



EnEff: Stadt - Verbundprojekt Netze - Teilprojekt:

Smart Energy Management - Intelligentes Energiemanagement
von Strom - Gas - Wärme - Kälte

- Abschlussbericht -



Projektleiter : Prof. Dr.-Ing. C. Felsmann
Teilprojektleiter : Dr.-Ing. habil. J. Seifert
Prof. Dr.-Ing. C. Felsmann
Prof. Dr.-Ing. J. Grunewald
Prof. Dr.-Ing. R. Schach
Prof. Dr.-Ing. P. Schegner

Dresden, 6. Dezember 2012

Das diesem Bericht zugrunde liegende Vorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie unter dem Förderkennzeichen 0327832C gefördert. Zusätzlich wurde das Projekt von der Techem Energy Services GmbH sowie von Vattenfall Europe unterstützt..

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

Inhaltsverzeichnis

1. Einleitung	9
2. Teilthema-1	13
2.1. Einleitung	14
2.1.1. Stand der Technik	14
2.1.2. Rahmenpolitische Randbedingungen	18
2.1.3. Entwicklungstendenzen der Energieversorgung	20
2.1.4. Literaturanalyse	21
2.1.5. Ziel und Abgrenzung des Teilforschungsvorhabens	24
2.2. Analysemethodik / Randbedingungen	25
2.2.1. Messtechnische Analyse	26
2.2.2. Numerische Analyse	27
2.2.3. Gebäudemodelle	31
2.2.4. Anlagentechnische Modelle und hydraulische Schaltungen	32
2.2.5. Äußere / Innere Randbedingungen	32
2.2.6. Verbrauchsprofile Elektroenergie	33
2.2.7. EEX - Die Leipziger Strombörse	35
2.3. Variantenmatrix	41
2.3.1. Wärmepumpen-Systeme	41
2.3.2. Mikro-KWK-Geräte	41
2.4. Ergebnisse	43
2.4.1. Messtechnische Analyse des L-BHKW	43
2.4.2. Messtechnische Analyse des Vitotwin 300-W	55
2.4.3. Numerische Analysen	62
2.4.4. Informationsgewinnung aus dem Gebäude	80
2.4.5. Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen	85
2.5. Fazit / Ausblick	93
3. Teilthema-2	95
3.1. Einleitung	96
3.1.1. Literaturanalyse	98
3.1.2. Smart Energy Konzepte im Fernwärmemarkt	102
3.2. Analysemethodik / Randbedingungen	105
3.2.1. Allgemeines	105
3.2.2. Untersuchungsgegenstand	105
3.2.3. Netzhydraulik	120
3.2.4. Abnehmerverhalten	121
3.2.5. Modellvalidierung mit GENOPT	127
3.2.6. Dezentrale Wärmespeicherung	130
3.2.7. Einsatzoptimierung mit FWOPT	131
3.2.8. Vergleich zentrale und dezentrale Wärmeeinspeisung	133
3.2.9. Optimierte Betriebsführung verschiedener Erzeugerstrukturen	137
3.2.10. Nutzung des Fernwärmenetzes als Speicher	145
3.3. Ergebnisse	151
3.3.1. Simulation Fiktives Netz	151

3.3.2.	Simulation realer Bestandsnetze	154
3.3.3.	Modellvalidierung mit GENOPT	159
3.3.4.	Dezentrale Wärmespeicherung	161
3.3.5.	Vergleich zentrale und dezentrale Wärmeinspeisung	165
3.3.6.	Optimierte Betriebsführung verschiedener Erzeugerstrukturen	170
3.3.7.	Nutzung des Fernwärmenetzes als Speicher	180
3.4.	Fazit	193
4.	Teilthema 3	195
4.1.	Einleitung	196
4.2.	Methodik	196
4.2.1.	Gebäudemodelle	196
4.2.2.	BHKW-Modell	196
4.2.3.	Einspeisung und Bezug von Energie	196
4.2.4.	Speicherung von Energie in der Baukonstruktion	196
4.2.5.	Entwicklung eines Modells zur Übergabe von Wärme an Bauelemente	197
4.2.6.	Weitere Speichermöglichkeiten	197
4.3.	Ergebnisse	198
4.3.1.	Gebäudemodellierung	198
4.3.2.	Heizwärmebedarf	199
4.3.3.	Elektroenergiebedarf	200
4.3.4.	Kraft-Wärme-Kopplung zur Energiebereitstellung	201
4.3.5.	Energieüberschüsse	206
4.3.6.	Speichermodellimplementierung	207
4.4.	Fazit	215
5.	Teilthema 4	217
5.1.	Einleitung	218
5.2.	Methodik	218
5.3.	Ergebnisse	218
5.3.1.	Überblick zur Wärmespeicherung	218
5.3.2.	Überblick zur Langzeit-Wärmespeicherung	220
5.3.3.	Kostenbetrachtungen zu Langzeit-Wärmespeichern	224
5.3.4.	Erstellung unterschiedlicher Modelle von Langzeit-Wärmespeichern	230
5.3.5.	Kostenermittlung für die verschiedenen Speichermodelle	234
5.3.6.	Bewertung der Wirtschaftlichkeit nach der Richtlinie VDI 2067-1	238
5.3.7.	Untersuchung der Wirtschaftlichkeit der Wärmespeicher-Modelle	239
5.4.	Fazit	246
6.	Teilthema-5	247
6.1.	Einleitung	248
6.2.	Simulationsmodelle	248
6.2.1.	Modell der μ KWK-Anlage	248
6.2.2.	Modell des elektrischen Netzes	260
6.2.3.	Modellierung elektrischer Lastverläufe	261
6.3.	Messtechnische Parameteridentifikation und Modell-Validierung	264
6.3.1.	L-BHKW 4.12	264

6.3.2. VitoTwin 300-W	270
6.4. Vergleich der Simulationsmethoden	272
6.4.1. Niederspannungsnetz und Niederspannungslast	272
6.4.2. Lastszenarien	273
6.4.3. Vergleich der Simulationsmethoden	273
6.5. Bewertung des Inselbetriebs eines μ KWK-Verbundes	276
6.5.1. Einsatzplanung im Inselbetrieb	276
6.5.2. Ungestörter Netzbetrieb	281
6.5.3. Gestörter Netzbetrieb	284
6.6. Zusammenfassung	288
7. Gesamtfazit / Ausblick	289
A. Teil 1	304
A.1. Definitionen	304
A.2. Verwendete Elektrische Lastprofile	305
A.3. EEX	307
A.4. Ergebnisse der numerischen Untersuchungen	309
B. Teil 2	310
B.1. Erstellung eines Nahwärmenetzes	310
B.2. Randbedingungen Simulation	311
B.3. Ergebnisse optimierte Betriebsführung verschiedener Erzeugerstrukturen	313
B.4. Ergebnisse Nutzung des Fernwärmenetzes als Speicher	334
C. Teil 3	344
C.1. Modell des thermoaktiven Bauelements	344
C.1.1. Definition des physikalischen Modellansatzes	344
C.1.2. Modellerweiterung I	347
C.1.3. Modellerweiterung II	350
D. Veröffentlichungen	353

Verzeichnis häufig verwendeter Formelzeichen

Lateinische Buchstaben

Symbol	Bedeutung	Wert	Einheit
a	Annuitätsfaktor		
$a_{0...x}$	Koeffizienten des Polynomansatzes		
A	Fläche		m^2
AN	Annuität		Euro
<i>Anteil</i>	Prozentsatz		%
b	Konstante		
b	Anpassungsfaktor		
$b_{0...x}$	Koeffizienten des Polynomansatzes		
\bar{c}_p	mittlere spezifische Wärmekapazität des Fluids		kJ/kgK
C	Konstante		
C	Federkonstante		
C	Wärmespeicherfähigkeit		J/K
C_{SP}	Wärmespeicherkapazität		kWh
COP	Leistungszahl (coefficient of performance)		
d	Federdämpfung		
DB	Deckungsbeitrag		Euro/a
E	Erlöse		Euro
f	Frequenz		Hz
F_{ϑ}	Temperaturverlustfaktor		
g	Gleichzeitigkeitsgrad		
G	Gewinn		Euro
H, h	Höhe		m
H	Wärmetransferkoeffizient		W/K
\hat{h}_i^0	Bildungsenthalpie des Stoffes i		J/kg oder $J/kmol$
\hat{H}	Enthalpie des Kraftstoffs		W
H_i	Heizwert		MJ/m^3
H_s	Brennwert		MJ/m^3
h_K	Kolbenhub		$mm; cm$
i	Zinssatz		%
I	Stromstärke		A
I	Investition		Euro
J	Trägheitsmoment		$kg \cdot m^2$
k	Wärmedurchgangskoeffizient		W/m^2K
K	Kosten		Euro
K_A	Verstärkung		
l	Länge		m
m	Konstante		
\dot{m}	Massestrom		kg/s oder $kmol/s$
m_{CO_2}	CO_2 -Emissionen		kg/a
M	Moment		Nm
MC	thermische Masse		
n	Anzahl, Laufvariable		
P	Preis		Euro/kWh
P_{el}	Leistung (elektrisch)		W

Fortsetzung auf der nächsten Seite

Fortsetzung aus vorheriger Seite

Symbol	Bedeutung	Wert	Einheit
P_T	Turbinenleistung		W
q	Wärmestromdichte		W/m ²
q	Zinsfaktor		
\dot{Q}	Leistung (thermisch)		W
Q	Blindleistung (Elektrotechnik)		W
Q_{th}	Wärmeenergie		kWh
Q_{HX}	Wärmeabgabe des Wärmeübertragers		W
r	Preisänderungsfaktor		
r	Radius		m
R	Bestimmtheitsmaß		W
R	Verstärkung (Frequenzregelung)		
R	Widerstand		Ω
R_W	Restwert		Euro
t	Zeit		s
S	solare Einstrahlung		
T	Integrationskonstante		
T	Betrachtungszeitraum		a; d
T	absolute Temperatur		K
T_A	Verzögerung		
T_N	Nutzungsdauer		a
T_V	Vollbenutzungsstunden		h
U	Spannung		V
	Übersetzungsverhältnis		
v	Geschwindigkeit		km/h
V	Volumen		l
\dot{V}	Volumenstrom		m ³ /h
W	Elektroenergie		kWh/ GWh
X	Reaktanz		Ω
x	Funktionsvariable		
y	Funktionsvariable		
Z	Impedanz		

Griechische Buchstaben

Symbol	Bedeutung	Wert	Einheit
α	Drosselklappenwinkel		W/m ² K
α	Wärmeübergabekoeffizient		
β	Arbeitszahl, Nutzungsgrad		
γ	Deckungsgrad	0-1	
δ	Schichtdicke		m
ϵ	Leistungszahl		
η	Wirkungsgrad	0-1	
ϑ	Temperatur		C
λ	Wärmeleitkoeffizient		W/(m K)
ρ	Dichte		kg/m ³

Fortsetzung auf der nächsten Seite

Fortsetzung aus vorheriger Seite

Symbol	Bedeutung	Wert	Einheit
σ	Stromkennzahl		
χ	Wärmedurchgangskoeff. der punktförm. Wärmebrücke		W/K
μ	Mikro		
ϕ	Heizlastverhältnis		
φ	Phasenwinkel		
ψ	Drehwinkel		rad
ψ	linearer Wärmedurchgangskoeff. der Wärmebrücke		W/(m K)
ω	Kreisfrequenz		s ⁻¹

Tief- und hochgestellte Zeichen

Index	Bedeutung
\circ_0	bezogen auf den Leerlauf
\circ_a	außen
\circ_A	Abnehmer
\circ_{ab}	aus dem Netz entnommene thermische Leistung /thermische Last des Abnehmers
\circ_{air}	bezogen auf die (Verbrennungs)luft
\circ_{AW}	bezogen auf die Außenwand
\circ_b	bezogen auf den Bruttowert
\circ_B	bezogen auf den Brennstoff
\circ_B	betriebsgebunden
\circ_{BG}	bezogen auf das Brenngas
\circ_{BM}	Beimischung
\circ_{br}	bezogen auf den Brennstoff
\circ_{BW}	bezogen auf die Brennwerttherme
\circ_C	Kühlen
\circ_{ce}	bezogen auf die Wärmeverteilung
\circ_{cw}	bezogen auf das Kühlwasser
\circ_d	bezogen auf die Wärmeverteilung
\circ_{DG}	Deckungsgrad
\circ_E	Einzahlung
\circ_E	Erzeuger
\circ_{EB}	Eigenbedarf
\circ_{EV}	Eigenverbrauch
\circ_e	außen, Außen-, Gebäudehülle
\circ_{el}	bezogen auf die elektrische Komponente
\circ_{em}	Emission/ Übergabe
\circ_{el}	bezogen auf die Elektroenergie
\circ_{eng}	bezogen auf den Motor
\circ_{exh}	bezogen auf das Abgas
\circ_f	konditionierte Nutzfläche
\circ_F	field
\circ_{FD}	field distribution,bezogen auf Erregerstrom oder -spannung
\circ_{fuel}	bezogen auf den Kraftstoff

Fortsetzung auf der nächsten Seite

Fortsetzung aus vorheriger Seite

Index	Bedeutung
◦ <i>fuzzy</i>	engl: fuzzy (unscharf)
◦ <i>FW</i>	Fernwärmenetz
◦ <i>g</i>	bezogen auf die Erzeugung
◦ <i>G</i>	bezogen auf den Generator
◦ <i>Geb</i>	Gebäude
◦ <i>gen</i>	generiert
◦ <i>gehaeuse</i>	bezogen auf das Motorgehäuse
◦ <i>ges</i>	bezogen auf das Gesamte
◦ <i>gross</i>	Bruttowert
◦ <i>h</i>	bezogen auf die Heizwärme
◦ <i>H</i>	bezogen auf Hilfsaggregate (Heizen)
◦ <i>H</i>	bezogen auf die Einspeiseleistung (Heizen)
◦ <i>HHS</i>	bezogen auf den Haushaltsstrom
◦ <i>HS</i>	bezogen auf das Heizsystem
◦ <i>HX</i>	ausgekoppelt
◦ <i>HZ</i>	Heizwasser
◦ <i>i</i>	bezogen auf innen (Bilanzierung der WP)
◦ <i>i</i>	bezogen auf Heizwert (Bilanzierung des BHKW)
◦ <i>i</i>	bezogen auf den Eintritt
◦ <i>I</i>	bezogen auf den Innenzustand
◦ <i>IG</i>	bezogen auf die internen Verbraucher des Gerätes
◦ <i>IN</i>	bezogen auf die Instandhaltung
◦ <i>inf</i>	Infiltration
◦ <i>int</i>	Innentemperatur
◦ <i>is</i>	Wärmeleitwert Wandoberfläche-Luft
◦ <i>IW</i>	bezogen auf die Innenwand
◦ <i>j</i>	Laufindex
◦ <i>K</i>	bezogen auf den Kondensator, Kolben
◦ <i>K</i>	kapitalgebunden
◦ <i>Korr</i>	Korrekturwert
◦ <i>L</i>	Last
◦ <i>loss</i>	Verluste
◦ <i>Luft</i>	Luft
◦ <i>M</i>	bezogen auf die mittlere Temperatur
◦ <i>m</i>	logarithmische Mitteltemperatur
◦ <i>m</i>	massebezogene/r Leitwert oder Wärmespeicherfähigkeit
◦ <i>M</i>	Motor
◦ <i>M</i>	bezogen auf die Mantel(fläche)
◦ <i>max</i>	bezogen auf den Maximalwert
◦ <i>min</i>	bezogen auf das Minimalwert
◦ <i>ms</i>	Wärmeleitwert
◦ <i>md</i>	bezogen auf das Hauptfeld
◦ <i>n</i>	bezogen auf das (Strom)Netz
◦ <i>n</i>	bezogen auf den Nettowert
◦ <i>N</i>	Norm- bzw. Auslegungsbedingung
◦ <i>N</i>	Anzahl der Wohneinheiten
◦ <i>NB</i>	Nachtbetrieb

Fortsetzung auf der nächsten Seite

Fortsetzung aus vorheriger Seite

Index	Bedeutung
◦ <i>neg</i>	negativ
◦ <i>net</i>	Nettowert
◦ <i>NSP</i>	Netzspeicherung
◦ <i>o</i>	bezogen auf den Austritt
◦ <i>o</i>	bezogen auf die obere Grenze
◦ <i>Oel</i>	bezogen auf das Motorenöl
◦ <i>Op</i>	opakes Bauteil/ operative Temperatur
◦ <i>outg</i>	bezogen auf die Wärmeabgabe der Erzeugung an das Netz
◦ <i>PCU</i>	Power Control Unit (engl.) – Primärregler
◦ <i>pos</i>	positiv
◦ <i>PPS</i>	Parallelpufferspeicher
◦ <i>Q</i>	bezogen auf den Querschnitt
◦ <i>r</i>	bezogen auf den Bemessungsarbeitspunkt
◦ <i>R</i>	bezogen auf den Rücklauf, Regelung
◦ <i>Raum</i>	bezogen auf den Umgebungsraum
◦ <i>ref</i>	bezogen auf den Referenzwert
◦ <i>Reg</i>	Werte aus der Regression
◦ <i>RL</i>	bezogen auf den Rücklauf
◦ <i>s</i>	bezogen auf den Stator
◦ <i>s</i>	bezogen auf die Oberfläche
◦ <i>s</i>	bezogen auf den Brennwert (Bilanzierung des BHKW)
◦ <i>S</i>	bezogen auf den Speicher
◦ <i>S</i>	bezogen auf solare Gewinne
◦ <i>S</i>	bezogen auf sonstige (Zahlungen)
◦ <i>St</i>	bezogen auf den Stirlingmotor
◦ <i>set</i>	bezogen auf den Sollwert (Temperatur)
◦ <i>skin-loss</i>	(Wärme) Verluste
◦ <i>SL</i>	Speicherladetemperatur
◦ <i>soll</i>	bezogen auf den Sollwert
◦ <i>ss</i>	stationär
◦ <i>sup</i>	(Luft-)Versorgung
◦ <i>sys</i>	bezogen auf das System
◦ <i>σs</i>	bezogen auf das Streufeld
◦ <i>t</i>	mechanisch
◦ <i>T</i>	bezogen auf die Transmission
◦ <i>th</i>	bezogen auf die thermische Komponente
◦ <i>tr</i>	Transmission (Wärmetransfer)
◦ <i>TT</i>	bezogen auf einen Typtag
◦ <i>TWE</i>	Trinkwassererwärmung
◦ <i>u</i>	bezogen auf die untere Grenze
◦ <i>U</i>	bezogen auf die Kupplung
◦ <i>V</i>	bezogen auf den Vorlauf, Verlust, Ventilation
◦ <i>V</i>	bezogen auf den Verdampfer, Verdichter
◦ <i>V</i>	bedarfsgebunden
◦ <i>Var</i>	bezogen auf den Blindleistungsregler
◦ <i>ve</i>	Lüftung (Wärmetransfer)
◦ <i>VL</i>	bezogen auf den Vorlauf

Fortsetzung auf der nächsten Seite

Fortsetzung aus vorheriger Seite

Index	Bedeutung
◦ <i>w</i>	Window
◦ <i>W</i>	bezogen auf Wasser
◦ <i>W</i>	Wand
◦ <i>WP</i>	bezogen auf die Wärmepumpe
◦ <i>W</i>	wasseräquivalent
◦ <i>WW</i>	Warmwasser
◦ <i>ZB</i>	bezogen auf den Zusatzbrenner
◦ <i>zu</i>	ins Netz eingespeiste / vom Erzeuger bereitgestellte th. Leistung

Abkürzungen

Index	Bedeutung
AGC	Automated Generation Controller
Bafa	Bundeamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
BHKW	Blockheizkraftwerk
BimSchG	Bundesimmissionsschutzgesetz
BLV	Betriebsleistungsverhältnis
BNetzA	Bundesnetzagentur
CCT	Critical Clearing Time – kritische Fehlerklärungszeit
COP	Leistungszahl (coefficient of performance)
DWD	Deutscher Wetterdienst
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEX	European Energy Exchange
EFH	Einfamilienhaus
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EnEV	Energieeinsparverordnung
EVU	Energieversorgungsunternehmen
FKDM	Freikolben-Dampfmaschine
FW	Fernwärme
GIS	Geoinformationssystem
GVZ	Gebäudeversorgungszustand
HAST	Hausanschlussstation
HW	Heißwasserkessel
IEEE	Institute of Electric and Electronic Engineers
IEKP	Integriertes Energie - und Klimaprogramm
IKT	Informations- und Kommunikationstechnologie
KW	Kaltwasser
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKK	Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
LCC	Life-Cycle-Costs
LG	Lineargenerator
MCP	market clearing price
Mess	Leistungsmessung
MFH	Mehrfamilienhaus

Fortsetzung auf der nächsten Seite

Fortsetzung aus vorheriger Seite

Index	Bedeutung
Mrd.	Milliarden
MUC	Multi-Utility-Communication
NGF	Nettogrundfläche
OM	Ottomotor
OTC	Over-the-Counter
PCM	Phase Change Material
PCU	Power Control Unit (engl.) – Primärregler
PEM-BZ	Protonenaustauschmembran-Brennstoffzelle
PERS	Person(en)
Phelix	Physical Electricity Index
SM	Stirlingmotor
SOFC-BZ	Festoxid-Brennstoffzelle
SP	Heißwasserverdrängungsspeicher
TAB	Technische Anschlussbedingungen
TR	Temperaturregler
TRNSYS	TRaNsient SYstems Simulation
TRY	testreferenceyear
TWE	Trinkwassererwärmung
U_F	Stabilisierungspfad
U_{var}	Blindleistungsregler
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VarC	Var Controller (engl.) – Blindleistungsregler
VCO	Voltage Controller (engl.) – Spannungsregler
VDEW	Verband Deutscher Energiewirtschaft
WE	Wohneinheiten
WP	Wärmepumpe
WSVO	Wärmeschutzverordnung
WÜ	Wärmeübertrager
WW	Warmwasser
ZFA	Zählerfernauslegung
Zirk	Zirkulation

Mathematische Symbole

Index	Bedeutung
Δ	Differenz
(\cdot)	Mittelwert
$f(\cdot)$	Funktion von
∞	Unendlich
Σ	Summe

1. Einleitung

Ökologische Zwänge und hohe Preissteigerungsraten erfordern die Nutzung aller Möglichkeiten zur weiteren Energieeinsparung. Als wichtige Schwerpunkte werden in diesem Zusammenhang die Verwendung erneuerbarer Energien, die integrale Verbesserung von Anlagen und Komponenten (einschließlich Baukörper) zur rationellen Energiewandlung und effizienten Speicherung, die Optimierung von Prozessabläufen im Rahmen einer Gesamtsystembetrachtung sowie die Beeinflussung des Nutzerverhaltens gesehen. Mit dem Wettbewerb „E-Energy: IKT-basiertes Energiesystem der Zukunft“ hat das Bundesministerium für Forschung und Bildung auf die damit in Zusammenhang stehenden Herausforderungen wie

- dynamisches Einspeisen von Windenergie in Abhängigkeit vom jeweiligen Windangebot,
- rasches Wachstum der installierten Leistung bei Photovoltaikanlagen, aber dynamischer Energieertrag in Abhängigkeit der solaren Einstrahlung,
- zum Teil fehlende Netzkapazitäten für die Übertragung von Elektroenergie, z. B. von Offshore-Windparks (verbraucherferne Erzeugung),
- unsichere Stromversorgung bei länger andauernden Sommerperioden,
- intensive Nutzung dezentraler Energieerzeuger,
- Energie- und Lastmanagement auf der Nutzerseite

durch Förderung eines Informations- und Kommunikationsverbundes zwischen den verschiedenen Energieerzeugern und den Abnehmern reagiert. Dazu zählt u. a. die Einführung von Smart Metering Systemen mit entsprechenden Preisanreizen.

Aus derzeitiger Sicht bedürfen jedoch diese hauptsächlich auf das Elektroenergiemanagement ausgerichteten Forschungsvorhaben einer Erweiterung um die thermische Komponente. So werden die optimierte Erzeugung von Elektroenergie und Wärme bzw. Kälte mit Hilfe der Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung (KWKK), die Vorteile der Wärme- und Kältespeicherung im Gegensatz zu den bislang nur unzureichenden Möglichkeiten der Elektroenergiespeicherung, die Einbindung von Gas- und Wärmebezug in die Smart Metering Systeme der elektrischen Energieversorgung, der Übergang vom Smart Metering System zum Smart Energy Management, d. h. von der Erfassung und Beobachtung zur Steuerung und Regelung von dezentralen Systemen sowie die absehbare Schere bei der Preisentwicklung für Strom, Gas und Wärme in der Regel nicht berücksichtigt. Durch die Ausdehnung der Smart Metering Systeme auf die Gas- und Wärmelieferung wird es möglich, neue umfassende Energieprodukte mit zielgruppenorientierten Anreizmodellen anzubieten.

Mit der Einführung eines Smart Energy Managements, d. h. eines aktiven Last- und Erzeugungsmanagements für dezentrale Systeme, eröffnen sich große Chancen für den Einsatz dezentraler KWKK-Anlagen zur hocheffizienten und somit kostengünstigen und ökologisch sinnvollen Erzeugung von Strom, Wärme und Kälte einschließlich Rückspeisemöglichkeiten (u. a. bei Verknappungssituationen). Zurzeit stehen keine effizienten und kostengünstigen Speicher für Elektroenergie zur Verfügung. Daher könnte in einem solchen integrierten dezentralen Energiesystem der elektrische Energiebedarf über längere Zeitabschnitte als Führungsgröße verwendet werden. Diese setzt geeignete Wärme- bzw. Kältespeichermöglichkeiten voraus, wobei intelligentere und wesentlich größere Speicherkapazitäten notwendig sind. Denkbar

wären thermische Hochleistungsspeicher größerer Abmessungen im Rahmen der Anlagentechnik, aber insbesondere auch Speicher als Bestandteil der Baukonstruktion. Im letzteren Fall müssen auf Grund der erforderlichen hohen Kapazitäten völlig neue Überlegungen zur baukonstruktiven Lösung, Speicheranordnung, Be- und Entladung, thermischen Entkopplung zu den angrenzenden Räumen usw. angestellt werden, die möglicherweise einen Bruch mit den bisherigen traditionellen Bauweisen in Neubau und Sanierung mit sich bringen.

Ein komplexes Management elektrischer und thermischer Energieformen unter Einbeziehung dezentraler Erzeugerstrukturen sowie dezentraler thermischer anlagen- und bautechnischer Speicher erfordert eine detaillierte Nachbildung des Betriebsverhaltens des Gesamtsystems. Ein optimaler Betrieb ist nur durch ein intelligentes Energiemanagement sicherzustellen. Analysen müssen dabei die Schwerpunkte Anlagenbetrieb unter realen Verhältnissen, Elektroenergiemanagement auf Niederspannungsebenen, dezentrale Wärme- und Kälteerzeugung unterschiedlicher Funktionalität sowie Leistungsgröße (Kopplung unterschiedlicher Erzeugungseinheiten), unterschiedliche bau- und anlagentechnische Wärme- bzw. Kältespeichermöglichkeiten, Nutzerakzeptanz bzw. Nutzerverhalten unter den Bedingungen eines Smart Energy Managements für die verschiedenen Energieträger, Angebotsschwankungen und damit Preisveränderungen, Last- und Wetterprognosen, Gebäudeeigenschaften oder auch -strukturen sowie natürlich eine Gesamtkostenanalyse im Rahmen einer Lebenszyklusbilanz berücksichtigen. Dabei ist insbesondere darauf zu verweisen, dass auf Grund der angeführten Rahmenbedingungen und Herangehensweisen bau- und anlagentechnische Investitionen möglich sein werden, die heute noch als völlig unwirtschaftlich gelten. Das Forschungsvorhaben erfordert die Einbeziehung und enge Zusammenarbeit von wissenschaftlichen Institutionen auf den Gebieten der Elektrotechnik, der thermischen Anlagentechnik, der Bautechnik (Bauphysik) und des Facility Management bzw. der Kostenanalyse. Aus diesem Grunde sind TU intern vier verschiedene Professuren am Forschungsvorhaben beteiligt¹. Die inhaltliche Aufteilung der Arbeiten ist Abb. 1.1 zu entnehmen.

Entsprechend der inhaltlichen Aufteilung der Forschungsaktivitäten gliedert sich der nachfolgende Forschungsbericht gleichfalls in fünf Teilkapitel. Um die Untersuchungen dabei möglichst parxisgerecht zu gestalten fokussieren alle Teilprojekte ihre Arbeiten auf ein Nahwärmenetz entsprechend der Abb. 1.2. Dieses Nahwärmenetz soll im weiteren als verbindendes Element zwischen den Teilthemen gesehen werden.

¹Während der Projektlaufzeit erfolgte ein Zusammenschluss der Professur für „Heizungstechnik und Raumlufttechnik“ sowie der Professur für „Energiesystemtechnik“ zur neuen Professur für „Gebäudeenergie-technik und Wärmeversorgung“.

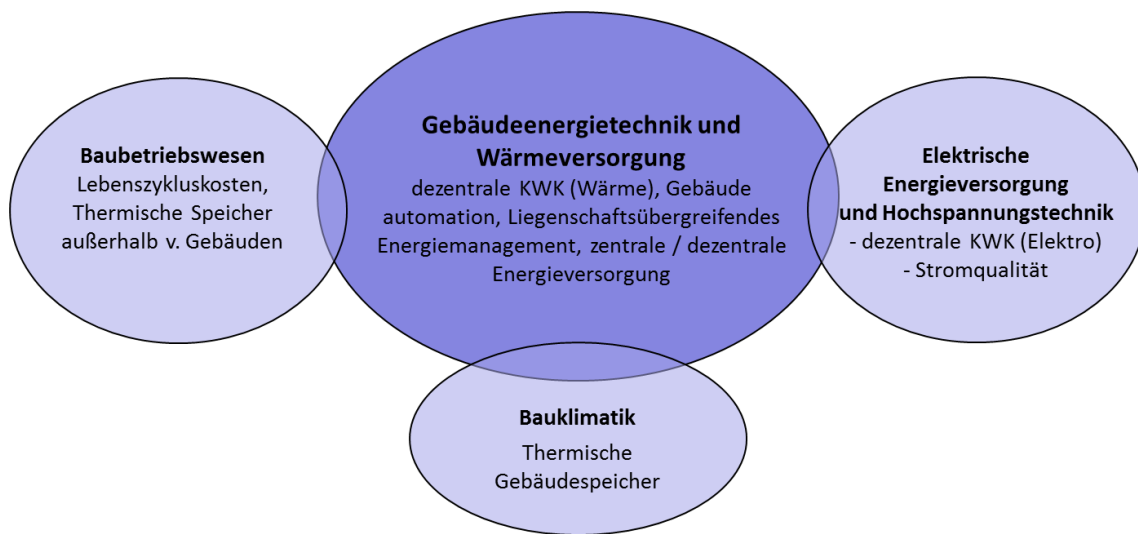


Abb. 1.1: Forschungsverbund innerhalb der Technischen Universität Dresden zwischen den beteiligten Professuren

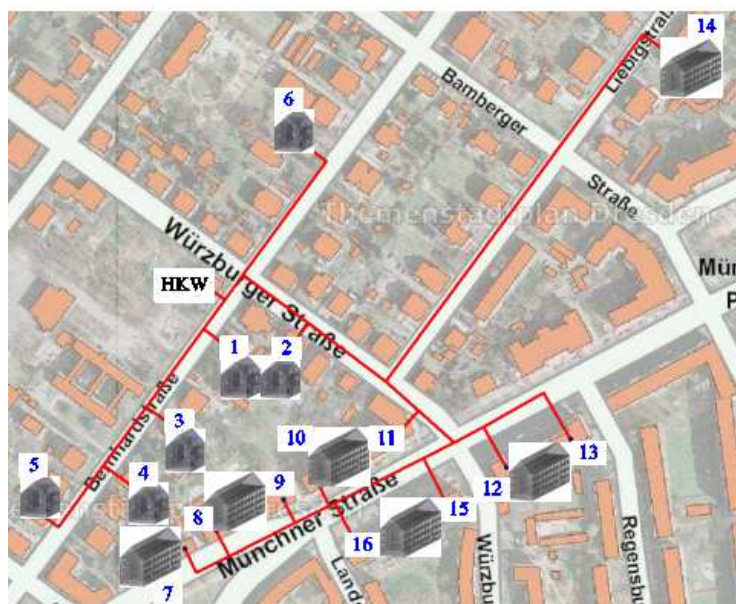


Abb. 1.2: Trassenverlauf des erstellten Nahwärmenetzes (schematische Darstellung)

2. Teilthema-1

Titel:

Smart Energy Management - Energiemanagement im Gebäude

Institut : Institut für Energietechnik
Professur : Professur für Gebäudeenergietechnik und Wärmeversorgung

Teilprojektleiter : Dr.-Ing. habil. J. Seifert
Bearbeiter : Dipl.-Ing. A. Meinzenbach
 Dipl.-Ing. P. Seidel
 Dipl.-Ing. J. Haupt
 Dipl.-Ing. L. Schinke

2.1. Einleitung

Energetische Einsparungen bei technischen Anlagen stehen durch die ständig steigenden Preise für fossile Energien wieder vermehrt im Fokus der Betrachtungen. Besonderes Augenmerk wird in diesem Zusammenhang den technischen Anlagen in Gebäuden geschenkt, da zu deren Beheizung ca. 30 % des Gesamtenergieaufkommens eingesetzt werden. Betrachtet man z. B. die Preisentwicklung für fossile Energieträger in den letzten zehn Jahren so sind erhebliche Steigerungen zu verzeichnen. Diese Tendenz wird sich durch die weltweit wachsende Nachfrage, besonders durch die aufstrebenden Schwellenländer Asiens und Lateinamerikas, in den nächsten Jahren sogar noch verstärken. In Anbetracht dieser Entwicklung erhöht sich die Notwendigkeit, technische Anlagen zu entwickeln, die sparsamer mit den verfügbaren Ressourcen umgehen bzw. diese effizienter ausnutzen. Neben diesem vordringlich monetären Gesichtspunkt gibt es jedoch auch umweltpolitische Ziele, die zu einer energieeffizienteren Nutzung der eingesetzten Ressourcen raten. Zu nennen ist hier in erster Linie die Minderung der CO₂-Emissionen. Auf nationaler Ebene versucht die Bundesregierung mit dem IEKP-Programm [39] und den sich daraus ergebenden Verordnungen und Gesetzen (z.B. [48, 49, 32]) diese Entwicklung zu begleiten bzw. zu forcieren. Ausdrücklich angesprochen werden dabei im IEKP-Programm die

- Verdoppelung der Energieproduktivität bis 2020 im Vergleich zum Stand von 1990,
- der Ausbau der erneuerbaren Energien am Strommarkt auf 25 % – 30 % sowie
- eine Erhöhung der erneuerbaren Energien am Wärmemarkt auf 14 %.

Auf die Anlagentechnik im Gebäude haben die genannten Zielsetzungen ganz erheblichen Einfluss. Zum Einen wird in Zukunft, durch den starken Anstieg der erneuerbaren Energien im Strommarkt, ein vermehrter Einsatz von heizungstechnischen Anlagen auf Basis von Elektroenergie zu verzeichnen sein. Zu beobachten ist dies heute schon durch den rasanten Anstieg an installierten Elektrowärmepumpen [40]. Auf der anderen Seite wird die Dezentralisierung der Elektroenergieerzeugung stark zunehmen. Für den Bereich der Gebäudebeheizung sind daher in Zukunft vermehrt Lösungen zu erwarten, die neben der reinen wärmetechnischen Versorgung auch eine Bereitstellung an Elektroenergie gewährleisten können [248]. Tangiert werden beide Entwicklungen durch die sich permanent verschärfenden Anforderungen an den baulichen Wärmeschutz der Gebäude [259, 260, 261, 66].

Resultierend aus diesen neuen Anforderungen für Anlagentechnik im Gebäude kommt der Kommunikation und dem Energiemanagement im Gebäude in Zukunft eine entscheidende Bedeutung zu. Kernfragen sind dabei, wie werden bei der eingesetzten Anlagentechnik die größten Laufzeiten erreicht, welche Speichertechnologien sind hilfreich um Erzeugungs- / Bedarfsverschiebungen sinnvoll auszugleichen, welche Auswirkungen hat das Nutzerverhalten auf das Gesamtsystem, wie beeinflussen variable Energiepreise die energetische und wirtschaftliche Effizienz der Gebäude - Anlagensysteme. Eine wichtige Rolle bei der Beantwortung der genannten Fragestellungen kommt dabei der Technologie der Kraft-Wärme-Kopplung zu, wodurch sie für die nachfolgenden Analysen im Mittelpunkt stehen soll.

2.1.1. Stand der Technik

Betrachtet man die Ausgangssituation der Kraft-Wärme-Kopplung im europäischen Vergleich, so liegt diese an der Stromerzeugung bei ca. $W = 14\%$. Den größten KWK-Anteil an der Stromerzeugung weist dabei Lettland sowie Dänemark auf. Deutschland spiegelt bei diesen prozentualen Analysen mit hinreichender Genauigkeit den Mittelwert der Europäischen Union wider (2.1). Betrachtet man sich hingegen die absoluten Verhältnisse aus Kraft-Wärmekopplung erzeugten Elektroenergie so verschieben sich die Verhältnisse deutlich. Bei einer derartigen Analyse wird der meiste KWK-Strom innerhalb der Bundesrepublik Deutschland gefolgt von der Niederlande, Finnland und Italien erzeugt. In Deutschland speziell ist dies ein Wert von $W = 79,6 \cdot 10^3 \text{ GWh}^2$. Abb. 2.2 liefert hierzu die entsprechenden Daten. Nicht ersichtlich ist aus den vorliegenden statistischen Daten, auf welche Technologien

²Daten entsprechend Eurostat [73] - 2006

sich der KWK-Strom in Deutschland verteilt.

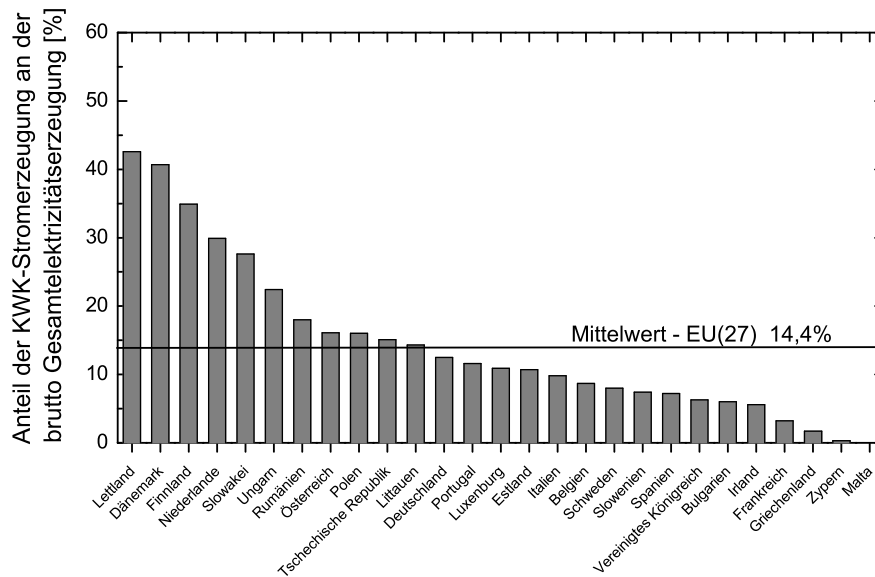


Abb. 2.1: Anteil der KWK-Stromerzeugung an der jeweiligen Stromerzeugung insgesamt in der EU (Datenbasis 2006 nach [73])

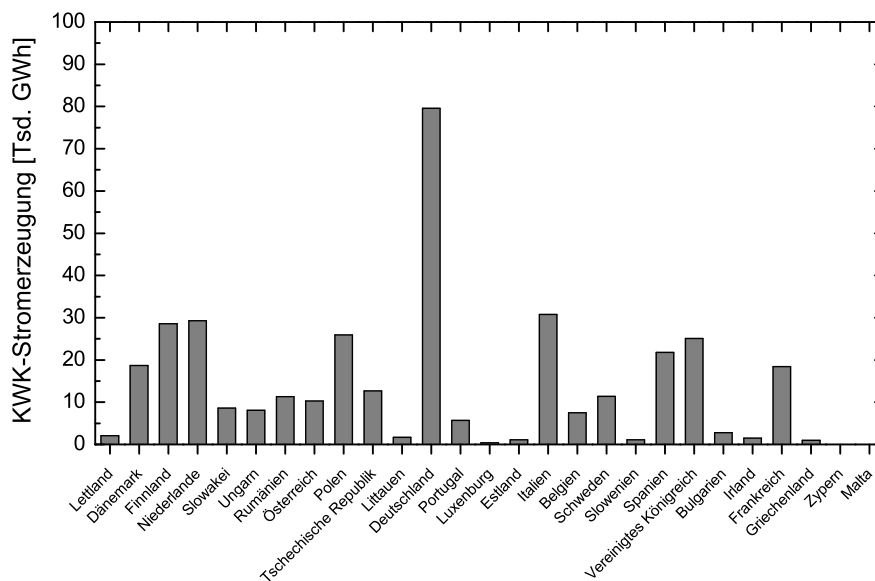


Abb. 2.2: Absolute KWK-Stromerzeugung in der EU (Datenbasis 2006 nach [73])

Mit hoher Wahrscheinlichkeit wird der meiste Strom aus KWK-Anlagen innerhalb großer Erzeugungseinheiten hergestellt. Kleine Erzeugungseinheiten (d.h. kleiner $P_{el} = 50 \text{ kW}$ elektrischer Leistung) nehmen derzeit einen sehr geringen Anteil am produzierten KWK-Strom ein. Systematisiert man diese kleineren KWK-Einheiten, dann ist es möglich eine Einteilung wie folgt vorzunehmen [201]³:

³ Ähnliche Aussagen zur Einteilung von KWK-Anlagen sind auch in [28, 155] zu finden.

Mikro-KWK	1...15 kW _{el}
Kleinst-KWK	16...50 kW _{el}
Klein-KWK	51...2000 kW _{el}
Groß-KWK	> 2000 kW _{el}

Unter Mini-KWK werden dabei allgemein alle Geräte unter $P_{el} < 50 \text{ kW}$ verstanden. Analysiert man weiterhin, die Verteilung der installierten Mini-KWK Anlagen in Europa (Abb. 2.3) dann bestätigt sich die Tendenz, dass in Deutschland derzeit die meisten Mini-KWK-Anlagen zum Einsatz kommen.

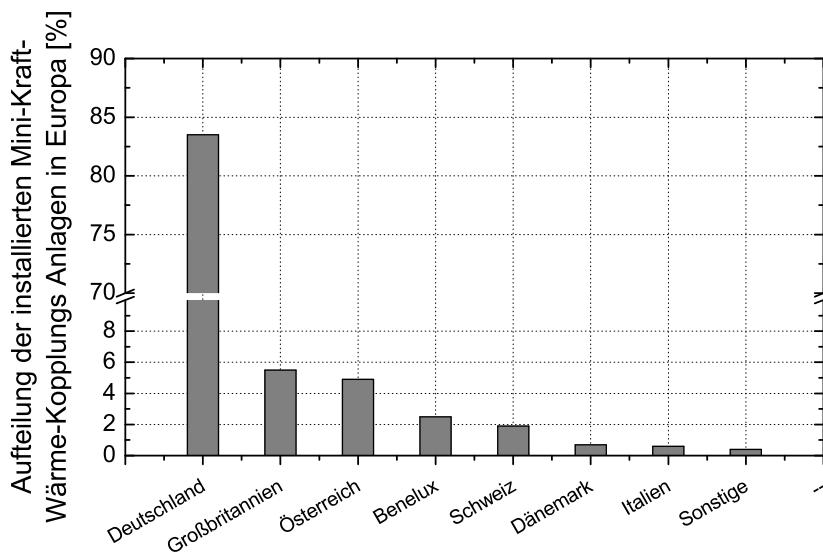


Abb. 2.3: Verteilung der installierten Mini-BHKW Anlagen auf die europäischen Länder nach [230, 5]

Betrachtet man die derzeit zur Verfügung stehenden Technologien für den genannten Bereich der Mini-KWK-Anlagen, so sind Brennstoffzellen, Verbrennungsmotoren sowie Stirlingmotoren in Kombination mit Zusatzbrennern zu finden. Tab. 2.1 gibt einen Überblick über diese Technologien.

	Mini BHKW				
Technologie	Brennstoffzelle	Verbrennungsmotor	Stirlingmotor	Mikrogasturbine	Dampfmotor
Leistungsbereich	> 1 kW _{el}	> 1 kW _{el}	> 0,5 kW _{el}	≥ 28 kW _{el}	0,2 – 2,2 kW _{el}
elektrischer Wirkungsgrad	25 – 35 %	20 – 30 %	5 – 25 %	ca. 26 %	20 – 30 %
thermischer Wirkungsgrad	45 – 55 %	55 – 65 %	70 – 85 %	ca. 54 %	68 – 78 %
dyn. Lastwechsel	mit Ref.: min-h	min	min	-	-
Stromkennzahl	0,4 – 0,8	0,3 – 0,5	0,05 – 0,4	≈ 0,4	0,1 - 0,125
Temperaturniveau	> 80 C	70 – 90 C	ca. 65 C	> 80 C	variable

Tabelle 2.1: Prinzipieller Vergleich der Mini-BHKW-Technologien nach [211, 230]

Sehr unterschiedlich stellt sich die Marktreife dieser Geräte dar. Brennstoffzellen sind derzeit noch nicht flächendeckend für den Einsatz in der Gebäudebeheizung geeignet [200, 30], wohingegen die

Technologie für Verbrennungsmotoren schon seit einiger Zeit zur Anwendung kommt [191]. Große Anstrengungen werden in jüngster Vergangenheit auch von der Industrie in Bezug auf Stirlingmotoren unternommen [202, 203, 249, 177]. Jedoch sind auch hier derzeit nur eine geringe Anzahl von Geräten verfügbar, die eher den Charakter von Prototypen aufweisen. Tabelle 2.2 gibt einen Überblick über den Entwicklungsstand verschiedener μ -KWK Geräte.

Hersteller	Gerät	Prinzip	P_{el} [kW]	η_{el} [%]	\dot{Q}_{th} [kW]	Status Markt- einführung
AISIN Seiki Co.	Mini-BHKW	OM	0,3 - 4,6	28,8	11,7	eingeführt
EC Power A/F	XRGI 15G-TO	OM	6,0 - 15,2	ca. 30,0	17,0 - 30,0	eingeführt
Honda Ltd. / Vaillant	Ecowill	OM	1,0	ca. 22,5	2,8	Entwicklung
Kirsch GmbH	microBHKW L 4.12	OM	2,0 - 4,0	25,0	5,0 - 12,0	Testphase
LichtBlick AG Volkswagen AG	Zuhause- Kraftwerk	OM	20,0	ca. 33,0	35,0	Produktidee
Vaillant GmbH	ecopower e3.0	OM	1,3 - 3,0	25,0	4,0 - 8,0	eingeführt
Vaillant GmbH	ecopower e4.7	OM	1,3 - 4,7	25,0	4,0 - 12,5	eingeführt
Senertec GmbH	Dachs G5.5	OM	5,5	27,0	12,5	eingeführt
Baxi Group	Ecogen	SM	0,2 - 1,0	14,0	3,7 - 25,2	Test phase
BBT / Enatec		SM	1,0	ca. 10,0	4,0 - 35,0	Test phase
BBT / Buderus		SM	0,3-1,0		3,0 - 31,0	Entwicklung
Cleanergy AB	ehemals Solo Stirling 161	SM	2,0 - 9,0	ca. 24,0	8,0 - 26,0	Test phase
Remeha	eVita	SM	1,0	ca. 14,0	3,0 - 23,7	Markt- einführung
Sunmachine GmbH	Sunmachine Gas	SM	1,5 - 3,0	ca. 20,0 - 25,0	4,5 - 10,5	Produktidee
Vaillant		SM	1,0	ca. 14,0	24,0	Entwicklung
Viessmann		SM	1,0	ca. 14,0	24,0	Entwicklung
WhisperGen		SM	1,0	ca. 10,0 - 11,0	7,5 - 14,5	Markt- einführung
Otag Vertriebs GmbH	Lion Powerblock	FKDM	0,3 - 2,0	ca. 12,0	3,0 - 16,0	Markt- einführung
Baxi Innotech GmbH	Gamma 1.0	PEM-BZ	0,3 - 1,0	32,0	0,5 - 21,7	Testphase
RBZ GmbH	Inhouse 5000	PEM-BZ	5,0	30,0	0,2 - 10,0	Entwicklung
Ceramic Fuel Cells Limited	BlueGen	SOFC-BZ	max. 2,0	60,0	0,3 - 1,0	Entwicklung
Hexis AG	Galileo 1000N	SOFC-BZ	1,0	30,0	2,0	Test phase
Vaillant / IKTS	Prototyp BZH	SOFC-BZ	1,0	30,0	0,2	Entwicklung

Tabelle 2.2: Geräteübersicht über Mikro-KWK-Anlagen nach [212] (OM-Ottomotor, SM-Stirlingmotor, FKDM-Freikolben Dampfmaschine, PEM-BZ - Protonenaustauschmembran-Brennstoffzelle, SOFC-BZ - Festoxid-Brennstoffzelle)

Eine gewisse Sonderstellung bei Mikro-KWK Geräten nehmen die Mikrogasturbinen ein. Für diese Art von Geräten wird die Bezeichnung *Mikro* für eine elektrische Leistungsklasse von $P_{el} = 30\text{--}500\text{ kW}$ geführt. Vorteile besitzen diese Anlagen aufgrund der geringen Wartungsintervalle sowie der Möglichkeit auch Dampf zu erzeugen. Für den Gebäudebereich der Einfamilien- und kleinen Mehrfamilienhäuser kommen diese Geräte derzeit jedoch noch nicht zum Einsatz, so dass sie im Weiteren nicht näher betrachtet werden sollen⁴. Ausführliche Informationen sowie Erläuterungen sind in [16] bzw. [230] zu finden. Ähnlich den Mikrogasturbinen nehmen die Dampfmotor-BHKWs eine Sonderstellung bei den Mini-Blockheizkraftwerken ein. Vorteilhaft bei diesen Geräten ist, dass durch die geeignete Auswahl der heizungstechnischen Anlage der Kraft-Wärme-Prozess direkt beeinflusst werden kann. Nachteilig gestalten sich die geringen Kennwerte für die Stromkennzahl. Derzeit marktverfügbar sind nur ausgewählte Geräte [170]. Ausführlich beschrieben sind diese Geräte in [230], so dass sie hier nicht weiter kommentiert werden sollen.

2.1.2. Rahmenpolitische Randbedingungen

Reflektiert wird die technische Entwicklung von Mini- und Mikro-KWK Anlagen auch hinsichtlich ihrer Förderfähigkeit. Das zuständige Bundesamt für Wirtschafts- und Ausfuhrkontrolle veröffentlicht regelmäßig Listen zu förderfähigen KWK Anlagen. Analysiert man die 117 derzeit aufgelisteten Anlagen so ergibt sich eine Verteilung hinsichtlich der elektrischen und thermischen Leistung wie sie in Abb. 2.4 dargestellt ist. Demnach liegen für alle Leistungsbereiche bis $P_{el} = 50\text{ kW}$ -elektrischer Leistung Erzeugungseinheiten vor. Auffällig ist, dass die elektrische Leistung im Mittelwert die Hälfte der thermischen Leistung beträgt. Große Unterschiede existieren bei den verwendeten Energieträgern für Mini-KWK Anlagen. Abb. 2.5 zeigt hier auf Basis der vom Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle zugelassenen Geräte die entsprechende Aufteilung. Grundsätzlich ist dabei zu erkennen, dass KWK-Anlagen zu fast $n = 70\%$ auf einem Betrieb mit Erdgas beruhen⁵. Ein weiterer großer Bestandteil bilden die Systeme auf Basis von Flüssiggas. Nur untergeordnete Bedeutung haben die Anlagen die mit Biogas, Heizöl, Rapsöl sowie mit Holzpellets arbeiten.

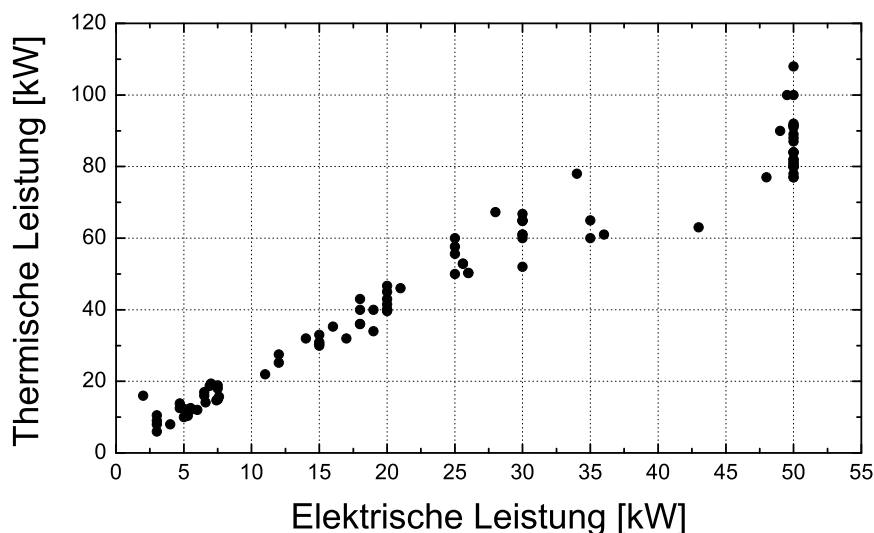


Abb. 2.4: Leistungskennndaten der vom Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle geförderten Mini-BHKWs [19]

⁴Ein wesentliches Problem bei diesen Geräten stellt die Skalierbarkeit, d.h. die Modulationsfähigkeit hin zu sehr kleinen Leistungen dar.

⁵Nicht ersichtlich ist aus Abb. 2.5 die tatsächliche Aufteilung der installierten Geräte.

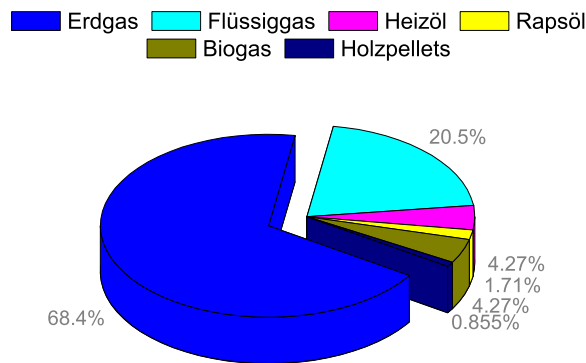


Abb. 2.5: Anteil der Brennstoffarten an der vom Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle geförderten Mini-BHKWs [19]

In Hinblick auf KWK-Anlagen existieren darüberhinaus eine ganze Reihe von Gesetzen, Verordnungen und Richtlinien, die für deren wirtschaftlichen Betrieb von Interesse sind. In erster Linie sind hier zu nennen

- das Energiewirtschaftsgesetz [68], das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz [132] / [134],
- das Erneuerbare-Energien-Gesetz [58] sowie
- das Bundesimmissionsschutzgesetz (BimSchG) [25] .

Das EnWG regelt dabei die allgemeine Versorgung der Bevölkerung mit Elektrizität und Gas. Dabei wird detailliert das Verhältnis Kunde- Versorger geregelt und festgelegt, wie und zu welchen Modalitäten eine Anschlusspflicht des Energieversorgers besteht. In Hinblick auf Erzeugungsanlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung ist zu beachten, dass bei Einspeisung von Elektrizität aus dezentralen Erzeugungsanlagen eine Erstattung eingesparter Entgelte für die Nutzung in den vorgelagerten Netzebenen vorgesehen ist. Großen Einfluss auf den Betrieb und die Wirtschaftlichkeit von KWK-Anlagen besitzt das Kraft-Wärme Kopplungsgesetz (KWKG), welches den Förderzeitraum sowie die Vergütung von Strom aus Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen in das Netz der allgemeinen Versorgung reguliert. Darüberhinaus verpflichtet es die Energieversorgungsunternehmen förderfähige KWK-Anlagen an das Netz anzuschließen und den erzeugten KWK-Strom abzunehmen. Für die im Rahmen dieses Forschungsvorhabens betrachteten Mini-KWK-Anlagen sind die derzeit gültigen Einspeisevergütungen der Tab. 2.3 zu entnehmen. Die Förderung von neuen kleinen KWK-Anlagen mit einer elektrischen Leistung kleiner als $P_{el} < 50 \text{ kW}_{el}$ wird dabei über 10 Jahre gegeben, wenn die Aufnahme des Dauerbetriebes nach dem 1. April 2002 und bis zum 31.12.2008 erfolgt ist. Gleiches gilt für die Klasse der Brennstoffzellengeräte, jedoch ist hier die Frist für die Inbetriebnahme vom 1.04.2002 - 31.12.2016. Für hocheffiziente kleine KWK-Anlagen wird die Förderung gleichfalls über 10 Jahre gewährt. Die Frist für die Inbetriebnahme der Geräte ist hier vom 1.01.2009 - 31.12.2016. Die Novelle des Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetzes wurde am 18.07.2012 veröffentlicht und ist damit in Kraft getreten. Eine Neuerung des KWKG-Gesetz beinhaltet u. a. die Anhebung der KWKG-Zuschläge (siehe Tabelle 2.3). Im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) wird der Anschluss sowie die Einspeisung von Elektroenergie an das allgemeine Versorgungsnetz geregelt. Demnach sind die Energieversorgungsunternehmen dazu verpflichtet, vorrangig und unverzüglich Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien oder aus Grubengas an ihr Netz anzuschließen und den gesamten aus diesen Anlagen angebotenen Strom vorrangig abzunehmen. Die genauen Fördersätze für KWK-Anlagen sind [58] zu entnehmen. Weiterhin wichtig sind die im Bundes-Immissionsschutzgesetz (BimSchG) [25] und den nachfolgenden Verordnungen festgelegten Grenzwerte für Schadstoffe [226] sowie für den Lärm [225] von KWK-Anlagen. Sie sollen im Weiteren jedoch nicht näher erläutert werden. Abschließend zu nennen ist, dass KWK-Anlagen durch die ökologische Steuerreform teilweise oder vollständig von der Stromsteuer sowie der Mineralölsteuer (Ökosteuern) befreit sind. Für die Stromsteuer besitzen alle KWK-Anlagen mit einer Leistung kleiner $P_{el} \leq 2 \text{ MW}$ eine Befreiung. Gleichfalls befreit sind diese Anlagen von

der Ökosteuern. Details hierzu sind in [63] zu finden. Tangiert werden KWK-Anlagen auch durch die in der Energieeinsparverordnung (EnEV) [66] festgelegten Werte. Speziell erwähnenswert ist hierbei, dass für Gebäude bei denen eine KWK-Anlage zum Einsatz kommt die Beschränkung des Jahres-Primärenergiebedarfes aufgehoben wird, sofern mindestens $Q_{th} \geq 70\%$ der Wärme durch die KWK-Anlage bereitgestellt wird.

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
alte Bestandsanlagen	-	-	-	-	-	-	-	-	-
neue Bestandsanlagen	0,82	0,56	-	-	-	-	-	-	-
modernisierte Anlagen	1,64	1,59	1,59	-	5,41 ⁶	5,41	5,41	5,41	5,41
neue kleine KWK-Anlagen ($P_{el} < 50$ kW)	5,11	5,11	5,11	5,11	5,41 ⁷	5,41	5,41	5,41	5,41
Brennstoffzellenanlagen	5,11	5,11	5,11	5,11	5,41 ⁷	5,41	5,41	5,41	5,41
neue hocheff. kl. KWK-Anlagen ($P_{el} < 50$ kW)	5,11	5,11	5,11	5,11	5,41 ⁷	5,41	5,41	5,41	5,41

Tabelle 2.3: Zuschläge in Cent/kWh und Dauer der Zahlung für Mini-KWK Anlagen nach [132] / [133] / [134] / [162]

2.1.3. Entwicklungstendenzen der Energieversorgung

Im Zusammenhang mit der KWK-Technologie ist in besonderem Maße die strukturelle Entwicklung der Energieversorgung zu betrachten, da diese auf die zu erwartenden Erlöse einen deutlichen Einfluss besitzt. Stark beeinflusst wird der Energiemarkt in Deutschland durch den politisch beschlossenen Atomausstieg sowie dem ebenfalls politisch festgelegten Ausbau der erneuerbaren Energien. Speziell der zweite Punkt spiegelt sich in den letzten Jahren schon durch große Zuwachsraten wider, wie aus Tab. 2.4 zu entnehmen ist.

	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Endenergieverbrauch (EEV) in %									
Stromerzeugung (bezogen auf gesamten Stromverbrauch)	7,5	9,2	10,1	11,6	14,2	15,2	16,4	17,1	20,0
Wärmebereitstellung (bezogen auf gesamte Wärmebereitstellung)	5,0	5,5	6,0	6,2	7,4	7,6	8,9	10,2	10,4
Kraftstoffverbrauch (bezogen auf gesamten Kraftstoffverbrauch)	1,4	1,8	3,7	6,3	7,4	6,0	5,4	5,8	5,6
Anteil am ges. EEV	5,0	5,8	6,8	8,0	9,5	9,3	10,2	11,3	12,2

Tabelle 2.4: Anteil der erneuerbaren Energien an der Energiebereitstellung in Deutschland nach [37] sowie [12]

⁶für den Leistungsanteil bis $P_{el} < 50$ kW ergibt sich der Wert von $P = 5,41$ Ct/kWh für 5 Jahre oder wahlweise $T_V = 15.000$ h Vollbenutzungsstunden bzw. 10 Jahre oder wahlweise $T_V = 30.000$ h Vollbenutzungsstunden, wenn die Kosten der Modernisierung mindestens 50 % der Kosten für die Neuerrichtung betragen

⁷Die Dauer der Zahlung beträgt 10 Jahre oder wahlweise $T_V = 30.000$ h Vollbenutzungsstunden

Maßgeblich beteiligt am starken Anstieg der erneuerbaren Energien, gerade bei der Stromerzeugung ist das Erneuerbare Energien Gesetz [58], nachdem Strom, der aus regenerativen Energiequellen erzeugt wurde vorrangig in das öffentliche Stromnetz eingespeist werden muss und größten Teils fest vergütet wird. Auch die durch erneuerbare Energien erzeugte Wärme wird durch das EEG beeinflusst, so stieg der Verbrauch auf ca. $Q_{th} = 134$ Mrd.kWh im Jahr 2011 [12], dies entspricht einem Anteil von ca. 10,4%.

Eine besondere Herausforderung bzw. Problemstellung ist die starke Abhängigkeit erneuerbarer Energien von den meteorologischen Bedingungen. Insbesondere die Stromabnehmer müssen wissen, wann sie mit wie viel Strom rechnen können um ihre eigenen Kraftwerkparks entsprechend zu drosseln. Teilweise stellt die Stromeinspeisung durch Windkraft sogar ein Problem dar, da oft auf sehr kurzfristige Wetterwechsel reagiert werden muss und Anlagen, nachdem keine Windenergie mehr gegeben ist, schnell wieder hochgefahren werden müssen. Ein weiteres Problem, dass viele Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) in den erneuerbaren Energien vor allem bei Windenergie sehen, ist die Regelernergie⁸. Die Netzqualität wird in Deutschland im Wesentlichen durch die Netzfrequenz gesichert. Wenn die Netzfrequenz fällt, herrscht ein Strommangel und Stromerzeuger müssen zusätzlich in das Netz einspeisen (positive Regelernergie). Bei steigender Netzfrequenz, entsteht ein Stromüberfluss und die Stromerzeuger müssen Kraftwerke herunterfahren (negative Regelernergie). Dieses Phänomen tritt auf, wenn das Erzeugungsvolumen nicht mit dem Verbrauchsvolumen übereinstimmt (z.B. meteorologische Schwankungen in der Bewölkung). Einen größeren Einfluss auf die Netzfrequenz hat der Strom aus erneuerbaren Energien. Windkraft- und Photovoltaik Anlagen müssen unabhängig des Bedarfs eingespeist werden (KWK-Gesetz), wodurch dieser Strom zu einer Störgröße für die Netzqualität werden kann, da durch die nicht konstante Lieferung des Stromes schnell reagiert werden muss. Zum gleichen Zeitpunkt, wenn viel Strom aus erneuerbaren Energien eingespeist wird, muss der Strom aus konventionellen Anlagen zurückgenommen werden, dass heißt er muss entweder gespeichert oder umgeleitet werden (ins Ausland) damit die Netzqualität bestehen bleibt.

2.1.4. Literaturanalyse

Zu Mini-KWK Anlagen und deren Betriebsverhalten gibt es eine ganze Reihe von Untersuchungen. STEIMLE ET AL. beschreibt in [220] ausführlich die Grundlagen zu Stirling-Maschinen sowie die technische Entwicklung in den letzten Jahrzehnten. Umfassend werden Stirling-Maschinen von einzelnen Herstellern in einem Leistungsbereich kleiner ($P_{el} < 3 \text{ kW}_{el}$) sowie größer als ($P_{el} > 3 \text{ kW}_{el}$) beschrieben. Eine energetische Analyse der Anlagentechnik erfolgt jedoch nicht.

Als ein weiteres Standardwerk für Mini-KWK Systeme kann die Arbeit von THOMAS [230] bezeichnet werden. In sehr ausführlicher Weise werden hier die verschiedenen Technologien der Kraft-Wärme-Kopplung für den Bereich der Gebäudebeheizung dargestellt. Umfassend dokumentiert werden gleichfalls in [229, 230] messtechnische Analysen sowie die politischen Randbedingung die für Mini-KWK-Anlagen relevant sind. Energetische Aussagen sowie regelungstechnische Optimierungsstrategien werden nur vereinfacht betrachtet.

Sehr detailliert werden ausgewählte KWK-Module von ARNDT ET AL. [16] (Teil-1) sowie MÜHLBACHER [154] (Teil-2) untersucht. Gegenstand des kombinierten Forschungsvorhabens waren dabei messtechnische Untersuchungen, Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen sowie ein Systemvergleich und Optimierungsmöglichkeiten aktuell verfügbarer BHKW-Technologie. Anhand von drei BHKW-Strom Nutzungsszenarien führen die Autoren einen Systemvergleich durch und kommen zu dem Schluss, dass durch die KWK-Technologie Reduktionen beim Primärenergieverbrauch von bis zu 27,9% und bei den CO_2 -Emissionen von bis zu 31,3% erreicht werden können. Im Vergleich zu einer speziellen Referenzvariante geben die Autoren weiterhin Amortisationszeiten von KWK-Modulen von $T = 7,9 - 11,3$ a Jahren an. Ausdrücklich wird jedoch darauf verwiesen, dass bei Mini- und Mikro-KWK Anlagen speziell im Systemverbund noch ein großer Forschungsbedarf hinsichtlich der Optimierung und der Regelung besteht. Aussagen zur Betriebsweise der Systeme in Hinblick auf einen zeitvariablen Strompreis bzw.

⁸Regelernergie wird zur Netzsicherheit benötigt. Sie beträgt derzeit ca. 5% der installierten elektrischen Leistung

Wärmepreis werden nicht getätigt. Vom Institut für Energietechnik der TU Dresden wurden ebenfalls sehr ausführliche Untersuchungen zu Mikro-KWK-Anlagen vorgenommen (SANDER ET AL. [190]). Hervorzuheben ist in dieser Forschungsarbeit, dass ein direkter Vergleich zu Energieversorgungssystemen wie z.B. Fernwärmesystemen vorgenommen wird. Als Ergebnis der Untersuchung stellen die Autoren dabei fest, dass derzeit verfügbare Mini- und Mikro-BHKW Systeme in Gebieten mit einer Fernwärmeversorgung keine wirtschaftliche Lösung darstellen.

