

Masterarbeit

Innovative Energieversorgung in Wohnquartieren: Eine Studie zur Anwendbarkeit des teilkalten Nahwärmekonzeptes

**Masterarbeit zur Erlangung des akademischen Grades
Master of Science
an der Fachhochschule Burgenland
(Austrian Institute of Management)**

Adrian Volk

2140029002

**Betreuer: Klaus Wukowich
Einreichungsdatum: 01.03.2024**

Erklärung zur Verfassung der Arbeit

Ich erkläre an Eides statt, dass ich die Masterarbeit mit dem Titel „Innovative Energieversorgung in Wohnquartieren: Eine Studie zur Anwendbarkeit des teilkalten Nahwärmekonzeptes“ selbstständig und ohne fremde Hilfe verfasst, andere als die angegebenen Quellen und Hilfsmittel nicht benutzt und alle den benutzten Quellen wörtlich oder sinngemäß entnommene Stellen als solche kenntlich gemacht habe.

Amberg, den 01.03.2024



Abstract

Angesichts der drängenden Herausforderungen des Klimawandels und der Begrenztheit natürlicher Ressourcen richtet sich der Fokus dieser Masterarbeit auf innovative Lösungsansätze zur Transformation des Energiesektors. Untersucht wird dabei die Anwendbarkeit und Leistungsfähigkeit eines aus konventionellen und kalten Wärmenetzen kombinierten Systems, das als teilkaltes Wärmenetz bezeichnet wird. Kernstück der Analyse ist eine stündliche Simulation der Systemleistung über ein gesamtes Kalenderjahr, die es ermöglicht, die technische Leistungsfähigkeit dieser Netze präzise zu bewerten und Optimierungsmöglichkeiten aufzuzeigen. Durch Variationen von Speichergrößen, der Leistung der zentralen Wärmepumpe und der Systemtemperaturen wurden wichtige Erkenntnisse über die energetische und ökologische Effizienz sowie über die technischen Rahmenbedingungen für einen Einsatz des Systems gewonnen. Die Arbeit verdeutlicht, dass innovative Wärmenetze eine wichtige Rolle in der Energiewende spielen können, indem sie zukünftige Stromnetze mittels saisonal verschobener Sektorkopplung entlasten.

Die Modellierungsergebnisse zeigen die Notwendigkeit, einen ausgewogenen Kompromiss zwischen der Speichergröße und dem Energiebedarf zu finden, und betonen die Bedeutung der Auswahl geeigneter Wärmepumpen zur Maximierung der Systemeffizienz. Außerdem wird die Anpassungsfähigkeit des Konzepts an unterschiedliche klimatische Bedingungen, Wohnquartierarten und -größen dargestellt.

Die Analyse verdeutlicht jedoch auch die Herausforderung bei der Darstellung und Prognose tatsächlicher Vorteile des Systems in Bezug auf CO_2 -Einsparungen und Wirtschaftlichkeit. Daher wird die Notwendigkeit weiterer Forschung betont, um die Praxisrelevanz und Netzdienlichkeit solcher Wärmenetze besser zu verstehen. Die Masterarbeit liefert somit Impulse für die Weiterentwicklung von nachhaltigen Wärmeversorgungskonzepten für Wohnquartiere.

Stichworte: nachhaltige Energieversorgung, saisonale Wärmespeicherung, innovative Wärmenetze, Sektorkopplung

Inhaltsverzeichnis

Formelzeichen	III
Abkürzungsverzeichnis	VI
Abbildungsverzeichnis	VIII
Tabellenverzeichnis	XIII
1 Einleitung	1
1.1 Motivation	2
1.2 Forschungsfragen	3
1.3 Methode	3
1.4 Aufbau der Arbeit	4
2 Wärmenetze - Stand der Technik	6
2.1 Grundlagen	6
2.2 Einteilung	10
2.3 Saisonale Wärmespeicherung	11
3 Das Konzept teilkalte Nahwärme	18
3.1 Prinzip	18
3.2 Hydraulik	20
4 Methodik, Vorgehen, Systemgrenzen und Ablauf der Modellierung	24
4.1 Vorgehen bei der Modellierung	25
4.2 Geografische Daten	26
4.3 Zentrale Wärmepumpe	28
4.4 Spitzenlasterzeuger	30
4.5 Wärmespeicher	31
4.6 Wärmebedarf Wohnquartiere	34
4.7 Dezentrale Nacherwärmung	40
4.8 Verteilnetz	42

4.9	Ladematrix	44
4.10	Photovoltaik	45
4.11	Wärmeströme	46
5	Ergebnisse	51
5.1	Speichergröße	51
5.2	Nennwärmeleistung Wärmepumpe	53
5.3	Maximale Vorlauftemperatur der zentralen Wärmepumpe	55
5.4	Quartiergröße	57
5.5	Wohnquartierarten	59
5.6	Betrachtungszeiträume	60
5.7	Validierung der Ergebnisse	62
6	Bewertung und Diskussion	68
6.1	Ökologische Bewertung	68
6.2	Ökonomische Bewertung	71
6.3	Optimierungen	73
6.4	Integration in Bestandsnetze	77
6.5	Zusammenfassung	78
6.6	Schlussbemerkung	80
	Literatur	81
	Anhang A Ergebnisse Speichergröße	A-1
	Anhang B Ergebnisse Nennleistung Wärmepumpe	B-1
	Anhang C Ergebnisse Vorlauftemperatur zentrale Wärmepumpe	C-1
	Anhang D Ergebnisse Quartiergrößen	D-1
	Anhang E Ergebnisse Quartierarten	E-1
	Anhang F Ergebnisse Betrachtungszeiträume	F-1

Formelzeichen

Symbol	Einheit	Bedeutung
A_{VR}	m^2	maßgebende Oberfläche
A_{WF}	m^2	Gesamtwohnfläche Wohnquartier
$A_{ES,Mantel}$	m^2	Mantelfläche des Erdbeckenspeichers
a_{ES}	m	Speichermaß oben
b_{ES}	m	Speichermaß unten
COP		Leistungszahl der Wärmepumpe in einem bestimmten Betriebspunkt
c_W	$kJ/(Kg \cdot K)$	spezifische Wärmekapazität flüssiges Wasser
G_{t_i/t_g}	$K * d$	Gradtagszahl für eine bestimmte Raum- und Heizgrenztemperatur
h_{ES}	m	Höhe Erdbeckenspeicher
$h_{M,ES}$	m	Höhe Mantel Erdbeckenspeicher
$h_{\ddot{U}}$	m	Überdeckungshöhe
JAZ		Jahresarbeitszahl
$JAZ_{WP,zen}$		Jahresarbeitszahl Wärmepumpe zentral
$JAZ_{WP,dez}$		Jahresarbeitszahl Wärmepumpe dezentral
$JAZ_{WP,kum}$		Jahresarbeitszahl Wärmepumpen kumuliert
$JAZ_{Gesamtsystem}$		Jahresarbeitszahl Gesamtsystem
$P_{el,LWP}$	kW	elektrische Leistung der Luft-Wasser-Wärmepumpe in einem Betriebspunkt
$P_{el,Nenn}$	kW	elektrische Nennleistung
$P_{el,SWP}$	kW	elektrische Leistung der Sole-Wasser-Wärmepumpe in einem Betriebspunkt
$P_{PV,Nenn}$	kW	Nennleistung der PV-Anlage
$Q_{th,LWP}$	kW	thermische Leistung der Luft-Wasser-Wärmepumpe in einem Betriebspunkt
$Q_{th,Nenn}$	kW	Nennwärmeleistung
$Q_{w,stunde}$	kW	stündlicher Trinkwasserwärmebedarf

Symbol	Einheit	Bedeutung
$Q_{WP,Nenn}$	kW	Nennwärmeleistung Wärmepumpe
$Q_{th,SWP}$	kW	thermische Leistung der Sole-Wasser-Wärmepumpe in einem Betriebspunkt
$\dot{Q}_{th,Netz}$	kWh	Wärmestrom Wärmenetz
$\dot{Q}_{th,Speicher}$	kWh	Wärmestrom Speicher
$\dot{Q}_{th,Um}$	kWh	Wärmestrom Umwelt
$\dot{Q}_{th,WP}$	kWh	Wärmestrom Wärmepumpe
$\dot{Q}_{th,WQ}$	kWh	Wärmestrom Wohnquartier
\dot{Q}_V	kWh	Wärmeverluststrom Rohrleitung
$\dot{Q}_{V,Netz}$	kWh	Verlustwärmestrom Wärmenetz
$\dot{Q}_{V,Speicher}$	kWh	Verlustwärmestrom Speicher
q_w	$kWh/(m^2a)$	spez. jährlicher Trinkwasserwärmebedarf
$q_{w,b}$	$kWh/(m^2a)$	spez. jährlicher Trinkwasserwärmebedarf, Nutzener- gie
$q_{w,d}$	$kWh/(m^2a)$	spez. jährlicher Trinkwasserwärmebedarf, Verteilung
$q_{w,gen}$	$kWh/(m^2a)$	spez. jährlicher Trinkwasserwärmebedarf, Erzeugung
$q_{w,s}$	$kWh/(m^2a)$	spez. jährlicher Trinkwasserwärmebedarf, Speiche- rung
r_R	m	Rohr-Außenradius
r_M	m	Rohr-Mantelradius
s_n	m	Schichtdicken der einzelnen Schichten
s_{Deckel}	cm	Dämmstärke schwimmende Abdeckung Erdbecken- speicher
s_{Mantel}	cm	Dämmstärke Wände und Boden Erdbeckenspeicher
SPV		Speicherverhältnis
T_B	$^{\circ}C$	mittlere Betriebsmitteltemperatur Auslegung
T_{Bo}	$^{\circ}C$	Temperatur Erdreich
T_{ES}	$^{\circ}C$	Temperatur Erdbeckenspeicher
T_U	$^{\circ}C$	Lufttemperatur Umgebung
$T_{U,Start}$	$^{\circ}C$	Umgebungsluft-Starttemperatur zur Sommerladung
T_{RL}	$^{\circ}C$	Temperatur Rücklauf
T_{Sp}	$^{\circ}C$	Speichertemperatur

Symbol	Einheit	Bedeutung
$T_{Sp,max}$	$^{\circ}C$	maximale Speichertemperatur
$T_{Sp,min}$	$^{\circ}C$	minimale Speichertemperatur
$T_{Sp,min,not}$	$^{\circ}C$	minimale Speichertemperatur zum Start der Notladung
T_{VL}	$^{\circ}C$	Temperatur Vorlauf
$T_{VL,WP,max}$	$^{\circ}C$	Maximale Vorlauftemperatur der Wärmepumpe
T_{Quelle}	$^{\circ}C$	Quelltemperatur
t_g	$^{\circ}C$	Heizgrenztemperatur
t_i	$^{\circ}C$	mittlere angenommene Rauminnentemperatur
$t_{m,n}$	$^{\circ}C$	Tagesmitteltemperatur (außen) des jeweiligen Heiztages n
U_R	$W/(m^2K)$	Wärmeübergangskoeffizient Rohrleitung
V_{ES}	m^3	Volumen Erdbeckenspeicher
$W_{el,Not}$	kWh	elektrische Arbeit Notheizung
$W_{el,WP}$	kWh	elektrische Arbeit Wärmepumpe
$W_{el,WP,zen}$	kWh	elektrische Arbeit zentrale Wärmepumpe
$W_{el,WP,dez}$	kWh	elektrische Arbeit dezentrale Wärmepumpe
z	d	Anzahl der Tage im Auswertungszeitraum
α_a	$W/(m^2K)$	äußerer Wärmeübergangskoeffizient
$\alpha_{BW,ES}$	$^{\circ}$	Böschungswinkel Erdbeckenspeicher
α_i	$W/(m^2K)$	innerer Wärmeübergangskoeffizient
ΔT_L	K	Temperaturdifferenz Rohrleitungen
η		Wirkungsgrad
$\eta_{Gesamtsystem}$		Wirkungsgrad Gesamtsystem
λ_{Bo}	$W/(mK)$	Wärmeleitfähigkeit Boden
λ_D	$W/(mK)$	Wärmeleitfähigkeit Dämmung
λ_n	$W/(mK)$	Wärmeleitfähigkeiten der einzelnen Schichten

Abkürzungsverzeichnis

4GDH	fourth generation district heating
5GDHC	fifth generation district heating and cooling
BMWK	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
COP	Coefficient of Performance
dena	Deutsche Energie-Agentur
DVGW	Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V.
DWD	Deutscher Wetterdienst
EEWärmeG	Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz
EFH	Einfamilienhäuser
EnEV	Energieeinsparverordnung
EZFH	Ein- und Zweifamilienhäuser
GEG	Gebäudeenergiegesetz
GTZ	Gradtagszahl
JAZ	Jahresarbeitszahl
KSG	Bundes-Klimaschutzgesetz
LWP	Luft-Wasser-Wärmepumpe
MFH	Mehrfamilienhäuser
NWG	Nichtwohngebäude
PCM	Phase change material / Phasenwechselmaterial
PV	Photovoltaik
PVT	thermische Photovoltaik
RH	Reihenhaus
SWP	Sole-Wasser-Wärmepumpe
TRJ	Testreferenzjahr

TWW	Trinkwarmwasser
WE	Wohneinheiten
WG	Wohngebäude
WMZ	Wärmemengenzähler
WPG	Wärmeplanungsgesetz
WSVO	Wärmeschutzverordnung
ZFH	Zweifamilienhäuser

Abbildungsverzeichnis

1.1	Schematische Darstellung des Aufbaus der Arbeit, eigene Darstellung	5
2.1	Anzahl der Wohneinheiten in Deutschland Stand 2021, eigene Darstellung nach Daten von (dena, 2022, S.8)	7
2.2	Endenergieverbrauch von Wohngebäude (WG) und Nichtwohngebäude (NWG) in Deutschland Stand 2021, eigene Darstellung nach Daten von (dena, 2022, S.78)	8
2.3	Beheizungsstruktur WG und NWG in Deutschland Stand 2021, eigene Darstellung nach Daten von (dena, 2022, S.80ff.)	9
2.4	Entwicklung der energetischen Mindestanforderungen an Wohngebäuden in Deutschland seit 1980, eigene Darstellung nach Daten von (Rose, Wöffen et al., 2018, S.5), (Gebäudeforum klimaneutral, 2023), (Gebäudeforum klimaneutral, 2022) .	10
2.5	Einteilung von Nahwärmenetzen in Generationen, eigene Darstellung nach Daten von (Lund, Werner et al., 2014, S.9) und (Revesz, Jones et al., 2020, S.3) .	10
2.6	Übersicht über thermische Wärmespeichertechniken, eigene Darstellung nach Daten von (Haller und Ruesch, 2019, S.11)	12
3.1	Prinzip der Funktionsweise der teilkalten Nahwärme im Jahresverlauf, eigene Darstellung	19
3.2	Hydraulikkonzept Erzeugerseite (vereinfacht), eigene Darstellung	21
3.3	Hydraulikkonzept Wärmenetz (vereinfacht), eigene Darstellung	22
3.4	Hydraulikkonzept Verbraucher mit Sole-Wasser-Wärmepumpe (SWP) (vereinfacht), eigene Darstellung	23
4.1	allgemeines Vorgehen in der Modellierung, eigene Darstellung	24
4.2	Vereinfachte Darstellung der Berechnungsschritte der Modellierung, eigene Darstellung	25
4.3	mittlere Lufttemperatur in Deutschland im Winter 2022/2023, mit Marker ausgewählter Ort für Modellierung (DWD, 2023)	27
4.4	Schematische Darstellung als Schnitt des Erdbeckenspeichers mit Bezugsgrößen, eigene Darstellung	32

4.5	Schematische Darstellung von erdverlegten Rohren in Wärmenetzen in Einzelausführung, eigene Darstellung nach (Nussbaumer, Thalmann et al., 2018, S. 125)	42
4.6	Visualisierung der Energieströme in der Modellierung, eigene Darstellung . . .	47
4.7	Ablauf der Modellierung und Ergebnisdarstellung für die unterschiedlichen Berechnungsfälle, eigene Darstellung	50
5.1	qualitative Übersicht der Ergebnisse bei verschiedenen Speichervolumina, eigene Darstellung	52
5.2	qualitative Übersicht der Ergebnisse bei verschiedenen Nennleistungen der zentralen Wärmepumpe, eigene Darstellung	54
5.3	qualitative Übersicht der Ergebnisse bei verschiedenen maximalen Vorlauftemperaturen der zentralen Wärmepumpe, eigene Darstellung	56
5.4	qualitative Übersicht der Ergebnisse bei verschiedenen Quartiergrößen, eigene Darstellung	58
5.5	qualitative Übersicht der Ergebnisse bei verschiedenen Quartierarten, eigene Darstellung	59
5.6	qualitative Übersicht der Ergebnisse bei verschiedenen Betrachtungszeiträumen, eigene Darstellung	61
5.7	Darstellung der Lade- und Entnahmeleistungen und der Speichertemperatur im Jahresverlauf, eigene Darstellung	62
5.8	Darstellung der Strombedarfe und des Photovoltaik (PV)-Ertrags im Tagesmittel im Jahresverlauf, eigene Darstellung	63
5.9	Darstellung der Strombedarfe im System, eigene Darstellung	64
5.10	Darstellung der Entnahmeleistungen mit und ohne dezentrale Nacherwärmung, eigene Darstellung	65
5.11	Darstellung der Jahresarbeitszahlen im System, eigene Darstellung	65
5.12	Aufteilung der entnommenen Energie aus dem Speicher, eigene Darstellung . .	67
6.1	Darstellung des Jahresverlaufs der Strombedarfe im Tagesmittel bei teilkaltem Nahwärmenetz im Vergleich zu dezentralen Luftwärmepumpen, eigene Darstellung	70
6.2	spezifische Kosten von saisonalen Wärmespeichern (Angaben ohne Planungskosten und MwSt) (Mangold, Miedaner et al., 2012, S.26)	73

6.3	Darstellung der stündlichen Strombedarfe und des PV-Ertrags in einer Beispiel- woche im Sommer, eigene Darstellung	75
6.4	Darstellung der stündlichen Strombedarfe und des PV-Ertrags bei Erreichen der maximalen Speichertemperatur im Sommer, eigene Darstellung	76
6.5	Darstellung der stündlichen Strombedarfe und des PV-Ertrags bei Erreichen der minimalen Speichertemperatur im Winter, eigene Darstellung	77
A.1	Darstellung der Tage mit minimaler und maximaler Ladetemperatur des Spei- chers bei verschiedenen Speichervolumina, eigene Darstellung	A-1
A.2	Darstellung des Anteils der Energieverluste an der ausgespeicherten Energie bei verschiedenen Speichervolumina, eigene Darstellung	A-1
A.3	Darstellung des Autarkiegrades durch Eigenverbrauch von Photovoltaikstrom bei verschiedenen Speichervolumina, eigene Darstellung	A-2
A.4	Darstellung der Jahresarbeitszahl (JAZ) bei verschiedenen Speichervolumina, eigene Darstellung	A-2
A.5	Darstellung der Beladeanteile des Saisonspeichers bei verschiedenen Spei- chervolumina, eigene Darstellung	A-3
A.6	Darstellung der Speicher Start- und Endtemperatur bei verschiedenen Speicher- volumina, eigene Darstellung	A-3
A.7	Darstellung der Strombedarfe bei verschiedenen Speichervolumina, eigene Dar- stellung	A-4
B.1	Darstellung der Tage mit minimaler und maximaler Ladetemperatur des Spei- chers bei verschiedenen Nennwärmeleistungen der zentralen Wärmepumpe, eigene Darstellung	B-1
B.2	Darstellung des Anteils der Energieverluste an der ausgespeicherten Energie bei verschiedenen Nennwärmeleistungen der zentralen Wärmepumpe, eigene Darstellung	B-2
B.3	Darstellung des Autarkiegrades durch Eigenverbrauch von PV-Strom bei ver- schiedenen Nennwärmeleistungen der zentralen Wärmepumpe, eigene Darstel- lung	B-2
B.4	Darstellung der JAZ bei verschiedenen Nennwärmeleistungen der zentralen Wär- mepumpe, eigene Darstellung	B-3

B.5	Darstellung der Beladeanteile des Saisonspeichers bei verschiedenen Nennwärmeleistungen der zentralen Wärmepumpe, eigene Darstellung	B-3
B.6	Darstellung der Speicher Start- und Endtemperatur bei verschiedenen Nennwärmeleistungen der zentralen Wärmepumpe, eigene Darstellung	B-4
B.7	Darstellung der Strombedarfe bei verschiedenen Nennwärmeleistungen der zentralen Wärmepumpe, eigene Darstellung	B-4
C.1	Darstellung der Tage mit minimaler und maximaler Ladetemperatur des Speichers bei verschiedenen maximalen Vorlauftemperaturen der zentralen Wärmepumpe, eigene Darstellung	C-1
C.2	Darstellung des Anteils der Energieverluste an der ausgespeicherten Energie bei verschiedenen maximalen Vorlauftemperaturen der zentralen Wärmepumpe, eigene Darstellung	C-2
C.3	Darstellung des Autarkiegrades durch Eigenverbrauch von Photovoltaikstrom bei verschiedenen maximalen Vorlauftemperaturen der zentralen Wärmepumpe, eigene Darstellung	C-2
C.4	Darstellung der JAZ bei verschiedenen maximalen Vorlauftemperaturen der zentralen Wärmepumpe, eigene Darstellung	C-3
C.5	Darstellung der Beladeanteile des Saisonspeichers bei verschiedenen maximalen Vorlauftemperaturen der zentralen Wärmepumpe, eigene Darstellung	C-3
C.6	Darstellung der Speicher Start- und Endtemperatur bei verschiedenen maximalen Vorlauftemperaturen der zentralen Wärmepumpe, eigene Darstellung	C-4
C.7	Darstellung der Strombedarfe bei verschiedenen maximalen Vorlauftemperaturen der zentralen Wärmepumpe, eigene Darstellung	C-4
D.1	Darstellung des Anteils der Energieverluste an der ausgespeicherten Energie bei verschiedenen Quartiergrößen, eigene Darstellung	D-1
D.2	Darstellung des Autarkiegrades durch Eigenverbrauch von Photovoltaikstrom bei verschiedenen Quartiergrößen, eigene Darstellung	D-1
D.3	Darstellung der JAZ bei verschiedenen Quartiergrößen, eigene Darstellung . .	D-2
D.4	Darstellung der Beladeanteile des Saisonspeichers bei verschiedenen Quartiergrößen, eigene Darstellung	D-2
E.1	Darstellung des Anteils der Energieverluste an der ausgespeicherten Energie bei verschiedenen Quartierarten, eigene Darstellung	E-1

E.2	Darstellung der JAZ bei verschiedenen Quartierarten, eigene Darstellung . . .	E-1
E.3	Darstellung der Beladeanteile des Saisonspeichers bei verschiedenen Quartierarten, eigene Darstellung	E-2
F.1	Darstellung der Tage mit minimaler und maximaler Ladetemperatur des Speichers bei verschiedenen Betrachtungszeiträumen, eigene Darstellung	F-1
F.2	Darstellung der JAZ bei verschiedenen Betrachtungszeiträumen, eigene Darstellung	F-1
F.3	Darstellung der Entnahmeleistungen aus dem Saisonspeicher bei verschiedenen Betrachtungszeiträumen, eigene Darstellung	F-2
F.4	Darstellung der Speicher Start- und Endtemperatur bei verschiedenen Betrachtungszeiträumen, eigene Darstellung	F-2

Tabellenverzeichnis

4.1	Korrelationskoeffizienten für Luft-Wasser-Wärmepumpe (LWP) nach (Kemmler und Thomas, 2020, S.9)	29
4.2	Festlegung Berechnungsgrundlagen Speicher, eigene Darstellung	34
4.3	Vergleich von berechneten und gemessenen flächenspezifischen Energiebedarfen zur Trinkwassererwärmung, eigene Darstellung	36
4.4	Spezifische Bedarfswerte für Trinkwarmwasser für Wohngebäude in kWh Nutzenergie je m^2 Fläche und Jahr, eigene Darstellung nach Daten von (Technische Universität München, 2010, S.22) und (Kreitzer, Luschmann et al., 2022)	37
4.5	Spezifische Heizwärmebedarfswerte für Wohngebäude in kWh Nutzenergie je m^2 Fläche und Jahr, eigene Darstellung nach Daten von (Technische Universität München, 2010, S.22), (Kreitzer, Luschmann et al., 2022) und (Zeine, Gausling et al., 2015, S.76f.)	38
4.6	Festlegung Berechnungsgrundlagen Quartier 1: Neubaugebiet, eigene Darstellung	39
4.7	Festlegung Berechnungsgrundlagen Quartier 2: Altstadt, eigene Darstellung . .	39
4.8	Festlegung Berechnungsgrundlagen Quartier 3: Vorstadt, eigene Darstellung .	40
4.9	Korrelationskoeffizienten für Sole-Wasser-Wärmepumpe (SWP) nach (Kemmler und Thomas, 2020, S.6)	40
4.10	Dämmstärken nach Rohrdimensionen (BRUGG Rohrsystem AG, 2024, S.5) . .	44
4.11	Festlegung Berechnungsgrundlagen Verteilnetz, eigene Darstellung	44
4.12	Ladematrix zur Entscheidung der Ladung durch die Wärmepumpe, eigene Darstellung	45
4.13	Festlegung Berechnungsgrundlagen Ladematrix, eigene Darstellung	45
4.14	Festlegung Berechnungsgrundlagen Moduldaten PV-Anlage, eigene Darstellung	46
6.1	indikativer Kostenvergleich verschiedener Kriterien bei konventionellen, kalten und teilkalten Wärmenetzen, eigene Darstellung	71
A.1	tabellarische Darstellung der Ergebnisse bei verschiedenen Speichervolumina, eigene Darstellung	A-5

B.1	tabellarische Darstellung der Ergebnisse bei verschiedenen Nennwärmeleistungen der zentralen Wärmepumpe, eigene Darstellung	B-5
C.1	tabellarische Darstellung der Ergebnisse bei verschiedenen maximalen Vorlauf-temperaturen der zentralen Wärmepumpe, eigene Darstellung	C-5
D.1	tabellarische Darstellung der Ergebnisse bei verschiedenen Quartiergrößen, eigene Darstellung	D-3
E.1	tabellarische Darstellung der Ergebnisse bei verschiedenen Quartierarten, eigene Darstellung	E-2
F.1	tabellarische Darstellung der Ergebnisse bei verschiedenen Betrachtungszeiträumen, eigene Darstellung	F-3

Kapitel 1

Einleitung

Mit der Beschließung durch das geänderte Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG) am 24. Juni 2021 hat der Bundestag das Ziel der Klimaneutralität um fünf Jahre nach vorn auf 2045 gezogen. Auch die Zwischenziele zur Treibhausgasminderung wurde gegenüber 1990 auf 65 % für 2030 und 88 % für 2040 erhöht (Deutscher Bundestag, 2021, S.7). Dekarbonisierte Wärmenetze spielen bei der Erreichung der Klimaziele des Gebäudesektors eine zentrale Rolle (Ehrig, Mennel et al., 2023, S.4), (Pfluger, Testeegen und Franke, 2017a, S.6). Laut Langfistszenarien durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) könnte der Anteil der mit Fernwärme versorgten Verbraucher von heute ca. 10 % auf zukünftig etwa 25 % ansteigen (Pfluger, Testeegen und Franke, 2017b, S.68f.). Zur Dekarbonisierung der Bestandsnetze, sowie der Erstellung der neuen Wärmenetze werden Großwärmepumpen, Geo- und Solarthermie die zentralen Energiequellen darstellen.

Mit dem im August 2023 beschlossenen Entwurf des Wärmeplanungsgesetzes (WPG) sollen weitere Grundlagen für die flächendeckende Wärmeplanung in Deutschland geschaffen werden. Der Entwurf sieht eine verpflichtende Wärmeplanung der Länder vor¹. Das Gesetz ist zum 1. Januar 2024, zeitgleich mit dem Gebäudeenergiegesetz (GEG), in Kraft getreten.

Im Hinblick auf die Erreichung der Klimaziele im Stromsektor und die Entwicklung durch die stetige Elektrifizierung des Gebäude- und Mobilitätssektors spielt die Flexibilisierung durch Power-to-Heat mit thermischer Speicherung eine immer größere Rolle. Die Nutzung von thermischen Speichern kann unerwünschte Tages-Lastspitzen ausgleichen. Bei saisonaler Speicherung können sogar saisonale Stromdefizite durch etwa Photovoltaik (PV)-Stromerzeugung reduziert werden.

¹für Großstädte bis zum 30.06.2026 und für Gemeinden mit weniger als 100.000 Einwohnern bis zum 30.06.2028

Neuartige kalte Wärmenetze wie fourth generation district heating (4GDH) oder fifth generation district heating and cooling (5GDHC) erhöhen die Einsatzmöglichkeiten von regenerativen Energien in Wärmenetzen. Durch die Verringerung der Netztemperatur können Wärmepumpen und thermische Solaranlagen deutlich effizienter in das Wärmenetz eingebunden werden und die Einsatzchancen von saisonalen thermischen Energiespeichern erhöhen sich.

In dieser Arbeit sollen die Einsatzmöglichkeiten einer bestimmten Kombination bestehender Wärmenetzsysteme untersucht werden. Das Konzept sieht die Wärmebereitstellung durch Luft-Großwärmepumpen im Sommer bei hohen Lufttemperaturen und die Speicherung der Wärme in einem saisonalen thermischen Nutztemperatur-Speicher vor. Mit neueren Luft-Wärmepumpen werden bereits Vorlauftemperaturen von über $80\text{ }^{\circ}\text{C}$ erreicht. Um Verluste zu verringern und den Speicher effizienter zu nutzen, wird der Speicher im Winter bis auf das Temperaturniveau kalter Nahwärmenetze abgekühlt. Im Folgenden wird dieses Konzept als »teilkalte Nahwärme« bezeichnet.

Das Ziel dieser Arbeit ist in erster Linie, die optimalen Randbedingungen und Einsatzmöglichkeiten eines solchen Wärmenetzes zu untersuchen und dann das Konzept aus energetischen, wirtschaftlichen und ökologischen Betrachtungsweisen zu bewerten.

1.1 Motivation

Die vorliegende Arbeit zielt darauf ab, einen Beitrag zur nachhaltigen Gestaltung der Energieversorgung zu leisten. Vor dem Hintergrund der Herausforderungen des Klimawandels und begrenzter Ressourcen ist die Suche nach innovativen Lösungsansätzen von entscheidender Bedeutung. Die Motivation für diese Forschungsarbeit basiert auf der Überzeugung, dass die Transformation des Energiesektors einen entscheidenden Schritt zur Begrenzung der Umweltauswirkungen darstellt.

Insbesondere die Thematik der Wärmenetze spielt bei der Transformation des Gebäudesektors eine zentrale Rolle. Eine wichtige Motivation hierbei stellt die Erkenntnis dar, dass sowohl konventionelle als auch moderne Wärmenetze nicht auf alle Strukturen anwendbar sind und immer Raum für Optimierungen und innovative Ansätze besteht. In diesem Zu-

sammenhang stellt die teilkalte Nahwärme ein Konzept zur effizienten und umweltfreundlichen saisonalen Speicherung von Wärme zur Entlastung des Stromsektors dar.

Ein weiterer maßgeblicher Antrieb dieser Arbeit liegt in dem Bestreben, nicht nur theoretische Modelle zu entwerfen, sondern praktisch anwendbare Konzepte zu entwickeln. Ferner motiviert das Bewusstsein um die Interdisziplinarität neuer Wärmekonzepte dazu, einen ganzheitlichen Ansatz zu generieren.

Zusammenfassend sind es diese tiefgreifenden Motivationen, die den Rahmen für die vorliegende Masterarbeit setzen. Die Suche nach Antworten auf diese Art von Forschungsfragen ist nicht nur eine wissenschaftliche Aufgabe, sondern vielmehr eine Verpflichtung gegenüber den kommenden Generationen und dem unserem Planeten.

1.2 Forschungsfragen

Die vorliegende Arbeit verfolgt das Ziel, die Anwendbarkeit des teilkalten Nahwärmekonzepts eingehend zu untersuchen. Hierbei stehen zwei zentrale Forschungsfragen im Mittelpunkt:

1. Unter welchen Voraussetzungen und Rahmenbedingungen ist das Konzept der teilkalten Nahwärme in Wohnquartieren geeignet?
2. Wie ist der Einsatz eines solchen Netzes aus energetischer, wirtschaftlicher und ökologischer Perspektive zu bewerten?

Durch die gezielte Bearbeitung dieser Forschungsfragen strebt die vorliegende Arbeit an, nicht nur theoretische Erkenntnisse zu generieren, sondern auch praxisrelevante Impulse für die Gestaltung zukünftiger Wohnquartiere und die Weiterentwicklung von Wärmeversorgungssystemen zu liefern.

1.3 Methode

Für eine präzise Bewertung des teilkalten Nahwärmekonzepts ist eine methodische Herangehensweise erforderlich, die es ermöglicht, die Leistung und Effizienz des Systems in

unterschiedlichen Szenarien zu bewerten. Im Fokus steht die stündliche Simulation über ein ganzes Jahr, um den saisonalen Verlauf in der Wärmenachfrage abzubilden. Die Modellierung basiert auf den einzelnen Systemkomponenten. Zu diesen zählen die geographischen Daten, die Wärmepumpe, die Wohnquartiere, das Verteilnetz und der saisonale Speicher. Jede Komponente wird ausführlich beschrieben und alle gewählten Randbedingungen und Systemgrenzen werden erläutert. Die Modellierung erfolgt mittels eines umfassenden Excel-Modells, welches die stündliche Berechnung der Wärmeversorgung unter Berücksichtigung der genannten Systemkomponenten und Randbedingungen ermöglicht. Dabei werden Algorithmen zur Berechnung von Wärmeübertragung, -speicherung und -verteilung integriert. Um die Genauigkeit der Simulationsergebnisse zu gewährleisten, erfolgt eine Validierung des entwickelten Modells. Dabei stützt sich die Validierung auf vergleichende Analysen mit realen Messdaten.

Die gewählte Methodik ermöglicht eine detaillierte und praxisnahe Simulation des teilkalten Nahwärmekonzepts über den Verlauf eines Jahres. Die stündliche Auflösung erlaubt eine umfassende Analyse der Leistungsfähigkeit unter Berücksichtigung saisonaler Anforderungen. Durch die Einbeziehung verschiedener Klimaszenarien und Quartiersstrukturen wird die Aussagekraft und Übertragbarkeit der Ergebnisse erhöht.

1.4 Aufbau der Arbeit

Die Arbeit ist aufeinander aufbauend strukturiert, mit dem Ziel einer einfachen Nachvollziehbarkeit. Daher werden nach der Einleitung bestehende Technologien und deren Vor- und Nachteile beleuchtet. Diese Arbeit nimmt dabei insbesondere Bezug auf den Stand der Technik im Bereich der Wärmenetze und der saisonalen thermischen Speicherung, um darauf aufbauend ein Konzept für teilkalte Nahwärme zu entwickeln.

Im dritten Kapitel wird das entwickelte Nahwärmekonzept vorgestellt. Durch die Integration von technologischen Innovationen und Anpassungen an bestehende Strukturen wird eine effiziente und nachhaltige Energieversorgung angestrebt. Die theoretischen Grundlagen, auf denen das Konzept basiert, werden erläutert und in den Kontext des aktuellen Forschungsstandes gestellt. Dabei wird insbesondere auf die Potenziale und Herausforderungen des teilkalten Nahwärmekonzeptes eingegangen.

In Kapitel vier wird die methodische Vorgehensweise bei der Modellierung und Analyse des Nahwärmekonzeptes dargestellt. Die verwendeten Modelle, Simulationen und Bewertungskriterien werden erläutert. Um die Nachvollziehbarkeit und Übertragbarkeit der Ergebnisse zu gewährleisten, werden der Ablauf der Modellierung und die getroffenen Annahmen detailliert erläutert.

Das fünfte Kapitel stellt die erzielten Ergebnisse dar. Zunächst werden die Ergebnisse der Suche nach optimalen Speichergrößen, Wärmepumpen-Nennleistungen und Vorlauftemperaturen durch wiederholte Modellierungsiterationen dargestellt. Schließlich werden detaillierte Ergebnisse für verschiedene Wohnquartierarten und Wohnquartiergrößen bei unterschiedlichen Testreferenzjahren anhand der ermittelten Ergebnisse der Modellierung präsentiert.

Im abschließenden sechsten Kapitel erfolgt eine kritische Bewertung der entwickelten Lösung. Dabei werden die Ergebnisse im Hinblick auf die formulierten Zielsetzungen analysiert und mögliche Limitationen sowie Verbesserungspotenziale erörtert. Des Weiteren wird die Bedeutung des teilkalten Nahwärmekonzeptes für die Weiterentwicklung nachhaltiger Wärmenetze reflektiert und Empfehlungen für zukünftige Forschungsarbeiten abgeleitet.

Eine schematische Darstellung des Aufbaus ist in der Abbildung 1.1 abgebildet. Zusammenfassend leistet diese Masterarbeit einen Beitrag zur Bewältigung der aktuellen Herausforderungen im Bereich der Wärmeversorgung und präsentiert einen innovativen Ansatz zur Weiterentwicklung von Wärmenetzen.

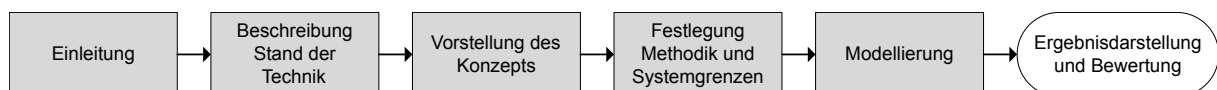


Abbildung 1.1: Schematische Darstellung des Aufbaus der Arbeit, eigene Darstellung

Kapitel 2

Wärmenetze - Stand der Technik

In diesem Kapitel wird der aktuelle Stand der Technik bezüglich Wärmenetzen untersucht. Es werden die Grundlagen der Wärmeversorgung in Deutschland erläutert und die gesetzlichen energetischen Mindestanforderungen betrachtet. Außerdem erfolgt eine Einteilung von Wärmenetzen in unterschiedliche Arten und Generationen. Darüber hinaus wird eine Übersicht über die Möglichkeiten zur langfristigen Wärmespeicherung in Wärmenetzen gegeben und marktreife saisonale Wärmespeichertechnologien dargestellt. Die Betrachtung der technischen Ausgangssituationen stellt die Grundlage für die weitere Untersuchung innovativer Wärmenetze dar.

2.1 Grundlagen

Unter einem Wärmenetz wird im Allgemeinen die netzgebundene Versorgung von mehreren Gebäuden verstanden. Das Netz selbst stellt die Verbindung zwischen der Wärmequelle und dem Abnehmer dar. Abhängig von der Größe und Entfernung der Versorgung, wird von Nah- und Fernwärmenetzen gesprochen. Definiert abgrenzen lassen sich die Bezeichnungen jedoch nicht¹.

2.1.1 Wärme- und Kälteabnehmer

Die Abnehmer der Wärme oder Kälte definieren die Anforderungen an das Netz und müssen bei einer Auslegung genau betrachtet werden. Grundlegend werden hier gebäudebezogene Wärme und Kälte, sowie prozessbezogene Wärme und Kälte aus Industrieprozessen unterschieden. Die Anforderungen aus Industrieprozessen sind nicht allgemein vorherzusagen und für jedes Projekt separat detailliert zu untersuchen. Bei gebäudebezogenen

¹ Als Nahwärmenetze werden meist kleinere Netze bezeichnet, in denen die Wärmequelle örtlich nicht weit von den Verbrauchern entfernt liegt. Von technischer Bedeutung ist diese begriffliche Unterscheidung jedoch nicht. Im Folgenden werden die beiden Begriffe daher als Synonym benutzt oder allgemein als Wärmenetz bezeichnet.

Anforderungen können jedoch nach Gebäudetypen und Nutzungsarten einige allgemeingültige Einteilungen getroffen werden, weshalb im folgenden Abschnitt ausschließlich jene betrachtet werden.

2.1.2 Gebäudebestand

Alle Gebäude werden in die zwei Kategorien Wohngebäude (WG) und Nichtwohngebäude (NWG) aufgeteilt. Bei WG wird weiterhin in Einfamilienhäuser (EFH), Zweifamilienhäuser (ZFH) und Mehrfamilienhäuser (MFH) unterschieden. Im Sinne der Übersichtlichkeit werden EFH und ZFH auch oft zusammengefasst als Ein- und Zweifamilienhäuser (EZFH) dargestellt. Auch in NWG sind vereinzelt Wohneinheiten (WE) zu finden. Eine Übersicht des Gebäudebestands in Deutschland ist im alljährlichen Gebäudereport durch die Deutsche Energie-Agentur (dena) ersichtlich. In der Abbildung 2.1 ist die Aufteilung der Wohneinheiten in Deutschland im Jahr 2021 ersichtlich. Es ist zu beachten, dass die Abbildung die Anzahl der Wohneinheiten und nicht die Anzahl der Gebäude zeigt. Obwohl es in Deutschland etwa fünfmal so viele Ein- und Zweifamilienhäuser gibt (dena, 2022, S.7), befinden sich mehr als die Hälfte (52 %) aller Wohnungen in Mehrfamilienhäusern.

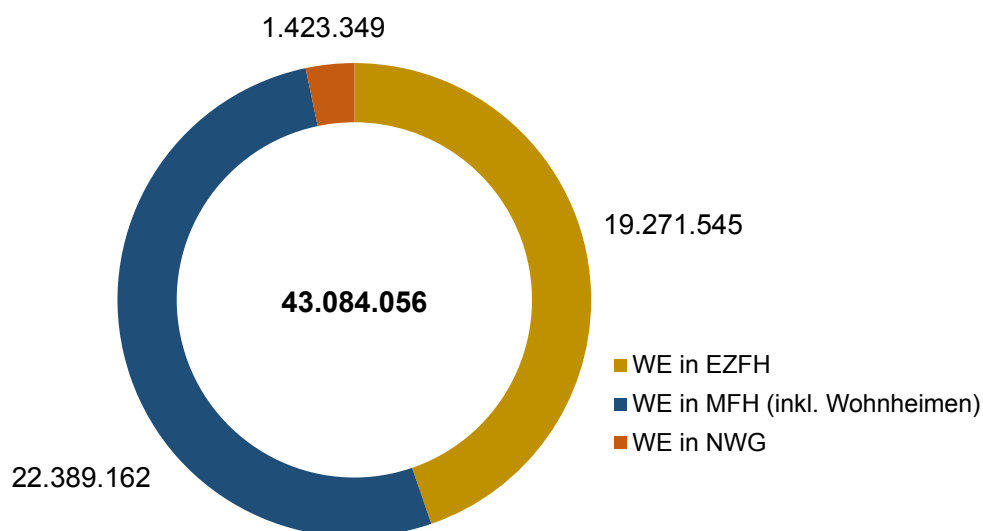


Abbildung 2.1: Anzahl der Wohneinheiten in Deutschland Stand 2021, eigene Darstellung nach Daten von (dena, 2022, S.8)

Um den tatsächlichen Energiebedarf der Gebäude einschätzen zu können, wird im Folgenden der Gebäude-Endenergiebedarf als Vergleichsgröße herangezogen. Der Endenergiebedarf eignet sich gut zum direkten Vergleich, da nur die tatsächlichen Verbräuche und

keine Energieverluste bei Gewinnung, Umwandlung und Transport der Energieträger berücksichtigt werden. Vom gesamten deutschen Gebäude-Endenergieverbrauch in Höhe von 907 *TWh* fallen etwa 64 % in Wohngebäuden und 36 % in Nichtwohngebäuden an (dena, 2022, S.78). Für welchen Zweck die Energie eingesetzt wird, ist in der Abbildung 2.2 dargestellt. In WG wird mit etwa 80 % vergleichsweise mehr Energie für die Raumwärme eingesetzt als in NWG. Auch die Trinkwassererwärmung nimmt bei WG mit etwa 18 % einen deutlich höheren Anteil am Gesamtenergieverbrauch als bei NWG mit etwa 5 % ein. Energieverbräuche für Beleuchtung und Klimakälte sind bei WG mit etwa 1,7 % und 0,2 % nur relativ gering. Bei NWG hingegen fällt die Beleuchtung mit 17 % und die Klimakälte mit 7 % deutlich ins Gewicht.

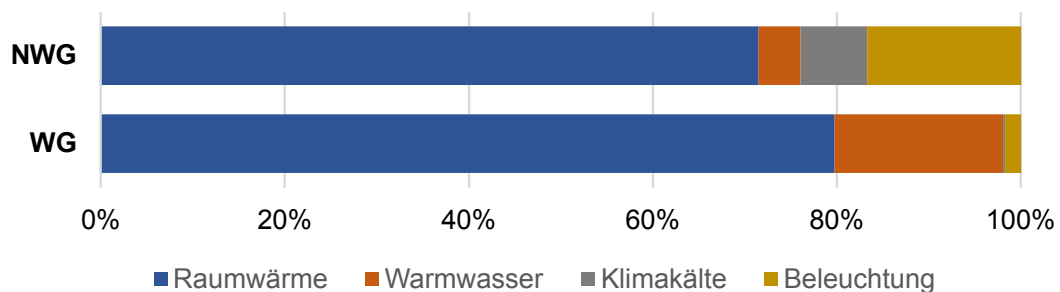


Abbildung 2.2: Endenergieverbrauch von WG und NWG in Deutschland Stand 2021, eigene Darstellung nach Daten von (dena, 2022, S.78)

Für die weitergehende Betrachtung von Wärmenetzen sind nur die Bereiche Raumwärme und Warmwasser von Relevanz, da nur diese durch ein Wärmenetz bereitgestellt werden können. Nur in Sonderfällen wie zum Beispiel im Niedertemperaturnetz eines 5GDHC kann auch Primärenergie für die Kühlung mittels Wärmepumpe bereitgestellt werden.

Zur Einschätzung der Energieträger zur Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung ist in Abbildung 2.3 eine Übersicht über die Erzeugerstruktur 2021 für WG und NWG dargestellt. Der Anteil von erneuerbaren Energien ist bei der Raumwärme jeweils etwa doppelt so hoch wie bei der Warmwassererwärmung. In WG hat sich der Anteil seit 2008 von 10,6 % auf 21 % verdoppelt, in NWG von 3 % auf 15 % verfünffacht (dena, 2022, S.79). Der Anteil der Fernwärme ist in WG seit 2008 etwa gleich geblieben, während in NWG der Anteil auf ungefähr die Hälfte gesunken ist. Der größte Anteil in der Wärmeerzeugung bei WG wie NWG mit über 50 % nimmt der Energieträger Gas ein.

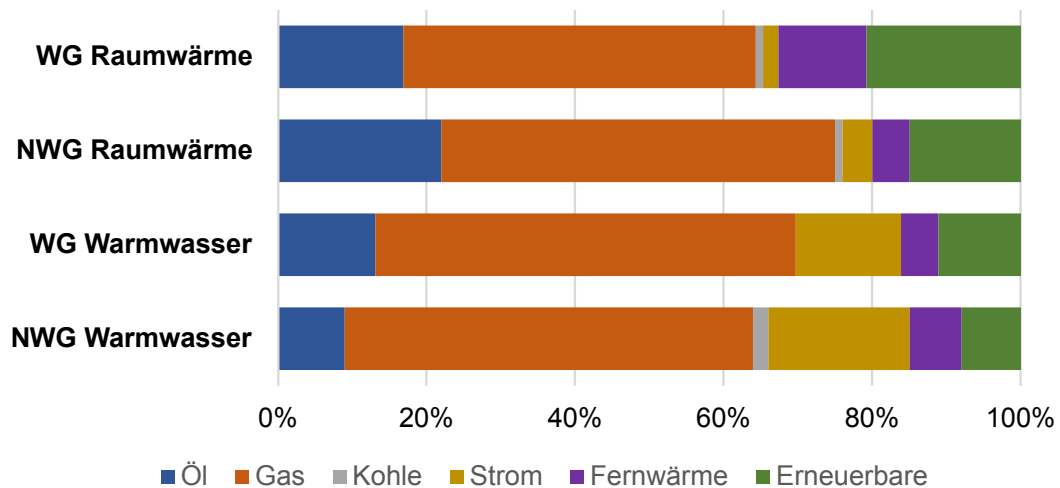


Abbildung 2.3: Beheizungsstruktur WG und NWG in Deutschland Stand 2021, eigene Darstellung nach Daten von (dena, 2022, S.80ff.)

