

Verbundprojekt

Smartes Quartier Karlsruhe-Durlach

(SQ-Durlach)

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Projektbericht Phase A: Konzeptentwicklung

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)**



Autoren:

Reinhard Jank
Manuel Lämmle (Fraunhofer ISE)
Stefan Hess, Michael Kropp (INATECH)

Karlsruhe, Juni 2020

Bildquellen der ersten Seite:

Links: Stefan Hess, INATECH

Rechts: © Google Earth, Map data: Google, GeoBasis-DE/BK

Pilotprojekt Smartes Quartier Karlsruhe-Durlach

Phase A - Konzeptentwicklung

Inhalt

Liste der verwendeten Abkürzungen	6
A0 Ausgangspunkt und Zielsetzung	8
A1 Erfassung Ist-Zustand.....	9
A1.1 Bauphysik und Gebäudegeometrie	9
A1.1.1 Lage der MFH in Karlsruhe-Durlach.....	9
A1.1.2 Daten der F&E-Gebäude, Ist-Zustand.....	10
A1.2 Heizsystem-Erfassung.....	13
A1.3 Energiebilanz (Wärmeverbrauch, Stromverbrauch) <i>vor Projektbeginn</i>	15
A1.3.1 Verfügbare Daten	15
A1.3.2 Auswertungsmethode der Daten zum Brennstoffeinsatz bzw. Wärmeverbrauch	15
A1.3.3 Berechnung der Energiekennzahlen im Ist-Zustand aus den vorhandenen Rohdaten.	16
A1.4 ‚LowEx‘- und Energieeinsparpotentiale der fünf MFH	22
A1.4.1 Low-Ex-Potentiale.....	22
A1.4.2 Energieeinsparmaßnahmen	22
A1.5 Baukonstruktive Eignung der Dächer für Photovoltaik	26
A1.6 Genehmigungsfragen Erdsonden	26
A2 Energiesystem: Simulation, Konzeption, Wirtschaftlichkeit, Optimierung	28
A2.1 Methodik	28
A2.1.1 Betreibermodelle – rechtliche Vorgaben und Optionen für das Projekt SQ-Durlach ...	28
A2.1.2 Wirtschaftlichkeitsanalyse.....	30
A2.1.3 Kostenkurven.....	30
A2.1.4 Abschätzung der Energiebilanz für die ‚Basisvariante‘	35
A2.1.4.1 Energiekonzept der ‚Basisvariante‘	35
A2.1.4.2 Abschätzung der Energieflüsse.....	37
A2.1.4.3 Wirtschaftliche Bewertung der Energieflüsse	38
A2.1.4.4 Investitionskosten.....	41
A2.1.4.5 Wärmegestehungskosten BHKW/Heizzentrale	43
A2.1.5 Auswahlkriterien	44
A2.2 Simulation und Konzeption der Energieversorgung.....	46
A2.2.1 Quartierssimulationsmodell des Fraunhofer ISE.....	46
A2.2.2 Quartierskonzepte mit Wärmepumpen, PV und BHKW	46
A2.2.3 Variantensimulation	50
A2.2.3.1 Vorauswahl der Energiekonzepte für SQ-Durlach.....	50
A2.2.3.2 Vergleich der ‚Basisvariante‘ (dezentrale Wärmepumpen plus „Heizzentrale“) mit einer zentralen Wärmepumpe	52

A2.2.3.3	Variation der PV-Leistung	54
A2.2.3.4	Einsatz eines Quartiersstromspeichers.....	55
A2.2.3.5	Einfluss von Wärmepumpenleistung und -technologie.....	55
A2.2.3.6	Einfluss der BHKW-Leistung.....	56
A2.2.4	Zusammenfassung: Wesentliche Ergebnisse der Variantensimulationen	57
A2.3	Finales Energiekonzept	57
A2.3.1	Technisches Konzept und Dimensionierung.....	57
A2.3.2	Energiebilanz des finalen Energiekonzepts	59
A2.3.3	Energetische Kennzahlen.....	60
A2.3.4	Geordnete Jahresdauerlinie der Wärmeerzeugung	61
A2.3.5	Bilanzierung der CO ₂ -Äq -Emissionen	62
A2.4	Auslegung der Kernkomponenten	65
A2.4.1	Dimensionierung der Wärmespeicher: Abschätzung der optimalen Betriebsweise an einem Sommertag.....	65
A2.4.2	Zur Auswahl der Wärmepumpen für die Ersinger Str. 2 und 4	71
A2.4.2.1	Ersinger Str. 4: ‚HEAVEN‘-Projekt – Konzept	71
A2.4.2.2	Betriebskonzept ‚HEAVEN‘:.....	72
A2.4.2.3	Ersinger Str. 4: Analyse der Betriebskonzepte des HEAVEN-Projektes	73
A2.4.2.4	Ersinger Str. 2: Auswahl der zweiten Wärmepumpe.....	79
A2.4.3	Ultrafiltration: Abschätzung des Einbaus einer Ultrafiltrations-Anlage für die Trinkwarmwasserbereitung.....	90
A3	System-Regelungs- und Monitoring-Konzept	93
A3.1	Grundsätzlicher Ansatz	93
A3.2	Monitoring-Konzept.....	95
A3.3	Ausschreibung / Herstellerauswahl	96
A4	Messtechnische Begleitung: Ist-Messungen und Monitoring-Konzept.....	98
A4.1	Ist-Messungen.....	98
A4.1.1	Übersicht über die vorgesehenen Messungen und vorhandenen/neu installierten Zähler	98
A4.1.2	Ergebnisse des Ist-Monitorings Ersinger Str. 2 bis Frühjahr 2019: Zusammenfassung	101
A4.1.3	Messtechnische Evaluierung der Energieperformance im Ist-Zustand	102
A4.1.4	Verbrauchsprofile	111
A4.1.5	Datenübertragung	118
A4.2	Monitoring-Konzept für das F&E-Projekt	119
Literatur	123
Anhang	125
Anhang A	Beschreibung V_ROM – Volkswohnungs-Retrofit-Optimization Model.....	125
Anhang B	Bilanzräume im SQ Karlsruhe-Durlach	136
Anhang C	Kennlinien der Waterkotte Hochtemperatur-Wärmepumpe.....	148

Liste der verwendeten Abkürzungen

2-S-Fenster	2-Scheiben-Fenster	kWh _{th}	Kilowattstunde thermisch – Einheit Wärmeenergie ¹
A _N	Nutzfläche nach EnEV (in Wohngebäuden: A _N = 0,32·V _e)	kWh _{el}	Einheit elektrische Energie
AP	Arbeitspreis (€/MWhth)	kWh _{Ho}	Energie in Form von Erdgas, oberer Heizwert
ASUE	Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch	kWh _{Hu}	Brennstoffenergie, unterer Heizwert
AW	Anschlusswert (Fernwärme)	kWh _{PE}	Einheit Primärenergie
BIM	Building Information Model	kWh _{EE}	Einheit Endenergie
BHKW	Blockheizkraftwerk	KWK	Kraft/Wärme-Kopplung
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie	LCA	Life Cycle Analysis
BWT	Brennwert	LJM	langjähriges Mittel
BS	Brennstoff	LP	Leistungspreis (€/kWhth)
CO ₂ -Faktor	CO ₂ -Emissionsfaktor (für einen bestimmten Endenergieträger)	MFH	Mehrfamilienhaus
DIN V 18599	aktuell gültige Norm zur Berechnung der Energiebilanz von Gebäuden	NS	Niederspannung
DFÜ	Datenfernübertragung	NT	Niedertemperatur
DN	Nennweite	NW	Nennweite
DP	Durchschnittspreis (von LP und AP)	oGD	oberste Geschossdecke
EE	Endenergie	PE	Primärenergie
EEG	Erneuerbare Energien-Gesetz	PE-Faktor	Primärenergiefaktor (für einen bestimmten Endenergieträger)
EEWärmeG	Gesetz zur Nutzung erneuerbarer Energien im Gebäudesektor	PH	Passivhaus
EnEV	Energieeinsparverordnung	PS	Polystyrol
EPS	extrudiertes Polystyrol (Wärmedämmung; Styropor, Hartschaum)	PVT	photovoltaisch-thermischer (Hybrid-)Kollektor
EST	Energetischer Stadtraumtyp (Hegger)	q _{HZ}	spezif. Heizenergiebedarf (kWh/(m ² ·a))
F&E	Forschung und Entwicklung	q _P	spezif. Primärenergieverbrauch (kWh/(m ² ·a))
FW	Fernwärme	q _{ww}	spezif. Warmwasser-Verbrauch (kWh/(m ² ·a))
GFZ	Geschoßflächenzahl	RL	Rücklauf (-temperatur)
GL	Grundlast	SK	Solarkollektor(en)
GP	Grundpreis (€/m ² ·a)	SL	Spitzenlast
HEL	leichtes Heizöl	SW	Stadtwerke
HH	Haushalt	TGA	Technische Gebäudeausrüstung
HGt	Heizgradtage	THG	Treibhausgas(e)
HKV	Heizkostenverordnung	TK	Telekommunikation
HKW	Heizkraftwerk	TRY	Test Reference Year
Ho	oberer Heizwert (von Erdgas; kWh _{Ho} /m ³) (heute: H _s ... superior heating value)	TWW	Warmwasser(-bereitung)
H _T	spezif. Transmissionswärmeverlust	UF	Ultrafilter / Ultrafiltration
		U-Wert	Transmissionskoeffizient (W/(m ² ·K))
		VL	Vorlauf (-temperatur)
		WDVS	Wärmedämmverbundsystem

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

	(W/(m ² ·K)	Wfl.	(beheizte) Wohnfläche
Hu	unterer Heizwert (von Erdgas; kWh _{Hu} /m ³) (heute: H _i ... internal heating value)	WE	Wohneinheit
HÜS	Hausübergabestation	W/I	Wartung und Instandhaltung
HZ	Heizzentrale	WLG	Wärmeleitgruppe
IBS	Ingenieurbüro Schuler	WMZ	Wärmemengenzähler
INATECH	Inst. f. Nachhaltige Technische Systeme (Univ. Freiburg)	WP	Wärmepumpe
ISE	Fraunhofer Institut für Solare Energie- systeme	WRG	Wärmerückgewinnung
JAZ	Jahres-Arbeitszahl (Wärmepumpe)	V _e	beheiztes Gebäudevolumen (=Brutto-Volumen)
KA	Karlsruhe	V _L	Lüftungsvolumen
KES	Karlsruher Energieservice GmbH	XPS	extrudiertes Polystyrol
KF	Klimafaktor		

Pilotprojekt Smartes Quartier Karlsruhe-Durlach

Phase A - Konzeptentwicklung

A0 Ausgangspunkt und Zielsetzung

Das Vorhaben beabsichtigt die beispielhafte Realisierung eines zukunftsorientierten Energieversorgungskonzepts für einen Cluster von fünf Bestands-Mehrfamilienwohngebäuden (MFH) der VOLKSWOHNUNG Karlsruhe: Die derzeitige Versorgung (Heizzentralen mit Erdgaskesseln, Haushaltsstrom aus dem Netz) soll ersetzt werden durch ein ‚teil-autarkes‘ Energiesystem, bestehend aus einem Erdgas-BHKW (ca. 80 kW_{el}, 130 kW_{th}), zwei leistungsgeregelten Groß-Wärmepumpen (ca. 50 kW_{th}) und PV-Anlagen (im Endausbau ca. 200 kW_p) auf den Dächern der 5 MFH's. Das System soll so ausgelegt und betrieben werden, dass einerseits möglichst viel lokale Energie (Solarenergie, Umweltenergie) genützt wird und andererseits ein möglichst wirtschaftlicher Betrieb – unter den gegebenen energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen – erreicht wird.

Der heutige Primärenergieverbrauch und die damit verbundene CO₂-Emission der (1995 teilsanierten) Gebäude zur Deckung des Bedarfs an Wärmeenergie *und* Haushalts-Strom sollen dadurch mehr als halbiert werden. Ziel ist, zu zeigen, dass ein solches komplexes Energiesystem nicht nur technisch robust, sondern auch – bei optimaler Auslegung und optimalem Betrieb – wirtschaftlich betrieben werden kann. Damit wäre die Übertragbarkeit des Konzepts auf andere Quartiere in Karlsruhe und darüber hinaus auf eine Vielzahl von Quartieren in Deutschland nachgewiesen und ein erhebliches Potential an CO₂-Einsparung in kosteneffizienter Weise erreichbar.

Ein weiteres Ziel ist die Demonstration und messtechnische Begleitung innovativer Wärmepumpenkonzepte für den Einsatz in Bestands-MFH's, die derzeit im Rahmen des Forschungsprojektes ‚LowEx im Bestand – HEAVEN‘ von Fraunhofer ISE und Fa. Viessmann gemeinsam entwickelt werden. Das Projekt ‚Smartes Quartier Karlsruhe-Durlach‘ wird so Teil des thematischen Verbundes ‚LowEx im Bestand‘, in dem das dort entwickelte Wärmepumpensystem der Fa. Viessmann in SQ-Durlach eingesetzt und gegebenenfalls weiterentwickelt wird. Da zusätzlich dazu für ein weiteres der 5 MFH eine weitere innovative Groß-Wärmepumpe eingebaut werden soll, besteht im Rahmen des geplanten System-Monitorings über mindestens 2 Betriebsjahre die Möglichkeit, unterschiedliche technische Konzepte zu vergleichen bzw. Möglichkeiten zur technisch-wirtschaftlichen Optimierung zu untersuchen.

Um die o.g. Ziele zu erreichen, soll das Vorhaben – neben der energetischen Verbesserung – auch einen Beitrag leisten zur praktischen Anwendung von modellbasierten Planungsmethoden als Basis zur Systemoptimierung in der Planungsphase, zur Regelung und Optimierung in der Betriebsphase und zum Einsatz eines smarten Monitoring-Konzepts als Informationsquelle zur Fehleridentifikation. Hierzu ist es notwendig, das zu entwickelnde Energiesystem-Modell mit der Gebäude- und Anlagenautomation zu verknüpfen, um z.B. durch einen Soll/Ist-Vergleich der Betriebszustände bei gegebenen Randbedingungen eine automatische Fehlererkennung zu erreichen. Durch Einbeziehung des Nutzerverhaltens und von 24h-Wetterprognosen soll die zu entwickelnde Systemregelung eine optimale Nutzung der verfügbaren Energiespeicher – unter Ausnutzung der thermischen Trägheit der Gebäude – und dadurch eine maximale Eigenstromnutzung ermöglichen.

A1 Erfassung Ist-Zustand

A1.1 Bauphysik und Gebäudegeometrie

A1.1.1 Lage der MFH in Karlsruhe-Durlach

Das Wohngebiet ‚Aue‘ südwestlich der Innenstadt des Ortsteils Karlsruhe-Durlach (s. Abb. A1-1) besteht aus Siedlungstyp 3 (EST 3) nach /Hegger 2015/, also Zeilenbebauung mittlerer Höhe, allseits umgeben von EST 1 und EST 2 (Mischung aus freistehender Wohn- und Reihenhausbauung) sowie EST 9 (Geschäfts-/Büro-Bauung). Es handelt sich um Bestandsgebäude, überwiegend errichtet nach 1950, teilweise saniert (80er und 90er Jahre). Im Westen zur Autobahn A5 grenzt ein großes Gewerbegebiet an, im Süden landwirtschaftliche Flächen.

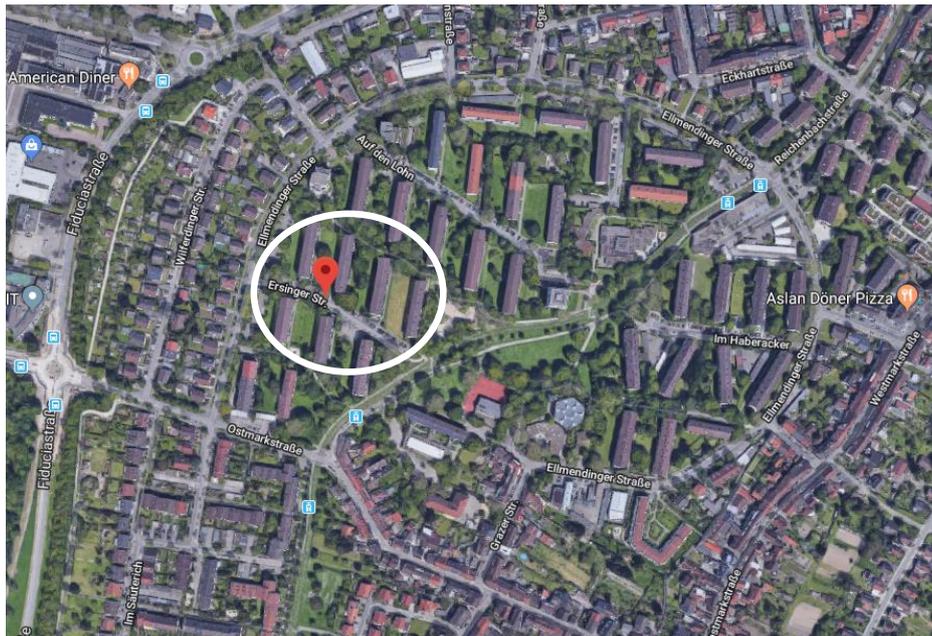


Abb. A1-1: Oben: Wohngebiet ‚Aue‘ in Karlsruhe . Die MFH Ersinger Str. 1-5 sind eingekreist.
Unten: Die 5 MFH des Forschungsprojektes, links Ersinger Str. 2 und 4, rechts Ersinger Str. 1, 3 und 5. (Beide Fotos Google Maps, Map data: Google, GeoBasis-DE/BKG)

Dieses Wohngebiet kann als typische städtische Mischbebauung (ohne Altstadt) angesehen werden, mit einer Grundfläche von ca. 0,80 km² und je ca. 2.000 Wohneinheiten in MFH- und in EFH/RH/DH-Gebäuden mit einer Wohnfläche von ca. 300.000 m², bewohnt von rund 10.000 EW.

Der Bedarf dieses Quartiers an Wärmeenergie liegt bei etwa 25 bis 30 MW Anschlusswert, die Wärmedichte bei ca. 35 MW/km².

Die MFH in diesem Stadtteil gehören mehreren Wohnungsunternehmen, darunter die Volkswohnung Karlsruhe, mit 26 Gebäuden und ca. 40 % der vorhandenen MFH-Wohnfläche. Praktisch alle Gebäude werden mit Erdgas versorgt, teils über Gas-Etagenheizungen, teils mit Zentralheizungen. In einigen wenigen MFH gibt es auch (immer) noch Einzel-Öfen (HEL, Kohle).

A1.1.2 Daten der F&E-Gebäude, Ist-Zustand

Die fünf MFH-Gebäude der Volkswohnung in der Ersinger Straße wurden 1963 errichtet. Zu diesem Zeitpunkt existierte in Durlach noch kein Gasnetz. Die Gebäude verfügten zunächst über Kohle-Einzelöfen. Warmwasser (TWW) wurde in den meisten Wohnungen mit elektrischen Durchlauferhitzern (Bad) und Unter-Tisch – TWW-Speichern (Küche) bereitgestellt. Mit dem Aufbau des Gasnetzes östlich der A5 durch die SW Karlsruhe (ab Ende der 60er Jahre) wurden die MFH an das Erdgas angeschlossen und verfügten dann in den meisten Wohnungen über Gas-Durchlauferhitzer in den Bad/WC-Räumen sowie Kochgas.

In den 80er Jahren begann die Volkswohnung mit einer ersten Modernisierungsphase ihrer MFH im Wohngebiet ‚Auf den Lohn‘, gefolgt von einer zweiten Phase in der 90er Jahren. Die 5 MFH Ersinger Str. 1-5 wurden 1995 modernisiert, d.h. die Gebäude erhielten neue Fenster (2-Scheiben-Wärmeschutz-Verglasung mit Kunststoffrahmen, U_w -Wert 1,70 W/(m².K)). Die Hüllflächen wurden wärme gedämmt: Außenwand: 6 cm; oberste Geschoßdecke: begehbare Dämmschicht mit 12 cm; Kellerdecke: von unten mit 10 cm. Darüber hinaus wurden die drei MFH Ersinger Str. 1, 2 und 3 ‚aufgestockt‘, d.h. sie erhielten ein weiteres (fünftes) Vollgeschoß (s. Abb. A1-2). Ferner wurde in jedem Gebäude eine Gas-Zentralheizung installiert (installierte Kesselleistungen: 130 – 220 kW_{th}).

Die Wohnungen erhielten Flachheizkörper mit automatischen Thermostatventilen, die über vertikale Stränge bzw. über im Fußboden verlegte Leitungen aus der Heizzentrale versorgt werden. Das TWW (Bad, Küche) wird in den Gebäuden Ersinger Str. 1, 3 und 5 zentral bereitgestellt, in den Gebäuden Ersinger Str. 2 und 4 nur für Bad/WC. Ab 2005 wurden in den Wohnungen funkbasierte elektronische Heizkostenverteiler und Wasserzähler installiert, mit denen die Verbräuche durch die Volkswohnung (und nicht durch einen externen Ablesedienst, wie in anderen Wohnungsunternehmen meist üblich) automatisch erfasst und ausgewertet werden.

Durch den nachträglichen Wärmeschutz (1995) reduzierte sich der Heizenergie-Bedarf der MFH von (rechnerisch) etwa 130 kWh_{th} pro m² beheizter Fläche vor der Modernisierung auf ca. 55 kWh_{th}/m² (gemessen, bezogen auf die beheizte Wohnfläche; siehe Abschnitt A1.3). Der aktuelle energetische Sanierungs-Standard ist somit gut. Nach *heutigem* Sanierungsstandard würden diese MFH hingegen einen Heizenergiebedarf von ca. 40 kWh_{th}/m² oder weniger aufweisen (durch eine verbesserte Fensterqualität, durch eine nachträglich eingebaute kontrollierte Entlüftung sowie durch höhere Dämmstärken, vor allem an den Außenwänden (s. dazu Abschnitt A1.4).

Abb. A1-2 zeigt eines der fünf MFH:



Abb. A1-2: MFH Ersinger Str. 1 (S. Hess, Juli 2018)

Die äußere Geometrie der 3 MFH Ersinger Str. 1, 3 und 5 ist praktisch identisch, während die beiden MFH Ersinger Str. 2 und 4 geringfügig kleiner sind. Die MFH weisen folgende Geometriedaten auf:

Tab. A1-1: Übersicht über die wichtigsten Geometriedaten der fünf MFH; die Nutzflächen A_N wurden den vorliegenden Energieausweisen (2008) entnommen.

		Ers. Str. 1	Ers. Str. 3	Ers. Str. 5	Ers. Str. 2	Ers. Str. 4
Anzahl WE		40	40	35	30	30
Wohnfläche	m ²	2.540,3	2.540,3	2.508,54	2.182,34	2.175,74
beh. Wohnfläche	m ²	2.471,8	2.471,8	2.440,08	2.112,74	2.106,74
Nutzfläche A_N	m ²	2.618,0	2.618,0	2.585,3	2.252,8	2.244,0
Länge	m	59,5	59,5	58,8	51,2	51,2
Breite	m	11,0	11,0	11,0	11,0	11,0
Höhe (5 bzw. 4 Vollgesch.)	m	15,75	15,75	15,75	13,45	13,45
Brutto-Volumen V_e		8.181,3	8.181,3	8.085,0	7.040,0	7.012,4
beheiztes Luftvol. V_L²	m ³	6.649,9	6.649,9	6.564,0	5.683,3	5.667,1
Keller/oGD-Fläche	m ²	654,5	654,5	646,8	563,2	561,0
Fensterfläche	m ²	310	310	300	232	232
Außenwandfläche o. Fe.	m ²	1.586,5	1.586,5	1.596,0	1.503,2	1.503,2
Hüllfläche A_H	m ²	3.205,5	3.205,5	3.205,6	2.799,6	2.799,6
NT-Kessel (Baujahr 1994)		Buderus	Vaillant ³	Viessmann	Buderus	Vaillant
inst. Kessel-Leistung	kW _{th}	192	160	225	130	170
vorh. TWW-Speicher	Liter	800	800	800	750	600
rechn. Heizleistung ohne TWW	kW _{th}	81	81	80	70	70

Die Kessel haben Baujahr 1994, mit Ausnahme der Ersinger Str. 3, wo der Kessel 2015 erneuert wurde. Die Brutto-Geschoßhöhen sind wie folgt: EG sowie 1. – 3. OG: 2,75 m; 4.OG: 2,45 m (mittlere Geschoßhöhe also 2,69 m); Keller: 2,41 m.

² Luftvolumen der Wohnräume.

³ Dieser Kessel wurde 2015 neu installiert.

Die Zusammensetzung der einzelnen Hüllflächen mit ihren resultierenden U-Werten ist in den folgenden drei Tabellen angegeben:

Tab. A1-2: Bauphysikalische Daten der Außenwand. (Die Wärmeübergangszahlen α_i und α_a entsprechen den Vorgaben der EnEV.)

	d cm	λ W/m.K	R_i $m^2 \cdot K/W$	R_{ges} $m^2 \cdot K/W$	U-Wert W/($m^2 \cdot K$)
$\alpha_i = 7,7 \text{ W}/(m^2 \cdot K)$	-	-	0,13	0,13	7,69
$\alpha_a = 25 \text{ W}/(m^2 \cdot K)$	-	-	0,04	0,170	5,88
Gipsputz	1,5	0,70	0,021	0,191	5,22
Mauerwerk	25	0,60	0,417	0,608	1,64
WD Styropor	6	0,035	1,714	2,322	0,43
Verputz außen	2	0,87	0,023	2,345	0,426

Tab. A1-3: Bauphysikalische Daten der Kellerdecke. (Die Wärmeübergangszahlen α_i und α_a entsprechen den Vorgaben der EnEV.)

	d cm	λ W/m.K	R_i $m^2 \cdot K/W$	R_{ges} $m^2 \cdot K/W$	U-Wert W/($m^2 \cdot K$)
$\alpha_i = 5,9 \text{ W}/(m^2 \cdot K)$	-	-	0,17	0,17	5,88
$\alpha_a = 10 \text{ W}/(m^2 \cdot K)$	-	-	0,10	0,270	3,70
Trittschalldämmung	0,4	0,17	0,024	0,294	3,41
Zement-Estrich	4	1,40	0,029	0,322	3,10
Betondecke	14	2,30	0,061	0,383	2,61
Mineralwolle	10	0,035	2,857	3,24	0,31

Tab. A1-4: Bauphysikalische Daten der obersten Geschoßdecke (oGD). (Die Wärmeübergangszahlen α_i und α_a entsprechen den Vorgaben der EnEV.)

	d cm	λ W/m.K	R_i $m^2 \cdot K/W$	R_{ges} $m^2 \cdot K/W$	U W/($m^2 \cdot K$)
$\alpha_i = 10 \text{ W}/(m^2 \cdot K)$	-	-	0,10	0,10	10,00
$\alpha_a = 10 \text{ W}/(m^2 \cdot K)$	-	-	0,10	0,200	5,00
Gipskartonplatte	4	1,40	0,029	0,229	4,38
Betondecke	16	2,00	0,080	0,309	3,24
WD zwischen Holzbal- ken	12	0,035	3,429	3,737	0,27
Spanplatte oben	1,5	0,87	0,017	3,754	0,27

Mit diesen U-Werten und den zugehörigen Flächen für das MFH Ersinger Str. 1 nach Tab. A1-1 ergeben sich folgende Werte für den spezifischen Transmissionskoeffizienten U_{ges} bzw. H_T :

Tab. A1-5: Ermittlung des U_{ges} -Wertes bzw. des H_T -Wertes für das MFH Ersinger Str. 1; die F_i sind die ‚Temperaturkorrekturfaktoren‘ nach EnEV zur Berücksichtigung der Tatsache, dass die Kellerdecke bzw. die oberste Geschoßdecke nicht an die Außenluft angrenzen.

Hüllflächen A_i	U-Werte U_i	F_i	H_T
-------------------	---------------	-------	-------

	m ²	W/(m ² .K)		W/(m ² .K)
Außenwand	1.586,50	0,40	1	0,40
oberste Gesch.-Decke	654,50	0,25	0,8	0,20
Kellerdecke	654,50	0,29	0,5	0,145
Fenster	310,00	1,18	1	1,18
	3.205,50			

Der mit der jeweiligen Hüllfläche gewichtete U_{ges} - bzw. H_T -Wert ergibt sich daraus, mit realistischen Werten für die Wärmeübergangszahlen, zu

$$U_{ges} = 0,42 \text{ W/(m}^2\text{.K)} \text{ bzw. } H_T^{ges} = 0,38 \text{ W/(m}^2\text{.K)}.$$

Unter Berücksichtigung einer ‚Wärmebrückenpauschale‘ H_{WB} (nach EnEV ist diese mit $H_{WB} = 0,1 \text{ W/(m}^2\text{.K)}$ anzusetzen) ergibt sich für den theoretischen Heizbedarf des MFH am Tag mit der Nenn-Außentemperatur T_N (in Karlsruhe: $T_N = -12 \text{ }^\circ\text{C}$, bzw. Norm-Temperaturdifferenz zwischen $T_i = 20 \text{ }^\circ\text{C}$ und T_N , $\Delta T_N = T_i - T_N = 32 \text{ K}$) eine Heizleistung des Gebäudes Ersinger Str. 1 zur Deckung der *Transmissionsverluste* (d.h. ohne Lüftungsverluste) am kältesten Tag in Höhe von

$$(A1.1-1) \quad Q_T = (H_T + H_{WB}) \cdot A_H \cdot \Delta T_N = (0,38 + 0,10) \cdot 3.205,5 \cdot 32 \cdot 10^{-3} = 40 \text{ kW}_{th}.$$

Setzt man die Heizgrenze mit $T_{HG} = 15 \text{ }^\circ\text{C}$ an⁴, so reduziert sich dieser Wert auf $Q_T = 34,0 \text{ kW}_{th}$.

Die *Lüftungsverluste* am kältesten Tag ergeben sich aus

$$(A1.1-2) \quad Q_L = c_L \cdot n_L \cdot V_L \cdot \Delta T_N = 0,34 \cdot 0,7 \cdot 6.650 \cdot 32 \cdot 10^{-3} = 50 \text{ kW}_{th}, \text{ bzw. mit } T_{HG} = 15 \text{ }^\circ\text{C: } 43 \text{ kW}_{th}$$

mit der spezifischen Wärmekapazität von Luft, $c_L = 0,34 \text{ kWh/(m}^3\text{.K)}$, und der Luftwechselzahl $n_L = 0,70 \text{ h}^{-1}$ bzw. dem Lüftungsvolumen $V_L = 6.650 \text{ m}^3$ (Tab. A1-1). Demnach liegt die Nennheizleistung des Gebäudes Ersinger Str. 1, mit einer Heizgrenze von $T_{HG} = 15 \text{ }^\circ\text{C}$, bei $Q_N^P = Q_T + Q_L = 77 \text{ kW}_{th}$ oder ca. 31 W/m^2 (ohne TWW). Übernimmt man diesen spezifischen Heizbedarf für die beiden kleineren Gebäude, Ersinger Str. 2 bzw. 4, so erhält man für diese beiden MFH einen rechnerischen **Heizleistungsbedarf** von **65 kW_{th}** bzw. einen Gesamt-Bedarf der fünf MFH von ca. **370 kW_{th}**.

Der Leistungsbedarf für die TWW-Bereitstellung liegt aufgrund der Messwerte (s. Abschnitt A4) bei ca. **10 W/m²**. Somit müssen zu den o.g. Werten für die Heizleistung für jedes Gebäude 20 bis 25 kW_{th} hinzuaddiert werden, was einen **Gesamt-Leistungsbedarf** für alle 5 MFH von **485 kW_{th}** ergibt.

A1.2 Heizsystem-Erfassung

Die Erfassung des Heizsystems diene erstens zur Klärung der Betriebszustände im Ist-Zustand (Temperaturfahrweise für Heizung und TWW, s. Abschnitt A4) und zweitens der Analyse der Auslegung der Heizkörper in allen Räumen. Da keine Rohrleitungspläne zur Verfügung standen, musste das vorhandene System durch das Ingenieurbüro IBS vor Ort durch Begehungen der Gebäude aufgenommen werden (Leitungsführung, eingebaute Armaturen, Nennweiten, vorhandene Dämmung). Die eingestellten Betriebsparameter (Temperaturen, Pumpendrucke) wurden von INATECH im Zuge der Ist-Zustands-Messungen erfasst (Abschnitt A4).

Unter Nutzung der vorhandenen Grundrisspläne und der Liste der installierten Heizkörper der Volkswohnung erfolgten Heizlastberechnungen aller Räume und deren Vergleich mit der Heizleistung der installierten Heizkörper unter verschiedenen Temperatur-Betriebsbedingungen. Diese Berechnungen (Heizlast, Rohrnetzberechnung) wurden von IBS mit der 3D/CAD-Software PLANCAL durchgeführt, die auch über Schnittstellen zu anderen BIM-Werkzeugen verfügt. Auf dieser

⁴ Dies berücksichtigt pauschal die Effekte von Sonneneinstrahlung und inneren Wärmequellen.

Grundlage kann im Zuge der Maßnahmenumsetzung auch ein hydraulischer Abgleich der Heizsysteme erfolgen.

Ein Ergebnis dieser Analyse ist, dass sich die Heizkörperdimensionierung nicht einheitlich darstellt: In Eckräumen und insbesondere in den im Zuge der Gebäudesanierung (1995) neu aufgestockten Räumen sind eher knapp dimensionierte Heizkörper vorhanden. Da sich dies auf die Betriebsweise der Wärmepumpen auswirkt, für die eine möglichst niedrige Heiztemperatur wünschenswert ist, wurde gemeinsam von IBS und Fraunhofer ISE untersucht, bei welchen Heiz-Nenntemperaturen welche bzw. wie viele Heizkörper zu gering dimensioniert sind und daher durch größere Heizkörper ersetzt werden sollten, und welche daraus resultierende Investitionskosten welchen Strom(kosten)-Einsparungen gegenüberstehen.

Das Ergebnis der Heizkörperanalyse für das Gebäude Ersinger Str. 2 zeigt Abb. A1-3. Daraus ergibt sich, dass die Heiztemperatur von den ursprünglich angesetzten Nenntemperaturen der Heizkurve (70/55) deutlich abgesenkt werden kann, wenn nur wenige Heizkörper ausgetauscht werden:

- beim Übergang von 70/55 auf 60/50: 3 % der Heizkörper
- beim Übergang von 70/55 auf 55/45: 11 % der Heizkörper.

Die resultierende Verbesserung der JAZ liegt zwischen 0,4 und 0,8, abhängig vom Wärmepumpen-Typ (Sole/Wasser oder Luft/Wasser). Ein optimales Kosten/Nutzen-Verhältnis wird durch den Übergang zu einer Betriebsweise von **60/50** erreicht. Daher wurde mit der Volkswohnung vereinbart, die von IBS identifizierten 3 % an Heizkörpern in den beiden WP-Gebäuden Ersinger Str. 2 und 4 durch größere Heizkörper zu ersetzen. Hierdurch treten Kosten von ca. 500 € pro Heizkörper auf, die von der Volkswohnung getragen werden.

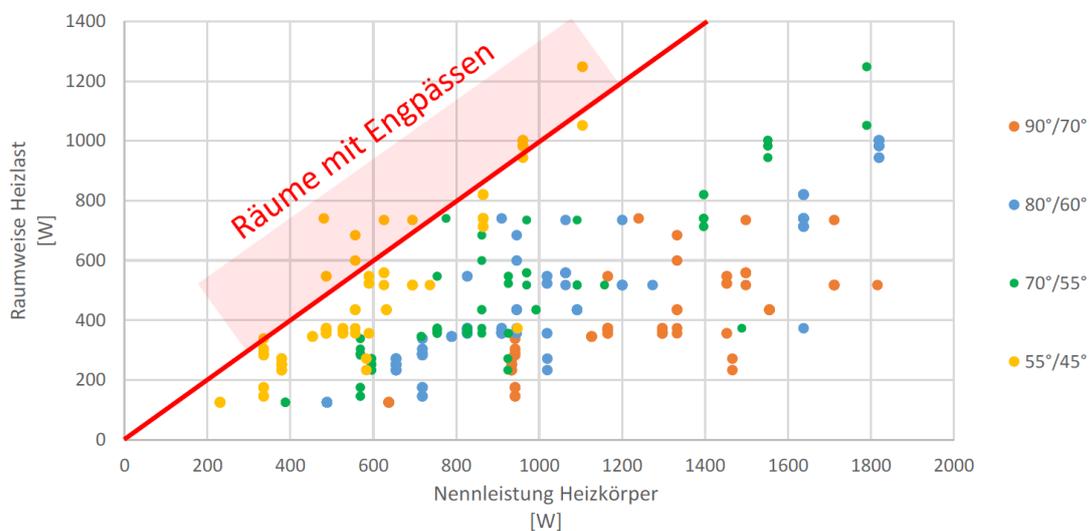


Abb. A1-3: Raumweise Berechnung der Heizlast und Heizkörper-Nennleistungen bei unterschiedlichen Vor- und Rücklauf-Nenntemperaturen, Ersinger Str. 2 (IBS).

Die einzelnen Punkte in Abb. A1-3 in verschiedenen Farben entsprechen jeweils der Nennheizleistung eines Heizkörpers bei unterschiedlichen Betriebstemperaturen (ausgehend von 90/70), verglichen mit der Heizlast im zugehörigen zu beheizenden Raum. Mit sinkender Betriebstemperatur rückt der jeweilige Heizkörper (bzw. dessen Heizleistung) immer weiter nach links, bis er unter-

halb der Nenn-Heizlast des jeweiligen Raumes liegt, d.h. dass der Heizkörper dann unterdimensioniert ist.⁵

A1.3 Energiebilanz (Wärmeverbrauch, Stromverbrauch) vor Projektbeginn

A1.3.1 Verfügbare Daten

(1) Wärmebereitstellung

Die *Gasverbrauchsdaten* ($\text{kWh}_{\text{Ho}}/\text{a}$) in den Heizzentralen der 5 MFH für die Jahre 2003 bis 2005, mit denen die Verbrauchs-Energieausweise erstellt wurden, liegen vor. Gemessene *Wärmeverbrauchsdaten* (Heizung oder TWW) sind für diesen Zeitraum nicht vorhanden. Ab dem Jahr 2011 bis 2017 liegen ebenfalls die Gasverbräuche vor, seit 2015 wird die TWW-Bereitstellung frei Heizzentrale in allen fünf MFH mit Wärmemengenzählern gemessen. Da die erzeugte Heizwärme nicht parallel erfasst wird, kann mit den bisher vorliegenden Daten der Kesselnutzungsgrad in den fünf MFH nicht bestimmt werden. Zumindest ist es aber möglich, unter Nutzung der für die seit 2015 gemessenen TWW-Verbrauchswerte und mit einer *plausiblen Annahme* für den Kesselnutzungsgrad den resultierenden Jahres-Heizenergiebedarf bzw., mit der lokalen Heizgradtagszahl (HGt_{15}^{20}), den temperaturbereinigten Heizenergiebedarf über mehrere Jahre zu berechnen.

(2) Strombereitstellung

Die *Allgemeinstromverbräuche* für jedes der 5 MFH liegen von 2015 bis 2017 vor, eine genaue Zuordnung dieses Allgemeinstroms zu einzelnen Verbrauchern (Lichtstrom bzw. Innen/Außenbeleuchtung, Heizzentralen, sonstige Verbraucher) ist nicht möglich.

Die *individuellen Stromverbräuche der Haushalte* liegen den Stadtwerken natürlich vor, diese Daten unterliegen aber dem Datenschutz. Deshalb wurden durch die SW die Verbräuche an Haushaltsstrom *je MFH* über die letzten 3 Jahre ausgewertet, um den durchschnittlichen spezifischen Haushaltsstromverbrauch ($\text{kWh}_{\text{el}}/\text{m}^2$) pro MFH zu berechnen. Dies genügt für eine PE-Energiebilanz des Ist-Zustandes der einzelnen MFH.

Für *Simulationszwecke* sind Tages-Stromverbrauchsgänge (kumuliert für ein ganzes MFH) erforderlich. Diese werden im Arbeitspunkt A2 durch ISE vorgegeben bzw. im Rahmen von AP 4 durch INATECH in Zusammenarbeit mit den SW gemessen.

A1.3.2 Auswertungsmethode der Daten zum Brennstoffeinsatz bzw. Wärmeverbrauch

Um mit den vorhandenen Verbrauchsdaten aussagefähige Informationen zur energetischen Qualität der MFH ableiten zu können, sind einige plausible Annahmen erforderlich:

Kesselnutzungsgrad η_{Ks} :

Für die 5 eingesetzten NT-Kessel (Baujahr 1993/94) wird für alle 5 MFH der in der IST-Messperiode (INATECH, Winter 2018/19) festgestellte mittlere Nutzungsgrad von $\eta_{\text{Ks}} = 0,797$ angesetzt.⁶

TWW-Verbrauch:

Da seit 2015 für alle 5 MFH die TWW-Abgabe frei Heizzentrale gemessen wird, liegen die Mittelwerte des jährlichen TWW-Verbrauchs für jedes MFH über bisher 3 Jahre vor. Aus einer Vielzahl von TWW-Verbrauchsmessungen der Volkswohnung weiß man ferner, dass der TWW-Verbrauch je Gebäude (meist sogar je Haushalt) eine ziemlich stabile Größe darstellt. Daher wird der so ermittelte mittlere TWW-Verbrauch Q_{TWW} ($\text{kWh}_{\text{th}}/\text{a}$) je MFH über 3 Jahre als plausibler Mittelwert

⁵ Lämmle, Manuel; Wapler, Jeannette; Kropp, Michael; Hess, Stefan; Hahn, Dennis; David, Gerhard; Herkel, Sebastian (2019): Gezielter Heizkörper-Austausch in Wärmepumpenheizungsanlagen. DKV-Tagung 2019, Ulm, AA IV.16, Deutscher Kälte- und Klimatechnischer Verein.

des jeweiligen MFH auch für alle anderen Jahre, für (nur) die Gasverbräuche bekannt sind, angenommen.

In den Gebäuden Ersinger Str. 2 und 4 steht nur im Bad/WC-Raum eine zentrale TWW-Versorgung zur Verfügung. Das in der Küche benötigte TWW wird mit einem elektrischen Untertisch-Boiler (bzw. in der Mehrzahl der Fälle vermutlich mit einem Schnellkocher) erzeugt. Daher ist dieser TWW-Verbrauch nicht in den Messwerten der Volkswohnung für diese beiden MFH enthalten.

Temperaturbereinigung:

Der ermittelte Heizenergieverbrauch muss mit den zugehörigen Heizgradtagen (HGt) ‚bereinigt‘ werden. Zu diesem Zweck wird hier unterstellt, dass die 5 MFH jeweils eine Heizgrenze von $T_{HG} = 15\text{ °C}$ aufweisen und dass sie in der Heizperiode eine mittlere Innenraumtemperatur von $T_i = 20\text{ °C}$ haben. Demnach werden die HGt_{15}^{20} -Daten zur Temperaturbereinigung benutzt. Diese liegen (vom Deutschen Wetterdienst) aber nicht für eine Station in Karlsruhe vor, sondern für Rastatt (Luftlinie ca. 22 km). Diese Daten werden hier eingesetzt. Abb. A1-4 zeigt die HGt_{20}^{15} -Werte für den Zeitraum von 2000 bis 2017:

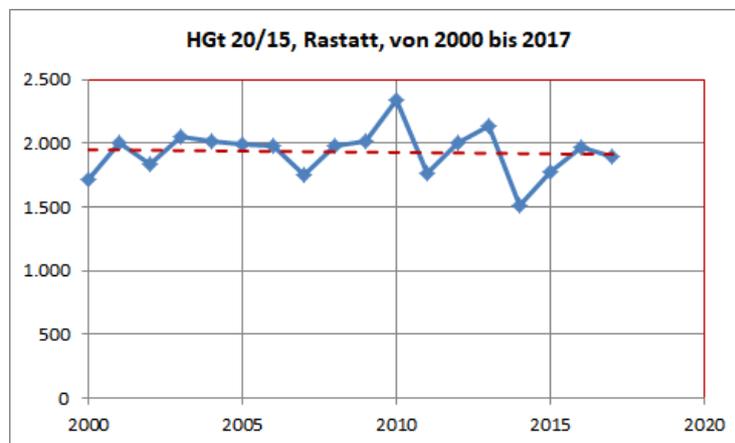


Abb. A1-4: Heizgradtage von Rastatt (DWD) von 2000 bis 2017: HGt_{20}^{15} (Kd) und zugehörige Trendlinie.

Die Trendlinie in Abb. A1-4 zeigt, dass das ‚langjährige Mittel‘ der HGt über den Zeitraum 2000 bis 2017 praktisch konstant (mit leicht fallender Tendenz) blieb. Somit wird für die Temperaturbereinigung, die ja nicht wie beim Energieausweis einen überregionalen Vergleich herstellen, sondern nur die jährlichen Witterungsschwankungen *am Standort* ausgleichen soll, der **Mittelwert** über diesen Zeitraum, also $HGt_{15}^{20} = 1.930\text{ Kd}$, herangezogen (= HGt_{MW}).

A1.3.3 Berechnung der Energiekennzahlen im Ist-Zustand aus den vorhandenen Rohdaten

(1) Rohdaten

Tab. A1-6 zeigt die Gasverbrauchsdaten, wobei die Ausgangsdaten des Gasverbrauchs (Gasabrechnung der SW) von kWh_{Ho} auf kWh_{Hu} (Faktor 0,90) umgerechnet wurden, sowie die jährlichen HGt_{20}^{15} (Messstelle Rastatt):

⁶ Der reale *Jahresnutzungsgrad* liegt aufgrund der überdimensionierten Kessel in allen fünf MFH vermutlich noch niedriger, s. Abschnitt A4.

Tab. A1-6: Verfügbare Daten zum jährlichen *Gasverbrauch* (kWh_{HU}/a) in den 5 MFH (Volkswohnung bzw. SW Karlsruhe) sowie die HGt₂₀¹⁵ für die DWD-Messstelle Rastatt.

	Ers. Str. 1 kWh _{HU}	Ers. Str. 3 kWh _{HU}	Ers. Str. 5 kWh _{HU}	Ers. Str. 2 kWh _{HU}	Ers. Str. 4 kWh _{HU}	HGt₂₀¹⁵ Kd
2017	246.670	261.579	283.671	254.615	244.400	1.902
2016	230.096	242.852	269.808	242.105	229.647	1.964
2015	217.825	232.528	253.206	209.793	217.989	1.773
2014	204.974	208.994	216.949	212.362	187.941	1.513
2013	244.488	254.580	272.058	251.356	235.873	2.141
2012	227.527	238.427	249.733	236.131	210.497	2.011
2011	212.807	220.475	226.596	225.518	192.952	1.760
2005	212.443	247.535	213.123	242.061	202.990	1.989
2004	219.012	252.173	229.561	239.515	204.526	2.015
2003	215.436	257.789	227.720	252.223	198.241	2.048

Die 2015 bis 2017 gemessene jährliche Abgabe an TWW frei Heizzentrale in das Gebäude zeigt die folgende Tabelle:

Tab. A1-7: Jährliche TWW-Abgabe (kWh_{th}) der 5 MFH und der zugehörige Mittelwert.

	Ers. Str. 1 kWh _{th}	Ers. Str. 3 kWh _{th}	Ers. Str. 5 kWh _{th}	Ers. Str. 2 kWh _{th}	Ers. Str. 4 kWh _{th}
2017	65.266	65.828	83.178	68.248	60.719
2016	67.371	71.447	82.333	68.244	61.073
2015	67.604	74.310	80.639	65.662	62.565
Mittelwert:	66.747	70.528	82.050	67.385	61.452

Die fünf MFH verfügen über folgende Nutzflächen:

Tab. A1-8: Nutzflächen (m² bzw. m²/WE) und Anzahl an Wohneinheiten (WE) in den fünf MFH.

	Ers. Str. 1	Ers. Str. 3	Ers. Str. 5	Ers. Str. 2	Ers. Str. 4	gesamt
beheizte Wohnfläche	2.471,80	2.471,80	2.440,08	2.112,74	2.106,74	11.603
Wohnfläche	2.540,26	2.540,26	2.508,54	2.182,34	2.175,74	11.942
A_N (Energieausweis)	3.048,40	3.048,40	3.009,60	2.618,40	2.610,80	14.336
Anzahl WE	40	40	35	30	30	175
mittlere Wfl./WE	63,5	63,5	71,7	72,7	72,5	68,2

In den Gebäuden Ersinger Str. 2 und 4 befinden sich ausschließlich 3-Zimmerwohnungen. Die Küchen in diesen beiden Gebäuden sind nicht an die zentrale TWW-Versorgung angeschlossen, sondern haben jeweils einen Untertisch-Elektro-TWW-Boiler. Deshalb sollte der gemessene spezifische TWW-Verbrauch hier eigentlich etwas unter dem Durchschnittsverbrauch liegen, was die tatsächlichen Zahlen aber nicht bestätigen, s. Tab. A1-9.

Die Gebäude Ersinger Str. 1 und 3 verfügen über 30 Zwei-Zimmer-Wohnungen und 10 Vier-Zimmer-Wohnungen. Das Gebäude Ersinger Str. 5 ist nahezu baugleich wie Ersinger Str. 1 und 3, die Wohnungen haben aber einen etwas anderen Zuschnitt: 15 2-Zimmer- und 20 4-Zimmerwohnungen.

(2) Temperaturbereinigung

Die Berechnung des temperaturbereinigten Heizenergieverbrauchs, Q_{Hz}^{ber} , erfolgt, indem der Brennstoffverbrauch BS (kWh_{Hu}) mit dem Kesselnutzungsgrad η_{Ks} in Wärmeerzeugung umgerechnet wird. Hiervon wird der TWW-Verbrauch frei Heizzentrale abgezogen, wobei in den Jahren 2015 – 2017 die gemessenen TWW-Werte benützt werden, für alle anderen Jahre der Mittelwert über diese 3 Jahre. Dies ergibt den Heizenergieverbrauch für das jeweilige Jahr x, der zur Temperaturbereinigung mit dem Klimafaktor KF aus Abb. A1-4, HGt_x/HGt_{MW} , multipliziert wird /Kuklinski 2015, S. 87/:

$$(A1.3-1) \quad Q_{Hz}^{ber} = (BS \cdot \eta_{Ks} - WW) \cdot KF \quad (kWh_{th}/a)$$

Zwecks Vergleichbarkeit der fünf MFH (mit verschiedenen Nutzflächen) werden jeweils die *spezifischen* Werte berechnet, bezogen auf die beheizte Wohnfläche (dieser Bezug auf die beheizte Wohnfläche erfolgt auch im Folgenden für alle flächenbezogenen Verbrauchswerte).

Den sich daraus ergebenden t-bereinigten spezifischen Heizenergieverbrauch (kWh_{th}/m^2) der fünf MFH von 2011 bis 2017 zeigt Abb. A1-5:

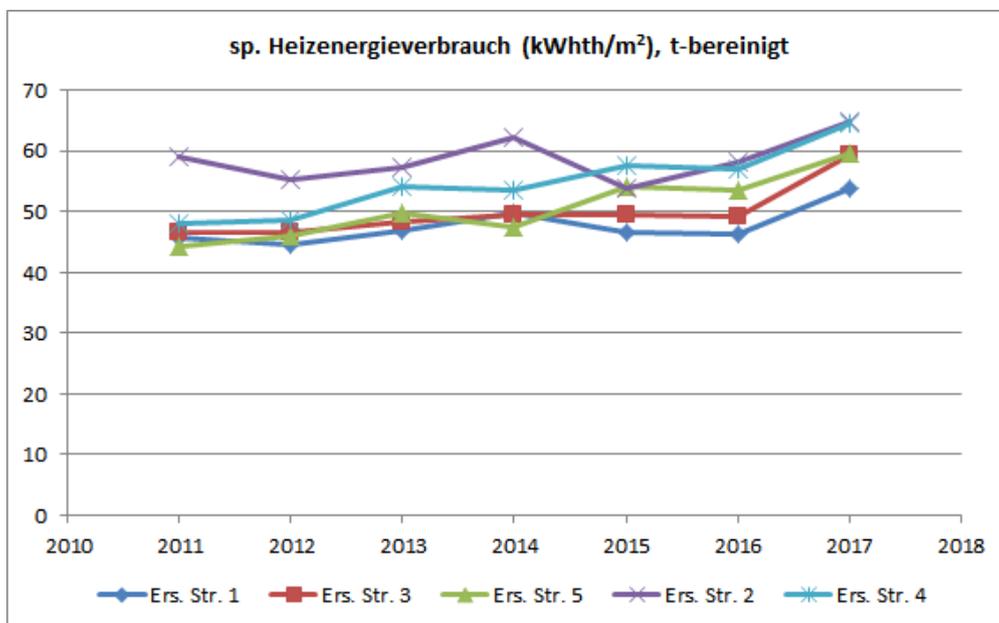


Abb. A1-5: Spezifischer Heizenergieverbrauch, q_{Hz} (kWh_{th}/m^2) aus den Rohdaten (Tab. A1-6) mit einem angenommenen Jahres-Kesselnutzungsgrad von $\eta_{Ks} = 79,5\%$, temperaturbereinigt.

Wie die Abbildung zeigt, führt die Temperaturbereinigung nicht dazu, dass der Heizenergieverbrauch in jedem Jahr konstant ist. Tendenziell nimmt q_{Hz} von 2011 bis 2017 für alle 5 MFH leicht zu. Auffällig ist der Anstieg von q_{Hz} im Jahr 2017 für alle 5 MFH. Dieser letzte Wert dürfte an einer 2017 veränderten Abgrenzung des Verbrauchszeitraums liegen und wäre damit nicht relevant. Die Jahreswerte des Heizverbrauchs (ohne Berücksichtigung des Wertes für 2017) für 1 Gebäude bewegen sich in einem Korridor von etwa $\pm 3 kWh_{th}/m^2$.

Eine Übersicht über die jüngsten spezifischen Verbräuche an Heizenergie (t-bereinigt) und TWW der fünf MFH, gemittelt über den Zeitraum 2015 bis 2017, zeigt Abb. A1-6. Die mittleren Heizenergieverbräuche der MFH insgesamt liegen in einem Korridor von $\pm 5 kWh_{th}/m^2$, die TWW-Verbräuche von $\pm 2,5 kWh_{th}/m^2$ (d.h. die Schwankung liegt in beiden Fällen bei ca. $\pm 8\%$).

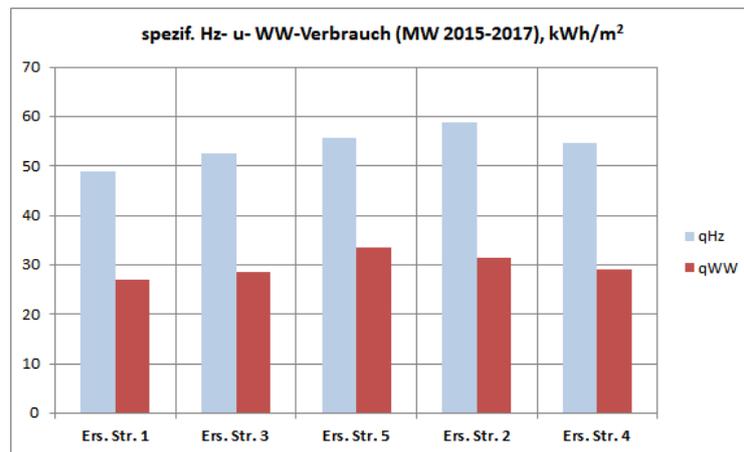


Abb. A1-6: Mittelwert (2005 – 2017) des temperaturbereinigten spezifischen Heizenergieverbrauchs, q_{Hz} und des spezifischen TWW-Verbrauchs, q_{WW} , frei Heizzentrale für die fünf MFH (jeweils in kWh_{th}/m^2).

Die Daten, die Abb. A1-6 zugrunde liegen, sind Tab. A1-9 zu entnehmen:

Tab. A1-9: Mittelwert (2005 – 2017) des t-bereinigten spezifischen Heizenergieverbrauchs, q_{Hz} und des spezifischen TWW-Verbrauchs, q_{WW} , frei Heizzentrale für die fünf MFH (kWh_{th}/m^2). q_{th} ist der spezifische Wärmeverbrauch für Heizung plus TWW.

	q_{Hz}	q_{WW}	$q_{th} = q_{Hz} + q_{WW}$
Ers. Str. 1	48,9	27,0	75,9
Ers. Str. 3	52,7	28,5	81,2
Ers. Str. 5	55,7	33,6	89,3
Ers. Str. 2	58,9	31,4	90,3
Ers. Str. 4	54,7	29,2	83,9
Mittelwert	54,2	29,9	84,1

Die in Tab. A1-9 genannten Mittelwerte für q_{Hz} und q_{WW} werden im Folgenden der Ermittlung der PE- bzw. CO_2 -Kennzahlen im Ist-Zustand zugrunde gelegt.

Die theoretischen Vollastbenutzungsstunden h_B der Heizung ergeben sich aus der Heizgradtagzahl $HG_{t_{20}}^{15}$ und der Differenz zwischen Heizgrenze und Normaußentemperatur, hier $\Delta t_N = 15 - (-12) = 27$ K, mit der Formel /Kuklinski 2015/

$$(A1.3-2) \quad h_B = 24 \cdot HG_{t_{20}}^{15} / \Delta t_N = 24 \cdot 1.930 / 27 = 1.716 \text{ h/a.}$$

Daher folgt aus dem o.g. Mittelwert von $q_{Hz} = 54,2$ kWh_{th}/m^2 ein spezifischer Heizleistungsbedarf von ca. 32 W_{th}/m^2 bzw., mit einer gesamten beheizten Wohnfläche von $A_{Hz} = 11.603$ m^2 für alle fünf MFH, ein Gesamt-Heizleistungsbedarf von **366 kW_{th}** . Umgerechnet über die beheizte Wohnfläche hätte das Gebäude Ersinger Str. 1 einen Heizbedarf von **76 kW_{th}** . Dieser Wert stimmt sehr gut überein mit der in Abschnitt A1.1.2 *berechneten* Heizlast aus Transmissions- und Lüftungsverlusten in Höhe von **77 kW_{th}** .

Mit dem empirischen Wert von 10 W_{th}/m^2 für die TWW-Bereitstellung in MFH (bei vorhandenem Pufferspeicher), s. Abschnitt A4, ergeben sich für die fünf MFH insgesamt 115 kW_{th} und damit eine Gesamt-Nennwärmeleistung von ca. **480 kW_{th}** . (Die real in den fünf MFH installierten Kesselleistungen liegt bei zusammen 880 kW_{th} , s. Tab. A1-1.)

(3) Primärenergie (PE)- bzw. CO_2 -Kennzahlen – Ist-Zustand, Wärmeenergie

Die **PE-Kennzahl** der Wärmeversorgung, **pe**, ergibt sich aus /BF 2015/

$$(A1.3-3) \quad pe = (q_{Hz} + q_{WW}) \cdot e_{EE} \cdot f_{PE} \quad (\text{kWh}_{PE}/\text{m}^2),$$

mit

q_{Hz} ... spezifischer Heizenergieverbrauch ($\text{kWh}_{th}/\text{m}^2$),

q_{WW} ... spezifischer TWW-Verbrauch (q_{Hz} bzw. q_{WW} jeweils frei Heizzentrale, also inkl. Verteilungsverluste)

e_{EE} ... Aufwandszahl des vorhandenen Wärmeerzeugungssystems ($\text{kWh}_{Hu}/\text{kWh}_{th}$)

f_{PE} ... Primärenergiefaktor des eingesetzten PE-Trägers ($\text{kWh}_{PE}/\text{kWh}_{Hu}$).

Ersetzt man in dieser Formel f_{PE} durch f_{CO_2} ($\text{g CO}_2/\text{kWh}_{Hu}$), so erhält man die entsprechende **CO₂-Kennzahl ce**.

Diese pe-Kennzahl als Kriterium für die energetische Gesamt-Qualität hängt also von 3 Faktoren ab (wenn angenommen wird, dass q_{WW} kaum beeinflusst werden kann):

- der energetischen Qualität der Hüllflächen, die q_{Hz} bestimmt
- der energetischen Qualität des installierten Energiesystems, die die Aufwandszahl e_{EE} bestimmt
- dem ‚PE-Gehalt‘ der eingesetzten Energieträger.

Die Aufwandszahl e_{EE} in Formel (A1.3-3) muss für jedes vorhandene Energiesystem gesondert berechnet werden. Im Falle eines einfachen NT-Kessels ist e_{EE} der Kehrwert des Jahresnutzungsgrades: $e_{EE} = 1/\eta_{KS}$. Mit dem hier angesetzten Jahres-Kesselnutzungsgrad von $\eta_{KS} = 0,795$ $\text{kWh}_{th}/\text{kWh}_{Hu}$ erhält man $e_{EE} = 1,26$ $\text{kWh}_{Hu}/\text{kWh}_{th}$. Mit dem PE-Faktor $f_{Gas} = 1,10$ $\text{kWh}_{PE}/\text{kWh}_{Hu}$ für Erdgas (und $f_{CO_2}^{Gas} = 244$ g/kWh_{Hu}) und dem in Tab. A1-9 genannten Mittelwert für q_{th} , 84,1 $\text{kWh}_{th}/\text{m}^2$, ergeben sich folgende Kennzahlen für die 5 MFH (nur Wärmebedarfsdeckung, d.h. ohne Strom):

PE-Kennzahl: $pe = 117$ $\text{kWh}_{PE}/\text{m}^2$

CO₂-Kennzahl: $ce = 26$ $\text{kg CO}_2/\text{m}^2$.

(4) Allgemeinstromverbrauch:

Hier liegen ebenfalls die Verbrauchsdaten der Jahre 2015 bis 2017 vor. Im Allgemeinstrom enthalten sind Hilfsstrom in der Heizzentrale, Beleuchtung Keller/Flure und Außenbeleuchtung.

Tab. A1-10: Spezifische Allgemeinstromverbräuche 2015 bis 2017, bezogen auf die beheizte Nutzfläche.

	2015	2016	2017	Mittelwerte
	$\text{kWh}_{el}/\text{m}^2$	$\text{kWh}_{el}/\text{m}^2$	$\text{kWh}_{el}/\text{m}^2$	$\text{kWh}_{el}/\text{m}^2$
Ersinger Str. 1a-c	1,011	1,070	1,445	1,175
Ersinger Str. 3a-c	1,228	1,191	1,503	1,307
Ersinger Str. 5a-c	1,937	1,974	1,738	1,883
Ersinger Str. 2a-c	1,316	1,476	1,502	1,431
Ersinger Str. 4a-c	1,218	1,125	1,283	1,209
Gesamt-Mittelwert				1,401

Abb. A1-7 zeigt die zugehörige grafische Darstellung:

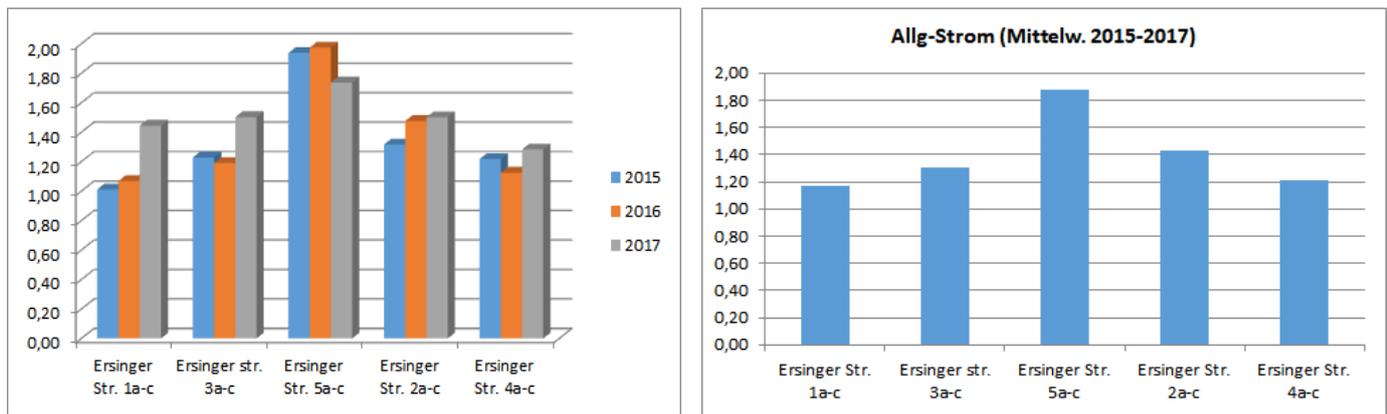


Abb. A1-7: Spezifischer Allgemeinstromverbrauch 2015 bis 2017 (links) bzw. zugehörige Durchschnittswerte (kWh_{el}/m²).

Der durchschnittliche Verbrauch an Allgemeinstrom über 3 Jahre für alle fünf MFH liegt demnach bei **1,40 kWh_{el}/m²**, entsprechend 2,52 kWh_{PE}/m² bzw. 0,74 kg CO₂/m² (PE- bzw. CO₂-Faktoren für Strom siehe weiter unten).

(5) Haushaltsstromverbrauch:

Der Stromverbrauch der Haushalte, die Kunden der Stadtwerke Karlsruhe sind, wird von den Stadtwerken Karlsruhe erfasst. Es gibt auch wenige ‚Fremdstrombezieher‘ unter den Mietern, deren Stromverbrauch von den SW in plausibler Näherung mit dem Mittelwert des HH-Stromverbrauchs der Stadtwerkkekunden angesetzt wurde. Damit ergeben die Daten für 2017 folgende Mittelwerte der fünf MFH in kWh_{el}/WE bzw. kWh_{el}/m²:

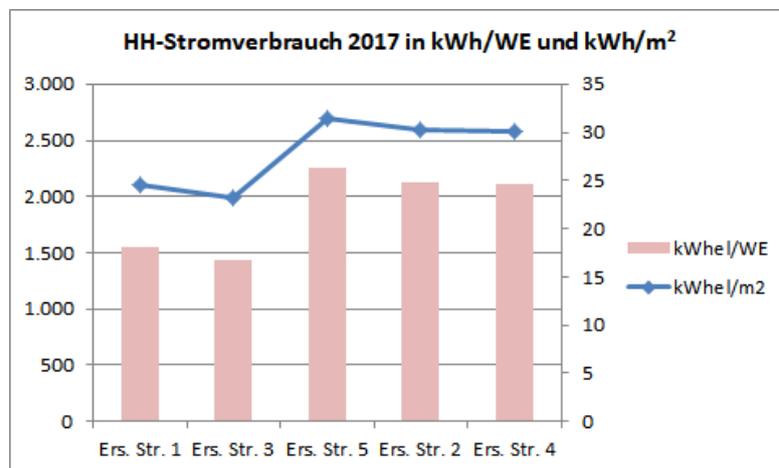


Abb. A1-8: Spezifischer Haushalts-Stromverbrauch des Jahres 2017 in kWh_{el} pro Wohnung (linke Skala) und kWh_{el}/m², rechte Skala (Mittelwerte pro Gebäude).

Daraus ergibt sich ein Mittelwert des Haushaltsstromverbrauchs über alle fünf MFH von **27,7 kWh_{el}/m²**. Dieser Wert wird vorläufig zu Ermittlung der Energiekennzahl der fünf MFH herangezogen.⁷

Die resultierende **pe**- (Primärenergie-) bzw. **ce**- (CO₂-Emissions-) Kennzahl des *Stromverbrauchs* in 2017 wird mit folgenden (‚fossilen‘) PE- bzw. CO₂-Faktoren berechnet:

$$f_{el} = 1,80 \text{ kWh}_{Hu}/\text{kWh}_{el} \text{ bzw. } f_{CO_2} = 527 \text{ g}/\text{kWh}_{el} / \text{UBA 2017/}$$

⁷ In den Gebäuden Ersinger Str. 2 und 4 ist die Erzeugung von TWW in der Küche im Stromverbrauch enthalten. Das Gebäude Ersinger Str. 5 hat 10 weitere 4-Zimmer-Wohnungen im Vergleich zu den Gebäuden Ersinger Str. 1 und 3 (deshalb dürften in der Ersinger Str. 5 mehr Kinder wohnen).

Somit ergeben sich für den Stromverbrauch (Allgemeinstrom, Haushaltsstrom) folgende Kennzahlen:

$$pe_{el} = (27,7 + 1,4) \cdot 1,80 = 52,4 \text{ kWh}_{PE}/m^2 \text{ und}$$

$$ce_{el} = (27,7 + 1,4) \cdot 0,527 = 15,3 \text{ kg CO}_2/m^2.$$

Zusammen mit den oben berechneten Kennzahlen für den Wärmeverbrauch ergeben sich folgende Kennzahlen im Ist-Zustand für die Versorgung der fünf MFH mit Wärmeenergie *und* Strom:

$$pe = 117 + 52,4 = 169,4 \text{ kWh}_{PE}/m^2$$

$$ce = 26 + 15,3 = 41,3 \text{ kg CO}_2/m^2.$$

Hiermit müssen die nach Umsetzung der Maßnahmen erreichten Kennzahlen verglichen werden.