Sehr detaillierte Untersuchungen zu KWK-Systemen wurden auch innerhalb des Forschungsvorhabens *Annex-42* [153]⁹ der International Energy Agency vorgenommen. Ziel dieses Forschungsvorhabens war es, Nutzungsprofile sowie Modelle zur Modellierung von KWK-Systemen bereitzustellen. Die Untersuchungen konzentrierten sich dabei im Wesentlichen auf Systeme mit Brennstoffzellen sowie KWK-Systeme bei denen ein Verbrennungsmotor zum Einsatz kommt. Neben der reinen Modellbeschreibung wurden auch Testfälle sowie eine ganze Reihe von messtechnischen Untersuchungen vorgenommen¹⁰. Analysen zum Betriebsverhalten sowie zu Regelungsstrategien wurden nicht umfassend durchgeführt. Weitere Untersuchungen zu Mini-BHKWs sind in der Arbeit von SCHULZ [211] zu finden. Schwerpunkt der Arbeit stellt dabei ein Systemüberblick von BHKW-Anlagen dar, mit dem speziellen Fokus auf die Integration in bestehende elektrische Netze. Mit einem eigens entwickelten Simulationsmodell werden Untersuchungen durchgeführt, wie Mini-Blockheizkraftwerke in elektrische Netze sinnvoll integriert werden können und welche Wechselwirkungen zwischen den einzelnen Anlagenkomponenten vorliegen. Hervorzuheben ist bei dieser Arbeit, dass eine ganze Reihe von elektrischen Lastprofilen vorgestellt werden, die als Standardlastprofile verwendet werden können. Desweiteren werden in der Arbeit sehr detailliert steuerungs- und regelungstechnische Strategien von BHKW-Anlagen vorgestellt. Ähnliche Untersuchungen wie von SCHULZ in [211] wurden von ARNDT in [15] durchgeführt. Zielsetzung der Arbeit war hier die Entwicklung eines Simulationsmodells mit dem die Wechselwirkungen zwischen KWK-Systemen und den beteiligten Anlagenkomponenten des Gebäudes zeitlich hochaufgelöst abgebildet werden können. Zur Validierung der entwickelten Modelle wurden umfangreiche messtechnische Untersuchungen an bestehenden, marktgängigen Geräten durchgeführt, welche gleichfalls Bestandteil des Forschungsvorhabens *Annex-42* waren. Darüberhinaus wurde von ARNDT in [15] eine „Effizienzmethode“ zur ganzheitlichen Bewertung der KWK-Systeme vorgestellt, welche als Grundlage für primärenergetische, CO_2 -Emissions- und Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen dienen kann.

Analysen zum regelungstechnischen Verhalten von KWK-Systemen wurden auch im Rahmen einer Studie der Universität Duisburg-Essen in Verbindung mit dem Gaswärme-Institut e.V Essen durchgeführt [130, 146]. Ziel des Forschungsvorhabens war dabei nicht unmittelbar die Entwicklung eines Simulationsmodells zur Nachbildung von KWK-Anlagen sondern vielmehr die Entwicklung eines adaptiven Energie- und Lastmanagers für die Steuerung der genannten Anlagen. Eine Validierung des entwickelten Reglers erfolgte an verschiedenen Gebäuden. Im Ergebnis stellen die Autoren fest, dass die Vorteile von dezentralen KWK-Anlagen nur durch den Einsatz von intelligenten, adaptiven Betriebsweisen nachhaltig ausgeschöpft werden können.

Neben diesen wissenschaftlichen Forschungsarbeiten bzw. Dissertationen existieren noch eine ganze Reihe von Veröffentlichungen die den Stand der Mini-KWK Systeme sowie konkrete messtechnische Erfahrungen beschreiben. Zu nennen sind hier in erster Linie die Veröffentlichungen [10, 209, 71, 203, 255, 247, 62, 13, 149, 198, 196, 201, 200, 202, 199, 197, 140, 191, 85, 211, 248, 249] sowie [155] und [195]. Erwähnenswert sind wiederum die Arbeiten von THOMAS [231] der die elektrischen und thermischen Leistungsdaten von Mini- und Mikro BHKWs in Hinblick auf den Betrieb in Ein- und Zweifamilienhäusern bewertet. Im Rahmen der zitierten Arbeit kommt der Autor zu dem Schluss, dass derzeit verfügbare Geräte nur in Kombination mit großen Pufferspeichern effizient betrieben werden können¹¹. Eine reine Ausrichtung des BHKW-Betriebs auf die Deckung des Strombedarfes ist nicht sinnvoll. Die Autoren empfehlen vielmehr im Ein- und Zweifamilienhaus die Prämisse auf einer vollständigen Deckung des Gesamtwärmebedarfs zu legen.

⁹Annex-42: The Simulation of Building-Integrated Fuel Cell and Other Cogeneration Systems (COGEN-SIM)

¹⁰Am Annex-42 beteiligte war auch das ffe-München beteiligt, so dass die Ergebnisse von [16] sowie [154] Berücksichtigung fanden.

¹¹Grundlage der Untersuchungen bilden die Referenzlastprofile der VDI 4655 [243]

Darüber hinaus sind noch eine ganze Reihe von Veröffentlichungen vorhanden, die eher strategische Aussagen zu KWK-Systemen im kleinen und großen Erzeugungsbereich besitzen. Zu nennen sind hier die *Bullensee-Thesen*¹² [141] sowie die CLIMATE CHANGE-Studie [103] oder [265, 59, 137]. Sie sollen hier jedoch nicht weiter kommentiert werden. Abschließend zur Mini- und Mikro KWK Systemen seien noch auf spezielle rechtliche Fragestellungen hingewiesen, die z.B. in [41] erläutert werden. Im Detail werden die rechtlichen Rahmenbedingungen beim Anschluss von KWK-Anlagen im Mietwohnungsbau beleuchtet. Da diese Fragestellung im Rahmen der nachfolgenden Studie jedoch nicht betrachtet werden, soll hier keine weitere Kommentierung der in [41] dokumentierten Ergebnisse erfolgen.

Eine derart umfangreiche Literaturanalyse wie für KWK-Systeme soll für Wärmepumpensysteme nicht vorgenommen werden, da hierzu umfangreiche Analysen und Erläuterungen in [214] sowie [186] zu finden sind. Grundsätzlich können die Forschungsaktivitäten zu Wärmepumpensystemen in Feldmessungen und numerische Analysen eingeteilt werden. Zu den wichtigsten Vertretern aktueller Feldmessungen sind die Arbeiten von [150, 76, 75, 77] sowie [99, 70] zu zählen, die ausführlich die energetische Effizienz von installierten Wärmepumpensystemen analysieren. Dabei wird überwiegend die Feststellung getroffen, dass Sole-Wasser und Wasser-Wasser-Wärmepumpen als energetisch effizient eingeschätzt werden können¹³. Für Luft-Wasser-Wärmepumpen ist der Literatur ein deutlich differenziertes Bild zu entnehmen. Bei idealer Anlagenauslegung sowie bei günstigsten Betriebsbedingungen sind für diese Systeme auch Arbeitszahlen von $\beta_a = 3,0$ und höher zu erreichen. Die in der VDI4650 geforderten Werte von $\beta_a = 3,3$ bzw. $\beta_a = 3,5$ können im Mittel durch die Feldmessungen jedoch nicht bestätigt werden. Analoge Aussagen werden auf Basis numerischer Simulationsrechnungen von SEIFERT in [214] und [215, 216] getroffen. Zu erwähnen sind abschließend noch die Untersuchungen von WAGNER ET AL. [250] der die Auswirkung von Wärmepumpensystemen auf die energetischen Versorgungsstrukturen in Deutschland analysiert. Da in dieser Forschungsarbeit die Effizienz der genannten Systeme als feste Eingangsgröße vorgegeben wurde, sollen die Ergebnisse hier nicht weiter diskutiert werden. Allen Untersuchungen zu Wärmepumpensystemen ist jedoch gleich, dass sie bei einer konkreten tariflichen Bindung an das übergeordneten Energieversorgungsunternehmen erfolgten. Stark variable Strompreise, wie sie z.B. durch den Energie- und Emissionshandel möglich sind [182], wurden bisher in allen Untersuchungen noch nicht berücksichtigt.

Autor	Jahr	Untersuchungsgegenstand		
		KWK-Systeme	Wärmepumpensysteme	Smart Metering
STEIMLE [220]	2007	x	-	-
THOMAS [230]	2007	x	-	-
ARNDT ET AL. [16]	2007	x	-	-
MÜHLBACHER [154]	2007	x	-	-
KOST ET AL. [130]	2007	x	-	-
MORRISON ET AL. [153]	2008	x	-	-
SANDER ET AL. [190]	2009	x	-	-
MIARA [150]	2008	-	x	-
SEIFERT [214]	2009	-	x	-
WAGNER ET AL. [250]	2009	-	x	-

Tabelle 2.5: Klassifizierung von ausgewählten Forschungsaktivitäten

¹²BULLENSEE-THESEN-und abgeleitete Handlungsempfehlungen zur zukünftigen Energieversorgung [141]¹³bezogen auf die Formulierungen der [244]

Klassifiziert man die Literaturstellen hinsichtlich ihrer Zugehörigkeit zu Forschungsschwerpunkten, dann ist eine Systematik entsprechend der Tab. 2.5 zu erkennen, woraus sich die Ziele des eigenen Vorhabens ableiten.

2.1.5. Ziel und Abgrenzung des Teilforschungsvorhabens

Die Literaturanalyse des vorangegangenen Abschnittes zeigt, dass es eine ganze Reihe von wissenschaftlichen Veröffentlichungen zu Systemen mit Kraft-Wärme-Kopplung und Wärmepumpensystemen gibt, wobei der Detaillierungsgrad sehr unterschiedlich ist. Bisher eher unzureichend analysiert wurde der Einsatz dieser Technologien im Wechselspiel mit variablen Strom- und Wärmepreisen, woraus sich die Zielsetzung dieses Teilforschungsvorhabens ableitet. Fokus der nachfolgenden Betrachtungen soll daher die Analyse von Anlagentechnik im Gebäude sein, mit denen auf variable Vergütungen reagiert werden kann (Smart Metering System [27] / Minutenreserve [116, 206] / virtuelle Kraftwerke [17, 218, 223]). Dabei wird in den Bilanzkreis explizit der Nutzer im Gebäude mit einbezogen.

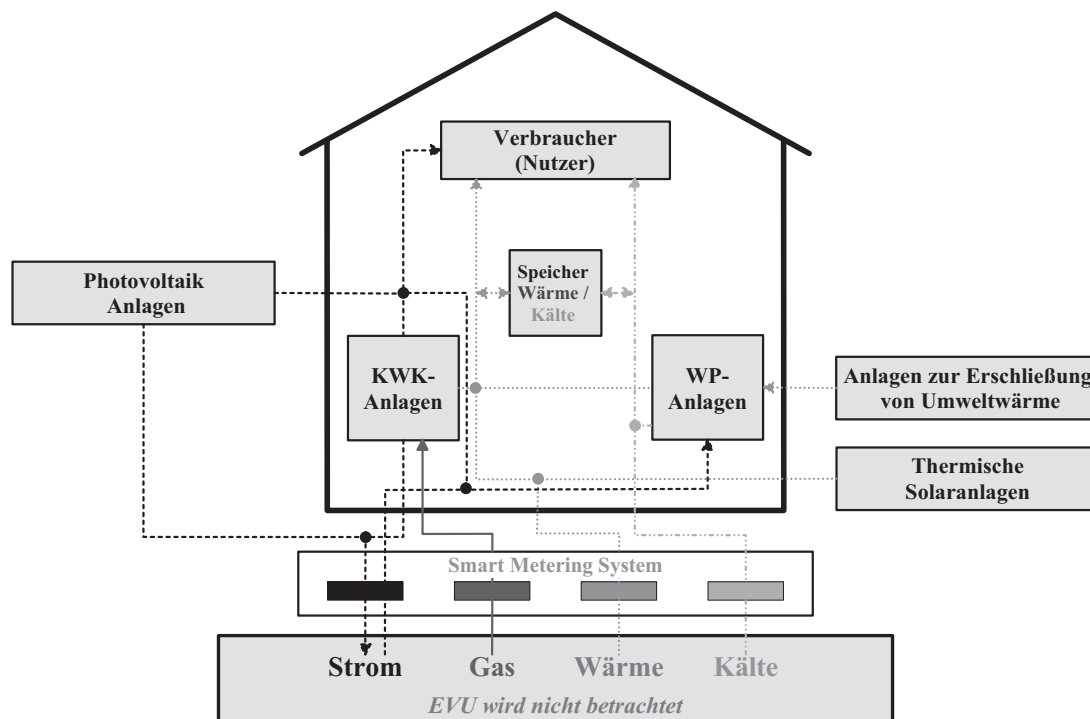


Abb. 2.6: Wechselwirkungen zwischen den verschiedenen Versorgungssystemen im Gebäude (schematische Darstellung)

Abb. 2.6 gibt einen grafischen Überblick über die Wechselbeziehungen die für das Teilforschungsvorhaben relevant sind¹⁴. Resultierend aus dieser Zielsetzung gliedert sich das Teilthema in die folgende Abschnitte:

Im ersten Abschnitt wird die Methodik der Untersuchungen beschrieben. Neben einer umfangreichen Darstellung der verwendeten und neu geschaffenen Simulationssoftware wird in diesem Abschnitt auch auf die verwendeten Gebäude und Nutzungsszenarien eingegangen. Im zweiten Teilkapitel werden die eigentlichen Untersuchungen vorgenommen. Abschließend werden die Ergebnisse in einer Zusammenfassung hinsichtlich ihrer politischen Relevanz bewertet.

¹⁴Als Bilanzgrenze wird die Gebäudesystemgrenze gesehen. Die Wechselwirkung mehrerer Verbraucher wird im Teilforschungsvorhaben 2 analysiert.

2.2. Analysemethodik / Randbedingungen

Um die Komplexität von heizungstechnischen Anlagen im Gebäude für dieses Forschungsvorhaben hinreichend genau beschreiben zu können, ist es notwendig, sämtliche relevanten Einflussgrößen auf das Betriebsverhalten zu erfassen. In die Analyse müssen dabei neben den technischen Einflussfaktoren wie z. B. Wärmeerzeuger, Wärmeverteiler- und Wärmeübergabesystem auch die Wechselwirkungen des Nutzers sowie der Umgebung mit einbezogen werden (siehe Abb. 2.7).

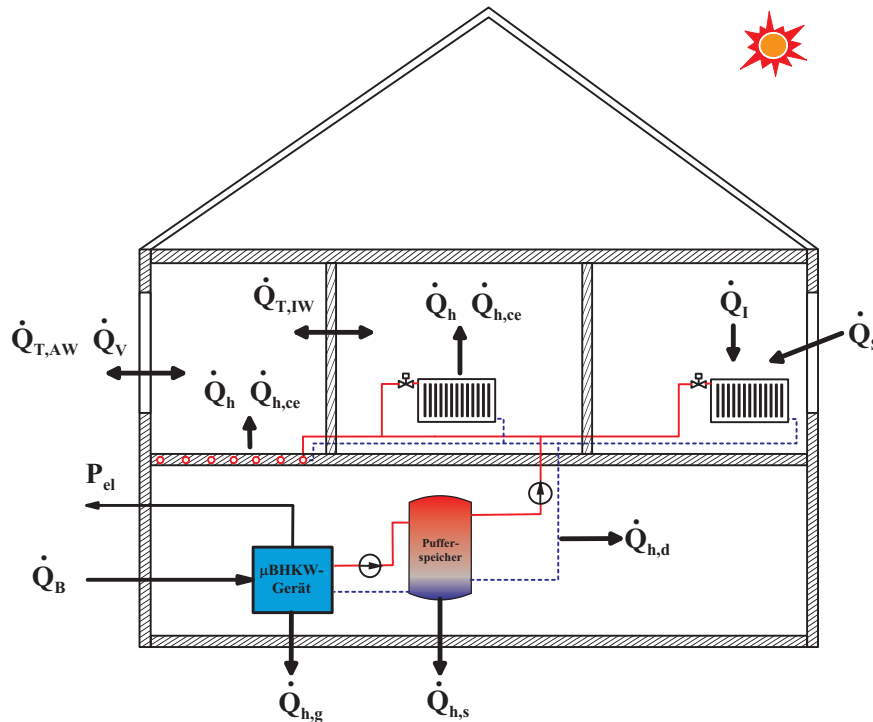


Abb. 2.7: Schematische Darstellung der Wärmeströme in einem Wohnhaus (Gebäudebeheizung)

Grundsätzlich bieten sich hierfür die Messung am konkreten Objekt sowie die Nachbildung mittels einer thermischen Gebäudesimulation als Analysemethodiken an. Das erstgenannte Verfahren hat dabei den Vorteil, dass sämtliche Randbedingungen integral erfasst werden und die Aussagekraft der Ergebnisse lediglich durch die zur Verfügung stehende Messtechnik limitiert wird. Nachteil ist jedoch, dass eine derartige Untersuchung nur in Echtzeit vorgenommen werden kann, wodurch die Anzahl der Parameterstudien begrenzt ist.

Betrachtet man im Gegensatz dazu numerische Simulationsverfahren, so bieten diese den Vorteil, dass unter identischen Randbedingungen eine sehr große Anzahl von Parametern und Einflussgrößen variiert werden kann, wodurch es möglich ist, Unterschiede zwischen Systemen und Systemkomponenten sehr genau zu detektieren. Des Weiteren besteht unzweifelhaft ein zeitlicher Vorteil, da die Rechengeschwindigkeit moderner Simulationswerkzeuge ein Vielfaches einer Echtzeitanalyse beträgt. Nachteilig an einer Analyse mittels numerischer Simulationsprogramme ist, dass die eingesetzten Verfahren immer Modelle der realen Gegebenheiten benötigen, wodurch nicht alle Einflussgrößen erfasst werden. Um speziell den letztgenannten Punkt in Bezug auf die untersuchten Wärmeerzeuger zu minimieren, wurde ein Versuchsstand zur Validierung der eingesetzten Modelle aufgebaut, der nachfolgend, gleichfalls wie das eingesetzte Simulationswerkzeug, beschrieben werden soll.

2.2.1. Messtechnische Analyse

Um moderne numerische Simulationssoftware verlässlich einsetzen zu können, ist es notwendig diese zu validieren. Im Rahmen des Forschungsvorhabens wurde hierzu ein am Institut für Energietechnik existierender Versuchsstand so umgebaut, dass eine messtechnische Erfassung aller relevanten Eingangs- und Ausgangsparameter zur Ermittlung des Betriebsverhaltens von Wärmepumpensystemen und μ BHKW-Systemen möglich ist. Abbildung 2.8 zeigt eine Prinzipskizze des erstellten Versuchsstandes. Die Abbildungen 2.9 sowie 2.10 zeigen visualisierte Darstellungen des Versuchsfeldes.

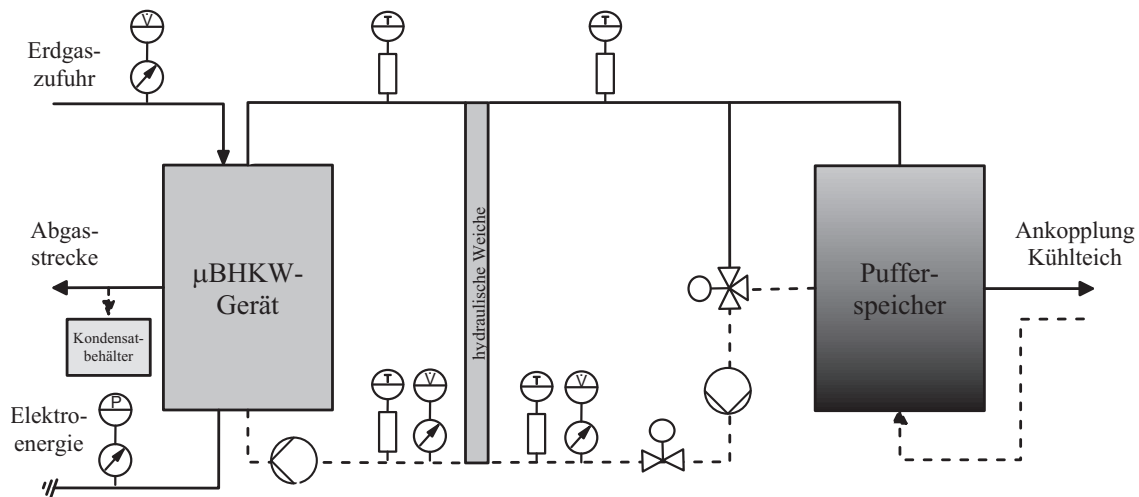


Abb. 2.8: Prinzipskizze des Emulatorversuchsstandes



Abb. 2.9: Ansicht des Emulatorversuchsstandes



Abb. 2.10: Ansicht des Emulatorversuchsstandes

Signifikant für den Versuchsstand ist dabei, dass es mit der Versuchsanordnung zum einen möglich ist stationäre Betriebspunkte nachzubilden und die entsprechenden Energien aufzuzeichnen. Zum Anderen bietet das umgesetzte Konzept die Möglichkeit, die realen Geräte mit einem „virtuellen“ Gebäude zu verknüpfen. Dieses als „Emulation“¹⁵ bezeichnete Verfahren erlaubt es die komplexen Wechselwir-

¹⁵Emulation= Die Kopplung von realen Geräten innerhalb einer virtuellen Umgebung wird oft auch als „Hardware in the Loop“ bezeichnet.

kungen zwischen Wärmeverbraucher und Wärmeerzeuger für verschiedenste Lastfälle instationär zu untersuchen.

2.2.2. Numerische Analyse

Innerhalb dieses Teilthemas wird als Untersuchungsmethodik die dynamische numerische Simulation gewählt, da sie in Hinblick auf die Zielstellung des Forschungsvorhabens am besten geeignet ist. Betrachtet man die zum heutigen Zeitpunkt zur Verfügung stehenden numerischen Gebäudesimulationsprogramme, die ausreichend validiert sind, so kann eine umfangreiche Auswahl in [237] getroffen werden. Eine weite Verbreitung haben dabei die Programme

- DOE-2 [61], BLAST [29],
- ESP [72], TRNSYS [120] sowie die Programmbibliotheken
- MATLAB [228] und MODELICA [152]

erfahren. Bezugnehmend auf die langjährige Erfahrung und die Entwicklungsarbeiten mit dem Gebäudesimulationsprogramm TRNSYS an der TU Dresden wird dieser Code für die nachfolgenden Analysen verwendet. TRNSYS steht dabei für „*Transient System Simulation Program*“ und wurde in den 70er-Jahren an der Universität von Wisconsin, Madison (USA) entwickelt. Es besitzt eine offene und modulare Struktur. Jeder Baustein eines Gebäudes (Gebäudehülle, technische Anlage) kann mittels sogenannter „*Types*“ nachgebildet werden, die miteinander im Informationsaustausch stehen. Die innerhalb der Module hinterlegten Algorithmen basieren dabei auf analytischen Verfahren, auf Kennlinienmodellen oder einer Kombination beider Möglichkeiten. Die Zuverlässigkeit des genannten Quellcodes ist in zahlreichen Arbeiten ausführlich getestet worden [78, 174, 213]. Nachfolgend sollen die wichtigsten „*Types*“ die für die Durchführung des Forschungsvorhabens relevant sind überblicksartig beschrieben werden.

2.2.2.1. Gebäude

Für das thermische Gebäudemodell kommt das Modul *Type 158* für die Berechnung der Wärmeleitvorgänge in der Umfassungskonstruktion und zum anderen das Modul *Type 56* für die Erstellung der einzelnen Zonenbilanzen zur Anwendung. Das Modul *Type 158* basiert auf einem Kontinuumsmodell, mit dem es möglich ist, die thermischen und hygrischen Prozesse in der Umfassungskonstruktion nachzubilden. Für die Betrachtung von bauteilintegrierten Flächenheizungen wurde an der Schnittstelle zwischen *Type 57* (Rohrnetzrechnung) und Modul *Type 158* ein erweiterter Algorithmus nach [87, 88] implementiert, mit dem es möglich ist, durch einen korrigierten Wärmeübergangskoeffizienten die Verlegung der Rohre zu berücksichtigen. Für die detaillierte Erfassung der thermischen Zustände im Raum (=Bilanzzone) wird das Standard TRNSYS *Type 56* verwendet, welches in zahlreichen Arbeiten validiert und erweitert wurde [78]. Kennzeichnend für das *Type 56* ist, dass es die Möglichkeit besitzt, die Übertragungsprozesse im Gebäude in unterschiedlicher Detailstärke abzubilden. Im Rahmen des Forschungsvorhabens wurde ein Berechnungsmodus gewählt, der eine geometrische Modellierung des Gebäudes erlaubt¹⁶.

2.2.2.2. Hydraulisches Netz

Für die Wärmeverteilung kommt das von PERSCHK in [174] entwickelte hydraulische Modell von komplexen Rohrsystemen (*Type 57*) zur Anwendung. Der Berechnungsalgorithmus basiert auf einer Zerlegung der Anlage in Knoten und Teilstrecken. Mit Hilfe der Maschen erfolgt die Berechnung

¹⁶Weitere Informationen sind hierzu in [174] sowie [213] zu finden.

der Massestromverteilung, aus der unter Berücksichtigung der thermischen Verhältnisse im Raum die Wärmeabgabe, die resultierende Rücklauftemperatur und die Druckverhältnisse bestimmt werden. Eine detaillierte Beschreibung der einzelnen verwendeten formelmäßigen Zusammenhänge wird in [174, 127] sowie [213] gegeben.

2.2.2.3. Wärmespeicherung

Für die Nachbildung von Warmwasserspeichern kommt das in [56] beschriebene und in [117] erweiterte Modell zur Anwendung (*Type 74*). Kennzeichnend für das physikalische Modell ist, dass eine Berechnung mit maximal drei Wärmeübertragern sowie fünf Rohrpaaren zur direkten Beladung und Entladung des Speichers möglich ist. Die Temperaturverteilung im Speicher kann an fünf vertikal angeordneten Temperatursensoren zu jedem Zeitschritt der Berechnung ausgegeben werden. Modellierbar ist ebenfalls eine elektrische Zusatzheizung in Form eines elektrischen Heizstabs. Mathematisch werden die thermischen Vorgänge im Speicher mittels einer zweidimensionalen Wärmetransportgleichung beschrieben (Annahme Kolbenströmung). Zur Lösung dieser partiellen Differentialgleichung kommt eine Finite-Differenzen-Methode in Kombination mit dem Crank-Nicholsen-Verfahren zum Einsatz¹⁷. Die intern ablaufenden Wärmeübertragungsvorgänge zwischen Wärmeübertrager und Speichermedium sowie die Druckverlustberechnung werden mittels der in [245] beschriebenen funktionalen Zusammenhänge approximiert. Nicht berücksichtigt werden können mit dem Modell Verluste, die sich aus der Konstruktion des Speichers ergeben (vgl. [108]). Hierzu zählen insbesondere die Gestaltung der Einströmöffnungen (Prallplatte) sowie die konstruktive Einbindung der Anschlusspaare (Schräganbindung).

2.2.2.4. Wärmeerzeugung

2.2.2.4.1. Wärmepumpe

Zur Modellierung von Wärmepumpensystemen kommt ein ursprünglich von AFJEI ET AL. [11] entwickeltes Modell einer Kompressionswärmepumpe zur Anwendung, welches umfassend erweitert wurde (*Type 201*). Kennzeichnend für das Wärmepumpenmodell ist, dass basierend auf Herstellerangaben die Kondensator- und Verdampferleistung als Grundlage für die Berechnung herangezogen wird. Grundsätzlich stellt der Algorithmus ein stationäres Kennlinienmodell dar, bei dem die Wärmeleistung sowie die elektrische Leistungsaufnahme durch biquadratische Polynome entsprechend Gl. 2.1 sowie 2.2 approximiert werden.

$$\dot{Q} = a_1 + a_2 \cdot \vartheta_{V,e} + a_3 \cdot \vartheta_{K,a} + a_4 \cdot \vartheta_{V,e} \cdot \vartheta_{K,a} + a_5 \cdot \vartheta_{V,e}^2 + a_6 \cdot \vartheta_{K,a}^2 \quad (2.1)$$

$$P = b_1 + b_2 \cdot \vartheta_{V,e} + b_3 \cdot \vartheta_{K,a} + b_4 \cdot \vartheta_{V,e} \cdot \vartheta_{K,a} + b_5 \cdot \vartheta_{V,e}^2 + b_6 \cdot \vartheta_{K,a}^2 \quad (2.2)$$

Um das mathematische Modell jedoch praxisgerechter zu gestalten, wurde von AFJEI ET AL. [11] zusätzlich ein PT_1 -Glied implementiert, welches das zeitliche Verhalten berücksichtigt. Darüber hinaus ist es speziell bei Luft-Wasser-Wärmepumpen möglich, die Leistungsminderung infolge von Vereisung zu berücksichtigen.

Umfassend erweitert wurde das Modell von SEIFERT in [214]. Hinsichtlich der Bilanzierung ist dabei im überarbeiteten Modell die Auswertung verschiedener Bilanzkreise möglich. Dies gestattet es zwischen inneren sowie äußeren Leistungszahlen zu unterscheiden (siehe Gl. 2.3).

$$COP_i = \frac{\dot{Q}_{WP}}{P_V}, \quad COP_a = \frac{\dot{Q}_{WP}}{P_V + P_H + P_R} \quad (2.3)$$

¹⁷Mit einer entsprechenden Diskretisierung des Speichervolumens ist es möglich, mit hinreichender Genauigkeit die innere Schichtung nachzubilden.

Der Hauptunterschied zwischen beiden Definitionen ist, dass beim äußeren *COP*-Wert zusätzlich sämtliche Hilfsenergien des Erzeugers bilanztechnisch erfasst werden, wohingegen der innere *COP*-Wert den reinen Wärmepumpenprozess beschreibt. Geeignet zum Systemvergleich sind beide Größen jedoch nicht, da die Leistungszahl jeweils die Verhältnisse lediglich in einem Arbeitspunkt darstellt. Wesentlich günstiger ist es, für einen Systemvergleich die integralen Größen über eine definierte Bilanzperiode zu betrachten. Bei Wärmepumpensystemen hat sich hierfür die Arbeitszahl β durchgesetzt, die für die innere, äußere sowie für eine Bilanz mit Berücksichtigung des Speichers (Systemarbeitszahl) wie folgt definiert ist:

$$\beta_i = \frac{\int_{t_1}^{t_2} \dot{Q}_{WP} dt}{\int_{t_1}^{t_2} P_V dt}, \quad \beta_a = \frac{\int_{t_1}^{t_2} \dot{Q}_{WP} dt}{\int_{t_1}^{t_2} (P_V + P_H + P_R) dt}, \quad \beta_{sys} = \frac{\int_{t_1}^{t_2} (\dot{Q}_{WP} - \dot{Q}_S) dt}{\int_{t_1}^{t_2} (P_V + P_H + P_R) dt} \quad (2.4)$$

Neben dem reinen Prozess in der Wärmepumpe ist es zur Systembeschreibung notwendig, das Verhalten der Wärmequelle hinreichend genau nachzubilden. Praxisrelevant sind die Wärmequellen Grundwasser, Erdreich sowie Außenluft. Für die Berücksichtigung von Außenluft sowie Grundwasser sind keine zusätzlichen Modelle notwendig. Im Gegensatz dazu ist die Nachbildung des Erdreiches über Erdreichsonden bzw. Flächenkollektoren sehr aufwendig. Zum Einsatz kommt im Rahmen dieses Forschungsvorhabens ein Modell welches in [125] exakt beschrieben ist. Einzelheiten hierzu sollen in diesem Bericht nicht weiter dokumentiert werden.

2.2.2.4.2. Mini-/Mikro-KWK

Für die Nachbildung des Mini-/Mikro-KWK Gerätes wurde das im Rahmen des *Annex-42* [153] entwickelte Modell im Programmsystem TRNSYS-TUD implementiert und überarbeitet. Kennzeichnend für das Modell ist, dass neben dem klassischen Verbrennungsmotor auch Stirling-Maschinen dynamisch nachgebildet werden können. Abgebildet werden mit dem *Type154* unterschiedliche Betriebsweisen, wobei der Übergang zwischen diesen intern selbstständig erfolgt. Funktional erlaubt das Modell die Berücksichtigung folgender Energie- und Stoffströme:

- Konvektionswärmestrom und Strahlungswärmestrom aus der Verbrennung von dem Brennstoff an die Luft
- konvektive Wärmeübertragung der Ströme des Brennstoffs, des Verbrennungsgases (Abgas) sowie des Kühlmittels
- die Wärmeverluste des Motorblocks und anderer massiver Bauteilen (Rahmen, Gehäuse)
- die Wärmeleitung des Wärmeübertragers und eine mögliche latente Wärmerückgewinnung aus den Abgasen
- die vom Motor erzeugte mechanische Wellenleistung und die benötigte mechanische Pumpenleistung
- die vom Generator erzeugte elektrische Leistung sowie vom System benötigte elektrische Pumpenenergie

Modellintern werden die physikalischen Prozesse durch drei Kontrollbereiche nachgebildet. Der erste Kontrollbereich (*Energieumwandlung*) umfasst den Energieträger, das Abgas sowie den Wechselstromgenerator und wird mit Informationen aus der Motoreinheit (Wärmestrom) des thermischen Modells versorgt. Der zweite Kontrollbereich (*Motor*) repräsentiert die thermischen Eigenschaften des Motorblocks, inklusive des Gehäuses sowie des Wärmeübertragers (Wärmespeicherung). Der dritte Kontrollbereich steht für den Kühlwasservolumenstrom (*Kühlwasser*) durch das Gerät sowie den

Wärmeübertrager und somit die Wärmeabgabe des KWK-Gerätes an das umgebende hydraulische System. Für die energetische Bilanzierung des BHKWs ergibt sich die dem Gerät zugeführte Energie aus:

$$\dot{Q}_{BG,H_i} = \dot{V}_{BG} \cdot H_i \quad (2.5)$$

Basierend auf der Annahme, dass der Elektroenergieverbrauch aller internen Verbraucher vom BHKW selbst erzeugt wird und unter der Berücksichtigung der thermischen Verluste der Hüllflächen werden die Brutto- bzw. Nettowirkungsgrade, bezogen auf den Heizwert des Brennstoffs, wie folgt ermittelt:

Bruttogesamtwirkungsgrad:

$$\eta_{ges,i,b} = \frac{P_{el} + P_{el,IG} + \dot{Q}_{th}}{\dot{Q}_{BG,i}} \quad (2.6)$$

Nettogesamtwirkungsgrad:

$$\eta_{ges,i,n} = \frac{P_{el} + \dot{Q}_{th}}{\dot{Q}_{BG,i}} \quad (2.7)$$

elektrischer Wirkungsgrad (Brutto):

$$\eta_{el,i,b} = \frac{P_{el} + P_{el,IG}}{\dot{Q}_{BG,i}} \quad (2.8)$$

elektrischer Wirkungsgrad (Netto):

$$\eta_{el,i,n} = \frac{P_{el}}{\dot{Q}_{BG,i}} \quad (2.9)$$

thermischer Wirkungsgrad (Brutto):

$$\eta_{th,H_i,b} = \frac{\dot{Q}_{th}}{\dot{Q}_{BG,i}} \quad (2.10)$$

thermischer Wirkungsgrad (Netto):

$$\eta_{th,i,n} = \frac{\dot{Q}_{th,n}}{\dot{Q}_{BG,i}} \quad (2.11)$$

mit

$$\dot{Q}_{th,n} = \dot{Q}_{th} - \dot{Q}_{th,V} \quad (2.12)$$

Desweiteren sind die Verluste des nachgeschalteten Speichers zu berücksichtigen, welche die Gleichung des Systemwirkungsgrades komplettieren.

Systemwirkungsgrad:

$$\eta_{ges,i,sys} = \frac{P_{el} + \dot{Q}_{th} - \dot{Q}_{th,V} - \dot{Q}_{sp}}{\dot{Q}_{BG,i}} \quad (2.13)$$

Die vorangegangenen Gleichungen gelten insbesondere für stationäre Untersuchungen. Als signifikante Kennwerte der energetischen Bewertung werden Nutzungsgrade verwendet, welche als integrale Bilanzen definiert sind (siehe 2.14 und 2.15).

$$\beta_{el,i,b} = \frac{\int_{\tau_1}^{\tau_2} P_{el} + \int_{\tau_1}^{\tau_2} P_{el,IG}}{\int_{\tau_1}^{\tau_2} \dot{Q}_{BG,i}} \quad (2.14)$$

$$\beta_{el,i,b} = \frac{\int_{\tau_1}^{\tau_2} P_{el} + \int_{\tau_1}^{\tau_2} P_{el,IG}}{\int_{\tau_1}^{\tau_2} \dot{Q}_{BG,i}} \quad (2.15)$$

2.2.3. Gebäudemodelle

Um allgemeingültige Aussagen im Forschungsvorhaben erarbeiten zu können ist es notwendig Gebäude zu verwenden, die durchschnittliche Verhältnisse darstellen. In [214] sowie [147] wurden hierzu umfangreiche Analysen vorgenommen die sich in zwei skalierbaren Gebäudemodellen widerspiegeln. Es handelt sich hierbei zum Einen um ein freistehendes Einfamilienhaus, welches repräsentativ für den deutschen Gebäudebestand ist. Abb. 2.11 vermittelt einen optischen Eindruck dieses Gebäudes.

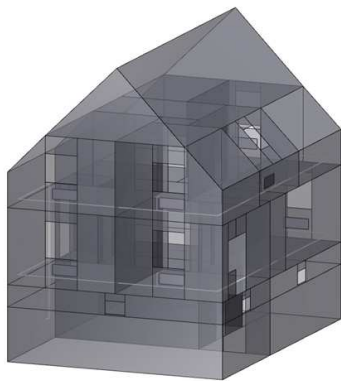


Abb. 2.11: Ansicht Einfamilienhaus (schematische Darstellung)

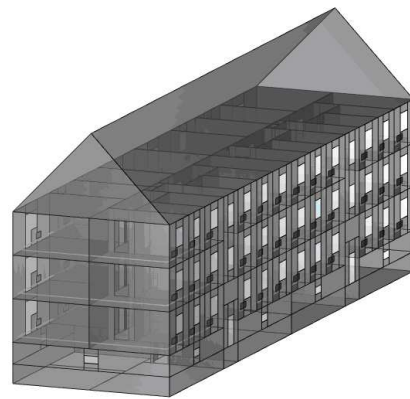


Abb. 2.12: Ansicht Mehrfamilienhaus (schematische Darstellung)

Zusätzlich zum Einfamilienhaus wurde gleichfalls ein skalierbares Mehrfamilienhaus erstellt, welches schematisch in Abb. 2.12 dargestellt ist. Umgesetzt wurden die Modelle in verschiedenen wärmetechnischen Ausstattungsvarianten. Tab. 2.6 liefert einen Überblick über die Heizlasten der Gebäude nach DIN 12831 [45].

Wärmeschutzniveau	Heizlast nach DIN 12831 [45] in kW	
	EFH	MFH (12-WE)
WSVO77	13,6	57,9
WSVO82	10,5	44,9
EnEV	5,8	29,0

Tabelle 2.6: EFH / MFH - Gebäudekenndaten entsprechend unterschiedlicher wärmetechnischer Ausstattung der Gebäudehülle nach DIN 12831 [45]

Alle Modelle werden als vollständig geometrische Modelle abgebildet. Dies bedeutet, dass durch die Modellierung die Strahlungsverhältnisse in und am Gebäude exakt wiedergegeben werden können. Damit ist die Möglichkeit geschaffen, auch detaillierte Aussagen zur thermischen Behaglichkeit in den einzelnen Gebäuden unter Berücksichtigung des eingesetzten Heizungssystems vornehmen zu können.

2.2.4. Anlagentechnische Modelle und hydraulische Schaltungen

Als heizungstechnische Anlage wird ein klassisches Zweirohrsystem im Modell für unterschiedliche Temperaturniveaus hinterlegt. Details sind hierzu in [214] zu finden und sollen nicht nochmals dokumentiert werden. Die hydraulischen Einbindungen der Wärmerzeuger, Speicher und Trinkwassererwärmung werden in den nachfolgenden Kapiteln (2.4.3.1.1 u. 2.4.3.2) detailliert betrachtet.

2.2.5. Äußere / Innere Randbedingungen

Neben der reinen Charakterisierung der gebäude- und anlagentechnischen Komponenten sind für repräsentative Analysen gleichfalls die äußeren Randbedingungen zu spezifizieren. Als Eingangsdaten für die äußeren thermischen Randbedingungen fanden Wetterdaten entsprechend der Spezifikation in [42] Anwendung. Konkret verwendet wurde der Datensatz für das Testreferenzjahr 04 (TRY-04). Das Gebiet, welches für das TRY-04 steht, erstreckt sich von Mecklenburg-Vorpommern (ohne Küstenbereich) bis zum Dresdner Elbtal bzw. von der Altmark bis zur Niederlausitz und besitzt als Repräsentanzstation Potsdam (vgl. 2.13 und 2.14).

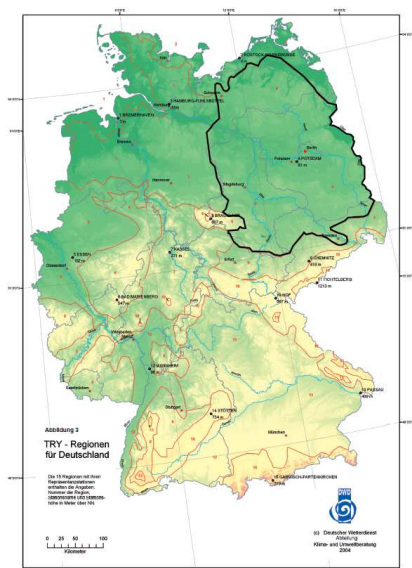


Abb. 2.13: Ansicht der Zone 04 des TRY [42]

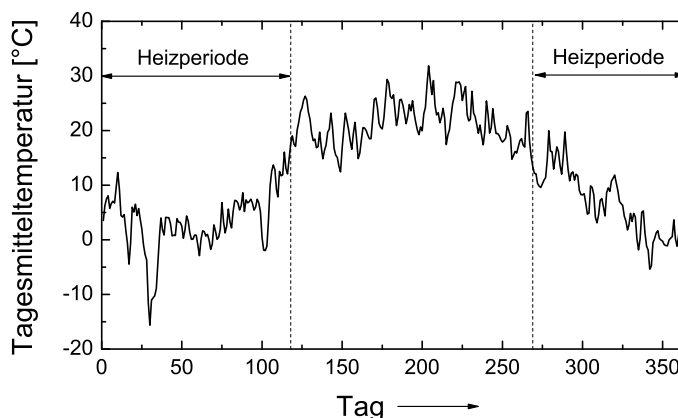


Abb. 2.14: Tagesmitteltemperatur / Heizperiode für den Untersuchungszeitraum nach [42]

Sämtliche im TRY-04 hinterlegten Wertepaare sind berechnete Daten, deren Ursprung in einer großen Anzahl verschiedener Messdaten liegt. Aufbauend auf den Wetterdaten des TRY-04 [42] wurden die untersuchten Bilanzperioden ausgewählt. Die Grundlage für die Auswahl der Heizperiode stellt die mittlere Tagestemperatur nach [183] dar (Heizgrenztemperatur $\bar{\vartheta}_{Luft} = 15^\circ\text{C}$ vgl. [242]). Entsprechend dieser Annahmen ergibt sich eine Heizperiode, wie sie in Abb. 2.14 dargestellt ist. Im restlichen Teil des Jahres erfolgt keine aktive Beheizung des Gebäudes. Die technische Anlage wird lediglich zur Warmwasserbereitung genutzt. In gleicher Weise wie für die äußeren Randbedingungen wurden Annahmen für die im Gebäude auftretenden thermischen Gewinne und Lasten vorgenommen. Die thermischen Gewinne wurden zu je 50 % als konvektiver Gewinn bzw. zu je 50 % als Strahlungsgewinn vereinbart. Tabelle 2.7 zeigt die Kennwerte die diesen Annahmen zu Grunde liegen.

Raum	Leistung in W	spezifische Gewinne in W/m	Quellen / Norm
Person (normale Aktivität)	126,0	-	EN ISO 7730 [47]
Person (ruhend)	82,8	-	EN ISO 7730 [47]
Fernseher	100	-	pauschale Annahme
Beleuchtung	-	10	VDI 2078 [240]
sonstige Geräte	50	-	pauschale Annahme

Tabelle 2.7: Thermische Gewinne im Raum entsprechend VDI 2078 [240]/DIN EN ISO 7730 [47]

Um realitätsnähere Aussagen generieren zu können wurden diese inneren Gewinne an Zeitplanprofile geknüpft. Detaillierte Aussagen sind hierzu in [214] zu finden.

2.2.6. Verbrauchsprofile Elektroenergie

Für die Berücksichtigung des Elektroenergieverbrauches von allen Hausgeräten werden verschiedene Bedarfsprofile in den Untersuchungen hinterlegt. Zunächst sei hier auf die detaillierten Analysen im Rahmen des ANNEX42 [123] verwiesen in dem ausführlich die elektrischen Verbraucher in Einfamilienhäusern untersucht wurden (2.15).

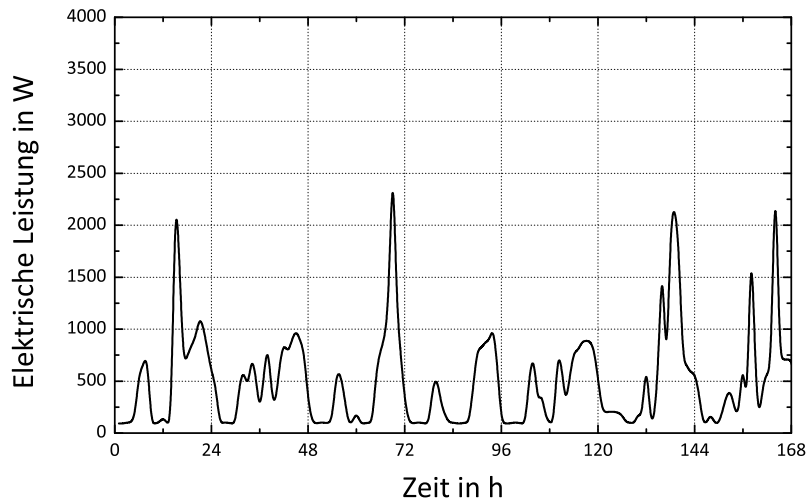


Abb. 2.15: Wochengang des Elektroenergiebedarfs eines Einfamilienhaushaltes nach [123]

Zusätzlich werden weitere 7 elektrische Lastgänge, welche als Schnittstelle vom Teilthema 5 erzeugt wurden, betrachtet. In den Profilen I - VI wird davon ausgegangen das die Nutzer werktätig sind, daraus folgen die Lastspitzen morgens und abends, wie Abb. 2.16 am Beispiel des Lastganges I dokumentiert. Abb. 2.17 zeigt den Wochenverlauf des VII. Lastganges, basierend auf einem nicht werktätigen Nutzungsprofil. Die Abbildungen der weiteren elektrischen Verbrauchsprofile enthält Anhang A.2. Die detaillierte Beschreibung der zugrunde gelegten Randbedingungen der Lastgänge erfolgt in Kapitel 6.2.3 und soll hier nicht weiter erläutert werden.

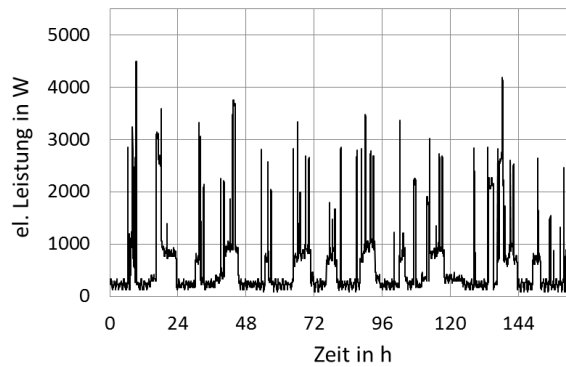


Abb. 2.16: Wochengang des Elektroenergiebedarfs eines Einfamilienhaushaltes nach Teilthema 5 (Lastgang I)

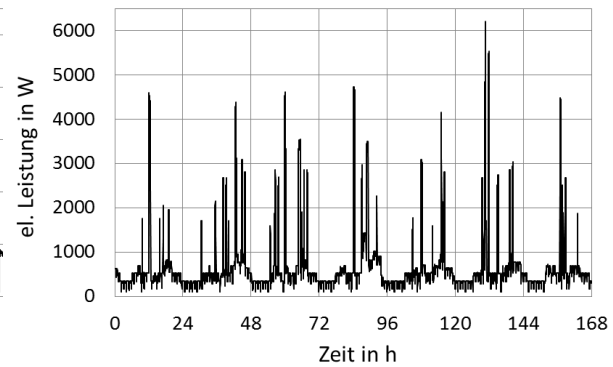


Abb. 2.17: Wochengang des Elektroenergiebedarfs eines Einfamilienhaushaltes nach Teilthema 5 (Lastgang VII)

Neben dem Verbrauchsprofil wird der Elektroenergieaufwand der Umwälzpumpe des Heizungsnetz sowie der Standby-Betrieb des KWK-Gerätes berücksichtigt. Das Verhältnis des Eigenverbrauchs zum Elektroenergieverbrauch des Gebäudes für eine definierte Bilanzperiode ergibt die signifikante Kenngröße, den elektrischen Deckungsgrad:

$$\eta_{el-DG} = \frac{P_{EV}}{P_{Geb}} \quad (2.16)$$

2.2.7. EEX - Die Leipziger Strombörse

Die European Energy Exchange AG (EEX) gehört zu den führenden Energiebörsen Kontinentaleuropas. Sie wurde im Jahr 2000 gegründet und hat ihren Sitz in Leipzig. Die EEX betreibt Spot- und Terminhandel für Strom, Erdgas, CO_2 -Emissionsrechte und Kohle. An ihr handeln mehr als 200 Handelsteilnehmer aus 20 Ländern.

Im folgenden Kapitel steht der Handel mit Strom im Fokus. Grundsätzlich sind die Stromtarife für den Endkunden abhängig vom Versorger sowie der Region. Aktuell basieren die Geschäftsmodelle größtenteils auf konstanten Preisen mit erweiterten Angeboten wie zum Beispiel Wärmepumpentarifen. Hierbei erfolgt eine Unterscheidung in einen Tages- und Nachttarif. Die stark variierenden Strompreise (vgl. Abb. 2.18), welche durch die Leipziger Strombörse entstehen, werden bisher nicht an den Endkunden weitergegeben. Im Rahmen dieser Studie sollen Untersuchungen mit unterschiedlichen Preisstrukturen und aktiver (BHKWs) sowie passiver Anlagentechnik (Wärmepumpen) gegenübergestellt werden.

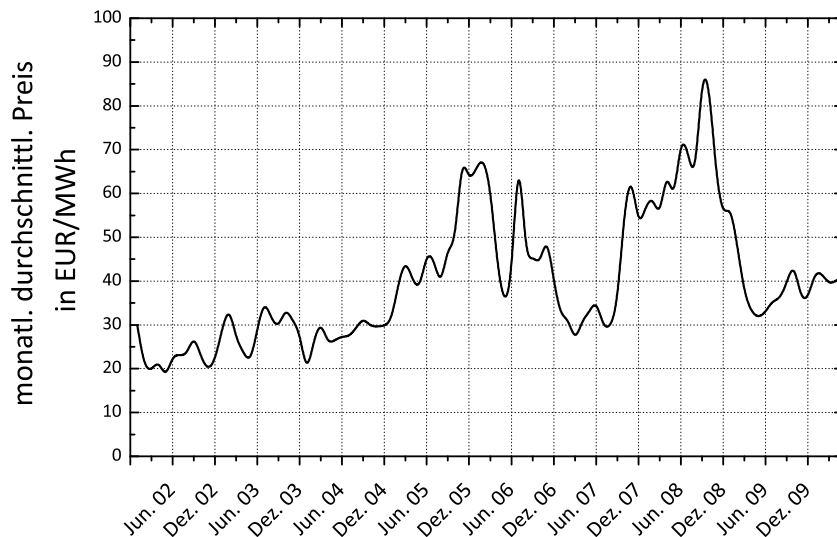


Abb. 2.18: Monatlicher durchschnittlicher Strompreis für die Jahre 2002 bis 2010 entsprechend [263]

2.2.7.1. Funktionsweise der EEX

Die EEX ist für die finanzielle Abwicklung und Absicherung aller getätigten Geschäfte vertraglich verantwortlich. Die Transaktionen auf der Plattform innerhalb der Börse sind anonymisiert, zusätzlich gibt es seit dem 30.09.2009 die „Transparency in Energy Markt“. Diese Plattform ermöglicht eine transparente Datenübersicht der Energieerzeugung sowie des tatsächlichen Verbrauchs. Diese Informationen werden durch die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber (50 Hertz, Amprion GmbH, EnBW Transportnetze AG u. Transpower Stromübertragungs GmbH) zur Verfügung gestellt. Eine detaillierte Recherche der Leipziger Strombörse erfolgte in [184] und soll hier nicht nochmals aufgeführt werden.

2.2.7.2. Strompreisentwicklung an der EEX

Durch die Leipziger Strombörse, kann die Strompreisentwicklung seit 2002 gut nachvollzogen werden. Nachfolgend sollen Daten aus dem Jahr 2009 veranschaulicht (Abb. 2.19) und die preisliche Entwicklung analysiert werden.

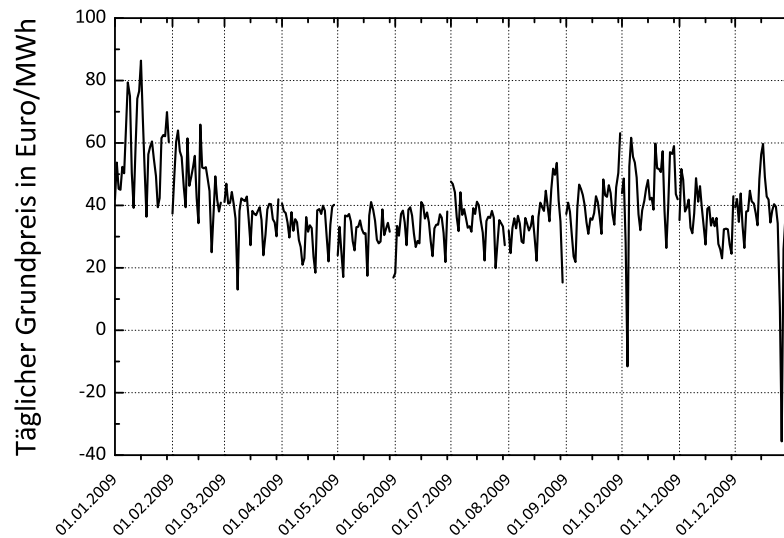


Abb. 2.19: Strompreisverlauf im Jahre 2009 entsprechend [263]

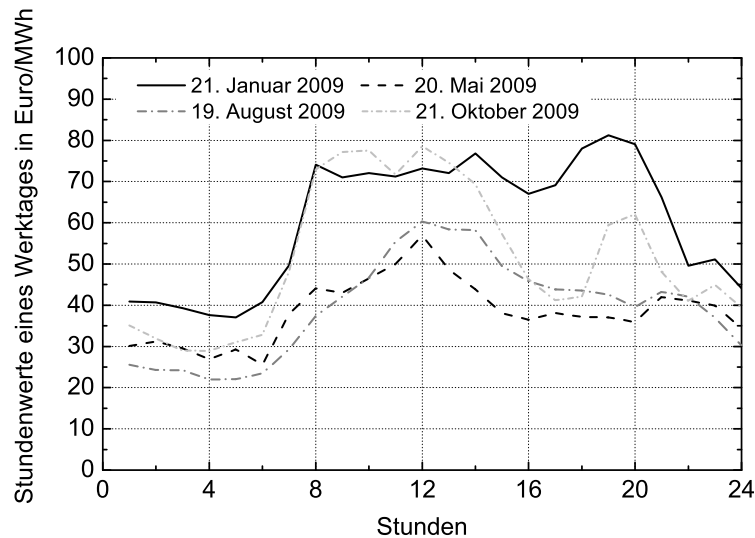


Abb. 2.20: Preisvergleich innerhalb eines Tages nach [184]

Auffällig ist vor allem das Auftreten negativer Strompreise. Dieses Phänomen ist seit dem 4. September 2008 an der Börse zulässig. Es basiert auf der vorrangigen Einbindung von Elektroenergie aus erneuerbaren Energien und z.B. sogenannten Schwachlastzeiten. Die Folge ist ein Überangebot an Strom im Netz und negative Strompreise, das heißt dem Abnehmer wird die Stromabnahme vergütet. Das tiefste Preisniveau 2009 weist, wie auch in Abb. 2.19 dokumentiert, die Zeit vom 25. auf den 26.12. auf. Dies basiert auf einer Windenergieeinspeisung von 20.100 MW. Der Preis an der Strombörse fiel im Durchschnitt um $\Delta P = -3,6 \text{ Ct/kWh}$ [124]. Allerdings haben von dieser Entwicklung nur Großabnehmer profitiert, die ihren Strom direkt an der Börse einkaufen. Der private Stromabnehmer wird vorerst weiterhin für seinen Strom pauschal seinen Stromanbieter bezahlen. Im Rahmen dieser Forschungsarbeit werden auch zukunftsorientierte Geschäftsmodelle mit variablen (auch negativen) Strompreise berücksichtigt. Es soll ein Modell mit direkten Zugriff des privaten Stromabnehmers auf die Strombörse umgesetzt werden. Es ist davon auszugehen das auch weiterhin, insbesondere durch den stetigen Ausbau der regenerativen Energien vermehrt negative Strompreise auftreten. Eine detailliertere Analyse der Strompreise zeigt, dass ein typischer und immer ähnlicher Wochenverlauf sichtbar ist, der auch erklärt, das negative Preise meist am Wochenende und vor allem sonntags

entstehen können, wie Abb. A.6 reflektiert. Des Weiteren verdeutlicht Abb. 2.20, dass die Strompreise im Winter (Januar) am höchsten sind. Dies wird begründet mit einem erhöhten Heizwärmebedarf, dem steigenden Stromverbrauch (z.B. Beleuchtung) sowie dem vermehrten Aufenthalt innerhalb Gebäuden. Der geringste Strompreis ergibt sich in dieser Abbildung im Mai, darauf folgend der August. Das der Strompreis im August höher ist als im Frühjahr ist auf die vermehrten aktiven Klimaanlage zurückzuführen, wodurch die Nachfrage nach Elektroenergie demnach im August steigt. Das Gefälle der Preise zum Wochenende hin ist dadurch zu erklären, dass am Wochenende die meisten Bürogebäude nicht genutzt werden. Auch die Produktionsstätten in der Industrie sind teilweise außer Betrieb. Neben einem charakteristischen Verlauf der Strompreise innerhalb einer Woche und innerhalb eines Jahres, hängt der erzielte Preis auch von der Tagesstunde ab. In den Morgen- und Abendstunden ist ein deutliches Preishoch zu erkennen. Aus diesen Tagesverläufen ist abzuleiten, dass Geräte, die auf variable Strompreise zugreifen können, möglicherweise zu einem sinkenden Stromverbrauch führen. Diese Preisabhängigkeit soll in den nächsten Kapiteln noch durch bestimmte Wetterlagen (Windstärke, solare Strahlung) fokussiert werden um anschließend ein Einfamilienhaus auf Basis variabler Strompreise zu simulieren.

2.2.7.3. Typreferenzwochen / Typreferenzjahr - EEX

Basierend auf den Daten der oben beschriebenen Leipziger Strombörse (insbesondere die erreichten Strompreise des Spotmarktes von 2007, 2008 und 2009.) sowie Daten des Deutschen Wetterdienstes (DWD) wurden im Rahmen dieses Projektes charakteristische Verläufe eines Tages, einer Woche bzw. eines Jahres entwickelt. Diese sollen später als Randbedingungen verschiedener Szenarien in die Simulation integriert werden.

Erstellung des Typreferenzjahres

Der Fokus der Entwicklung des Typreferenzjahres liegt auf den Daten des Jahres 2009, aufgrund der Aktualität der Daten sowie der Tatsache, dass negative Strompreise erst Ende 2008 zulässig wurden. Das Jahr 2009 wird in 4 Jahreszeiten eingeteilt:

- Winter (21.12. - 20.03.)
- Frühling (21.03. - 20.06.)
- Sommer (21.06. - 22.09.)
- Winter (23.09. - 20.12.)

Weiterhin erfolgt eine Einteilung der Wochentage von Montag bis Sonntag. Die kleinste zu untersuchende Einheit sind die Tagesstunden (0-24 Uhr). Die Preise der Strombörse werden in Preisintervalle von je einem Euro unterschieden ($P = 0 - 125$ EUR). Es erfolgt eine Auswertung der Häufigkeitsverteilung der jeweiligen Preisspanne an einem Wochentag zu der dazugehörigen Stunde. Es entsteht ein Jahresverlauf, der die Preisentwicklung veranschaulichen soll. Abb. A.7 dokumentiert dies im Anhang am Beispiel eines typischen Wochenverlaufs innerhalb der Sommermonate.

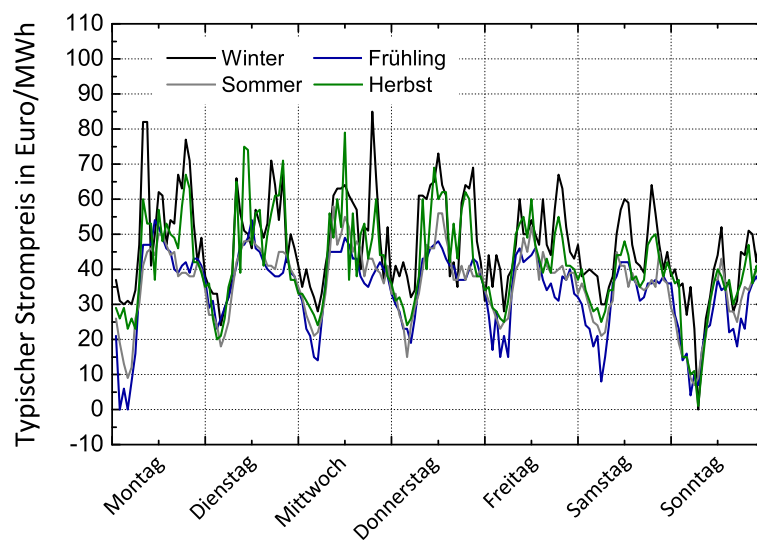


Abb. 2.21: Jahresvergleich der einzelnen Typwochen nach [184]

Der Jahresvergleich in Abb. 2.21 lässt erkennen, dass der Stromverbrauch in den Frühlings- und Sommermonaten ähnlich ist. Wo im Frühling noch teilweise geheizt werden muss, laufen im Sommer die Klimaanlage und somit hält sich hier der Verbrauch annähernd die Waage. Die Zunahme in den kälteren Jahreszeiten ist darauf zurückzuführen, dass vermehrt Heizungen benötigt werden und mehr Zeit innerhalb beheizter Räume verbracht wird. Einen zusätzlichen Einfluss hat bei diesem Verlauf auch das Licht, der Anteil der Beleuchtung nimmt zu.

Um den Kriterien der simulativen Untersuchung gerecht zu werden, wurden die Typwochen für jede Jahreszeit so oft vervielfältigt, dass die genaue Anzahl der Wochen in der jeweiligen Jahreszeit erreicht wird. Bei dem Übergang zwischen zwei Jahreszeiten wurden die Werte geglättet.

Wettereinfluss auf das Typreferenzjahr

Es wird davon ausgegangen, dass die Windenergie einen großen Einfluss auf die Stromdaten hat. Bei der Auswertung der windigsten Tage wurden vier Zeiträume extrahiert, welche einen starken Wind aufzeigen: der Januarsturm Kyrill (2007, Windstärke von 12^{18} [151]), ein Sturmtief im Dezember 2008 (bis zu $v = 100$ km/h), im März 2009 ein Sturmtief über sechs Tage (Spitzenwert: $v = 126$ km/h) und im Dezember 2009 (ca. $v = 92$ km/h [264]). Abb. 2.22 zeigt als ausgewähltes Beispiel den Verlauf des Windes sowie den Preis der Leipziger Strombörse. Es wird deutlich, dass der Preis nahezu unmittelbar auf die Windmenge reagiert. Die Betreiber der Windanlagen müssen ihre Prognose an der Leipziger Strombörse auf dem Spotmarkt angeben. Sie bieten also noch nicht die tatsächliche Menge an, sondern nur die, die sie aus ihren Anlagen und den dazugehörigen Wettervorhersagen berechnet haben. Wenn die tatsächliche Menge doch höher ausfällt als prognostiziert wird die restliche Menge als Intraday¹⁹-Geschäft am Folgetag gehandelt.

Anders verhält es sich mit der Solarstrahlung. Analog zum Einfluss des Windes wurden die Tage analysiert, die die maximale solare Gesamtstrahlung aufweisen. Jedoch konnte kein Zusammenhang zwischen steigender Strahlung und einer Preissenkungen nachgewiesen werden. In Abb. A.8 werden die solare Gesamtstrahlung und der Strompreis gegenübergestellt.

¹⁸Einteilung der Windstärken auf einer Skala von 0- Windstill bis 12-Orkan (mit einer Geschwindigkeit ab $v = 120$ km/h)

¹⁹Intraday: Ist das Handeln am selben Tag der Auslieferung um Lücken ausgleichen zu können

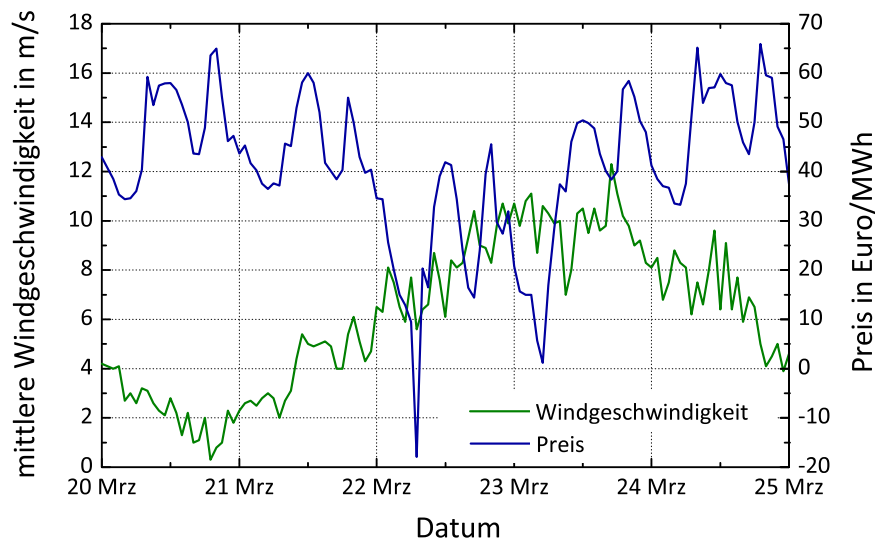


Abb. 2.22: Verlauf der mittleren Windgeschwindigkeit sowie des Strompreises (EEX) im März 2009 nach [184]

Erstellen einer Strompreiskorrekturfunktion

Die Korrektur soll zwei Zielfunktionen erfüllen. Zum Einem soll sie die Preise der Typtage bei starkem Wind korrigieren, da durch die Mittelung der Preise über die Jahreszeiten, die Windabhängigkeit wieder ausgeglichen wurde, zum Anderem soll die Korrektur aber auch den Effekt der negativen Preise an der Strombörse aufzeigen. Zum Erstellen der Korrekturformel wurde der Wetterdatensatz vom Jahr 2009 gewählt. Zum Erstellen der Formel erfolgte zunächst eine Auswertung der Windhäufigkeiten, dass heißt der Wind wurde in Gruppen mit verschiedenen Windgeschwindigkeitsintervallen, wie Tabelle 2.8 zeigt, aufgeteilt.

Klassen der Windgeschwindigkeit in m/s	Häufigkeit der Windgeschwindigkeit	zugehöriger Preis in EUR/MWh	korrigierter Preis in EUR/MWh
10,0	2	87,93	43,97
10,1	3	-57,54	-19,18
10,2	2	91,74	45,87
10,3	3	121,42	40,47
10,4	3	100,36	33,45

Tabelle 2.8: Auszug aus der Häufigkeitsverteilung der Korrekturfunktion [184]

Anschließend wurden die Wetterdaten des DWD analysiert, wie oft diese Windgeschwindigkeiten 2009 auftraten ²⁰. Die Ergebnisse sind in Abb. 2.23, inklusive einer Funktion vom Preis in Abhängigkeit des Windes, dargestellt.

²⁰Wenn eine Windgeschwindigkeit mehrmals zu unterschiedlichen Preisen vorkam, wurde der Preis aufsummiert und durch die Häufigkeit dividiert um einen Mittelwert zu bestimmen.