Um den Energiebedarf für Gebäude dem aktuellen Stand der Technik anzupassen, werden von der Bundesregierung regelmäßig neue Gesetze zur Mindestanforderung an den Primärenergiebedarf verabschiedet. In der Abbildung 2.4 sind die Mindestanforderungen und deren Verordnungen seit der Wärmeschutzverordnung (WSVO) von 1977 dargestellt. Während von 2002 an bis 2020 die jeweilige Energieeinsparverordnung (EnEV) zusammen mit dem Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG) die aktuellste Vorgabe war, gilt seit 2020 das Gebäudeenergiegesetz (GEG) mit der neusten Fassung von 2023. Mit jeder neuen Verordnung wird der maximale Primärenergiebedarf pro m² und Jahr festgelegt. Wie schon in der EnEV wird auch im GEG der Primärenergiebedarf anhand von einem maximalen Prozentsatz im Vergleich zu einem Referenzgebäude definiert. Das Referenzgebäude entspricht dem realen Gebäude hinsichtlich Geometrie, Ausrichtung und Nutzung und wird mit vorgegebenen Standards nach dem GEG-Primärenergieverfahren berechnet. Ab dem 1. Januar 2023 gilt die von vorherig 75 % auf neuerdings 55 % Primärenergiebedarf im Vergleich zum Referenzgebäude bei Neubauten (Gebäudeforum klimaneutral, 2022). Für Neubauten mit Bauantrag nach dem 1. Januar 2024 gilt zusätzlich die sogenannte 65 %-Regelung, die besagt, dass die Heizanlage zu mindestens 65 % aus erneuerbaren Energien betrieben werden muss (Gebäudeforum klimaneutral, 2023).

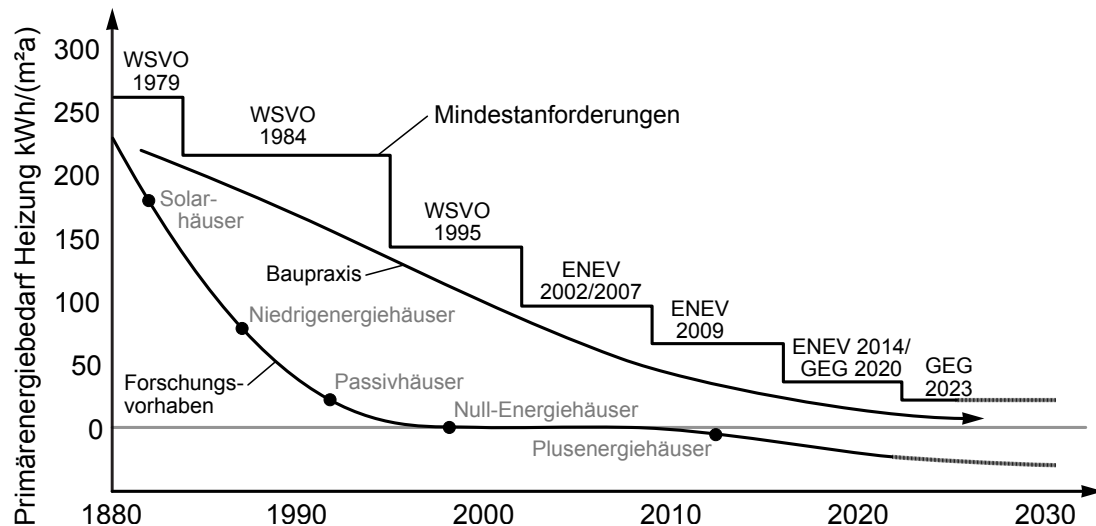


Abbildung 2.4: Entwicklung der energetischen Mindestanforderungen an Wohngebäuden in Deutschland seit 1880, eigene Darstellung nach Daten von (Rose, Wöffen et al., 2018, S.5), (Gebäudeforum klimaneutral, 2023), (Gebäudeforum klimaneutral, 2022)

2.2 Einteilung

Um die verschiedenen Nahwärmenetzarten einzuteilen, wird oft die Einteilung in Generationen gewählt. Die heute am meisten verbreiteten Wärmenetze sind Netze der dritten und teilweise vierten Generation. Auch Netze der fünften Generation sind bereits erfolgreich in Betrieb (Buffa, Cozzini et al., 2019). Die einzelnen Generationen definieren sich über das Temperaturniveau von Vor- und Rücklauf sowie über die Struktur der an das Netz angeschlossenen Konsumenten. Eine Übersicht über die Generationen ist in der Abbildung 2.5 dargestellt.

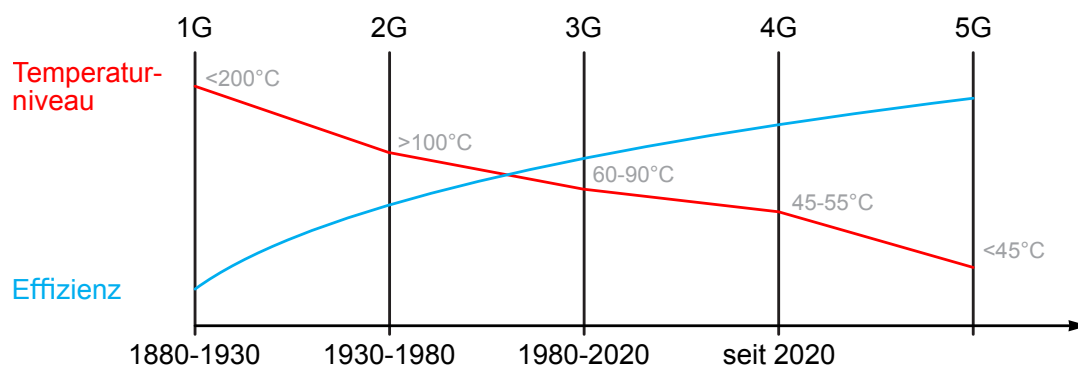


Abbildung 2.5: Einteilung von Nahwärmenetzen in Generationen, eigene Darstellung nach Daten von (Lund, Werner et al., 2014, S.9) und (Revesz, Jones et al., 2020, S.3)

Nach (Lund, Werner et al., 2014, S.2f.) entstanden die ersten Nahwärmenetze um 1880 in den USA. Diese Netze nutzten Dampf aus der Abwärme von thermischen Kraftwerken als Energieträger. Heute können solche Systeme als veraltet angesehen werden, da durch die hohen Temperaturen und Kondensation des Dampfes sehr hohe Verluste entstehen. Ab 1930 setzte sich eine neue Generation von Wärmenetzen durch, die Wasser unter hohem Druck mit meist über 100 °C als Energieträger nutzten. Ab 1970 entwickelte sich die dritte Generation von Wärmenetzen, die auch heute noch den Standard der Fernwärme darstellt. Der Energieträger ist weiterhin Wasser unter Druck, jedoch mit geringeren Systemtemperaturen unter 100 °C. Wärmenetze der vierten Generation, auch als 4GDH oder Niedrigtemperaturnetze bezeichnet, besitzen Vorlauftemperaturen im Bereich von 50 bis 70 °C. Durch die reduzierten Vorlauftemperaturen wird teilweise der großflächige Einsatz von dezentralen Wärmeerzeugern notwendig, da das Temperaturniveau nicht immer für unsanierte Gebäude oder zur Trinkwassererwärmung ausreicht. Durch die Verringerung eröffnen sich jedoch auch neue Möglichkeiten in der Wärmeerzeugung durch zum Beispiel Geothermie. In den Wärmenetzen der fünften Generation (5GDHC), von denen Stand 2019 bereits 40 Projekte in Europa umgesetzt wurden (Buffa, Cozzini et al., 2019, S.509), ist die Temperatur im Netz nicht mehr starr, sondern orientiert sich an den zur Verfügung stehenden regenerativen Wärmequellen und Prosumern².

In der Literatur wird als Bezeichnung der Netze nicht immer in Generationen unterschieden. Manche Terminologien beziehen sich auch auf einen technischen Aspekt des Netzes. So werden 4GDH beispielsweise als Niedertemperaturwärmenetze (engl. low temperature networks) bezeichnet (Lund, Werner et al., 2014). 5GDHC werden auch als bidirektionale Niedertemperaturnetze (engl. bidirectional low temperature networks), kalte Nahwärmenetze (engl. cold district heating networks) oder LowEx-Netze (Niedrig-Exergie-Netze) bezeichnet (Wirtz, Kivilip et al., 2020), (Bünning, Wetter et al., 2018), (Gross, 2022), (Pellegrini und Bianchini, 2018).

2.3 Saisonale Wärmespeicherung

Allgemein teilt sich die Speicherung von Wärme aufgrund des zugrundeliegenden physikalischen Prinzips in die drei Speichertechniken sensible, latente und thermochemische

²An das Netz angeschlossener Verbraucher, der gleichzeitig Produzent ist

Wärmespeicherung auf. Eine Übersicht über die möglichen Speichertechniken ist in Abbildung 2.6 dargestellt.

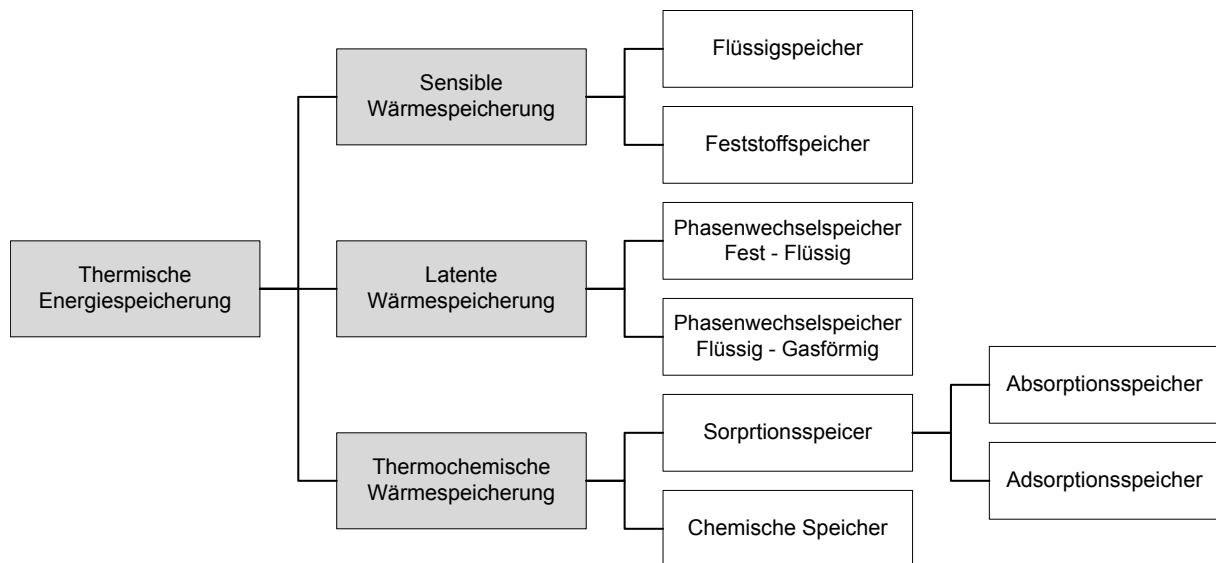


Abbildung 2.6: Übersicht über thermische Wärmespeichertechniken, eigene Darstellung nach Daten von (Haller und Ruesch, 2019, S.11)

Bei sensiblen Wärmespeichern wird die Temperatur des Speichermediums bei der Speicherung verändert. Bei Wärmeaufnahme wird das Medium erhitzt und bei Wärmeabgabe abgekühlt. Zu dieser Art von Speicher zählt der wohl am weitesten verbreitete Wasserspeicher, der zur Speicherung von Wärme für Heizungs- und Trinkwarmwasser in Wohngebäuden genutzt wird. Als großer sensibler Wärmespeicher kann auch das Erdreich genutzt werden. Da prinzipiell sensible Wärme in jedem Material gespeichert werden kann, sind auch komplette Gebäude in Form der verbauten Materialien wie Holz, Beton oder Metall als sensible Wärmespeicher zu betrachten.

Latentwärmespeicher nutzen hingegen nicht primär die Veränderung der Temperatur des Speichermediums zur Wärmespeicherung. Stattdessen speichert sich die Energie in der Änderung des Aggregatzustands des Speichermediums von fest zu flüssig oder von flüssig zu gasförmig. Daher wird das Speichermedium als Phase change material / Phasenwechselmaterial (PCM) bezeichnet. Die am weitesten verbreiteten Latentwärmespeichersysteme sind Eisspeicher zur Kältespeicherung und Wasser-Dampf-Systeme zur Speicherung von Wärme in Fernwärmenetzen.

In thermochemischen Speichern wird die Wärme über eine kühlende (endotherme) chemische Reaktion aufgenommen und anschließend wieder durch eine heizende (exotherme) Reaktion abgegeben. Diese erfolgt in der Regel über die Aufnahme von Molekülen. Erfolgt dies in einer Flüssigkeit, spricht man von Absorption, während bei einer Oberfläche von Adsorption die Rede ist. Thermochemische Speicher verfügen über höhere Energiespeicherdichten als sensible und latente Wärmespeichertechnologien (Hauer, 2018, S.53). Die Anwendung in Wärmenetzen beschränkt sich bisher hauptsächlich auf Forschungsprojekte.

2.3.1 Einteilung Niedertemperatur- und Nutztemperaturspeicher

Im Hinblick auf die Nutzung von Wärmespeichern werden diese in zwei Typen unterteilt: Niedertemperaturspeicher und Nutztemperaturspeicher.

Niedertemperaturspeicher sind Wärmespeicher, bei denen das Temperaturniveau bei der Entnahme unter der Nutztemperatur liegt. Bei solchen Speichern muss immer nachgeheizt werden. Meist wird die Temperaturerhöhung durch eine Wärmepumpe realisiert, die unter Zusatz von elektrischer Energie das Temperaturniveau anhebt. Diese Speicher werden bei kalten Nahwärmenetzen, sowie in 4GDH und 5GDHC eingesetzt. Das Speichern bei niedriger Temperatur hat den Vorteil, dass die Temperaturdifferenzen zur Umgebung, und somit die Wärmeverluste gering sind. In einigen Anwendungsfällen kann im Winter sogar ein Wärmegewinn aus dem Erdreich resultieren. Demzufolge wird bei Niedertemperaturspeichern oft auf Dämmung verzichtet.

Bei Nutztemperaturspeichern liegt das Temperaturniveau in der Entnahme über der Nutztemperatur. Daher kann die Wärme ohne weitere Aufbereitung direkt für die weitere Anwendung genutzt werden. Zur Gebäudeheizung und Trinkwassererwärmung liegen die notwendigen gespeicherten Temperaturniveaus im Bereich von 40 bis 90 °C.

2.3.2 Übersicht marktreifer saisonaler

Niedertemperaturwärmespeicher

Erdreichspeicher

Bei Erdreichspeichern in Niedertemperatur wird mittels Erdsonden die thermische Kapazität des Erdreichs aktiviert. In kleinem Maßstab wird diese Technologie oft als reine Wär-

mequelle eingesetzt. In größeren Maßstäben, zum Beispiel bei großen Erdsondenfeldern oder mehreren Tiefenerdsonden, muss das Erdreich wieder beladen oder regeneriert werden. Das Temperaturniveau des oberflächennahen Erdreichs liegt wenige Grad über der mittleren Umgebungstemperatur. Große Erdspeicher können daher sowohl im Winter als Wärmespeicher, sowie im Sommer als Kältespeicher genutzt werden.

Durch das Prinzip des Systems ist der Bauaufwand gering und einfach erweiterbar. Die Kosten fallen lediglich für die Erschließung der Wärmetauscher an, da das Speichermedium bereits vorhanden ist. Dank der niedrigen Betriebstemperaturen und der langfristigen Erfahrung mit den verwendeten Werkstoffen kann mit einer Betriebslebensdauer von bis zu 50 Jahren gerechnet werden (Haller und Ruesch, 2019, S.14f.).

Aquiferspeicher

In Aquiferspeichern werden unterirdische Grundwasservorkommen als Speichermedium genutzt. Voraussetzungen hierfür sind eine hohe Durchlässigkeit des Grundwasserleiters, eine sehr geringe Fließgeschwindigkeit sowie eine gute Dichtheit der umliegenden Schichten (Mangold, McClenahan et al., 2007, S.46ff.). Genutzt werden mehrere dieser Speicher gleichzeitig. Bei der Wärmeentnahme wird erwärmtes Grundwasser aus einem der Speicher entnommen, in einem Wärmetauscher abgekühlt und in den anderen Speicher zurückgeführt. Im Sommer wird der Prozess umgekehrt und der Speicher so regeneriert.

Um den Speicher zu realisieren, ist eine umfangreiche geologische Untersuchung des Gebietes erforderlich. Aufgrund des enormen nutzbaren Speichervolumens ist die Erschließung relativ kostengünstig. Die zu erwartende Betriebslebensdauer ist aufgrund der starken Unterschiede in den Betriebsbedingungen durch Verschmutzung oder einer unterschiedlichen Zusammensetzung des Wassers schwierig zu generalisieren. Laut Le Brund (Brun, Hamm et al., 2011, S.1f.) ist in etwa mit einer Lebensdauer von 30 Jahren zu rechnen, bis neue Brunnen gebohrt werden müssen.

Eisspeicher

Eisspeicher beschreiben Latentwärmespeicher mit Wasser als Speichermedium. Die beim Phasenübergang von fest zu flüssig abgegebene und umgekehrt eingespeicherte Energie wird als Speicher genutzt. Dadurch sind sehr hohe Speicherdichten erreichbar. Es sind

technische Lösungen für kleinere und größere Wohngebäude sowie für Großanlagen in Industrie und Nahwärmenetzen kommerziell verfügbar. Häufig werden Eisspeicher in Verbindung mit einer Sole-Wasser-Wärmepumpe (SWP) und thermischer Solaranlage eingesetzt und neben der Nutzung als latentem Speicher auch als sensiblem Speicher zwischen -7 und $25\text{ }^{\circ}\text{C}$ genutzt (dena, 2021, S.36ff.).

Die Kosten beziehen sich bei Eisspeichern vorwiegend auf den Behälter aus Stahl oder Beton und den Wärmetauscher im Inneren. Das Speichermedium Wasser ist verhältnismäßig nicht kostenrelevant. Es kann mit einer Betriebslebensdauer von etwa 50 Jahren gerechnet werden (Minder, Hefti et al., 2016, S.24f.), (Schroeteler, Sperle et al., 2020, S.8ff.).

2.3.3 Übersicht marktreifer saisonaler Nutztemperaturwärmespeicher

Oberirdische Speicherbehälter

In oberirdischen Speicherbehältern wird Wasser zwischen etwa 10 und $95\text{ }^{\circ}\text{C}$ zur sensiblen Wärmespeicherung genutzt. Die Behälter werden oft aus Stahl, oder für Trinkwasser aus emailliertem Stahl oder Edelstahl ausgeführt. Da das Wasser in den meisten Fällen unter Druck gespeichert wird, sind die Behälter oft aus Stabilitätsgründen zylindrisch. Große oberirdische Speicher werden bereits seit vielen Jahren in deutschen Wärmenetzen eingesetzt (Mangold, Miedaner et al., 2012, S.26).

Für die Kosten von Speicherbehältern sind das Behältermaterial und die Wärmedämmung die entscheidenden Faktoren. Zusätzliche Kosten entstehen eventuell durch Wärmetauscher und Pumpen. Die Kosten für das Speichermedium Wasser sind selbst bei Berücksichtigung einer Vorbehandlung durch Enthärten unwesentlich. Zu erwartende Lebensdauern liegen bei etwa 25 bis über 50 Jahre (Haller und Ruesch, 2019, S.18f.).

Erdbeckenspeicher

Erdbeckenspeicher dienen der großvolumigen Wasserspeicherung in künstlich ausgehobenen Becken, die mit einer Folie und Dämmung ausgekleidet sind, um die Wärme effizient zu speichern. Der Aushub wird meist als Wall um den Speicher aufgeschüttet. Neue große Erdbeckenspeicher in Dänemark mit mehreren 10.000 m^3 Volumen werden inzwischen oh-

ne Wärmedämmung gegenüber dem Erdreich realisiert (Haller und Ruesch, 2019, S.19). Gegen die Außenluft nach oben hin wird eine dämmende, in neueren Anlagen schwimmende, Abdeckung realisiert. Wenn das Becken neben Wasser auch mit Kies oder Schotter gefüllt wird, kann der Speicher überbaut und damit die Fläche über dem Speicher genutzt werden. Ein Wasser-Kies-Speicher muss jedoch aufgrund der geringeren Wärmekapazität ein etwa 50 % größeres Volumen für die gleiche Speicherkapazität aufweisen (Schmidt, Mangold und Müller-Steinhagen, 2004, S.168).

Bei nicht gegen das Erdreich gedämmten Erdbeckenspeichern ergeben sich die Kosten aus etwa 60 % für den Aushub, etwa 15 % durch den isolierten Deckel, etwa 15 % für die Folienauskleidung und etwa 10 % für das Wasser. Obwohl aufgrund der hohen Systemtemperaturen die Lebensdauer der Folienauskleidung von den Herstellern nur auf etwa 20 Jahre geschätzt wird, erreichen Erdbeckenspeicher die niedrigsten Lebenszykluskosten pro ausgespeicherter Energie aller betrachteten saisonalen Nutzwärmespeicher nach (Haller und Ruesch, 2019, S.20, S.30ff.).

Erdsondenspeicher

Durch den Einsatz von Erdwärmesonden kann auch das Erdreich auf direkt nutzbare Temperaturniveaus aufgeladen werden. Die Felder werden dann nach oben hin mit einer Wärmedämmung versehen und gegen eindringendes Regenwasser geschützt, das den Speicher abkühlen würde. Durch eine serielle Verschaltung der Sonden und mittels Entladung von außen nach innen entsteht im Erdreich eine kreisförmige Schichtung mit einem wärmeren Zentrum und kälteren Randzonen. Dadurch werden Wärmeverluste verringert und die Systemtemperatur im Zentrum erhöht. (Sibbitt, McClenahan et al., 2012, S.856, S.862)

Da das Speichermedium Erdreich keine Kosten verursacht, ergeben sich die Kosten aus dem Bohren und Installieren der Erdsonden sowie der Isolation des Feldes. Die Fläche über den Sonden kann weiterhin genutzt werden. Es wird mit Lebensdauern von etwa 50 Jahren gerechnet (Haller und Ruesch, 2019, S.21).

Aquiferspeicher

Unterirdische Grundwasservorkommen können ebenfalls Wärme auf direkt nutzbarem Temperaturniveau speichern. Tief unter der Erdoberfläche befindliche Vorkommen weisen teils natürlicherweise direkt nutzbare Temperaturniveaus. Sie weisen daher nur wenige Temperaturverluste auf. Andere Vorkommen werden im Sommer durch Beladung auf Nutztemperatur erwärmt. Die Wärmeverluste hängen dann von den geologischen Gegebenheiten ab. In Deutschland sind bereits Projekte mit Speichertemperaturen von etwa 70 °C realisiert (Kabus und Seibt, 2000, S.3614f.). Potenziell sind Speichertemperaturen bis 90 °C möglich (Lassacher, Puschnigg und Lindorfer, 2018, S.36), (Strodel, Opel et al., 2016, S.5f.)

Die Erschließung und geologische Abklärungen der Aquifer sind sehr aufwendig und teuer. Die Kosten der Realisierung selbst hängen stark von der Bohrtiefe ab. Eine allgemeine Lebensdauer der Speicher ist schwer zu definieren, da diese von der Systemtemperatur, den verwendeten Materialien und der Beschaffenheit des Grundwassers abhängt.

Kapitel 3

Das Konzept teilkalte Nahwärme

Dieses Kapitel zeigt, wie das Prinzip der teilkalten Wärmenetze umgesetzt werden soll. Es bietet einen Einblick in die technischen und operationalen Aspekte dieses Ansatzes, von der Wärmeherzeugung im Sommer, Speicherung im Saisonspeicher, bis zur bedarfsorientierten Wärmebereitstellung im Winter. Ziel dieses Kapitels ist es, die Funktionsweise und die technischen Herausforderungen teilkalter Nahwärmenetze darzulegen.

3.1 Prinzip

Das Prinzip der teilkalten Nahwärme beruht auf einer Kombination der Funktionsweise von kalten Nahwärmenetzen mit dezentraler Nacherwärmung durch Sole-Wasser-Wärmepumpen (SWP) mit der konventionellen Hochtemperatur-Nahwärme. Zusätzlich wird ein Erdbeckenspeicher als Saisonspeicher eingesetzt.

Im Sommer wird mittels einer Luft-Wasser-Wärmepumpe (LWP) das Wasser des Erdbeckenspeichers erwärmt. Dabei soll die LWP erst ab einer festgelegten Luft-Außentemperatur betrieben werden, um die Effektivität der Anlage zu erhöhen. Moderne Groß-LWP erreichen Vorlauftemperaturen bis über $80\text{ }^{\circ}\text{C}$. Das optimale Temperaturniveau für ein Wärmenetz dieser Art soll in dieser Arbeit untersucht werden.

Die saisonale Speicherung soll ein Erdbeckenspeicher übernehmen, da dieser für den nötigen Temperaturbereich von ungefähr $10 - 80\text{ }^{\circ}\text{C}$ eine relativ kostengünstige und einfache Methode darstellt. Gleichzeitig ist diese Speicherform unabhängig von geografischen Voraussetzungen, abgesehen vom Platzbedarf. Bei Bedarf kann der Platzbedarf durch eine Auffüllung des Beckens mit Kies verbessert werden, da der Speicher dann überbaut werden kann. Die optimale Auslegung der Größe des Speichers soll in dieser Arbeit ebenfalls untersucht werden.

Bei Unterschreitung einer Mindesttemperatur von etwa $10\text{ }^{\circ}\text{C}$ im Speicher, soll die zentrale Wärmepumpe das Wasser nacherwärmen, um eine Vereisung und damit Schäden am Netz zu verhindern. Je nach Temperaturverlauf des Jahres oder Auslegung des Saisonspeichers kann eine Nacherwärmung in den Wintermonaten erforderlich sein. Da das Wasser jedoch nur knapp über die Mindesttemperatur erwärmt werden muss, ist auch hier mit guten Coefficient of Performance (COP)s der Wärmepumpe zu rechnen.

Wie bei kalten Nahwärmenetzen wird auch beim Konzept der teilkalten Nahwärme eine dezentrale Nacherwärmung benötigt. Diese Nacherwärmung soll mittels Sole-Wasser-Wärmepumpe (SWP) erfolgen. Im Unterschied zu kalten Nahwärmenetzen variieren die Quelltemperaturen der dezentralen Wärmepumpen jedoch stark. Die SWP sollen bei Bedarf für Trinkwasser und Heizung das Wasser des Wärmenetzes nacherhitzen. Normale SWP sind nicht für so große Quelltemperaturschwankungen ausgelegt und würden Schäden erleiden. Daher muss eine Mischeinrichtung und eine Umgehung der SWP zusätzlich installiert werden. Einige Hersteller bieten bereits SWP für gleitende Netze mit Quelltemperaturen von 10 bis $55\text{ }^{\circ}\text{C}$ an, die näher an den Gegebenheiten der teilkalten Nahwärme liegen.

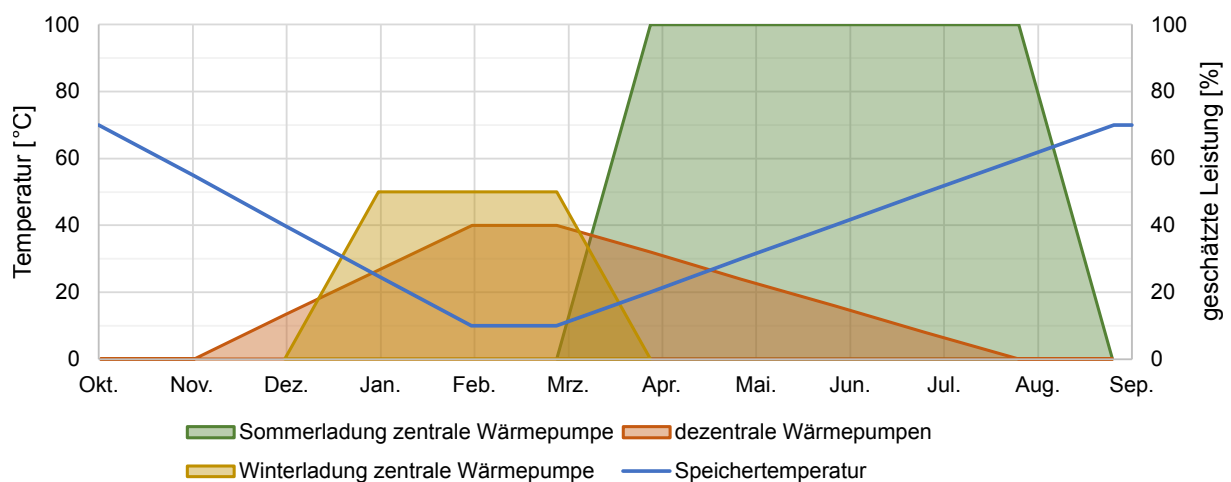


Abbildung 3.1: Prinzip der Funktionsweise der teilkalten Nahwärme im Jahresverlauf, eigene Darstellung

In Abbildung 3.1 ist der prinzipiell geplante Verlauf über ein Kalenderjahr, beginnend mit Ende der Erwärmungsphase, dargestellt. Wie in der Abbildung zu erkennen, wird versucht, einen Großteil der Wärme im Sommer zu erzeugen und damit einen möglichst großen Beitrag zur saisonalen Entlastung des Stromsektors und der Sektorkopplung in Power-to-Heat zu erreichen.

3.2 Hydraulik

Zur Verdeutlichung der Funktionsweise des Konzepts werden in den folgenden Abschnitten Funktionsschemata für die Systemkomponenten dargestellt. Dabei werden lediglich vereinfachte Hydrauliksysteme mit den Hauptkomponenten des Systems verwendet, um die Übersichtlichkeit zu verbessern. Weitere Bauteile wie beispielsweise Absperrklappen, Rückschlagklappen, Regelventile, Druckhaltung, etc. sind für den Betrieb des Wärmenetzes erforderlich.

3.2.1 Erzeuger

Das in der Abbildung 3.2 dargestellte Hydrauliksystem veranschaulicht die Erzeugerseite des Wärmenetzes. Es zeigt die Integration mehrerer Schlüsselkomponenten:

- **Luft-Wärmepumpen:** Sie dienen als primäre Energiequelle und nutzen die Umgebungsluft zur Wärmegewinnung. Ihre Rolle ist es, den Hauptteil der Wärme für das System im Sommer bei hohen Außenlufttemperaturen bereitzustellen, wobei zwei Einheiten zur Leistungssteigerung und Redundanz angedeutet werden.
- **Spitzenlast-Erzeuger:** Ein zusätzlicher Erzeuger, möglicherweise ein Kessel oder eine weitere Wärmepumpe, dient zur Abdeckung von Spitzenlasten oder als Backup.
- **Erdbeckenspeicher:** Ein großer unterirdischer Wasserspeicher zur saisonalen Speicherung von Wärme. Er ermöglicht es im Sommer Wärme einzuspeichern und bei Bedarf wieder ins Netz einzuspeisen.
- **Wärmetauscher:** Da das Wasser im Erdbeckenspeicher nicht unter Druck steht, wird die Wärme über einen Wärmetauscher und eine Pumpe dem Speicher zu- und abgeführt.
- **zentrale Versorgungspumpe:** Zur Beförderung der Wärme zum Abnehmer wird mit einer zentralen Pumpe das Wasser durch das Wärmenetz geleitet, wobei zwei Einheiten zur Redundanz angedeutet werden.
- **sonstige Energiequelle:** Ein Hinweis auf die Möglichkeit der Einbindung weiterer Energiequellen wie beispielsweise industrielle Abwärme, Abwasserwärmenutzungsanlagen oder Grundwasserwärmepumpen.

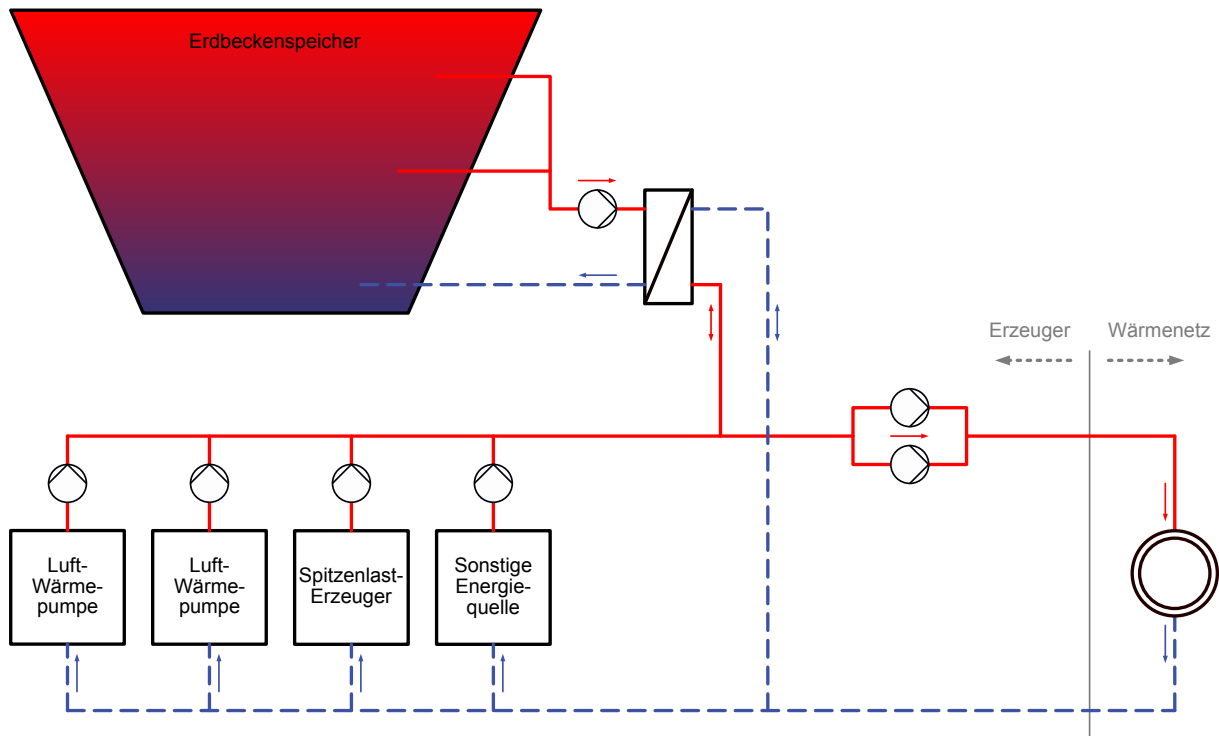


Abbildung 3.2: Hydraulikkonzept Erzeugerseite (vereinfacht), eigene Darstellung

3.2.2 Netz

Die Abbildung 3.3 bietet eine hydraulische Übersicht eines beispielhaften Wärmenetzes mit den Netzkomponenten:

- **Verbraucher:** Die Endnutzer der Wärmeenergie, dargestellt durch mehrere Häuser, die über das Netz mit Energie versorgt werden. Jeder Verbraucher (Verbraucher 1, Verbraucher 2, ..., Verbraucher n) repräsentiert einen oder mehrere Haushalte oder Gebäude.
- **Verbraucheranschluss mit Wärmetauscher:** Jeder Verbraucher wird mittels einer Hausanschlussleitung an das Netz angeschlossen. Der Wärmetauscher, der das Netz vom Verbraucher trennt, wird in der Regel vom Netzbetreiber verbaut und als Übergabepunkt definiert.
- **Wärmenetz:** Es stellt die Infrastruktur zur Verteilung der Wärme dar. Die Wärmeleitungen werden in Gräben verlegt. Das Netz kann beispielsweise als Strahlen-, Maschen oder Ringnetz ausgeführt werden.

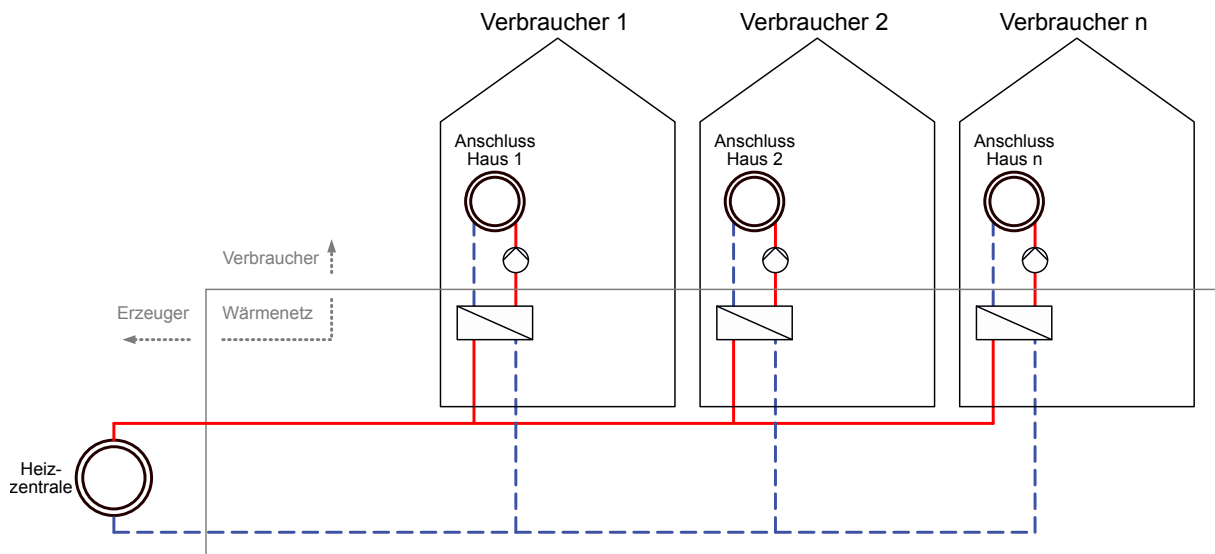


Abbildung 3.3: Hydraulikkonzept Wärmenetz (vereinfacht), eigene Darstellung

3.2.3 Verbraucher

Die in der Abbildung 3.4 dargestellte Hydraulik konzentriert sich auf eine beispielhafte Endverbraucherseite des teilkalten Wärmenetzes und zeigt die wesentlichen Komponenten und deren Anordnung für eine effiziente Heizungs- und Trinkwarmwasserversorgung:

- **Wärmenetzanschluss mit Wärmetauscher:** Stellt den Anschluss an die Hausanschlussleitung des Wärmenetzes dar. Als Übergabepunkt wird in der Regel der vom Netzbetreiber verbaute Wärmetauscher definiert.
- **Wärmemengenzähler (WMZ):** Er misst die von dem Wärmenetz bezogene Wärmeenergie zur Abrechnung.
- **SWP:** Sie hebt die Temperatur bei Bedarf auf ein für Heizungs- und Trinkwassererwärmung geeignetes Temperaturniveau an.
- **Mischer Temperaturbegrenzung:** Die meisten Fabrikate von SWP legen eine maximale Quellentemperatur unterhalb der maximalen Systemtemperaturen im teilkalten Wärmenetz fest¹. Zur Sicherstellung der Einhaltung der jeweiligen Quellentemperaturen wird die Temperatur bei Bedarf durch den Mischer reduziert.
- **Umschaltung Direkt- / Nacherwärmung:** Sie ermöglicht es, zwischen direkter Wärmenutzung aus dem Netz und der Nacherwärmung durch die SWP zu wechseln.

¹Der Hersteller Ratiotherm bietet mit der WP Grid-HiQ eine Wärmepumpe an, die für Quelltemperaturen 10 bis 55 °C geeignet ist (Ratiotherm GmbH & Co. KG, 2020, S.13ff.), und daher im teilkalten Wärmenetz je nach Auslegung der Systemtemperaturen ohne Mischer zur Temperaturbegrenzung nutzbar ist.

- **Pufferspeicher mit Trinkwassererwärmung:** Der Pufferspeicher dient als Zwischenspeicher für die Wärmeenergie, um die Laufzeiten der SWP zu optimieren. Gleichzeitig dient er als Vorhaltung für Trinkwarmwasser (TWW). Die Ausführung dessen kann mittels Hygienespeicher, Frischwasserstation oder Trinkwasserspeicher erfolgen.
- **Umschaltung Heizung / TWW:** Da für Heizung und TWW unterschiedliche Temperaturniveaus benötigt werden, schaltet die SWP bei Bedarf um und speist an der passenden Stelle in den Speicher ein.
- **Heizkreis:** Der Heizkreis verteilt die Wärme im Gebäude. Über den Kreislauf wird das erwärmte Wasser zu den Heizkörpern oder der Fußbodenheizung geführt.

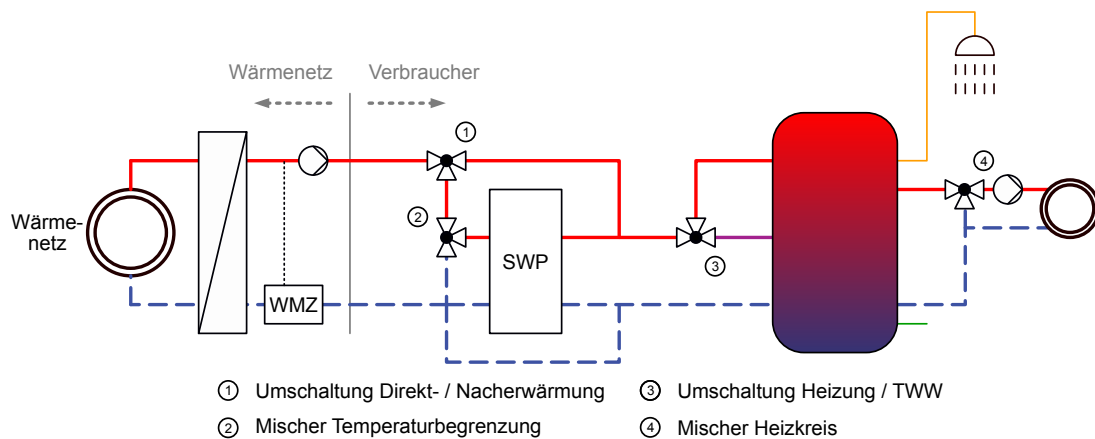


Abbildung 3.4: Hydraulikkonzept Verbraucher mit SWP (vereinfacht), eigene Darstellung

Kapitel 4

Methodik, Vorgehen, Systemgrenzen und Ablauf der Modellierung

Um festzustellen, unter welchen Randbedingungen das Konzept der teilkalten Nahwärme technisch, ökologisch und ökonomisch sinnvoll ist, wird eine Modellierung des Wärmenetzes über ein Kalenderjahr durchgeführt. Dabei erfolgt eine stündliche Betrachtung über ein Kalenderjahr. In diesem Kapitel wird das Forschungsdesign erläutert und die verwendeten Modelle und Berechnungen erklärt. Ein Überblick über die Vorgehensweise bei der Modellierung ist in Abbildung 4.1 dargestellt.

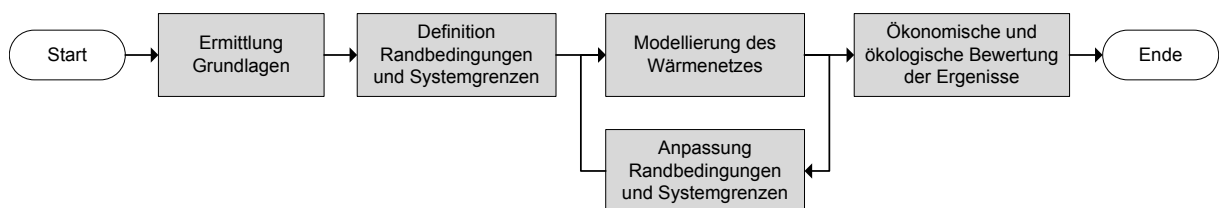


Abbildung 4.1: allgemeines Vorgehen in der Modellierung, eigene Darstellung

Zur Durchführung der Untersuchung ist die Festlegung einiger Randbedingungen für die Berechnung erforderlich. Daher werden zunächst die technischen Grundlagen ermittelt. Anhand dieser Grundlagen können die Systemgrenzen der einzelnen Berechnungsschritte definiert und die Randbedingungen eingegeben werden. Aufbauend auf den definierten Daten erfolgt die Modellierung des Wärmenetzes über ein Kalenderjahr. Dieser Schritt ist der umfangreichste und aufwendigste, da hier stündlich diverse Berechnungsmodelle der Teilsysteme zusammengeführt werden müssen. Bevor die Ergebnisse bewertet werden, wird anhand einiger Kennzahlen die technische und ökologische Funktionalität abgeschätzt. Mittels einer iterativen Optimierungsmethode wird das System schrittweise durch Anpassung einiger Parameter verbessert. Die detaillierte Bewertung der Ergebnisse erfolgt erst beim optimierten Modell.

4.1 Vorgehen bei der Modellierung

Das Ziel der erstellten Modellierung ist die stündliche Darstellung der Systemzustände im betrachteten Wärmenetz. Anhand des Verlaufs dieser Zustände und einiger berechneter Kennzahlen soll eine ökologische und technische Bewertung verschiedener Wärmenetze durchgeführt werden können. Die entwickelte Methode zielt auf Wohnquartierstrukturen als Verbraucher ab, lässt sich aber bei hinreichender Anpassung auch auf Misch- und Industriegebiete abwandeln. Ein Zutrag von Wärme durch Industrieabwärme wird in der Modellierung vorgesehen, für die Berechnung jedoch zur Erhaltung der Allgemeingültigkeit nicht betrachtet.

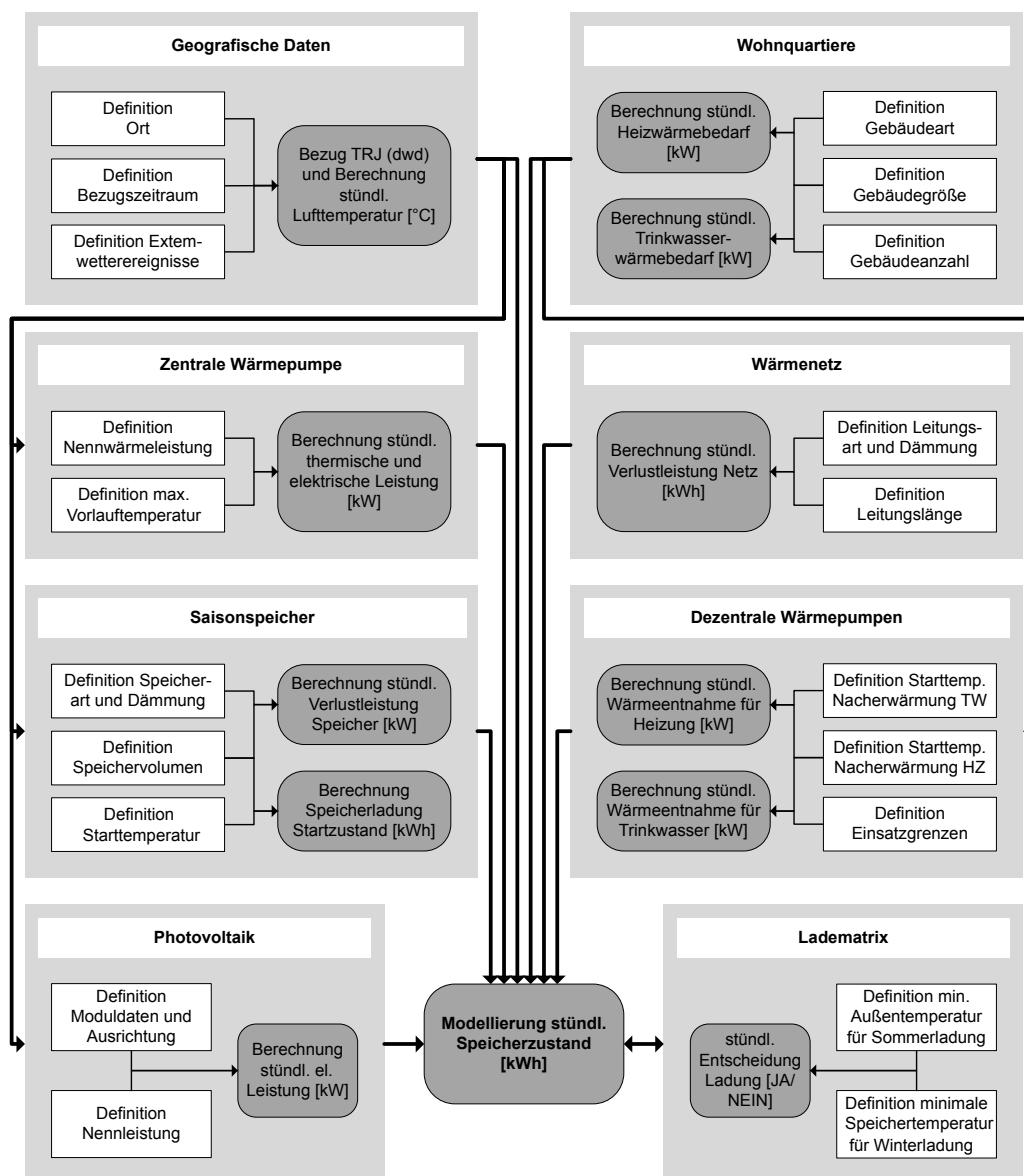


Abbildung 4.2: Vereinfachte Darstellung der Berechnungsschritte der Modellierung, eigene Darstellung

Die Vorgehensweise der Modellierung und die einzelnen Berechnungsschritte sind zur Übersicht grafisch in Form eines Flussdiagramms in Abbildung 4.2 abgebildet. Die rechteckigen Rahmen stellen hierbei eingegebene Systemgrenzen oder Parameter dar. Die Berechnungsschritte sind mit abgerundeten Rahmen dargestellt. Über die farblich abgegrenzten Hintergrundflächen werden die Berechnungen in die einzelnen Teil-Berechnungsschritte aufgeteilt. Die Pfeile stellen den Einfluss und die Wechselwirkung zwischen den Berechnungsschritten dar. Die Darstellung in Abbildung 4.2 dient der Übersicht und dem besseren Verständnis der Reihenfolge der Berechnungsschritte innerhalb der Modellierung. Die jeweiligen Teilmodelle und deren Grundlagen werden in den folgenden Kapiteln detaillierter beschrieben.

