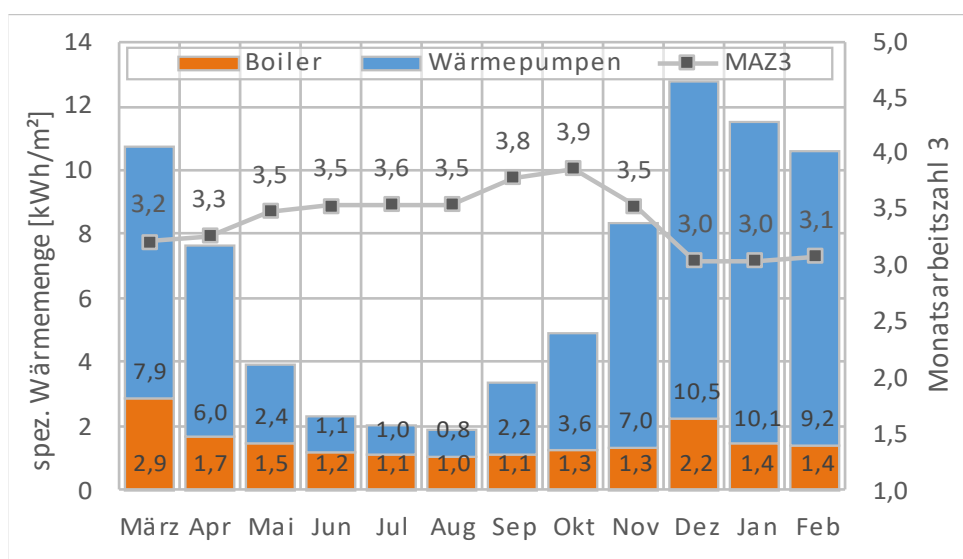


Abb. C7-3: Monats-Arbeitszahlen 3/2022 bis 2/2023 der *Mehrquellen-WP* (Ersinger Straße 4) sowie Anteile der Wärmepumpe bzw. des SL-Kessels an der monatlichen Nutzwärmebedarfsdeckung (kWth/m²). Angegeben ist die ‚MAZ 3‘, d.h. die Monats-Arbeitszahl berechnet unter Berücksichtigung des Strombedarfs des Verdichters und der Umwälzpumpen auf der kalten und heißen Seite der Wärmepumpe (aber nicht des Heizstabs im Speicher (der hier Null Strombedarf hatte) und sonstiger Hilfsstrombedarf im Energiesystem) für die Erzeugung der Nutzwärme durch die Wärmepumpe (Heizung und TWW).

Der Anteil der Wärmepumpen an Q_a lag im Untersuchungszeitraum bei $A_{MQWP} = 77\%$. Die gewichtete Jahresarbeitszahl betrug $JAZ_{MQ} = 3,25$.²⁶

Die *PVT-Wärmepumpe* ist seit Juli 2023 in Betrieb und hatte infolge der warmen Witterung bis Ende Oktober 2023 nahezu ausschließlich TWW-Betrieb mit nahezu keinem Kessel-Anteil. In diesem Zeitraum lagen die Monats-Arbeitszahlen konstant bei 3,2. In der bevorstehenden Heizperiode werden die Verdampfungs-Temperaturen deutlich sinken, weil sich der PVT-Wärmetauscher dann nicht sehr von einem herkömmlichen Außenluft-Wärmetauscher unterscheiden wird, andererseits wird die mittlere Kondensator-Temperatur ebenfalls sinken, weil die Vorlauf-Temperatur für den

²⁶ An weiteren Verbesserungen der Jahresarbeitszahl und des Anteils der Wärmepumpe an Q_a wird im Rahmen der weiterlaufenden Optimierungsphase (SQ Durlach II) gearbeitet.

Heizkreis etwa im Bereich von 50 bis 55 °C gefahren wird und nur das TWW mit ca. 65 °C bereitgestellt werden muss. Im Vorgriff auf noch zu messende Daten ab November 2023, im Rahmen der Projektfortsetzung in SQ Durlach II, wird hier die Jahresarbeitszahl JAZ3 der PVT-Wärmepumpe auf $JAZ_{PVT} = 2,82$ abgeschätzt. Der Anteil der PVT-WP an Q_a wird auf $A_{PVTWP} = 85\%$ geschätzt.