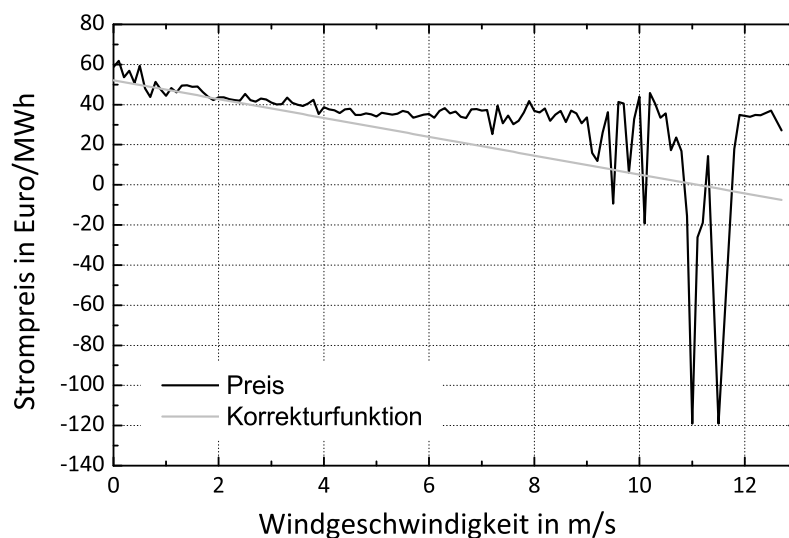


Abb. 2.23: Trendlinie des Strompreises in Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit nach [184]

Eine Trendlinie wurde mit Hilfe der Zwei-Punkt-Gleichung (Gl. A.12) und den sich ergebenden Punkten aus den Jahresmittelwerten der Windgeschwindigkeit und des Preises, außerdem durch den Schnittpunkt der Geraden mit der Abszisse (der Punkt, an dem der Preis erstmalig ersichtlich in den negativen Bereich fällt) ermittelt. Daraus ergibt sich folgende lineare Funktion:

$$y(x) = -4,7x + 52,17 \text{ EUR/MWh} \quad (2.17)$$

Korrigiert werden soll der Preis, der in den Typtagen vorgegeben wird. Aus diesem Grund muss eine Verbindung zu diesem Strompreis erstellt werden. Da die Trendlinie das Absinken des Strompreises bei bestimmten Konstellationen beschreibt wird davon ausgegangen, dass der Typtag-Preis um einen bestimmten Anteil sinkt, damit ergibt sich die Formel:

$$P_{Korr} = P_{TT} \cdot (1 - \text{Anteil}) \quad (2.18)$$

mit P_{Korr} als korrigierter Strompreis, P_{TT} als Preis nach Typtag und Anteil als den Prozentsatz um den der Preis gesenkt wird. Der Korrekturanteil ergibt sich aus dem Verhältnis des Ergebnisses aus der Trendlinie und dem Achsenabschnitt, wie Abb. 2.24 veranschaulicht:

$$\text{Anteil} = \frac{b - y(x)}{b} = \frac{b - mx - b}{b} = \frac{-mx}{b} \quad (2.19)$$

$$P_{Korr} = P_{TT} \cdot \left(1 + \frac{mx}{b}\right) \quad (2.20)$$

$$P_{Korr1} = P_{TT} \cdot \left(1 - \frac{4,7 \cdot x}{52,17 \frac{\text{EUR}}{\text{MWh}}}\right) \quad (2.21)$$

Zusätzlich zu dieser Korrekturformel wurde eine weitere entwickelt. Diese Formel hat einen flacheren Anstieg (Gl. A.13). Die Vorüberlegungen und die Vorgehensweise bei der Erstellung der Formel sind aber identisch. Dies wird zusätzlich untersucht um eine Gegenüberstellung der Simulationsergebnisse bei unterschiedlicher preislicher Entwicklung, also mit und ohne negative Strompreise realisieren zu können.

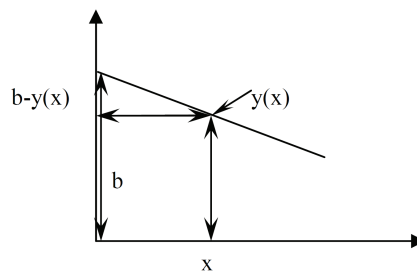


Abb. 2.24: Trendlinie nach [184]

2.3. Variantenmatrix

2.3.1. Wärmepumpen-Systeme

Die numerische Analyse erfolgte zunächst für die Technologie der Wasser-Wasser-Wärmepumpe. In den Untersuchungen wurde das in Kap. 2.2.3 beschriebene statistische Einfamilienhaus (ENEV04[66]) inklusive einer Fußbodenheizung zugrundegelegt. Die Variantenrechnungen enthalten:

- eine Variation der Speichergöße ($V_{PPS} = 200/500/1$),
- differierende Sperrzeiten,
- unterschiedliche Strompreisszenarien (konstante bzw. variable Strompreise)
- sowie zwei Korrekturfunktionen des Strompreises

2.3.2. Mikro-KWK-Geräte

Basis der durchgeführten numerischen Analysen sind zwei Mikro-KWK-Geräte:

- der „Dachs“ der Firma SENERTEC GmbH, mit einem festen Betriebspunkt bei einer elektrischen Leistung von $P_{el} = 5,5$ kW sowie
- das „L-BHKW 4.12“ der Firma KIRSCH mit ($P_{el} = 2; 3; 4$ kW) drei einstellbaren Leistungsstufen

Tabelle 2.9 dokumentiert die Variantenmatrix, welche im Rahmen dieser Studie umgesetzt wird. Die zu variierenden Parameter sind:

- die KWK-Geräte (Dachs und LBHKW),
- das Wärmeschutzniveau (nach WSVO 82 und WSVO 77),
- das heizseitige Speichervolumen ($V_{PPS} = 200/500/1000/1$),
- mit und ohne Trinkwassererwärmung,
- die elektrische Leistung,
- sowie die elektrischen Verbrauchsprofile.

Es wird von einer Heizungsanlagen mit freien Heizflächen ausgegangen. Die Auslegungstemperaturen werden mit $\vartheta_V / \vartheta_R / \vartheta_i = 70^\circ\text{C} / 55^\circ\text{C} / 20^\circ\text{C}$ definiert.

Neben den genannten zu variierenden Parametern wird eine weitere Variation bzgl. unterschiedlicher

2. Teilthema-1

Strompreisszenarien realisiert. Im ersten Schritt werden konstante Verbraucherpreise des Jahres 2011 verwendet. Hierfür wird der Preis von $P = 0,24$ Euro/kWh des regional ansässigen Energieversorgungsunternehmens „DREWAG“ verwendet. In einem zweiten Schritt wird von einem zukünftigen Strompreis des Jahres 2020 von $P = 0,35$ Euro/kWh ausgegangen. Diese Annahme beruht auf einer durchschnittlichen linearen Preissteigerung von $\Delta P = 6,3\%$, welche sich aus der Datenanalyse der letzten 5 Jahre ergeben hat.

Nr.	Gerät	Wetterdaten	Wärmeschutz-niveau	Speicher-volumen in l	Trinkwasser-erwärmung	P_{el} in kW	Verbrauchsprofil
1	Dachs	TRY 04-10	77	200	ja	5,5	I
2	Dachs	TRY 04-10	77	200	nein	5,5	I
3	Dachs	TRY 04-10	77	500	ja	5,5	I
4	Dachs	TRY 04-10	77	500	nein	5,5	I
5	Dachs	TRY 04-10	77	1000	ja	5,5	I
6	Dachs	TRY 04-10	77	1000	nein	5,5	I
7	Dachs	TRY 04-10	82	200	ja	5,5	I
8	Dachs	TRY 04-10	82	200	nein	5,5	I
9	Dachs	TRY 04-10	82	500	ja	5,5	I
10	Dachs	TRY 04-10	82	500	nein	5,5	I
11	Dachs	TRY 04-10	82	1000	ja	5,5	I
12	Dachs	TRY 04-10	82	1000	nein	5,5	I
13	LBHKW	TRY 04-10	77	200	ja	3	I
14	LBHKW	TRY 04-10	77	500	ja	3	I
15	LBHKW	TRY 04-10	77	1000	ja	3	I
16	LBHKW	TRY 04-10	82	200	ja	3	I
17	LBHKW	TRY 04-10	82	500	ja	3	I
18	LBHKW	TRY 04-10	82	1000	ja	3	I
19	LBHKW	TRY 04-10	77	500	ja	2	I
20	LBHKW	TRY 04-10	82	500	ja	2	I
21	LBHKW	TRY 04-10	77	500	ja	4	I
22	LBHKW	TRY 04-10	82	500	ja	4	I
23	LBHKW	TRY 04-10	77	500	ja	3	II
24	LBHKW	TRY 04-10	77	500	ja	3	III
25	LBHKW	TRY 04-10	77	500	ja	3	IV
26	LBHKW	TRY 04-10	77	500	ja	3	V
27	LBHKW	TRY 04-10	77	500	ja	3	VI
28	LBHKW	TRY 04-10	77	500	ja	3	VII
29	LBHKW	TRY 10 eW	77	500	ja	3	I
30	LBHKW	TRY 10 eW	77	500	ja	4	I

Tabelle 2.9: Variantenmatrix für die numerischen Analysen

2.4. Ergebnisse

2.4.1. Messtechnische Analyse des L-BHKW

Für die Zielsetzung des Forschungsvorhabens ist es notwendig, bestehende μ -KWK-Systeme zu analysieren und in ein numerisches Modell zu überführen. Untersuchungsgegenstand sind auf dem Markt befindliche μ -BHKW-Systeme. Erstes untersuchtes Gerät ist ein μ -BHKW der Firma KIRSCH.

2.4.1.1. Stationäre Analysen

Das untersuchte L-BHKW4.12 der Firma Kirsch besitzt eine dreistufige Leistungsregelung ($P_{el} = 2\text{kW} / 3\text{kW} / 4\text{kW}$)²¹, wobei der jeweilige Wert für die elektrische Leistung für eine Stunde festgelegt werden muss (24 Stunden Zeitprofil). Aus thermischer Sicht wird das Gerät mit einer Leistung von $\dot{Q}_{th} = 5 - 12\text{kW}$ angegeben, wobei ein Gesamtwirkungsgrad von $\eta_{ges,i} = 95\%$ erreicht werden soll. Der elektrische Wirkungsgrad wird vom Hersteller mit einem Wert von $\eta_{el,i} = 25\%$ angegeben²². Für die genaue Analyse in Hinblick auf eine Unterscheidung in eine Netto- bzw. Bruttobilanzierung (vgl. Kap. 2.2.2.4.2) ist es entscheidend, die im Gerät enthaltenen internen Verbraucher zu kennen und aufzuschlüsseln. Das vorliegende L-BHKW ist mit einer zentralen Steuer- und Regelungseinheit sowie mit verschiedenen sicherheitstechnischen Einrichtungen ausgestattet. Eine Auflistung der entsprechenden internen Verbraucher liefert Tab. 2.10.

Komponente	I in mA	P_{el} in W
Umwälzpumpe	0	0
Gasventil	80	18,4
Hauptschütz	25	5,75
Kondensatorschütz	90	20,7
Schaltschrank	135	31,05
Lambda - Regelung	105	24,15
Gesamt	435	100,05

Tabelle 2.10: Elektrische Leistungsaufnahme der internen Verbraucher

\dot{V} in l/h	$\eta_{ges,i,n} / \eta_{el,i,n}$ in % bei variierten ϑ_R				
	25 °C	30 °C	35 °C	40 °C	45 °C
195	97,18 / 18,57	95,25 / 18,49	-	-	-
245	98,87 / 18,49	97,69 / 18,52	95,11 / 18,58	92,52 / 18,79	-
295	100,22 / 18,47	97,67 / 18,57	96,79 / 18,53	93,67 / 18,61	91,90 / 18,64
345	100,41 / 18,44	98,73 / 18,52	96,64 / 18,45	95,11 / 18,58	92,30 / 18,59
395	100,42 / 18,32	99,15 / 18,50	97,20 / 18,47	95,42 / 18,53	93,21 / 18,63
445	101,48 / 18,39	99,87 / 18,53	98,13 / 18,53	95,42 / 18,48	93,67 / 18,68

Tabelle 2.11: Gesamtwirkungsgrad sowie elektrischer Wirkungsgrad der Untersuchungen für das L-BHKW (Einstellwert von $P_{el} = 2\text{kW}$)

In Abhängigkeit des Volumenstromes sowie der Rücklauftemperatur sind die Nettogesamtwirkungsgrade sowie die elektrischen Wirkungsgrade der Tab. 2.11 zu entnehmen²³. In den Abb. 2.25 - 2.26

²¹im aktuellen Berichtszeitraum wurde das Demo-Gerät gegen ein Feldtestgerät getauscht und die messtechnischen Untersuchungen wiederholt

²²Angaben gelten für die erdgasbetriebene Ausführung

²³Die Messungen erfolgten unter vollständig stationären Bedingungen.

sind die Gesamtwirkungsgrade (Netto) sowie die elektrischen Nettowirkungsgrade grafisch dargestellt.

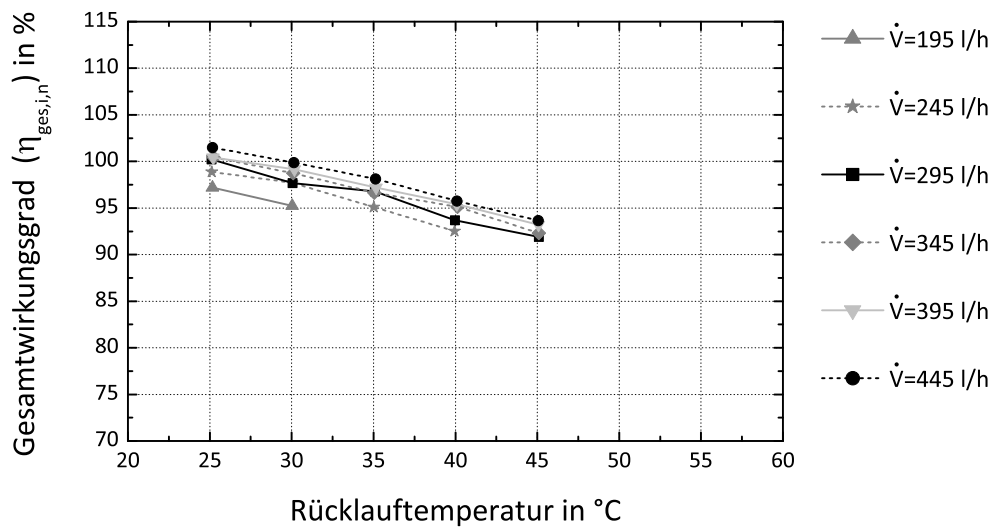


Abb. 2.25: Nettogesamtwirkungsgrad in Abhängigkeit des Volumenstroms (Einstellwert von $P_{el} = 2$ kW)

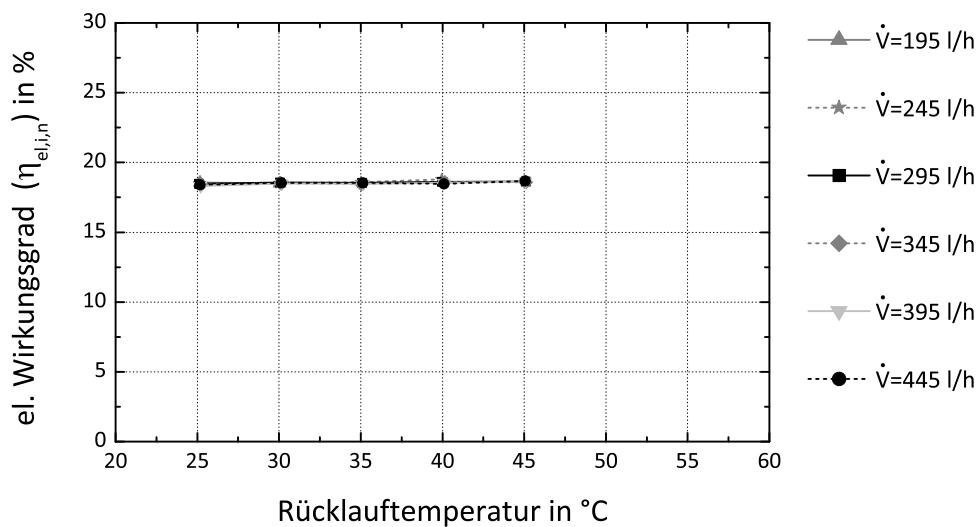
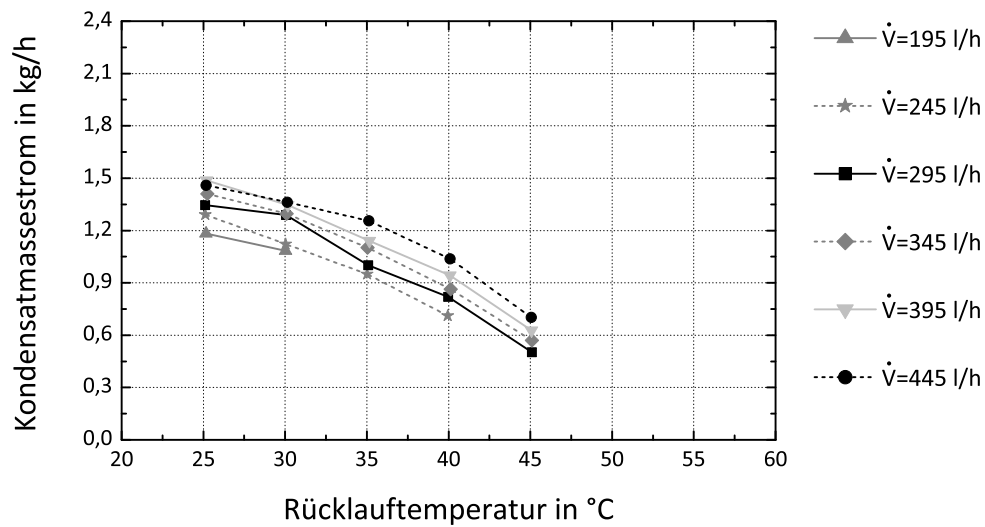


Abb. 2.26: Elektrischer Wirkungsgrad (Netto) in Abhängigkeit des Volumenstroms (Einstellwert von $P_{el} = 2$ kW)

Analysiert man die Daten der Abb. 2.25 und 2.26 so ist zu erkennen, dass der elektrische Wirkungsgrad nahezu konstant ist und einen Wert von $\eta_{el,i,n} = 18,8\%$ nicht übersteigt. Deutlich stärker von der Rücklauftemperatur abhängig ist der Gesamtwirkungsgrad und somit auch der thermische Wirkungsgrad. Je stärker dabei die Rücklauftemperatur ansteigt, desto geringer wird der Gesamtwirkungsgrad. Ursache für dieses Verhalten ist der im Abgasmassenstrom angeordnete Wärmeübertrager, der eine Kondensation des im Abgas befindlichen Wasserdampfes bewirkt. Zur Ergänzung dieser Untersuchungen ist in Abb. 2.27 der Kondensatmassenstrom dargestellt. Die Abhängigkeit des Gesamtwirkungsgrades vom Volumenstrom ist gering.

Abb. 2.27: Kondensatmassenstrom in Abhängigkeit der Rücklauftemperatur (Einstellwert von $P_{el} = 2$ kW)

Neben der Leistungsstufe $P_{el} = 2$ kW wurden außerdem die Betriebszustände bei $P_{el} = 3$ kW und $P_{el} = 4$ kW analysiert. Die Tabellen 2.12 und 2.13 beinhalten die Ergebnisse der Gesamtwirkungsgrade sowie der elektrischen Wirkungsgrade (Netto).

\dot{V} in l/h	$\eta_{ges,i,n} / \eta_{el,i,n}$ in % bei variierten ϑ_R				
	25 °C	30 °C	35 °C	40 °C	45 °C
245	99,85 / 22,13	97,91 / 21,93	-	-	-
295	101,30 / 22,04	99,22 / 21,91	96,10 / 22,30	94,10 / 22,41	-
345	101,18 / 21,76	99,70 / 22,15	98,17 / 22,31	95,94 / 22,37	93,03 / 22,29
395	102,35 / 21,95	100,53 / 22,14	98,45 / 22,26	96,69 / 22,33	94,09 / 22,25
445	102,80 / 21,93	100,75 / 22,16	99,08 / 22,33	96,77 / 21,95	95,02 / 22,30

Tabelle 2.12: Wirkungsgrade für das L-BHKW (Einstellwert von $P_{el} = 3$ kW)

\dot{V} in l/h	$\eta_{ges,i,n} / \eta_{el,i,n}$ in % bei variierten ϑ_R				
	25 °C	30 °C	35 °C	40 °C	45 °C
250	-	-	-	-	-
300	101,70 / 23,19	99,70 / 23,24	-	-	-
350	102,81 / 23,11	100,78 / 23,20	99,38 / 23,42	-	-
400	102,92 / 23,16	101,47 / 23,20	99,59 / 23,42	97,34 / 23,43	-
450	102,94 / 23,09	102,02 / 23,17	100,38 / 23,43	98,72 / 23,43	96,33 / 23,66

Tabelle 2.13: Wirkungsgrade für das L-BHKW (Einstellwert von $P_{el} = 4$ kW)

Die grafische Auswertung dokumentieren die Abb. 2.28, 2.29 sowie 2.30 und 2.31. Die Ergebnisse entsprechen den Tendenzen der Untersuchungen mit einem eingestellten Wert von $P_{el} = 2$ kW. Sehr gut zeigen die Kennwerte, dass eine deutliche Abhängigkeit des L-BHKW von der Rücklauftemperatur besteht. Je höher diese ansteigt desto geringer ist der Gesamtwirkungsgrad sowie der elektrische Wirkungsgrad. Der Einfluss der Variation des Volumenstromes ist sowohl für den Gesamtwirkungsgrad

und insbesondere im Bereich des elektrischen Wirkungsgrades als gering zu bewerten. Des Weiteren zeigt die Gegenüberstellung das die elektrischen Wirkungsgrade vom Teillastbetrieb zum Volllastbetrieb steigen. Die Differenzen bezüglich der elektrischen Wirkungsgrade betragen bis zu $\Delta\eta_{el,i,n} = 5\%$. Der Maximalwert beträgt $\eta_{el,i,n} = 23,7\%$.

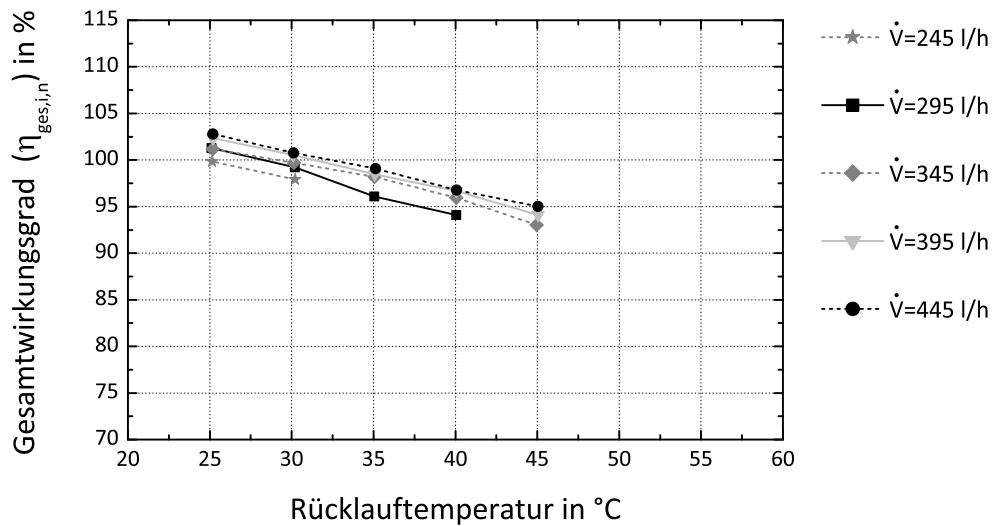


Abb. 2.28: Nettogesamtwirkungsgrad in Abhängigkeit des Volumenstroms (Einstellwert von $P_{el} = 3\text{ kW}$)

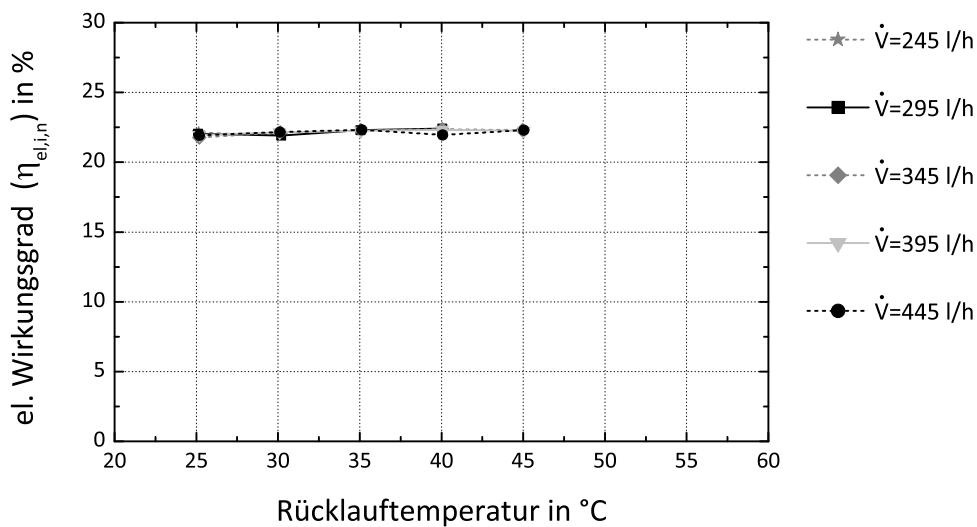
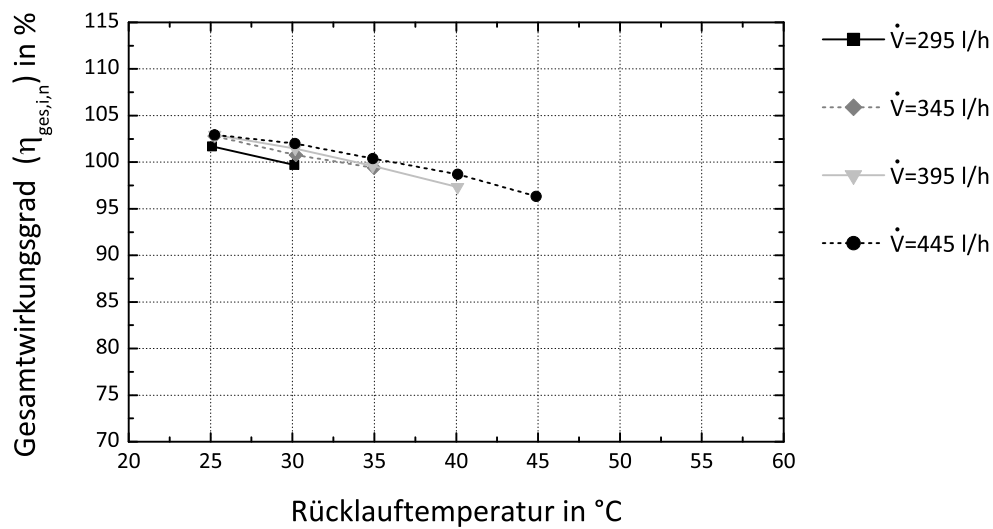
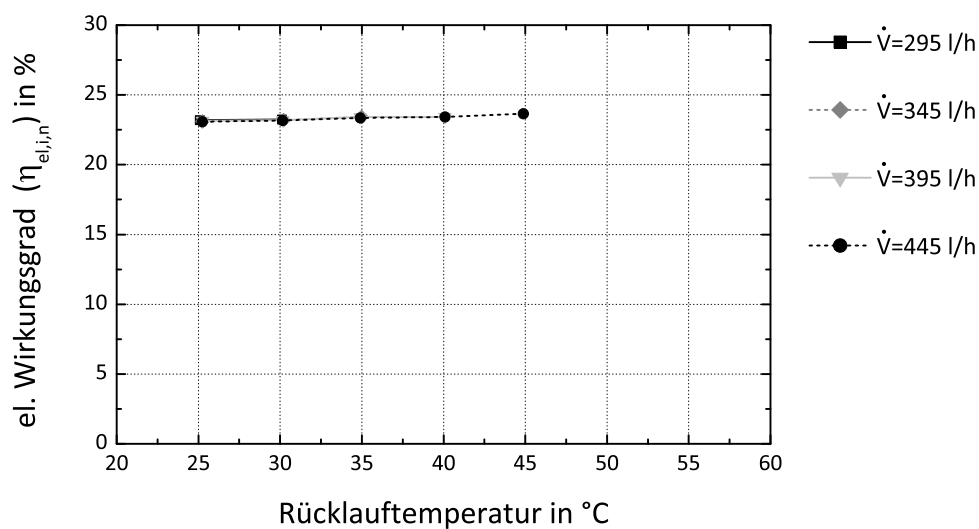


Abb. 2.29: Elektrischer Wirkungsgrad (Netto) in Abhängigkeit des Volumenstroms (Einstellwert von $P_{el} = 3\text{ kW}$)

Abb. 2.30: Nettogesamtwirkungsgrad in Abhängigkeit des Volumenstroms (Einstellwert von $P_{el} = 4\text{ kW}$)Abb. 2.31: Elektrischer Wirkungsgrad (Netto) in Abhängigkeit des Volumenstroms (Einstellwert von $P_{el} = 4\text{ kW}$)

Vergleicht man die energetischen Kenndaten mit Geräten anderer Hersteller, wie sie z.B. in [230] zu finden sind, so ergeben sich die in Abb. 2.32 dargestellten Verhältnisse²⁴. Die Daten der Abb. 2.32 zeigen sehr gut, dass der Gesamtwirkungsgrad bei allen Geräten stark von der Rücklaufftemperatur abhängig ist. Die Variationsbreite innerhalb der Geräte ist dabei sehr groß. Sie liegt zwischen nahezu $\eta_{ges,i,n} = 103\%$ bis $\eta_{ges,i,n} = 98\%$ bei einer Rücklaufftemperatur von $\vartheta_R = 25\text{ °C}$ und $\eta_{ges,i,n} = 90\%$ bis $\eta_{ges,i,n} = 86\%$ bei einer Rücklaufftemperatur von $\vartheta_R = 55\text{ °C}$. Analog zum Gesamtwirkungsgrad ist auch beim elektrischen Wirkungsgrad eine große Differenz zwischen den betrachteten Geräten zu erkennen ($\eta_{el,i} = 18 - 27\%$). Die Abhängigkeit des elektrischen Wirkungsgrads von der Rücklaufftemperatur ist jedoch wesentlich geringer.

²⁴Den Daten des L-BHKW liegt ein Volumenstrom von $\dot{V} = 450\text{ l/h}$ zugrunde.

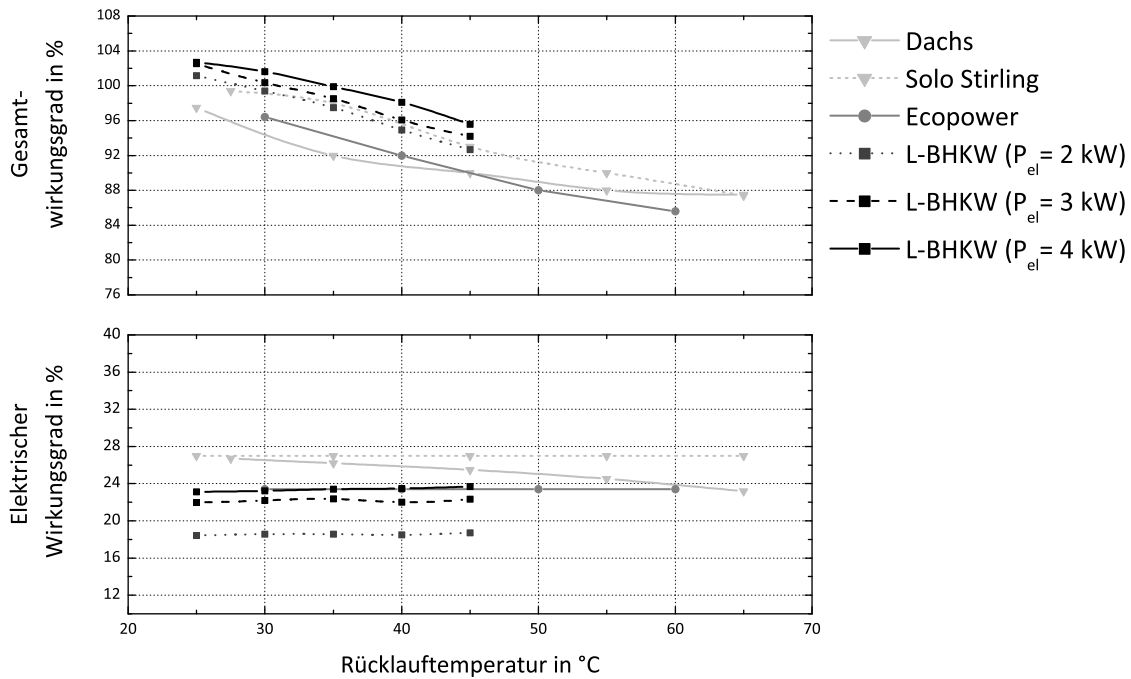


Abb. 2.32: Gesamtwirkungsgrad sowie elektrischer Wirkungsgrad in Abhängigkeit der Rücklauftemperatur für verschieden μ -BHKW Systeme

2.4.1.2. Dynamische Analysen

Neben den statischen Untersuchungen wurden auch dynamische Untersuchungen durchgeführt. Für das instationäre Verhalten des L-BHKW ist insbesondere die Startphase relevant. Abb. 2.33 - 2.35 zeigen die entsprechenden Anfahrkurven für einen Einstellwert von $P_{el} = 2$ kW.

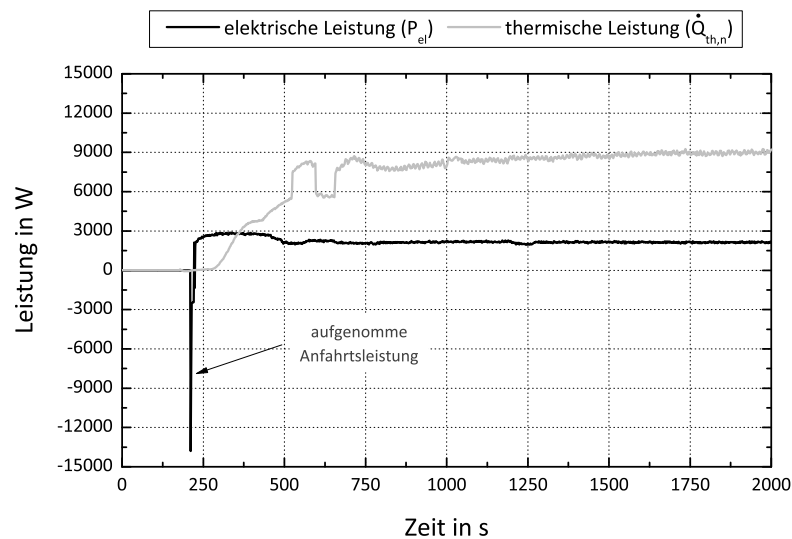


Abb. 2.33: Anfahrverhalten des L-BHKW bei einem Einstellwert von $P_{el} = 2$ kW - Leistungswerte ($\vartheta_R = 30$ °C)

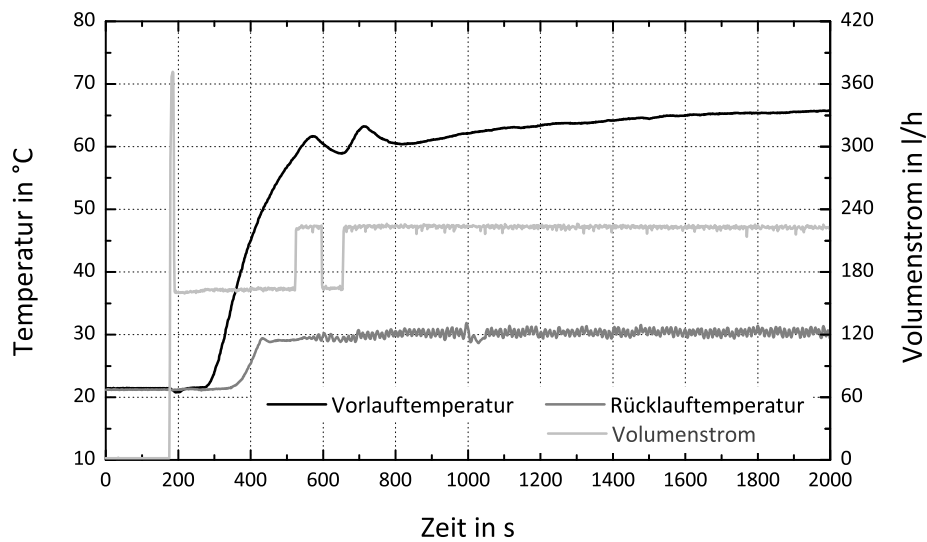


Abb. 2.34: Anfahrverhalten des L-BHKW bei einem Einstellwert von $P_{el} = 2 \text{ kW}$ - Temperaturkennwerte ($\vartheta_R = 30 \text{ }^\circ\text{C}$)

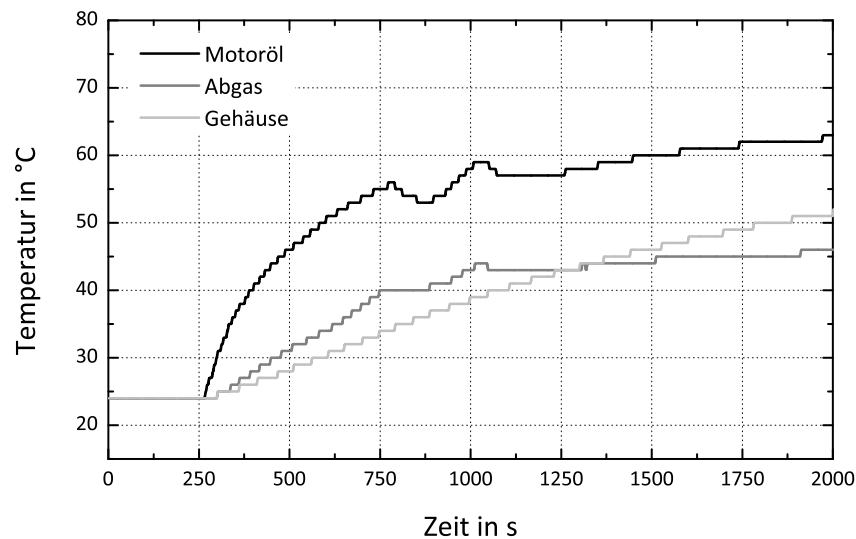


Abb. 2.35: Anfahrverhalten des L-BHKW bei einem Einstellwert von $P_{el} = 2 \text{ kW}$ - interne Daten des L-BHKW ($\vartheta_R = 30 \text{ }^\circ\text{C}$)

Auffällig ist bei den Kurvenverläufen, dass im Anfahrzustand zunächst eine große elektrische Leistung aus dem Netz bezogen wird ($P_{el} \approx 14 \text{ kW}$). Anschließend läuft das L-BHKW in einer Art Anfahrmodus, bis eine Öltemperatur des Motors von $\vartheta = 50 \text{ }^\circ\text{C}$ erreicht ist. Dieser Vorgang nimmt durchschnittlich eine Zeit von $\tau = 200 \text{ s} - 300 \text{ s}$ in Anspruch. Erst nach dieser Anlaufphase schaltet das BHKW in den Dauerbetrieb und erreicht die in den vorangegangenen Abbildungen dokumentierten elektrischen Leistungen. Hinsichtlich der thermischen Leistung muss festgestellt werden, dass ein ausgeprägtes zeitliches Verhalten anzutreffen ist. Die Gehäusetemperatur ist auch nach $\tau = 2000 \text{ s}$ nicht stationär.

Neben der Leistungsstufe $P_{el} = 2 \text{ kW}$ wurden analog zu den stationären Messungen die Betriebszustände bei $P_{el} = 3 \text{ kW}$ und $P_{el} = 4 \text{ kW}$ analysiert. Die grafische Auswertung dokumentieren die Abb. 2.36, 2.37 sowie 2.38 für $P_{el} = 3 \text{ kW}$.

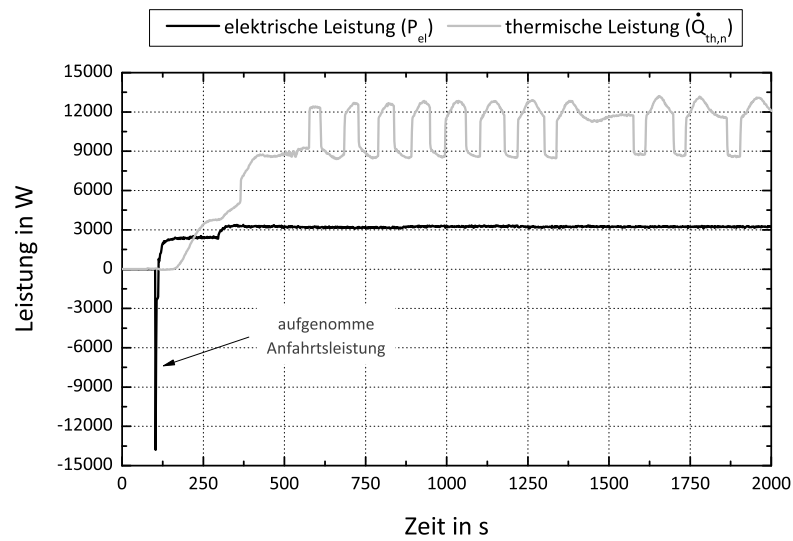


Abb. 2.36: Anfahrverhalten des L-BHKW bei einem Einstellwert von $P_{el} = 3 \text{ kW}$ - Leistungswerte ($\vartheta_R = 30 \text{ }^\circ\text{C}$)

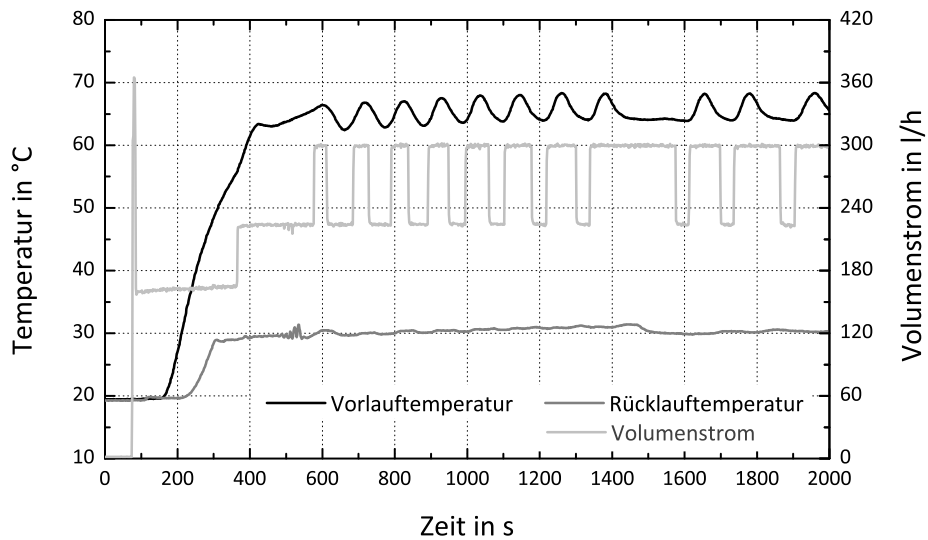


Abb. 2.37: Anfahrverhalten des L-BHKW bei einem Einstellwert von $P_{el} = 3 \text{ kW}$ - Temperaturkennwerte ($\vartheta_R = 30 \text{ }^\circ\text{C}$)

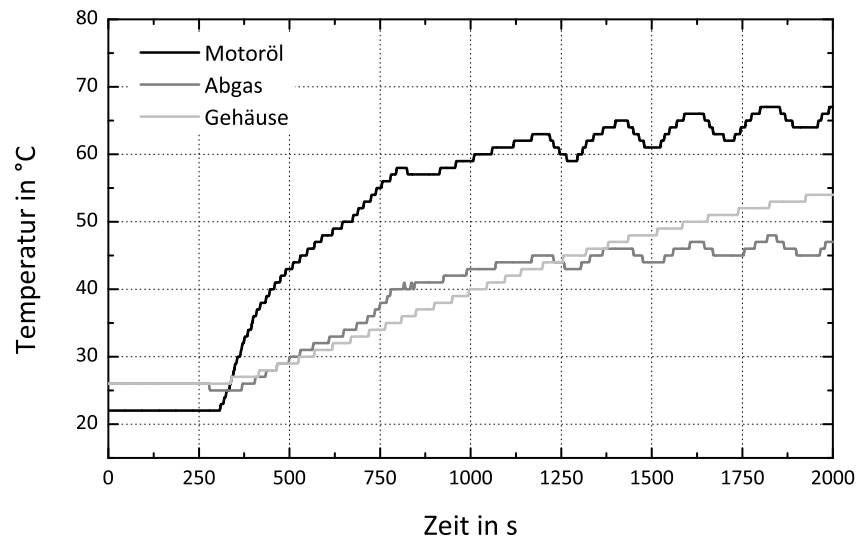


Abb. 2.38: Anfahrverhalten des L-BHKW bei einem Einstellwert von $P_{el} = 3 \text{ kW}$ - intern Daten des L-BHKW ($\vartheta_R = 30 \text{ °C}$)

Für die Einstellwerte $P_{el} = 4 \text{ kW}$ sind die entsprechenden Verläufe den Abb. 2.39 bis 2.41 zu entnehmen. Neben den schon bei einem Einstellwert von $P_{el} = 2 \text{ kW}$ beschriebenen dynamischen Verläufen ist bei einem Einstellwert von $P_{el} = 3 \text{ kW}$ das intern umgesetzte Regelverfahren der Umwälzpumpe auffällig. Der Volumenstrom und damit die Drehzahl der Umwälzpumpe wird in Abhängigkeit der Regelgröße Vorlauftemperatur mittels eines Zweipunktreglers variiert. Aufgrund der verwendeten Hysterese des Zweipunktreglers schwankt die Vorlauftemperatur zwischen $\vartheta_V = 63 \text{ °C}$ und $\vartheta_V = 68 \text{ °C}$.

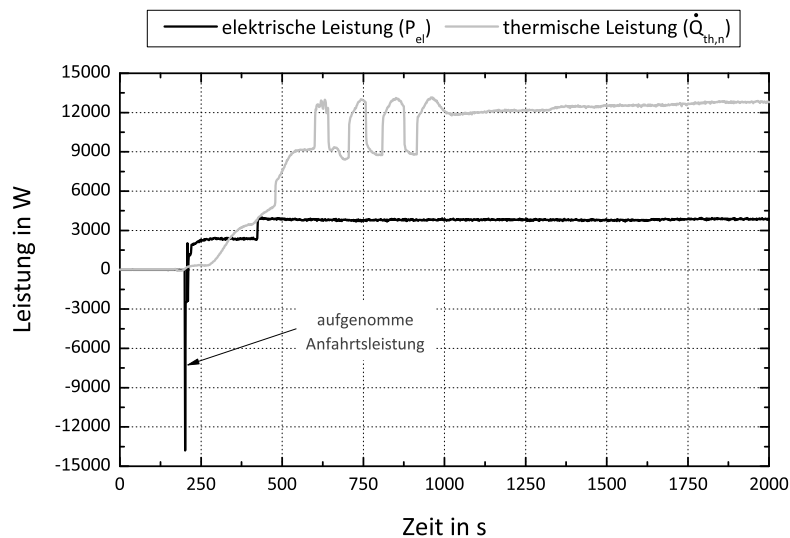


Abb. 2.39: Anfahrverhalten des L-BHKW bei einem Einstellwert von $P_{el} = 4 \text{ kW}$ - Leistungswerte ($\vartheta_R = 30 \text{ °C}$)

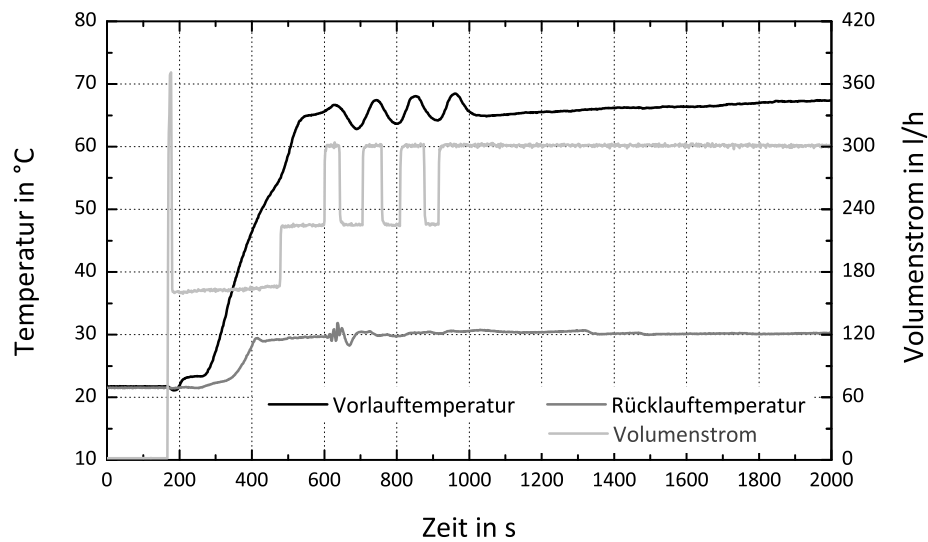


Abb. 2.40: Anfahrverhalten des L-BHKW bei einem Einstellwert von $P_{el} = 4 \text{ kW}$ - Temperaturkennwerte ($\vartheta_R = 30 \text{ °C}$)

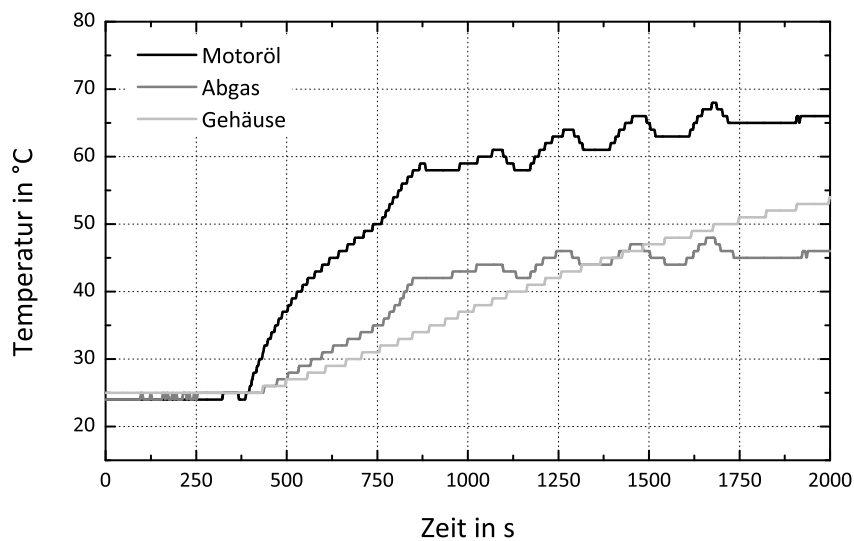


Abb. 2.41: Anfahrverhalten des L-BHKW bei einem Einstellwert von $P_{el} = 4 \text{ kW}$ - intern Daten des L-BHKW ($\vartheta_R = 30 \text{ °C}$)

Ergänzend zu den dynamischen Untersuchungen hinsichtlich des thermischen und elektrischen Anfahrverhaltens ist ein weiteres entscheidendes Kriterium die entstehenden Abgaswerte. Es erfolgte eine Analyse der Emissionen während der Startphase. Abb. 2.42 sowie 2.43 enthalten die Konzentrationen für CO , NO , NO_2 sowie für O_2 , CO_2 während des Anfahrvorgangs. Deutlich ist aus den Kurvenverläufen zu erkennen, dass zu Beginn der Startphase eine erhöhte CO -Konzentration vorliegt. Im Dauerbetrieb, d.h. nach ca. $\tau = 750 \text{ s}$ liegen alle Konzentrationen unter 150 ppm .

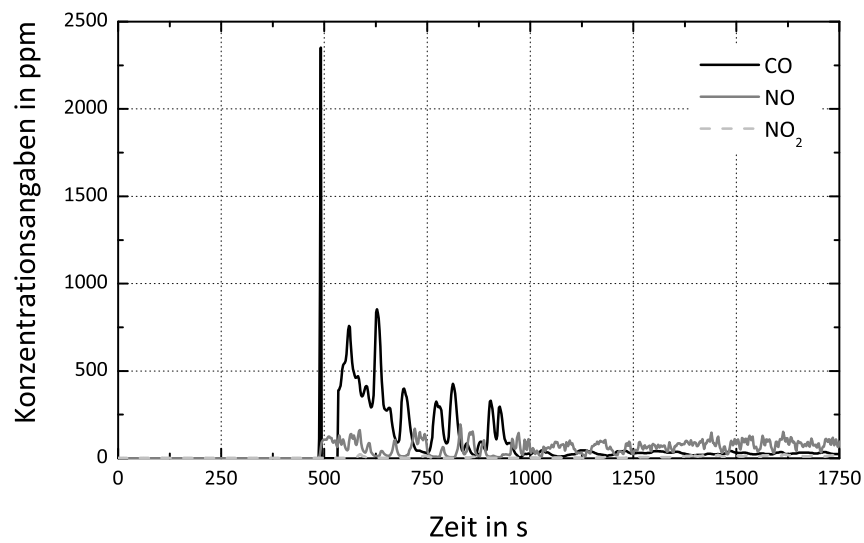


Abb. 2.42: CO , NO , NO_2 während der Startphase des L-BHKW bei einem Einstellwert von $P_{el} = 2\text{ kW}$

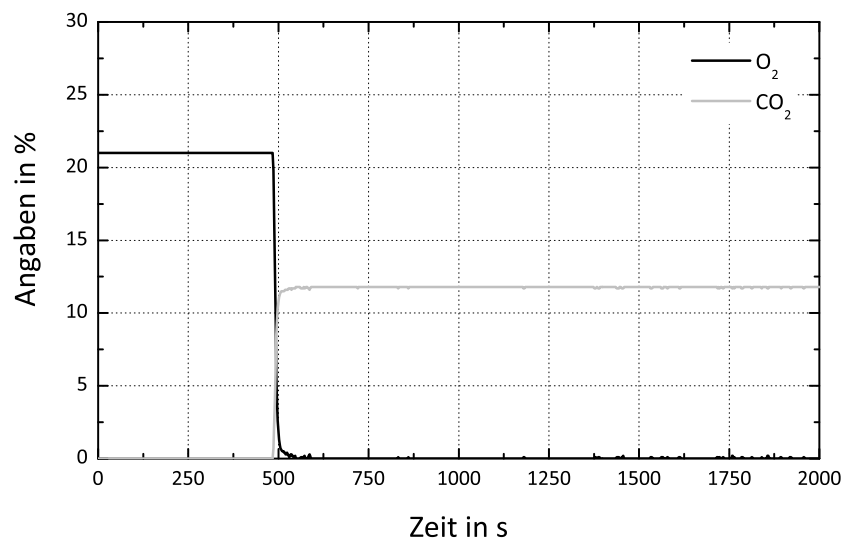


Abb. 2.43: O_2 , CO_2 während der Startphase des L-BHKW bei einem Einstellwert von $P_{el} = 2\text{ kW}$

Für den Sauerstoffgehalt O_2 sowie den CO_2 -Gehalt des Abgases sind die entsprechenden Verläufe der Abb. 2.43 zu entnehmen. Analysiert man die Kurvenverläufe, so ist zunächst der Sauerstoffgehalt der Umgebungsluft zu erkennen, der bei ca. 21 % liegt. Während des Startvorgangs sinkt der Wert stark ab wohingegen der CO_2 -Gehalt in gleichem Maße ansteigt und einen Wert von 11,8 % annimmt. Abschließend zu diesen Untersuchungen sei noch auf Analysen hinsichtlich der Einbindung des Gerätes in die Gebäudeenergieversorgung verwiesen. Von Relevanz in diesem Zusammenhang ist die Zusammensetzung des Kondensatmassenstroms, welcher in Tab. 2.14 dokumentiert ist.

	Messwert	Grenzwert nach AVT [18]
pH-Wert	7,6	
Leitfähigkeit	815 $\mu\text{S}/\text{cm}$	
Ks 4,3 / 8,2	5,8 mmol/l / nicht nachweisbar	
Eisen / Kupfer	0,26 mg/l / 2,1 mg/l	- / 0,25 mg/l
Zink / Zinn	0,11 mg/l / < 0,1 mg/l	0,5 mg/l / 0,5 mg/l
Blei / Nickel	< 0,01 mg/l / 0,18 mg/l	0,2 mg/l / 0,25 mg/l
Aluminium / Cadmium / Chrom	nicht nachweisbar	- / 0,01 / 0,15 mg/l
Chlorid / Sulfat	1,0 mg/l / 59 mg/l	
Nitrit-N / Nitrat-N	2,96 mg/l / 0,19 mg/l	
CSB / Permanganat-Index	12 mg/l / 14 mg/l	

Tabelle 2.14: Kondensatanalyse des L-BHKW unter Berücksichtigung der Grenzwerte nach [18]

Die Kondensatanalyse ist für die meisten Bestandteile konform mit den nach AVT [18] geforderten Werten. Lediglich der Grenzwert für Kupfer wird deutlich überschritten. Neben diesen Analysen ist es für einen Nutzer der genannten Technologie auch von Bedeutung, welche Schallemissionen von derartigen Geräten verursacht werden. Aus diesem Grund wurde in einem Abstand von $l = 1 \text{ m}$ vom BHKW eine vereinfachte schalltechnische Untersuchung unter Laborbedingungen vorgenommen (siehe Tab. 2.15 sowie 2.16).

Position	Einstellwert P in kW		
	2	3	4
1. Messung	60,3 dB	62,1 dB	65,3 dB
2. Messung	60,5 dB	61,9 dB	65,2 dB
3. Messung	60,5 dB	62,4 dB	65,4 dB
Mittelwert	60,4 dB	62,1 dB	65,3 dB

Tabelle 2.15: Schallpegelmessung im Frontbereich des L-BHKW

Position	Einstellwert P in kW		
	2	3	4
1. Messung	63,7 dB	63,8 dB	67,3 dB
2. Messung	63,6 dB	64,4 dB	67,5 dB
3. Messung	63,3 dB	64,5 dB	67,4 dB
Mittelwert	63,5 dB	64,2 dB	67,4 dB

Tabelle 2.16: Schallpegelmessung im Bereich des Abgas-systems des L-BHKW

2.4.1.3. Modellbildung

Basierend aus den oben beschriebenen messtechnischen Untersuchungen wird deutlich, dass primär die Rücklauftemperatur sowie der Volumenstrom einen signifikanten Einfluss auf das Betriebsverhalten des L-BHKW besitzen. Eine weitere Einflussgröße ist das Betriebsverhalten (Volllast/Teillast) und dementsprechend der vorgegebene Einstellwert der elektrischen Leistung.

Die genannten Parameter können Eingang in eine biquadratische Gleichung finden, mit deren Hilfe das thermische Verhalten des L-BHKW beschrieben werden kann. Die mathematischen Zusammenhänge zeigen die Gl. 2.22 sowie 2.23²⁵.

$$\eta_{el,i,n} = a_0 + a_1 \cdot P_{el}^2 + a_2 \cdot P_{el} + a_3 \cdot \dot{m}^2 + a_4 \cdot \dot{m} + a_5 \cdot \vartheta_R^2 + a_6 \cdot \vartheta_R \quad (2.22)$$

$$\eta_{th,i,n} = b_0 + b_1 \cdot P_{el}^2 + b_2 \cdot P_{el} + b_3 \cdot \dot{m}^2 + b_4 \cdot \dot{m} + b_5 \cdot \vartheta_R^2 + b_6 \cdot \vartheta_R \quad (2.23)$$

Die entsprechenden Koeffizienten für Gl. 2.22 sowie 2.23 sind der Tab. 2.17 zu entnehmen. Mit diesen Koeffizienten lässt sich das aktuelle thermische sowie elektrische Verhalten in Form eines jeweiligen Nettowirkungsgrades beschreiben.

Netto-Koeffizienten der biquadratischen Funktionen						
a_0	a_1	a_2	a_3	a_4	a_5	a_6
0,1170	0,0001	0,0286	0,0000	0,0000	0,0000	0,0002
b_0	b_1	b_2	b_3	b_4	b_5	b_6
0,9185	0,0149	-0,1033	-3,9586	1,3350	-0,00001	-0,0004

Tabelle 2.17: Koeffizienten der biquadratischen Funktionen zur Beschreibung des Betriebsverhalten des L-BHKW

Entsprechend der unter Abs. 2.2.2.4.2 beschriebenen Gleichungen erfolgt die Berechnung des Bruttowirkungsgrades als Funktion der Rücklauftemperatur sowie des Massestromes und des Einstellwertes. Basierend auf den Messwerten wurde dabei die Annahme getroffen, dass der gesamte Brennstoff in thermische Energie umgewandelt wird.

2.4.2. Messtechnische Analyse des Vitotwin 300-W

Als weiteres μ -KWK-System wurde im Rahmen des Forschungsvorhabens der VITOTWIN 300-W der Firma VISSMANN analysiert. Dabei handelt es sich um ein Kombigerät auf Stirling-Basis.

2.4.2.1. Stationäre Analysen

Das untersuchte Kombigerät beinhaltet einen 1-Zylinder-Stirlingmotor, mit einer elektrischen Leistung von $P_{el} = 1$ kW und einer thermischen Leistung von $Q_{th} \approx 6$ kW sowie das integrierte Brennwertgerät (Spitzenlastkessel) welches einen thermischen Leistungsbereich von $Q_{th,ZB} = 6 - 20$ kW modulierend abdecken kann. Als Betriebsweisen sind der reine Stirlingbetrieb sowie eine Kombination aus Stirling und Brennwerttherme²⁶ möglich. Die Regelung erfolgt automatisch zwischen den einzelnen Einstellungen in Abhängigkeit der benötigten thermischer Leistung. Die Einstellungen können jedoch auch manuell vorgegeben werden. Die energetischen Kennwerte werden mit

- Gesamtwirkungsgrad des Stirlingmotors $\eta_{ges,St,s} = 96$ % bzw. $\eta_{ges,St,i} = 107$ %
- Gesamtwirkungsgrad des Spitzenlastkessels $\eta_{ges,ZB,s} = 98$ % bzw. $\eta_{ges,ZB,i} = 109$ %

²⁵Die Ermittlung der Koeffizienten erfordert eine Umrechnung auf Masseströme, wobei die Dichtebestimmung mittels der Rücklauftemperatur vorgenommen wurde. Zur Anwendung kam dabei eine Beziehung die in [183] angegeben ist und auf GLÜCK zurückgeht. Sie lautet: $\rho = 1,002045 \cdot 10^3 - 1,029905 \cdot 10^{-1} \cdot \vartheta - 3,698162 \cdot 10^{-3} \cdot \vartheta^2 + 3,991053 \cdot 10^{-6} \cdot \vartheta^3$

²⁶Zusätzlich ist auch der ausschließliche Betrieb der Brennwerttherme möglich, jedoch ist diese Betriebsart als Sonderfall (z.B. Schornsteinfeger, Fehlerdiagnose, etc.) zu bewerten.

vom Hersteller angegeben²⁷.

In Abhängigkeit des Volumenstromes sowie der Rücklauf­temperatur sind die Nettogesamtwirkungsgrade sowie die elektrischen Wirkungsgrade je nach Betriebsweise den Tabellen 2.18 - 2.20 zu entnehmen²⁸.

\dot{V} in l/h	$\eta_{ges,i,n} / \eta_{el,i,n}$ in % bei variierten ϑ_R					
	25 °C	30 °C	35 °C	40 °C	45 °C	50 °C
345	104,59 / 14,96	102,28 / 14,80	-	-	-	-
395	104,99 / 15,04	102,49 / 14,91	99,81 / 14,68	96,65 / 14,44	93,47 / 14,23	88,71 / 13,90
445	104,71 / 15,02	102,10 / 14,86	99,52 / 14,66	96,22 / 14,46	92,73 / 14,25	89,64 / 14,07
495	105,30 / 14,95	102,73 / 14,82	99,85 / 14,60	96,73 / 14,36	93,06 / 14,08	89,74 / 13,93
545	105,23 / 15,00	103,14 / 14,90	100,62 / 14,76	97,78 / 14,57	94,39 / 14,37	90,59 / 14,21

Tabelle 2.18: Gesamtwirkungsgrad sowie elektrischer Wirkungsgrad der Untersuchungen für den Vitotwin 300-W (nur Stirlingbetrieb)

Aus den Abb. 2.44 und 2.45 wird ersichtlich, dass mit steigender Rücklauf­temperatur der elektrische Wirkungsgrad leicht sinkt. So wird bei dem reinen Stirlingbetrieb ein elektrischer Wirkungsgrad von $\eta_{el,i,n} = 15\%$ bei $\vartheta_R = 25\text{ °C}$ und bei $\vartheta_R = 50\text{ °C}$ von $\eta_{el,i,n} = 14\%$ erreicht. Im Vergleich zu den vorangegangenen Untersuchungen eines verbrennungsmotorischen BHKWs ist der thermische Wirkungsgrad und somit ebenfalls der Gesamtwirkungsgrad deutlich stärker abhängig von der Rücklauf­temperatur. Mit steigender Rücklauf­temperatur sinkt der Gesamtwirkungsgrad auf Grund des Brennwerteffektes. Der Einfluss des Volumenstromes auf den Wirkungsgrad ist durch die kompakte und gut isolierte Bauweise des Gerätes sehr gering. In der Betriebsweise des reinen Stirlingbetriebs wurde ein maximaler Wirkungsgrad von $\eta_{ges,i,n} = 105\%$ gemessen. Ergänzend ist in Abb. 2.46 der Kondensatmassestrom für diese Betriebsweise dargestellt.

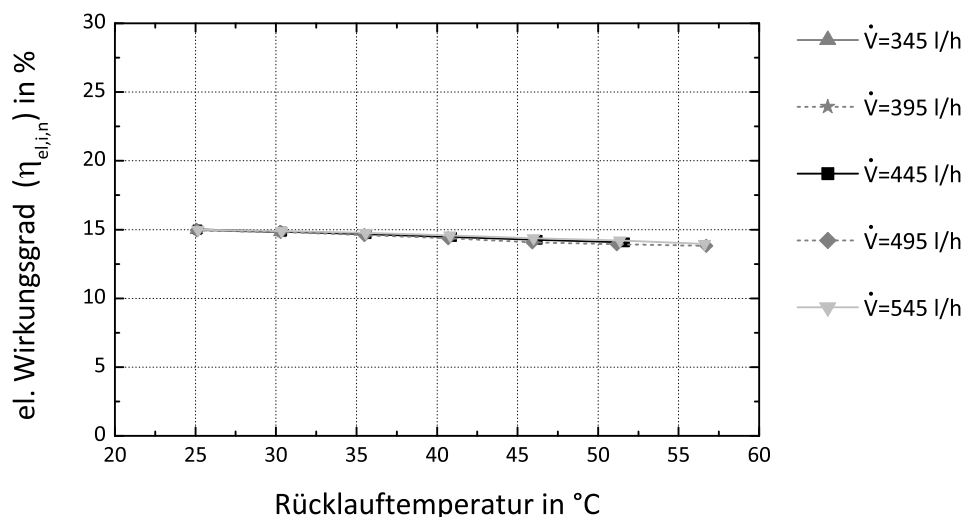


Abb. 2.44: Elektrischer Wirkungsgrad (Netto) in Abhängigkeit des Volumenstroms (Einstellung: nur Stirlingbetrieb)

²⁷Angaben gelten für die erdgasbetriebene Ausführung, Herstellerunterlagen: Viessmann 09/1011

²⁸Die Messungen erfolgten unter vollständig stationären Bedingungen.