4.2 Geografische Daten

Zur Berechnung der Wärmebedarfe des Wohnquartiers, zur Bestimmung des Arbeitspunktes der Wärmepumpe sowie zur Berechnung des Wärmeverlustes ist es notwendig, die Außentemperaturen ϑ_e über ein Jahr zu betrachten. Da die aus der Modellierung abgeleiteten Ergebnisse repräsentativ für Deutschland, beziehungsweise für gemäßigte Klimazonen Mitteleuropas sein sollen, werden die Wetterdaten verschiedener Testreferenzjahre (TRJ) als Grundlage genommen. Die verwendeten Wetterdaten stammen vom Deutschen Wetterdienst (DWD) und sind über die Internetseite des DWD nach Registrierung frei zugänglich (DWD, 2017). TRJ sind Datensätze ausgewählter meteorologischer Parameter für jede Stunde eines Jahres. Die Datensätze sind individuell für jeden beliebigen Ort in Deutschland verfügbar, mit einer räumlichen Auflösung von 1 km^2 . Dabei stellen die Daten keine tatsächlichen Messwerte aus einem vergangenen Jahr dar, sondern sind interpolierte Ergebnisse aus zahlreichen deutschen Wetterstationen. Die stündliche Auflösung wird aus konkreten gemessenen Witterungsabschnitten zusammengesetzt. Die Monats- und Jahresmittelwerte der Lufttemperatur und der Globalstrahlung werden so weit wie möglich an die Mittelwerte der Referenzperiode 1995 bis 2012 angepasst. Die Monats- und Jahresmittelwerte sind somit repräsentativ für die vergangenen Jahre am betrachteten Ort, während die Tages- und Stundenwerte realistisch und nicht gemittelt ausfallen.

Diese gemittelten Werte dienen optimal für die Modellierung eines Beispieljahres. Bei der Auslegung reicht jedoch die Betrachtung gemittelter Datensätze nicht aus. Es muss der

schlechteste Fall in Betracht gezogen werden. Bei der Auslegung von Heizsystemen sind das extrem kalte Winter. Zu dieser Betrachtung werden in der Modellierung neben dem normalen TRJ auch die vom DWD bereitgestellten Daten für ein TRJ mit sehr kaltem Winterhalbjahr (Oktober bis März) verwendet. Bei diesen Datensätzen handelt es sich nicht um gemittelte Werte, sondern um reale Jahreszeiträume.

Im Hinblick auf die Laufzeit des Wärmenetzes sind die Datensätze der TRJ mit Grundlage aus den Referenzzeiträumen 1995 bis 2012 nicht aussagekräftig. Wärmenetze werden durchschnittlich auf eine Lebensdauer von 50 bis 60 Jahren ausgelegt (Blesl, Burkhardt und Wendel, 2023). Für die Betrachtung dieser zukünftigen Zeiträume werden die ebenfalls vom DWD bereitgestellten Daten des TRJ mit Referenzzeiträumen von 2031 bis 2060 verwendet. Diese Datensätze sind auf Basis von 24 regionalen Klimamodellen für diesen Zeitraum entwickelt und sonst identisch mit den übrigen TRJ-Datensätzen.

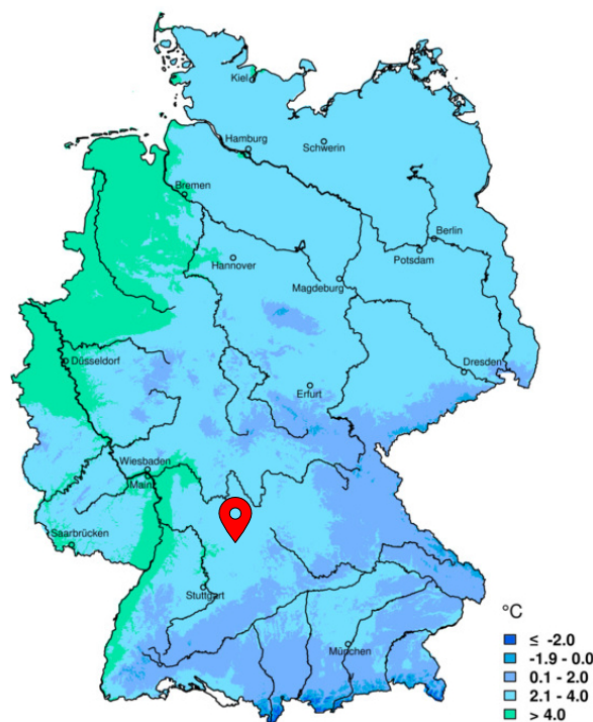


Abbildung 4.3: mittlere Lufttemperatur in Deutschland im Winter 2022/2023, mit Marker ausgewählter Ort für Modellierung (DWD, 2023)

Der Ort der betrachteten Datensätze für die Modellierung ist im Nordosten Baden-Württembergs in einer ländlichen Region gewählt. In Abbildung 4.3 ist die Lage des ausgewähl-

ten Ortes dargestellt. Zur klimatischen Einordnung des Ortes ist in der Grafik die mittlere Lufttemperatur des Winters 2022/23 dargestellt. Der gewählte Ort befindet sich in einer durchschnittlich eher wärmeren, aber für Deutschland gut repräsentativen Lage.

Zusammenfassend werden für die Modellierung folgende Datensätze verwendet¹:

- TRY2015_493694095367_Jahr
- TRY2015_493694095367_Wint
- TRY2045_493694095367_Jahr
- TRY2045_493694095367_Wint

4.3 Zentrale Wärmepumpe

Als zentrale Wärmebereitstellungstechnologie soll eine LWP verwendet werden. Da die Leistung und Effizienz der Wärmepumpe sowohl von der Außentemperatur als auch der Temperatur des Wärmenetzes abhängt, muss zur Modellierung der Betriebszustand für jede Stunde im betrachteten TRJ berechnet werden. In den technischen Datenblättern der Wärmepumpen werden oft nur einzelne COP- und Leistungswerte angegeben. Diese orientieren sich meist an den Betriebs-Nennbedingungen nach (DIN EN 14511-2:2023-08, 2023, S.28f.) und (DIN EN 14825:2022, 2022, S.38f.). Die Lufttemperatur wird meist mit -15, -7, 2, 7 und 20 °C Trockenkugeltemperatur am Eintritt in den Außenwärmeübertrager und die Wassertemperatur mit 35, 45 und 55 °C Eintrittstemperatur am Innenwärmeübertrager angenommen. Die Einsatzgrenzen der Wärmepumpe in der Modellierung gehen jedoch sowohl bezüglich der Luft-, als auch der Wassertemperatur deutlich über die in der Norm gesetzten Grenzen hinaus. Aus diesem Grund werden in der folgenden Betrachtung Korrelationsgleichungen für LWP herangezogen. Zudem ist hierdurch eine herstellerunabhängige Betrachtung möglich. Für diesen Zweck werden die Korrelationsgleichungen zur Abbildung des COP, sowie der thermischen und elektrischen Leistung von LWP und SWP aus einer Vielzahl von Herstellerdaten genutzt (Kemmler und Thomas, 2020, S.7-10). Die

¹Die Datensätze des TRJ verwenden folgende Namenskonvention für die Dateibezeichnungen: TRJJJJ_RRRRRRHHHHHHH_AAAA. Dabei entspricht JJJJ dem Schlüsseljahr zur Unterscheidung zwischen den Bezugszeiträumen der TRJ (JJJJ = 2015 entspricht dem Gegenwarts-TRJ mit Bezugszeitraum von 1995-2012; JJJJ = 2045 entspricht dem Zukunfts-TRJ mit Bezugszeitraum von 2031-2060). RRRRRRHHHHHHH entspricht der Kennziffer zusammengesetzt aus Rechtswert in Ostrichtung und Hochwert in Nordrichtung in Metern in der lambertkonform konischen Projektion. AAAA entspricht der Art des TRJ (AAAA = Jahr für ein mittleres Jahr; AAAA = Somm für ein Jahr mit sehr warmem Sommerhalbjahr; AAAA = Wint für ein Jahr mit sehr kaltem Winterhalbjahr)

Gleichungen für LWP sind in den folgenden Formeln dargestellt.

$$Q_{th,LWP} = (a + b \cdot T_{VL} + c \cdot T_{Quelle} + d \cdot T_{VL} \cdot T_{Quelle} + e \cdot T_{VL}^2 + f \cdot T_{Quelle}^2) \cdot Q_{th,Nenn} \quad (4.1)$$

$$P_{el,LWP} = (a + b \cdot T_{VL} + c \cdot T_{Quelle} + d \cdot T_{VL} \cdot T_{Quelle}) \cdot P_{el,Nenn} \quad (4.2)$$

$$COP_{LWP} = (a + b \cdot T_{VL} + c \cdot T_{Quelle} + d \cdot T_{VL} \cdot T_{Quelle} + e \cdot T_{VL}^2 + f \cdot T_{Quelle}^2) \quad (4.3)$$

Die Koeffizienten wurden in drei Leistungsbereiche von 5 bis 18, 18 bis 35 und 35 bis 80 kWh_{th} eingeteilt. Für die weitere Betrachtung wird der Leistungsbereich von 35 bis 80 kWh_{th} herangezogen und davon ausgegangen, dass bei größeren Leistungen die Anlagen kaskadiert werden. Die verwendeten Koeffizienten aus (Kemmler und Thomas, 2020, S.9) sind in Tabelle 4.1 dargestellt.

35-80 kWh_{th}	\dot{Q}_{th}	COP	P_{el}
$T_U = -5 - < 7^\circ C$			
$a/-$	1,10902	6,28133	0,27628
$b/1/^\circ C$	-0,00478	-0,10087	0,02061
$c/1/^\circ C$	0,02136	0,11251	-0,00112
$d/1/^\circ C^2$	0,00019	-0,00097	0,00112
$e/1/^\circ C^2$	0	0,00056	-
$f/1/^\circ C^2$	0	0,00069	-
R^2	0,9290	0,9926	0,8800
$T_U = 7 - 10^\circ C$			
$a/-$	1,08294	6,23384	0,27628
$b/1/^\circ C$	-0,00438	-0,09963	0,02061
$c/1/^\circ C$	0,03386	0,11295	-0,00112
$d/1/^\circ C^2$	0	-0,00061	0,00112
$e/1/^\circ C^2$	0	0,00052	-
$f/1/^\circ C^2$	0	0	-
R^2	0,7544	0,9916	0,8800
$T_U = 10 - 25^\circ C$			
$a/-$	1,10262	5,00190	0,27628
$b/1/^\circ C$	-0,00316	-0,04138	0,02061
$c/1/^\circ C$	0,02950	0,10137	-0,00112
$d/1/^\circ C^2$	0,00009	0,00112	0,00112
$e/1/^\circ C^2$	0	0	-
$f/1/^\circ C^2$	0,00008	0,00027	-
R^2	0,7026	0,9885	0,8800

Tabelle 4.1: Korrelationskoeffizienten für LWP nach (Kemmler und Thomas, 2020, S.9)

Laut (Kemmler und Thomas, 2020, S.8) können die Korrelationsgleichungen bei LWP nur für Wasser-Vorlauftemperaturen von 35 bis 50 $^\circ C$, sowie für Außentemperaturen von -5 bis

25 °C verlässliche Ergebnisse abbilden. Nach eigenen Vergleichen einiger Herstellerdaten ist diese Aussage nicht ganz zu bestätigen.

Vergleiche der korrelierten Ergebnisse für COP , W_{th} und P_{el} mit den Betriebspunkten aus Herstellerangaben von Hochtemperaturwärmepumpen ergeben ähnliche, teils sogar geringere prozentuale Abweichungen bei Vergleichstemperaturen von bis zu 82 °C Vorlauftemperatur. Alle verglichenen Werte von COP und Q_{th} fallen für die Großwärmepumpen ab 200 kW in den Datenblättern der Hersteller leicht besser aus als in den korrelierten Werten. Die Betrachtung ist daher herstellerunabhängig und eher als Worst-Case-Betrachtung anzusehen. Die Einsatzgrenzen bezüglich der Obergrenze für die Außenlufttemperatur bestätigen sich jedoch durch die Herstellerangaben, die oberhalb von 20 °C Außentemperatur keine Verbesserung des COP oder von Q_{th} angeben.

Für die weitere Modellierung wird daher angenommen, dass sich der Betriebspunkt oberhalb von 25 °C Außentemperatur nicht verändert. Die Vorlauftemperatur wird nicht pauschal begrenzt.

Die Festlegung der Nennwärmeleistung der Wärmepumpe $Q_{WP,nenn}$ bei dem Betriebspunkt A2W35² und der maximalen Vorlauftemperatur $T_{VL,WP,max}$ erfolgt durch Auswertung der Ergebnisse und wird in Kapitel 4.1 erläutert.

4.4 Spitzenlasterzeuger

Für die Modellierung wird ein Backup-Spitzenlasterzeuger in Form eines elektrischen Widerstandsheizers mit einem Wirkungsgrad von 100 % angenommen, da die Wassertemperatur im Verteilnetz bei nicht ausreichender Wärmeleistung durch die Wärmepumpe nach unten hin begrenzt werden muss, um ein Einfrieren der Leitungen zu vermeiden. Die Form des elektrischen Nacherhitzers soll als Platzhalter angesehen werden, um die Spitzenlast des Backup-Erzeugers zu modellieren.

Durch den Einsatz eines Spitzenlastkessels wird das System bivalent. Alternativ werden Systeme dieser Art auch als multivalente oder hybride Heizsysteme bezeichnet. Der Ein-

²Betriebspunkt der Wärmepumpe bei einer Luft-Außentemperatur $T_{Quelle} = 2\text{ °C}$ und einer Vorlauftemperatur $T_{VL} = 35\text{ °C}$

satz bivalenter Systeme wird von namhaften Herstellern wie zum Beispiel Viessmann (Viessmann Deutschland GmbH, 2011, S.76f.) für bestimmte Systeme empfohlen.

Eine Bivalenztemperatur³, welche oft zum Vergleich hybrider Systeme herangezogen wird, kann aufgrund des Saisonspeichers nicht zum Vergleich der Anlagen verwendet werden. Zum Vergleich wird das Verhältnis des gesamten Wärmebedarfs zur von der Wärmepumpe im Sommer bereitgestellten Wärme verglichen.

4.5 Wärmespeicher

Zur Modellierung wird von einem Erdbeckenspeicher mit Wasser als Speichermedium ausgegangen. Da die Wärmespeicherung sensibel erfolgt, kann mit folgender Gleichung die Wärmemenge von Temperaturänderungen im Speicher bestimmt werden.

$$Q = c \cdot m \cdot \Delta T \quad (4.4)$$

Zur Berechnung wird die spezifische Wärmekapazität von flüssigem Wasser mit $c_W = 4,18 \text{ kJ}/(\text{Kg} \cdot \text{K})$ als konstant angenommen.

Bei thermischen Speichern findet permanent ein Wärmeaustausch über die Oberfläche des Speichers an die Umgebung statt. Zur Berechnung des Wärmeverlustes werden einige Vereinfachungen angenommen:

- Die Temperatur im Speicher wird als homogen angenommen,
- die Wärmeverluste werden proportional zur Temperaturdifferenz angenommen,
- die angrenzende Erdtemperatur wird ganzjährig konstant mit 10°C angenommen und
- die Form des Erdbeckens entspricht einem umgekehrten quadratischen Pyramidenstumpf.

Die Berechnung des Wärmeverlusts erfolgt getrennt für die Wände und den Deckel des Speichers, da der Deckel an die Außenluft grenzt und die Wände sowie die Bodenfläche an

³Die Bivalenztemperatur ist die Umgebungstemperatur, bei der die Leistung der Wärmepumpe nicht mehr ausreicht und eine zusätzliche Wärmequelle hinzugezogen wird.

das Erdreich grenzen. Die Bezugsgrößen zur Berechnung des Energieverlustes im Erdbeckenspeicher sind schematisch in der Abbildung 4.4 dargestellt.

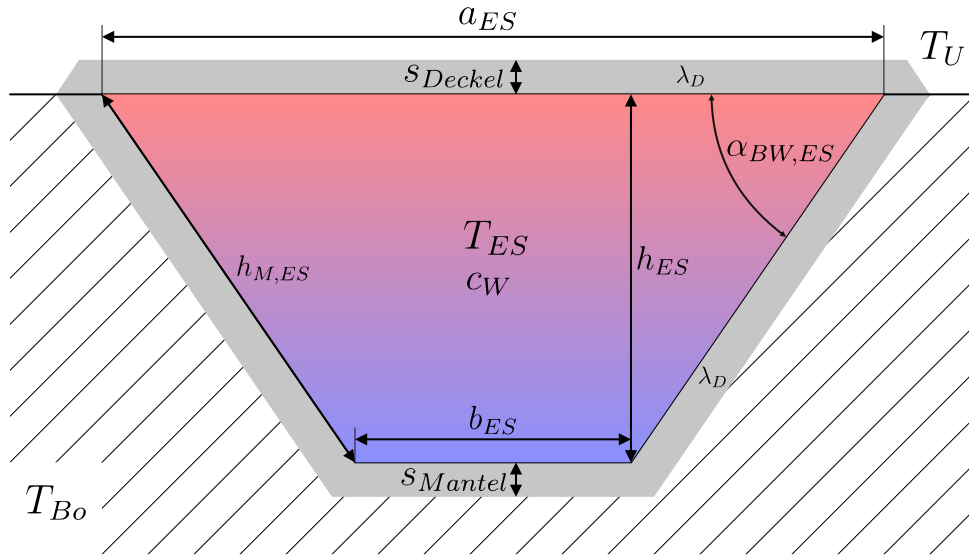


Abbildung 4.4: Schematische Darstellung als Schnitt des Erdbeckenspeichers mit Bezugsgrößen, eigene Darstellung

Die an das Erdreich angrenzende Fläche $A_{ES,Mantel}$ des Erdspeicherbeckens berechnet sich aus Mantelfläche des Pyramidenstumpfs und der Schnittfläche wie folgt:

$$A_{ES,Mantel} = 4 \cdot \frac{a_{ES} + b_{ES}}{2} \cdot h_{M,ES} + b_{ES}^2 \quad (4.5)$$

Die an die Außenluft angrenzende Fläche $A_{ES,Deckel}$ berechnet sich aus der Grundfläche des Pyramidenstumpfs mit:

$$A_{ES,Deckel} = a_{ES}^2 \quad (4.6)$$

Das Volumen des Pyramidenstumpfes und damit das Volumen der Speichermasse des Erdspeichers V_{ES} wird anhand folgender Formel berechnet:

$$V_{ES} = \frac{h_{ES}}{3} \cdot (a_{ES}^2 + a_{ES} \cdot b_{ES} + b_{ES}^2) \quad (4.7)$$

Die Festlegung des Speichervolumens V_{ES} wird in Kapitel 4.1 erläutert.

Unter der angenommenen Voraussetzung aus Tabelle 4.2, dass das Speichermaß unten gleich der Hälfte des oberen Speichermaßes ist, berechnet sich die Höhe h_{ES} des Erdbe-

ckenspeichers wie folgt:

$$h_{ES} = \tan(\alpha_{BW}) \cdot \frac{1}{4} a_{ES} \quad (4.8)$$

Die Höhe der Mantelfläche des Erdspeichers $h_{M,ES}$ berechnet sich folgend:

$$h_{M,ES} = \frac{\frac{1}{4} a_{ES}}{\cos(\alpha_{BW})} \quad (4.9)$$

Die Wärmeverluste \dot{Q} eines Speichers werden allgemein wie folgt beschrieben:

$$\dot{Q}_V = U \cdot A_{Sp} \cdot (T_{Sp} - T_U) \quad (4.10)$$

Neben der Oberfläche des Speichers A_{Sp} und der Temperaturdifferenz aus Speichertemperatur T_{Sp} und Umgebungstemperatur T_U ist vorrangig der Wärmedurchgangskoeffizient der Speicherhülle U von Bedeutung. Angepasst auf die Gegebenheiten des Erdbeckenspeichers lautet die Formel zur Berechnung des Gesamtwärmeverlustes folgendermaßen:

$$\dot{Q}_{V,ges} = U_{Deckel} \cdot A_{ES,Deckel} \cdot (T_{ES} - T_U) + U_{Mantel} \cdot A_{ES,Mantel} \cdot (T_{ES} - T_{Erdreich}) \quad (4.11)$$

Der Wärmedurchgangskoeffizient, umgangssprachlich U-Wert genannt, beschreibt, welche Leistung je Kelvin Temperaturdifferenz durch einen Quadratmeter Oberfläche übertragen wird. Für eine ebene Wand wird der U-Wert wie folgt bestimmt:

$$U = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_i} + \frac{s_1}{\lambda_1} + \frac{s_2}{\lambda_2} + \dots + \frac{s_n}{\lambda_n} + \frac{1}{\alpha_a}} \quad (4.12)$$

Der Wärmedurchgangskoeffizient hängt somit von den Schichtdicken der einzelnen Trennschichten s und deren jeweiligen Wärmeleitfähigkeiten λ sowie dem Wärmeübergangskoeffizient innen α_i und außen α_a ab. Da der innere Wärmeübergangskoeffizient für ruhendes Wasser mit $\alpha_i \approx 300 \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K})$ sehr groß ist, kann er in der Berechnung vernachlässigt werden. Im Sinne einer konservativen Betrachtung kann nach (Arbeitsblatt AGFW FW 313, 2015, S.9f.) auch davon ausgegangen werden, dass der Wärmeübergang zwischen Oberfläche und dem angrenzenden Medium Luft unendlich groß ist ($\alpha_a \rightarrow \infty$). Der Wärmeübergangskoeffizient des schwimmenden Deckels definiert sich also ausschließlich durch die Dämmung:

$$U = \frac{1}{\frac{s_{Deckel}}{\lambda_D}} = 0,08 \frac{\text{W}}{\text{m}^2 \cdot \text{K}} \quad (4.13)$$

Da die Erwärmung des Erdreichs nicht berücksichtigt wird, kann vereinfacht der Wärmeübergang α_a zum Erdreich als unendlich angenommen werden ($\alpha_a \rightarrow \infty$). Daher errechnet sich der Wärmedurchgangskoeffizient des Mantels analog zu dem des Deckels:

$$U = \frac{1}{\frac{s_{Mantel}}{\lambda_D}} = 0,1 \frac{W}{m^2 \cdot K} \quad (4.14)$$

Der Böschungswinkel des Erdbeckenspeichers, die Dämmungsdicke und deren Wärmeleitfähigkeit sind einheitlich in Anlehnung an bereits realisierte Bauprojekte und erstellte Wärmeverlustsimulationen festgelegt (Ochs, Zottl et al., 2015, S.34ff.) und in Tabelle 4.2 dokumentiert.

Bezeichnung	Größe
Dämmstärke schwimmende Abdeckung	$s_{Deckel} = 50 \text{ cm}$
Dämmstärke Wände und Boden	$s_{Mantel} = 40 \text{ cm}$
Böschungswinkel	$\alpha_{BW,ES} = 30^\circ$
Speichermaß unten	$b_{ES} = 0,5 \cdot a$
Wärmeleitfähigkeit Dämmung	$\lambda_D = 0,04 \text{ W/(mK)}$
Temperatur Erdreich	$T_{Bo} = 10^\circ \text{C}$

Tabelle 4.2: Festlegung Berechnungsgrundlagen Speicher, eigene Darstellung

Zum Vergleich der Speichergrößen bei unterschiedlichen Quartiergrößen und Anforderungen wird das Speicherverhältnis SPV zwischen der maximalen Speicherkapazität und der Entnahmeleistung berechnet.

$$SPV = \frac{V_{ES} \cdot c_W \cdot (T_{Sp,max} - T_{Sp,min})}{\dot{Q}_{th, Speicher}} \quad (4.15)$$

4.6 Wärmebedarf Wohnquartiere

Für die Modellbildung des Wärmenetzes ist ein stündliches Wärmelastprofil der Wärmeabnehmer erforderlich. Die Wärmekonsumierung lässt sich grundlegend in drei Bedarfskategorien einteilen:

- Trinkwasserwärmebedarf
- Heizwärmebedarf
- Industrieprozesse

Die Wärmeabnahmen unterscheiden sich sowohl in zeitlicher Anforderung als auch im Temperaturniveau. In den nachfolgenden Kapiteln wird erläutert, wie die jeweiligen Lastprofile modelliert werden.

4.6.1 Trinkwasserwärmebedarf

Für die Trinkwassererwärmung muss der benötigte Gesamtenergiebedarf betrachtet werden. Der Gesamtenergiebedarf zur Trinkwassererwärmung in Wohngebäuden setzt sich laut DIN EN V 18599 Teil 8 aus folgenden Anteilen zusammen (DIN V 18599-8:2018-09, 2018):

- Nutzenergie $q_{w,b}$
- Verteilung $q_{w,d}$
- Speicherung $q_{w,s}$
- Erzeugung $q_{w,gen}$

Die Energiebedarfe durch Verluste in Erzeugung, sowie in Speicherung und Verteilung, die sich auf das Wärmenetz beziehen, werden in den Kapiteln 4.3, 4.5 und 4.8 eingerechnet. Für die Betrachtung der Trinkwassererwärmung sind die Verluste innerhalb des Gebäudes zu betrachten. Diese fallen bei Wärmenetzen im Vergleich zur konventionellen dezentralen Erwärmung leicht geringer aus, da die Verluste der Erzeugung reduziert werden oder komplett entfallen.

Die benötigten Nutzenergiebedarfe für Trinkwasser werden meist als spezifische Energie je Quadratmeter oder als personenspezifische Energie je Person angegeben und in mehreren VDI- und DIN-Normen erläutert (DIN V 18599-10:2018-09, 2018), (VDI 6002 Blatt 1:2014-03, 2014), (VDI 2067 Blatt 12:2017-04, 2017). Oft werden die Werte für EFH, Reihenhaushaus (RH), kleine MFH und große MFH getrennt angegeben.

Zum Vergleich der berechneten Werte mit einigen Messwerten werden nachfolgend die Werte für große MFH herangezogen. In der Tabelle 4.3 ist eine Übersicht über einige berechnete und gemessene flächenspezifische Energiebedarfe zur Trinkwassererwärmung dargestellt. Da die Werte unter unterschiedlichen Bedingungen gemessen oder berechnet sind, werden zusätzlich die eingerechneten Anteile in den Energiebedarf angegeben. Ge-

rade bei MFH fallen die Energieverluste in Speicherung $q_{w,s}$ und in der Verteilung $q_{w,d}$ recht groß aus, da die meisten dieser Verluste durch Einsatz einer Zirkulation anfallen, welche in Großanlagen nach dem Arbeitsblatt W551 des Deutschen Vereins des Gas- und Wasserfaches e. V. (DVGW) verpflichtend ist (Technische Regel Arbeitsblatt W 511, 2004, S.8). Nach Messdaten einiger Untersuchungen (Zeisberger, 2017, S.9) ist durchaus mit einem Verhältnis von Verlusten zu Nutzenergie von 0,5 bis über 1 zu rechnen. Die Bedarfskennwerte der VDI-Richtlinien VDI 6002 Blatt 1 und VDI 2067 Blatt 12 sind als personenbezogene Größen angegeben und sind zur Vergleichbarkeit mit einer Wohnfläche von 30 m^2 je Person auf flächenbezogene Werte umgerechnet. Aus der Tabelle 4.3 ist zu erkennen, dass so-

	Eingerechnete Anteile	spez. Energiebedarf
		$\text{kWh}/(\text{m}^2\text{a})$
Berechnungen nach (DIN V 18599-10:2018-09, 2018)	$q_{w,b}$	15
Berechnungen nach (VDI 6002 Blatt 1:2014-03, 2014)*	$q_{w,b}$	19,8
Berechnungen nach (VDI 2067 Blatt 12:2017-04, 2017)*	$q_{w,b}$	ca. 15
Messungen an 7 MFH (Zeisberger, 2017, S.9)	$q_{w,b}$	14-26
Messungen nach Sanierung zweier MFH zu Passivhäusern (Peper, Grove-Smith und Feist, 2009, S.70ff.)	$q_{w,b}, q_{w,d}$	15-22
Messungen an 22 MFH (Jagnow und Wolff, 2002, S.159)	$q_{w,b}, q_{w,d}, q_{w,s}$	35-42
Ergebnisse aus mehreren Studien nach (Technische Universität München, 2010, S. 22)	$q_{w,b}, q_{w,d}, q_{w,s}$	18-33

*mit 30 m^2 Wohnfläche je Person

Tabelle 4.3: Vergleich von berechneten und gemessenen flächenspezifischen Energiebedarfen zur Trinkwassererwärmung, eigene Darstellung

wohl gemessene als auch berechnete Werte untereinander stark variieren. Für die weitere Betrachtung innerhalb der Modellierung wurde sich für die Daten aus (Technische Universität München, 2010, S. 22) entschieden, da diese im Mittel der aufgezeigten Messwerte liegen und plausibel erscheinen. Des Weiteren sind die Werte detailliert in Baujahre und Hausarten unterteilt. Die gesamten zur Modellierung verwendeten Datengrundlagen sind in der Tabelle 4.4 dargestellt.

Anhand der Daten aus (Technische Universität München, 2010, S. 22) und der festgelegten Quartiergrößen aus Kapitel 4.6.4 kann der Jahres-Trinkwasserwärmebedarf errechnet

Baujahr	EFH	RH	kl. MFH	gr. MFH	gemischt
	$kWh/(m^2a)$				
vor 1918	21	18	24	27	22,5
1919 - 1948	20	20	29	33	25,5
1949 - 1957	19	20	25	28	23,0
1958 - 1968	18	20	20	24	20,5
1969 - 1978	16	20	23	18	19,3
1979 - 1983	14	16	20	18	17,0
1984 - 1994	19	21	21	21	20,5
1995 - 2001	19	19	21	24	20,0
ab 2002	19	19	21	24	20,0
gemischt	18,3	19,2	22,7	23,4	20,9

Tabelle 4.4: Spezifische Bedarfswerte für Trinkwarmwasser für Wohngebäude in kWh Nutzenergie je m^2 Fläche und Jahr, eigene Darstellung nach Daten von (Technische Universität München, 2010, S.22) und (Kreitzer, Luschmann et al., 2022)

werden. Dieser muss für die Modellierung in Stundenwerte umgerechnet werden. Der zu betrachtende Wärmebedarf ist der Bedarf an das Wärmenetz. Zwar variiert der Wärmebedarf für Trinkwasser innerhalb eines Wohnhauses über den Tag, jedoch wird der Bedarf durch den Pufferspeicher, der Trinkwarmwasser vorhält, abgeflacht. Insbesondere bei der Versorgung größerer Quartiere ergibt sich somit für das Wärmenetz ein immer gleichmäßiger Bedarf an Trinkwasserwärme. Da der Einfluss von täglichen Schwankungen in der Modellierung keine Rolle spielt, wird der Warmwasserbedarf des gesamten Jahres gleichmäßig über alle Stunden des Jahres verteilt.

$$Q_{w, stunde} = \frac{q_w \cdot A_{WF}}{8760h} \quad (4.16)$$

4.6.2 Heizwärmebedarf

Zur Erhaltung der Allgemeingültigkeit der Ergebnisse soll auch der Heizwärmebedarf ähnlich zur Rechnung des Trinkwasserwärmebedarfs über einen flächenspezifischen Gesamt-Jahres-Heizwärmebedarf berechnet werden. Die Daten der (Technische Universität München, 2010, S.22) bieten auch hier eine nach Jahren und Gebäudeart gegliederte Grundlage. Zur Betrachtung moderner hocheffizienter Gebäude sind Daten von (Zeine, Gausling et al., 2015, S.76f) als Mittel aller Gebäudearten hinzugefügt. Die Daten beziehen sich auf einen arithmetischen Mittelwert witterungsbereinigter Messungen aus 3-Liter-Häusern, verschiedenen KfW-Standards, Effizienzhäusern Plus, Minergie-Häusern, Niedrigenergiehäusern, Plusenergiehäusern, Passiv- und Passivsolarhäusern, Solar- und Sonnenhäusern. In der Tabelle 4.5 sind die zur Modellierung verwendeten Datengrundlagen dargestellt.

Baujahr	EFH	RH	kl. MFH	gr. MFH	gemischt
	$kWh/(m^2a)$				
vor 1918	250	204	180	159	197,5
1919 - 1948	194	166	193	164	179,3
1949 - 1957	223	163	211	173	192,5
1958 - 1968	166	135	168	172	160,3
1969 - 1978	182	159	139	140	155,0
1979 - 1983	120	129	118	116	120,8
1984 - 1994	140	97	122	82	110,3
1995 - 2001	101	89	94	73	90,3
ab 2002	72	70	65	51	64,5
hocheffiziente Gebäude					17,0
gemischt*	160,9	134,3	143,8	125,6	141,1

*gemischte Werte als arithmetisches Mittel (ohne hocheffiziente Gebäude)

Tabelle 4.5: Spezifische Heizwärmebedarfswerte für Wohngebäude in kWh Nutzenergie je m^2 Fläche und Jahr, eigene Darstellung nach Daten von (Technische Universität München, 2010, S.22), (Kreitzer, Luschmann et al., 2022) und (Zeine, Gausling et al., 2015, S.76f.)

Der stündliche Verlauf des Heizwärmebedarfs wird in der Modellierung über die Gradtagszahl (GTZ) angenähert. Die GTZ ist das Produkt der Temperaturdifferenz zwischen der mittleren Raumtemperatur und der Tagesmitteltemperatur mit einem Tag. Sie wird nur an Heiztagen, also Tagen mit einer Tagesmitteltemperatur über der Heizgrenztemperatur, ermittelt und beträgt sonst 0. Die Berechnung der GTZ ist in der (VDI 2067 Blatt 10:2013-09, 2013) und (VDI 3807 Blatt 1:2013-06, 2013) festgelegt. Die Heizgrenztemperatur wird je nach Quartier unter Kapitel 4.6.4 festgelegt. Die Rauminnentemperatur wird einheitlich als Standardwert mit $20\text{ }^{\circ}C$ angenommen (IWU, 2019).

$$G_{t_i/t_g} = (t_i - t_{m,n}) \cdot 1 d \quad (4.17)$$

für $t_m < t_g$

Der Jahres-Heizwärmebedarf wird prozentual auf die Gradtagszahlen verteilt und jeweils für einen Tag als konstant angenommen:

$$Q_{h,stunde} = q_h \cdot \frac{G_{t_i/t_g} \cdot 24h}{\sum_{n=1}^z G_{t_i/t_g}} \quad (4.18)$$

4.6.3 Industrieprozesse und andere Wärmequellen

Der Einfluss anderweitiger Energiequellen wie Abwärme aus Industrieprozessen wird in der Modellierung aus Gründen der Allgemeingültigkeit nicht berücksichtigt. Eine nachträgliche Einpflegung der Daten wäre jedoch realisierbar.

4.6.4 Berechnungsgrundlagen für die Modellierung

Um das Konzept auf möglichst unterschiedliche Quartierskonzepte zu überprüfen, werden drei unterschiedliche Quartier-Arten verglichen:

- Quartier 1: Neubaugebiet
- Quartier 2: Altstadt
- Quartier 3: Vorstadt

Alle Annahmen sind frei gewählt und entsprechen keinem realen Quartier. Um die Ergebnisse isoliert auf den Einfluss der Quartierart betrachten zu können sind die Anzahlen der Gebäude so gewählt, dass die Gesamtwärmebedarfe annähernd gleich sind. Es wird daher ein Neubaugebiet mit 100 angeschlossenen Gebäuden mit einem Vorstadtgebiet mit lediglich 56 angeschlossenen Gebäuden betrachtet. Die Heizgrenztemperatur hat nach der Berechnung in Kapitel 4.6.2 keinen Einfluss auf den Gesamtwärmebedarf des Quartiers, ändert jedoch die Verteilung des Wärmebedarfs im Jahr. Lediglich die Leitungslänge hat direkten Einfluss auf unterschiedliche Wärmeverluste der Quartiere. Die festgelegten Berechnungsgrundlagen für die verschiedenen Quartierskonzepte sind in den Tabellen 4.6 bis 4.8 dokumentiert.

Bezeichnung	Größe/Auswahl
Gebäudeart	Einfamilienhaus
Baujahr	ab 2002
Anzahl Gebäude	100
Beheizte Grundfläche je Gebäude	75 m ²
Geschosszahl	2
Heizgrenztemperatur	12 °C
Leitungslänge	3000 m

Tabelle 4.6: Festlegung Berechnungsgrundlagen Quartier 1: Neubaugebiet, eigene Darstellung

Bezeichnung	Größe/Auswahl
Gebäudeart	RH
Baujahr	gemischt
Anzahl Gebäude	89
Beheizte Grundfläche je Gebäude	50 m ²
Geschosszahl	2
Heizgrenztemperatur	15 °C
Leitungslänge	2000 m

Tabelle 4.7: Festlegung Berechnungsgrundlagen Quartier 2: Altstadt, eigene Darstellung

Bezeichnung	Größe/Auswahl
Gebäudeart	gemischt
Baujahr	gemischt
Anzahl Gebäude	56
Beheizte Grundfläche je Gebäude	75 m ²
Geschosszahl	2
Heizgrenztemperatur	15 °C
Leitungslänge	2500 m

Tabelle 4.8: Festlegung Berechnungsgrundlagen Quartier 3: Vorstadt, eigene Darstellung

4.7 Dezentrale Nacherwärmung

Die dezentrale Nacherwärmung in den Gebäuden erfolgt mittels einer Sole-Wasser-Wärmepumpe (SWP). In der Modellierung wird davon ausgegangen, dass erst bei Unterschreitung der gewünschten Heiz- oder Warmwassertemperatur nachgeheizt wird. Die Modellierung erfolgt analog derer der Luftwärmepumpe in Kapitel 4.3 mittels Korrelationsgleichungen von Kemmler und Thomas (Kemmler und Thomas, 2020, S.5ff.), jedoch für SWP. Die Korrelationsgleichungen für SWP lauten:

$$Q_{th,SWP} = (a + b \cdot T_{VL} + c \cdot T_{Quelle} + d \cdot T_{VL} \cdot T_{Quelle}) \cdot Q_{th,Nenn} \quad (4.19)$$

$$P_{el,SWP} = (a + b \cdot T_{VL} + c \cdot T_{Quelle} + d \cdot T_{VL} \cdot T_{Quelle}) \cdot P_{el,Nenn} \quad (4.20)$$

$$COP_{LWP} = (a + b \cdot T_{VL} + c \cdot T_{Quelle} + d \cdot T_{VL} \cdot T_{Quelle}) \quad (4.21)$$

Koeffizienten für die Korrelationsgleichungen der SWP wurden von Kemmler und Thomas (Kemmler und Thomas, 2020, S.6) für die Leistungsgrößen 5 bis 18 kW_{th}, 18 bis 35 kW_{th}, 35 bis 80 kW_{th} und größer 80 kW_{th} festgelegt. In der Modellierung sind alle dezentralen Wärmepumpen mit den Koeffizienten für Leistungsgrößen von 5 bis 18 kW_{th} berechnet, welche in Tabelle 4.9 dargestellt sind.

5-18 kW _{th}	\dot{Q}_{th}	COP	P _{el}
a/–	1,21865	7,68429	0,10929
b/1/°C	-0,00611	-0,08818	0,02536
c/1/°C	0,04030	0,25313	-0,00462
d/1/°C ²	-0,00022	0,00014	-0,00302
R ²	0,9698	0,9405	0,9180

Tabelle 4.9: Korrelationskoeffizienten für SWP nach (Kemmler und Thomas, 2020, S.6)

Ab welcher Temperatur eine dezentrale Nacherwärmung in den Gebäuden stattfindet, richtet sich nach den Anforderungen im Gebäude. Grundlegend wird in die Nacherwärmung

für Heizung und Trinkwarmwasser unterschieden. Die Entscheidung, ob nacherwärmt wird, liegt beim Verbraucher. Für das Wärmenetz ist die Entscheidung irrelevant. Bei Nacherwärmung stellt sich lediglich eine Reduzierung der abgenommenen Wärmemenge ein.

Bei der Nacherwärmung für die Gebäudeheizung hängt die Grenztemperatur zur Nacherhitzung von der Heizkurve ab. Die Heizkurve wird je nach der Art der Wärmeübertragung sowie der Heizlast des Gebäudes eingestellt und ändert sich mit der Außentemperatur. Bei Flächenheizungen wie Fußbodenheizungen wird eine Nacherhitzung erst bei deutlich geringeren Temperaturen nötig als bei Heizung durch Radiatoren. Laut Perrin (Perrin, 2013, S.59ff.) werden etwa 80 % der Heizkreiseinstellungen bei Wärmepumpenanlagen mit Werkseinstellungen betrieben, statt vor Ort auf die herrschenden Betriebsbedingungen eingestellt zu werden. Daher werden als Referenz Messungen aus bestehenden Anlagen herangezogen. Nach einer Messung von über 100 Wärmepumpen in älteren EFH und kleinen MFH über drei Heizperioden durch Günther et. al. (Günther, Wapler et al., 2020, S.13f., S.34f., S.68f.) wurden mittlere Heizkreistemperaturen zur Raumheizung von $36,5\text{ }^{\circ}\text{C}$ bei mittleren Spreizungen von 5 K gemessen. Bei Wärmeübertragungssystem mit ausschließlich Fußbodenheizung wurden niedrigere mittlere Temperaturen mit $33,2\text{ }^{\circ}\text{C}$ gemessen. Für Systeme mit Heizkörpern liegen die mittleren Temperaturen mit $37,9\text{ }^{\circ}\text{C}$ höher. Die Temperaturniveaus für die Gebäudeheizung werden für RH und MFH in ähnlichen Bereichen liegen. Daher wurde zur Vereinfachung für die Berechnung eine allgemeine Grenztemperatur für die Nachheizung ab einer Unterschreitung der Vorlauftemperatur von $40\text{ }^{\circ}\text{C}$ festgelegt.

Die Grenztemperatur zur Nacherwärmung bei der Trinkwassererwärmung hängt von der benötigten Trinkwassertemperatur im Gebäude ab. Laut dem Arbeitsblatt W 511 des DVGW (Technische Regel Arbeitsblatt W 511, 2004, S.9) sind bei Großanlagen wie MFH am Austritt des Trinkwassererwärmers stets eine Temperatur von $\geq 60\text{ }^{\circ}\text{C}$ einzuhalten. In Kleinanlagen von EZFH sind Temperaturen von $60\text{ }^{\circ}\text{C}$ empfohlen und Temperaturen unter $50\text{ }^{\circ}\text{C}$ zu vermeiden. Die Vorgaben decken sich mit den Messungen aus (Günther, Wapler et al., 2020, S.68) für die Mitteltemperaturen zur Trinkwassererwärmung von $47,1\text{ }^{\circ}\text{C}$ bei einer mittleren Spreizung von Vor- und Rücklauf von $5,8\text{ K}$. Da in den Quartierkonzepten hauptsächlich von EFH, ZFH und RH ausgegangen wird, wird die allgemeine Grenztemperatur zur Nachheizung für Trinkwarmwasser auf $55\text{ }^{\circ}\text{C}$ festgelegt.

4.8 Verteilnetz

Wie bereits im Kapitel 2 beschrieben, werden in Wärmenetzen unterschiedliche Rohrleitungen eingesetzt. Für die Modellierung wird zur Vereinfachung im weiteren Verlauf von erdverlegten Leitungen mit starren Stahlmediumrohren in Einzelausführung ausgegangen.

Die Berechnung der Wärmeverlustströme in Rohrleitungen ist kompliziert. Für eine detaillierte Berechnung muss der Temperaturverlauf der strömenden Flüssigkeit, sowie die Oberflächentemperatur des Rohres als Funktion der Zeit- und Ortskoordinate beschrieben werden. Diese Berechnung setzt jedoch Kenntnisse über die genauen Temperaturen und Strukturen der Teilstrecken voraus (Glück, 1985, S.51ff.). Da diese Methode sowohl sehr aufwendig als auch nicht verallgemeinerungsfähig ist, wird zur Modellierung der Wärmetransport als stationärer Vorgang betrachtet. Dies stellt eine gute Näherung dar, da im Dämmmaterial des Rohres ca. 80 bis 90 % der Temperaturdifferenz zwischen Rohr und Erdoberfläche abgebaut werden. Durch die geringe Schichtdicke kann der Temperaturverlauf in der Dämmung näherungsweise als stationär betrachtet werden (Nussbaumer, Thalmann et al., 2018, S.124ff.).

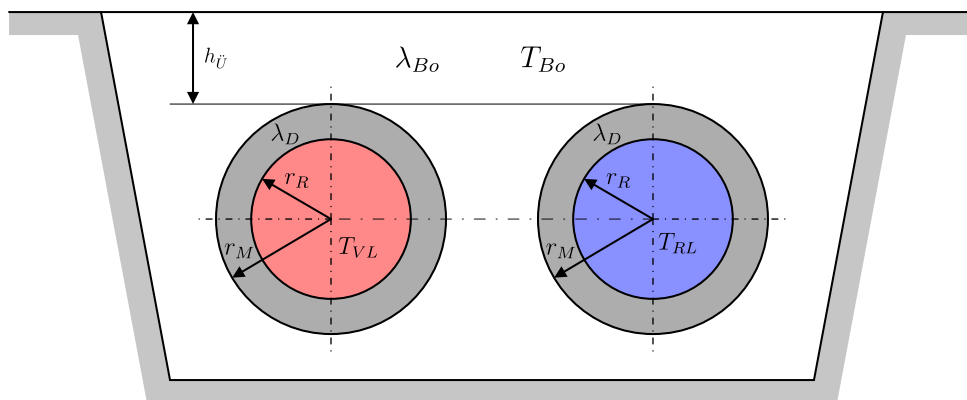


Abbildung 4.5: Schematische Darstellung von erdverlegten Rohren in Wärmenetzen in Einzelausführung, eigene Darstellung nach (Nussbaumer, Thalmann et al., 2018, S. 125)

Der Gesamt-Wärmeübergangskoeffizient setzt sich aus den Anteilen des Wärmeübergangs durch das Dämmmaterial des Rohres, der Wärmeleitung durch das Erdreich und der gegenseitigen Beeinflussung der Rohre zusammen. Zur Vereinfachung wird die gegenseitige Beeinflussung in der weiteren Berechnung und Modellierung nicht betrachtet.

Wie in der schematischen Darstellung der Berechnungsgrößen in Abbildung 4.5 zu erkennen, sind damit für das Erdreich die minimale Überdeckungshöhe $h_{\ddot{U}}$, der Wärmedurchgangskoeffizient des Bodens λ_{Bo} und die mittlere Temperatur des Bodens T_{Bo} zur Berechnung relevant.