C7.6 Wärmegestehungskosten: Ergebnisse

Mit diesen Angaben können die Wärmegestehungskosten der beiden Wärmepumpen-Systeme nach Formel (C7.2) berechnet werden, wobei der Strompreis der Wärmepumpen als Variable (hier: p_{el} von 10 bis 45 ct/kWh_{el}) angesetzt wird. Dies führt auf folgende Wärmegestehungskosten:

(1) Mehrquellen-Wärmepumpe, Ersinger Straße 4:

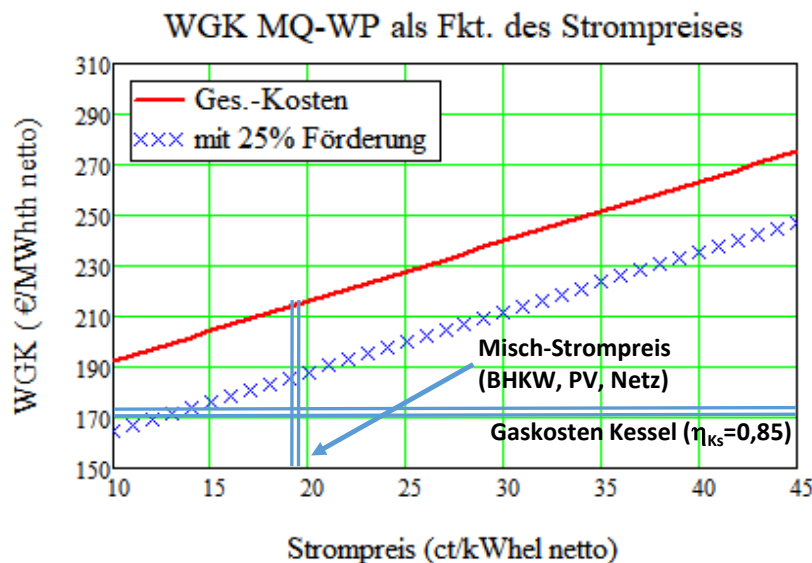


Abb. C7-4: Wärmegestehungskosten der Mehrquellen-WP inkl. SL-Kessel mit den im Text genannten Berechnungsdaten, als Funktion des Strompreises der Wärmepumpe, Gaspreis 12 ct/kWh_{Hu}, CO₂-Steuer 45 €/t CO₂²⁷ (rote Linie). Die Linie mit den Kreuzchen ergibt sich, wenn die Investitionskosten der Wärmepumpe mit 25 % gefördert werden.

Mit eingezeichnet:

vertikale Doppel-Linie: effektiver Strompreismix aus

BHKW-Strom, 50 %, 17,5 ct/kWh_{el};

PV-Strom: 30 %, 10,0 ct/kWh_{el};

Netzbezug: 20 %, 37,5 ct/kWh_{el}

horizontale Doppel-Linie: Wärmegestehungskosten mit Gaskessel (nur Gaskosten)

²⁷ Entspricht einem Preisaufschlag für Erdgas von $45 \cdot 0,244 = 11$ €/MWh_{Hu}.

(2) Mehrquellen-Wärmepumpe, Ersinger Straße 4:

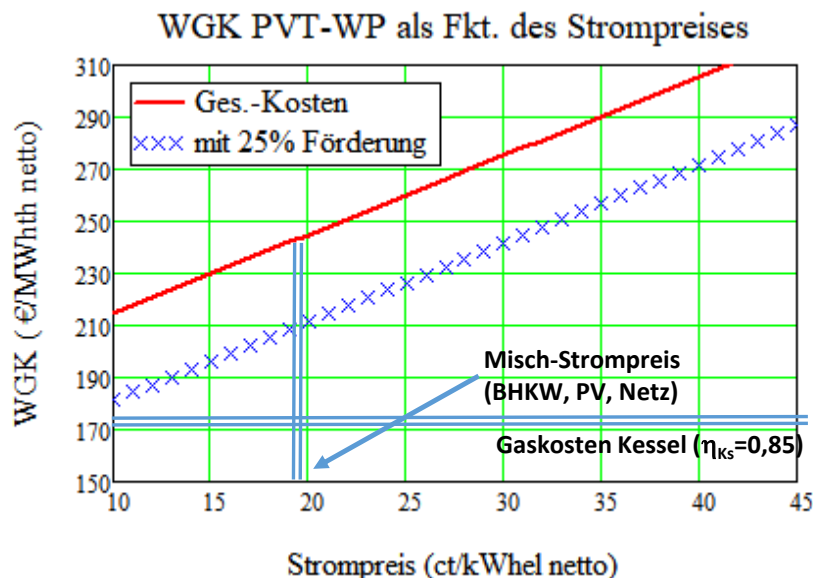


Abb. C7-5: Wärmegestehungskosten der PVT-WP inkl. SL-Kessel mit den im Text genannten Berechnungsdaten, als Funktion des Strompreises der Wärmepumpe. Die Bedeutung der Linien ist identisch mit denen von Abb. C7.6-1.

Das Ergebnis zeigt, dass sowohl die Mehrquellen-WP (spezifische Systemkosten **2.735 €/kW_{th netto}**) als auch die PVT-Wärmepumpe (spezifische Systemkosten **3.272 €/kW_{th netto}**²⁸) mit reinem Netzstrombezug (mit Strompreisen jenseits von 30 ct/kWh_{el}) weit außerhalb der Wirtschaftlichkeit liegen. Die Wärmepumpen benötigen daher auf jeden Fall eine kosteneffiziente Eigenstromerzeugung, z.B. im Mix mit BHKW und PV, um, zusammen mit einer Förderung, in den Bereich der Wirtschaftlichkeit zu kommen. Der Vergleich der beiden Wärmepumpen-Konzepte zeigt, dass die PVT-Wärmepumpe nochmals um über 10 % höhere Wärmegestehungskosten als die Mehrquellen-WP aufweist.

C7.7 Diskussion der Ergebnisse

Die Wärmegestehungskosten der Wärmepumpen für sich alleine sind demnach bei diesen Anlagen – mit über 200 €/MWh_{th} selbst bei Förderung – zu hoch. Bei Betrachtung des *Gesamt-Energiesystems für das Quartier* ‚SQ Durlach‘ werden diese höheren Kosten durch die günstigen Kosten des BHKW und der PV-Anlagen jedoch wieder kompensiert, siehe Bd. 2, Kap. B3 sowie Abschnitt C7.1 und die Veröffentlichung von Jank et al. in der ZfE.²⁹ Dort wird gezeigt, dass das Quartierskonzept *insgesamt*, zusammen mit der erhaltenen Förderung und infolge der absehbar weiter steigenden Preise und CO₂-Steuern der fossilen Energien, für den Betreiber, auch im Hinblick auf die nutzbaren Erkenntnisse für Folgeprojekte, wirtschaftlich vertretbar sein kann.

²⁸ Die Angaben zu den spezifischen Leistungskosten (€/kW_{th}) beziehen sich auf die Nennleistung der versorgten MFH, hier 95 kW_{th} (Heizung plus TWW).

²⁹ Jank, R., M. Lämmle und M. Rink, „Wirtschaftlichkeitsbetrachtung für ein ‚Smartes Energiekonzept‘ mit BHKW, PV und Wärmepumpen‘ ZfE 47 36-51 (2023).

Gibt es ‚Schrauben‘ zur Verringerung der Wärmegestehungskosten der Wärmepumpen-Anlagen?