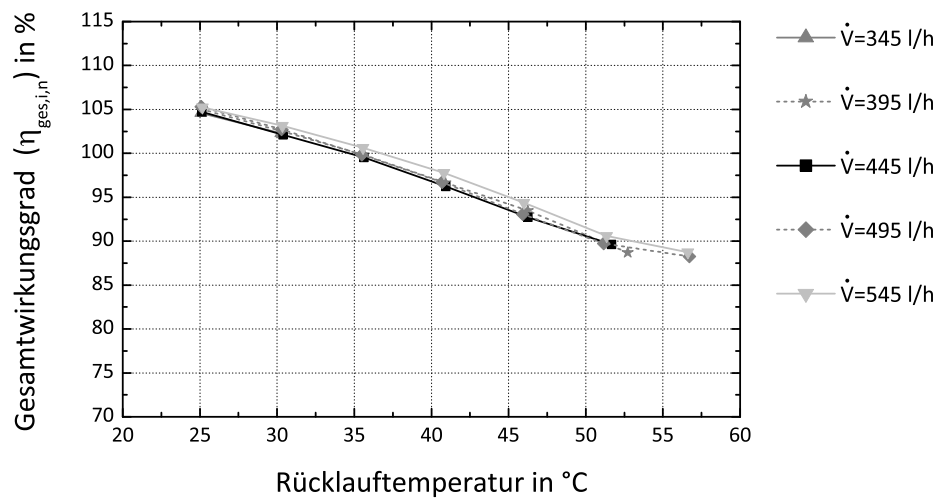


Abb. 2.45: Nettogesamtwirkungsgrad in Abhängigkeit des Volumenstroms (Einstellung: nur Stirlingbetrieb)

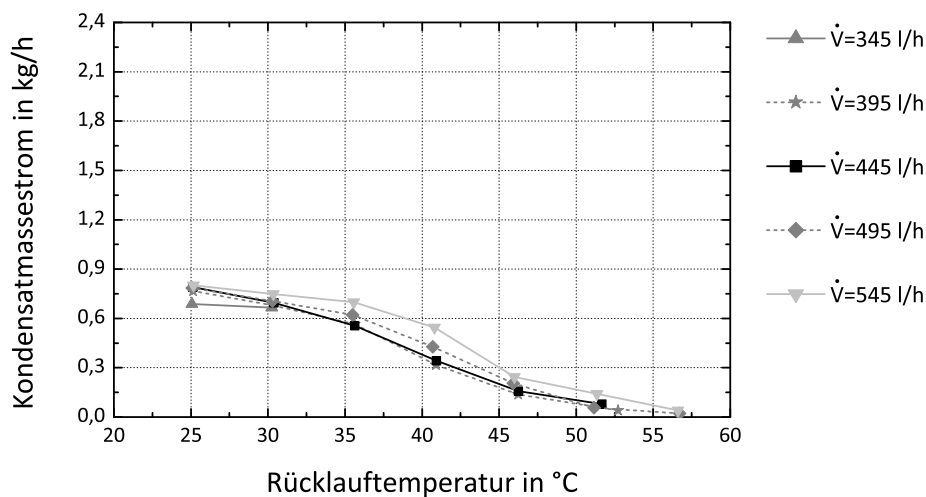


Abb. 2.46: Kondensatmassenstrom in Abhängigkeit des Volumenstroms (Einstellung: nur Stirlingbetrieb)

\dot{V} in l/h	$\eta_{ges,i,n} / \eta_{el,i,n}$ in % bei variierten ϑ_R					
	25 °C	30 °C	35 °C	40 °C	45 °C	50 °C
345	103,69 / 8,86	101,25 / 8,70	-	-	-	-
395	104,58 / 8,93	102,12 / 8,80	99,63 / 8,69	97,20 / 8,64	94,89 / 8,59	92,94 / 8,58
445	104,74 / 8,91	102,58 / 8,82	100,08 / 8,75	97,36 / 8,62	94,69 / 8,57	92,58 / 8,52
495	105,38 / 8,98	103,11 / 8,86	100,60 / 8,76	97,91 / 8,64	95,23 / 8,61	92,94 / 8,61
545	105,88 / 8,98	103,77 / 8,91	100,62 / 8,77	98,49 / 8,72	95,54 / 8,64	93,05 / 8,69

Tabelle 2.19: Gesamtwirkungsgrad sowie elektrischer Wirkungsgrad der Untersuchungen für den Vitotwin 300-W (Betriebsweise: Stirling und minimale Leistung des Zusatzbrenners)

\dot{V} in l/h	$\eta_{ges,i,n} / \eta_{el,i,n}$ in % bei variierten ϑ_R					
	25 °C	30 °C	35 °C	40 °C	45 °C	50 °C
345	103,54 / 6,44	101,45 / 6,43	-	-	-	-
395	103,94 / 6,27	101,85 / 6,27	99,74 / 6,26	97,71 / 6,21	95,83 / 6,30	93,84 / 6,21
445	105,11 / 6,34	102,81 / 6,32	100,48 / 6,27	98,21 / 6,25	95,99 / 6,20	94,41 / 6,24
495	105,29 / 6,32	103,07 / 6,30	100,90 / 6,30	98,52 / 6,27	96,21 / 6,26	94,23 / 6,26
545	105,78 / 6,34	103,67 / 6,34	101,31 / 6,32	98,83 / 6,27	96,39 / 6,29	94,43 / 6,27

Tabelle 2.20: Gesamtwirkungsgrad sowie elektrischer Wirkungsgrad der Untersuchungen für den Vitotwin 300-W (Betriebsweise: Stirling und Norm-Leistung des Zusatzbrenners)

Nachfolgend sind die Ergebnisse des kombinierten Betriebes aus Stirlingmotor und Zusatzbrenner grafisch dargestellt. Es wird unterschieden zwischen:

- dem Stirlingbetrieb plus minimaler Leistung des Zusatzbrenners ($Q_{th} = 5 \text{ kW}$) und
- dem Stirlingbetrieb plus Norm-Leistung des Zusatzbrenners ($Q_{th} = 10 \text{ kW}$).

Dabei ist festzustellen, dass der grundsätzliche Verlauf des Gesamtwirkungsgrades in Abhängigkeit der Rücklauftemperatur gleich bleibt. Mit steigender Rücklauftemperatur sinkt der Gesamtwirkungsgrad. Dabei ist mit zunehmender Zusatzbrennerleistung der Einfluss auf den Gesamtwirkungsgrad, insbesondere im Bereich hoher Rücklauftemperaturen, zu erkennen. Vergleicht man den Gesamtwirkungsgrad für $\vartheta_R = 50 \text{ °C}$ und $\dot{V} = 545 \text{ l/h}$ ergeben sich folgende Werte:

- $\eta_{ges,i,n} = 90,59 \%$ (reiner Stirlingbetrieb)
- $\eta_{ges,i,n} = 93,05 \%$ (Stirling + $Q_{th,ZB} = 6 \text{ kW}$)
- $\eta_{ges,i,n} = 94,43 \%$ (Stirling + $Q_{th,ZB} = 10 \text{ kW}$)

Je größer der Anteil der thermischen Leistung des Zusatzbrenners wird, desto besser wird der Gesamtwirkungsgrad $\eta_{ges,i,n}$ aufgrund des höheren Systemwirkungsgrades der Brennwerttherme. Desweiteren wird der Brennwerteffekt, also die zusätzliche Kondensation des im Abgas befindlichen Wasserdampfes im Wärmeübertrager, genutzt.

Der Einfluss der Rücklauftemperaturen auf den elektrischen Wirkungsgrad hingegen ist relativ gering (vgl. Abb. 2.48). Der elektrische Wirkungsgrad ist jedoch abhängig von der thermischen Gesamtleistung des Kombigerätes. Der Stirlingmotor regelt intern auf eine konstante elektrische Leistung von $P_{el,b} = 1 \text{ kW}$ unabhängig vom Zusatzbrenner. Wird dieser hinzugeschaltet erhöht sich die zugeführte Brennstoffleistung sowie die thermische Gesamtleistung des Kombigerätes, wobei die elektrische Leistung konstant bleibt. Somit verringert sich in der Bilanzierung das Verhältnis aus abgegebener elektrischer zu thermischer Leistung. Dies ist die Ursache für das Absinken des elektrischen Wirkungsgrades bei $\vartheta_R = 25 \text{ °C}$ von $\eta_{el,i,n} = 15,0 \%$ (nur Stirling) auf $\eta_{el,i,n} = 8,9 \%$ (Stirling und minimaler Zusatzbrenner) bzw. auf $\eta_{el,i,n} = 6,3 \%$ (Stirling und Norm-Zusatzbrennerleistung).

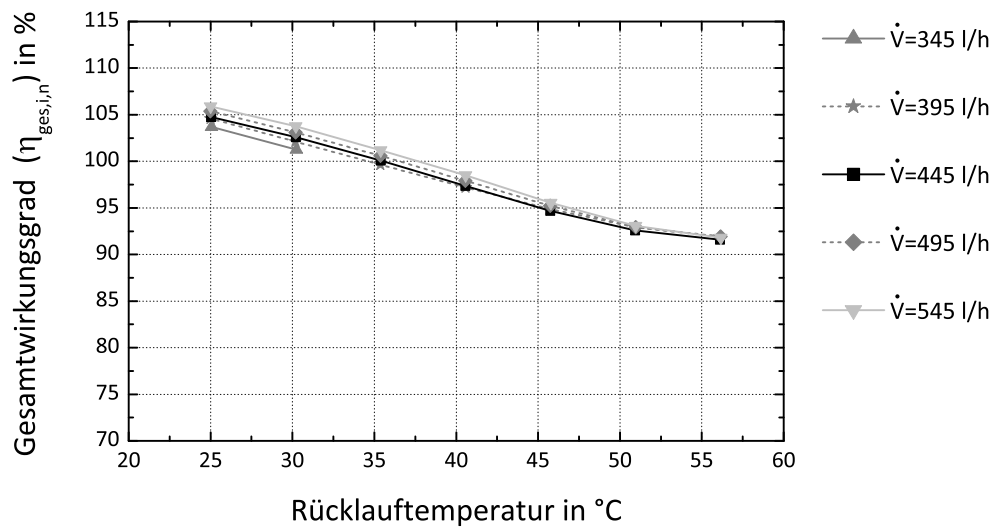


Abb. 2.47: Nettogesamtwirkungsgrad in Abhängigkeit des Volumenstroms (Einstellung: Stirlingbetrieb und minimale Zusatzbrennerleistung)

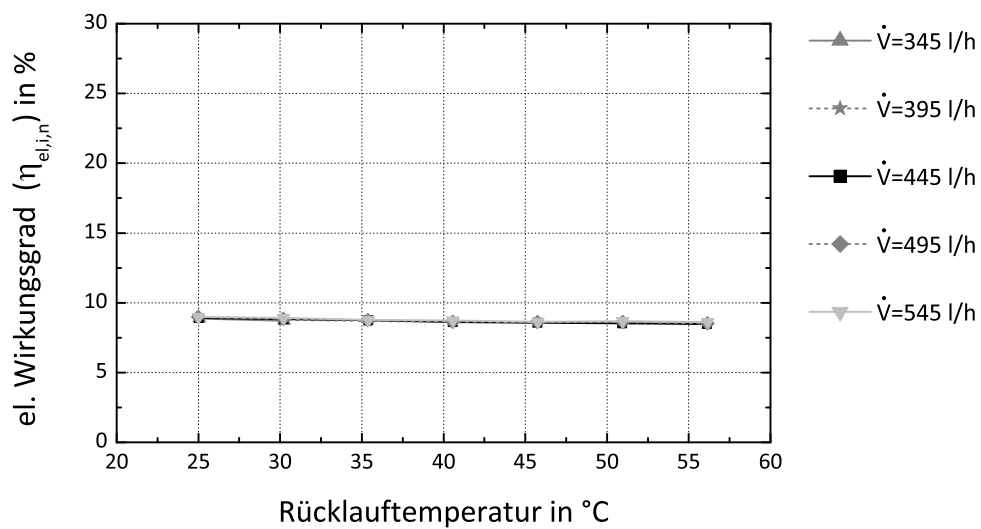


Abb. 2.48: Elektrischer Wirkungsgrad (Netto) in Abhängigkeit des Volumenstroms (Einstellung: Stirlingbetrieb und minimale Zusatzbrennerleistung)

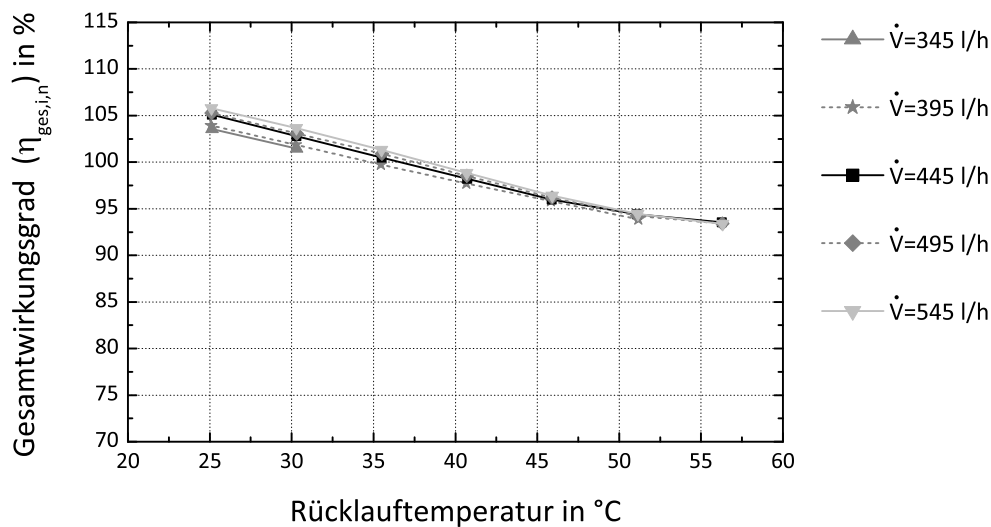


Abb. 2.49: Nettogesamtwirkungsgrad in Abhängigkeit des Volumenstroms (Einstellung: Stirlingbetrieb und Norm-Zusatzbrennerleistung)

2.4.2.2. Dynamische Analysen

Entsprechend den Untersuchungen des L-BHKW wird das instationäre Verhalten des VITOTWIN 300-W während der Startphase im reinen Stirlingbetrieb analysiert. Das Anfahrverhalten ist in der Abb. 2.50 bis 2.52 dokumentiert.

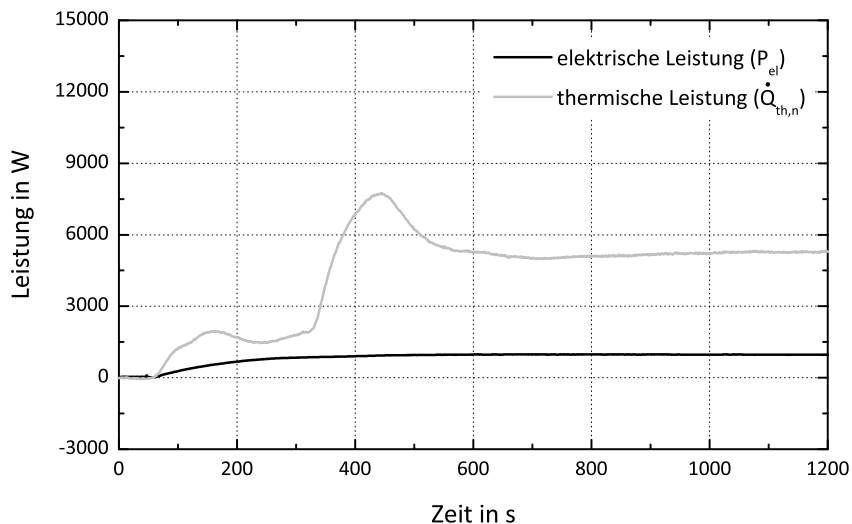


Abb. 2.50: Anfahrverhalten des Vitotwin 300-W bei reinem Stirlingbetrieb - Leistungswerte ($\vartheta_R = 30^\circ\text{C}$)

Der Verlauf des Anfahrverhaltens des Stirlingmotors ist im Vergleich zu der Startphase des motorischen L-BHKW sehr unterschiedlich. Die Anlaufphase beginnt mit einer sogenannten Vorheizphase von ca. $\tau = 60$ s, in welcher nur der Brenner des Stirlingmotors in Betrieb ist. Ist die notwendige Betriebstemperatur des Stirlings erreicht, erfolgt die Startphase. Die elektrische Leistung wird dabei mit einem linearen Anstieg bis auf eine maximale Leistung von $P_{el} = 1$ kW geregelt. Diese ist nach

ca. $\tau = 180$ s erreicht.

Nach ca. $\tau = 540$ s/9 min kann die maximale thermische Leistung von $\dot{Q}_{th} = 5,6$ kW (reiner Stirlingbetrieb, $\vartheta_R = 30$ °C) konstant gemessen werden. Aufgrund der kompakten Bauweise sowie des gut gedämmten Gehäuses tritt kein zeitlich ausgeprägtes Verhalten der thermischen Leistung auf. Unter der Maßgabe konstanter Randbedingungen stellt sich nach $\tau = 1000$ s ein stationäres Verhalten ein.

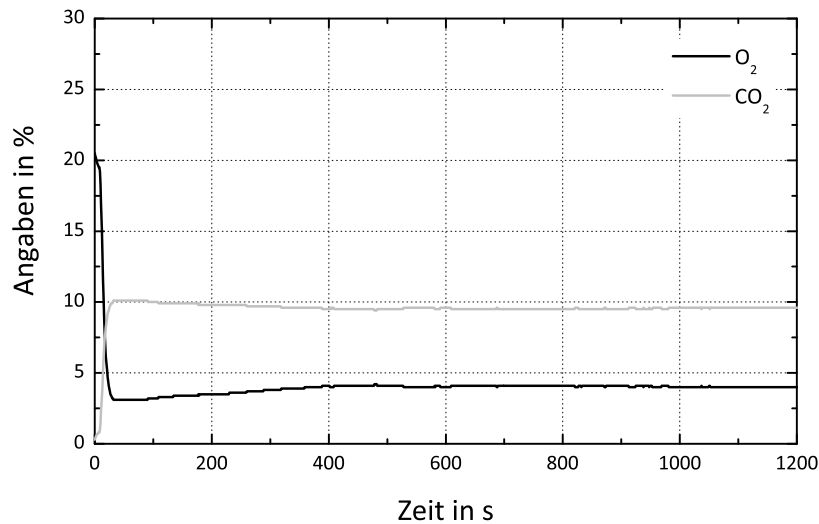


Abb. 2.51: O_2 ; CO_2 während der Startphase des Vitotwin 300-W (Einstellung: nur Stirlingbetrieb)

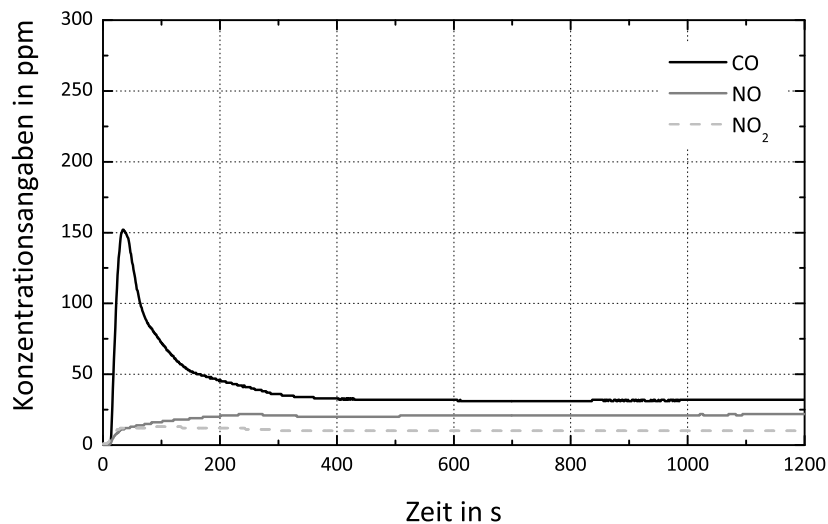


Abb. 2.52: CO ; NO ; NO_2 während der Startphase des Vitotwin 300-W (Einstellung: nur Stirlingbetrieb)

Des Weiteren erfolgte eine Abgasanalyse. Die Abb. 2.51 sowie 2.52 enthalten die Konzentrationen für CO , NO , NO_2 sowie für O_2 , CO_2 während des Anfahrvorgangs. Deutlich ist aus den Kurvenverläufen zu erkennen, dass zu Beginn der Startphase eine erhöhte CO -Konzentration bis maximal 150 ppm vorliegt. Im Dauerbetrieb nach ca. 400 s liegen alle Konzentrationen unter 40 ppm.

Für den Sauerstoffgehalt O_2 sowie den CO_2 -Gehalt des Abgases sind die entsprechenden Verläufe der Abb. 2.51 zu entnehmen. Analysiert man die Kurvenverläufe, so ist zunächst der Sauerstoffgehalt der

Umgebungsluft zu erkennen, der bei ca. 21% liegt. Während des Startvorgangs sinkt der Wert stark auf unter 5% ab, wohingegen der CO_2 -Gehalt steigt und einen Wert von ca. 10% annimmt.

2.4.3. Numerische Analysen

Neben den messtechnischen Analysen wurden gleichfalls numerische Analysen vorgenommen bei dem die Technologie der Wärmepumpe sowie des μ -BHKW im Mittelpunkt der Untersuchungen stehen. Im nachfolgenden Abschnitt sollen die Ergebnisse dieser Untersuchungen beschrieben werden.

2.4.3.1. Numerische Analysen - Wärmepumpe

2.4.3.1.1. Gebäudebeheizung mit Wasser-Wasser-Wärmepumpe

Für die Basisanalysen wird eine hydraulische Grundschaltung verwendet, wie sie in Abb. 2.53 dargestellt ist. Sie ist gekennzeichnet durch zwei Speicher, wobei der Speicher für die Heizung ein Volumen von $V_{PPS,Hz} = 500l$ aufweist und als Parallelpufferspeicher im System angeordnet ist. Auf der Warmwasserseite ist ein Speicher mit einem Volumen von $V_{TWE} = 200l$ integriert.

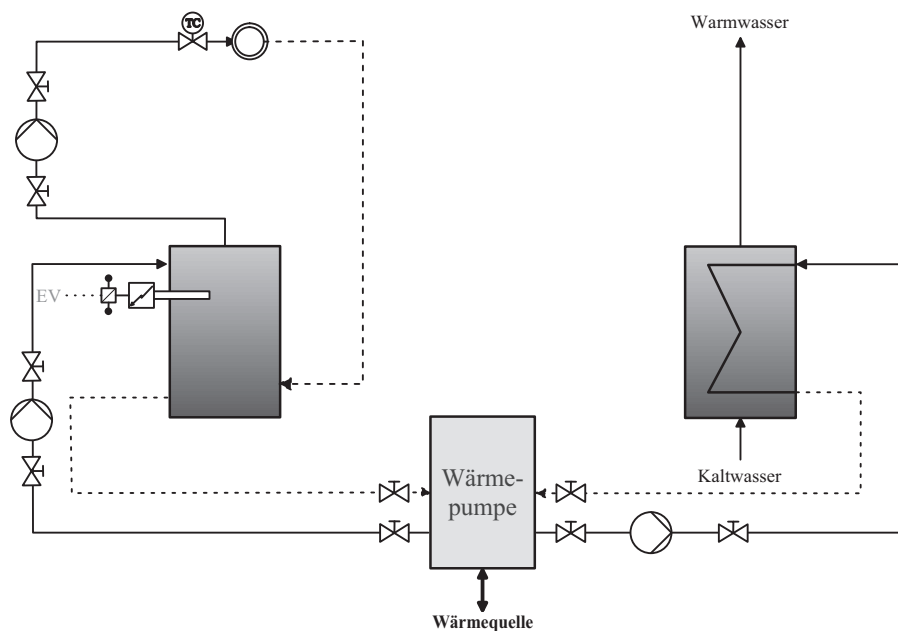


Abb. 2.53: Hydraulische Grundschaltung einer Anlage mit Wärmepumpe inklusive Trinkwarmwasserbereitung

Als Randbedingung für die Zapftemperatur des Warmwassers wird eine Temperatur von $\vartheta = 45\text{ °C}$ vereinbart. Als Lastgang für den elektrischen Verbrauch im Gebäude dienen Lastprofile, die von [128] übernommen wurden. Weiterhin ist anzumerken, dass bei den numerischen Untersuchungen typische Preisszenarien des TRY-04 umfassenden Bilanzgebietes hinterlegt wurden²⁹. Variiert wurden die Speichergröße (Heizungsseite) sowie die Elektroenergiepreise entsprechend den Korrekturformeln 2.24 und 2.25³⁰.

²⁹Im vorliegenden Untersuchungsfall wurde ein Preis für den Haushaltsstrom von $P = 21\text{ cent/kWh}$ sowie ein Wärmepumpentarif von $P = 16\text{ cent/kWh}$ (Tagtarif) / $P = 13\text{ cent/kWh}$ (Nachtтарif) unterstellt.

³⁰In der Formel 2.24 werden auch negative Preise zugelassen. Bei der Formel 2.25 sind negative Preise nicht

$$P_{Korr1} = P_{TT} \cdot \left(1 - \frac{4,7 \cdot x}{52,17 \frac{\text{Eur}}{\text{MWh}}}\right) \quad (2.24)$$

$$P_{Korr2} = P_{TT} \cdot \left(1 - \frac{3,5233 \cdot x}{54,28 \frac{\text{Eur}}{\text{MWh}}}\right) \quad (2.25)$$

Die energetischen Kenndaten, die sich für ein derartiges heizungstechnisches System im hochwärme-
gedämmten Gebäude ergeben, sind der Tab. 2.21 zu entnehmen³¹.

Bezeichnung	W_V in kWh	Q_{TWE} in kWh	$Q_{h,outg}$ in kWh	P_{HHS} in EUR/a	P_{HZ} in EUR/a
PPS-(200l)	3566	2972	7147	898	539
PPS-(500l)	3490	2972	7150	898	525
Sperrzeiten (Tag) von 6:00-22:00 Uhr					
PPS-(200l) - NB	3011	2616	7070	900	394
PPS-(500l) - NB	2977	2616	7114	900	390

Tabelle 2.21: Energetische und monetäre Kenndaten für die Analyse mit einer Wasser-
Wasser-Wärmepumpen (Fußbodenheizung, ϑ_V -Regelung)

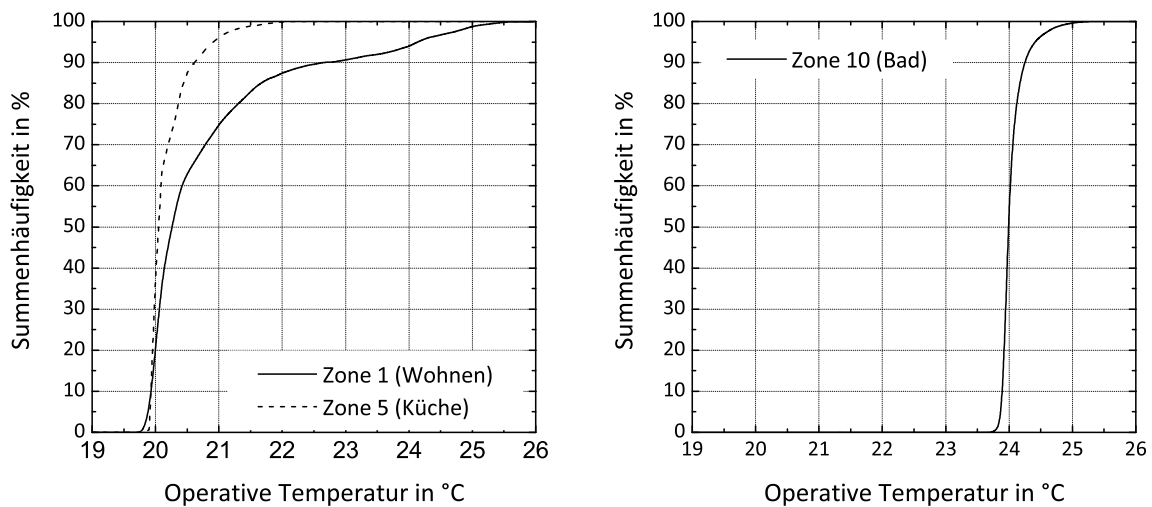


Abb. 2.54: Summenhäufigkeiten der operativen Temperaturen der Basisvariante (Wasser-Wasser-
Wärmepumpen, Fußbodenheizung, ϑ_V -Regelung, PPS-200l)

zulässig. Hier soll gezeigt werden, welchen generellen Einfluss das Beziehen von variablen Elektroenergie-
preisen hat. Die Korrekturfunktion setzt ab einer Windgeschwindigkeit von $v = 9 \text{ m/s}$ ein. Bei geringeren
Windgeschwindigkeiten wird der Preis aus den Typtagen verwendet. Der direkte Strompreis der Typta-
ge kann nicht eins zu eins übernommen werden. Ein weiterer Korrekturfaktor beinhaltet die preisliche
Gestaltung des Stromanbieters pauschal mit 1,5.

³¹Die Kosten für den Haushaltsstrom (HHS) setzen sich aus dem Stromverbrauch des Hauses und dem Strom-
verbrauch der Heizungsumwälzpumpen zusammen. Die Kosten des Heizsystems/Heizung (HZ) ergeben sich
aus dem Energiebedarf der Wärmepumpe sowie der Zusatzheizung im Bad.

Ergänzend zu den Angaben in Tabelle 2.21 sind in Abbildung 2.54 die operativen Raumtemperaturen für die Basisvariante mit einem Parallelpufferspeicher von $V_{PPS,HZ} = 2001$ dokumentiert³². Die Auswertung der energetischen Kennwerte zeigt, dass mit größerem Pufferspeicher der Elektroenergiebedarf sinkt. Betrachtet man sich die Auswirkungen auf die anfallenden Jahreskosten, so muss jedoch angemerkt werden, dass die Einsparung mit nur 14 Euro sehr gering ist.

Wesentlich größer ist der Einfluss von veränderten Sperrzeiten. Im vorliegenden Beispiel wurde ein Szenario untersucht bei dem die Sperrzeit am Tag von 6 : 00 - 22 : 00 Uhr vorgegeben wurde. Diese Annahme ist damit zu begründen, dass in der Nacht der Elektroenergieverbrauch deutlich unter den Werten des Tages liegt und mit derartigen Sperrzeiten eine Ausgleichung der Lastspitzen erreicht werden kann.

Vergleicht man die Heizkosten der Basisvarianten mit den Analysen bei denen das System nur nachts betrieben wird, so können Heizkostensenkungen von bis zu $\Delta P = 27\%$ nachgewiesen werden (Verringerung an Elektroenergie von bis zu $\Delta P_{el} = 15,57\%$). Es muss jedoch erwähnt werden, dass auf Grund der Sperrzeit von 22:00 bis 6:00 die Vorlauftemperaturen des Pufferspeichers³³ (Warmwasser) oftmals nicht die vorgegebenen Solltemperaturbereich von $\vartheta = 45 - 52\text{ °C}$ erreichen. Abbildung 2.55 zeigt, dass in ca. 16 % der ausgewerteten Daten die Vorlauftemperatur unter $\vartheta_V = 45\text{ °C}$ liegt.

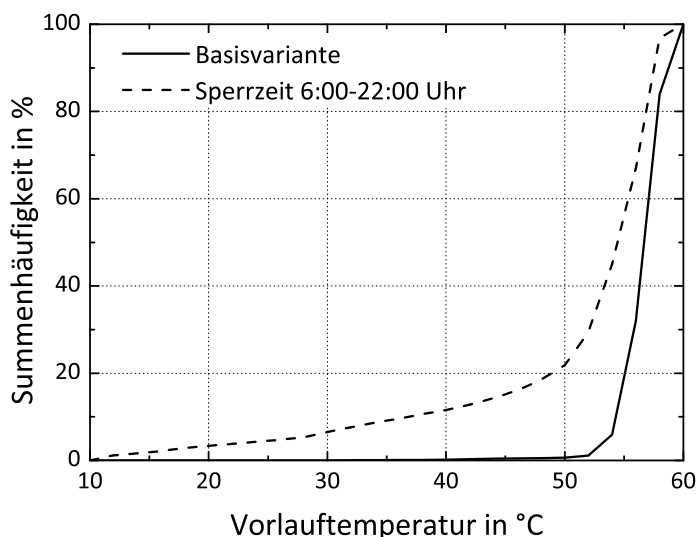


Abb. 2.55: Vorlauftemperaturen des Warmwasserspeichers (2001)

Die Auswirkungen auf die Vorlauftemperatur hat neben der Trinkwassererwärmung auch wärmephysiologische Konsequenzen. Wie Abbildung 2.56 dokumentiert, können innerhalb der beheizten Zonen die geforderten operativen Raumtemperaturen nicht durchgehend erreicht werden. Zu ca. 41 % liegt die Temperatur unterhalb der Solltemperaturen bei den Räumen, die eine vorgegebene Temperatur von $\vartheta_{soll} = 20\text{ °C}$ haben. Im Bad ist dieser Wert mit 54,5 % etwas höher. Aus diesen Ergebnissen kann geschlussfolgert werden, dass die zusätzliche Sperrzeit der Wärmepumpe zwar Heizkosten einsparen kann, aber die nicht eingehaltenen Solltemperaturen am Warmwasserspeicher sowie die unterschrittenen Raumtemperaturen sehr kritisch zu bewerten sind.

³²Wohnzimmer / Schlafzimmer $\vartheta_{op,soll} = 20\text{ °C}$, Bad $\vartheta_{op,soll} = 24\text{ °C}$

³³entspricht der Speicheraustrittstemperatur

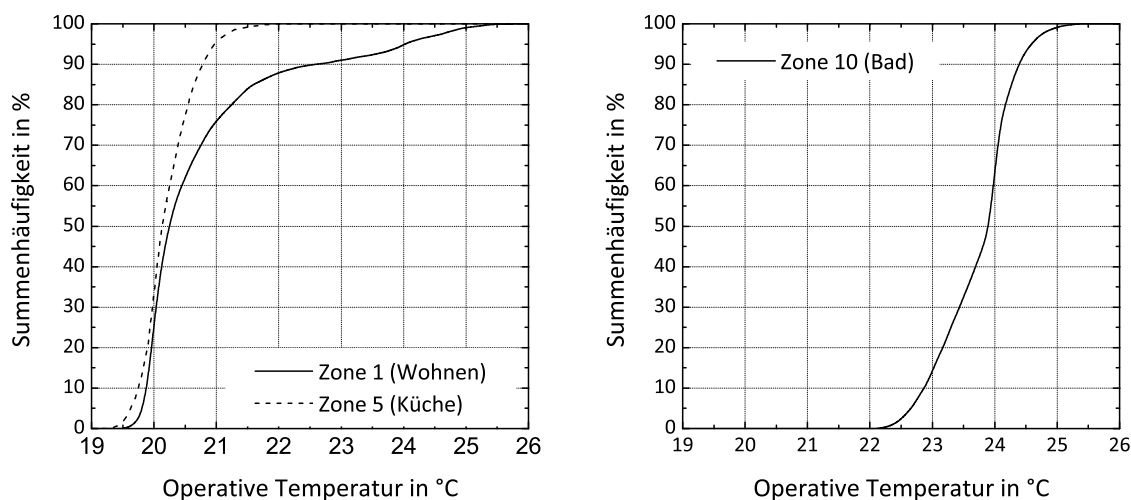


Abb. 2.56: Summenhäufigkeiten der operativen Temperaturen der Basisvariante (Wasser-Wasser-Wärmepumpen, Fußbodenheizung, ϑ_V -Regelung, PPS-2001, Sperrzeit 6 : 00 – 22 : 00 Uhr)

Im zweiten Teil der numerischen Analysen wurden Untersuchungen mit dem beschriebenen Modell vorgenommen, bei dem die Strompreise variabel waren. Unterschieden wurde dabei in die Teilerhebungen, bei denen negative Strompreise auftreten können und solche bei denen der niedrigste Preis auf $P = 0$ Euro/kWh begrenzt wurde. Tabelle 2.22 zeigt am Beispiel der Variante mit einem $V = 200$ l-Parallelpufferspeicher die sich ergebenden energetischen und monetären Kennwerte.

Bezeichnung	Bemerkung	W_V in kWh	Q_{TWE} in kWh	$Q_{h,outg}$ in kWh	P_{HHS} in EUR/a	P_{HZ} in EUR/a
PPS-(2001)	var. Preise neg. Preise möglich	3566	2972	7147	821	642
PPS-(2001)	var. Preise keinen neg. Preise	3591	2972	7148	851	675

Tabelle 2.22: Energetische und monetäre Kenndaten für die Analyse mit einer Wasser-Wasser-Wärmepumpen - variable Strompreise (Fußbodenheizung, ϑ_V -Regelung)

Die Kosten für den Haushaltsstrom wurden durch die variablen Elektroenergiepreise um $\Delta P = 8,6\%$ gesenkt. Die Kosten für den Betrieb der Heizung konnten in diesem Durchlauf nicht gesenkt werden. Der Grund hierfür ist, dass der durchschnittlich erreichte Preis für eine Kilowattstunde bei $P = 0,17$ Euro/kWh lag und somit zwar deutlich unter dem normalen Strompreis des Versorgers liegt aber auch über dem Wärmepumpentarif. Die Ergebnisse der Untersuchungen mit der 2. Korrekturfunktion (keine negativen Preise) liegen im Bereich der Haushaltskosten zwischen den ersten beiden Varianten (konstanter Strompreis/ var. Strompreis mit negativen Preisen). Der durchschnittliche Preis je Kilowattstunde liegt in dieser Berechnung bei $P = 0,18$ Euro/kWh. Dies ist nur ein geringfügig höherer Wert als bei dem vorherigen Ergebnis. Ein Unterschied zwischen den Simulationen mit und ohne negativen Strompreisen ist dennoch zu erkennen.

Die bisherigen Simulationen enthalten einen konstanten Korrekturfaktor (1,5) der die Preisgestaltung des Energieversorgers pauschal berücksichtigt. In einer ergänzenden Untersuchung wurde auf diesen Korrekturfaktor verzichtet (rein Typtagpreise). Tabelle 2.23 dokumentiert für eine Variante mit einem $V = 500$ l-Parallelpufferspeicher die sich unter diesen Bedingungen ergebenden Kennwerte.

Bezeichnung	Bemerkung	W_V in kWh	Q_{TWE} in kWh	$Q_{h,outg}$ in kWh	P_{HHS} in EUR/a	P_{HZ} in EUR/a
PPS-(5001)	var. Preise neg. Preise möglich direkter Typtag	3490	2972	7148	548	420

Tabelle 2.23: Energetische und monetäre Kenndaten für die Analyse mit einer Wasser-Wasser-Wärmepumpen - variable Strompreise (Fußbodenheizung, ϑ_V -Regelung)

Die Ergebnisse zeigen, dass durch variable Energiekosten eine deutliche Kostenersparnis möglich ist. Bei direktem Zugriff auf die Strombörse können die Jahresgesamtkosten um $\Delta P = 32\%$ gesenkt werden. Die Resultate der Auswertungen zeigen, dass die Nutzung von variablen Elektroenergiepreisen von großem Vorteil für den Verbraucher sein kann. Wie an diesem Ergebnis zu erkennen ist, hat die direkte Benutzung der Strompreise von der Börse noch einmal eine signifikante Einsparung zur Folge. Es muss jedoch hier berücksichtigt werden, dass keine Steuern auf diesen Preisen aufgeschlagen wurden und der tatsächliche Preis, den ein Nutzer zahlen müsste so wahrscheinlich nicht ausgegeben werden kann. Zusammenfassend lässt sich für die ersten numerischen Untersuchungen folgendes festhalten:

- Die unterschiedlichen Speichervolumina hatten keinen signifikanten Einfluss auf die energetischen Kenndaten des Einfamilienhauses, aber geringe Auswirkungen bezüglich der Heizkosten aufgrund der Schalthäufigkeiten der Wärmepumpe.
- Die zusätzliche Wärmepumpensperrzeit konnte die Heizkosten um $\Delta P = 26,85\%$ senken, allerdings konnten die Solltemperaturen in den wichtigsten Aufenthaltsräumen des Hauses (Wohnzimmer, Schlafzimmer und Bad) in vielen Fällen nicht erreicht werden. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die Vorlauftemperatur des Pufferspeichers oftmals nicht mehr im vorgegebenen Solltemperaturbereich lag und somit die benötigte Heizleistung der Räume nicht mehr sichergestellt werden konnte.
- Es konnte aufgezeigt werden, dass das Verwenden von variablen Elektroenergiepreisen eine wirksame Methode ist, die Kosten für Strom und elektrische Heizungen zu senken. Allerdings konnte auch festgestellt werden dass der derzeit gültige Wärmepumpentarif unter bestimmten Bedingungen günstiger ist als die Nutzung von variablen Elektroenergiepreisen.

2.4.3.1.2. Gebäudekühlung

Als Umgebungsbedingungen für diese Analyse werden ebenfalls, wie im Heizfall, der mittlere Wetterdatensatz von 2010 des Deutschen Wetterdienstes für das Gebiet Norddeutsches Tiefland mit der Repräsentanzstation Potsdam (TRJ04-2010) verwendet. Für die inneren Randbedingungen (innere Wärmequellen, Luftwechsel) wurden die gleichen zeitabhängigen Tages- bzw. Wochenverläufe verwendet wie bei den Analysen mit μ -BHKW oder Wärmepumpe im Heizfall um die Vergleichbarkeit der einzelnen Untersuchungen zu gewährleisten, siehe Kapitel 2.2.5.

Für die im Rahmen dieses Forschungsprojektes durchgeführten numerischen Analysen werden die Daten einer in der Prozessführung umkehrbaren Luft-Wasser-Wärmepumpe für Wohngebäude (Ein- und Zweifamilienhäuser) verwendet. Wärmepumpen werden bisher vorwiegend im Gebäudeneubau sowie sanierten Altbauten von Wohngebäuden eingesetzt. Die Untersuchungen werden mit dem bereits beschriebenen statistischen Einfamilienhaus (vgl. Kap. 2.2.3) mit einem Wärmeschutzniveau nach EnEV04 durchgeführt. Dabei ist es mit der Heizungsanlage, welche mit einer Fußbodenheizung als Heizfläche ausgestattet ist, möglich in den Sommermonaten das Gebäude mit einer Sollvorlauftemperatur zwischen $\vartheta_{V,soll} = 19 - 21^\circ\text{C}$ zu kühlen. Hierzu wurden anstelle der herkömmlichen Thermostatventile PI-Regler verwendet, welche den Kühlbetrieb ermöglichen indem sich diese bei zu hohen Raumlufttemperaturen öffnen und bei zu geringen Temperaturen schließen. Als Sollwert für die PI-Regler dient die Empfindungstemperatur von $\vartheta_{Op,soll} = 24,5^\circ\text{C}$. In der nachfolgenden Abb. 2.57 ist die verwendete hydraulische Anlagenschaltung dargestellt.

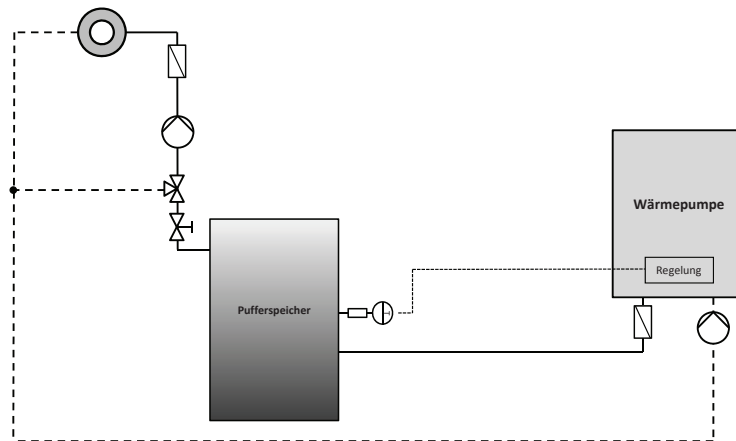


Abb. 2.57: Schematische hydraulische Anlagenschaltung mit Reihenpufferspeicher

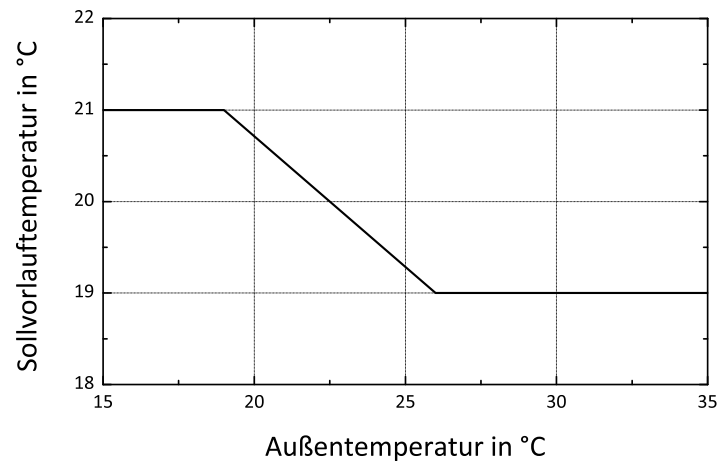


Abb. 2.58: Sollvorlauftemperaturkurve in Abhängigkeit von der Außentemperatur

Die hydraulische Einbindung der Wärmepumpe in das Heiznetz erfolgt über einen Reihenpufferspeicher mit einem Volumen von $V = 350\text{ l}$. Damit der Betrieb der Wärmepumpe zu jedem Zeitpunkt gewährleistet werden kann, ist zwischen dem Speichervor- und -rücklauf eine hydraulische Weiche integriert. Hierdurch wird sichergestellt, dass der Speicher jederzeit durch die Wärmepumpe versorgt werden kann. Diese Untersuchung soll dazu dienen den möglichen Kühlbedarf in einem Einfamilienhaus in Mitteldeutschland sowie den dazu notwendigen Elektroenergiebedarf zu bestimmen. Die nachfolgende Untersuchung bezieht sich auf den reinen Kühlbetrieb des Systems. Die Anlagenregelung erfolgt über eine Sollvorlauftemperaturregelung in Abhängigkeit von der Aussentemperatur, vgl. Abb. 2.58, mit Stellsignalen aus dem Speicher. Somit geht die Wärmepumpe im Kühlmodus in Betrieb, wenn die Temperatur ϑ_{ist} im mittleren Teil des Speichers höher ist als der Sollwert ϑ_S und geht aus, wenn die Temperatur im mittleren Teil des Speichers niedriger ist. Zusätzlich dient der Raum mit den höchsten solaren Lasten als Führungsraum für die Regelung.

Die energetische Bilanzierung innerhalb der Systemgrenze „Gebäude“ erfolgt mit einer kalorischen Ermittlung aller Stoff- und Energiemengen, welche in Tagesintervallen aufsummiert und tabelliert werden, für den gewählten Zeitraum der Kühlperiode. Betrachtet werden dabei die Wärmepumpe auf der einen Seite sowie das Gebäude in Verbindung mit der an die Wärmepumpe gekoppelten Heizungsanlage, welche zur Kühlung genutzt wird. Für das numerische Modell der Wärmepumpe werden während

des Bilanzzeitraumes der Elektroenergiebedarf, der Elektroenergieaufwand der internen Verbraucher sowie die an den Speicher abgegebene thermische Energie und die Wärmeverluste des Pufferspeichers an den Aufstellungsraum aufgezeichnet. Die Betrachtung der Effizienz dieses Systemes erfolgt über den Bilanzzeitraum mittels der Arbeitszahl der Wärmepumpe bzw. der Systemarbeitszahl. Zusätzlich wird während des Betrachtungszeitraumes der Elektroenergiebedarf des Haushalts, analog der Analysen im Heizfall, ausgewertet und daraus die entstehenden Kosten berechnet.

Nachfolgend sind die Ergebnisse der Analyse zur Gebäudekühlung eines Einfamilienhauses tabelliert. Demnach beträgt die aus dem Gebäude abgeführte Kühlenergie $\dot{Q}_{th} = 1863 \text{ kWh}$ bei einem Elektroenergieaufwand von $W = 783 \text{ kWh}$. Dies entspricht ca. 25 % des Aufwandes für das winterliche Bereitstellen an Heizenergie und für die TWE des gleichen Gebäudes mit einem Wärmeschutzniveau nach EnEV04. Hieraus resultiert ein Preis von $P = 148,77 \text{ Euro/a}$ für die benötigte Elektroenergie beim Kühlbetrieb der Wärmepumpe, unter der Voraussetzung eines Hoch- und Niedrigstromtarifes für die Wärmepumpe.

Bezeichnung	Bemerkung	W_V in kWh	$Q_{h,out}$ in kWh	P_{WP} in EUR/a
RPS-(350l)-K	WP-Tarif feste Preise	783	1863	148,77

Tabelle 2.24: Energetische Kenndaten für die Analyse mit LWWP im Kühlbetrieb, feste Strompreise, ϑ_V -Regelung, EnEV04

Bezeichnung	Bedarf in kWh
Kühlenergie	1863
Umweltenergie (Verdampfer)	2490
Elektroenergie (WP-System)	783
Elektroenergie (Kompressor)	696
Elektroenergie (Hilfsenergie Kond.-Kreis)	11
Elektroenergie (Hilfsenergie Verd.-Kreis)	27
Elektroenergie (Hilfsenergie Regelung)	49
Speicherverlust	28
Arbeitszahl der WP (äußere Bilanz)	2,38
Arbeitszahl der WP (innere Bilanz)	2,64
Systemarbeitszahl (äußere Bilanz ohne Speicher)	2,35
Energieaufwand der Pumpe Heiznetz	184
Energieaufwand der Pumpe Erzeuger	16

Tabelle 2.25: Energetische Kenndaten für die Analyse mit LWWP im Kühlbetrieb, feste Strompreise, ϑ_V -Regelung, EnEV04

Die in der Prozessführung umkehrbare Wärmepumpe benötigt insgesamt $W_{WP,K} = 783 \text{ kWh}$ an Elektroenergie, wovon allein $W_{WP,Kom,K} = 696 \text{ kWh}$ auf den Antrieb des Kompressors fallen. Im Vergleich dazu ist die benötigte Elektroenergie für die Regelung ($W_{WP,R,K} = 49 \text{ kWh}$) oder Hilfsenergien ($W_{WP,H,K} = < 30 \text{ kWh}$) sehr gering. Der Elektroenergieaufwand für die Heizungspumpe ist mit $W_{HZ,Pu,K} = 184 \text{ kWh}$ in einem vergleichbaren Bereich wie im Heizfall und erklärbar durch die ähnlich hohen Massenströme im hydraulischen Netz über den Betrachtungszeitraum. Demgegenüber ist der Elektroenergieaufwand für die Pumpe an der Wärmepumpe mit $W_{WP,Pumpe,K} = 16 \text{ kWh}$ deutlich geringer. Dies ist mit der kurzen Betriebszeit der Wärmepumpe zu erklären, welche den Spei-

cher belädt und somit einen Großteil der Zeit außer Betrieb ist. Für die Bewertung der Einhaltung der Behaglichkeitskriterien in dem Gebäude dient exemplarisch das Diagramm 2.59. In diesem ist die Summenhäufigkeit der operativen Raumtemperatur für das Wohnzimmer dargestellt. Dieser Raum ist der Raum in dem Einfamilienhaus mit den höchsten solaren Lasten, mit einer Süd-West-Ausrichtung. Ohne Kühlung werden in dem Raum Temperaturen von bis zu $\vartheta_{Op} = 33\text{ °C}$ erreicht und damit das obere Behaglichkeitskriterium von $\vartheta_{Op,max} = 26\text{ °C}$ (entsprechend der DIN EN ISO 7730 [47]) in $\tau = 93\%$ der Zeit überschritten.

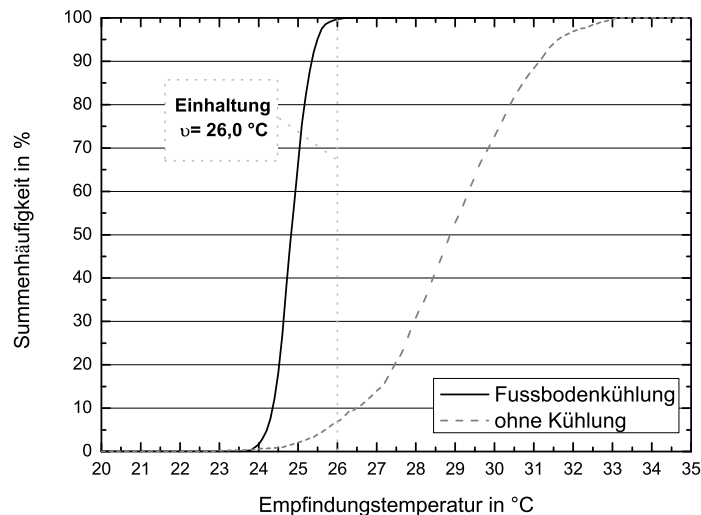


Abb. 2.59: Summenhäufigkeit der operativen Temperatur in dem Raum mit höchsten solaren Lasten für die Kühlperiode

Unter den festgelegten Randbedingungen konnte mit der aktiven Kühlung in Verbindung mit dem Fußboden als Kühlfläche über die Luft-Wasser-Wärmepumpe die maximale auftretende operative Temperatur in dem Raum auf $\vartheta_{Op} = 26,1\text{ °C}$ reduziert und somit die Behaglichkeitskriterien eingehalten werden. Die Solltemperatur der Regelung von $\vartheta_{Soll} = 24,5\text{ °C}$ wurde mit dieser Anlagenschaltung zu $\tau = 12\%$ der Zeit der Kühlperiode eingehalten. Somit ist eine Temperierung durch die aktive Kühlung über ein hydraulisches Netz, welches für den Heizfall ausgelegt ist, nachweisbar.

Die Analyse zur Gebäudekühlung mittels einer in der Prozessführung umkehrbaren Wärmepumpe belegt, dass unter den definierten Randbedingungen ein deutlicher Temperierungseffekt erreicht werden konnte. Die Einhaltung der Behaglichkeitskriterien konnte damit deutlich erhöht werden. Der notwendige Kühlbedarf beträgt ca. ein Viertel des Heizbedarfes. Durch die aktive Kühlung wird zusätzlich Elektroenergie für den Betrieb der Wärmepumpe benötigt, welcher in der Gesamtkostenbilanz für ein Jahr mit einbezogen werden muss, da sein Anteil mit rund $P = 20\%$ an den Kosten für Heizung/Kühlung nicht unerheblich ist. Hier besteht die Möglichkeit, diese Elektroenergie in einem Verbund von Anlagen durch ein μ -BHKW bereitzustellen, sofern die abgegebene Wärme gespeichert oder genutzt werden kann und so das Niederspannungsnetz teilweise zu entlasten. Diese Kombination aus verschiedenen Erzeugern in einem Verbund wird in zukünftigen Untersuchungen eine verstärkte Rolle spielen.

2.4.3.2. Numerische Analysen - Mikro BHKW

Mini- und Mikro-BHKW-Anlagen können unterschiedlich hydraulisch in das Heizungsnetz eingebunden werden. Typische hydraulische Standardschaltungen sind den Abb. 2.60 - 2.63 zu entnehmen.

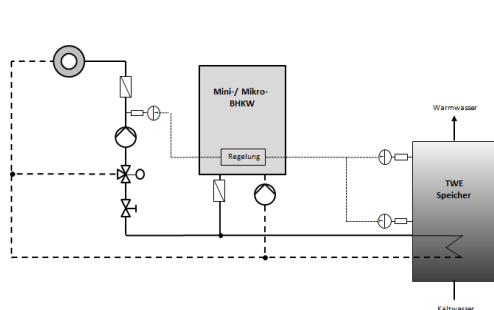


Abb. 2.60: Direkte Einbindung der Heizung plus TWE-Speicher

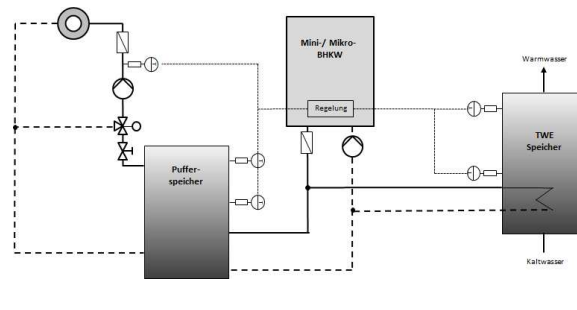


Abb. 2.61: Heizungsseitiger Pufferspeicher plus Pufferspeicher für die TWE

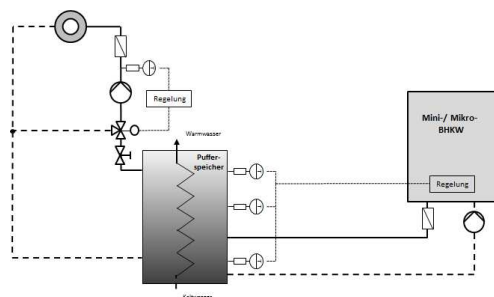


Abb. 2.62: Kombi-Pufferspeicher für Heizung und TWE

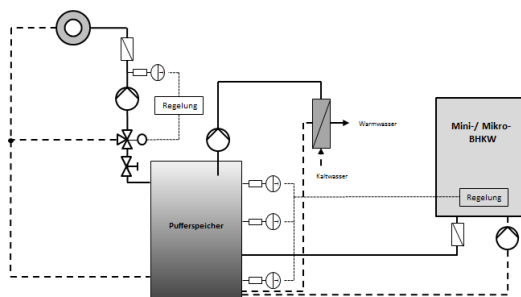


Abb. 2.63: Heizungsseitiger Pufferspeicher plus externer Wärmeübertrager (TWE)

Untersucht werden zunächst Anlagenschaltungen mit einem Parallelpufferspeicher auf der Heizungsseite sowie einem optionalen separaten Trinkwarmwasserspeicher mit einem Volumen von $V = 200\text{ l}$. Der Parallelpufferspeicher ist mit einer Beimischschaltung in den Heizkreislauf eingebunden, d.h. die Beladung des Speichers erfolgt mittels einer konstanten Temperatur von $\vartheta_V = 70^\circ\text{C}$. Die Vorlauftemperatur wird über das Stellventil durch Mischen des Speichervor- und Heizkreisrücklaufes geregelt. Als Sollwert für die Regelung des Mischventils dient die momentane Sollvorlauftemperatur der Heizkurve und der Sollwert für den Warmwasserspeicher beträgt $\vartheta_{TWE,soll} = 60^\circ\text{C}$.

2.4.3.2.1. Ergebnisse des Gerätes: „Dachs“ der Firma SENERTEC

Die Zielsetzung des Forschungsvorhabens ist es, bestehende μ -KWK-Systeme mit Hilfe von numerischen Modellen zu analysieren. Untersuchungsgegenstand sind auf dem Markt befindliche μ -BHKW-Systeme. Das erste untersuchte Gerät ist ein μ -BHKW der Firma SENERTEC, der sogenannte „Dachs“. Die Tabelle 2.26 bietet eine Übersicht der Simulationsergebnisse des untersuchten Einfamilienhauses (Wärmedämmstandard gemäß WSV 77). Der Heizwärmeaufwand für die Bilanzperiode eines Jahres beträgt $Q_h = 36300\text{ kWh/a}$ bzw. $q_h = 226\text{ kWh/m}^2\text{a}$. Hinterlegt ist weiterhin ein charakteristisches Zapfprofil des Trinkwassers für einen „werkstätigen“ 4-Personenhaushalt nach ANNEX-42 [123], dies entspricht einem jährlichen Warmwasserbedarf von $Q_{TWE} = 2978\text{ kWh/a}$.

V_{PPS}		1	200	500	1000		
Gebäudekennndaten - Einfamilienhaus							
$Q_{th,HZ}$	kWh/a	36305	36306	36305	36306	36304	36305
$Q_{th,TWE}$	kWh/a	-	2978	-	2978	-	2978
$Q_{h,s,HZ}$	kWh/a	834	846	1152	1182	1520	1555
$Q_{h,s,TWE}$	kWh/a	-	462	-	462	-	462
Kenndaten Wärmeerzeuger - SENERTEC „Dachs“							
P_{el}	kW	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5
Q_f	kWh/a	63738	69596	62995	68993	63024	69137
Q_{th}	kWh/a	37206	40552	37519	40896	37886	41253
W_{erz}	kWh/a	16891	18455	16900	18472	16956	18558
W_{ver}	kWh/a	4899	4899	4899	4899	4899	4899
W_{ein}	kWh/a	14920	16315	14923	16321	14965	16332
W_{ev}	kWh/a	1875	2050	1880	2059	1895	2135
W_{bez}	kWh/a	3024	2849	3019	2840	3004	2764
γ_{el}	-	0,383	0,419	0,384	0,420	0,387	0,436
σ	-	0,464	0,469	0,464	0,469	0,466	0,471
n_{Schalt}	-	1514	1652	771	780	425	482
b_{vH}	h/a	3071	3355	3073	3359	3083	3370
Nutzungsgrad Wärmeerzeuger							
$\beta_{el,i,b}$	-	0,273	0,273	0,276	0,276	0,277	0,277
$\beta_{el,i,n}$	-	0,265	0,265	0,268	0,268	0,269	0,269
$\beta_{th,i,n}$	-	0,584	0,583	0,596	0,593	0,601	0,597
$\beta_{th,i,sys}$	-	0,571	0,564	0,577	0,569	0,577	0,568
Systemnutzungsgrad							
$\beta_{ges,i,sys}$	-	0,834	0,838	0,844	0,836	0,845	0,835
$\beta_{ges,i,sys,PP}$	-	0,829	0,823	0,839	0,831	0,840	0,830

Tabelle 2.26: Energetische Kenndaten für die Analyse des Dachs der Fa. Senertec (EFH, WSV077, Freie Heizflächen)

Vergleicht man die Gebäudekennndaten der Tab. 2.26 wird deutlich, dass der Heizwärmeaufwand sowie der Bedarf für die Trinkwassererwärmung nahezu konstant sind und somit unabhängig vom Speichervolumen des Pufferspeichers. Der Einfluss der Speichergröße wird mit Hilfe der Auswertung der thermischen Speicherverluste sichtbar und nimmt mit steigendem Wasservolumen zu.

Die Analyse der Kenndaten des Wärmeerzeuger zeigen, dass die Berücksichtigung der Trinkwassererwärmung zu einer längeren Betriebsdauer führt, d.h. die thermische und elektrische Energieerzeugung steigt (analog des Gasverbrauchs). Die zunehmenden Speicherverluste verstärken diesen Effekt. Resultierend erhöht sich der elektrische Deckungsanteil. Es ergibt sich eine Spanne für den elektrischen Deckungsgrad ohne TWE von $\gamma_{el} = 38,3\% - 38,7\%$ und mit TWE von $\gamma_{el} = 41,9\% - 43,6\%$. Die Stromkennzahl beträgt $\sigma_{max} = 0,47$, dies unterstreicht, dass bei μ -KWK-Anlagen primär die Wärmeerzeugung im Vordergrund steht, welche mehr als doppelt so hoch ist wie die Elektroenergieabgabe. Der elektrische Nutzungsgrad des untersuchten motorischen KWK-Gerätes verhält sich unabhängig von den thermischen Randbedingungen und wird nur durch den Generator sowie den mechanischen Eigenschaften des Motors beeinflusst. Das variierte Pufferspeichervolumen hat auf den gerätespezifischen, elektrischen Nutzungsgrad nahezu keinen Einfluss ($\beta_{el,i,n} = 0,265..0,269$). Das definierte Volumen des Pufferspeichers besitzt einen geringen Einfluss auf den Systemnutzungsgrad der Anlage. Die Werte betragen je nach Anlagenkonstellation zwischen $\beta_{ges,i,sys} = 0,823$ und $\beta_{ges,i,sys} = 0,840$. Der Systemnutzungsgrad ist bei Berücksichtigung der Trinkwassererwärmung etwas geringer, da in diesem Fall die Verluste des Trinkwarmwasserspeichers ausgeglichen werden müssen.

V_{PPS}		1	200	500	1000		
Gebäudekennndaten - Einfamilienhaus							
$Q_{th,HZ}$	kWh/a	24508	24508	24509	24509	24508	24508
$Q_{th,TWE}$	kWh/a	-	2978	-	2978	-	2978
$Q_{h,s,HZ}$	kWh/a	838	858	1181	1223	1559	1609
$Q_{h,s,TWE}$	kWh/a	-	475	-	475	-	475
Kennndaten Wärmeerzeuger - SENERTEC „Dachs“							
P_{el}	kW	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5
Q_f	kWh/a	44774	50846	44006	50183	43937	50220
Q_{th}	kWh/a	25396	28764	25737	29129	26115	29515
W_{erz}	kWh/a	11858	13438	11776	13379	11803	13436
W_{ver}	kWh/a	4894	4894	4894	4894	4894	4894
W_{ein}	kWh/a	10499	11870	10437	11813	10433	11785
W_{ev}	kWh/a	1248	1462	1226	1459	1257	1544
W_{bez}	kWh/a	3646	3432	3667	3435	3636	3350
γ_{el}	-	0,255	0,299	0,251	0,298	0,257	0,316
σ	-	0,483	0,488	0,479	0,486	0,481	0,488
n_{Schalt}	-	1652	1740	787	880	445	575
b_{VH}	h/a	2156	2443	2141	2433	2146	2443
Nutzungsgrad Wärmeerzeuger							
$\beta_{el,i,b}$	-	0,273	0,272	0,275	0,274	0,276	0,275
$\beta_{el,i,n}$	-	0,265	0,264	0,268	0,267	0,269	0,268
$\beta_{th,i,n}$	-	0,567	0,566	0,585	0,581	0,594	0,588
$\beta_{th,i,sys}$	-	0,549	0,539	0,559	0,547	0,559	0,546
Systemnutzungsgrad							
$\beta_{ges,i,sys}$	-	0,811	0,802	0,823	0,811	0,825	0,811
$\beta_{ges,i,sys,PP}$	-	0,804	0,796	0,816	0,805	0,818	0,806

Tabelle 2.27: Energetische Kennndaten für die Analyse des Dachs der Fa. Senertec (EFH, WSV082, Freie Heizflächen)

Die Ergebnisse der Tabelle 2.27, beziehen sich auf das untersuchte Einfamilienhaus mit einem Wärmedämmstandard gemäß WSV0 82. Dies entspricht einem spezifischen Heizwärmebedarf von $q_h = 153 \text{ kWh/m}^2\text{a}$. Für die Trinkwassererwärmung wurden analoge Randbedingungen wie in den Varianten mit dem Wärmeschutz nach WSV0 77 definiert. Aufgrund des höheren Wärmedämmstandards und der wärmegeführten Betriebsweise sinkt die Zahl der Vollbenutzungsstunden im Mittel um $\Delta b_{VH,m} = 925 \text{ h/a}$. Dieser Effekt wirkt sich auf die Erzeugung der Elektroenergie des μ -BHKWs aus, der Deckungsgrad verringert sich auf Grund des sinkenden Anteils des Eigenverbrauchs bzw. dem höheren Bezug an Elektroenergie. Der elektrische Deckungsgrad bewegt sich in diesem Fall in einem Bereich von $\gamma_{el} = 25,5\% - 31,5\%$, was einer Reduzierung um ca. $\Delta\gamma_{el} = 10 - 15 \text{ pp}$ entspricht. Beim Vergleich der Systemnutzungsgrade liegen die Werte unterhalb der Ergebnisse des Gebäudes mit schlechterem Wärmedämmstandard. Ursache können kürzere Betriebsintervalle des Mikro-BHKWs sein.

2.4.3.2.2. Ergebnisse des Gerätes: microBHKW L 4.12 der Firma KIRSCH

Tab. 2.28 dokumentiert die Ergebnisse der numerischen Untersuchungen mit den Parametern des L-BHKW 4.12, welches bereits in Kapitel 2.4.1 detailliert beschrieben wurde. In allen Varianten wurde die Trinkwassererwärmung entsprechend Abb.2.61 berücksichtigt. Es erfolgt eine Variation der einstellbaren elektrischen Leistungsstufen des L-BHKW, die während der Simulation als konstant angenommen werden.

V_{PPS}	1	200	500			1000
Gebäudekenndaten - EFH						
$Q_{th,HZ}$	kWh/a	35792	33084	35863	36141	35904
$Q_{th,TWE}$	kWh/a	2978	2978	2978	2978	2978
$Q_{h,s,HZ}$	kWh/a	518	620	722	782	924
$Q_{h,s,TWE}$	kWh/a	462	462	462	462	462
Kenndaten Wärmeerzeuger - KIRSCH microBHKW L 4.12						
P_{el}	kW	3	2	3	4	3
Q_f	kWh/a	59942	54340	59827	60582	59933
Q_{th}	kWh/a	39746	37106	39991	40328	40225
W_{erz}	kWh/a	12999	10070	12977	14432	12857
W_{ver}	kWh/a	4814	4820	4813	4811	4813
W_{ein}	kWh/a	10432	7318	10417	12084	10460
W_{ev}	kWh/a	2426	2628	2419	2197	2416
W_{bez}	kWh/a	2387	2192	2395	2614	2397
γ_{el}	-	0,504	0,545	0,503	0,457	0,498
σ	-	0,335	0,279	0,333	0,368	0,334
n_{Schalt}	-	807	255	438	553	354
b_{vH}	h/a	4062	4577	4055	3798	4062
Nutzungsgrad Wärmeerzeuger						
$\beta_{el,i,b}$	-	0,225	0,196	0,225	0,246	0,225
$\beta_{el,i,n}$	-	0,217	0,185	0,217	0,234	0,217
$\beta_{th,i,n}$	-	0,663	0,683	0,668	0,666	0,671
$\beta_{th,i,sys}$	-	0,647	0,663	0,649	0,645	0,648
Systemnutzungsgrad						
$\beta_{ges,i,sys}$	-	0,861	0,864	0,863	0,881	0,863
$\beta_{ges,i,sys,PP}$	-	0,858	0,842	0,859	0,877	0,859

Tabelle 2.28: Energetische Kenndaten für die Analyse des L-BHKW der Fa. Kirsch (EFH, WSV077, Freie Heizflächen)

Betrachtet man die elektrischen Nutzungsgrade, so kann festgestellt werden, dass das microBHKW L 4.12 zwischen $\beta_{el,i,n} = 0,185 - \beta_{el,i,n} = 0,238$ erreicht. Die Stromkennzahl verdeutlicht weiter die unterschiedliche Auslegung der Systeme. Diese beträgt beim L-BHKW, je nach Leistungsstufe zwischen $\sigma = 0,27 - 0,36$ (i. Vgl. „Dachs“ $\sigma = 0,48$). Der durchschnittliche elektrische Deckungsgrad beträgt $\gamma_{el} = 50,1\%$ und ist somit deutlich höher als in den Variantenrechnungen des „Dachs“. Dieser Effekt tritt aufgrund der niedrigeren Leistungsdaten und den daraus resultierenden längeren Betriebszeiten sowie der steigenden Gleichzeitigkeit von erzeugter und verbrauchter Elektroenergie auf³⁴, wie Abb. 2.64 dokumentiert.