Der Wärmeübergangskoeffizient eines der beiden Einzelrohre U_R berechnet sich aus der aus den in Abbildung 4.5 dargestellten Bezugsgrößen. Die Bezugsgröße r_R stellt den Außenradius des Mediumrohres dar, da der Temperaturabfall durch das Stahlrohr vernachlässigt werden kann.

$$U_R = \frac{1}{\underbrace{\frac{r_R}{\lambda_D} \ln \left(\frac{r_M}{r_R} \right)}_{\text{Dämmung}} + \underbrace{\frac{r_R}{\lambda_{Bo}} \ln \left(\frac{4(h_{\ddot{U}} + r_M)}{r_M} \right)}_{\text{Erdreich}}} \quad (4.22)$$

Die maßgebende Oberfläche für die Berechnung in m^2 berechnet sich zusammen für Vor- und Rücklauf wie folgt:

$$A_{VR} = 2 \cdot 2 \cdot \pi \cdot L \cdot r_R = 4 \cdot \pi \cdot L \cdot r_R \quad (4.23)$$

Aus der Betriebsmittel-Auslegungstemperatur T_B und der mittleren Bodentemperatur wird der Temperaturunterschied für die erdverlegten Leitungen ΔT_L berechnet:

$$\Delta T_L = T_B - T_{Bo} = \frac{T_{VL} + T_{RL}}{2} - T_{Bo} \quad (4.24)$$

Aus den vorangegangenen Gleichungen lässt sich der Wärmeverluststrom für die Vor- und Rücklaufleitung eines Teilstrangs wie folgt berechnen:

$$\dot{Q}_V = U_R \cdot A_{VR} \cdot \Delta T_L \quad (4.25)$$

$$\dot{Q}_V = \frac{4 \cdot \pi \cdot L \cdot \left(\frac{T_{VL} + T_{RL}}{2} - T_{Bo} \right)}{\underbrace{\frac{1}{\lambda_D} \ln \left(\frac{r_M}{r_R} \right)}_{\text{Dämmung}} + \underbrace{\frac{1}{\lambda_{Bo}} \ln \left(\frac{4(h_{\ddot{U}} + r_M)}{r_M} \right)}_{\text{Erdreich}}} \quad (4.26)$$

Die Dämmungen der Rohrleitungen variieren je nach Hersteller nur leicht. Für die Modellierung werden die Dämmstärken aus Tabelle 4.10 bei einem Wärmedurchgangskoeffizienten λ_D von $0,026 \text{ W}/(m^2 K)$ ausgewählt.

Die für die Modellierung festgelegten Größen sind in Tabelle 4.11 dargestellt.

Dimension	Dämmstärke 1 [mm]	Dämmstärke 2 [mm]	Dämmstärke 3 [mm]
DN65	140	160	180
DN80	160	180	200
DN100	200	225	250
DN125	225	250	280
DN150	250	280	310
DN200	315	355	400
DN250	400	450	500
DN300	450	500	560
DN350	500	560	630
DN400	560	630	710

Tabelle 4.10: Dämmstärken nach Rohrdimensionen (BRUGG Rohrsystem AG, 2024, S.5)

Bezeichnung	Größe
Höhe Überdeckung	$h_{\ddot{U}} = 1,5 \text{ m}$
Wärmeleitfähigkeit Dämmung	$\lambda_D = 0,026 \text{ W/(mK)}$
Wärmeleitfähigkeit Erdreich	$\lambda_{Bo} = 2 \text{ W/(mK)}$
Temperatur Erdreich	$T_{Bo} = 5^\circ \text{C}$
Dämmstärke	siehe Tabelle 4.10 Dämmstärke 2
Rohrlänge	siehe Wohnquartiere

Tabelle 4.11: Festlegung Berechnungsgrundlagen Verteilnetz, eigene Darstellung

4.9 Ladematrix

In der Modellierung ist die Entscheidung der Ladung durch die Wärmepumpe in Form einer Ladematrix hinterlegt. Die Ladung wird unterschieden in Sommerladung und Winterladung. Die Sommerladung entspricht der Ladung des Erdwärmespeichers durch die Wärmepumpe im Sommer. Geladen wird, wenn die Umgebungslufttemperatur T_U über der festgelegten Umgebungsluft-Starttemperatur zur Sommerladung $T_{U,start}$ liegt. Als „Winterladung“ wird die Nachladung bei entleertem Speicher im Winter bezeichnet. Die Winterladung startet, wenn die Speichertemperatur T_{Sp} unter die festgelegte minimale Speicher- bzw. Wärmenetztemperatur $T_{Sp,min}$ fällt. Sobald die Speichertemperatur T_{Sp} die festgelegte maximale Speichertemperatur $T_{Sp,max}$ überschreitet, wird die Beladung gestoppt. Die Ladematrix ist in der Tabelle 4.12 dargestellt.

Die Entscheidung zur Notladung durch den Spitzenlasterzeuger erfolgt bei Unterschreitung der minimalen Temperatur $T_{Sp,min,not}$ im Speicher T_{Sp} . Die Notladung ist notwendig, falls die Wärmepumpe in der Winterladung nicht die gesamte Heizleistung aufnehmen kann, da

Winterfall (min. Speichertemp. unterschritten)	Sommerfall (Umgebungstemp. über Starttemp.)	Ladestopp (max. Speichertemp. erreicht)	Entscheidung (Betrieb zentr. Wärmepumpe)
$T_{Sp} < T_{Sp,min}$	$T_U > T_{U,start}$	$T_{Sp} > T_{Sp,max}$	
Ja	Ja	Ja	Nein
Nein	Ja	Ja	Nein
Ja	Nein	Ja	Nein
Ja	Ja	Nein	Ja
Nein	Nein	Ja	Nein
Ja	Nein	Nein	Ja
Nein	Ja	Nein	Ja
Nein	Nein	Nein	Nein

Tabelle 4.12: Ladematrix zur Entscheidung der Ladung durch die Wärmepumpe, eigene Darstellung

sonst die Systemtemperaturen unter den Gefrierpunkt sinken könnten.

Die maximale Speichertemperatur muss zwingend unter $100\text{ }^{\circ}\text{C}$ liegen, da der Speicher drucklos ausgeführt ist und das Wasser sonst die Siedetemperatur erreicht. Da konzeptbedingt die Wärmepumpe die einzige Wärmequelle darstellt, ist die maximale Speichertemperatur $T_{Sp,max}$ gleich der maximalen Vorlauftemperatur der Wärmepumpe $T_{VL,WP,max}$. Die Berechnungsgrundlagen zu den Entscheidungen der Ladung sind in der Tabelle 4.13 zusammengefasst.

Bezeichnung	Größe
minimale Speichertemperatur	$T_{Sp,min} = 12\text{ }^{\circ}\text{C}$
minimale Speichertemperatur Notladung	$T_{Sp,min,not} = 10\text{ }^{\circ}\text{C}$
Ladestart bei Umgebungstemperatur	$T_{U,start} = 18\text{ }^{\circ}\text{C}$
maximale Speichertemperatur	$T_{Sp,max} = T_{VL,WP,max}$

Tabelle 4.13: Festlegung Berechnungsgrundlagen Ladematrix, eigene Darstellung

4.10 Photovoltaik

Wie bereits in Kapitel 1.1 erwähnt, spielt die Sektorkopplung von Strom und Wärme eine wichtige Rolle in der Energiewende. Um einschätzen zu können, ob der Stromüberschuss durch PV-Anlagen im Sommer tatsächlich für den Saisonspeicher genutzt werden kann, wird in der Modellierung gleichzeitig mit den Daten des TRJ überschlägig eine PV-Anlage gerechnet. Die Rechnung orientiert sich an Excel-Energietools (Borger, Hermesdorf und

Heesen, 2021), in denen anhand der stündlichen Daten der direkten und diffusen Sonneneinstrahlung, sowie dem Temperaturverlauf der Ertrag in Stundenwerten simuliert wird. Als Datengrundlage dienen die Wetterdaten sowie Längen- und Breitengrade des TRJ aus Kapitel 4.2. Verschattungen durch umliegende Strukturen werden nicht einberechnet. Die technischen Moduldaten werden global festgelegt und sind in der Tabelle 4.14 dargestellt. Die Nennleistung der PV-Anlage $P_{PV,Nenn}$ muss dynamisch mit der Änderung der Größe der Wärmepumpe angepasst werden. Daher wird in dieser Arbeit die Nennleistung mit einem festgelegten Faktor an die Größe der Wärmepumpe gekoppelt. Wird der Faktor zu groß oder zu klein gewählt, sind keine Änderungen in der Autarkie bei Veränderung der Systemgrenzen festzustellen. Als gute Vergleichsgröße hat sich ein Faktor im Bereich von 1 bis 1,5 herausgestellt.

Bezeichnung	Größe/Auswahl
Neigung	30 °
Orientierung	Süd
Temperaturkoeffizient	-0,48 W/m ² K
Montageart	Freistehend
Systemverluste	14 %
Nennleistung	$P_{PV,nenn} = 1 \cdot Q_{WP,nenn}$

Tabelle 4.14: Festlegung Berechnungsgrundlagen Moduldaten PV-Anlage, eigene Darstellung

4.11 Wärmeströme

Zur Übersicht über die Berechnungsschritte sind in Abbildung 4.6 die Energieströme in der Modellierung dargestellt. Die Abbildung beschreibt den Berechnungsfall bei Nacherhitzung durch die dezentrale Wärmepumpe. Im Falle einer direkten Nutzung der Wärme aus dem Speicher bei ausreichendem Temperaturniveau entfällt der rechts dargestellte Block der dezentralen Wärmepumpe und der Wärmestrom des Wärmenetzes $\dot{Q}_{th,Netz}$ wird gleich dem Wärmestrom des Wohnquartiers $\dot{Q}_{th,WQ}$. Die Berechnungsgrundlagen der einzelnen dargestellten Wärmeströme wird in den nachfolgenden Kapiteln erläutert.

Zur Einschätzung des Gesamtsystems wird ein System-Wirkungsgrad berechnet. Allgemein berechnet sich der Wirkungsgrad eines Systems anhand folgender Formel:

$$\eta = \frac{\text{Nutzen}}{\text{Aufwand}} \quad (4.27)$$

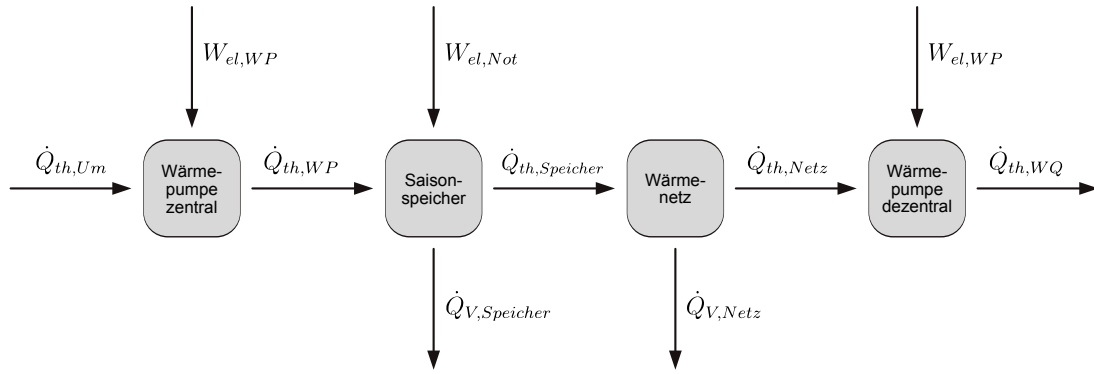


Abbildung 4.6: Visualisierung der Energieströme in der Modellierung, eigene Darstellung

Zur Betrachtung des Aufwands werden die elektrischen Energieströme der zentralen Wärmepumpe $W_{el,zen}$, der dezentralen Wärmepumpe $W_{el,dez}$ und der Noterhitzung $W_{el,Not}$ addiert. Als Nutzen wird ausschließlich der im Gebäude nutzbare Wärmestrom in bei Bedarf nachträglich erhöhtem Temperaturniveau $\dot{Q}_{th,WQ}$ angesehen.

$$\eta_{Gesamtsystem} = \frac{\dot{Q}_{th,WQ}}{W_{el,WP,zen} + W_{el,Not} + W_{el,WP,dez}} \quad (4.28)$$

Bei der Betrachtung der Jahresarbeitszahl (JAZ) werden folgende Berechnungen durchgeführt:

- JAZ Wärmepumpe zentral $JAZ_{WP,zen}$,
- JAZ Wärmepumpe dezentral $JAZ_{WP,dez}$,
- JAZ Wärmepumpen kumuliert $JAZ_{WP,kum}$,
- JAZ Gesamtsystem bis zum Wohnquartier $JAZ_{Gesamtsystem}$

Ein weitgehend anerkanntes Verfahren zur Bestimmung der JAZ stellt die (VDI 4650 Blatt 1:2024-02, 2024) dar. Da diese Berechnung sich jedoch nicht auf die in Kapitel 4.3 beschriebenen Einsatzgrenzen der Wärmepumpen ausbreiten lässt, werden die JAZ vereinfacht nach folgender Formel berechnet:

$$JAZ = \frac{Q_{ab}}{Q_{zu}} \quad (4.29)$$

Die Berechnung der JAZ der zentralen Wärmepumpe erfolgt durch Einsetzen des Wärmestroms der Wärmepumpe $\dot{Q}_{th,WP}$ als abgegebene thermische Energie Q_{ab} und der zuge-

fürten elektrischen Arbeit $W_{el,zen}$ als zugeführte Energie Q_{zu} :

$$JAZ_{WP,zen} = \frac{\dot{Q}_{th,WP}}{W_{el,zen}} \quad (4.30)$$

Analog dazu erfolgt die Berechnung der dezentralen Wärmepumpe wie folgt:

$$JAZ_{WP,dez} = \frac{\dot{Q}_{th,WQ}}{W_{el,dez}} \quad (4.31)$$

Bei der Berechnung der JAZ der kumulierten Wärmepumpen (zentral und dezentral) werden als Nutzen sowohl der Wärmestrom in die Wohnquartiere $\dot{Q}_{th,WQ}$ als auch die Wärmeströme der Verluste durch Speicher $\dot{Q}_{V,Speicher}$ und Wärmenetz $\dot{Q}_{V,Netz}$ betrachtet, da diese Wärmeströme auch als abgegebene thermische Energie der Wärmepumpen zu bewerten sind:

$$JAZ_{WP,kum} = \frac{\dot{Q}_{th,WQ} + \dot{Q}_{V,Speicher} + \dot{Q}_{V,Netz}}{W_{el,WP,zen} + W_{el,Not} + W_{el,WP,dez}} \quad (4.32)$$

Zum Vergleich mit anderen Systemen sollten die Verlustwärmeströme jedoch als Minderung der Effizienz des Gesamtsystems einberechnet werden. Daher wird die JAZ des Gesamtsystems $JAZ_{Gesamtsystem}$ analog zum Wirkungsgrad des Gesamtsystems $\eta_{Gesamtsystem}$ berechnet:

$$JAZ_{Gesamtsystem} = \eta_{Gesamtsystem} \quad (4.33)$$

Auf eine Darstellung einer auf das Stromnetz bezogenen JAZ JAZ_{Netz} , wie es einigen Publikationen (Tjaden, 2013, S.55) verwendet wird, wird in dieser Arbeit bewusst verzichtet, da er durch die freie Auswahl der PV-Anlagengröße verzerrt wäre. Diese netzbezogene JAZ würde sich aus der durch Netzstrom erzeugten Wärmemenge dividiert durch den verbrauchten Netzstrom berechnen.

4.11.1 Ablauf der Modellierung

Der Ablauf der Modellierung erfolgt in vier aufeinander aufbauenden Schritten:

1. Festlegung allgemeiner Berechnungsgrundlagen
2. Ermittlung der optimalen Betriebsgrößen:

- a) Ermittlung des optimalen Speichervolumens V_{ES}
 - b) Ermittlung der optimalen Nennleistung der Wärmepumpe $Q_{WP,nenn}$
 - c) Ermittlung der optimalen maximalen Vorlauftemperatur der zentralen Wärmepumpe $T_{VL,WP,max}$
3. Betrachtung bei Veränderung der Rahmenbedingungen:
- a) Modellierung bei unterschiedlichen Quartiergrößen
 - b) Modellierung bei unterschiedlichen Wohnquartierarten
 - c) Modellierung bei verschiedenen Betrachtungszeiträumen der TRJ
4. Detaillierte Ergebnisdarstellung und Validierung der Ergebnisse

In diesem Sinne bauen die Ergebnisdarstellungen in Kapitel 5 aufeinander auf und sind nur bedingt getrennt voneinander betrachtbar.

Bei der Ermittlung der optimalen Nennleistung der Wärmepumpe, der maximalen Vorlauftemperatur der Wärmepumpe sowie der Auslegung des optimalen Volumens des Saisonspeichers wird das TRJ des Betrachtungszeitraums 2031 bis 2060 für das Standardjahr herangezogen. So ist sichergestellt, dass die Auslegung den durchschnittlichen Bedingungen der Lebensdauer entsprechend optimal erfolgt. Des Weiteren wird das in Kapitel 4.6.4 festgelegte Quartier 1: Neubaugebiet für die Auslegung des optimalen Volumens und der optimalen Nennleistung der Wärmepumpe herangezogen.

Der Ablauf der Modellierung zur Ergebnisdarstellung der Quartierskonzepte bei den unterschiedlichen TRJ ist schematisch in Abbildung 4.7 dargestellt. Zu Beginn werden die allgemeinen Berechnungsgrundlagen aus den vorangestellten Kapiteln in die Modellierung eingepflegt. Die Auslegung des Volumens des Speichers sowie der Wärmepumpengröße und -temperatur erfolgt entsprechend den in Kapitel 5 festgelegten Rahmenbedingungen. Für die jeweiligen in Kapitel 4.2 festgelegten TRJ wird eine detaillierte Ergebnisdarstellung erstellt.

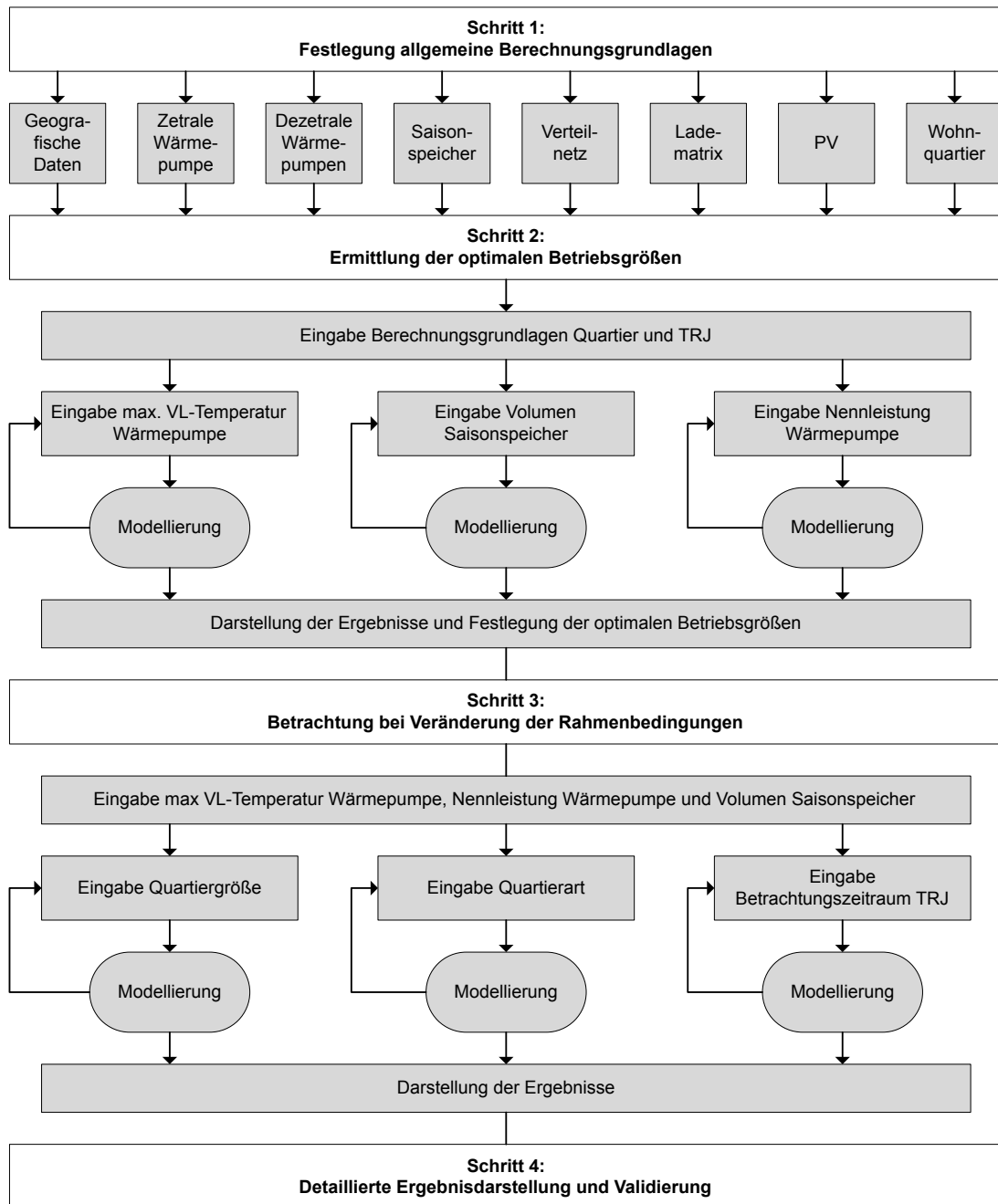


Abbildung 4.7: Ablauf der Modellierung und Ergebnisdarstellung für die unterschiedlichen Berechnungsfälle, eigene Darstellung

Kapitel 5

Ergebnisse

Dieses Kapitel umfasst die Ergebnispräsentation der Modellierung. Zunächst werden die Ergebnisse der Variation einiger Systemparameter wie Speichergröße, Nennwärmeleistung und maximale Vorlauftemperatur der Wärmepumpe präsentiert und analysiert. Aufbauend darauf werden die Ergebnisse bei verschiedenen Wohnquartierarten in verschiedenen Jahressimulationen dargestellt. Abschließend werden die Ergebnisse anhand von Erwartungen und anderen Forschungsergebnissen überprüft und validiert.

Zum besseren Lesefluss werden nur Übersichtsabbildungen im Text dargestellt. Die detaillierte Ergebnisdarstellung sowohl als Diagramm als auch als Tabelle sind in den Anhängen A bis F dargestellt und werden lediglich referenziert.

5.1 Speichergröße

Um die optimale Speichergröße zu ermitteln, wird diese in Schritten von jeweils 1000 m^3 erhöht, bis eine annähernde Vollversorgung durch den Saisonspeicher erreicht ist. Die Auswahl der maximalen Vorlauftemperatur und der Nennwärmeleistung der Wärmepumpe werden an dieser Stelle schon vorgegriffen aus den Kapiteln 5.2 und 5.3 eingesetzt. Der Verlauf einiger aussagekräftiger Systemparameter wird dabei dokumentiert und grafisch dargestellt. Eine tabellarische Übersicht der Ergebnisse findet sich im Anhang A in Tabelle A.1. Die grafischen Darstellungen finden sich in den Abbildungen A.1 bis A.7.

Anhand der Verläufe der Parameter können bestimmte Speichervolumina bereits ausgeschlossen werden. Eine qualitative Übersicht über die Bereiche und die Verläufe einiger wichtiger Systemparameter ist in der Abbildung 5.1 dargestellt. Bei kleinen Speichern reicht die festgelegte Leistung der Wärmepumpe nicht aus und es erfolgt aufgrund der geringen Speicherkapazität keine saisonale Speicherung. In der Abbildung A.6 ist zu erkennen, dass

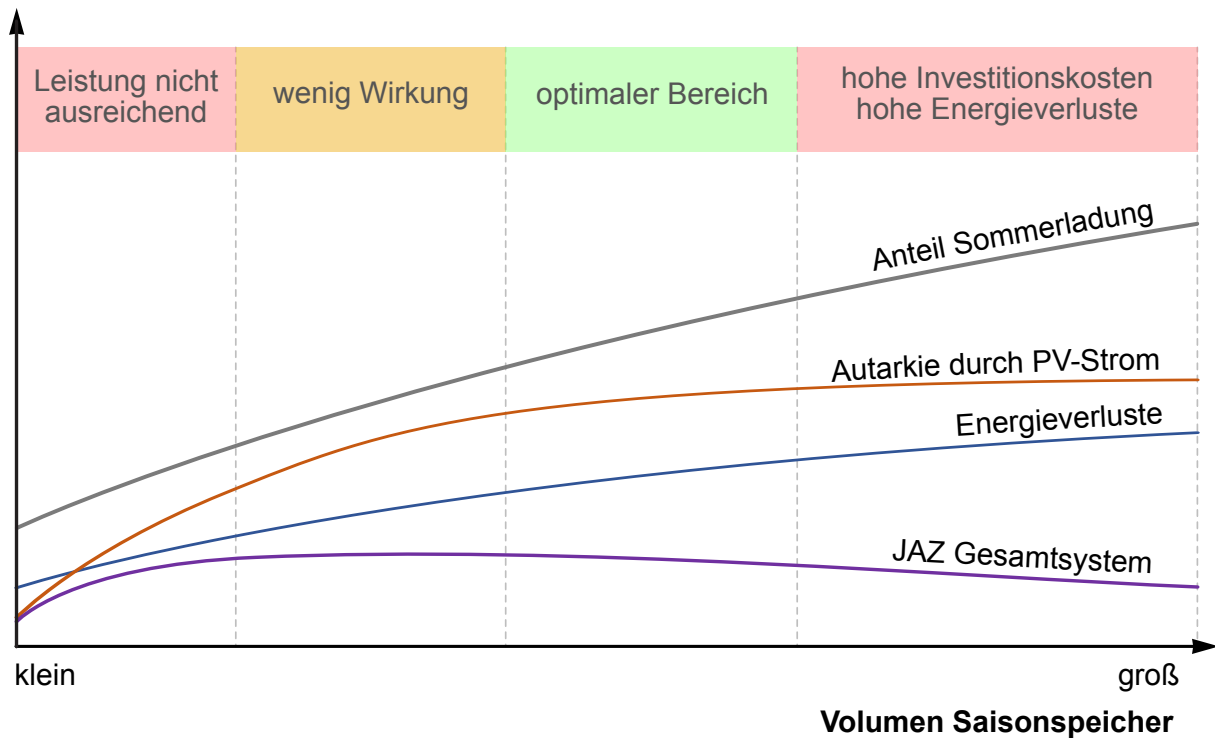


Abbildung 5.1: qualitative Übersicht der Ergebnisse bei verschiedenen Speichervolumina, eigene Darstellung

unterhalb eines Speichervolumens von etwa 8.000 bis 9.000 m^3 die maximale Speichertemperatur am Ende des Sommers nicht erreicht werden kann. Da für eine nachhaltige Funktion des Systems die Starttemperatur am Ende des Betrachtungszeitraums wieder nahezu erreicht werden muss, sind die Ergebnisse unterhalb eines Speichervolumens von etwa 9.000 m^3 nicht aussagekräftig.

Mit größeren Speichervolumina steigt die saisonale Speicherwirkung des Systems, wie aus der Abbildung A.1 und A.5 zu erkennen ist. Die Anzahl der Tage, an denen die minimale Ladetemperatur des Speichers erreicht wird, betragen bei 21.000 m^3 Speichervolumen fast 0. Gleichzeitig steigt der Anteil der Wärmebereitstellung der Sommerladung auf bis nahezu 100 % an. Bei sehr großen Speichervolumina steigen jedoch die Energieverluste, wie in Abbildung A.2 dargestellt, auf bis zu 25 % an. Um einen maximalen Speicherverlust von 20 % zu unterschreiten, darf das Speichervolumen maximal 14.000 m^3 betragen. Die JAZ des Systems variieren wie in Abbildung A.4 dargestellt mit der Erhöhung des Speichervolumens unterschiedlich. Zwar verbessern sich sowohl die JAZ der Wärmepumpen bei Sommer, als auch bei Winterladung mit größeren Volumina leicht, jedoch verschlechtert sich

der Gesamtwirkungsgrad des Systems. Das hängt mit der Tatsache zusammen, dass bei der Betrachtung des Gesamtsystems die Energieverluste durch Speicherung und Verteilung mitberücksichtigt werden und der Gesamtstrombedarf wie in Abbildung A.7 dargestellt steigt. Zusätzlich steigen die Investitionskosten bei größeren Speichern.

Bei der Auswahl des optimalen Speichervolumens muss ein Kompromiss getroffen werden. Es wird versucht, bei akzeptablen Investitionskosten und Energieverlusten die höchstmögliche saisonale Speicherwirkung zu erreichen. Zur Betrachtung der Wirkung in Bezug auf die Sektorkopplung und damit die ökologische Wirksamkeit des Konzeptes wird der Anteil der Autarkie durch PV-Strom nach Abbildung A.3 herangezogen. Wie in der Abbildung ersichtlich, wird ab etwa 17.000 m^3 Speichervolumen keine deutliche Verbesserung durch weitere Erhöhung des Volumens erreicht.

Die Auswahl des Optimums ist in dieser Arbeit mit 13.000 m^3 für das vorliegende System getroffen. Bei 13.000 m^3 ist ein mittlerer Energieverlust von etwa 20 % und ein nahezu bestmöglicher Autarkiegrad mit 67,0 % erreicht. Der Anteil der Sommerladung liegt bei 75,8 %. Zur möglichst gleichmäßigen Auswahl der Speichergrößen für andere Quartiersstrukturen wird das Verhältnis der Speicherkapazität je Entnahmeleistung nach Gleichung 4.15 herangezogen. Das Verhältnis liegt bei 0,760.

5.2 Nennwärmeleistung Wärmepumpe

Zur optimalen Auslegung der Nennleistung der Wärmepumpe werden analog zur Auslegung der Speichergröße dieselben Systemgrößen im Verlauf einer iterativen Betrachtung bewertet. Dabei wird die Nennwärmeleistung in Schritten von 50 kW bis zur Größe von 1000 kW angepasst. An dieser Stelle sei anzumerken, dass die Nennwärmeleistung der Wärmepumpe für den Betriebszustand A2W35¹ angegeben wird, obwohl die Wärmepumpe im Konzept der teilkalten Nahwärme nie in diesem Betriebspunkt laufen wird.

Als Grundlage wird das in Kapitel 5.1 festgelegte Speichervolumen von 13.000 m^3 sowie vorgegriffen aus Kapitel 5.3 die maximale Vorlauftemperatur der Wärmepumpe von 70°C ausgewählt. Die Bewertung erfolgt analog zu Kapitel 5.1 anhand einiger aussagekräftiger

¹Betriebspunkt der Wärmepumpe bei einer Luft-Außentemperatur $T_{Quelle} = 2^\circ\text{C}$ und einer Vorlauftemperatur $T_{VL} = 35^\circ\text{C}$

Systemparameter, die im Anhang B in Tabelle B.1 tabellarisch und in den Abbildungen B.1 bis B.7 grafisch dargestellt sind.

Eine qualitative Übersicht der zur Auswahl relevanten Parameterverläufe ist in der Abbildung 5.2 dargestellt. Anhand der Verläufe können die Randbereiche mit zu kleiner und zu großer Auslegung der Wärmepumpenleistung bereits ausgeschlossen werden.

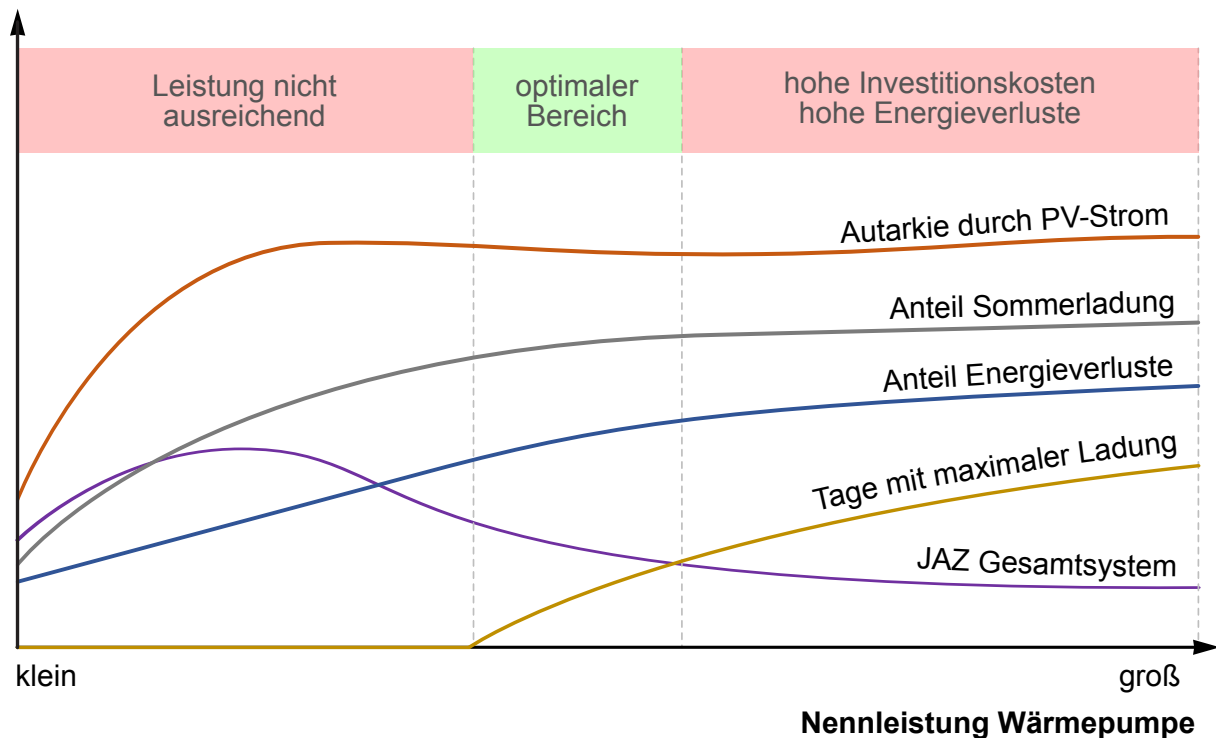


Abbildung 5.2: qualitative Übersicht der Ergebnisse bei verschiedenen Nennleistungen der zentralen Wärmepumpe, eigene Darstellung

Eine zu geringe Auslegung der Wärmepumpenleistung führt im Sommer dazu, dass der Speicher nicht vollständig geladen werden kann. Dies ist in Abbildung B.1 an den Tagen mit maximaler Speicherladung zu erkennen. Falls die Wärmepumpe mit einer Nennwärmeleistung kleiner als 500 kW ausgelegt wird, kann im Laufe des Jahres (abgesehen vom Startzustand) keine maximal mögliche Ladung des Saisonspeichers erreicht werden. Diese Tatsache ist auch in Abbildung B.6 ersichtlich, welche aufzeigt, dass bei einer Auslegung von unter 500 kW die Speichertemperatur am Ende des Betrachtungszeitraumes nicht der Temperatur zu Beginn entspricht. Zur Sicherstellung der Speicherladung bei extremen kalten Wintern und Verbrauchsschwankungen sollte die Wärmepumpe etwas größer ausgelegt und an mehreren Tagen im Jahr die maximale Ladung des Saisonspeichers erreicht

werden.

Mit höherer Auslegung der Wärmepumpenleistung ist ein höherer Anteil der Sommerladung an der Gesamtwärmeerzeugung zu erwarten. Allerdings verbessert sich der Anteil der Sommerladung nach Abbildung B.5 ab der vordefinierten Mindestgröße von etwa 500 kW nur geringfügig. Die Energieverluste steigen kontinuierlich mit größerer Wärmepumpenleistung an (siehe Abbildung B.2), da mit steigender Wärmepumpenleistung und längerem Aufrechterhalten der maximalen Speichertemperatur die Systemtemperaturen und damit die Verluste im Netz und im Speicher ansteigen. Die Autarkie durch PV-Strom, welche die Wirkung der Sektorkopplung darstellt, verändert sich laut Abbildung B.3 oberhalb der Mindestgröße ebenfalls nur geringfügig. Wie aus Abbildung B.4 ersichtlich, nimmt die JAZ des gesamten Systems bei einer Überdimensionierung der Wärmepumpe über die Mindestgröße hinaus deutlich ab. Dies kann durch eine sinkende Effizienz der Wärmepumpe während der Sommerlast erklärt werden, da bei einer optimierten Auslegung öfter bessere Betriebszustände mit geringerer Vorlauftemperatur erreicht werden.

Bei der Wahl der optimalen Nennwärmeleistung muss ein Kompromiss eingegangen werden. Auf der einen Seite ist es sinnvoll, die Wärmepumpe leicht zu überdimensionieren, um einen Puffer für die spätere Erweiterung des Netzes und für besonders kalte Winter zu bilden. Andererseits steigen mit jeder Überdimensionierung über die Mindestgröße zur vollständigen Ladung des Speichers im Sommer die Energieverluste und der Gesamtwirkungsgrad des Systems sinkt. Im Rahmen dieser Arbeit wird als Kompromiss eine leichte Überdimensionierung auf 552 kW gewählt. Damit wird eine Vollladung des Speichers an 20 Tagen im Jahr erreicht. Die Verluste sind auf etwa 20 % beschränkt. Der Anteil der Sommerladung entspricht mit 75,8 % fast dem maximal erreichbaren Wert. Für die Wahl der Nennleistung zur Modellierung im Rahmen dieser Arbeit wird daher eine Vollladung des Speichers an 20 Tagen im Jahr angestrebt.

5.3 Maximale Vorlauftemperatur der zentralen Wärmepumpe

Zur Auswahl der Wärmepumpe ist neben der Nennwärmeleistung die maximal mögliche Vorlauftemperatur die definierende Größe. Diese Temperatur stellt, da die Wärmepumpe

der einzige Wärmeerzeuger für den Speicher ist, gleichzeitig die maximale Speichertemperatur dar. Um die optimale Temperatur zu ermitteln, sind folgend einige Systemparameter bei unterschiedlichen maximalen Vorlauftemperaturen dargestellt. Die Speichergröße wurde nach Kapitel 5.1 mit 13.000 m^3 festgelegt und die Nennwärmeleistung der Wärmepumpe, wie in Kapitel 5.3 dargestellt, immer mit dem Ziel auf 20 Tage maximaler Ladung ausgewählt. Die Temperatur wird in Schritten mit 5 K von 20 bis $85 \text{ }^\circ\text{C}$ angepasst. Eine Übersicht der Ergebnisse ist im Anhang C in Tabelle C.1 tabellarisch und in den Abbildungen C.1 bis C.7 grafisch dargestellt.

Zur besseren Beurteilung ist in Abbildung 5.3 der qualitative Verlauf einiger relevanter Systemparameter dargestellt. Grundsätzlich steigt die Kapazität des Speichers bei gleichem Volumen mit zunehmender maximaler Temperatur. Daher sind Randbereiche bei zu geringer oder zu hoher Vorlauftemperatur auszuschließen.

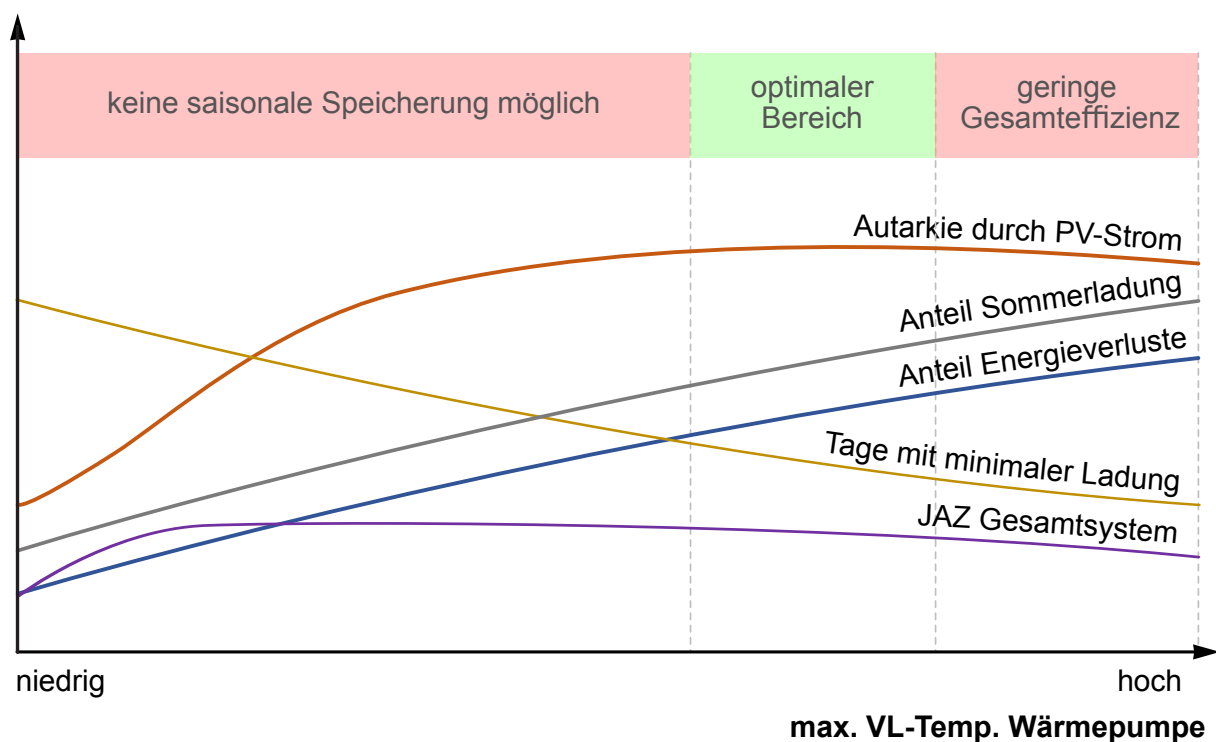


Abbildung 5.3: qualitative Übersicht der Ergebnisse bei verschiedenen maximalen Vorlauftemperaturen der zentralen Wärmepumpe, eigene Darstellung

Bei der Wahl einer zu niedrigen Vorlauftemperatur ist eine saisonale Speicherung nicht möglich, da die maximale Kapazität des Speichers nicht ausreicht. Dies wird in Abbildung C.1 an der hohen Anzahl an Tagen mit minimaler Ladung deutlich. Bei einer Vorlauftem-

peratur unter etwa $65\text{ }^{\circ}\text{C}$ ist mit einer minimalen Speicherladung von über 90 Tagen oder mehr als drei Monaten zu rechnen. In Abbildung C.5 ist der Anteil der Sommerladung an der Gesamtladung zu erkennen, der von 30 % bei $25\text{ }^{\circ}\text{C}$ Vorlauftemperatur auf ca. 85 % bei $85\text{ }^{\circ}\text{C}$ ansteigt. Abbildung C.3 veranschaulicht durch die Autarkie durch PV-Strom einen Indikator für die Auswirkungen der Sektorverknüpfung auf die Entlastung des Stromnetzes. Unterhalb einer Vorlauftemperatur von ca. $40\text{ }^{\circ}\text{C}$ ist kein signifikanter Effekt erkennbar. Laut der Autarkie durch PV-Strom liegt die optimale Auslegung im Bereich von 50 bis $75\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Eine Einschränkung bezüglich einer zu hohen Vorlauftemperatur ergibt sich vorwiegend durch die in Abbildung C.2 dargestellten ansteigenden Energieverluste. Gleichzeitig nimmt der Gesamtwirkungsgrad der Anlage, wie in Abbildung C.4 zu sehen ist, ab. Dies lässt sich durch die sinkende Effizienz der Wärmepumpe im Sommerbetrieb erklären.

Bei der Wahl des Optimums muss ein Kompromiss gefunden werden. Vereinfacht ausgedrückt, muss der Gesamtwirkungsgrad des Systems gegen die saisonale Speicherwirkung abgewogen werden. Dabei ist die Entscheidung von weiteren Faktoren abhängig, wie zum Beispiel der Verfügbarkeit der Wärmepumpen. Im Rahmen dieser Arbeit wurde die maximale Vorlauftemperatur auf $70\text{ }^{\circ}\text{C}$ festgelegt. Dies entspricht in etwa den gängigen maximalen Vorlauftemperaturen von Hochtemperaturwärmepumpen. Dabei ergeben sich ein Anteil der Sommerladung von 75,8 % und Energieverluste von etwa 20 %. Die JAZ der Sommerladung beträgt 3,97. Die JAZ des Gesamtsystems liegt bei 2,38.

5.4 Quartiergröße

Als Grundlage zur Betrachtung der unterschiedlichen Quartiergrößen dienen die in Kapitel 4.6.4 festgelegten Randbedingungen für das Quartier 1: Neubaugebiet aus Tabelle 4.6. Zur Größenänderung werden sowohl Wärmebedarfe als auch Rohrleitungslängen mit Faktoren in Schritten von jeweils 0,25 beaufschlagt. Die Betrachtung erfolgt von 25 % der Größe des ursprünglich festgelegten Quartiers bis zu einer dreifachen Größe und damit 300 % der ursprünglichen Auslegung. Die Speichergröße wird entsprechend des in Kapitel 5.1 festgelegten Speicherverhältnisses von 0,760 ermittelt. Die Nennwärmeleistung der Wärmepumpe wird nach der Festlegung in Kapitel 5.2 mit 20 Tagen mit maximaler Ladung ausgesucht. Die maximale Vorlauftemperatur wird entsprechend Kapitel 5.3 mit $70\text{ }^{\circ}\text{C}$ fest-

gelegt. Die Ergebnisse sind im Anhang D in Tabelle D.1 in tabellarischer Form und in den Abbildungen D.1 bis D.4 in grafischer Form dargestellt.

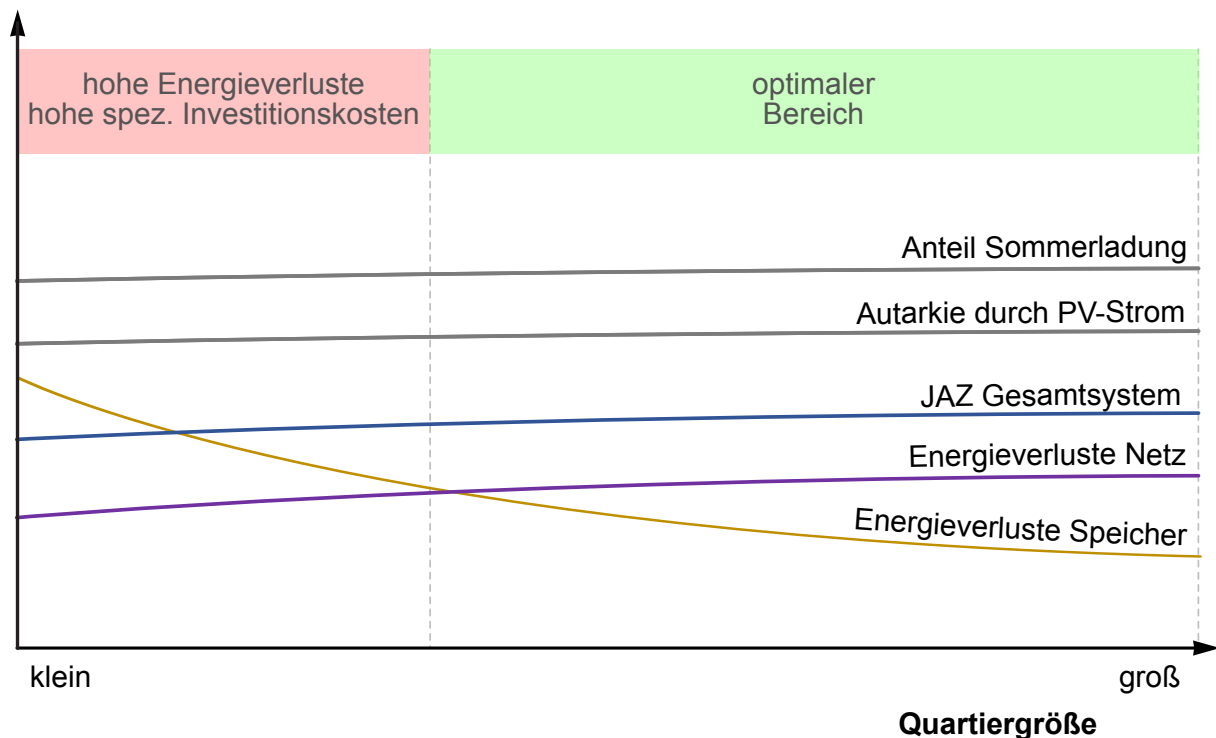


Abbildung 5.4: qualitative Übersicht der Ergebnisse bei verschiedenen Quartiergrößen, eigene Darstellung

Die Abbildung 5.4 zeigt den qualitativen Verlauf einiger wichtiger Systemparameter. Wie in den Abbildungen D.4, D.3 und D.2 zu erkennen, ändern sich sowohl der Anteil der Sommerladung, als auch die JAZ und die Autarkie nur geringfügig. Allgemein lässt sich feststellen, dass sich alle betrachteten Parameter geringfügig verbessern. Lediglich die Energieverluste, die in Abbildung D.1 detailliert dargestellt sind, ändern sich drastisch. Während die Netzverluste mit den erhöhten Leitungslängen etwas steigen, reduzieren sich die prozentualen Energieverluste im Speicher deutlich.