- (1) Die o.g. Jahresarbeitszahlen der beiden Anlagen können durch Optimierung der Nutzwärme-Temperaturen sowie Verbesserung der Speicherausnutzung und Reduzierung der Schalthäufigkeit verbessert werden (siehe Kap. C4). Dies ist die Aufgabenstellung für die Optimierung im Rahmen des weitergeführten F&E-Projekts SQ Durlach II.
- (2) Die aufgrund der TrinkwVO vorgegebenen Temperaturen zur Bereitstellung des TWW sind für Wärmepumpen mit geeignetem Kältemittel, etwa Propan, erreichbar, wirken sich aber negativ auf die Jahresarbeitszahl aus. Da Messungen gezeigt haben, dass Legionellen ab 48 °C nicht mehr zunehmen, könnte man die Legionellenvorsorge-Temperatur in Übereinstimmung mit der Hygienekommission und bei verstärkter Anlagenüberwachung um ca. 5 K reduzieren. Durch weitere geeignete Maßnahmen zur Legionellenvorsorge, etwa Ultrafilter, könnte die Temperatur zur Erzeugung von TWW um 10 K und mehr reduziert werden, was die Jahresarbeitszahl erheblich verbessern würde bzw. den Deckungsbeitrag des Gaskessels zur TWE verringern. Hier müssen (für SQ Durlach II) die Ergebnisse aktueller F&E-Vorhaben abgewartet werden (z.B. Ultra-F-Projekt).
- (3) Der Anteil des SL-Kessels an der Jahres-Wärmeerzeugung kann durch verbesserte Regelung reduziert werden.
- (4) Der Anteil an (teurem) Netzstrom-Bezug an von den Wärmepumpen verbrauchten Strom kann durch ein verbessertes Quartiers-Energiemanagementsystem (verbessertes Temperatur- bzw. Speichermanagement, systematische Synchronisierung von BHKW- und WP-Betrieb) reduziert werden.
- (5) Die in diesem Projekt aufgetretenen Gesamtkosten waren viel höher als ursprünglich erwartet: Im Vergleich zu den in der Vorplanung angesetzten Investitionskosten ergab sich in der Realität eine deutliche Kostenerhöhung etwa um den Faktor 1,8. Dabei waren die Kostenschätzungen bei ‚Standardkomponenten‘ (BHKW, PV, NW-Leitungen) sehr realistisch, bei den Wärmepumpen selbst ebenfalls. Allerdings ergaben sich erhebliche Unterschiede bei den ‚Zubehör-Kosten‘ (hydraulische Einbindung, Regelung, Armaturen, Speicher, Elektro etc.) sowie PVT-Anlage und Erdsonden. Die ‚Zubehör-Kosten‘ hatten etwa denselben Kostenumfang wie die eigentlichen Wärmepumpen.

Besonders auffällig waren die Mehrkosten im Bereich ‚technischer Ausbau‘ (also i.W. die Hydraulik in den Heizzentralen plus zugehörige Komponenten) sowie die Kosten der Mess- und Regeltechnik (MSR), ferner auch die Kosten der Erdsonden und die Planungskosten (infolge der Anlagenkomplexität nicht unberechtigt). Kostentreiber waren somit Komponenten, die stark von den lokalen Gegebenheiten abhängen. Dazu kamen Kostenerhöhungen, die mit vorhandenen (bzw. nicht vorhandenen) Kapazitäten der Fachfirmen zusammenhingen, etwa bei den Bohrfirmen für die Erdsonden, ferner durch Verzögerungen infolge der Corona-Einschränkungen und durch corona-bedingte Lieferengpässe.

Ein wesentlicher Lerneffekt des Projektes (und anderer vergleichbarer Projekte in Bestandsgebäuden) ist, dass der Anteil an Arbeiten, die ‚vor Ort‘ (d.h. i.d.R. im Heizungskeller) ausgeführt werden müssen, so gering wie möglich gehalten werden sollte. Das bedeutet, dass ein möglichst weitgehender Vorfertigungs- und Standardisierungsgrad durch den Hersteller erreicht werden muss, und dies wiederum bedeutet eine möglichst weitgehende Standardisierung insbesondere der Wärmepumpe, inklusive ‚Zubehör‘ und der Schnittstellen zum übrigen System (Wärmequellen, Hydraulik, Speicher, SL-Kessel, MSR, Elektro), idealerweise mit Herstellergarantien zum COP der Anlage. Diese Standardisierungs-Forderung betrifft ebenso das ‚Ökosystem‘ zur Datenerfassung und Auswertung,

inklusive Internet-Anschluss, das zur Optimierung und Fehlerdiagnose sowie zur Energieabrechnung unbedingt erforderlich ist. Auch hier wäre die Verfügbarkeit eines ‚smarten‘ Standard-Monitoring-Systems (Zähler/Sensorik, Internetanbindung, automatisierte Datenauswertung, Fehler- und Störungsmanagement, Fernwartung), idealerweise als Gesamtpaket durch den Hersteller des Energiesystems integriert angeboten, ein entscheidender Fortschritt.