A1.4 ‚LowEx‘- und Energieeinsparpotentiale der fünf MFH

A1.4.1 Low-Ex-Potentiale

Unter ‚LowEx‘ (d.h. Niedrig-Exergie) versteht man – im Zusammenhang mit der Energiebedarfsdeckung von Gebäuden – die Bereitstellung von Nutzenergie mit möglichst geringem Exergieaufwand. Da der ‚Exergie-Inhalt einer gegebenen Wärmemenge‘ eine Funktion der Differenz der jeweiligen Nutzenergie-Temperatur zur Umgebungstemperatur ist, versteht man unter ‚LowEx‘ hinsichtlich Heizenergie (oder TWW-Bereitstellung) eine Nutzwärmeerzeugung bzw. –bereitstellung mit möglichst niedriger (Vorlauf-)Temperatur. In weiterem Sinn zählen auch Energiesparmaßnahmen zu ‚LowEx‘-Maßnahmen, da diese indirekt eine Absenkung der Mediumtemperatur ermöglichen. Somit geht es bei einer ‚LowEx‘-Strategie um Maßnahmen aus den Bereichen

- Energieeinsparung (Hüllflächen, Lüftung)
- NT-Heizung / Beseitigung von gegebenenfalls vorhandenen Engpässen bei den Heizkörpern
- Verringerung des Temperaturniveaus bei der Bereitstellung von TWW (z.B. durch Ultra-Filterung der TWW-Zirkulation)
- Verringerung der Verteilungsverluste
- Regelungstechnik (Pumpen, Heiztechnik, Einzelraumregelung) zur Absenkung des Temperaturniveaus
- präziser hydraulischer Abgleich des Wärmebereitstellungssystems
- ‚LowEx‘-Wärmeerzeugung (Wärmerückgewinnung, Wärmepumpen, KWK)
- optimale Abstimmung der Nutztemperaturen mit dem Wärmepumpen-Betrieb bzw. im weitesten Sinn auch
- Einsatz erneuerbarer Energieträger (Solarkollektoren, Solarzellen; Umgebungswärme).

A1.4.2 Energieeinsparmaßnahmen

Die letzten der obigen Maßnahmenliste sind Gegenstand des Forschungsprojektes. Bei den ersten vier Maßnahmen geht es um flankierende Verbesserungen im oder am Gebäude, die u.a. eine Absenkung des Temperaturniveaus der Nutzwärme ermöglichen. Solche Maßnahmen sind nicht das eigentliche Ziel des F&E-Projektes (die hier eingesetzte Technologie soll in Bestandsgebäuden auch ohne solche Maßnahmen funktionieren), es gehört aber zur Konzeptentwicklung, zu klären, ob im konkreten Fall solche Maßnahmen möglich und kosteneffizient sind. Im positiven Fall liegt es an der Volkswohnung, zu entscheiden, ob solche Maßnahmen parallel zum Energiesystem realisiert werden sollen. Diese Entscheidungen stehen erst mit Vorliegen der Ausführungsplanung durch den Fachplaner (Mai 2020) an.

Unter den o.g. Maßnahmen zur *Energieeinsparung* sind

- Wärmedämmung der Hüllflächen
- Einbau von Passivhaus-Fenstern und
- Einbau einer kontrollierten Entlüftung

gemeint. Zur Beurteilung derartiger Maßnahmen in Bestands-MFH wurde von der Volkswohnung bereits im Zusammenhang mit dem Forschungsprojekt Rintheim ein Modell namens ‚V_ROM‘⁸ entwickelt /Jank 2017/, das es ermöglicht, bei bekannter Geometrie bzw. Bauphysik des zu untersuchenden Gebäudes und bei vorgegebener Kostenstruktur für diese Maßnahmen eine optimale Kombination solcher Maßnahmen zu bestimmen, d.h. diejenige Maßnahmenkombination, mit der ein gegebenes Einsparziel mit geringsten Gesamtkosten erreicht werden kann – ‚Least-Cost - Kombination‘ (siehe dazu Anhang A1).

Das Gebäude Ersinger Str. 2 wurde mit diesem Modell untersucht. Dabei wurden in Abstimmung mit der Volkswohnung (Hr. Honsel) folgende Kostenannahmen hinsichtlich der Kosten der Maßnahmen getroffen:

(a) Fenster:

Für den Austausch der vorhandenen 2-Scheiben-Wärmeschutz-Fenster ($U_w = 1,70 \text{ W/m}^2\cdot\text{K}$) gegen neue 3S-PH-Fenster ($U_w = 0,80 \text{ W/m}^2\cdot\text{K}$) wurden in Abstimmung mit der Volkswohnung Komplettkosten von 235 €/m^2 brutto angesetzt.

(b) Hüllflächen:

Die Auswertung mehrerer Sanierungsprojekte der Volkswohnung mit z.T. unterschiedlichen Dämmstärken ergab folgende (lineare) Abhängigkeit der spezifischen Sanierungskosten (€ pro m^2 Bauteilfläche) von der Dicke der Dämmschicht (in cm):

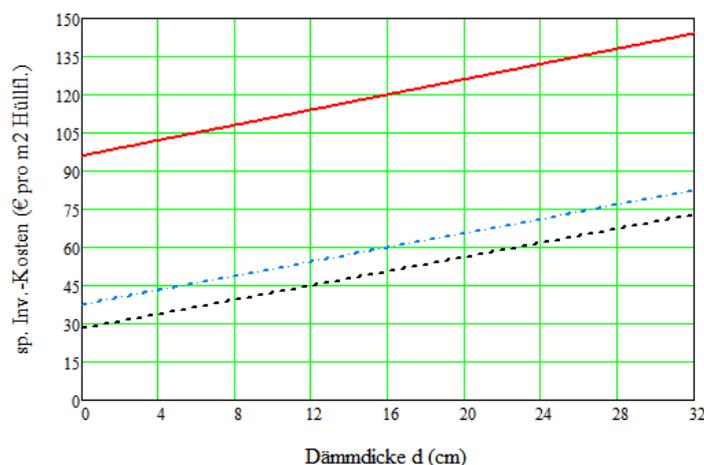


Abb. A1-9: Kosten für den Wärmeschutz der Hüllflächen in € pro m^2 Bauteilfläche (brutto), von unten nach oben:

- Kellerdecke (PS-Platten von unten)
- Dämmung der obersten Geschoßfläche (Polystyrol-Platten mit begehbare Abdeckung)
- WDVS (EPS) für die Außenwand.

Die ‚Sockelwerte‘ in Abb. A1-9 gehen i.w. aus den Arbeitskosten, die Geradensteigung aus den jeweiligen Materialkosten hervor.

⁸ V_ROM – ‚Volkswohnungs-Retrofit-Optimization-Model‘

(c) Lüftung:

Derzeit erfolgt die Lüftung in den fünf MFH durch Fensterlüftung bzw. durch eine unregelmäßige ‚Schwerkraftentlüftung‘ im Bad/WC der beiden Gebäude Ersinger Str. 2 und 4. Für die V_ROM-Rechnung wurde angenommen, dass die mittlere Luftwechselrate in der Heizperiode bei $n_L = 0,70 \text{ h}^{-1}$ liegt (s. auch Kap. A4.1). Da noch alte Kamine vorhanden sind, ist es grundsätzlich bauseitig möglich, diese Kamine kostengünstig für die Abführung von Raumluft aus den Naßräumen zu nutzen und in Verbindung mit feuchtegeregelten Zuluft-Öffnungen in den neuen Fenstern eine kontrollierte Lüftung zu installieren. Die zentrale Entlüftungsanlage wird in der Modell-Rechnung so eingestellt, dass in der Heizperiode eine mittlere Luftwechselzahl von $0,40 \text{ h}^{-1}$ erreicht wird (Vorgabe für V_ROM). Für eine solche Maßnahme wurden Installationskosten in Höhe von 25 €/m^2 brutto sowie jährliche Wartungskosten von 600 € pro MFH angesetzt, der zusätzliche Strombedarf mit $0,73 \text{ kWh}_{el}/\text{m}^2$.

Mit diesen Vorgaben und der oben angegebenen Gebäudegeometrie bzw. den zugehörigen U-Werten der Hüllflächen wurden mit V_ROM ‚Least-Cost‘ – Strategien zur Verringerung des Heizenergiebedarfs untersucht.

Der ‚Nutzen‘ einer Energiesparmaßnahme besteht in der damit erreichten Einsparung an jährlichen Energiekosten, die von V_ROM mit den (Jahres-)Investitionskosten der Maßnahme verglichen werden. Somit geht in das Ergebnis direkt der angenommene Energiepreis (hier der Gaspreis) ein: ein hoher Energiepreis macht bestimmte Maßnahmen, z.B. Fensteraustausch, wirtschaftlich, die bei niedrigerem Energiepreis nicht wirtschaftlich wären.

Der Gaspreis, der 2008 bereits über 80 €/MWh_{Hu} (brutto) für Endverbraucher lag, ist von 2014 bis 2018 kontinuierlich gesunken. Dies zeigt folgende Grafik (die Gaspreise der SW Karlsruhe liegen eher darunter). In 2019 sind die Erdgas-Preise demnach wieder angestiegen auf ca. 68 €/MWh_{Hu} .

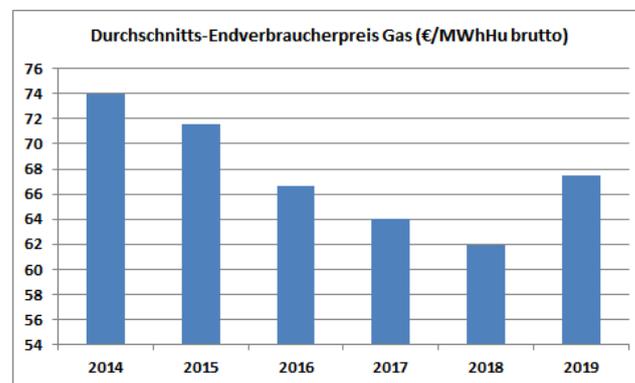


Abb. A1-10: (Jahres-)Durchschnittlicher Erdgas-Endverbraucherpreis (€/MWh_{Hu} brutto) in Deutschland 2014 bis 2019 /FAZ 2018, ergänzt durch eigene Daten für 2019/.

Obwohl es die frühere direkte Verknüpfung der Gaspreise mit dem HEL-Preis nicht mehr gibt, hängt der Gaspreis mittelfristig dennoch von der Entwicklung des HEL-Preises ab, der allerdings weitaus größere Schwankungen aufweist.

Abb. A1-11 zeigt die HEL-Preisentwicklung 2018 bis Mitte 2020. Die Preisentwicklung im ersten Halbjahr 2020 aufgrund des Preiskrieges Russland / Saudi-Arabien bzw. aufgrund der Corona-Krise sollte nicht repräsentativ für die weitere Preis-Entwicklung sein.)

Somit ergibt sich die Frage, mit welchem (durchschnittlichen) Energiepreis die Berechnungen in V_ROM ausgeführt werden sollen, die Investitionen mit einer Lebensdauer von Jahrzehnten betreffen. Da über die künftige Energiepreisentwicklung nur spekuliert werden kann, wird hier die

V_ROM-Rechnung mit einem mittleren Energiepreis durchgeführt, der über die nächsten 15 Jahre als wahrscheinlich angesehen wird: **80 €/MWh_{Hu}** für Erdgas (brutto).



Abb. A1-11: Durchschnittlicher Endverbraucherpreis für leichtes Heizöl (HEL) in € pro 100 Liter (entspricht €/MWh_{Hu}) brutto in Deutschland 2018 bis Mai 2020 (www.tecson.de).

Die folgende Abbildung zeigt das V_ROM-Ergebnis für den Gaspreis von 80 €/MWh_{Hu}:

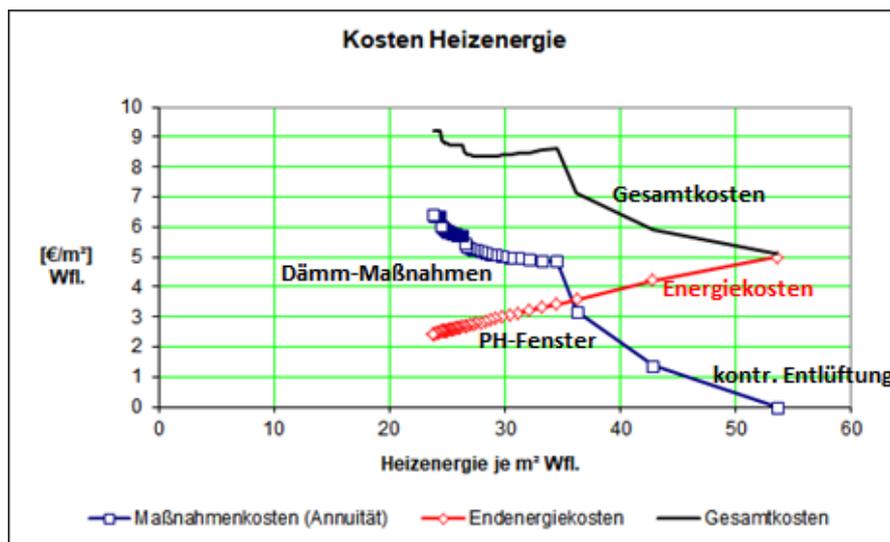


Abb. A1-12: ‚Least-cost – Pfad‘ von Energieeinsparmaßnahmen für das Gebäude Ersinger Str. 2 mit einem Gaspreis von 80 €/MWh_{Hu} brutto mit den im Text genannten Investitionskosten (umgerechnet auf spezifische Jahreskosten) für folgende Einsparmaßnahmen:
Installation einer kontrollierten Entlüftungsanlage, Fensteraustausch durch PH-Fenster, zusätzliche Dämmung der Außenwand, Dämmung der obersten Ge-

schoßdecke und Dämmung der Kellerdecke. Die V_ROM-Maßnahmen beginnen von rechts mit dem Ausgangswert $q_{Hz}^0 = 54 \text{ kWh}_{th}/\text{m}^2$.

untere Linie: diskontierte Investitionskosten in € pro m^2 beheizte Wohnfläche und Jahr⁹

mittlere Gerade: mit verringertem Energie(=Gas-)verbrauch verringerte spezifische Energiekosten

obere Linie: Gesamtkosten (Investitions- plus Energiekosten).

Wegen der bereits 1995 erfolgten energetischen Sanierung, die dazu geführt hat, dass die fünf MFH einen mittleren (gemessenen) Heizenergieverbrauch von 54 kWh_{th} pro m^2 beheizter Fläche aufweisen, ist durch erneute Dämm-Maßnahmen kein großer Einspareffekt mehr zu erreichen und dementsprechend ist auch die Wirtschaftlichkeit solcher Maßnahmen nicht mehr gegeben: Durch höhere Dämmung kann immer noch Heizenergie (bis unter $30 \text{ kWh}_{th}/\text{m}^2$) eingespart werden, jedoch sind die damit verbundenen (Jahres-)Kosten deutlich höher als die resultierende Verringerung an Heizenergiekosten, d.h. die Gesamt-Heizkosten steigen, ausgehend von ca. $5 \text{ €/m}^2 \cdot \text{a}$, nach links (mit zunehmenden Einsparmaßnahmen) monoton an.

Die Gesamtkosten (Investitionskosten plus Energiekosten) für die Mieter sind daher nach Umsetzung dieser Maßnahmen höher als sie vorher waren (\Rightarrow die Warmmiete steigt) – auch bei dem hier angesetzten relativ hohen Gaspreis. Dies zeigt der linke Teil der Kurve in Abb. A1-12 (‘Passivhaus-Fenster’, ‘Dämm-Maßnahmen’) mit der hier angesetzten Kostenstruktur der Dämm-Maßnahmen an den Hüllflächen nach Abb. A1-9. Eine noch am ehesten ‘kosteneffiziente’ Maßnahme wäre nach dieser V_ROM-Rechnung die Installation einer kontrollierten Entlüftung. Diese Maßnahme ermöglicht eine Heizenergieeinsparung, ausgehend von $54 \text{ kWh}_{th}/\text{m}^2$ auf ca. $43 \text{ kWh}_{th}/\text{m}^2$. Die Gesamtkosten steigen aber auch hier deutlich an: von 5 auf 6 € pro m^2 Wohnfläche und Jahr.

Die Schlussfolgerung aus diesen Rechnungen ist, dass wegen der bereits guten thermischen Qualität der MFH keine Einsparmaßnahmen an den Hüllflächen bzw. keine kontrollierte Entlüftung realisiert werden sollen. LowEx-Maßnahmen müssen sich auf die übrigen o.g. Punkte konzentrieren.

A1.5 Baukonstruktive Eignung der Dächer für Photovoltaik

Die Statik der Dachkonstruktion in den Gebäuden wurde vom Statiker der Volkswohnung hinsichtlich der Tragfähigkeit für PV-Module, insbesondere für das PVT-System ‘SOLINK’ der Fa. Consolar (s. Abschnitt A2.4.2.4), das wegen des integrierten Luft-Wärmetauschers ein höheres Gewicht aufweist, überprüft. Demnach weisen die Dächer eine Reserve von $0,23 \text{ kN}/\text{m}^2$ (ca. $25 \text{ kg}/\text{m}^2$) auf. Das SOLINK-System hat ein Modul-Gewicht von $18 \text{ kg}/\text{m}^2$. Somit bestehen aus Sicht des Statikers keine Bedenken, da insbesondere auch nur ein Teil der vorhandenen Dachfläche belegt werden soll.

A1.6 Genehmigungsfragen Erdsonden

Die Erdsonden am vorgesehenen Standort (Viessmann-Wärmepumpe) müssen vom städtischen Umweltamt genehmigt werden. Da außerhalb der Wasserschutzgebiete, reicht ein ‘vereinfachtes Verfahren’ aus. Außerdem muss vom (zertifizierten) Bohrunternehmen zwei Wochen vor Bohrbeginn die Bohrung bei der zuständigen Fachbehörde angezeigt werden.

⁹ Die Wärmedämm-Investitionen wurden über 45 Jahre abgeschrieben, die neuen Fenster und die Lüftungsanlage über 25 Jahre. Der kalkulatorische Zinssatz beträgt 2,5 %. Keine Förderung.

Der potentielle Standort an der Ersinger Straße liegt außerhalb der Wasserschutzgebiete im Stadtgebiet von Karlsruhe. Eine Grobübersicht zum Standort mit Hilfe des Geothermie-Informationssystems Baden-Württemberg (Reg.-Präsidium Freiburg) ergab, dass unterhalb eines oberflächennahen Grundwasserleiters kein Grundwasser mehr folgt. Erdsonden bis in 100 m Tiefe sind im Gebiet möglich.

Eine geothermische Nutzung am Standort wird vom Informationssystem als ‚effizient‘ eingestuft, d.h. die jährliche Wärmeentzugsarbeit – für eine von diesem Info-System angenommene Doppel-U-Erdsonde mit DN 25 – liegt im Bereich von $100 \text{ kWh}_{\text{th}}/\text{m}^2\cdot\text{a}$, was bei einer Benutzungsdauer von 1.800 h/a eine spezifische Entzugsleistung von 55 W/m ergeben würde. Genauere Daten zur Geophysik am Standort erfordern eine weitere (kostenpflichtige) Abfrage unter www.geothermie-bw.de.

Die maximal erforderliche Nenn-Entzugsleistung der Erdsonden für die ‚polyvalente‘ Wärmepumpe von Viessmann wurde von ISE mit $40 \text{ kW}_{\text{th}}$ angegeben. Dies würde mit der o.g. spezifischen Entzugsleistung eine Erdsondenlänge von 800 m oder 8x100 m Sonden ergeben.

Entsprechend haben die Stadtwerke in der Bohranzeige 8 Bohrungen à 100 m Länge angekündigt, die im Zuge der Ausschreibung bzw. Auftragsvergabe endgültig auf einen ggfs. geringeren Wert korrigiert werden können.

A2 Energiesystem: Simulation, Konzeption, Wirtschaftlichkeit, Optimierung

A2.1 Methodik

A2.1.1 Betreibermodelle – rechtliche Vorgaben und Optionen für das Projekt SQ-Durlach

Das Betreibermodell für das Projekt SQ-Durlach wird durch die Rahmenbedingungen des EEG und des KWKG beeinflusst. Ferner besteht die Vorgabe, dass die Mieter bei der Übernahme der Energieversorgung durch Contracting-Anbieter (die KES) keine wirtschaftlichen Nachteile haben dürfen. Dieser letzte Punkt ist eine wenig eindeutige Regelung, weil die Energiekosten der Mieter stark von den Energiepreisen (Gas oder Wärme bzw. Strom) und vom Nutzerverhalten abhängen. Diese Abhängigkeit vom Energiepreis gilt auch für die Bereitstellungskosten des Contractors, aber in anderer Weise – d.h. bei hohem Energiepreisniveau kann das Energiesystem des Contractors kostengünstiger sein als ein konventionelles System, bei niedrigem Energiepreisniveau kann es genau umgekehrt sein. Eine Lösung dieses Problems des anzusetzenden Energiepreises könnte darin liegen, dass man einfach die aktuellen Energiepreise (zum Stand 2020, wenn die geplanten Anlagen in Betrieb gehen) für den Kostenvergleich heranzieht. Auf jeden Fall ist eine Sensitivitätsanalyse mit unterschiedlichen Energiepreisen wichtig, um deren Auswirkungen auf die Endkosten zu verstehen.

Die Vorgaben für die KES aus der aktuellen EEG-Rechtslage (Stand Anfang 2019) wurden durch einen Fachanwalt überprüft¹⁰. Ferner erfolgte im Frühjahr 2020 eine Anfrage der KES bei der Bundesnetzagentur hinsichtlich der Einordnung der fünf MFH in der Ersinger Straße als ‚Kundenanlage‘, die am 20.04.2020 von der 6. Beschlusskammer beantwortet wurde¹¹. Die Ergebnisse sind kurz zusammengefasst wie folgt:

- (1) Der Gebäudecluster Ersinger Str. 1 bis 5 kann als ‚Kundenanlage‘ betrachtet werden, weil die versorgten MFH in einem ‚räumlich geschlossenen‘ Gebiet liegen und über 1 Anlage versorgt werden können. Ferner können die Anlagen laut Netzagentur als ‚unbedeutend im Sinne der Sicherstellung eines wirksamen Wettbewerbs‘ angesehen werden. Damit entfallen Netzentgelte bzw. netzseitige Umlagen für den vor Ort erzeugten bzw. verbrauchten Strom.
- (2) Die geplanten PV-Anlagen auf den fünf MFH müssen grundsätzlich als ‚zusammengefasste Anlagen‘ betrachtet werden, d.h. die Summe der installierten PV-Leistung ist ausschlaggebend für deren Einordnung hinsichtlich der Vergütungsregelungen des EEG. Diese sehen derzeit eine Begrenzung der installierten PV-Anlagen auf 100 kW_p vor. Oberhalb dieser Leistung muss der erzeugte PV-Strom ‚direktvermarktet‘ werden.
- (3) Aus diesem Grund sollen zunächst (in 2020) nur die beiden MFH Ersinger Str. 2 und 4 mit PV-Anlagen belegt werden, die zusammen bei ca. 100 kW_p liegen. Es wird davon ausgegangen, dass es die für 2020 angekündigte Neufassung des EEG ermöglichen wird, in 2021 weitere PV-Anlagen auf den MFH Ersinger Str. 1, 3 und 5 zu errichten, ohne in die Direktvermarktung des PV-Stroms gehen zu müssen. Dies würde auch für diese Anlagen die EEG-Vergütung für den ins Netz zurückgespeisten PV-Strom (derzeit ca. 9 ct/kWh_{el}) ermöglichen.
- (4) Für BHKW's gilt laut KWKG eine Grenze für die höheren Zuschläge für KWK-Strom bei einer BHKW-Leistung von 50 kW_{el}. Wird ein zweites BHKW-Modul (wiederum ≤ 50 kW_{el}) erst

¹⁰ Stellungnahme *re – Rechtsanwältin*, Berlin: RA Dr. M Vollmer an die KES vom 22.01.2019.

¹¹ Vorab-Antwort der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen auf die KES-Anfrage hinsichtlich der rechtlichen Einordnung der MFH in der Ersinger Straße als Kundenanlage im Sinne von §3 Nr. 24a EnWG vom 26.05.2020 (e-mail).

mehr als ein Jahr nach dem ersten Modul installiert, erhält auch dieses Modul die für BHKW's < 50 kW_{el} vorgesehene KWKG-Vergütung. Damit kann – zusätzlich zum Erlass der Mineralölsteuer – mit KWKG-Zuschlägen von 8,0 ct/kWh_{el} bei Netzzurückspeisung und 4 ct/kWh_{el} bei Eigenverbrauch durch die KES (für den Allgemeinstrom in den Heizzentralen sowie insbesondere für die Stromversorgung der Wärmepumpen) kalkuliert werden.

- (5) Die aktuelle EEG-Umlage von 6,41 ct/kWh_{el} (Stand 2020) muss für eigen-genutzten Strom der KES (Allgemeinstrom, Wärmepumpenstrom) nur zu 40 % abgeführt werden (2,56 ct/kWh_{el}). Für den an die Mieter gelieferten BHKW- bzw. PV-Strom wird die volle EEG-Umlage fällig.
- (6) Der Stromaustausch zwischen den unterschiedlichen Anlagen bzw. Gebäuden ist nur dann ohne die Abführung von Netzentgelten möglich, wenn der Strom nicht durch öffentliche Leitungen geliefert wird. Daraus folgt, dass die KES ein neues Leitungsnetz zwischen den fünf MFH errichten muss („Arealnetz“).
- (7) Unter diesen Bedingungen sind für den lokal erzeugten und lokal genutzten Strom (Eigenverbrauch, Mieterstrom) keine Netznutzungsentgelte zu errichten. Diese fallen nur für Strombezug aus dem Netz an und sind im Strompreis (der KES) enthalten (bzw. im Strompreis der Mieter, falls diese von einem Drittanbieter beliefert werden).
- (8) Das im EEG (nachträglich) ergänzte „Mieterstrom-Modell“ bedingt so viele Einschränkungen in der Gestaltungsfreiheit und bietet so geringe energiewirtschaftliche Vorteile (ca. 1,5 ct/kWh_{el} Mieterstromförderung), dass auf dessen Einsatz hier verzichtet wird.¹²

Diese Rahmenbedingungen führen zu folgendem „Modell“ für das Projekt SQ-Durlach:¹³

- (1) Die KES errichtet alle erforderlichen Energieanlagen und versorgt die fünf MFH mit Strom – soweit die Mieter einen Stromversorgungsvertrag mit der KES abschließen; ein Anreiz für die Mieter zu einem möglichst weitgehenden Anschluss an die Versorgung durch die KES soll durch einen reduzierten Strompreis – zunächst nur für die beiden MFH Ersinger Str. 2 und 4, auf denen die erste Ausbaustufe an PV-Anlagen errichtet wird – erreicht werden.
- (2) Die KES errichtet und betreibt ein eigenes Anlagen-Netz (= Kundenanlage) zur Stromversorgung der fünf MFH (das mit dem Bau von Kommunikationsleitungen/Glasfaser-Kabel kombiniert wird). Ferner werden eine „Technikzentrale“ sowie die erforderlichen Nahwärme-Leitungen zu den MFH Ersinger Str. 1, 3 und 5 errichtet, wo die Wärme über Hausübergabestationen an die Volkswohnung geliefert wird. Diese verteilt die Wärme über die vorhandenen Systeme in den Gebäuden an die Mieter und rechnet diese Nutzwärme wie bisher über die Nebenkostenabrechnung mit den Mietern ab.
- (3) Der Eigenstrom (Allgemeinstrom bzw. Stromverbrauch der Wärmepumpen sowie der an die Mieter gelieferte Strom) wird möglichst weitgehend durch die zu errichtenden PV-Anlagen bzw. das – in zwei Ausbaustufen – zu errichtende BHKW geliefert. Der Restbedarf wird aus dem Netz gedeckt bzw. Überschussstrom wird ins Netz zurückgespeist.
- (4) Die KES liefert die Wärme zu einem (noch zu kalkulierenden) Wärmepreis an die Volkswohnung (Heizung, TWW). Die „Schnittstelle“ der Wärmebereitstellung war bisher der

¹² Die geltende „Mieterstrom-Modell“ - Regelung ist bis 2020 befristet. Eine Neufassung ist im Gespräch, da sich die bisherige Regelung als wenig attraktiv erwiesen hat. Zum Zeitpunkt der Berichterstellung sind Einzelheiten hierzu noch nicht bekannt.

¹³ Die energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen beeinflussen die Gestaltung von Energiekonzepten massiv und sind in ihrer immer weiter zunehmenden Komplexität hinsichtlich innovativer Quartiers-Klimaschutzkonzepte eher kontraproduktiv.

Gaszähler der Stadtwerke vor dem Gaskessel in den Heizzentralen der fünf MFH. Nach dem neuen Modell sind die Schnittstellen die Wärmemengenzähler für die Heizung und die TWW-Versorgung in den Heizzentralen jedes Gebäudes.

- (5) Die KES installiert in Kooperation mit INATECH/Univ. Freiburg und Fraunhofer ISE ein geeignetes (EEG-konformes) Monitoring-System, einschließlich der erforderlichen Gas-, Strom- und Wärmemengenzähler. Dieses wird sowohl zur Systemregelung bzw. Systemoptimierung als auch zur Abrechnung des gelieferten Stroms bzw. der gelieferten Wärme genutzt.

A2.1.2 Wirtschaftlichkeitsanalyse

Wesentliche Aufgabe in der *Konzeptionsphase* ist die *Optimierung des Gesamt-Energiesystems*. Hierzu wurden durch Fraunhofer ISE in Abstimmung mit den SW und dem Fachplaner verschiedene Systemvarianten definiert und deren Energiebilanz durch eine Jahres-Simulation berechnet, um die jährliche Eigennutzung von PV- und BHKW-Strom sowie die resultierende NetZRückspeisung bzw. den verbleibenden Netzbezug zu quantifizieren. Auf dieser Grundlage sowie mit Abschätzungen der zu erwartenden Investitionskosten erfolgen Wirtschaftlichkeitsvergleiche der Varianten, um Anhaltspunkte für eine Systemoptimierung zu finden.

Amortisationszeit, ‚Return of Investment‘ oder interner Zinsfuß als Wirtschaftlichkeitskriterien kommen für sehr langlebige Investitionsgüter nicht in Betracht. Für den Investor entscheidend ist das Jahresergebnis von Kosten und Einnahmen, für die Mieter der Vergleich mit seinen Ist-Kosten für Wärme und Strom, wobei sich diese Kosten je nach Nutzerverhalten von Mieter zu Mieter stark unterscheiden können.

Das Hauptkriterium zur Anlagenoptimierung, z.B. optimales Verhältnis Grundlast/Spitzenlast, sind die resultierenden Wärmegestehungs- bzw. Stromgestehungskosten (€/MWh). Wegen der Strom/Wärme-Kopplung ist es erforderlich, die Kosten korrekt der Nutzwärme- oder der Stromerzeugung zuzurechnen. Außerdem beeinflussen – neben der Investitionskostenschätzung – die angesetzten Energiepreise das Ergebnis. Zur Ergänzung der Gestehungskosten sind also Sensitivitätsbetrachtungen notwendig.

A2.1.3 Kostenkurven

Die Abschätzung der Investitionskosten für die Basisvariante und für die von Fraunhofer ISE simulierten Varianten wurde für BHKW's, durchgeführt auf der Grundlage von Kostenkurven aus /ASUE 2016/, für Wärmepumpen und Erdsonden mit von Fraunhofer ISE empirisch erhobenen Kosten bzw. mit Praxisangaben aus dem Projekt ‚LowEx-Bestand-Analyse‘ /Bräuer 2018/. Für die Kosten der PV-Anlagen wurden Erfahrungswerte der SW genutzt. Die übrigen Kosten, wie Kessel, MSR-Anlagen, Wärmespeicher wurden in Abstimmung mit den SW und dem Fachplaner geschätzt. Die finanzielle Förderung im Rahmen des Projektes SQ-Durlach bzw. des HEAVEN-Projektes wurde nicht berücksichtigt, Mehrkosten durch das erweiterte Monitoring und die wissenschaftliche Begleitung ebenfalls nicht.

Die Investitionskosten von BHKW, PV, Wärmepumpen, Erdsonden und PV-Anlagen werden im Folgenden in Abhängigkeit von der Leistung in Form einer *Potenzkurve* angesetzt:

(1) BHKW:

Spezifische Investitionskosten (€/kW), Wartungs-/Instandhaltungskosten (ct/kWhel) und elektrischer Wirkungsgrad des BHKW werden nach folgenden Formeln berechnet:

spezifische Investitionskosten: $k_{Inv} = a \cdot P^b$, mit P in kW_{el} und k_{Inv} in €/kW

Wartungs- und Instandhaltungskosten: $k_{W/I} = a \cdot P^b$, mit $k_{W/I}$ in ct/kWh

elektrischer Wirkungsgrad: $\eta_{el} = a \cdot P^b$, mit η_{el} in %.

Die Werte für a und b sind nach /ASUE 2016/ wie folgt (die W/I-Kosten sind nach Erfahrungswerten des Fachplaners um 20 % höher angesetzt als von ASUE angegeben):

Tab. A2-1: Parameter a und b der BHKW-Kostenfunktionen (o. MwSt.).

	bezogen auf	a	b	Geltungsbereich
Investition	kW _{el}	5.438	0,351	10 – 100 kWel
W/I-Kosten	ct/kWh _{el}	8,00	0,25	10 – 100 kWel
el. Wirkungsgrad	-	22,56	0,1032	10 – 100 kWel

Dies ergibt folgende BHKW-Kostenkurven für k_{Inv} und $k_{W/I}$:

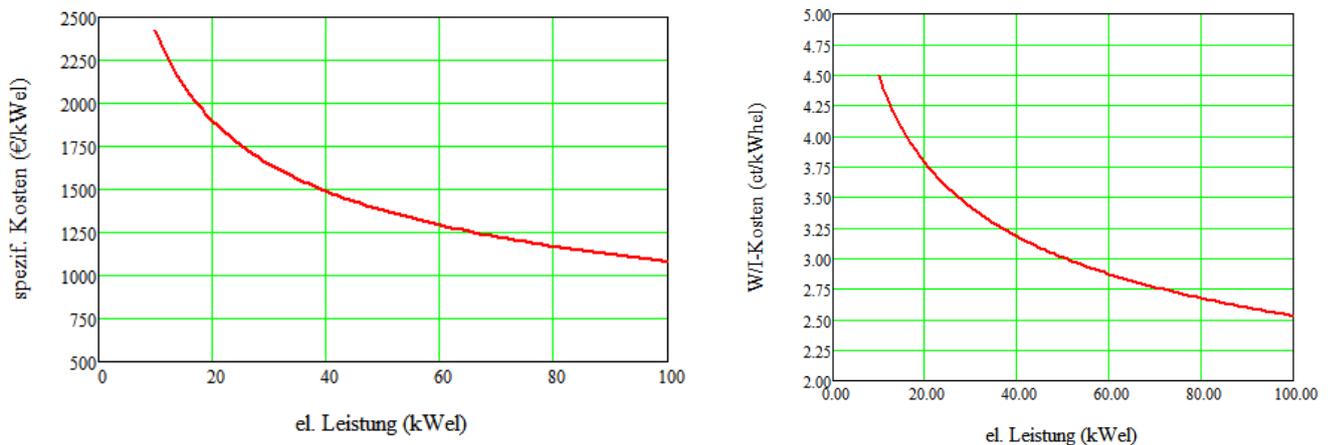


Abb. A2-1: Spezifische Netto-Investitionskosten des BHKW, k_{Inv} (€/kW_{el}), linkes Bild, und Wartungs- und Instandhaltungskosten des BHKW (ct/kWh_{el}; enthalten 1 Generalüberholung).

Diese BHKW-Investitionskosten enthalten

- BHKW-Modul
- Steuerung
- Schmierölversorgung
- Katalysator
- Schalldämmkapsel
- Be- u. Entlüftung.

Nicht enthalten sind die Kosten der Abgasführung.

Der elektrische Wirkungsgrad des BHKW, η_{el} , hängt mit den in /ASUE 2016/ genannten Werten für a und b wie folgt von der Leistung ab:

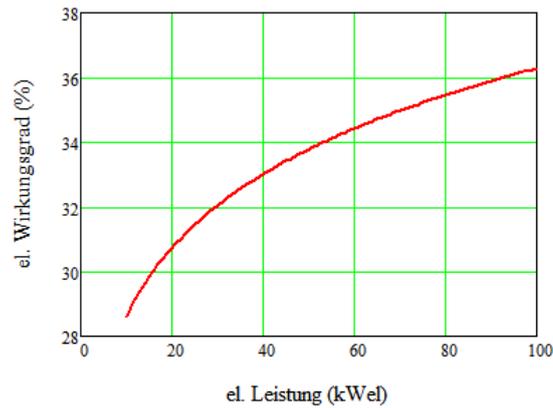


Abb. A2-2: Elektrischer BHKW-Wirkungsgrad (%), η_{el} , als Funktion der BHKW-Leistung.

(2) Wärmepumpen:

Für Luft/Wasser- bzw. Erdsonden-Wärmepumpen werden folgende empirischen Werte für a und b in der o.g. Potenzformel basierend auf /Bräuer 2018/ verwendet:

Tab. A2-2: Parameter a und b der Wärmepumpen-Kostenfunktionen.

	bezogen auf ¹⁴	a	b	Geltungsbereich
Luft/Wasser-WP	kW _{th}	3.168	0,4889	5 – 30 kW _{th}
Erdsonden-WP	kW _{th}	2.065	0,4013	10 – 40 kW _{th}

Daraus ergeben sich folgende Kostenkurven:

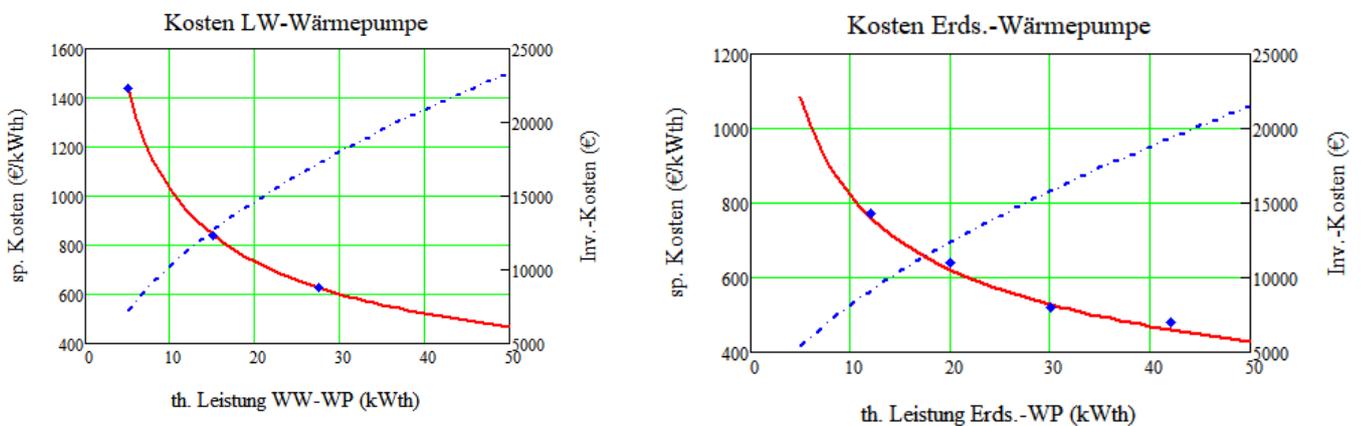


Abb. A2-3: Spezifische und absolute (Netto-)Kosten von Luft/Wasser- und Erdsonden-Wärmepumpen (letztere ohne Erdsonden) – Kurven gefittet mit empirischen Kostendaten von Fraunhofer ISE.

Für die W/I-Kosten (in % der Investition) ergaben ISE-Anfragen bei Herstellern für Luft/Wasser-Wärmepumpen 2,5 % und für Erdsonden-Wärmepumpen 3,0 % (hier bezogen nur auf die Investitionskosten der Wärmepumpe, d.h. ohne Erdsonden).

¹⁴ Der Bezug auf die Wärmeleistung der WP ist nicht eindeutig, weil diese Leistung stark von den Betriebs-Temperaturen abhängt (Luft, Erdsonde, Nutzwärme). Besser wäre eigentlich ein Bezug auf die elektrische Leistung des Verdichters.

(3) Erdsonden:

Die absoluten Kosten der **Erdsonden** in Abhängigkeit von der Erdsondenlänge werden von Fraunhofer ISE mit

$$(A2.1) \quad k_{ES} = 2.000 \text{ €} + 50 \text{ €/m (netto)}$$

angegeben. Die spezifischen Erdsondenkosten (€/m) zeigt Abb. A2-4.

Die erforderliche Erdsonden-Länge L_{ES} hängt – bei gegebener (mittlerer) spezifischer Erdsonden-Leistung q_{ES} (W/m) – von der Entzugsleistung der Wärmepumpe, Q_{ES} (W) und damit von deren Leistungszahl ε ab:

$$(A2.2) \quad Q_{ES} = Q_{WP} \cdot (\varepsilon - 1) / \varepsilon$$

mit Q_{WP} ... therm. Leistung der Wärmepumpe in Watt.

Damit erhält man die Erdsondenlänge L_{ES} als Funktion der Wärmepumpenleistung Q_{WP} :

$$(A2.3) \quad L_{ES} = Q_{ES} / q_{ES} = Q_{WP} / q_{ES} \cdot (\varepsilon - 1) / \varepsilon \text{ (m)}.$$

Mit dieser Kostenfunktion für die Erdsonden ergeben sich folgende Kosten als Funktion der Wärmepumpenleistung Q_{WP} :

$$(A2.4) \quad K_{ES}(Q_{WP}) = [Q_{WP} / q_{ES} \cdot (\varepsilon - 1) / \varepsilon] \cdot 50 + 2.000 \text{ (€)}$$

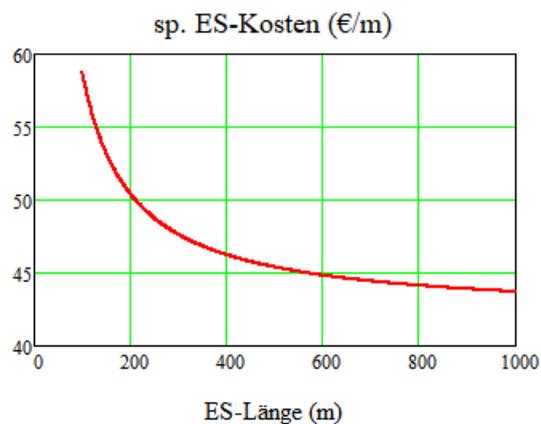


Abb. A2-4: Spezifische Erdsonden-Kosten (€/m, netto) nach Formel (A2.4); empirische Kostendaten von Fraunhofer ISE nach Formel (A2.1).

Die Erdsondenlänge L_{ES} (m) als Funktion der WP-Leistung nach Formel (A2.3), mit einer angenommenen spezifischen Entzugsleistung von $q_{ES} = 50 \text{ W/m}$ (s. hierzu Abschnitt A1.6), bei zwei verschiedenen Leistungszahlen, $\varepsilon_1 = 3,60$ und $\varepsilon_2 = 4,00$ ist im folgenden Bild gezeigt:

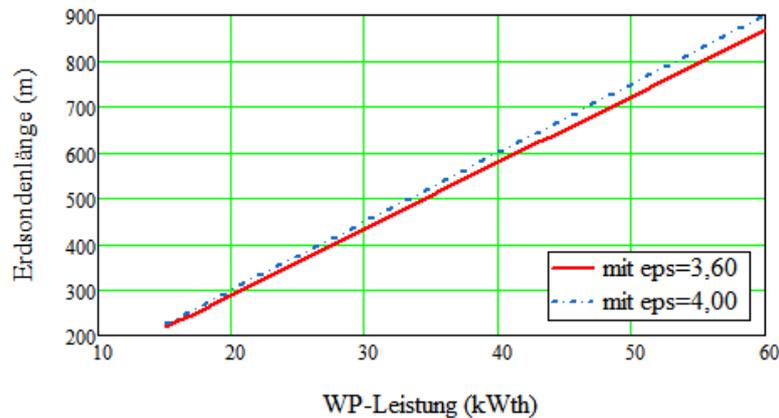


Abb. A2-5: Erdsondenlänge L_{ES} (m) als Funktion der WP-Leistung Q_{WP} mit zwei verschiedenen Leistungszahlen; $q_{ES} = 50$ W/m.

Abb. A2-5 zeigt, dass die Erdsondenlänge nicht stark von der Leistungszahl abhängt.

Mit der so berechneten Erdsondenlänge und den o.g. spezifischen Erdsondenkosten erhält man die Erdsondenkosten als Funktion der Leistung Q_{WP} der Erdsonden-Wärmepumpe sowie die resultierenden Gesamtkosten des Systems Wärmepumpe plus zugehörige Erdsonden. Demnach sollten die Erdsondenkosten einer der beiden Wärmepumpe (50 kWth) bei etwa 40.000 € brutto liegen (700 m Länge, 50 W/m, 47 €/m netto).

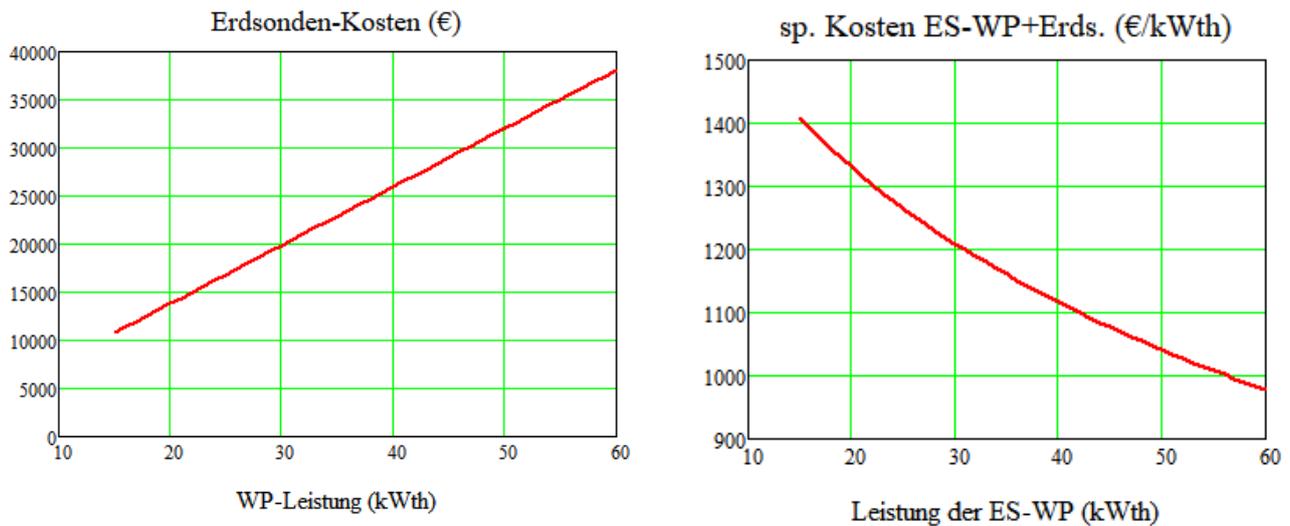


Abb. A2-6: Erdsondenkosten K_{ES} (€, netto) als Funktion von Q_{WP} mit $\varepsilon = 3,60$, linkes Bild, und spezifische Netto-Gesamtsystemkosten (WP plus Erdsonden).

Mit diesen Kostenkurven ist ein Vergleich der Wärmegestehungskosten einer Luft/Wasser-Wärmepumpe und einer Erdsonden-Wärmepumpe naheliegend. Diese Kosten hängen von mehreren Parametern ab, insbesondere von der Jahresarbeitszahl (JAZ) und vom Strompreis p_{el} (€/MWh_{el}) der Wärmepumpe. Die Wärmegestehungskosten der Wärmepumpe in Abhängigkeit vom Strompreis erhält man aus der Formel

$$(A2.5) \quad \text{WGK}(p_{el}) = \frac{k_{sp}}{b} \cdot (ann + w) + \frac{p_{el}}{JAZ} \quad (\text{€/MWh}_{th})$$

mit k_{sp} ... spezifische Kosten (€/kWth) x 1.000 (siehe Kostenkurven)
 b ... Vollastbenutzungsstunden (h/a)

ann ... Annuität aus Abschreibungszeit und kalkulatorischem Zinssatz
w ... Wartungs- und Instandhaltungskosten.

Ein direkter Vergleich der beiden Wärmepumpenarten mit dieser Formel wäre einfach, ist aber problematisch, weil die Einsatzfelder der beiden Systeme sehr unterschiedlich sind: Die Luft/Wasser-WP für eher kleinere Leistungen, aber zwecks Abdeckung des Wärmebedarfs bei niedriger Außentemperatur eher überdimensioniert, die Erdsonden-WP für größere Leistungen, aber für Bestandsgebäude eher als GL-Anlage zusammen mit einem Spitzenlastkessel. Dazu kommen noch die unterschiedlichen Jahresbenutzungsstunden und Jahresarbeitszahlen, die wiederum von den installierten Heizsystemen abhängen. Ein allgemeiner Vergleich dieser beiden Systeme ist also schwierig, weil hier Äpfel mit Birnen verglichen würden – ein Vergleich für das SQ Durlach - Projekt erfolgt weiter unten.

(4) PV-Anlagen:

Die Kosten von PV-Anlagen weisen (Stand 2020) weiter eine fallende Tendenz auf. Zur Abbildung des aktuellen Standes wurde für die spezifischen Kosten von PV-Dach-Anlagen als Funktion der Peakleistung P_p , $k_{sp}(P_p)$, ebenfalls eine Potenzformel mit empirischen Kosten der SW verwendet, die für a den Wert $a = 1.434$ und für b den Wert $b = 0,044$ ergeben: $k_{pv} = a \cdot P_p^{-b}$ (€/kW_p netto). Damit erhält man folgende Kostenkurve:

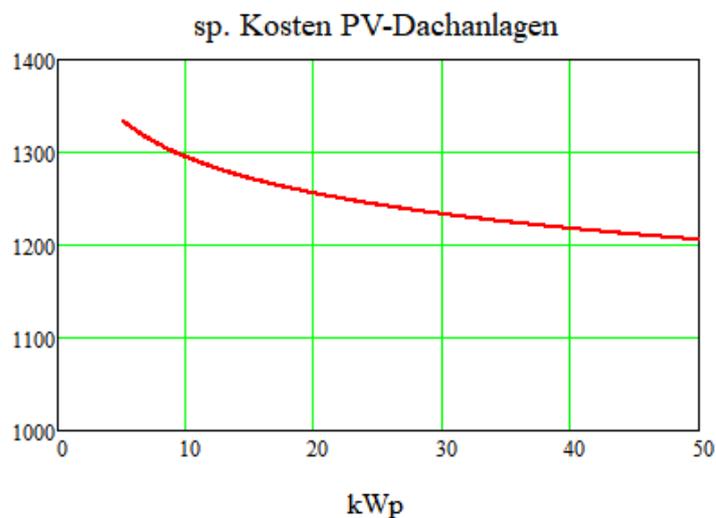


Abb. A2-7: Spezifische Kosten (netto) von Aufdach-PV-Anlagen als Funktion der Peak-Leistung P_p (SW Karlsruhe).

A2.1.4 Abschätzung der Energiebilanz für die ‚Basisvariante‘

A2.1.4.1 Energiekonzept der ‚Basisvariante‘

Als erster Schritt wurde eine Plausibilitätsabschätzung der Energiebilanz für die ‚Basisvariante‘ des Gesamt-Energiesystems erstellt. Unter Vorgabe von Energiepreisen, Kosten und Vergütungen (EEG, KWKG) erfolgte beispielhaft eine Kosten- bzw. Ergebnisermittlung dieser Basisvariante. Dies diente auch der Festlegung der Berechnungsmethode und der benützten Parameter, etwa für die EEG-/KWKG-Vergütung oder die anzusetzenden Nutzungsgrade sowie die zu kalkulierenden Energiepreise. Die weiteren zu simulierenden Varianten sollten mit denselben Ansätzen analysiert und mit der Basisvariante verglichen werden.

Diese ‚Basisvariante‘ beruht auf dem technischen Konzept, das bereits Grundlage des bei PtJ gestellten Förderantrags war. Hierfür wurde eine plausible Energiebilanz auf der Grundlage von ausgewählten typischen Betriebstagen (Winter, Sommer, Übergangszeit) abgeschätzt (also nicht

simuliert), die in sich konsistent ist, d.h. Erzeugung, Eigenverbrauch, Rückspeisung und Netzbezug sind abgeglichen und entsprechen der Auslegung der Komponenten und dem bekannten Ist-Verbrauch der fünf MFH an Strom (Haushaltsstrom, Allgemeinstrom) und Wärme (Heizung, TWW), s. Kap. A1. Dies ermöglicht die Berechnung der Jahres-Energie- und Geldflüsse und, nach demselben Rechenschema und derselben Vergütungsstruktur, die Berechnung der entsprechenden Ergebnisse für die zu simulierenden Varianten des Energiesystems.

In der Basisvariante versorgt ein Grundlast-BHKW die drei Gebäude Ersinger Str. 1, 3 und 5 mit Wärme. Die Stromerzeugung des BHKW wird vorrangig an die Haushalte in allen fünf MFH geliefert bzw. von der KES selbst für den Allgemeinstrombedarf aller fünf MFH verbraucht. Ferner werden die beiden MFH Ersinger Str. 2 und 4 durch je eine GL-Wärmepumpe mit Wärme versorgt, deren Strombedarf ebenfalls durch das BHKW gedeckt wird, wenn dieses gleichzeitig in Betrieb ist – ansonsten durch die ‚eigene‘ Dach-PV-Anlage oder durch Strombezug aus dem Netz. Für diese beiden Groß-Wärmepumpen wird eine Auslegung auf ca. 50 kW_{th} Wärmeleistung (ca. 14 kW_{el} Verdichter-Leistung) angesetzt. Überschussstrom (PV, BHKW) wird ins Netz zurückgespeist. Abb. A2-8 zeigt die Anlagenskizze mit den wichtigsten Eckdaten:

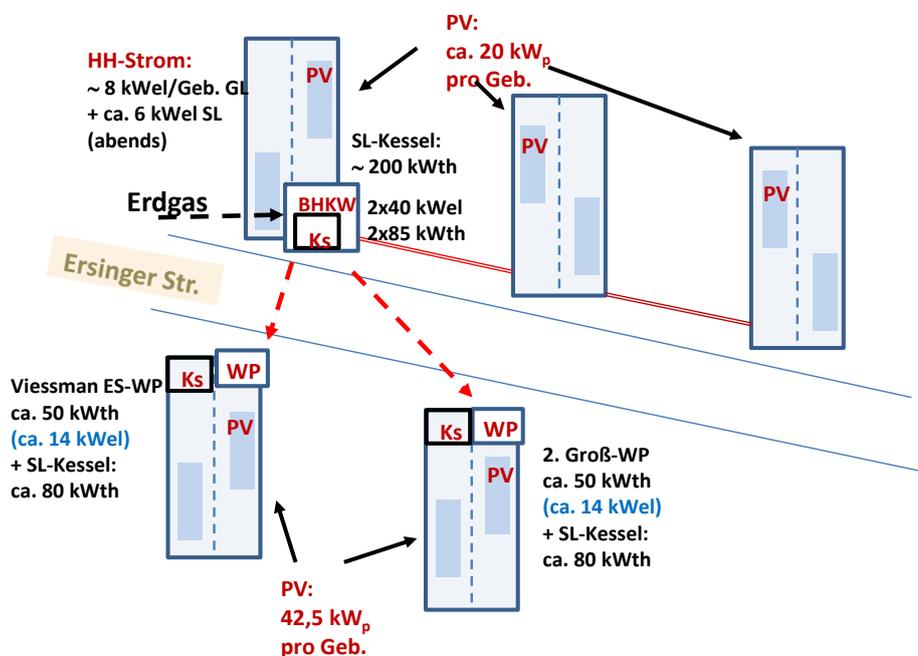


Abb. A2-8: Energiekonzept der ‚Basisvariante‘.

Auf den Dächern aller fünf MFH ist die Errichtung von PV-Anlagen vorgesehen, deren Auslegung (in der Basisvariante) am lokalen Bedarf (Haushaltsstrom, Bedarf der Wärmepumpe) orientiert ist.¹⁵ Für die Basisvariante wurden je 20 kW_p auf den drei nördlichen Gebäuden vorgesehen, und (wegen der Wärmepumpen) je 42,5 kW_p auf den beiden südlichen MFH, also zusammen 145 kW_p. Diese Anlagen sollen an sonnenreichen Tagen im Sommerhalbjahr den Tagesstrombedarf an Haushaltsstrom sowie, im Falle der beiden MFH mit der Wärmepumpe, auch den Strombedarf der beiden Wärmepumpen decken. Daraus ergibt sich eine direkte Auswirkung auf das Betriebskonzept insgesamt, zumindest an Tagen mit viel Sonne und wenig bzw. keinem Heizbedarf. An diesen Tagen steht tagsüber viel Strom zur Verfügung, von dem möglichst viel lokal (Haushalts-Strom,

¹⁵ D.h. dass die PV-Leistung so gewählt wurde, dass einerseits ein möglichst großer Anteil des lokalen Bedarfs (Haushaltsstrom, Allgemeinstrom, Wärmepumpen-Strom) gedeckt werden kann und dass andererseits möglichst wenig Netzspeisung erforderlich ist.

Wärmepumpen zur TWW-Erzeugung) genützt werden soll. Abends (und auch morgens) soll hingegen das BHKW betrieben werden, um dann den lokalen Strombedarf zu decken und in dieser Zeit ausreichend viel Nutzwärme zu erzeugen, um den Tagesbedarf an TWW in den drei angeschlossenen nördlichen MFH zu decken. Die Wärmespeicher sind so auszulegen, dass diese Betriebsweise ermöglicht wird.

Die Investitionskosten der PV-Anlagen wurden mit 1.250 €/kW_p netto angesetzt (s. auch Abschnitt A2.4, Kostenkurven). Bei einem Zinssatz von 2,5 % und einer Abschreibungsdauer von 20 Jahren, sowie mit einem PV-Ertrag von 930 kWh_{el}/kW_p, ergeben sich Stromgestehungskosten unter 9 ct/kWh_{el}. Da die EEG-Vergütung 9 ct/kWh_{el} beträgt, ist zwar die *relative* Wirtschaftlichkeit am höchsten, wenn ein möglichst großer Teil der PV-Stromerzeugung selbst (lokal) genützt werden kann, weil dann die mittlere Strombewertung noch günstiger ist, allerdings trägt jedes zusätzliche kW_p an installierter PV-Leistung zu einem weiteren positiven Jahresertrag der KES bei. Daher besteht ein Anreiz, die PV-Anlagen so groß auszulegen, wie aufgrund der verfügbaren Dachflächen möglich, bzw. orientiert an der EEG-Obergrenze für Dach-PV-Anlagen (2 x 100 kW_p) – siehe dazu Abschnitt A2.1.1.

Für die ‚Basisvariante‘ wird mit $3 \times 20 + 2 \times 42,5 = 145$ kW_p gerechnet (in der Ersinger Str. 2 und 4 wegen der Wärmepumpen 22,5 kW_p mehr¹⁶). In den Variantenrechnungen von Fraunhofer ISE werden wegen des EEG-Vergütungsanreizes $5 \times 40 = 200$ kW_p angesetzt, was sich auf die resultierende Energiebilanz im Vergleich zur Basisvariante auswirkt (s. Text weiter unten).

A2.1.4.2 Abschätzung der Energieflüsse

Für die Konfiguration nach Abb. A2-8 ergab die Plausibilitätsabschätzung (mit Erfahrungswerten für die Volllaststunden von Grundlast- und Spitzenlastanlagen) die in Abb. A2-9 gezeigte Gesamt-Energiebilanz. Der elektrische Wirkungsgrad des BHKW wurde dabei mit 34 % angesetzt, der PV-Ertrag mit 915 kWh_{el}/kW_p. Für die Jahresarbeitszahl der beiden (in der Basisvariante unterstellten) Erdsonden-Wärmepumpen wurde JAZ = 3,90 bzw. JAZ = 3,60 angesetzt, um die angenommenen Unterschiede in der technischen Qualität (Viessmann in der Ersinger Str. 4, sonstiger Hersteller für die zweite Wärmepumpe in der Ersinger Str. 2) zu berücksichtigen.

¹⁶ Eine Optimierungsrechnung hat ergeben, dass die Wärmepumpe (ohne Leistungsregelung) dann maximal viel PV-Strom pro Tag nützen kann, wenn die elektrische Leistung des Verdichters auf 60 % der Peak-Leistung der PV-Anlage ausgelegt ist. Die Auslegung der Wärmepumpe ist bei dieser Betrachtung am TWW-Erzeugungsbedarf des Gebäudes im Sommer orientiert. Dies definiert die ‚optimale‘ PV-Auslegung in der ‚Basisvariante‘.

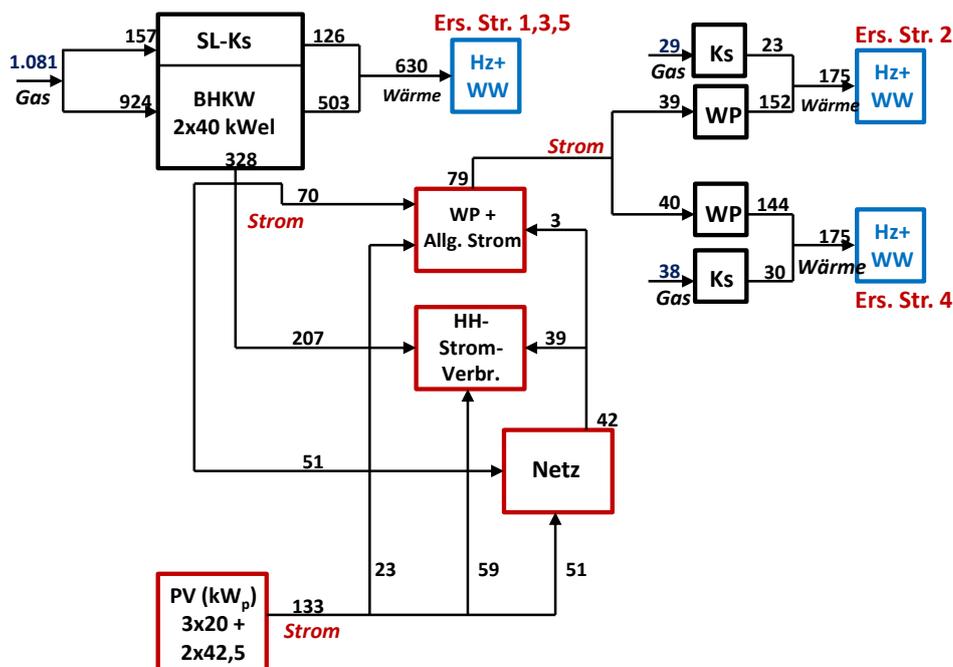


Abb. A2-9: Plausibilitätsabschätzung der Energiebilanz der ‚Basisvariante‘. Alle Angaben in MWh/a (bzw. Leistungsangaben in kW).

Demnach sieht die Gesamt-Energiebilanz so aus:

Tab. A2-3: Primärenergie- bzw. CO₂-Bilanz der Basisvariante (als ‚Black-Box‘ mit Zufluss und Export von Energieströmen betrachtet).

	PE-Faktor		CO ₂ -Faktor		
	MWh/a	kWhPE/kWh _{Hu}	MWh _{PE} /a	kg CO ₂ /MWh _{Hu}	t CO ₂ /a
Energiebezug:					
Erdgas	1.148	1,10	1.263	244	280
Strom aus Netz	42	1,80	75,6	580	44
Energieexport: (Gutschrift)					
Rüchspeisung BHKW	51	1,80	-91,8	580	-53
Rüchspeisung PV	51	1,80	-91,8	580	-53
Summe			1.155		218
sp. PE-Verbrauch pe bzw. CO₂-Emission ce¹⁷			100 kWhPE/m²		18,8 kg CO₂/m²

Im Vergleich zu den Ist-Daten (s. Abschnitt A1.3: $pe = 169,5 \text{ kWhPE/m}^2$ bzw. $ce = 41,3 \text{ kg CO}_2/\text{m}^2$) wird also durch die Basisvariante (mit den in Tab. A2-1 genannten PE- bzw. CO₂-Faktoren für den Strom, die beide zeitabhängig sind) eine Verbesserung **um 41 %** bei der **Primärenergie** und **um 54 %** bei der **CO₂-Emission** erreicht.¹⁸

A2.1.4.3 Wirtschaftliche Bewertung der Energieflüsse

Die in Abb. A2-9 angegebenen *elektrischen* Energieströme werden, je nach Verbraucher und Herkunft, unterschiedlich monetär bewertet. Diese Energieströme werden mit der folgenden Grafik ‚aus Sicht der KES‘ übersichtlich dargestellt (Stromherkunft bzw. Stromabnehmer):

¹⁷ Bezogen auf die gesamte beheizte Wohnfläche: 11.603 m².

¹⁸ Im Vergleich zum *ursprünglichen* Zustand nach Errichtung der Gebäude (1963) liegen die Verbesserungen bei ca. 75 %.

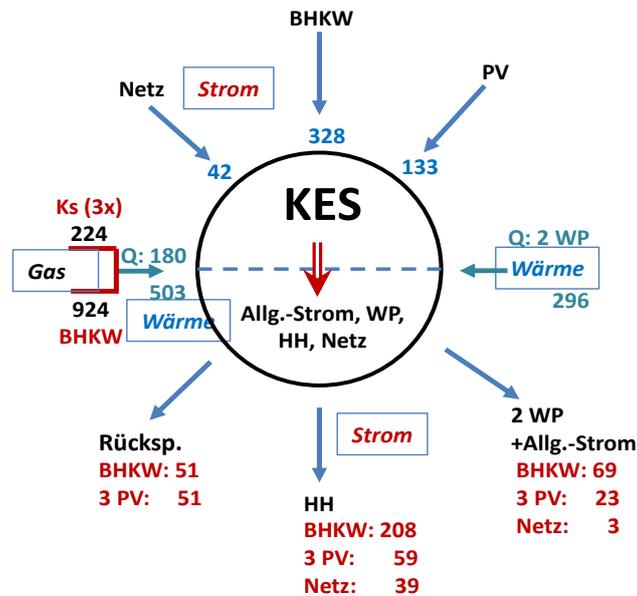


Abb. A2-10: Zuordnung der Energieströme nach Herkunft und Nutzung. Alle Angaben in MWh/a. Die von der KES gelieferte Nutzwärme (BHKW, Spitzenlast-Kessel, zwei Wärmepumpen) beträgt in der Summe **979 MWh_{th}/a** (s. auch Abb. A2-9).

Aus den Flüssen elektrischer Energie von Erzeugern (bzw. aus dem Netz) über die KES zu den Verbrauchern (bzw. von BHKW/PV ins Netz zurück) kann für jede der untersuchten Varianten eine Matrix gebildet werden, mit der diese Ströme ‚bewertet‘, d.h. mit den entsprechenden Preisen/Vergütungen/Umlagen multipliziert werden können:

Tab. A2-4: Matrix der Stromflüsse der ‚Basisvariante‘ nach Herkunft und Nutzung. Alle Angaben in MWh/a.

Erzeuger	Eigenbedarf	HH-	Netz-	Summe
	KES	Strom	Rückspeisung	
	MWh _{el} /a	MWh _{el} /a	MWh _{el} /a	Erzeuger
BHKW	69	208	51	328
PV	23	59	51	133
Netzbezug	3	39	-	42
	95	306	102	503

Aus den Stromflüssen in Abb. A2-10 und den zugeordneten Abgaben/Umlagen (3. Spalte in Tab. A2-5) kann die resultierende Abgabenbelastung für die KES berechnet werden. In Absprache mit den SW wurde ferner ein Bezugspreis der KES für Netzstrom von **21,0 ct/kWh_{el}** (NS-Netz) netto angesetzt.

Tab. A2-5: Belastung der Energieströme (aus Abb. A2-10) mit energiewirtschaftlichen Abgaben. Alle Zahlen ohne MwSt.

Strom-Kosten KES	MWh _{el}	ct/kWh _{el}	€/a
EEG Umlage Eigenverbrauch BHKW	69	2,56	1.769
EEG Umlage Eigenverbrauch PV-Strom	23	2,56	590
EEG Umlage Mieter BHKW-Strom	208	6,41	13.333
EEG Umlage Mieter PV-Strom	59	2,56	1.513
Stromsteuer HH-Strom	267	2,05	5.474
Konzessionsabgabe HH-Strom	267	0,00	0
KES Strombezug Netz (SW)	42	21,0	8.820
			31.498

Die Stromsteuer muss nur für den selbst genutzten oder den an die Mieter verkauften Strom abgeführt werden. Sie ist für den aus dem Netz bezogenen Strom bereits im Strompreis enthalten. Eine Konzessionsabgabe oder Netznutzungsentgelte für den im Areal erzeugten und verbrauchten Strom fallen nicht an bzw. sind im Fall des aus dem Netz bezogenen Stroms ebenfalls bereits im Strompreis enthalten.

Die Einnahmen der KES aus dem Stromverkauf bzw. aus NetZRückspeisung ergeben sich aus der folgenden Tabelle. Als Mieterstrompreis wurden hier **24,0 ct/kWh_{el} netto** angesetzt (= 28,56 ct/kWh_{el} brutto).

Tab. A2-6: KES-Einnahmen auf der Stromseite. Alle Zahlen ohne MwSt

Einnahmen KES (Strom)	MWh _{el}	ct/kWh _{el}	€/a
Stromverkauf HH	306	24,0	73.440
KWKG-Zuschlag bei Rückspeisung	51	8,0	4.080
KWKG-Zuschlag bei Eigenbedarf	69	4,0	2.760
KWK-Stromrückspeisung, 'üblicher Preis'	51	4,0	2.040
PV-Rückspeisung	51	9,0	4.590
			86.910

Für die wirtschaftliche Gesamtbilanz müssen noch

- Gaseinkaufskosten
- Anlagenabschreibung sowie Wartungs- und Instandhaltungskosten
- Einnahmen aus dem Wärmeverkauf der KES an die Volkswohnung berücksichtigt werden.