Bezogen auf die gleichen Randbedingungen und den Einsatz in einem Einfamilienhaus erreicht das L-BHKW einen um durchschnittlich 3pp. höheren Systemnutzungsgrad als das Gerät von SENERTEC. Der gerätespezifisch schlechtere elektrische Nutzungsgrad wird durch den besseren thermischen Nutzungsgrad kompensiert.

³⁴Anzumerken ist, dass bei einem Einstellwert von $P_{el} = 2$ kW der benötigte Heizwärmeaufwand des Gebäudes nicht gedeckt werden konnte, wodurch an einigen Tagen eine Unterschreitung der geforderten Solltemperaturen auftritt.

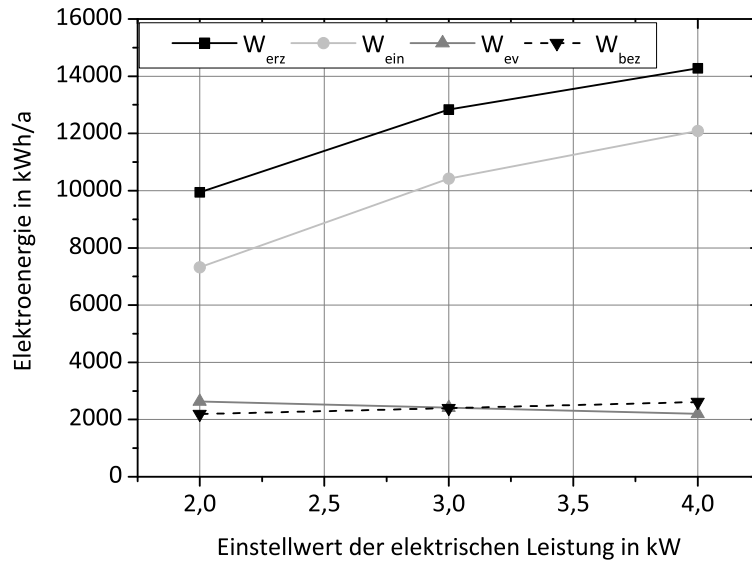


Abb. 2.64: Gegenüberstellung der erzeugter, bezogenen, verbrauchten und eingespeisten Elektroenergie in Abhängigkeit des Einstellwertes (EFH, L-BHKW, WSV077)

Die Tabelle 2.29 beinhaltet die Ergebnisse der Simulationen des microBHKW L 4.12 im Einfamilienhaus mit einem Wärmedämmstandard entsprechend WSV082 [260] mit Berücksichtigung der Trinkwassererwärmung. Die Auswertung des elektrischen Nutzungsgrades ergibt bei einem Einstellwert von $P_{el} = 3\text{ kW}$ durchschnittlich $\beta_{el,i,n} = 0,226$. Der Systemnutzungsgrad ist nahezu konstant und beträgt $\beta_{ges,i,sys} = 0,84$. Der elektrische Deckungsgrad sinkt mit steigendem Speichervolumen von $\gamma_{el,200l} = 35,4\%$ auf $\gamma_{el,1000l} = 33,7\%$ aufgrund der längeren Betriebsintervalle je Einschalttakt, während die Taktfrequenz sinkt. Folglich reduziert sich die Gleichzeitigkeit von erzeugter und verbrauchter Elektroenergie. Der maximale elektrische Deckungsgrad über die Bilanzperiode eines gesamten Jahres beträgt in dieser Analyse $\gamma_{el,max} = 41,9\%$ ³⁵.

V_{PPS}		1	200	500	1000	
Gebäudekennndaten - EFH						
$Q_{th,HZ}$	kWh/a	24450	24443	24456	24458	24460
$Q_{th,TWE}$	kWh/a	2978	2978	2978	2978	2978
$Q_{h,s,HZ}$	kWh/a	545	737	758	767	991
$Q_{h,s,TWE}$	kWh/a	475	471	475	476	475
Kennndaten Wärmeerzeuger - KIRSCH microBHKW L 4.12						
P_{el}	kW	3	2	3	4	3
Q_f	kWh/a	43898	42870	43620	43099	43657
Q_{th}	kWh/a	28408	28575	28610	28620	28846
W_{erz}	kWh/a	9506	7968	9455	10232	9464
W_{ver}	kWh/a	4804	4804	4804	4804	4804
W_{ein}	kWh/a	7636	5801	7626	8582	7673
W_{ev}	kWh/a	1698	2015	1655	1467	1618
W_{bez}	kWh/a	3106	2790	3149	3338	3186
γ_{el}	-	0,354	0,419	0,345	0,305	0,337
σ	-	0,346	0,289	0,344	0,372	0,344
<i>Fortsetzung auf der nächsten Seite</i>						

³⁵Variante mit: $V_{PPS} = 500l$ und $P_{el} = 2\text{ kW}$

Fortsetzung aus vorheriger Seite						
V_{PPS}	1	200	500			1000
n_{Schalt}	-	1405	515	764	813	552
b_{VH}	h/a	2971	3622	2955	2693	2958
Nutzungsgrad Wärmeerzeuger						
$\beta_{el,i,b}$	-	0,225	0,197	0,226	0,246	0,226
$\beta_{el,i,n}$	-	0,217	0,186	0,217	0,237	0,217
$\beta_{th,i,n}$	-	0,647	0,666	0,656	0,664	0,661
$\beta_{th,i,sys}$	-	0,624	0,638	0,628	0,635	0,627
Systemnutzungsgrad						
$\beta_{ges,i,sys}$	-	0,836	0,821	0,840	0,868	0,840
$\beta_{ges,i,sys,PP}$	-	0,832	0,816	0,836	0,863	0,835

Tabelle 2.29: Energetische Kenndaten für die Analyse des L-BHKW der Fa. Kirsch (EFH, WSV082, Freie Heizflächen)

2.4.3.2.3. Untersuchungen mit veränderten elektrischen Nutzerprofilen

Um den Einfluss des elektrischen Lastganges auf den elektrischen Deckungsgrad zu untersuchen wurden Simulationen unter gleichen Randbedingungen mit verschiedenen elektrischen Lastgängen durchgeführt³⁶. Die genutzten elektrischen Lastgänge I bis VI (vgl. Kap. 2.2.6) basieren auf statistischen Daten für einen werktätigen 4-Personenhaushalt in Deutschland mit leichten Schwankungen im durchschnittlichen Jahresverbrauch an Elektroenergie zwischen 3600 und 5200 kWh/a. Des Weiteren wurde ein Stromlastgang aus dem Annex-42-Projekt [123] mit gleichen Randbedingungen sowie ein elektrischer Lastgang mit nichtwerktätigen Nutzern (VII) betrachtet.

In jeder Simulation erzeugt das μ KWK-Gerät $W_{erz} = 12900$ kWh/a an Elektroenergie und $Q_{th} = 40000$ kWh/a an thermischer Energie.³⁷ Vergleicht man die Ergebnisse der Lastgänge I- VI der Tabelle 2.30 wird deutlich, dass die Differenzen des elektrischen Deckungsgrades von maximal $\Delta\gamma_{el} = 1,7\%$ gering sind. Ein größerer Unterschied ist in den Resultaten des nichtwerktätigen Nutzerverhaltens (Lastgang VII) festzustellen. Der elektrische Deckungsgrad beträgt $\gamma_{el,VII} = 44,7\%$. Folglich kann davon ausgegangen werden, dass der elektrische Deckungsgrad nur durch das direkte Nutzerverhalten und nicht durch leicht veränderliche Lastgänge beeinflusst wird. Eine Gegenüberstellung der Ergebnisse in Abhängigkeit unterschiedlicher Testreferenzjahre (2004 und 2010) können dem Kap.A.4 entnommen werden. Die Tendenz des Klimawandels, welche in dem TRY2010-04 berücksichtigt ist, zeigt sich in den Ergebnissen durch einen gesunkenen Heizwärmeaufwand. Dieser sinkt um $\Delta Q_{th} = 3380$ kWh/a während eines Jahres, wodurch das KWK-System im wärmegeführten Betrieb weniger thermische Energie bereitstellen muss und folglich (bei gleichem elektrischen Einstellwert) weniger taktet bzw. in Betrieb ist. Dies hat zur Folge, dass sich der elektrische Deckungsgrad nur durch die Folge eines veränderten Wetterdatensatzes um $\Delta\gamma = 5\%$ reduziert. Der elektrische Nutzungsgrad ist in beiden Varianten nahezu konstant, da dieser gerätespezifisch und thermisch entkoppelt ist. Der thermische Nutzungsgrad über ein Jahr ist in den untersuchten Varianten konstant, der Systemnutzungsgrad beträgt $\beta_{ges,i,sys} = 0,86$.

³⁶Die aufgeführten Ergebnisse beziehen sich auf das EFH (WSVO77) mit einem 500l-Heizungsspeicher und einem 200l- Warmwasserspeicher sowie den Daten des L-BHKW als KWK-Gerät mit $P_{el} = 3$ kW. Zusätzlich wurde in dieser Analyse der Wetterdatensatz TRY2010-04 des Deutschen Wetterdienstes verwendet.

³⁷Im Vergleich zu der Variante mit dem Wetterdatensatz TRY04-04 fällt in dieser Untersuchung der benötigte Heizwärmebedarf des Gebäudes mit $Q_h = 35863$ kWh/a und damit um $\Delta Q_h = 3382$ kWh/a niedriger aus.

Lastgang	W_{Bedarf}	W_{ver}	W_{ein}	W_{bez}	W_{ev}	γ_{el}
Einheit	kWh/a	kWh/a	kWh/a	kWh/a	kWh/a	-
I	4589	4813	10417	2395	2419	0,503
II	5244	5470	10084	2719	2752	0,503
III	4765	4989	10333	2486	2503	0,502
IV	4676	4901	10452	2516	2384	0,486
V	4780	5006	10360	2530	2476	0,495
VI	3585	3809	10960	1933	1876	0,493
VII	5566	5790	10247	3201	2590	0,447
Annex-42	3927	4151	10775	2090	2061	0,497

Tabelle 2.30: elektrische Kenndaten für die Analyse verschiedener elektrischer Lastgänge mit dem L-BHKW von KIRSCH (Freie Heizflächen, WSV077)

Mit diesem Vergleich kann gezeigt werden, dass der Einsatz eines KWK-Gerätes von vielen Einflüssen wie Wetterdaten oder dem Nutzerverhalten abhängig ist und sich somit verschiedene Werte besonders für den elektrischen Deckungsgrad einstellen. Grundsätzlich werden im Rahmen des Projektes unterschiedliche Zielstellungen untersucht. Auf der einen Seite soll der Heizwärmebedarf energetisch günstig, mit einem möglichst hohem Systemnutzungsgrad bereitgestellt werden und auf der anderen Seite soll das Gerät so wirtschaftlich wie möglich in der Gesamtbilanz (Strom und Wärme), mit einem hohen elektrischen Deckungsgrad wärmegeführt betrieben werden.

2.4.3.2.4. Untersuchungen verschiedener elektrischer Leistungsprofile des L-BHKWs

Neben der Betrachtung konstanter Einstellwerte für die elektrische Leistung erfolgte eine Analyse, bei der die elektrische Leistung über eine Tagesprofil von $\tau = 24$ h unterschiedliche Werte annimmt. Abb. 2.65 dokumentiert den tageszeitabhängigen Verlauf der Einstellwerte. Die ermittelten energetischen Kennwerte sind Tab. 2.31 zu entnehmen.

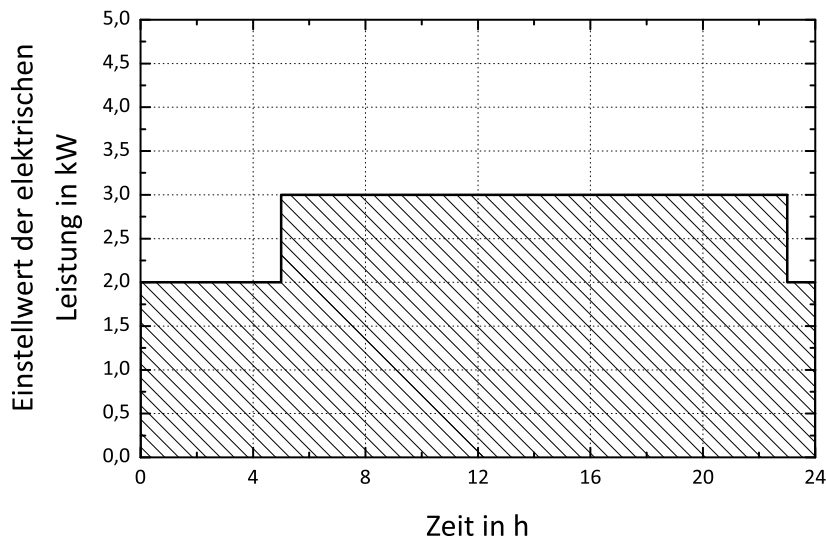


Abb. 2.65: Zeitplan für den Einstellwert der elektrischen Leistung

$V_{s,HZ}$ in l	Q_f in kWh	W				γ in %	Q_{th} in kWh	$Q_{h,s,HZ}$ in kWh	$Q_{h,s,TWE}$ in kWh
		W_{erz}	W_{ein}	W_{bez}	W_{ev}				
		in kWh							
500	58825	12367	9915	2363	2452	50,9	38487	696	463
1000	59052	12345	9899	2369	2446	50,8	38551	908	463

Tabelle 2.31: Energetische Kennwerte für ein Gebäude nach WSV077 (LBHKW, thermostatische örtliche Regeleinrichtungen, Einstellwert der elektrischen Leistung nach Abb. 2.65)

Die energetischen Kennwerte der Tab. 2.31 weisen eine nahezu gleiche Größenordnung wie bei einer Fahrweise mit konstant $P_{el} = 3\text{ kW}$ bzw. $P_{el} = 4\text{ kW}$ auf. Der Deckungsanteil am Stromverbrauch liegt bei ca. $\gamma = 51\%$ und damit etwas höher als bei einer Betriebsweise mit konstant $P_{el} = 4\text{ kW}$ Einstellwert. Die sich im Raum einstellenden operativen Temperaturen sind in Abb. 2.66 dargestellt.

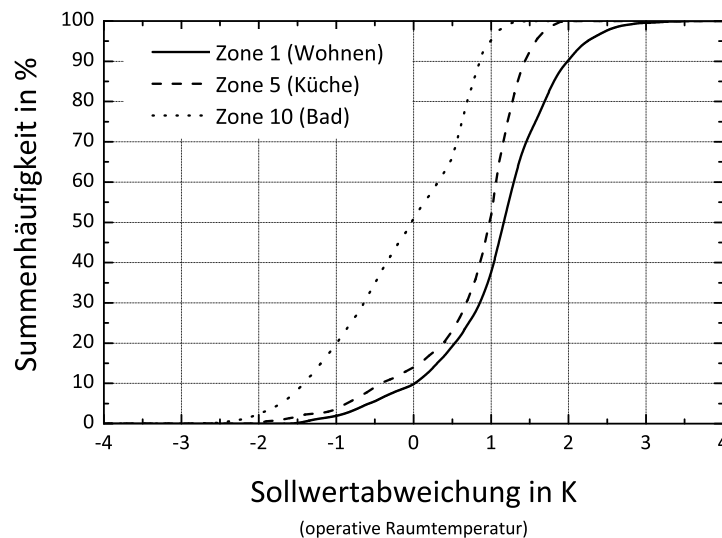


Abb. 2.66: Sollwertabweichung von der operativen Raumtemperatur (WSV077, $V_{PPS} = 10001$, $V_{TWE} = 2001$, el. Einstellwert entsprechend Abb. 2.65, Heizperiode)

Die operativen Temperaturen in den Zonen 1 und 2 weisen nur sehr geringe Unterscheidungen der operativen Raumtemperatur auf. Für die Zone 10 (Bad) hingegen ergeben sich hinsichtlich der operativen Raumtemperatur deutliche Unterschreitungen. Dies ist jedoch weniger als Folge der Betriebsweise, als vielmehr als Folge der eingestellten Heizkurve zu werten.

Als weiteres Profil wurde ein außentemperaturabhängiger Verlauf der Leistungseinstellung des Mikro-BHKW Systems analysiert. Die Daten sind der Abb. 2.67 zu entnehmen. Die energetischen Kenndaten beinhaltet die Tab. 2.32. Die Ergebnisse zeigen, dass für die betrachtete Gebäude-Anlagenvariante auch für einen dynamische Anpassung des elektrischen Einstellwertes in Abhängigkeit der Außentemperatur nahezu gleiche energetische Daten ermittelt werden, wie bei den Untersuchungen mit einem elektrischen Einstellwert der von der Tageszeit abhängig ist. Der elektrische Deckungsanteil überschreitet einen Wert von $\gamma = 51,1\%$ nicht.

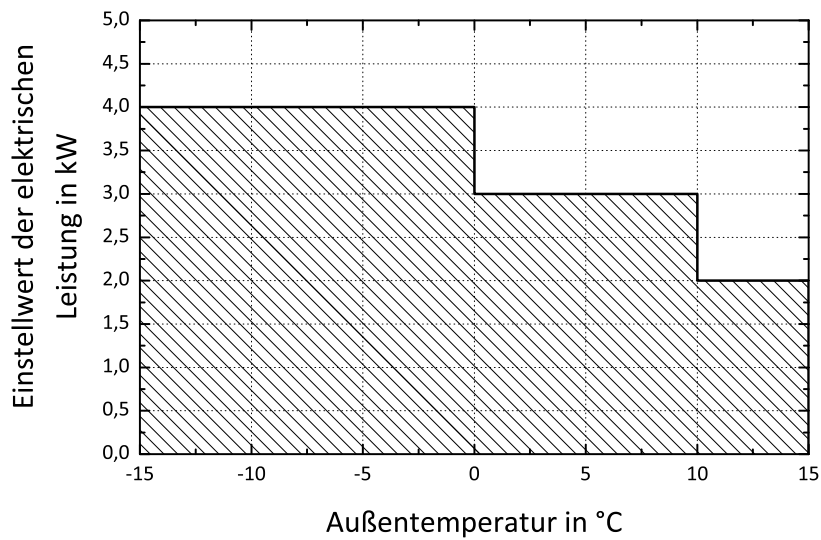


Abb. 2.67: Einstellwert der elektrischen Leistung in Abhängigkeit der Außentemperatur

$V_{s,HZ}$ in l	Q_f in kWh	W				γ in %	Q_{th} in kWh	$Q_{h,s,HZ}$ in kWh	$Q_{h,s,TWE}$ in kWh
		W_{erz}	W_{ein}	W_{bez}	W_{ev}				
500	60547	13131	10672	2352	2460	51,1	39084	757	461
1000	60607	13141	10718	2388	2423	50,4	39123	962	461

Tabelle 2.32: Energetische Kennwerte für ein Gebäude nach WSV077 (LBHKW, Einstellwert der elektrischen Leistung in Abhängigkeit von der Außentemperatur nach Abb. 2.67)

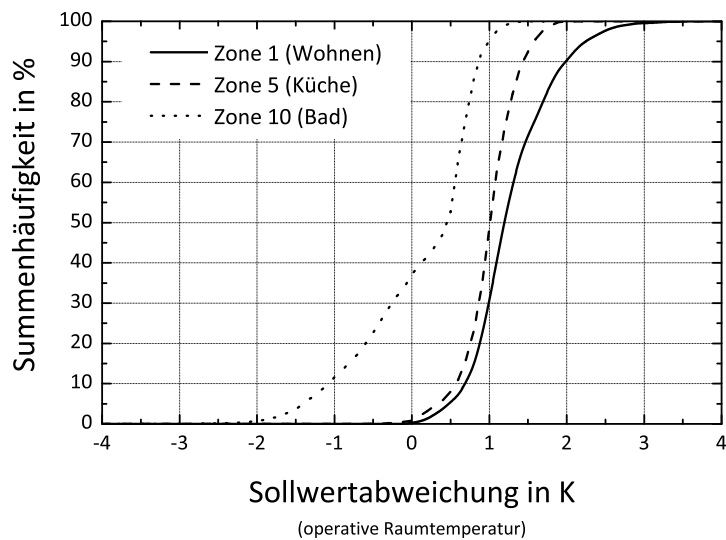


Abb. 2.68: Sollwertabweichung von der operativen Raumtemperatur (WSVO77, $V_{PPS} = 10001$, $V_{TWE} = 2001$, Einstellwert der el. Leistung nach Abb. 2.67, Heizperiode)

Hinsichtlich der Summenhäufigkeit der operativen Raumtemperatur sind die entsprechenden Daten der Abb. 2.68 für die Variante mit einem Pufferspeicher von $V_{PPS} = 10001$ zu entnehmen.

Auffällig ist hierbei, dass die Unterschreitungswahrscheinlichkeiten in der Zone 10 (Bad) verringert werden im Vergleich zur Betriebsvariante mit einer Einstellung der elektrischen Leistung nach Abb. 2.65. Die Zonen 1 und 5, als Repräsentanten der Hauptnutzungsräume, weisen keine signifikanten Unterschreitungen hinsichtlich der operativen Raumtemperatur auf. Über diese Grundvarianten hinaus wurden auch für das WSV082 Gebäude Szenarien betrachtet, welche eine Abhängigkeit der elektrischen Leistung von der Tageszeit bzw. von der Außentemperatur berücksichtigen. Tab. 2.33 zeigt hierfür die entsprechenden energetischen Kennwerte.

P in kW	Q_f in kWh	W				γ in %	Q_{th} in kWh	$Q_{h,s,HZ}$ in kWh	$Q_{h,s,TWE}$ in kWh
		W_{erz}	W_{ein}	W_{bez}	W_{ev}				
		in kWh							
Heizungsspeicher $V = 500\text{ l}$									
$P_{el} = f(\tau)$	42258	8791	7147	3180	1644	34,1	26774	755	476
$P_{el} = f(\vartheta_a)$	42227	9069	7459	3214	1610	33,4	26773	749	475
Heizungsspeicher $V = 1000\text{ l}$									
$P_{el} = f(\tau)$	42304	8757	7080	3147	1677	34,8	26777	984	476
$P_{el} = f(\vartheta_a)$	42269	9072	7470	3221	1603	33,2	26777	969	475

Tabelle 2.33: Energetische Kennwerte für ein Gebäude nach WSV082 (LBHKW, thermostatische örtliche Regeleinrichtungen)

Analysiert man die Daten der Tab. 2.33, so muss festgestellt werden, dass zwischen den Betriebsweisen keine signifikanten Unterschiede zu verzeichnen sind. Die energetischen Kennwerte sind nahezu identisch mit denen einer konstanten Betriebsweise bei $P_{el} = 3\text{ kW}$. Auch hinsichtlich der Einschätzung der wärmephysiologischen Verhältnisse in den Räumen muss festgestellt werden, dass die untersuchte Betriebsweise keinen signifikanten Einfluss besitzt. Abb. 2.69 sowie 2.70 zeigen hierfür die entsprechenden Daten für ein System mit $V_{PPS} = 500\text{ l}$ -Speicher.

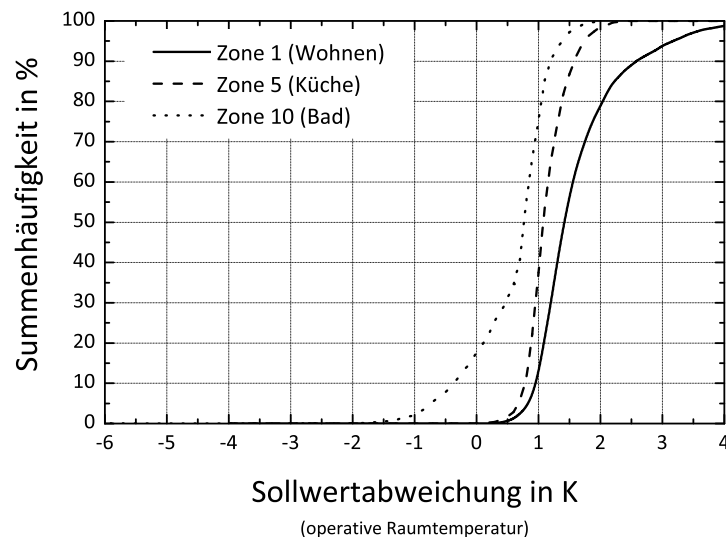


Abb. 2.69: Sollwertabweichung von der operativen Raumtemperatur (WSV082, $V_{PPS} = 500\text{ l}$, $V_{TWE} = 200\text{ l}$, Einstellwert der el. Leistung nach Abb. 2.65, Heizperiode)

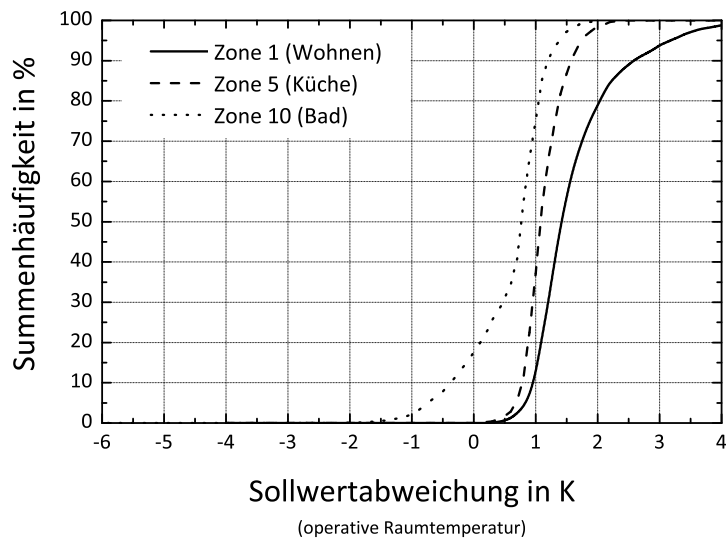


Abb. 2.70: Sollwertabweichung von der operativen Raumtemperatur (WSVO82, $V_{PPS} = 5001$, $V_{TWE} = 2001$, LBHKW, Einstellwert der el. Leistung nach Abb. 2.67, Heizperiode)

2.4.4. Informationsgewinnung aus dem Gebäude

Auf Basis der vorangegangenen Untersuchungen wird deutlich, dass aus regelungstechnischer Sicht möglichst viele und genaue Informationen aus dem Gebäude bzw. der Anlage ermittelt werden sollten, um eine optimale Betriebsweise detektieren zu können. In Kombination mit dem Speicher besteht die Möglichkeit, die Laufzeit des Wärmeerzeugers bis hin zur vollständigen thermischen Aufladung des Systems zu ermitteln und zu nutzen sowohl heizwasserseitig als auch im Bereich der Trinkwassererwärmung. Voraussetzung sind installierte Temperatur- und Volumenstromsensoren im Speicher und am Vor- und Rücklauf (vgl. Abb. 2.73). Die Anordnung der Sensoren kann sowohl an der Speicherwand unterhalb der Wärmedämmung (Abb. 2.71) als auch innerhalb des Speichers mittels einer Temperaturlanze (Abb. 2.72) erfolgen.

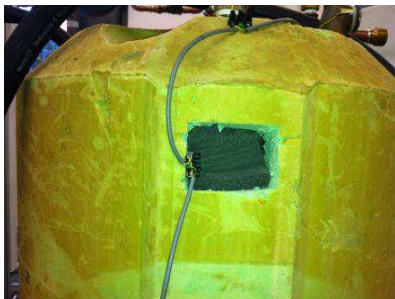


Abb. 2.71: Sensoranordnung (außen)

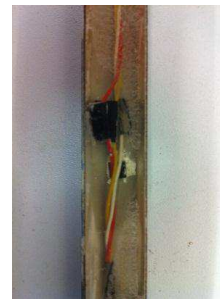


Abb. 2.72: Sensoranordnung (innen)

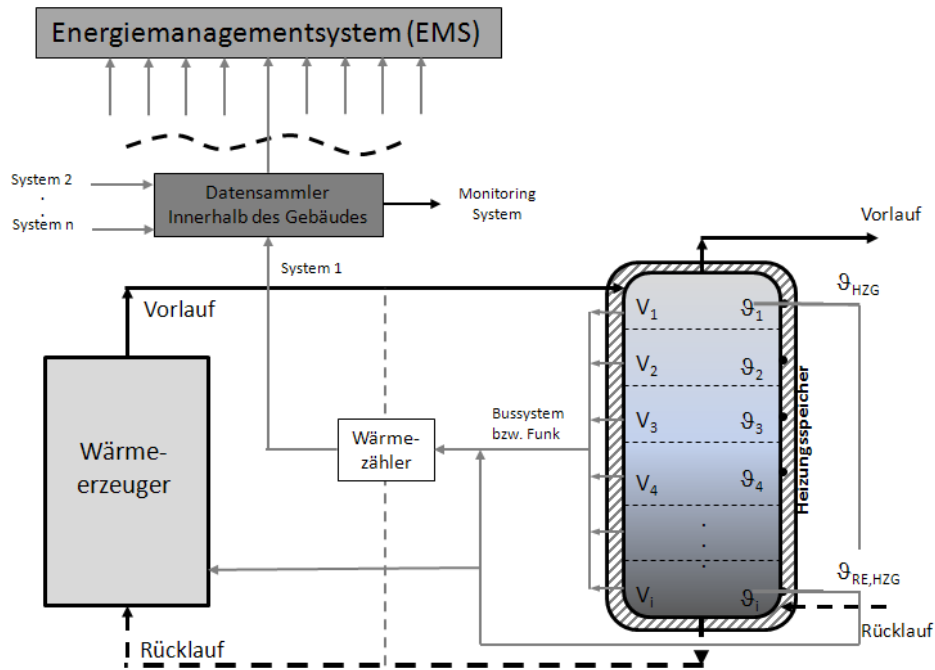


Abb. 2.73: Regelungstechnisches Konzept für ein Energiemanagementsystem

Die Umsetzung des Konzeptes erfolgt auf Grundlage der ermittelten Sensortemperaturen und Volumenströmen. So ist es möglich das Speicherpotential bzw. den Ladezustand des Systems zu detektieren und die Laufzeit des Wärmeerzeugers bis zur vollständigen thermischen Aufladung zu bestimmen. Die Gl. 2.26 bis 2.37 liefern hierzu die entsprechenden mathematischen Zusammenhänge³⁸.

$$V_i = \left(\frac{\pi}{4} \cdot d_i^2 \right) \cdot h_i \quad (2.26)$$

$$m_i = \rho(\vartheta_i) \cdot V_i \quad (2.27)$$

Der vom Wärmeerzeuger bereitgestellte Wärmestrom wird mittels der Vor- und Rücklauftemperatur bestimmt. Gl. 2.28 in einfacher Schreibweise bzw. Gl. 2.29 als Enthalpiebilanz liefert hierzu eine entsprechende mathematisch Formulierung.

$$\dot{Q}_{WE} = \rho \cdot \dot{V} \cdot \bar{c}_p \cdot (\vartheta_0 - \vartheta_{n+1}) = \dot{m} \cdot c_p \cdot (\vartheta_0 - \vartheta_{n+1}) \quad (2.28)$$

$$\dot{Q}_{WE} = \dot{m} \cdot [h(\vartheta_0) - h(\vartheta_{n+1})] \quad (2.29)$$

Der Energiegehalt jedes einzelnen Teilvolumens im Speicher kann wie folgt bestimmt werden:

$$E_i = m_i \cdot \bar{c}_p \cdot (\vartheta_i - \vartheta_{n+1}) \quad (2.30)$$

$$H_i = m_i \cdot [h(\vartheta_i) - h(\vartheta_{n+1})] \quad (2.31)$$

Der maximal mögliche einspeicherbare Energiegehalt ist durch die Temperaturpaarung Vor- und Rücklauf festgelegt,

$$E_{i,max} = m_i \cdot \bar{c}_p \cdot (\vartheta_0 - \vartheta_{n+1}) \quad (2.32)$$

³⁸ Ausgangspunkt der Betrachtung ist dabei, dass der Speicher in Teilvolumina unterteilt wird, denen eine repräsentative Temperatur zugeordnet ist.

$$H_{i,max} = m_i \cdot [h(\vartheta_0) - h(\vartheta_{n+1})] \quad (2.33)$$

woraus sich die Energiedifferenz folgendermaßen berechnet³⁹:

$$\Delta E_i = E_{i,max} - E_i \quad (2.34)$$

$$\Delta H_i = H_{i,max} - H_i \quad (2.35)$$

Die in Gl. 2.34 beschriebene Energiedifferenz muss durch den Wärmeerzeuger ausgeglichen werden, wodurch sich bei konstantem Massestrom die notwendige Ladezeit für ein Teilvolumen entsprechend der Gl. 2.36 ergibt.

$$\tau_i = \frac{\Delta E_i}{\dot{Q}_{WE}}, \quad \tau_i = \frac{\Delta H_i}{\dot{Q}_{WE}} \quad (2.36)$$

Für den gesamten Speicher ergibt sich die Gesamtladezeit zu:

$$\tau_{ges} = \sum_{i=1}^n \tau_i \quad (2.37)$$

Diese Zeit τ_{ges} kann einem übergeordneten Energiemanagementsystem übergeben werden (vgl. 2.73). Vorteilhaft ist es weiterhin für die Informationsübertragung, wenn man dimensionslose Größen verwendet. Für den Energiegehalt des Speichers sowie für das Restspeicherpotential können die nachfolgenden Größen verwendet werden.

$$\gamma = \frac{\sum_{i=1}^n E_i}{\sum_{i=1}^n E_{i,max}} \quad (2.38)$$

$$\psi = 1 - \gamma \quad (2.39)$$

Neben den energetischen Kennwerte ist in Abb. 2.74 sowie 2.75 zusätzlich die Summenhäufigkeit der Restladezeit der Speicher dargestellt. Diese Summenhäufigkeit stellt ein Maß dafür dar, wie lange das BHKW-Gerät durchschnittlich noch in Betrieb sein kann. Die Auswertung der Daten der genannten Abbildungen ergibt, dass bei einem Einstellwert der elektrischen Leistung von $P_{el} = 2 \text{ kW}$ des L-BHKWs beim Parallelpufferspeicher zu 60 % der Nutzungszeit eine Restladezeit von als $\tau = 6000 \text{ s}$ vorliegt. Erhöht man den Einstellwert der elektrischen Leistung, dann sinkt diese Restladezeit deutlich ab, das heißt die Beladung des Speichers erfolgt in kürzeren Zeiträumen. Betrachtet man die Verhältnisse beim Trinkwasserspeicher, so werden hier geringere Restladezeiten detektiert als beim Heizungsspeicher, was im Wesentlichen auf das geringere Speichervolumen zurückzuführen ist. Anzumerken ist jedoch in Hinblick auf die Restladezeit, dass aufgrund der Erzeugerregelung nur 4/5 der bestimmten Zeit genutzt werden können, was auf die Positionierung der Temperaturfühler im Speicher zurückzuführen ist.

³⁹ $\sum_{i=1}^n \Delta E_i$ stellt das energetische Restspeicherpotential und $\sum_{i=1}^n E_i$ den aktuellen thermischen Ladezustand des Speichers dar.

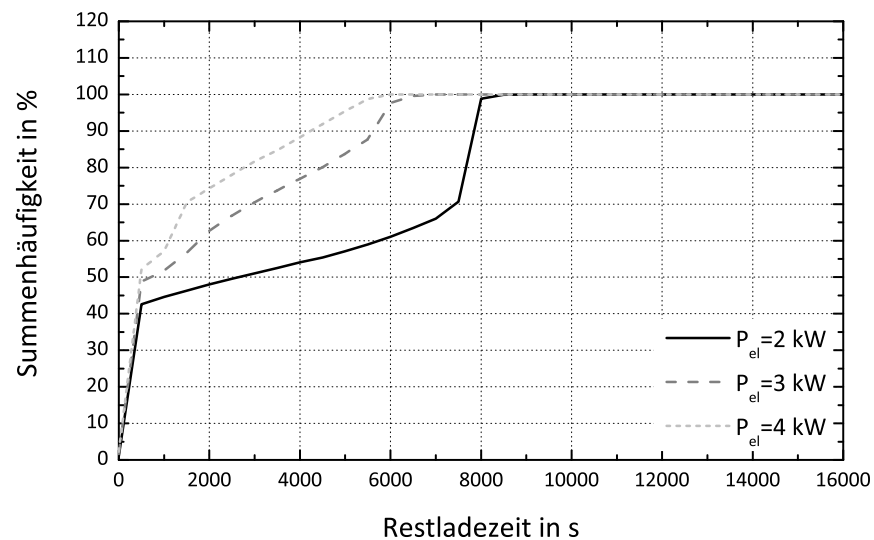


Abb. 2.74: Summenhäufigkeit der Restladezeit des Heizungsspeichers (WSVO77, $V_{PPS} = 5001$, $V_{TWE} = 2001$, L-BHKW $P_{el} = 2/3/4$ kW)

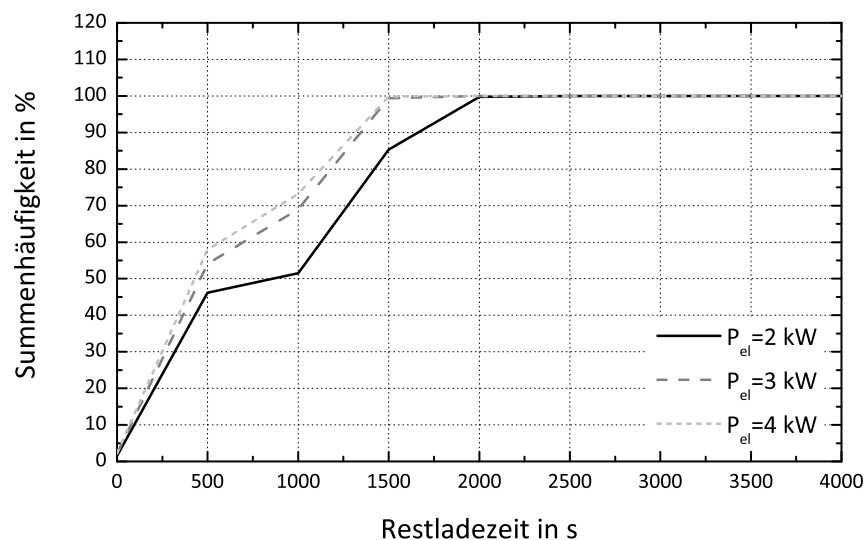


Abb. 2.75: Summenhäufigkeit der Restladezeit des Trinkwasserspeichers (WSVO77, $V_{PPS} = 5001$, $V_{TWE} = 2001$, L-BHKW $P_{el} = 2/3/4$ kW)

In Abb. 2.76 sowie 2.77 sind für die Variante mit $V_{PPS} = 5001$ Heizungsspeicher die Summenhäufigkeiten der Restladezeit dokumentiert für das Gebäude mit einem Wärmedämmstandard nach WSVO 82. Grundsätzlich zeigen die Summenhäufigkeiten der Restladezeit das gleiche Verhalten wie bei den Varianten mit Gebäuden des Wärmeschutzniveaus nach WSVO77. Auffällig ist jedoch, dass die Kurven für die unterschiedlichen eingestellten elektrischen Leistungen nur geringe Differenzen aufweisen. Die realisierten Untersuchungen bezüglich der Bestimmung des Restspeicherpotentials / Restladezeit von Wasserspeichern bilden die Grundlage für zukünftige Analysen und Projekte hinsichtlich der Befähigung derartige Anlagen in einem „Virtuellen Kraftwerk“ einzusetzen.

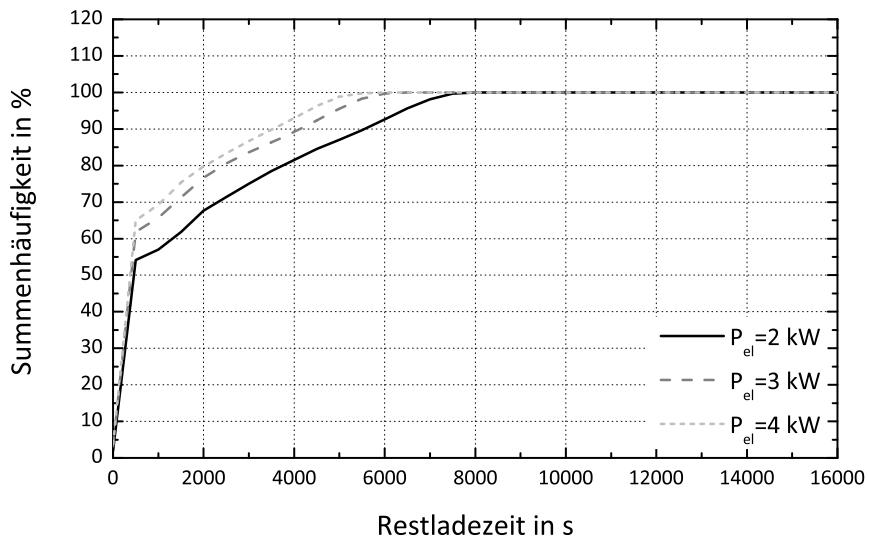


Abb. 2.76: Summenhäufigkeit der Restladezeit des Heizungsspeichers (**WSVO82**, $V_{PPS} = 500 \text{ l}$, $V_{TWE} = 200 \text{ l}$, LBHKW, $P_{el} = 2/3/4 \text{ kW}$)

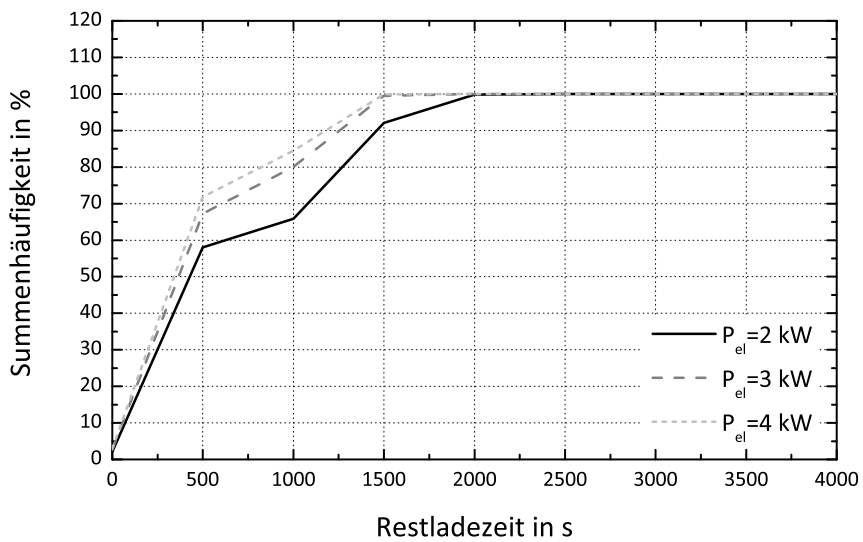


Abb. 2.77: Summenhäufigkeit der Restladezeit des Trinkwasserspeichers (**WSVO82**, $V_{PPS} = 500 \text{ l}$, $V_{TWE} = 200 \text{ l}$, LBHKW, $P_{el} = 2/3/4 \text{ kW}$)

2.4.5. Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen

2.4.5.1. Grundlagen zur Wirtschaftlichkeitsberechnung

Für gebäudetechnische Anlagen wird die Wirtschaftlichkeit auf Grundlage der VDI 2067 [114] überprüft. Grundsätzlich unterscheidet man dabei in

- kapitalgebundene Kosten ($A_{N,K}$),
- verbrauchsgebundene Kosten ($A_{N,V}$),
- betriebsgebundene Kosten ($A_{N,B}$) sowie
- sonstige Kosten ($A_{N,S}$).

Wirtschaftlich bewertet wird die gebäudetechnische Anlage mit der Annuitätenmethode. Die Gesamtkosten werden entsprechend der Gl. 2.40 bestimmt.

$$A_N = A_{N,K} + A_{N,V} + A_{N,B} + A_{N,S} \quad (2.40)$$

Die kapitalgebundenen Kosten werden entsprechend Gl. 2.41 berechnet, wobei der Annuitätenfaktor a entsprechend der Gl. 2.42 zu ermitteln ist.

$$A_{N,K} = A_0 \cdot a + \frac{f_K}{100} \cdot A_0 \quad (2.41)$$

$$a = \frac{q - 1}{1 - q^T} \quad (2.42)$$

In Gl. 2.42 stellt der Faktor f_K einen Kostenbeitrag für die Instandsetzung dar, wohingegen in Gl. 2.42 sich der Zinsfaktor wie folgt zusammensetzt⁴⁰:

$$q = 1 + i \quad (2.43)$$

Die sonstigen Kosten $A_{N,S}$ beinhalten die Kosten für z.B. Versicherung und Heizkostenabrechnung. Die Zusatzkosten für Strombezug bzw. die Erlöse für die Rückerstattung der Mineralölsteuer sowie die Stromvergütung bei BHKW-Geräten wird in den verbrauchsgebundenen Kosten mit berücksichtigt. Sehr schwierig ist die Ermittlung der Kosten für die einzelnen Bauteile der Anlage. Grundsätzlich kommen bei der Analyse die tabellierten Werte der VDI 2067 [114] zur Anwendung. Für die Energiepreise werden die in Tab. 2.34 dokumentierten Daten verwendet⁴¹.

	Arbeitspreis in EUR/kWh
Erdgas	0,0673
Heizöl (schwefelarm BW)	0,0690
Strom (Normaltarif)	0,2474

Tabelle 2.34: Arbeitspreise zu den verwendeten Energieträgern nach DIN V 18599 [49] und [34]

Weiterhin zu nennen ist, dass für das Gebäude ein Heizwärmebedarf von $q_H = 200 \text{ kWh/m}^2\text{a}$ ohne Anlagentechnik verwendet wird. Für die Berechnungen der Anlagenkennwerte kommen die Daten der DIN V 4701-T10 [46] zur Anwendung. Als Referenzsystem wird ein Brennwertkessel angesehen⁴².

⁴⁰ i - Zinssatz

⁴¹Der Arbeitspreis für Erdgas ist auf den Heizwert H_S bezogen

⁴²Für das Erzeugungssystem werden die verbesserten Standardwerte nach DIN V 4701-T10 [46] berücksichtigt.

Weitere Annahmen für die Berechnung sind der Bezug der energetischen Kenndaten auf die Nutzfläche A_N , ein spezifischer Trinkwarmwasserbedarf von $q_{TWE} = 12,5 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \cdot \text{a})$, die Verwendung eines Kalkulationszinses von $i = 5\%$ sowie für die Anlagentechnik ein Auslegungstemperaturniveau von $\vartheta_V = 70^\circ\text{C}/\vartheta_R = 50^\circ\text{C}/\vartheta_i = 20^\circ\text{C}$. Für die Berechnungen mit KWK-Anlagen wird für die Einspeisung der in Abb. 2.78 dokumentierte mittlere Baseloadpreis der Jahre 2007 bis 2011 verwendet. Als Investitionskosten sowie die wichtigsten Wartungs- und Betriebskosten für die Anlagen werden die in Tab. 2.35 dokumentierten Daten verwendet.

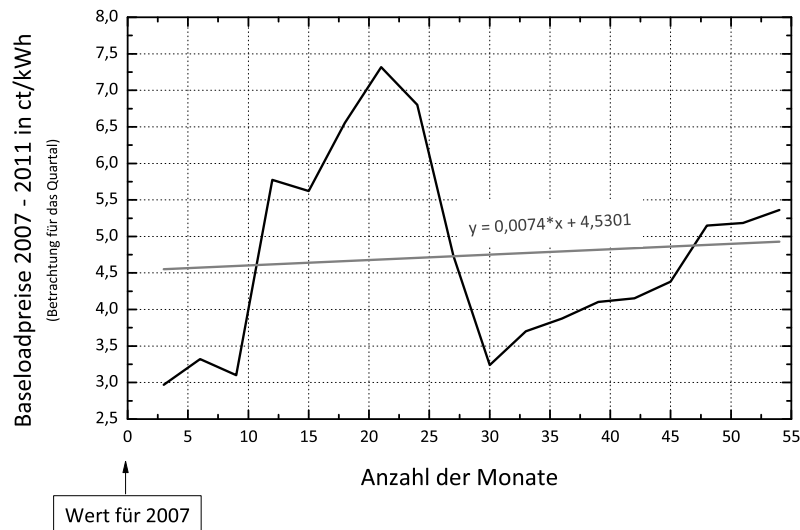


Abb. 2.78: Baseloadpreis zwischen 2007 und 2011 für Elektroenergie

	Preis in EUR (inkl. MWSt.)				
	Gas-BW (ind. beh. Speicher)	Gas-BW (ind. beh. Speicher + Solar)	Öl-BW (ind. beh. Speicher)	Gas-BW + Stirling (ind. beh. Speicher)	L-BHKW (Motor) (dir. beh. Speicher)
WE + Reg. + Sp.	5150	13300	7400	15500	16000
VT + WÜ	8500	8500	8500	8500	8500
Schornstein sonst. Baukosten	800	800	900	800	800
Hausanschluss	1900	1900	0	1900	1900
Lagerung	0	0	3800	0	0
Gas-/E-Installation	700	1000	600	1500	1500
Schornsteinfeger	25	25	33	25	25
Wartung	50	82	92	150	250
Grundpreis Strom	85	85	85	85	85
Miete Stromzähler (Rückspeisung)	0	0	0	31	31

Tabelle 2.35: Investitionskosten / Betriebs- und Wartungskosten für die Anlagentechnik in Anlehnung an OSCHATZ ET AL. [169]

2.4.5.2. Primärenergie / CO_2 -Emissionen

Die primärenergetische Bewertung von Systemen kann mittels Primärenergiefaktoren vorgenommen werden, die sämtliche energetischen Aufwendungen der Vorkette beinhalten. Tab. 2.36 zeigt die derzeit in der DIN V18599 [49] hinterlegten Werte für die einzelnen Energieträger.

Energieträger		Primärenergiefaktor f_p	
		insgesamt	nicht erneuerbarer Anteil
Brennstoff	Heizöl	1,1	1,1
	Erdgas	1,1	1,1
	Flüssiggas	1,1	1,1
	Steinkohle	1,1	1,1
	Braunkohle	1,2	1,2
	Holz	1,2	0,2
Nah-/Fernwärme aus KWK	fossiler Brennstoff	0,7	0,7
	erneuerbarer Brennstoff	0,7	0,0
Nah-/Fernwärme aus Heizkraftwerken	fossiler Brennstoff	1,3	1,3
	erneuerbarer Brennstoff	1,3	0,1
Strom	Strom-Mix	3,0	2,7 (2,6)
Biogene Brennstoffe	Biogas, Bioöl	(1,5)	(0,5)
Umweltenergie	Solarenergie, Umgebungswärme	(1,0)	(0,0)

Tabelle 2.36: Primärenergiefaktoren der einzelnen Energieträger nach DIN V18599 [49] und [34]

Die Primärenergiefaktoren werden entsprechend Gl. 2.44, wobei Q_j der jeweilige Endenergiebedarf jedes einzelnen Energieträgers (z.B. Erdgas, Strom usw.) ist, bilanziert.

$$Q_p = \sum_j Q_j \cdot f_{p,j} \quad (2.44)$$

Für die Bilanzierung der CO_2 -Emissionen können die in Tab. 2.37 dokumentierten Daten verwendet werden, welche der Datenbank GEMIS 4.7 [84] entnommen sind.

		CO_2 in kg/kWh	CH_4 in kg/kWh	N_2O in kg/kWh
Heizöl		0,3194	$8,637 \cdot 10^{-5}$	$3,428 \cdot 10^{-6}$
Erdgas		0,2254	$1,028 \cdot 10^{-3}$	$2,085 \cdot 10^{-6}$
Flüssiggas		0,2653	$9,604 \cdot 10^{-5}$	$3,421 \cdot 10^{-6}$
Fernwärme		0,2336	$5,004 \cdot 10^{-4}$	$1,265 \cdot 10^{-5}$
Holz	Scheit	0,0077	$4,988 \cdot 10^{-4}$	$8,330 \cdot 10^{-6}$
	Pellets	0,0226	$4,501 \cdot 10^{-5}$	$5,959 \cdot 10^{-6}$
	Hackschnitzel	0,0196	$1,634 \cdot 10^{-4}$	$5,954 \cdot 10^{-6}$
Strom (Mix)		0,5750	$7,203 \cdot 10^{-4}$	$2,557 \cdot 10^{-5}$

Tabelle 2.37: Kennwert für die einzelnen Primärenergieträger nach GEMIS 4.7 [84]

2.4.5.3. Anlagenvergleich

Abb. 2.79 zeigt eine Vollkostenanalyse für ausgewählte anlagentechnische Varianten.

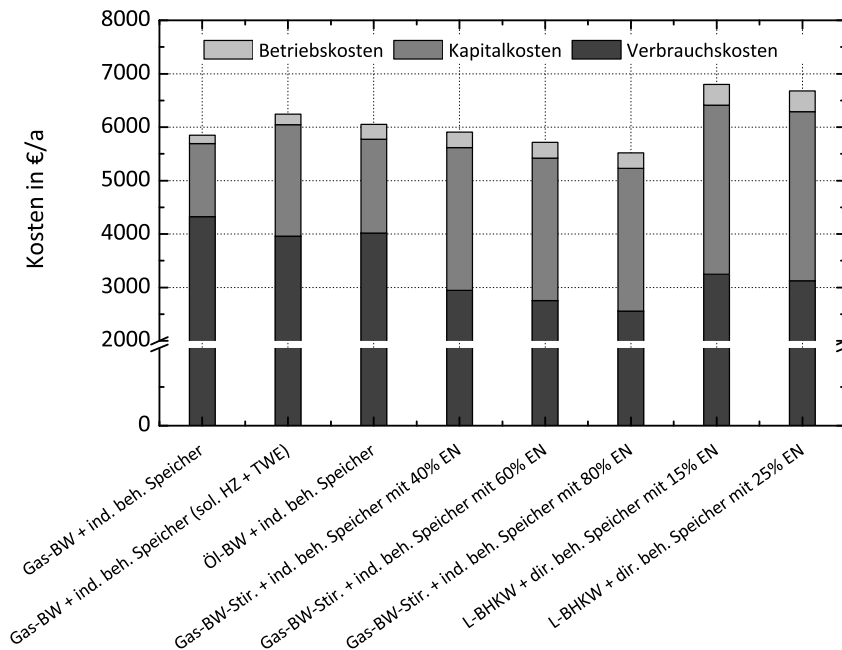


Abb. 2.79: Jahresgesamtkosten für die betrachtete Anlagentechnik

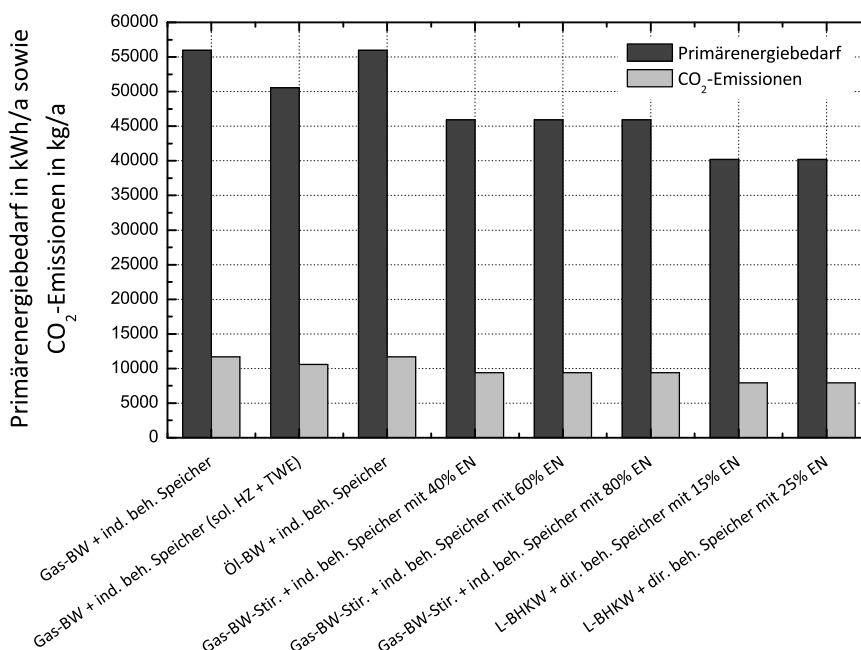


Abb. 2.80: Primärenergiebedarf, CO₂-Emissionen für die betrachtete Anlagentechnik

Speziell für die BHKW-Systeme wird zusätzlich der Anteil des eigenverbrauchten Stromes⁴³ über das Jahr variiert. Die Werte betragen für das Kombigerät aus Stirlingmotor und Brennwerttherme $P_{el,EV} = 40\%/60\%/80\%$ und für das L-BHKW $P_{el,EV} = 15\% - 25\%$. Die Ergebnisse zeigen das allein das Kombigerät aus konventioneller Brennwerttherme und Stirlingmotor unter den definierten Randbedingungen gegenüber herkömmlichen Systemen wirtschaftlich darstellbar ist, wenn ein Eigennutzungsanteil des erzeugten Stromes von mindestens $P_{el,EV} = 60\%$ vorliegt. Die Haupteinflussgrößen sind die kapitalgebundenen Kosten, also der Part der Investitionskosten sowie der Deckungsanteil am eigenen Stromverbrauch. Die dargestellten Ergebnisse zeigen, dass zum heutigen Zeitpunkt noch nicht für alle Systeme ein Vollkostenvergleich zu konventionellen Wärmeerzeugern Vorteile bringt. Neben der Optimierung des Betriebsverhaltens können in der Zukunft auch Betreibermodelle einen Kostenvorteil bringen, wenn eine Vielzahl von Mikro-BHKW Systemen zu Einheiten, sogenannten „Regionalen Virtuellen Kraftwerken (RVK)“, zusammengefasst werden und von einem verantwortlichen Betreiber gezielt gesteuert werden.

Ergänzend zur Kostenanalyse ist in Abb. 2.80 eine Untersuchung des Primärenergiebedarfes sowie der sich ergebenden CO_2 -Emissionen dokumentiert. Deutlich zeigen die Ergebnisse, dass die Anlagen mit gekoppelter Wärme - Strom - Erzeugung den niedrigsten Primärenergiebedarf sowie die geringsten CO_2 -Emissionen aufweisen.

Im Vergleich zu den Berechnungen mit den durchschnittlichen Daten (Abb. 2.80) muss festgestellt werden, dass bei den KWK-Anlagen ein geringerer Primärenergiebedarf sowie eine geringere CO_2 -Emission bestimmt wird. Auffällig ist jedoch, dass mit höherem Eigenverbrauch der erzeugten Elektroenergie keine weitere Reduktion des Primärenergiebedarfes sowie der CO_2 -Emissionen zu verzeichnen ist, sondern diese ansteigen. Ursache hierfür ist, dass mit Anstieg des Eigenverbrauches nicht mehr so viel Elektroenergie aus dem konventionellen Kraftwerkspark verdrängt wird. Alle bisherigen Untersuchungen wurden in Anlehnung an die aktuellen Energiepreise vorgenommen. Um die Wirtschaftlichkeit der betrachteten Systeme jedoch auch in Zukunft bewerten zu können ist es notwendig variierende Energiepreise in den Analysen zu berücksichtigen.

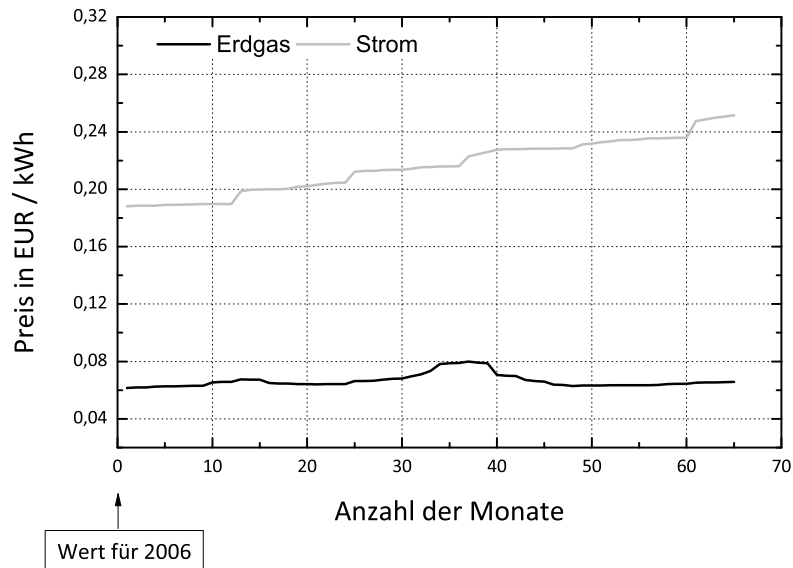


Abb. 2.81: Preisentwicklung von Erdgas und Strom in den Jahren 2006 - 2011

⁴³EN = Eigennutzung

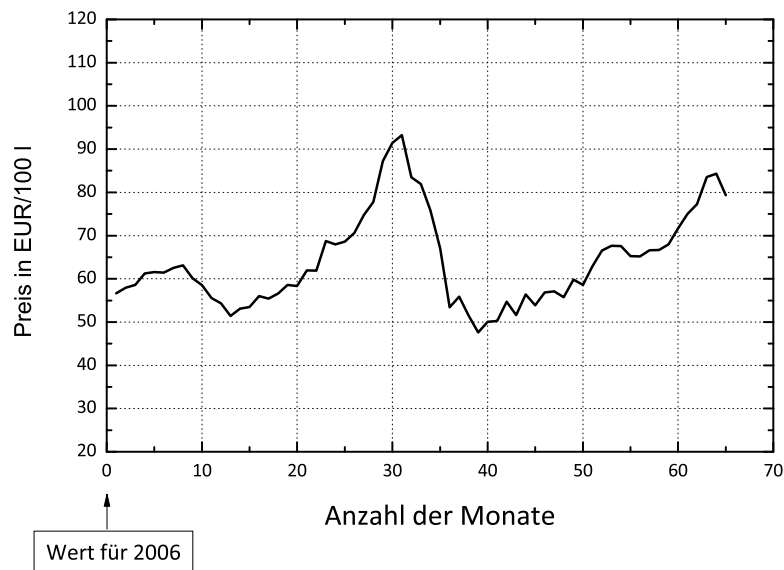


Abb. 2.82: Preisentwicklung von Heizöl in den Jahren 2006 - 2011

Schwierig ist in diesem Zusammenhang die Vorhersage der Preise für Erdgas, Strom sowie Heizöl. Betrachtet man die Preisentwicklung basierend auf den Jahren 2006 - 2011, so können die in Abb. 2.81 bzw. Abb. 2.82 dokumentierten Verläufe ermittelt werden. Nimmt man diese Preisentwicklung als Grundlage für die Bestimmung einer Ausgleichsgeraden, so ergeben sich Koeffizienten entsprechend Tab. 2.38.

	$y = m \cdot x + n$	
	m	n
Erdgas	0,0026 Cent/(Monat kWh)	6,5525 Cent/kWh
Heizöl	0,0017 EUR/(Monat l)	0,5847 EUR/l
Strom (Normaltarif)	0,098 Cent/(Monat kWh)	18,371 Cent/kWh
Strom (Baseloadpreis)	0,0074 Cent/(Monat kWh)	4,5301 Cent/kWh

Tabelle 2.38: Koeffizienten zur Bestimmung von durchschnittlichen Preisen für Erdgas, Heizöl, Strom sowie den Strom-Baseloadpreis

Keine Aussage lassen die in Abb. 2.81 sowie 2.82 abgebildeten Daten über die zukünftige Entwicklung zu. Bei den Preisen für Strom ist mit großer Wahrscheinlichkeit mit einem weiteren Anstieg in den nächsten Jahren zu rechnen. Konservative Schätzungen gehen hier von einem jährlichen Steigerungsrate von $\Delta P = 3 - 4\%/a$ aus. Für Erdgas und Heizöl ist der preisliche Anstieg geringer und wird von der Europäischen Union basierend auf den Daten von 2011 bis 2030 für Erdgas mit ca. $\Delta P = 73\%$ ($3,8\%/a$) und Heizöl mit ca. $\Delta P = 47\%$ ($2,5\%/a$) angegeben (vgl. [74]).

Beide Angaben (Tab. 2.38 sowie die Angaben der Europäischen Union) stellen Grenzwerte dar, in dem sich die Preise der genannten Energieträger bewegen können. Im Folgenden sollen daher zwei Szenarien für die Gesamtkostenberechnung bei variierenden Energiepreisen vorgenommen werden⁴⁴.

Szenario 1:

Preissteigerung 2011 - 2030: entsprechend den Geradengleichungen der Tab. 2.38

⁴⁴Die Berechnungen erfolgen unter der Annahme konstanter Invest- und Betriebskosten

Szenario 2:

Preissteigerung 2011 - 2030: Strom = $\Delta P = 92\%$, Erdgas = $73,4\%$, Heizöl = $\Delta P = 47\%$

Für beide Szenarien sind die entstehenden Gesamtkosten in Abb. 2.83 sowie die prozentualen Differenzen zur Basisvariante mit Gas-Brennwertgerät in Tab. 2.39 dargestellt. Grundsätzlich ist festzustellen, dass alle betrachteten anlagentechnischen Varianten höhere Gesamtkosten aufweisen als die im vorangegangenen Abschnitt. Die relativen Unterschiede zwischen den anlagentechnischen Varianten verschieben sich bei dem Szenario 1 hin zu den Systemen mit gekoppelter Wärme und Strom Produktion, wohingegen beim Preisszenario 2 gleiche Tendenzen zwischen den Systemen wie im vorangegangenen Abschnitt bestimmt werden. Analysiert man die dokumentierten Kenndaten weiter, so ist als entscheidende Größe die Differenz zwischen Gas- und Strompreis zu detektieren. Unter Annahme der gegebenen Kostenstruktur ist ab einer Preisdifferenz von $\Delta P = 0,28 \text{ EUR/kWh}$ eine gekoppelte Wärme und Strom Erzeugung mit den betrachteten Systemen günstiger als die Gesamtkosten mit einem Gas-Brennwertgerät⁴⁵.

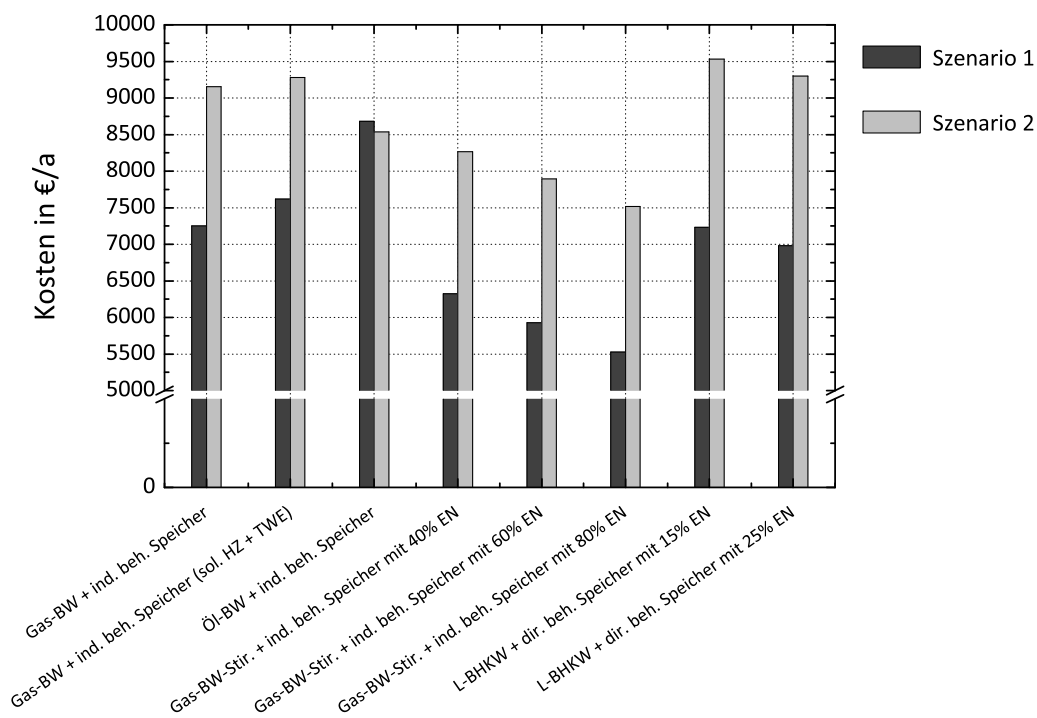


Abb. 2.83: Jahresgesamtkosten für die betrachtete Anlagentechnik für die Variation der verbrauchsgebundenen Kosten entsprechend der Szenarien 1 und 2

⁴⁵Die Aussage bezieht sich auf die Systeme mit einem EV=40% bei Gas-BW+ST sowie EV=15% bei L-BHKW.