Mit den oben angesprochenen Verbesserungsmöglichkeiten bei der Anlagenherstellung und im Betriebskonzept sollte es möglich sein, Systeme anzubieten, deren Wärmegestehungskosten wirtschaftlich konkurrenzfähig sind und die dadurch das große theoretische Einsatzpotential dieser Energiesysteme in der Praxis erreichen, ohne dass dafür besondere Förderprogramme aufgelegt werden müssten. Vielmehr wäre es sehr sinnvoll, die angesprochenen technischen Weiterentwicklungen gezielt zu fördern.

C8 Zusammenfassung und Lessons Learned

Die Auswertung der Daten des bis Mai 2022 installierten umfassenden Monitoring-Systems im smarten Quartier Karlsruhe Durlach stellt sowohl die Grundlage für die Anlagenüberwachung, Fehlererkennung und Betriebsoptimierung als auch für die Energie- und CO₂-Bilanzierung dar.

Für die automatisierte Fehlererkennung und Diagnose wurden Auswerteroutinen für die Wärmeerzeugung in der Heizzentrale und in der Ersinger Str. 4 implementiert und eine angepasste Schnittstelle zur nahtlosen Anbindung an die Plattform entwickelt. Insgesamt zeigen die verwendeten Methoden ein vielversprechendes Potential für die kontinuierliche Überwachung des Anlagenbetriebs, so wurden durch die Analysen 20 Warnungen zu potenziell suboptimalen oder fehlerhaften Betriebszuständen generiert. Im Folgeprojekt soll untersucht werden, wie diese in der Praxis reduziert werden können. Fener sollen Methoden durch maschinelle Lernverfahren weiterentwickelt werden.

Die Auswertung des ersten vollständigen Betriebsjahres 2023 (mit einigen Ausnahmen) zeigt, dass sich die lokale Stromerzeugung durch PV-Module und BHKW positiv auf die elektrische Energieversorgung auswirkt, indem sie die Stromimporte aus dem Netz reduziert. Dabei ergänzen sich die beiden Technologien im Jahresverlauf, mit der Einschränkung, dass Stand Mai 2024 noch nicht die gesamte geplante PV-Kapazität installiert ist und somit im Sommer weniger Strom bereitgestellt wird. Im Winter, wenn das BHKW über lange Zeiträume kontinuierlich läuft, werden nahezu der gesamte Strom für die Wärmepumpe und 96 % des gesamten Strombedarfs des Quartiers lokal erzeugt. Im Sommer werden dagegen nur 63 % lokal erzeugt. Durch den Einsatz eines speziell entwickelten Energiemanagementsystems EMS soll dieser Anteil weiter erhöht werden. Dafür sollte zunächst eine regelbasierte BHKW-stromgeführte Regelung implementiert werden. Aufgrund von Verzögerungen bei der Inbetriebnahme konnte diese Regelung erst für das Mehrquellen-WP-System getestet werden: Das Signal wird erfolgreich gesendet und empfangen. Aufgrund hoher Temperaturen im Speicher geht die Wärmepumpe in den meisten Fällen allerdings trotzdem nicht in Betrieb. Aufgrund des weiterhin bestehenden Optimierungsbedarf der beiden Wärmepumpensysteme vor allem hinsichtlich des Speichermanagements kann derzeit das Potenzial des EMS noch nicht genutzt werden. Die erforderlichen Betriebsoptimierungen aber auch der Einsatz von künstlicher Intelligenz im EMS (Reinforcement Learning zur weiteren Reduktion der CO₂-Emissionen) werden detailliert im Folgeprojekt SQ-Durlach II untersucht.

Die messtechnische Auswertung im Jahr 2023 zeigt eine effiziente Umsetzung von Wärmepumpen im Bestands-Mehrfamilienhausbereich durch innovative Ansätzen bei der Wärmequelle im städtischen Umfeld. Das Mehrquellen-Wärmepumpensystem erzielt 2023 eine JAZ von 3,2 und das PVT-Wärmepumpensystem von 3,0 (erst seit Juni 2023 in Betrieb). Allerdings gibt es bei beiden Systemen neben dem Speichermanagement weiteren Optimierungsbedarf. Aufgrund der zu geringen maximalen Vorlauftemperatur der Mehrquellen-WP von 60 - 68 °C ist der Betrieb des Gaskessels zur Trinkwarmwasser (TWW)-Nacherwärmung notwendig. Insgesamt werden dadurch 52 % des TWW-Bedarfs und etwa 21 % des gesamten Wärmebedarfes durch den Gaskessel gedeckt. Die PVT-WP kann zwar im Sommerbetrieb (reine TWW-Bereitung) den Wärmebedarf allein decken (maximale Vorlauftemperatur von 75 °C). Allerdings müssen aufgrund der Einsatzgrenzen der Wärmepumpe über 32 % des gesamten Wärmebedarfes (seit Inbetriebnahme der WP) durch den Gaskessel gedeckt werden.