Für die **Gaskosten** (BHKW, 1+2 SL-Kessel) wurde von den Stadtwerken eine Prognose für den Gaspreis (Gasverkauf der SW an die KES) im Jahr 2020 in Höhe von 4,68 ct/kWh_{Ho} netto vorgegeben. Dies entspricht einem Gaspreis von **5,20 ct/kWh_{Hu} netto**. Für den Betrieb des BHKW fällt die Mineralölsteuer weg (0,61 ct/kWh_{Hu}). Mit den in Abb. A2-9 angegebenen Werten für den Gaseinsatz erhält man somit – unter Berücksichtigung des Wegfalls der Mineralölsteuer für das BHKW – Gaskosten von **54.049 €/a** (netto).

Die Einnahmen der KES aus dem **Wärmeverkauf** an die Volkswohnung (980 MWh_{th}/a) ergeben sich aus dem ‚anlegbaren Wärmepreis‘. Zur Ermittlung dieses Preises werden die für 2020 zu erwartenden Kosten der Wärmebereitstellung bei Beibehaltung des bisherigen Systems (Gaszentralheizung, betrieben von der Volkswohnung) herangezogen. Zur vereinfachten Betrachtung wird hierzu nur mit den Gaskosten der Volkswohnung und den Kosten des Allgemeinstroms (im Durch-

schnitt $1,40 \text{ kWh}_{el}/\text{m}^2$, also ca. 4.000 €/a netto) gerechnet.¹⁹ Aus einem zu erwartenden Gaspreis der Volkswohnung von $5,50 \text{ ct/kWh}_{Ho}$ netto ($6,11 \text{ ct/kWh}_{Hu}$) und einem Jahresnutzungsgrad der Gaskessel von $\eta_{KS} = 0,795$ (Ergebnis der INATECH-Messungen, Ersinger Str. 2, s. Abschnitt A4.1) ergeben sich Wärmekosten von 79.333 €/a bzw. ein Wärmepreis in 2020 von **81 €/MWh_{th} netto**.

Wird der (unverändert bleibende) Nutzwärmeverbrauch der fünf MFH frei Heizungskeller (980 MWh_{th}) mit diesem Wärmepreis bewertet, so sollten, wie gewünscht, die Wärmekosten der Mieter unverändert bleiben.²⁰ Mit diesem Wärmepreis ergeben sich Einnahmen der KES aus dem Wärmeverkauf in Höhe von **79.333 €/a netto** .

A2.1.4.4 Investitionskosten

Zur Ermittlung der **Investitionskosten** wurden für die Hauptkomponenten des zu betrachtenden Energiesystems empirische Kostenkurven zur konsistenten Berechnung von Auslegungsvarianten aufgestellt (s. Abschnitt A2.4). Die Kosten sonstiger Komponenten wurden in Abstimmung mit dem Fachplaner angesetzt. Da zum Zeitpunkt dieser Kostenschätzung das Konzept für die zweite Wärmepumpe der Basisvariante noch offen war, wurden für beide Wärmepumpen (Ersinger Str. 2 und 4) Erdsonden-Wärmepumpen mit einer Wärmeleistung von 50 kW_{th} (Grundlast; die Nennlast liegt für beide MFH bei ca. 89 kW_{th}) angesetzt. Dies führt auf die in Tab. A2-7 angegebenen Investitionskosten für die Basisvariante.

Somit ergeben sich Gesamt-Investitionskosten der Basisvariante in Höhe von ca. **890.000 € netto** . Zur Ermittlung der Festkosten wurde ein Zinssatz von $2,5 \%$ angesetzt, ferner die in Tab. A2-8 angegebenen Abschreibungsdauern, sowie die dort genannten Wartungs- und Instandhaltungskosten in % der Investition. Für das BHKW wurden in Abstimmung mit IBS Wartungs- und Instandhaltungskosten von **$3,6 \text{ ct/kWh}_{el}$** angesetzt.

Diese Ansätze sind orientiert an einem konventionellen Projekt ohne F&E-Aspekte und ohne technische Risiken – auch um die Varianten sinnvoll vergleichen zu können. (Im eigentlichen F&E-Projekt muss wegen der vermuteten technischen Risiken z.T. mit erheblich kürzeren Abschreibungszeiten sowie mit Zusatzkosten für das Monitoring und die F&E-Begleitung gerechnet werden.)

¹⁹ In einer genaueren Kalkulation müssten auch noch Messkosten und Abrechnungskosten addiert werden. Dies muss noch mit der Volkswohnung im Einzelnen abgestimmt werden.

²⁰ Dies stellt eine ‚Momentan‘-Betrachtung (für 2020) dar. Um künftige Änderungen im Gaspreis zu berücksichtigen, wäre gemeinsam mit der Volkswohnung eine ‚Preisgleitklausel‘ zu entwickeln.

Tab. A2-7: Geschätzte Investitionskosten der ‚Basisvariante‘ (netto).

		aus Kostenkurven (A2.4):	T€ netto
BHKW	80 kWel	2.050 €/kWel	164,0
SL-Kessel HZ	320 kWth	65 €/kWth	20,8
SL-Kessel 2 Geb. (WP)	2x150 kWth	80 €/kWth	20,8
2 WP (je 50 kWth)	100 kWth	450 €/kWth	45,0
Erdsonden für 2 WP (50 kWth)	1.260 m	45 €/m	56,7
PV-Anlagen	142,7 kWp	1.250 €/kWp	178,4
5 Heizzentralen	5x170 kWth	100 €/kWth	85,0
NW-Netz	80 m	450 €/m	36,0
LowEx-TGA, 2 MFH ²¹	4.219 m ² Wfl.	10 €/m ²	42,2
hydraulischer Abgleich, 5 Geb.	11.603 m ² Wfl.	5 €/m ²	58,0
Regelungstechnik			50,0
8 Wärmespeicher (Puffer, TWW)			30,0
Fachplaner			100,0
Summe Invest-Kosten (T€)			886,9

Tab. A2-8: Abschreibungszeiten und Ansatz für die Wartungs- und Instandhaltungskosten. Die W/I-Kosten des BHKW ergeben sich in Abhängigkeit von der jährlichen Stromerzeugung.

	Abschr.-Zeit (Jahre)	W/I (%) der Inv.)
BHKW	20	
SL-Kessel HZ	25	-
SL-Kessel 2 Geb. (WP)	25	1,5
2 WP (je 50 kWth)	12	1,5
Erdsonden für 2 WP (50 kWth)	25	3
PV-Anlagen	20	0
5 Heizzentralen	25	0,5
NW-Netz	25	0,5
LowEx-TGA, 2 MFH	25	0,5
hydraulischer Abgleich, 5 Geb.	25	1,5
Regelungstechnik	25	2
8 Wärmespeicher (Puffer, TWW)	25	2
Fachplaner	25	0

Damit erhält man folgende **Festkosten** (= Kapitaldienst und Wartungs- und Instandhaltungskosten) der ‚Basisvariante‘:

Abschreibung:	53.664
Wartungs- und Instandhaltungskosten:	17.722
resultierende Festkosten:	71.386 €/a

Daraus ergibt sich folgende Bilanz:

²¹ Maßnahmen zur Absenkung der Nutzwärmetemperaturen, wie Wärmedämmung der Rohrleitungen, regelungstechnische Maßnahmen, Legionellenfilter o.ä.

Tab. A2-9: Ergebnis KES (alle Zahlen netto).

Einnahmen aus Stromverkauf (Tab. A2-3)	86.910
stromseitige Abgaben (Tab. A2-4)	- 31.498
Gaskosten	- 54.049
Einnahmen aus Wärmeverkauf	79.333
Festkosten	- 71.386
Jahresergebnis (€/a)	9.309

Im Ergebnis würde der KES demnach ein Jahresüberschuss von ca. **9.000 €/a** verbleiben.²² Hiervon müssten technische Risiken, Kosten für Anlagenbetreuung, Verwaltungskosten etc. gedeckt werden.

Das Ergebnis für die ‚Basisvariante‘ zeigt, dass dieser technische Ansatz für ein klimafreundliches und energiesparendes Energiesystem unter derzeit gegebenen energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen grundsätzlich im Bereich der Wirtschaftlichkeit liegen könnte – vorausgesetzt, dass die Kostenabschätzungen und die getroffenen Annahmen hinsichtlich Wirkungsgraden, Leistungszahlen, Lebensdauern und optimalem Betrieb des Energiesystems realistisch sind.

A2.1.4.5 Wärmegestehungskosten BHKW/Heizzentrale

Als Teil der ‚Basisvariante‘ mit der o.g. Energiebilanz (Abb. A2-10) kann die Heizzentrale mit dem BHKW für sich alleine betrachtet werden (ohne PV-Anlagen, Wärmepumpen und LowEx-Maßnahmen). Dann reduzieren sich die Invest-Kosten auf **407 T€** netto, mit resultierenden Festkosten von **39.650 €/a** (20 Jahre Abschreibungszeit plus Wartungs- und Instandhaltungskosten) nach Tab. A2-10:

Tab. A2-10: Investitions- und Festkosten des ‚Nahwärme-Systems Ersinger Str. 1, 3 und 5‘ für sich allein betrachtet.

	T€ netto	€/a
BHKW	164	22.328
SL-Kessel Heizzentrale	21	1.646
3 Heizzentralen	51	3.577
NW-Netz	36	2.489
Regelungstechnik	50	4.207
4 Wärmespeicher (Puffer, TWW)	15	962
Fachplaner	70	4.490
	407	39.650

Aus ‚Sicht des BHKW‘ wird Strom z.T. an die Mieter geliefert, z.T. an die Wärmepumpen (inkl. Allgemeinstrom) = ‚Eigenbedarf‘ und z.T. ins Netz zurückgespeist (s. Tab. A2-4, Zeile ‚BHKW‘). Die Stromlieferung für ‚Eigenbedarf‘ wird zwecks Ermittlung der Wärmegestehungskosten der BHKW-Heizzentrale so bewertet, als würde dieser Strom ins Netz zurückgespeist, also mit 12 ct/kWhel. Daraus ergibt sich insgesamt folgende Ertragsstruktur für den BHKW-Strom:

²² Eine maximal ausgelegte PV-Anlage verbessert das Ergebnis unter den gegebenen energiewirtschaftlichen Bedingungen.

Tab. A2-11: Einnahmen/Ausgaben für die BHKW-Stromerzeugung.

		Eigenbedarf	HH-Strom- Lieferung	Netz- Rückspeisung	ges. BHKW- Strom
		MWhel/a	MWhel/a	MWhel/a	MWhel/a
aus Tab. A.2-4, Zeile ‚BHKW‘:		69	208	51	328
Vergütung/Umlagen:	ct/kWhel	€/a	€/a	€/a	
EEG Umlage Eigenverbrauch BHKW	2,56	-1.769			
EEG Umlage Mieter BHKW-Strom	6,41		-13.333		
Stromsteuer HH-Strom	2,05		-4.264		
Konzessionsabgabe HH-Strom	0,20		-416		
Stromverkauf HH	25,0		52.000		
KWKG-Zuschlag bei Rückspeisung	8,0			4.080	
KWK-Stromrücksp., 'üblicher Preis'	4,0			2.040	
BHKW-Strom an Wärmepumpe:	12,0	8.280			total €/a:
		6.511	33.987	6.120	46.618

Somit ergibt die Stromerzeugung des BHKW einen Gesamtertrag von 46.618 €/a.

Die Gaskosten in der BHKW-Heizzentrale sind wie folgt:

Tab. A2-12: Gaskosten Heizzentrale.

Erdgas nur HZ:	MWhHu/a	Preis (ct/kWhHu)	Kosten (€/a)
Kessel	157	5,20	8.164
BHKW	924	4,59	42.401
Gaskosten BHKW-HZ:			50.565

Somit ergeben sich folgende Ausgaben/Einnahmen nur für die BHKW-Heizzentrale:

Festkosten:	-39.650 €/a
Gaskosten	-50.565 €/a
Einnahmen Strom:	+46.618 €/a
Gesamtkosten:	-43.597 €/a
Nutzwärme BHKW-HZ:	630 MWhth/a
Wärmegestehungskosten:	69,2 €/MWhth

Diese Betrachtung enthält einen mehr oder weniger ‚willkürlichen‘ Parameter, nämlich den Strompreis, den sich die KES selbst für den Stromeinsatz in den beiden Wärmepumpen berechnet. Dieser Preis könnte auch höher angesetzt werden, dann werden die Stromgestehungskosten der BHKW-Heizzentrale niedriger, aber die Stromgestehungskosten der Wärmepumpen höher. Aus der Sicht des *Gesamtsystems* ist dies irrelevant, weil dann ohnehin nur die Gesamtkosten für *alle fünf* MFH zählen bzw. gegenüber der Volkswohnung ein Gesamt-Wärmepreis verrechnet wird.

A2.1.5 Auswahlkriterien

Die oben beschriebene ‚Basisvariante‘ beruht auf einer Komponentenauslegung aufgrund von Erfahrungswerten (Benutzungsstundenanzahl, Solarertrag, BHKW-Daten, Leistungszahlen) auf der Grundlage der bekannten Verbrauchsdaten der fünf MFH für Heizung, TWW, Haushalts und All-gemeinstromverbrauch (s. Kap. A1). Wegen der Komplexität des geplanten Energiesystems müs-

sen solche ‚Plausibilitätsansätze‘, die auf Erfahrungen mit einfacheren Systemen beruhen (z.B. Grundlast-BHKW mit SL-Kessel), hier nicht zwangsläufig korrekte Ergebnisse liefern – auch nicht hinsichtlich der optimalen Komponenten-Auslegung. Aus diesem Grund wurden eine Anzahl grundsätzlich sinnvoller Varianten diskutiert und für eine Teilmenge davon durch Fraunhofer ISE Jahressimulationen durchgeführt, um

- die Energiebilanz der Varianten zu vergleichen und um
- für die interessantesten Varianten in einem zweiten Schritt ein Auslegungsoptimum zu finden.²³

Die am Beispiel der ‚Basisvariante‘ durchgeführte Wirtschaftlichkeitsanalyse mit den dort gemachten Ansätzen über Energiepreise und Investitionskostenkurven (s. Abschnitt A2.1.3) dient als Blaupause für die entsprechenden Analysen der Simulationsvarianten, d.h. die Simulation soll genau die Daten zur Energiebilanz der jeweiligen Variante liefern, mit denen das KES-Ergebnis nach dem oben beschriebenen Schema berechnet werden kann.

Variationen des Ausgangskonzeptes ergeben sich schon aus den verschiedenen möglichen Konzepten für die Wärmepumpen. Während die ‚Pilot-Wärmepumpe‘ von Viessmann wegen des HEAVEN-Projektes von vornherein feststand, gab es für die zweite Wärmepumpe noch Wahlmöglichkeiten:

- Erdsonden- oder Außenluft-Wärmepumpe
- Auslegung nur im Hinblick auf maximale PV-Nutzung im Sommer („Solar-Wärmepumpe“) oder maximale Nutzwärmeerzeugung durch GL-Optimierung (Entscheidung u.a. beeinflusst durch das erreichbare Niveau der Temperaturen für Heizung/TWW)
- Verzicht auf zweite Wärmepumpe und Versorgung der beiden MFH Ersinger Str. 2 und 4 nur aus einer größeren Wärmepumpen-Zentrale mit Wärmeleitung zum zweiten MFH
- PVT-Wärmepumpensystem ‚SOLINK‘: Ein innovatives Hybridsystem der Fa. Consolar, Lörrach, bei dem rückseitig hinter den PV-Modulen ein Solar-Luft-Kollektor als Wärmequelle für die Wärmepumpe integriert ist, der gleichzeitig die PV-Module kühlt und so deren elektrischen Wirkungsgrad erhöht.

Unabhängig von der Wärmepumpenwahl gibt es auch bei der Auswahl des BHKW’s noch Freiheitsgrade:

- ‚Basisvariante‘ (s.o.)
- Nutzung einer *zusätzlichen* Wärmepumpe als reine Grundlastanlage in der BHKW-Heizzentrale (Vorschlag des Fachplaners),
- Einsatz eines *gekoppelten* Systems ‚BHKW-Modul plus auf die Stromerzeugung des BHKW-Moduls ausgelegte Wärmepumpe‘ als tiefe GL-Anlage²⁴
- ‚zentrale Lösung‘: große Heizzentrale mit integriertem BHKW plus (PV-)Wärmepumpe, aus der alle fünf MFH versorgt werden („Mini-Fernwärmenetz“); diese Variante würde allerdings dem geplanten HEAVEN-Projekt (und dem an PtJ eingereichten Förderantrag) widersprechen.

Zusammen mit unterschiedlichen Auslegungen (Grundlast, Speicher) könnte man aus diesen Auswahlmöglichkeiten viele denkbare Varianten definieren. Für eine Vor-Auswahl müssen folgende Kriterien berücksichtigt werden:

²³ Die Ergebnisse der Simulationsrechnungen hinsichtlich der Jahres-Energiebilanzen lagen im Bereich von $\pm 5\%$ des o.g. konventionellen Ansatzes.

²⁴ Dies entspricht einer Gasmotor-Wärmepumpe mit elektrischer anstatt mechanischer Kupplung.

- wirtschaftlich optimale Deckung des Wärmebedarfs der drei MFH aus der BHKW-Heizzentrale
- möglichst großer Eigenverbrauchsanteil des BHKW- und des PV-Stroms für den Haushaltsstromverbrauch und den Strombedarf der Wärmepumpen (Voraussetzung für die Wirtschaftlichkeit)
- möglichst geringer Reststrombezug aus dem Netz
- wirtschaftlich optimale Auslegung der Grundlast-Wärmepumpen.

A2.2 Simulation und Konzeption der Energieversorgung

A2.2.1 Quartierssimulationsmodell des Fraunhofer ISE

Zur Entwicklung des Energiekonzepts auf der Basis von System-Simulationen wurde ein Quartiersmodell der Strom- und Wärmeversorgung erstellt. Darin sind Komponentenmodelle für die Erzeuger (PV-Module, Wärmepumpe, BHKW, Stromnetz), Speicher (thermisch, elektrisch) Verbraucher (Allgemeinstrom, Wärmepumpe, Haushaltsstrom, Warmwasser, Raumwärme), sowie eine Regelung (Folgeschaltung mit Eigenverbrauchsoptimierung) hinterlegt. Die Verbraucher werden in Form von dynamischen Lastreihen für den Strom- und Wärmebedarf mit Stundenwerten berücksichtigt. Diese wurden basierend auf der Bewohnerstruktur und den bauphysikalischen Gebäudeeigenschaften mit der ISE-Entwicklung Synpro generiert /Fischer 2015/. Die Synpro Lastreihen wurden dabei mit den Ergebnissen der Ist-Zustands-Messungen abgeglichen und mit den gemessenen Jahresverbräuchen der letzten Jahre skaliert.

Das Simulationsmodell löst für jeden Zeitschritt die Strom- und Wärmebilanz entsprechend der zur Verfügung stehenden elektrischen und thermischen Leistung aller Komponenten. Die Regelungsstrategie der Wärmepumpen und des BHKWs sind dabei auf eine Maximierung des eigenverbrauchten Stroms und damit einer Minimierung des rückgespeisten Stroms ausgerichtet. Hierbei werden Flexibilitäten durch die Kapazitäten der Strom- und Wärmespeicher ausgenutzt.

Der Fokus des Modells liegt dabei darauf, möglichst flexibel unterschiedliche Energiekonzepte mit variabler Verschaltung der Komponenten, Vernetzung der Gebäude und Variation der Regelungsstrategie umzusetzen. Dafür wurde ein speziell für diese Anforderungen entwickeltes Framework in Python implementiert. Im Vergleich zu anderen Simulationstools wurde große Sorgfalt auf eine hydraulisch und exergetisch präzise Abbildung des Wärmepumpensystems gelegt. Anhand des Simulationsmodells ist so eine energetische Bewertung der verschiedenen Energiekonzepte möglich.

Neben Energie- und CO₂-Bilanz ist ein Wirtschaftlichkeitsvergleich der Energiekonzepte von zentralem Interesse. Dazu wird für jede gerechnete Variante analog zur oben beschriebenen ‚Basisvariante‘ eine Berechnung der Invest-Kosten (‚Kapitaldienst‘), Wartungs- und Instandhaltungskosten (‚W/I‘), der Ausgaben für Gas- und Strombezug, sowie der Einnahmen für Strom- und Wärmeverkauf durchgeführt. Für die Investitionskosten des BHKW /ASUE 2016/ und der Wärmepumpen /BKI 2017/ sind dazu leistungsabhängige Kostenfunktionen hinterlegt. Die annuisierten Investitionskosten und die jährlichen Betriebs- und Wartungskosten sowie Einnahmen aus Wärme- und Stromverkauf werden im ‚Jahresergebnis der KES‘ als Kriterium für die Wirtschaftlichkeit zusammengefasst.

A2.2.2 Quartierskonzepte mit Wärmepumpen, PV und BHKW

Ein Hauptaugenmerk des Forschungsprojekts liegt auf der Identifikation der Synergien aus der Kombination der bewährten Technologien von PV, Wärmepumpen und BHKWs. Dies betrifft insbesondere die stromseitige Wechselwirkung der Technologien, d.h. die Maximierung des Eigen-

verbrauchs durch Wärmepumpen und die Bereitstellung von günstigem (weil von Umlagen befreiten) eigenerzeugten Stroms.

Die Analyse in diesem Kapitel ist einerseits allgemein gehalten, um die Übertragbarkeit auf andere Quartiere mit unterschiedlicher Gebäudestruktur oder Bauphysik zu berücksichtigen, andererseits wurden die konkreten Rahmenbedingungen des SQ Durlach für die Simulation verwendet.

Die Bewertung der Energiekonzepte erfolgt anhand von zwei Kennzahlen:

- Spezifische CO₂-Emission bezogen auf die beheizte Wohnfläche als Kennzahl für die Energieeffizienz
- Jährliche ‚EBIT‘-Gewinne des Betreibers (Earnings Before Income Taxes) als Kennzahl für die Wirtschaftlichkeit.

Zu diesem Zweck wurde beispielhaft für die Versorgungsvariante ‚Eine Heizzentrale‘ (aus der alle fünf MFH versorgt werden) eine Sensitivitätsanalyse bezüglich der optimalen Dimensionierung der PV-Anlagen, der Wärmepumpen und des BHKWs durchgeführt. Dazu wurden die relativen Leistungsanteile von Wärmepumpe und BHKW zwischen 0 % und 100 % variiert. Die Gesamt-Wärmeleistung wurde dabei mit $P_{WP} + P_{BHKW} = 30 \text{ W}_{th}/\text{m}^2$ konstant gehalten. Die Ergebnisse werden in Abb. A2-11 als Pareto-Fronten²⁵ für drei unterschiedliche Gesamtleistungen der Photovoltaik (0, 30 und 60 W_p/m²) dargestellt.

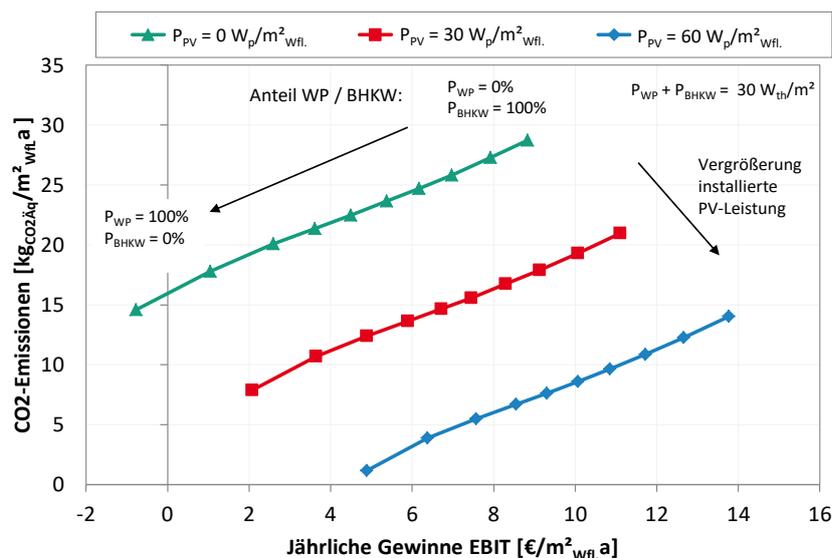


Abb. A2-11: Sensitivitätsanalyse bezüglich PV-Leistung bei einem (zukünftigen) CO₂-Emissionsfaktor für Strom von 224 g CO₂-Äq/kWh.²⁶

Abb. A2-11 zeigt, dass unter den gegenwärtigen energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen eine Vergrößerung der PV-Leistung ein höheres EBIT *und* geringere CO₂-Emissionen bewirkt. Daher ist unter beiden Aspekten die Installation einer PV-Leistung möglichst bis zur vom EEG vorgegebenen ‚Vermarktungsgrenze‘ (das wäre die mittlere Kurve) zunächst eine zielführende Maßnahme. Hinsichtlich der *Wärmeversorgung* zeigt sich hingegen ein Zielkonflikt zwischen hoher Wirtschaftlichkeit und geringen CO₂-Emissionen: Eine hohe BHKW-Leistung ergibt jeweils die bes-

²⁵ Eine ‚Pareto-Front‘ besteht aus der Menge aller ‚optimalen‘ Lösungen in dem Sinn, dass für die jeweilige Lösung kein Kriterium (z.B. Ebit) mehr verbessert werden kann, ohne ein anderes Kriterium (z.B. CO₂-Emission) zu verschlechtern.

²⁶ Im Vergleich zu der in Abschnitt A2.1.4 diskutierten ‚Basisvariante‘ werden hier zukünftig erwartete CO₂-Emissionsfaktoren für den Strommix gemittelt, sodass Wärmepumpen deutlich geringere CO₂-Reduktionen erzielen; CO₂-Emissionfaktor von Strom: 224 g/kWh (Jahresmittel 2020 – 2039 nach IINAS – Inst. f. Nachhaltigkeitsanalysen und Strategien); Gas: 220 g/kWh

te Wirtschaftlichkeit, hingegen verbessert sich die CO₂-Bilanz mit zunehmender Wärmepumpen-Leistung, dies bewirkt jedoch eine Verschlechterung des EBIT.²⁷ Eine Kombination von BHKWs und Wärmepumpen ermöglicht somit einen Kompromiss zwischen geringen CO₂-Emissionen und guter Wirtschaftlichkeit.

Aus diesem Zusammenhang lassen sich folgende Schlüsse ziehen:

- Große Leistungen von PV sind sowohl unter wirtschaftlichen als auch CO₂-Gesichtspunkten zielführend.
- BHKWs erzielen eine hohe wirtschaftliche Rentabilität, was insbesondere auf die aktuelle Förderlandschaft zurückzuführen ist, aber eine geringere CO₂-Verbesserung (die insbesondere vom aktuellen CO₂-Faktor des Netzstroms abhängt; dieser wird sich mittelfristig zuungunsten des BHKW verschieben, sofern durch das BHKW ausschließlich Erdgas eingesetzt wird).²⁸
- Mit den Wärmepumpen können signifikante CO₂-Reduktionen erzielt werden.

Der Verlauf der sog. Pareto-Fronten – also der Aussage, welche Leistungsanteile von Wärmepumpen und BHKWs in Quartieren hinsichtlich EBIT *und* CO₂ optimal sind – hängt von den Randbedingungen ab. Hier soll beispielhaft der Einfluss von Strom- und Gaspreisen auf die Wirtschaftlichkeit, sowie der Einfluss von CO₂-Emissionfaktoren auf die CO₂-Emissionen des Quartiers gezeigt werden. Die installierte PV-Leistung wurde dabei konstant bei 30 W_p/m² gehalten, die Summe von WP und BHKW-Leistung bei konstant 30 W_{th}/m².

Zunächst zeigt Abb. A2-12 den Einfluss von Strom- und Gaspreisen. Geringe Preise wirken sich – bei ansonsten gleichen Annahmen – positiv auf die Wirtschaftlichkeit aus. Dazu wurde für den Gaspreis ein aktueller Preis (4,4 ct/kWh_{Hu}) sowie ein hoher Preis (8,8 ct/kWh_{Hu}) untersucht. Für den Strompreis wird ein Bezugspreis (der KES) von 22,6 ct/kWh_{el} mit oder ohne EEG-Umlage (6,4 ct/kWh_{el}) angenommen.

Die Wirtschaftlichkeit hoher BHKW-Anteile ist in großem Maß abhängig von niedrigen Gaspreisen. Bei hohen Gaspreisen, rote Kurve in Abb. A2-12 (d.h. 1. Kurve von oben), im Vergleich zur grünen Kurve (nächste Kurve nach der roten Kurve) sinkt der EBIT deutlich ab. Ebenfalls ist die Auswirkung von geringen Strompreisen zu erkennen, z.B. durch Befreiung des Wärmepumpenstroms von der EEG-Abgabe (blaue bzw. gelbe Linie): Zunehmende Wärmepumpen-Anteile führen in allen Fällen zu geringerem EBIT, die EBIT-Unterschiede fallen bei hohem Gaspreis allerdings deutlich kleiner aus.

²⁷ Zum Vergleich: Die derzeitige CO₂-Emission (vorhandene Gas-Zentralheizungen und Strombezug aus dem Netz, heutige CO₂-Faktoren) liegt bei 41 kg CO₂/m², s. Abschnitt A1.3.

²⁸ In Zukunft wären auch ein Mix von Erdgas mit Biogas und/oder Wasserstoff denkbar.

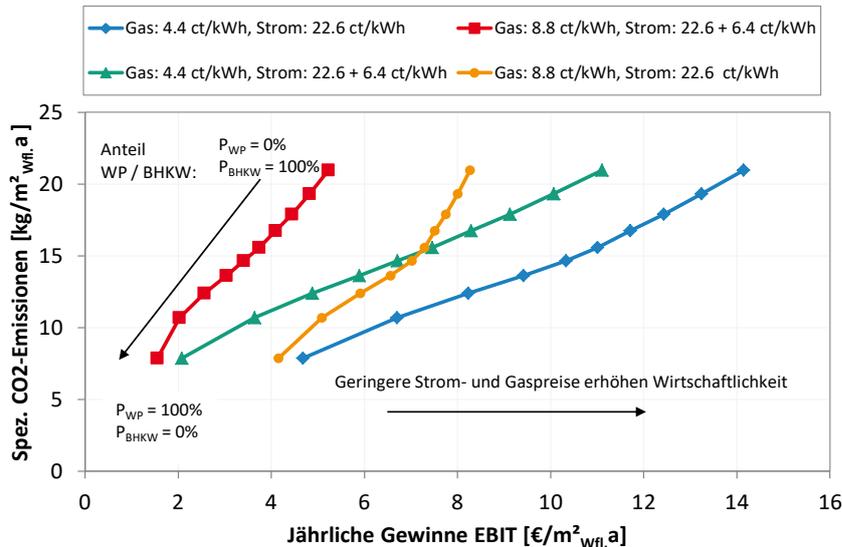


Abb. A2-12: Sensitivitätsanalyse bezüglich Strom –und Gaspreisen. Für den Gaspreis wird ein aktueller Preis (4,4 ct/kWh) sowie ein hoher Preis (8,8 ct/kWh) untersucht. Für den Strompreis wird ein Bezugspreis von 22,6 ct/kWh mit oder ohne EEG-Umlage (6,4 ct/kWh) angenommen.

Abb. A2-13 zeigt die Sensitivität bezüglich der CO₂-Emissionsfaktoren des Strommix, die zwischen 224 g/kWh (prognostizierter Mittelwert 2020 – 2039) und 507 g/kWh (deutscher Strommix 2017) variiert werden.

Ein niedriger CO₂-Emissionsfaktor wirkt sich auf zwei Arten auf die Pareto-Front aus:

- 1) Die CO₂-Emissionen sinken auf Grund eines geringeren CO₂-Fußabdrucks des aus dem Netz bezogenen Stroms. Dies betrifft primär die Fälle mit einem hohen Wärmepumpenanteil.
- 2) Die CO₂-Emissionen steigen auf Grund von geringeren CO₂-Gutschriften von rückgespeistem BHKW-Strom. Dies betrifft primär Fälle mit einem hohen BHKW-Anteil.

Die Überlagerung dieser Effekte resultiert in dem Verlauf der Pareto-Fronten in Abb. A2-13. Der Schnittpunkt liegt bei einem Wärmepumpenanteil von ca. 75%. Bei dieser Konfiguration entspricht der bilanzielle Strombezug (WP plus Haushalte) der bilanziellen Stromrückspeisung (BHKW und PV), sodass die CO₂-Bilanz unabhängig vom CO₂-Emissionsfaktor des Netzstroms ist.

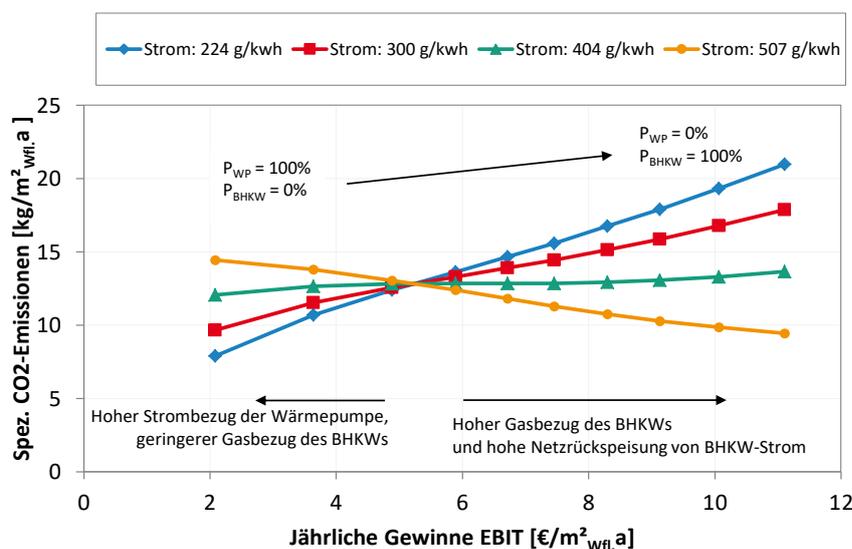


Abb. A2-13: Sensitivitätsanalyse bezüglich CO₂-Emissionsfaktoren.

Abschließend sei noch auf die Analyse in Abb. A2-14 eingegangen: Der optimale Leistungsanteil der Wärmepumpen für einen maximalen Eigenverbrauchsanteil des PV-Stroms hängt von der installierten PV-Leistung ab. Bei einer (sehr hohen) spezifischen Leistung von 30 W_p/m²_{Wfl} wird der höchste Eigenverbrauchsanteil bei einem Leistungsanteil der Wärmepumpe von ca. 70 % erzielt. Der Autarkiegrad hängt zwar von der PV-Leistung ab – der maximale Wert wird aber stets bei einem Leistungsanteil der Wärmepumpe von ca. 60 % erzielt. Für eine Optimierung eines Energiesystems in Richtung auf hohen Autarkiegrad bei möglichst hohen Eigenverbrauchsanteilen ist somit ein Leistungsanteil der Wärmepumpe von 60 – 70 % optimal. Der Leistungsanteil des BHKWs beträgt dann 30 – 40 %.

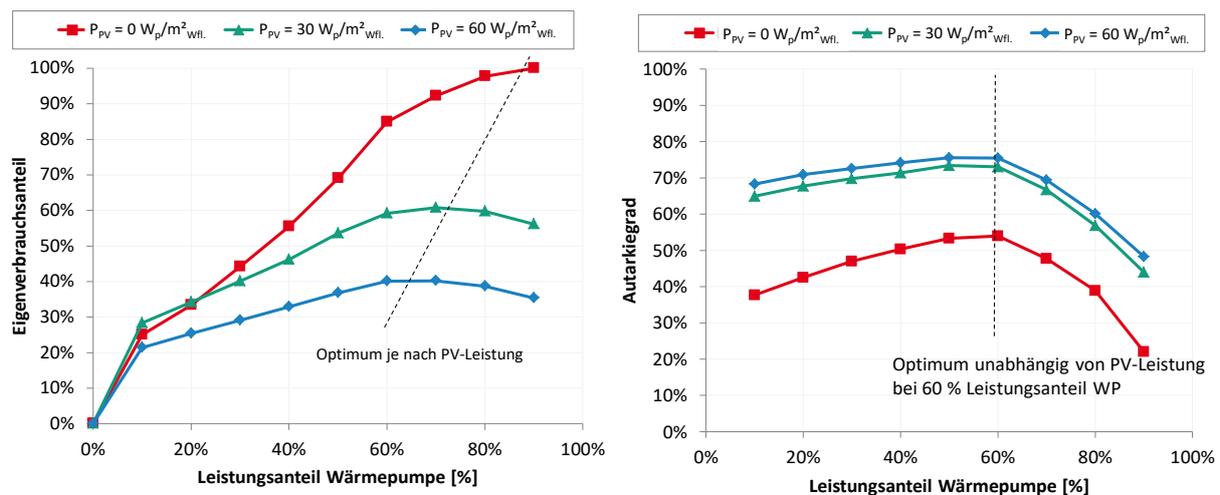


Abb. A2-14: Sensitivitätsanalyse hinsichtlich Eigenverbrauchsanteil des lokal erzeugten Stroms (BHKW, PV) und Autarkiegrad.

In Bezug auf die Kombination von Wärmepumpen, PV und BHKW in Quartiersenergiekonzepten kann festgehalten werden, dass sich die Technologien hinsichtlich Wirtschaftlichkeit und CO₂-Emissionen gut ergänzen:

- Mit BHKWs kann aktuell aufgrund günstiger energiewirtschaftlicher Rahmenbedingungen (KWK-G und aktuell geringe Gaspreise) eine hohe Wirtschaftlichkeit erzielt werden.
- Mit Wärmepumpen können geringe CO₂-Emissionen erzielt werden, sofern Strom mit niedrigem CO₂-Faktor zur Verfügung steht.
- Photovoltaik ist aufgrund der gesunkenen Preise von PV-Anlagen grundsätzlich wirtschaftlich (was allerdings auch stark von den Regulierungsvorgaben abhängt).
- Die Kombination der drei Technologien unter Einsatz von gut ausgelegten Wärmespeichern ermöglicht Synergien bezüglich Eigenverbrauchsrate und Autarkiegrad.
- Durch geeignete Kombination von Wärmepumpen mit BHKWs kann der Zielkonflikt zwischen hoher Wirtschaftlichkeit und geringen CO₂-Emissionen in befriedigender Weise aufgelöst werden.

A2.2.3 Variantensimulation

A2.2.3.1 Vorauswahl der Energiekonzepte für SQ-Durlach

Mit dem Quartierssimulationsmodell und der oben beschriebenen wirtschaftlichen Bewertungsmethode können weitere Varianten konsistent verglichen und bewertet werden, um auf dieser Basis eine Auswahl des finalen Energiekonzepts zu ermöglichen. Die zentralen Auswahlkriterien

sind dabei die jeweilige CO₂-Reduktion und das Jahresergebnis/EBIT der KES sowie, zwecks Komponentenoptimierung, die Minimierung der Wärmegestehungskosten bei verschiedenen Auslegungsvarianten.

Aus der Vielzahl der möglichen Varianten (Abb. A2-15) wurden die vielversprechendsten Varianten ausgewählt, simuliert und anhand der beiden genannten Kriterien verglichen:

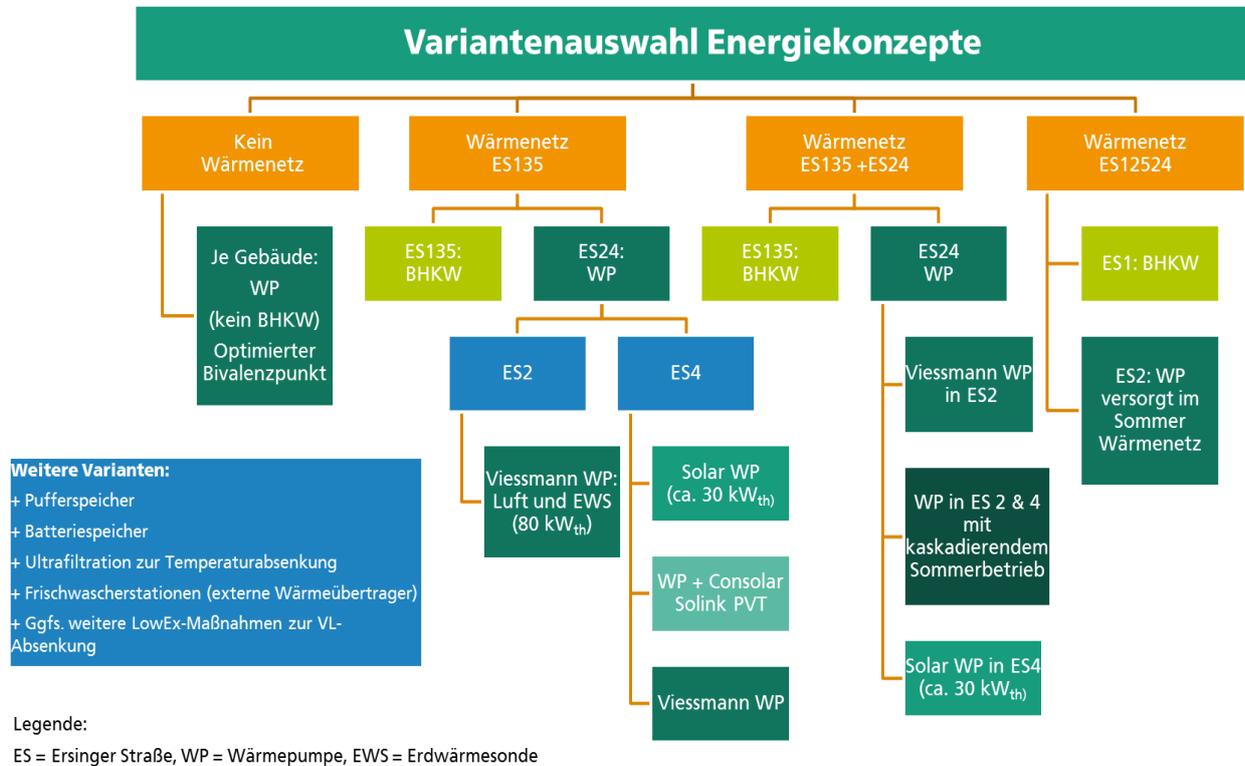


Abb. A2-15: Systematik und Eingrenzung der untersuchten Energiekonzept-Varianten.

Für ein besseres Verständnis der Zusammenhänge, zur Definition des finalen Energiekonzepts und zur Dimensionierung der Kernkomponenten wurde eine Vielzahl von Varianten bei unterschiedlichen Randbedingungen simuliert, die im Folgenden dargestellt werden.

Abb. A2-16 zeigt die Ergebnisse der ersten Variantensimulation. Demnach erzielen die Varianten mit optimal abgestimmter Kombination der drei eingesetzten Technologien (PV+BHKW+Wärmepumpen) die besten Ergebnisse hinsichtlich CO₂-Emissionen (orangene Punkte; 200 t CO₂/a entsprechen ca. 17 kg CO₂/m²). Auch hinsichtlich ökonomischer Bewertung (grüner Balken ‚Total Ergebnis KES‘) schneiden diese Varianten gleichermaßen positiv ab. Die einzelnen Varianten (Basisvariante, 2 Netze, 1 Netz) unterscheiden sich nicht wesentlich in ihren Ergebnissen hinsichtlich EBIT und CO₂-Emission. Die Varianten ‚nur Gaskessel‘ bzw. ‚nur Gaskessel plus PV‘ bzw. ‚nur Wärmepumpen‘ schneiden hinsichtlich Wirtschaftlichkeit hingegen schlechter bzw. deutlich schlechter ab.

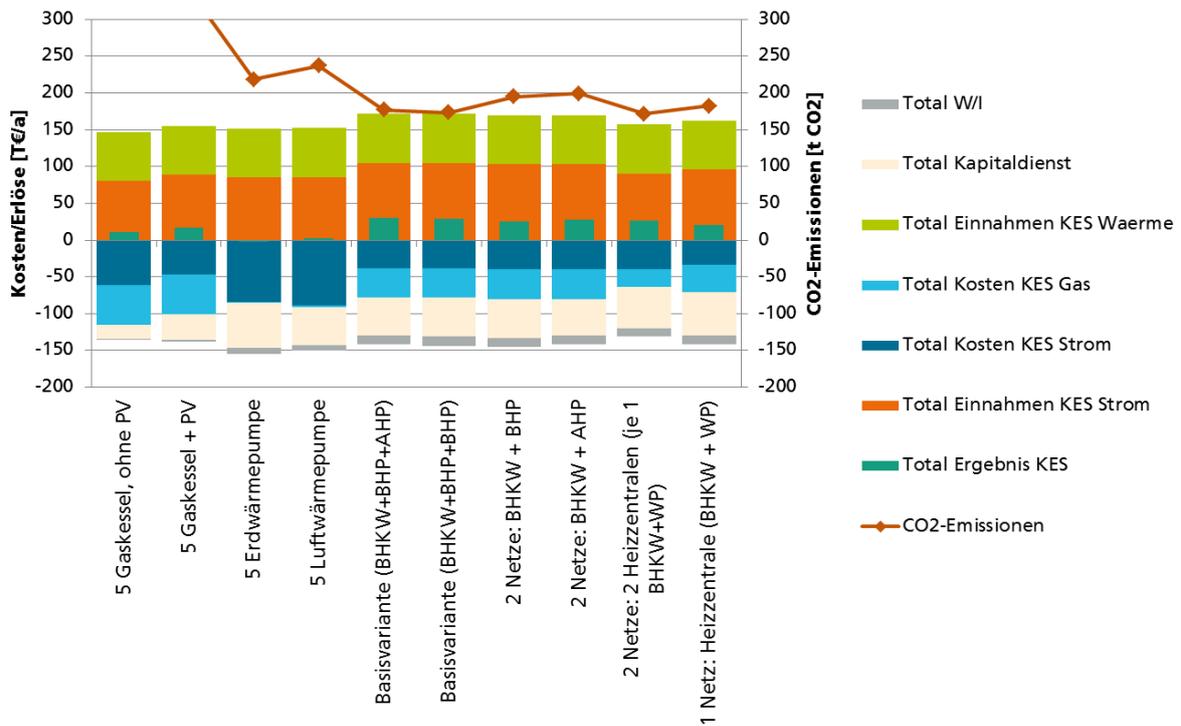


Abb. A2-16: Wirtschaftlicher Vergleich der jährlichen Kosten und Erlöse unterschiedlicher Konzeptvarianten und korrespondierende CO₂-Emissionen (AHP = Air Source Heat Pump, BHP = Brine Source Heat Pump).²⁹

A2.2.3.2 Vergleich der ‚Basisvariante‘ (dezentrale Wärmepumpen plus „Heizzentrale“) mit einer zentralen Wärmepumpe

Die zwei grundlegenden Versorgungsvarianten ‚Basisvariante‘ und ‚Heizzentrale‘ sind in Abb. A2-17 dargestellt und unterscheiden sich folgendermaßen:

- Die Basisvariante besitzt ein BHKW, das die Gebäude Ersinger Str. 1, 3 und 5 über eine Nahwärme-Leitung mit Wärme versorgt. Die Ersinger Str. 2 und 4 hängen nur am neuen Arealnetz (400 V-Leitung von der Heizzentrale) und werden jeweils mit einer dezentralen Wärmepumpe versorgt. Die Stromversorgung (Haushaltsstrom, Allgemestrom, Wärmepumpe) erfolgt jeweils über die Photovoltaik-Anlage auf den Gebäuden und über die Anbindung an das BHKW, bzw. Bezug aus dem Netz.
- Die Variante ‚Heizzentrale‘ sieht die zentrale Versorgung aller fünf MFH aus einer Heizzentrale mit BHKW, Wärmepumpe, Spitzenlast-Gaskessel vor. Diese Variante hat den prinzipiellen Vorteil, dass die Wärmepumpen hydraulisch dem BHKW vorgeschaltet sind, sodass die Wärmepumpen von theoretisch geringeren Rücklauftemperaturen profitieren. Gleichzeitig herrschen im Nahwärmenetz generell höhere Temperaturen als bei dem dezentralen Betrieb der Wärmepumpen in der ‚Basisvariante‘.

Dadurch ergeben sich prinzipiell zwei Ansätze zur Integration der Wärmepumpen:

- dezentrale Integration (‚Basisvariante‘): eine Wärmepumpe versorgt jeweils ein Gebäude
- zentrale Integration (‚Heizzentrale‘): eine oder mehrere Wärmepumpen werden zentral in der Heizzentrale aufgestellt, sodass die Wärmepumpen in Kaskade mit BHKWs und Gaskessel in das Wärmenetz einspeisen können.

²⁹ Im Projektverlauf, d.h. zwischen unterschiedlichen Simulationsdurchläufen, wurden ökonomische und ökologische Annahmen mehrfach nachgeschärft, sodass ein Vergleich der Ergebnisse nur konsistent innerhalb eines Simulationsdurchlaufs, d.h. einer Abbildung möglich ist.

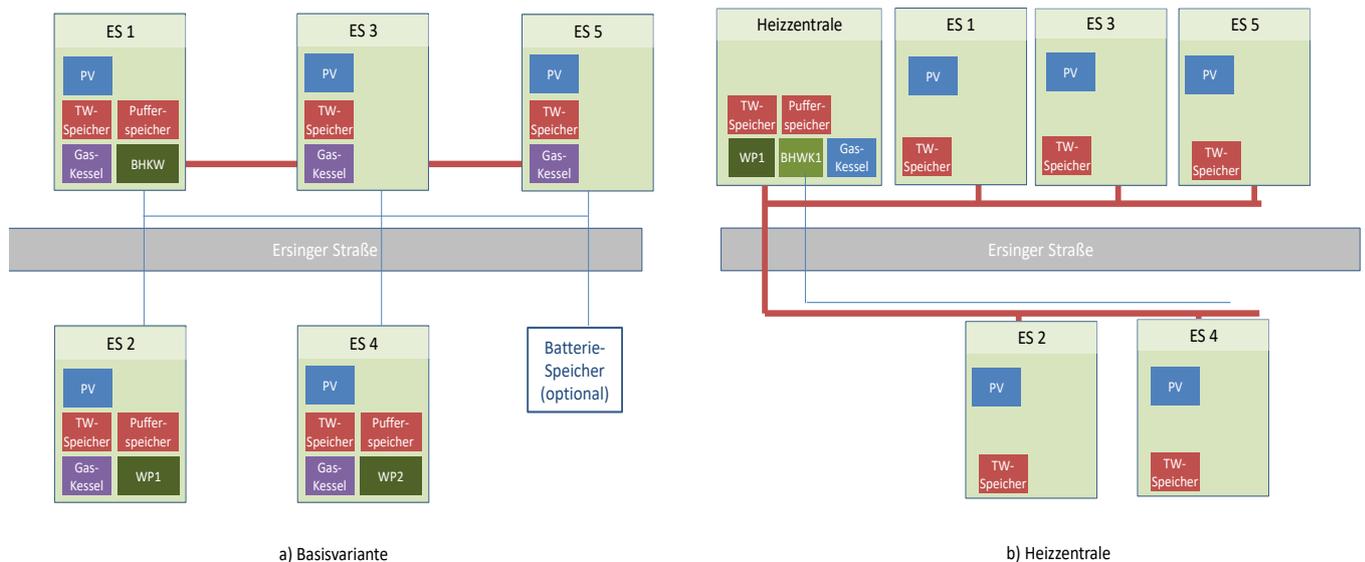


Abb. A2-17: Systemschema der ‚Basisvariante‘ (links) und der Variante mit ‚Heizzentrale‘.

Die Kombination eines BHKW's, gekoppelt mit einer Wärmepumpe (siehe Energieflüsse in Abb. A2-18), stellt eine grundsätzlich interessante Variante für die BHKW-Heizzentrale dar, mit folgenden Vorteilen:

- der Strom des BHKW's kann direkt von der Wärmepumpe genützt werden.
- die Wärmepumpe kann hydraulisch so integriert werden kann, sie den Rücklauf aus dem Wärmenetz anhebt und damit nur einen Teil des Temperaturhubs liefern muss. Das BHKW (bzw. bei sehr niedriger Außentemperatur ein zusätzlicher SL-Kessel) stellt dabei die geforderte Vorlauftemperatur bereit.

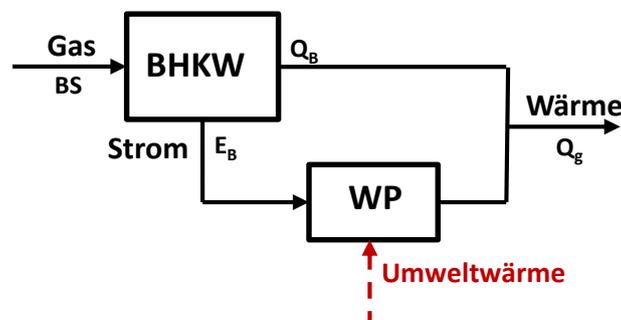


Abb. A2-18: Direkt gekoppelte BHKW/Wärmepumpen-Kombination.

Für einen direkten Vergleich wurden die Varianten ‚Basisvariante‘ und ‚Heizzentrale‘ mit gleichen Leistungen der WP ($3 \times 50 \text{ kW}_{\text{th}}$) und des BHKW ($2 \times 50 \text{ kW}_{\text{th}}$) simuliert und verglichen. Die Ergebnisse zeigen, dass der Eigenverbrauchsanteil und der Autarkiegrad bei der zentralen Anlage steigen. Aufgrund der schlechteren Performance der Wärmepumpe mit einer Jahresarbeitszahl von 3,0 im Vergleich zu 3,3 sinkt allerdings die Wirtschaftlichkeit und die CO_2 -Emissionen sind höher.

Der thermodynamische Vorteil der zentralen Integration der Wärmepumpe kommt folglich nur dann zum Tragen, wenn die Netztemperaturen ausreichend gering sind. In einem Zweileiternetz mit 70°C im Vorlauf und 50°C im Rücklauf liegen die Betriebstemperaturen der Wärmepumpe höher als bei der dezentralen Variante, bei der geringere Rücklauftemperaturen der Heizung und aus der Frischwasserstation laut Simulation geringere Betriebstemperaturen und damit höhere Jahresarbeitszahlen ermöglichen.

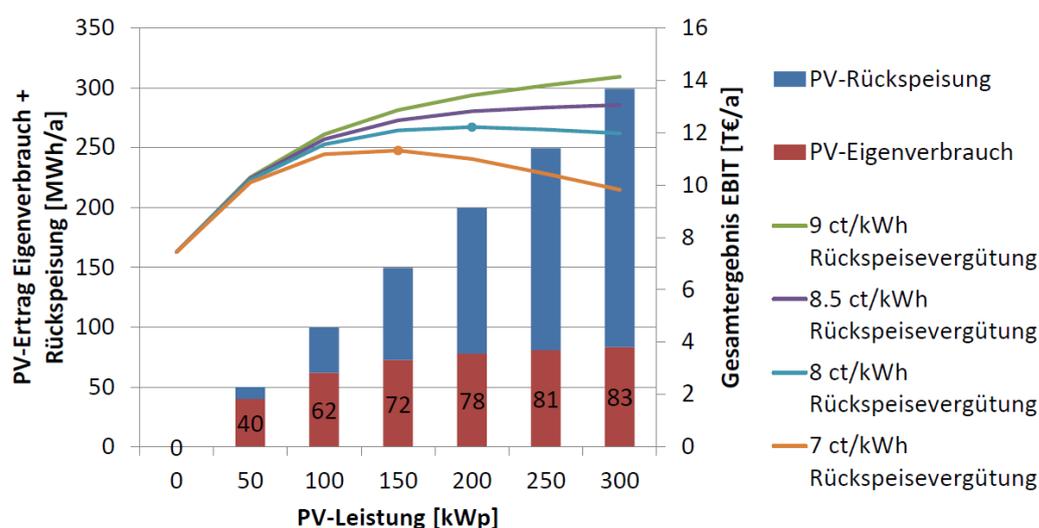
Tab. A2-13: Vergleich der Kennzahlen der dezentralen bzw. zentralen Integration von Wärmepumpen (Bezug auf die Wohnfläche).

		Dezentral (Basisvariante)	Zentral (1 Heizzentrale)
Jahresarbeitszahl der WP		3.3	3.0
Wärmelieferung WP	kWh/m ² a	42	43
Strombezug WP	kWh/m ² a	13	15
Eigenverbrauchsanteil ³⁰	%	62%	70%
Autarkiegrad	%	62%	71%
CO ₂ -Emissionsreduktion	%	48.6%	44.4%
Spezifischer EBIT	€/m ² a	2.2	1.7

Auf Grund der Skalierbarkeit und Übertragbarkeit auf andere Quartiersprojekte weist die Kombination von Wärmepumpen und BHKWs dennoch ein großes Potential für Weiterentwicklungen auf. Beispielsweise könnten bei Verwendung eines Vierleiternetzes geringere Temperaturen und damit eine verbesserte exergetische Integration der Wärmepumpe in das Wärmenetz erzielt werden. Das gekoppelte BHKW/Wärmepumpen-Konzept wird daher in Anhang A2 weiter analysiert, obwohl es für das konkrete Projekt des SQ Durlach so nicht vorgesehen wird.

A2.2.3.3 Variation der PV-Leistung

Zur Optimierung der installierten PV-Leistung wurde für die Basisvariante eine Parameterstudie bezüglich der PV-Leistung durchgeführt, um die optimale Leistung bei unterschiedlichen Randbedingungen zu untersuchen, z.B. unterschiedliche Einspeisevergütungen. Abbildung A2-19 zeigt, dass bei einer EEG-Vergütung von 7 ct/kWh_{el} das Optimum der PV-Auslegung bei ca. 150 kW_p liegt. Bei der derzeit ansetzbaren EEG-Vergütung von ca. 9 ct/kWh_{el} steigt der Jahresertrag mit zunehmender PV-Leistung jedoch monoton an, obwohl der Prozentsatz des selbst nutzbaren Stroms ab ca. 100 kW_p abnimmt. Durch die aktuelle Förderung wird – infolge der gesunkenen Modulpreise – somit auch die Rückspeisung ins öffentliche Netz angereizt.



³⁰ Eigenverbrauchsanteil des lokal erzeugten Stroms: PV plus BHKW.

Abb. A2-19: Ertrag der PV-Anlage (€/a) als Funktion der installierten PV-Leistung (kW_p) für unterschiedliche Netz-Einspeisevergütungen und Ergebnis KES (Simulation Fraunhofer ISE).

A2.2.3.4 Einsatz eines Quartiersstromspeichers

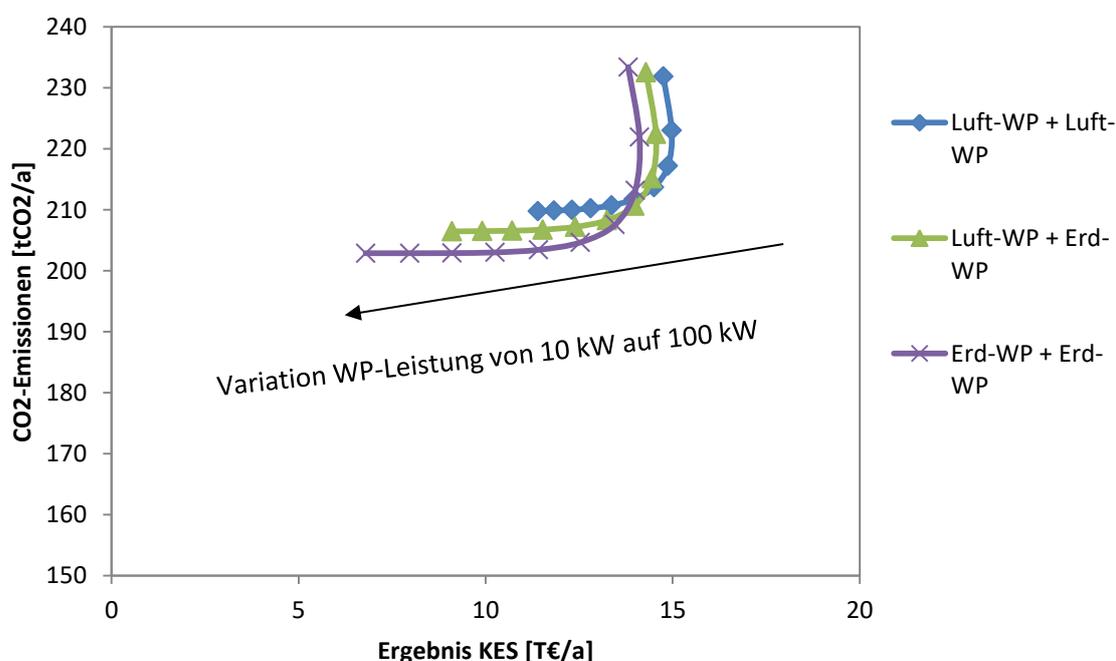
Der Einsatz eines Batteriespeichers wurde ebenfalls hinsichtlich energetischer Vorteilen und Wirtschaftlichkeit simuliert. Prinzipiell verbessert einem Stromspeicher die Eigenverbrauchsrate und den Autarkiegrad.

Die Simulationsergebnisse zeigten allerdings, dass der Einsatz im Quartier mit relativ konstantem Strombedarf keine wesentlichen Vorteile liefert. Dies ist hauptsächlich auf die hohe Grundlast des Strombedarfs der fünf Mehrfamiliengebäude zurückzuführen, sodass ein Stromspeicher keine nennenswerte Erhöhung des Eigenverbrauchsanteils und des Autarkiegrads erzielt. Aus diesem Grund wurde gegen den Einsatz eines Stromspeichers entschieden (der zum jetzigen Zeitpunkt auch mit hohen Investitionskosten verbunden wäre).

A2.2.3.5 Einfluss von Wärmepumpenleistung und -technologie

Zur Dimensionierung der Wärmepumpen und Auswahl der Wärmepumpentechnologie wurden die WP-Leistung im Leistungsbereich von 10 bis 100 kW_{th} und der WP-Typ (Luft/Wasser Wärmepumpe, Erdreich-Wärmepumpe) für die ‚Basisvariante‘ mit einem 50 kW_{el} BHKW-Modul für die Gebäude Ersinger Str. 1, 3 und 5 und zwei dezentralen Wärmepumpe unterschiedlicher Leistung und Technologie für die Gebäude Ersinger Str. 2 und 4 variiert. Die gesamte PV-Leistung im Quartier wurde auf 200 kW_p festgehalten. Die Grundlast ist auf ca. 60 % des Nennleistungsbedarfs ausgelegt, den Rest decken Spitzenlast-Gaskessel in der Heizzentrale und in den ‚Wärmepumpen-Gebäuden‘.

Zur Bewertung der Varianten wurden wie oben der Jahresertrag der KES und die durch die jeweilige Variante resultierende CO₂-Emission³¹ herangezogen. Abb. A2-20 zeigt eine der Auswertungen dieser Simulationsrechnungen:



³¹ Für diese Variantensimulation wurden CO₂-Emissionsfaktoren von 527 g/kWh für den Strommix aus dem Netz angenommen (Bezugsjahr 2017). Daher fällt die CO₂-Einsparung von Wärmepumpen relativ gering aus, insbesondere im Vergleich zu den Ergebnissen in Kapitel A2.2.2 mit zukünftigen CO₂-Emissionsfaktoren.

Abb. A2-20: Variantenanalyse: Jahresergebnis und CO₂-Emissionen verschiedener Varianten mit Variation der Auslegungswerte der Wärmepumpe

Die Variation der WP-Technologie (Luft/Wasser Wärmepumpe, Erdreich-Wärmepumpe) führt auf folgende Ergebnisse:

- Luft-Wärmepumpen sind auf Grund der geringeren Investitionskosten etwas wirtschaftlicher als Erdreich-Wärmepumpen.
- Erdreich-Wärmepumpen weisen auf Grund der höheren Jahresarbeitszahlen etwas geringere CO₂-Emissionfaktoren als Luft-Wärmepumpen auf (ca. 5% bezogen auf die CO₂-Bilanz des Gesamtquartiers))
- Ein Kompromiss zwischen Wirtschaftlichkeit und CO₂-Emissionen liegt bei einer Kombination der Wärmepumpentechnologien (Luft-WP in einem der beiden Gebäude und Erd-WP im anderen Gebäude).

Die Variation der WP-Leistung zwischen 10 kW – 100 kW_{th} (Gesamtleistung der beiden Wärmepumpen) zeigt folgendes:

- Die wirtschaftlichste WP-Auslegung (d.h. maximales Ergebnis der KES) wird bei einer Gesamt-WP-Leistung von ca. 30 kW_{th} erzielt.
- Je größer die WP-Leistung, desto geringer die CO₂-Emissionen. Ab einer Leistung von 60 kW_{th} sinken die CO₂-Emissionen je zusätzlich installiertem kW Wärmepumpenleistung nur noch geringfügig.
- Ein Kompromiss zwischen Wirtschaftlichkeit und CO₂-Emissionen wird bei einer WP-Leistung im Bereich von 30 – 60 kW_{th} erreicht.

A2.2.3.6 Einfluss der BHKW-Leistung

Für die ‚Basisvariante‘ wurde die Leistung des BHKW in der Heizzentrale Ersinger Str. 5 mit Leistungen zwischen 50 und 100 kW_{el} variiert. Außerdem wurde als Untervariante untersucht, welche Auswirkung eine zusätzliche Wärmepumpe in der Heizzentrale auf CO₂-Emissionen und Wirtschaftlichkeit hat. Dazu wurde diese WP-Leistung zwischen 0 und 100 kW_{th} variiert.

Ergebnis dieser Simulationen ist (s. Abb. A2-21), dass das 100 kW_{el}-BHKW wirtschaftlicher ist als das 50 kW_{el}-BHKW und um ca. 15 % niedrigere CO₂-Emissionen aufweist. Der zusätzliche Wärmepumpen-Einsatz in der Heizzentrale reduziert das KES-Jahresergebnis und erhöht tendenziell die CO₂-Emissionen (mit den CO₂-Faktoren von 2019). Dies ist auf den sehr hohen Wärmepumpenanteil (zwei dezentrale Wärmepumpen in der Ersinger Str. 2 und 4 sowie zusätzliche zentrale Wärmepumpe in der Heizzentrale) zurückzuführen. Mit künftig sinkenden CO₂-Faktoren des Strom-Mix wird sich das Ergebnis zugunsten der Wärmepumpe verschieben.

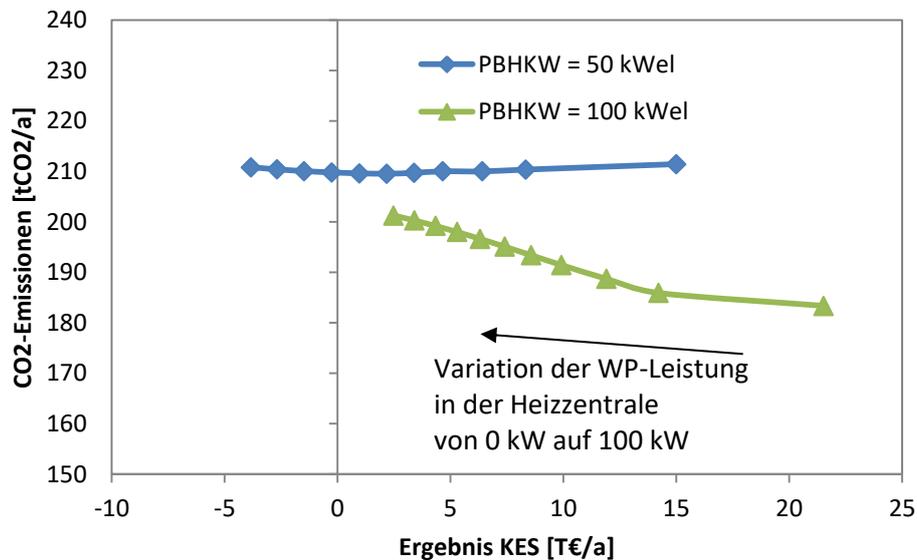


Abb. A2-21: Variantenanalyse: Heizzentrale mit 50 bzw. 100 kW_{el} plus GL-Luft/Wasser-Wärmepumpe von 0 bis 100 kW_{th} – Jahresergebnis (x-Achse) und CO₂-Emissionen (y-Achse).

A2.2.4 Zusammenfassung: Wesentliche Ergebnisse der Variantensimulationen

Die wichtigsten Ergebnisse und Schlussfolgerungen sind wie folgt:

- (1) Die wirtschaftlich optimale Auslegung der Wärmeleistungs-Grundlast, unabhängig von der jeweiligen Kombination, liegt im Bereich von 50 bis 60 % der Nennlast.
- (2) Das BHKW sollte (in 2 Modulen) eher auf 100 als auf 50 kW_{el} ausgelegt werden.
- (3) Die verbleibende CO₂-Emission (durch den Gaseinsatz bzw. den Reststrombezug unter Berücksichtigung der CO₂-Gutschrift für NetZRückspeisung) liegt im Bereich von 50 % der heutigen CO₂-Emissionen, d.h. die CO₂-Emission wird im Vergleich zum Zustand 2019 halbiert.
- (4) Der Einsatz von Wärmepumpen ist dann wirtschaftlich, wenn der Strom in kostengünstiger Weise (lokal) bereitgestellt werden kann (PV-Strom, BHKW-Strom).
- (5) Erdsonden-Wärmepumpen weisen (etwas) höhere Wärmegestehungskosten auf als Luft/Wasser-Wärmepumpen (wegen der teuren Erdsonden).
- (6) Eine Nutzung des derzeit geltenden EEG-Mieterstrom-Modells verbessert das erreichbare Jahresergebnis geringfügig (ist aber mit regulatorischen Komplikationen verbunden).
- (7) Ein mäßiger Anstieg des Erdgaspreises, z.B. auf 7 ct/kWh_{Hu}, hat kaum Einfluss auf das KES-Ergebnis, wenn die Wärmepreise entsprechend angepasst werden (Preisgleitklausel). Gleiches gilt für eine eventuelle CO₂-Steuer.
- (8) Da die Unterschiede der Varianten im Jahresergebnis (bei jeweils optimaler Auslegung) eher gering sind, sollte man die Endauswahl vom konkreten Ausschreibungsergebnis (BHKW, Wärmepumpen, Erdsonden etc.) abhängig machen (falls sich diese Preise nicht signifikant von den hier gemachten Ansätzen unterscheiden).