Allgemein lässt sich feststellen, dass bei größeren Quartieren bessere energetische Ergebnisse erzielt werden. Bei zu kleinen Quartieren steigen die Energieverluste und die spezifischen Investitionskosten.

5.5 Wohnquartierarten

Der Vergleich der Wohnquartierarten erfolgt bei den unter Kapitel 4.6 festgelegten Quartieren. Die Systemparameter für die Speichergröße, Nennwärmeleistung und maximale Vorlauftemperatur der Wärmepumpe werden entsprechend den in Kapitel 5.1 bis 5.3 festgelegten Größen definiert. Die Ergebnisse der Betrachtung sind tabellarisch im Anhang E in Tabelle E.1 dargestellt. Die grafische Darstellung der Ergebnisse findet sich in den Abbildungen E.1 bis E.3. Eine qualitative Übersicht der Ergebnisse zum schnellen Vergleich zwischen den Quartierarten ist in Abbildung 5.5 dargestellt.

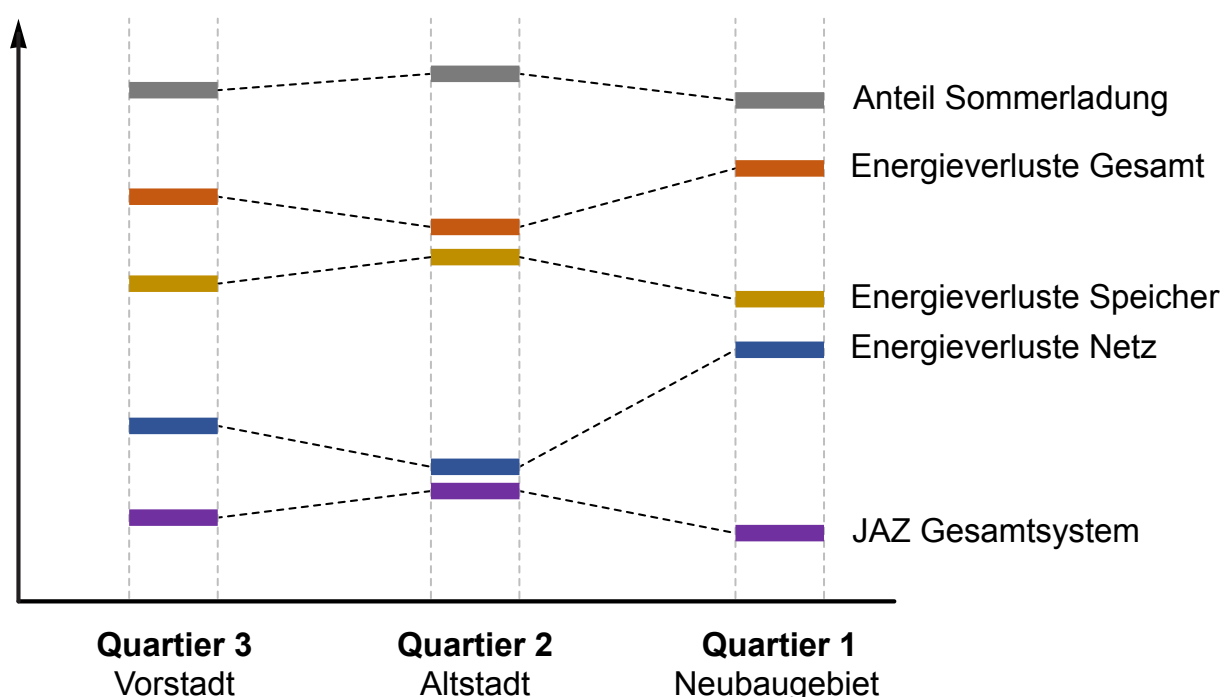


Abbildung 5.5: qualitative Übersicht der Ergebnisse bei verschiedenen Quartierarten, eigene Darstellung

Der Wirkungsgrad des Gesamtsystems ist, wie in der JAZ des Gesamtsystems in Abbildung E.2 zu erkennen, relativ gleichbleibend im Bereich von etwa 2,5. Am besten schneidet die Altstadt mit einer JAZ von 2,52 ab. Mit einer JAZ von 2,38 schneidet das Neubaugebiet am schlechtesten ab. Dies ist auf die in Abbildung E.1 zu erkennenden unterschiedlichen Energieverluste zurückzuführen. Bei etwa gleichbleibender Wärmeabnahme der Wohnquartiere sind die Energieverluste im Netz durch die erhöhte Leitungslänge im Neubaugebiet am größten. Obwohl die berechnete Autarkie durch PV-Strom mit einer maximalen Abweichung von 1,7 % nahezu gleichbleibend ist, ist in der Altstadt nach Abbildung E.3 mit einer etwa

2,5 % besseren Abdeckung der Beladeanteile durch die Sommerladung zu rechnen. Eine auffallende Auswirkung der unterschiedlichen Heizgrenztemperaturen und Baujahre der Gebäude in den Quartieren kann nicht festgestellt werden. Dies ist auf die in Kapitel 4 festgelegten gleichen Wärmebedarfe der Quartiere zurückzuführen.

Grundsätzlich kann festgestellt werden, dass die Leitungslänge bei gleichbleibender Wärmeabnahme den größten Einfluss auf die Systemeffizienz ausübt.

5.6 Betrachtungszeiträume

Zur Analyse der verschiedenen Betrachtungszeiträume werden die Auswirkungen der in Kapitel 4.2 definierten Testreferenzjahre miteinander verglichen. Diese unterscheiden sich sowohl in den Referenzzeiträumen² sowie der Betrachtung bei unterschiedlich kalten Referenzjahren³. Die Betrachtung erfolgt anhand des Quartiers 1: Neubaugebiet unter den in den Kapiteln 5.1 bis 5.3 festgelegten Größen für Speichervolumen sowie Nennwärmeleistung und maximaler Vorlauftemperatur der Wärmepumpe. Tabellarisch sind die Ergebnisse im Anhang F in der Tabelle F.1 aufgeführt. Die grafischen Darstellungen finden sich in den Abbildungen F.1 bis F.4. Zum einfachen Vergleich einiger wichtiger Systemparameter ist in Abbildung 5.6 eine qualitative Übersicht der Ergebnisse aufgeführt.

Zu dieser Betrachtung der unterschiedlichen TRJ ist anzumerken, dass sich durch die in den Kapiteln 4 festgelegten Rahmenbedingungen die Summe der Warmwasser- und Heizungsbedarfe des Quartiers nicht ändern. Es ändert sich lediglich die Verteilung der Anforderung innerhalb des Betrachtungszeitraums. In der Praxis ist mit einer Änderung der Wärmebedarfe durch die unterschiedlich kalten TRJ zu rechnen. Die Auswirkungen der Änderungen der Wärmebedarfe bei gleichbleibender Speichergröße sind in der Ergebnisdarstellung der Speichergröße in Kapitel 5.1 enthalten und in diesem Kapitel nicht betrachtet.

Wie in Abbildung F.1 zu erkennen, stellt das Betrachtungsjahr 2045 das einzige Jahr dar, in

²Die Bezeichnung 2015 entspricht dem Referenzzeitraum von 1995 bis 2012 und die Bezeichnung 2045 dem Zukunfts-TRJ mit Bezugszeiträumen von 2013 bis 2060.

³Die Bezeichnung Jahr entspricht dem durchschnittlichen Jahr, während die Bezeichnung Winter einem Jahr mit sehr kaltem Winterhalbjahr entspricht.

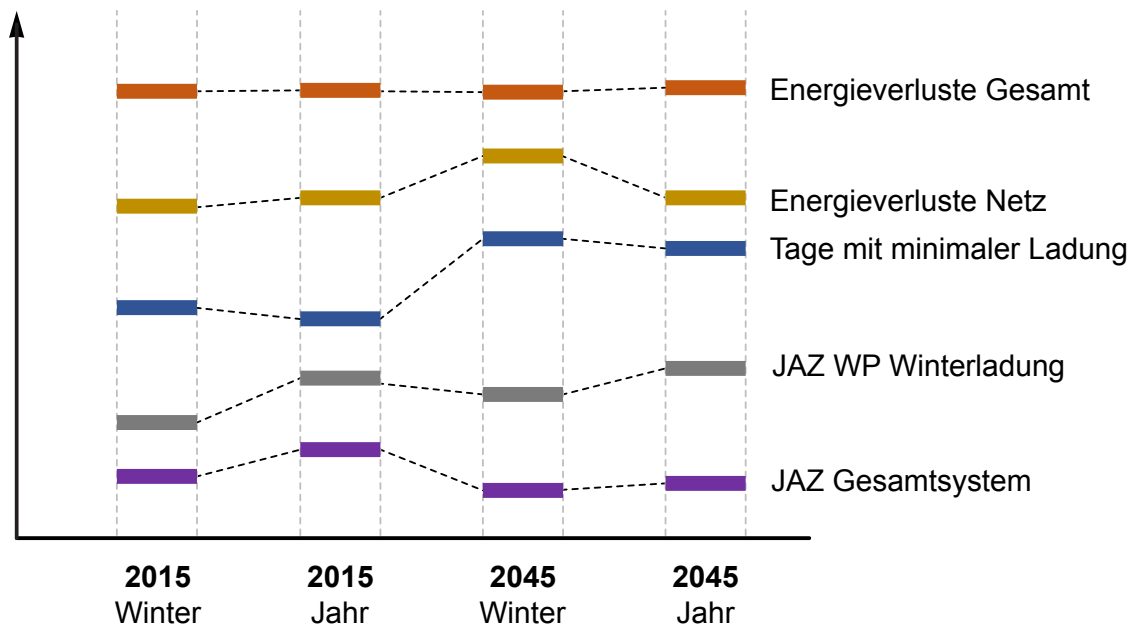


Abbildung 5.6: qualitative Übersicht der Ergebnisse bei verschiedenen Betrachtungszeiträumen, eigene Darstellung

der die 20 Tage mit maximaler Ladung erreicht werden. Im Betrachtungsjahr 2045 mit sehr kaltem Winterhalbjahr wird die maximale Ladung lediglich an 9 Tagen erreicht. In beiden Betrachtungen der Jahre 2015 wird die maximale Speichertemperatur nur einmalig zu Beginn des Betrachtungszeitraums erreicht. Die Auswirkungen sind ebenfalls in der Abbildung F.4 zu erkennen. Während die Speichertemperaturen am Ende des Betrachtungszeitraums bei den beiden Betrachtungen von 2045 nahezu den Ausgangszustand von $70\text{ }^{\circ}\text{C}$ erreichen, werden bei den Betrachtungen der TRJ von 2015 lediglich 65 und $64\text{ }^{\circ}\text{C}$ erreicht. Die Tage mit minimaler Ladung nach Abbildung F.1 variieren von 79 Tagen bei der Betrachtung 2015 Winter hin zu 85 Tagen bei 2045 Winter. Bei in Abbildung F.2 dargestellten Betrachtung der JAZ fällt auf, dass sich die Effizienz der Wärmepumpen und des Gesamtsystems trotz der fast gleichbleibenden Energieverluste im System deutlich unterscheiden. Die JAZ des Gesamtsystems in den Betrachtungszeiträumen 2015 mit 2,53 für die Betrachtung Jahr und 2,45 für die Betrachtung Winter fallen besser aus als die Betrachtungszeiträume von 2045 mit 2,38 für die Betrachtung Jahr und 2,35 für die Betrachtung Winter. Die Betrachtung bei sehr kaltem Winterhalbjahr fällt damit jeweils leicht schlechter aus als die durchschnittliche Jahresbetrachtung. Zurückzuführen ist dies auf die schlechteren JAZ der zentralen Luftwärmepumpe im Winter. Anhand der in Abbildung F.3 dargestellten Grafik ist zu erkennen, dass der Betrachtungszeitraum des TRJ sich nicht auf die Entnahme des Trinkwarmwas-

sers auswirkt. Lediglich bei der Entnahme zur Heizung ist in den Betrachtungszeiträumen von 2045 mit einem leicht größeren Anteil Nacherwärmung zu rechnen. Die Autarkie des Systems bezogen auf die betrachtete PV-Erzeugung ist nahezu gleichbleibend.

Allgemein lässt sich feststellen, dass die unterschiedlichen Wetterbedingungen in den betrachteten Referenzjahren deutliche Auswirkungen auf das System aufweisen. Da die Haupt-Lebenszeit des Systems bei einem Neubau im Betrachtungszeitraum 2045 liegen wird, ist diese Betrachtung die optimale, da sonst das System überdimensioniert werden könnte.

5.7 Validierung der Ergebnisse

Die nachfolgende Validierung erfolgt unter den in den Kapiteln 5.1 bis 5.6 festgelegten Grundlagen anhand des Quartier 1: Neubaugebiet mit den Wetterdaten des normalen Jahres aus 2045 bei einem Speichervolumen von 13.000 m^3 mit 70°C maximaler Vorlauftemperatur der Wärmepumpe und einer Auslegung der Nennwärmeleistung auf 20 Tage mit maximaler Speicherladung. Es werden detaillierte Ergebnisse der Modellierung dargestellt und mit Erwartungen, sowie anderen Forschungsergebnissen verglichen.

Zunächst wird das Ergebnis der Simulation mit dem in Kapitel 3 in der Abbildung 3.1 skizzierten Prinzips der Anlage verglichen. Abbildung 5.7 zeigt eine vergleichbare Darstellung der Systemparameter über den Zeitverlauf eines Jahres.

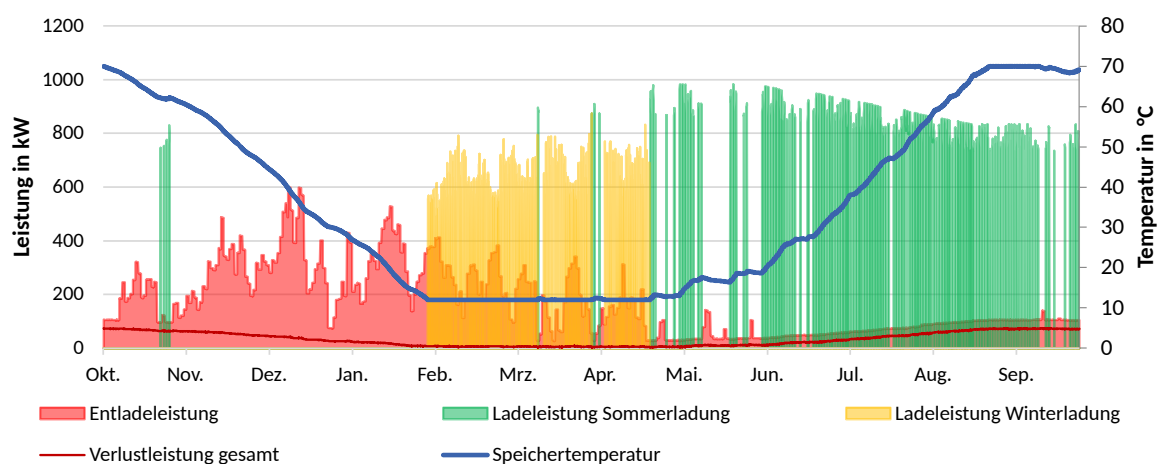


Abbildung 5.7: Darstellung der Lade- und Entnahmeleistungen und der Speichertemperatur im Jahresverlauf, eigene Darstellung

Insgesamt stimmt die Skizze mit den dargestellten Ergebnissen überein. Bei einer detaillierten Betrachtung fallen einige Abweichungen auf.

Die Ladeleistung der zentralen Wärmepumpe ist durch die sich verändernde Speichertemperatur nicht gleichbleibend. Daher findet die effektivste Ladung in den Monaten Mai bis Juni statt, bei warmen Außentemperaturen und niedrigen Speichertemperaturen. Die Effektivität der Winterladung ist zudem durch die niedrigen Vorlauftemperaturen mit der Sommerladung vergleichbar. Ein weiterer Unterschied stellt der zeitliche Einsatz der Winterladung dar. Im Konzept in Kapitel 3 wurde die Winterladung bereits vor Erreichen der niedrigsten Speichertemperatur gestartet. In der Modellierung wird zur Verbesserung der Effizienz der Wärmepumpe die Ladung erst bei Erreichen der festgelegten Minimaltemperatur gestartet.

An dieser Stelle sei anzumerken, dass die dargestellte Entladeleistung nicht direkt mit der Kurve der dezentralen Wärmepumpen aus Kapitel 3 verglichen werden kann. Die Kurve Entladeleistung beinhaltet die Entladeleistung aus dem Speicher für sowohl die dezentralen Wärmepumpen, die Direktnutzung und alle Energieverluste.

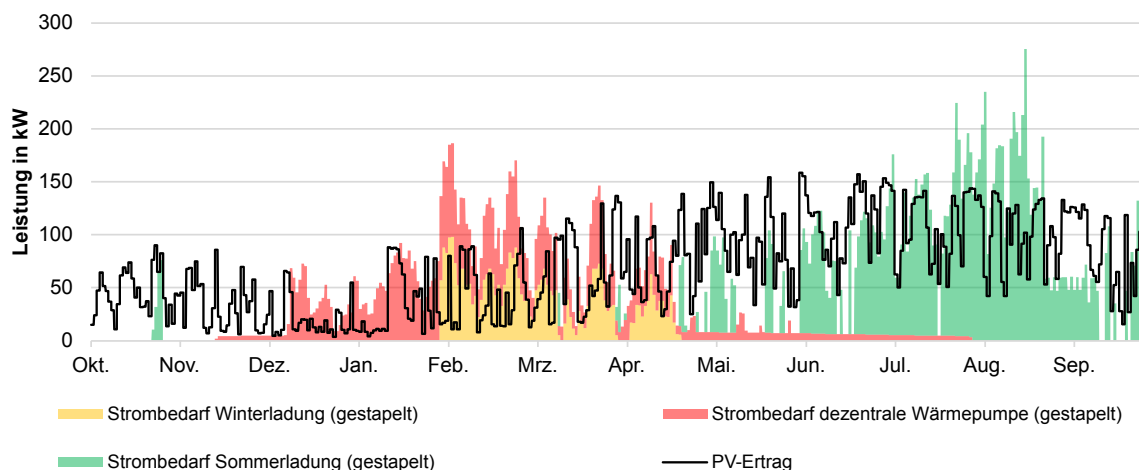


Abbildung 5.8: Darstellung der Strombedarfe und des PV-Ertrags im Tagesmittel im Jahresverlauf, eigene Darstellung

Zur Betrachtung der Strombedarfe im Gesamtsystem ist in Abbildung 5.8 der Strombedarf für Winterladung, Sommerladung und dezentrale Wärmepumpen im Vergleich zum PV-Ertrag dargestellt. Zur Übersichtlichkeit sind die Werte als Tagesmittel und die Bedarfe als

gestapelte Flächen dargestellt.

Die Abbildung zeigt, dass die Strombedarfe an den meisten Tagen des Jahres ausschließlich durch PV-Strom gedeckt werden können. Zudem ist der Strombedarf relativ gleichmäßig über das Jahr verteilt. Nicht ausreichend ist der PV-Strom vorwiegend in den ertragsarmen Monaten Januar und Februar sowie bei Einsatz der Winterladung in den Monaten Februar bis April. Zudem ist im August ein sehr hoher Strombedarf, der über den mittels PV erzeugten Strom hinaus geht, zu verzeichnen. Grund dafür stellen die nächtlichen hohen Außentemperaturen im Sommer und die daraus resultierenden langen Laufzeiten der Wärmepumpe dar. Dass die Kurve der PV-Erzeugung oft gut mit den Strombedarfen der Sommerladung zusammenpasst, ergibt sich aus der Korrelation zwischen hohen Außentemperaturen und Sonneneinstrahlung.

In der Kurve Strombedarf dezentrale Wärmepumpe ist die Laufzeit und Leistung der dezentralen Wärmepumpen zu erkennen, die ausgezeichnet zu dem in Kapitel 3 in der Abbildung 3.1 skizzierten Prinzip passt. Von Mitte Juli bis Mitte November werden die dezentralen Wärmepumpen überhaupt nicht eingesetzt.

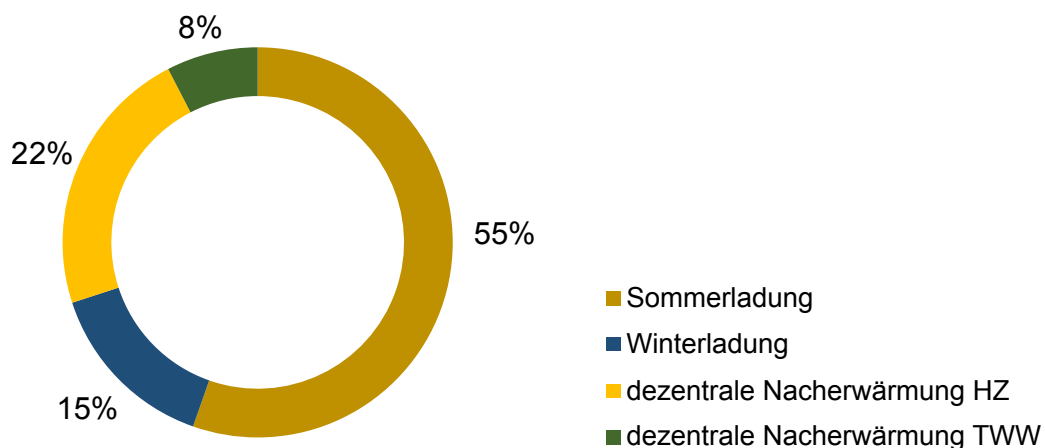


Abbildung 5.9: Darstellung der Strombedarfe im System, eigene Darstellung

Eine prozentuale Darstellung der gesamten Strombedarfe in Abbildung 5.9 zeigt, dass insgesamt 30 % des Stromes dezentral durch die Wärmepumpen für die Nacherwärmung für Trinkwasser (TWW) und Heizwärme (HZ) aufgebracht werden muss.

Die Aufteilung der direkt genutzten und der durch Wärmepumpen nachtemperierten Wärme

für Trinkwasser und Heizwärme ist in der Abbildung 5.10 dargestellt.

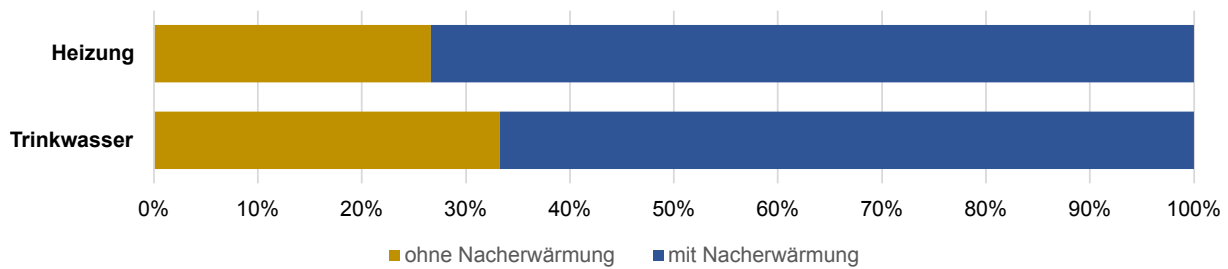


Abbildung 5.10: Darstellung der Entnahmeleistungen mit und ohne dezentrale Nacherwärmung, eigene Darstellung

Die Betrachtung der Entnahmeleistungen zeigt, dass insgesamt etwa 70 % der Wärme nicht im benötigten Temperaturniveau vorliegt. Bei vorliegendem System ist diese Verteilung jedoch beabsichtigt, um die maximale Speicherkapazität des Saisonspeichers auszunutzen.

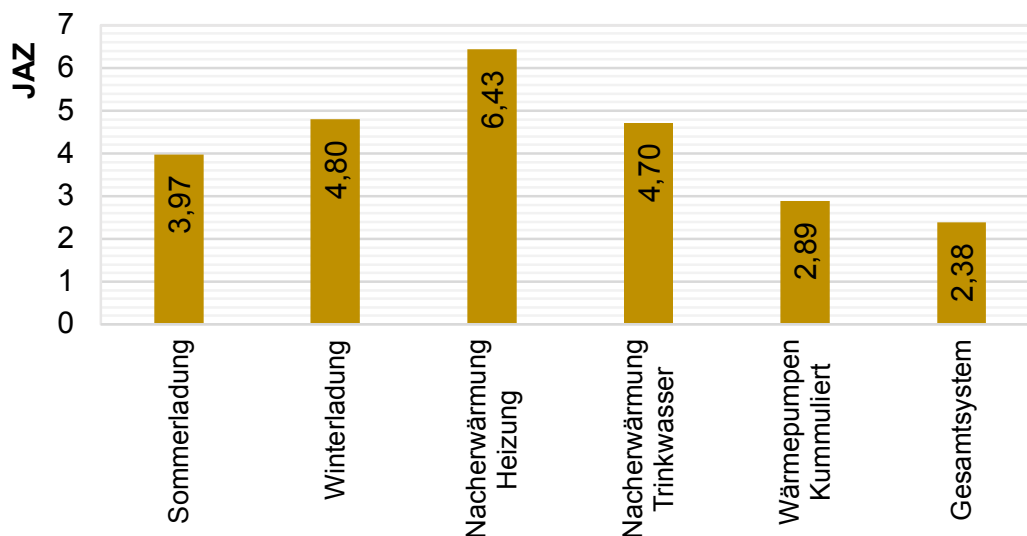


Abbildung 5.11: Darstellung der Jahresarbeitszahlen im System, eigene Darstellung

Zur Einschätzung der Berechnungsergebnisse der Wärmepumpeneffizienz sind in Abbildung 5.11 die JAZ der einzelnen Teil- und Gesamtsysteme dargestellt. Das Ergebnis der Wärmepumpe der Sommer- und Winterladung lässt sich nur schwer mit der JAZ anderer Systeme vergleichen, da die Laufzeiten signifikant zum Standard abweichen.

Zur Validierung der Sommerladung wird der COP der Großwärmepumpe 61CA des Herstellers Carrier herangezogen⁴. Der COP der Wärmepumpe 61CA beträgt bei 20 °C Außen-

⁴Die COPs der Hochtemperatur-Luftwärmepumpe Carrier 61CA wurden vom Hersteller bereitgestellt

temperatur und einer Vorlauftemperatur von $55\text{ }^{\circ}\text{C}$ 3,8. Da der Betriebspunkt der zentralen Wärmepumpe im teilkalten Nahwärmenetz meist günstiger bei niedrigeren Vorlauftemperaturen oder/ und höheren Außentemperaturen liegt, erscheint die berechnete JAZ von 3,97 als realistisch.

Die Validierung der Winterladung stellt sich als kompliziert dar, da der Hauptbetriebspunkt nicht den Normbetriebspunkten der (DIN EN 14825:2022, 2022) entspricht. Zudem kann die Vorlauftemperatur mancher Wärmepumpen eventuell nicht auf diese niedrige Temperatur eingestellt werden. Eine höhere Einstellung der Vorlauftemperatur würde zwar technisch kein Problem darstellen, da sich die Temperaturen im Speicher mischen, reduziert jedoch die Effizienz der Wärmepumpe. Alternativ kann jedoch durch das geringe Temperaturniveau auch eine andere Wärmequelle, wie zum Beispiel Erdwärme oder industrielle Abwärme, technisch effizient erschlossen werden.

Eine Validierung der JAZ der dezentralen Wärmepumpen stellt sich aufgrund der ungewöhnlich variierenden Quelltemperaturen ebenfalls als schwierig dar. Zur Abschätzung wurden mehrere Rechnungen mit Wasser-Wasser-Wärmepumpen verschiedener Hersteller anhand eines JAZ-Rechners nach (VDI 4650 Blatt 1:2024-02, 2024) durchgeführt (Bundesverband Wärmepumpe e.V., 2024). Bei der maximal einstellbaren Quelltemperatur von $12\text{ }^{\circ}\text{C}$ ergeben sich JAZ von etwa 5 bis 5,8 im Heizbetrieb und etwa 3,5 bis 4,2 für Trinkwassererwärmung. Da die Quelltemperaturen im teilkalten Nahwärmenetz meist deutlich über den $12\text{ }^{\circ}\text{C}$ liegen, scheinen die Ergebnisse realistisch.

Die Wärmeverluste des Systems im Vergleich zur genutzten Entnahme für Wohnquartiere sind in der Abbildung 5.12 dargestellt. Zur Verifizierung der berechneten Verluste bezüglich des Wärmenetzes werden die Netzverluste bei 45 zufällig ausgewählten Wärmenetzen mit Netzlängen von 1 bis 20000 *km* aus dem Jahr 2022 herangezogen. In Summe über die betrachteten Netze ergeben sich 16,6 % Wärmeverluste. Da die Verluste jedoch teilweise extrem voneinander abweichen, wird der berechnete Median der Netzverluste mit 12,4 % Netzverlusten als Vergleichswert herangezogen (Deutsche Umwelthilfe e.V., 2022, S.2). Beim direkten Vergleich liegt der berechnete Netzwärmeverlust des teilkalten Nahwärmenetzes mit 9 % deutlich unter dem Vergleichswert. Da jedoch die Vergleichsnetze größtenteils ganzjährig als konventionelle Hochtemperatur-Nahwärmenetze betrieben werden, während

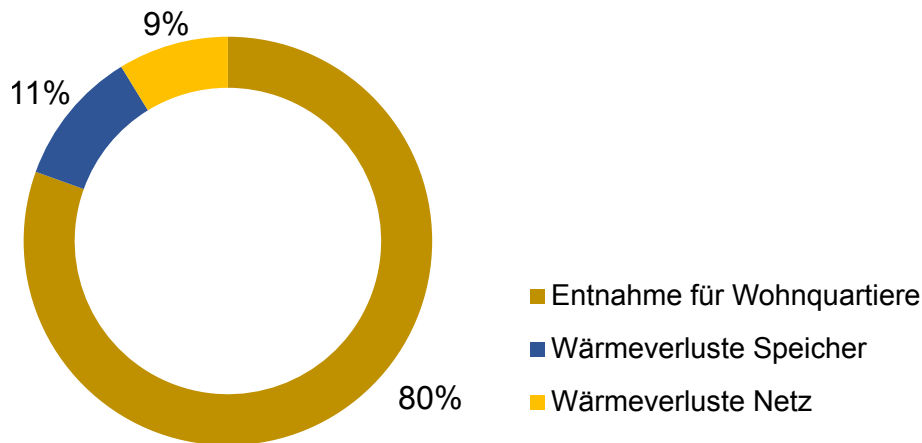


Abbildung 5.12: Aufteilung der entnommenen Energie aus dem Speicher, eigene Darstellung

das teilkalte Nahwärmenetz einen Teil des Jahres nur ganz geringe oder sogar gar keine Netzverluste aufweist, scheint der berechnete Wert plausibel.

Die Validierung der berechneten Speicherverluste von 11 % erfolgt anhand einer Simulation von Erdbecken- und Zylinderspeichern bei einem Speichervolumen von 5559 m^3 (Ochs, Zottl et al., 2015, S.38). Bei der Simulation der Speicher wurden für vergleichbar gedämmte Erdbeckenspeicher Verluste von 18 bis 19 % berechnet. Beim Vergleich muss berücksichtigt werden, dass der berechnete Speicher im teilkalten Nahwärmenetz deutlich mehr Volumen beinhaltet und der Speicher an etwa 3 Monaten die minimale Temperatur von 12°C aufweist. Beide Unterschiede reduzieren den Wärmeverlust deutlich.

Um einen direkten Vergleich darstellen zu können, wurde zusätzlich ein vergleichbares System modelliert. Bei dem Speichervolumen von 5559 m^3 und einer reduzierten Entnahme zur annähernden Vollversorgung durch den Speicher sowie der angepassten Wärmepumpenleistung ergeben sich Speicherverluste von etwa 20 bis 22 %.

Kapitel 6

Bewertung und Diskussion

Die vorliegende Masterarbeit hat das Ziel, die Anwendbarkeit des teilkalten Nahwärmekonzepts zu bewerten. Im vorhergehenden Kapitel wurden die Ergebnisse der stündlichen Modellierungen bei Veränderung der Rahmenbedingungen dargestellt und damit systematisch die erste Forschungsfrage beantwortet. Das folgende Kapitel adressiert mit der Bewertung des modellierten Netzes aus ökologischer und ökonomischer Sicht den Inhalt der zweiten Forschungsfrage. Anschließend werden Möglichkeiten zur Integration des Systems in Bestandswärmenetze und denkbare Optimierungen für das teilkalte Nahwärmenetz erläutert.

6.1 Ökologische Bewertung

Die Einordnung der ermittelten Ergebnisse hinsichtlich der Ökologie ist von zentraler Bedeutung, da sie Einblicke in die Nachhaltigkeit des Systems gewährt. Zu einer solchen Bewertung werden des Öfteren Lebenszyklusanalysen herangezogen, die sämtliche Phasen von der Herstellung der Komponenten über den Betrieb bis zur Entsorgung einschließen. Im Falle der teilkalten Nahwärme orientieren sich die Herstellung der Komponenten sowie die Entsorgung an konventionellen Nahwärmenetzen. Individuell betrachtet werden muss der Saisonspeicher, welcher sich jedoch mit bestehenden Projekten mit vollsolarer Versorgung vergleichen lässt. Im Betrieb unterscheidet sich die ökologische Betrachtung von konventionellen Nahwärmenetzen.

Der größte ökologische Effekt des teilkalten Nahwärmesystems entfaltet sich im zeitlichen Versatz der Erzeugung und Nutzung der Wärme. Damit stellt der Speicher des Wärmenetzes einen Puffer für Strom-Erzeugungsüberschüsse durch erneuerbare Energien dar. Da bei der ökologischen Bewertung von Power-to-Heat Systemen jedoch oft nur der Jahresdurchschnitt der CO_2 -Emissionen des Strommixes herangezogen wird, ist dieser Effekt nicht sichtbar. Zur Implementierung einer solchen Bewertung müsste der stundenaktuelle

CO_2 -Emissionswert des Strommixes hinterlegt werden. Analysen der CO_2 -Emissionen des deutschen Strommix von 2020 zeigen einen im Jahresverlauf stark schwankenden Verlauf (EUPD Research, 2021). Mit steigenden erneuerbaren Anteilen wird dieser Effekt sogar noch verstärkt. Seit 2020 haben sich die Anteile erneuerbarer Energien am Strommix bereits von 47 % auf 56 % im Jahr 2023 erhöht (Bundesnetzagentur, 2024). Zwar liegen verschiedene Prognosen zur zukünftigen Entwicklung des Strommixes vor, detaillierte Prognosen für eine Implementierung von jahres- und tageszeitengenauen Berechnungen sind jedoch zum Zeitpunkt der Recherche dieser Arbeit nicht verfügbar.

Um diesen Effekt einschätzen zu können, sind in Kapitel 5.7 die Ergebnisse des Strombedarfs mit der Erzeugung einer vergleichbaren PV-Anlage verglichen. Eine alleinige Betrachtung der PV-Stromerzeugung ist zwar im Hinblick auf die Vielfältigkeit eines erneuerbaren Stromsystems einseitig, da jedoch PV-Anlagen sehr Tages- und Jahreszeitvariabel sind und voraussichtlich einen signifikanten Teil der Stromerzeugung in Deutschland beitragen werden, ist diese Betrachtung von großer Bedeutung. In Prognosen zum Jahr 2050 werden bei verschiedenen Szenarien PV-Anlagen mit etwa 30 bis 50 % der installierten Leistung der deutschen Stromerzeugungskapazitäten geschätzt (Burstedde und Nicolosi, 2020, S.122ff.).

Bei der ökologischen Betrachtung des Gesamtsystems stellt sich zusätzlich die Frage des Vergleichs zu anderen Energiequellen. Beispielsweise wäre in Neubaugebieten eine Versorgung durch dezentrale Erd- und Luftwärmepumpen ebenfalls denkbar. In Abbildung 6.1 sind daher der Strombedarf des teilkalten Nahwärmenetzes mit dem PV-Ertrag und einer Modellierung bei ausschließlicher Versorgung durch dezentrale LWP als tägliche Mittelwerte dargestellt. Die Berechnungsgrundlagen entsprechen dabei denen des teilkalten Nahwärmenetzes ohne Saisonspeicher mit den unter Kapitel 4.3 festgelegten Effektivitäten für LWP.

Der Vergleich der beiden Strombedarfe zeigt deutlich den Effekt der saisonalen Speicherung im teilkalten Nahwärmenetz. Während die Versorgung durch dezentrale Luftwärmepumpen mit dem Großteil des Strombedarfs von Oktober bis Mai nahezu gegengleich mit dem PV-Ertrags verläuft, ist der Verlauf des Strombedarfs des teilkalten Nahwärmenetzes besser auf die Erzeugung abgestimmt. Gerade in den Monaten Oktober bis Januar,

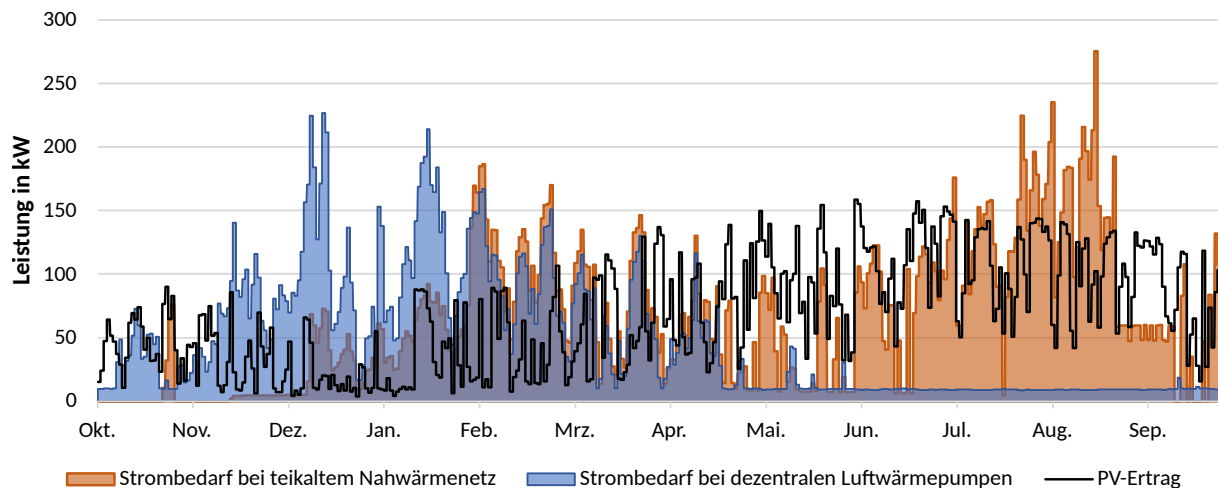


Abbildung 6.1: Darstellung des Jahresverlaufs der Strombedarfe im Tagesmittel bei teilkaltem Nahwärmenetz im Vergleich zu dezentralen Luftwärmepumpen, eigene Darstellung

in denen der PV-Ertrag am geringsten ausfällt, benötigt die Versorgung durch das teilkaltem Nahwärmenetz nahezu keinen Strom. Bei der festgelegten Auslegung des Saisonspeichers besteht ab Februar mit der Winterladung wieder Strombedarf. Der leicht größere Bedarf im Vergleich zur Versorgung der LWP entsteht durch die berechneten Verluste im Netz und durch die etwas ineffizientere Erwärmung durch kaskadierte Wärmepumpen.

Ein bedeutender Vorteil der Versorgung durch dezentrale Wärmepumpen besteht im allgemein geringeren Gesamtstrombedarf. Durch die Wärmeverluste des Saisonspeichers und des Verteilsystems ergibt sich beim teilkaltem Nahwärmenetz ein um etwa 30 % größerer Strombedarf als bei der dezentralen Versorgung.

Der ökologisch sinnvolle Einsatz eines teilkaltem Nahwärmenetzes hängt von vielen Faktoren ab und sollte im Einzelfall geprüft werden. In Regionen mit elektrischen Lastproblemen im Winter kann sich der Effekt der saisonal verschobenen Sektorkopplung positiv auf das lokale Stromnetz auswirken.

Über die in dieser Arbeit betrachtete Kombination aus Luftwärmepumpe und Erdbeckenspeicher hinaus kann der Einsatz lokal verfügbarer anderer Energiequellen und Speichertechnologien den ökologischen Mehrwert des Systems verbessern.

6.2 Ökonomische Bewertung

Die Bewertung hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit des teilkalten Nahwärmenetzes wird in zwei unterschiedlich zu betrachtende Bereiche aufgeteilt:

1. Wirtschaftlichkeit im Vergleich zu dezentraler Wärmeversorgung
2. Wirtschaftlichkeit im Vergleich zu anderen Wärmenetzen

Auf die ökonomische Betrachtung hinsichtlich des Vergleichs von dezentraler Versorgung mit Wärmenetzen wird in dieser Arbeit nicht genauer eingegangen, da die Entscheidung sehr von den örtlichen Gegebenheiten abhängt und im Einzelfall planerisch ermittelt werden muss.

Bei der Betrachtung der Wirtschaftlichkeit im Vergleich zu anderen Wärmenetzen müssen sowohl die Investitionskosten als auch die Betriebskosten der Wärmenetze untersucht werden. Zur Übersicht der Kostenverursacher im Vergleich mit anderen Wärmenetzen ist in der Tabelle 6.1 ein indikativer Vergleich dargestellt. Verglichen wird das vorgestellte Konzept der teilkalten Nahwärme mit Saisonspeicher mit einem kalten und einem konventionellen Wärmenetz ohne Saisonspeicher.

	konventionelles Wärmenetz	kaltes Wärmenetz	teilkaltes Wärmenetz
Wärmedämmung	+++	(+)	+++
dezentrale Wärmepumpen		+++	+++
Saisonspeicher			++
Wärmeverluste	++	+	+++

Tabelle 6.1: indikativer Kostenvergleich verschiedener Kriterien bei konventionellen, kalten und teilkalten Wärmenetzen, eigene Darstellung

Der indikativ dargestellte Vergleich zeigt, dass teilkalte Nahwärmenetze systembedingt grundsätzlich höhere Investitionskosten aufweisen. Während in kalten Nahwärmenetzen der wirtschaftliche Vorteil in der nicht, oder nur geringfügig notwendigen Wärmedämmung besteht, muss im teilkalten Wärmenetz aufgrund der teilweise hohen Systemtemperaturen trotzdem gedämmt werden. Ebenfalls trägt das teilkalte Wärmenetz dieselben Investitionskosten für dezentrale Wärmepumpen wie das kalte Wärmenetz. Da diese Kosten jedoch in manchen Anschlusskonzepten vom Wärmeabnehmer übernommen werden, sind sie nur

bedingt auf die Investitionskosten des Wärmeversorgers anzurechnen. Die Wärmeverluste des teilkalten Wärmenetzes sind im Vergleich am höchsten. Zwar werden die Netzverluste verglichen mit dem konventionellen Wärmenetz durch die teilweise reduzierten Systemtemperaturen deutlich geringer ausfallen, jedoch sind die modellierten Gesamtwärmeverluste durch Saisonspeicher und Netz höher als die Gesamtwärmeverluste durchschnittlicher konventioneller Wärmenetze.

Bezüglich der Wirtschaftlichkeit des Saisonspeichers sei erwähnt, dass es auch möglich ist, in kalten und konventionellen Wärmenetzen saisonal Wärme zu speichern. Während in kalten Wärmenetzen mehrere Speichertechnologien zur Niedertemperaturspeicherung (siehe Kapitel 2.3.2) zur Verfügung stehen, sind die Speichermöglichkeiten bei Nutztemperatur eingeschränkter. Bei einer Speicherung im konventionellen Wärmenetz sind die notwendigen Speichervolumina durch die hohen Systemtemperaturen sehr groß. Eine saisonale Speicherung mit Erdbeckenspeichern ist daher beim teilkalten Wärmenetz wirtschaftlicher. Die spezifischen Investitionskosten der saisonalen Speicher hängen maßgeblich vom installierten Speichervolumen ab. In der Abbildung 6.2 ist eine Übersicht über Baukosten von in Deutschland und Dänemark realisierten saisonalen Wärmespeichern dargestellt. Zur besseren Vergleichbarkeit sind die Speichervolumen in der Abbildung in Wasseräquivalente¹ umgerechnet.

Die spezifischen Speicherkosten zeigen eine starke Degression mit Zunahme des Speichervolumens. Zu erkennen ist auch, dass Erdbeckenspeicher die wirtschaftlich attraktivste Speicherart bei Nutztemperaturspeichern darstellt. Oberirdische Behälterspeicher sind bei allen betrachteten Speichern teurer in der Investition. Lediglich Aquifer- und Erdsondenspeicher weisen teilweise geringere Investitionskosten auf. Diese Speicherarten eignen sich jedoch hauptsächlich für Niedertemperaturspeicher. Bei der Betrachtung der dargestellten Kosten muss zusätzlich berücksichtigt werden, dass lediglich die thermische Gesamtleistungsfähigkeit betrachtet wird. So unterscheiden sich die Speichertypen, wie in Kapitel 2.3 beschrieben, in Effizienz, Be- und Entladeleistungen und können nicht an jedem Standort realisiert werden.

¹Als Wasseräquivalent wird das Volumen eines Speichermediums bezeichnet, das genauso viel Wärme wie ein Kubikmeter Wasser im flüssigen Zustand bei Normaldruck speichern kann.

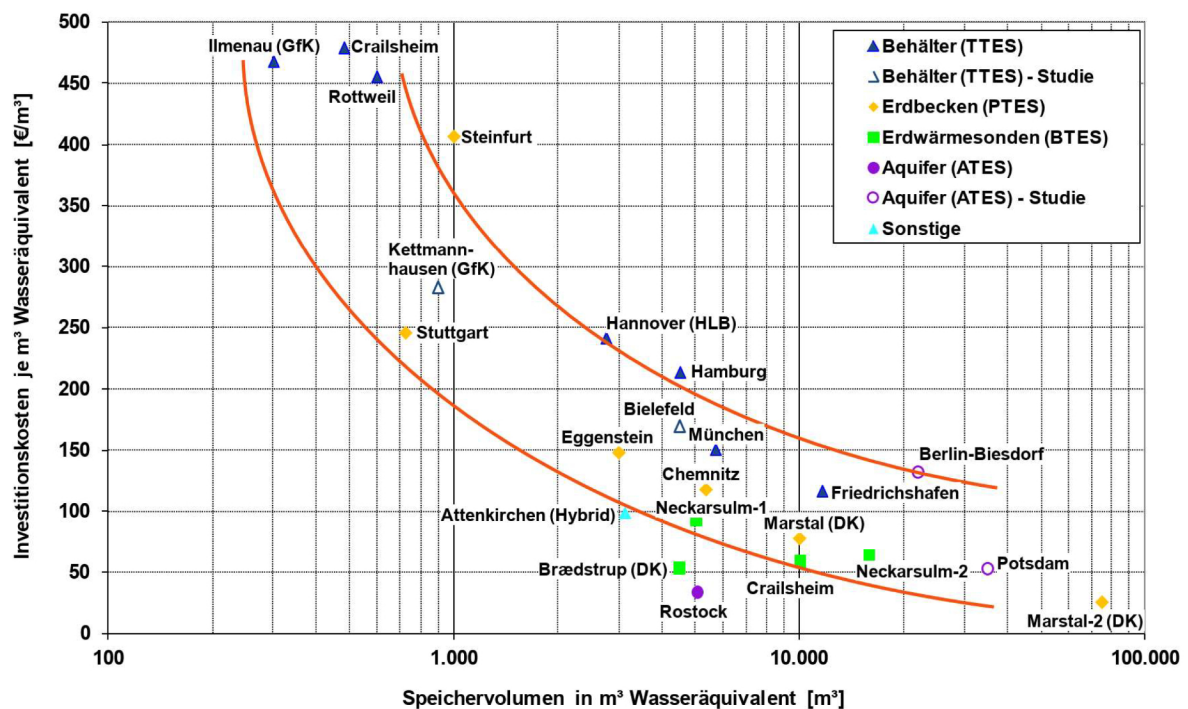


Abbildung 6.2: spezifische Kosten von saisonalen Wärmespeichern (Angaben ohne Planungskosten und MwSt) (Mangold, Miedaner et al., 2012, S.26)

Der ökologisch wichtige Vorteil der saisonal verschobenen Sektorkopplung im teilkalten Nahwärmenetz lässt sich momentan wirtschaftlich nur schwierig darstellen, obwohl an den Börsenstrompreisen der vergangenen Jahre durchaus wöchentliche und auch leichte saisonale Schwankungen zu erkennen sind, die mit der Stromerzeugung durch erneuerbare Energien zusammenhängen (Energy-Charts, 2024). Eine Einsparung durch den variablen Strompreis setzt jedoch den Bezug von dynamischen Strompreisen voraus und ist schwierig im Voraus anzusetzen.