Die messtechnische Auswertung ist Grundlage der CO₂-Bilanzierung und der Wirtschaftlichkeitsanalyse des Quartier-Energiekonzeptes. Im Falle von Energiesystemen mit gekoppelter Wärme- und Stromerzeugung gibt es verschiedene Methoden für die Zuordnung der CO₂-Emissionen: die

Stromgutschrift und die finnische Methode. Die Messergebnisse zeigen, dass bei der Stromgutschrift-Methode etwa 40 % der CO₂-Emissionen im Vergleich zum Ist-Zustand eingespart werden können (36,9 auf 22,1 kg CO₂/m²). Bei der Berechnung nach der finnischen Methode ergeben sich mit den Messwerten für das Jahr 2023 folgende nutzwärmebedingte CO₂-Kennzahlen:

- | | | |
|------------------------------------|---|---------------------|
| - Ist-Zustand (Gas-Zentralheizung) | 21,2 kg CO ₂ /m ² | |
| - Neues Energiesystem | 13,6 kg CO ₂ /m ² | Reduzierung um 36 % |

Der Vergleich der ISE-Simulation (Reduzierung um 52 % bei Berechnung nach der Stromgutschrift-Methode bzw. 46 % nach finnischer Methode) mit den gemessenen Werten in 2023 zeigt, dass das reale System schlechter performte und das Ziel die CO₂-Emissionen um 50 % zu reduzieren bisher nicht erreicht. Dazu tragen vor allem der höhere Gaskessel-Anteil an der Wärmeerzeugung in den beiden WP-Systemen, ein schlechterer Brennstoff-Nutzungsgrad der Kessel und BHKW sowie höhere Verteilverluste bei. Es ist Aufgabe der weiterlaufenden Optimierungsphase, das Systemverhalten so zu verbessern, dass das Performance-Ergebnis der Simulation annähernd erreicht werden kann.

Die Wirtschaftlichkeitsanalyse zeigt, dass sowohl die Mehrquellen-WP (spezifische Systemkosten 2.735 €/kW_{th} netto) als auch die PVT-Wärmepumpe (spezifische Systemkosten 3.272 €/kW_{th} netto) mit reinem Netzstrombezug (mit Strompreisen jenseits von 30 ct/kWh_{el}) derzeit außerhalb der Wirtschaftlichkeit liegen. Eine kosteneffiziente Eigenstromerzeugung zusammen mit einer Förderung ist daher für den Betrieb essentiell. Infolge der absehbar weiter steigenden Preise und CO₂-Steuern der fossilen Energien zusammen mit der erhaltenen Förderung kann das Quartierskonzept *insgesamt* aber für den Betreiber, auch im Hinblick auf die nutzbaren Erkenntnisse für Folgeprojekte, wirtschaftlich vertretbar sein.