A2.3 Finales Energiekonzept

A2.3.1 Technisches Konzept und Dimensionierung

- Auf den Dächern der 5 MFH werden in 2 Ausbaustufen **PV-Anlagen von je 100 kW_p** errichtet.

- Die Heizzentrale für die drei nördlichen MFH besteht aus einem **Grundlast-BHKW** (2 Module) und einem neuen SL-Kessel. Die Module werden auf 2 x 50 kW_{el} ausgelegt. Wegen der KWKG-Vorgaben werden die beiden Module im Abstand von einem Jahr in Betrieb genommen.
- Die Heizzentrale kann aus Platzgründen nicht im Kellerbereich errichtet werden. Aufgrund der Entscheidung der Volkswohnung zusammen mit dem Gartenbauamt soll eine eigene **Technik-Zentrale** an der Stirnseite des Gebäudes Ersinger Str. 5 errichtet werden. Dort muss auch eine neue Trafostation errichtet werden, aus der die Stich-Stromleitungen (400 V – Kabel) sowie Glasfaserkabel zu den beiden MFH Ersinger Str. 2 und 4 geführt werden.
- Das BHKW liefert – neben dem Allgemeinstrom – den Haushaltsstrom für die fünf MFH (aktueller Leistungsbedarf tagsüber im Bereich von 40 kW_{el}, abends bis ca. 80 kW_{el}) sowie – gegenläufig zum Stromangebot der zu installierenden PV-Anlagen – den Strombedarf der Wärmepumpen in den beiden südlichen Gebäuden.
- Im Gebäude Ersinger Str. 4 wird die vorgesehene **Viessmann-GL-Wärmepumpe** als ‚Mehrquellen-Anlage‘ installiert (Erdsonden/Luft-Wärmetauscher kombiniert; Wärmeleistung ca. 60 kW_{th})³². Diese Wärmepumpe kann, wie der erforderliche Wärmespeicher, im vorhandenen Heizungskeller untergebracht werden.
- Im Gebäude Ersinger Str. 2 wird eine **weitere GL-Wärmepumpe** der Fa. Waterkotte mit einer Leistung von ca. 43 kW_{th} installiert, deren Wärmequelle das ‚SOLINK‘-PVT-System der Fa. Consolar, Frankfurt/Lörrach ist (siehe hierzu weiter unten).

Neben den Zielen niedriger CO₂-Emissionen und Wirtschaftlichkeit wurde die Umsetzbarkeit vor Ort maßgeblich von regulatorischen Randbedingungen (EEG, KWKG, Mieterstrom) und planerischen Randbedingungen (Platzbedarf im Keller, Gestaltung der Heizzentrale und des Außenbereichs, Querung der Straße durch Wärmeleitung) beeinflusst. Das finale Energiekonzept mit allen relevanten Komponenten ist in Abb. A2-22 skizziert und die installierte Gesamtleistung ist in Tab A2-14 aufgeschlüsselt.

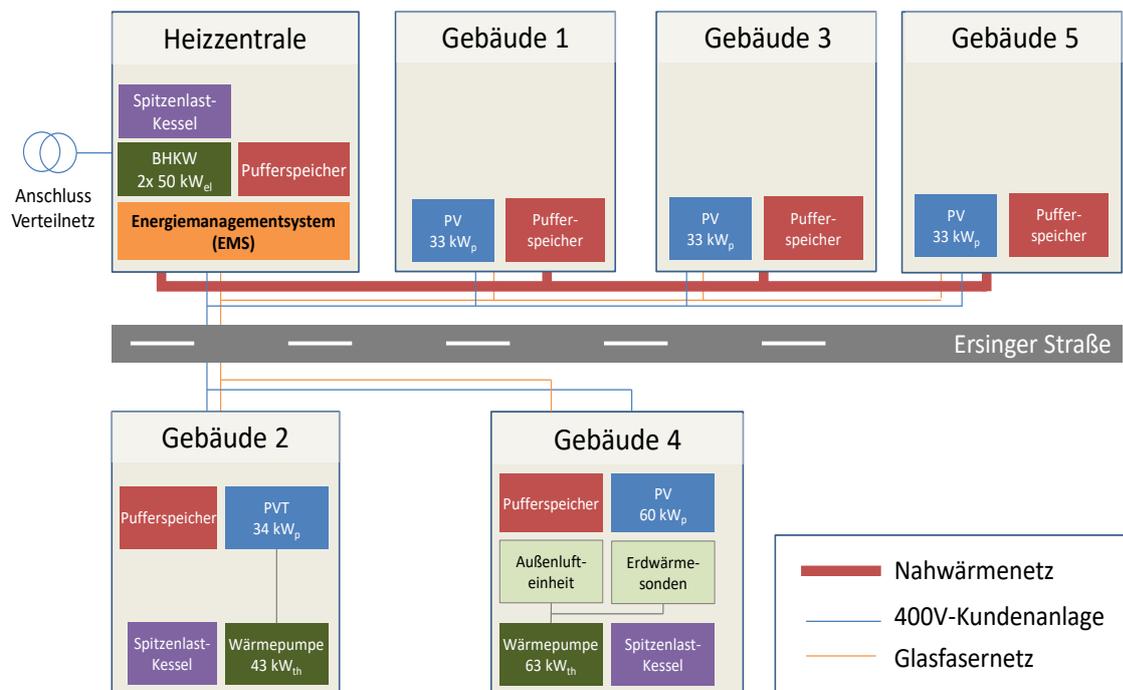


Abb. A2-22: Schema des finalen Energiekonzepts

³² Forschungsprojekt ‚HEAVEN‘ aus dem ‚LowEx‘-Forschungsprogramm des BMWi.

Tab. A2-14: Installierte Gesamtleistung der Wärme- und Stromerzeuger

	Leistung absolut	Leistung spezifisch ³³
Leistung PV	200 kW _p	17,2 W _p /m ²
Leistung BHKW	169 kW _{th}	14,5 W _{th} /m ²
Leistung BHKW	100 kW _{el}	8,6 W _{el} /m ²
Leistung Wärmepumpen	106 kW _{th}	9,1 W _{th} /m ²
Leistung Kessel	196 kW _{th}	16,9 W _{th} /m ²
Kapazität Wärmespeicher	420 kWh _{th}	36,2 Wh _{th} /m ²
Kapazität Stromspeicher	0 kWh _{el}	0 Wh _{el} /m ²

A2.3.2 Energiebilanz des finalen Energiekonzepts

Das in Abb. A2-22 dargestellte finale Versorgungskonzept wurde mit dem Quartierssimulationsmodell des Fraunhofer ISE detailliert untersucht. Hinsichtlich Leistungskurven wurde dazu die PVT-Wärmepumpe in der Ersinger Str. 2 näherungsweise als Luft-Wasser-Wärmepumpe betrachtet, während die Wärmepumpe im Gebäude 4 als Erdreich-gekoppelte Sole-Wasser Wärmepumpe simuliert wurde.

Abb. Abb. A2-23 stellen die bilanziellen Energieflüsse eines Jahres zwischen den unterschiedlichen Komponenten dar. Eine ausführliche Darstellung des Quartierskonzepts ist in /Lämmle 2020/ dargestellt.

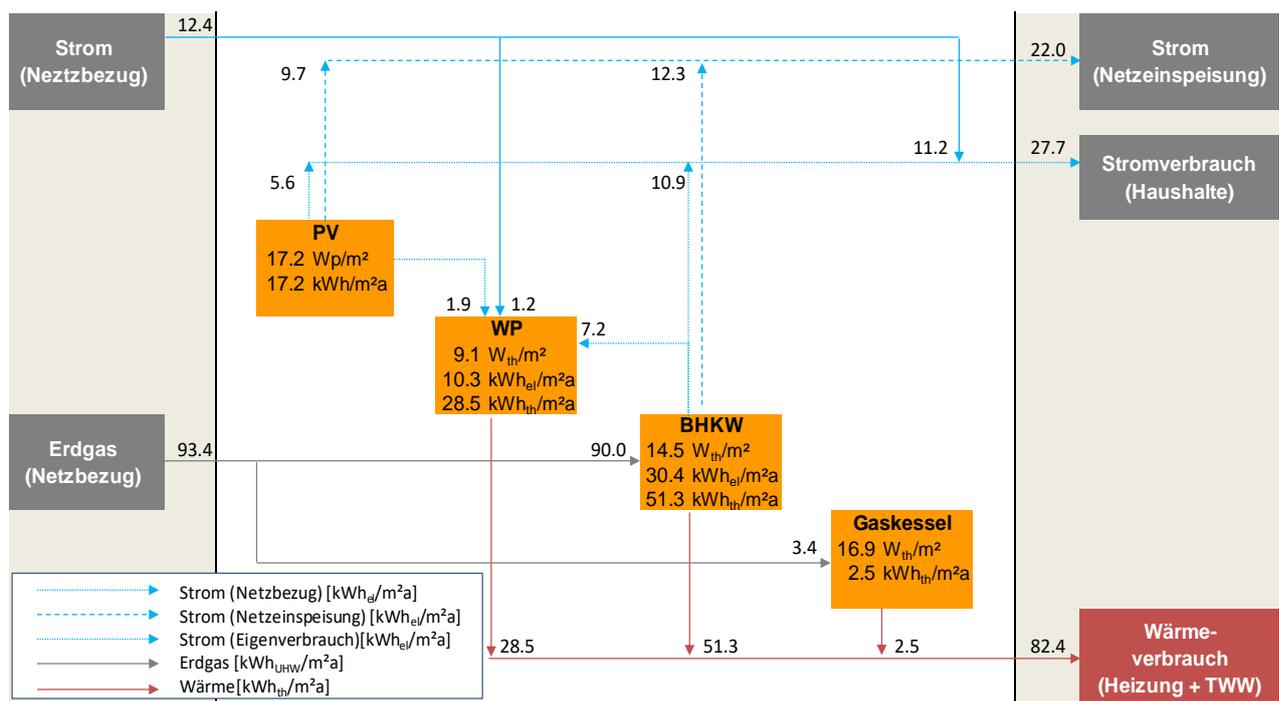


Abb. A2-23: Simulierte Energieflüsse (spezifisch, Bezug auf die beheizte Wohnfläche von A = 11.600 m²) des finalen Energiekonzept für alle 5 Gebäude in der Jahresbilanz.

Die folgende Tabelle fasst die in Abb. A2-24 visualisierte Energiebilanz tabellarisch zusammen. Dazu sind neben den absoluten und spezifischen Energieflüssen die Verbrauchskosten dargestellt. Dabei bezieht sich die Spalte Verbrauchskosten auf die angenommene Preisstruktur für ver-

³³ Bezug auf beheizte Wohnfläche von A = 11.603 m²

brauchsgebundene Kosten (negative Werte) und Erlöse (positive Werte). Die jährlichen Kostenflüsse entsprechen somit den Kosten je Energiefluss, die sich aus dem Produkt der Energiemenge mit den zugehörigen verbrauchsgebundenen Kosten ergeben.

Tab. A2-15: Jährliche Energiebilanz je Erzeuger und Verbraucher mit der Preisstruktur der Verbrauchskosten und den Kostenflüssen.

		Energiebilanz (absolut) MWh/a	Energiebilanz (spezifisch) kWh/m ² _{WFA}	Verbrauchs-kosten ct/kWh	Kostenfluss (absolut) €/a	Kostenfluss (spezifisch) €/m ² _{WFA}
Bezug Netzstrom	<i>gesamt</i>	144	12,4			
	an Allgmeinstrom/WP	14	1,2	-22,6	-3.195	-0,28
	an Haushalte	130	11,2	-16,1	-20.977	-1,81
Bezug Erdgas	<i>gesamt</i>	1084	93,4			
	an Kessel	39	3,4	-4,44	-1.747	-0,15
	an BHKW	1045	90,0	-3,83	-40.011	-3,45
Wärme-lieferung	<i>gesamt</i>	956	82,0			
	von Kessel	30	2,5	7,29	2.151	0,19
	von BHKW	595	51,3	7,29	43.409	3,74
	von WP	331	28,5	7,29	24.135	2,08
Stromerzeugung BHKW	<i>gesamt</i>	353	30,4			
	an Allgmeinstrom/WP	84	7,2	1,44	1.208	0,10
	an Haushalte	126	10,9	4,0	5.042	0,43
	an Stromnetz	143	12,3	12,0	17.156	1,48
Stromerzeugung PV	<i>gesamt</i>	199	17,2			
	an Allgmeinstrom/WP	22	1,9	-2,56	-558	-0,05
	an Haushalte	66	5,6	0	0	0,00
	an Stromnetz	112	9,7	9,0	10.090	0,87
Verbrauch	Haushaltsstrom	322	28,0	14,7	47.289	4,08
	Allgemeinstrom	16	1,4			
	Wärmepumpenstrom	104	8,9			
	Wärmelieferung (ohne Verluste Wärmenetz)	916	78,9	7,29	66.741	5,75
	Verluste Wärmenetz	41	3,5			

A2.3.3 Energetische Kennzahlen

Aus der Energiebilanz des Quartiers lassen sich folgende zentrale Kennzahlen ableiten:

Eigenverbrauchsrate

Für die Wirtschaftlichkeit des Energiekonzepts ist eine hohe Eigenverbrauchsrate des selbst erzeugten Stroms wesentlich. Auf Grund der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen durch Einspeisevergütung und EEG ist die Eigennutzung des Stroms aus den PV-Anlagen und des BHKWs deutlich attraktiver als die Einspeisung ins Stromnetz. Die Eigenverbrauchsrate ist definiert als der Anteil des von PV und BHKW erzeugten Stroms, der lokal im Quartier verbraucht wird.

Für das SQ Durlach ergibt das ‚finale Konzept‘ eine Eigenverbrauchsrate von 54 %. Durch eine angepasste Regelungsstrategie von Wärmepumpen und BHKW soll versucht werden, diese bereits sehr hohe Eigenverbrauchsrate weiter zu optimieren.

Autarkiegrad

Der Autarkiegrad ist definiert als der Anteil des Stromverbrauchs, der durch lokal erzeugten Strom aus PV und BHKW gedeckt wird. Ein hoher Autarkiegrad bedeutet, dass der Bezug von Netzstrom reduziert wird, was sich positiv auf die Wirtschaftlichkeit und CO₂-Bilanz auswirkt. Bezogen auf den gesamten Strombedarf (Haushalte, Allgemeinstrom, Wärmepumpenstrom) erzielt das Quartier einen Autarkiegrad von 67%, d.h. zwei Drittel des Stroms werden lokal durch BHKW und PV erzeugt und nur ein Drittel wird aus dem Netz bezogen.

Bezogen auf die Wärmepumpe ergibt die Simulation sogar einen Autarkiegrad von 88 %. Lediglich 12 % des Stroms für die Wärmepumpen werden aus dem Netz bezogen. 18 % des Wärmepumpenstroms wird durch die PV-Anlagen gedeckt, 70 % von den BHKWs.

Jahresarbeitszahl der Wärmepumpen

In der Ersinger Str. 2 wird die Consolar-PVT-Wärmepumpe realisiert. Für Simulationszwecke wurde die Leistung durch eine Luft-Wärmepumpenanlage simuliert. Laut Simulationsrechnungen für die PVT-WP-Anlage des Fraunhofer ISE ist dies eine gute Annahme bei einem Verhältnis der PVT-Kollektorfläche von 3-4 m²/kW_{th} je kW thermischer Leistung der Wärmepumpe. Laut Simulationen erzielt die PVT-Wärmepumpenanlage eine Jahresarbeitszahl von JAZ = 3,0.

In Gebäude 4 wird die HEAVEN-Wärmepumpe mit kombinierten Wärmequellen realisiert. Hierbei kann die Jahresarbeitszahl in guter Näherung durch eine erdgekoppelte Sole-Wasser-Wärmepumpe approximiert werden. Mit der Simulation wurde dafür eine Jahresarbeitszahl von JAZ = 3,5 berechnet.

Volllaststunden der BHKW

Die simulierten Volllaststunden des BHKW's betragen ca. 3.500 h pro Jahr. Bei einer KWKG-Förderung über 60.000 Vollbenutzungsstunden beträgt der Förderzeitraum entsprechend 17 Jahre. Bei kleinerer BHKW-Leistung statt der simulierten 2 x 50 kW_{el} steigen die Volllaststunden an.

Anteil der Spitzenlast-Gaskessel an der Wärmebereitstellung

Die Spitzenlastkessel sollen lediglich die Heizlastspitzen im Winter bei kältesten Außentemperaturen decken. Für die Wärmepumpenanlagen, die im bivalenten Modus betrieben werden, decken die Spitzenlastkessel außerdem hohe Vorlauftemperaturen für Warmwasser und Heizung ab, die von der Wärmepumpe nicht mehr, bzw. nur ineffizient bereitgestellt werden können.

Die Anteile der Spitzenlastkessel ergeben sich folgendermaßen:

- Gesamtquartier: 3,2 %
- Heizzentrale: 1,8 %
- Wärmepumpe Ersinger Str. 2 (43 kW): 10,7 %
- Wärmepumpe Ersinger Str. 4 (63 kW): 0,5 %

Durch die vergleichsweise kleine Leistung der Wärmepumpe im Gebäude Ersinger Str. 2 deckt diese ,nur' ca. 90 % des Nutzwärmebedarfs– ein immer noch guter Wert.

A2.3.4 Geordnete Jahresdauerlinie der Wärmeerzeugung

Zur Verdeutlichung des Zusammenspiels der Wärmeerzeuger zeigt Abb. A2-24 die geordnete Jahresdauerlinie. Dabei ist zu berücksichtigen, dass drei Wärmeversorgungseinheiten (Heizzentrale mit BHKW und Kessel für die Ers. Str. 1, 3 und 5, Wärmepumpe und Kessel jeweils für Ers. Str. 2 und 4) gemeinsam betrachtet werden.

Dazu wurden die stündlichen Erzeugungsprofile der jeweiligen Wärmeerzeuger inkl. Speicherbe- und entladung geordnet und in Summe dargestellt. Die Berücksichtigung der Speichervorgänge ist vor allem beim BHKW notwendig. Die Volllaststundenzahl des BHKWs beträgt ca. 3500 h, sodass

bei Berücksichtigung der Mindestlaufzeit von 3h ein häufiges Takten erfolgt. Insgesamt zeigt der blaue Verlauf des BHKWs, dass die thermische Leistung der BHKW-Einheiten äußerst großzügig dimensioniert ist, um den rel. hohen Strombedarf des Quartiers von Haushalte und Wärmepumpen zu decken.

Die drei Kessel decken jeweils nur die Spitzenlast ab. Zwar wird für die Deckung der Wärmelastspitzen im Winter eine hohe Kesselleistung vorgehalten. In der Jahresbilanz ist deren Anteil an der Wärmeversorgung aber gering.

Die schwarze Linie zeigt den superponierten Wärmebedarf aller drei Versorgungseinheiten. Der Wärmebedarf beinhaltet dabei nur den Heiz- und Warmwasserbedarf (Zapfung und Zirkulation) keine Verluste von Speicher und des Wärmenetzes. Daher sind die dargestellten Energiemengen der Erzeugung größer als des Bedarfs. Auf Grund des teilweise asynchronen Betriebs von Wärmepumpe und BHKW, und den dahinterliegenden Speicherbe- und entladungsvorgängen, folgt der Verlauf der geordneten Erzeugungsdauerlinie dem Wärmebedarf auch nur teilweise. Dennoch verdeutlicht die geordnete Jahresdauerlinie das Zusammenspiel der drei getrennten Versorgungseinheiten und der verschiedenen Wärmeerzeuger.

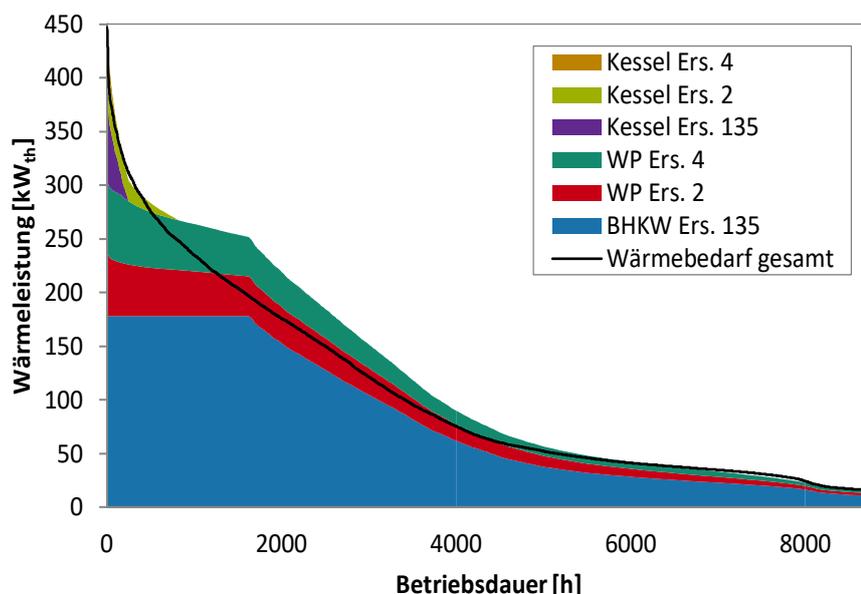


Abb. A2-24: Geordnete Jahresdauerlinie für die Wärmebereitstellung des Quartiers.

A2.3.5 Bilanzierung der CO_{2-Äq}-Emissionen

Für die Bilanzierung der CO₂-Emissionen des Quartiers wurden folgende Emissionen berücksichtigt:

- direkte CO₂-Emissionen durch Verbrennung von Erdgas in Kessel und BHKW
- indirekte CO₂-Emissionen durch den Bezug von Strom aus dem Netz
- Gutschrift für CO₂-Emissionen für die Rückspeisung von Strom aus PV und BHKW.

Dafür werden konstante CO₂-Emissionsfaktoren für Erdgasbezug, Strombezug und Stromeinspeisung angenommen. Während davon auszugehen ist, dass der CO₂-Emissionsfaktor für Erdgas in den kommenden Jahren nahezu unverändert bei 227 g CO_{2-Äq}/kWh_{UH} bleiben wird, hängt der CO₂-Emissionsfaktor des Strommix vom Anteil Erneuerbaren Energien ab. Hier ist eine Zunahme des Anteils erneuerbarer Energien zu erwarten, weshalb der CO₂-Emissionsfaktor von Strom abneh-

men wird. Für die CO₂-Emissionsfaktoren wurden folgende Zahlen von IINAS /Fritsche 2019/ verwendet:

- **Bezugsjahr 2020:** 402,9 g CO_{2-Äq}/kWh_{el}
Die Verwendung des konstanten CO_{2-Äq}-Emissionsfaktors für das Jahr 2020 impliziert somit nur die Bilanzierung für das erste Betriebsjahr und berücksichtigt keine Veränderung des Strommix über die Betriebszeit.
- **Bezugsjahr 2020-2039:** 224 g CO_{2-Äq}/kWh_{el}
Die IINAS-Studie untersucht ein Energiemarkt-Szenario für Deutschland mit Prognosen zur Entwicklung des CO₂-Emissionsfaktors von Strom. Die Betrachtung des Emissionsfaktors für eine Laufzeit von 20 Jahren ergibt einen Mittelwert 224 g CO_{2-Äq}/kWh_{el}.

Es wird kein Verdrängungsmix für BHKW mit entsprechend höherer Gutschrift für Netzeinspeisung des BHKW berücksichtigt. Ebenfalls wird kein dynamischer CO₂-Faktor auf Stundenbasis verwendet, sondern ein konstanter Wert. Die Analyse der Wärmepumpenanlage in der Ersinger Str. 2 für das Jahr 2019 zeigte, dass der Unterschied zwischen Verwendung eines Mittelwerts und der Verwendung eines dynamischen, stündlich-aufgelösten CO₂-Emissionsfaktors auf Datenbasis der EnergyCharts /Burger 2020/ nur bei 5 % lag.

Als Grundlage für die CO₂-Bilanzierung dienen die o.g. Simulations-Ergebnisse, verglichen mit dem Status Quo der Energieversorgung mit Bezug des gesamten Stroms für Haushalte und Allgemeinstrom aus dem Stromnetz und Wärmeversorgung über Gaskessel mit einem Jahresnutzungsgrad von 80 %. Für den unsanierten Fall (Gebäude ohne Hüllflächensanierung vor 1995) wurde ein Heizwärmebedarf von 130 kWh_{th}/m², ein Warmwasserbedarf von 35 kWh_{th}/m² bei gleichbleibendem Strombedarf angenommen. Diese Annahmen sind in der folgenden Tabelle dargestellt:

Tab. A2-16: Annahmen für die CO₂-Bilanzierung: CO_{2-Äq}-Emissionsfaktoren und Energiebilanz für Strom- und Gas-Importe und Exporte.

	CO _{2-Äq} -Emissionsfaktoren [gCO _{2-Äq} /kWh]		Energiebilanz [MWh/a]		
	2020	2020 – 2039	Unsaniert	Saniert („Referenz“)	SQ-Durlach
Erdgas (Netzbezug)	227	227	2.100	1.144	1.084
Strom (Netzbezug)	403	224	338	338	144
Strom (Netzeinspeisung BHKW)	-403	-224	0	0	112
Strom (Netzeinspeisung PV)	-403	-224	0	0	143

Abb. A2-25 zeigt die resultierenden CO_{2-Äq}-Emissionen des aktuellen Energiekonzepts („Referenz“) und des neuen Energiekonzepts („SQ-Durlach“). Bei Verwendung der CO₂-Emissionsfaktoren des Bezugsjahres 2020 wird eine CO₂-Minderung von 49 % erzielt, für gemittelte CO₂-Emissionsfaktoren für den Bezugsjahre 2020 – 2039 liegt die relative CO₂-Minderung bei 34 %.

Dies ist im Wesentlichen auf folgende Faktoren zurückzuführen:

- **Reduktion des Strombezugs** aus dem Netz um -57%: Der Großteil des Stroms wird lokal durch PV und BHKW produziert, sodass die indirekten CO₂-Importe sinken.
- CO₂-Gutschriften durch **Einspeisung von PV- und BHKW-Strom** ins Netz: Gleichzeitig werden für die Einspeisung von PV- und BHKW-Strom ins Netz CO₂-Emissionen gutgeschrieben. Für das Bezugsjahr 2020 tragen diese Gutschriften zur Hälfte zu den CO₂-Minderungen bei. Mit geringeren CO₂-Emissionsfaktoren für das Bezugsjahr 2020 – 2039 sinken die CO₂-Gutschriften, sodass die gesamte CO₂-Emissionsminderung auf 34 % sinkt.

- **Abnahme des Erdgasbezugs** (nur) um insgesamt 5% gegenüber dem Status Quo ab: Während zwei Gebäude nahezu ohne Gasimport durch Wärmepumpen beheizt werden, nimmt der Import von Erdgas für die drei Gebäude Ersinger Str. 1, 3 und 5 zu, da durch das BHKW zusätzlich Strom erzeugt wird und der thermische Wirkungsgrad des BHKW mit $\eta_{th} = 58\%$ deutlich unterhalb des Jahresnutzungsgrads von Gaskessel ($\eta = 80\%$) liegt.

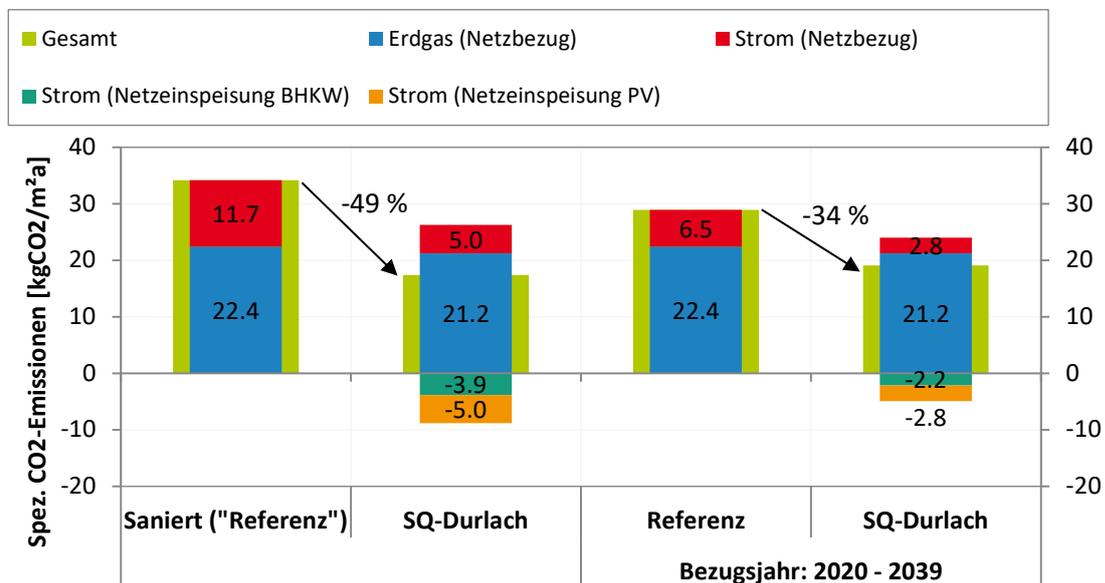


Abb. A2-25: Vergleich der spezifischen CO₂-Äq-Bilanzen des Status quo (Referenz) und des neuen Energiekonzepts (SQ-Durlach) im Mittel für das Bezugsjahr 2020 und den Betriebszeitraum 2020-2039.

Die absoluten Werte sind außerdem in der folgenden Tabelle zusammengefasst. Gegenüber dem unsanierten Quartier (Errichtungsjahr 1963) ergibt sich bei Verwendung heutiger CO₂-Emissionsfaktoren eine CO₂-Minderung um 67%.

Tab. A2-17: CO₂-Bilanz des bestehenden Energiekonzepts (Referenz) und des neuen Energiekonzepts (SQ-Durlach)

	CO ₂ -Äq-Emissionen [t _{CO2} /a] 2020			CO ₂ -Äq-Emissionen [t _{CO2} /a] 2020-2039	
	unsaniert	Referenz (saniert)	SQ-Durlach	Referenz	SQ-Durlach
Erdgas (Netzbezug)	477	260	246	260	246
Strom (Netzbezug)	136	136	58	76	32
Strom (Netzeinspeisung BHKW)	0	0	-45	0	-25
Strom (Netzeinspeisung PV)	0	0	-58	0	-32
Gesamt	613	396	201	336	221
CO₂-Minderung	67%	49%	-	34%	

A2.4 Auslegung der Kernkomponenten

A2.4.1 Dimensionierung der Wärmespeicher: Abschätzung der optimalen Betriebsweise an einem Sommertag

Die folgenden Überlegungen gelten der Abschätzung einer optimalen Betriebsweise des neuen Energie-Systems *im Sommer*, d.h. nur TWW-Bereitstellung, zwecks Berechnung der erforderlichen Wärmespeicher-Kapazität und der erreichbaren Tages-Strom-Bilanz (Eigenstrom, Rückspeisung). Der Betrieb der Wärmepumpe in einem der beiden MFH (Ersinger Str. 2 bzw. 4), abgestimmt mit dem BHKW-Betrieb in der Heizzentrale Ersinger Str. 1, soll analysiert werden. Es geht hier also um die Simulation eines einzelnen Tages und nicht um eine Jahressimulation. Da eine frühzeitige Aussage zur Bestimmung des Speichervolumens benötigt wurde, basierten die Tagessimulationen auf dem ‚Basiskonzept‘, weil zu diesem Zeitpunkt die Ergebnisse der Fraunhofer-Simulationsrechnungen noch nicht vorlagen.

Der Betrieb dieser Anlagen soll so ‚synchronisiert‘ werden, dass der Strombedarf (Haushaltsstrom, Allgemeinstrom, Wärmepumpenstrom) an diesem Sommertag möglichst vollständig von der PV-Anlage (tagsüber) und vom BHKW gedeckt wird. Außerdem soll das BHKW nur dann betrieben werden, wenn die vom BHKW erzeugte Nutzwärme – unter Nutzung des zu dimensionierenden Wärmespeichers – vollständig genützt werden kann (d.h. an diesem Tag: abends, frühmorgens).

(1) Annahmen zum Energiesystem:

(1) Technik-Zentrale: 2 BHKW-Module à 40 kW_{el} und 72 kW_{th} als GL-Anlage, aus der die 3 Gebäude Ersinger Str. 1, 3 und 5 versorgt werden.

(2) Das BHKW versorgt alle 5 Gebäude (alternativ bzw. in Ergänzung zur PV-Anlage) mit Strom, thermisch nur die 3 Gebäude Ersinger Str. 1, 3 und 5.

(3) 2 GL-Wärmepumpen für die Gebäude Ersinger Str. 2 und 4 mit einer thermischen Leistung von ca. 50 kW_{th}. Diese beiden Gebäude bzw. deren Energieverbräuche sind nahezu identisch.

(4) Die beiden Wärmepumpen werden im Sommerbetrieb (nur TWW) mit einer gedrosselten Wärmeleistung von je 16 kW_{th} betrieben. Nimmt man im Sommer (tagsüber hohe Quelltemperatur) eine Leistungszahl von COP = 4,0 an³⁴ (die bereitzustellende TWW-Temperatur liegt bei ca. 60 °C), so benötigen die beiden Wärmepumpen eine elektrische Leistung von je 4,0 kW_{el}.

(5) Nördlich und südlich der Ersinger Str. werden – im Abstand von einem Jahr (beginnend südlich) – je 100 kW_p an PV-Leistung installiert.

In der folgenden Analyse zur Abschätzung der erforderlichen Wärmespeicherkapazitäten in den MFH werden die beiden Gebäude Ersinger Str. 2+4 vereinfacht ‚aus Sicht des BHKW‘, das die Gebäude morgens und abends mit Strom versorgt, als *ein* Gebäude mit *einer* Wärmepumpe angesehen.

(2) Verbrauchsganglinien im Sommer (TWW, Haushaltsstrom)

Um die optimale Dimensionierung der Wärmespeicher zu finden, soll die Deckung des Verbrauchs an einem schönen Sommertag simuliert werden. Hierzu werden die VDI-Verbrauchsganglinien (TWW bzw. Haushaltsstrom) für MFH für einen Wochentag zugrundegelegt³⁵. Diese VDI-Ganglinien liegen als Bruchteile des 24-Stundenverbrauchs (normiert auf 1 kWh/d) vor. Für ein konkretes Gebäude müssen diese Werte mit dem Tagesverbrauch des jeweiligen MFH multipliziert werden.

³⁴ Es handelt sich laut Viessmann bzw. Waterkotte um hocheffiziente Wärmepumpen, d.h. hoher Gütegrad, daher wurde ein Wert von $\eta_G \sim 0,55$ angesetzt.

³⁵ Fraunhofer ISE verwendet für die Jahressimulationen eigene Typganglinien.

Dieser Tagesverbrauch ergibt sich in erster Näherung aus dem Jahresverbrauch (TWW, Haushaltsstrom) geteilt durch 365. Aufgrund der bei der Volkswohnung vorhandenen Verbrauchsdaten kann man annehmen, dass der TWW-Verbrauch in den Sommermonaten etwas niedriger liegt als in den Wintermonaten (s. Kap. A4). Für die folgende Simulation eines *Sommertages* wird dieser daher mit 5 % unter dem täglichen Jahresdurchschnittsverbrauch angenommen.

Damit erhält man die in Abb. A2-26 gezeigten Strom/TWW-Verbrauchsganglinien für die drei MFH Ersinger Str. 1, 3 und 5 (bzw. Ersinger Str. 2+4 entsprechend kleiner). Demnach liegt der Strombedarf dieser drei Gebäude tagsüber zwischen 20 und 30 kW_{el}. Abends liegt die Verbrauchsspitze bei ca. 55 kW_{el} (Gleichzeitigkeitseffekte der drei MFH sind nicht berücksichtigt). Der TWW-Verbrauch hat ausgeprägte Vormittagsspitzen (anders als die INATECH-Messungen in der Ersinger Str. 2 zeigen, s. Kap. A4) bis zu 70 kW_{th} (wieder ohne Gleichzeitigkeitseffekte).

Die aus den Jahresverbräuchen berechneten Tagesverbräuche sind:

Tab. A2-18: Strom- und TWW-Verbrauch in kWh pro Tag, der drei bzw. zwei MFH

		Ersinger Str. 1 + 3 + 5	Ersinger Str. 2 + 4
HH-Stromverbrauch	kWh _{el} /d	504	288
TWW-Verbrauch frei HZ	kWh _{th} /d	549	314
		(gedeckt durch BHKW)	(gedeckt durch 2 Wärmepumpen)

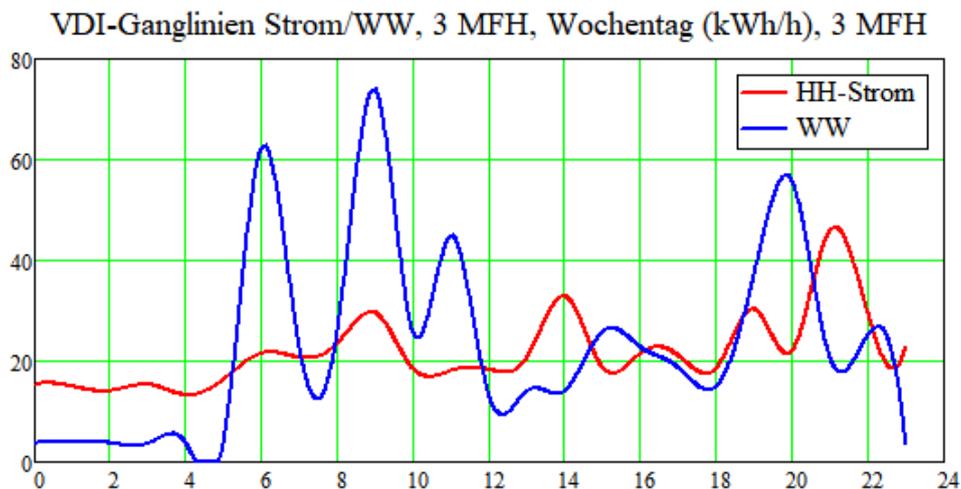


Abb. A2-26: Tagesganglinien des Haushaltsstrom- und des TWW-Verbrauchs (= Linie mit den Spitzen > 60 kW) für die drei MFH Ersinger Str. 1, 3 und 5 (VDI-Typganglinien für MFH, mit Spline-Funktion verstetigt).

(3) Erzeugung von PV-Strom

Die Sonneneinstrahlung (W/m^2) auf die PV-Fläche an einem wolkenlosen Sommertag und die PV-Erzeugung (kW_{el}) wird durch folgende Kurven simuliert:

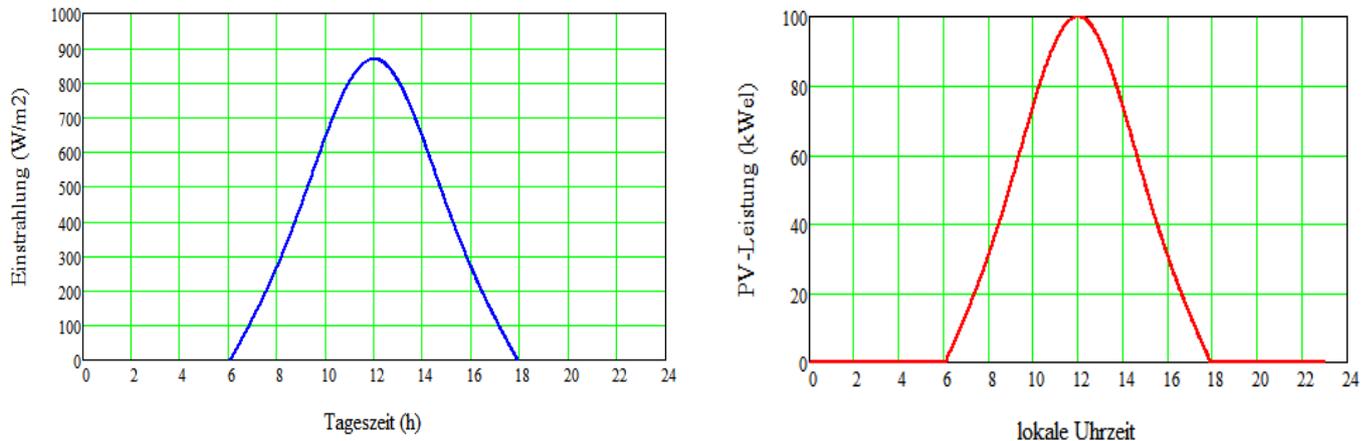


Abb. A2-27: Links: Spezifische horizontale Solareinstrahlung (Globalstrahlung) an einem Sommertag (Standort Zürich) in W/m^2 (Fourierdarstellung nach /B. Keller 1995/)³⁶; Rechts: Stromerzeugung (zusammen 100 kW_p an den beiden MFH Ersinger Str. 2 und 4) an einem Sommertag (Solardaten Standort Zürich) in kW_{el} .

(4) Simulation Sommertag

(4-1) Wärmepumpe Ersinger Str. 2+4 (als ein MFH betrachtet)

Ansatz: Die beiden Wärmepumpen sollen (an dem betrachteten Sommertag) so betrieben werden, dass sie ausschließlich von den zugehörigen Dach-PV-Anlagen stromversorgt werden. Zusätzlich wird während der PV-Betriebszeit der Haushaltsstrombedarf durch die PV-Anlage gedeckt.

Die im Sommer tagsüber mögliche Betriebszeit der Wärmepumpe(n) mit PV-Strom liegt bei annähernd 9 Stunden. Mit einem TWW-Bedarf von $314 \text{ kWh}_{\text{th}}/\text{d}$ (s. Tab. A1-8) wird für ca. 9 Stunden Betriebszeit eine Leistung von $36 \text{ kW}_{\text{th}}$ (beide Wärmepumpen zusammen) benötigt, entsprechend einer Leistungsaufnahme von $4,5 + 4,5 = 9 \text{ kW}_{\text{el}}$, mit einem Stromverbrauch von ca. $80 \text{ kWh}_{\text{el}}/\text{d}$. Den resultierenden Stromverbrauchsgang im Vergleich zur PV-Erzeugung zeigt Abb. A2-28.

An diesem Sommertag mit maximaler Sonneneinstrahlung wird offensichtlich von der geplanten 100 kW_p -PV-Anlage viel mehr Strom erzeugt als gebraucht. Abb. A2-29 zeigt die *Summe des Strombedarfs* (zwei Wärmepumpen plus Haushaltsstrom Ersinger Str. 2+4) an diesem Tag. Die PV-Anlage deckt diesen Bedarf und speist den ‚Rest‘ ins Netz zurück.

Ca. 34 % der PV-Erzeugung (an diesem Tag) werden lokal verbraucht (zwei Wärmepumpen, Haushaltsstrom). Die gedrosselte Betriebsweise der Wärmepumpen ($2 \times 18 \text{ kW}_{\text{th}}$) ist für diesen Tag optimal (maximale PV-Ausnutzung, minimale Wärmespeicherkapazität).

³⁶ Übertragbarkeit für Karlsruhe angenommen.

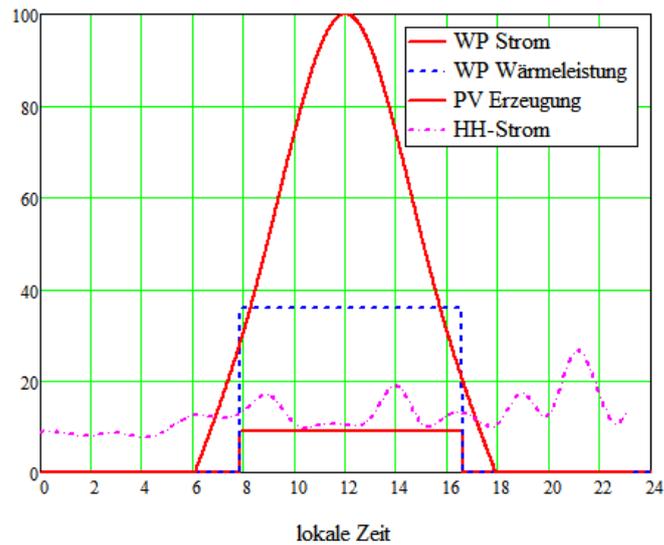


Abb. A2-28: Ersinger Str. 2+4: Strombedarf der beiden Wärmepumpen sowie Haushaltsstrombedarf, PV-Erzeugung (100 kW_p) und Wärmeleistung beiden Wärmepumpen, betrieben von ca. 8 bis 17 Uhr Lokalzeit.

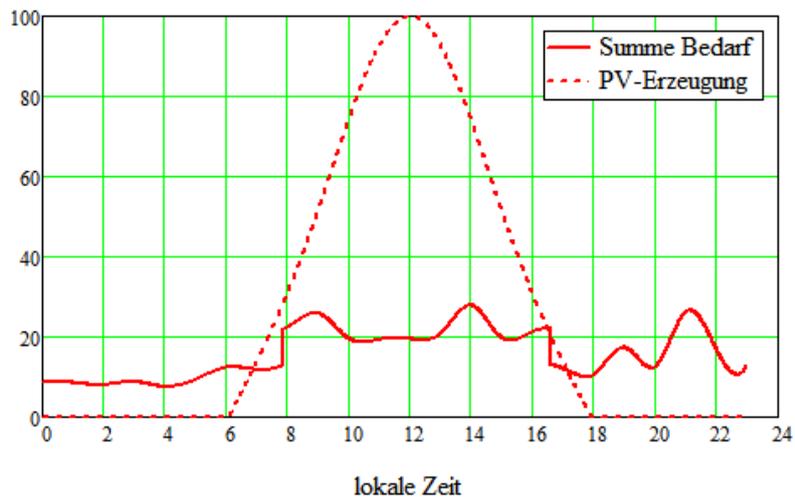


Abb. A2-29: Ersinger Str. 2+4, Sommertag: Strombedarf Wärmepumpe (von 8 – 17 Uhr Ortszeit) plus Haushaltsstrombedarf, sowie PV-Erzeugung.

Abb. A2-30 zeigt den Tagesgang der Wärmelast bzw. der Wärmepumpen-Wärmeerzeugung am untersuchten Sommertag:

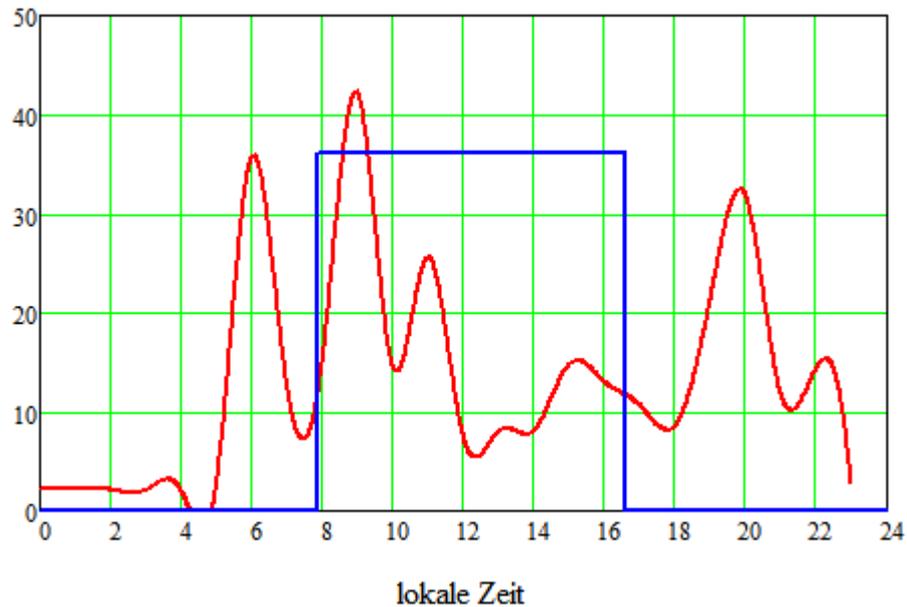


Abb. A2-30: Ersinger Str. 2+4: TWW-Bedarf und Deckung durch die beiden Wärmepumpen (von ca. 8 Uhr bis ca. 17 Uhr Ortszeit).

Vom Tages-TWW-Bedarf der beiden MFH Ersinger Str. 2+4 von zusammen 314 kWh_{th} fallen 150 kWh_{th} tagsüber (während der WP-Betriebszeit) an, 164 kWh_{th} müssen für die restlichen (ca. 16) Tagesstunden gespeichert werden, um am nächsten Morgen, vor Beginn der PV-Erzeugung, den TWW-Bedarf noch decken zu können. Mit einem $\Delta T = 62 - 12 = 50$ K (Erwärmung von Kaltwasser auf TWW-Temperatur) ergibt sich ein Gesamt-Speichervolumen von ca. 3.000 Litern, d.h. $V_{sp} = 1.500$ Liter in jedem der beiden Gebäude Ersinger Str. 2 und 4, um an diesem Sommertag den TWW-Tagesbedarf *ausschließlich mit PV-Strom* zu decken.

(4-2) BHKW/Heizzentrale, Ersinger Str. 1, 3 und 5

Ansatz: Das BHKW wird (an diesem Sommertag) so betrieben, dass der Haushaltsstromverbrauch der drei MFH plus Haushaltsstromverbrauch der beiden MFH Ersinger Str. 2+4 am Abend durch BHKW-Strom gedeckt wird. Tagsüber decken die PV-Anlagen der Ersinger Str. 1, 3 und 5 (bzw. Ersinger Str. 2 und 4) den Haushaltsstrom im jeweiligen Gebäude. Um die Strombedarfsdeckung durch das BHKW zu maximieren (und die erforderliche Wärmespeicherkapazität zu minimieren), wird das BHKW (1 Modul: 40 kW_{el}, 70 kW_{th}) auch morgens vor Beginn der PV-Erzeugung für 2 Stunden betrieben.

Diese Betriebsweise (wieder Sommertag) zeigt A2-31:³⁷

³⁷ Wegen der Sommerzeit und der geographischen Lage von Karlsruhe ist die reale Uhrzeit später: Görlitz liegt genau auf dem 15. Längengrad, d.h. die Sonne steht dort am höchsten um 13 Uhr Sommerzeit. In Karlsruhe ist der Höchststand ca. 30 Minuten später. Die Sonne scheint im Sommer in Karlsruhe nennenswert bis ca. 18 Uhr MEZ.

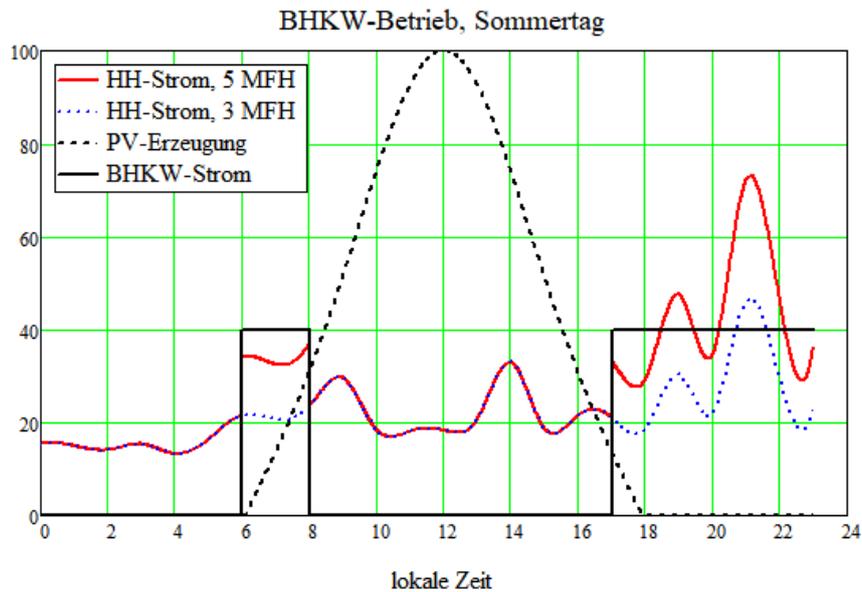


Abb. A2-31: Heizzentrale Ersinger Str. 1: BHKW (1 Modul, 40 kW_{el}, 70 kW_{th}) läuft morgens und abends und deckt in dieser Zeit den Haushaltsstrombedarf (bis max. 40 kW_{el}) aller fünf MFH (rote Linie). Der Haushaltsstrombedarf der 3 MFH von 8 bis ca. 17 Uhr wird durch die PV-Anlagen auf den 3 MFH Ersinger Str. 1, 3 und 5 (zusammen 100 kW_p) gedeckt, von 0 bis 6 Uhr aus dem Netz (plus Deckung von Bedarfsspitzen (bis ca. 75 kW_{el}) am Abend).

Das BHKW (1 Modul) läuft von 6 bis 8 Uhr sowie von ca. 17 bis ca. 24 Uhr, d.h. rund 8 h/d. In dieser Zeit deckt das BHKW den Haushaltsstrombedarf aller 5 MFH. Zwischen 8 und ca. 17 Uhr wird der Haushaltsstrom der drei MFH durch deren PV-Anlage (100 kW_p) gedeckt, von Mitternacht bis 6 Uhr durch Bezug aus dem Netz, ebenso Bedarfsspitzen am Abend > 40 kW_{el}. Mit einer BHKW-Wärmeleistung von 70 kW_{th} werden in den acht BHKW-Betriebsstunden ca. 550 kWh_{th} erzeugt, also genau der TWW-Verbrauch der drei MFH Ersinger Str. 1, 3 und 5 (Tab. A1-7):

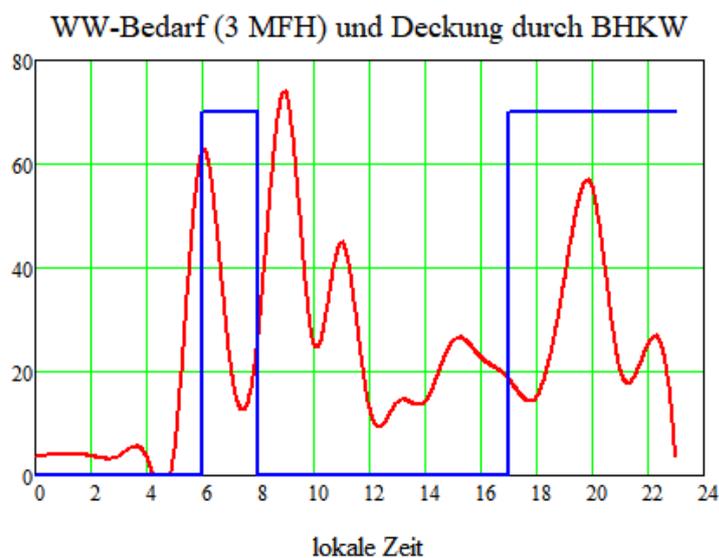


Abb. A2-32: Heizzentrale Ersinger Str. 1: Deckung des TWW-Bedarfs Ersinger Str. 1, 3 und 5 (rote Linie) durch das BHKW.

Während der Betriebszeit des BHKW werden 235 kWh_{th} direkt genützt. Somit müssen 314 kWh_{th} (57 % des Tages-TWW-Bedarfs) gespeichert werden. Mit einer Temperaturspreizung von 50 K (ΔT

von Kaltwasser, 12 °C, zu TWW, 62 °C) ergibt sich ein Speichervolumen von ca. 6 m³ (genauer: 5,4 m³). Dies könnte auf die drei MFH mit je 2 m³ aufgeteilt werden. In diesem Fall müsste die Nahwärme-Leitung (im Sommer) nur morgens und abends betrieben werden (d.h. könnte an 16 Stunden des Tages abgeschaltet werden).

(4-3) Schlussfolgerungen

→ erforderliche Speicherkapazität:

- Aus der Simulation ergibt sich eine sinnvolle Speicherkapazität von **jeweils 1.500 Litern** in den beiden MFH Ersinger Str. 2 und 4 bzw. von insgesamt **6 m³** in der Heizzentrale bzw. stattdessen **je 2 m³ in jedem der 3 MFH** Ersinger Str. 1, 3 und 5.

- Die erforderliche Speicherkapazität für den Winterbetrieb wurde nicht betrachtet. Da die Anlagen hier länger in Betrieb sind, sollten die o.g. Wärmespeicher auch im Winter ausreichen.

→ Betriebsstrategie:

- Die hier für einen Sommertag angestellten Überlegungen zum Betrieb des Energiesystems müssen auch für andere typische Betriebstage durchgeführt werden, um Schlussfolgerungen für die Systemregelung insgesamt (und das zugehörige Monitoring) zu ermöglichen. Dies ist Teil der Konzeption für die übergeordnete Systemregelung (= ‚Quartiersregelung‘, s. Abschnitt A3.)

- Eine Einbeziehung der Wetterprognose für den nächsten Tag ist für eine effektive vorausschauende Regelung wichtig.

A2.4.2 Zur Auswahl der Wärmepumpen für die Ersinger Str. 2 und 4

A2.4.2.1 Ersinger Str. 4: ‚HEAVEN‘-Projekt – Konzept

Das Gebäude in der Ersinger Str. 4 wurde als Demonstrator für die Wärmepumpenanlage des Verbundvorhabens ‚HEAVEN - LowEx-Konzepte für die Wärmeversorgung von Mehrfamilien-Bestandsgebäuden (LowEx-Bestand) - Modulierende Sole-Wärmepumpe mit Mehrquellensystem und dezentrale Lüftungsanlagen‘ der Fa. Viessmann und von Fraunhofer ISE, FKZ 03ET1540.

Die detaillierte Dokumentation der Projektergebnisse des ‚HEAVEN‘-Projekts erfolgt im separaten Projektbericht. Im Folgenden Abschnitt werden die Randbedingungen zusammengefasst, die für die Einordnung in das Gesamtenergiekonzept von ‚SQ-Durlach‘ und die Betriebsweise der Wärmepumpenanlage in der Ersinger Str. 4 notwendig sind.

Eingesetzte Wärmepumpe:

Für den von der Volkswohnung bestimmten Standort der Viessmann-Pilot-Wärmepumpe in der Ersinger Str. 4 (‚HEAVEN-Projekt‘) wird von Viessmann eine Kombination zweier Wärmepumpen als zweistufige Wärmepumpe eingesetzt, deren Wärmeleistung auf etwa 2/3 bzw. 1/3 der Gesamt-Wärmepumpenleistung ausgelegt ist. Diese ‚Vitocal‘-Wärmepumpen haben einen Scroll-Verdichter mit Kältemitteldampf-Zwischeneinspritzung. Die technischen Eckwerte sind wie folgt:³⁸

³⁸ Datenblatt Viessmann ‚Vitocal‘.

Tab. A2-19: Eckdaten Viessmann-Wärmepumpen (HEAVEN).

Typ		351.B42	351.B20
el. Leistung Nennbetrieb (B0/W35)	kWel	8,70	4,30
COP B0/W35		4,80	4,80
Nenn-Wärmeleistung (B0/W35)	kWth	42,3	20,5
Wärmequelle: Erdsonden/Außenluft		Sole	Sole
Kältemittel		R410a	R410a
GWP		2.088	2.088

Aus diesen Daten ergibt sich eine WP-Gütezah im Nennbetrieb von $\eta_G = 0,52$, mit angenommenen Wärmetauscher-Grädigkeiten von 1,5 K für den Kondensator und 3,0 K für den Verdampfer.

A2.4.2.2 Betriebskonzept ‚HEAVEN‘:

Im Rahmen des HEAVEN-Projektes, wird für diese Wärmepumpe ein ‚**Mehrquellen-Betrieb**‘ erprobt: die Wärmepumpe soll zwischen Erdsonden und Außenluft als Wärmequelle umschalten können.³⁹ Dadurch ist über ein Betriebsjahr eine Verbesserung der Jahresarbeitszahl gegenüber einer Luft-Wärmesonde zu erwarten. Außerdem kann die Auslegung der (teuren) Erdsonden reduziert werden. Diese werden i.w. bei tagesmittleren Außenluft-Temperaturen unter ca. 10 °C betrieben, oberhalb dient Außenluft als Wärmequelle. Dadurch wird die Erholungszeit der Erdsonden verlängert und eine dauerhafte Absenkung der Sonden-Temperatur verhindert.⁴⁰

Eine Gegenüberstellung der Unterschiede bzw. möglichen Vorteile dieser Betriebsweise hinsichtlich der erreichbaren Leistungszahl sollen die beiden Abb. A2-33 und Abb. A2-34 zeigen. Hierzu wurde eine konstante Gütezahl von $\eta_G = 0,52$ angenommen.

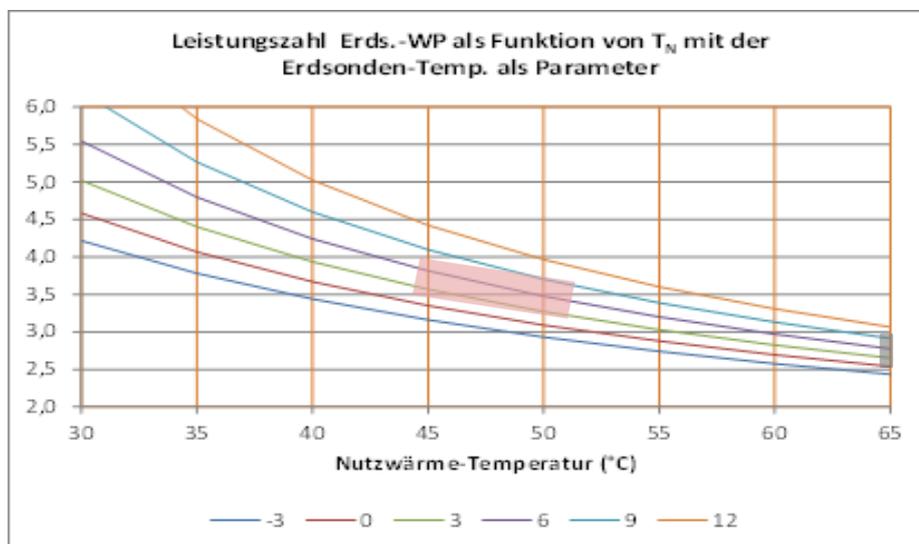


Abb. A2-33: Rechnerische Leistungszahl der Viessmann-Wärmepumpe bei Betrieb *mit Erdsonden* in Abhängigkeit von der Nutzwärmtemperatur für verschiedene Sole-Temperaturen (-3 bis +12 °C) mit den in Tab. A2-19 genannten technischen Parametern. Die beiden zu erwartenden Betriebsbereiche für den Einsatz in der Ersinger Str. 4 (Heizfall, pinkes Rechteck, Mitte; TWW: 65 °C, graues Rechteck rechts unten) sind eingetragen.

³⁹ Die zugehörige Regelung wird von Fraunhofer ISE entwickelt.

⁴⁰ Auch eine aktive Regeneration des Erdreichs durch Umkehrbetrieb mit erwärmter Sole aus dem Luft-Wärmetauscher ist grundsätzlich möglich.

Abb. A2-33 zeigt, dass für diese Wärmepumpe bei *Heizbetrieb* rechnerisch Leistungszahlen im Bereich von 3,3 bis 4,0 zu erwarten sind; zur TWW-Erzeugung (65 °C) liegen diese im Bereich von 2,6 bis 3,0.

Eine ähnliche Abschätzung wird in Abb. A2-34 für die Betriebsweise der Viessmann-Wärmepumpe mit *Außenluft* als Wärmequelle gemacht:

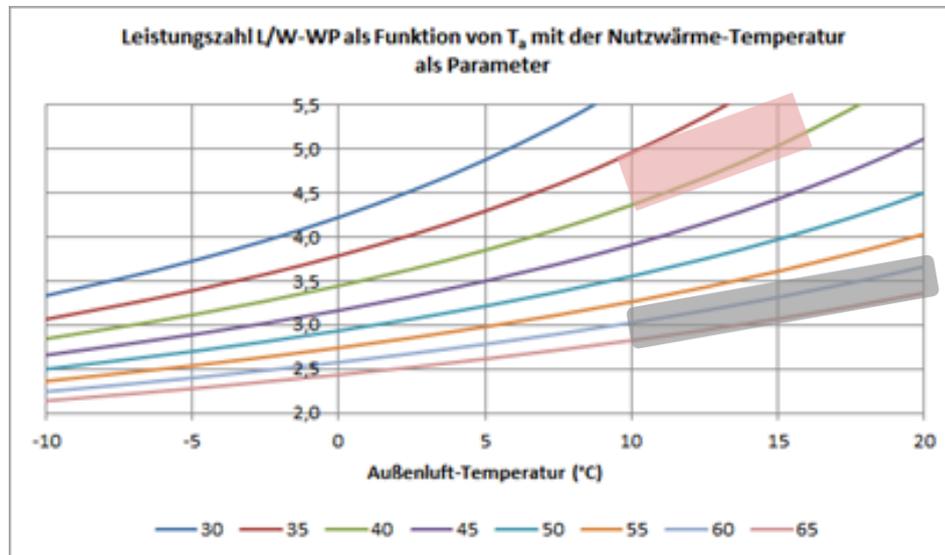


Abb. A2-34: Rechnerische Leistungszahl der Viessmann-Wärmepumpe bei Betrieb *mit Außenluft* in Abhängigkeit von der Luft-Temperatur für verschiedene Nutzwärmetemperaturen mit den in Tab. A2-19 genannten technischen Parametern. Die beiden zu erwartenden Betriebsbereiche für den Einsatz in der Ersinger Str. 4 (Heizfall bzw. TWW-Erzeugung: 65 °C) sind eingetragen.

Abb. A2-34 zeigt, dass für diese Betriebsweise der Viessmann-Wärmepumpe ($T_a > 10$ °C) bei *Heizbetrieb* rechnerisch Leistungszahlen im Bereich von 4,5 bis 5,5 zu erwarten sind, zur TWW-Erzeugung (65 °C) im Bereich von 2,8 bis ca. 3,5.

Da die Gütezahl η_G eine Funktion (u.a) des Temperatur-Hubs der Wärmepumpe ist, werden die *realen* Leistungszahlen bei niedrigem oder hohem Temperatur-Hub niedriger sein als die in Abb. A2-33 und Abb. A2-34 angegebenen Werte. Es ist gerade Aufgabe des HEAVEN-Projektes, die realen Leistungszahlen und insbesondere *realistische Jahresarbeitszahlen* für dieses innovative System zu messen.

A2.4.2.3 Ersinger Str. 4: Analyse der Betriebskonzepte des HEAVEN-Projektes

Um die zu erwartenden Leistungszahlen für den konkreten Einsatzfall Ersinger Str. 4 berechnen zu können, müssen die Heizkurven des Gebäudes (d.h. die Vor- und Rücklauf-Temperatur der Heizung als Funktion der Außen-Temperatur) bekannt sein, ferner die Temperatur-Anforderung zur TWW-Erzeugung. Für die Heiztemperatur-Kurve wird angenommen, dass es möglich ist, durch den Heizkörper-Austausch (s. A1.2) die Nenn-Temperaturspreizung von 70/50 (bei der Nenn-Außentemperatur von minus 12 °C) auf 60/45 zu senken. Abb. A2-35 zeigt die resultierenden Heizkurven, wobei angenommen wurde, dass eine Raum-Innentemperatur von 21,5 °C erreicht werden soll:

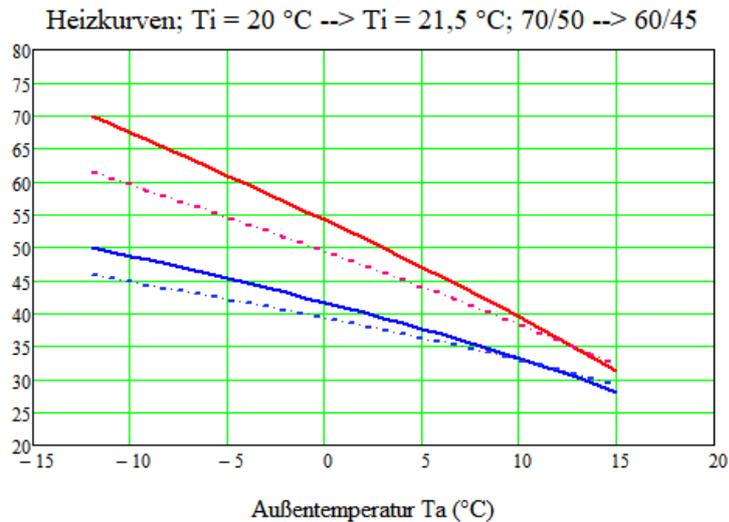


Abb. A2-35: Heizkurven Ersinger Str. 4 im Ist-Zustand (durchgezogene Linien, 70/50) und nach Heizkörper-Austausch (60/45).