6.3 Optimierungen

Das zentrale Ziel dieses Kapitels ist die Identifikation von Verbesserungspotenzialen im bestehenden teilkalten Nahwärmekonzept. Hierbei werden spezifische Aspekte des modellierten Systems untersucht, darunter Vereinfachungen, die zur Berechnung getroffen wurden und Energiequellen, die bisher keine Betrachtung fanden.

6.3.1 Alternative Energiequellen

Bei der Planung eines Wärmenetzes sollten möglichst alle erneuerbaren Energiequellen auf Verfügbarkeit untersucht werden. Dass in dieser Arbeit lediglich die Luftwärmepumpe als Erzeuger und der Erdbeckenspeicher als Saisonspeicher betrachtet werden, dient der Skalierbarkeit des Ergebnisses, da die Luftwärmepumpe wie auch der Erdbeckenspeicher wenig geologische und hydrogeologische Anforderungen an den Standort stellen. Sollte am Planungsstandort zum Beispiel industriell unverzichtbare Abwärme genutzt werden können, sollte dieses Potenzial unbedingt erschlossen werden. Ebenfalls sind Kombinationen mit bestehenden oder neu errichteten thermischen Solaranlagen denkbar. Für die Winterladung im teilkalten Wärmenetz stehen aufgrund der niedrigen notwendigen Systemtemperaturen weitere Möglichkeiten zur Erdwärmenutzung zur Verfügung. Eine standortbezogene Planung unter Berücksichtigung der verfügbaren Energiequellen kann die Gesamteffizienz von teilkalten Wärmenetzen entscheidend optimieren.

6.3.2 PVT-Anlage

Eine vielversprechende Technologie, über die in den vergangenen Jahren viele Studien veröffentlicht wurden, stellen thermische Photovoltaik (PVT)-Anlagen dar. Die auch als Hybridanlagen bezeichnete Technologie verbindet die Solarthermie mit PV. Die PVT-Module bestehen sowohl aus Solarzellen zur Umwandlung der Sonnenenergie in Strom als auch einem Wärmetauscher zur Ableitung der übertragenen Wärme. Durch die Ableitung der Wärme werden die Module im Betrieb gekühlt, was die Effizienz der Stromerzeugung nach Herstellerangaben um 5 - 10 % erhöht (Sunmaxx PVT, 2023, S.1). Um diese Effizienzsteigerung zu erlangen, sollen bei einer PVT-Anlage, anders als bei der Solarthermie, die Systemtemperaturen sehr gering gehalten werden.

In Anbetracht der Analyse des teilkalten Nahwärmenetzes in den vorherigen Kapiteln besteht die Überzeugung, dass der Einsatz von PVT-Anlagen in der vorliegenden Netzart eine bedeutende Optimierungsmöglichkeit bietet. Zugrundeliegend ist der ganzjährig effiziente Einsatz der PVT-Anlage. Bei Speichertemperaturen unter etwa 30 °C bietet sich eine direkte Nutzung der Anlage an, um den Speicher nachzuheizen. Bei den hohen Speichertemperaturen im Sommer kann die PVT-Anlage als Quelle für eine Sole-Wärmepumpe betrieben werden. Die Freigabe der Sole-Wärmepumpe richtet sich im betrachteten Fall

nach der Systemtemperatur der PVT-Anlage. Zusätzlich können durch die ganzjährig tiefen Systemtemperaturen maximale Effizienzsteigerungen in der Stromerzeugung erreicht werden.

Die hier vorgestellte Betrachtung im Hinblick auf den Einsatz von PVT-Systemen basiert auf einer Analyse der vorhandenen Informationen. Diese Auffassung ist jedoch eine subjektive Beurteilung und sollte als diese betrachtet werden. Dennoch bietet diese Einschätzung Potenzial für Optimierungen in etwaigen Fortsetzungen der Forschungsarbeit.

6.3.3 Ausrichtung PV-Anlage

Die PV-Anlage ist im Zuge der Komplexität der Modellierung und im Hinblick darauf, dass sie lediglich eine Einschätzung des verfügbaren Stroms bieten soll, sehr simpel ausgelegt. Bei einer tatsächlichen Installation einer solchen Anlage sollte das System für den Bedarf des Wärmenetzes optimiert werden. Für die Darstellung einiger Optimierungsmöglichkeiten sind in der Abbildung 6.3 die Strombedarfe des Gesamtsystems und der PV-Ertrag einer beispielhaften Sommerwoche dargestellt.

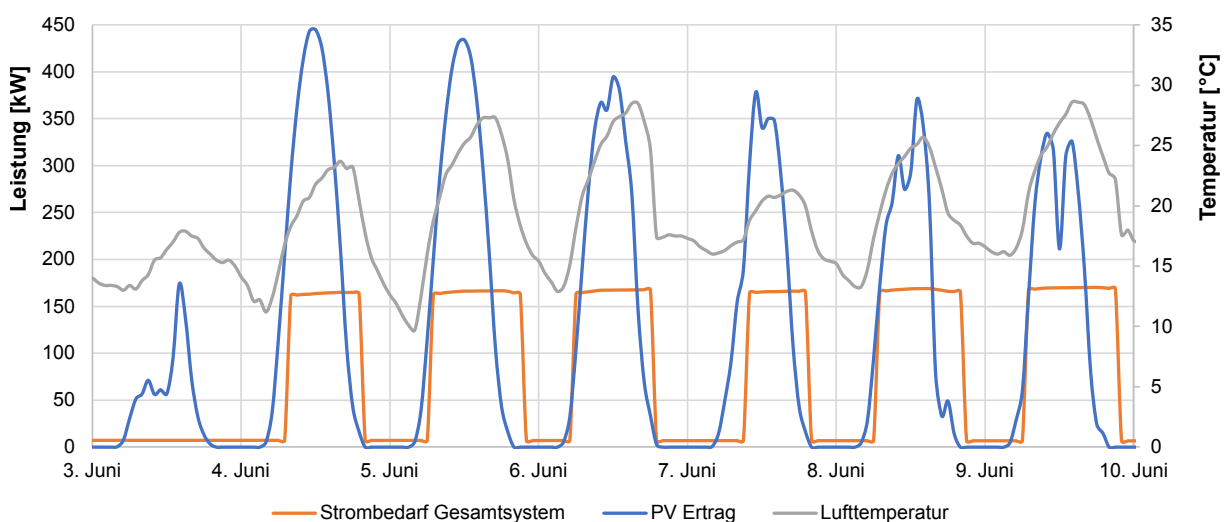


Abbildung 6.3: Darstellung der stündlichen Strombedarfe und des PV-Ertrags in einer Beispielwoche im Sommer, eigene Darstellung

Bei der unter Kapitel 4.14 festgelegten Ausrichtung der Anlage nach Süden fällt auf, dass der Verlauf des PV-Ertrags leicht versetzt zur Lufttemperatur steht. Da die Wärmepumpe nach einem statisch festgelegten Grenzwert der Lufttemperatur freigeschaltet wird, ergibt sich ein Versatz von Produktion und Verbrauch. Wie in Abbildung 6.3 zu erkennen ist, läuft

die Wärmepumpe nach Einbruch des PV-Stroms an typischen Sommertagen noch weiter. Ein möglicher Ansatz zur Optimierung wäre, die Ausrichtung eines Teils der PV-Anlage nach Westen zu verändern, um zu späterer Stunde noch mehr Strom zu erzeugen. Eine Verschiebung des Grenzwertes wird nicht empfohlen, da sich mit sinkender Lufttemperatur die Effizienz der Luftwärmepumpe verringert. Die Effektivität einer dynamischen Anpassung des Grenzwertes, einer Drosselung der Wärmepumpenleistung oder der Einsatz von Kurzzeitbatteriespeichern ist je nach Anwendungsfall abzuwägen.

6.3.4 Intelligente Nachheizung mit Prognosen

Optimierungspotential bezogen auf die Sektorkopplung besteht in einer vorausschauenden Regelung zur Freigabe der Sommer- und Winterladung. Gerade bei Besitz einer eigenen PV-Anlage ist dieses Potenzial auch von wirtschaftlich großem Interesse. Dass die modellierte Anlage hinsichtlich des Eigenstromverbrauchs nicht vorausschauend arbeitet, lässt sich zum Beispiel anhand der Tage veranschaulichen, an denen die Speichertemperatur das Maximum oder das Minimum erreicht. In Abbildung 6.4 ist der Verlauf des Strombedarfs, des PV-Ertrags und der Speichertemperatur in der Woche der Erreichung der maximalen Speichertemperatur dargestellt. Während vor Erreichen der maximalen Spei-

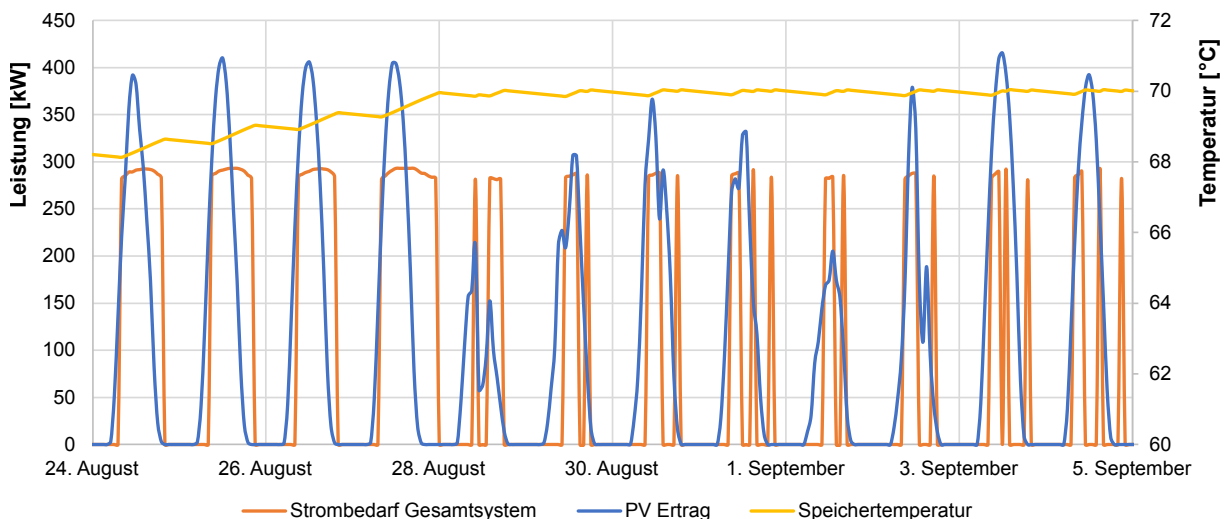


Abbildung 6.4: Darstellung der stündlichen Strombedarfe und des PV-Ertrags bei Erreichen der maximalen Speichertemperatur im Sommer, eigene Darstellung

chertemperatur die Wärmepumpe den ganzen Tag ungeachtet des PV-Ertrags oder der Höhe der Außentemperatur über dem Freigabewert läuft, taktet die Anlage nach Erreichen tagsüber mehrmals mit Volllast. Optimierungsmöglichkeiten bestehen beispielsweise darin,

die Freigabetemperatur nach Wetterprognosen anzuheben, um die Wärmepumpe in einem besseren Betriebspunkt zu betreiben. Eine weitere Möglichkeit ist, die Wärmepumpe in Teillast, anstatt taktend zu betreiben.

Auch im Falle des Erreichens der minimalen Speichertemperatur sind anhand der Abbildung 6.5 Optimierungsmöglichkeiten erkennbar.

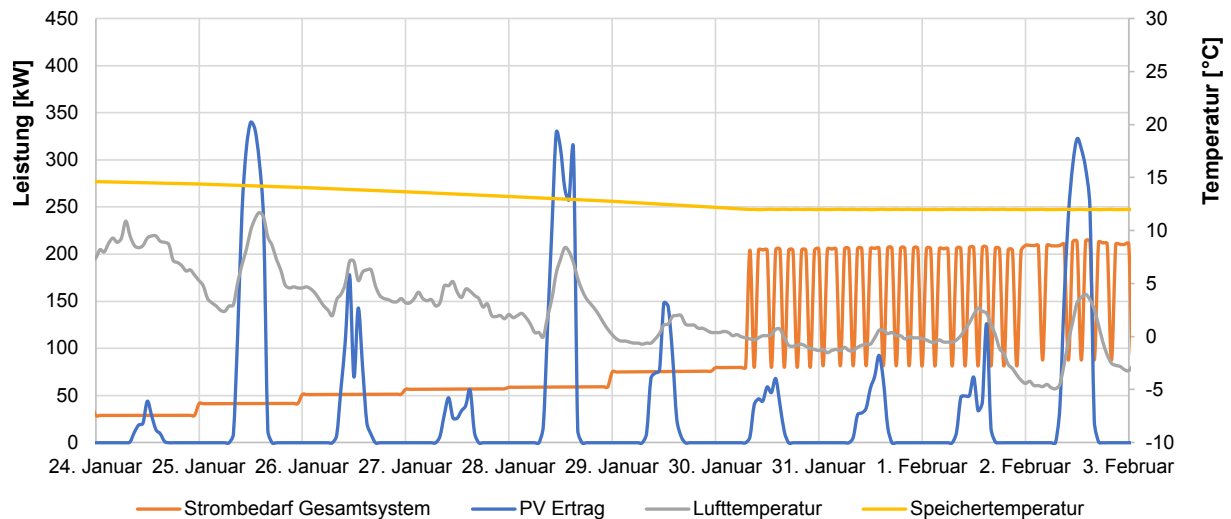


Abbildung 6.5: Darstellung der stündlichen Strombedarfe und des PV-Ertrags bei Erreichen der minimalen Speichertemperatur im Winter, eigene Darstellung

In den Tagen vor Erreichen der minimalen Speichertemperatur ist die Nachheizung außer Betrieb, erst bei Erreichen der minimalen Temperatur taktet die Anlage zum Aufrechterhalten der Speichertemperatur. Diese Nachheizung findet jedoch bei geringeren Umgebungstemperaturen statt. Eine Optimierungsmöglichkeit besteht darin, die Wärmepumpe bereits vor Erreichen der minimalen Speichertemperatur in besseren Betriebspunkten mit höheren Umgebungstemperaturen zu betreiben. Zusätzlich sollte, um eine Taktung der Anlage zu vermeiden, die Wärmepumpe in Teillast betrieben werden.

6.4 Integration in Bestandsnetze

Hinsichtlich des gemeinsam mit dem GEG am 1. Januar 2024 in Kraft getretenen Gesetzes für die Wärmeplanung und Dekarbonisierung der Wärmenetze WPG ist die Möglichkeit einer Integration des teilkalten Nahwärmekonzepts in Bestandsnetze interessant, da alle Bestandsnetze bis 2045 dekarbonisiert werden sollen.

Aus technischer Sicht ist die Integration realisierbar. Da die Hochtemperaturwärmenetze bereits gedämmt sind, muss an den Wärmeleitungen des Netzes nichts verändert werden. Angepasst werden müssen hingegen alle Anschlüsse an Verbraucher, da eine dezentrale Temperierung mittels SWP nachgerüstet werden muss. Zusätzlich müssen alle Verträge mit Bestandskunden auf die neue Netzart angepasst werden und neue Berechnungen der Tarife erfolgen. Auf der Erzeugerseite kann der Bestandswärmeerzeuger durch eine LWP ersetzt, oder zur Redundanz und Spitzenlastabdeckung durch diese unterstützt werden. Die Errichtung des Saisonspeichers ist jedoch mit erheblichem Platzbedarf verbunden und sollte sich örtlich in der Nähe des Wärmeerzeugers befinden.

6.5 Zusammenfassung

Die intensive Auseinandersetzung mit dem Konzept der teilkalten Wärmenetze hat zu umfassenden Erkenntnissen hinsichtlich der Bewertung aus energetischer, ökonomischer und ökologischer Sicht geführt. Durch die stündliche Simulation über ein Kalenderjahr konnten die Leistungsfähigkeit des Systems detailliert analysiert und Optimierungspotentiale aufgezeigt werden.

Aus der Darstellung der Systemdaten bei Variation der Speichergröße, der Leistung der zentralen Wärmepumpe und der maximalen Vorlauftemperatur konnten Erkenntnisse über die technischen Rahmenbedingungen für einen energetisch und ökologisch effizienten Einsatz gewonnen werden. Grundsätzlich ist dabei immer ein Kompromiss zwischen Speichergröße und zusätzlichem Energieaufwand zu treffen. Ein größerer Speicher ermöglicht zwar eine längere Vollversorgung durch im Sommer eingespeicherte Wärme, erhöht jedoch auch den Energieverlust im Gesamtsystem und senkt damit dessen Effizienz. Eine 100-prozentige Versorgung durch im Sommer eingespeicherte Wärme sollte aus Effizienzgründen nicht angestrebt werden. Die Wahl der Wärmepumpe und damit die Festlegung der maximalen Vorlauftemperatur und der maximalen Leistung folgt einer ähnlichen Kompromissabwägung. Durch höhere Vorlauftemperaturen steigt die Speicherkapazität des Systems, jedoch auf Kosten der Gesamteffizienz. Die konkrete Auswahl hängt auch von der aktuellen Marktsituation ab. Generell sind jedoch Hochtemperatur-Wärmepumpen mit maximalen Vorlauftemperaturen von 65 bis 75 °C zu empfehlen.

Durch die getrennte Untersuchung der Ergebnisse bei verschiedenen Größen und Arten von Wohnquartieren sowie unterschiedlichen Testreferenzjahren wurden die Einflüsse auf die Ergebnisse differenziert betrachtet. Es zeigt sich, dass größere zu versorgende Wohnquartiere aufgrund der sinkenden spezifischen Energieverluste im größeren Speicher für das teilkalte Wärmenetz hinsichtlich Gesamteffizienz von Vorteil sind. Der Vergleich der Quartierarten zeigt, dass dichter besiedelte Quartiere eine höhere Effizienz aufweisen, da die spezifischen Netzverluste bei gleichem Wärmebedarf geringer ausfallen. Die Analyse der Wetterdaten verschiedener Betrachtungszeiträume und der Prognosen des DWD zeigen, dass die Prognosen mit den Betrachtungszeiträumen 2013 bis 2060 als Grundlage für die Systemauslegung verwendet werden sollten, da sich die Außenlufttemperaturen ändern und die Effizienz des Systems beeinflussen.

Die ökologische Bewertung des Konzepts ergab, dass durch den Einsatz von teilkalter Nahwärme deutliche Vorteile für das lokale Stromnetz erzielt werden können. Es ist jedoch schwierig, den tatsächlichen Einfluss auf die CO_2 -Emissionen zu quantifizieren. Um den Effekt der saisonalen Verschiebung des Strombedarfs zu verdeutlichen, wurde der Strombedarf des modellierten teilkalten Nahwärmenetzes mit dem einer komplett dezentralen Wärmeversorgung durch Luftwärmepumpen verglichen. Der direkte Vergleich zeigt die ökologischen Vorteile der zeitlichen Verschiebung des Strombedarfs bei erneuerbarem Strommix deutlich auf. Gleichzeitig werden auch die Nachteile des Systems mit einem um ca. 30 % höheren Gesamtstrombedarf sichtbar.

Für die wirtschaftliche Betrachtung des teilkalten Wärmenetzes wurden indikativ die Investitionskosten mit denen etablierter alternativer Wärmenetzarten verglichen. Die Investitionen bei teilkalten Wärmenetzen sind systembedingt deutlich höher als bei konventionellen Hochtemperatur- oder kalten Wärmenetzen. Dies ergibt sich aus der Notwendigkeit einer guten Rohrdämmung sowie dem Einsatz dezentraler Wärmepumpen zur Nacherwärmung für einen Teil des Jahres. Durch den Einsatz eines Saisonspeichers sind die Wärmeverluste im Vergleich zu Wärmenetzen ohne Saisonspeicher höher. Der wirtschaftliche Vorteil des saisonal und stündlich auf PV-Energie abgestimmten Strombedarfs ist jedoch nur schwer prognostiziert quantifizierbar.

6.6 Schlussbemerkung

Die Problematik der Bewertung des Systems der teilkalten Nahwärme sowohl aus ökologischer als auch aus ökonomischer Hinsicht liegt in der fehlenden Quantifizierbarkeit des Beitrags einer saisonalen Auskopplung aus dem Stromnetz. Zwar ist die Wichtigkeit der saisonalen Speicherung und des netzdienlichen Betriebs elektrischer Anlagen in vielen Forschungen beschrieben (Agora Energiewende, Prognos und Consentec, 2022, S.7), (dena, 2021, S.29ff.), (Rundel, Meyer et al., 2013, S.107), jedoch lassen sich durch diese Vorhersagen keine quantifizierten Prognosen zu ökologischen und wirtschaftlichen Vorteilen bestimmen. Messdaten sind ebenfalls nur bedingt als Vergleich geeignet, da sich sowohl die Stromerzeugung durch den vermehrten Einsatz erneuerbarer Energien als auch der Strombedarf durch die fortschreitende Elektrifizierung deutlich verändern werden.

Da der Speicherausbau für die Integration und Effizienzsteigerung von erneuerbaren Energien benötigt wird, sollte die Forschung in diesem Bereich weiter vorangetrieben werden. Detaillierte Prognosen zur Netzdienlichkeit sind Voraussetzung für die wirtschaftliche Betrachtung innovativer netzdienlicher Systeme. Da die wirtschaftliche Effektivität der Systeme möglicherweise erst bei fortgeschrittenem Ausbau von erneuerbaren Energien eintritt, sollten gesetzliche Förderungen für den frühzeitigen Bau solcher innovativen Anlagen in Erwägung gezogen werden.

Literatur

- Agora Energiewende, Prognos und Consentec (2022). *Klimaneutrales Stromsystem 2035. Wie der deutsche Stromsektor bis zum Jahr 2035 klimaneutral werden kann*. Zusammenfassung, Agora Energiewende, Berlin.
- Arbeitsblatt AGFW FW 313 (2015). *Berechnung der thermischen Verluste von thermischen Energiespeichern*. AGFW Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V., Frankfurt am Main.
- Blesl, M., Burkhardt, A. und Wendel, F. (2023). *Transformation und Rolle der Wärmenetze*. Kopernikus-Projekt Ariadne, Potsdam.
- Borger, J., Hermesdorf, F. und Heesen, H. te (2021). *Photovoltaik-Ertragssimulation (Version vom 14. Sep. 2021) [Computerprogramm]*. Hochschule Trier. Verfügbar unter: umwelt-campus.de/energiertools (Abgerufen am: 30.07.2023).
- BRUGG Rohrsystem AG (2024). *PREMANT Kunststoffmantelrohr*. Abgerufen von https://www.bruggpipes.com/fileadmin/user_upload/downloads/nah-und-fernwaerme/Produktunterlagen/Prospekte/Premant_d_Okt2021.pdf am 27.01.2024.
- Brun, M. L., Hamm, V., Lopez, S., Ungemach, P., Antics, M., Ausseur, J. Y., Cordier, E., Giuglaris, E., Goblet, P. und Lalos, P. (2011). *Hydraulic and Thermal Impact Modelling at the Scale of Geothermal Heating Doublets in the Paris Basin, France*. BRGM, Orléans.
- Buffa, S., Cozzini, M., D'Antoni, M., Baratieri, M. und Fedrizzi, R. (2019). *5th generation district heating and cooling systems: A review of existing cases in Europe*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol. 104, S. 504-522.
- Bundesnetzagentur (2024). *Marktdatenvisualisierung: Stromerzeugung - Realisierte Erzeugung*. Abgerufen von <https://www.smard.de/home/marktdaten> am 27.01.2024.
- Bundesverband Wärmepumpe e.V. (2024). *JAZ-Rechner*. Abgerufen von <https://www.waermepumpe.de/jazrechner/> am 25.01.2024.
- Bünning, F., Wetter, M., Fuchs, M. und Müller, D. (2018). *Bidirectional low temperature district energy systems with agent-based control: Performance comparison and operation optimization*. Applied Energy, Vol. 209, S. 502-515.

- Burstedde, B. und Nicolosi, M. (2020). *Strommarkt und Klimaschutz: Transformation der Stromerzeugung bis 2050*. Studie im Auftrag des Umweltbundesamtes, Climate Change, 08/2021.
- dena (2021). *dena-Studie, Thermische Energiespeicher für Quartiere, Überblick zu Rahmenbedingungen, Marktsituation und Technologieoptionen für Planung, Beratung und politische Entscheidungen im Gebäudesektor*. Deutsche Energie-Agentur, Berlin.
- dena (2022). *dena-Gebäudereport 2023. Zahlen, Daten, Fakten zum Klimaschutz im Gebäudebestand*. Deutsche Energie-Agentur, Berlin.
- Deutsche Umwelthilfe e.V. (2022). *Netzverluste in Wärmenetzen: Fragen and Antworten*. Deutsche Umwelthilfe e.V., Radolfzell.
- Deutscher Bundestag (2021). *Entwurf eines Ersten Gesetzes zur Änderung des Bundes-Klimaschutzgesetzes*. Deutscher Bundestag, Drucksache 19/30230.
- DIN EN 14511-2:2023-08 (2023). *Luftkonditionierer, Flüssigkeitskühlsätze und Wärmepumpen für die Raumbeheizung und -kühlung und Prozesskühler mit elektrisch angetriebenen Verdichtern - Teil 2: Prüfbedingungen*.
- DIN EN 14825:2022 (2022). *Luftkonditionierer, Flüssigkeitskühlsätze und Wärmepumpen mit elektrisch angetriebenen Verdichtern zur Raumbeheizung und -kühlung, gewerblichen Kühlung und Prozesskühlung - Prüfung und Leistungsbewertung unter Teillastbedingungen und Berechnung der saisonalen Arbeitszahl*.
- DIN V 18599-10:2018-09 (2018). *Energetische Bewertung von Gebäuden - Berechnung des Nutz-, End- und Primärenergiebedarfs für Heizung, Kühlung, Lüftung, Trinkwarmwasser und Beleuchtung - Teil 10: Nutzungsrandbedingungen, Klimadaten*.
- DIN V 18599-8:2018-09 (2018). *Energetische Bewertung von Gebäuden - Berechnung des Nutz-, End- und Primärenergiebedarfs für Heizung, Kühlung, Lüftung, Trinkwarmwasser und Beleuchtung - Teil 8: Nutz- und Endenergiebedarf von Warmwasserbereitungssystemen*.
- DWD (2017). *Testreferenzjahre*. Abgerufen von <https://www.dwd.de/DE/leistungen/testreferenzjahre/testreferenzjahre.html> am 03.02.2024.
- DWD (2023). *Mittlere Lufttemperatur Winter 2022/2023*. Abgerufen von <https://www.dwd.de/DE/leistungen/klimakartendeutschland/klimakartendeutschland.html> am 16.09.2023.
- Ehrig, R., Mennel, T., Heilmaier, P., Fischer, T., Kupfer, L., Eder, M., Balali, S., Koch, A., Gross, C., Brückmann, R. und Schmelcher, S. (2023). *Wie gelingt die Dekarbonisierung*

der Fernwärme? Vier zentrale Herausforderungen auf dem Weg zur Klimaneutralität bis 2045. Deutsche Energie-Agentur, Berlin.

Energy-Charts (2024). *Stromproduktion und Börsenstrompreise in Deutschland 2023*. Abgerufen von https://www.energy-charts.info/charts/price_spot_market/chart.htm?l=de&c=DE&interval=year&year=2023&legendItems=0000101000000000&minuteInterval=empty&stacking=stacked_absolute_area am 17.02.2024.

EUPD Research (2021). *CO2-Emissionen im deutschen Strommix schwanken im Jahresverlauf 2020 sehr stark*. Abgerufen von <https://www.eupd-research.com/co2-emissionen-im-deutschen-strommix-schwanken-im-jahresverlauf-2020-sehr-stark/> am 25.01.2024.

Gebäudeforum klimaneutral (2022). *GEG Novelle - Neue Regelungen ab 01.01.2023*. Abgerufen von <https://www.gebaeudeforum.de/ordnungsrecht/geg/geg-novelle-2023/> am 10.09.2023.

Gebäudeforum klimaneutral (2023). *GEG-Novelle 2024*. Abgerufen von <https://www.gebaeudeforum.de/ordnungsrecht/geg/geg-novelle-2024/> am 10.09.2023.

Glück, B. (1985). *Heizwassernetze für Wohn- und Industriegebäude*. VEB Verlag für Bauwesen, Berlin.

Gross, M. (2022). *Kalte Nahwärmenetze zur klimafreundlichen Wärmeversorgung: Ökologie und Wirtschaftlichkeit in Bestands- und Neubauquartieren*. Dissertation, Ruhr-Universität Bochum, Bochum.

Günther, D., Wapler, J., Langner, R., Helmling, S., Miara, M., Fischer, D., Zimmermann, D., Wolf, T. und Wille-Hausmann, B. (2020). *Wärmepumpen in Bestandsgebäuden: Ergebnisse aus dem Forschungsprojekt "WPsmart im Bestand"*. Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Freiburg.

Haller, M. und Ruesch, F. (2019). *Fokusstudie: Saisonale Wärmespeicher – Stand der Technik und Ausblick*. Studie im Auftrag von Forum Energiespeicher Schweiz. ForumEnergiespeicherSchweiz.

Hauer, A. (2018). *Speicherung thermischer Energie – Möglichkeiten und Grenzen*. gfw Gas + Energie 11/2018.

IWU (2019). *IWU-Tool Gradtagzahlen*. Abgerufen von <https://www.iwu.de/publikationen/fachinformationen/energiebilanzen/gradtagzahltool/> am 27.01.2023, Institut Wohnen und Umwelt GmbH, Darmstadt.

- Jagnow, K. und Wolff, D. (2002). *Umweltkommunikation in der mittelständischen Wirtschaft am Beispiel der Optimierung von Heizungssystemen durch Information und Qualifikation zur nachhaltigen Nutzung von Energieeinsparpotenzialen - Teil 2: Technische Optimierung und Energieeinsparung*. Abschlussbericht, Studie im Auftrag der OPTIMUS-Gruppe.
- Kabus, F. und Seibt, P. (2000). *Aquifer Thermal Energy Storage for the Berlin Reichstag Builind - New Seat of the German Parliament*. Proceedings World Geothermal Congress, Kyushu - Tohoku, Japan.
- Kemmler, T. und Thomas, B. (2020). *Simulation von Wärmepumpensystemen auf der Grundlage von Korrelationsfunktionen für die Leistungsdaten der Wärmepumpe*. 16. Symposium Energieinnovation, Hochschule Reutlingen, Reutlingen.
- Kreitzer, K., Luschmann, A., Hauf, V. und Heesen, H. te (2022). *Quartieskonzept (Version vom 19.07.2022) [Computerprogramm]*. Hochschule Trier. Verfügbar unter: umwelt-campus.de/energiertools (Abgerufen am: 30.07.2023).
- Lassacher, S., Puschnigg, S. und Lindorfer, J. (2018). *Technische Aspekte der Forcierung von Primärenergieeffizienz an oberösterreichischen Produktionsstandorten durch Nutzung von Wärmespeichern*. Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz, Linz.
- Lund, H., Werner, S., Wiltshire, R., Svendsen, S., Thorsen, J. E., Hvelplund, F. und Mathiesen, B. V. (2014). *4th Generation District Heating (4GDH) Integrating smart thermal grids into future sustainableenergy systems*. Energy, Vol. 68, S. 1-11.
- Mangold, D., McClenahan, D., Djebbar, R., Thornton, J., Wong, B., Carriere, J. und Kokko, J. (2007). *Seasonal storage – a German success story*. Sun and Wind Energy, 1/2007.
- Mangold, D., Miedaner, O., Tziggili, E. P., Schmidt, T., Unterberger, M. und Zeh, B. (2012). *Technisch-wirtschaftliche Analyse und Weiterentwicklung der solaren Langzeit-Wärmespeicherung - Forschungsbericht zum BMU-Vorhaben 0329607N*. Steinbeis Forschungsinstitut für solare und zukunftsfähige thermische Energiesysteme, Stuttgart.
- Minder, S., Hefti, R., Ettlin, N. und Weisskopf, T. (2016). *Eisspeicher-Wärmepumpen-Anlagen mit Sonnenkollektoren: Wirtschaftlichkeit, Umweltbelastung und Marktpositionierung*. Studie im Auftrag von EnergieSchweiz, Zürich.
- Nussbaumer, T., Thalmann, S., Jenni, A. und Ködel, J. (2018). *Planungshandbuch Fernwärme*. Studie im Auftrag von EnergieSchweiz.

- Ochs, F., Zottl, A., Lauermann, M., Schranzhofer, H., Halmdienst, C. und Reiterer, D. (2015). *Optimierte Erdbecken-Wärmespeicher für Wärmenetze*. Blue Globe Report - Smart Energies 2/2015, Klima- und Energiefonds, Wien.
- Pellegrini, M. und Bianchini, A. (2018). *The Innovative Concept of Cold District Heating Networks: A Literature Review*. Energies 2018, 11, 236, MDPI AG.
- Peper, S., Grove-Smith, J. und Feist, W. (2009). *Sanierung mit Passivhauskomponenten - Messtechnische Untersuchung und Auswertung Tevesstraße Frankfurt a.M.* Studie im Auftrag des Hessischen Ministeriums für Wirtschaft, Verkehr und Landesentwicklung, Wiesbaden.
- Perrin, P. (2013). *Simulationsbasierte Analyse der Einflussfaktoren auf Betriebszahlen von Wärmepumpenanlagen*. Dissertation, Technische Universität Braunschweig, Braunschweig.
- Pfluger, B., Testeegen, B. und Franke, B. (2017a). *Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland - Modul 0: Zentrale Ergebnisse und Schlussfolgerungen*. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie.
- Pfluger, B., Testeegen, B. und Franke, B. (2017b). *Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland - Modul 4: Szenario „Geringerer Ausbau der Übertragungsnetze“*. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie.
- Ratiotherm GmbH & Co. KG (2020). *Technische Unterlage WP Grid-HiQ & WP Grid-LoQ*. Abgerufen von https://ratiotherm.de/fileadmin/Content-Bilder/Technische-Unterlagen/TU_D_WP_Grid-HiQ_LoQ.pdf am 27.01.2024.
- Revesz, A., Jones, P., Dunham, C., Davies, G., Marques, C., Matabuena, R., Scott, J. und Maidment, G. (2020). *Developing novel 5th generation district energy networks*. Energy, Vol. 201.
- Rose, A., Wöffen, D., Erhorn, H. und Bergmann, A. (2018). *Wege zum Effizienzhaus Plus: Grundlagen und Beispiele für energieerzeugende Gebäude*. Bundesministerium des Innern, für Bau und Heimat, Berlin, Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung (BBSR), Bonn.
- Rundel, P., Meyer, B., Meiller, M., Meyer, I., Daschner, R., Jakuttis, M., Franke, M., Binder, S. und Hornung, A. (2013). *Speicher für die Energiewende*. Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik UMSICHT, Sulzbach-Rosenberg.
- Schmidt, T., Mangold, D. und Müller-Steinhagen, H. (2004). *Central solar heating plants with seasonal storage in Germany*. Solar Energy, Vol. 76, S. 165-174.

- Schroeteler, B., Sperle, H., Felder, T., Meier, M., Berger, M. und Worlitschek, J. (2020). *Techno-Ökonomische Bewertung von saisonalen Wärmespeichern - Ein simulationsbasierter Ansatz*. 16. Symposium Energieinnovation, Hochschule Luzern.
- Sibbitt, B., McClenahan, D., Djebbar, J. K., Thornton, J., Wong, B. und and, J. C. (2012). *The Performance of a High Solar Fraction Seasonal Storage District Heating System – Five Years of Operation*. Energy Procedia, Vol. 30, S. 856-865.
- Strodel, N., Opel, O., Kranz, S., Werner, K. F. und Ruck, W. K. L. (2016). *Erhöhung des regenerativen Anteils der Wärmeversorgung eines Nahwärmenetzes durch die saisonale Wärmespeicherung in einem Aquifer*. Thermische Energiespeicher, Vol. 5.
- Sunmaxx PVT (2023). *Datenblatt Sunmaxx PX-1 Premium PVT-Modul (Version 3.0)*. Abgerufen von https://sunmaxx-pvt.com/wp-content/uploads/Sunmaxx_PX-1_PVT_Modul_Factsheet_DE_vers_30.pdf am 03.02.2024.
- Technische Regel Arbeitsblatt W 511 (2004). *Trinkwassererwärmungs- und Trinkwasserleitungsanlagen; Technische Maßnahmen zur Vermeidung des Legionellenwachstums; Planung, Errichtung, betrieb und Sanierung von Trinkwasser-Installationen*. DVGW Deutsche Vereinigung des Gas- und Wasserfaches e. V.
- Technische Universität München (2010). *Leitfaden Energienutzungsplan Teil I : Bestands- und Potenzialanalyse*. Bayerisches Staatsministerium für Umwelt und Gesundheit (StMUG), Oberste Baubehörde im Bayerischen Staatsministerium des Innern (OBB), Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Infrastruktur, Verkehr und Technologie (StMWIVT), München.
- Tjaden, T. (2013). *Techno-ökonomischer Vergleich von Solarthermieanlagen mit Photovoltaik-Wärmepumpen-Systemen mittels dynamischer Simulation*. Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin (HTW Berlin), Berlin.
- VDI 2067 Blatt 10:2013-09 (2013). *Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen - Energiebedarf von Gebäuden für Heizen, Kühlen, Be- und Entfeuchten*.
- VDI 2067 Blatt 12:2017-04 (2017). *Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen - Nutzenergiebedarf für die Trinkwassererwärmung*.
- VDI 3807 Blatt 1:2013-06 (2013). *Verbrauchskennwerte für Gebäude - Grundlagen*.
- VDI 4650 Blatt 1:2024-02 (2024). *Berechnung der Jahresarbeitszahl von Wärmepumpenanlagen - Elektrowärmepumpen zur Raumheizung und Trinkwassererwärmung*.
- VDI 6002 Blatt 1:2014-03 (2014). *Solare Trinkwassererwärmung - Allgemeine Grundlagen - Systemtechnik und Anwendung im Wohnungsbau*.

- Viessmann Deutschland GmbH (2011). *Planungshandbuch Wärmepumpen*. Viessmann Deutschland GmbH, Allendorf (Eder).
- Wirtz, M., Kivilip, L., Remmen, P. und Müller, D. (2020). *Quantifying Demand Balancing in Bidirectional Low Temperature Networks*. Energy & Buildings, Vol. 224.
- Zeine, C., Gausling, S., Cassebaum, C., Gebhardt, M., Goldau, N. und Peters, J. (2015). *Energieverbrauchskennwerte energetisch hocheffizienter Gebäude*. Abschlussbericht, ages - Gesellschaft für Energieplanung und Systemanalyse mbH, Münster.
- Zeisberger, J. (2017). - *Beitrag zur energieeffizienten Trinkwassererwärmung Messtechnische Untersuchungen zur Bewertung und Optimierung von Trinkwassererwärmungssystemen*. Dissertation, Technische Universität München, München.

Anhang A

Ergebnisse Speichergröße

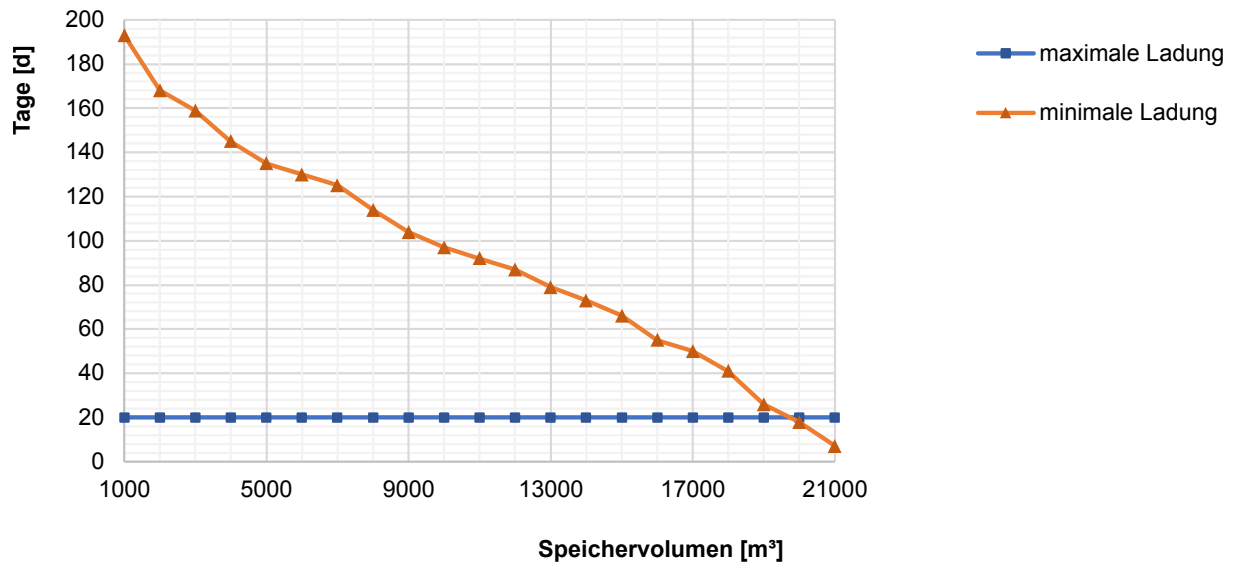


Abbildung A.1: Darstellung der Tage mit minimaler und maximaler Ladetemperatur des Speichers bei verschiedenen Speichervolumina, eigene Darstellung

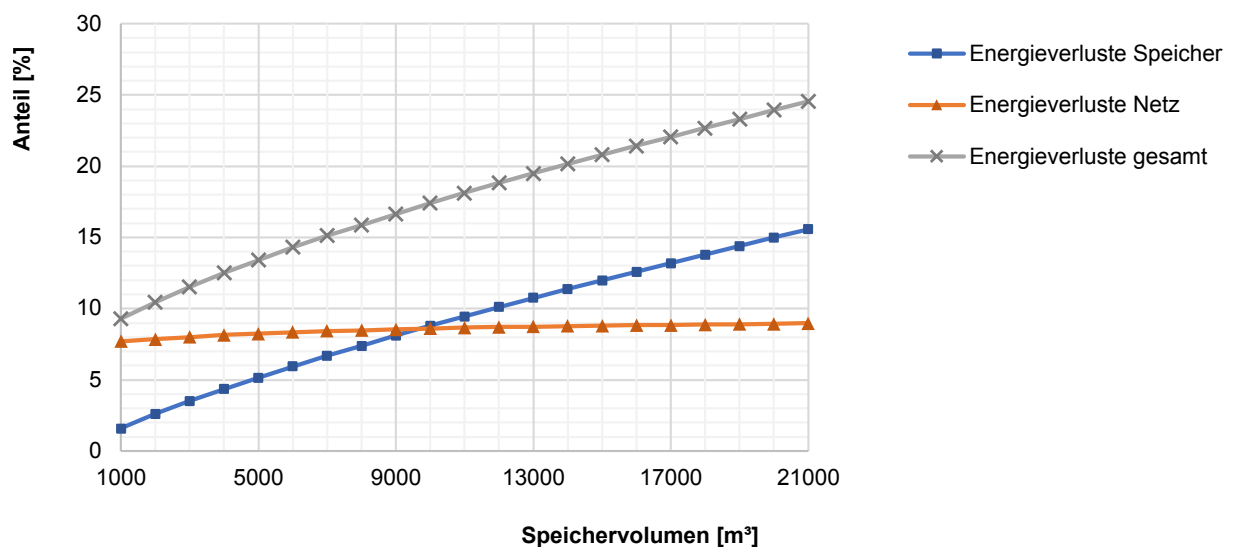


Abbildung A.2: Darstellung des Anteils der Energieverluste an der ausgespeicherten Energie bei verschiedenen Speichervolumina, eigene Darstellung

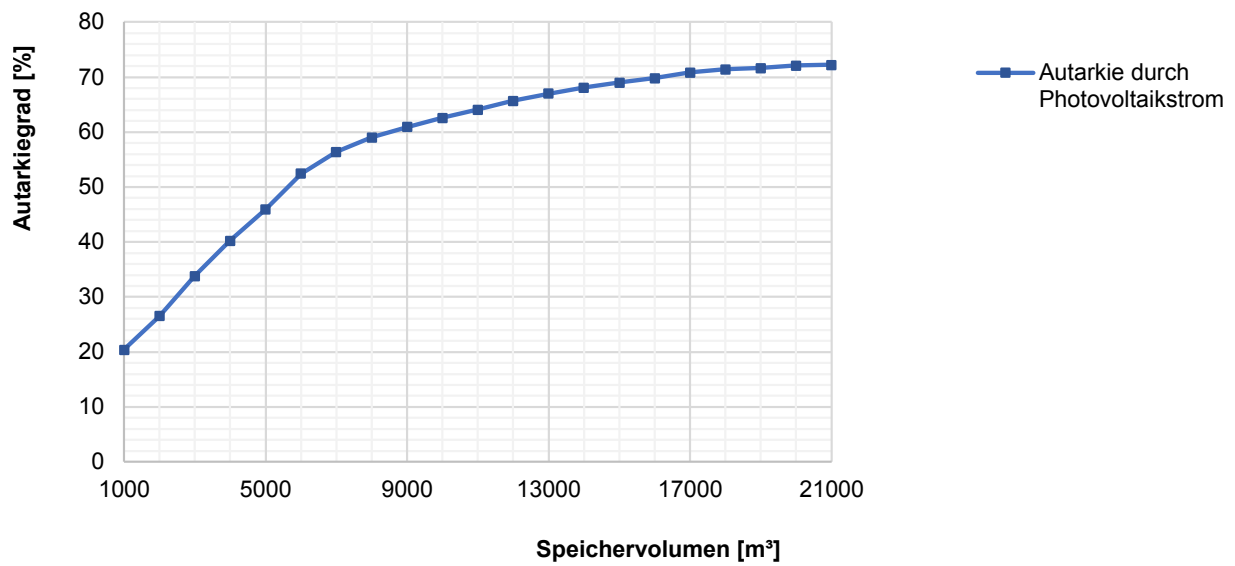


Abbildung A.3: Darstellung des Autarkiegrades durch Eigenverbrauch von Photovoltaikstrom bei verschiedenen Speichervolumina, eigene Darstellung