Literatur

- Benndorf et al. 2018 Benndorf, G., Wystrcil, D., Réhault, N. (2018): A Fault Detection System Based on two Complementary Methods and Continuous Updates. In: IFAC-PapersOnLine, Vol.51 (2018), No.24, pp.353-358
- Han 2018 Han (2018): A review of reinforcement learning methodologies on control systems for building energy. In: Working papers in transport, tourism, information technology and microdata analysis.
- Jank et al. 2023 Jank, R., Lämmle, M., Rink, M. (2023): Wirtschaftlichkeitsbetrachtung für ein ‚Smartes Energiekonzept‘ mit BHKW, PV und Wärmepumpen‘ ZfE **47** 36-51.
- Lämmle et al. 2022 Lämmle, M., Bongs, C., Wapler, J., Günther, D., Hess, S., Kropp, M. et al. (2022): Performance of air and ground source heat pumps retrofitted to radiator heating systems and measures to reduce space heating temperatures in existing buildings. In Energy, 242, pp. 122952. doi:10.1016/j.energy.2021.122952.
- Meng et al. 2016 Meng, L., Sanseverino, E., Luna, A., Dragicevic, T., Vasquez, J., Guerrero, J. (2016): Microgrid supervisory controllers and energy management systems. A literature review. In: Renewable and Sustainable Energy Reviews 60 (4), S. 1263–1273. DOI: 10.1016/j.rser.2016.03.003.
- Metz 2024 Metz, J. (2024): Entwicklung und experimentelle Analyse eines Mehrquellen-Wärmepumpensystems aus Erdreich und Außenluft. Dissertation an der Universität Freiburg. DOI: <https://doi.org/10.24406/publica-2652>
- Shareef et al. 2018 Shareef, H., Ahmed, M., Mohamed, A., Al Hassan, E. (2018): Review on Home Energy Management System Considering Demand Responses, XIX Smart Technologies, and Intelligent Controllers. In: *IEEE Access* 6, S. 24498–24509. DOI: 10.1109/ACCESS.2018.2831917.
- Sutton und Barto 2018 Sutton, R., Barto, A. (2018): Reinforcement learning. An introduction. Second edition. Cambridge, MA, London: The MIT Press (Adaptive computation and machine learning).
- Voigt 2021 Voigt, N. (2021): Smarte Quartiere: Energiewirtschaftliche Bedeutung und technische Steuerungsmöglichkeiten, Masterarbeit an der Universität Freiburg.

Anhang

Anhang A Bilanzgrenzen zur Bewertung der Wärmepumpensysteme

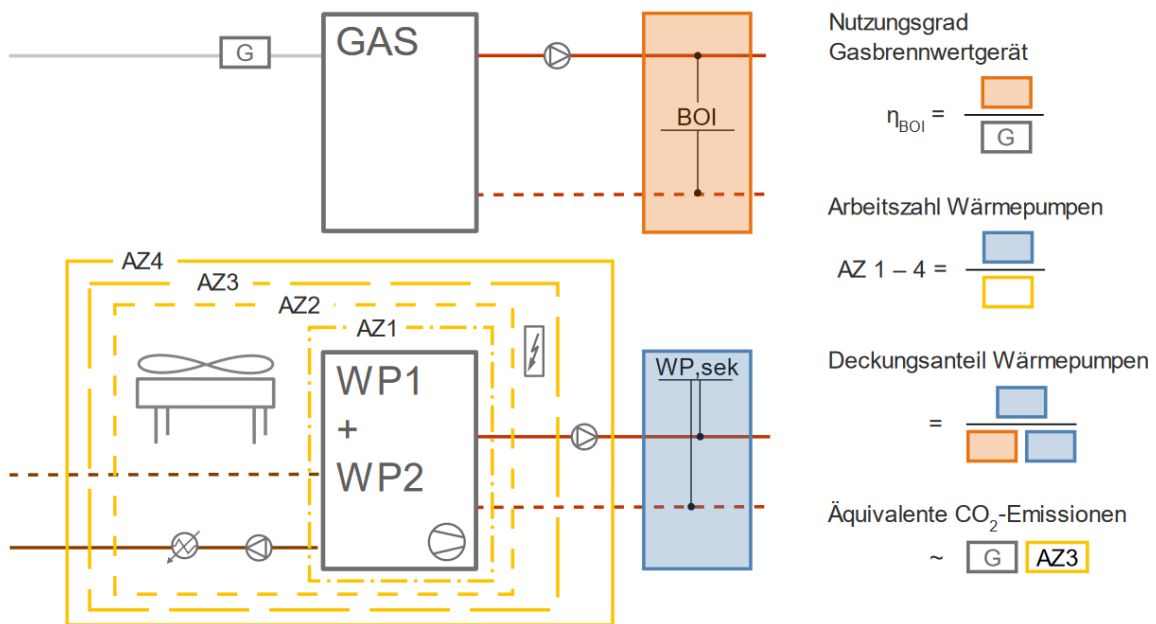


Abb. Anh. A-1: Bilanzgrenzen zur Bewertung der bivalenten Wärmepumpensysteme.
[Metz 2024]