Fall 1: Betrieb der Viessmann-Wärmepumpe als Luft/Wasser-WP

Die rechnerischen Leistungszahlen der Viessmann-Wärmepumpe als Funktion der Außenluft-Temperatur für den Heizfall bei vorgegebener Heizkurve nach Abb. A2-35 bzw. zur TWW-Erzeugung zeigt Abb. A2-36:

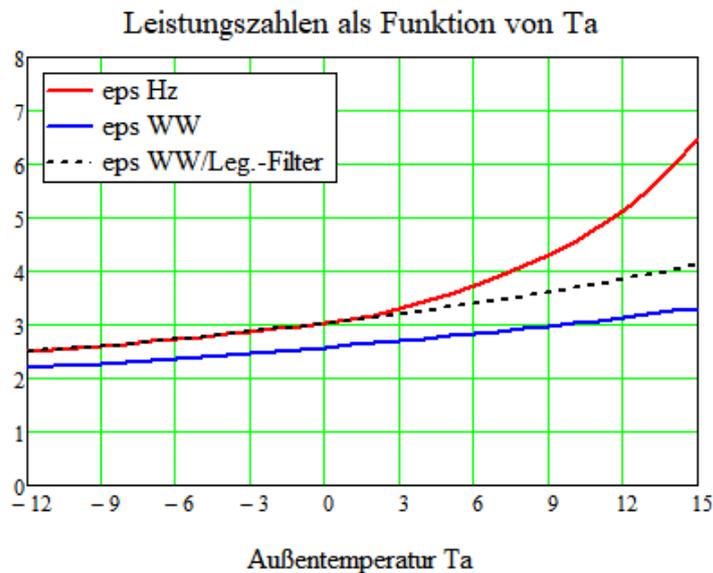


Abb. A2-36: Leistungszahlen der Viessmann-Wärmepumpe bei Betrieb *mit Außenluft* als Funktion der Außenluft-Temperatur mit der abgesenkten Heizkurve von Abb. A2-35 (oberste Kurve) bzw. zur TWW-Erzeugung (60 °C bzw. 50 °C bei Einsatz eines Ultrafiltrationssystems), mit konstanter Gütezahl $\eta_G = 0,52$.

Für die Luft/Wasser-Wärmepumpe ergibt sich durch den doppelten Effekt der steigenden Außentemperatur und der sinkenden Heiztemperatur (Abb. A2-35), dass die Leistungszahl der Wärmepumpe mit steigender Außentemperatur bis zu Werten jenseits von 5 ansteigt. Im häufigsten Außentemperatur-Bereich in der Heizperiode, 0 bis 5 °C, liegt die Leistungszahl im Heizfall im Bereich

von 3,0 bis 3,5 (hingegen TWW-Erzeugung in diesem Außen-Temperatur-Bereich: $\varepsilon \approx 2,6$ bis 2,8 bei $T_{TWW} = 65 \text{ °C}$ bzw. $\varepsilon \approx 3,0$ bis 3,4 bei $T_{TWW} = 50 \text{ °C}$).

Ab einer Außen-Temperatur von $T_a = 10 \text{ °C}$ liegt die Heizkurve unter 40 °C (Abb. A2-35), d.h. der *Temperaturhub* der Wärmepumpe sinkt auf 30 bis 20 K ab. Damit sinkt auch der Gütegrad der Wärmepumpe, sodass die *reale* Leistungszahl weniger stark ansteigen wird als in Abb. A2-36 angegeben. Für die Jahresarbeitszahl spielt dies aber kaum eine Rolle, weil der Heizaufwand in diesem Temperaturbereich gering ist. (Die Auswirkung der Abhängigkeit der Gütezahl η_G vom Temperatur-Hub ist für die Viessmann-Wärmepumpe, Stand Mai 2020, nicht bekannt und wird weiter unten anhand der Waterkotte-Wärmepumpe (Ersinger Str. 2) analysiert.)

Den Wärmeleistungsbedarf des Gebäudes Ersinger Str. 4 und das Leistungsangebot der Viessmann-Wärmepumpe als Funktion der Außentemperatur zeigt das folgende Bild:

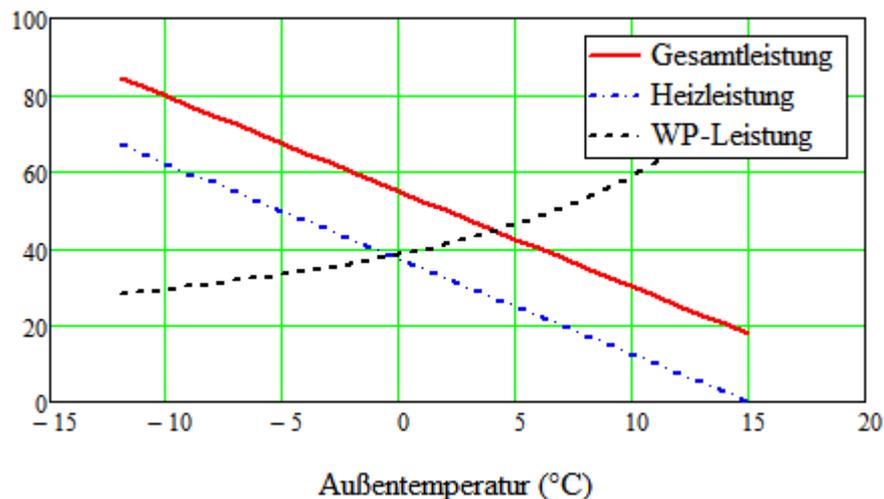


Abb. A2-37: Wärmeleistungsbedarf Ersinger Str. 4
a) einschließlich Leistungsbedarf für die TWW-Erzeugung (obere Gerade)
b) nur Heizleistungsbedarf (untere Gerade)
und Wärmeleistung des Viessmann-Geräts (Heizfall), betrieben als Luft/Wasser-Wärmepumpe, in Abhängigkeit von der Außentemperatur.

Der Gleichgewichtspunkt der Leistung der Wärmepumpe mit dem Gesamt-Leistungsbedarf liegt bei **+4,1 °C**, mit dem reinen Heiz-Leistungsbedarf bei **-0,4 °C**. Unterhalb dieser Temperatur muss der Gaskessel zugeschaltet werden, d.h. die Wärmepumpe muss die Heizkurve nicht mehr nachfahren:

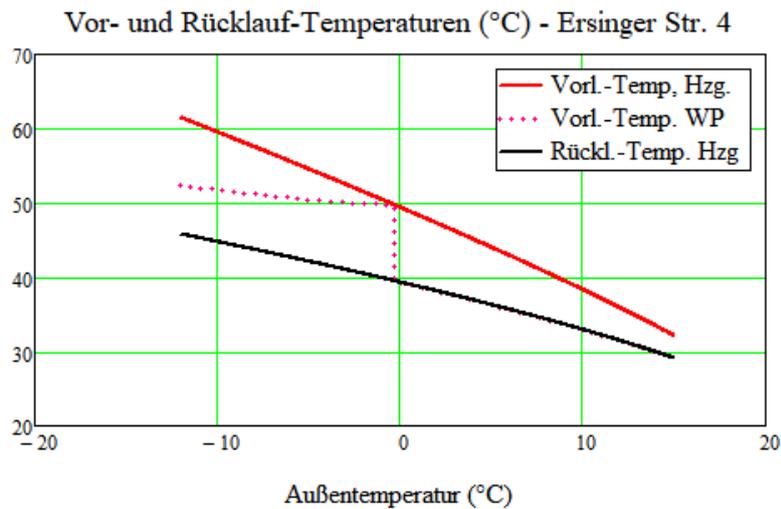


Abb. A2-38: Heizkurve und Vorlauftemperatur der Wärmepumpe bei Zuschalten des Kessels (ab -0,4 °C).

Die von der Wärmepumpe bereitzustellende Temperatur bleibt demnach ab -0,4 °C Außentemperatur fast konstant bei ca. 50 °C, weil der Kessel mit weiter abnehmender Außentemperatur immer stärker zuheizt. Deshalb sinken die Leistungszahl und damit die Wärmepumpenleistung weniger steil als nach Abb. A2-37 unterhalb von 0 °C angezeigt. Abb. A2-39 zeigt den Unterschied:

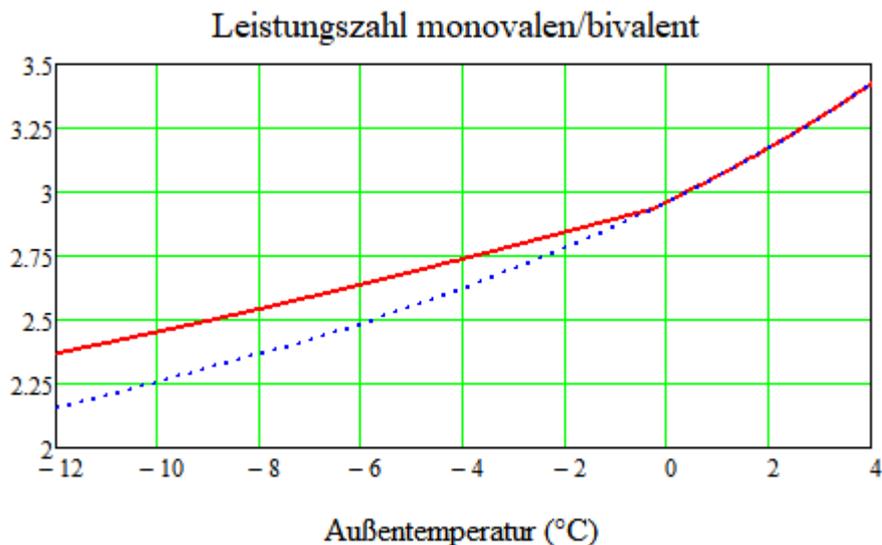


Abb. A2-39: Leistungszahl der Viessmann-Luft/Wasser-WP ohne (gestrichelt) und mit Kesselzuschaltung (ab -0,4 °C).

Den Gang der Heizleistung der Luft/Wasser-WP mit fallender Außen-Temperatur bei diesem Verlauf der Leistungszahl zeigt Abb. A2-40. Die L/W-Wärmepumpe liefert demnach bei der Nenntemperatur (-12 °C) ca. 44 % des Heizleistungsbedarfs (bzw. ca. 35 % des Gesamt-Wärmeleistungsbedarfs inkl. TWW)⁴¹. Sie läuft aber ohnehin bereits lange vorher mit den Erdsonden als Wärmequelle.

⁴¹ Falls sich die Wärmepumpe wegen zu niedrigem Druck des Kältemittels nicht bereits bei weniger niedriger Außentemperatur abschaltet.

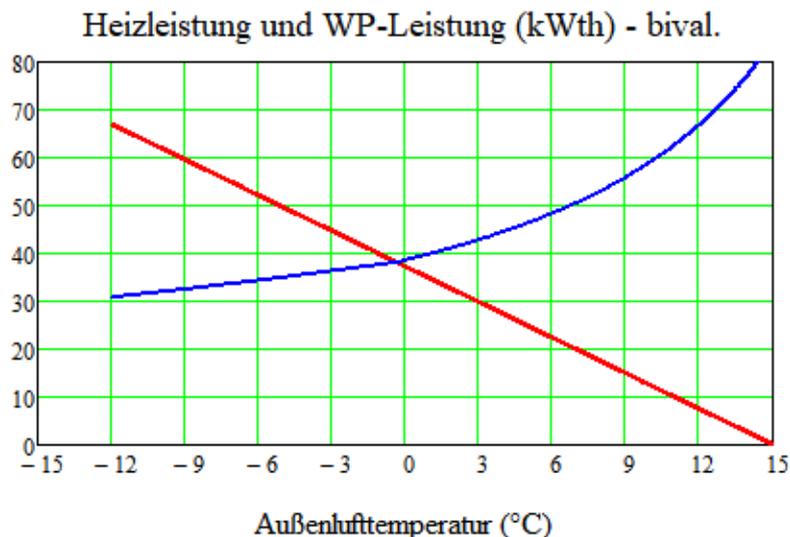


Abb. A2-40: Heizleistungsbedarf Ersinger Str. 4 (d.h. ohne TWW) und Heizleistungsangebot der Wärmepumpe (ohne TWW), betrieben mit Außenluft als Wärmequelle.

Zur Bereitstellung des TWW mit Ultrafiltration (s. dazu Abschnitt A2.8) genügt eine TWW-Temperatur von 50 °C. In der Ersinger Str. 4 wird keine Ultrafiltration eingesetzt, sodass der letzte Temperaturhub für die Trinkwassererwärmung vom Kessel übernommen wird.

Da der Kessel bereits ab ca. + 4,1°C zugeschaltet wird, liefert die Wärmepumpe ab diesem Umschaltzeitpunkt Wärme bei einer Vorlauftemperatur von ca. 45 °C (hier wäre jedoch noch die Verschlechterung des Gütegrades bei niedriger Außen-Temperatur und folglich steigendem Temperatur-Hub der Wärmepumpe in den Bereich von $\Delta T = 50$ bis 60 K zu berücksichtigen.)

Die Luft/Wasser-WP zeigt also bei niedrigen Außen-Temperaturen die bekannt schlechten Leistungszahlen. Deshalb soll in diesem Projekt untersucht werden, inwiefern durch den zusätzlichen Einsatz von Erdsonden, die ab $T_a \approx 10$ °C die Leistungszahl verbessern, eine insgesamt bessere Wirtschaftlichkeit erreichbar ist:

Fall 2: Betrieb der Viessmann-Wärmepumpe als Erdsonden-WP

Für diesen Teil der Abschätzung der Viessmann-Mehrquellen-Wärmepumpe besteht die Schwierigkeit, dass das Temperatur-Verhalten der Erdsonden nicht bekannt ist. Bei niedrigen Außen-Temperaturen (und großem Heizbedarf) wird die Sole-Temperatur höher sein als mit Außenluft als Wärmequelle, bei höheren Temperaturen, z.B. > 10 °C, wird die Außenluft höhere Verdampfer-Temperaturen ermöglichen. Die Frage ist, wo der optimale Umschaltzeitpunkt für das 2-Quellen-System liegen sollte. Dies soll durch das Monitoring herausgefunden werden. Mit den vorliegenden Daten der Viessmann-Wärmepumpe kann eine erste Abschätzung gemacht werden, wenn man eine konkrete Annahme über den Gang der Sole-Temperatur macht.

Mangels anderer Daten wird eine Abschätzung dieser Sole-Temperatur anhand von Erfahrungswerten mit den Erdsonden im Rintheim-Projekt gemacht, wo jedoch auch nur wenige Daten vorliegen. Diese Abschätzung zeigt die folgende Abbildung. Hier wurden Monats-Mittelwerte der Erdsonden-Temperatur aus dem Betriebsjahr 2012 zusammen mit den Monats-Mittelwerten der Außenluft-Temperatur mit einer Polynomkurve gefittet:

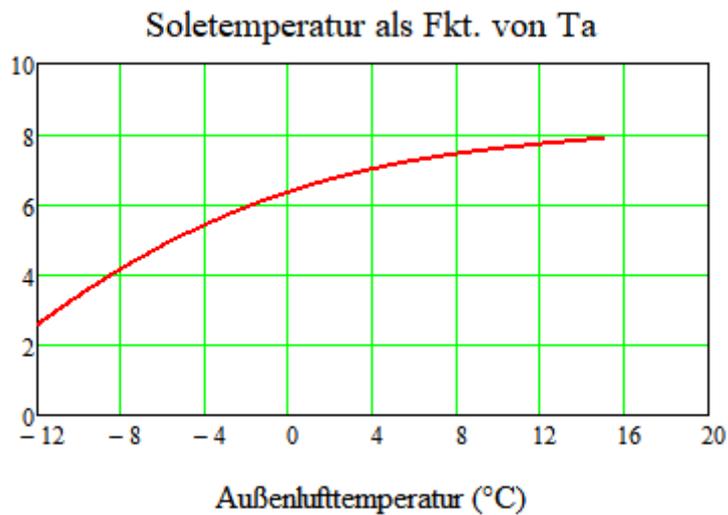


Abb. A2-41: Angenommene Abhängigkeit der Soletemperatur von der Außenluft-Temperatur auf der Grundlage der Erfahrungen im Rintheim-Projekt /Kuklinski 2015/.

Mit dieser Kurve für die Quellen-Temperatur wurde die Leistungszahl der Erdsonden-Wärmepumpe als Funktion der Außentemperatur berechnet. Abb. A2-42 zeigt den Vergleich mit der Luft/Wasser-Wärmepumpe von oben:

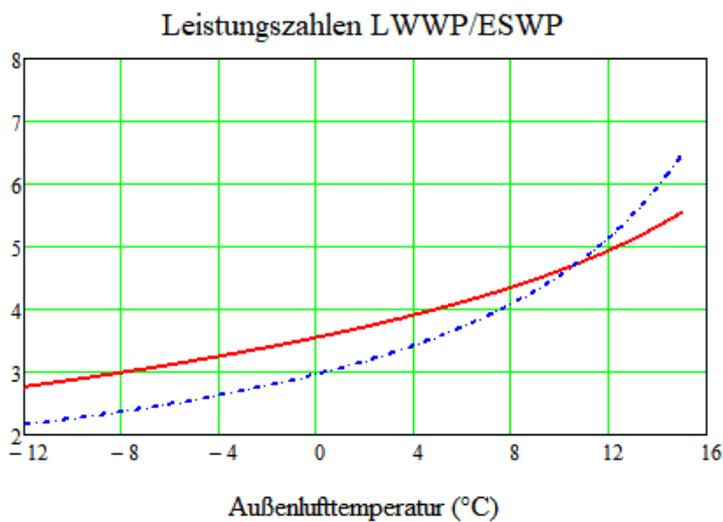


Abb. A2-42: Vergleich der Leistungszahlen der Erdsonden-WP mit der Außenluft-WP (durchgezogene Linie: Erdsonden-Wärmepumpe).

Erst ab etwa -8 °C fällt die Leistungszahl der Erdsonden-Wärmepumpe unter 3 (die Luft/Wasser-Wärmepumpe bereits bei 0 °C). Ab einer Außenluft-Temperatur von ca. +11 °C weist die Luft/Wasser-Wärmepumpe die höhere Leistungszahl auf.

Die resultierenden Wärmeleistungen sind wie folgt:

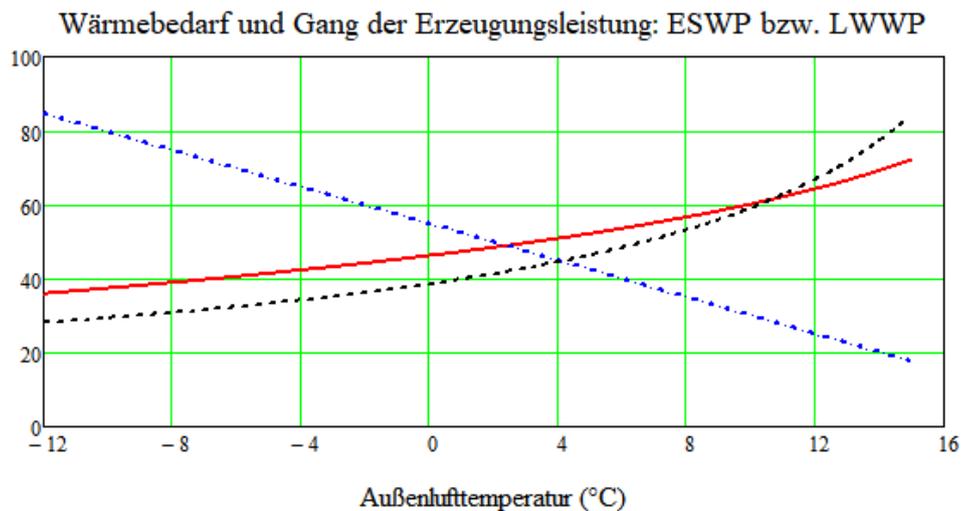


Abb. A2-43: Erzeugungsleistung (kW_{th}) der Erdsonden-Wärmepumpe (durchgezogene rote Kurve) bzw. Luft/Wasser-Wärmepumpe (strichliert) sowie Wärmebedarfslast (kW_{th}) der Ersinger Str. 4 (Heizen plus TWW) in Abhängigkeit von der Außenluft-Temperatur (schräge strichpunktierte Gerade).

Der Gleichgewichtspunkt der Erdsonden-Wärmepumpe liegt demnach bei ca. +2,5 °C. Hier hat diese Wärmepumpe eine Leistung von ca. 50 kW_{th}, bei -12 °C ca. 38 kW_{th} (ca. 42 % der Nennlast).

Diese Analyse sollte erste Anhaltspunkte zum Verhalten dieser ‚Mehrquellen-Wärmepumpe‘ ergeben. Das reale Verhalten wird im Rahmen der messtechnischen Begleitung von Fraunhofer ISE und Viessmann genauer untersucht werden. Hier können unter Nutzung des umfangreichen Monitoring-Systems verschiedene Betriebsvarianten erprobt werden.

Auf der Basis der Simulationen von ISE werden zunächst folgende Eckwerte für den Betrieb vorgesehen:

- Umschalt-Temperatur von Außenluft- auf Erdsonden-Betrieb: + 4 °C
- Umschalt-Temperatur von Wärmepumpenbetrieb auf Kessel: -5 °C
- Auslegung Erdsonden: auf 50 % der ‚Normal-Auslegung‘ (6 Erdsonden, à 100 m)

Mischbetriebsarten, z.B. Erdsonden mit einem Wärmepumpen-Modul, Außenluft-Wärmetauscher mit dem zweiten Wärmepumpe-Modul, sind möglich und sollen erprobt werden.

A2.4.2.4 Ersinger Str. 2: Auswahl der zweiten Wärmepumpe

Für das zweite Wärmepumpen-Gebäude, Ersinger Str. 2, wurde im PtJ-Antrag lediglich eine im Zuge der Konzeptentwicklung auszuwählende (konventionelle) Groß-Wärmepumpe vorgesehen. Dies hätte auch eine ‚normale‘ Wärmepumpe sein können. Es war ferner nicht festgelegt, ob diese Wärmepumpe eine Luft/Wasser-WP oder eine Erdsonden-WP sein sollte. Jedenfalls aber sollte auch diese Wärmepumpe zusammen mit einem SL-Kessel bivalent betrieben werden, da die vorhandenen Heizkörper keine Niedrig-Temperatur-Fahrweise zulassen. Das vorgesehene Monitoring-System bietet die Chance, unterschiedliche Konzepte von Ersinger Str. 2 und Ersinger Str. 4 detailliert vergleichen zu können.

Wärmepumpen haben als grundsätzliches Problem (neben der Frage der Wirtschaftlichkeit im Zusammenhang mit dem Strompreis) immer die Frage der geeigneten Wärmequelle. Im Wohnbaubereich gibt es bisher 5 prinzipielle Alternativen:

Außenluft:

Problem: niedrige Temperaturen parallel zum höchsten Heizbedarf; Lärmbelastung im Außenbereich

Erdreich horizontal:

Problem: verfügbare Flächen

Geothermie/Erdsonden:

Problem: teuer, eventuell Erschöpfung der Erd-Wärmekapazität

Grund- oder Oberflächenwasser:

Problem: Verfügbarkeit

Wärmerückgewinnung aus Wohnungs-Entlüftung:

Problem: zu geringe verfügbare Entzugsleistung (Fortluft reicht nur für TWW-Erzeugung).

Die Technik der Kompressions-Wärmepumpen selbst scheint heute weitgehend fertig entwickelt. Wärmepumpen im Leistungsbereich von 5 bis > 100 kW_{th} haben heute drehzahlgeregelte Schraubenverdichter und ermöglichen eine thermodynamisch günstige Temperaturerhöhung der ausgekoppelten Nutzwärme durch Zwischen-Wärmetauscher und Dampfeinspritzung. Dadurch wird im optimalen Betriebspunkt ein Gütegrad bis zu 0,55 erreicht. Da sich somit die eigentlichen Wärmepumpen-Aggregate der verschiedenen Hersteller nicht groß unterscheiden, sind, neben dem Preis, andere Kriterien für die Auswahl entscheidend, wie Regelkonzept, Lärmschutz, Einbindung der Wärmequelle, Kältemitteleigenschaften etc.

In der Konzeptentwicklungsphase wurde von den SW ein weiteres innovatives Wärmepumpen-Konzept vorgeschlagen, das sich von den o.g. Varianten unterscheidet und gerade im urbanen Bereich ein interessantes Anwendungspotential haben könnte: Das von der Fa. Consolar, Lörrach, entwickelte Konzept eines ‚Hybridkollektors‘, der sowohl Solarwärme als auch PV-Strom in integrierten Modulen erzeugt. Dieser von Consolar sog. ‚SOLINK‘-Kollektor besteht aus Solarzellen, die an der Unterseite einen integrierten Luft-Wärmetauscher haben (Cu-Rohre mit Al-Lamellen). Dieser Wärmetauscher kühlt die Solarzellen (wodurch deren Wirkungsgrad bei starker Sonneneinstrahlung verbessert wird) und führt die so gewonnene NT-Wärme der Wärmepumpe zu. Das System ist somit eine Luft/Wasser-Wärmepumpe, die die über den Wärmetauscher durch ‚Abwärme‘ der Solarzellen vorgewärmte Außenluft als Wärmequelle nutzt (mit einem Sole-Zwischenkreislauf) und die gleichzeitig einen Teil des erzeugten PV-Stroms für die Wärmepumpe einsetzt (und dadurch die Stromkosten der Wärmepumpe reduziert).

Wegen der Abkühlung der PV-Zellen durch den Luft-Wärmetauscher ist im Sommer eine geringere temperaturbedingte Wirkungsgradverschlechterung der PV-Stromerzeugung und damit ein etwas höherer Stromertrag zu erwarten. In der Literatur werden hierfür Werte aus Feldmessungen und Simulation im Bereich 0 - 5% angegeben /Leibfried 2018/ und /Helbig 2018/.

Dieses Konzept sieht auf dem Papier attraktiv aus, verglichen z.B. mit einer ‚konventionellen‘ Luft/Wasser-Wärmepumpe. In der Praxis stellt sich zunächst die Kostenfrage für diese Wärmetauscher/Solarzellen-Kombination. Ferner stellt sich die Frage des Verhaltens der PV-Flächen im Winter, wenn diese deutlich unter Umgebungstemperatur abgekühlt werden (Vereisung, Schneelast). Darüber hinaus ergibt sich die Frage nach Auslegung und Betriebsweise dieses Systems, da die ‚doppelte‘ Solarenergiegewinnung (Wärme plus Strom) nur tagsüber stattfindet. Demnach sollte die Wärmepumpe überwiegend tagsüber betrieben werden, was sich auf Auslegung und erforderliche Wärmespeicherkapazität auswirkt.

Das Consolar-System wird seit ca. zwei Jahren angeboten. Es gibt eine größere Anzahl an Installationen im südwestdeutschen Raum sowie in Holland und Belgien, überwiegend für Einfamilienhäuser, aber auch (wenige) größere Anlagen. Die bisher vorliegenden Ergebnisse zeigen, dass das System, einschließlich Regelung, technisch funktioniert. Auch das Eis- bzw. Schneeproblem scheint gelöst zu sein (Kurzeiterwärmung des Wärmetauschers aus dem Wärmespeicher, ‚Schneeabrutsch-Funktion‘).

Consolar arbeitet mit Wärmepumpen-Herstellern zusammen, um eine Komplettlösung anbieten zu können. Für größere Anlagen ist der Partner die Fa. Waterkotte, Herten, ein traditioneller Wärmepumpen-Hersteller, der auch ein komplexes Regelungs- und (Fernüberwachungs-)Monitoring-System mit anbietet, um das System kontinuierlich optimieren zu können.

Für die Auslegung von ‚SOLINK‘ gibt es bisher ‚Faustregeln‘ zur Grobdimensionierung, wie etwa ‚2 Module je kW_{th} der Wärmepumpe‘ (1 Modul hat eine PV-Fläche von 2 m²).⁴² Von Consolar wurde eine neue ‚System-Jahresarbeitszahl‘ (‚SJAZ-PV‘) eingeführt, definiert als die Jahresarbeitszahl des Wärmepumpen-Systems, die sich ergibt, wenn man vom Jahresstrombedarf den Teil des Stroms abzieht, den die Wärmepumpe von der eigenen SOLINK-PV-Anlage beziehen kann. Diese SJAZ-PV liegt unter sonst gleichen Umständen nach Consolar-Angaben ‚etwa um 1 höher‘ als die von Luft/Wasser-Wärmepumpen (also z.B. anstelle einer JAZ = 3,25 eine JAZ = 4,25, was viel ausmachen würde). Eine weitere Erfahrungsregel von Consolar lautet, dass – bei dieser Auslegung – ca. ein Drittel des erzeugten SOLINK-PV-Stroms (bei Auslegung nach Hersteller-Vorgabe) durch die Wärmepumpe direkt genützt werden kann.

Aufgrund des innovativen Ansatzes und der bereits vorliegenden Erfahrungen wurde Consolar gebeten, ein belastbares Angebot vorzulegen, das im Rahmen der Konzeptentwicklung mit einer konventionellen Erdsonden-Wärmepumpe verglichen werden kann. Dieses Angebot hat folgende Eckdaten:

Tab. A2-20: Angebot ‚SOLINK‘-System (PV-Anlage plus Wärmetauscher-Anlage) der Fa. Consolar (berücksichtigt ca. 25 % ‚Referenzanlagen-Rabatt‘)⁴³.

		€ netto
‚SOLINK‘-Kollektoren	202 m ² Fläche, 34,34 kW _p	72.426
Zubehörmaterial		2.000
Sole	30 Liter	1.320
Rohrleitungen zur HZ		5.665
Pufferspeicher	2.760 Liter	7.400
Regler mit Fühlern		1.320
Summe SOLINK-System		90.131

Setzt man für die PV-Anlage (34,34 kW_p) den in der PV-Kostenkurve, Abb. A2-7, ablesbaren Wert von 1.230 €/kW_p (netto) an, so würden 34,34 kW_p Kosten von 42.238 € aufweisen. Somit verblei-

⁴² Ferner wurde das System vom IGTE (Uni Stuttgart) auf der Basis von Messdaten in den Simulationsprogrammen TRNSYS und POLYSUN abgebildet. Damit ist es nach Angaben von Consolar möglich, eine Anlage so zu dimensionieren, dass dabei eine ‚vorgegebene‘ Effizienz erreicht wird. Consolar bietet interessierten Kunden an, ihre geplante Anlage mit POLYSUN zu simulieren. Ein detaillierter Vergleich zwischen Simulationsergebnissen und real durchgemessenen Anlagen, z.B. über 1 Jahr oder länger, liegt bisher nicht vor.

⁴³ Es ist zu erwarten, dass die Kosten der innovativen SOLINK-Module durch sinkende Produktionskosten und höhere Modul-Leistungen künftig niedriger liegen werden.

ben (inklusive Rabatt!) Restkosten von **47.893 €** bzw., mit 202 m² ‚Kollektorfläche‘, ca. 237 €/m² netto.⁴⁴

Die für die Anlage von Consolar vorgesehene Wärmepumpe soll von deren Wärmepumpen-Partner Waterkotte kommen. Von Waterkotte wurde folgendes Wärmepumpen-Richtangebot vorgelegt (wobei die endgültige Auswahl des geeigneten Wärmepumpentyps noch von den Planungsergebnissen des Fachplaners, IBS, abhängt):

Tab. A2-21: Angebot Sole-Wärmepumpe der Fa. Waterkotte (inkl. ca. 35 % ‚Referenzanlagen-Rabatt‘).

		€ netto
Waterkotte-Sole-WP	ca. 50 kW _{th} , 11,7 kW _{el}	16.353
Zubehörmaterial		1.744
TWW-Pufferspeicher mit Wärmetauscher	1.000 Liter / 80 kW _{th}	1.994
Summe Waterkotte-WP		20.091

Somit betragen die *Gesamtkosten* der Consolar – SOLINK-Wärmepumpen-Anlage unter Abzug der Kosten der reinen PV-Anlage **110.000 € netto**. Abzüglich der o.g. ansonsten anfallenden PV-Kosten liegen die spezifischen Investitionskosten dieses Wärmepumpen-Systems bei ca. **1.330 €/kW_{th} netto**, d.h. die Kosten liegen – trotz Referenzanlagenrabatt – höher als die Kosten einer Erdsonden-Wärmepumpe gleicher Leistung (Abb. A2-6, rechts: ca. 1.050 €/kW_{th}).

Für die neue Heizzentrale im Heizungskeller Ersinger Str. 2 plus PV/Kollektor-Anlage SOLINK fallen dann folgende Kosten an (Richtangebote bzw. Kostenschätzung):

Tab. A2-22: Kostenübersicht Consolar-Wärmepumpen-Heizzentrale.⁴⁵

	€ netto	W/I (%)
SOLINK-System komplett ohne PV-Teil (Tab. A2-20)	47.893	2
PV-Teil (34,34 kW _p)	42.238	0,5
Wärmepumpe (ca. 50 kW _{th})	20.091	2
BWT-Kessel, 85 kW _{th}	13.000	1,5
Umbau Heizzentrale, MSR	15.000	0,5
400 V-Leitung (50 m)	10.000	0
Summe Invest	148.222	

Mit 2,5 % Zinssatz und 20 Jahren Abschreibungsdauer ergeben sich daraus – unter Abzug der Kosten des PV-Teils – **Festkosten von 8.428 €/a**.

Die Wärmepumpe liefert 151,8 MWh_{th}/a (87 % des Jahresnutzwärmebedarfs). Mit einer Jahresarbeitszahl von 3,80 (Ergebnis der Simulation durch Consolar/POLYSUN; Nenntemperatur des Heizsystems 60/45, TWW-Temperatur (mit Ultrafiltration): 50 °C) ergibt sich ein Jahresstromverbrauch der Wärmepumpe von 39,9 MWh_{el}/a.

Zwecks Berechnung der variablen Kosten wird die *Strombilanz* des Gebäudes Ersinger Str. 2 wie folgt geschätzt:

⁴⁴ ‚Normale‘ Solarkollektoren dieser Größe dürften Systemkosten im Bereich von 500 bis 600 €/m² aufweisen.

⁴⁵ Nach den aktuellen Bestimmungen des Marktanzreizprogramms der Bundesregierung (MAP ab 01.01.2020) wäre eine Förderung einer bivalenten PVT/SOLINK-Wärmepumpe mit ca. 30 % der Investition möglich (hier also ca. 31.000 €), wenn eine ‚S-JAZ‘ > 4,25 erreicht wird (durch Simulation nachzuweisen und vor Baubeginn zu beantragen).

Tab. A2-23: Strombilanz Ersinger Str. 2 inkl. Wärmepumpe (MWh_{el}/a).

	WP	Strom-Preis	Kosten	HH-Strom	Netzurückspeisung	Summe
	MWh _{el}	ct/kWh _{el}	€/a	MWh _{el}	MWh _{el}	MWh _{el}
PV-Strom	9,11	9	820	8,5	17,1	34,7
Bezug von BHKW-Strom	26,86	12	3.223	35,0	-	63,0
KES-Bezug aus dem Netz	4,2	21	630	20,9	-	25,1
Summe	39,90		4.673	64,4	17,1	122,8

Der SL-Kessel erzeugt 23,2 MWh_{th}, mit einem Gasverbrauch von $23,2/0,88 = 27$ MWh_{Hu}/a. Mit einem Gaspreis der KES von 5,20 ct/kWh_{Hu} (netto) ergibt dies Gaskosten von **1.404 €/a**.

Die für die Wärmepumpe kalkulierten Strompreise (Tab. A2-23) entsprechen den bereits früher genannten Preisen, Tab. A2-6, unter der Annahme, dass der BHKW- bzw. PV-Strom für die Wärmepumpe so bewertet wird als würde dieser Strom ins Netz zurückspeist (12,0 bzw. 9,0 ct/kWh_{el}). Dazu kommt der Reststrombezug aus dem Netz (KES-Strompreis 21 ct/kWh_{el}). Damit liegen die Stromkosten der Wärmepumpe bei **4.673 €/a** und die gesamten **variablen Kosten** bei **6.077 €/a**. Die Gesamtkosten zur Bereitstellung von 175 MWh_{th} an Wärme betragen somit 14.505 €/a oder 82,9 €/MWh_{th} netto.

Diesen Kosten der Consolar-Wärmepumpe können Mehreinnahmen auf der PV-Seite wegen des durch die Zellkühlung höheren PV-Ertrags (8,8 %, siehe oben) von 253 €/a gutgeschrieben werden. Somit stehen bei Betrachtung nur dieses Teilsystems den **Gesamtkosten von 14.252 €/a** bzw. **81,4 €/MWh_{th}** Einnahmen aus dem Wärmeverkauf der KES an die Volkswohnung (Wärmepreis 80,8 €/MWh_{th}, s. Abschnitt A2.3) von 14.140 €/a gegenüber. Verglichen mit der vorhandenen Gas-Zentralheizung wäre demnach die SOLINK/Waterkotte-Wärmepumpe unter den angesetzten Energiepreisen fast kostenneutral.

Mit diesen Wärmegestehungskosten sollen die Kosten einer gewöhnlichen **bivalenten Erdsonden-Wärmepumpe** verglichen werden. Hier wird eine Jahresarbeitszahl bzw. mittlere Leistungszahl von $\varepsilon = 3,90$ angesetzt (siehe Daten zur Waterkotte-Erdsonden-Wärmepumpe weiter unten). Mit einer Wärmeleistung der Wärmepumpe von $Q_p = 50$ kW_{th} beträgt die elektrische Leistung $E = Q_p/\varepsilon = 12,8$ kW_{el} und die erforderliche Verdampferleistung $Q_v = E \cdot (\varepsilon - 1) = 37,2$ kW_{th} (s. Formel A2.2)). Die spezifische Leistung der Erdsonden von 40 W/m⁴⁶ ergibt eine Erdsondenlänge von **930 m**, mit Kosten von **42.780 €** (spezifische Kosten 46 €/m, s. Abb. A2-6). Die Wärmepumpe (ohne Erdsonden) kostet 430 €/kW_{th} (s. Abb. A2-3 rechts), also **21.500 € netto**.

Folgende **Investitionskosten** wurden angesetzt:

⁴⁶ Wegen des Betriebs als GL-Anlage (größere Anzahl an Benutzungsstunden) wurde die Erdsonden-Entzugsleistung nicht mit 50, sondern mit 40 W/m angesetzt.

Tab. A2-24: Investitionen Erdsonden-Wärmepumpe und resultierende Festkosten: 7.261 €/a.

	€ netto	W/I (%)	€/a
Wärmepumpe	21.500	2	1.809
Erdsonden	42.780	0	2.194
BWT-Kessel	13.000	1,5	1.029
Heizzentrale	15.000	0,5	1.037
400 V-Leitung	10.000	0	641
Summe	102.280		7.261

Mit der hier angesetzten Jahresarbeitszahl ($\varepsilon = 3,90$) ergibt sich ein (etwas geringerer) Strombedarf der Erdsonden-Wärmepumpe von **39 MWh_{el}** zur Deckung der GL-Wärme von 151,8 MWh_{th}. Der Rest von 38,4 MWh_{th} wird wieder vom BWT-Gaskessel gedeckt, mit demselben Gaseinsatz bzw. Gaskosten wie oben (27 MWh_{Hu}, **1.404 €/a**).

Es wird angenommen, dass der Strombedarf der Wärmepumpe *im gleichen Verhältnis* wie oben von der PV-Anlage auf dem Dach (9 ct/kWh_{el}; 22,7 %), vom benachbarten BHKW (12 ct/kWh_{el}; 67,2 %) oder aus dem Netz (21 ct/kWh_{el}; 10,0 %) bezogen wird:

Tab. A2-25: Anteile zur Deckung des Strombedarfs der Erdsonden-Wärmepumpe (39 MWh_{el}) und ihre Kosten; der Mittelwert der Stromkosten beträgt 12,2 ct/kWh_{el}.

Strombezug von	MWh _{el}	ct/kWh _{el}	€/a
PV	9,11	9	797
BHKW	26,9	12	3.145
Netz	3,0	21	827
	38,9		4.768

Wie im Fall der SOLINK-Wärmepumpe werden zur Ermittlung der Wärmegestehungskosten die Summe der Festkosten (Kapitaldienst, Wartungs- und Instandhaltungskosten) und der Energiekosten (Strom, Gas) durch die bereitgestellte Nutzwärme (175 MWh_{th}/a) dividiert. Bei **Gesamtkosten von 12.031 €/a** betragen die Wärmegestehungskosten somit **68,8 €/MWh_{th}**, bei Einnahmen aus dem Wärmeverkauf der KES an die Volkswohnung von 14.140 €/a (wie oben).

Das SOLINK-System ist somit ca. 15 % teurer als die Erdsonden-Wärmepumpe. Es weist allerdings einige Eigenschaften auf, die es für einen urbanen Kontext mit wenig verfügbarer Fläche interessant machen. Da für dieses System auch noch Kostensenkungspotential und eventuell auch technisches Entwicklungspotential gesehen wird, wurde entschieden, dass dieses System im Rahmen des F&E-Projektes SQ-Durlach für eine Großwärmepumpe erprobt werden soll, zumal im Rahmen dieses Projektes ein umfangreiches Monitoring vorgesehen ist, das auch einen Vergleich mit dem Mehrquellenansatz von Viessmann ermöglicht. Die hier erzielbaren Praxisergebnisse werden die Planungssicherheit dieser Technik in zukünftigen Anwendungen erheblich verbessern.

Zum Einfluss des Wärmepumpen-Gütegrades auf die zu erwartenden Leistungszahlen: Waterkotte-Wärmepumpe

Der Gütegrad η_G einer Wärmepumpe ist der Faktor, mit dem die Carnot-Zahl der Wärmepumpe multipliziert werden muss, um die reale Leistungszahl zu berechnen:

$$(A2.6) \quad \varepsilon = \eta_G \cdot \frac{(T_o + 273.15)}{T_o - T_u}$$

T_o bzw. T_u sind die Nutzwärme- bzw. Quellen-Temperatur (d.h. Kondensator- bzw. Verdampfer-Temperaturen plus bzw. minus Grädigkeiten der jeweiligen Wärmetauscher) der Wärmepumpe.

η_G hängt u.a. vom ‚Temperaturhub‘ der Wärmepumpe, $\Delta T_H = T_o - T_u$, ab, aber nicht als einfache Funktion $\eta_G(\Delta T_H)$, sondern über ein Kennfeld in Abhängigkeit von T_o und T_u . Dieses Kennfeld wird von Herstellern normalerweise nicht angegeben. Man kann es aber aus den vom Hersteller angegebenen Daten über die erreichte Leistungszahl bei verschiedenen Quellen- und Senken-Temperaturen ‚zurückrechnen‘.

Die abschließende Entscheidung zur Auswahl des Wärmepumpen-Aggregats, das Waterkotte für das Consolar-System einsetzen will, steht noch aus. Vorläufig wurde von Waterkotte eine bestimmte Sole-Wärmepumpe als mögliches Aggregat benannt, nämlich

WP-Typ ET 5112DT: elektrische Leistung ca. 12 kW_{el}, Wärmeleistung ca. 48 – 70 kW_{th}⁴⁷

Für diese Wärmepumpe liegt von Waterkotte folgende Tabelle zu den Leistungszahlen nach EN 14511 in Abhängigkeit von Quellentemperatur und Nutzwärme-Temperatur vor (d.h. die Wärmetauscher-Grädigkeiten und zusätzlich der Hilfsstrombedarf sind bereits enthalten):

Tab. A2-26: Leistungszahlen einer Erdreich-WP der Fa. Waterkotte (ET 5112DT) in Abhängigkeit von den Wärmequellen- und Nutzwärme-Temperaturen nach EN 14511. Elektrische Leistungsaufnahme ca. 10 bis 15 kW_{el}, thermische Leistung ca. 48 bis > 65 kW_{th}.

Nutzwärme-Temperatur	Wärmequellen-Temperatur					
	-5	0	5	10	15	20
30	4,5	5,1	5,7	6,4	7,2	8
35	4	4,5	5,1	5,7	6,4	7,1
40	3,5	4	4,4	5	5,6	6,3
45	3,1	3,5	3,9	4,4	4,9	5,5
50	2,8	3,1	3,4	3,8	4,3	4,8
55	2,5	2,7	3	3,3	3,7	4,1
60	2,2	2,4	2,6	2,9	3,2	3,6
65	(2)	2,1	2,3	2,5	2,8	3,1

Die in Tab. A2-26 genannten Leistungszahlen beziehen sich zu einem Teil auf unrealistische Betriebsbereiche – z.B. Sole-Temperaturen von 20 °C oder Heizungsvorlauf-Temperaturen von 30 °C bei einer Quellen-Temperatur von -5 °C.

Eine grafische Darstellung dieser Leistungszahlen zeigt Abb. A2-44. Dort ist auch der Betriebsbereich angegeben, in dem eine solche Wärmepumpe im SQ-Durlach Projekt überwiegend betrieben werden dürfte. Demnach liegen im Heizfall die realistischen Leistungszahlen dieser Sole-Wärmepumpe im Bereich von ca. 2,8 bis 5.

⁴⁷ Vergleichbare Daten bzw. Ergebnisse für die *Waterkotte-Hochtemperatur-Wärmepumpe* siehe Anhang D.

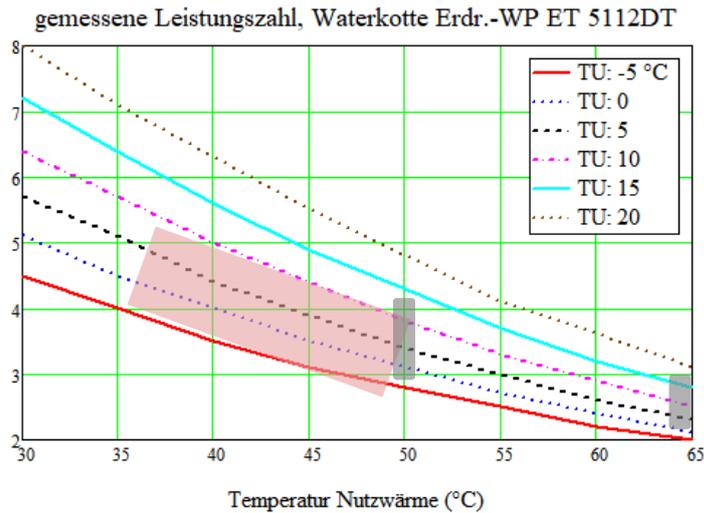


Abb. A2-44: Leistungszahlen der Waterkotte-Erdreich-WP nach Tab. A2-26. Das schräge Rechteck gibt den Arbeitsbereich an, in dem die (GL-)Wärmepumpe für den Heizfall im SQ-Durlach Projekt überwiegend betrieben werden dürfte. Die beiden vertikalen (grauen) Rechtecke zeigen die Betriebsbereiche der Wärmepumpe zur TWW-Erzeugung ohne bzw. mit Legionellen-Ultrafiltration.

Die Gütezahl der Wärmepumpe, η_G , kann mit den Daten aus Tab. A2-26 durch Umkehrung der Leistungszahl-Formel (A2.6) berechnet werden:

$$(A2.7) \quad \eta_G = \varepsilon \cdot \frac{\Delta T_H}{T_o + 273.15}$$

mit dem Temperaturhub der Wärmepumpe, ΔT_H ; Differenz zwischen Nutzwärme- und Quelltemperatur, $\Delta T_H = T_o - T_u$. Für jeden ε -Wert in Tab. A2-26 kann der zugehörige η_G -Wert mit dieser Formel berechnet und grafisch dargestellt werden:

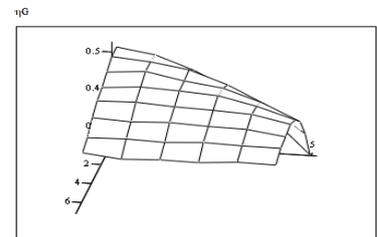
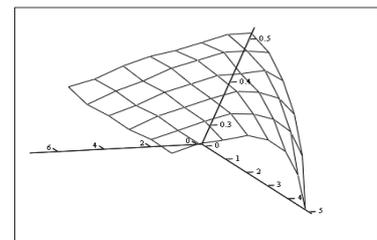
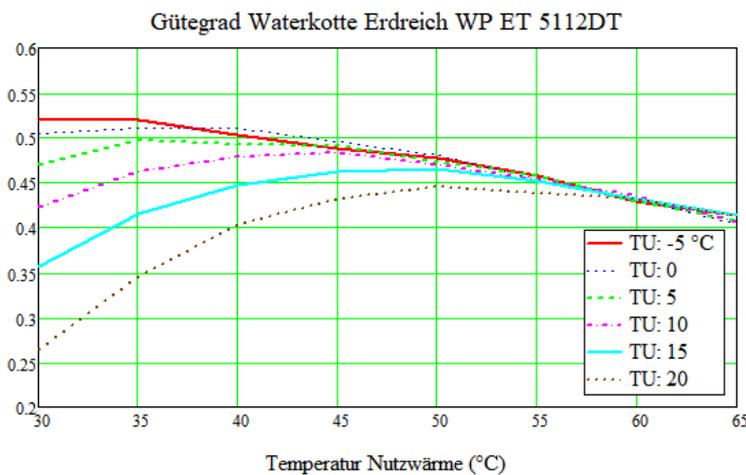


Abb. A2-45: Gütegrade der Wärmepumpe nach (Tab. A2-26) für verschiedene Quellen- (= T_U , s. Legende) und Nutzwärme-Temperaturen (T_o ; x-Achse);
rechtes Bild: visueller Eindruck der η_G -Fläche als 3D-Bild aus zwei Blickrichtungen.

Abb. A2-45 zeigt, dass der Gütegrad und damit der ‚mechanische Wirkungsgrad‘ der betrachteten Wärmepumpe nur für wenige Betriebszustände über $\eta_G = 0,50$ liegt, nämlich für einen Nutzwärme-Temperatur-Bereich von etwas unter **30 °C bis 43 °C** bei Sole-Temperaturen im Bereich von

ca. **-5 °C bis ca. +2 °C**. Diese Betriebsweise wäre für die Wärmepumpe also ‚optimal‘ (und das Heizsystem des versorgten Gebäudes sollte idealerweise ungefähr auf diese Heiztemperaturen ausgelegt werden). Bei höheren Sole-Temperaturen wandert das η_G -Maximum nach rechts zu höheren Nutzwärme-Temperaturen (45 bis 50 °C). Bei sehr hoher Nutzwärme-Temperatur (60 bis 65 °C) sinkt η_G auf ca. 0,42, d.h. ist um ca. 20 % niedriger als im ‚Bestpunkt‘.

Aufgetragen als Funktion des **Temperatur-Hubs**, $\Delta T_H = T_o - T_u$, weist η_G ein ausgeprägtes Optimum auf, wenn ΔT im Bereich von 30 bis ca. 45 K liegt:

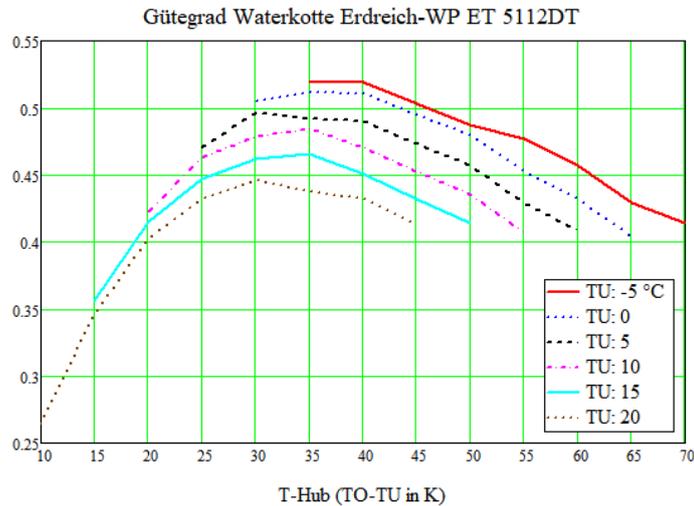


Abb. A2-46: Gütegrade der Waterkotte-Wärmepumpe (Leistungszahlen nach Tab. A2-26) als Funktion des Temperatur-Hubs $\Delta T = T_o - T_u$ der Wärmepumpe. Das Maximum von η_G liegt bei $\eta_{Gmax} = 0,525$ ($\Delta T_H \approx 40$ K).

Ein Temperatur-Hub von $\Delta T_H = 30$ bis 45 K entspricht Vorlauftemperaturen von ca. **35 bis 50 °C** (Quellen-Temperaturen bei -5 bis +5 °C). Hier liegt der Gütegrad bei ca. 0,49 bis maximal 0,525. Definiert man für diesen Bereich einen konstanten Gütegrad von $\eta_G = 0,52$, so erhält man die folgenden Leistungszahlen im optimalen Arbeitsbereich der Waterkotte-Erdsonden-Wärmepumpe:

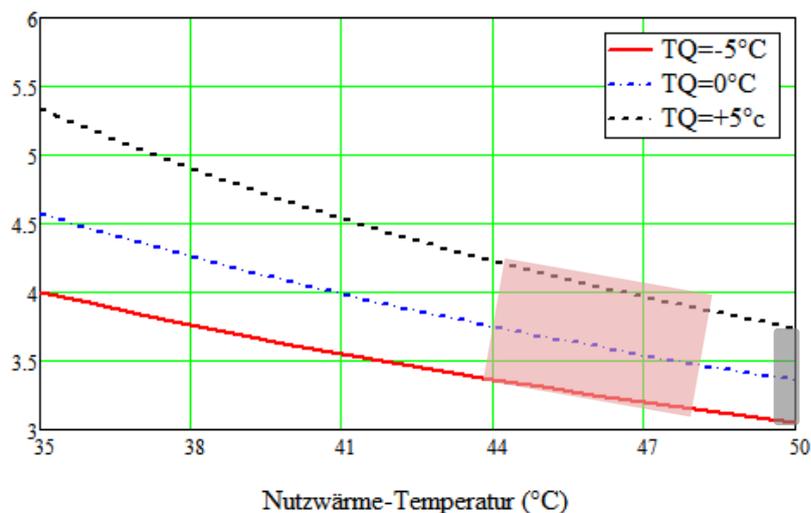


Abb. A2-47: Leistungszahlen der Waterkotte-Wärmepumpe als Funktion der Nutzwärme-Temperatur-für verschiedene Sole-Temperaturen im optimalen Betriebsbereich der Wärmepumpe ($\eta_G \approx 0,52$). Das schräge Rechteck gibt den Bereich der zugehörigen Heizungs-Vorlauftemperaturen in der Ersinger Str. 2 nach Abb. A2-35 bei bivalentem Betrieb der Wärmepumpe an, das vertikale Rechteck den Betriebsbereich zur TWW-Erzeugung mit Legionellenfilter ($T_{TWW} \approx 50 \text{ °C}$)

Demnach liegen die Leistungszahlen beim Einsatz als GL-Wärmepumpe in der Ersinger Str. 2 für die *Heizung* bei ca. 3,2 bis 4,2, für die TWW-Bereitstellung bei ca. 3,4 bis > 4,0 (Betrieb mit Legionellenfilter).

Bei Außen-Temperaturen von 10 °C und höher (mit Heizungs-vorlauf-Temperaturen von ca. 38 °C abwärts s. Abb. A2-35; ΔT_H im Bereich von 20 K) sinkt nach Abb. A2-48 die Gütezahl auf ca. 0,40. Dennoch steigt die Leistungszahl für Außen-Temperaturen > 10 °C in den Bereich $\varepsilon \approx 6$, s. Abb. A2-47. Da der Heizbedarf in diesem Temperaturbereich aber gering ist, trägt dies nur wenig zur JAZ der Heizung bei.

Bei einer Außen-Temperatur von 0 °C hätte die Waterkotte-Wärmepumpe (Verdichterleistung 11,7 kW_{el}) demnach eine Leistungszahl von ca. 4,3 (**Heizfall**) und eine Heizleistung von 50 kW_{th}.

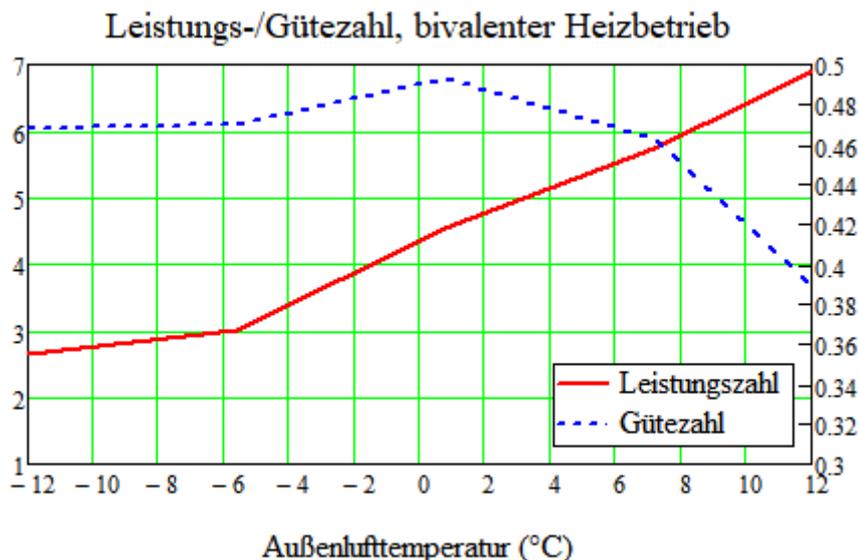


Abb. A2-48: Gütezahlen (rechte Ordinate) der Waterkotte-Wärmepumpe in Abhängigkeit von der Außentemperatur (obere Linie) und zugehörige Leistungszahl für den Heizfall, bivalenter Betrieb; Heizkurve Ersinger Str. 2 nach Abb. A2-49.

Die Heizkurven nach teilweise Heizkörper-Austausch, der eine Auslegung auf Nenntemperaturen von 60/45 erlaubt, zeigt Abb. A2-49. Dort sind auch die Vorlauftemperaturen angegeben, die die Wärmepumpe bei bivalentem Betrieb liefern muss: Ab einer Außentemperatur von -2,7 °C reicht die Heizleistung der Wärmepumpe nicht mehr aus, daher schaltet der SL-Kessel zu und sorgt dafür, dass die geforderte Vorlauf-Temperatur erreicht wird. Die Heizleistung der Wärmepumpe sinkt mit der Außentemperatur. Die von der Wärmepumpe gelieferte Vorlauf-Temperatur bleibt dann nahezu konstant bei ca. 53 °C, die Gütezahl bleibt bei 0,465. Daraus ergibt sich eine Leistungszahl in diesem Nutzwärme-Temperatur-Bereich (Sole-Temperatur -5 °C) von nur mehr etwa 2,60.

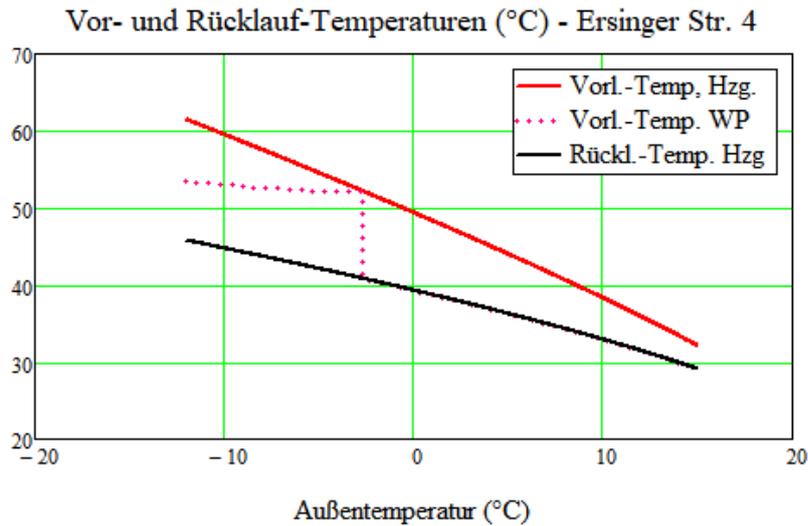


Abb. A2-49: Rechnerische Heizkurven T_V und T_R als Funktion der Außentemperatur T_a (Raum-Innentemperatur mit 21,5 °C angesetzt). Nennauslegung 60/45 °C. Ab $T_a \leq -2,7$ °C muss der SL-Kessel zugeschaltet werden.

Da auch der **TWW-Bedarf** gedeckt werden muss, reicht die Leistung der Wärmepumpe bereits unterhalb von ca. + 2,5 °C nicht mehr aus. Hier liegt die von der Wärmepumpe bereitzustellende Nutz-Temperatur bei ca. 48 °C und die Leistungszahl bewegt sich von ca. 3,2 mit weiter abnehmender Außentemperatur auf ca. 2,8.

Aus den Daten Abb. A2-46 können die Gütezahlen der Wärmepumpe zur Erzeugung von TWW mit einer Nutzwärmetemperatur von 65 °C bzw., im Falle des Einsatzes von Ultrafiltration (s. Abschnitt A2.8) mit 50 °C, abgelesen werden. Die entsprechenden Betriebspunkte sind in Abb. A2-50 (linkes Bild) eingetragen. Demnach läuft die Wärmepumpe zur Erzeugung von TWW mit 65 °C durchgehend im untersten Bereich ihrer Gütezahlen (durchschnittlich $\eta_G \approx 0,41$), während sie bei 50 °C TWW-Temperatur fast 0,48 erreicht (durchschnittlich $\eta_G = 0,47$). Im rechten Bild zeigt sich der zusätzliche Effekt des höheren Carnot-Faktors, sodass im Endeffekt der Einsatz einer Ultrafiltrations-Anlage eine um bis zu 2 höhere reale Leistungszahl (im Mittel um ca. 1,5 höher) ermöglicht.

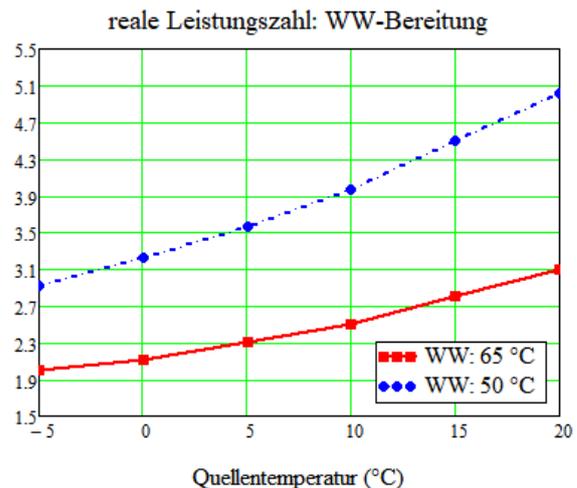
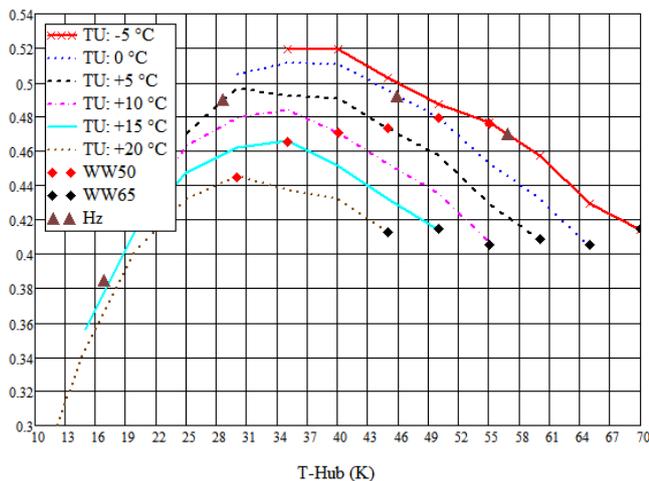


Abb. A2-50: Gütezahlen zur Erzeugung von TWW mit 65 °C schwarze Punkte) bzw. mit 50 °C (rote Quadrate), linkes Bild, und resultierende reale Leistungszahlen der Wärmepumpe zur TWW-Erzeugung von 50 bzw. 65 °C in Abhängigkeit von der Sole-Temperatur. Im linken Bild sind ferner die Gütezahlen bei verschiedenen Heiz-Betriebszuständen der Wärmepumpe (mit den hier benützten Heizkurven) eingetragen (schwarze Dreiecke).

Bei der Erzeugung von TWW liegt die Wärmepumpe demnach in beiden Fällen unter dem Gütezahl-Optimum, mit Ultrafiltration jedoch deutlich weniger ausgeprägt, s. Abb. A2-50. Dementsprechend ist die Leistungszahl dieser Wärmepumpe zur Erzeugung von TWW von 65 °C schlecht, von ca. 2,6 bei höheren Außen-Temperaturen bis unter 2,0 bei niedrigen Außen-Temperaturen. Für diesen Fall sollte demnach in Absprache mit Waterkotte ein anderes Aggregat ausgewählt werden. Eine Möglichkeit bietet die Baureihe DS 5110T, EcoTouch 5077.4T, deren Kennfeld und resultierenden Leistungszahlen in Anhang D diskutiert werden.

Betriebsweise der Consolar-Wärmepumpe

Diese Wärmepumpe soll insbesondere im Sommer, aber auch in der Übergangszeit, überwiegend tagsüber betrieben werden, um die Stromerzeugung der SOLINK-PV-Anlage zu nützen und um außerdem von der am Tag höheren Außentemperatur und der bei Sonneneinstrahlung erhöhten Kollektortemperatur der SOLINK-Anlage zu profitieren. Trotzdem bleibt die Wärmepumpe in ihrem Betriebsverhalten (stark unterschiedliche Quelltemperaturen, gegenläufiges Verhalten von Heizbedarf und verfügbarer Wärmepumpenleistung) eher eine Außenluft-Wärmepumpe als eine Erdsonden- oder Erdreich-Wärmepumpe.

Außerhalb der Heizperiode soll möglichst der gesamte Tages-TWW-Bedarf zwischen ca. 9 und 17 Uhr erzeugt werden. Wärmespeicher mit entsprechender Kapazität (1 x 2.000 Liter oder 3 x 750 Liter) sind in den Kellern der drei Hauseingänge der Ersinger Str. 2 vorzusehen.

A2.4.3 Ultrafiltration: Abschätzung des Einbaus einer Ultrafiltrations-Anlage für die Trinkwarmwasserbereitung

Fraunhofer ISE hat als eine wirksame ‚LowEx‘-Maßnahme vorgeschlagen, eine Ultrafiltrationsanlage in den TWW-Kreislauf einzubauen (s. Abb. A2-51), um die hohen Temperaturanforderungen zur Legionellen-Prophylaxe (> 63 °C) zu vermeiden. Dadurch soll es möglich sein, die TWW-Temperatur auf 50 °C zu senken, was sich, wie oben gezeigt, sehr günstig auf die Leistungszahl der Wärmepumpe auswirkt. Dadurch entstehen Mehrkosten auf der Investitionsseite und (voraussichtlich) ein höherer Kontrollaufwand (ebenfalls mit Mehrkosten verbunden) durch das Gesundheitsamt, solange dies nicht eine voll eingeführte Technik ist.

Zwei Hersteller bieten diese Technologie auf dem deutschen Markt an, SOLVIS und Viega. Die eingesetzte Technik ist bei beiden Produkten dieselbe. SOLVIS hat eine Produktbroschüre herausgegeben, in der die Schaltung der ‚SOLVIS Clean‘ – Einheit zusammen mit einer SOLVIS-Trinkwasserstation dargestellt ist:

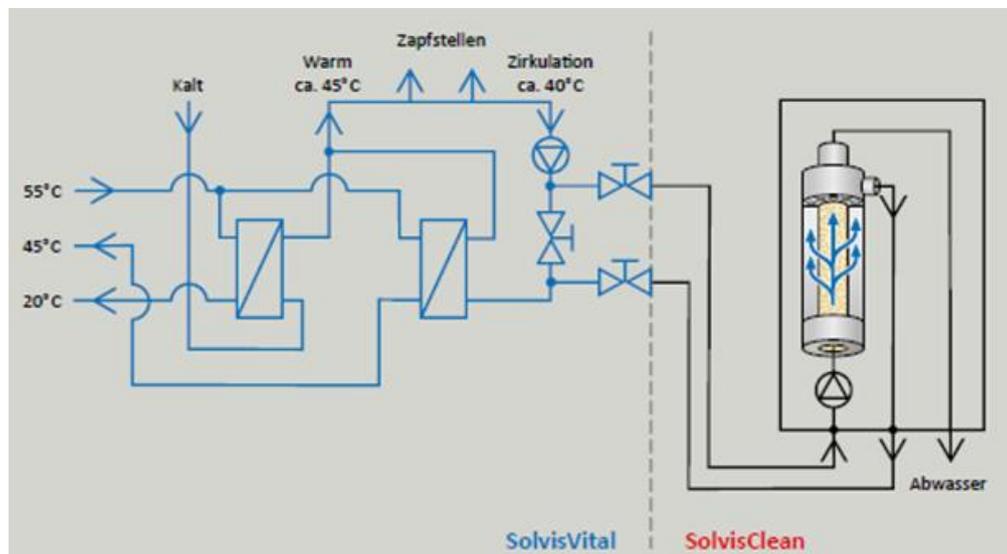


Abb. A2-51: Ultrafiltrations-Einheit ‚SOLVISClean‘ (rechts) als Bypass zu einer Trinkwasserstation (Produktbroschüre Fa. SOLVIS)

Hier wird aus der Zirkulationsleitung ein Teilstrom abgezweigt und mit einer Hochdruckpumpe durch die Ultrafiltration gedrückt. Der reine (gefilterte) Teilstrom wird zum Wärmetauscher des TWW-Erzeugers zurückgeleitet, der Grauwasser-Teilstrom wird abgeleitet. Durch die Filterung werden nicht nur Legionellen entfernt, sondern auch sonstige mögliche Verunreinigungen im TWW, z.B. Korrosionsbestandteile.