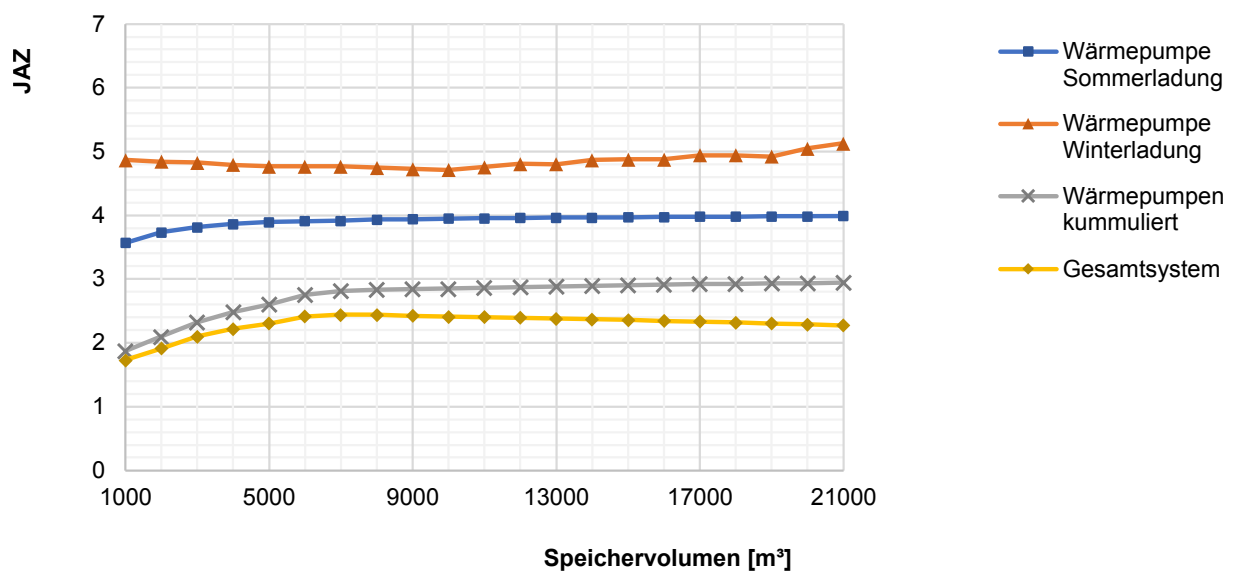


Abbildung A.4: Darstellung der JAZ bei verschiedenen Speichervolumina, eigene Darstellung

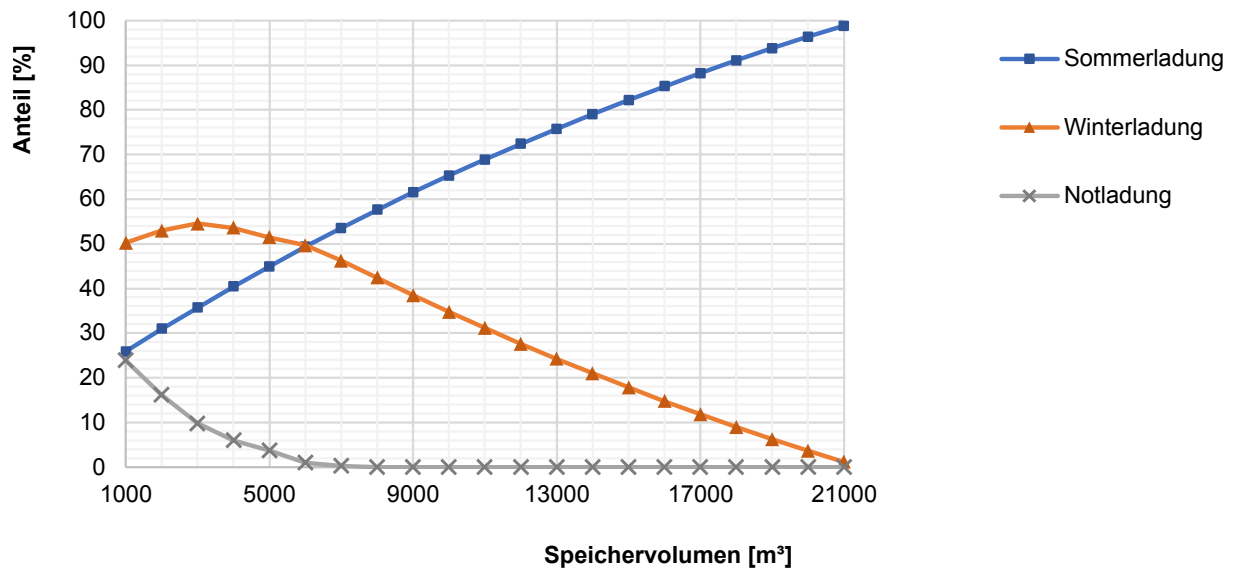


Abbildung A.5: Darstellung der Beladeanteile des Saisonspeichers bei verschiedenen Speichervolumina, eigene Darstellung

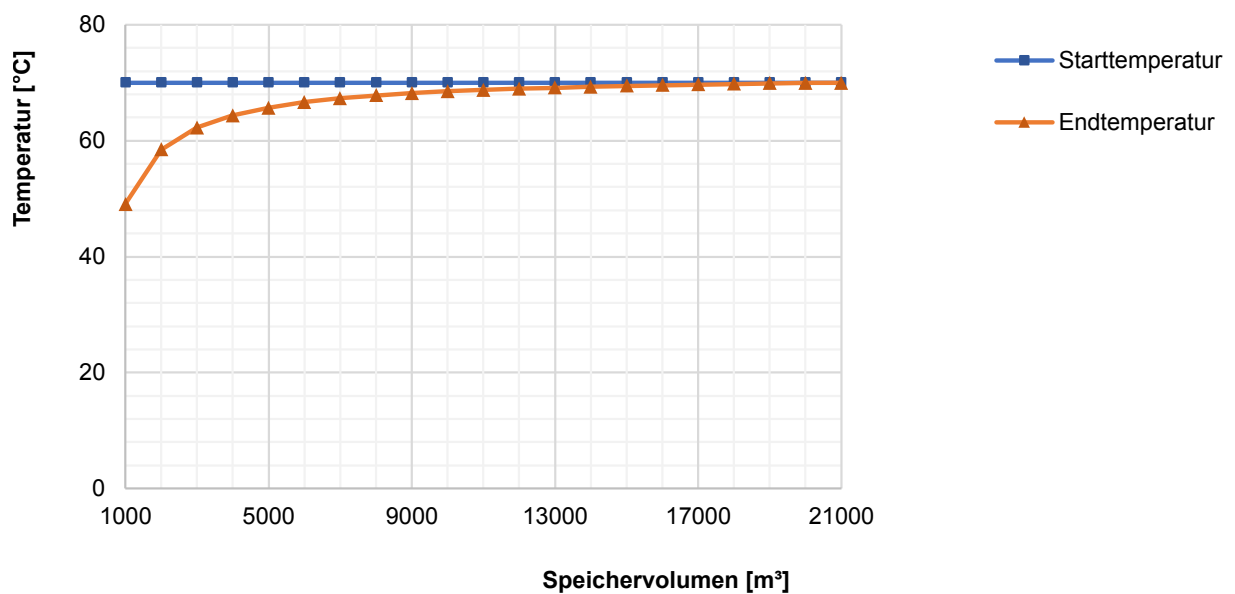


Abbildung A.6: Darstellung der Speicher Start- und Endtemperatur bei verschiedenen Speichervolumina, eigene Darstellung

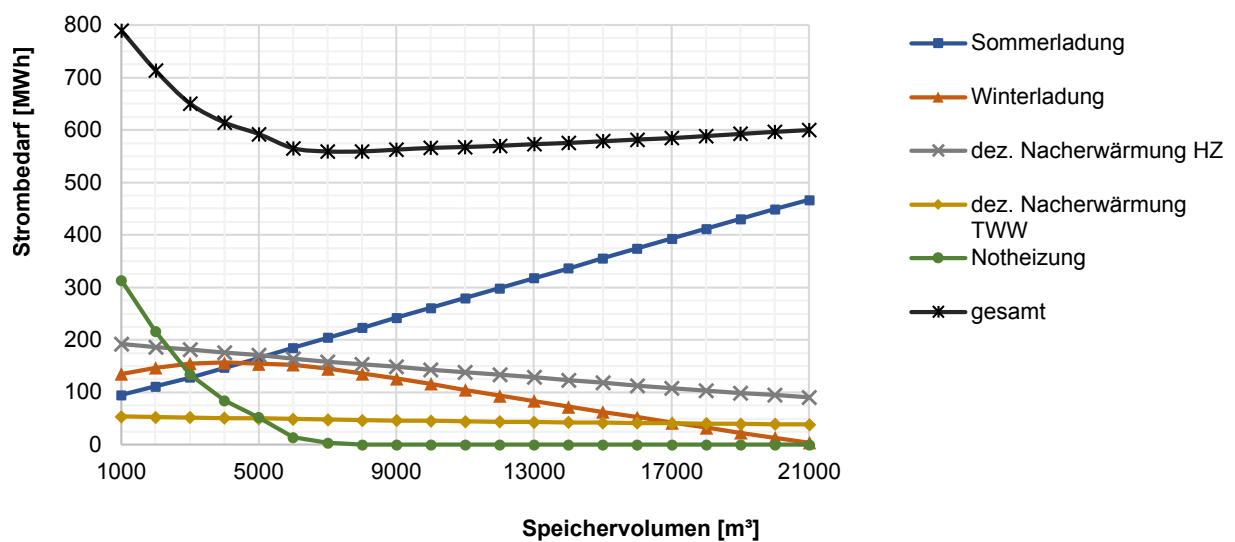


Abbildung A.7: Darstellung der Strombedarfe bei verschiedenen Speichervolumina, eigene Darstellung

Vergleiche					Tage		Anteil Ladeleistung			JAZ				PV	
Quartier	Betrachtungs- zeitraum	maximale Vorlauftemperatur zentr. Wärmepumpe	Speichervolumen	Nennleistung Wärmepumpe	maximale Ladung	minimale Ladung	Sommerladung	Winterladung	Notladung	Wärmepumpe Sommerladung	Wärmepumpe Winterladung	Wärmepumpen kumuliert	Gesamtsystem	Autarkie durch Photovoltaikstrom	
		[°C]	[m³]	[kW]	[d]	[d]	[%]	[%]	[%]					[%]	
Neubaugebiet	2045 Jahr	70	1000	151,9	20	193	25,9	50,2	23,9	3,57	4,87	1,87	1,73	20,4	
		70	2000	181,8	20	168	30,9	52,9	16,1	3,73	4,84	2,10	1,91	26,6	
		70	3000	211,9	20	159	35,7	54,6	9,8	3,82	4,83	2,32	2,10	33,9	
		70	4000	245,0	20	145	40,4	53,6	6,0	3,86	4,79	2,49	2,22	40,3	
		70	5000	276,6	20	135	44,9	51,4	3,6	3,90	4,76	2,60	2,30	45,9	
		70	6000	312,0	20	130	49,3	49,7	1,0	3,91	4,77	2,75	2,41	52,4	
		70	7000	348,0	20	125	53,6	46,2	0,2	3,92	4,77	2,81	2,44	56,4	
		70	8000	380,0	20	114	57,6	42,4	0,0	3,93	4,74	2,83	2,44	59,0	
		70	9000	415,0	20	104	61,5	38,5	0,0	3,94	4,72	2,84	2,43	60,9	
		70	10000	448,0	20	97	65,2	34,8	0,0	3,95	4,71	2,85	2,41	62,6	
		70	11000	482,0	20	92	68,9	31,1	0,0	3,96	4,76	2,86	2,40	64,1	
		70	12000	517,0	20	87	72,4	27,6	0,0	3,96	4,81	2,88	2,39	65,7	
		70	13000	552,0	20	79	75,8	24,2	0,0	3,97	4,80	2,89	2,38	67,0	
		70	14000	587,0	20	73	79,1	20,9	0,0	3,97	4,86	2,90	2,37	68,1	
		70	15000	622,0	20	66	82,2	17,8	0,0	3,97	4,88	2,90	2,36	69,0	
		70	16000	657,0	20	55	85,3	14,7	0,0	3,97	4,88	2,91	2,35	69,8	
		70	17000	690,0	20	50	88,2	11,8	0,0	3,98	4,94	2,92	2,33	70,9	
		70	18000	725,0	20	41	91,0	9,0	0,0	3,98	4,94	2,93	2,32	71,4	
		70	19000	758,5	20	26	93,8	6,2	0,0	3,98	4,92	2,93	2,30	71,6	
		70	20000	792,0	20	18	96,4	3,6	0,0	3,99	5,05	2,94	2,29	72,1	
70	21000	825,0	20	7	98,8	1,2	0,0	3,99	5,13	2,94	2,27	72,2			
Speicher- temperaturen		Strombedarfe						Entnahme				Verluste			
Starttemperatur	Endtemperatur	Sommerladung	Winterladung	dez. Nacherwärmung HZ	dez. Nacherwärmung TWW	Notheizung	gesamt	Entn. HZ ohne Nacherwärmung	Entn. HZ mit Nacherwärmung	Entn. TWW ohne Nacherwärmung	Entn. TWW mit Nacherwärmung	Energieverluste Speicher	Energieverluste Netz	Energieverluste gesamt	Speicherverhältnis
[°C]	[°C]	[MWh]	[MWh]	[MWh]	[MWh]	[MWh]	[MWh]	[MWh]	[MWh]	[MWh]	[MWh]	[%]	[%]	[%]	
70	49,0	95,1	135,2	192,2	54,0	313,5	790,0	12,2	875,6	61,5	169,3	1,6	7,7	9,3	0,062
70	58,5	111,1	146,7	186,8	52,5	216,5	713,7	32,5	860,6	63,5	168,7	2,6	7,9	10,5	0,124
70	62,3	128,2	155,1	181,3	52,0	134,0	650,6	47,7	851,0	60,2	172,6	3,5	8,0	11,5	0,185
70	64,4	146,7	156,8	176,0	51,0	84,1	614,6	61,2	842,8	61,3	172,5	4,4	8,1	12,5	0,245
70	65,7	165,1	154,5	170,6	50,2	52,1	592,5	80,5	828,9	61,7	172,8	5,2	8,2	13,4	0,305
70	66,6	184,7	152,5	164,5	49,2	14,4	565,4	102,5	812,9	64,0	171,6	5,9	8,4	14,3	0,363
70	67,3	204,3	144,8	158,8	47,9	3,4	559,3	124,6	796,6	69,5	167,4	6,7	8,4	15,1	0,421
70	67,8	222,8	136,0	153,4	47,1	0,0	559,3	146,6	780,0	72,0	165,7	7,4	8,5	15,9	0,479
70	68,2	241,9	126,2	148,4	46,2	0,0	562,8	167,3	764,3	74,1	164,4	8,1	8,6	16,7	0,536
70	68,5	260,7	116,4	143,5	45,4	0,0	566,0	187,3	749,2	76,1	163,3	8,8	8,6	17,4	0,593
70	68,7	279,5	105,0	138,6	44,7	0,0	567,8	208,0	733,4	77,5	162,5	9,5	8,7	18,1	0,649
70	69,0	298,5	93,8	133,6	44,1	0,0	570,1	229,7	716,6	79,0	161,7	10,1	8,7	18,8	0,705
70	69,1	317,3	83,8	128,5	43,5	0,0	573,1	253,3	698,2	80,2	161,1	10,8	8,7	19,5	0,760
70	69,3	336,5	72,7	123,4	42,9	0,0	575,5	277,3	679,3	81,2	160,7	11,4	8,8	20,2	0,815
70	69,5	355,4	62,7	118,3	42,3	0,0	578,7	300,6	661,1	82,3	160,2	12,0	8,8	20,8	0,869
70	69,6	374,4	52,7	113,1	41,7	0,0	582,0	325,6	641,3	83,5	159,6	12,6	8,8	21,4	0,922
70	69,7	392,8	42,3	108,4	41,2	0,0	584,7	345,9	625,7	84,3	159,3	13,2	8,9	22,1	0,976
70	69,8	411,7	32,7	103,7	40,6	0,0	588,7	366,8	609,5	85,6	158,6	13,8	8,9	22,7	1,028
70	69,9	430,4	23,1	99,2	40,0	0,0	592,6	385,9	595,0	86,4	158,5	14,4	8,9	23,3	1,081
70	70,0	448,9	13,4	95,0	39,3	0,0	596,6	401,4	583,6	87,5	158,0	15,0	8,9	23,9	1,133
70	70,0	466,9	4,3	90,3	38,5	0,0	600,0	422,7	567,0	89,0	157,3	15,6	9,0	24,6	1,185

Tabelle A.1: tabellarische Darstellung der Ergebnisse bei verschiedenen Speichervolumina, eigene Darstellung

Anhang B

Ergebnisse Nennleistung Wärmepumpe

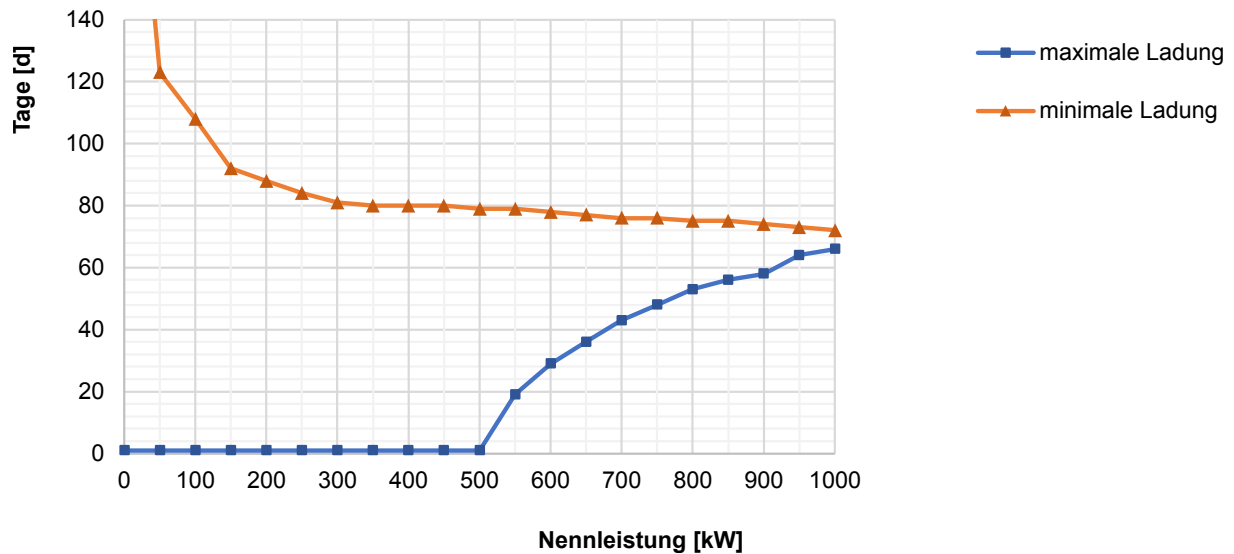


Abbildung B.1: Darstellung der Tage mit minimaler und maximaler Ladetemperatur des Speichers bei verschiedenen Nennwärmeleistungen der zentralen Wärmepumpe, eigene Darstellung

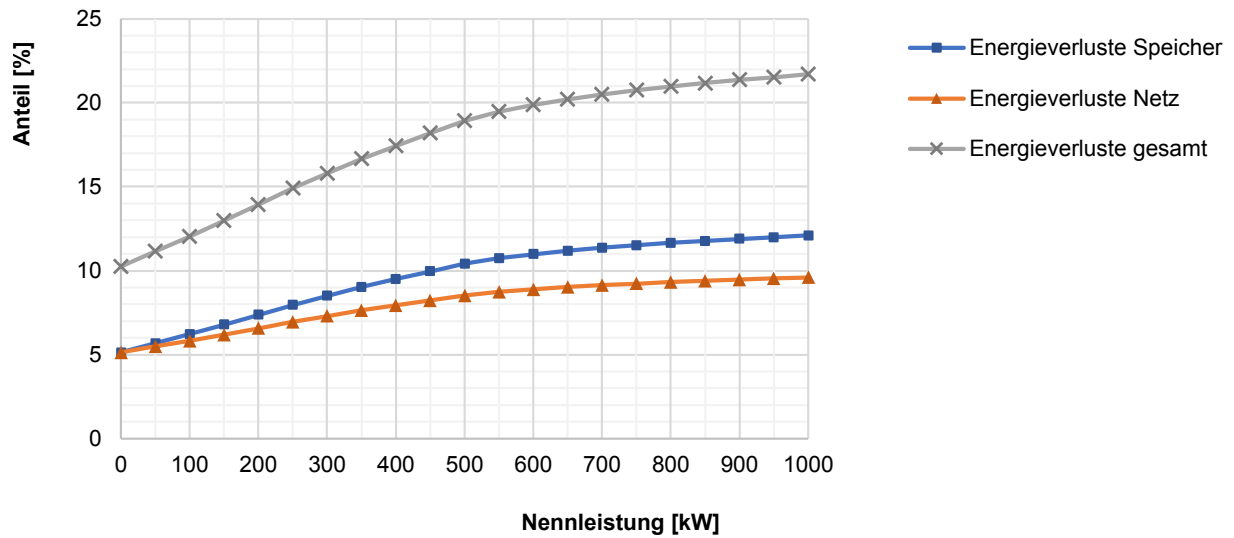


Abbildung B.2: Darstellung des Anteils der Energieverluste an der ausgespeicherten Energie bei verschiedenen Nennwärmeleistungen der zentralen Wärmepumpe, eigene Darstellung

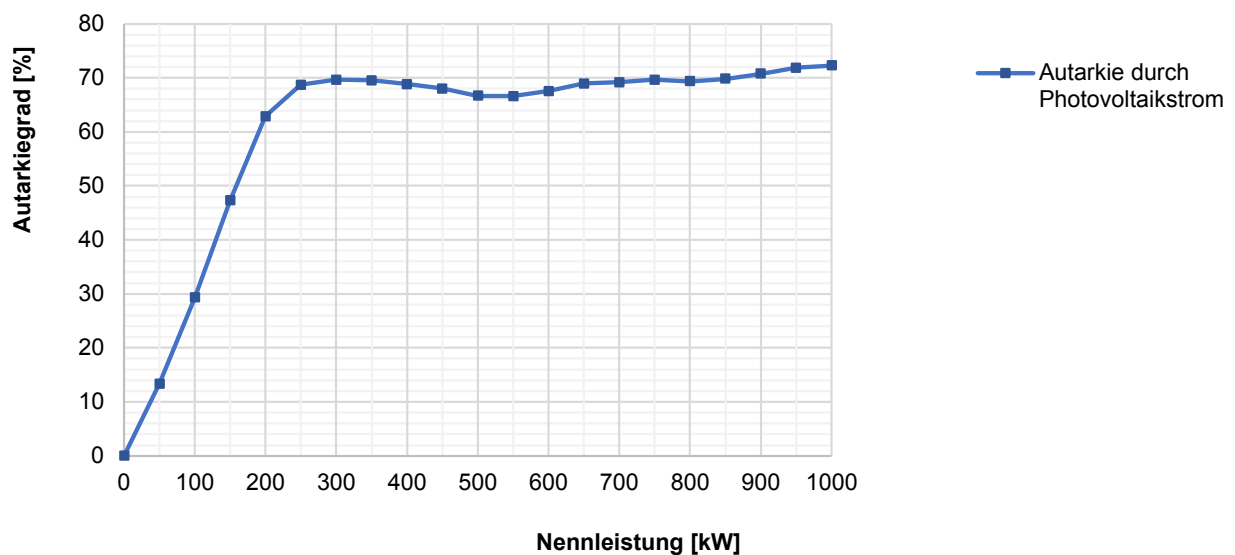


Abbildung B.3: Darstellung des Autarkiegrades durch Eigenverbrauch von PV-Strom bei verschiedenen Nennwärmeleistungen der zentralen Wärmepumpe, eigene Darstellung

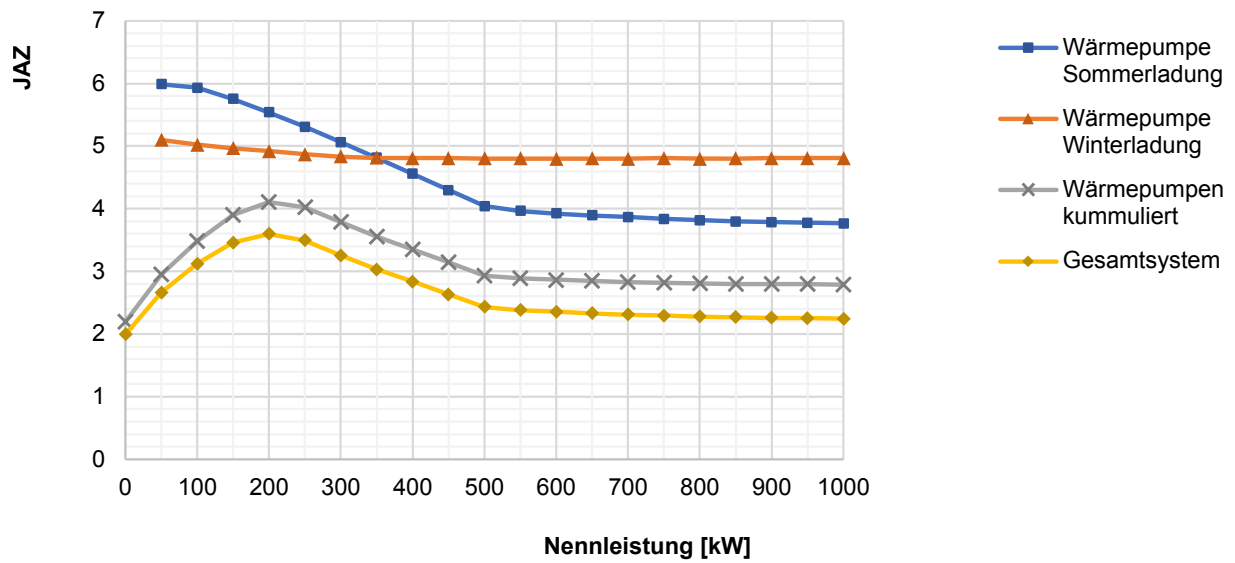


Abbildung B.4: Darstellung der JAZ bei verschiedenen Nennwärmeleistungen der zentralen Wärmepumpe, eigene Darstellung

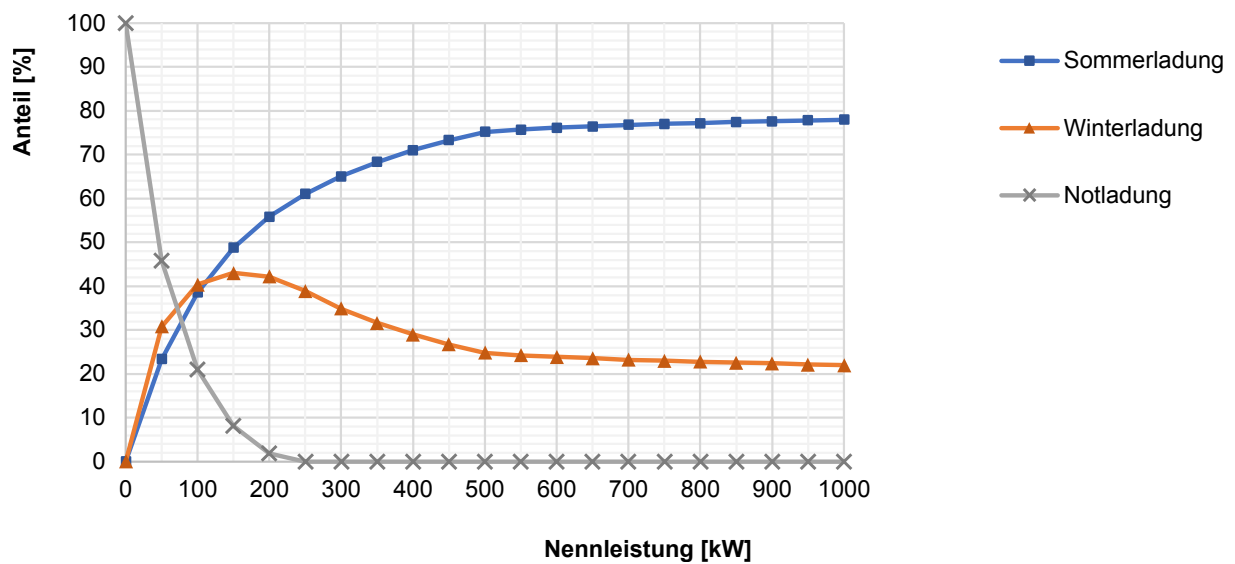


Abbildung B.5: Darstellung der Beladeanteile des Saisonspeichers bei verschiedenen Nennwärmeleistungen der zentralen Wärmepumpe, eigene Darstellung

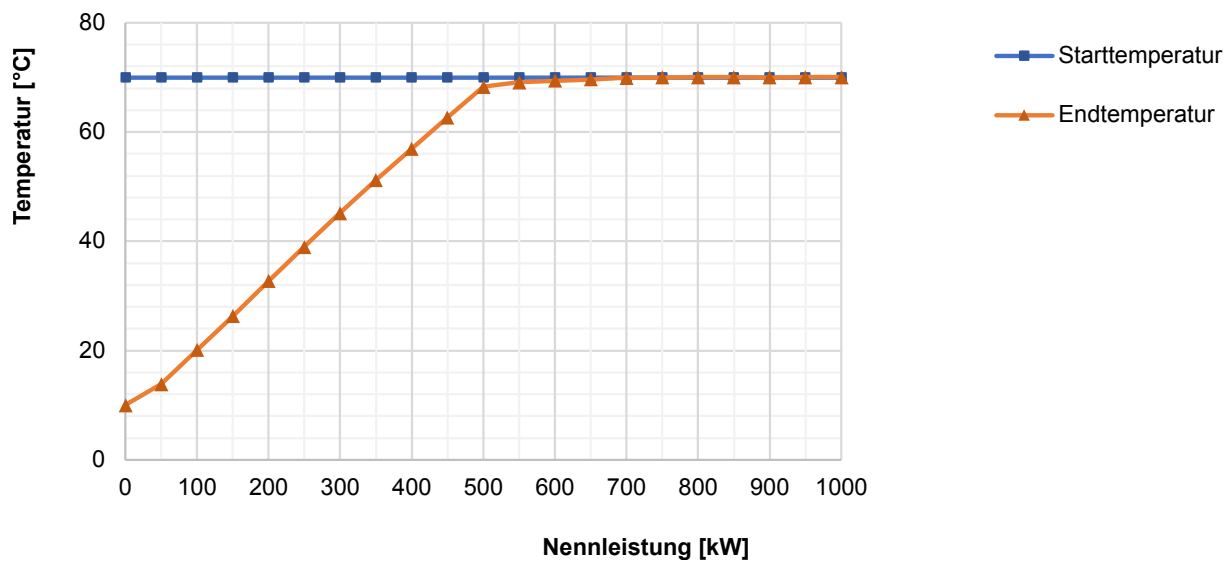


Abbildung B.6: Darstellung der Speicher Start- und Endtemperatur bei verschiedenen Nennwärmeleistungen der zentralen Wärmepumpe, eigene Darstellung

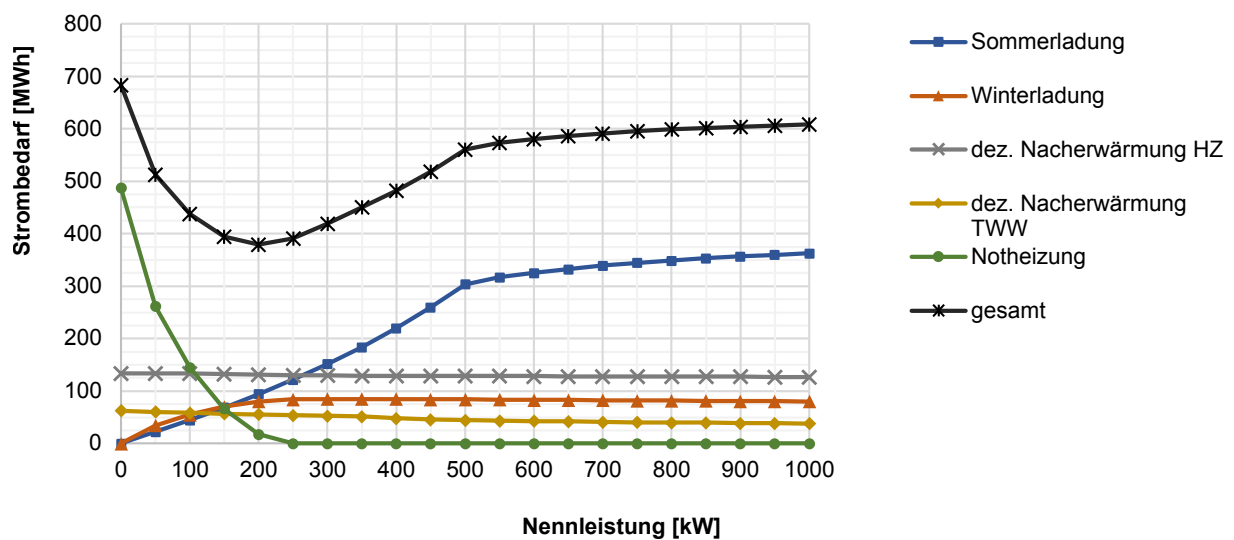


Abbildung B.7: Darstellung der Strombedarfe bei verschiedenen Nennwärmeleistungen der zentralen Wärmepumpe, eigene Darstellung

Vergleiche					Tage		Anteil Ladeleistung			JAZ				PV	
Quartier	Betrachtungs- zeitraum	maximale Vorlauftemperatur zentr. Wärmepumpe	Speichervolumen	Nennleistung Wärmepumpe	maximale Ladung	minimale Ladung	Sommerladung	Winterladung	Notladung	Wärmepumpe Sommerladung	Wärmepumpe Winterladung	Wärmepumpen kumuliert	Gesamtsystem	Autarkie durch Photovoltaikstrom	
		[°C]	[m³]	[kW]	[d]	[d]	[%]	[%]	[%]					[%]	
Neubaugebiet	2045 Jahr	70	13000	0	1	245	0,0	0,0	100,0			2,19	2,00	0,0	
		70	13000	50	1	123	23,4	30,8	45,9	5,99	5,10	2,95	2,66	13,3	
		70	13000	100	1	108	38,5	40,4	21,1	5,93	5,02	3,49	3,12	29,3	
		70	13000	150	1	92	48,8	43,0	8,2	5,76	4,97	3,90	3,46	47,3	
		70	13000	200	1	88	55,9	42,2	1,9	5,54	4,92	4,10	3,60	62,9	
		70	13000	250	1	84	61,1	38,9	0,0	5,31	4,87	4,02	3,49	68,7	
		70	13000	300	1	81	65,1	34,9	0,0	5,06	4,83	3,79	3,26	69,7	
		70	13000	350	1	80	68,3	31,7	0,0	4,81	4,81	3,56	3,03	69,5	
		70	13000	400	1	80	71,0	29,0	0,0	4,56	4,81	3,35	2,83	68,8	
		70	13000	450	1	80	73,3	26,7	0,0	4,30	4,81	3,14	2,63	68,0	
		70	13000	500	1	79	75,2	24,8	0,0	4,04	4,80	2,93	2,43	66,7	
		70	13000	550	19	79	75,7	24,3	0,0	3,97	4,80	2,89	2,38	66,6	
		70	13000	600	29	78	76,1	23,9	0,0	3,93	4,80	2,86	2,35	67,6	
		70	13000	650	36	77	76,4	23,6	0,0	3,89	4,80	2,85	2,33	68,9	
		70	13000	700	43	76	76,8	23,2	0,0	3,87	4,80	2,83	2,31	69,2	
		70	13000	750	48	76	77,0	23,0	0,0	3,84	4,81	2,82	2,29	69,7	
		70	13000	800	53	75	77,2	22,8	0,0	3,82	4,80	2,81	2,28	69,4	
		70	13000	850	56	75	77,5	22,5	0,0	3,80	4,80	2,80	2,27	69,8	
		70	13000	900	58	74	77,6	22,4	0,0	3,78	4,81	2,80	2,26	70,8	
		70	13000	950	64	73	77,8	22,2	0,0	3,78	4,81	2,79	2,25	71,8	
70	13000	1000	66	72	78,0	22,0	0,0	3,77	4,81	2,79	2,24	72,3			
Speicher- temperaturen		Strombedarfe					Entnahme				Verluste				
Starttemperatur	Endtemperatur	Sommerladung	Winterladung	dez. Nacherwärmung HZ	dez. Nacherwärmung TWW	Notheizung	gesamt	Entn. HZ ohne Nacherwärmung	Entn. HZ mit Nacherwärmung	Entn. TWW ohne Nacherwärmung	Entn. TWW mit Nacherwärmung	Energieverluste Speicher	Energieverluste Netz	Energieverluste gesamt	Speicherverhältnis
[°C]	[°C]	[MWh]	[MWh]	[MWh]	[MWh]	[MWh]	[MWh]	[MWh]	[MWh]	[MWh]	[MWh]	[%]	[%]	[%]	
70	10,0	0,0	0,0	134,1	62,7	487,0	683,8	243,0	702,9	32,9	189,2	5,1	5,1	10,2	0,776
70	13,9	22,2	34,4	133,9	60,5	261,5	512,5	243,4	702,7	33,0	191,3	5,7	5,5	11,1	0,775
70	20,1	44,8	55,4	133,5	58,7	145,2	437,5	244,4	702,1	33,1	193,0	6,2	5,8	12,0	0,773
70	26,3	68,7	70,2	132,5	57,0	66,1	394,4	245,3	702,2	33,2	194,6	6,8	6,2	13,0	0,771
70	32,7	94,2	80,1	131,8	55,4	17,5	379,2	246,3	701,9	33,3	196,1	7,4	6,6	13,9	0,770
70	39,0	121,7	84,6	130,4	54,0	0,0	390,6	247,2	702,4	33,4	197,4	8,0	6,9	14,9	0,768
70	45,2	151,4	85,1	129,7	52,8	0,0	419,0	248,6	701,8	33,5	198,5	8,5	7,3	15,8	0,767
70	51,2	183,9	85,2	129,3	51,8	0,0	450,2	249,5	701,2	33,6	199,4	9,0	7,6	16,7	0,766
70	57,0	219,6	84,9	129,1	48,1	0,0	481,8	250,4	700,5	55,2	181,5	9,5	7,9	17,4	0,763
70	62,7	259,4	84,5	128,9	46,0	0,0	518,8	251,4	699,7	67,7	171,1	10,0	8,2	18,2	0,762
70	68,3	303,3	84,2	128,7	44,6	0,0	560,8	252,3	699,0	74,8	165,4	10,4	8,5	18,9	0,761
70	69,1	317,1	83,8	128,5	43,5	0,0	573,0	253,3	698,2	80,1	161,2	10,7	8,7	19,5	0,760
70	69,4	325,3	83,4	128,4	42,7	0,0	579,8	253,7	697,9	83,8	158,3	11,0	8,9	19,9	0,759
70	69,6	332,4	83,0	128,2	42,0	0,0	585,7	254,7	697,1	86,7	156,1	11,2	9,0	20,2	0,759
70	69,9	339,0	82,6	128,1	41,1	0,0	590,7	255,6	696,3	92,1	151,6	11,4	9,1	20,5	0,758
70	70,0	344,4	82,2	127,9	40,5	0,0	595,0	256,8	695,4	94,5	149,8	11,5	9,2	20,7	0,758
70	70,0	348,8	81,9	127,7	40,1	0,0	598,6	257,4	694,9	96,3	148,4	11,7	9,3	21,0	0,757
70	70,0	353,4	81,3	127,6	39,6	0,0	601,9	258,0	694,5	98,6	146,6	11,8	9,4	21,2	0,757
70	70,0	356,7	81,1	127,4	39,0	0,0	604,1	259,2	693,5	101,8	144,0	11,9	9,5	21,4	0,756
70	70,0	359,7	80,5	127,2	38,7	0,0	606,2	259,8	693,0	102,7	143,3	12,0	9,5	21,5	0,756
70	70,0	362,9	80,2	127,0	38,4	0,0	608,5	260,9	692,0	103,8	142,5	12,1	9,6	21,7	0,756

Tabelle B.1: tabellarische Darstellung der Ergebnisse bei verschiedenen Nennwärmeleistungen der zentralen Wärmepumpe, eigene Darstellung

Anhang C

Ergebnisse Vorlauftemperatur zentrale Wärmepumpe

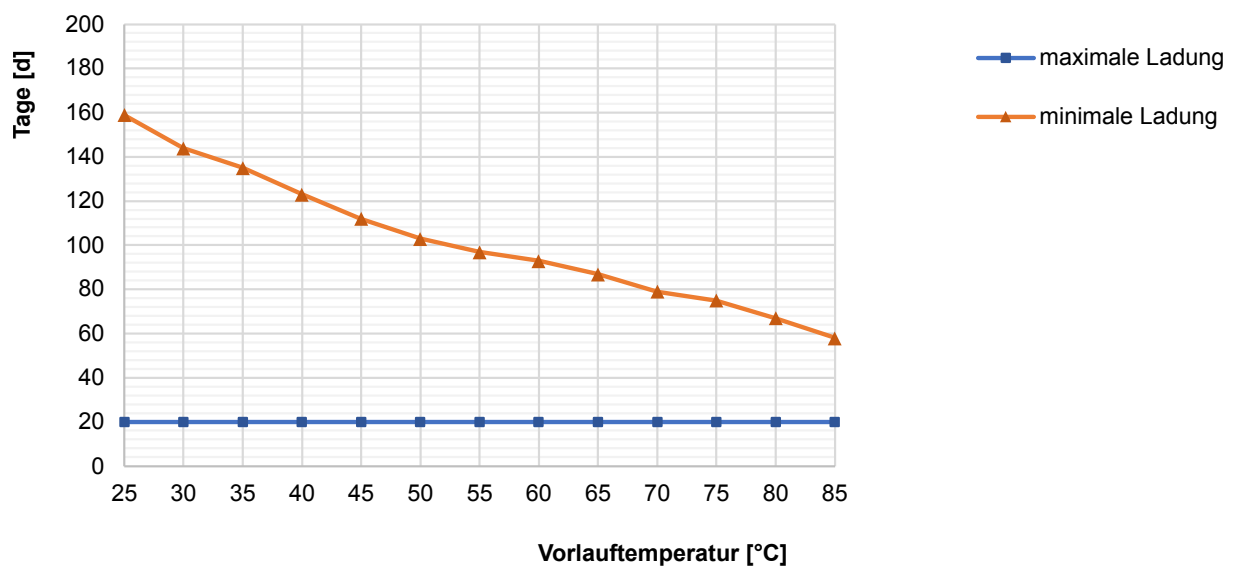


Abbildung C.1: Darstellung der Tage mit minimaler und maximaler Ladetemperatur des Speichers bei verschiedenen maximalen Vorlauftemperaturen der zentralen Wärmepumpe, eigene Darstellung

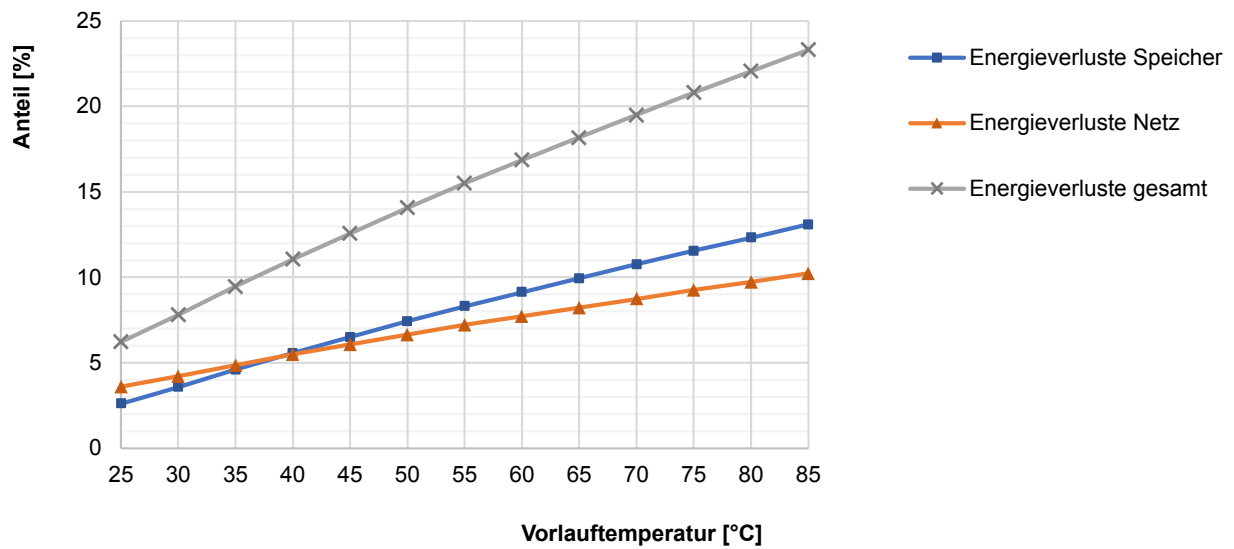


Abbildung C.2: Darstellung des Anteils der Energieverluste an der ausgespeicherten Energie bei verschiedenen maximalen Vorlauftemperaturen der zentralen Wärmepumpe, eigene Darstellung

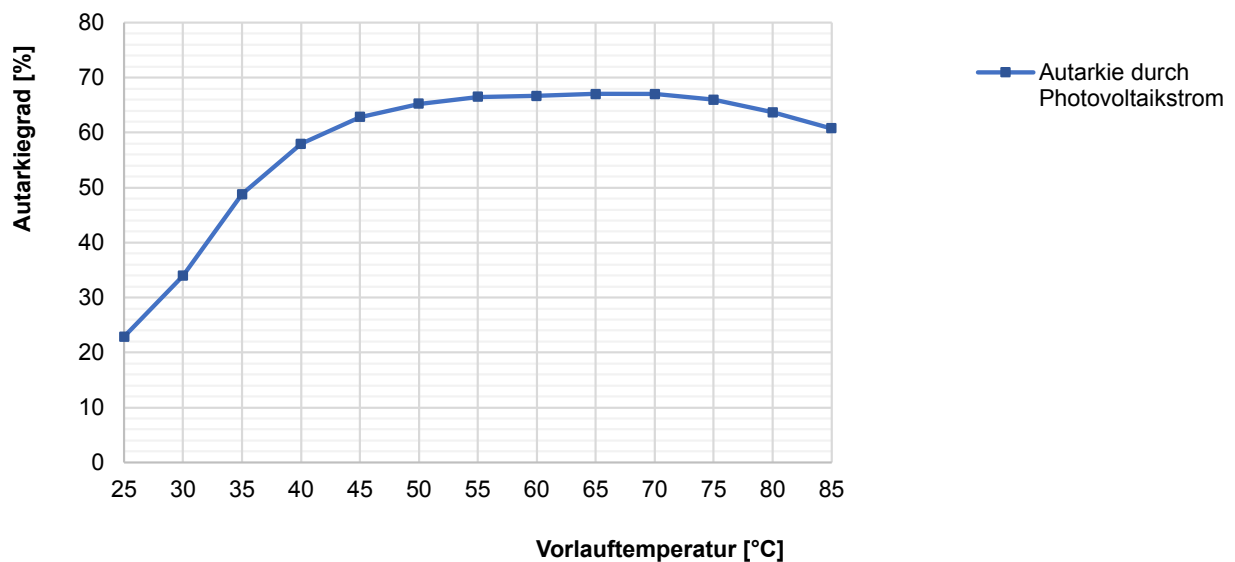


Abbildung C.3: Darstellung des Autarkiegrades durch Eigenverbrauch von Photovoltaikstrom bei verschiedenen maximalen Vorlauftemperaturen der zentralen Wärmepumpe, eigene Darstellung

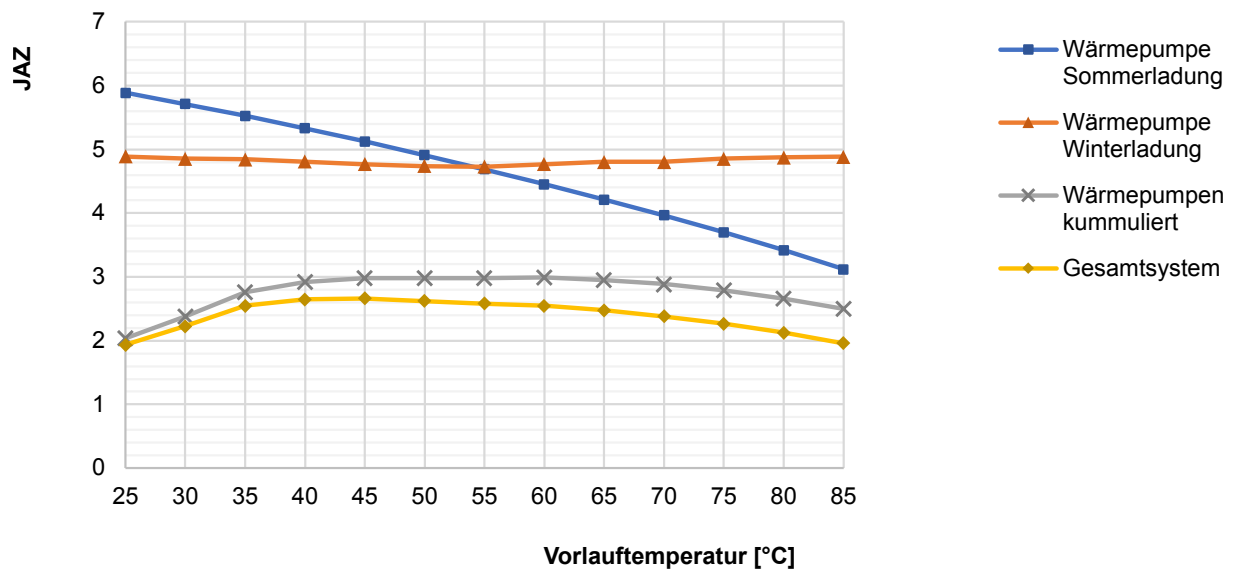


Abbildung C.4: Darstellung der JAZ bei verschiedenen maximalen Vorlauftemperaturen der zentralen Wärmepumpe, eigene Darstellung