	Kostendifferenz in %	
	Szenario 1	Szenario 2
Gas-BW+ind.beh. Speicher (sol. HZ + TWE)	5,1	1,4
Öl-BW + ind. beh. Speicher	19,8	-6,8
Gas-BW-Stir. + ind. beh. Speicher mit EN=40 %	-12,8	-9,7
Gas-BW-Stir. + ind. beh. Speicher mit EN=60 %	-18,3	-13,8
Gas-BW-Stir. + ind. beh. Speicher mit EN=80 %	-23,8	-17,9
L-BHKW + dir. beh. Speicher mit EN=15 %	-0,3	-4,1
L-BHKW + dir. beh. Speicher mit EN=25 %	-3,7	1,6

Tabelle 2.39: Kostendifferenz der betrachteten Varianten im Vergleich zur Basisvariante - Gasbrennwertgerät

2.5. Fazit / Ausblick

Die Arbeiten im Teilthema 1 konzentrierten sich zunächst auf die Erstellung einer umfangreichen Literaturliteraturanalyse, die zeigte, dass derzeit eine große Forschungsaktivität im Bereich der Mini- und Mikro KWK Systeme sowie bei Wärmepumpen zu verzeichnen ist. Viele dieser Forschungsaktivitäten beschränken sich jedoch auf gerätetechnische Entwicklung sowie auf Feldtests, so dass zum jetzigen Zeitpunkt nur ausgewählte Geräte, speziell bei den Mikro-KWK Systemen, am Markt verfügbar sind. Im Wesentlichen sind dies Anlagen auf Basis bestehender Verbrennungsmotoren sowie Hybridsysteme (Stirlingmotor + Zusatzbrenner).

In einem zweiten Schwerpunkt des Teilthemas 1 wurde zur physikalischen Charakterisierung ein Hardware in the Loop (HIL) Versuchsstand aufgebaut, mit dem Wärmeerzeuger und speziell Mikro-KWK Systeme messtechnisch analysiert werden können. Wichtig war es dabei, den Versuchsstand möglichst flexibel zu gestalten. Hierzu erfolgte die Konzeptionierung und Umsetzung des HIL-Prüfstandes in Modulen, die es ermöglichen unterschiedliche hydraulische Schaltung sowie unterschiedliche Speicherkonzepte mit in den Untersuchungen zu berücksichtigen. Sichergestellt werden kann z.B. die Analyse einer hydraulischen Einbindung mittels Parallelpufferspeicher sowie mittels Reihenspufferspeicher mit prinzipiell verschiedenen Speichergößen. Mittels dieses Versuchsstandes wurden im Rahmen des Projektes umfangreiche Grundlagenanalysen für das LBHKW 4.12 der Firma KIRSCH sowie für das Hybridgerät VitoTwin 300-W der Firma VISSMANN vorgenommen. Im Detail umfasste dies unterschiedliche Messungen bei verschiedenen Rücklaufftemperaturen und Volumenströmen sowie bei differierenden elektrischen Leistungsstufen (LBHKW 4.12). Bei den messtechnischen Analysen zum VitoTwin 300-W wurde in einen Betrieb ohne Zusatzbrenner sowie einen Betrieb mit Zusatzbrenner unterschieden, wobei beim Betrieb mit Zusatzbrenner die Leistung des Brenners variiert wurde. Neben diesen statisch geprägten Analysen wurde zusätzliche ausgewählte dynamische Analysen durchgeführt, die speziell das An- und Abfahrverhalten der genannten Geräte beschreibt (thermische / elektrische Analyse). Ergänzt wurden alle Untersuchungen durch eine Bestimmung der Abgaskennwerte sowie der auftretenden Schallemissionen. Im Ergebnis dieser messtechnischen Analysen kann zusammenfassend festgestellt werden, dass die ermittelten thermischen und elektrischen Kenndaten zum Teil erheblich von den vom Hersteller angegeben Werten abweichen und eine sehr große Abhängigkeit von den Parametern Rücklaufftemperatur und Wassermassestrom aufweisen. Bei beiden Geräten ist der thermische Wirkungsgrad stark von der Rücklaufftemperatur abhängig (Brennwerteffekt). In Hinblick auf die Abhängigkeit des elektrischen Wirkungsgrades von der Rücklaufftemperatur sowie dem Wassermassestrom muss aus den Messdaten festgestellt werden, dass beim LBHKW 4.12 konstruktionsbedingt ein größere Abhängigkeit zu verzeichnen ist als beim VitoTwin 300-W.

Auf Basis der messtechnischen Daten erfolgte in einem weiteren Untersuchungsschritt die Erstellung numerischer Modelle sowie die Implementierung dieser in die Simulationsumgebung TRNSYS-TUD. Für eine große Anzahl von Randbedingungen wurden anschließend numerische Untersuchungen durchgeführt, bei denen typische Bestandsgebäude im Fokus der Betrachtungen standen. Die numerischen Analysen umfassten dabei die Periode von einem Jahr, wobei auch die Warmwasserbereitung mit berücksichtigt wurde. Im Ergebnis dieser Untersuchungen kann festgestellt werden, dass sich Mikro-KWK Systeme prinzipiell für den Einsatz in Einfamilienhäusern aus thermischer Sicht eignen, jedoch die Gesamtnutzungsgrade deutlich von den stationären Wirkungsgraden abweichen. Um für die Systeme eine hohe Wirtschaftlichkeit zu erreichen, muss durch die Betriebsweise des Mikro-KWK Systems ein möglichst hoher Eigenverbrauch des erzeugten Stromes sowie ein möglichst hoher substituierter Anteil der ohne KWK-System aus dem elektrischen Netz bezogenen Elektroenergie erreicht werden. Ergänzend zu den numerischen Analysen mit Mikro-KWK Systemen wurden im Rahmen des Teilprojektes 1 auch ergänzenden Untersuchungen zur sommerlichen Raumkühlung mit dem Erzeugungssystem Wärmepumpe vorgenommen. Im Ergebnis dieser Analysen kann festgestellt werden, dass eine deutliche Temperaturreduktion durch eine in der Prozessführung umkehrbare Wärmepumpe realisiert werden kann. Die Qualität einer konventionellen Klimatisierung wird jedoch nicht erreicht. In diesem Zusammenhang konnte gezeigt werden, dass die Temperaturreduktion im Raum prinzipiell auch mittels des Übergabesystems „Freie Heizfläche“ realisiert werden kann.

Im abschließenden Teil des Teilprojektes 1 wurde speziell für die Systeme der Mikro-KWK Anlagen

eine Analyse der Wirtschaftlichkeit vorgenommen. Im Ergebnis dieser muss festgestellt werden, dass im Vergleich zu einem konventionellen Brennkessel noch nicht für alle betrachteten Betriebsszenarien eine Wirtschaftlichkeit für KWK-Systeme gegeben ist. Als signifikanter Parameter wurde dabei der Eigenverbrauch der erzeugten Elektroenergie herausgearbeitet.

Zusätzlich zu den beschriebenen Forschungsaktivitäten wurde in Kooperation mit dem beteiligten Industriepartner Konzepte der Informationsgewinnung im Gebäude erarbeitet, die die Grundlage für den Betrieb eines „Regionalen Virtuellen Kraftwerks“ darstellen (siehe Abb. 2.84).

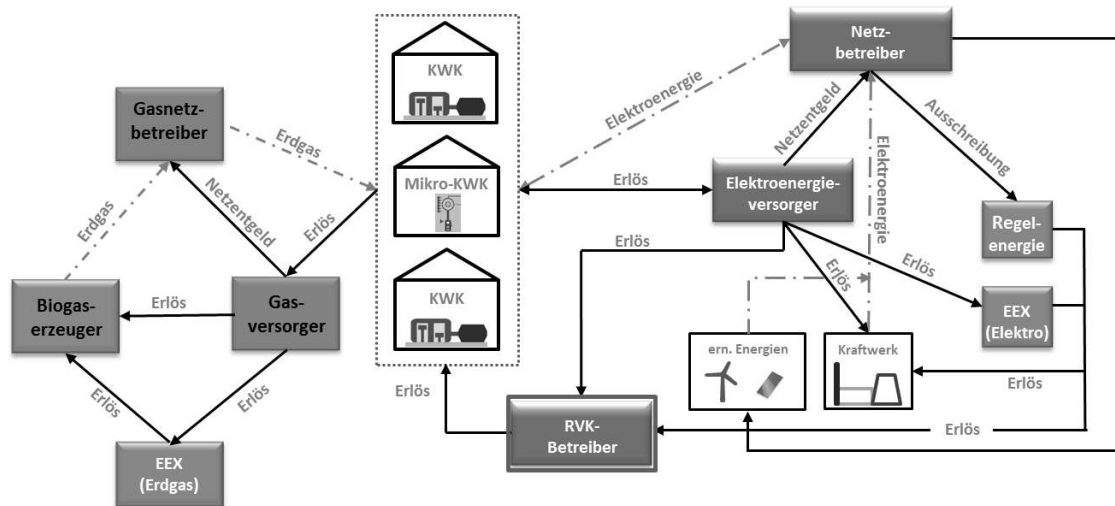


Abb. 2.84: Konzept eines „Regionalen Virtuellen Kraftwerks“ mit Wechselbeziehungen zwischen den Akteuren

Die Ergebnisse der Teilthemas 1 bildeten eine wichtige Grundlage für das Anschlussprojekt „Regionales Virtuelles Kraftwerk auf Basis der Mini- und Mikro-KWK-Technologie - Intelligente Vernetzung von thermischen und elektrischen Verbrauchersystemen“ [217].

3. Teilthema-2

Titel:

Smart Energy Management - Energiemanagement Fernwärmenetze

Institut : Institut für Energietechnik

Professur : Professur für Gebäudeenergietechnik und Wärmeversorgung

Teilprojektleiter : Prof. Dr.-Ing. C. Felsmann

Bearbeiter : Dipl.-Ing. (FH) Dominik Haas

Dipl.-Math. Sebastian Groß

Dipl.-Ing. Steffen Robbi

3.1. Einleitung

Im Rahmen des Forschungsprojektes sollen in Teilthema 2 Werkzeuge zur Optimierung des Gesamtsystems innerhalb der in Abb. 3.1 dargestellten Systemgrenzen entwickelt werden. Der Fokus liegt auf der Versorgung von Quartieren bzw. größeren Liegenschaften mit thermischer Energie⁴⁶. Die Versorgung mit elektrischer Energie wird nur in einzelnen untersuchten Fällen betrachtet, wobei der in KWK-Anlagen generierte Strom in den meisten analysierten Fällen in das öffentliche Netz eingespeist wird.

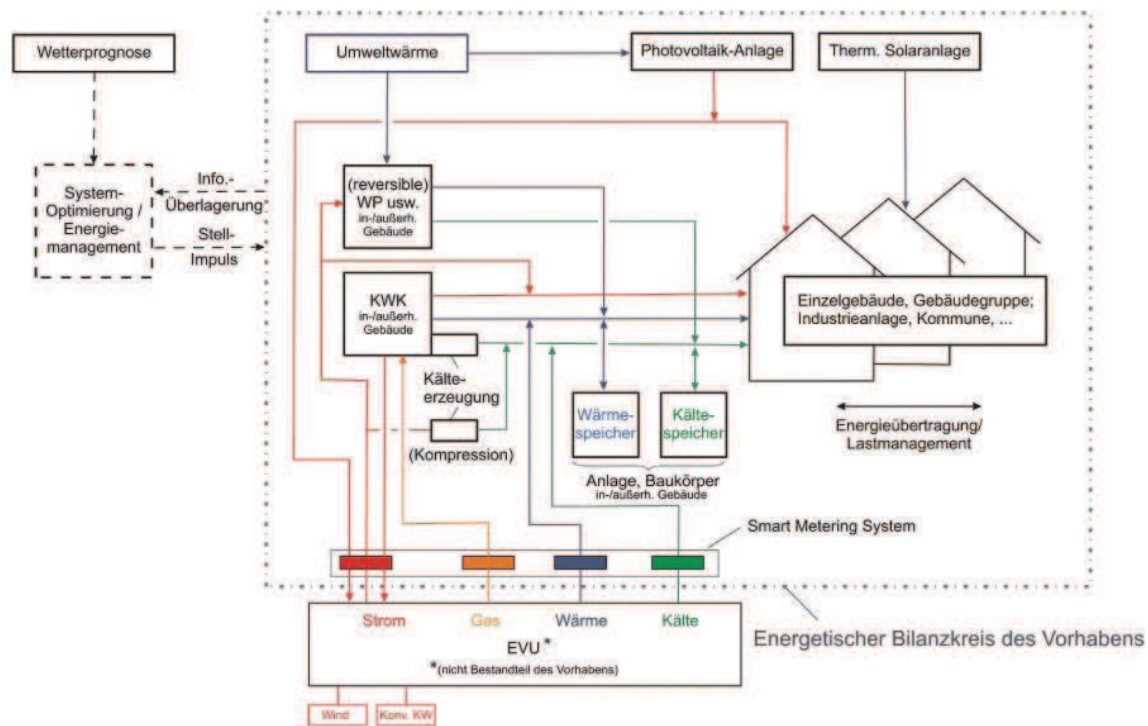


Abb. 3.1: Wechselwirkungen des betrachteten Gesamtsystems (schematische Darstellung)

Mit Hilfe der Werkzeuge ist zu klären, inwieweit in dezentralen Strukturen bzw. bei regional begrenzten Netzen (Insellösungen, Nahwärme, Kommunen) Erzeugung und Nutzung von Energie optimal aufeinander abgestimmt werden können, so dass eine rationelle Energieanwendung mit minimalem Primärenergieeinsatz erfolgen kann. In diesem Zusammenhang sind folgende Aspekte zu untersuchen:

- **Thermische Energiespeicherung**
Möglichkeiten und Grenzen der thermischen Energiespeicherung im Rahmen der Anlagentechnik (einschl. Netzspeicherung).
- **Informationsaustausch zwischen Erzeuger/Abnehmer**
Das Verhalten der Energieabnehmer lässt sich stimulieren, wenn entsprechende Anreize gesetzt werden. Dazu sind geeignete Informationen vom Erzeuger an den Abnehmer zu übermitteln. Umgekehrt kann die Energieerzeugung relativ schnell an das Lastprofil angepasst werden, wenn Informationen zum Nutzerverhalten dem Energieerzeuger zur Verfügung stehen.

⁴⁶Hier ist die Abgrenzung zu Teilthema 1 zu sehen, in welchem die Bilanzgrenze die thermische Gebäudehülle eines einzelnen Gebäudes darstellt.

- **Versorgungsstrukturen**

Welche Unterschiede ergeben sich für die zu untersuchenden Energiesysteme bei einer dezentralen Versorgung im Vergleich zu einer zentralen Versorgung? Welche Abhängigkeiten zur übergeordneten Energieerzeugung bestehen?

- **Handlungsmuster**

Welche einfachen / robusten Handlungsmuster zur Betriebsführung lassen sich ableiten?

Speziell aus regelungstechnischer Sicht sowie im Hinblick auf die Optimierung des, die Energieeffizienz maßgeblich beeinflussenden, Teillastverhaltens sind insbesondere folgende Fragestellungen zu bearbeiten:

- Wie sehen typische Lastprofile aus?
- Welche theoretischen/optimalen Energieeinsparpotenziale lassen sich erreichen (beste Systemkenntnis, maximaler Informationsverbund, vorausschauende Betriebsweise)?
- Welche Strategien zur Betriebsführung und zum Energiemanagement lassen sich ableiten? Welches sind die maßgeblichen Einflussgrößen?
- Welchen Einfluss haben gebäudespezifische Faktoren wie Größe, Wärmeschutzniveau, Nutzung usw.?
- Wie stellt sich die Wirtschaftlichkeit im Lebenszyklus dar?

Für ein Quartier ist es wichtig, die Energiebereitstellung optimal auf den Bedarf abzustimmen. Darüberhinaus sind das fluktuierende Angebot aus den regenerativen Energien und die variablen Preise an der Strombörse in der Einsatzplanung zu berücksichtigen. Traditionell ist die Führungsgröße bei Fernwärmenetzen mit KWK-Anlagen die Wärmelast, da die Wärmeversorgung der Objekte sicherzustellen ist. Die Stromerzeugung ist daher als "Nebenprodukt" anzusehen. Wenn aufgrund von Preisanreizen bei KWK-Anlagen sich der wärmegeführte Betrieb in Richtung stromgeführter Betrieb verschiebt, dann muss durch entsprechende Regelung und Speicherung die Wärmebereitstellung garantiert sein. Dies lässt sich mit einer besser werdenden Prognose für die Wärmelast sowie einer Kommunikation zwischen Verbraucher, Erzeuger und dem Angebot aus regenerativen Energien erreichen.

Seit einigen Jahren wird der Einsatz von Smart Metern in den Sparten Strom und Gas durch Gesetze vorangetrieben. Auf die Vorgaben der EU reagierte der deutsche Gesetzgeber unter anderem mit dem "Energieeffizienz-Aktionsplan der Bundesrepublik Deutschland" (2007) und dem "Integrierten Energie- und Klimaprogramm der Bundesregierung" (2006). Daraus resultiert unter anderem die gesetzliche Vorgabe für Messsysteme, die im EnWG in Deutschland umgesetzt ist [69]. Bislang gibt es für den Bereich der Fernwärmeversorgung jedoch noch keinen gesetzlichen Rahmen. Neben der reinen Energiebereitstellung für den Kunden rückt die Kommunikation zwischen Versorger und Versorgtem in den Fokus. Um die neuen Informationen ermöglichen es dem Energieversorger besser auf die Anforderungen zu reagieren. Um das System aus Energieerzeugung, Fernwärmenetz und Abnehmer besser untersuchen zu können, ist eine getrennte Betrachtung der drei Bereiche zwar möglich, jedoch gehen Informationen aus Wechselwirkungen an den Schnittstellen verloren. Dies ist jedoch bei der integralen Betrachtung des Gesamtsystems und im Hinblick auf den Informationsaustausch von großer Bedeutung.

Nach erfolgter Modellbildung für das Fernwärmenetz sollen in einem zweiten Schritt mit Hilfe mathematischer Optimierungsmethoden verschiedene Handlungsempfehlungen für einen quasi-optimalen Betrieb des Gesamtsystems ermittelt werden.

3.1.1. Literaturanalyse

3.1.1.1. Netzhydraulik

Eine Auflistung an vorhandenen kommerziellen Softwarepaketen zur thermohydraulischen Simulation von Fernwärmenetzen ist in Tab. 3.1 dokumentiert. Diese Tabelle erhebt nicht den Anspruch auf Vollständigkeit. Es handelt sich dabei um kommerzielle Softwarepakete, welche branchenüblich am häufigsten eingesetzt werden. Darüber hinaus kann es weitere Programme geben. Vor allem im Forschungsbereich gibt es viele eigene Modellentwicklungen, wie etwa TRNSYS-TUD zeigt.

Software	Hersteller
SIR 3S	3S Consult
BoFIT	ProCom GmbH
NETZFit	Energie- und Umweltberatung Dr. Strelow & Partner
sisHYD	Bentley
SYSTEM RØRNET	Rambøll
STANET	Ingenieurbüro Fischer-Uhrig
TERMIS	7-Technologies

Tabelle 3.1: Programme zur thermohydraulischen Fernwärmenetzberechnung

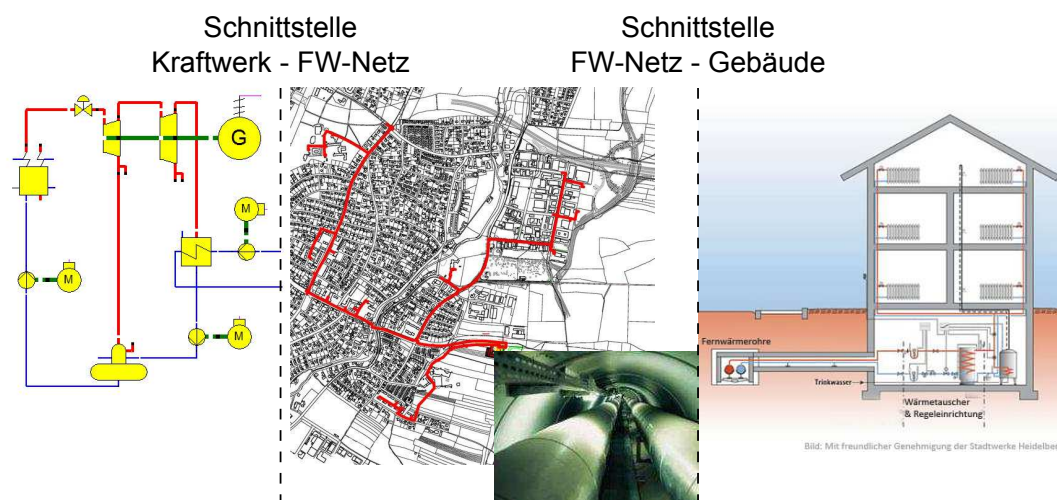


Abb. 3.2: Darstellung der drei aneinander anschließenden Bereiche Kraftwerk - Verteilung - Gebäude

Einsatzgebiete dieser Programme sind die Auslegung von neuen Versorgungsgebieten, die Aufzeigung von hydraulischen Restriktionen in der Erweiterung von bestehenden Netzen sowie die Analyse und Optimierung von Szenarien bzw. die Ableitung von Strategieentwicklungen für die Fernwärmeversorgung. Dabei werden die Bereiche Erzeuger - Wärmeverteilung - Verbraucher im derzeitigen Kontext getrennt voneinander betrachtet (siehe Abb. 3.2). An der Schnittstelle werden starre Lastprofile oder ein auf einfache Zusammenhänge reduzierter Ansatz vorgegeben, wie zum Beispiel eine lineare Abhängigkeit der Heizleistung eines Abnehmers von der Außentemperatur. Die detaillierte Abbildung der einzelnen Verbraucher im Jahresverlauf ist nicht relevant, da der Fokus der Untersuchungen auf dem

Fernwärmenetz selbst (Versorgungssicherheit, hydraulische Grenzen, etc.) oder bei der Einsatzoptimierung der Wärmeerzeugung liegt. Dies hat den Nachteil, dass Wechselwirkungen zwischen Erzeuger, dem Verteilungsnetz und dem Wärmeabnehmer nicht untersucht werden können. Folglich werden die Rückwirkungen der Netzfahrtweise auf Erzeugungsanlagen, Gebäude und Nutzer kaum berücksichtigt [54].

Neben den kommerziellen Programmen gibt es im Forschungsbereich der thermohydraulischen Netzmodellierung viele Modellierungsansätze für Fernwärmesysteme. Diese verwenden komplexe Ansätze im Bereich der Abnehmermodellierung, um das Nutzerverhalten, die Speicherfähigkeit des Gebäudes und andere Einflüsse in die Modellierung einfließen zu lassen. Die Güte dieser Ansätze entspricht jedoch nicht einer dynamischen thermischen Gebäudesimulation [237], da diese eine hohe Dateneingabe erfordert und bei der großen Ausdehnung eines Fernwärmesystems einen immensen Aufwand mit sich führt. Beispielsweise hat VALDIMARSSON [136] für die Simulation eines mit Geothermie gespeisten Fernwärmenetzes einen stationären und instationären Ansatz für ein Gebäude aufgestellt. Der stationäre Ansatz beinhaltet keine dynamischen Speichereffekte des Gebäudes, d.h. die abgegebene Wärme aus dem Netz entspricht dem Wärmeverlust des Gebäudes. Rücklauftemperatur und Massestrom können iterativ aus der Leistung bestimmt werden. Der Ansatz basiert auf den Gleichungen zur Beschreibung der Wärmeabgabe eines Heizkörpers in Abhängigkeit von der Übertemperatur im Vergleich zur Auslegung. Bei instationärer Betrachtung wird die Speicherfähigkeit durch Erweiterung des Ansatzes berücksichtigt.

Das Simulationstool DHEMOS [105] verwendet ein Abnehmermodell bestehend aus drei Teilen. Das Gebäudemodell bestimmt dabei die benötigte Wärmeleistung. Im zweiten Teil wird die benötigte Leistung für die Trinkwassererwärmung berechnet und der Einfluss der äußeren Randbedingungen wird im dritten Teil simuliert. In der Diplomarbeit von WALDHOFF [251] wird die Rücklauftemperatur über die idealisierte Temperaturberechnung von Heizkörpern im Teillastfall bestimmt. Da Messdaten für das simulierte Netz vorliegen, wird die Rücklauftemperatur mit einem Korrekturfaktor angepasst, bis eine Übereinstimmung vorliegt.

In dem Abschlussbericht zum ANNEX VII - Projekt "Dynamic Heat Storage" der Internationalen Energieagentur [256] wird ein thermisches Kapazitäten-Widerstandsmodell für die Modellierung eines Gebäudes beschrieben. Die einzelnen wärmeübertragenden Vorgänge werden als Widerstände und Kapazitäten gleich einem elektrischen Netzwerk physikalisch korrekt beschrieben.

3.1.1.2. Abnehmerverhalten

In abgeschlossenen Projekten erfolgte die Abnehmermodellierung auf Basis statischer Heizlastprofile, die entweder aus Messdaten oder anhand sogenannter Typtage in Anlehnung an [243] generiert wurden [54]. Um die Fragestellungen des Einflusses des Nutzerverhaltens, der thermischen Energiespeicherung im Gebäude und dem optimierten Informationsaustausch zwischen Erzeuger und Abnehmer zu untersuchen und daraus weitere Zielstellungen bearbeiten zu können, ist es notwendig, die Abnehmermodellierung im Fernwärmesystem zu erweitern. Eine Literaturrecherche soll dazu den aktuellen Stand der Möglichkeiten zur vereinfachten Gebäudemodellbildung und zu Heizlastprognosen aufzeigen.

Ohne den Prozess einer Regression oder die Simulation eines Gebäudes durchführen zu müssen, kann auf reale Lastprofile für den Wärmebedarf aus Messungen zurückgegriffen werden. So stellt die VDI 4655 [243] skalierbare Lastprofile für Ein- und Mehrfamilienhäuser zur Verfügung. Diese Lastprofile dienen als Hilfestellung, Nutzungsgrade für KWK-Anlagen zur Lieferung von Wärme und Strom in Wohngebäuden zu bestimmen. Grundlage der Richtlinie ist dabei die Ermittlung von Referenzlastprofilen aus gemessenen Wärme-, Strom- und Warmwasserverbräuchen von fünf Ein- und drei Mehrfamilienhäusern. Durch die Analyse von ein- bis zweijährigen Messdaten von diesen Gebäuden kann auf insgesamt zehn verschiedene Typtagvarianten zurückgegriffen werden [57].

Die Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. München (fE) hat ein Simulationstool zur Generierung von Gebäudelastgängen entwickelt [106]. Mit diesem ist es neben der Heiz- bzw. Kühllastbestimmung ebenfalls möglich, den zeitlich aufgelösten Elektrizitäts- und Warmwasserbedarf zu modellieren. Um die Anzahl der Eingabeparameter im Rahmen zu halten, wurde ein Kompromiss zwischen Flexi-

bilität und Nutzerfreundlichkeit eingegangen. Um den thermischen Lastgang zu generieren wird eine Kombination der beiden Methoden zur Kühl- bzw. Heizlastberechnung entsprechend der VDI 2078 und der DIN EN 12831 angewendet. Die Abbildung des individuellen Nutzerverhaltens wird mittels Wahrscheinlichkeitsbereichen konzipiert.

Die Lastprognose ist definiert als Vorhersage des Energieverbrauches für ein abgegrenztes Versorgungsgebiet oder für einzelne Gebäude in Abhängigkeit der herrschenden Randbedingungen. In der optimierten Strombeschaffung erfüllt die Lastprognose Grundsatzaufgaben und stellt für ein Unternehmen die Basis der Bewertung von Lastabnahme und Beschaffungsgrad dar. Der zeitliche Horizont der Prognose reicht von einer Viertelstunde bis einer Stunde in der kurzfristigen sowie von einem bis mehrere Jahren in der langfristigen Prognose. Das Institut für Energietechnik an der TU Dresden hat langjährige Erfahrungen auf dem Gebiet der Lastprognose und arbeitet mit verschiedenen Energieversorgern eng zusammen. Seit vielen Jahren wird an der Lösung der zu Grunde liegenden mathematischen Probleme gearbeitet. Die Tagungsbände der VDI-Tagungen "Optimierung in der Energieversorgung" liefern einen Überblick zu diesen Anstrengungen [64], [65]. In [91] und [148] wurde gezeigt, dass Modelle, die auf Verfahren der linearen Regression basieren, für die Lastprognose bei intelligenter Anwendung ausreichend gute Ergebnisse erzielen können. Mit der Anwendung von neuronalen Netzen zur Lastprognose lassen sich gleichwertige Ergebnisse erzielen, dabei ist jedoch eine deutliche Verbesserung ist kaum zu erreichen.

Zur Prognose von Wärmelastgängen gibt es zahlreiche Untersuchungen. Es werden vielfältige Ansätze verwendet, um eine Prognose ohne eine aufwendige thermische Gebäudesimulation zu erreichen. Den Wärmeverbrauch in einem großen Fernwärmenetz setzt NIELSEN [160] in Relation mit den gemessenen klimatischen Randbedingungen. Das Ziel ist die Erarbeitung eines Modells, welches den Wärmeverbrauch mit dem Klima und der Zeit (Wochentag) in Verbindung setzt. Stationäre Ansätze zur Beschreibung der Wärmeleitung in Wänden und Fenstern sowie ein einfaches Modell für die dynamischen Änderungen auf klimatische Randbedingungen und Gleichzeitigkeitsfaktoren werden in einer Modellstruktur zusammengefasst. Zusammen mit dem gemessenen Wärmeverbrauch, den klimatischen Randbedingungen (Temperatur, Windgeschwindigkeit, Globalstrahlung) und statistischen Methoden wird ein mathematisches Modell für den Wärmeverbrauch aufgestellt. Solch ein Ansatz wird "grey-box modelling" genannt. Im Unterschied zu älteren Ansätzen ist bei diesem die Datengrundlage wesentlich größer. Eine ausführliche Beschreibung der Modellierung und Prognose der Wärmelast ist in [159] dokumentiert. DOTZAUER beschreibt in [55] eine Methode, um den Wärmeverbrauch in einem Fernwärmesystem zu prognostizieren. Das Modell basiert auf der Annahme, dass die Haupteinflussfaktoren auf den Wärmebedarf die Außentemperatur und das Nutzerverhalten sind. Das Modell besitzt einen simplen Aufbau. Die Abhängigkeit des Wärmebedarfs von der Außentemperatur wird mit einem linearen Polynomzug beschrieben. Die Koeffizienten werden über ein Optimierungsproblem bestimmt, in dem die Summe der quadratischen Fehlerquadrate minimiert wird. Beim Nutzerverhalten können jährlich, wöchentlich und täglich auftretende Muster unterschieden werden. Die jährlichen Muster werden durch Messdaten aus vorangegangenen Jahren abgedeckt. Wöchentliche Muster, gemessen kurz vor dem Prognosezeitraum, können ebenfalls verwendet werden. Die wöchentlichen und täglichen Muster werden explizit mit einer Funktion beschrieben. In Verbindung mit einem Modell für die Wetterprognose wird die Methode zur Prognose des Wärmebedarfs auf zwei reale Systeme in der Region Stockholm, Schweden, angewendet. Ein Modell, welches auf der statistischen Analyse von Wärme- und Elektroenergiebedarf basiert, wurde von PEDERSEN in [173] entwickelt. Das Modell für den Wärmebedarf verwendet eine lineare Regression, um den Wendepunkt in der Außentemperatur zu bestimmen, an dem keine Wärme mehr benötigt wird⁴⁷. Die lineare Regressionsanalyse wird auf die stundenweise erfassten Messdaten angewendet. Dabei wird in zwei Typtage (Werktag und Wochenende/Urlaubstag) unterschieden. Aus diesem Modell sind für verschiedene Gebäudetypen normierte Lastprofile entstanden.

In der Studie von POPESCU ET AL. [181] wird über eine multiple lineare Regressionsanalyse der Zusammenhang zwischen verschiedenen Parametern und dem Wärmebedarf verschiedener Wohnblöcke

⁴⁷Heizgrenztemperatur

hergestellt. Zu den Parametern zählen die klimatischen Randbedingungen⁴⁸ und Systemgrößen, welche das Nutzerverhalten sowie die Speicherwirkung des Gebäudes repräsentieren sollen. Dazu zählen die Außentemperatur von vor 24 Stunden, der gemittelte Massestrom der letzten 24 Stunden und die Vorlauftemperatur. Es wird das Bestimmtheitsmaß von drei Modellansätzen untersucht. Im ersten Modell wird nur die Außentemperatur berücksichtigt. Es folgt im zweiten Modell die Erweiterung um die Temperaturdifferenz zwischen Innen- und Außentemperatur, die Windgeschwindigkeit und die Globalstrahlung. Die Innenraumtemperatur wird konstant mit 20 °C angenommen. Das dritte Modell beinhaltet zusätzlich die Außentemperatur von vor 24 Stunden, den gemittelten Massestrom der letzten 24 Stunden, die aktuelle Vorlauftemperatur sowie die solare Einstrahlung (S). Der Zusammenhang zwischen Wärmebedarf und den Parametern im dritten Modell ist in Gl. 3.1 definiert.

$$\dot{Q} = k_1 + k_2 \cdot \vartheta_a + k_3 \cdot (\vartheta_i - \vartheta_a) \cdot w^{\frac{4}{3}} - k_4 \cdot S + k_5 \cdot \vartheta_{a,24h} + k_6 \cdot \dot{m}_{24h}^{\frac{4}{5}} + k_7 \cdot \vartheta_V \quad (3.1)$$

Ein vereinfachtes Gebäudemodell zur Bestimmung der Heiz- bzw. Kühllast wird in der DIN EN ISO 13790 [156] vorgestellt. Das Berechnungsverfahren beruht auf einem äquivalenten RC-Modell zwischen dem Innenraum und der Umgebung. Der Heizwärme- und/oder Kühlbedarf wird ermittelt durch eine Berechnung des Bedarfs an Heiz- bzw. Kühlleistung, welche in den Knoten für die Innenluft abgegeben oder aus diesem entzogen werden muss, um einem bestimmten Mindest- oder Höchstwert der Solltemperatur beizubehalten. Erste Untersuchungen in [92] vergleichen diesen Ansatz mit detaillierten Simulationen zu einem Validierungsbeispiel der ÖNORM B 8110-6, BEIBLATT 1 (ÖNORM-BOX) [246]. Abweichungen sind hauptsächlich auf die gewählten vereinfachten Eingangsdaten zurückzuführen. Das umgesetzte Modell selbst erfüllt die Anforderungen der Validierung gemäß DIN EN 15265 [112]. Dabei werden jedoch ausschließlich die Jahressummen vom Heizwärmebedarf und Kältebedarf für vorgegebene Varianten miteinander verglichen, welche über die Qualität des Modells entscheiden. In der vorliegenden Untersuchung wird jedoch deutlich, dass neben der Differenz der Jahressummen auch die Abweichungen der einzelnen Stunden- und Monatswerte wesentlichen Einfluss auf die Qualität des Modells haben. Die Schlussfolgerung aus [92] lautet daher, die Standardabweichungen der Einzelwerte bei der Validierung von Simulationsmodellen zu berücksichtigen.

3.1.1.3. Ziel und Abgrenzung des Teilforschungsvorhabens

Eine Abgrenzung zu den anderen Teilthemen des Forschungsvorhabens ist in der Bilanzgrenze aus Abb. 3.1 zu sehen. So erfolgen die Untersuchungen in Teilthema 1 an einem Gebäude mit einer autarken Energiebereitstellung. Als Bilanzgrenze in Teilthema 2 wird hingegen die dezentrale Einzelversorgungslösung durch eine Versorgung mittels Fernwärmenetz auf Quartiersebene ersetzt. Der Begriff dezentral kann an dieser Stelle ebenfalls verwendet werden, wenn z.B. die Energieversorgung nicht über eine zentrale KWK-Anlage, sondern über viele kleine dezentrale KWK-Anlagen und eventuell solarthermischer Unterstützung realisiert wird. Eine Verknüpfung zum Teilthema 1 besteht im Abgleich der in Teilthema 2 entwickelten, vereinfachten Gebäudemodelle mit Hilfe der dynamischen thermischen Gebäudesimulation. Die Simulation des elektrischen Netzes ist Bestandteil von Teilthema 5, während bei der Simulation der Fernwärmesysteme im Teilthema 2 das thermische Netz betrachtet wird. Eine Kopplung der thermischen und elektrischen Simulation wird nicht angestrebt, da die Zeitschrittweiten beider Simulationen stark voneinander abweichen. Eine Kopplung von Teilthema 2 und Teilthema 5 besteht insofern, dass bei der Einsatzoptimierung teilweise auf die elektrischen Lastgänge des gemeinsamen Netzes aus Teilthema 5 zurückgegriffen wird.

Ein thermohydraulisches Simulationswerkzeug für Fernwärmenetze sowie ein Optimierungstool zur Einsatzplanung von Wärmeerzeugern, welche beide im Rahmen des vom Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie geförderten Forschungsprojektes "LowEX-Fernwärme - MULTILEVEL DISTRICT HEATING" [54] entwickelt wurden, sind im Zuge der Bearbeitung des Teilthemas 2

⁴⁸ Außentemperatur, Windgeschwindigkeit und Globalstrahlung

erweitert und angewendet worden. Im Forschungsvorhaben "LowEX-Fernwärme - MULTILEVEL DISTRICT HEATING" wurden die Auswirkungen von Niedertemperatur- und LowEx-Fernwärmenetzen auf die generelle Gestaltung der Energiebereitstellung in zentralen Anlagen sowie die Möglichkeiten und Grenzen des Einsatzes von Fernwärmenetzen als "Sammler von Anfallenergien" bzw. Direktspeicher und Quelle für Wärmetransformatoren (Wärmepumpen) untersucht.

Die Simulation des Fernwärmenetzes dient dem Aufzeigen der thermohydraulischen Verhältnisse im Netz und die ermittelten Lasten werden als Randparameter der Einsatzoptimierung der Erzeugerparks verwendet. Die untersuchten Maßnahmen zum Smart Energy Management im Teilthema 2 sind:

- Das Fernwärmenetz soll als thermischer Speicher genutzt werden (Netzspeicherung).
- Die vorhandene Bausubstanz soll durch Erhöhung der Innenraumtemperatur als Speicher mit in das System einbezogen und die TWE-Speicher über ein globales Regelsignal als dezentrale Wärmespeicher genutzt werden.
- Einsatzoptimierung unter besonderer Maßgabe von variablen Strompreisen.
- Optimierung der Simulationsrandbedingungen, um eine bessere Güte der Simulation gegenüber realen Messdaten zu erreichen und die Heizlastprognose verbessern zu können.

Ein erster Schritt zum Smart Grid in der Fernwärme ist die Vernetzung und der bilaterale Informationsaustausch zwischen Erzeuger und Verbraucher (Kunde). Dazu muss die vorhandene Technik im Bereich der Wärmemengenzähler an die Forderungen eines Smart Grids angepasst werden. Welche Schritte dazu notwendig sind und welche Vorteile eine solche Vernetzung mit sich bringen, wird im folgenden Abschnitt betrachtet.

3.1.2. Smart Energy Konzepte im Fernwärmemarkt

Die nachfolgenden Ausführungen zur Untersuchung von Smart Energy Konzepten im Fernwärmemarkt auf Basis von elektronischen Wärmezählern wurden innerhalb von [205] angefertigt.

Diese Untersuchung wurde initiiert, da der Endverbraucher über sein Verhalten maßgeblich eine Einsparung von Primärenergie leisten kann. Die Bereitstellung von Informationen zum individuellen Energieverbrauch soll zu diesem Zweck den Verbraucher zum sparsamen Umgang mit Energie anregen und ermutigen, den Zählerstand regelmäßig zu überprüfen [172]. Die Bereitstellung dieser Informationen übernehmen sogenannte Smart Meter. Zukünftig sollen sie ein Teil eines Energieversorgungssystems sein, welches in der Lage ist, flexibel auf volatile und dezentrale Energieproduktion zu reagieren. BREUER ET AL. sehen einen Beitrag intelligenter Messtechnik zum Wandel einer Energieerzeugung, die der Last folgt bzw. zu einer Last, welche der Energieerzeugung folgt [14].

Die Suche nach geeigneten Mess- und Übertragungseinrichtungen, Übertragungsstandards und Architekturen für Energieverteilernetze sowie Tarif- und Geschäftsmodellen findet in vielen Untersuchungen und Forschungsprojekten statt. Momentan beziehen sich die Entwicklungen oftmals auf die regulierten Sparten Strom und Gas [192]. Es sollte jedoch nicht auf diese Sparten beschränkt bleiben, da dem Heizwärmeverbrauch in Deutschland eine sehr große Bedeutung zukommt. Etwa $Q_{th} = 30\%$ der Endenergie werden für Raumwärme und Warmwasser eingesetzt [33]. Obwohl die Zählerdatenfernübertragung in der Fernwärme bisher weder vom Gesetzgeber vorgesehen, noch Stand der Technik ist, könnte sie damit einen großen Beitrag für eine effiziente Energieversorgung leisten.

Deshalb ist es notwendig, die Wärmeversorgung auf Basis von Fernwärme in die aktuelle Smart Energy Diskussion einzubringen und deren Entwicklungsstand voranzutreiben. Es muss daher im Sinne eines Energieversorgers sein, die Daten aus Wärmemengenzählern künftig flächendeckend fern zu übertragen und über Abrechnungszwecke hinaus zu nutzen. Der Energieversorger kann somit als Ziel verfolgen, die Fernwärmeversorgung noch effizienter zu gestalten sowie einen Beitrag zur klimafreundlichen Stadtentwicklung zu leisten.

3.1.2.1. Stand der Technik

Heutige Wärmemengenzähler bestehen aus einem Durchflusssensor, zwei Temperaturmessstellen und einem Mini-Computer. Die Vor- und Rücklaufftemperatur sowie der Volumenstrom werden gemessen, um mittels der kalorischen Bilanz und der Integration über die Zeit die bezogene Wärmemenge der Kundenanlage zu bestimmen.

$$\dot{Q} = \dot{m} \cdot c_p \cdot \Delta\vartheta = \dot{m} \cdot c_p \cdot (\vartheta_V - \vartheta_R) \quad (3.2)$$

$$Q = \int \dot{Q} dt \quad (3.3)$$

Die zeitlichen Verläufe werden in den Wärmemengenzählern nicht gespeichert, sondern es werden nur zu bestimmten Stichtagen die Zählerstände für Energie, Volumen, falls vorhanden das entsprechende Tarifregister, Fehl- und Durchflussmesszeit sowie Maxima für Durchfluss, Leistung, Temperaturdifferenz, Vor- und Rücklaufftemperatur mit Datumstempel abgelesen.

Da es sich beim heutigen Stand der Technik bereits um vollelektronische Zähler handelt, unterscheidet lediglich eine zusätzliche Kommunikationseinrichtung den Wärmemengenzähler vom Messsystem. Als Standard für Geräte und Protokolle ermöglicht M-Bus den Einsatz verschiedenster Technologien und Medien zur Zählerdatenfernübertragung. Darüber hinaus existiert eine Vielzahl nutzbarer Übertragungsmedien, wie zum Beispiel:

- Optische Schnittstelle
- Meter-Bus (M-Bus)
- Wireless Meter-Bus (wM-Bus)
- Serielle Stromschnittstelle zur Impulsausgabe
- Lokalbus

Die größte Bedeutung haben die optische Schnittstelle sowie M-Bus und wM-Bus. Um die Daten weiterzuleiten, hat sich in Deutschland als spartenübergreifende Lösung für die Kommunikation ein Modulkonzept, bestehend aus Zähler und dem Multi-Utility-Communication-Controller (MUC-Controller), durchgesetzt. Der Zähler beinhaltet die Messtechnik, der MUC-Controller ist das Einheitsgerät zur gebündelten, spartenübergreifenden und herstellerneutralen Bereitstellung und Weiterleitung der Daten.

3.1.2.2. Smart Metering

Die rechtlichen Vorgaben im Messwesen sind derzeit aufgrund der Überarbeitung des Gesetzes über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG) in ständiger Entwicklung. Der Entwurf einer neuen Energieeffizienzrichtlinie beinhaltet beispielsweise, Fernwärmekunden monatlich abzurechnen. Neben dem Multispartenansatz für Smart Metering, den das EnWG berücksichtigt, gibt die monatliche Abrechnung einen weiteren Anreiz für EVU, Messsysteme für Fernwärme einzuführen. Für Mess- und Kommunikationstechnik existieren getrennte Anforderungen und Regularien. Die Trennung bringt den Vorteil, flexibel auf Innovationen in einem der beiden Bereiche reagieren zu können. Aus der Untersuchung der unterschiedlichen Technologien aus Datenbereitstellung und -fernübertragung haben sich drei wesentliche Kombinationen herauskristallisiert:

- Zählerfernauslesung (ZFA)
- Zählerfernauslesung Regler
- Smart Meter Fernwärme

Die ZFA stellt momentan den Stand der Technik zur Zählerdatenfernübertragung dar. Die ZFA mit Regler gleicht im prinzipiellen Aufbau der normalen ZFA. Hinzu kommt noch der Regler der Fernwärmestation als Bindeglied zwischen Zähler und Kommunikationseinrichtung. Beim Ansatz Smart Meter überträgt der Zähler die Daten per M-Bus an den MUC-Controller, welcher die Daten speichert und versendet. Als Übertragungsmedium für die Tertiärkommunikation bzw. Fernkommunikation wird GSM bzw. GPRS eingesetzt. Das heißt, der MUC-Controller überträgt die Daten via Mobilfunk an die Leitstelle. Für einen derartigen Multispartenansatz gibt es in Deutschland zahlreiche Pilotprojekte, beispielsweise in Karlsruhe unter dem Namen SPINOZA (Spartenintegrierte Online-Zählerfernauslesung). Dabei überträgt ein MUC-Controller mit GPRS die Verbräuche von Strom, Wasser, Gas und Fernwärme in 100 Haushalten einmal täglich in die Leitstelle. Dort werden sie visuell aufbereitet und auf dem Webserver bereitgestellt. Ein zusätzlicher Datenlogger ist somit nicht notwendig [107].

Für jede technische Umsetzung wurden die Gesamtkosten der Ausstattung einer Messstelle ermittelt. Diese resultieren aus den Anschaffungskosten für die Geräte sowie den Kosten der Erstinstallation. Folgende Gesamtkosten stehen sich gegenüber:

- Zählerfernauslesung: 2045,56 Euro
- Zählerfernauslesung Regler: 2040,08 Euro
- Smart Meter Fernwärme: 1549,46 Euro

Der günstige Preis für den Smart Meter Fernwärme ergibt sich aus den niedrigen Gerätekosten und folgt aus einem starken Wettbewerb bei der Markteinführung von MUC-Controllern.

Zusammenfassend für die Betrachtungen über die Untersuchung von Smart Energy Konzepten im Fernwärmemarkt kann festgehalten werden, dass die heutigen Wärmemengenzähler vollelektronische Messgeräte sind, mit denen die Bereitstellung und Fernübertragung von Daten technisch realisierbar ist. Neben abrechnungsrelevanten Daten liefern sie weitere Parameter, wie Leistungen und Absoluttemperaturen. Die Nutzung der Wärmemengenzählerdaten kann für die Bereiche Netzanalyse, Rücklauf Temperaturabsenkung, Leckageortung und -überwachung, Rechnungskorrekturen, Vertrieb und für den Kunden von großem Wert sein. Als technische Umsetzung der Fernkommunikation ist Zählerfernauslesung Stand der Technik. Das Unternehmensumfeld übt vor allem in Form von Gesetzgebungen einen starken Einfluss auf die Energieversorgungsunternehmen aus. Durch die vorgeschriebene Einführung von Smart Metering als Multispartenansatz gewinnt Smart Metering künftig auch in der Fernwärme an Bedeutung. Geräte neuester Vorschriften erhält man jedoch noch nicht am Markt.

Für den Netzbetreiber stellen sich drei große Einsatzbereiche heraus:

- Netzanalyse
- Rücklauf Temperaturabsenkung
- Leckageortung und -überwachung

Jeder Einsatzbereich bietet wiederum verschiedene Nutzungsmöglichkeiten für die erfassten und übertragenen Daten. Einige Einsatzbereiche lassen sich unmittelbar nutzen und andere erst bei flächendeckendem Einsatz von Zählerdatenfernübertragung oder Weiterentwicklung der Zählertechnik. Die Nutzung von Wärmemengenzählerdaten führt somit künftig zu einer effizienten Fernwärmeversorgung und damit zu einem steigenden Kundennutzen durch mehr Ökologie, Versorgungssicherheit und höhere Wirtschaftlichkeit.

3.2. Analysemethodik / Randbedingungen

3.2.1. Allgemeines

Um die zu Beginn aufgeworfenen Fragestellungen rund um das Smart Energy Management zu beantworten, wird Software für die Simulation von Fernwärmesystemen und die Optimierung der entsprechenden Erzeugerstruktur benötigt. An der TU Dresden wird das Simulationswerkzeug TRNSYS-TUD zur thermohydraulischen Berechnung von Fernwärmenetzen verwendet [54]. TRNSYS-TUD ist modular aufgebaut, es handelt sich um eine Verknüpfung sogenannter *Types*. Basierend auf *Type 57* [174] für die Bestimmung der thermohydraulischen Zustände im Heizungsnetz eines Gebäudes, ist durch Modifikationen und Erweiterungen die instationär thermische und stationär hydraulische Berechnung von Fernwärmenetzen möglich. Eine Beschreibung der Veränderungen und Validierung des Programmes gegenüber kommerzieller Fernwärmesimulationssoftware ist in [95] zu finden. TRNSYS-TUD ermöglicht damit die geschlossene Simulation von Fernwärmesystemen vom Wärmeerzeuger über die Verteilung bis zum Abnehmer, wie in Abb. 3.2 dargestellt. Mit dieser übergreifenden Funktionalität und seinem hohen Detaillierungsgrad stellt es unter den international gängigen Simulationstools eine Besonderheit dar. Zwei der dabei wichtigsten Merkmale und im Rahmen des Forschungsvorhabens entwickelten Neuerungen sollen im Kapitel 3.2.3 (Netzhydraulik) und im Kapitel 3.2.4 (Abnehmerverhalten) hervorgehoben werden. Diese Neuerungen geben den Autoren Möglichkeiten in der ganzheitlichen Betrachtung des Fernwärmesystems mit den Wechselwirkungen zwischen Fernwärmenetz und Gebäudetechnik. Wie in der Einleitung beschrieben, ist durch die Änderung der gesetzlichen Rahmenbedingungen im Hinblick auf die Smart Meter im Bereich der Fernwärme die Serienreife für solche Systeme fast erreicht. Sollte eine flächendeckende Kommunikation zwischen Versorger und Kunde in Zukunft stattfinden, können die Simulationsmodelle noch besser mit Messdaten abgeglichen werden und die aufwendige Installation von Einzelmessungen entfällt. Zur schnellen und einfachen Bearbeitung von Fernwärmenetzen wird die vorhandene Software um eine Schnittstelle zum Import hydraulischer Netzstrukturen erweitert. Um Fernwärmesysteme nicht nur detailgetreu nachbilden und simulieren zu können, sondern auch die ökonomisch- und energetisch optimale Einsatzplanung des Erzeugerparks bestimmen zu können, wird das frei verfügbare Optimierungstools FREEOPT zur Einsatzplanung von Wärmeerzeugern im Verbund mit Wärmespeichern erweitert und angepasst. Die Kopplung mit TRNSYS-TUD besteht in der Form, dass die mit TRNSYS-TUD ermittelten thermischen Lastgänge als Randparameter der Optimierung vorgegeben werden.

3.2.2. Untersuchungsgegenstand

Als Grundlage für die thermohydraulische Simulation stehen drei Netze zur Verfügung, die sich maßgeblich in ihrer Ausdehnung unterscheiden. Es handelt sich um typische Nah- und Fernwärmenetze, die repräsentativ für andere Netze sind. Beginnend mit dem kleinsten Netz sind dies

- ein geplantes Nahwärmenetz, welches teilthemenübergreifend im Forschungsvorhaben verwendet wird und 16 Gebäude versorgt (Bezeichnung: *Fiktives Netz*),
- ein reales Nahwärmenetz mit 17 angeschlossenen Gebäuden (Bezeichnung: *Nahwärmenetz*)
- und ein reales Fernwärmenetz mit 62 Abnehmern bzw. Abnehmergruppen (Bezeichnung: *Fernwärmenetz*).

Im Folgenden werden die beiden realen Netze vorgestellt und ihre Eigenschaften erläutert. Der Aufbau des Fiktiven Netzes ist in Anhang B.1 dokumentiert.

3.2.2.1. Beschreibung des Nahwärmenetzes

Die Topografie des Netzes ist in Abb. 3.3 dargestellt. Insgesamt versorgt das Netz 17 Gebäude mit Wärme für Heizung und Trinkwassererwärmung. Bei den Gebäuden handelt es sich um Mehrfamilienhäuser, die teilweise im Erdgeschoss Gewerbe und Büros enthalten, eine öffentliche Einrichtung mit

Bürocharakter, eine Schule sowie eine Kindertagesstätte. Die Anschlussleistung der Abnehmer summiert sich laut Angaben des Energieversorgers auf $\dot{Q}_{th} = 4,1 \text{ MW}$. Dieser Wert wird in den vorliegenden Messdaten nicht erreicht. Mit einer maximalen Heizleistung von $\dot{Q}_{th} = 2,5 \text{ MW}$ ist das Netz in der Heizperiode gemessen an der Anschlussleistung maximal zu $\Delta\dot{Q}_{th} = 61 \%$ ausgelastet.

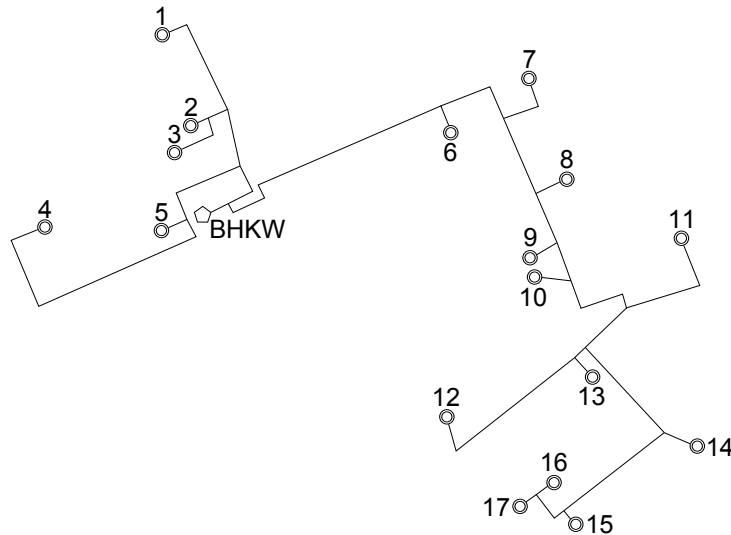


Abb. 3.3: Netzstruktur des Nahwärmenetzes

Die Energiebereitstellung erfolgt über ein BHKW und einen Spitzenlastkessel. Detaillierte Kennlinien und Daten zu den Leistungsklassen wurden nicht spezifiziert. Aus den vorhandenen Messdaten wird ersichtlich, dass das BHKW eine Wärmeleistung von maximal $\dot{Q}_{th} = 83 \text{ kW}$ bereitstellen kann. Über einen zeitlichen Verlauf von einem Jahr betrachtet wird das BHKW mit einer Volllaststundenzahl von $T_V = 8259 \text{ h/a}$ so gut wie durchgehend betrieben. In den Sommermonaten schwankt die Leistung des BHKWs, jedoch ist nicht geklärt, ob es sich um eine Modulation der Leistung handelt oder ob das BHKW während einer Stunde im 2-Punkt-Taktbetrieb ist. Im Vergleich zu der maximalen Heizleistung im Nahwärmenetz von $\dot{Q}_{th} = 2,5 \text{ MW}$ kann das BHKW einen Deckungsanteil von jährlich $\gamma = 9,5 \%$ erbringen.

Der Temperaturbereich für den Netzvorlauf liegt nach Angaben des Energieversorgers zwischen $\vartheta_V = 135 \text{ °C}$ und $\vartheta_V = 80 \text{ °C}$. Zwischen einer Außentemperatur von $\vartheta_a = -11 \dots 6 \text{ °C}$ wird eine gleitende Fahrweise der Vorlauftemperatur nach Abb. 3.4 angewendet. Jedoch zeigen die vorliegenden Messdaten, dass diese Einstellung der Fahrkurve für die Vorlauftemperatur für dieses Nahwärmenetz nicht zutrifft. Die Vorlauftemperatur ist auf $\vartheta_V = 100 \text{ °C}$ limitiert und der Knickpunkt zwischen konstanter und gleitender Fahrweise ist von $\vartheta_a = -11 \text{ °C}$ auf $\vartheta_a = 0 \text{ °C}$ verschoben. Über den gesamten Außentemperaturbereich ist eine Schwankung in der Vorlauftemperatur von bis zu $\Delta\vartheta_V = 15 \text{ K}$ vorhanden. Für die Simulation wird die Fahrkurve entsprechend der Messdaten angepasst und die Vorlauftemperatur bei einer Außentemperatur von $\vartheta_a = 0 \text{ °C}$ auf $\vartheta_V = 100 \text{ °C}$ festgesetzt, wie es die graue Fahrkurve in Abb. 3.4 dokumentiert.

Der Trassenverlauf des Netzes wurde mit den importierten GIS-Daten⁴⁹ des Energieversorgers detailgetreu nachgebildet. Die Originaldaten stammen von dem Auslegungs- und Simulationsprogramm sisHYD [83]. Sie wurden mit einer neu erstellten Importfunktion in die Programmumgebung importiert und spezifiziert. Die Arbeitsschritte der Netzkonvertierung werden im Abschnitt 3.2.3 erläutert. Die Netzstruktur selbst ist die eines einfachen Strahlennetzes ohne Maschen. Die Gesamtlänge beträgt für Vor- und Rücklauf je $l = 1,7 \text{ km}$ und weist für den Nennlastfall eine längenspezifische Leistung

⁴⁹Geoinformationssystem

von $\dot{q}_{th,l} = 2,4 \text{ kW/m}$ auf. Die Ausdehnung des Netzes beträgt in Ost-West-Richtung $l = 0,35 \text{ km}$ und in Nord-Süd-Richtung $l = 0,47 \text{ km}$.

Für die Charakterisierung der Rohrleitungen werden Herstellerangaben verwendet. Es werden die Parameter für Kunststoffmantelrohre aus [262] übernommen. Die Dicke der Dämmung ist im Vergleich zum Standard nach DIN EN 253 [8] erhöht. Für die Simulation werden Kenngrößen und Simulationsmodelle erdverlegter Rohrleitungen verwendet.

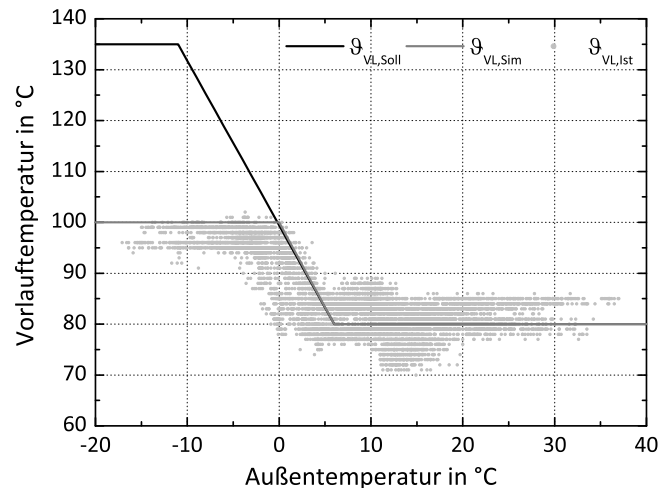


Abb. 3.4: Gemessene Vorlauftemperatur und Vorlauftemperaturfahrkurve im Nahwärmenetz

Die versorgten Gebäude sind durchgehend größere Wohnblöcke mit bis zu 72 Wohneinheiten. Teilweise sind dabei in der untersten Etage Büroräume vermietet. Eine Schule, eine Kindertagesstätte und ein öffentliches Gebäude mit Büros sind ebenfalls angeschlossen. Da der Energieversorger keine Informationen über die Gebäude besitzt, wurden alle Häuser fotografisch dokumentiert und u.a. Angaben zur Grundfläche, Sanierungsstand, Etagezahl und Anzahl an Wohneinheiten aufgenommen.

Da die Gebäude nur von außen begutachtet werden konnten, sind einige Daten lediglich geschätzte Werte. Alle weiteren daraus abgeleiteten Größen werden nach den Berechnungsgleichungen von [139] bestimmt.

Die Außenfassade eines Gebäudes ist beispielhaft in Abb. 3.5 dargestellt. Die meisten Gebäude wurden Anfang des 20. Jahrhunderts erbaut. Die Anschlusswerte der Abnehmer sind in Tab. B.3 aufgeführt. Die Summe dieser Anschlussleistungen ist um $\dot{Q}_{th} = 336 \text{ kW}$ niedriger als der angegebene Wert des Energieversorgers, da ein Gebäude leer steht.

Ebenfalls fehlt die Kenntnis über die Anschlussart und die Art der TWE-Bereitstellung in den einzelnen Gebäuden. Diese Angaben entziehen sich aus rechtlichen Gründen dem Energieversorger, weil die Eigentumsgrenze vor diesen Einbauten liegt. Aus diesem Grund werden verschiedene Simulationen für die Anschlussart der Heizung durchgeführt, bei denen entweder ein direkter oder ein indirekter Anschluss vorliegt. Bei der TWE-Bereitstellung wird ebenfalls zwischen Speicherlade- und Durchflussprinzip unterschieden. Die Auslegungsparameter für die Heizung der Abnehmer betragen nach Versorgerangaben:

- $\vartheta_{V,0} = 135 \text{ °C}$
- $\vartheta_{R,0} = 50 \text{ °C}$
- $\dot{m}_{h,0} = \dot{Q}_{h,0} / (c_p \cdot (\vartheta_{V,0} - \vartheta_{R,0}))$



Abb. 3.5: Beispiel für eine Außenfassade im untersuchten Nahwärmenetz

Um die benötigte Heizleistung der Gebäude ermitteln zu können, muss die Temperaturdifferenz zwischen Außen- und Innentemperatur bekannt sein, d.h. ein Sollwert für die Innentemperatur muss gesetzt werden. In [210] wird gezeigt, dass die statistische Raumtemperaturverteilung in gut isolierten Mehrfamilienhäusern im Mittel höher ist als in älteren Gebäuden. Da keine allgemeine Aussage getroffen werden kann, in welchem Gebäudetyp und bei welchem Nutzerverhalten sich eine bestimmte mittlere Innenraumtemperatur einstellt, wird der Sollwert für die Innenraumtemperatur für das Modell auf $\vartheta_i = 21,7\text{ °C}$ angesetzt, was der gemittelten Innenraumtemperatur aller Räume eines mit TRSNYS-TUD simulierten Mehrfamilienhauses [54] entspricht.

Diese Temperatur ist die Regelgröße in der Heizlastberechnung. Für das Ersatzmodell des Heizungssystems nach Abschnitt 3.2.4.1 werden die Auslegungstemperaturen und -masseströme sowie die folgenden Koeffizienten zur Charakterisierung der Heizkörper benötigt: $a = 1,0/n = 0,33/m = 0,01$.

Die Simulation der Trinkwassererwärmung erfolgt mit einem Modell für das Speicherladesystem nach Abschnitt 3.2.4.3.1. Die Nennleistung des Ladekreises für jeden Abnehmer ist in Tab. B.3 in Anhang B aufgeführt. Beim Durchflussprinzip wird der Speicher aus dem Anlagenschema entfernt und das Kaltwasser direkt auf die geforderte Warmwassertemperatur erhitzt, wie in Abschnitt 3.2.4.3.2 beschrieben. Bei der Auswahl der TWE-Speicher und der Ladesysteme wird auf Herstellerangaben von BUDERUS zurückgegriffen. Der stehende TWE-Speicher ist aus der Modellreihe "Logalux SF" mit einem Speichervolumen zwischen $V = 3001$ bis $V = 10001$ ausgewählt [38]. Das dazu passende Ladesystem ist mit der Bezeichnung "LSP" versehen. Verfügbar ist es in fünf Leistungsklassen zwischen $\dot{Q}_{th} = 30\text{ kW}$ und $\dot{Q}_{th} = 310\text{ kW}$ [38]. Um auch bei größeren Gebäuden eine ausreichend große Leistung vorhalten zu können, können Speicher auch in Reihe geschaltet werden. Alle weiteren Angaben zu den Speichern und den Ladesystemen sind in Anhang B dokumentiert.

Die Auslegungsparameter für das Speicherlade- und Durchflusssystem werden wie folgt definiert:

- $\vartheta_{V,p} = 70\text{ °C} / \vartheta_{R,p} = 40\text{ °C}$
- $\vartheta_{V,s} = 60\text{ °C} / \vartheta_{R,s} = 10\text{ °C}$
- $\dot{m}_{TWE} = \dot{Q}_{LSP} / (c_p \cdot (\vartheta_V - \vartheta_R))$

Die Warmwasser-Zapfprofile unterliegen ausschließlich dem Nutzerverhalten und lassen sich mathematisch nur durch stochastische Wahrscheinlichkeiten beschreiben. Zur Erzeugung der Zapfprofile für die einzelnen Abnehmer wird das Programm DHWCALC [234] verwendet. Grundlage für die Erstellung der Zapfprofile bilden die Anzahl und Belegung der Wohneinheiten in den Gebäuden, der mittlere Verbrauch pro Tag und eine Wahrscheinlichkeitsverteilungen pro Tag.

Nach VDI 2067-BLATT 12 [114] beträgt die statistische Belegung einer Wohnung mit drei Räumen 2,3 Personen und der mittlere personenbezogene Gesamt-Nutzwarmwasserbedarf $V_{TWE} = 38 \frac{1}{d \cdot \text{Pers}}$.

Für Nicht-Wohngebäude⁵⁰ wird nach [48] ein personenbezogener Gesamt-Nutzwarmwasserbedarf von $V_{TWE} = 10 \frac{1}{\text{d*Pers}}$ für ein Bürogebäude und $V_{TWE} = 12,5 \frac{1}{\text{d*Pers}}$ für eine Schule ohne Duschen angenommen. Die Wahl eines geeigneten Zirkulationsvolumenstroms ist nicht ohne einen erheblichen Aufwand und Kenntnis der Rohrleitungslänge und der Wärmeverluste der Leitungen möglich. Sind diese Parameter bekannt, wird der Zirkulationsvolumenstrom mit dem vereinfachten Berechnungsverfahren nach DVGW-ARBEITSBLATT 553 [44] ermittelt. Damit wird sichergestellt, dass die Temperaturdifferenz zwischen Warmwasseraustritt am Trinkwassererwärmer und Zapfstelle nicht mehr als $\Delta\vartheta = 2\text{ K}$ beträgt. Diese Parameter sind in diesem Fall unzulänglich bekannt und deshalb muss eine Abschätzung des Zirkulationsvolumenstroms erfolgen. Messdaten aus [257] belegen, dass der Zirkulationsvolumenstrom bis zu $\Delta\dot{V} = 50\%$ des maximalen Zapfvolumenstroms betragen kann. Gestützt auf diesen Messwerten wird in den Simulationen ein konstanter Zirkulationsvolumenstrom definiert, welcher $\dot{V} = 30\%$ des maximalen Zapfvolumenstroms beträgt.