Die UF-Einheit wird in verschiedenen Größen als Komplettgerät inkl. Regelung angeboten. Für 30 Wohneinheiten gibt der SOLVIS-Prospekt das Gerät *UF 30-1K* an, für eine Zapfleistung von max. 80 Liter pro Minute. (Die gemessene Durchflußrate in der Ersinger Str. 2 am 20.12.2018 lag bei 52 Liter/Minute, s. Kap. A4.) Die Hochdruckpumpe für diese Einheit hat eine Leistung von 140 W_{el}. Der Filterprozeß muss nicht permanent laufen, sondern kann täglich zeitweise abgeschaltet werden.

Laut Prospekt-Preisliste kostet dieses Gerät **10.500 € netto**. Werden diese Mehrkosten durch Minderkosten beim Stromverbrauch der Wärmepumpe kompensiert? Zu einer Einschätzung dieser Frage wurde im Hinblick auf den geplanten Einsatz in der Ersinger Str. 4 folgende Rechnung angestellt:

1) TWW-Verbrauch:

Der bekannte TWW-Energieverbrauch in der Ersinger Str. 2 (2.100 m² Wfl., 30 Wohnungen, ca. 65 Bewohner) beträgt 30 kWh_{th}/m² frei Heizzentrale, somit **63.000 kWh_{th}/a** bzw. durchschnittlich 173 kWh_{th}/d. In den Wintermonaten (183 Heizztage) liegt der TWW-Verbrauch um ca. 5 % höher als der Durchschnitt, im Sommer (182 Tage) um 5 % niedriger (s. Kap. A4).

2) Rahmenbedingungen für die Wärmepumpe (Ersinger Str. 2: Consolar/SOLINK-System)

Ohne Filter muss die Wärmepumpe das TWW mit **65 °C** bereitstellen, mit Filter mit **50 °C** (eventuell sogar ≈ 45 °C, dies hängt u.a. von den Verteilverlusten ab). Für diese Rahmenbedingungen wurde von Fraunhofer ISE eine Jahres-Simulation durchgeführt, mit dem Ergebnis, dass sich mit

UF die JAZ zur TWW-Erzeugung von 2,40 auf 3,20 verbessert und dadurch eine Stromeinsparung von **7.294 kWh_{el}/a** erreichbar ist.

Der Filter benötigt eine Hochdruckpumpe, für die nach Angaben von SOLVIS mit einem Jahresstromverbrauch von **307 kWh_{el}/a** zu rechnen ist (das Ultrafiltrationssystem muss nicht permanent durchlaufen, sondern täglich nur ca. 6 Stunden). Damit verbleibt eine reale Stromeinsparung von **6.987 kWh_{el}/a**.

Zur technischen Lebensdauer des UF-Moduls liegen keine Informationen vor. Hier wird die o.g. Investition in 15 Jahren abgeschrieben (Annahme). Mit einem Zinssatz von 2,5 % ergibt sich ein Annuitätsfaktor von 0,081 und somit (Netto-)Jahreskosten von **722 €/a**.

Bezüglich sonstiger Betriebskosten nennt SOLVIS

- Kosten für Filterreinigung/Filteraustausch von **310 €/a**, sowie
- zusätzlicher Wasserverbrauch (30 Wohnungen); 15 m³/a; 2,25 €/m³ → **34 €/a**.

Somit liegen die **jährlichen Betriebskosten** plus Abschreibung bei

Stromkosten:	77	(kalkuliert mit 25 ct/kWh _{el} netto (= Strompreis der Volkswohnung))
sonstige Betriebskosten:	344	
Abschreibung:	722	
Summe:	1.143 €/a	

Der Wert der berechneten Stromeinsparung ergibt sich aus dem Strompreis. Bei einem ‚normalen‘ Endverbraucher-Strompreis von **25 ct/kWh_{el}** (netto) ergibt sich mit dem o.g. Wert von **6.987 kWh_{el}/a** eine Stromkosteneinsparung von **1.824 €/a**. Somit erhält man ein **Plus von 681 €/a**.

Im SQ-Durlach Projekt liegen die Kosten des von der KES eingesetzten Stroms (aus PV, BHKW, Netzbezug) erheblich unter dem normalen Endverbraucher-Strompreis (sonst wären die Wärmepumpen unwirtschaftlich). Somit ist auch der Wert der Stromkosteneinsparung niedriger, jedoch ist der zu kalkulierende Strom-Mischpreis schwierig zu quantifizieren. Er könnte z.B. in der Mitte zwischen PV-Bewertung (= Vergütung der NetZRückspeisung: 9 ct/kWh_{el}) und dem normalen Endkundenpreis liegen. Das wären ca. **17 ct/kWh_{el}**. Damit läge das Gesamtergebnis bei einem **Plus von 122 €/a**.

Zusätzlich müsste man, zumindest über eine gewisse ‚Test-Zeit‘, mit erhöhten Kosten für häufigere Legionellentests durch das Gesundheitsamt KA rechnen, um die Anlagensicherheit nachzuweisen.

A3 System-Regelungs- und Monitoring-Konzept

A3.1 Grundsätzlicher Ansatz

Für das Quartiers-Energiesystem wird im Rahmen des Forschungsprojekts durch das Fraunhofer ISE eine übergeordnete Steuerung (Energiemanagementsystem, EMS) entwickelt, die die Wärmeerzeuger (BHKW, Wärmepumpen und Spitzenlastkessel) in den unterschiedlichen Gebäuden optimal auf den aktuellen Strom- und Wärmebedarf, sowie die fluktuierende PV-Stromerzeugung abstimmt. Ziel der Optimierung ist ein hoher Eigenverbrauchsanteil des selbsterzeugten Stroms (PV, BHKW) durch Ausnutzung der Speicherkapazitäten und durch eine vorausschauende Regelung. Dies ist Voraussetzung für einen möglichst hohen Grad an Wirtschaftlichkeit, der angestrebt werden muss, um die Energiekosten der Mieter möglichst nicht über die entsprechenden Kosten ansteigen zu lassen, die sich beim bestehenden Energiesystem ergeben (Vorgabe für den Contractor KES).

Dieses EMS steuert die BHKW-Module in der Energiezentrale und die dezentralen Wärmepumpen in den Gebäuden der Ersinger Straße 2 und 4 an. Es gibt Betriebszeiten (An/Aus) bzw. Betriebsdauern und Leistungsstufen der Wärmeerzeuger als Sollwerte über eine Anlaufempfehlung vor. Falls in einzelnen Anlagenbereichen aufgrund des aktuellen Betriebszustandes erforderlich, können diese EMS-Anforderungen lokal durch die dezentralen Regelungen ‚überschrieben‘ werden, um die Deckung des Bedarfs in jedem MFH sicherzustellen.

Das grundsätzliche Regelungskonzept basiert auf der Verwendung der herstellerspezifischen Regelungen der Einzelanlagen (dezentrale Regler) in Kombination mit dem übergeordneten EMS, welches für die Optimierung der Betriebsführung bzw. der Energieflüsse innerhalb des Quartiers sorgt. Dadurch wird das Know-how der Hersteller genützt, um einen optimalen Betrieb der Einzelanlagen zu erreichen (z.B. Maximierung der Arbeitszahlen der Wärmepumpen), mit der zusätzlichen Möglichkeit einer übergeordneten ‚Quartiersoptimierung‘ zwecks Maximierung der Strom-Eigennutzung.

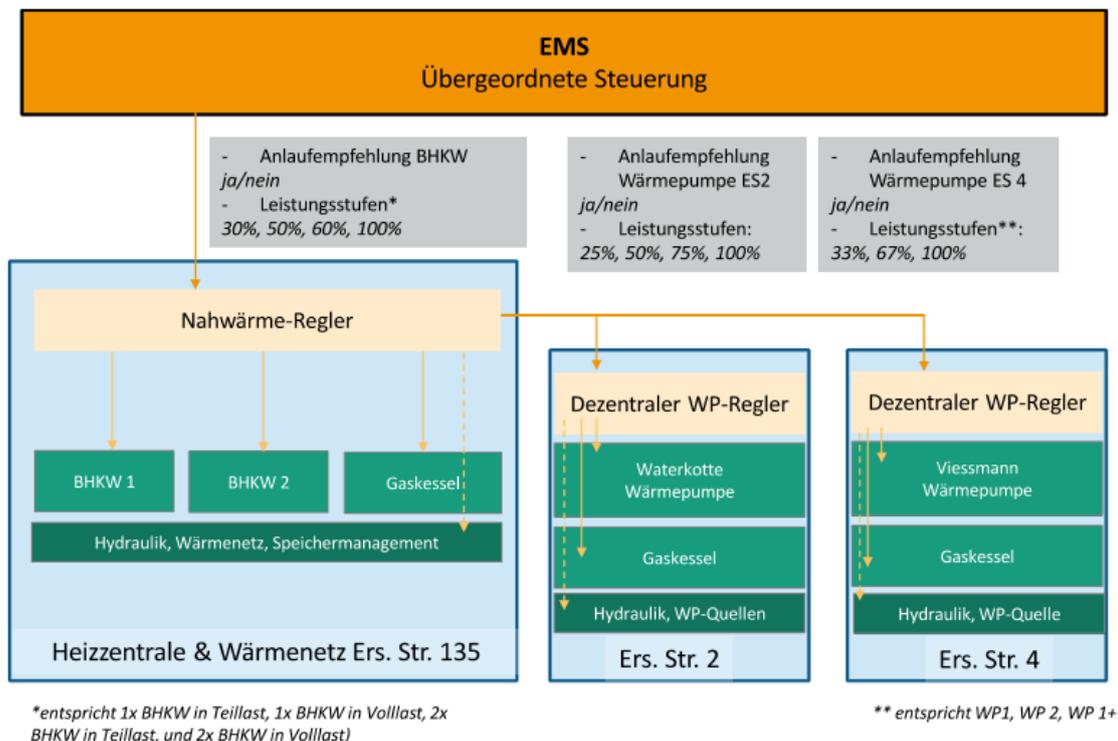


Abb. A3-1: Prinzipschema und Hierarchie des geplanten Regelungskonzeptes.

Das EMS benötigt zur Berechnung der betrieblichen Vorgaben eine Vielzahl von Betriebsdaten (Wärmemengenzähler, Stromzähler, Temperaturen, Drücke, Einstrahlung, Stellung von Armaturen etc.), die in den 5 MFH erfasst und jeweils über die lokalen Datenlogger und das zu installierende Glasfaserkabel kontinuierlich an die zentrale Messwerterfassung in der Heizzentrale gesendet werden, wo das EMS auf dem Rechner mit Anzeigeeinheiten installiert ist. Die Vielzahl an gemessenen Daten werden sowohl in der Heizzentrale als auch über den Internet-Anschluss ‚remote‘ (Datenbank des Fraunhofer ISE) gespeichert und stehen dort zur weiteren Auswertung (Visualisierung, Vergleich Soll/Ist, Fehlererkennung etc.) zur Verfügung. Auch die Hersteller erhalten über den Internetanschluss für Wartungszwecke Zugriff auf ihre Anlagen. Diese Zugriffsmöglichkeiten sind begrenzt und passwortgeschützt.

Der Betrieb eines so komplexen Energiesystems mit vielen Freiheitsgraden, aber auch ‚Zwangsbedingungen‘ von der Nutzerseite bzw. vom jeweiligen Witterungsverlauf her, ist immer noch Neuland. Um die betrieblichen Risiken für die Volkswohnung bzw. die Mieter in den 5 MFH zu minimieren, wird ein Betriebsmodus (**Modus 1: ‚Auto-Pilot‘**) so definiert, dass hier die einzelnen Einheiten rein dezentral betrieben werden, d.h. mit den vorhandenen Reglern der Hersteller (Wärmepumpe, BHKW) ohne EMS-Vorgaben. Im Zuge der Abnahme der installierten Anlagen wird diese ‚lokale‘ Betriebsweise getestet, um die Gewährleistung der Hersteller für diese Betriebsart sicherzustellen. Daher muss das unten beschriebene Monitoring-System größtenteils parallel zur Anlageninstallation funktionsfähig sein.

Neben diesem **Modus 1** sollen drei weitere Modi ermöglicht werden:

Modus 2: ‚Leitwarte‘ – hier soll ein ‚Handbetrieb‘ von der Leitwarte der Stadtwerke aus möglich sein, d.h. über Softwareschalter in der Visualisierung können einzelne Komponenten des Energiesystems geschaltet werden, um ein bestimmtes Verhalten der Anlagen zu erzwingen.

Modus 3: ‚Basisregelung‘ – konventionelle regelbasierte Steuerung aufgrund von Erfahrungen bzw. Ergebnissen der Simulationsrechnungen (‚heuristischer Betrieb‘).

Modus 4: ‚Forschungsbetrieb‘ – hier können Strategien im Hinblick auf ‚model predictive control‘ getestet werden, mit dem Ziel, bis zum Ende der Projektlaufzeit die ‚optimale‘ Regelung/Steuerung für das Gesamtsystem zu finden, die dann auf Dauer implementiert werden soll.

Im Zuge des 2-jährigen Testbetriebs erfolgt eine umfangreiche Erprobung der Möglichkeiten des Systems, mit dem Ziel, am Ende einen ‚Automatik-Betrieb‘ definieren zu können, der es dem Betreiber (KES) erlaubt, dieses System annähernd so wie ein konventionelles Energiesystem (Gas-Heizzentrale) betreiben zu können, d.h. ohne laufende Eingriffe zwecks betrieblicher Optimierung (wobei der Aufwand für Controlling und Wartungs- und Instandhaltung immer höher sein wird als für konventionelle Energiesysteme).

Ein wesentlicher Teil-Aspekt ist auch, Erfahrungen mit den für das Projekt vorgesehenen technischen Innovationen zu sammeln:

- Mehrquellen-Wärmepumpenanlage (Viessmann) in der Ersinger Str. 5
- PVT-Kollektoren als innovative solar-unterstützte Wärmequelle für Wärmepumpen (Consolar-, SOLINK‘-System)
- Legionellen-Ultrafiltrationsanlage zur Erzielung niedrigerer Nutzwärme-Temperaturen im TWW-Bereich als Teil des LowEx-Ansatzes.

Das längerfristige Ziel des ‚Forschungsbetriebes‘ ist es, mit den hier gemachten Erfahrungen Hardware- und Software-Konzepte zur Regelung vergleichbar komplexer Energiesysteme (PV, KWK, WP, Wärme-/Stromspeicher, LowEx-Systeme) zu entwickeln, die es ermöglichen, solche

Systeme künftig als ‚Standardsysteme‘ planen und auch anbieten zu können, ohne die Notwendigkeit einer Begleitung durch Forschungsinstitute.

A3.2 Monitoring-Konzept

Mit der angesprochenen F&E-Begleitung sowie zur EEG-konformen Abrechnung ist ein hoher Aufwand an Monitoring verbunden. Das Monitoring-Konzept wird durch Fraunhofer ISE und INATECH so entwickelt, dass die Daten zu Abrechnungszwecken ebenfalls zur energetischen Bilanzierung sowie für F&E-Zwecke verwendet werden können. Die fachmännische Installation der Messtechnik erfolgt durch die zuständigen Gewerke und wird vom Hersteller des EMS⁴⁸ auf die zentrale Messwerterfassung aufgeschaltet. Die erfassten Daten werden in MONDAS⁴⁹ gespeichert und durch INATECH in Zusammenarbeit mit ISE und den Stadtwerken ausgewertet, um Schlussfolgerungen zur betrieblichen Optimierung, Fehleridentifikation etc. ziehen zu können.

Das Monitoring wird folgende Aufgaben umfassen:

- Bereitstellung der Daten zu Abrechnungszwecken, u.a. nach der vom EEG vorgegebenen Systematik
- energetische Bilanzierung und Ableitung von Performance-Parametern
- erweiterte Datenerfassung für F&E-Zwecke (Beurteilung von Einzelkomponenten, wie etwa PVT-Kollektoren, Ultrafiltrationsbetrieb, Erdsonden, etc., sowie ‚fault detection‘ und Soll/Ist-Vergleich auf der Grundlage von Simulationsrechnungen sowie Erprobung verschiedener Betriebsstrategien).

Dies erfordert eine umfangreiche Instrumentierung sowohl in der Heizzentrale (Ersinger Str. 5) als auch in den beiden Wärmepumpenstationen (Ersinger Str. 2 und 4). Die dort im Minutenabstand abgefragten Daten, einschließlich einer Untermenge an Messdaten, die von den dezentralen Reglern (Wärmepumpen, BHKW) ohnehin erfasst werden, werden über das neu zu verlegende Glasfaserkabel im zentralen Datenlogger in der Heizzentrale, genannt ‚Nahwärme-Regler‘, gespeichert und können von dort weiterverarbeitet (Visualisierung, Bilanzierung, Abrechnung, EMS) oder von externen Servern (MONDAS-Datenbank) abgerufen werden. Abb. A3-2 zeigt die Struktur der Datenflüsse. Das zugrunde gelegte Messkonzept wird im Kapitel A4.2 beschrieben.

⁴⁸ enisyst GmbH, Pliezhausen

⁴⁹ Energiesystemorientierte Datenbank der Mondas GmbH: www.mondas-iot.de

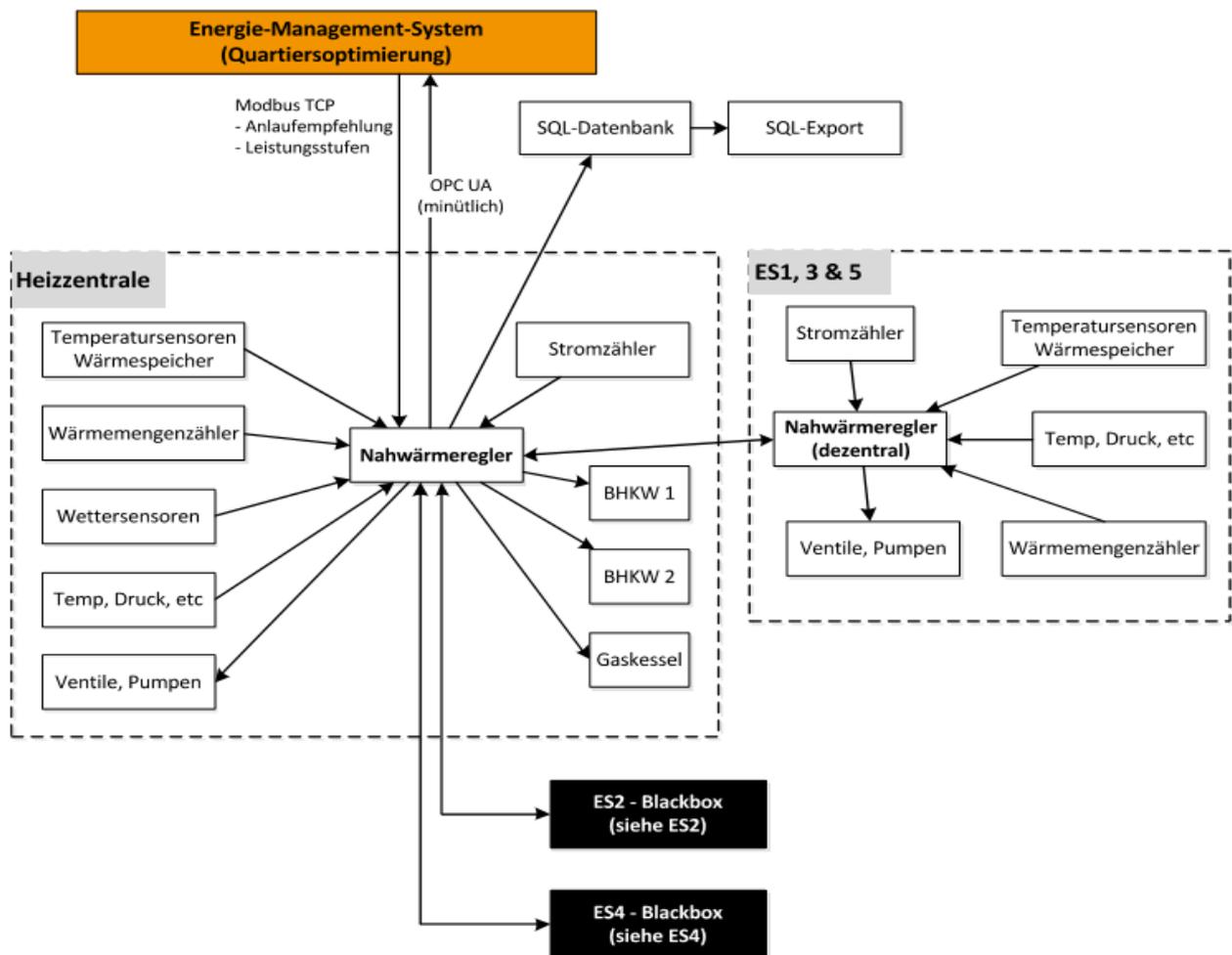


Abb. A3-2: Datenflüsse zur Messwerterfassung. (Die Datenflüsse in den Wärmepumpen-Heizzentralen ES 2 und 4, die hier nur als ‚Blackbox‘ dargestellt werden, enthalten eine umfangreiche Unterstruktur.)

Zusätzlich zur zentralen Messwerterfassung werden in der Ersinger Str. 4, in der das HEAVEN-Projekt betrieben wird, die gemessenen Daten lokal gesondert gespeichert und ausgewertet, um für dieses Teil-F&E-Projekt parallel zum SQ-Durlach Projekt eigenständige Untersuchungen (durch ISE und/oder Viessmann) zu ermöglichen.

Die einzelnen Sensoren bzw. Messgeräte werden von INATECH vorgegeben (s. Abschnitt A4), in die jeweiligen Ausschreibungen integriert und von den beauftragten ausführenden Firmen beschafft und installiert. Diese stellen eine gesonderte Rechnung über die Beschaffung der Sensoren an INATECH und ISE. Dies liegt in der Verantwortung des Auftraggebers (KES) bzw. des begleitenden Ingenieurbüros (IBS).

A3.3 Ausschreibung / Herstellerwahl

Für dieses Regelungskonzept (EMS, GLT) wurden von einer durch KES und IBS definierten ‚short list‘ Angebote von drei potentiellen Anbietern eingeholt. Als Ergebnis der Verhandlungen wurde der Auftrag zur Installation und Programmierung der Regelungstechnik, mit Schnittstellen zu den Unter-Regelungssystemen (BHKW, Wärmepumpen) und zum umfangreichen Monitoring-System sowie zur Anbindung an das Internet (KES, Volkswohnung, Fraunhofer ISE) an die Fa. enisyst GmbH in Pliezhausen vergeben. Dieser Hersteller verfügt über umfangreiche Erfahrungen mit komplexen Energiesystemen unter Einbindung unterschiedlicher Komponenten, wie es hier der Fall ist. Der

Auftrag hat ein Volumen von ca. 80.000 € netto. Mit enisyst sind Synergieeffekte aus einem anderen F&E-Projekt zu erwarten, an dem enisyst beteiligt ist (NEQModPlus – Niedrigstenergiequartiere, FKZ 03ET1618B), in dem ebenfalls an Strategien zur Regelung von komplexen Quartierskonzepten gearbeitet wird.

A4 Messtechnische Begleitung: Ist-Messungen und Monitoring-Konzept

A4.1 Ist-Messungen

A4.1.1 Übersicht über die vorgesehenen Messungen und vorhandenen/neu installierten Zähler

Die Ziele der Ist-Messungen sind:

(1) Bestimmung der aktuellen Kessel-Nutzungs- bzw.-Wirkungsgrade, der Anteile Trinkwarmwasser und Raumwärme sowie der Zirkulationsverluste

Weil die vorhandenen Spitzenlast-Kessel im neuen Energiesystem möglicherweise weiterverwendet werden sollen, muss deren Effizienz im Detail bestimmt werden. Durch genaue Gesamtbilanzen können beispielsweise auch die aktuellen Zirkulationsverluste ermittelt werden. Nach Projektumsetzung wird ein Vorher/Nachher-Vergleich möglich.

(2) Erfassung von zeitlich hoch aufgelösten Verbrauchsprofilen für Strom, Heizung und Warmwasser

Mit Hilfe der Werte der vorhandenen Zähler zur Verbrauchsabrechnung können aus den Kurzzeit-Messungen zeitlich hoch aufgelöste Jahresverläufe der Verbräuche erstellt werden. Diese werden von Fraunhofer ISE für Systemsimulationen zur Planung des neuen Energiekonzeptes verwendet.

Das Ist-Monitoring wurde von INATECH so durchgeführt, dass von Oktober 2018 bis März 2019 zunächst die Ersinger Straße 2 im Detail bilanziert wurde. Dieses Gebäude wurde ausgewählt, weil hier ursprünglich die Mehrquellen-Wärmepumpe im Demo-Projekt ‚HEAVEN‘ installiert werden sollte.⁵⁰ Anschließend an die Bilanzierung der Ersinger Str. 2 erfolgten zwischen April 2019 und Februar 2020 mit den von INATECH beschafften Messgeräten sowie einem neu installierten Wasserzähler weitere Messungen in der Ersinger Str. 3 zur TWW-Bereitung und Bestimmung der TWW-Lastprofile, die mit den Ergebnissen der Ersinger Str. 2 verglichen werden können.

Im Rahmen des Ist-Monitorings wurden die vorhandenen Energiezähler, die der Nebenkosten- bzw. Stromabrechnung dienen, durch zusätzliche (mobile) Zähler ergänzt, um gezielt interessierende Verbrauchsdaten (Nutzwärme, Strom) bzw. Temperaturen messen zu können.

Vorhandene Zähler und Verbrauchsdaten

Abb. A4-1 zeigt eine Übersicht der Zähler von Volkswohnung (rot) und Stadtwerken (blau), exemplarisch dargestellt für die Ersinger Str. 2. Im Schema ist der Haushaltsstromzähler innerhalb der Bilanzgrenze Wohnung eingezeichnet, physikalisch befindet sich dieser aber im Kellergeschoss. Für die Abrechnung nutzt die Volkswohnung Funkzähler der Firma Qundis, die über ein Gateway monatlich ausgelesen werden können. In den einzelnen Wohneinheiten sind neben Warm- und Kaltwasserzählern Heizkostenverteiler an den Heizkörpern installiert. Im Heizungskeller ist ein sekundärer Wärmemengenzähler für die Bereitstellung von Trinkwarmwasser verbaut.

Für das Ist-Monitoring wurden folgende Werte aufgezeichnet:

- *Wärmeerzeugung* (gesamt und Aufteilung zwischen Heizung und TWW-Bereitung)
- *Wirkungsgrad Kessel*

⁵⁰ Aufgrund von Platzvorgaben der Volkswohnung wurden die Wärmepumpen-Standorte (HEAVEN/Viessmann bzw. Consolar/Waterkotte) im Sommer 2019 vertauscht: das HEAVEN-Projekt wird in der Ersinger Str. 4 realisiert, das Consolar-Projekt kommt in die Ersinger Str. 2.

Der Kesselwirkungsgrad η_K ist eine Momentaufnahme und beschreibt das Verhältnis der nutzbaren Wärmeleistung \dot{Q}_H zur zugeführten Brennstoffleistung \dot{Q}_B :

$$(A4.1) \quad \eta_K = \frac{\dot{Q}_H}{\dot{Q}_B}$$

- **Nutzungsgrad Kessel**

Der Nutzungsgrad η beschreibt das Verhältnis zwischen bereitgestellter Wärmemenge Q_H und zugeführter Brennstoffenergiemenge Q_B über einen bestimmten Zeitraum, meist ein Jahr/eine Jahreszeit:

$$(A4.2) \quad \eta = \frac{Q_H}{Q_B}$$

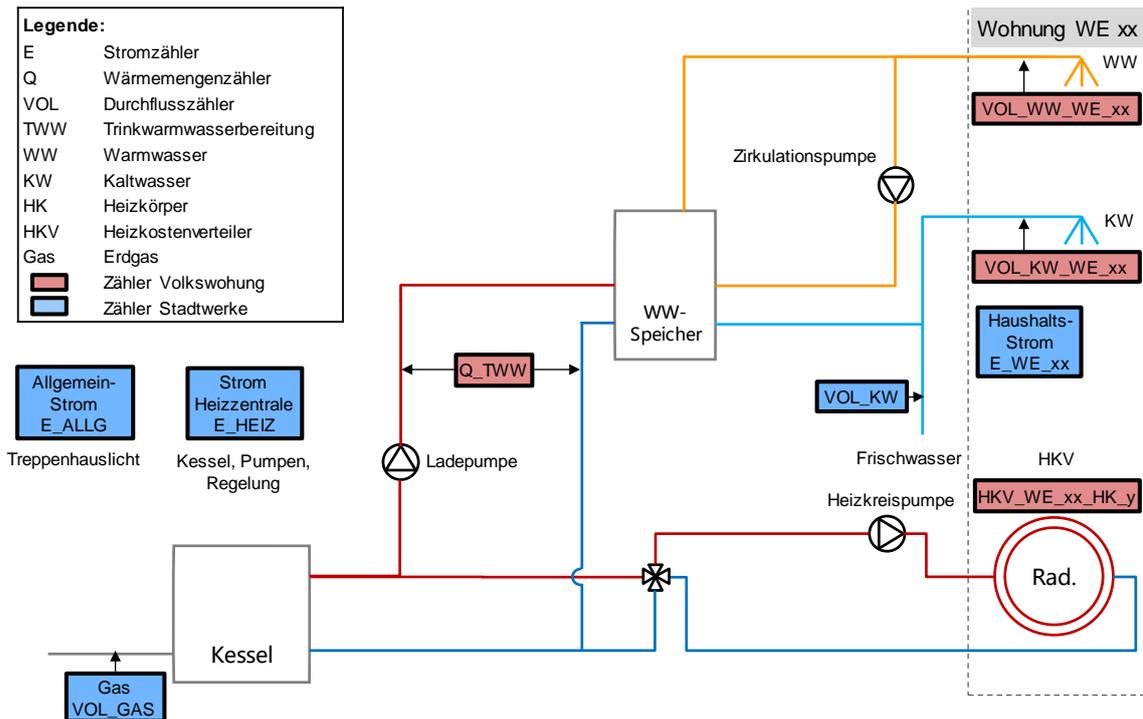


Abb. A4-1: Strangschemata Heizung Ersinger Str. 2 und bereits vorhandene Zähler zur Abrechnung

Erdgasverbrauch

Die vorhandenen Gaszähler der SW wurden durch neue speicherfähige Zähler mit MBus-Anschluss ersetzt (Abb. A4-2).



Abb. A4-2: Balngaszähler ,Itron ACD c G16' mit mechanischem Zählwerk und Zusatzmodul ,Cyble Mbus' zur Datenübertragung (Ausleseintervall: 1 Minute).

Heizkreis

Im Heizkreis wurden folgende Werte aufgezeichnet:

- Heizwassertemperaturen (VL/RL)
- Temperaturspreizungen
- Volumenstrom
- Zugeführte Wärmemenge

Trinkwarmwasser

Für den Trinkwarmwasserkreis wurden folgende Größen aufgezeichnet:

- Temperatur
Bereitgestellte Trinkwarmwassertemperatur über eine Temperaturmessung am Speicherausgang (im Vorlauf der TWW-Zirkulation)
- Dem TWW-Speicher zugeführte Wärmemenge
Temperatur- und Volumenstrommessung im Versorgungskreis des TWW-Speichers
- Tagesprofil für verschiedene Typ-Tage zur Charakterisierung der Speicherauslegung
Aufzeichnung über den zugeführten Volumenstrom Kaltwasser am Speicher
- Zirkulationsverluste

TWW-Speicher

Zur Bilanzierung des Speichers wurden folgende Werte gemessen:

- Zugeführte Wärmemenge
Temperatur- und Volumenstrommessung im Versorgungskreis
- Trinkwarmwasser-Zirkulationstemperatur
- Speicherverluste

Außentemperatur

Zum Vergleich der tatsächlich gefahrenen Heizkurve wurde die Außentemperatur mit einem T-Sensor am Gebäude gemessen. Mit diesen Daten können auch die Messdaten aus der Anlage in Rintheim (Mannheimer Str. 43) sowie Daten der Wetterstation der DWD in Rheinstetten verglichen werden.

Stromverbrauch

Für die Simulationen zur Planung des neuen Energiekonzepts sind gemessene Stromverbrauchsprofile der einzelnen Häuser wichtig (Mieterstrom, BHKW, etc.), um realistische Ergebnisse zu erhalten.

Jeder Hauseingang (drei Treppenhäuser pro Gebäude) hat eine eigene Hauptanschlussleitung. Deshalb ist die Messung des Stromverbrauchs eines Gesamtgebäudes über nur eine einzige Zugangsleitung nicht möglich. Aufgrund der freien Zugänglichkeit und aus Brandschutzgründen ist auch die Messung an den Hauptanschlussleitungen mit Messzangen nicht möglich. Die Stromkästen mit der Unterverteilung auf die Wohnungen befinden sich jeweils im Fahrradkeller; auch hier ist eine Messung mit Messzangen (aus Platzgründen) nicht möglich. Daher wurde – zunächst für das Gebäude Ersinger Str. 2 – in den drei Eingängen neben den vorhandenen Verteilerkästen jeweils ein neuer Zählerkasten mit einem MBus-fähigen Lastgangzähler installiert (Abb. A4-3). Diese Zähler wurden zunächst zur IST-Aufnahme des Stromverbrauchsgangs (Haushaltsstrom, Allgemeinstrom) jedes Hauseingangs genützt und sollen für den späteren Betrieb als Smart-Meter eingesetzt werden.



Abb. A4-3: Elektronischer Lastgangzähler ‚Landis & Gyr E650‘ (Ausleseintervall: 15 Minuten)

Die Konfiguration der von INATECH zusätzlich in der Heizzentrale der Ersinger Str. 2 eingebauten Messstellen zeigt Abb. A4-4. Möglichst alle neu installierten Komponenten sollen auch für das spätere Monitoring verwendet werden können. Das hat den Vorteil, dass INATECH Erfahrungen mit den eingebauten Sensoren sammeln kann.

A4.1.2 Ergebnisse des Ist-Monitorings Ersinger Str. 2 bis Frühjahr 2019: Zusammenfassung

- Mittlerer Verbrauch der Ersinger Str. 2 (Verbrauchsdaten der Jahre 2015 bis 2017): Heizung **58,9 kWh_{th}/m²a** (temperaturbereinigt), TWW: **31,5 kWh_{th}/m²a**
- Mittlerer Warmwasserverbrauch in der Ersinger Str. 2 aus historischen Verbrauchsdaten der Jahre 2015 bis 2018: **353 l/m²a** (Wärmeinhalt pro Wasservolumen 89,6 kWh/m³, d.h. $\Delta T = 62$ K)
- Mittlerer Verteilnutzungsgrad des TWW (aus historischen Daten und gemessenen Zirkulationsverlusten): **65 % bis 72 %** (Messzeitraum 20.12.18 bis 28.02.19)
- Gemessener Kesselwirkungsgrad η_K von 85,8 % und mittlerer Tages-**Kesselnutzungsgrad η_d : 79,7 %** (Messzeiträume 28.11.18 -12.12.18 und 20.12.18 – 09.01.19)
- Heizgrenztemperatur auf Basis des Gaszählers (Wochen-Mittelwerte zwischen Oktober 2018 und April 2019) von **16 °C**; Wärmetransferkoeffizient des Gebäudes von **3,11 kW/K**.

Die ermittelten **TWW-Verbrauchsprofile** für verschiedene Typ-Tage weichen deutlich von aus Normen und aus der Literatur bekannten Profilen ab: Die Profile der Ersinger Str. 2 zeigen nicht den sonst zu erwartenden Morgenpeak. Im Gegensatz dazu zeigen die ermittelten **Strom-Verbrauchsprofile** eine sehr gute Übereinstimmung mit Standardprofilen.

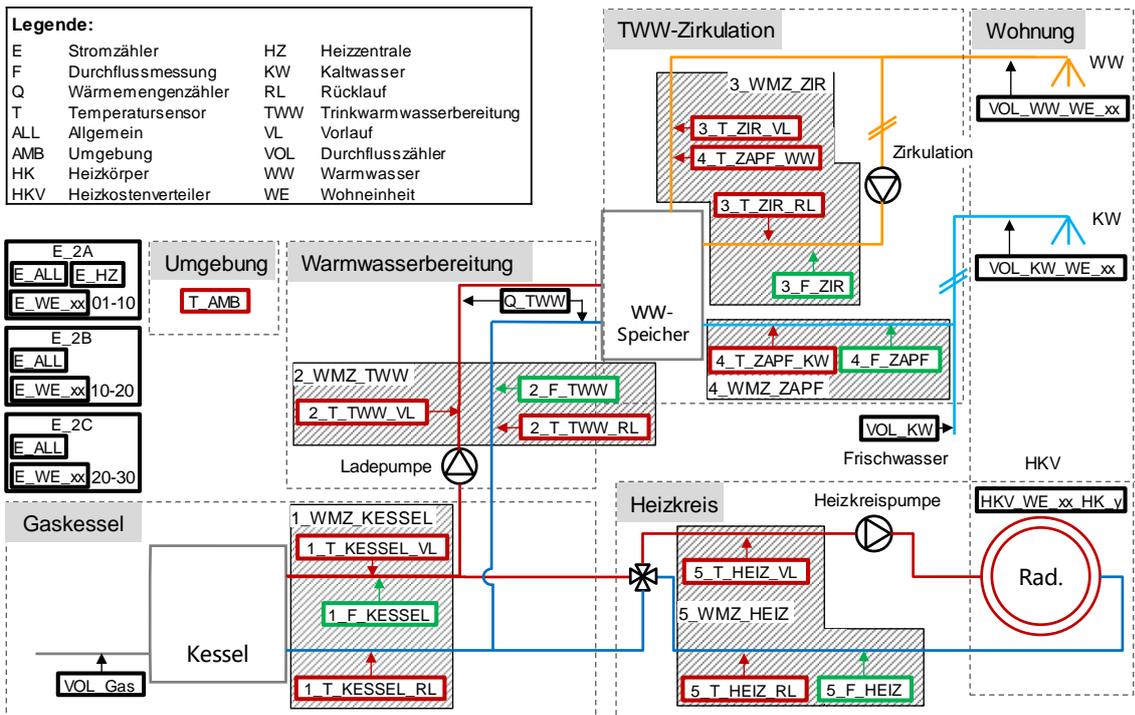


Abb. A4-4: INATECH-Messtellen (schraffiert) in der Heizzentrale Ersinger Str. 2.

Die praktischen Erfahrungen mit dem Einsatz der mobilen Messtechnik waren teilweise schwierig: z.T. gab es Platzprobleme beim Einbau, z.T. Messunsicherheiten durch das Anlegen von Messfüh- lern an gekrümmte Rohrleitungen sowie Drift von Sensoren über längere Zeitabschnitte. Dies macht es erforderlich, die gemessenen Daten sorgfältig zu überprüfen bzw. mit anderen Messun- gen (der vorhandenen geeichten Wärmemengenzähler) nachzuparametrieren.

A4.1.3 Messtechnische Evaluierung der Energieperformance im Ist-Zustand

Im Folgenden werden ausgewählte Ergebnisse des Ist-Monitorings der INATECH dargestellt. Die Ergebnisse wurden für die Simulation und Planung des Energiekonzepts (Fraunhofer ISE, KES) genutzt und können später zur Quantifizierung der erreichten Einsparungen herangezogen wer- den.

Kessel-Bilanzierung

Abb. A4-5 zeigt als Summe von bereitgestellter Wärmemenge und Wandlungsverlusten den täg- lichen Gasverbrauch (thermisch, heizwertbezogen) sowie die bereitgestellte Wärmemenge, den zugehörigen Tages-Kesselnutzungsgrad und die mittlere Außentemperatur.

Aus der Messung der Energiezufuhr (Erdgasheizwert) und der Wärmeabfuhr des Kessels über längere Messzeiten ergeben sich folgende Werte für den NT-Kessel in der Ersinger Str. 2 (Buderus, 130 kW_{th} Nennleistung, Baujahr 1994):

Kesselwirkungsgrad η_K : 85,8 %⁵¹
 Bereitschaftsverluste q_B : 2,7 %
 Kesselnutzungsgrad η_N : 79,7 %.

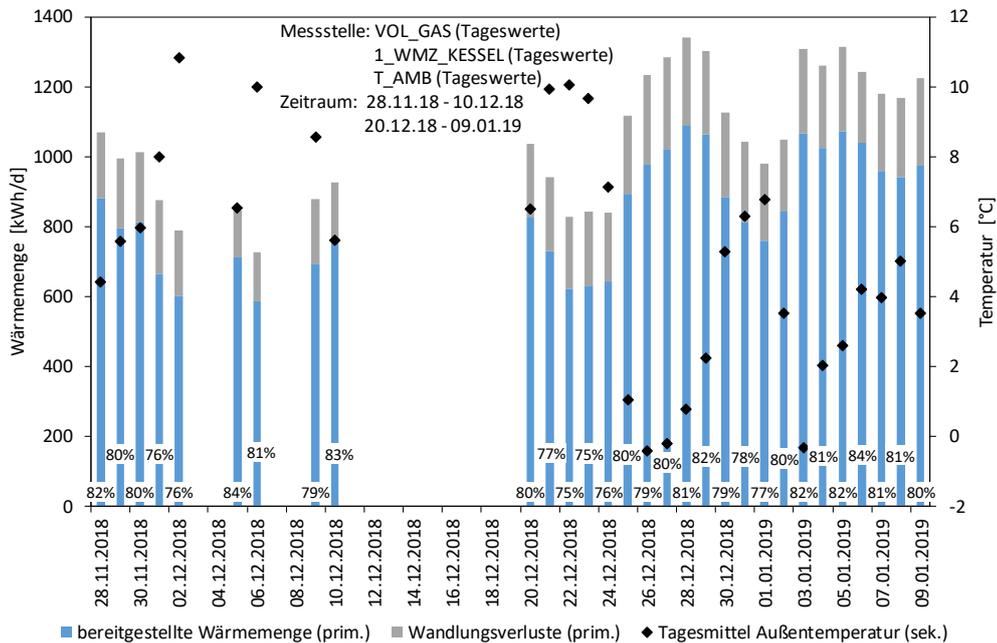


Abb. A4-5: Täglicher Gasverbrauch in der Ersinger Str. 2 als Summe der bereitgestellten Wärmemenge und der Wandlungsverluste, zugehöriger Tages-Kesselnutzungsgrad in Prozent und das Tagesmittel der Außentemperatur.

Zur Berechnung des Kessel-Nutzungsgrades, $\eta(h)$ als Funktion der Betriebsdauer h (h/a), mit dem Kessel-Wirkungsgrad η_K , den Betriebsbereitschaftsverlusten q_B und den Volllaststunden des Kessels, b , gibt VDI 2067 eine Formel vor:

$$(A4.3) \quad \eta(h) = \frac{\eta_K}{\left(\frac{h}{b} - 1\right) \cdot q_B + 1}$$

Betrachtet man die durchgehende Messperiode von 20.12.2018 - 9.1.2019 in Abb. A4-5, so wurden vom Kessel (130 kW Nennleistung) über den Zeitraum von $h = 480$ Stunden 21.000 kWh_{th} an Nutzwärme erzeugt, was $b = 162$ Volllastbenutzungsstunden entspricht (die ‚Kesselbelastung‘, $B = b/h$, liegt also bei 34 %). Setzt man diese Werte in die Formel (A4.3) ein, so resultiert ein Nutzungsgrad von $\eta_N = 0,797$, was den von INATECH (für diesen Zeitraum) gemessenen Wert exakt bestätigt. Über das ganze Jahr ergibt sich die Kesselbelastung aus den Volllastbenutzungsstunden, die mit dem überdimensionierten Kessel, 130 kW_{th}, bei 1.430 Stunden liegen, d.h. die Jahres-Kesselbelastung beträgt $B = 1.430/8.760 = 16 \%$.

Formel (A4.3) ergibt dann folgende Grafik:

⁵¹ Nach EU-Wirkungsgradrichtlinie sollte der Kesselwirkungsgrad von NT-Gaskesseln im Leistungsbereich von 100 kW bei 90 % liegen /Recknagel 2015/. Die Bereitschaftsverluste moderner Kessel liegen bei ca. 1,5 bis 2 %.

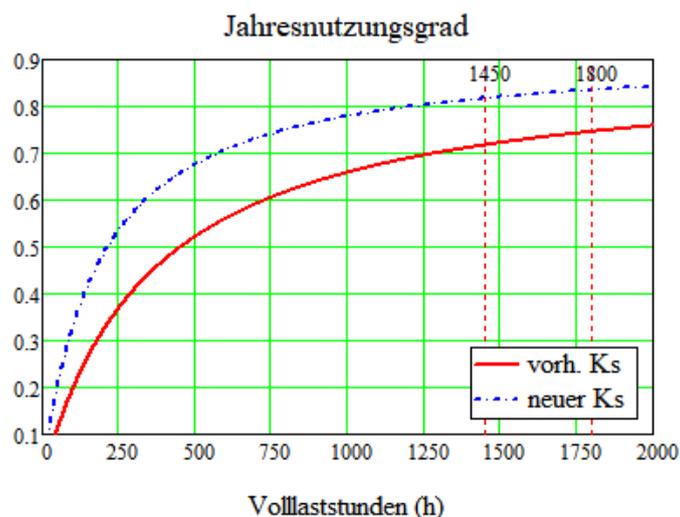


Abb. A4-6: Kesselnutzungsgrad nach Formel (A4.3) mit den o.g. Messdaten für η_K und q_B als Funktion der Volllastbenutzungsstunden b . Der Wert für den Kessel in der Ersinger Str. 2 (vertikale Linie: $b = 1.450$ h/a) ist eingetragen: Jahresnutzungsgrad $\eta_N \approx 72$ %. Zum Vergleich: Nutzungsgrad eines korrekt dimensionierten neuen Kessels ($\eta_K = 90$ %, $q_B = 2$ %, 1.800 Volllastbenutzungsstunden: $\eta_N \approx 84$ %⁵²).

Demnach läge der Jahresnutzungsgrad des Kessels in der Ersinger Str. 2 bei $\eta_N \approx 72$ %. Da die Kessel in den anderen vier MFH noch höher überdimensioniert sind (die Volllastbenutzungsstunden des Kessels in der Ersinger Str. 5, 225 kW_{th}, liegen bei 1.000 h/a), sind dort noch schlechtere Jahresnutzungsgrade zu erwarten (im Bereich von 66 bis 72 %). Dies würde bedeuten, dass die im Abschnitt A1 (mit $\eta_N = 79,7$ %) berechneten Werte für den Heizenergieverbrauch auf ca. 50 kWh_{th}/m² reduziert werden müssten⁵³.

Mit Hilfe der abrechnungsrelevanten Zähler (Gas- und Wärmemengenzähler) wurde ein Kesselnutzungsgrad für die TWW-Bereitung bestimmt. Da in der Ersinger Str. 2 jeweils nur ein Wärmemengenzähler für die TWW-Bereitung (und kein WMZ im Heizkreis) vorhanden ist und dieser nur monatliche Werte speichert, wurde der Kesselnutzungsgrad zur TWW-Bereitung anhand der Sommermonate (Juni, Juli und August) mit mittleren Temperaturen über 20 °C bestimmt. Für die Ersinger Str. 2 ergab sich damit ein mittlerer Kesselnutzungsgrad zur TWW-Bereitung von 70,4 % und für die Ersinger Str. 3 (Vaillant, 160 kW_{th}, Baujahr 2015) von 78,4 %.

Heizgrenztemperatur

Die Bestimmung der Heizgrenztemperatur erfolgt durch Auftragung des Verbrauchs als mittlere Leistung über der mittleren Außentemperatur über einen vorgegebenen Zeitraum, z.B. 24 Stunden. Da nur wenige Messwerte des Heizkessel-Wärmemengenzählers zur Verfügung stehen, wird zur Bestimmung der Heizgrenztemperatur die mittlere Feuerungsleistung aus dem Gasverbrauch (Endenergiezähler, heizwertbezogen) gebildet. Aus diesen Messpunkten werden Regressionsgeraden für die Heizlaststeigung und der Grundlast bestimmt. Hierzu ist festzulegen, welche Messpunkte in die jeweilige Auswertung einbezogen werden: Die Heizlaststeigung wird aus den Messpunkten mit einer mittleren Außentemperatur kleiner 14 °C und die Grundlast aus Messpunkten größer 18 °C ermittelt. Messpunkte dazwischen bleiben bei dieser Auswertung unberücksichtigt.

⁵² Ein BWT-Kessel läge bei $\eta_N > 90$ %.

⁵³ Dies wäre auch konsistent mit der HGt-Berechnung nach Abschnitt A1.1.2: aus dem berechneten Nennleistungsbedarf von 65 kW_{th} und der Volllast-Benutzungsstundenzahl nach Formel (A1.3-2) von 1.716 h/a ergibt sich ein Jahresheizenergiebedarf des Gebäudes Ersinger Str. 2 von $q_{Hz} = 51,1$ kWh_{th}/m².

Würden diese Punkte zur Ermittlung der Regressionsgerade berücksichtigt, würde sich die Heizgrenze erhöhen und die Steigung der Ausgleichsgerade reduzieren. Um die Trägheit des Gebäudes (Zeitkonstante mehrere Tage) herauszumitteln, erfolgt die Mittelwertbildung über 1 Woche. Dies ergibt folgende Grafiken (Ersinger Str. 2: Abb. A4-7 und Ersinger Str. 3: Abb. A4-8).

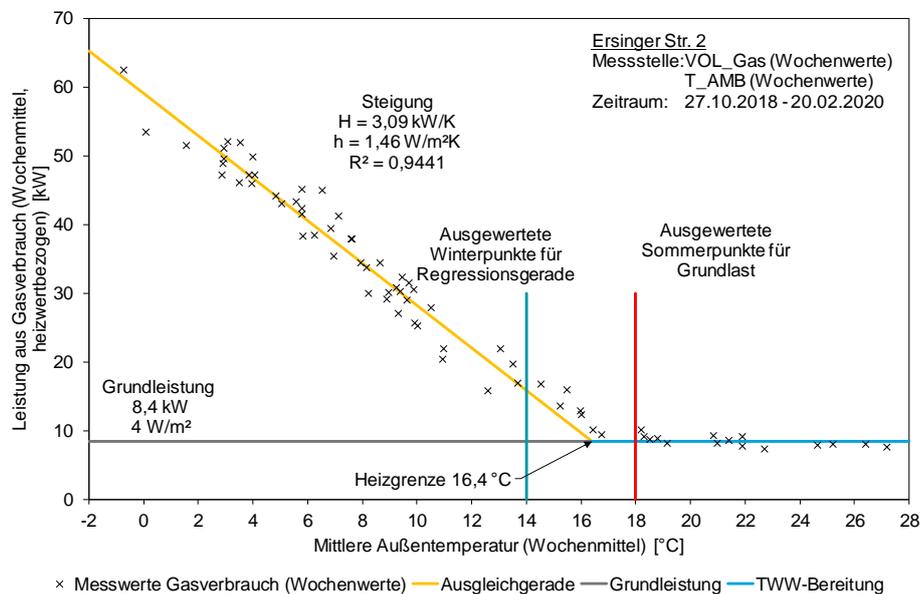


Abb. A4-7: Ersinger Str. 2: Gebäudeanalyse auf Basis der Messwerte des Gaszählers (Wochenwerte).

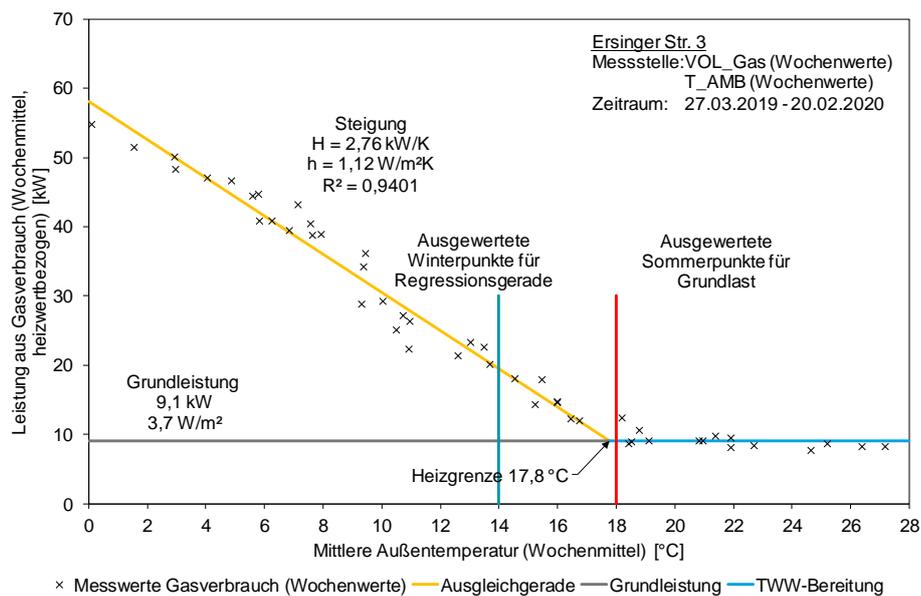


Abb. A4-8: Ersinger Str. 3: Gebäudeanalyse auf Basis der Messwerte des Gaszählers (Wochenwerte).

Die Ausgleichsgerade führt auf eine Heizgrenze der Gebäude von $T_{HG,ERS2} = 16,4 \text{ °C}$ in der Ersinger Str. 2 bzw. $T_{HG,ERS3} = 17,8 \text{ °C}$ in der Ersinger Str. 3 und auf eine Steigung der Geraden von $H_{ERS2} = 3.090 \text{ W/K}$ bzw. $H_{ERS3} = 2.759 \text{ W/K}$ ⁵⁴.

Die bekannte Formel für den stationären Wärmeverlust eines Gebäudes mit der Hüllfläche A_H (m^2), dem mittleren U-Wert U_m ($\text{W}/\text{m}^2 \cdot \text{K}$), dem Lüftungsvolumen V_L (m^3) und der Luftwechselrate n_L (h^{-1}),

⁵⁴ Hierbei ist zu beachten, dass in der Ersinger Str. 3 weniger Messwerte in der Heizperiode vorliegen und die gemessene Heizperiode sehr mild verlief.

$$(A4.) \quad Q(T_a) = (U_m \cdot A_H + c_L \cdot n_L \cdot V_L) \cdot (T_{HG} - T_a) \quad (W)$$

mit der Wärmekapazität der Luft, $c_L = 0,34 \text{ Wh/m}^3 \cdot K$, beschreibt gerade die in Abb. A4-7 und Abb. A4-8 gezeigte Gerade, deren gemessene Steigung gleich H ist: $H = U_m \cdot A_H + c_L \cdot n_L \cdot V_L$. Daraus kann die Luftwechselrate des Gebäudes bestimmt werden:

$$(A4.) \quad n_L = \frac{H - U_m \cdot A_H}{c_L \cdot V_L} \quad (h^{-1})$$

Mit den bekannten Werten der Gebäude ergibt sich eine Luftwechselrate von $n_{L,ERS2} = 0,99 \text{ h}^{-1}$ bzw. $n_{L,ERS3} = 0,62 \text{ h}^{-1}$, ein Wert, der vor allem in der Ersinger Str. 2 relativ hoch liegt. In der Planung wird meist mit einem Wert von $n_L = 0,60 \text{ h}^{-1}$ kalkuliert; der Mindest-Luftwechsel (aus hygienischen Gründen) liegt bei $0,40 \text{ h}^{-1}$.

Heizkurve

Im Hinblick auf den Wärmepumpeneinsatz ist es wichtig, zu wissen, welche Heizkurven mit dem installierten System von Heizkörpern gefahren werden können bzw. derzeit gefahren werden. Die im Winter 2019 gemessenen Heizkurven (Abb. A4-9) sehen aus Sicht einer Wärmepumpe ungünstig aus. Diese Kurven entsprechen den derzeitigen Reglereinstellungen. Dies besagt nicht, dass genau diese Heizkurven wirklich notwendig sind. Die Rechnungen des Fachplaners aufgrund der Heizkörper-Erfassung in der Ersinger Str. 2 deuten eher auf eine (ursprüngliche) Auslegung (bzw. auf eine korrektere Betriebsweise) mit 70/50 hin, die bei Austausch der ‚Engpass-Heizkörper‘ sogar auf 65/50 reduziert werden könnte. Zusammen mit dem SL-Kessel, der unterhalb von ca. $0 \text{ }^\circ\text{C}$ die ‚Restaufheizung‘ liefert, würde dies deutlich günstigere Leistungszahlen der Wärmepumpe erwarten lassen.

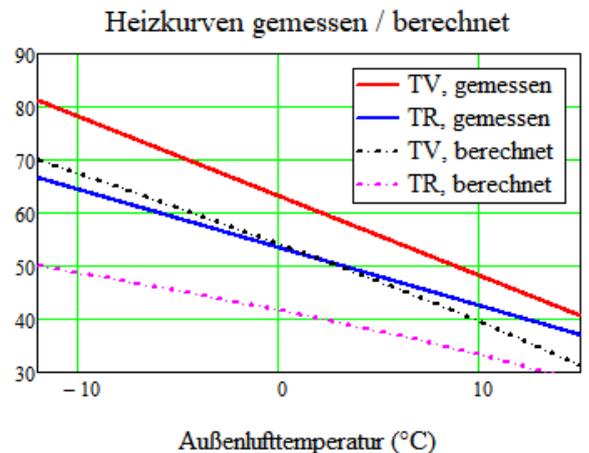
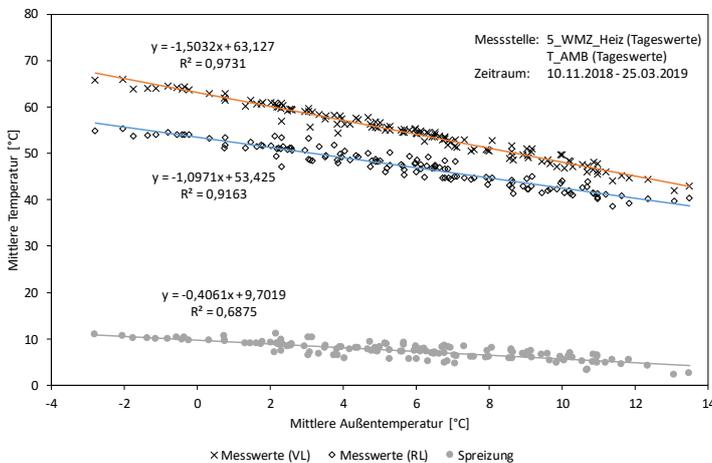


Abb. A4-9: Mittlere Vor- und Rücklauftemperaturen sowie Spreizung in Abhängigkeit der Außentemperatur (Heizkurve):
linkes Bild: Messpunkte mit Ausgleichsgeraden (bei Außentemperaturen zwischen 14 und $-3 \text{ }^\circ\text{C}$)
rechtes Bild: Vergleich der gemessenen Heizkurven (Geraden aus dem linken Bild) mit berechneten Heizkurven entsprechend einer Nenn-Spreizung von $70/50$ (ursprüngliche Heizkörper-Auslegung).

TWW-Bereitstellung

Nachfolgend ist in Abb. A4-10 die monatlich bereitgestellte Wärmemenge zur Warmwasserbereitung von Oktober 2014 bis Dezember 2018 in der Ersinger Str. 2 dargestellt.

Der zugehörige Wärmemengenzähler der Volkswohnung sitzt vor dem TWW-Speicher, d.h. die gemessene Wärmemenge enthält Speicher- und Zirkulationsverluste. Die mittlere bereitgestellte Wärmemenge schwankt im Jahresverlauf zwischen 3.800 kWh/Monat im August und 6.500 kWh/Monat im Januar.⁵⁵ Der mittlere Jahresverbrauch liegt bei 66,0 MWh, mit einer Schwankungsbreite der Jahreswerte in den letzten 4 Jahren von $\pm 3\%$ (30,2 bis 32,3 kWh_{th}/m²).

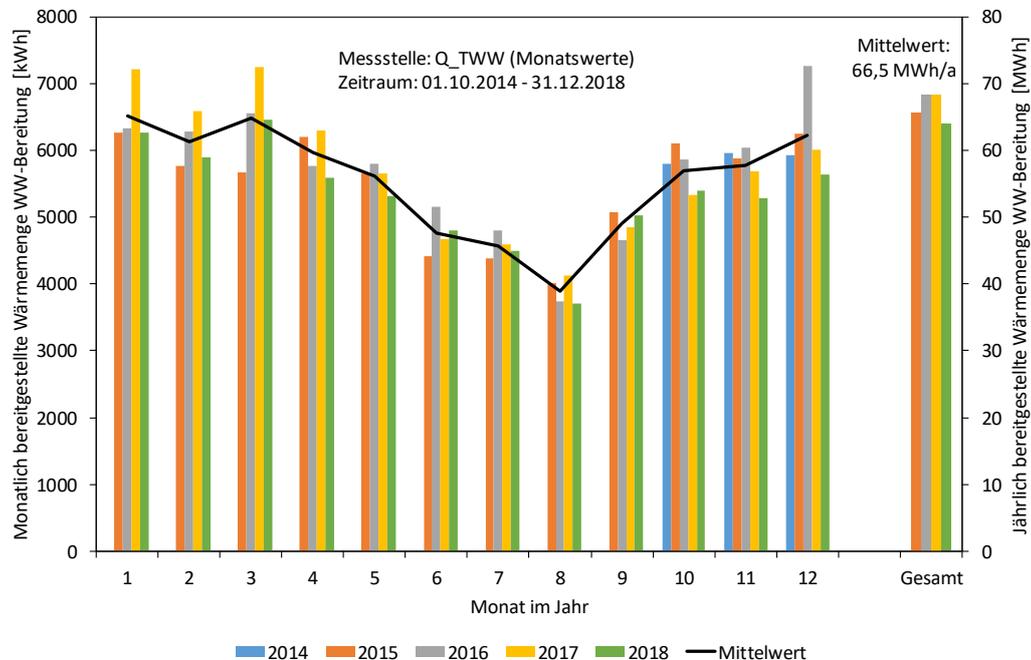


Abb. A4-10: Monatlich und jährlich bereitgestellte Wärmemenge zur TWW-Bereitung in der Ersinger Str. 2.

Um die jahreszeitliche Schwankung genauer zu untersuchen, ist in Abb. A4-11 die monatlich bereitgestellte Wärmemenge in Abhängigkeit von der mittleren Außentemperatur aufgetragen. Diese TWW-Wärmemenge nimmt mit zunehmender Außentemperatur ab. Diese Aussage wird dadurch etwas verfälscht, weil im Ferienmonat August weniger Mieter im Gebäude anwesend sein dürften – was aber nicht beziffert werden kann. Die Messwerte im August (rot markiert) wurden demnach aus dieser Betrachtung ausgeklammert.

⁵⁵ Die TWW-Verbräuche sind erfahrungsgemäß bei allen MFH der Volkswohnung im August deutlich niedriger als in allen anderen Monaten (Kern-Ferienzeit in Baden-Württemberg).

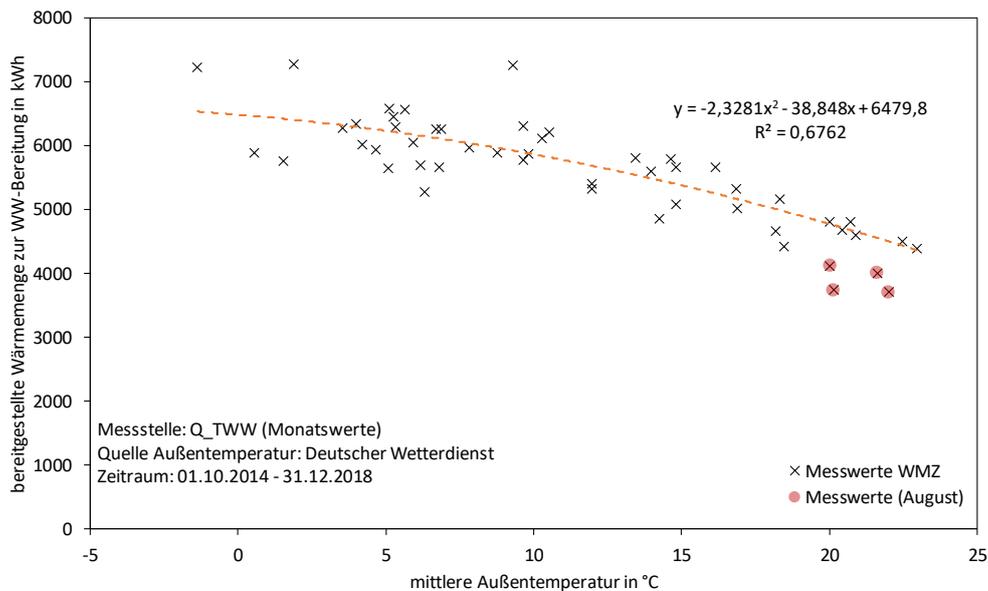


Abb. A4-11: Abhängigkeit der in der Ersinger Str. 2 bereitgestellten Wärmemenge zur TWW-Bereitung ($\text{kWh}_{\text{th}}/\text{Monat}$) vom Monatsmittel der Außentemperatur.

Bei der TWW-Analyse geht es einerseits um die Jahres- bzw. Monatsverbräuche, mit denen die weiter unten angegebenen Tagesganglinien ‚geeicht‘ werden, andererseits um die realen Temperaturen und die erforderliche Leistung zur Deckung des TWW-Bedarfs im Tagesverlauf sowie um die Frage, ob die vorhandene Speicherkapazität angemessen ist. Die Messergebnisse sind in Tab. A4-1 aufgelistet. Die Messungen erfolgten in den Zeiträumen 27.10.2019 – 19.11.2019 und 20.12.2019 – 11.02.2019 in der Ersinger Str. 2 sowie im Zeitraum 27.03.2019 – 21.02.2020 in der Ersinger Str. 3.

Tab. A4-1: Gemessene Eckzahlen der TWW-Bereitstellung.

	Ersinger Str. 2		Ersinger Str. 3	
Speichervolumen	750	l	800	l
mittlere Tagesleistung	9,5	kW	7,2	kW
mittlere Ladeleistung	21,4	kW	12,4	kW
Ladevorgänge pro Tag	17,6		8,9	
Ladedauer pro Tag	10,9	h	14,0	h
Ladedauer pro Ladung	45,1	min	99,9	min
mittlerer Volumenstrom während Ladung	3,1	m^3/h	4,9	m^3/h
mittlere Vorlauftemperatur während Ladung	66,7	$^{\circ}\text{C}$	65,2	$^{\circ}\text{C}$
mittlere Rücklauftemperatur während Ladung	61,1	$^{\circ}\text{C}$	63,0	$^{\circ}\text{C}$
Speicherkapazität ($\Delta T \approx 65 - 12 = 53 \text{ K}$)	47	kWh_{th}	49	kWh_{th}

Der mittlere Tagesverbrauch einschließlich Verteilungsverlusten liegt bei ca. $200 \text{ kWh}_{\text{th}}/\text{d}$. Demnach hätten die vorhandenen Wärmespeicher theoretisch eine ausreichende Kapazität, um mit (nur) vier Nachladungen pro Tag auszukommen. Die Anzahl der tatsächlichen Ladungsvorgänge liegt bei 8 bis 18. Dies bewirkt, zumindest in der Übergangszeit und im Sommer, eine Verschlechterung des Nutzungsgrades durch (zu) häufige Startvorgänge des Kessels.

Die hohe Ladedauer pro Ladung in der Ersinger Str. 3 bzw. der große Unterschied in den mittleren Ladeleistungen der Ers. Str. 2 und 3 deuten für die Ers. Str. 3 auf eine zu kleine Auslegung des

internen Wärmeübertragers und eine nicht optimale Laderegelung hin. Die gemessenen Spreizungen zwischen Lade-Vor- und Rücklauf der Zirkulation sind mit 5 K bzw. 2 K sehr gering.

Abb. A4-12 und Abb. A4-13 zeigen gemessene Tagesprofile der Speicherladung aus dem Heizkessel. In der Ersinger Str. 2 (Abb. A4-12) ist eine voreingestellte Nachtabschaltung der Ladung zwischen 23:30 Uhr 03:30 Uhr an Werktagen zu erkennen. An Samstagen beginnt die Ladung erst um 04:30 Uhr und an Sonntagen um 05:30 Uhr. Während dieser Nachtabschaltung wird dem Speicher keine Energie zugeführt und der Wasserinhalt im TWW-Ladekreis kühlt ab.

In der Ersinger Str. 3 (Abb. A4-13) ist keine Nachtabschaltung der TWW-Bereitung eingestellt und es liegt offenbar eine andere Regler-Einstellung vor (niedrigere Schalt-Temperatur bzw. niedrigere Höhe des Temperatursensors), was die Schalthäufigkeit des Kessels in etwa halbiert. Da die Schalthäufigkeit auch Einfluss auf den Nutzungsgrad hat, kann man hieran sehen, dass bei den bestehenden Anlagen Optimierungsbedarf bestünde, falls diese so weiterbetrieben würden.