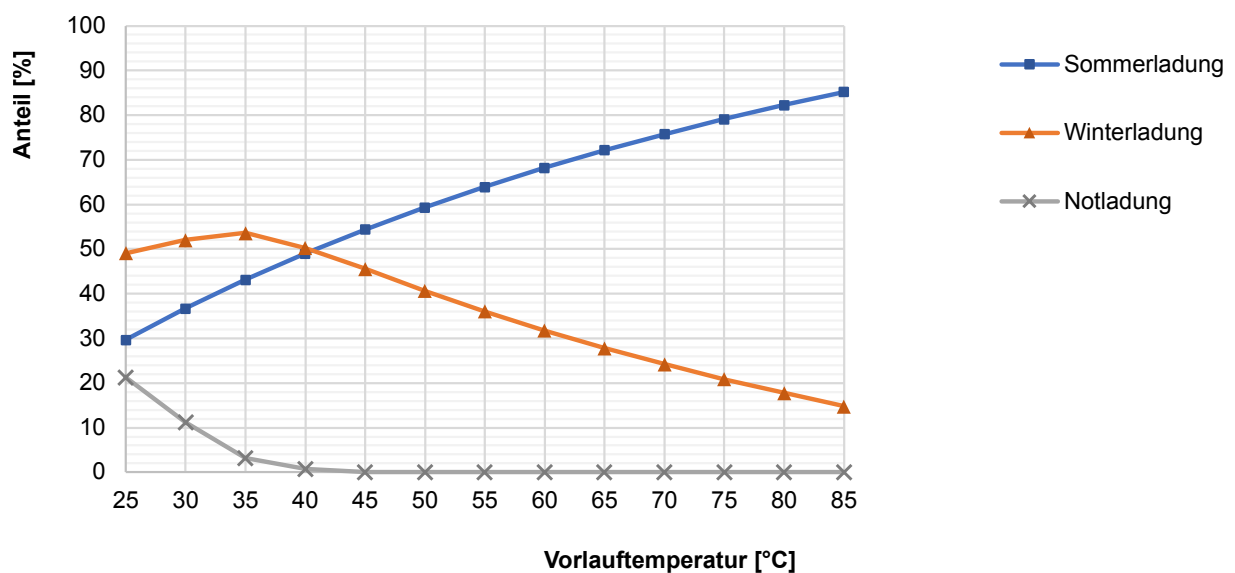


Abbildung C.5: Darstellung der Beladeanteile des Saisonspeichers bei verschiedenen maximalen Vorlauftemperaturen der zentralen Wärmepumpe, eigene Darstellung

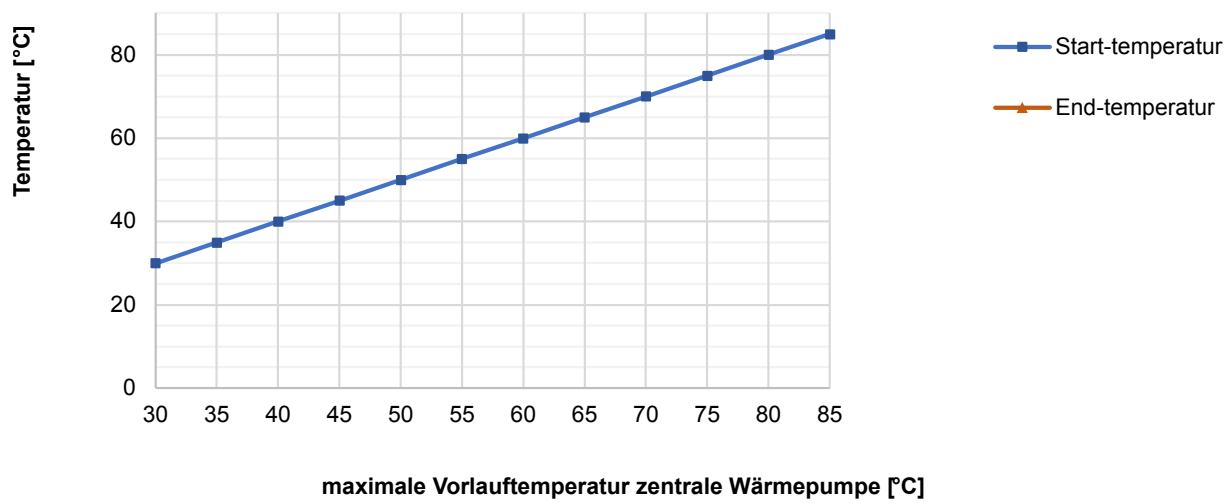


Abbildung C.6: Darstellung der Speicher Start- und Endtemperatur bei verschiedenen maximalen Vorlauftemperaturen der zentralen Wärmepumpe, eigene Darstellung

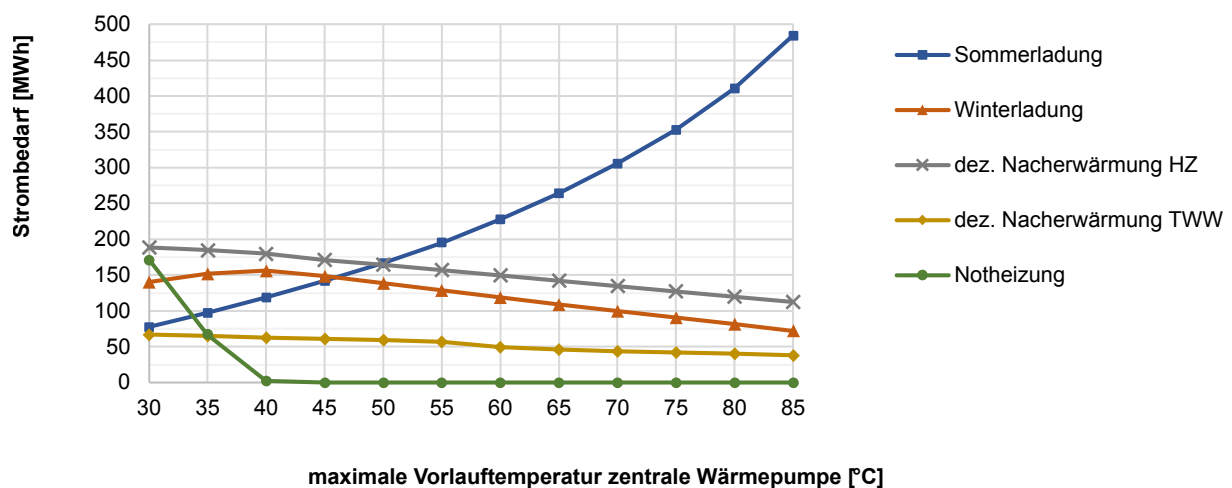


Abbildung C.7: Darstellung der Strombedarfe bei verschiedenen maximalen Vorlauftemperaturen der zentralen Wärmepumpe, eigene Darstellung

Vergleiche					Tage		Anteil Ladeleistung			JAZ				PV	
Quartier	Betrachtungs- zeitraum	maximale Vorlauftemperatur zentr. Wärmepumpe	Speicher-volumen	Nennleistung Wärmepumpe	maximale Ladung	minimale Ladung	Sommerladung	Winterladung	Notladung	Wärmepumpe Sommerladung	Wärmepumpe Winterladung	Wärmepumpen kumuliert	Gesamtsystem	Autarkie durch Photovoltaikstrom	
Neubaugebiet	2045 Jahr	[°C]	[m³]	[kW]	[d]	[d]	[%]	[%]	[%]					[%]	
		20	13000	102,0	20	185	21,6	41,4	37,0	6,04	4,92	1,68	1,61	13,6	
		25	13000	145,6	20	159	29,7	49,1	21,3	5,89	4,89	2,04	1,94	22,9	
		30	13000	187,5	20	144	36,7	52,0	11,3	5,71	4,85	2,38	2,22	34,0	
		35	13000	231,0	20	135	43,1	53,6	3,2	5,53	4,84	2,76	2,54	48,8	
		40	13000	274,0	20	123	49,0	50,2	0,7	5,33	4,81	2,92	2,65	58,0	
		45	13000	318,0	20	112	54,4	45,6	0,0	5,12	4,77	2,98	2,66	62,8	
		50	13000	363,0	20	103	59,4	40,6	0,0	4,91	4,74	2,98	2,62	65,2	
		55	13000	408,0	20	97	63,9	36,1	0,0	4,69	4,73	2,98	2,58	66,5	
		60	13000	456,0	20	93	68,2	31,8	0,0	4,46	4,77	2,99	2,55	66,7	
		65	13000	503,0	20	87	72,2	27,8	0,0	4,21	4,80	2,95	2,48	67,0	
		70	13000	552,0	20	79	75,8	24,2	0,0	3,97	4,80	2,89	2,38	67,0	
		75	13000	602,0	20	75	79,1	20,9	0,0	3,70	4,86	2,79	2,27	66,0	
80	13000	652,0	20	67	82,2	17,8	0,0	3,42	4,87	2,66	2,13	63,7			
85	13000	704,0	20	58	85,2	14,8	0,0	3,12	4,89	2,50	1,96	60,8			
Speicher- temperaturen		Strombedarfe						Entnahme			Verluste				
Start-temperatur	End-temperatur	Sommerladung	Winterladung	dez. Nacherwärmung HZ	dez. Nacherwärmung TWW	Notheizung	gesamt	Entn. HZ ohne Nacherwärmung	Entn. HZ mit Nacherwärmung	Entn. TWW ohne Nacherwärmung	Entn. TWW mit Nacherwärmung	Energieverluste Speicher	Energieverluste Netz	Energieverluste gesamt	Speicher-verhältnis
[°C]	[°C]	[MWh]	[MWh]	[MWh]	[MWh]	[MWh]	[MWh]	[MWh]	[MWh]	[MWh]	[MWh]	[%]	[%]	[%]	
20	19,4	42,4	99,5	194,5	71,7	437,8	845,9	0,0	885,5	0,0	213,1	1,6	3,0	4,6	0,825
25	24,4	61,6	122,8	191,1	69,3	259,9	704,6	0,0	888,9	0,0	215,5	2,6	3,6	6,2	0,821
30	29,4	81,1	135,3	187,5	67,1	142,4	613,5	0,0	892,5	0,0	217,8	3,6	4,2	7,8	0,817
35	34,4	102,0	144,8	182,6	64,8	42,3	536,5	0,0	897,4	0,0	220,0	4,6	4,9	9,5	0,811
40	39,4	124,4	141,2	177,6	62,7	9,8	515,7	0,0	902,4	0,0	222,1	5,6	5,5	11,1	0,806
45	44,4	148,6	133,9	169,3	60,9	0,0	512,6	35,5	875,2	0,0	223,9	6,5	6,1	12,6	0,799
50	49,4	175,2	124,2	161,8	59,1	0,0	520,2	67,4	850,8	0,0	225,7	7,4	6,7	14,1	0,792
55	54,3	204,6	114,4	153,1	56,8	0,0	528,8	115,9	811,0	4,9	223,1	8,3	7,2	15,5	0,785
60	59,2	238,0	103,6	144,6	50,0	0,0	536,1	163,1	772,3	46,7	188,1	9,1	7,7	16,9	0,775
65	64,2	275,2	93,2	136,8	46,1	0,0	551,3	205,5	737,7	67,8	170,9	9,9	8,2	18,2	0,767
70	69,1	317,3	83,8	128,5	43,5	0,0	573,1	253,3	698,2	80,2	161,1	10,8	8,7	19,5	0,760
75	74,1	367,0	73,8	120,0	41,4	0,0	602,2	303,8	656,1	89,0	154,4	11,6	9,2	20,8	0,753
80	79,1	426,0	64,5	112,1	39,4	0,0	641,9	349,8	618,1	97,9	147,5	12,3	9,7	22,1	0,747
85	84,0	498,7	55,2	104,8	37,1	0,0	695,9	389,2	586,0	108,9	138,8	13,1	10,2	23,3	0,741

Tabelle C.1: tabellarische Darstellung der Ergebnisse bei verschiedenen maximalen Vorlauftemperaturen der zentralen Wärmepumpe, eigene Darstellung

Anhang D

Ergebnisse Quartiergrößen

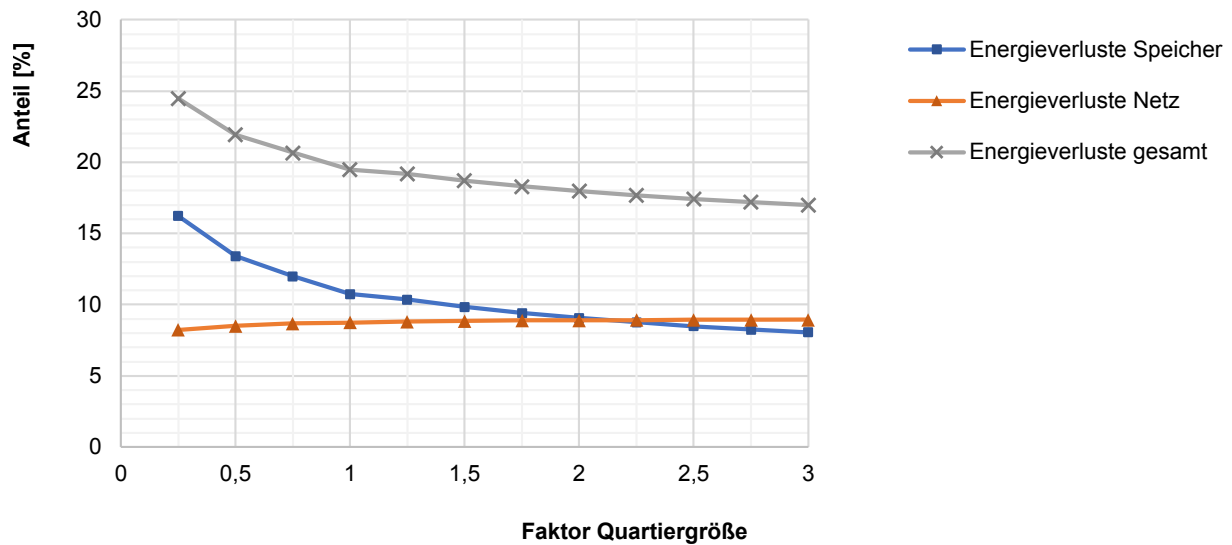


Abbildung D.1: Darstellung des Anteils der Energieverluste an der ausgespeicherten Energie bei verschiedenen Quartiergrößen, eigene Darstellung

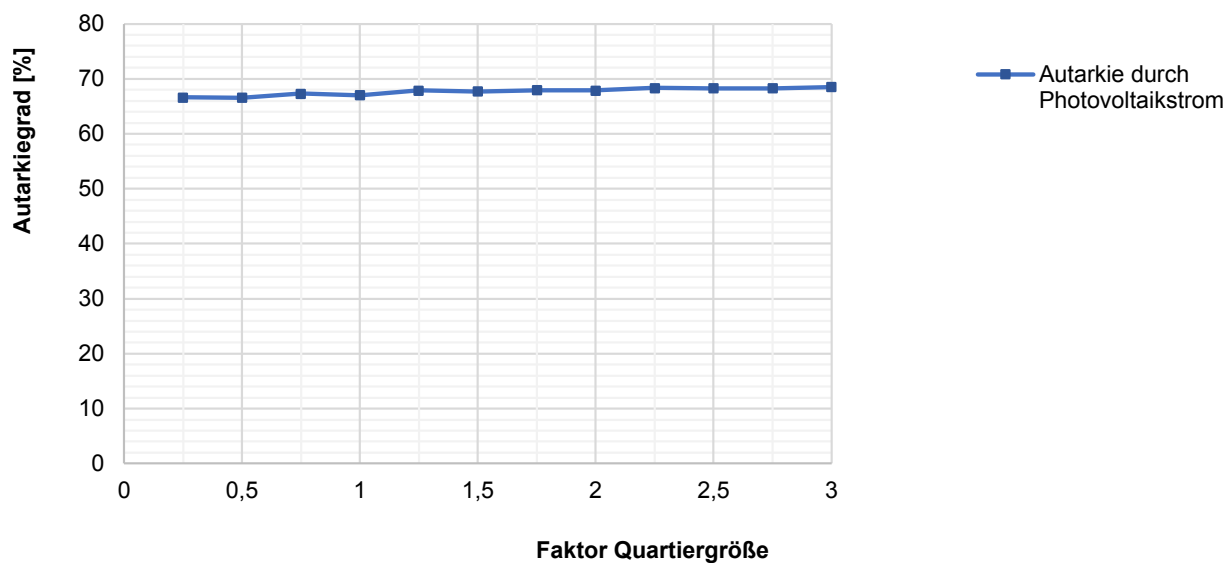


Abbildung D.2: Darstellung des Autarkiegrades durch Eigenverbrauch von Photovoltaikstrom bei verschiedenen Quartiergrößen, eigene Darstellung

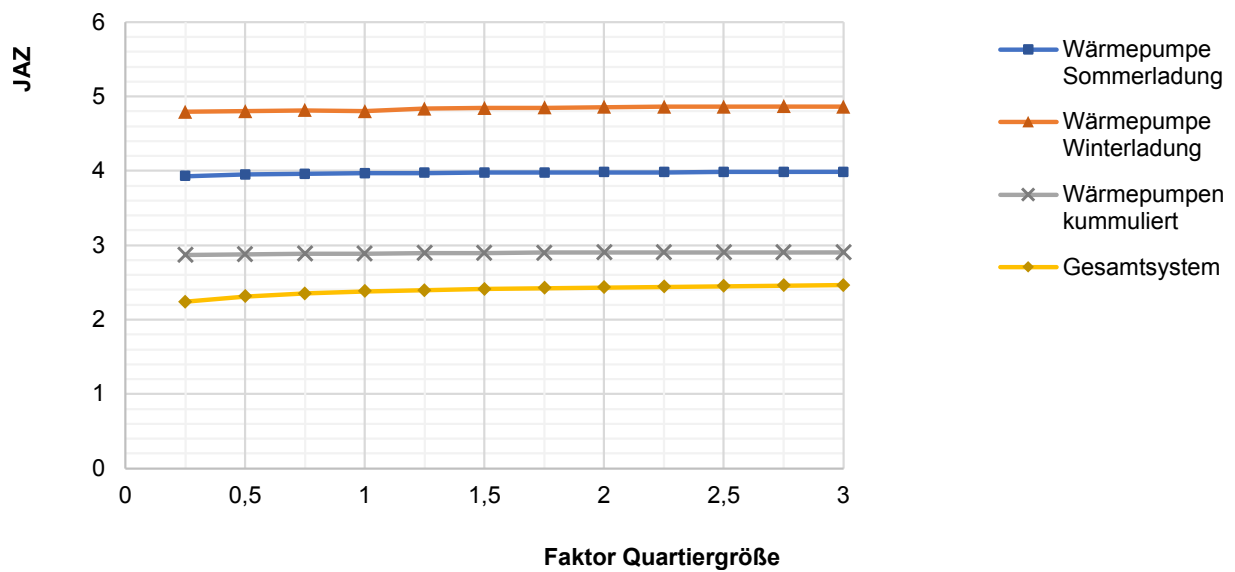


Abbildung D.3: Darstellung der JAZ bei verschiedenen Quartiergrößen, eigene Darstellung

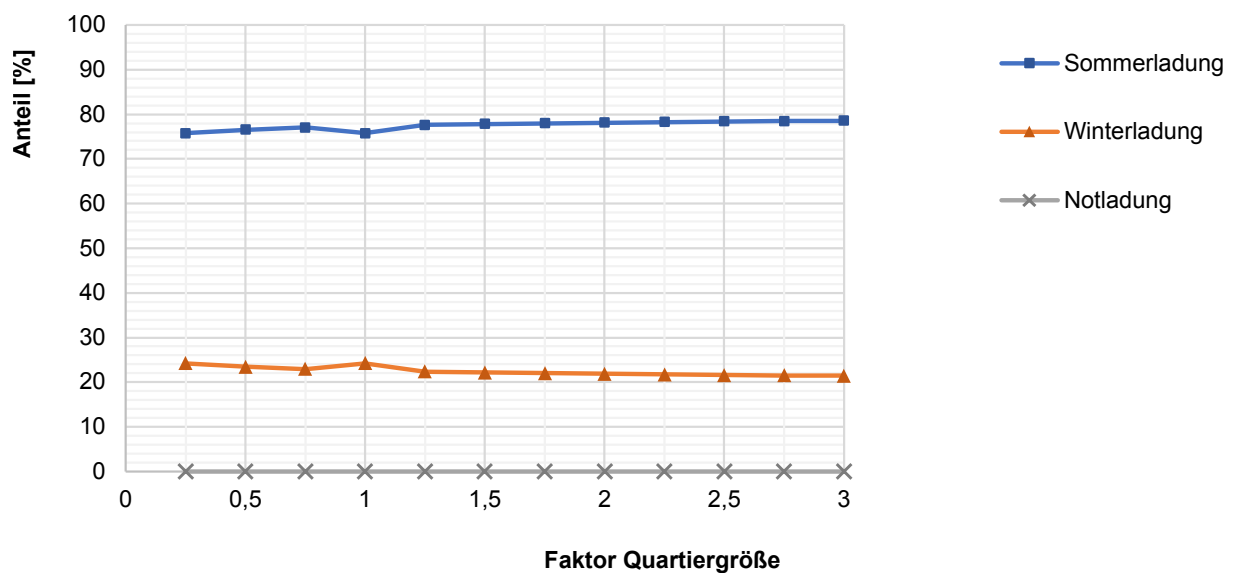


Abbildung D.4: Darstellung der Beladeanteile des Saisonspeichers bei verschiedenen Quartiergrößen, eigene Darstellung

Vergleiche					Tage		Anteil Ladeleistung			JAZ				PV	
Quartier	Betrachtungs- zeitraum	maximale Vorlauftemperatur zentr. Wärmepumpe	Speichervolumen	Nennleistung Wärmepumpe	maximale Ladung	minimale Ladung	Sommerladung	Winterladung	Nottladung	Wärmepumpe Sommerladung	Wärmepumpe Winterladung	Wärmepumpen kumuliert	Gesamtsystem	Autarkie durch Photovoltaikstrom	
		[°C]	[m³]	[kW]	[d]	[d]	[%]	[%]	[%]					[%]	
Neubaubgebiet	2045 Jahr	70	3350	148,0	20	82	75,8	24,2	0,0	3,93	4,79	2,87	2,24	66,6	
		70	6720	288,0	20	78	76,6	23,4	0,0	3,95	4,80	2,88	2,31	66,6	
		70	10098	429,0	20	77	77,0	23,0	0,0	3,96	4,82	2,89	2,35	67,3	
		70	13000	552,0	20	79	75,8	24,2	0,0	3,97	4,80	2,89	2,38	67,0	
		70	16857	708,0	20	75	77,6	22,4	0,0	3,97	4,84	2,89	2,40	67,9	
		70	20250	847,0	20	74	77,8	22,2	0,0	3,97	4,84	2,90	2,41	67,7	
		70	23630	985,0	20	75	78,0	22,0	0,0	3,98	4,85	2,90	2,42	67,9	
		70	27029	1125,0	20	74	78,1	21,9	0,0	3,98	4,86	2,90	2,43	67,9	
		70	30434	1265,0	20	74	78,3	21,7	0,0	3,98	4,86	2,90	2,44	68,3	
		70	33805	1403,0	20	73	78,4	21,6	0,0	3,98	4,86	2,90	2,45	68,3	
70	37206	1540,0	20	74	78,5	21,5	0,0	3,98	4,87	2,90	2,46	68,3			
70	40593	1680,0	20	73	78,6	21,4	0,0	3,99	4,86	2,91	2,46	68,5			
Speicher- temperaturen		Strombedarfe					Entnahme			Verluste					
Starttemperatur	Endtemperatur	Sommerladung	Winterladung	dez. Nacherwärmung HZ	dez. Nacherwärmung TWW	Notheizung	gesamt	Entn. HZ ohne Nacherwärmung	Entn. HZ mit Nacherwärmung	Entn. TWW ohne Nacherwärmung	Entn. TWW mit Nacherwärmung	Energieverluste Speicher	Energieverluste Netz	Energieverluste gesamt	Speicher Verhältnis
[°C]	[°C]	[MWh]	[MWh]	[MWh]	[MWh]	[MWh]	[MWh]	[MWh]	[MWh]	[MWh]	[MWh]	[%]	[%]	[%]	
70	68,5	85,8	22,5	33,2	11,0	0,0	152,4	57,3	179,5	19,7	40,5	16,2	8,2	24,5	0,760
70	68,9	166,6	42,0	64,6	21,8	0,0	295,0	124,0	351,4	39,9	80,8	13,4	8,5	21,9	0,760
70	69,1	247,0	60,5	95,5	32,5	0,0	435,5	193,5	521,0	60,3	120,8	12,0	8,7	20,7	0,760
70	69,1	317,3	83,8	128,5	43,5	0,0	573,1	253,3	698,2	80,2	161,1	10,8	8,7	19,5	0,760
70	69,3	405,6	96,1	156,4	53,9	0,0	712,1	337,3	856,3	101,1	201,0	10,4	8,8	19,2	0,760
70	69,4	485,0	113,3	186,6	64,6	0,0	849,5	410,8	1022,6	121,6	241,0	9,8	8,9	18,7	0,760
70	69,4	563,3	130,6	216,7	75,3	0,0	985,9	484,5	1188,8	141,7	281,4	9,4	8,9	18,3	0,760
70	69,5	642,2	147,1	246,6	86,0	0,0	1121,9	558,7	1354,7	162,2	321,5	9,1	8,9	18,0	0,760
70	69,5	720,4	163,9	276,4	96,5	0,0	1257,2	634,2	1519,4	183,3	361,0	8,8	8,9	17,7	0,760
70	69,5	798,8	180,4	306,3	107,2	0,0	1392,7	709,2	1684,5	203,4	401,4	8,5	8,9	17,4	0,760
70	69,6	877,2	197,0	335,9	117,8	0,0	1527,9	785,2	1848,9	223,9	441,5	8,3	8,9	17,2	0,760
70	69,6	954,7	213,3	365,6	128,4	0,0	1662,0	861,0	2013,4	244,7	481,3	8,1	8,9	17,0	0,760

Tabelle D.1: tabellarische Darstellung der Ergebnisse bei verschiedenen Quartiergrößen, eigene Darstellung

Anhang E

Ergebnisse Quartierarten

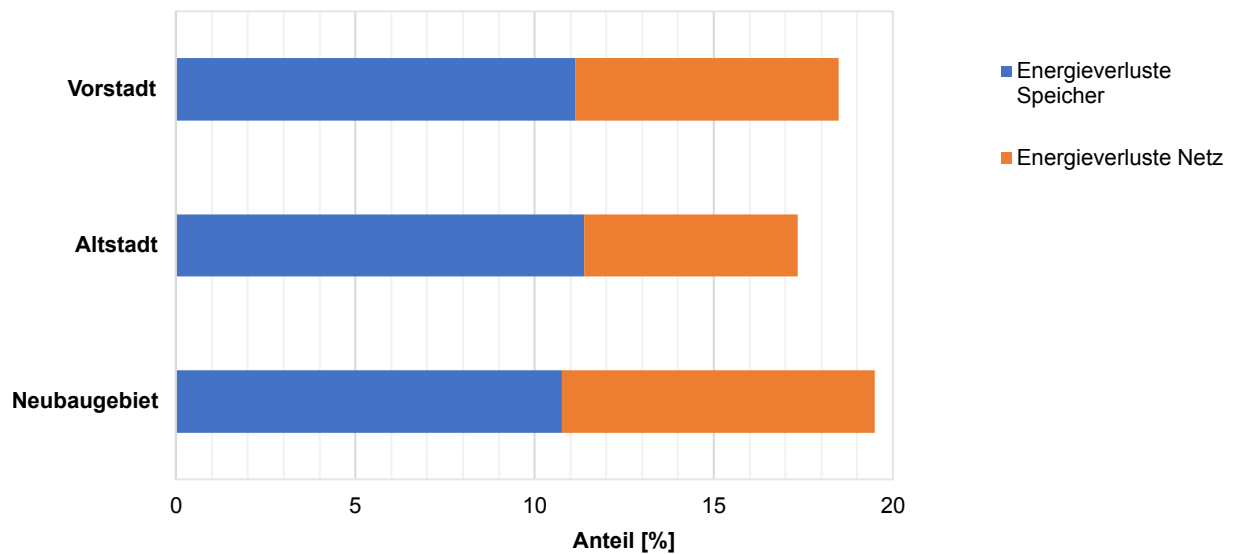


Abbildung E.1: Darstellung des Anteils der Energieverluste an der ausgespeicherten Energie bei verschiedenen Quartierarten, eigene Darstellung

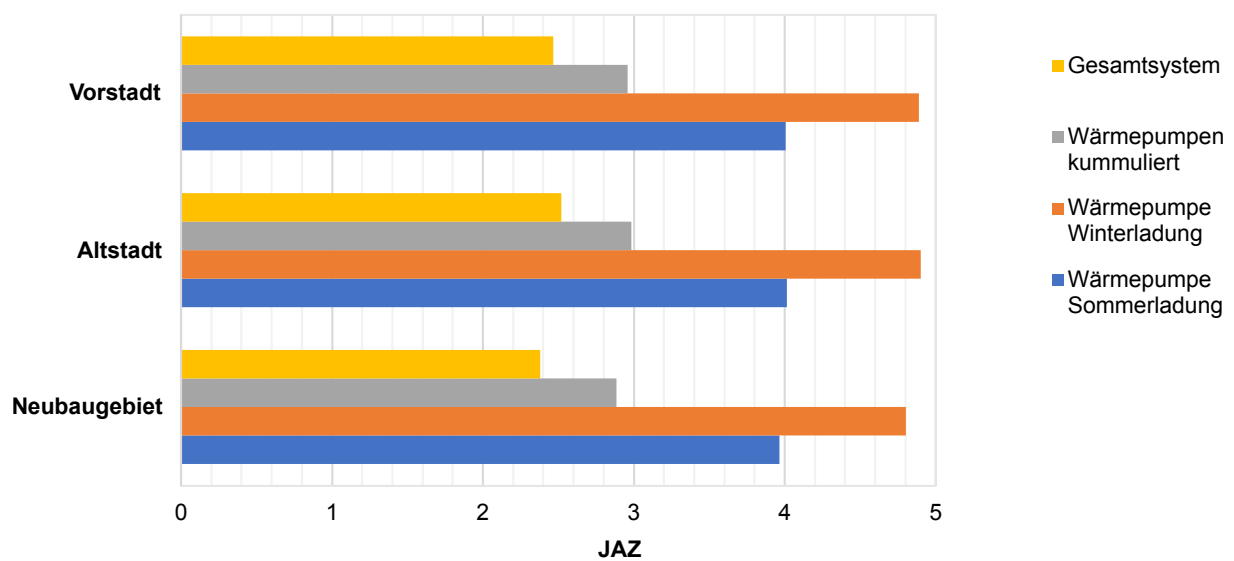


Abbildung E.2: Darstellung der JAZ bei verschiedenen Quartierarten, eigene Darstellung

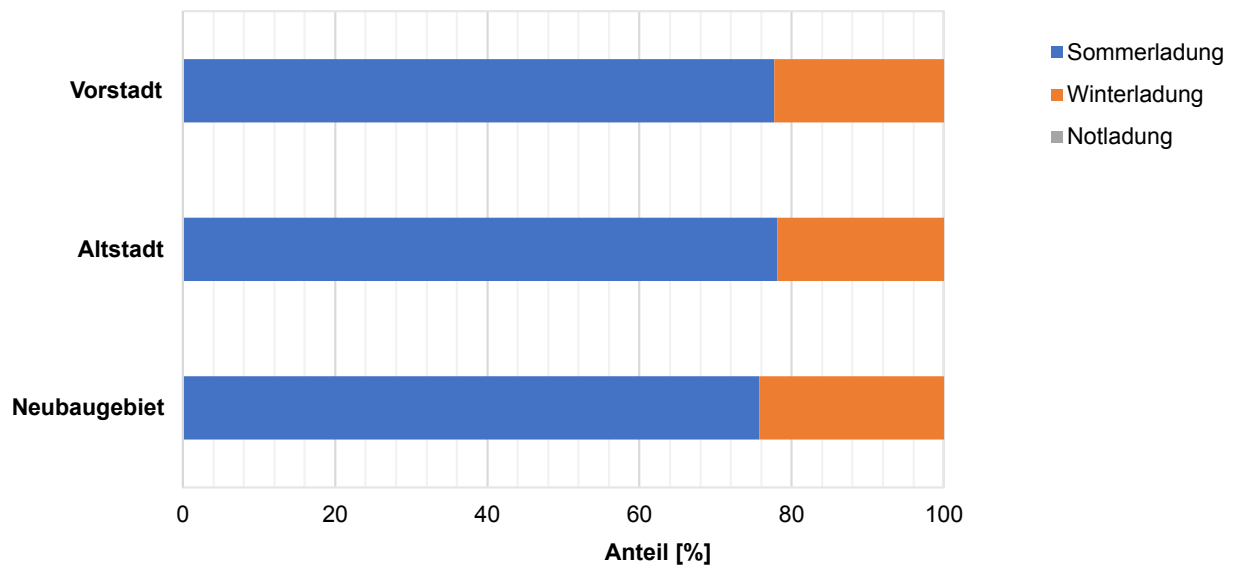


Abbildung E.3: Darstellung der Beladeanteile des Saisonspeichers bei verschiedenen Quartierarten, eigene Darstellung

Vergleiche					Tage		Anteil Ladeleistung			JAZ				PV	
Quartier	Betrachtungs- zeitraum	maximale Vorlauftemperatur zentr. Wärmepumpe [°C]	Speichervolumen [m³]	Nennleistung Wärmepumpe [kW]	maximale Ladung [d]	minimale Ladung [d]	Sommerladung [%]	Winterladung [%]	Notladung [%]	Wärmepumpe Sommerladung	Wärmepumpe Winterladung	Wärmepumpen kumuliert	Gesamtsystem	Autarkie durch Photovoltaikstrom [%]	
Neubaugebiet	2045 Jahr	70	13000	552,0	20	79	75,8	24,2	0,0	3,97	4,80	2,89	2,38	67,0	
Altstadt		70	13635	554,0	20	73	78,1	21,9	0,0	4,01	4,90	2,98	2,52	68,7	
Vorstadt		70	13549	558,0	20	74	77,7	22,3	0,0	4,01	4,89	2,96	2,47	68,2	
Speicher- temperaturen		Strombedarfe					Entnahme			Verluste					
Starttemperatur	Endtemperatur	Sommerladung	Winterladung	dez. Nacherwärmung HZ	dez. Nacherwärmung TWW	Notheizung	gesamt	Entn. HZ ohne Nacherwärmung	Entn. HZ mit Nacherwärmung	Entn. TWW ohne Nacherwärmung	Entn. TWW mit Nacherwärmung	Energieverluste Speicher	Energieverluste Netz	Energieverluste gesamt	Speicher Verhältnis
[°C]	[°C]	[MWh]	[MWh]	[MWh]	[MWh]	[MWh]	[MWh]	[MWh]	[MWh]	[MWh]	[MWh]	[%]	[%]	[%]	
70	69,1	317,3	83,8	128,5	43,5	0,0	573,1	253,3	698,2	80,2	161,1	10,8	8,7	19,5	0,760
70	69,25	311,6	71,48	133,7	25,98	0	542,7	328,1	733,7	47,74	97,24	11,38	5,965	17,34	0,760
70	69,0	315,8	74,3	134,7	26,9	0,0	551,7	314,3	736,6	48,5	100,2	11,1	7,3	18,5	0,760

Tabelle E.1: tabellarische Darstellung der Ergebnisse bei verschiedenen Quartierarten, eigene Darstellung

Anhang F

Ergebnisse Betrachtungszeiträume

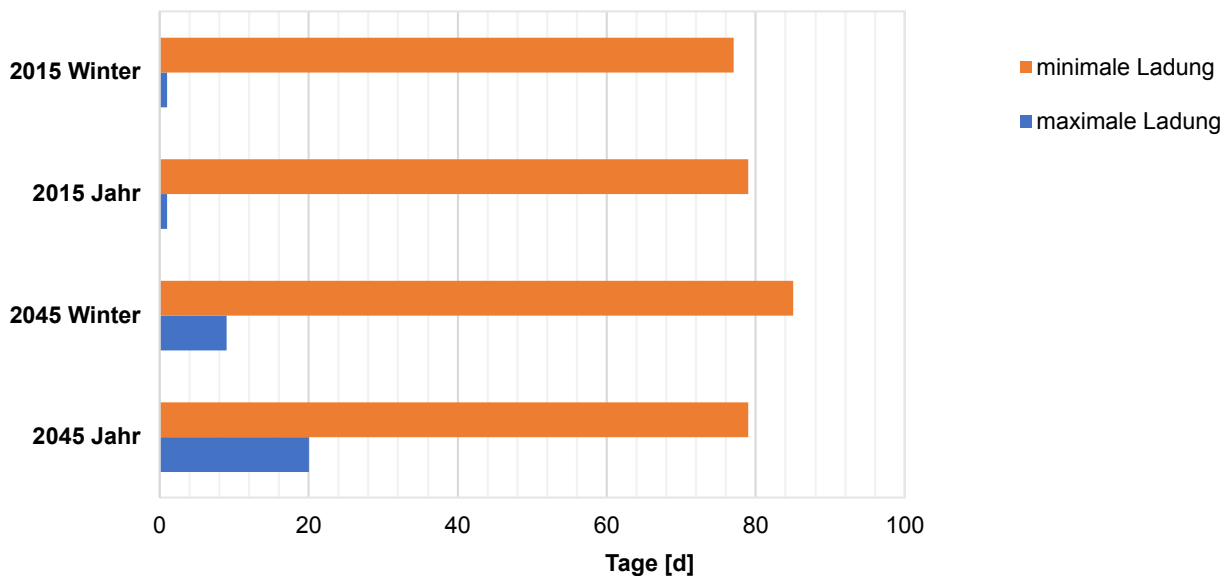


Abbildung F.1: Darstellung der Tage mit minimaler und maximaler Ladetemperatur des Speichers bei verschiedenen Betrachtungszeiträumen, eigene Darstellung

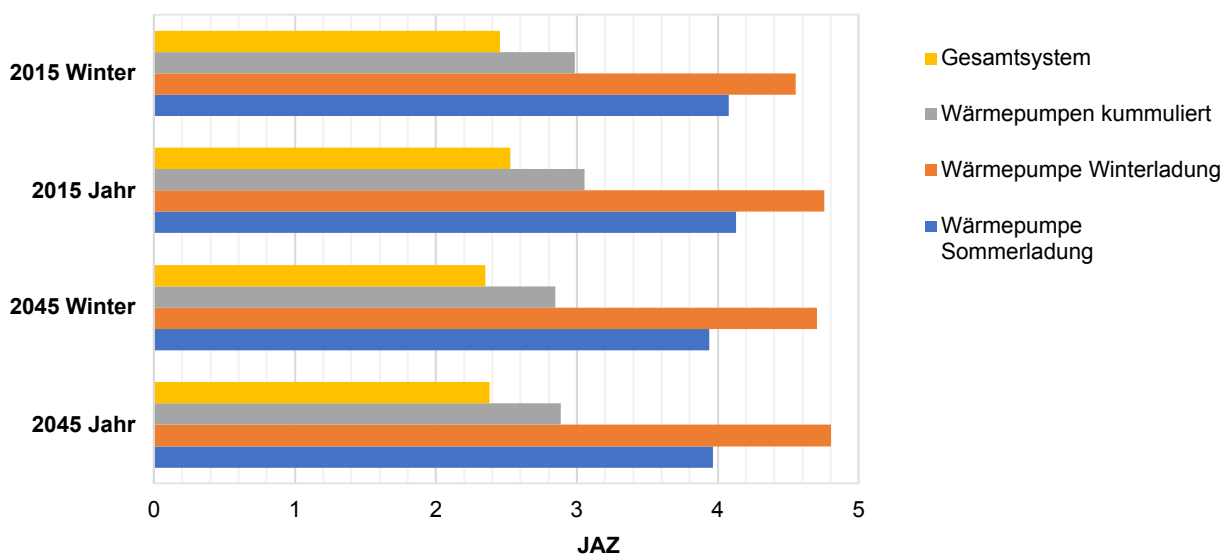


Abbildung F.2: Darstellung der JAZ bei verschiedenen Betrachtungszeiträumen, eigene Darstellung

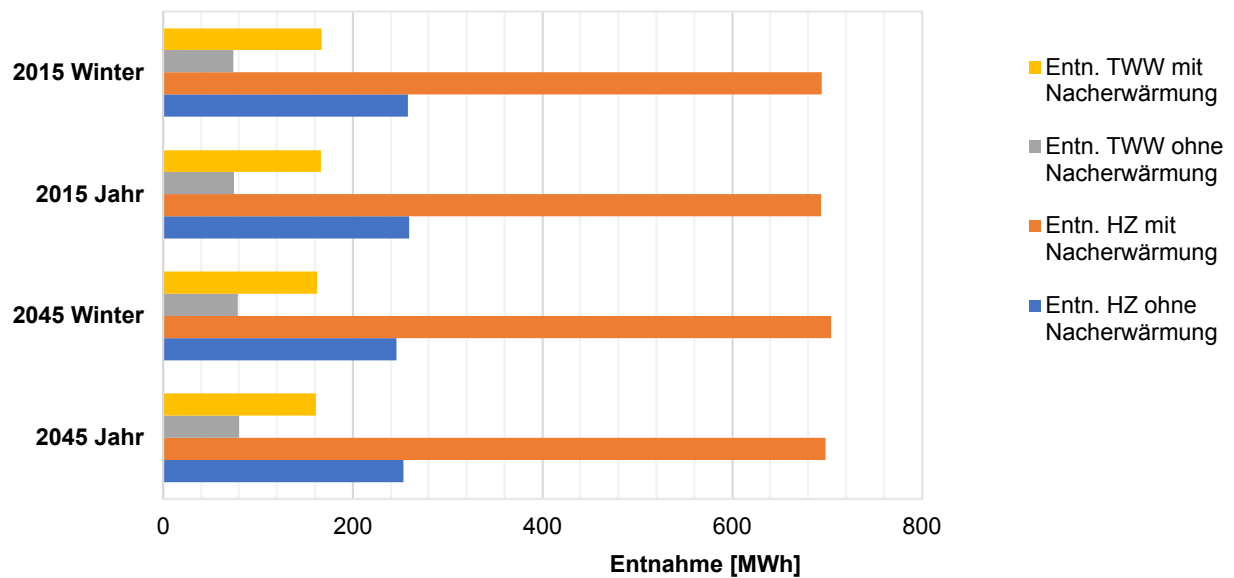


Abbildung F.3: Darstellung der Entnahmeleistungen aus dem Saisonspeicher bei verschiedenen Betrachtungszeiträumen, eigene Darstellung

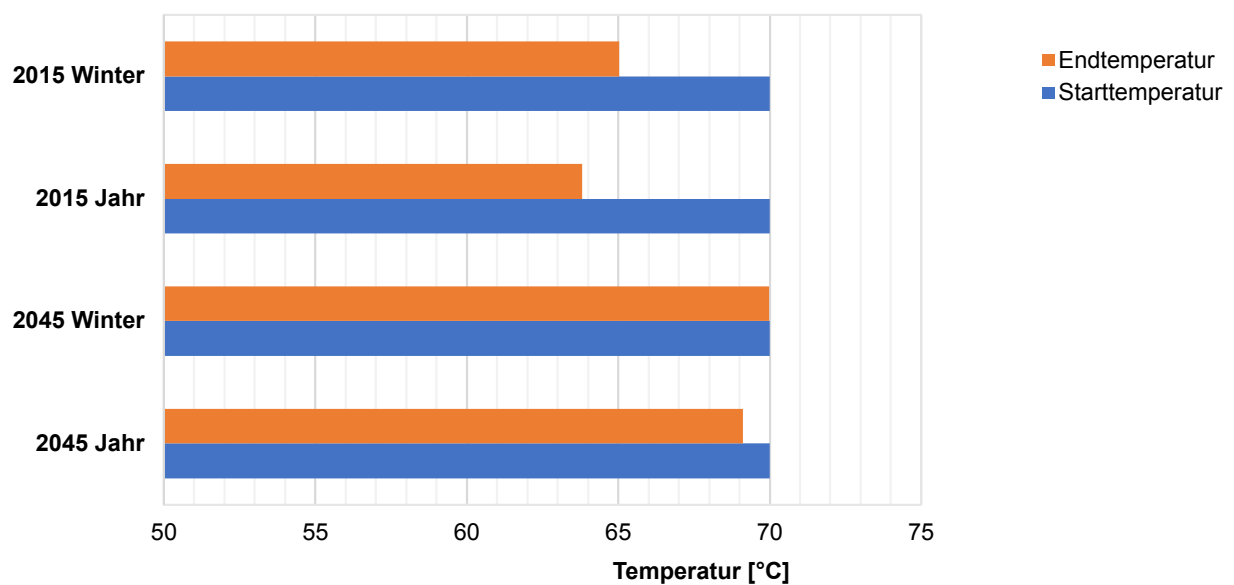


Abbildung F.4: Darstellung der Speicher Start- und Endtemperatur bei verschiedenen Betrachtungszeiträumen, eigene Darstellung

Vergleiche					Tage		Anteil Ladeleistung			JAZ				PV	
Quartier	Betrachtungs- zeitraum	maximale Vorlauftemperatur zentr. Wärmepumpe [°C]	Speichervolumen [m³]	Nennleistung Wärmepumpe [kW]	maximale Ladung [d]	minimale Ladung [d]	Sommerladung [%]	Winterladung [%]	Nottladung [%]	Wärmepumpe Sommerladung	Wärmepumpe Winterladung	Wärmepumpen kumuliert	Gesamtsystem	Autarkie durch Photovoltaikstrom [%]	
Neubau- gebiet	2045 Jahr	70	13000	552,0	20	79	75,8	24,2	0,0	3,97	4,80	2,89	2,38	67,0	
	2045 Winter	70	13000	552,0	9	85	74,8	25,2	0,0	3,94	4,70	2,85	2,35	66,4	
	2015 Jahr	70	13000	552,0	1	79	74,8	25,2	0,0	4,13	4,75	3,05	2,53	68,7	
	2015 Winter	70	13000	552,0	1	77	75,1	24,9	0,0	4,08	4,55	2,98	2,45	67,1	
Speicher- temperaturen		Strombedarfe					Entnahme			Verluste					
Starttemperatur	Endtemperatur	Sommerladung	Winterladung	dez. Nacherwärmung HZ	dez. Nacherwärmung TWW	Notheizung	gesamt	Entn. HZ ohne Nacherwärmung	Entn. HZ mit Nacherwärmung	Entn. TWW ohne Nacherwärmung	Entn. TWW mit Nacherwärmung	Energieverluste Speicher	Energieverluste Netz	Energieverluste gesamt	Speicherverhältnis
[°C]	[°C]	[MWh]	[MWh]	[MWh]	[MWh]	[MWh]	[MWh]	[MWh]	[MWh]	[MWh]	[MWh]	[%]	[%]	[%]	
70	69,1	317,3	83,8	128,5	43,5	0,0	573,1	253,3	698,2	80,2	161,1	10,8	8,7	19,5	0,76
70	70,0	317,2	89,4	130,0	43,9	0,0	580,4	246,0	704,0	78,7	162,2	10,8	8,7	19,4	0,76
70	63,8	285,3	83,3	127,4	44,2	0,0	540,1	259,1	693,5	74,5	166,2	10,7	8,6	19,2	0,76
70	65,0	297,1	88,1	127,7	43,5	0,0	556,4	258,1	694,2	74,2	167,1	11,1	8,8	19,9	0,76

Tabelle F.1: tabellarische Darstellung der Ergebnisse bei verschiedenen Betrachtungszeiträumen, eigene Darstellung