3.2.2.2. Beschreibung des Fernwärmenetzes

Für das Fernwärmenetz ist die Topografie in Abb. 3.6 abgebildet. Bei der Simulation sind einige Abnehmer zu Verbrauchergruppen zusammengefasst, da die Aufschlüsselung in einzelne Gebäude aus den Daten des Energieversorgers nicht möglich ist. Insgesamt werden über das Fernwärmenetz 62 Verbrauchergruppen versorgt. Bei den Gebäuden handelt es sich um Mehrfamilienhäuser, die teils im Erdgeschoss Gewerbe und Büros enthalten. Große Wohnungsplattenbauten, die typisch für den Baustil der 70er Jahre sind, runden das Erscheinungsbild ab. Einige Seniorenheime, Schulen, Kindertagesstätten, eine Industrie- und eine Schwimmhalle sind neben den reinen Wohngebäuden ebenfalls in die Versorgung mit einbezogen. Die Anschlussleistung der Abnehmer summiert sich auf $\dot{Q}_h = 37,3\text{ MW}$. Dieses Netz hat somit eine neunmal größere Anschlussleistung als das gezeigte Nahwärmenetz. Die maximale thermische Leistung in dem vorliegenden Jahr beträgt $\dot{Q}_{th} = 28,7\text{ MW}$ und erreicht einen Belastungsgrad in Bezug auf die Anschlussleistung von $\gamma = 77\%$.

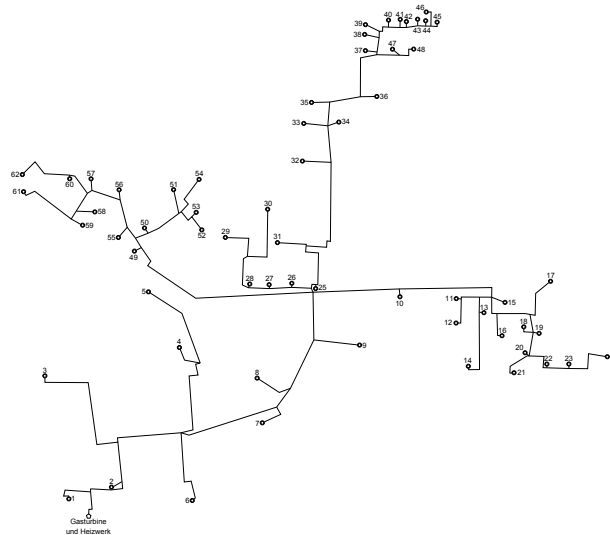


Abb. 3.6: Netzstruktur des Fernwärmenetzes

Die Energiebereitstellung erfolgt über zwei Gasturbinen in Verbindung mit einem Heizwerk. Detaillierte Kennlinien und Daten zu den Leistungsklassen wurden nicht spezifiziert. Die vorhandenen Messdaten zeigen, dass die beiden Gasturbinen jeweils eine maximale thermische Auskopplung von ca.

⁵⁰Schulen, Büros, etc.

$\dot{Q} = 11$ MW bereitstellen. Beide Gasturbinen können separat geregelt werden. Die elektrische Leistung von einer einzelnen Turbinen beträgt maximal ca. $\dot{Q} = 5,7$ MW. Wenn beide Turbinen gleichzeitig in Betrieb sind wird eine elektrische Leistung von maximal $P_{el} = 10$ MW erzeugt. Die Stromkennzahl σ liegt für Gasturbinen im üblichen Bereich zwischen 0,5 und 0,7. Ist nur eine der beiden Turbinen in Betrieb beträgt die Stromkennzahl $\sigma = 0,65$ bzw. $\sigma = 0,56$ und wenn beide Turbinen in Betrieb sind $\sigma = 0,62$. Der Temperaturbereich für den Netzvorlauf liegt nach Angaben des Energieversorgers wie bei dem Nahwärmenetz zwischen $\vartheta_V = 135$ °C und $\vartheta_V = 80$ °C. Ebenfalls wird zwischen einer Außentemperatur von $\vartheta_a = -11$ °C und $\vartheta_a = 6$ °C eine gleitende Fahrweise der Vorlauftemperatur variiert. Die tatsächlichen Vorlauftemperaturen weichen leicht von diesen Einstellungen ab. Die gleitende Fahrweise der Vorlauftemperatur geschieht zwischen einer Außentemperatur von $\vartheta_a = -8$ °C bis 8 °C. Im Sommer liegt die Vorlauftemperatur geringfügig über $\vartheta_V = 80$ °C und im Winter wird die Temperatur von $\vartheta_V = 135$ °C nicht ganz erreicht. Eine große Schwankungsbreite wie im Nahwärmenetz tritt in diesem Netz nicht auf. Für die Simulation wird die Fahrkurve entsprechend der Messdaten angepasst und die Vorlauftemperatur bei einer Außentemperatur von $\vartheta_a = -8$ °C auf $\vartheta_V = 135$ °C festgesetzt, wie es die graue Fahrkurve in Abb. 3.7 zeigt.

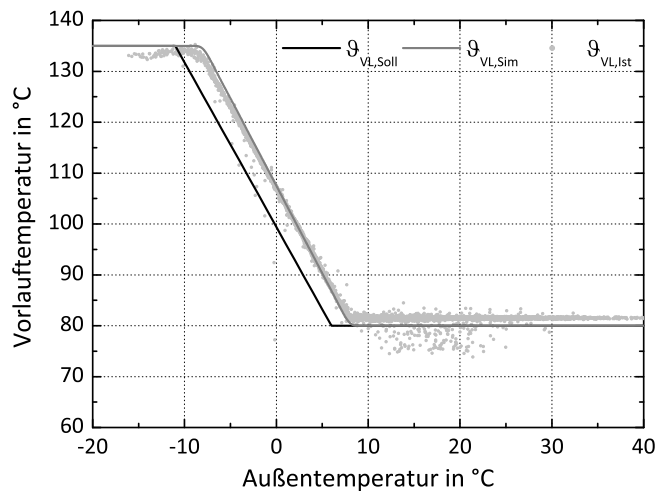


Abb. 3.7: Gemessene Vorlauftemperatur und Vorlauftemperaturfahrkurve im Fernwärmenetz

Wie schon in der Bearbeitung des Nahwärmenetzes wurde der Trassenverlauf des Netzes mit den GIS-Daten des Energieversorgers nachgebildet. Die Originaldaten stammen ebenfalls von dem Auslegungs- und Simulationsprogramm sisHYD [83]. Trotz der Ausdehnung des Netzes in Ost-West-Richtung von knapp $l = 1,9$ km und Nord-Süd-Richtung von $l = 1,85$ km ist es nicht vermascht. Vom zentralen Knotenpunkt in der Mitte des Netzes werden drei, untereinander nicht verbundene, Netzabschnitte versorgt. Die Gesamtlänge beträgt für Vorlauf und Rücklauf je $l = 10,9$ km und weist für den Nennlastfall eine längenspezifische Leistung von $\dot{q}_{th,l} = 3,4$ kW/m auf. Für die Modellierung der Rohre werden die Angaben zu Kunststoffmantelrohren aus [262] übernommen und für die Simulation Kenngrößen und Simulationsmodelle erdverlegter Rohrleitungen verwendet.

Die versorgten Gebäude sind zum größten Teil große Wohnblöcke und auch Hochhäuser mit einer Anschlussleistung von bis zu $\dot{Q}_{th} = 1$ MW und 300 Wohneinheiten (siehe Abb. 3.8). Ein großer Krankenhauskomplex mit annähernd $\dot{Q}_{th} = 5$ MW Anschlussleistung, mehrere Seniorenheime, Schulen, Kindertagesstätten, ein Straßenbahndepot, zwei Sportheime, kleinere Industriehallen und Gebäudekomplexe mit gemischter Nutzung zeichnen dieses Fernwärmenetz aus. Auch in diesem Netz wurden die Gebäude fotografisch dokumentiert und u.a. Angaben zur Grundfläche, Sanierungsstand, Eta-

genzahl und Anzahl an Wohneinheiten soweit es möglich war aufgenommen. Für die Simulation der Anlagentechnik bei den Abnehmern werden die grundsätzlichen Einstellungen wie im oben beschriebenen Nahwärmenetz angewendet. Die Simulation der Warmwasserbereitung erfolgt mit einem Modell für das Speicherladesystem und für das Durchflussprinzip nach Abschnitt 3.2.4.3.2.



Abb. 3.8: Beispiel für einen Wohnblock im untersuchten Fernwärmenetz

3.2.2.3. Messdaten realer Fernwärmesysteme

Von den beiden realen Netzen sind Messdaten der zentralen Wärmeerzeuger vorhanden. Beim Nahwärmenetz erfolgt die Energiebereitstellung mit einem BHKW und Spitzenlastheizkessel. Genauere spezifische Angaben zu den Anlagen liegen nicht vor, weder zur elektrischen Leistung des BHKWs noch zur Leistung und Taktungsmöglichkeit des Heizkessels. Es werden deshalb die vorhandenen Daten vorgestellt und analysiert. Der Zeitraum der Daten erstreckt sich über die Jahre 2009 und 2010.

Beim Fernwärmenetz ist die Datengrundlage ähnlich wie beim Nahwärmenetz. Bekannt ist, dass zwei Gasturbinen in Verbindung mit einem Heizwerk die Versorgung des Fernwärmenetzes realisieren. Hier kann auf einen Zeitraum von einem Jahr (2010) zurückgegriffen werden.

Für dieses Netz liegen folgende Messdaten als Stundenmittelwerte vor:

- Außentemperatur in °C
- Vor- und Rücklauftemperatur in °C
- Umwälzmenge der Nahwärmenetzpumpe in kg/s
- Heizleistung des Nahwärmenetzes in kW
- Umwälzmenge des BHKW-Kreislaufes in kg/s
- Heizleistung des BHKW-Kreislaufes in kW

Der Verlauf der Außentemperatur für beide Jahre ist in Abb. 3.9 gegenübergestellt. Zwischen den beiden Jahren ist im quantitativen Verlauf kaum ein Unterschied sichtbar. Sowohl die Höchsttemperaturen im Sommer als auch die Tiefsttemperaturen im Winter liegen im Jahr 2009 über denen in 2010. Deutlich wird dieser Aspekt bei der Auswertung der Jahresdauerlinie für beide Jahre. Aufgetragen in Abb. 3.10 sind die geordneten Leistungen über das Jahr 2009 und 2010. Über das gesamte Jahr gesehen wurden 2010 $Q_{th} = 843,4 \text{ MWh/a}$ mehr in das Netz eingespeist als in 2009. Die maximale Leistung ist mit $\dot{Q}_{th} = 2,24 \text{ MW}$ in 2009 geringfügig kleiner als in 2010 mit einem Maximum von

$\dot{Q}_{th} = 2,49 \text{ MW}$. Eine Übersicht der erzeugten Wärme im BHKW, des Deckungsanteils, der theoretischen Volllaststundenzahl und der eingespeisten Wärme in das Netz ist in Tab. 3.2 dokumentiert.

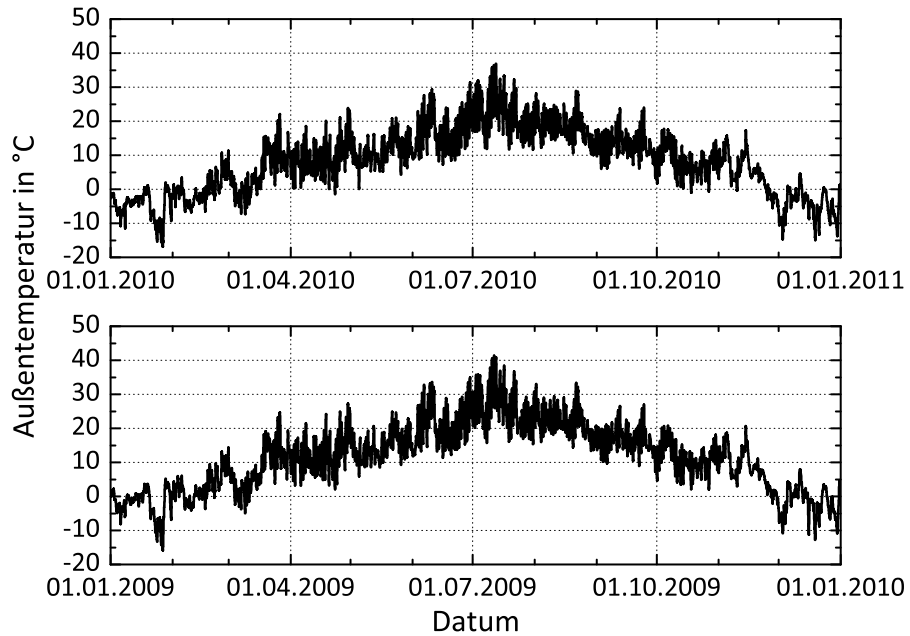


Abb. 3.9: Außentemperatur der beiden Jahre 2009 und 2010, gemessen im Nahwärmenetz

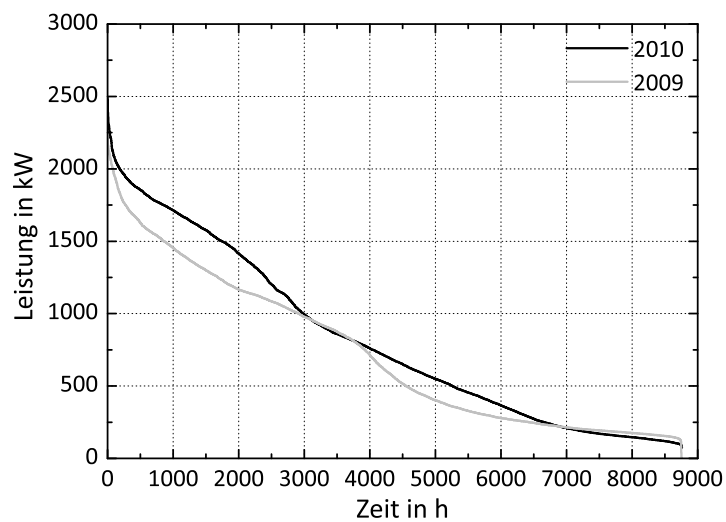


Abb. 3.10: Jahresdauerlinie für 2009 und 2010, gemessen im Nahwärmenetz

	Jahr 2009	Jahr 2010
Eingespeiste Wärme ins Heiznetz gesamt in MWh/a	6346,3	7189,7
Davon erzeugte Wärme im BHKW in MWh/a	681,9	685,5
Maximale Leistung im Heiznetz in MW	2,24	2,49
Maximale thermische Leistung BHKW in kW	82	83
Anteil BHKW-Wärme an eingespeister Wärme in %	10,7	9,5
theoretische Volllaststundenzahl in h/a	8315	8259

Tabelle 3.2: Statistische Größen aus dem Nahwärmenetz für das Jahr 2009 und 2010

Für die Vor- und Rücklauf­temperatur im Netz, aufgetragen über der Außentemperatur, ergeben sich für die beiden Jahre die Darstellungen in Abb. 3.11. Im Jahr 2009 ist für die Vorlauf­temperatur keine eindeutige Regelung nach der Außentemperatur erkennbar. Erst im Jahr 2010 ist diese Abhängigkeit merklich, jedoch beträgt auch hier die Schwankungsbreite immer noch bis zu $\Delta\vartheta_V = 15\text{ K}$. Insgesamt bewegt sich die Vorlauf­temperatur zwischen $\vartheta_V = 70\text{ °C}$ und $\vartheta_V = 100\text{ °C}$, wie in Abb. 3.12 ersichtlich. Die Rücklauf­temperatur bewegt sich auf einem Niveau zwischen $\vartheta_R = 50\text{ °C}$ und $\vartheta_R = 70\text{ °C}$. Die niedrigsten Rücklauf­temperaturen werden im Jahr 2010 bei einer Außentemperatur von ca. $\vartheta_a = 8\text{ °C}$ erreicht. Im zeitlichen Verlauf gesehen ist die Rücklauf­temperatur im Sommer höher als im Winter. Über die Gründe kann nur spekuliert werden, weil die Anlagentechnik der Abnehmer den Autoren nicht bekannt ist. Der zeitliche Verlauf der thermischen Leistung ist in Abb. 3.13 sichtbar. In den Sommermonaten beträgt die minimale Leistung zwischen $\dot{Q} = 150\text{ kW}$ und $\dot{Q} = 250\text{ kW}$. Veranschaulicht wird dies in Abb. 3.14 in Abhängigkeit der Außentemperatur. Im Jahr 2009 ist keine funktionelle Abhängigkeit der Leistung von der Außentemperatur erkennbar. Jedoch kristallisiert sich im Jahr 2010 ein linearer Zusammenhang zwischen Leistung und Außentemperatur mit einer gewissen Streuung heraus. Die eingespeiste thermische Leistung des BHKWs im zeitlichen Verlauf der beiden Jahre ist in Abb. 3.15 dokumentiert. Im Grundlastbetrieb wird das BHKW fast kontinuierlich mit einer thermischen Leistung von $\dot{Q}_{th} = 80\text{ kW}$ betrieben und liegt damit noch unter der sommerlichen Schwachlast des Netzes von etwa $\dot{Q}_{th} = 150\text{ kW}$.

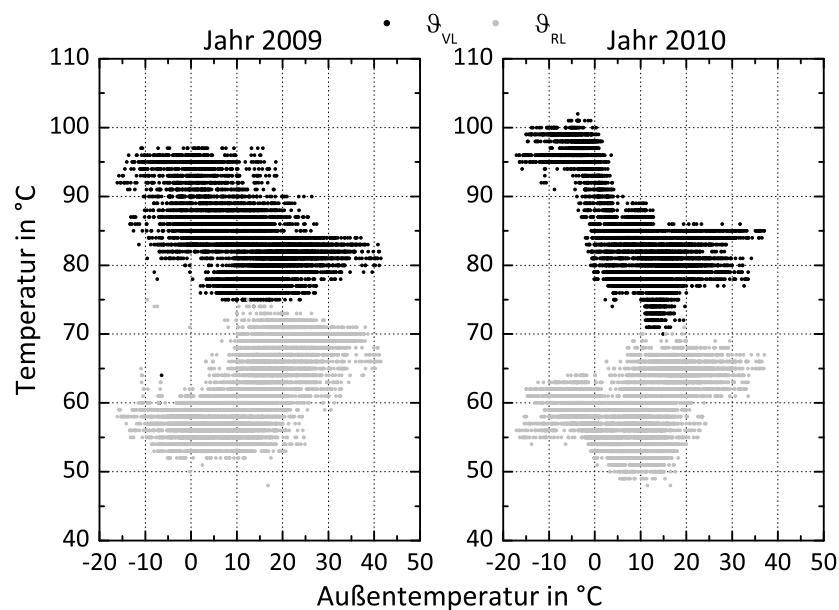


Abb. 3.11: Vor- und Rücklauf­temperatur aufgetragen über der Außentemperatur für das Nahwärmenetz

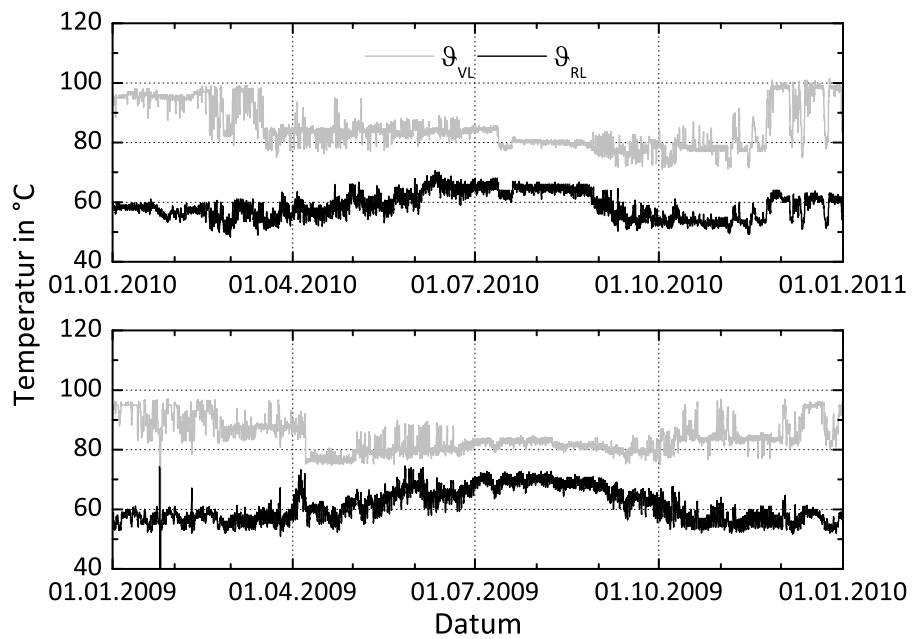


Abb. 3.12: Zeitlicher Verlauf der Vor- und Rücklauftemperatur im Nahwärmenetz

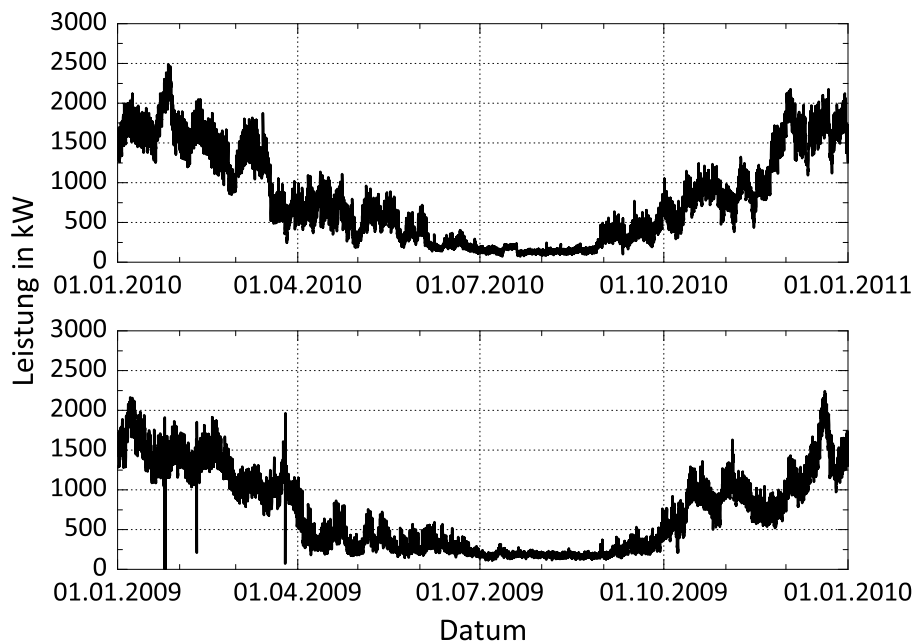


Abb. 3.13: Heizleistung der beiden Jahre 2009 und 2010, gemessen im Nahwärmenetz

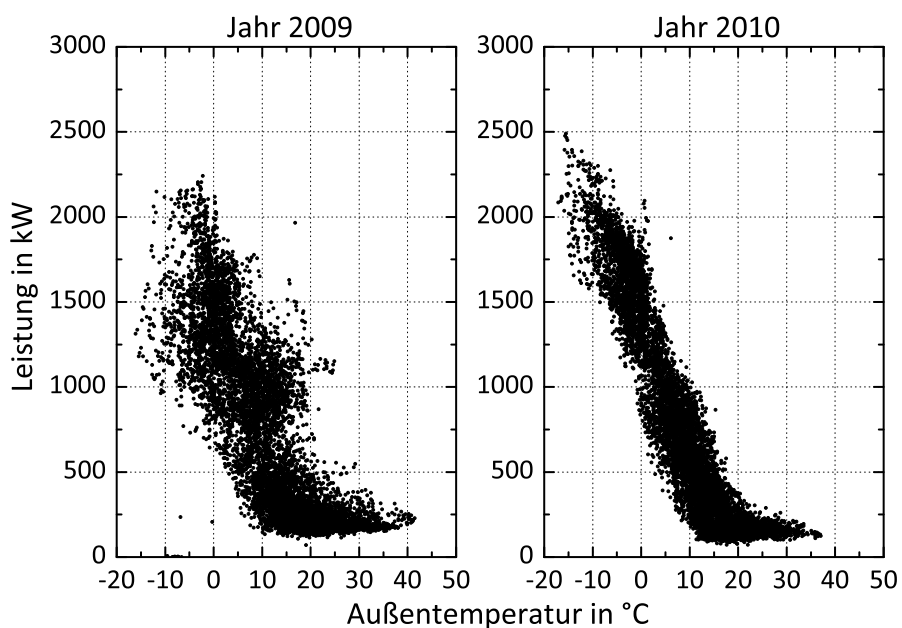


Abb. 3.14: Heizleistung im Nahwärmenetz aufgetragen über der Außentemperatur

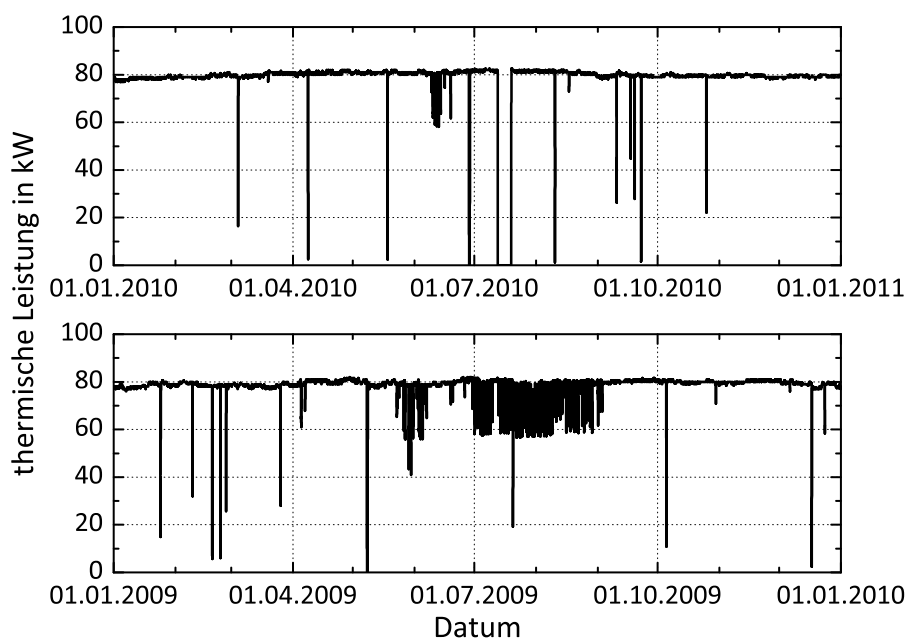


Abb. 3.15: Eingespeiste Heizleistung des BHKWs in das Nahwärmenetz

Beim Verlauf des Massestroms nach Abb. 3.16 zeigt sich ein mit der übertragenen Leistung annähernd korrelierender Verlauf, was auf eine Massestrom geführte Fahrweise hinweist. Der Einfluss der

Netzvorlauftemperatur zeigt sich jedoch besonders in den Messdaten des Jahres 2010 bei einer Außentemperatur von etwa $\vartheta_a = 0^\circ\text{C}$. Hier wird auf Grund der gegenüber kälteren Außentemperaturen geringeren Spreizung zwischen Vor- und Rücklauf der maximale Massestrom erreicht und die Netz-pumpen an ihrer Leistungsgrenze betrieben.

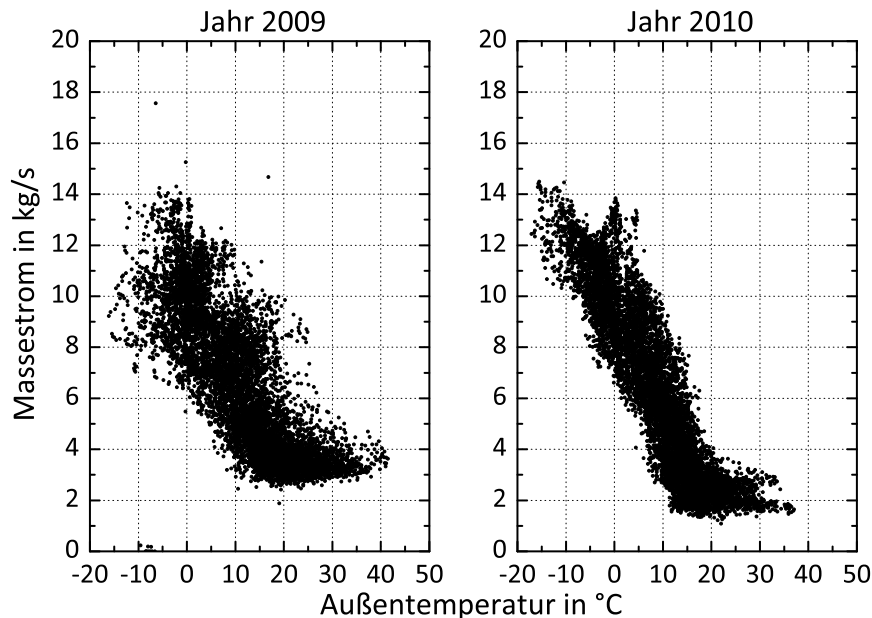


Abb. 3.16: Heizmassestrom im Nahwärmenetz

Die Messdaten für das Fernwärmenetz liegen als Viertelstundenmittelwerte über einen Zeitraum von einem Jahr vor:

- Außentemperatur in $^\circ\text{C}$
- Vor- und Rücklauftemperatur in $^\circ\text{C}$
- Umwälzmenge der Fernwärmenetzpumpe in m^3/h
- Brenngasvolumenstrom in m^3/h
- Differenzdruck zwischen Netzvor- und rücklauf in bar
- Betriebszustand der beiden Gasturbinen und des Heizwerkes

Der Jahresverlauf der Außentemperatur ist in Abb. 3.17 zu sehen. Da die räumliche Trennung zwischen Nah- und Fernwärmenetz ca. $l = 20\text{ km}$ beträgt, gibt es keine markanten Unterschiede in den entsprechenden Verläufen der Außentemperatur. Bei der Jahresdauerlinie lässt sich kein unüblicher Verlauf identifizieren. In Abb. 3.18 sind die geordneten Leistungen über das Jahr für das Fernwärmenetz aufgetragen. Die maximale Leistung von $\dot{Q}_{th} = 25\text{ MW}$ ist um den Faktor zehn größer als im Nahwärmenetz.

Die maximalen elektrischen und thermischen Leistungen der drei Komponenten und die eingespeiste Wärme bzw. die erzeugte elektrische Energie sind in Tab. 3.3 zusammengefasst. Die Stromkennzahl der Gasturbinen wurde mit der elektrischen Energie und der abgegebenen Wärme der Gasturbinen gebildet. Mit den vorhandenen Daten ist es nicht möglich, die Wärmeerzeugung von Gasturbine und Heizwerk zu trennen. Somit können die Betriebszustände, in denen eine oder beide Gasturbinen und das Heizwerk in Betrieb sind, nicht in die Auswertung aufgenommen werden. Dennoch ergeben sich für Gasturbinen typische Stromkennzahlen im Bereich zwischen $\sigma = 0,5$ und $\sigma = 0,7$.

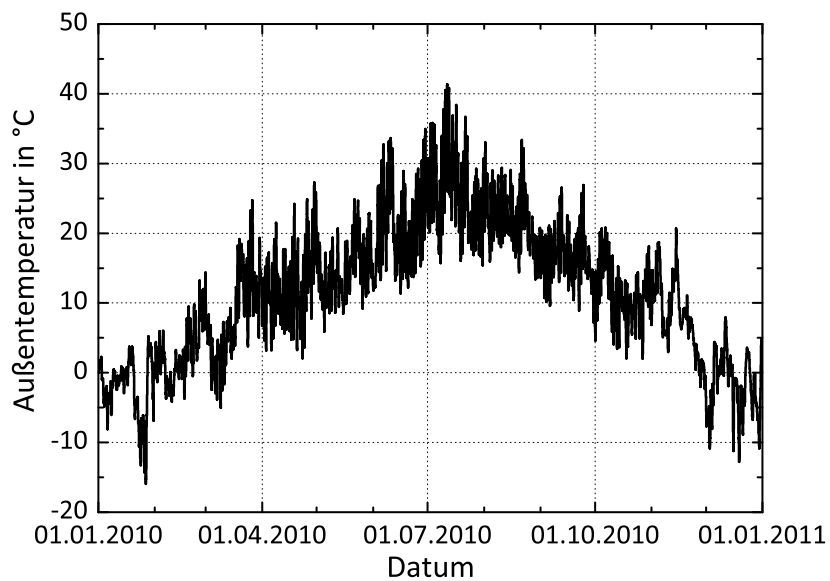


Abb. 3.17: Außentemperatur des Jahres 2010, gemessen im Fernwärmenetz

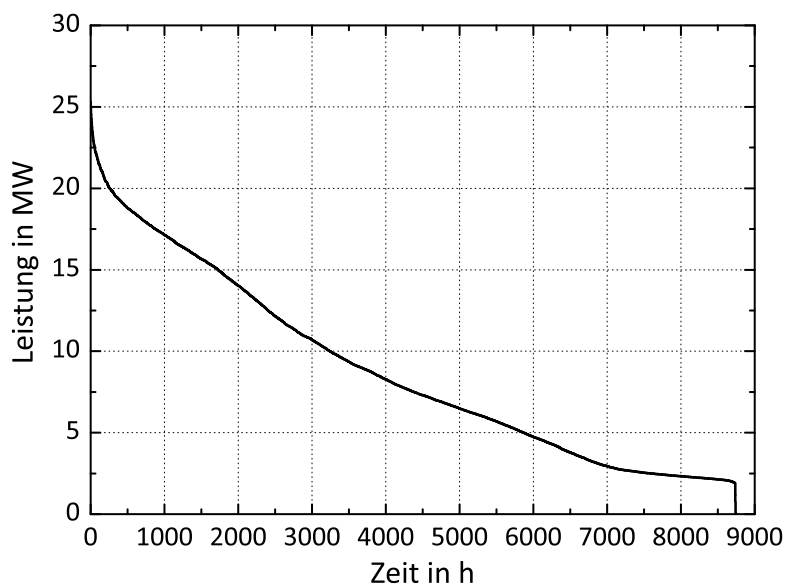


Abb. 3.18: Jahresdauerlinie des Jahres 2010, gemessen im Fernwärmenetz

	Jahr 2010
Eingespeiste Wärme ins Heiznetz in MWh/a	77487
Erzeugter Strom MWh/a	30842
Maximale Leistung im Heiznetz in MW	25,3
Maximale thermische Leistung GT1 in MW	11,0
Maximale thermische Leistung GT2 in MW	11,4
Maximale thermische Leistung HWE in MW	20,1
Maximale elektrische Leistung GT1 in MW	5,8
Maximale elektrische Leistung GT2 in MW	5,7
Maximale elektrische Leistung GT1 und GT2 in MW	10,0
Stromkennzahl GT1 (bezogen auf elektr. Energie und Wärme)	0,65
Stromkennzahl GT2 (bezogen auf elektr. Energie und Wärme)	0,56
Stromkennzahl GT1 und GT2 (bezogen auf elektr. Energie und Wärme)	0,62

Tabelle 3.3: Statistische Größen aus dem Fernwärmenetz für das Jahr 2010

Die Vorlauftemperatur wird bis auf wenige Abweichungen nach einer fest definierten Außentemperaturabhängigen Fahrweise eingestellt, was anschaulich in Abb. 3.19 zu sehen ist. Im Sommer erreicht die Vorlauftemperatur ca. $\vartheta_V = 80^\circ\text{C}$ und im Winter liegt diese zwischen $\vartheta_V = 135^\circ\text{C} \dots 134^\circ\text{C}$. Zwischen einer Außentemperatur von $\vartheta_a = -8^\circ\text{C} \dots 8^\circ\text{C}$ wird eine gleitende Anpassung durchgeführt. Die Rücklauftemperatur und der Massestrom werden durch diese Fahrweise beeinflusst. Steigt die Vorlauftemperatur bei einer Außentemperatur von ca. $\vartheta_a = 8^\circ\text{C}$ an, erreicht die Rücklauftemperatur ihr Minimum. Bei höheren Außentemperaturen steigt die Rücklauftemperatur wieder leicht an, überschreitet dabei aber nicht $\vartheta_R = 60^\circ\text{C}$. Hier liegt die geringste Spreizung zwischen Vor- und Rücklauftemperatur mit knapp $\Delta\vartheta_{V,R} = 20\text{ K}$ vor.

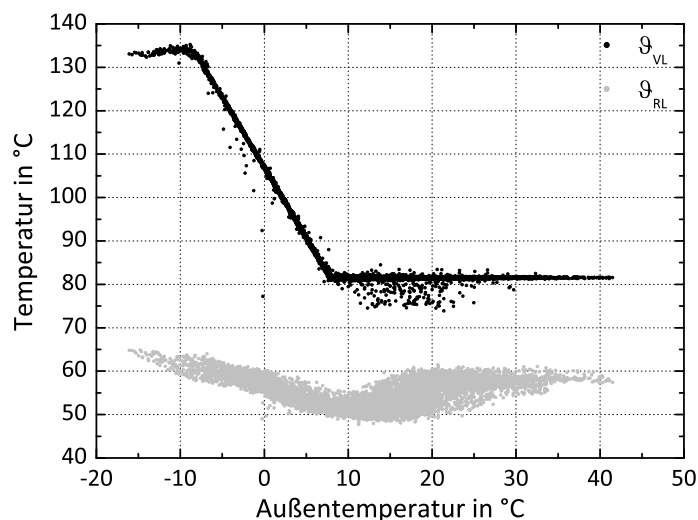


Abb. 3.19: Vor- und Rücklauftemperatur aufgetragen über der Außentemperatur im Fernwärmenetz

Wird die Vorlauftemperatur in Abhängigkeit von der Außentemperatur erhöht, steigt die gemessene Rücklauftemperatur an. Bei der niedrigsten Außentemperatur hat die Rücklauftemperatur mit $\vartheta_R = 65^\circ\text{C}$ ihr Maximum. In Verbindung mit dem Verlauf des Massestroms zeigt sich, dass das Netz nicht bei niedrigen Außentemperaturen, sondern bei der Kombination niedrigste Außentemperatur

mit niedrigster Vorlauftemperatur hydraulisch am stärksten belastet ist. Der Verlauf des Massestroms in Abhängigkeit der Außentemperatur ist in Abb. 3.20 aufgetragen. Dabei steigt der Massestrom kontinuierlich an, fällt dann bei der oben genannten Kombination aus Außen- und Vorlauftemperatur wieder ab, da die Vorlauftemperatur angehoben wird. Da bei niedrigen Außentemperaturen eine deutlich größere Temperaturdifferenz vorliegt, geht die hydraulische Belastung des Netzes zurück. Dies ist auf die hohe Anhebung der Vorlauftemperatur um fast $\Delta\vartheta_V = 55\text{ K}$ zurückzuführen.

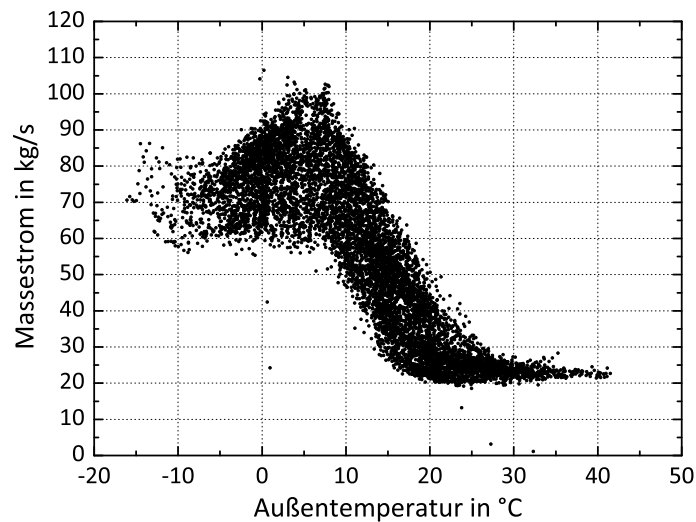


Abb. 3.20: Massestrom über der Außentemperatur aufgetragen, gemessen im Fernwärmenetz

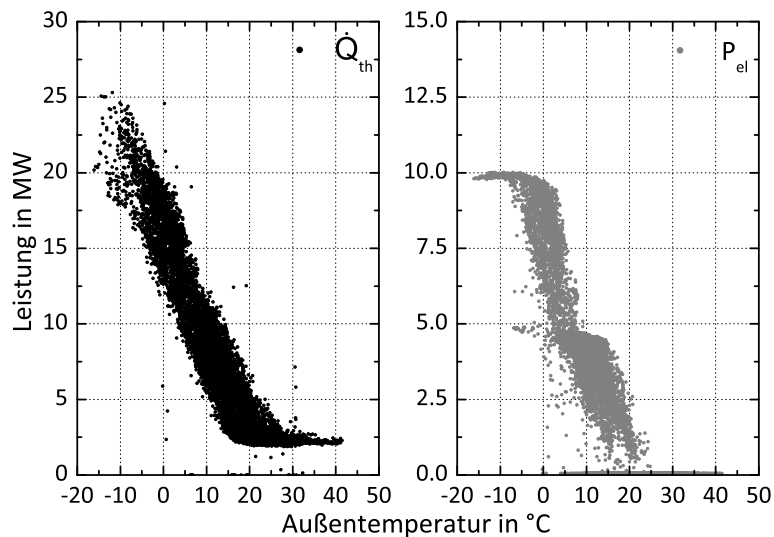


Abb. 3.21: Thermische und elektrische Leistung über der Außentemperatur für das Fernwärmenetz

Dennoch besteht zwischen der thermischen Leistung und der Außentemperatur wie im Nahwärmenetz ein linearer Zusammenhang mit einer gewissen Streuung, wie Abb. 3.21 zeigt.

Im Verlauf der elektrischen Leistung sind die beiden Bereiche, in denen eine der beiden oder beide Gasturbinen aktiv sind, klar sichtbar. Die Turbinen werden aller Wahrscheinlichkeit nach wärmegeführt betrieben. Genauere Angaben über Regelung, Hilfskühler, etc. sind nicht bekannt. Daher ist es schwer, die vorhandenen Messdaten genauer zu analysieren und Aussagen zu generieren, warum sich ein bestimmtes Muster in den Messdaten zeigt. Ab einer Außentemperatur von $\vartheta_a = 25^\circ\text{C}$ sind die Gasturbinen komplett abgeschaltet und die thermische Leistung von ca. $\dot{Q}_{th} = 2,5\text{ MW}$ wird mit dem Heizwerk bereitgestellt.

3.2.3. Netzhydraulik

Die thermohydraulische Berechnung von Wassernetzen mit dem Programm TRNSYS-TUD ist ausführlich in [174] dokumentiert. Zusätzliche, fernwärmespezifische Ergänzungen, wie erd- oder freiverlegte Rohrleitungen sowie die Simulation von Hausanschlussstationen sind in [54] beschrieben. Eine wesentliche Neuerung ist die automatisierte Konvertierung von GIS-Datenbanken oder Netzdaten von Auslegungssoftware von Fernwärmesystemen.

Bislang werden hydraulische Netze für Simulationen mit TRNSYS-TUD mithilfe des Programms TESTNETZ manuell erstellt und parametrisiert [175], [233]. Die Eingabe von Fernwärmesystemen ist dadurch zeit- und arbeitsintensiv. Um diesen Vorgang zu optimieren, sollen die vorhandenen Importschnittstellen, die bisher im Gebäudebereich genutzt werden, für den Import von Netzdaten aus Auslegungsprogrammen oder GIS-Datenbanken, wie z.B. bei der Netzneuplanung nach [90], erweitert werden. Die Vorgehensweise wird am Beispiel eines Nahwärmenetzes mit 17 Abnehmern eines städtischen Energieversorgers demonstriert. Die notwendigen Netzdaten werden im Beispielnetz aus dem Programm sisHYD exportiert [83]. Im ersten Schritt wird mit TESTNETZ ein neues Projekt angelegt und dieses gespeichert (siehe Abb. 3.22). Im Anschluss wird die neu angelegte Importfunktion "sisHYD" genutzt, um auf externe Daten im ASCII-Format zu zugreifen (siehe Abb. 3.23).

Als Datengrundlage dienen vier Dateien im csv-Format, in denen die Koordinaten und Parameter der Rohrleitungen und der Wärmeübergabestationen der einzelnen Gebäude dokumentiert sind. Die Spalten in den einzelnen Dateien sind mit Semikolon getrennt. Entsprechend der darin enthaltenen Daten wird das Netz automatisch importiert sowie die Einspeiser/Erzeuger und Abnehmer parametrisiert (siehe Abb. 3.24).

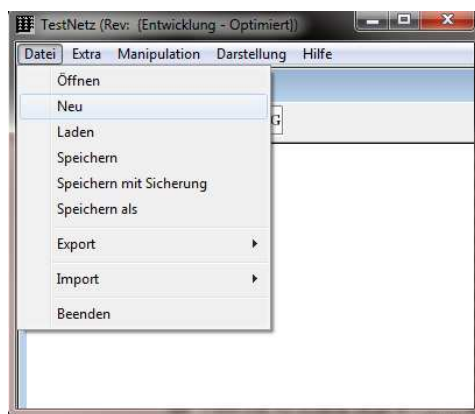


Abb. 3.22: Neues Projekt in TESTNETZ anlegen

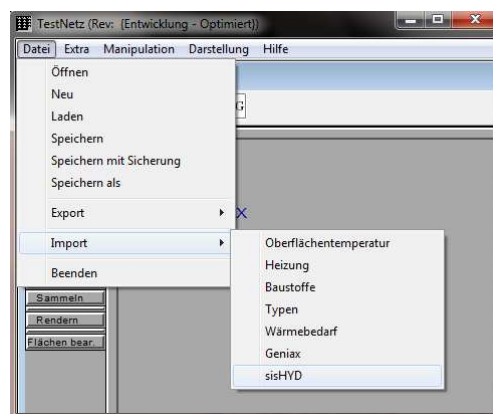


Abb. 3.23: Importfunktion für "sisHYD"-Daten

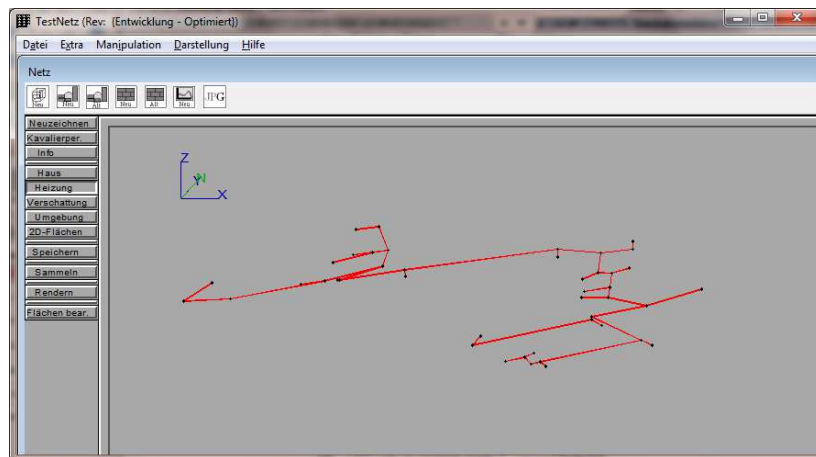


Abb. 3.24: Abbildung einer Netzstruktur mit Knoten, Trassen, Einspeiser und Abnehmern in TESTNETZ

Im Anschluss an diese Importfunktion liegt die komplette Netztopologie vor und die Abnehmer sind bereits charakterisiert. Dem Nutzer bleibt nun noch offen, die Kennlinie der zentralen Umwälzpumpe zu definieren (Abb. 3.25 und Abb. 3.26) und alle Inputwerte für Heizung und Trinkwassererwärmung (TWE) zur Verfügung zu stellen.

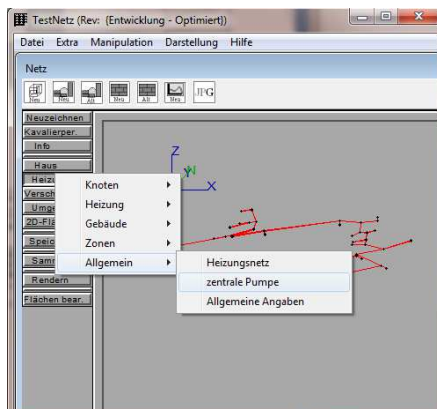


Abb. 3.25: Einfügen einer zentralen Pumpe

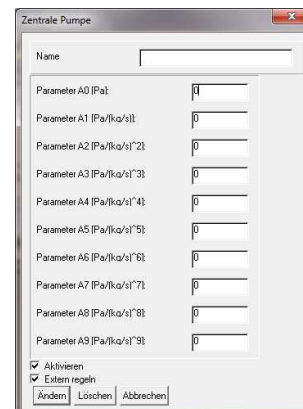


Abb. 3.26: Parameter der zentralen Pumpe

3.2.4. Abnehmerverhalten

Einen wesentlichen Einfluss auf die thermohydraulischen Gegebenheiten in einem Fernwärmenetz hat das Abnehmerverhalten. Dabei muss differenziert werden zwischen der abgenommenen Wärmeleistung und den sich an der Hausanschlussstation (HAST) einstellenden Temperaturen und Masseströmen. Wie im Abschnitt 3.1.1 zu Beginn gezeigt, werden in Simulationsprogrammen feste Lastprofile für die Leistung, die sich aus der Summe für Heizung und Trinkwassererwärmung (TWE) zusammensetzt, hinterlegt und konstante Rücklauftemperaturen angenommen. Aus den Ergebnissen in [54] wird abgeleitet, dass gerade die Rücklauftemperatur entscheidenden Einfluss auf die Wärmeverluste des Netzes, den Energieaufwand der Umwälzpumpen und die Kraftwerkseffizienz in KWK-Anlagen besitzt. Somit wird eine Modellierung der HAST vorgenommen, in der das Regelverhalten analytisch abgebildet wird

und ein vereinfachtes Gebäudemodell integriert, mit dem die Heizleistung in Abhängigkeit von den äußeren Randbedingungen ermittelt wird.

3.2.4.1. Ersatzmodell für das Heizungssystem

Das Verhalten des gesamten Heizungssystems eines Gebäudes wird durch einen Algorithmus angenähert, welcher in Abhängigkeit der Fernwärmeverlauftemperatur und einer Heizlastanforderung als Ausgabegrößen die Fernwärmerücklauftemperatur und den Massestrom übergibt. Wahlweise kann das Heizungssystem direkt an das FW-Netz gekoppelt oder als indirektes System durch einen weiteren Wärmeübertrager hydraulisch von Netz getrennt werden.

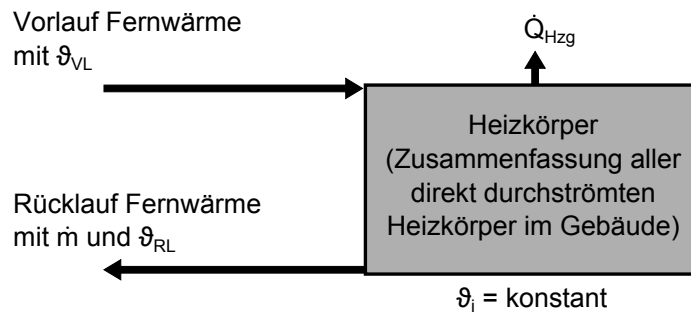


Abb. 3.27: Ersatzmodell für das Heizungssystem

Nach Abb. 3.27 wird dabei die gesamte übertragene Leistung in einem Heizkörper zusammengefasst an das Gebäude übertragen. Zugrunde liegt die Annahme, dass es ein Übertragungsverhalten $k \cdot A$ gibt, welches das gesamte Heizungssystem beschreibt. Der Einfluss der unterschiedlichen Raumtemperaturen wird dabei in erster Näherung vernachlässigt und das Übertragungsverhalten mit Hilfe der Auslegungsdaten der HAST bestimmt. Die Berechnungsgleichungen zur Bestimmung des Teillastverhaltens von Heizflächen sind in [96] und [183] ausführlich beschrieben. Entsprechend der geforderten Leistung wird im realen Heizungssystem der Massestrom über die Ventilstellung geregelt und es resultiert eine Rücklauftemperatur. Die Gl. 3.4, mit der logarithmischen Übertemperatur nach Gl. 3.5, zur Beschreibung des Einflusses der sich ändernden Temperaturdifferenz und des Massestroms auf den Wärmeübergangskoeffizienten lautet:

$$\frac{k \cdot A}{k_N \cdot A} = a \cdot \left(\frac{\Delta \vartheta_m}{\Delta \vartheta_{m,N}} \right)^n \cdot \left(\frac{\dot{m}}{\dot{m}_N} \right)^m \quad (3.4)$$

$$\Delta \vartheta_m = \frac{\vartheta_V - \vartheta_R}{\ln \left(\frac{\vartheta_V - \vartheta_i}{\vartheta_R - \vartheta_i} \right)} \quad (3.5)$$

Mit dem zusätzlich in das Modell integrierten Faktor a kann eine Unter- oder Überdimensionierung der Heizflächen gegenüber dem Auslegungsfall erzeugt werden. Standardmäßig nimmt a jedoch den Wert eins an.

Über die Gl. 3.6 wird der Zusammenhang zwischen der Heizleistung, dem Wärmedurchgangskoeffizienten und der logarithmischen Übertemperatur hergestellt.

$$\dot{Q} = k \cdot A \cdot \vartheta_m \quad (3.6)$$

Das Lastverhältnis φ kann durch Gl. 3.6 folgendermaßen ausgedrückt werden:

$$\varphi = \frac{\dot{Q}}{\dot{Q}_N} = \frac{k \cdot A \cdot \vartheta_m}{k_N \cdot A \cdot \vartheta_{m,N}} \quad (3.7)$$

Die Gl. 3.4 wird in Gl. 3.7 eingesetzt. Es entsteht dadurch folgender Ausdruck:

$$\varphi = a \cdot \left(\frac{\Delta\vartheta_m}{\Delta\vartheta_{m,N}} \right)^{1+n} \cdot \left(\frac{\dot{m}}{\dot{m}_N} \right)^m \quad (3.8)$$

Für die iterative Berechnung der Rücklauftemperatur und des Massestromes wird das Bisektionsverfahren eingesetzt [115].

3.2.4.2. Heizlastprofil

Die feste Vorgabe einer Heizlast für jeden Abnehmer soll durch die Berechnung der instationären Heizleistung in Abhängigkeit definierter Einflussfaktoren in TRNSYS-TUD ersetzt werden. Zwei mögliche Varianten dafür sind:

- Approximationsgleichungen aus der Regression historischer Daten zur Heizleistung von bestimmten Gebäudetypen ableiten.
- Die Bestimmung der Heizleistung für ein Gebäudemodell über eine Simulation, die jedoch in ihrer Komplexität einen vertretbaren Eingabeaufwand zur Genauigkeit der Ergebnisse aufweist.

Für beide Varianten ist die Kenntnis über die Größen, die einen relevanten Einfluss auf die Heizleistung ausüben, sehr wichtig. Unter anderem zählen zu diesen Parametern:

- Nutzerverhalten bzw. Nutzungsart des Gebäudes (Wohn- oder Bürogebäude)
- Betriebsart (durchgehend oder intermittierend)
- Innere Wärmegewinne
- Infiltration (Luftwechselrate)
- Solare Strahlung
- Außen- und Innentemperatur
- Wärmedämmung des Gebäudes

Nachdem die vorhandenen Verfahren im Abschnitt 3.1.1 vorgestellt wurden, wird in Kombination mit der Fernwärmesimulation das Verfahren nach DIN EN ISO 13790 zur Bestimmung des Heizlastprofils verwendet. Somit ist die Abhängigkeit von historischen Daten nicht mehr gegeben und die oben aufgelisteten Einflussfaktoren werden berücksichtigt.

3.2.4.2.1. Modellbeschreibung Heizlastberechnung nach DIN EN ISO 13790

Das gewählte Berechnungsverfahren nach [156] beruht auf einem äquivalenten Widerstands-Kapazitäten-Modell zwischen dem Innenraum und der äußeren Umgebung nach Abb. 3.28. Unter der vereinfachten Annahme, dass ein linearer Zusammenhang zwischen der Innenraumtemperatur und der Heizleistung besteht, wird das Gleichungssystem gelöst. Der Heizwärme- und / oder Kühlbedarf werden in Bezug auf die Differenz einer Soll-Innenraumtemperatur zur Außenlufttemperatur berechnet, wobei die thermische Speicherfähigkeit der Gebäude berücksichtigt wird. Das Lösungsmodell beruht auf einem Crank-Nicholson-Schema, bei dem das Gleichungssystem numerisch und mit einer Zeitschrittweite von einer Stunde gelöst wird. Da für die Simulation des Fernwärmenetzes auch andere Zeitschrittweiten in Frage kommen, wurde die Gültigkeit des Verfahrens für andere Zeitschrittweiten geprüft und konnte bestätigt werden. Mit dem Modell steht somit ein vereinfachtes dynamisches Simulationsverfahren zur Verfügung, mit dem Folgendes erreicht wird:

- iterationsfreie Lösung des Gleichungssystems
- eine Verringerung der Eingangsdaten auf ein Mindestmaß bei gleichzeitig relativ hoher Gestaltungsfreiheit des Gebäudemodells
- die Beibehaltung eines angemessenen Genauigkeitsgrades im Vergleich zu starren Lastprofilen

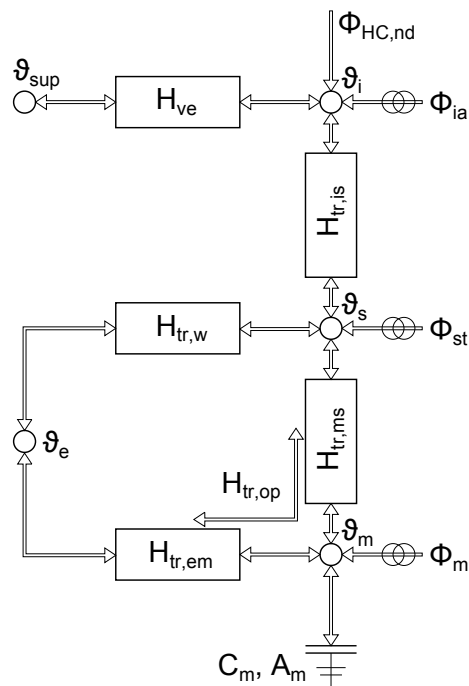


Abb. 3.28: Widerstands-Kapazitäten-Schaltung für das vereinfachte Gebäudemodell

Die Knotentemperaturen Innenluft ϑ_i , mittlere Temperatur der innen liegenden Oberflächen ϑ_s und Wand ϑ_m sind über Widerstände, hier als Wärmetransferkoeffizienten dargestellt, verbunden. Auf diese drei Knoten werden die inneren und solaren Gewinne aufgeteilt. Die thermische Masse der betrachteten Zone wird als Kondensator abgebildet. Über die opaken Bauteile, die Fenster und den Eintrag eines bestimmten Luftvolumenstroms steht das Gebäude mit der Umgebung in Wechselwirkung. Die Hauptvariablen des Modells sind:

- die Wärmetransferkoeffizienten für Transmission $H_{tr,w}$ der Türen, Fenster, Vorhangfassaden und verglasten Wände und $H_{tr,op}$ opaker Bauteile, unterteilt in $H_{tr,em}$ und $H_{tr,ms}$
- die lüftungsbezogenen Kenngrößen H_{ve} und ϑ_{sup}
- der thermische Kopplungsbeiwert $H_{tr,is}$
- die innere Wärmespeicherfähigkeit C_m
- die inneren und solaren Wärmequellen

In Abhängigkeit der momentanen Raumtemperatur können fünf mögliche Situationen zum Heiz- oder Kühlbetrieb auftreten:

1. Dem Gebäude muss eine Heizleistung zugeführt werden, jedoch ist die max. Heizleistung nicht ausreichend um den Sollwert zu erreichen. Da der Heizwärmebedarf auf die max. Heizleistung begrenzt ist, liegt die berechnete Innentemperatur unter dem Sollwert für das Heizen $\vartheta_{int,H,set}^{51}$.
2. Die Gebäudezone erfordert Heizung und die Heizleistung ist ausreichend. Die Innentemperatur entspricht $\vartheta_{int,H,set}$ und der berechnete Heizwärmebedarf liegt unter dem Höchstwert.
3. Liegt die Soll-Innentemperatur in dem geforderten Bereich, muss weder geheizt noch gekühlt werden⁵². Lediglich die sich neu einstellende Innentemperatur wird berechnet.

⁵¹Dies geschieht üblicherweise während der Aufheizphase.

⁵²Gleichgewichtsbedingungen

4. Die Gebäudezone muss gekühlt werden und die Kühlleistung ist ausreichend. Die Innentemperatur entspricht $\vartheta_{\text{int,C,set}}$ und der berechnete Kühlbedarf liegt unter dem Höchstwert.
5. Falls die Kühlleistung die maximale Kühlleistung überschreitet, wird die Kühlleistung auf den maximalen Wert beschränkt. Die berechnete Innentemperatur liegt über der Solltemperatur für das Kühlen $\vartheta_{\text{int,C,set}}$.

Als Stellgröße für die Heiz- bzw. Kühlleistung kann entweder die Lufttemperatur oder die operative Temperatur zum Einsatz kommen. Die Berechnungsvorschrift für die Bestimmung dieser beiden Größen und die Heiz- bzw. Kühlleistung ist ausführlich in [156] erläutert.

Im Folgenden werden die benötigten Eingangsdaten und Randbedingungen für das Modell beschrieben. Zudem wird gezeigt, wie der Detaillierungsgrad der Gebäudehülle minimiert wird, damit der Aufwand innerhalb eines Fernwärmenetzes in einem zumutbaren Rahmen bleibt.

Zur Definition der thermischen Gebäudehülle werden die äußeren Abmessungen des Gebäudes verwendet. Das Gebäude wird nicht in verschiedene Zonen unterteilt, sondern vereinfacht als eine beheizte Zone angesehen. Somit gelten auch nicht konditionierte Räume innerhalb der Zone als konditionierte Räume. Dem Benutzer bleibt es jedoch offen, das Gebäude mit der entsprechenden Zonierung zu modellieren und das Berechnungsverfahren auf die einzelnen Zonen anzuwenden.

Innere positive als auch negative Wärmeeinträge⁵³ umfassen die gesamte Wärme, die im konditionierten Raum durch innere Quellen erzeugt werden, unabhängig von der aufgewendeten Energie für die Raumheizung, Raumkühlung oder Warmwasserbereitung.

Die exakte Bestimmung der inneren und solaren Gewinne kann in [156] nachgeschlagen werden. Auf die Bestimmung dieser beiden Terme soll nicht näher eingegangen werden, da eine exakte Bestimmung für jedes Gebäude einzeln einen sehr großen Aufwand darstellt und individuell erfolgen muss. Für die Simulation eines Fernwärmenetzes mit mehreren hundert Abnehmern entziehen sich diese beiden Größen der exakten Kenntnis. Die inneren Gewinne lassen sich nur abschätzen oder, wie in Abschnitt 2.2.3 beschrieben, als Zeitverläufe aus Normen und unter Voraussetzung bestimmter Gegebenheiten vorgeben. KRAFT [126] hat beispielsweise sieben Nutzertypen definiert, die sich basierend auf üblichen Merkmalen der Lebensstilkonzepte unterscheiden. Somit können die Wechselwirkungen von Nutzerverhalten und Nutzungscharakteristik mit der Regelungsstrategie untersucht werden. Solch eine Vorgabe von bestimmten Nutzercharakteristiken wäre auch für ein großes Fernwärmenetz denkbar. Die Strahlungsdaten für ein abgegrenztes Gebiet können aus historischen Wetterdaten gewonnen werden. Der nächste Schritt zur exakten Bestimmung der solaren Gewinne ist jedoch das Wissen über die Ausrichtung des Gebäudes, wie groß der Fensterflächenanteil je Himmelsrichtung ist, Kenntnis über Verschattungen, etc. zu erlangen. Der Aufwand zur Datenbeschaffung und der Implementierung dieser Daten für das vereinfachte Gebäudemodell sind ebenfalls zu hoch. Aus diesem Grund werden die solaren Gewinne in vereinfachter Weise im Modell berücksichtigt. Die Außentemperatur wird als Randbedingung aus historischen Wetterdatensätzen vorgegeben. Hier kann auf eine Vielzahl von Wetterdaten des Deutschen Wetterdienstes zurückgegriffen werden und auch unterschiedliche Regionen in Deutschland werden unterschieden. In den Simulationen wird der Datensatz für das Testreferenzjahr 10, Zone 04, verwendet [42]. Bei der Datenbeschaffung für zwei konkrete Nah- bzw. Fernwärmenetze hat sich gezeigt, dass diese jedoch nicht problemlos und ohne Vereinfachungen durchführbar ist. Detaillierte Gebäudedaten wie z.B. U-Werte des Mauerwerks lassen sich nicht ohne größeren Aufwand ermitteln und die Aufnahme jedes einzelnen Gebäudes in einem größeren Netz erweist sich als zu zeitintensiv. Zur Charakterisierung der Gebäude dient daher ein Fragebogen auf Grundlage von [139]. Durch statistische Analyse von mehr als 4000 Wohngebäuden entstand in [139] ein einfaches Verfahren zur Abschätzung der Bauteilflächen⁵⁴. Als Eingangsgrößen werden nur die Parameter benötigt, welche die Hüllfläche wesentlich beeinflussen. Dadurch kann schon durch eine Sichtung der Gebäude von außen eine Aussage über die einzelnen Bauteilflächen getroffen werden. Auf der Basis verschiedener Quellen wurden Pauschalwerte für den Wärmedurchgangskoeffizienten (U-Wert) abgeleitet, die ausgehend von leicht zu ermittelnden Eigenschaften des Gebäudes eine grobe Bewertung der Qualität der thermischen Hülle von Bestandsgebäuden erlauben.

⁵³ Aus dem Innenraum an Kältequellen bzw. "Senken" abgegebene Wärme

⁵⁴ Außenwand, Fenster, Dach und Kellerdecke

3.2.4.3. Trinkwassererwärmung

3.2.4.3.1. Speicherladesystem

Für die Beschreibung der Warmwasserspeicher werden ebenfalls analytische Modelle benötigt, da die Rechenkapazität die numerische Simulation vieler einzelner Abnehmer nicht erlaubt. Auch um auf das Speicherverhalten Einfluss nehmen zu können, darf der Speicherladevorgang nicht mit festgelegten Zeitverläufen für Massestrom und Temperaturen beschrieben werden, sondern muss eine funktionelle Abhängigkeit aufweisen.

Das analytische Modell des Speichers wird als ideal durchmischter Rührkessel verstanden, der eine einheitliche Fluidtemperatur ϑ_{SL} aufweist. Im einfachsten Fall beinhaltet die Energiebilanz um den Warmwasserspeicher

- den zugeführten Wärmestrom des Ladekreises \dot{Q}_{zu} ,
- die Enthalpiestromdifferenz $\Delta\dot{H}$ als Summe der zu- und abgeführten Enthalpieströme für Warmwasser $\Delta\dot{H}_{TWE}$, Zirkulation $\Delta\dot{H}_{Zirk}$ und Kaltwasser $\Delta\dot{H}_{KW}$,
- und den Wärmeverlust \dot{Q}_V .

Der Wärmeverlust kann als konstanter Mittelwert oder in Abhängigkeit der mittleren Speichertemperatur gegeben werden. Die Modellierung in TRNSYS-TUD wird nach Abb. 3.29 umgesetzt. Das Speicherladesystem besitzt einen Pufferspeicher mit Anschlüssen für Warmwasser, Zirkulation und Kaltwasser sowie für den Ladekreis. Der Ladekreis ist über einen Plattenwärmeübertrager hydraulisch vom Fernwärmenetz entkoppelt. Der Schaltzustand der Ladepumpe folgt einer 2-Punkt-Regelung. Im eingeschalteten Zustand bleibt der Massestrom konstant. Die Regelung der Vorlauftemperatur im Ladekreis $\vartheta_{TWE,V}$ wird über das Regelventil RV3 realisiert. Als Besonderheit wird die Wärmerückspeisung in das Fernwärmenetz mit Hilfe einer zusätzlichen Regelabfrage verhindert. Übersteigt die Speicheraustrittstemperatur $\vartheta_{TWE,R}$ die Netzvorlauftemperatur $\vartheta_{FW,V}$, schließt das Regelventil RV3 und verhindert somit die Aufheizung des Fernwärmerücklaufs. In der konventionellen Fahrweise mit Vorlauftemperaturen, die immer höher sind als die Soll-Warmwassertemperatur, tritt das Problem der Wärmerückspeisung nicht auf. Sollten jedoch durch die Absenkung des Temperaturniveaus im Fernwärmenetz die Vorlauftemperaturen in den Bereich der Speicherladetemperatur kommen, kann ohne diese Regelung etwa die Hälfte der dem Speicher zugeführten Wärme an das Fernwärmenetz übertragen werden [54].