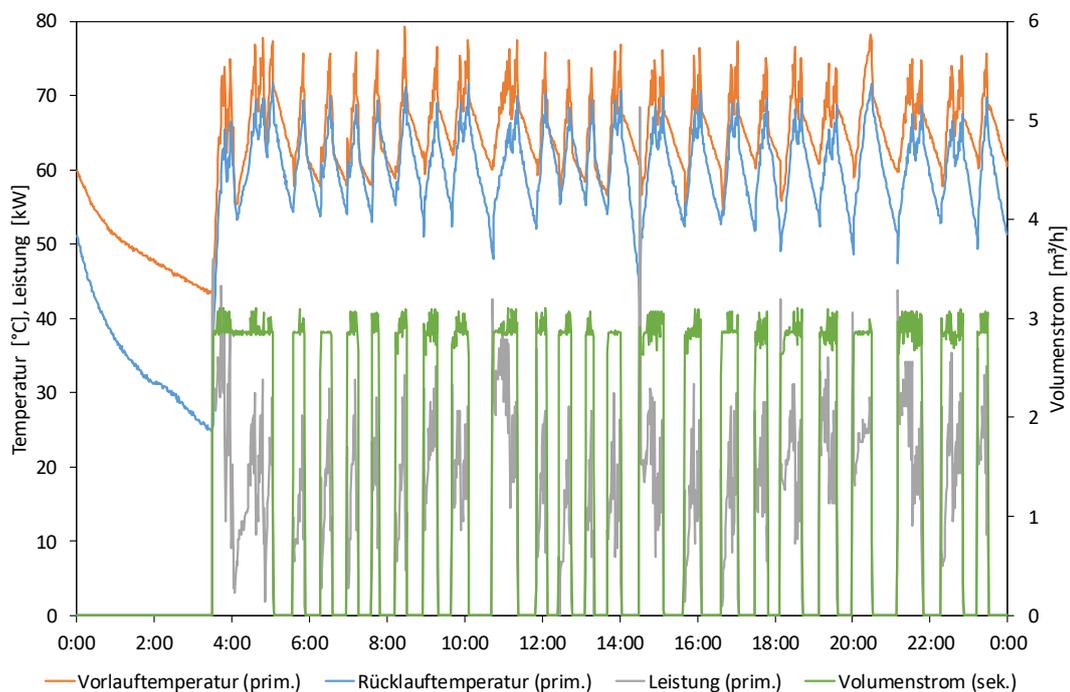


Abb. A4-12: Ersinger Str. 2: Vor- und Rücklauftemperatur, Leistung und Volumenstrom im Tagesverlauf zur TWW-Ladung am 20.12.2018.

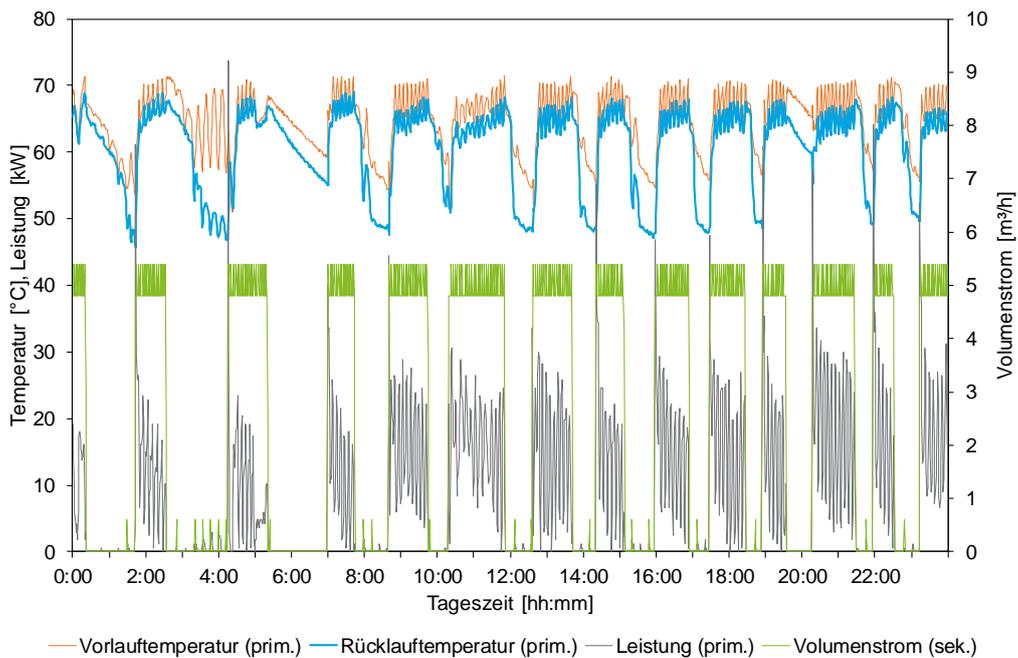


Abb. A4-13: Ersinger Str. 3: Vor- und Rücklauftemperatur, Leistung und Volumenstrom im Tagesverlauf zur TWW-Ladung am 19.12.2019.

Zur Überprüfung der vorhandenen Speicher wird im Folgenden eine Auslegung der Bedarfskennzahl N für Wohngebäude nach /DIN 4708-2/ durchgeführt. Die Leistungszahl N_L des vorhandenen Speichers muss mindestens so groß wie die Bedarfskennzahl N sein. In der Norm wird eine „Einheitswohnung“ definiert und der Bedarfskennzahl $N = 1$ zugeordnet. Die zu bestimmende Bedarfskennzahl besagt, dass der TWW-Bedarf des berechneten Gebäudes dem N -fachen Bedarf einer Einheitswohnung entspricht. Die Einheitswohnung besteht aus 4 Zimmern, in denen drei bis vier Personen wohnen (Belegungszahl 3,5). Als anzurechnende Zapfstelle hat sie eine Normalbadewanne NB 1 (Zapfstellenbedarf 5.820 Wh). Somit ergibt sich ein Energiebedarf zur TWW-Bereitung von $3,5 \cdot 5.820 \text{ Wh} = 20,37 \text{ kWh}$. Mit der o.g. Zimmerverteilung (Ersinger Str. 2: 30 Drei-Zimmer-Wohnungen und Ersinger Str. 3: 30 Zwei-Zimmer-Wohnungen und 10 Vier-Zimmer-Wohnungen) sowie ebenfalls einer Normalbadewanne NB 1 als anzurechnende Zapfstelle ergeben sich Bedarfskennzahlen von $N_{ERS2} = 23,1$ in der Ersinger Str. 2 und $N_{ERS3} = 27,1$ in der Ersinger Str. 3.

Auf dem Typenschild des Speichers in der Ersinger Str. 2 ist eine Leistungszahl $N_L = 31,0$ angegeben. Für den derzeitigen Betrieb mit einem Gaskessel ist der Speicher demnach nach /DIN 4708-2/ ausreichend dimensioniert. Auf dem Typenschild des Speichers in der Ersinger Str. 3 fehlt die Angabe einer Leistungszahl, es kann aber davon ausgegangen werden, dass die Auslegung ebenfalls nach /DIN 4708-2/ erfolgte und der Speicher für den Betrieb mit Gaskessel ausreichend dimensioniert ist.

Im Zuge der Ist-Messung konnten wir nicht auf den Temperatursensor im Speicher (Parameter zur TWW-Bereitung) zugreifen. Eine genaue Aussage über die Regelstrategie der Speicher ist daher nicht möglich. Jedoch lässt sich feststellen (auch aus Erfahrungen anderer Projekte), dass eine Überwachung der Schichtung und damit der Regelstrategie mit nur einem Temperatursensor im Speicher nicht möglich ist. Im zukünftigen Monitoring-Konzept sollen daher mindestens drei (besser fünf) Temperatursensoren pro Speicher vorgesehen werden.

Das für Heizkessel gültige Auslegungs- und Dimensionierungsverfahren nach /DIN 4708-2/ kann bei Wärmepumpensystemen in der Regel nicht angewendet werden, da die Leistungszahl der

Speicher für die im Wärmepumpenbetrieb verwendeten Vorlauftemperaturen kaum zur Verfügung steht. Daher ist es sinnvoll, die Auslegung über den Wärmebedarf durchzuführen. Dabei sind mehrere, sich gegenseitig beeinflussende, Faktoren zu beachten:

- der Tagesbedarf
- der Spitzenbedarf
- zu erwartende Verluste
- die zur Verfügung stehende Heizleistung zum Nachheizen des Trinkwarmwasserspeichers

Um den TWW-Bedarf zu decken, muss während der Bezugsperiode Heizleistung oder gespeichertes Trinkwarmwasser zur Verfügung stehen. Für die Auslegung müssen zunächst der maximale tägliche Warmwasserbedarf und das entsprechende Verbrauchsverhalten ermittelt werden. Für diese Ermittlung können neben realen Verbrauchswerten auch durchschnittliche Zapfprofile verwendet werden. Diese sind in der /DIN EN 15450/ exemplarisch für drei Nutzergruppen dargestellt und können individuell erweitert werden. Aus dem Lastprofil heraus wird die Periode mit dem größten Leistungsbedarf ermittelt. Aus diesem Leistungsbedarf ergibt sich dann die Speichergröße.

Zur überschlägigen Auslegung des benötigten neuen Speichers in der Ersinger Str. 2, wo eine Wärmepumpe eingebaut wird, wird das durchschnittliche Zapfprofil einer Familie (ohne Baden, 100 Liter bei 60 °C) nach /DIN EN 15450/ ausgewählt. Für die Anlage ergibt sich damit ein gesamter Energiebedarf während der Bezugsperiode von 1 Std. am Abend von 67,2 kWh, was einer erforderlichen Trinkwarmwassermenge von 1.156 l entspricht. Mit einem Zuschlag für nicht nutzbares Speichervolumen aufgrund Durchmischung von 15 % ergibt sich ein minimales Speichervolumen von 1.329 l. Das zeigt, dass für die geplante Wärmepumpe in der Ersinger Str. 2 das vorhandene Speichervolumen von 750 l nicht ausreicht, so dass hier ein neuer Speicher eingesetzt werden muss (was aufgrund der Betriebsphilosophie, s. Abschnitt A2.4.2, ohnehin erforderlich ist).

Für den Einsatz einer Wärmepumpe sind außerdem Speicher mit guter Temperaturschichtung wichtig, um das ΔT und damit die Speicherkapazität sowie die Spreizung zwischen Lade-Vor- und Rücklauf zu erhöhen. Dies muss für die Speicherwahl und die künftige Regelung ebenfalls berücksichtigt werden.

Die TWW-Zirkulation wurde mit einem Wärmemengenzähler zwischen TWW-Vorlauf und Zirkulationsrückleitung erfaßt. Der Zirkulationsdurchfluß in der Ersinger Str. 2 liegt im Mittel bei 0,42 m³/h, mit Zirkulationsverlusten von ca. 45 kWh/d, in der Ersinger Str. 3 bei 0,38 m³/h und 66,6 kWh/d. Dazu kommen noch Speicherverluste von etwa 5,7 kWh/d (berechnet). Somit entstehen in der Ersinger Str. 2 (relativ geringe) Vorhalteverluste von insgesamt **ca. 25 %**. In der Ersinger Str. 3 liegen diese mit **etwa 45 %** deutlich höher.

A4.1.4 Verbrauchsprofile

(a) Trinkwarmwasser-Profile

Aufgrund von Problemen bei der Messung mit Clamp-On-Wärmemengenzählern in der Ersinger Str. 2 und durch das Vorhandensein eines ungenutzten Messstellenplatzes wurde im Zuge der Messung in der Ersinger Str. 3 im Juli 2019 ein fest installierter Wasserzähler im Kaltwasserzulauf eingebaut (s. Abb. A4-14). Die Daten werden minütlich per MBus an die Messwerterfassung übertragen.



Abb. A4-14: Wasserzähler ‚Sensus 420‘ mit MBus-Zusatzmodul ‚HRI-B4‘ zur Datenübertragung (Ausleseintervall: 1 Minute)

Um die grundsätzliche Eignung der Clamp-On-Wärmemengenzähler zur Bestimmung von Zapfprofilen zu verifizieren, wurde zusätzlich zum Wasserzähler im Kaltwasserzulauf ein Clamp-On-WMZ installiert. Der Vergleich der ermittelten Zapfprofile ergab, dass der grundsätzliche Verlauf bei beiden Messgeräten übereinstimmte. Es wurde jedoch ein Offset im Clamp-On-WMZ festgestellt. Daher können die ermittelten Zapfprofile in der Ersinger Str. 2, welche sich stark von denen in der Ersinger Str. 3 unterscheiden, nicht verifiziert werden. Für weitere Betrachtungen werden diese daher nicht verwendet und es wird auf die Zapfprofile, welche mit dem Wasserzähler ermittelt wurden, zurückgegriffen. Diese Zapfprofile der verschiedenen Typ-Tage (Werktag, Samstag, Sonntag) in der Ersinger Str. 3 sind in Abb. A4-15 dargestellt.

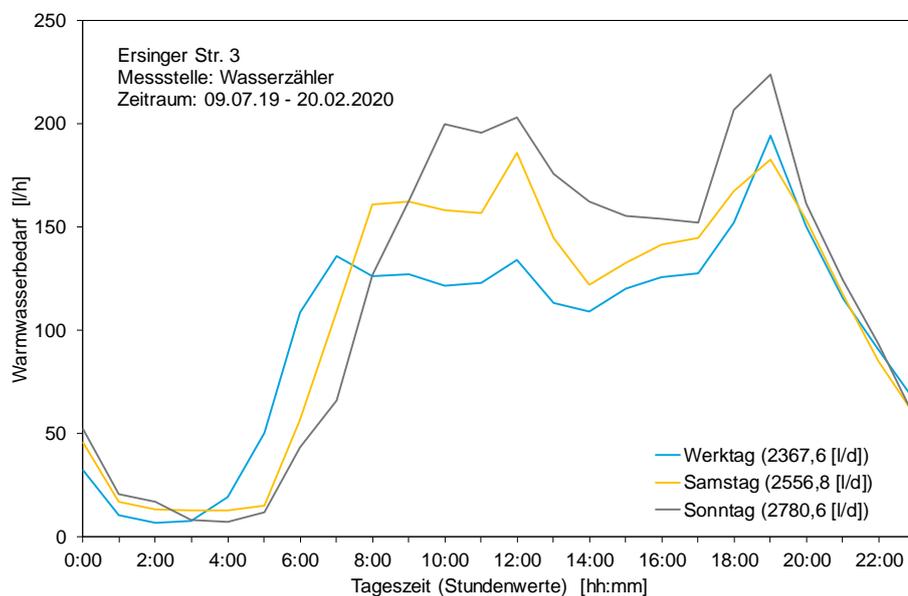


Abb. A4-15: Zapfprofil Warmwasser auf Basis von Stunden-Mittelwerten für verschiedene Typ-Tage in der Ersinger Str. 3.

Allgemein zeigen die TWW-Profile der Ersinger Str. 3, anders als in der Ersinger Str. 2, nachts den typischen sehr geringen Verbrauch und einen ebenso typischen Anstieg in den Morgenstunden, sowie mittags und abends die ebenfalls typischen Verbrauchspeaks, wobei die Tagesganglinien für Samstag und Sonntag sehr ähnlich aussehen (Typganglinien aus der Literatur zeigen hier größere Unterschiede).

Zur weiteren Analyse werden die gemessenen Typ-Tage mit Literaturwerten verglichen. Neben den beiden Richtlinien /VDI 4655/ und /VDI 6002, Blatt1/, welche Tagesprofile des Warmwasserbedarfs enthalten, wurden mit Hilfe der Programme /synPRO/ und /DHWcalc/ synthetische Warmwasserprofile erstellt. Da der Warmwasserverbrauch, neben den in Abb. A4-15 gezeigten Unterschieden im Wochenverlauf, auch jahreszeitlichen Schwankungen unterliegt, wird der Vergleich mit Literaturwerten für die Sommer- und Wintermonate sowie für die Übergangszeit durchgeführt. Im Folgenden ist beispielhaft der Vergleich des Typ-Tages ‚Werktag‘ in der Übergangszeit (September bis November) dargestellt (vgl. Abb. A4-16). Dazu werden die normierten Standardprofile mit dem mittleren Tagesverbrauch multipliziert, sodass alle Profile einen identischen Gesamtverbrauch aufweisen.

Die Warmwasserprofile in der Richtlinie /VDI 6002/ wurden von der ZfS – Rationelle Energietechnik GmbH auf Basis von Verbrauchsmessungen erstellt, die im Rahmen des Programmes ‚Solarthermie 2000‘ durchgeführt wurden. Es sind Stundenwerte für die Kategorien Werktag, Samstag und Sonntag angegeben. Hier wurde das Profil ‚Werktag‘ ausgewählt.

In der Richtlinie /VDI 4655/ sind jeweils 10 Referenzlastprofile für Ein- und Mehrfamilienhäuser angegeben. Hier wird zwischen Werktag und Sonntag unterschieden. Außerdem erfolgt eine weitere jahreszeitliche (Sommer, Winter oder Übergangszeit) und wetterbedingte (heiter oder wolkig) Unterteilung. Die Grundlage der Richtlinie sind gemessene Wärme-, Strom- und Warmwasserverbräuche von fünf Ein- und drei Mehrfamilienhäusern,⁵⁶ aus denen die Referenzlastprofile für die Typtagkategorien erstellt wurden. Die Tagesprofile liegen hier in 15-minütigen Intervallen vor. Zum Vergleich mit dem gemessenen Profil wurde ein Mittelwert zwischen den beiden Kategorien Übergangszeit-Werktag-Bewölkt (ÜWB) und Übergangszeit-Werktag-Heiter (ÜWH) gebildet und auf Stundenintervalle hochgerechnet.

Für die Systemsimulation wurden vom Fraunhofer ISE mit dem Programm /synPRO/ individuelle elektrische und thermische Lastprofile (Jahresprofile im 10-Minuten-Intervall) unter Berücksichtigung von Bewohner- und Gebäudeeigenschaften erstellt. Das dem Programm zugrunde gelegte Modell basiert auf einer Kombination eines physikalischen Modells mit einem Verhaltensmodell. Dieser Verhaltensansatz ermöglicht es, das spezifische Verhalten der Gebäudenutzer zu berücksichtigen. Mit einer Wahrscheinlichkeitsverteilung wird für jeden Haushalt ein Zeitplan mit spezifischen Zapfaktivitäten erstellt und in einen Energieverbrauch umgerechnet.

Zur Erstellung der Profile wurden folgende Annahmen getroffen:

- großes Mehrfamilienhaus (renoviert mit einem Wärmebedarf von unter 85 kWh/m²a)
- typische Bewohner eines großen Mehrfamilienhauses (> 11 Wohneinheiten)
- Gesamtbedarf zur Warmwasserbereitung: 65.871 kWh/a
- 30 Wohneinheiten
- 3 Bewohner pro Wohneinheit
- Zirkulationsverluste werden berücksichtigt
- eigene Wetterdaten für den Standort Karlsruhe.

Für den Vergleich mit den gemessenen Werten wurde ein mittleres Tagesprofil der Werktage der Monate September bis November gebildet und auf Stundenwerte umgerechnet.

Zum Vergleich wurde noch ein weiteres synthetisches Warmwasserprofil mit Hilfe des Programms /DHWcalc/ der Uni Kassel erstellt. Das Programm verteilt Trinkwarmwasser-Zapfungen in Abhängigkeit einer Wahrscheinlichkeitsfunktion statistisch über das Jahr. Die Randbedingungen dieser

⁵⁶ Das heißt, dass die statistische Basis hier eher dünn ist.

Zapfereignisse (Volumenströme, Zapfdauern, etc.) und die Wahrscheinlichkeitsfunktion (tägliche, wöchentliche und saisonale Verteilung der Zapfungen) können vom Benutzer eingestellt werden. Es wurde für ein Mehrfamilienhaus mit 30 Wohneinheiten ein Jahresprofil mit 1-stündiger Auflösung generiert (mit einem mittleren täglichen Verbrauch von 2.400 l/d). Zum Vergleich wurde aus allen Werktagen der Übergangszeit ein mittleres relatives Tagesprofil gebildet.

Die Ergebnisse dieses Vergleichs sind nachfolgend (Abb. A4-16) abgebildet.

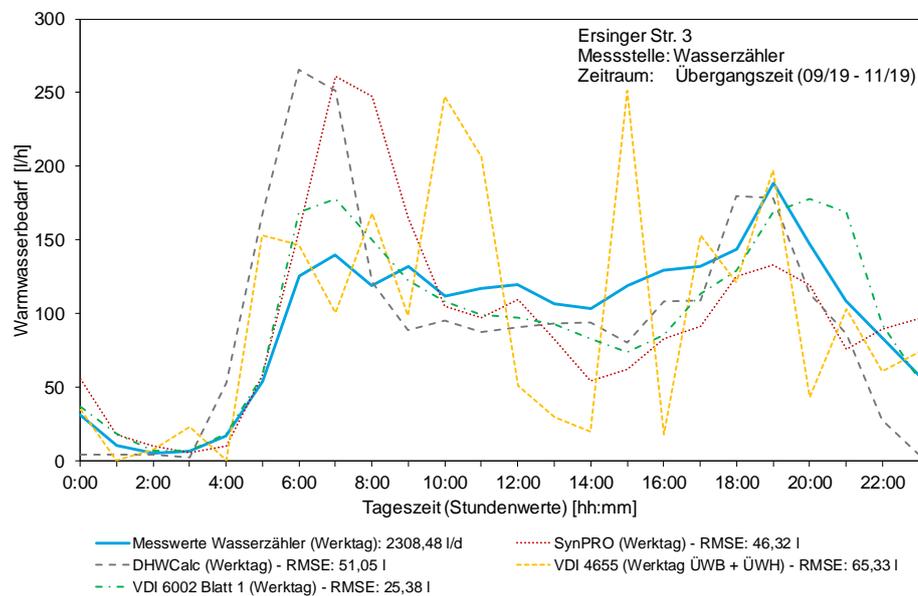


Abb. A4-16: Vergleich des gemessenen Zapfprofils (Werktag, vgl. Abb. A4-15) mit Literaturwerten.

In der Nacht bis etwa 4:00 Uhr stimmt das gemessene Profil der Ersinger Str. 3 gut mit den synthetischen Lastprofilen überein. Der größte Unterschied zwischen den gemessenen Profilen und den synthetischen Lastprofilen ist in den Morgenstunden zwischen 5:00 Uhr und 9:00 Uhr zu erkennen. Während hier bei den Vergleichsprofilen (ausgenommen /VDI 4655/) der höchste Warmwasserbedarf mit Werten zwischen 177 l/h und 265 l/h auftritt, liegt der gemessene Verbrauch bei 140 l/h. Ab etwa 10:00 Uhr stimmen die Verläufe der Vergleichsprofile (je nach Quelle) relativ gut mit den gemessenen Verbräuchen überein. Die größte Abweichung zum Mess-Profil weist die VDI 4655 auf.

Während der Spitzenwert des gemessenen Profils mit knapp 190 l/h in den Abendstunden (19:00 Uhr) auftritt, liegen die Spitzenwerte der synthetisch generierten Profile mit 266 l/h (/DHWcalc/) und 261 l/h (/SynPRO/) um 6:00 bzw. 07:00 Uhr morgens vor. Bei der /VDI 4655/ tritt der Spitzenwert von 250 l/h nachmittags um 15:00 Uhr auf. Hier kommt es aber auch am Vormittag (10:00 Uhr) zu hohen Bedarfen von über 245 l/h. Der Spitzenbedarf des Profils aus der /VDI 6002/ liegt mit etwa 180 l/h auf dem Niveau des gemessenen Profils. Dieser tritt sowohl in den Morgen als auch in den Abendstunden auf. Diese Peakwerte des Warmwasserbedarfs mit Zeitpunkt sind in Tab. A4-2 zusammengefasst. Dort sind außerdem der Root-Mean-Square-Error (RMSE) sowie die Korrelation der Vergleichsprofile zu den gemessenen Werten dargestellt. Hier lässt sich erkennen, dass mit einer Korrelation von ca. 0,9 und einem RMSE von 25 l das Profil der /VDI 6002/ die mit Abstand größte Übereinstimmung mit den gemessenen Werten aufweist.

Tab. A4-2: Vergleich der gemessenen Zapfprofile (Werktag) mit Literaturwerten

	Peak		RMSE	Korrelation
Messwerte (ERS 3)	189 l/h	19:00		
synPRO	261 l/h	7:00	46,3 l	0,693
DHWcalc	266 l/h	6:00	51,1 l	0,700
VDI 4655	251 l/h	15:00	65,3 l	0,540
VDI 6002 Blatt 1	178 l/h	7:00 / 20:00	25,4 l	0,883

(b) Haushalts-Stromverbrauchsprofile

Für die Strommessung wurde in den drei Hauseingängen der Ersinger Str. 2 jeweils ein Lastgängerzähler installiert, weil jeder Hauseingang eine Haupt-Anschlussleitung besitzt. In den Hauseingängen A, B und C wird neben dem Haushaltsstromverbrauch der Allgemeinstromverbrauch (Flurlicht, etc.) erfasst. In der Ersinger Str. 2 A wird zusätzlich der Stromverbrauch der Heizzentrale (MSR, Pumpen, etc.) aufgezeichnet. Der Gesamtverbrauch an elektrischer Energie in der Ersinger Str. 2 lag 2019 bei 61.230,2 kWh. Mit einem mittleren Allgemeinstrombedarf (incl. Heizung) von 1,431 kWh/m²a (Mittelwert aus den Verbrauchsdaten der Jahre 2015 bis 2017) berechnet sich der **jährliche Stromverbrauch pro WE** auf 1.940,2 kWh_{el}/a (**27,6 kWh_{el}/m²a**). Der mittlere tägliche Stromverbrauch pro Wochentag und pro Monat des Gesamtgebäudes ist in Abb. A 4-17 und Abb. A4-18 dargestellt.

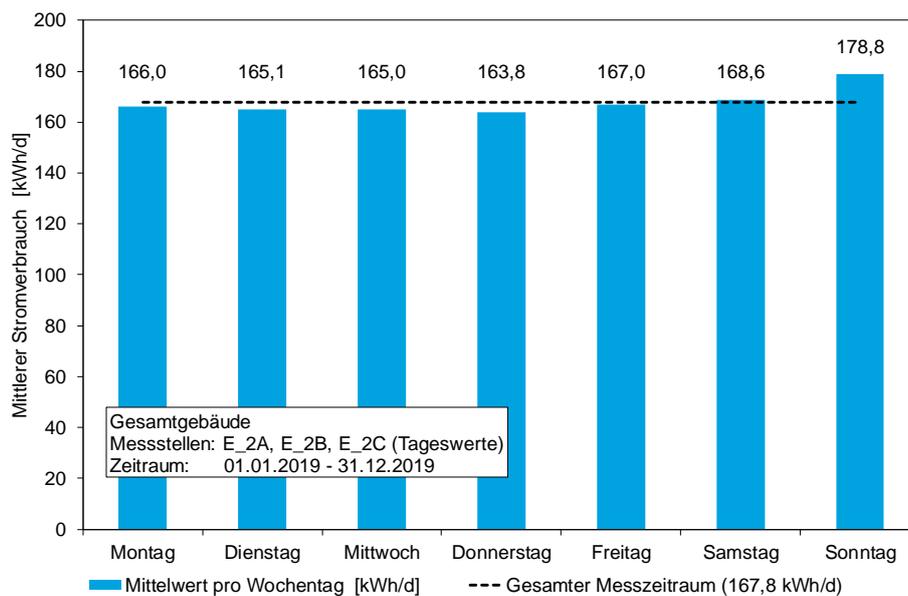


Abb. A 4-17: Mittlere Tageswerte pro Wochentag des Stromverbrauchs in der Ersinger Str. 2 für das Jahr 2019.

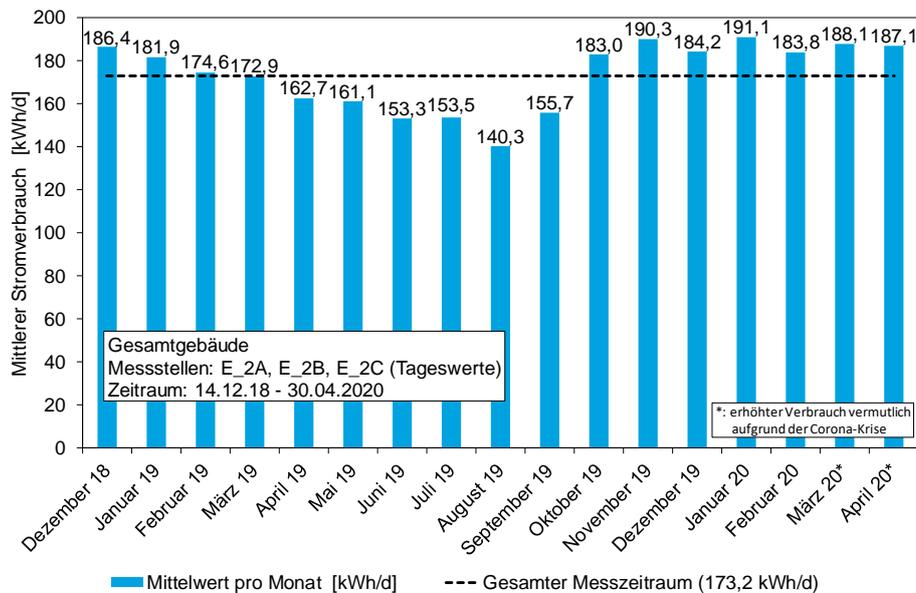


Abb. A4-18: Mittlere Tagessummen pro Monat des Stromverbrauchs der Ersinger Str. 2.

An Werk- und Samstagen liegt der tägliche Verbrauch zwischen 163,8 kWh (Donnerstag) und 168,6 kWh (Samstag). An Sonntagen werden durchschnittlich 178,8 kWh verbraucht. Der mittlere Tagesverbrauch an elektrischer Energie pro Monat zeigt die jahreszeitliche Abhängigkeit des Stromverbrauchs. Während der Stromverbrauch in den Sommermonaten unterdurchschnittlich hoch ist (mit dem Minimum im Urlaubsmonat August bei 140 kWh/d), steigt er im Winter auf über 190 kWh/d (im November 2019 und Januar 2020) an.

Wie auch beim Warmwasserverbrauch wurden für den Stromlastgang für das Jahr 2019 verschiedene Typ-Tage (Werktag, Samstag und Sonntag) erstellt (Abb. A4-19).

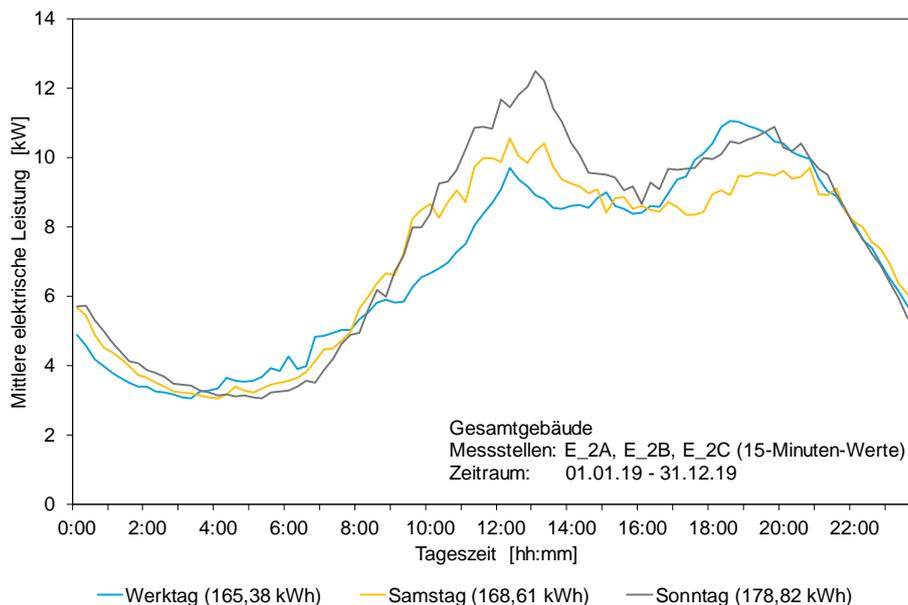


Abb. A4-19: Stromlastgang für verschiedene Typ-Tage, Ersinger Str. 2, Mittelwert 2019.

Auch hier erfolgt zur weiteren Analyse ein Vergleich der gemessenen Tagesprofile mit Literaturwerten. Aufgrund der o.g. Schwankungen im Jahresverlauf werden auch hier jahreszeitabhängige Typ-Tag-Profile erstellt. Neben der Richtlinie /VDI 4655/ und dem Standardlastprofil des Bundesverbandes der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (/BDEW/) wird auch hier das mit dem Programm /synPRO/ erstellte Lastprofil herangezogen. Wie beim TWW werden für den Vergleich alle

Profile auf den jeweiligen mittleren gemessenen Tagesverbrauch umgerechnet und über den Tagesverlauf (Viertelstundenwerte) aufgetragen. In Abb. A4-20 ist der Vergleich beispielhaft für einen Werktag im Winter dargestellt.

Wie auch bei den Warmwasserverbräuchen liegen in der Richtlinie /VDI 4655/ jahreszeitliche, wochentagspezifische (Werktag und Sonntag) und wetterabhängige Lastreihen in Viertelstundenintervallen vor. Zum Vergleich mit dem gemessenen Profil sind die beiden Profile Winter-Werktag-Heiter (WWH) und Winter-Werktag-Bewölkt (WWB) in der Abb. A4-20 aufgetragen. Beim Standardlastprofil des /BDEW/ wurde das Profil Haushalt H0, Werktag, Winter (WW), gewählt.

Aus dem mit /synPRO/ generierten Jahresprofil (10-minütiges Intervall) wurde ebenfalls ein Winterprofil (01.12. bis 28.02.) der Werktage erstellt und auf Viertelstundenwerte aggregiert. Zur Erstellung der /synPRO/-Profile wurden folgenden Annahmen getroffen:

- großes Mehrfamilienhaus
- typische Bewohner eines großen Mehrfamilienhauses (> 11 Wohneinheiten)
- 30 Wohneinheiten
- 3 Bewohner pro Wohneinheit
- eigene Wetterdaten für den Standort Karlsruhe.

Allgemein läßt sich feststellen, dass der Verlauf der beiden /VDI 4655/ Profile wesentlich sprunghafter ist als bei den anderen Profilen. In der Nacht bis etwa 5:00 Uhr zeigen alle Profile einen ähnlichen Verlauf bei Werten zwischen 2,4 kW und 5,5 kW. Der Tageshöchstpunkt liegt bei allen Profilen, bis auf /VDI 4655/ WWH (Peak bei 09:30 Uhr, lokales Maximum von 3,8 kW um 18:15 Uhr), in den Abendstunden zwischen 18:15 Uhr und 19:30 Uhr bei Werten zwischen 13,3 kW und knapp 25 kW. Anschließend sinkt der Bedarf bis Mitternacht auf etwa 5,5 kW ab, wobei das /synPRO/-Profil zwischen 20:00 Uhr und 22:00 Uhr etwas über den anderen Profilen liegt.

In den Morgenstunden und am Vormittag unterscheiden sich die Verläufe der einzelnen Profile. Während das gemessene Profil von ca. 3 Uhr nachts abends ca. 18 Uhr mehr oder weniger kontinuierlich zunimmt, weisen die anderen Profile mehr oder weniger ausgeprägte morgendliche Peaks auf. Das /synPRO/-Profil bleibt anschließend auf einem ähnlichen Niveau, steigt mittags auf etwa 8 kW an und verbleibt auf diesem Level bis 17:00 Uhr. Dagegen ist im Verlauf des Standardlastprofils zwischen dem Morgen- und Mittagspeak (jeweils bei etwa 9,6 kW) ein Bedarfsrückgang von ca. 1,5 kW zu erkennen. Der Verlauf der /VDI 4655/ Profile ist von kurzen Spitzen geprägt. Im Profil /VDI 4655/ WWH lässt sich ein relativ steiler Anstieg auf eine Morgenspitze (06:00 Uhr), eine Vormittagsspitze (09:30 Uhr) und ein Mittagshoch erkennen. Das WWB-Profil weist tagsüber einen relativ konstanten Verlauf mit Schwankungen um etwa 7,5 kW und eine ausgeprägte Abendspitze auf.

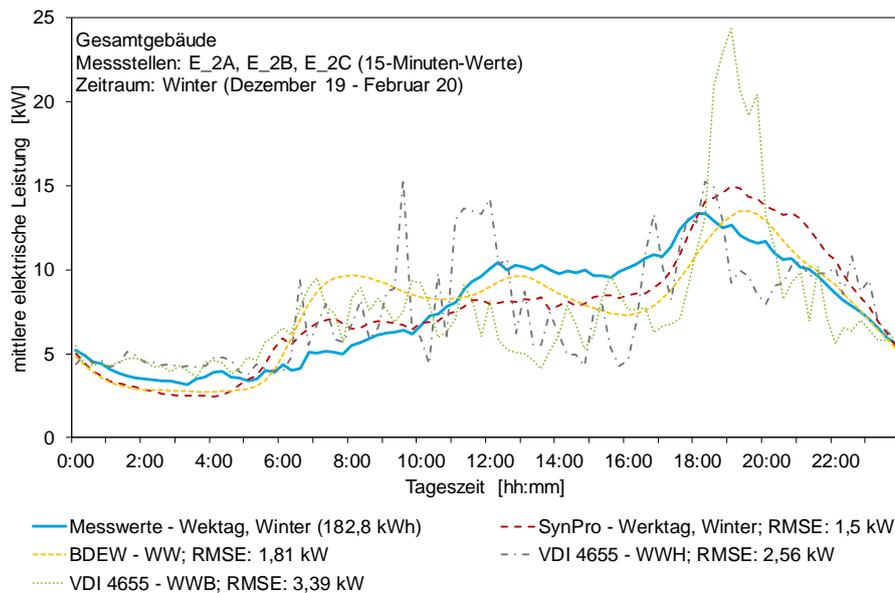


Abb. A4-20: Vergleich des gemessenen Stromlastganges (Werktag, Winter) mit Standardlastprofilen (jeweils Intervalle von 15 Minuten). WW: Werktag, Winter; WWH: Werktag, Winter, Heiter; WWB: Werktag, Winter, Bewölkt⁵⁷

Tab. A4-3 fasst die Tageshöchstwerte sowie den Zeitpunkt des Auftretens der einzelnen Profile zusammen. Außerdem sind dort der Root-Mean-Square-Error (RMSE) sowie die Korrelation der Vergleichsprofile zum gemessenen Tagesverlauf dargestellt. Es ist eine gute Übereinstimmung der Messwerte mit den synthetischen Werten und dem Standardlastprofil festzustellen. Die beiden Profile der /VDI 4655/ weisen dagegen eine geringere Übereinstimmung auf, was vor allem an dem sprunghafteren Verlauf sowie an den höheren Maximalwerten liegt. Es zeigt sich, dass mit einer Korrelation von etwa 0,9 und einem RMSE von 1,5 kW das mit /synPRO/ generierte Profil die größte Übereinstimmung aufweist, VDI 4655 die geringste.

Tab. A4-3: Vergleich des gemessenen Stromprofils 'Werktag, Winter' mit Literaturwerten.

Werktag	Peak		RMSE	Korrelation
Messwerte	13,33 kW	18:15		
synPRO	14,97 kW	19:00	1,50 kW	0,901
BDEW	13,51 kW	19:30	1,81 kW	0,826
VDI 4655 - WWH	15,45 kW	09:30	2,56 kW	0,667
VDI 4655 - WWB	24,37 kW	19:00	3,39 kW	0,591

A4.1.5 Datenübertragung

Die Datenübertragung erfolgte, wie in Abb. A4-21 dargestellt, über ein 'Embedded-Modul' (ein robuster Messrechner/Datenlogger mit verschiedenen Interface-Möglichkeiten (analog/digital)), welches mit dem Internet verbunden ist. Dieser sendet die Roh-Daten verschlüsselt an einen Server am Fraunhofer ISE. Hier werden die einlaufenden Daten gespeichert und für die Auswertung aufbereitet.

⁵⁷ Beim gemessenen Stromlastgang, beim /synPRO/-Profil sowie beim /BDEW/-Profil bezeichnet Werktag, die Tage von Montag bis Freitag, bei den /VDI 4655/ Profilen Montag bis Samstag.

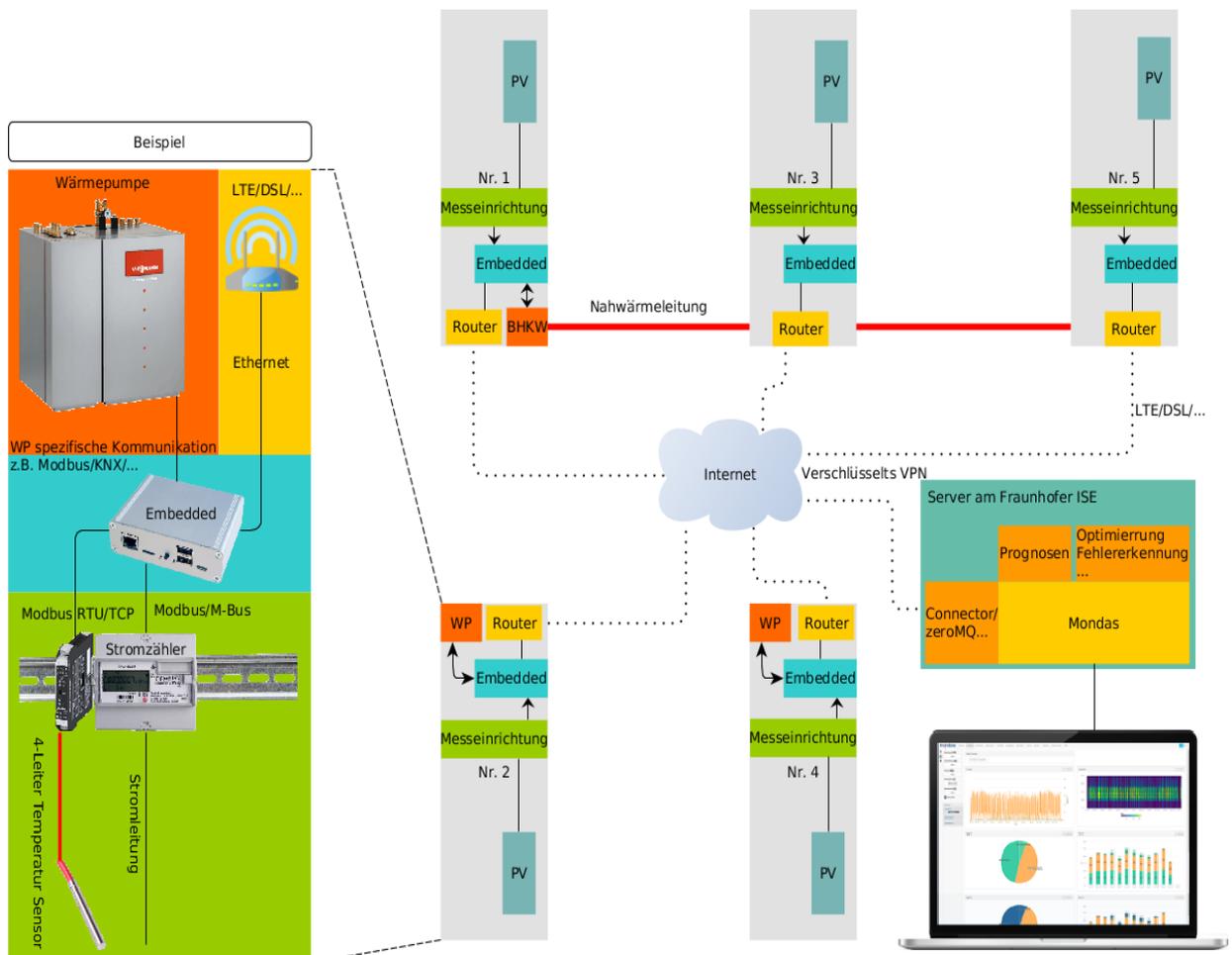


Abb. A4-21: Datenübertragung der Messwerterfassung (Quelle: Fraunhofer ISE).

A4.2 Monitoring-Konzept für das F&E-Projekt

Die Messtechnik setzt sich aus Feldgeräten

- für die Steuerung und Regelung der Energiezentrale und des Wärmenetzes,
- für die Steuerung und Regelung der beiden dezentral versorgten Gebäude (Wärmepumpen-Anlagen),
- und für die EEG-konforme Abrechnung sowie für das wissenschaftliche Monitoring

zusammen. Zur Erfassung der Wetterdaten wird ferner eine Wetterstation auf dem Dach der Er-singer Str. 2 (Gebäude mit SOLINK-Generator) installiert. Zusätzlich zu den Messstellen müssen folgende Datenpunkte erfasst und in der Datenbank auf dem Server gespeichert werden:

- Betriebszustände (inkl. Betriebsmodus)
- Störungszustände
- Stellsignal
- Soll-Werte
- Wechselrichterzustände
- EMS-Vorgaben
- Pumpenzustände (Anforderung, Stellsignal)
- Ventilzustände (Anforderung, Stellsignal)
- Betriebszustände und Regelungsparameter der 3 Regler (Energiezentrale, Viessmann-WP, Waterkotte-WP).

Im Zuge der Umbauarbeiten sollen die fünf Gebäude sowie die Energiezentrale im ‚SQ Durlach‘ mit einem neuen Arealnetz stromseitig verbunden werden. Der zentrale Ein- und Ausspeisepunkt (Schnittstelle zum öffentlichen Stromnetz) ist in der Energiezentrale bzw. in der zugehörigen Trafo-Station vorgesehen. Das Messkonzept der Stadtwerke Karlsruhe sieht neben einem zentralen Zähler einen Stromzähler pro Gebäude für Verbrauch und Erzeugung vor. Außerdem werden die alten Stromzähler der Mieter und für den Allgemiestrom ausgetauscht gegen ein intelligentes Stromzähler-System mit RLM-Zählern (registrierende Leistungsmessung).

Neben diesen Stromzählern sind für die Wärmebereitstellung weitere Endenergiezähler vorgesehen: In der Energiezentrale wird ein Gaszähler installiert. Zusätzlich sind je BHKW-Modul ein Gaszähler und ein Wärmemengenzähler zur Bestimmung des Nutzungsgrades vorgesehen. Der Endenergieverbrauch der Wärmepumpen wird mit Hilfe eines Stromzählers aufgezeichnet.

Die Abrechnung der Wärmebereitstellung in den zentral versorgten Gebäuden erfolgt über einen zentralen Einspeisezähler (Wärmemengenzähler) in der Energiezentrale sowie über jeweils einen Bezugzähler (Wärmemengenzähler) je versorgtes Gebäude. Dadurch können auch die Leitungsverluste erfasst werden. Zur Fernauslese aller abrechnungsrelevanten Zähler sehen die Stadtwerke Karlsruhe ein eigenes M-Bus-Netz vor.

Die Daten der zentralen Gesamtstromzähler (bidirektional), der Allgemiestromzähler und der zur Abrechnung benötigten Wärmemengenzähler sollen zusätzlich in die Messwerterfassung integriert werden. Außerdem sollen die Haushaltsverbräuche als Summe je Haus(-eingang) integriert werden.

Die Abrechnung der Heizkosten erfolgt über ein separates Abrechnungssystem der Volkswohnung (Systemhersteller Qundis), das bereits installiert ist. Für die Abrechnung ist pro Gebäude jeweils ein zentraler Wärmemengenzähler, welcher die TWW-Bereitung bilanziert, vorgesehen. Diese werden im Zuge des Projektes ebenfalls neu installiert. Die Signale dieser Wärmemengenzähler sollen verdoppelt und zum einen auf das Qundis System aufgeschaltet und zum anderen in die Messwerterfassung integriert werden.

Neben den Feldgeräten für die Regelung der Energiezentrale und des Wärmenetzes sowie für die Abrechnung wird zusätzliche Messtechnik für das wissenschaftliche Monitoring benötigt. Das zugrunde gelegte Messkonzept ist in Anhang C dargestellt. Es soll eine Auswertung von 3 Bilanzräumen erfolgen:

- Abgrenzung des Quartiers zum Energiemarkt
- Bilanzierung der einzelnen Gebäude
- Bilanzierung der Einzel-Energieversorgungssysteme und der nutzerbedingten Energieverbräuche

Dazu werden Endenergieverbräuche (Gas, Strom, Nah- und Umweltwärme) des Quartiers, der einzelnen Gebäude sowie der Einzel-Energiesysteme durch entsprechende Messtechnik (Balgen-gas-, Elektrizitäts- und Wärmemengenzähler) aufgezeichnet. Zusätzlich werden die Endenergieerzeugung (Strom und Wärme), der elektrische Verbrauch der Anlagentechnik (incl. Umwälzpumpen) und die nutzerbedingten Energieverbräuche aufgezeichnet. Der elektrische Verbrauch aller Umwälzpumpen ist jeweils separat zu erfassen. Die Umsetzung ist derzeit mit einem Stromzähler je Pumpe geplant. Zur Überwachung des Betriebes sind zusätzlich Temperatur-, Volumenstrom und Differenzdrucksensoren vorgesehen. Wo möglich soll auf bereits zur Regelung und Abrechnung benötigte Messwerte zurückgegriffen werden.

Je Zähler werden folgende Datenpunkte erfasst und visualisiert:

- Stromzähler: Strommenge, Leistung (bei bidirektionalen Stromzählern werden Strommenge und Leistung für Bezug und Erzeugung jeweils separat erfasst)
- Gaszähler: Gasmenge
- Wärmemengenzähler: Wärmemenge, Leistung, Durchfluss, Vor- und Rücklauftemperaturen

Neben den Feldgeräten sollen folgende Datenpunkte aufgezeichnet werden:

- Stellsignale, Betriebszustände und Störmeldungen der Wärmeerzeuger
- Stellsignale und Betriebsrückmeldung der Pumpen und Ventile
- Zustände der Wechselrichter
- Betriebszustände der Regler (Energiemanagementsystem, Nahwärmeregler, Viessmann-WP-Regler, PVT-WP-Regler)
- Anlaufempfehlung des Energiemanagementsystems

Zur Erfassung der Außentemperatur, relativen Luftfeuchte, Luftdruck, Einstrahlung auf Kollektorebene, Windstärke und Windgeschwindigkeit ist eine Wetterstation (z.B. Lufft WS510-UMB) auf dem Dach der Ersinger Str. 2 (PVT-System) vorgesehen.

Zusätzlich zu den zentralen Messdaten sollen in mehreren (> 3 bis 4) Wohnungen Messungen (Vor- und Rücklauftemperatur des Heizkreises in der Wohnung, Raumlufttemperatur sowie Oberflächentemperatur der Heizkörper) durchgeführt werden. Die Messung soll möglichst kabellos (z.B. per Wireless M-Bus) in die zentrale Messwerterfassung integriert werden. In welchen Wohnungen die dezentrale Messung erfolgen kann, ist bisher noch unklar, da die Teilnahme der Mieter freiwillig ist. Eine Abfrage wird im Zusammenhang mit einer für den Sommer 2020 geplanten Mieterinformation erfolgen.

Abb. A4-22 zeigt beispielhaft das Messkonzept in der Heizzentrale. Hierbei sind die Wärmemengenzähler nach Verwendungszweck unterteilt (blau: Abrechnung KES; grün: wissenschaftliches Monitoring). Die neben diesen Gas-, Wärmemengen- und Stromzählern zur Regelung benötigten Sensoren (z.B. Netz- und Speichertemperaturen) sind nicht dargestellt. Sie können den entsprechenden Hydraulikschemas sowie der Datenpunktliste entnommen werden. Die weiteren Messstellenschemata (zentral versorgte Gebäude Ersinger Str. 1, 3 und 5 sowie die beiden Wärmepumpen-Gebäude Ersinger Str. 2 und 4) sind im Anhang C.4 dargestellt.

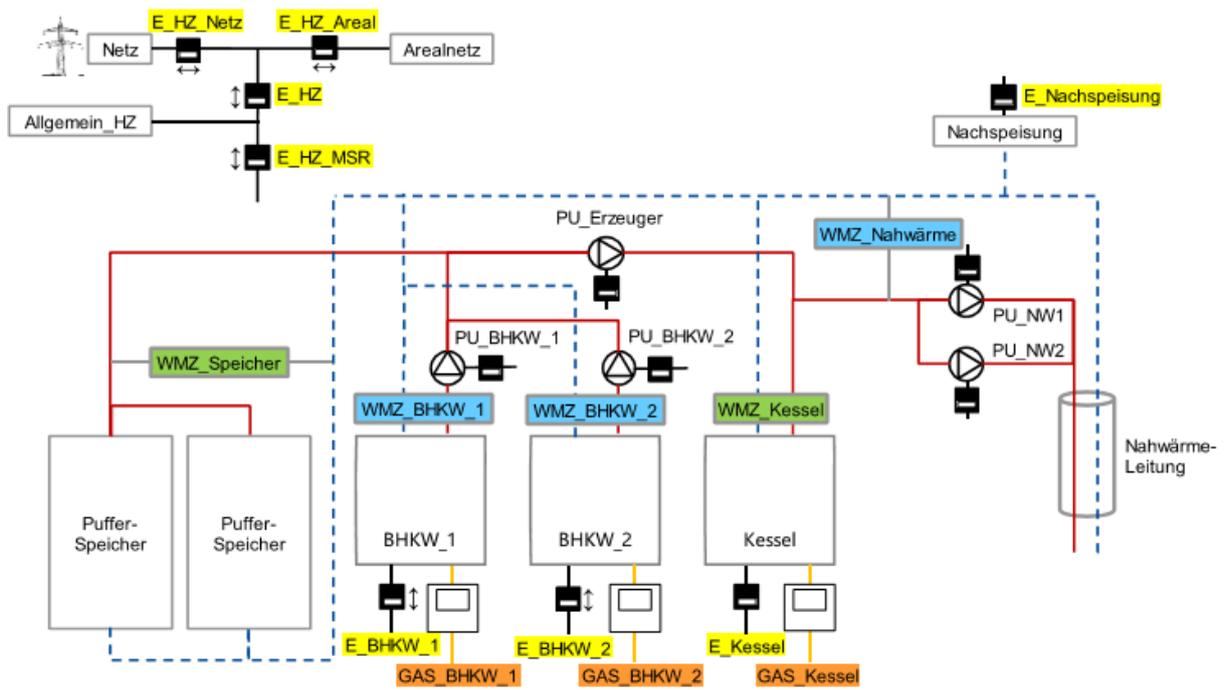


Abb. A4-22: Gas-, Strom- und Wärmemengenzähler in der BHKW-Heizzentrale (vor Ersinger Str. 5)

Literatur

- ASUE 2016 BHKW-Kenndaten 2016, www.asue.de/blockheizkraftwerke
- BDEW BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.: Standardlastprofile Strom. Online verfügbar unter <https://www.bdew.de/energie/standardlastprofile-strom/>, zuletzt geprüft am 30.04.2019.
- BF 2015 Schlussbericht zur Phase 1 der Begleitforschung für das EnEff:Stadt-Forschungsprogramm des BMWi, Jülich (2015); Anhang, Energiebilanzierung (Fraunhofer IBS et al.)
- BKI 2017 BKI- Baukosteninformationszentrum Deutscher Architektenkammern GmbH (Hg.) (2017a): Baukosten, Positionen 2017. Statistische Kostenkennwerte. Stuttgart.
- Bräuer 2018 Fritz Bräuer (KIT/IIP), Beatrice Rodenbücher (INATECH, Uni Freiburg), LowEx-Bestands-Analyse - Zwischenbericht zu AP 5.1 - Techno-ökonomische Charakterisierung und Bewertung der LowEx-Konzepte (2018).
- Burger 2020 Burger, Bruno: https://www.energy-charts.de/power_de.htm, Fraunhofer ISE.
- DHWcalc Tool to generate Domestic Hot Water (DHW) Profiles. Version 2.02: Uni Kassel. Online verfügbar unter <https://www.uni-kassel.de/maschinenbau/institute/ite/fachgebieteleitung/solar-und-anlagentechnik/downloads.html>, zuletzt geprüft am 06.05.2019.
- DIN EN 15450 DIN EN 15450: Heizungsanlagen in Gebäuden – Planung von Heizungsanlagen mit Wärmepumpen (2007)
- DIN 4708-2 DIN 4708-2: Zentrale Wassererwärmungsanlagen – Regeln zur Ermittlung des Wärmebedarfs zur Erwärmung von Trinkwasser in Wohngebäuden
- Fritsche 2019 Fritsche, Uwe; Greß, Hans-Werner (2019): Der nichterneuerbare kumulierte Energieverbrauch und THG-Emissionen des deutschen Strommix im Jahr 2018 sowie Ausblicke auf 2020 bis 2050. Internationales Institut für Nachhaltigkeitsanalysen und -strategien GmbH IINAS
- FAZ 2018 'Gaspreis seit 5 Jahren gesunken', FAZ, 29.09.2018, S. 31
- Fischer 2015 Fischer, David; A. Härtl, B. Wille-Hausmann: Model for electric load profiles with high time resolution for German households. In: *Energy and Buildings* 92, S. 170–179 (2015). DOI: 10.1016/j.enbuild.2015.01.058.
- Hegger 2015 Hegger, M. und J. Dettmar, Energetische Stadtraumtypen, Fraunhofer IRB Verlag, Stuttgart (2015)
- Helbig 2018 Helbig, Sonja; Kirchner, M.; Giovannetti, F.; Lampe, Carsten; Kastner, Olivier (2018): PVT-Kollektoren als bisolare Wärmepumpenquelle - Ein Simulationsvergleich zwischen POLYSUN und TRNSYS. In: *Tagungsband 28. Symposium Thermische Solarenergie 2018. Bad Staffelstein: OTTI-Kolleg.*
- Jank 2017 Jank, R., IEA-Annex 51: Case Studies and Guidelines for Energy Efficient Communities, *Energy and Buildings* **154** (2017) 529-537; Elsevier, Amsterdam (2017)
- Jank 2018 Jank, R., Handbuch DEROM-Modell ('Deep Energy Retrofit Optimization Model'), Optimierungsmodell der KEA – Klimaschutz- und Energieagentur Baden-Württemberg für energetische Gebäudesanierungsmaßnahmen, Karlsruhe (2017)

- Kuklinski 2015 Kuklinski, R. und R. Jank, Integrales Quartiers-Energiekonzept Karlsruhe-Rintheim, Fraunhofer IRB Verlag, Stuttgart (2015)
- Keller 1997 Keller, B., Klimagerechtes Bauen, Teubner Verlag, Stuttgart (1997)
- Lämmle 2020 Lämmle et al. (2020): Smart urban energy concept: integration of heat pumps, PV, cogeneration and district heating in an existing multi-family house district. Eurosun 2020
- Leibfried 2018 Leibfried, Ulrich; Siegemund, Andreas (2018): Energieschub für Wärmepumpen. In: *HLH Bd. 69, (2018), Nr. 6*
- Recknagel 2015 Recknagel, Handbuch Heizungs- und Klimatechnik (2015), Bd. 1, S. 965; Dt. Industrieverlag
- synPRO Tool für synthetische elektrische und thermische Lastprofile im Haushaltsbereich. Version 1.0: elinkSolutions.
- VDI 4655 VDI 4655: Referenzlastprofile von Ein- und Mehrfamilienhäusern für den Einsatz von KWK-Anlagen (2008)
- VDI 6002 VDI 6002 Blatt 1: Solare Trinkwassererwärmung - Allgemeine Grundlagen: Systemtechnik und Anwendungen im Wohnungsbau (2014)

Anhang

Anhang A Beschreibung V_ROM – Volkswohnungs-Retrofit-Optimization Model

V_ROM wurde ab 2008 von der Volkswohnung Karlsruhe GmbH im Zusammenhang mit der energetischen Sanierung des Wohnquartiers Karlsruhe-Rintheim als Beitrag zu einem EU-F&E-Projekt entwickelt, um für eine größere Anzahl von Bestands-MFH ein optimiertes Konzept für Energieeinspar-Maßnahmen (Dämmung der Hüllflächen, Wärmeschutz-Fenster, Lüftung ohne oder mit Wärmerückgewinnung; Reduzierung der Verluste bei der TWW-Bereitstellung) zu entwickeln. Dazu wurde, ausgehend vom Ist-Zustand jedes der untersuchten Gebäudetypen und unter Nutzung von empirischen Kostenfunktionen, von V_ROM schrittweise eine ‚Least-Cost‘-Kurve berechnet. Diese Kurve gibt diejenige Maßnahmenkombination an, die eine bestimmte Heizenergieverbrauchsreduzierung zu minimalen Gesamtkosten ermöglicht. Der jeder Einsparmaßnahme zugeordnete (reduzierte) Heizenergieverbrauch wird von V_ROM mit einem angepassten Heizgradtags-Verfahren berechnet, bei dem die Heizgrenze, die die Anzahl der Heizgradtage bestimmt, in Abhängigkeit vom erreichten Gebäude – U-Wert berechnet wird.

Abb. Anh. A-1 zeigt eine typische Least-Cost – Kurve von V_ROM:

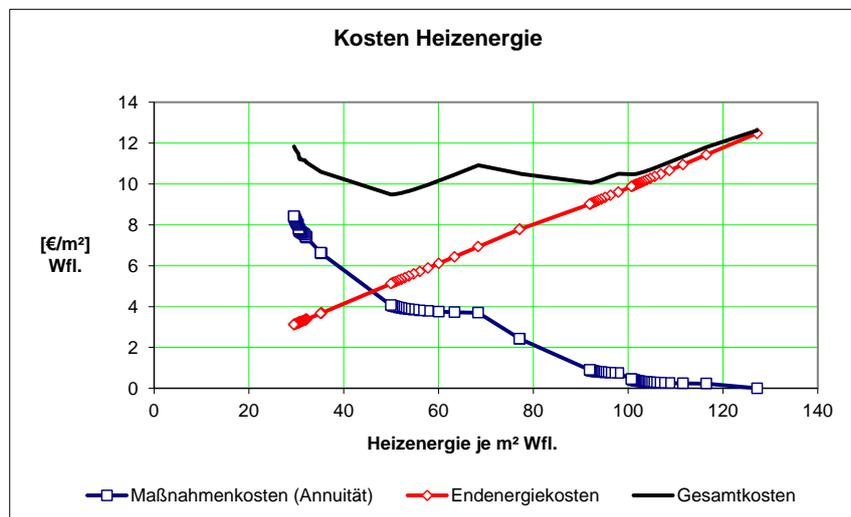


Abb. Anh. A-1: Least-Cost-Kurve für Einsparmaßnahmen: Beispiel *Heilbronner Str. 27-13, KA-Rintheim*. Ausgehend vom Ist-Verbrauch (127 kWh/m^2) sucht DEROM für den jeweils nächsten Einspar-Schritt nach der Maßnahme mit dem besten Kosten/Nutzen-Verhältnis („Gradientenmethode“). Die unterste Linie beschreibt die (annuitätischen) Investitionskosten, die fallende Gerade die – mit fallendem Heizenergiebedarf linear fallenden – Heizkosten (Gaspreis $80 \text{ €/MWh}_{\text{Hu}}$) und die oberste Linie den Gang der Gesamtkosten (Investitionskosten plus Energiekosten).

Das absolute Heizkosten-Minimum wird (für dieses Gebäude und bei diesem Energiepreis) bei einem Heizenergiebedarf von ca. 50 kWh/m^2 erreicht. Die wirtschaftlich optimale Sanierungs-Wärmedämmung für Außenwand, oberste Geschoßdecke bzw. Kellerdecke liegt dann *für dieses Gebäude* bei 14 cm , 22 cm bzw. 10^{58} cm . Der Fensteraustausch (2-Scheiben-Wärmeschutz-Fenster, $U_w = 1,30 \text{ W/m}^2 \cdot \text{K}$, ersetzen vorhandene 2-Scheiben-Isolierglasfenster) ergibt eine weitere Absenkung von q_{Hz} auf 36 kWh/m^2 , erhöht aber die Gesamtkosten.

⁵⁸ Für die Kellerdecke wurde eine maximale Dicke der Wärmedämmung von 10 cm vorgegeben.

Diese Grafik wäre zu vergleichen mit Abb. A1-12 für das Gebäude Ersinger Str. 2. Da dieses Gebäude bereits in 1995 energetisch saniert wurde, weist es derzeit einen Heizenergieverbrauch von ca. 54 kWhth/m² auf.

V_ROM wurde bis 2016 durch die KEA weiter entwickelt zu einem Modell (DEROM – Deep Energy Retrofit Optimization Model), mit dem, ausgehend von einem energetisch optimierten Gebäude (Bestand oder Neubau), verschiedene Varianten von Energieversorgungssystemen (NT-, BWT- oder Biomasse-Kessel mit oder ohne Solarkollektoren, Fernwärme-Anschluss, Wärmepumpen mit oder ohne PV-Anlage, sowie Biomasse-Kessel oder Wärmepumpe nur als Grundlast-Wärmeerzeuger) untersucht werden können. Da DEROM nur mit Jahreswerten rechnet, müssen die energetischen Merkmale der Wärmeerzeuger (TWW-Bedarf, Nutzungsgrad, Jahresarbeitszahl, Grundlast/Spitzenlast-Anteile, Netzbezug/Netzurückspeisung) als Vorgaben eingegeben werden, d.h. diese Daten werden – im Gegensatz zum Heizenergiebedarf als Funktion der bauphysikalischen Gebäudedaten – nicht von DEROM berechnet, sondern müssen vor der Arbeit mit DEROM mit anderen Methoden berechnet oder abgeschätzt werden. In DEROM sind keine Tagesganglinien für Wärme- bzw. Stromverbrauch verfügbar. Daher können keine BHKW's analysiert werden (bei denen Daten zu Netzbezug/Netzurückspeisung erforderlich wären).

Wenn diese charakteristischen Daten der interessierenden Energiesysteme, einschließlich Kurven für deren Investitionskosten, in DEROM eingegeben werden, können für das zuvor energetisch optimierte Gebäude unterschiedliche Varianten, inklusive unterschiedlicher Kombinationen von Energiesystemen, ‚auf Knopfdruck‘ gerechnet werden. Die berechneten

- Jahres-Gesamtkosten (€/m²), der
- (fossile) Primärenergieverbrauch (kWhPE/m²) und die
- CO₂-Emissionen (kg CO₂/m²) sowie
- Investitionen in Einsparmaßnahmen und Energiesystem (€/m²)

werden grafisch bzw. tabellarisch ausgegeben.

Damit erhält der Planer einen raschen Vergleich der Varianten und kann eine Vor-Auswahl der wirklich interessierenden Varianten treffen. Abb. Anh. A-2 zeigt ein Beispiel für diesen Vergleich verschiedener ausgewählter Energiesystem-Varianten:

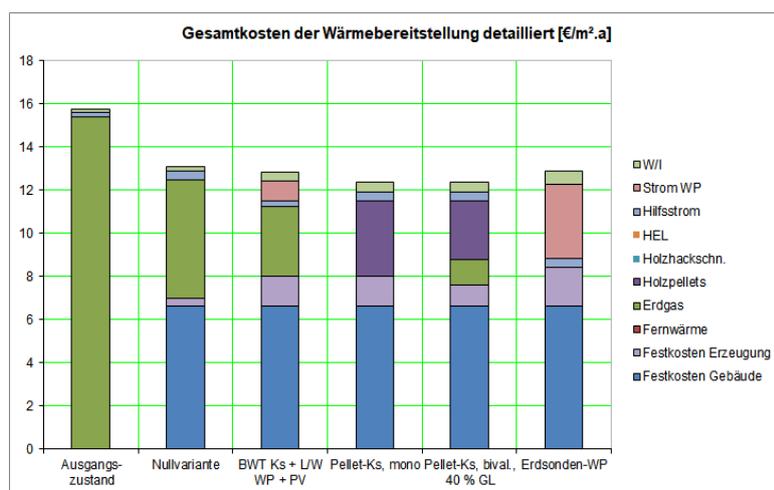


Abb. Anh. A-2: Vergleich der Gesamtkosten (€/m²) verschiedener Varianten der Energiebereitstellung mit dem
 - ‚Ausgangszustand‘ (Gebäude im aktuellen Zustand ohne Einsparmaßnahmen)
 und der
 - ‚Nullvariante‘ (Gebäude optimal saniert, keine Änderung des vorhandenen Ener-

giesystems)

sowie den weiteren, in den Säulenunterschriften angegebenen Varianten.

DEROM ist also ein ‚integriertes Tool‘ in dem Sinn, dass Energieeinsparung und Energiebereitstellung *gemeinsam* betrachtet werden und insofern eine Erweiterung von V_ROM. Außerdem geht es hier um die Analyse eines einzelnen Gebäudes oder Gebäudetyps und nicht um ein Quartier.

BHKW/Wärmepumpen-Kombination

Anhang A.1 Systembeschreibung

Die Kombination einer mit einem BHKW direkt gekoppelten Wärmepumpe (im einfachsten Fall eine Luft/Wasser-Wärmepumpe) wurde bereits im Haupttext angesprochen. Dieses System, s. folgende Abbildung, stellt eine energetisch interessante Variante für die BHKW-Heizzentrale dar:

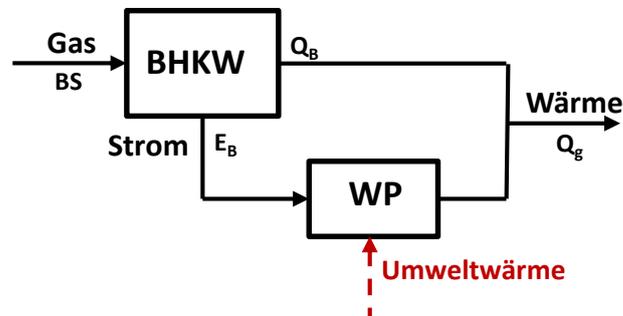


Abb. Anh. A-3: Gekoppelte BHKW/Wärmepumpen-Kombination.

Diese ‚BHKW-Wärmepumpe‘ hat den Vorteil, dass, neben der direkten Nutzung des vom BHKW erzeugten Stroms, die Nutzwärme der Wärmepumpe mit geringerer Temperatur erzeugt werden kann, weil die fehlende Aufheizung des TWW auf geforderte 60 bis 65 °C vom BHKW geliefert wird. Sie besteht aus einem BHKW, das direkt mit einer Wärmepumpe gekoppelt ist, d.h. der BHKW-Strom wird vollständig für den Antrieb der Wärmepumpe genützt, wobei die Wärmepumpe fallweise – mit abgeschaltetem BHKW – auch mit PV-Strom betrieben werden könnte, etwa zur TWW-Erzeugung im Sommer.

Hier stellt sich die Frage, ob in diesem Fall der Wegfall der Mineralölsteuer nach KWKG für den Gaseinsatz im BHKW (0,61 ct/kWh_{Hu}) gerechtfertigt ist.⁵⁹ In den folgenden Berechnungen der Wärmegestehungskosten wird angenommen, dass die Rückvergütung der Mineralölsteuer auch für dieses System möglich ist (was sich in einer Reduzierung der Wärmegestehungskosten um ca. 3,3 €/MWh_{Hu} auswirkt).

Anhang A.2 Energiebilanz

Die Energiebilanz eines solchen gekoppelten Systems ist komplizierter als die von Einzel-Systemen. Auch sind die Leistungen der Komponenten dieses Systems nicht ganz einfach in konsistenter Weise anzugeben: zum einen hängt die BHKW-Stromkennzahl s_B (Verhältnis von Stromerzeugung zu Wärmeabgabe des BHKW) stark von der BHKW-Größe ab (s_B liegt je nach der elektrischen Leistung des BHKW im Bereich von 0,40 und 0,70 kWh_{el}/kWh_{Hu}⁶⁰), andererseits hängt die Wärmeerzeugung der Wärmepumpe von deren Leistungszahl ab. ε hängt aber indirekt wiederum von der Stromkennzahl s_B ab (die die Wärmeleistung des BHKW's bestimmt), weil daraus erst die Kondensations-Temperatur T_K der Wärmepumpe folgt (entsprechend der bereitzustellenden Nutz-Temperatur, z.B. 60°C TWW). Durch eine Iterationsrechnung (schrittweise Berechnung von s_B und T_K), unter Vorgabe der Gesamt-Wärmeleistung des Systems, der Wärmepumpen-Gütezahl η_G und der Quellen-Temperatur T_Q der Wärmepumpe, kann man die Leistungsdaten von BHKW und Wärmepumpe in konsistenter Weise berechnen.

⁵⁹ Auch eine KWKG-Vergütung für selbst genutzten Strom (4 ct/kWh_{el}) wäre rechtlich denkbar, würde aber dem Sinn des KWKG zuwiderlaufen.

⁶⁰ Die Stromkennzahl kann bei gegebener BHKW-Leistung über die η_{el} -Kurve (Abb. A2.4-2) bestimmt werden: $s_B = \eta_{el} / (\eta_B - \eta_{el})$.

Will man dieses System z.B. so auslegen, dass der **TWW-Bedarf** der drei MFH Ersinger Str. 1, 3 und 5 im Sommer gedeckt werden kann, so müssen – bei einer zu erzeugenden TWW-Menge von $30 \text{ kWh}_{\text{th}}/\text{m}^2\cdot\text{a}$ und einer Wohnfläche der drei MFH von zusammen 7.384 m^2 – ca. $640 \text{ kWh}_{\text{th}}$ an TWW pro Tag (einschließlich Verteilungsverlusten) bereitgestellt werden. Wenn die BHKW/WP-Kombination dies im Verlauf von 15 Stunden (also tagsüber, bei etwas höheren Lufttemperaturen und teilweisem Sonnenschein, z.B. von 8 bis 22 Uhr) erzeugen soll, ist eine Wärmeleistung von $42 \text{ kW}_{\text{th}}$ erforderlich. Geht man von einer tagesmittleren Außentemperatur von $18 \text{ }^\circ\text{C}$ aus (Sommertag!), so genügt hierfür ein BHKW mit einer Leistung von $5,5 \text{ kW}_{\text{el}}$. Das BHKW liefert dann $13 \text{ kW}_{\text{th}}$ und die Luft/Wasser-Wärmepumpe $29 \text{ kW}_{\text{th}}$ (TWW-Temperatur $60 \text{ }^\circ\text{C}$, aufgeheizt von Kaltwasser-Temperatur ($10 \text{ }^\circ\text{C}$): WP-Nutztemperatur ca. $44 \text{ }^\circ\text{C}$). Die Leistungszahl ε an diesem Tag liegt bei fast 5,0 (Gütegrad der Wärmepumpe mit $\eta_G = 0,50$ angesetzt). Die Aufwandszahl e_A dieses Systems (e_A ist definiert als Gaseinsatz dividiert durch Wärmeerzeugung, $\text{MWh}_{\text{Hu}}/\text{MWh}_{\text{th}}$) liegt entsprechend der o.g. Iterationsrechnung (im Sommer) bei $e_A = 0,50 \text{ kWh}_{\text{Hu}}/\text{kWh}_{\text{th}}$, ein sehr guter Wert.

Abb. Anh. B-2 zeigt die bei dieser Kombination resultierende Leistungszahl der Wärmepumpe als Funktion der Außenluft-Temperatur sowie die Temperatur, die von der Wärmepumpe zur Bereitstellung des TWW mit $60 \text{ }^\circ\text{C}$ (ausgehend von einer Kaltwasser-Temperatur von $10 \text{ }^\circ\text{C}$) erzeugt werden muss (den Rest liefert das BHKW).

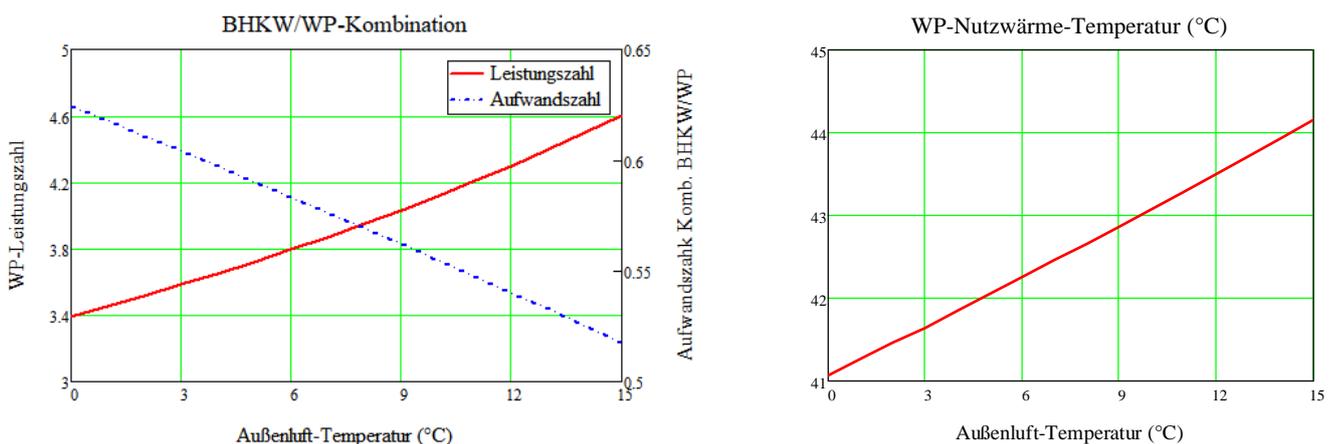


Abb. Anh. A-4: BHKW/LW-Wärmepumpen – Kombination zur Bereitstellung von TWW:

linkes Bild:

Leistungszahl ε in $\text{kWh}_{\text{th}}/\text{kWh}_{\text{el}}$ (ansteigende Kurve, rot; linke Ordinate) und Aufwandszahl e_A in $\text{kWh}_{\text{Hu}}/\text{kWh}_{\text{th}}$ (fallende Kurve, blau) als Funktion der Außenluft-Temperatur

rechtes Bild:

Nutzwärme-Temperatur, die zur TWW-Bereitung ($60 \text{ }^\circ\text{C}$) von der Wärmepumpe erzeugt werden muss, als Funktion der Außenluft-Temperatur

Das BHKW mit diesen Leistungsdaten könnte ein Senertec/DACHS – BHKW sein. Mit diesem Mini-BHKW könnte demnach der TWW-Bedarf der drei MFH im Sommer gedeckt werden! An einem Wintertag ($0 \text{ }^\circ\text{C}$) wäre die Leistungszahl niedriger und die Gesamt-Wärmeleistung dieses Systems kleiner: ca. $32 \text{ kW}_{\text{th}}$. Die Wärmepumpe würde dann zur Deckung nur des TWW-Bedarfs 20 Stunden benötigen.

Allerdings fällt im Winter auch Heizbedarf an. Daher würde man zur Versorgung der drei MFH eher ein System mit $50 - 60 \text{ kW}_{\text{th}}$ GL bevorzugen, d.h. eine BHKW-Leistung von ca. $10 \text{ kW}_{\text{el}}$ (oder 2 DACHS-Systeme). Die Aufwandszahl läge wegen der dann geringeren Leistungszahl der Wärme-

pumpe (niedrigere Quell-Temperaturen) bei einem immer noch sehr guten Wert von $e_A \approx 0,61$ kWh_{Hu}/kWh_{th}.

(Zur Optimierung der GL-Auslegung siehe Abschnitt A-2.4).

Anhang A.3 PE- und CO₂-Bilanz

Die Formel zur Berechnung der PE-Kennzahl **pe** bzw. CO₂-Kennzahl **ce** der ‚BHKW-Wärmepumpe‘ ist wie folgt /BF 2015/:

$$\text{(Anh. B.1)} \quad pe = \frac{1+s}{\eta_B} \frac{f_{PE}}{1+\varepsilon \cdot s} \quad \text{kWhPE/kWhth} \quad \quad ce = \frac{1+s}{\eta_B} \frac{f_{CO_2}}{1+\varepsilon \cdot s} \quad \text{kg CO}_2/\text{kWhth}$$

mit

s ... Stromkennzahl des BHKW (kW_{el}/kW_{th})

η_B ... Gesamtwirkungsgrad des BHKW (= Strom + Wärme dividiert durch Gaseinsatz)

ε ... Leistungszahl der Wärmepumpe (kWh_{th}/kW_{el})

f_{PE} ... Primärenergiefaktor von Gas ($f_{PE} = 1,10$ kWhPE/kWh_{Hu})

f_{CO_2} ... CO₂-Emissionsfaktor von Gas ($f_{CO_2} = 0,244$ kg CO₂/kWh_{Hu}).

Da der elektrische Wirkungsgrad des BHKW stark von dessen Größe (d.h. el. Leistung) abhängt (s. Abb. A2-6), hängt auch die Stromkennzahl von dessen Größe ab. Für eine angesetzte Wärmepumpen-Leistungszahl von $\varepsilon = 3,70$ ergeben sich aus den Formeln (Anh. B.1) folgende Kennzahlen pe und ce als Funktion der BHKW-Leistung (kW_{el}):

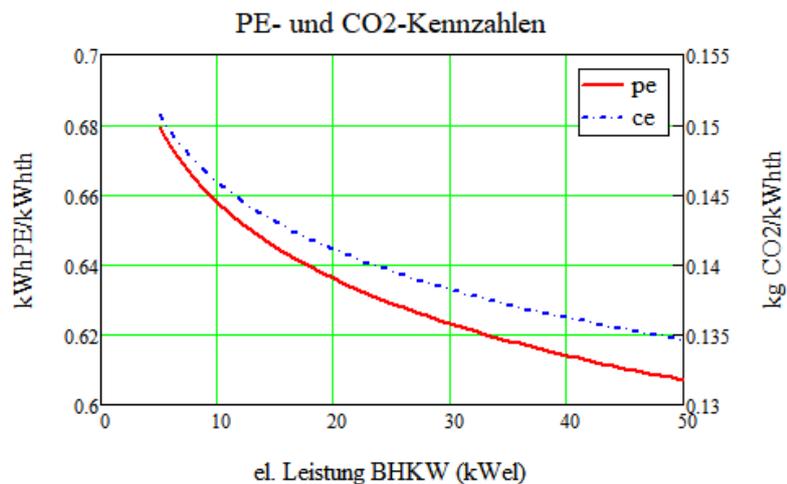


Abb. Anh. A-5: PE- und CO₂-Kennzahlen, pe (kWhPE/kWhth) bzw. ce (kg CO₂/kWhth), einer BHKW/WP-Kombination als Funktion der BHKW-Leistung bei fest vorgegebener WP-Leistungszahl ($\varepsilon = 3,70$) und Außenluft-Temperatur (ca. +3 °C).
pe: linke Skala, rot; ce: rechte Skala, blau/strichpunktirt.

Ein Erdgas-NT-Kessel, Nutzungsgrad $\eta_{KS} = 0,86$, hätte eine pe-Kennzahl von $pe_{KS} = f_{PE}/\eta_{KS} = 1,28$ kWhPE/kWhth bzw. $ce_{KS} = 0,28$ kg CO₂/kWhth, d.h. die Kessel-Kennzahlen werden durch die ‚BHKW-Wärmepumpe‘ um ca. 50 % verbessert. Die ‚BHKW-Wärmepumpe‘ ist demnach energetisch vergleichbar mit Kraft/Wärme-Kopplung.

In die PE-Kennzahl geht auch die Leistungszahl der Wärmepumpe ein. Abb. Anh. B-4 zeigt dies für die drei Leistungszahlen $\varepsilon = 3,70, 3,90$ und $4,10$:

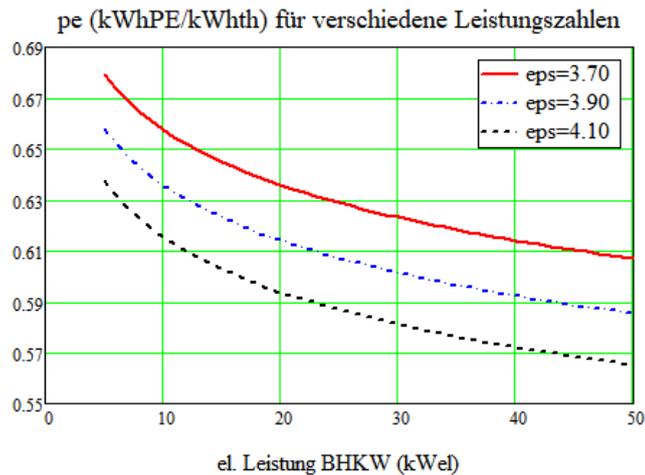


Abb. Anh. A-6: PE-Kennzahlen einer BHKW/WP-Kombination als Funktion der BHKW-Leistung für verschiedene Leistungszahlen der Wärmepumpe.

Anhang A.4 GL-Auslegung: Optimierung

Die ‚BHKW-Wärmepumpe‘ ist wesentlich teurer als ein Kessel. Daher wird man dieses System nicht auf die Nennleistung eines MFH auslegen, sondern nur auf eine zu optimierende Grundlast. Für eine solche Optimierung wäre eigentlich eine Simulationsrechnung erforderlich, z.B. für die drei MFH Ersinger Str, 1, 3 und 5. Zur Abkürzung kann auch ein mit einem Simulationsmodell erstelltes ‚GL-Dekungsdiagramm‘ für Wohngebäude am Standort Karlsruhe herangezogen werden. Dies liefert für jede GL-Auslegung (in % der Nennlast) näherungsweise die resultierende Jahres-Wärmeerzeugung (in % des Gesamt-Jahreswärmebedarfs Q_a):

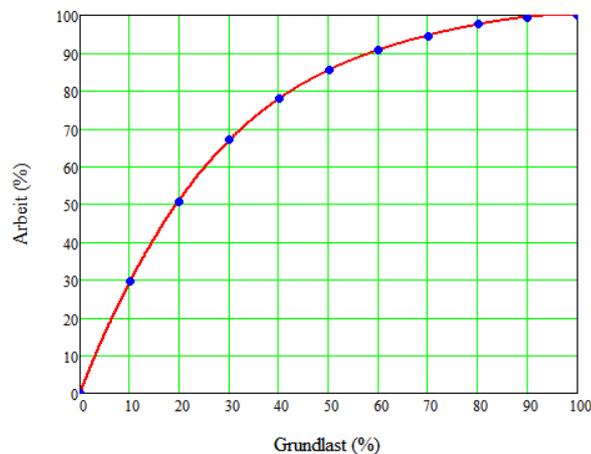


Abb. Anh. A-7: GL/ Q_a -Diagramm für den Standort Karlsruhe, Wohngebäude (Simulation mit GOM-BIS 1.0).

Mit dieser Kurve sowie unter Nutzung der für das SQ-Durlach - Projekt ermittelten Kostenfunktionen (Abschnitt A2.4) können die Wärmegestehungskosten (€/MWhth) für die ‚BHKW-Wärmepumpe‘ frei Heizzentrale für die von den Stadtwerken erwarteten Gaskosten des Jahres 2020 (5,2 ct/kWhHu) als Funktion der GL-Auslegung bestimmt werden⁶¹. Dabei wurde angenom-

⁶¹ Unter Vorgabe der Abschreibungszeit und des kalkulatorischen Zinssatzes. Hier wurden in Übereinstimmung mit dem Haupttext 20 Jahre Abschreibung bzw. 2,5 % Zinsen angenommen.

men, dass die Wärmepumpe eine Luft/Wasser-Wärmepumpe ist, die eine jahresmittlere Leistungszahl von $\varepsilon = 3,70$ aufweist (s. auch Abb. Anh. B-3⁶²).

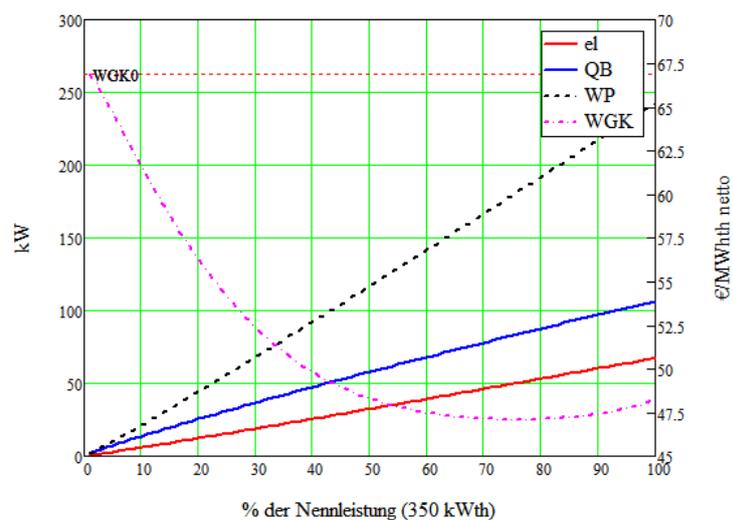


Abb. Anh. A-8: Wärmegestehungskosten (netto; *rechte Skala*) einer ‚BHKW-Wärmepumpe‘ in der Heizzentrale Ersinger Str. 1 zur Versorgung der drei MFH Ersinger Str. 1, 3 und 5, frei Heizzentrale⁶³, als Funktion der GL-Leistung (in % der Nennleistung von 350 kWth). Die Geraden g (→ linke Skala!) geben die jeweils installierten Leistungen an (von unten: kW_{el} BHKW, kW_{th} BHKW, kW_{th} Wärmepumpe).

Das Minimum der Wärmegestehungskosten liegt demnach, mit ca. **47 €/MWh_{th}**, bei einer GL-Auslegung von ca. 75 %. Hingegen liegen die Kosten der Wärmeerzeugung mit einem Heizkessel bei **67 €/MWh_{th}**. (Ohne Abzug der Mineralölsteuer für das BHKW lägen die Wärmegestehungskosten um ca. 3,3 €/MWhth höher.)

Bei optimaler Auslegung müsste das BHKW eine Leistung von ca. 50 kW_{el} aufweisen. Die Wärmepumpe hätte dann eine Wärmeleistung von ca. 180 kW_{th}, also eine sehr große Wärmepumpe. Ob hierfür die Kostenkurve von Abschnitt A 2.4 noch gilt, ist fraglich.⁶⁴

Die Aufwandszahl des Systems ‚BHKW-Wärmepumpe‘ plus Spitzenlastkessel als Funktion der GL-Auslegung zeigt Abb. Anh. B-7. Im Optimum ist die Aufwandszahl im Vergleich zum konventionellen Kessel genau halbiert:

⁶² Zur Bestimmung der JAZ wäre eigentlich eine Jahres-Simulation erforderlich.

⁶³ D.h. die Kosten der NW-Leitung und der HÜS in den der MFH sind nicht enthalten.

⁶⁴ Alternativ könnte man die ‚BHKW-Wärmepumpe‘ kleiner auslegen, z.B. 30 kW_{el} (110 kW_{th} System-Gesamtleistung, Wärmepumpe 70 kW_{th}), und ein reines ‚Mittellast-BHKW‘, z.B. 40 bis 50 kW_{el}, installieren, mit dem auch Haushaltsstrombedarf gedeckt werden kann. Die Wirtschaftlichkeit eines solchen ‚Hybrid-BHKW‘-s‘ wäre zu analysieren.



Abb. Anh. A-9: Aufwandszahl (= Gaseinsatz pro erzeugter Nutzwärme) des Systems ‚BHKW-Wärmepumpe‘ plus *Spitzenlastkessel* als Funktion der GL-Auslegung (0 bis 100 %).

Für ein *einzelnes* MFH, z.B. Ersinger Str. 2 (Nennlast $Q_N = 90 \text{ kWth}$, $Q_a = 185 \text{ MWhth/a}$) ergibt die gleiche Rechnung die Wärmegestehungskosten der Abb. Anh. B-8. Das Kostenminimum liegt hier knapp über 60 % der Nennlast Q_N .

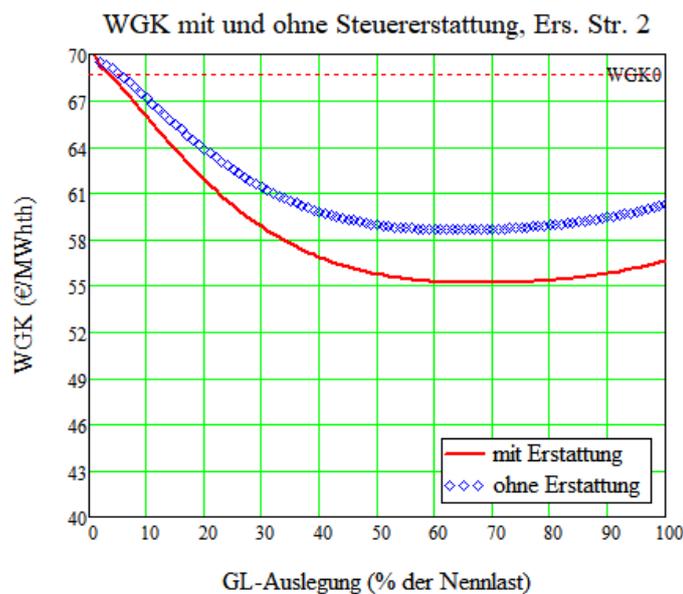


Abb. Anh. A-10: Wärmegestehungskosten des Systems ‚BHKW-Wärmepumpe‘ plus *Spitzenlastkessel* für das Beispiel MFH Ersinger Str. 2 als Funktion der GL-Auslegung. ‚Mit‘ bzw. ‚ohne Erstattung‘ bezieht sich auf die Erstattung der Mineralölsteuer für den Gaseinsatz im BHKW (0,61 ct/kWhHu). Horizontale Linie ‚WGK0‘: Wärmegestehungskosten mit konventionellem Kessel.

Die Wärmegestehungskosten liegen hier bei 55 bzw. 58,2 €/MWhth, im Vergleich zu ca. 68,5 €/MWhth mit dem Kessel. Das BHKW hat dann ca. 10 kW_{el}, die Wärmepumpe ca. 37 kWth. Die Aufwandszahl (gewichtetes Mittel von BHKW-Wärmepumpe und SL-Kessel) liegt bei 0,65 kWhHu/kWhth.

Die Wärmegestehungskosten bei optimaler GL-Auslegung für vier verschiedene Nennleistungen Q_N (hier vorgegeben: $Q_N = 50, 90, 200$ und 350 kWth) und die zugehörige BHKW-Leistung (kW_{el}) zeigt Abb. Anh. B-9. Demnach wird die ‚BHKW-Wärmepumpe‘ ab etwa 80 kWth Gesamtleistung

und 60 % GL-Auslegung (BHKW: 8,5 kW_{el}, 48 kW_{th} GL-Systemleistung; 30 kW_{th} Wärmepumpe) besonders kostengünstig. Dies ist etwa der Leistungsbedarf des Gebäudes Ersinger Str. 2.⁶⁵

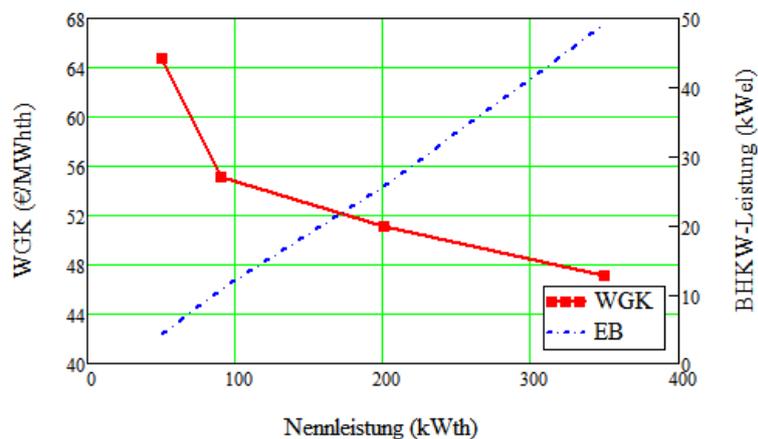


Abb. Anh. A-11: Wärmegestehungskosten des Systems ‚BHKW-Wärmepumpe‘ plus Spitzenlastkessel für vier verschiedene Nennleistungen Q_N (50, 90, 200 und 350 kW_{th}) als Funktion der GL-Auslegung sowie zugehörige BHKW-Leistung E_B (rechte Skala; kW_{el}).

Anhang A.5 Nutzung von PV im Sommer anstelle des BHKW

Die ‚BHKW-Wärmepumpe‘ kann energetisch und wirtschaftlich noch verbessert werden, indem zusätzlich eine PV-Anlage installiert wird. Hier erfordert eine energetische Bilanzierung eine reguläre Systemsimulation.

Der Effekt der Nutzung der Wärmepumpe zur TWW-Erzeugung *mit PV-Strom* (anstelle des BHKW-Moduls) *im Sommer*, z.B. für das MFH Ersinger Str. 2, ist grob abschätzbar. Hier hat die optimal ausgelegte Wärmepumpe eine Leistung von ca. 36 kW_{th} (s. oben). Zur TWW-Erzeugung im Sommer genügt die Hälfte, betrieben tagsüber mit PV-Strom. Nimmt man an, dass damit ca. 2 Drittel des *Sommer-TWW-Bedarfs* der Ersinger Str. 2 gedeckt werden können, so reduzieren sich Gaseinsatz und Energie-Aufwandszahl (wenn man den PV-Strom primärenergetisch mit 0 ansetzt) um ca. 10 %.

Die dazu erforderliche PV-Leistung beträgt ca. 10 kW_p (das 1,7-fache der elektrischen Leistung der Wärmepumpe im Sommer). Die Wärmegestehungskosten werden so um ca. 1,5 €/MWh_{th} weiter reduziert (PV-Stromverbrauch der Wärmepumpe mit 9 ct/kWh_{el} verrechnet (= Ertrag für alternative PV-NetZRückspeisung). Die Jahres-Aufwandszahl kann so um ca. 13 % verbessert werden, d.h. sie geht – je nach Systemgröße – in Richtung 0,50 kWh_{Hu}/kWh_{th} (eine Verbesserung im Vergleich zum NT-Erdgas-Kessel um ca. 60 %).

Anhang A.6 Varianten

Das System BHKW / Wärmepumpe / PV-Anlage / SL-Kessel (plus geeignet dimensionierte Wärmespeicher und eventuell TWW-Ultrafiltration) bietet neue Freiheitsgrade für eine optimierte Fahrweise, vorausgesetzt eine ‚smarte‘ Regelung ermöglicht dies.

In den Übergangszeiten, mit geringem Heizbedarf, besteht Spielraum zur teilweisen Entkopplung von BHKW und Wärmepumpe (unter Nutzung von PV-Strom) mit der Möglichkeit, mit dem BHKW

⁶⁵ Der Grund für diese gute Wirtschaftlichkeit liegt hauptsächlich darin, daß die Stromerzeugungskosten des BHKW's, das die Wärmepumpe antreibt, sehr günstig sind.

nicht die Wärmepumpe anzutreiben, sondern - bei gleichzeitiger Nutzung der BHKW-Wärmeerzeugung - z.B. frühmorgens und/oder abends die Haushalte mit Strom zu beliefern (die Wärmepumpe fährt dann tagsüber mit PV-Strom). Damit könnte man einen großen Teil des Bedarfs an Haushaltsstrom im versorgten MFH abdecken und so die Gesamtwirtschaftlichkeit weiter verbessern.

Eine weitere Option ist, wie bereits oben angedeutet, das System ‚BHKW-Wärmepumpe‘ etwas niedriger auszulegen und mit einem zusätzlichen BHKW-Modul die lokale Stromnutzung (Haushaltsstrom) zu maximieren.

Dies alles erfordert eine komplexe Regelungsstrategie mit präziser Temperatur- und Speicher-Controlling unter Berücksichtigung des Nutzerverhaltens, der verfügbaren Speicherkapazität sowie von Wetterprognosen für den nächsten Tag. Der Einsatz einer Ultrafiltrationsanlage zur Absenkung der TWW-Temperatur bietet eine weitere Optimierungsmöglichkeit.

Die Gesamtkonzeption für ein solch komplexes System erfordert neue Planungs- und Optimierungsansätze, unter Einbeziehung von Modellen zur Systemsimulation in der Planung und als Optimierungswerkzeug im laufenden Betrieb, mit Potentialen zur weiteren Verbesserung der System-Wirtschaftlichkeit (Summe von Wärme- und Stromkosten der Haushalte) sowie der PE- bzw. CO₂-Kennzahlen über die o.g. Halbierung von p_e und c_e hinaus.

Anhang B Bilanzräume im SQ Karlsruhe-Durlach

Zur Erstellung und Bewertung von Energiebilanzen und Energiekennwerten ist die Abgrenzung einzelner Bilanzräume erforderlich. Das SQ Karlsruhe-Durlach wird in folgende Bilanzräume eingeteilt:

- Bilanzraum 1: Abgrenzung des Quartiers zum Energiemarkt
- Bilanzraum 2: Bilanzierung der einzelnen Gebäude
- Bilanzraum 3: Bilanzierung der Energieversorgung und der nutzerbedingten Energieverbräuche

Anhang B.1 Bilanzraum 1

Der Bilanzraum 1 grenzt das SQ Karlsruhe-Durlach zum Energiemarkt ab (siehe Abb. Anh. C-1). Bilanziert werden die zugeführten Energieströme Strom und Erdgas sowie die zurückgespeiste Menge Strom. Die BHKW-Module, die PV(T)-Anlagen, die Erdwärmesonden und die Außenlufteinheit sind interne Energiequellen.



Abb. Anh. B-1: Bilanzraum 1: Abgrenzung des Smarten Quartiers Durlach zum Energiemarkt

Es werden folgende Kennwerte des gesamten Quartiers gebildet (Monatsbilanzen):

- Absoluter und spezifischer Endenergieverbrauch (d.h. Endenergieverbrauch der von außen bezogenen Energieträger Strom und Erdgas)
- Absoluter und spezifischer Primärenergieverbrauch (d.h. Primärenergieverbrauch der von außen bezogenen Energieträger Strom und Erdgas)
- Absolute und spezifische $\text{CO}_{2,\text{äqu}}$ -Emissionen (d.h. $\text{CO}_{2,\text{äqu}}$ -Emissionen der von außen bezogenen Energieträger Strom und Erdgas)
- Absolute und spezifische Endenergieerzeugung (d.h. Vor-Ort erzeugte und ins Netz eingespeiste Menge an Strom)

Mit diesen Daten können auch der Energie-Deckungsgrad (durch lokale Energie) bzw. der Energie-Autarkiegrad des Quartiers berechnet werden.

Anhang B.2 Bilanzraum 2

Im Bilanzraum 2 werden die einzelnen Gebäude (die fünf MFH für sich bzw. die Energiezentrale) bilanziert, siehe Abb. Anh. C-2:

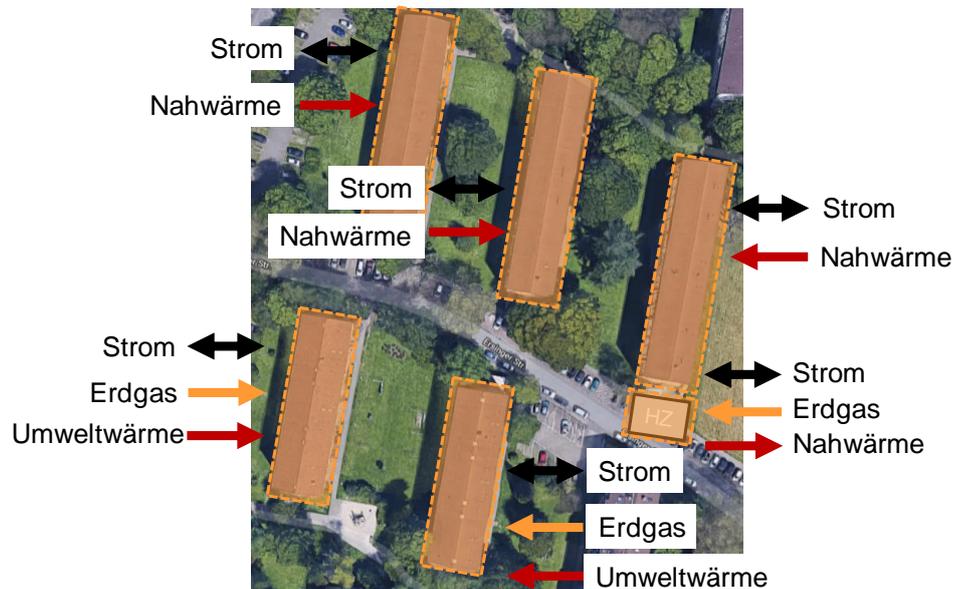


Abb. Anh. B-2: Bilanzraum 2: Bilanzierung der einzelnen Gebäude

Es werden folgende Energiekennwerte differenziert nach Gebäuden ermittelt (Monatsbilanzen):

- Absoluter und spezifischer Endenergieverbrauch (d.h. Endenergieverbrauch der bezogenen Energieträger Strom, Erdgas, Umwelt- und Nahwärme je Gebäude)
- Absoluter und spezifischer Primärenergieverbrauch (d.h. Primärenergieverbrauch der bezogenen Energieträger Strom, Erdgas, Umwelt- und Nahwärme je Gebäude)
- Absolute und spezifische $\text{CO}_{2,\text{äqu}}$ -Emissionen (d.h. $\text{CO}_{2,\text{äqu}}$ -Emissionen der bezogenen Energieträger Strom, Erdgas, Umwelt- und Nahwärme je Gebäude)
- Absolute und spezifische Endenergieerzeugung (d.h. in der Energiezentrale bereitgestellte Nahwärme sowie Vor-Ort erzeugte und ins (Areal-)Netz eingespeiste Menge an Strom je Gebäude)

Anhang B.3 Bilanzraum 3

Im Bilanzraum 3 werden grundsätzlich die einzelnen Energiesysteme und die nutzerbedingten Energieverbräuche im SQ Karlsruhe-Durlach bilanziert. Die nutzerbedingten Energieverbräuche je Gebäude setzen sich wie folgt zusammen (siehe auch Abb. Anh. B-3):

- Elektrische Energie
 - Haushaltsstrom
 - Allgemeinstrom (Außen- und Treppenhausbeleuchtung, ...)
 - Hilfsstrom (MSR, ...)
- Thermische Energie
 - Heizung
 - TWW
 - Bereitgestellte Wärmemenge
 - Tatsächlicher TWW-Verbrauch
 - Zirkulationsverluste

Neben diesen Verbräuchen sollen daraus abgeleitete Größen bestimmt werden:

- Primärenergieverbrauch
- $\text{CO}_{2,\text{äqu}}$ -Emissionen
- Anteil an erneuerbaren Energien an der Energieversorgung
- Autarkiegrad
- Eigenverbrauchsanteil

mit den zugehörigen Kennzahlen (p_e , c_e , q_{Hz} , q_{TWW} , e_{HH} , e_{H} , e_{A}).

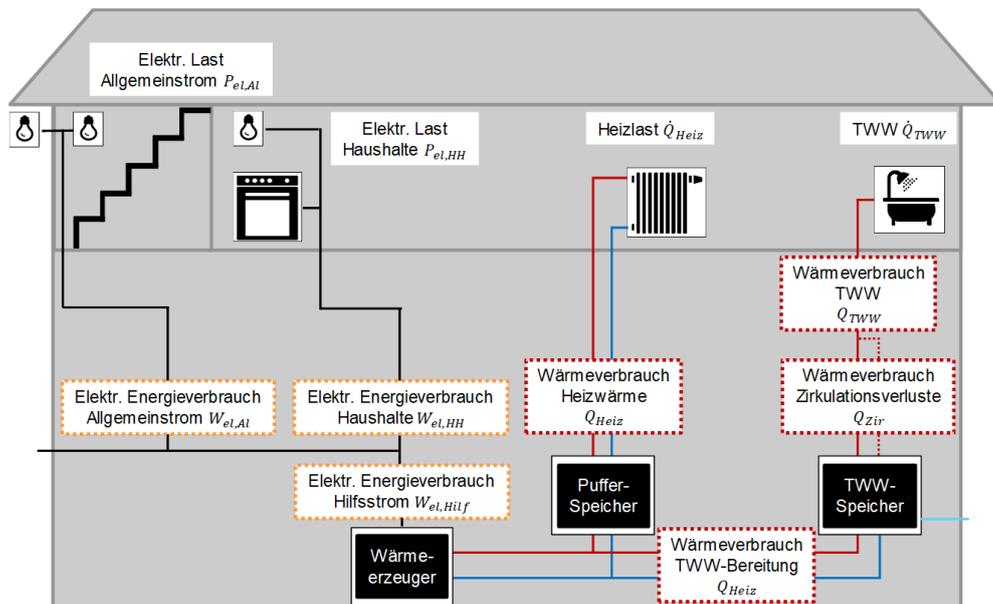


Abb. Anh. B-3: Bilanzraum 3: Nutzerbedingter Energieverbrauch

Neben diesen nutzerbedingten Energieverbräuchen sollen folgende Energieversorgungsanlagen untersucht werden:

- BHKW-Module
- Wärmepumpe
- Spitzenlastkessel
- Speicher
- Frischwasserstation
- Ultrafiltration
- PV-Anlage
- PVT-Anlage
- Außenlufteinheit
- Erdwärmesonde

Der Bilanzraum 3 setzt sich deshalb aus folgenden Komponenten-Bilanzräumen zusammen:

Wärmebereitstellung

Spitzenlastkessel

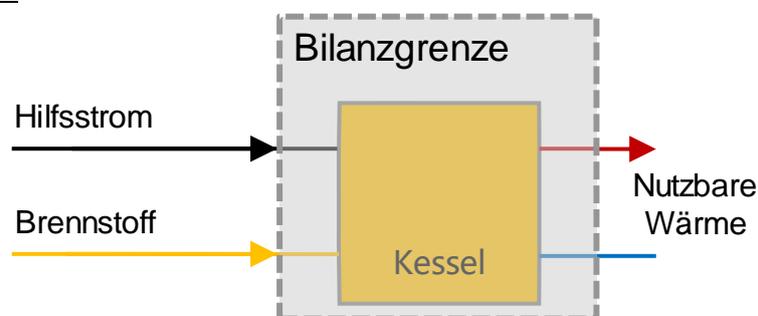


Abb. Anh. B-4: Bilanzraum 3: Spitzenlastkessel

Folgende Messgrößen sollen aufgezeichnet werden:

- Endenergieverbrauch
 - Brennstoff
 - Hilfsenergie (Strom)
- Bereitgestellte Wärmemenge:
 - Vor- / Rücklauftemperatur
 - Volumenstrom
 - daraus rechnerisch: Wärmemenge

und die daraus zu bestimmenden Größen:

- Eingesetzter Energieträger
- (Jahres-)Nutzungsgrad
- Betriebsstunden
- Volllaststunden
- Deckungsanteil
- Startanzahl

BHKW

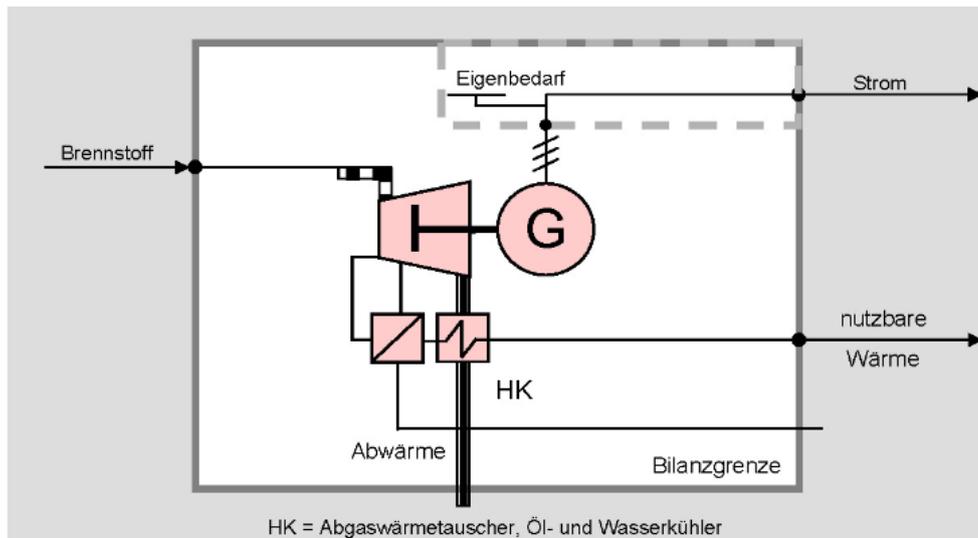


Abb. Anh. B-5: Bilanzraum 3: BHKW (Quelle: AGFW FW 308)

Folgende Messgrößen sollen aufgezeichnet werden:

- Endenergieverbrauch
 - Brennstoff
 - Hilfsenergie Strom?
- Bereitgestellte Wärmemenge:
 - Vor- / Rücklauftemperatur
 - Volumenstrom
 - daraus rechnerisch: Wärmemenge
- erzeugte elektrische Energie (netto, d.h. ohne Eigenbedarf)
 - davon eingespeister und im Quartier verbrauchter Anteil

und die daraus zu bestimmenden Größen:

- Eingesetzter Energieträger
- (Jahres-)Nutzungsgrad (elektrisch, thermisch, gesamt)
- Stromkennzahl
- Betriebsstunden
- Volllaststunden
- Deckungsanteil
- Startanzahl

Wärmepumpe

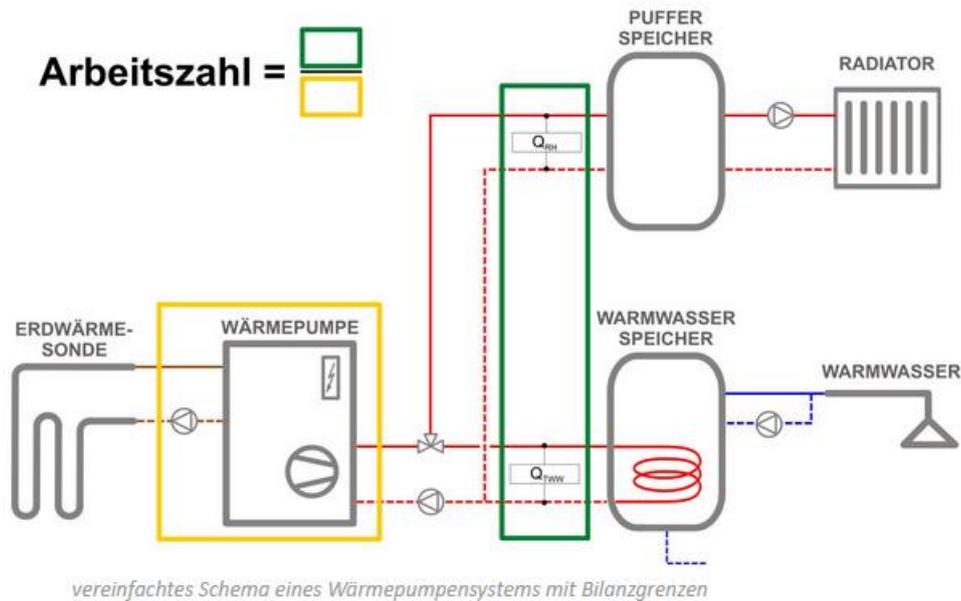


Abb. Anh. B-6: Bilanzraum 3: Wärmepumpe (Quelle: WP smart im Bestand)

Folgende Größen sollen aufgezeichnet werden:

- Bereitgestellte therm. Energie direkt nach Wärmepumpe und damit vor Speicher gemessen
- Vom Elektroheizstab bereitgestellte therm. Energie berücksichtigt (falls vorhanden)
- Elektroenergiebezug: Verdichter, Steuerung, Wärmequellenantrieb, Elektroheizstab

und die daraus zu bestimmenden Kennwerte:

Effizienz der Wärmepumpenanlage:

- Thermische Energie:
 - TWW-Erwärmung
 - Raumheizung
- Elektrische Energie:
 - Verdichter und Steuerung
 - Antrieb in der Wärmequelle (Solepumpe, Ventilator)
 - Elektroheizstab (falls vorhanden)

Deckungsanteil der Wärmepumpe

Bivalenzpunkt

JAZ

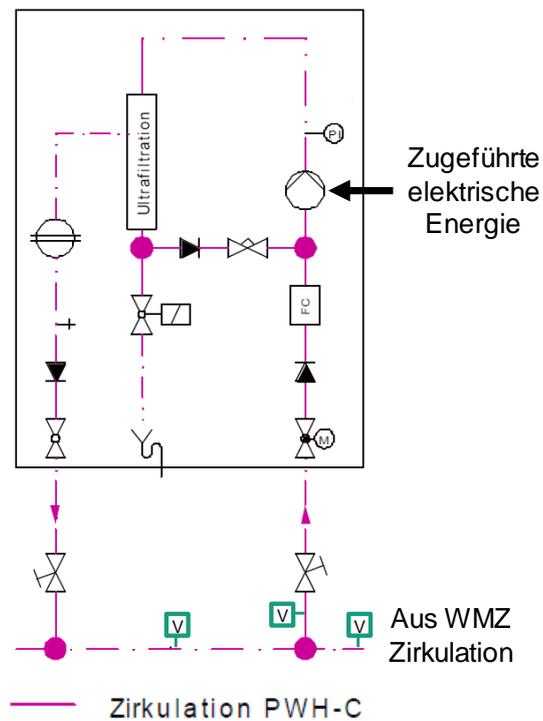


Abb. Anh. B-9: Bilanzraum 3: Ultrafiltration

Aufzuzeichnende Messgrößen:

- Zugeführte elektrische Energie (Stromverbrauch der Pumpe)
- Aufteilung des Volumenstromes durch Ultrafiltrationsanlage

Neben der Wärmebereitstellung sollen für die weiteren Komponenten der Energieversorgung folgende Werte aufgezeichnet und bestimmt werden:

PV-Anlage(n)

- erzeugte elektrische Energie
 - davon eingespeister und im Quartier selbst verbrauchter Anteil
- Deckungsanteil am Stromverbrauch des Quartiers

PVT-Anlage

- erzeugte elektrische Energie
 - davon eingespeister und im Quartier selbst verbrauchter Anteil
- Deckungsanteil am Stromverbrauch des Quartiers
- Bereitgestellte thermische Energie
 - Direkt
 - Als Wärmequelle der WP
- Zur Abtauung benötigte thermische Energie

Außenlufteinheit

- Bereitgestellte thermische Energie
- Stromverbrauch Ventilator
- Stromverbrauch Pumpe
- Zur Abtauung benötigte thermische Energie

Erdwärmesonde

- Bereitgestellte thermische Energie
- Stromverbrauch Pumpe
- Differenzdruck
- Temperaturprofil von mind. 2-3 Sonden (alle 10 Meter, an der Außenwand der U-Rohre) und daraus Eingangsdaten für Erdsonden-Simulationsmodelle (ISE).

Weitere TGA

- Stromverbrauch der Pumpen
- Stromverbrauch Gebäudeleittechnik incl. Messtechnik
- Stromverbrauch Begleitheizung (falls vorhanden)

MSR:

- Drehzahl und Signale Pumpen
- Stellsignal Ventile
- Fehlermeldungen (Alarm)
- Steuerungssignale der einzelnen Komponenten

Anhang B.4 Messtellenschema Ersinger Str. 1, 3 und 5

In den zentral versorgten Gebäuden (Ersinger Str. 1, 3 und 5) werden zwei unterschiedliche Monitoringkonzepte, welche sich im Detaillierungsgrad unterscheiden, realisiert. Dabei soll ein Gebäude (derzeit in Ersinger Str. 1 geplant) detaillierter betrachtet werden. In Abbildung Anh. C-10 ist ein vorläufiges Prinzip-Schaltbild der durch die Energiezentrale versorgten Gebäude mit dem „Standard-Monitoring-Konzept“ (Ersinger Str. 3 und 5) dargestellt.

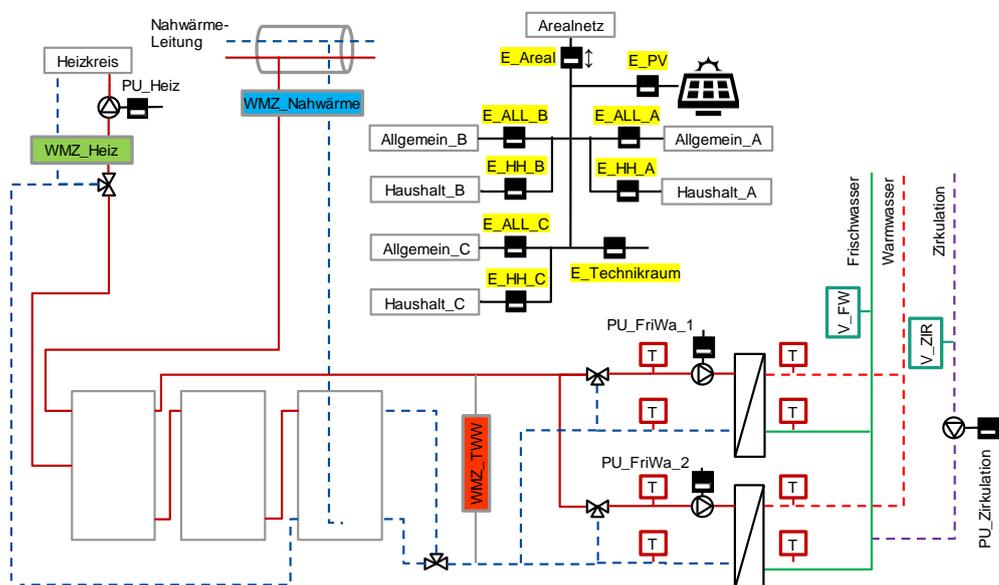


Abb. Anh. B-10: Prinzip-Schaltbild der Nahwärme-Hauszentralen Ersinger Str. 3 und 5 („Standard-Monitoring-Konzept“). Die Bezeichnungen A, B, C beziehen sich auf die 3 Haus-eingänge in jedem Gebäude.

Eines der zentral versorgten Gebäude (voraussichtlich Ersinger Str. 1) soll in einem höheren Detaillierungsgrad betrachtet werden. Ein vorläufiges Prinzip-Schaltbild ist in Abbildung Anh. C-11 dargestellt.

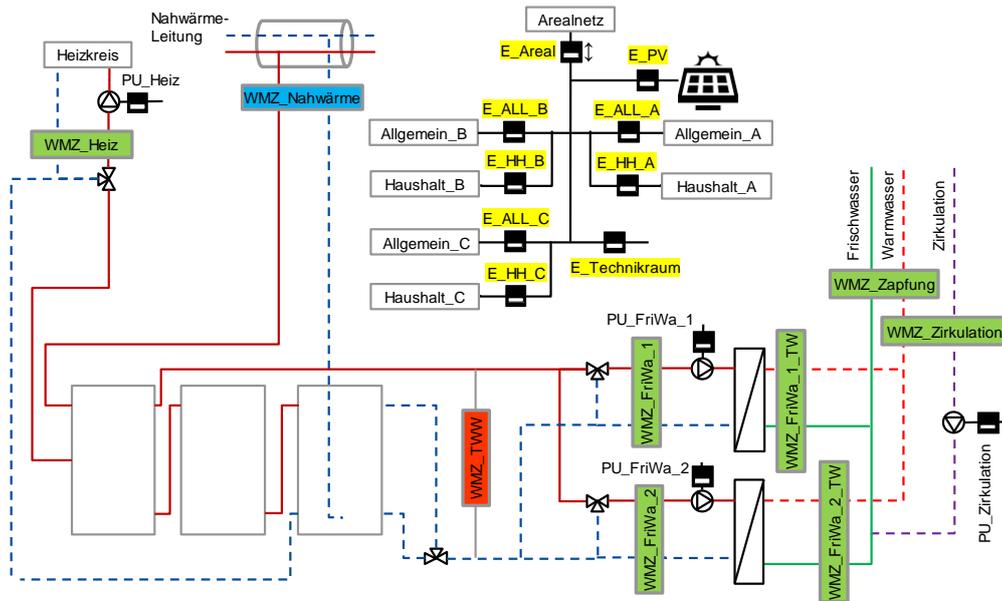


Abb. Anh. B-11: Prinzip-Schaltbild der Nahwärme-Hauszentrale, erweiterte Messausstattung (voraussichtlich Ersinger Str. 1). Die Bezeichnungen A, B, C beziehen sich auf die 3 Hauseingänge im Gebäude.

Anhang B.5 Messtellenschema Ersinger Str. 2

Abbildung Anh. C-12 zeigt das Prinzip-Schaltbild der Ersinger Str. 2 (Wärmepumpenanlage mit PVT).

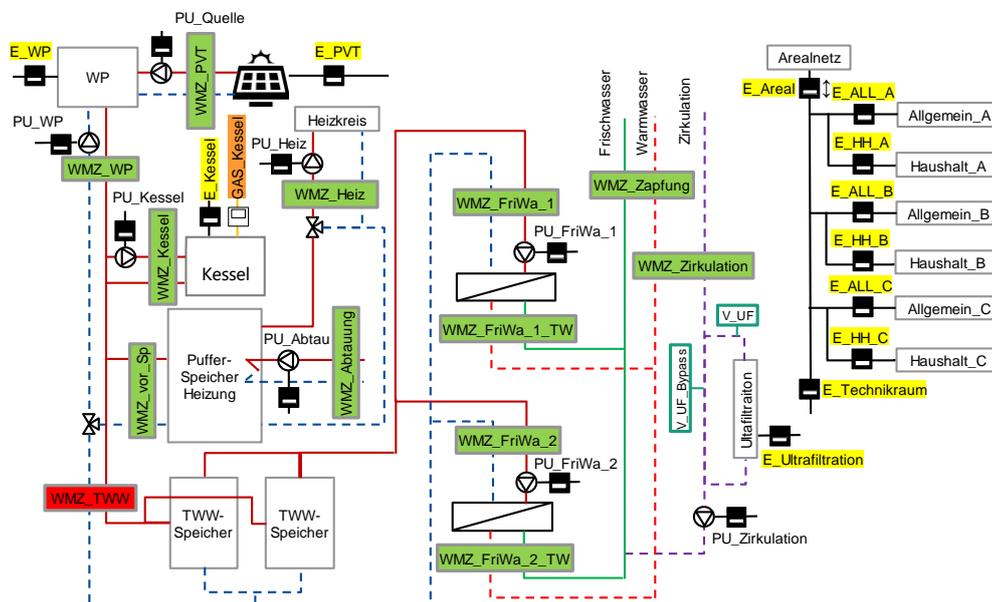


Abb. Anh. B-12: Prinzip-Schaltbild der PVT-Wärmepumpenanlage (Ersinger Str. 2). Die Bezeichnungen A, B, C beziehen sich auf die 3 Hauseingänge im Gebäude.

Anhang B.6 Messstellenschema Ersinger Str. 4

Abbildung Anh. C-13 zeigt das Prinzip-Schaltbild der Ersinger Str. 4 (Viessmann-Wärmepumpenanlage mit Mehrquellensystem).

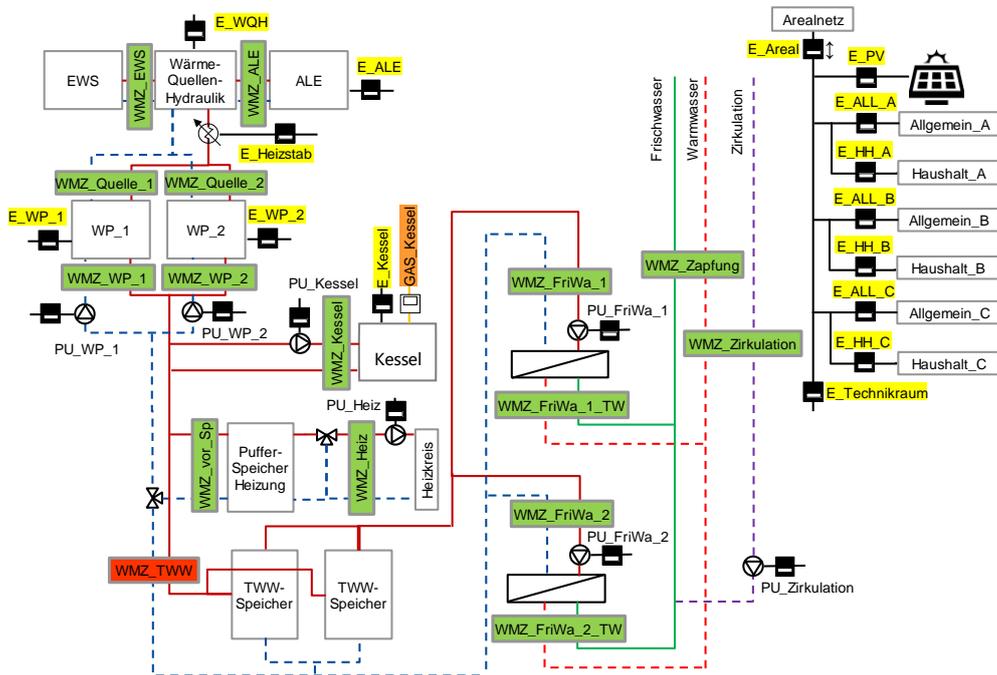


Abb. Anh. B-13: Prinzip-Schaltbild der Viessmann-Wärmepumpenanlage (Ersinger Str. 4). Die Bezeichnungen A, B, C beziehen sich auf die 3 Hauseingänge im Gebäude.

Anhang C Kennlinien der Waterkotte Hochtemperatur-Wärmepumpe

Im Haupttext wurden die Kennzahlen der zunächst favorisierten Sole-Wärmepumpe ET 5112DT analysiert. Wegen der bestehenden Unsicherheit hinsichtlich der dauerhaften Nutzbarkeit einer Ultrafiltrationsanlage für die Entfernung von Legionellen aus dem TWW-Kreis wurde jedoch beschlossen, eine Wärmepumpe auszuwählen, die in der Lage ist, eine TWW-Temperatur von 65 °C im Dauerbetrieb bereitzustellen. Dies ist eine Wärmepumpe der Baureihe **DS 5110T, EcoTouch 5077.4T**, (Kältemittel R134a) mit 2-stufiger Regelung und einer Leistungsaufnahme von ca. 12 bis 20 kW_{el} und einer thermischen Leistung von ca. 50 bis 75 kW_{th}. Diese Wärmepumpe kann laut Hersteller bis 75 °C bereitstellen, soll hier aber bis maximal 65 °C bzw. für eine minimale Sole-Temperatur von -5 °C eingesetzt werden. Auch hier liegt von Waterkotte die Tabelle der gemessenen Leistungszahlen für verschiedene Sole- bzw. Nutzwärme-Temperaturen vor:

Tab. Anh. D-1: Leistungszahlen nach EN 14511 der Waterkotte-HT-Wärmepumpe EcoTouch 5077.4T in Abhängigkeit von den Quellen- bzw. Nutzwärme-Temperaturen für den Betrieb mit Wasser/Ethylen-Glycol (25 %) – Sole.

Nutzwärme-Temperatur	Wärmequellen-Temperatur (°C)					
	-5	0	5	10	15	20
30	4,1	4,6	5,2	5,7	6,4	(6,9)
35	3,8	4,2	4,7	5,2	5,7	6,3
40	3,5	3,8	4,3	4,7	5,2	5,7
45	3,2	3,5	3,9	4,3	4,7	5,2
50	2,9	3,2	3,6	3,9	4,3	4,7
55	2,7	3	3,2	3,6	3,9	4,2
60	2,5	2,7	3	3,2	3,5	3,8
65	2,3	2,5	2,7	3	3,2	3,5

Mit diesen Daten können die Leistungszahlen bei unterschiedlichen Rahmenbedingungen grafisch dargestellt werden (Abb. Anh. D-1). Ferner können dort die Betriebspunkte für den Heizbetrieb bei bekannten Heizkurven (s. Abb. A2-27 für die Heizkurve in der Ersinger Str. 4) eingetragen werden, ebenso für die TWW-Erzeugung (65 °C).

Im Heizbetrieb erfolgt am häufigsten in einem Außentemperaturbereich von 0 bis 5 °C. Hier ergeben sich die ϵ -Kurven 2 und 3 (von unten gezählt), d.h. die Leistungszahl liegt hier zwischen 3,2 und 4,0 bzw. im Durchschnitt bei ca. 3,6.

Die TWW-Erzeugung erfolgt das ganze Jahr über. Bei einer jahresmittleren Außentemperatur von ca. 10 °C (in Karlsruhe) ergibt sich demnach eine jahresmittlere Leistungszahl zur TWW-Erzeugung mit dieser Wärmepumpe von ca. 3,0. (Bei einer TWW-Temperatur von 50 °C würde sich hingegen eine durchschnittliche Leistungszahl von ca. 4,0 ergeben).

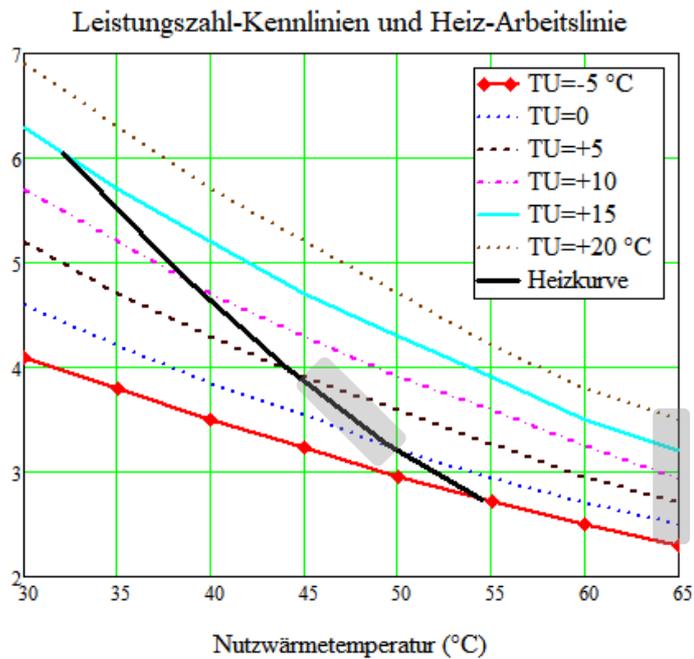


Abb. Anh. D-1: Kennlinienfeld der Leistungszahlen der Waterkotte-HT-Wärmepumpe EcoTouch 5077.4T nach Tab. Anh. D-1 mit der ‚Arbeitslinie‘ der Wärmepumpe im Heizbetrieb nach Abb. A2-27 (schwarze Kurve) sowie mit dem Bereich des häufigsten Heizbetriebs (0 bis 5 °C Außentemperatur, graues schräges Feld). Unten rechts ist der Leistungszahl-Bereich bei TWW-Erzeugung (65°C) angegeben (graues vertikales Feld).

Aus den ε -Werten in Tab. Anh. D-1 kann wie im Haupttext, Abschnitt A2.7.4, das zugehörige Kennlinienfeld der Gütezahlen der Wärmepumpe berechnet werden (Formel (A2.7)):

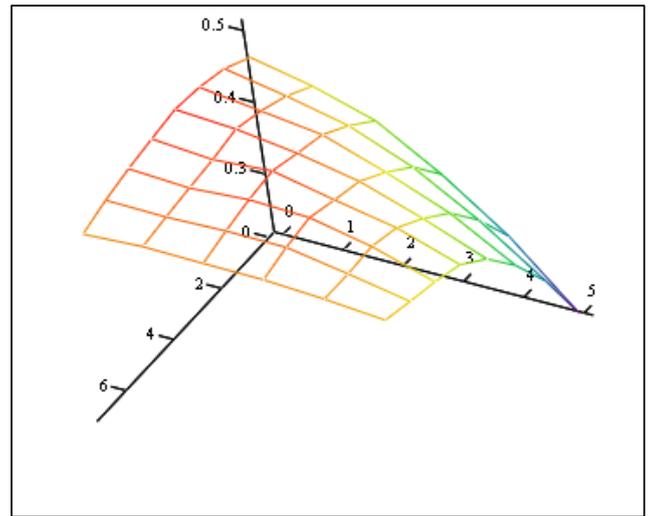
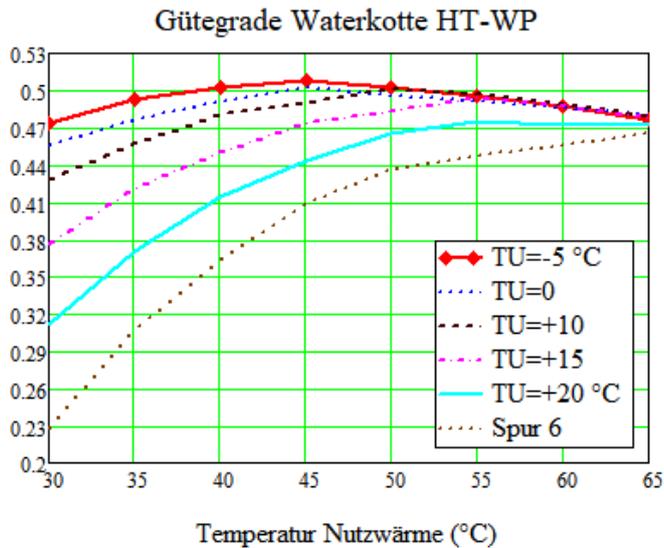


Abb. Anh. D-2: Kennlinienfeld der Gütegrade der Waterkotte-HT-Wärmepumpe EcoTouch 5077.4T nach Tab. Anh. D-1 in Abhängigkeit von der Nutzwärme-Temperatur für verschiedene Wärmequellen-Temperaturen (linkes Bild). Rechts eine 3D-Darstellung als visueller Eindruck der η_G -Fläche.

Die Gütegrade können auch als Funktion des Temperatur-Hubs der Wärmepumpe, $\Delta T_H = T_O - T_U$, dargestellt werden (vgl. mit Abb. A2-35!):

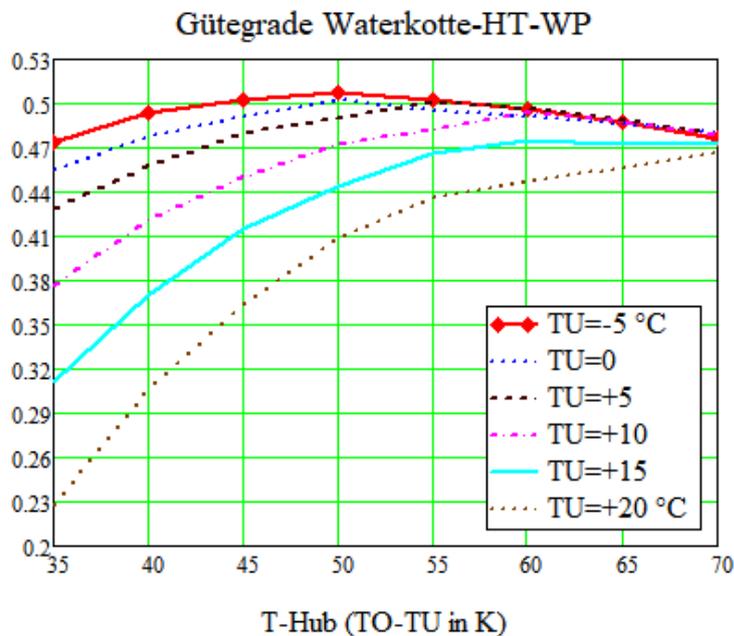


Abb. Anh. D-3: Gütegrade der Waterkotte-HT-Wärmepumpe (Leistungszahlen nach Tab. Anh. D-1) als Funktion des Temperatur-Hubs $\Delta T_H = T_O - T_U$. Das absolute η_G -Maximum liegt bei 0,505 ($\Delta T_H = 50$ K, Quellen-Temperatur = - 5 °C).

Bei niedrigen Quellen-Temperaturen (5 °C und darunter) liegt die Gütezahl im Bereich von 0,50. Sie sinkt bei höherer Quellen-Temperatur (und niedrigerer Heiz-Temperatur) deutlich in Richtung 0,35 ab. Die reale Leistungszahl liegt dann (nur) bei ca. 4,4 bis 4,8. Diese HT-Wärmepumpe ist also

auf einen Betrieb bei großem T-Hub ausgelegt und stellt einen Kompromiss zwischen Heizbetrieb (Nutz-Temperatur im Bereich von 45 bis 52 °C) und TWW-Erzeugung (65 °C) dar.