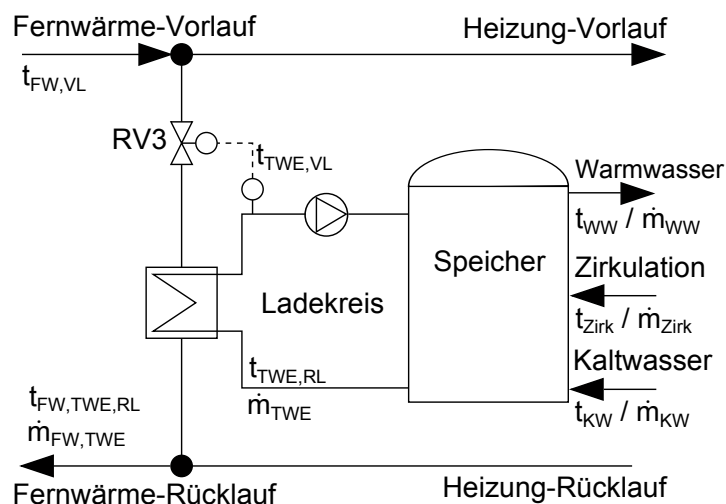


Abb. 3.29: Schaltbild des Speicherladesystems

3.2.4.3.2. Durchflusssystem

Erfolgt die TWE in Wohnungsanschlussstationen mit weniger als 31 Wasserinhalt (Warmwasser), muss kein Legionellenschutz berücksichtigt werden, sodass Warmwassertemperaturen kleiner $\vartheta_{TWE} < 60\text{ °C}$ gewählt werden können und ein Durchflusssystem für die Trinkwassererwärmung in Frage kommt. Um den Simulationsaufwand bei der Simulation aller einzelnen Wohnungen im Mehrfamilienhaus zu vereinfachen, werden alle Stationen der TWE zu einer zentralen Anlage zusammengefasst. Diese wird schematisch in Abb. 3.30 dargestellt. Es handelt sich um ein einstufiges Durchflusssystem ohne Zirkulationsleitung, da die Schaltung die Summe aller Wohnungsanschlussstationen repräsentieren soll. Eine ausführliche Beschreibung der Modellierung ist in [54] dokumentiert.

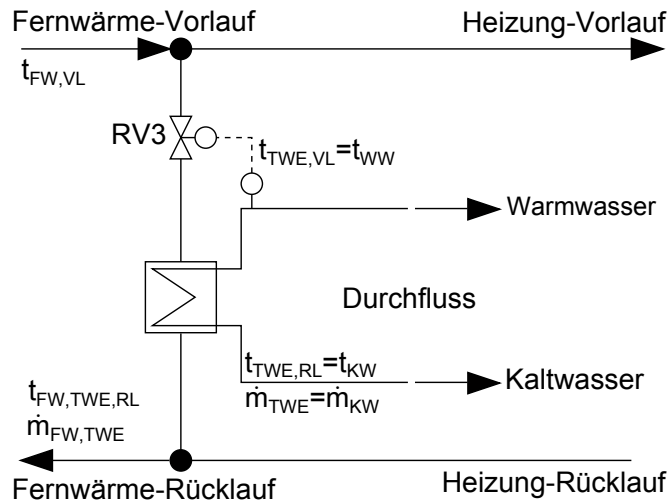


Abb. 3.30: Schaltbild des Durchflusssystems

3.2.4.3.3. Zapfprofile für die Trinkwassererwärmung

Die Zapfprofile der TWE werden mit dem kostenfreien Programm DHWCALC erstellt, eine Entwicklung im Rahmen des "Solar Heating and Cooling Program" (IEA-SHC) Task 26 [109], gefördert durch das Bundesministerium für Arbeit und Wirtschaft [234]. DHWCALC ist ein Werkzeug zur Generierung von Trinkwasser-Zapfprofilen auf statistischer Basis. Zum Erstellen der Zapfprofile benötigt das Programm Angaben über Zeitdauer und zeitliche Auflösung, der Anzahl an Wohneinheiten und Nutzern. Die zeitliche Verteilung der Zapfungen kann eingegrenzt und maximale sowie minimale Durchflussraten festgelegt werden. Darauf aufbauend werden normierte Zapfprofile über Wahrscheinlichkeitsverteilungen auf den gegebenen Zeitraum erstellt und miteinander überlagert. Für jedes Gebäude wird somit ein Zapfprofil generiert, welches die Gleichzeitigkeit aller Nutzer berücksichtigt. Die Zapfprofile werden als zeitabhängige Inputgrößen an die Modellierung der TWE übergeben.

3.2.5. Modellvalidierung mit GENOPT

Wenn mittels Smart Meter zusätzlich zeitliche Verläufe der Leistungsabnahme der Kunden vorliegen, ist es vorstellbar über eine Modellvalidierung die Gebäudemodelle zu verbessern, indem die Simulation mit Messdaten abgeglichen wird. Für diese Art der Optimierung bietet sich das leistungsfähige Programm GENOPT an, welches in Kombination mit einem Simulationstool das Minimum einer (Kosten-)Funktion lokalisiert [104]. GENOPT kann dabei mit jedem Simulationsprogramm gekoppelt werden, welches die Inputs und Outputs in Textdateien verarbeitet. Als Beispiele für Simulationsprogramme werden ENERGYPLUS, TRNSYS, DYMOLA, IDA-ICE oder DOE-2 genannt. GENOPT ist

in der Programmiersprache JAVA geschrieben, so dass es plattformunabhängig ist. Die Bibliothek von GENOPT umfasst eine Vielzahl von Optimierungsalgorithmen, mit denen lokale und globale ein- und mehrdimensionale Probleme gelöst werden können. Abb. 3.31 zeigt die Schnittstellen zwischen der Optimierung mit GENOPT und dem jeweiligen Simulationsprogramm.

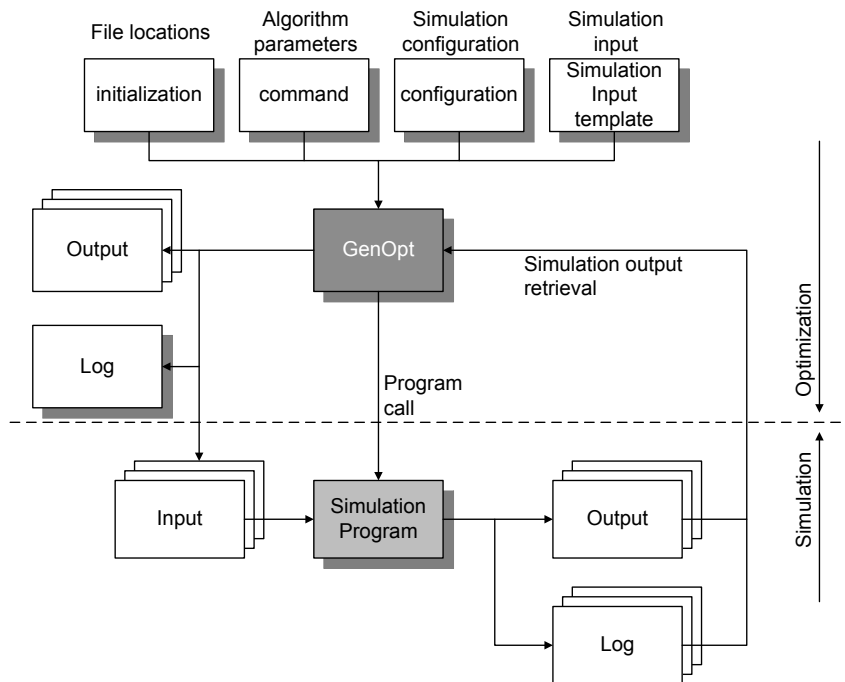


Abb. 3.31: Schnittstellen zwischen GENOPT und dem Simulationsprogramm [104]

Dabei ist die Vorgehensweise von GENOPT folgende: Das Simulationsprogramm wird aufgerufen und simuliert einen definierten Zeitabschnitt. Innerhalb der Simulation wird der numerische Wert der Funktion berechnet, der von GENOPT zu minimieren ist. Um diesen Wert zu minimieren, kann GENOPT über einen oder mehrere veränderliche Parameter die Randbedingungen der Simulation manipulieren. Nach jeder neuen Simulation überprüft GENOPT das Ergebnis und verändert die Parameter soweit, bis entweder ein vorgegebenes Abbruchkriterium oder die maximale Anzahl an Iterationen erreicht sind. Somit wird die Simulation ständig von GENOPT neu aufgerufen. Wenn die Optimierung sich über den gesamten Simulationszeitraum erstreckt, ist das Optimierungsziel nach einem Aufruf von GENOPT erreicht. Bei einer Optimierung mehrerer Zeitschritte muss die Prozedur jedoch für jeden dieser Schritte wiederholt werden, d.h. GENOPT wird mehrmals hintereinander ausgeführt. Die beiden unterschiedlichen Optimierungsvorgänge sind in Abb. 3.32 und Abb. 3.33 gegenübergestellt. Die Vorgehensweise von GENOPT erzeugt somit bei der Optimierung von einzelnen Zeitschritten innerhalb einer Simulation zwei Probleme:

- Die Konfiguration für die Simulation in GENOPT muss nach jedem optimierten Zeitschritt verändert und die Optimierung neu aufgerufen werden. Dies muss durch eine Automatisierung geschehen, da die händische Anpassung viel Zeit in Anspruch nimmt.
- Die Simulation muss für jeden Durchlauf von Beginn an durchlaufen werden, damit bei jedem Durchlauf die gleichen Simulationsergebnisse vor dem zu optimierendem Zeitschritt vorliegen. Dadurch geht sehr viel Zeit verloren, da dieser Abschnitt der Simulation immer wieder simuliert wird, obwohl die Ergebnisse sich nicht verändern.

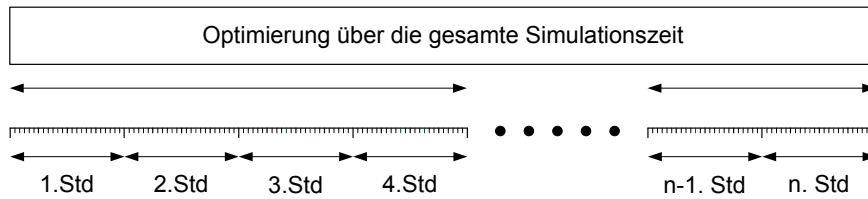


Abb. 3.32: Optimierung über die gesamte Simulationszeit

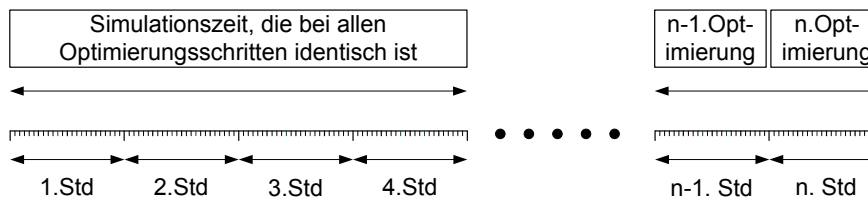


Abb. 3.33: Optimierung von einzelnen Zeitschritten

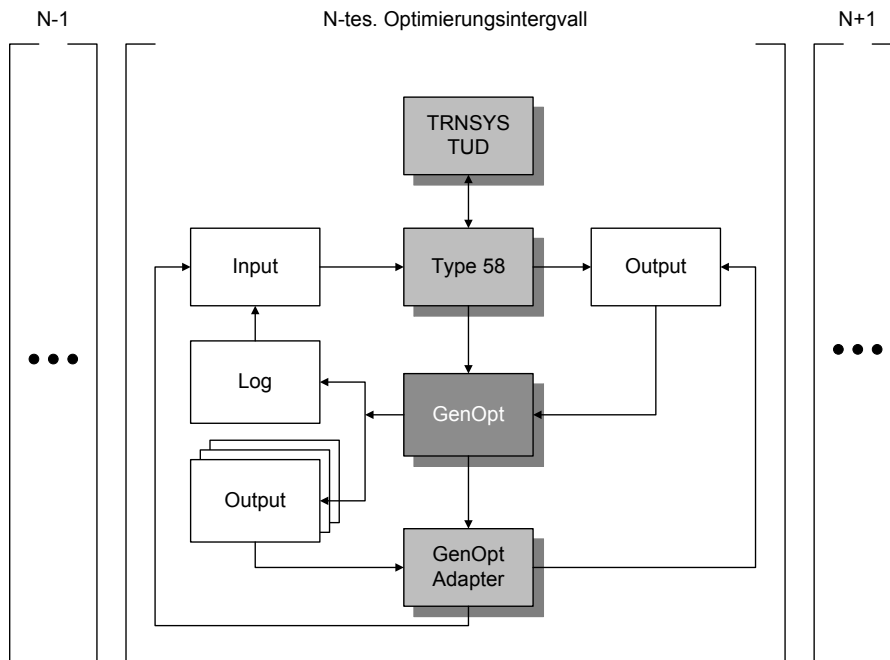


Abb. 3.34: Fließbild zwischen GENOPT und TRNSYS-TUD mit dem GENOPTADAPTER

Zu diesem Zweck wurde innerhalb von TRNSYS-TUD das *Type 58* programmiert, welches die genannten Probleme löst und die Kommunikation zwischen GENOPT und TRNSYS-TUD realisiert. Als Hilfsprogramm zur Kommunikation verwendet das *Type 58* den GENOPTADAPTER, welcher die Verbindung zwischen GENOPT und TRNSYS-TUD übernimmt. Das *Type 58* erzeugt einen Output, welcher die Ergebnisse für das Optimierungsintervall enthält. Dann ruft *Type 58* GENOPT auf, welches

wiederum stellvertretend für das Simulationsprogramm den GENOPTADAPTER startet. Dieser liest die Ergebnisse aus dem Optimierungsintervall ein und erzeugt eine Inputdatei für GENOPT. Diese Inputdatei wird von GENOPT analysiert. GENOPT hat nun zwei Möglichkeiten: Die Optimierung ist abgeschlossen und es wird eine Logdatei erzeugt, in der die Ergebnisse dokumentiert sind oder es wird ein Output erzeugt, in dem die angepassten Parameter für den nächsten Simulationsdurchlauf stehen. Für den zweiten Fall liest der GENOPTADAPTER die neuen Eingabewerte und übergibt diese über eine Input-Datei an das *Type 58*. Damit die Simulation nicht von vorne beginnen muss, hat das *Type 58* alle Parameter am Anfang des Optimierungsintervalls gespeichert und kann ab diesem Zeitpunkt mit den neuen Parametern das Intervall wiederholen. Der beschriebene Zyklus wird dann wieder neu gestartet. Ist das Optimierungsziel erreicht und die Logdatei von GENOPT vorhanden, prüft das *Type 58* diese und kann zum nächsten Intervall gehen. Das zu dieser Beschreibung korrelierende Fließschemata ist in Abb. 3.34 dokumentiert.

3.2.6. Dezentrale Wärmespeicherung

Eine Zielstellung des Forschungsvorhabens ist die Untersuchung von Speichermöglichkeiten innerhalb des Gebäudes. Dazu zählt die Verwendung der vorhandenen Gegebenheiten, bestehend aus Speichermasse der Gebäude und die Trinkwarmwasserspeicher. Diese Varianten sind mögliche Alternativen zur konventionellen, zentralen Wärmespeicherung. Dabei soll gezeigt werden, ob es im Sinne des Smart Metering Gedankens möglich und sinnvoll ist, die thermische Energiespeicherfähigkeit des Gebäudes und die der TWE-Anlagen zur Optimierung der Betriebsweise der zentralen Energieversorger zu nutzen. Der Energieversorger erhält dabei die Möglichkeit, mit einem zentralen Regelsignal in die Lade- und Entladevorgänge der Abnehmer einzugreifen. Den Bearbeitern ist sehr wohl bewusst, dass dieser Eingriff mit den heute gültigen Vertrags- und Eigentumsverhältnissen sowie dem Informationsaustausch zwischen Abnehmer und Erzeuger nicht realisierbar ist. Die nachfolgenden Untersuchungen zielen vorerst auf eine energetische Potenzialanalyse ab und vernachlässigen im ersten Schritt sowohl die Wirtschaftlichkeit unter aktuellen Randbedingungen als auch die fragliche Nutzerakzeptanz und die notwendigen rechtlichen Rahmenbedingungen dieser neuartigen Technologie und Betriebsführung. Die Umsetzung geschieht folgendermaßen, dass mittels eines zentralen Regelsignals jedem Thermostatregler in jedem Gebäude kommuniziert wird die Soll-Innenraumtemperatur zu verändern. Soll den Gebäuden zu einem bestimmten Zeitpunkt aus meist wirtschaftlichen Gründen mehr oder weniger Wärme zugeführt werden, als dies mit den aktuellen Parametern notwendig ist, wird der Sollwert der Innenraumtemperatur innerhalb eines definierten Bereiches verändert. Damit kann die Heizleistung in gewissen Grenzen verschoben werden. Als Zeitraum dieser Sollwert Unter- oder Überschreitung werden $\tau = 15, 30$ und 60 Minuten angesetzt. Durch das kurzzeitige Überheizen oder Unterkühlen kommt es zu einer Be- oder Entladung der Speichermassen des Gebäudes, also einer Lastverschiebung. Im Zusammenspiel mit Lastprognosen wäre es denkbar, gezielt auf mögliche Lastspitzen zu reagieren und eine Verminderung dieser durch die gezielte Anhebung der Soll-Innenraumtemperatur im Vorfeld zu erreichen. Die Änderung der Wärmeverluste des Gebäudes ist bei dem untersuchten Temperaturintervall von $\Delta\vartheta = 0,5$ und $1,0$ K vernachlässigbar gering. Statistische Untersuchungen nach [47] zeigen, dass der durchschnittliche Mensch innerhalb eines Temperaturbereiches von $\vartheta = +/-1$ K keine Änderung seiner Behaglichkeit wahrnimmt.

Zusätzlich leitet die Änderung der Soll-Innenraumtemperatur ein Regelsignal an die Trinkwassererwärmungsanlage. Die Speicherladesysteme werden daraufhin überprüft, ob sie sich aktuell im Lade- oder Ruhezustand befinden. Wenn der Speicherladekreis nicht aktiv ist, wird er durch das zentrale Regelsignal aktiviert und beginnt einen Ladevorgang innerhalb der definierten Temperaturgrenzen der Ein- und Ausschaltintervalle. Die angestellte Variantenrechnung mit dem realen Nahwärmenetz besitzt folgende Charakteristika:

- Simulationsdauer: 10 Tage
- Zeitschrittweite: 3 Minuten

- Außentemperatur: Messdaten in der Nähe des Nahwärmenetzes

Dabei unterscheiden sich die Varianten in

- der Zeitdauer des übergeordneten Regelsignals
- der untersuchten Jahreszeit
- der Differenz der Innenraumtemperatur vom Sollwert

Eine Übersicht der Varianten findet sich in Tab. 3.4.

Dauer	Jahreszeit		
	Sommer	Übergang	Winter
15 Min	Anhebung um $\vartheta = 0,5$ K und 1 K		
30 Min			
60 Min			

Tabelle 3.4: Variantenmatrix

3.2.7. Einsatzoptimierung mit FWOPT

FWOPT ist eine Erweiterung des frei verfügbaren Optimierungstools FREEOPT. Bei FREEOPT handelt es sich um ein im Rahmen von [54] entstandenes, frei verfügbares Optimierungstool für die Einsatzplanung von Wärmeerzeugern im Verbund mit Wärmespeichern in einem Fernwärmenetz und dient als Entscheidungs- und Planungshilfe für bestehende oder neue Fernwärmesysteme. Mit Hilfe mathematischer Optimierungsverfahren erfolgt durch Maximierung des Deckungsbeitrags, Minimierung der CO₂-Emission oder Minimierung der Primärenergie die Ermittlung des kostenoptimalen Fahrplans: Wann wird welcher Erzeuger in welcher Form eingesetzt, wie werden die Speicher gefahren und welches Volumen der Stromverträge wird genutzt?

Bereits bei kleineren Erzeugerparks ist die Zahl der möglichen Betriebsweisen sehr groß, so dass die rechnergestützte Entscheidung wirtschaftliche Potentiale aufzeigen kann. Eine ausführliche Beschreibung der Funktionsweise des Optimierungstools sowie ein Anwendungsbeispiel findet sich in [54]. FREEOPT wurde dabei speziell für kleinere Versorgungsunternehmen und Planungsbüros entwickelt, so dass auch mit der erweiterten Version FWOPT die im Forschungsvorhaben betrachteten dezentralen Strukturen bzw. regional begrenzten Netze untersucht werden können.

Der Optimierungszeitraum sowie die Anzahl der Zeitschritte von FWOPT können beliebig vorgegeben werden. Übliche zeitliche Auflösungen liegen im Stundenbereich – für die spätere Kopplung von der Simulation mit der Optimierung sowie für die Untersuchung der Nutzung des Fernwärmenetzes als Speicher werden jedoch zeitliche Auflösung von 12 bzw. 10 Minuten notwendig. In Anlehnung an Abb. 3.1 können in FWOPT die in Tab. 3.5 aufgeführten Erzeuger verwendet werden.

Thermische Speicher werden über die Eingabe der technischen Grenzen wie maximaler und minimaler Speicherinhalt sowie Lade-/Entladeleistungen definiert. Die Implementierung des Netzspeichers ist wesentlich aufwendiger und erfordert eine Reihe von Voruntersuchungen sowie die Entwicklung einer Methode der Approximation der Netzspeicherleistung, die im Kapitel 3.2.10 betrachtet wird. Bei den vorzugebenden Lastgängen für Strom und Wärme in Form von Zeitreihen handelt es sich um simulierte Lastprofile. Zielgrößen der Optimierung sind neben dem Deckungsbeitrag die CO₂-Emission sowie die Primärenergie.

Ein besonderer Fokus liegt auf der Untersuchung, inwieweit sich Variabilitäten des Strom- und Gaspreises sowie mögliche Verschiebungen der thermischen Last auf den optimalen Einsatzplan auswirken.

	Auswählbare Erzeuger			
	BHKW	Kessel	Wärmepumpe	Thermische Solaranlagen
Technische Grenzen	+	+	+	+
Stromkennzahl	+			
Wirkungsgrad	+	+	+	+
Begrenzung Anfahrvorgänge/ Anfahrkosten	+	+		
Mindeststillstandzeiten/ Mindestlaufzeiten	+	+		
Elektrischer Eigenbedarf	+	+	+	+
CO ₂ -Emissionen	+	+		
Stromvergütungen	+			
Hilfs-/Notkühler	+			

Tabelle 3.5: Übersicht auswählbare Erzeuger FWOPT

Es besteht die Möglichkeit des Strombezugs über den übergeordneten Netzbetreiber oder über die Börse. Bei Strombezug über den Netzbetreiber sind feste Preise über einen längeren Zeitraum (mehr als ein Jahr) üblich, prinzipiell verschiedene Preisstaffelungen aber denkbar. An der Börse gibt es eine Vielzahl an vordefinierten, handelbaren Produkten, wie z.B.:

- Jahresblöcke
- Quartalsblöcke
- Monatsblöcke
- Day-Ahead Tages- und Stundenblöcke
- Intraday Stundenblöcke

Diese werden zu festen Preisen für den jeweiligen Zeitraum gehandelt. FWOPT bietet die Möglichkeit, jede Art von Bezugs- oder Liefervertrag zu definieren. Im Rahmen der Untersuchungen werden daher Day-Ahead-Stundenblöcke des Stromspotmarktes als variable Strompreise verwendet, die als fest vorgegebene Randparameter in die Optimierung einfließen.

Der Gasbezug erfolgt analog dem Strom über den übergeordneten Netzbetreiber oder die Börse. Bei Gasbezug über den übergeordneten Netzbetreiber handelt es sich üblicherweise um längerfristige (mehr als ein Jahr) Verträge zu festen Preisen. Beim Gasbezug über die Börse gibt es wie bei der Strombörse entsprechende Produkte. Vor allem der Spotmarkt ist bisher noch nicht stark ausgeprägt, die Preise unterliegen auf Grund der guten Speicherbarkeit von Gas keinen großen Schwankungen.

Im Unterschied zum Strom gibt es im Wärmesektor keine börsennotierte Handelsmöglichkeit, da kein übergeordnetes Netz existiert. Bei ggf. vorhandenem Fernwärmeanschluss eines übergeordneten Energieversorgers sind Wärmebezugsverträge mit dem Netzbetreiber möglich, üblicherweise handelt es sich bei Wärmefremdbezug um längerfristige (mehr als ein Jahr) Verträge mit festen Preisen. Bei Wärmeverkauf an den Endkunden, wäre ein zeitlich variabler Wärmeverkaufspreis, um die sich ergebenden Lasten zu verschieben, denkbar – es wird davon auf Grund der nur schwer abzuschätzenden Abhängigkeiten zwischen Preisanreiz und Lastverschiebung davon abgesehen. Zur Verschiebung der Last erfolgt alternativ eine Akzeptanz von Toleranzen der Soll-Innenraumtemperatur, d.h. eine Akzeptanz des bewussten Überheizens in vertretbaren Maßen (siehe Abschnitt 3.2.6). Die Toleranzen der Soll-Innenraumtemperatur führen zu einer Variabilität des thermischen Lastgangs innerhalb eines vorgegebenen Zeitabschnitts und durch eine direkte Kopplung des Überheizens an den variablen Strompreis beim Handel auf dem EEX-Spotmarkt soll eine Gewinnsteigerung über die Einsatzzeiten von KWK-Anlagen erzielt werden. Gleiches kann durch die aktive Steuerung der TWE-Speicher jedes Abnehmers erfolgen.

3.2.8. Vergleich zentrale und dezentrale Wärmeeinspeisung

3.2.8.1. Untersuchungsgegenstand

In diesem Kapitel erfolgt eine theoretische Untersuchung, inwieweit sich eine zentrale Versorgung eines kleineren Wohngebiets über ein Fernwärmenetz von einer dezentralen Versorgung über mehrere kleinere Insellösungen rein von den maximal erzielbaren Gewinnen her unterscheidet. Außerdem sollen die Unterschiede in den jeweiligen optimalen Fahrweisen für die beiden Versorgungsstrukturen zentral und dezentral aufgezeigt werden. In beiden Fällen erfolgt die Wärmeversorgung komplett über BHKWs. Der jeweilige Lastgang der Wärme ist vorgegeben und muss aufgrund der zu gewährleistenden Versorgungssicherheit zu jedem Zeitpunkt gedeckt sein. Die Vergütung der gelieferten Wärme erfolgt zu einem Festpreis. Der in den BHKWs generierte Strom wird komplett am Stromspotmarkt im Day-Ahead-Geschäft stundenweise verkauft, das öffentliche Stromnetz ist daher als übergeordnetes Bindeglied der Energieerzeugung anzusehen. In Bezug auf die Bereitstellung thermischer Energie kann sowohl die zentrale als auch die dezentrale Versorgung jeweils als energieautark angesehen werden. Kosten entstehen durch die zum Betreiben der Erzeugeranlagen benötigten Brennstoffe. Der Gewinn ergibt sich aus der Summe der Einnahmen von Strom- und Wärmeverkauf abzüglich der Brennstoffkosten. Die Minimierung der veränderlichen Betriebskosten und -erlöse erfolgt mit FWOPT. Zielstellung ist die Ermittlung der optimalen Fahrweise für jeden untersuchten Fall. Die durch die Optimierung gewonnenen Ergebnisse dienen der Bewertung der untersuchten Varianten. Als Untersuchungsgegenstand wird das bereits vorgestellte Nahwärmenetz verwendet, dessen Netzstruktur in Abb. 3.3 dargestellt ist. Die Ergebnisse sind auf Fernwärmenetze ähnlicher Größe prinzipiell verallgemeinerbar.

3.2.8.2. Randbedingungen

Im ersten Fall⁵⁵ erfolgt eine zentrale Versorgung der Abnehmer über ein Fernwärmenetz durch ein BHKW. Ebenfalls zentral angeordnet existiert ein thermischer Verdrängungsspeicher. Im zweiten Fall⁵⁶ werden einzelne, örtlich nah beieinander liegende Abnehmer zu insgesamt sieben Abnehmergruppen zusammengefasst. Jede Abnehmergruppe beinhaltet ein dezentrales BHKW sowie zusätzlich einen thermischen Verdrängungsspeicher. Die Leistungsgrößen der Erzeuger und der Speicher sind entsprechend den Anschlussleistungen angepasst. Die sieben Abnehmergruppen erhalten die Bezeichnungen A bis G. In Abb. 3.35 sind in dem Netzplan des untersuchten Nahwärmenetzes die einzelnen Abnehmergruppen durch eine Umrandung markiert. Gegebenenfalls notwendige Leitungen von den dezentralen BHKWs zu den Verbrauchern werden vernachlässigt.

Für die beiden Fälle zentral und dezentral stammen die thermischen Lastgänge aus einer thermohydraulischen Jahressimulation mit TRNSYS-TUD. Als Datengrundlage dient das Testreferenzjahr TRY-04 [42]. Die zeitliche Auflösung der Simulation beträgt 3 Minuten. Für den Fall zentral ergeben sich die Lastgänge aus der Erzeugerleistung, für den Fall dezentral aus der Summe der jeweiligen Abnehmerleistungen⁵⁷. Die größte thermische Last wird als thermische Anschlussleistung interpretiert. Im Fall zentral sind es $\dot{Q}_{th} = 3891 \text{ kW}$, die Werte für die einzelnen Verbrauchergruppen sind in Tab. 3.6 dargestellt. Die Erlöse durch den Verkauf der Wärme berechnen sich über den durchschnittlichen Wärmepreis des Jahres 2009, der nach [43] in Deutschland bei $P = 6,90 \text{ ct/kWh}$ liegt. Die Erlöse durch den Stromverkauf ergeben sich durch die stündlich aufgelösten Stromspotmarktpreise der EEX. Für die Berechnungen werden die historischen Daten aus dem Jahr 2009 verwendet.

⁵⁵Bezeichnung im Folgenden als *Fall zentral*

⁵⁶Bezeichnung im Folgenden als *Fall dezentral*

⁵⁷bestehend aus der Summe von Heiz- und TWE-Leistung

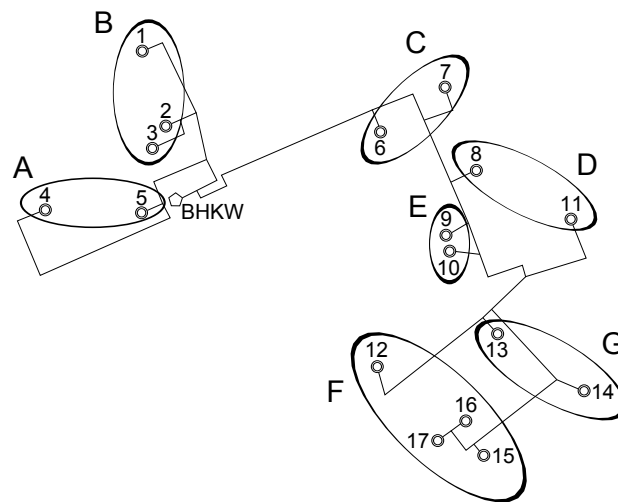


Abb. 3.35: Verbrauchergruppen des realen Nahwärmenetzes

Verbrauchergruppe	A	B	C	D	E	F	G
Anschlussleistung (\dot{Q}_{th} in kW)	472	802	315	675	390	694	552

Tabelle 3.6: Anschlussleistungen der Verbrauchergruppen

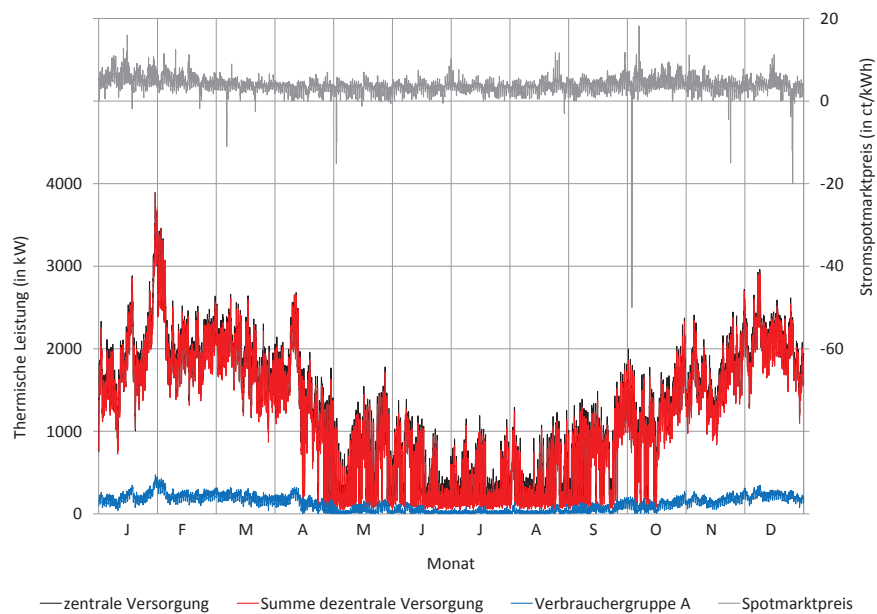


Abb. 3.36: Zeitlicher Verlauf des thermischen Lastgangs des Nahwärmenetzes und der Stromspotmarktpreise (Zeitraum: 1 Jahr)

Es wird eine Jahresoptimierung mit einer zeitlichen Auflösung von einer Stunde durchgeführt. Da die simulierten thermischen Lastgänge in einer zeitlichen Auflösung von $\tau = 3$ Minuten vorliegen, müssen diese über eine Mittelwertbildung angepasst werden. In Abb. 3.36 ist der Jahresverlauf der thermischen Last dargestellt. Die schwarze Kurve steht für die Gesamtlast bei einer zentralen und die rote bei einer dezentralen Versorgung, blau hinterlegt ist der thermische Lastgang der Verbrauchergruppe A. Es ist der typische Verlauf thermischer Lasten innerhalb eines Jahres mit einer Senke in den Sommermonaten und einer Spitze in den Wintermonaten zu erkennen. Der jeweils höchste Wert der thermischen Last wird im Februar erreicht, da in dieser Zeit ein Minimum der Außentemperatur vorliegt. Aufgrund der geringeren Anzahl an Abnehmern bei den Verbrauchergruppen im Vergleich zum gesamten Netz sind die Lastspitzen bei den dezentralen Gruppen auch deutlich ausgeprägter. Es ist außerdem ersichtlich, dass die Gesamtlast bei einer zentralen Versorgung aufgrund der thermischen Verluste des Fernwärmenetzes meist über denen bei der dezentralen Versorgung liegen. Außerdem sind in Abb. 3.36 die durch eine graue Linie gekennzeichneten Stundenpreise für den am Spotmarkt gehandelten Strom eines Jahres dargestellt. Fast für jede Stunde des Jahres bewegt sich der Spotpreis schwankend zwischen $P = 0$ ct/kWh und $P = 10$ ct/kWh. Abweichungen von diesem Band treten nur an einzelnen Stunden auf. Der Maximalpreis beträgt $P = 18$ ct/kWh, der Minimalpreis $P = -50$ ct/kWh. Negative Preise entstehen vor allem bei Niedriglasten auf Grund der Zwangseinspeisung von aus regenerativen Energiequellen erzeugten Strom.

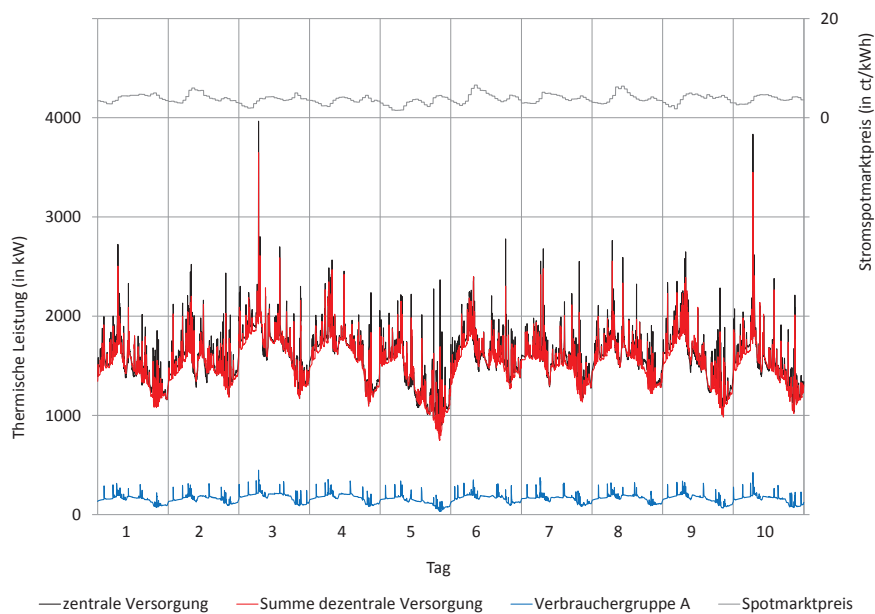


Abb. 3.37: Zeitlicher Verlauf des thermischen Lastgangs des Nahwärmenetzes und der Stromspotmarktpreise (Zeitraum: 10 Tage in der Übergangszeit)

Zusätzlich zur Jahresoptimierung erfolgt eine zeitlich höher aufgelöste Optimierung mit einer Zeitschrittweite von 3 Minuten. Der Optimierungszeitraum beträgt $\tau = 10$ Tage. Dabei wird die Übergangszeit⁵⁸ im Frühjahr betrachtet. Analog dem Jahresverlauf sind in Abb. 3.37 der thermische Lastgang für das gesamte Netz zentral und dezentral sowie exemplarisch für die Verbrauchergruppe A über den Zeitraum von $\tau = 10$ Tagen dargestellt. Die zahlreichen Spitzen im Diagramm ergeben sich durch die große Lastanforderung bei der Beladung der TWE-Speicher. Die beim Jahresverlauf getroffenen

⁵⁸Genaues Datum: 25.03-03.04.

Aussagen sind auch hier ersichtlich. In Abb. 3.37 sind zudem die Stundenpreise für den am Spotmarkt gehandelten Strom der Zeitperiode von $\tau = 10$ Tagen in der Übergangszeit dargestellt. Der Strompreis schwankt zwischen $P = 1$ ct/kWh und $P = 7$ ct/kWh.

Für den Fall zentral wird als Referenz das BHKW-Modul Zeppelin "CATERPILLAR Typ G 3516 SI-TA" mit einer elektrischen Nennleistung von $P_{el,Nenn} = 1040$ kW verwendet, für den Fall dezentral das BHKW-Modul Buderus "Loganova E 2212 DN-200" mit einer elektrischen Nennleistung von $P_{el,Nenn} = 230$ kW. Die in Tab. 3.7 aufgeführten Kenndaten in Form von Wirkungsgraden und Stromkennzahlen für Nenn- und Teillastfälle stammen aus den jeweiligen Datenblättern.

Die beiden gewählten BHKWs haben für ihre Leistungsklasse nach [161] repräsentative Kenndaten. So sinkt mit sinkender elektrischer Nennleistung der elektrische Wirkungsgrad, der thermische und der Gesamtwirkungsgrad hingegen steigen an. Resultat sind höhere Stromkennzahlen bei den leistungsmäßig größeren BHKWs. Im Teillastfall ist bei beiden BHKWs ein Sinken des elektrischen Wirkungsgrades und der Stromkennzahl sowie ein Ansteigen des thermischen Wirkungsgrades feststellbar. Der Gesamtwirkungsgrad hingegen bleibt nahezu unverändert. Das Teillastverhalten der Anlagen wird in der Optimierung berücksichtigt.

BHKW $P_{Nenn,el}$ Lastverhältnis	Zeppelin 1040 kW			Buderus 230 kW		
	50 %	75 %	100 %	50 %	75 %	100 %
$\eta_{el,i}$	34,0 %	36,1 %	37,9 %	28,8 %	32,7 %	35,4 %
$\eta_{th,i}$	50,1 %	48,9 %	47,5 %	62,0 %	57,7 %	55,2 %
$\eta_{ges,i}$	84,1 %	85,0 %	85,4 %	90,8 %	90,4 %	90,6 %
σ	0,68	0,74	0,80	0,46	0,57	0,64

Tabelle 3.7: Wirkungsgrade und Stromkennzahlen für Nenn- und Teillastfälle der Referenz-BHKWs

In beiden BHKWs wird als Brennstoff Erdgas H verwendet. Die Brennstoffkosten werden über den gesamten Optimierungszeitraum als konstant angenommen und betragen $P = 3$ ct/kWh. Der Preis ergibt sich aus dem Mittelwert aller 2008 an der EEX gehandelten Gas-Future-Preise für das Jahr 2009. Für die Verdrängungsspeicher wird ein einfaches Modell angenommen. Die Speicher können eine vorgegebene Energie Q_S einspeichern. Es handelt sich um den Jahresmittelwert des Tagesbedarfs an thermischer Energie. Über die Jahresmittelwerte der Vor- und Rücklauftemperatur $\vartheta_V = 100,8$ °C bzw. $\vartheta_R = 36,9$ °C werden die entsprechenden Enthalpien bestimmt. Mit der Dichte ρ von Wasser⁵⁹ ergibt sich mit Gl. 3.9 das Volumen des thermischen Speichers V_S .

$$V_{SP} = \frac{Q_{SP}}{\rho \cdot (h_V - h_R)} \quad (3.9)$$

Die Lade- bzw. Entladeleistungen sind so gewählt, dass die maximale Wärmelast gedeckt werden kann. In Tab. 3.8 sind die Kenndaten des zentralen und der dezentralen Verdrängungsspeicher aufgeführt.

⁵⁹ Als Bezugstemperatur wird der Mittelwert aus Vor- und Rücklauftemperatur angenommen

Speicher	speicherbare Energie (Q_S in kWh)	Speichervolumen (V_S in m ³)	Lade- bzw. Entladeleistung (\dot{Q}_S in kW)
zentral	29747	409	4000
dezentral A	2961	41	500
dezentral B	5314	73	800
dezentral C	2489	34	350
dezentral D	5024	69	700
dezentral E	2812	39	400
dezentral F	5555	76	700
dezentral G	4300	59	600

Tabelle 3.8: Randbedingungen der Verdrängungsspeicher

Das Erzeugersystem für den Fall zentral besteht aus einem BHKW und einem thermischen Verdrängungsspeicher, die sieben Erzeugersysteme für den Fall dezentral beinhalten jeweils ein BHKW und einen thermischen Verdrängungsspeicher. Die Referenz-BHKWs werden in beiden Fällen in ihrer thermischen Nennleistung an den jeweiligen Bedarf an thermischer Energie skaliert. Die Wirkungsgrade und Stromkennzahlen bleiben hingegen unverändert. In Tab. 3.9 sind die sich für den Fall zentral sowie die sich für die einzelnen Verbrauchergruppen des Falls dezentral ergebenden Nennleistungen dargestellt.

Verbrauchergruppe	Zentral	A	B	C	D	E	F	G
Anschlussleistung (\dot{Q}_{th} in kW)	3891	472	802	315	675	390	694	552
Skalierungsfaktor	3,0	1,5	2,4	1,0	2,0	1,2	2,0	1,7
Elektrische Nennleistung (P_{el} in kW)	3120	345	552	230	460	276	460	391
Thermische Nennleistung (Q_{th} in kW)	3912	537	859	358	716	430	716	609

Tabelle 3.9: Nennleistungen der verwendeten BHKWs

3.2.9. Optimierte Betriebsführung verschiedener Erzeugerstrukturen

3.2.9.1. Untersuchungsgegenstand

Für das in Abb. 1.2 dargestellte fiktive Netz sollen für fest vorgegebene Erzeugerparks die jeweils optimalen Fahrweisen hinsichtlich ökonomischer, ökologischer und primärenergetischer Gesichtspunkte mit Hilfe von FWOPT bestimmt, miteinander verglichen und bewertet werden. Die nachfolgenden Ausführungen wurden innerhalb von [157] erstellt. Eine ausführlichere Beschreibung der Vorgehensweise sowie der Ergebnisse findet sich entsprechend dort. Die Ergebnisse sind auf Fernwärmenetze ähnlicher Größe prinzipiell verallgemeinerbar. Bei der wirtschaftlichen Betrachtung sind neben den für die Optimierung relevanten Erlösen durch Stromvergütungen und Wärmeverkauf die Investitions- und Betriebskosten der jeweiligen Erzeugerstruktur zu berücksichtigen. Für die somit erforderliche Abschätzung der Investitions- und Betriebskosten wird die Definition weiterer relevanter ökonomischer Randbedingungen, wie z.B. Brennstoffpreise, Strompreise und Wärmepreise, benötigt. Weiterhin sind die getroffenen technischen Randbedingungen, z.B. die Dimensionierung der einzelnen Erzeuger, klar darzulegen. Der durch den Betrieb der Erzeuger entstehende CO_2 -Ausstoß stellt das Kriterium für die ökologische Optimierung dar, während bei der primärenergetischen Optimierung der Primärenergieverbrauch herangezogen wird.

Insgesamt werden sechs verschiedene Erzeugerparkkonfigurationen (Bezeichnung als Szenarien) untersucht. Der Referenzerzeugerpark des Szenarios S0 besteht lediglich aus einem Großkessel, der den Bedarf des fiktiven Netzes an thermischer Energie komplett deckt. Im Erzeugerpark des Szenarios

S1 wird die benötigte Wärme komplett durch ein BHKW bereitgestellt. Mit dem einhergehenden hohen abgabaren elektrischen Leistungsvermögen sollen die an der Strombörse herrschenden hohen Spotmarktpreise effektiv ausgenutzt werden. Im Erzeugerpark des Szenarios S2 übernimmt ein kleines BHKW mit einer hohen Jahreslaufzeit die Grundversorgung, während ein Heizkessel nur zu Spitzenlastzeiten eingesetzt wird. Bei der Dimensionierung wurde sich an Vorschlägen aus [161] zum wirtschaftlichen Einsatz von Blockheizkraftwerken orientiert. Der Erzeugerpark des Szenarios S3 besteht nur aus einer Großwärmepumpe. Die Umgebungswärme wird aus Flusswasser bezogen, wobei eine jahreszeitlich konstante Wassertemperatur von $\vartheta = 2\text{ °C}$ angenommen wird. Im Erzeugerpark des Szenarios S4 kommt eine Kombination aus BHKW und Wärmepumpe zum Einsatz, welche in etwa über die gleichen thermischen Nennleistungen verfügen. Kerngedanke ist, das BHKW in Zeiten hoher Strompreise einzusetzen, die Wärmepumpe in Zeiten niedriger Strompreise. Der Erzeugerpark des Szenarios S5 ist gleich dem Erzeugerpark des Szenarios S1, nur dass das verwendete BHKW von einer Solarthermie-Anlage mit Kollektorbruttofläche von $A_b = 500\text{ m}^2$ unterstützt wird.

3.2.9.2. Randbedingungen

Eine zentrale Randbedingung stellen die thermischen Lasten der Abnehmer des Fiktiven Netzes dar, die im Zuge der Versorgungssicherheit in jedem Zeitschritt gedeckt sein müssen. Aus Abb. 3.38 kann der Verlauf der thermischen Last eines Jahres entnommen werden. Die Werte stammen aus einer Jahressimulation mit TRNSYS-TUD mit einer zeitlichen Auflösung von $\tau = 3\text{ Minuten}$. Sehr gut ersichtlich ist die Abnahme der thermischen Last in den Sommermonaten im Zusammenhang mit den höheren Außentemperaturen sowie der stetige Grundbedarf für die Trinkwassererwärmung.

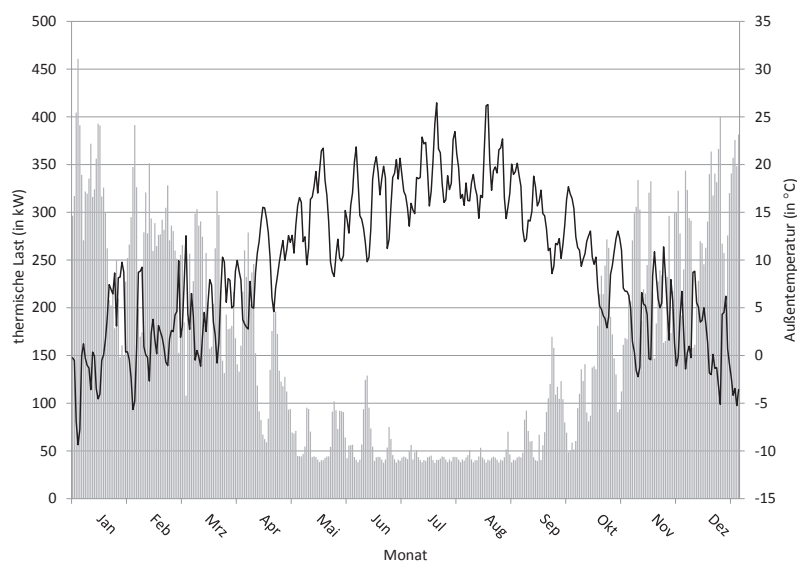


Abb. 3.38: Fiktives Netz: Jahresverlauf thermische Last (graue Linie) und Außentemperatur (schwarze Linie) als Tagesmittelwerte

In einer zu untersuchenden Variante sollen neben der Bereitstellung von Wärme die an das Netz angeschlossenen Abnehmer auch mit elektrischer Energie versorgt werden. Das sich ergebende elektrische Lastprofil des Fiktiven Netzes wurde einer Simulation aus dem Teilthema 5 entnommen und ist in Abb. 3.39 dargestellt. Deutlich sind die höheren Lasten an den Wochenenden zu erkennen, ebenso wie

eine leichte Abnahme in den Sommermonaten.

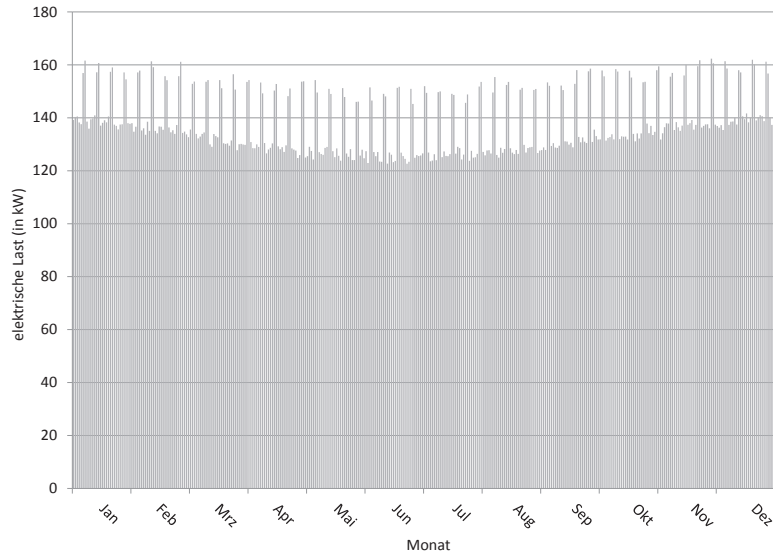


Abb. 3.39: Fiktives Netz: Jahresverlauf elektrische Last als Tagesmittelwerte

Den Leistungsdaten des BHKWs bzw. des Heizkessels liegen die in Tab. 3.7 (Zeppelin-BHKW) bzw. Tab. 3.10 aufgelisteten Werte realer Anlagen zu Grunde. Das Teillastverhalten wird über entsprechende Kennlinien mit berücksichtigt. In beiden Erzeugern wird Erdgas als Brennstoff verwendet.

thermische Leistung (in %)	Brennstoffleistung (in %)	Wirkungsgrad in %		
		Kessel	Brenner	gesamt
10,0	10,8	88,0	95,0	84,0
20,0	21,0	91,0	95,0	86,0
30,0	30,9	92,5	95,0	88,0
40,0	40,8	93,5	95,0	89,0
50,0	50,5	94,3	95,0	90,0
60,0	60,2	95,0	95,0	90,0
70,0	70,1	95,2	95,0	90,0
80,0	80,0	95,3	95,0	91,0
90,0	90,0	95,3	95,0	91,0
100,0	100,0	95,3	95,0	91,0

Tabelle 3.10: Kenndaten des Kessels [1]

Die Leistungsdaten der Wärmepumpe, der Solarthermieanlage und des thermischen Speichers orientieren sich an Richtwerten. Für die Großwärmepumpe wird ein Carnotwirkungsgrad von $\beta_{Carnot} = 4,13$ mit einer Leistungszahl von $\beta = 2,10$ angenommen. Über normierte Teillastgütegrade werden die Werte für den Teillastbetrieb, welcher sich von $\dot{Q}_{th} = 200 - 1000$ kW bewegt, ermittelt. Daraus lässt sich der elektrische Eigenbedarf der Wärmepumpe P_{EB} bestimmen, der von der thermischen Leistung

\dot{Q}_{th} und der Vorlauftemperatur ϑ_V abhängig ist und durch Gl. 3.10 beschrieben wird.

$$P_{EB} = 0,3892 \cdot \dot{Q}_{th} + 2,6546 \cdot \vartheta_V - 180,6599 \quad (3.10)$$

Für die solarthermische Anlage werden folgende Kenndaten verwendet:

- Standort: Dresden; Neigungswinkel: 45 °; Azimutwinkel: 20 °
- Bruttofläche: 500 m²; optischer Wirkungsgrad: $\eta_0 = 0,6410$
- einfacher Wärmeverlustkoeffizient: $k_1 = 0,7690 \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K})$; quadratischer Wärmeverlustkoeffizient: $k_2 = 0,0044 \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K}^2)$

Bei der Dimensionierung des Wärmespeichers wird festgelegt, dass dieser eine Kapazität besitzen soll, welche der Hälfte des durchschnittlichen Wärmebedarfs des Fiktiven Netzes an einem Tag entspricht. Mit einer maximalen Kapazität von $Q_{th,max} = 2000 \text{ kWh}$ wird dem Rechnung getragen. Es wird weiterhin festgelegt, dass der Speicher nur bis $Q_S = 90\%$ be- und bis $Q_S = 10\%$ der maximalen Speicherkapazität entladen werden darf. Die maximale Lade- bzw. Entladeleistung wird mit $\dot{Q}_{(Ent)Laden} = 2000 \text{ kW}$ so gewählt, dass die maximale Speicherkapazität innerhalb einer Stunde aufgenommen bzw. abgegeben werden kann. Die thermischen Verluste des Speichers werden über eine Näherungsformel in Abhängigkeit des Nutzvolumens des Speichers abgeschätzt und betragen $\dot{Q}_{th,V} = 2,67 \text{ kW}$. In Tab. 3.11 finden sich die Zusammenstellungen der Erzeugerparks der Szenarien mit den entsprechenden Leistungsnenngrößen der Erzeuger und der Speicher, dabei ist teilweise eine Skalierung der Nenngrößen vorgenommen worden. Außerdem findet sich in Abb. 3.40 eine grafische Übersicht der Szenarien.

Erzeugerpark	BHKW	Kessel	Wärmepumpe	Solarthermie	Speicher
S0	-	1000 kW _{th}	-	-	-
S1	1032 kW _{el} / 1304 kW _{th}	-	-	-	2000 kWh
S2	119 kW _{el} / 150 kW _{th}	550 kW _{th}	-	-	2000 kWh
S3	-	-	800 kW _{th}	-	2000 kWh
S4	293 kW _{el} / 370 kW _{th}	-	400 kW _{th}	-	2000 kWh
S5	1032 kW _{el} / 1304 kW _{th}	-	-	500 m ²	2000 kWh

Tabelle 3.11: Übersicht Leistungsnenngrößen der Erzeuger und der Speicher

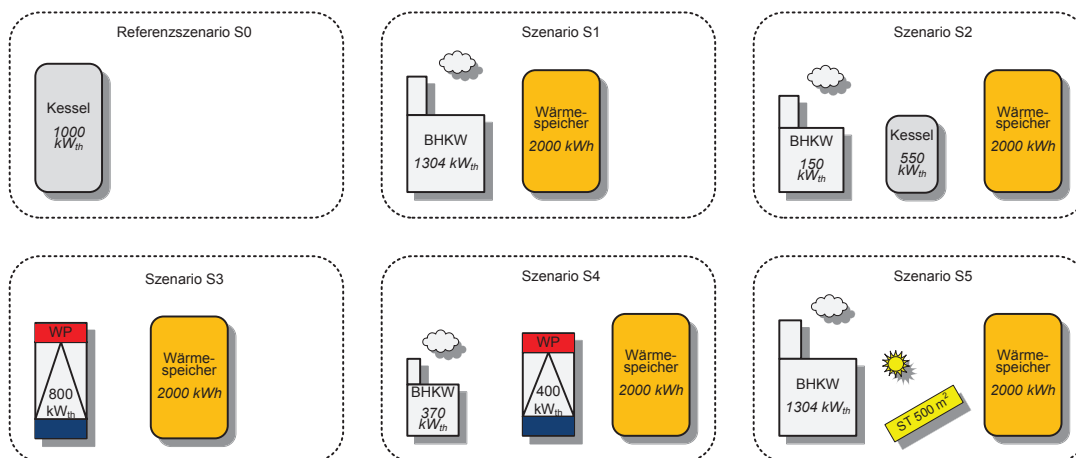


Abb. 3.40: Grafische Übersicht Szenarien

Bei Strombezug bzw. Stromlieferung aus bzw. in das öffentliche Netz werden zwei Preisstrukturen unterschieden: Beim festen Preis werden die jeweiligen Quartalspreise des Strom des Jahres 2009 der EEX angesetzt, beim variablen Preis wird der Verlauf der historischen EEX-Preise des Jahres 2009 verwendet, deren zeitlicher Verlauf in Abb. 3.36 mit dargestellt ist (graue Linie).

Beim Strombezug ergeben sich Zuschläge auf den Grund-Strompreis. Die einzelnen Zuschläge sowie deren prozentualen und monetären Anteile am Endpreis des Stromes sind in Tab. 3.12 aufgelistet. Die Grundlage für den prozentualen Anteil bildet eine Erhebung des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), der sich daraus ergebende monetäre Anteil wird anhand der nach dem Stromsteuergesetz konstanten Energiesteuer in Höhe von $P = 2,05$ ct/kWh berechnet.

Art des Anteiles	prozentualer Anteil %	monetärer Anteil ct/kWh
Energieerzeugung und Vertrieb	37	8,43
Netznutzung	24	5,47
Mehrwertsteuer	16	3,64
Konzessionsabgabe	8	1,82
Stromsteuer	9	2,05
KWK - Umlage	1	0,23
EEG - Umlage	5	1,14
Gesamtstrompreis	100	22,78

Tabelle 3.12: Übersicht Strompreiszusammensetzung

Art des Anteiles	prozentualer Anteil %	monetärer Anteil ct/kWh
Erdgasbeschaffung	49	2,99
Netznutzung	26	1,59
Mehrwertsteuer	14	0,86
Konzessionsabgabe	2	0,12
Energiesteuer	9	0,55
Gesamtgaspreis	100	6,11

Tabelle 3.13: Übersicht Erdgaspreiszusammensetzung

Es sollen folgend alle Preise ohne die Mehrwertsteuer gelten, d.h. beim Strombezug werden nur die Zuschläge für Netznutzung, Konzessionsabgaben, Stromsteuer sowie KWK- und EEG-Umlage betrachtet, die in Summe $P = 10,71$ ct/kWh betragen. In einer weiteren Untersuchung besitzen die im vorliegenden Wärmenetz angeschlossenen Abnehmer einen Stromversorgungsvertrag mit dem Wärmenetzbetreiber – er ist also auch für die Stromversorgung verantwortlich. Der für die Optimierung verwendete Stromverkaufspreis ergibt sich aus den Kostenanteilen von Energieerzeugung und Vertrieb zzgl. Netznutzung⁶⁰ zu $P = 13,89$ ct/kWh. Die Umlagen, Steuern bzw. Abgaben, welche prinzipiell ebenfalls in den Strompreis einbezogen werden, finden hier keine Berücksichtigung, da sie direkt auf den Abnehmer umgelagert werden können. Beim Stromverkauf wird der jeweilige Grundpreis zuzüglich der KWK-Vergütung in Höhe von $P = 2,10$ ct/kWh und den Entgelten vermiedener Netznutzung⁶¹ verwendet.

Analog dem Strompreis werden auch beim Gaspreis zwischen dem festen Preis in Form der Quartalspreise der EEX des Jahres 2009 und dem variablen Preis, der sich aus dem historischen Verlauf

⁶⁰Es wird angenommen, dass der Wärmenetzbetreiber zusätzlich ein eigenständiges Stromnetz betreibt.

⁶¹Es wird nach [3] eine Vergütung von $P = 0,76$ ct/kWh angesetzt.

der EEX-Preise von 2009 ergeben, unterschieden. Bei Gasspothandel liegen zwei Marktgebiete vor. Es kann nicht nur am Tag zuvor, sondern auch $\tau = 2$ Tage im Voraus Gas gehandelt werden. Es erfolgt die Festlegung, dass das Gas stets aus dem Settlement BEB/GUD/GPL ein Tag im Voraus gehandelt wird. Auch ergeben sich analog dem Stromhandel die jeweiligen Zuschläge auf den Gasgrundpreis auf Grundlage der Gaspreiszusammenstellung des BDEWs. Die jeweiligen prozentualen sowie monetären Anteile sind in Tab. 3.13 dargestellt. Grundlage für die Berechnung der monetären Anteile ist die konstante Energiesteuer in Höhe von $P = 0,55$ ct/kWh auf Grundlage des Energiesteuergesetzes. Die Zuschläge auf den Erdgaspreis ergeben sich aus den Entgelten für die Netznutzung zzgl. den Konzessionsabgaben. Die Energiesteuer entfällt bei Verwendung der BHKWs, da sie bei einer Leistungsgröße unter $P_{el} = 2$ MW von der Energiesteuer befreit sind. In Summe betragen die Zuschläge folglich $P = 1,71$ ct/kWh bzw. $P = 2,26$ ct/kWh bei Verwendung des Heizkessels. Der Preis für die bereitgestellte Wärme wird vertraglich langfristig mit dem Endkunden festgelegt. In dieser Betrachtung wird nach [43] ein fester Wärmeerlös von $P = 6,90$ ct/kWh angenommen.

3.2.9.3. Investitions- und Wartungskosten

Zum Vergleich der jeweiligen Erzeugerstrukturen untereinander auf Basis der Wirtschaftlichkeit ist es erforderlich, dass neben den aus der Optimierung ermittelten Deckungsbeiträgen auch die Investitions- und Wartungskosten der Erzeuger und Speicher berücksichtigt werden. Die folgend ermittelten Kostenkurven stellen eine ausreichend genaue Preisabhängigkeit dar. Im Fall einer konkret geplanten Investition stehen die gewünschten bzw. benötigten Anlagenparameter fest, so dass bei einem genaueren Anbietervergleich meist noch Kostenersparnisse erzielt werden können. Bei allen monetären Einsparzielen sind aber nicht die technischen Kenngrößen wie Wirkungsgrade, die Anlagenqualität und die Reputation des Herstellers zu vernachlässigen.

Die Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch (ASUE) führt in regelmäßigen Abständen eine umfangreiche Preiserhebung bei den Herstellern von Blockheizkraftwerken durch. Mit der dort angegebenen Gl. 3.11 können die spezifischen Investitionskosten in Abhängigkeit der elektrischen Nennleistung ausreichend genau beschrieben werden.

$$k_{BHKW, spez.} = 4361 \frac{\text{Euro}}{\text{kW}} \cdot \left(\frac{P_{el}}{\text{kW}} \right)^{-0,33} \quad (3.11)$$

Die spezifischen Investitionskosten des Heizkessels in Abhängigkeit der thermischen Nennleistung werden mit Hilfe der Kenndaten der Anlage aus Tab. 3.10 und dem Buch „Kennziffernkatalog - Investitionsvorbereitung in der Energiewirtschaft“ [193] bestimmt. Die sich ergebende Ausgleichsfunktion ist in Gl. 3.12 dargestellt.

$$k_{Kessel, spez.} = 674,94 \frac{\text{Euro}}{\text{kW}} \cdot \left(\frac{\dot{Q}_{th}}{\text{kW}} \right)^{-0,4} \quad (3.12)$$

Ähnlich dem Ermitteln der Investitionskosten des Heizkessels wird bei der Wärmepumpe vorgegangen. Sowohl eine Wasser/Wasser- als auch eine Luft/Wasser-Wärmepumpen-Variante sind in [193] aufgeführt. Bei der in dieser Untersuchung verwendeten Wärmepumpe handelt es sich um eine Wasser/Wasser-Wärmepumpe, so dass die angegebenen Daten genutzt werden können. Die sich ergebende Ausgleichsfunktion ist in Gl. 3.13 dargestellt.

$$k_{WP, spez.} = 1436,9 \frac{\text{Euro}}{\text{kW}} \cdot \left(\frac{\dot{Q}_{th}}{\text{kW}} \right)^{-0,385} \quad (3.13)$$

Für große solarthermische Anlagen über $A = 100 \text{ m}^2$ liegen auf Grund der wenigen realisierten Projekte kaum Informationen vor. In [176] und [207] werden die Investitionskosten von Großanlagen auf $P = 400 - 900 \text{ Euro/m}^2$ (inklusive Mehrwertsteuer) beziffert. Inbegriffen sind dabei auch die Kosten für einen thermischen Speicher, welcher in den nachfolgenden Untersuchungen gesondert betrachtet wird.

Beim Marktanzreizprogramm des Bundesministeriums für Wirtschaft und Ausführungkontrolle (Bafa) werden die reinen Kosten für die Solarthermieanlage betrachtet, wodurch die mit $P = 350 - 480 \text{ Euro/m}^2$ bei Anlagen größer als $A = 50 \text{ m}^2$ zu berücksichtigenden Kosten geringer ausfallen. In dieser Untersuchung werden $P = 400 \text{ Euro/m}^2$ an spezifischen Investitionskosten für die Solarthermieanlage angesetzt. Für die Investitionskosten der Wärmespeicher werden die Ergebnisse der Kostenanalyse von Speichern mit einer Größe von bis zu ca. $V = 100 \text{ m}^3$ aus [235] verwendet. In der genannten Untersuchung ergibt sich ein linearer Verlauf der Investitionskosten in Abhängigkeit von der Speichergröße. Für die weitere Analyse werden die Preise der Speicher aus Stahl genutzt. Für die Wartungskosten der BHKWs werden die Ergebnisse der von der ASUE durchgeführten Untersuchung verwendet. Die Wartungskosten setzen sich im Wesentlichen aus den Materialkosten für auszutauschende Komponenten sowie den Arbeitskosten durch die Anfahrt des Servicemonteurs zusammen und sind grundsätzlich von der Betriebsstundenanzahl des BHKWs abhängig. Die sich ergebende Ausgleichsfunktion ist in Gl. 3.14 dargestellt. Die Wartungskosten ergeben sich dann aus dem Produkt der spezifischen Wartungskosten und der abgegebenen elektrischen Leistung.

$$k_{BHKW, \text{spez.}, \text{Wartung}} = 5,88 \frac{\text{ct}}{\text{kWh}} \cdot \left(\frac{P_{el}}{\text{kW}} \right)^{-0,27} \quad (3.14)$$

Für die Komponenten Heizkessel, Wärmepumpe, Solarkollektor und Speicher liegen keine Untersuchungen, wie sie für das BHKW verfügbar sind, bezüglich der Wartungs- und Instandhaltungskosten vor. Um dennoch diese Kosten in der Bewertung berücksichtigen zu können, werden die in der Richtlinie VDI 2067 [114] aufgeführten Richtwerte verwendet.

3.2.9.4. Zielfunktion

Die Zielfunktion der Optimierung setzt sich aus folgenden variablen Kosten und Erlösen zusammen:

- Kosten Brennstoffbezug inkl. Zuschläge K_1
- Kosten Strombezug inkl. Zuschläge K_2
- Erlös Stromverkauf E_3
- Erlös KWK-Vergütung E_4
- Erlös vermiedene Netznutzung E_5

Die in der Optimierung genutzte Zielfunktion lässt sich somit durch

$$-K_1 - K_2 + E_3 + E_4 + E_5 \rightarrow \max \quad (3.15)$$

beschreiben. Durch hinzuaddieren der fixen Erlöse aus dem Wärme- und ggf. Stromverkäufen der Abnehmer⁶² ergibt sich der Deckungsbeitrag DB .

Zur besseren Einordnung der optimierten Fahrweise werden für jeden Erzeugerpark (Szenarien S1 - S5) jeweils zwei wärmegeführte Fahrweisen gegenübergestellt. Die fest vorgegebenen Entscheidungswege des Einsatzes der Erzeuger und des Speichers sind im Anhang B.3 für die Fahrweise „wärmegeführt 1“ in Abb. B.2 (Szenarien S1-S4) bzw. Abb. B.3 (Szenario S5) und für die Fahrweise „wärmegeführt 2“ in Abb. B.4 (Szenarien S1-S4) bzw. Abb. B.5 (Szenario S5) dargestellt. Die Bedeutungen der jeweiligen Symbole können Tab. B.8 entnommen werden. Bei der Fahrweise „wärmegeführt 1“ werden die bereitstehenden Wärmeerzeuger nur in Anspruch genommen, wenn der Speicher seinen minimal zulässigen Ladezustand unterschreiten würde. Um die Laufzeiten des BHKWs zu vergrößern, wird bei der „wärmegeführt 2“ - Fahrweise selbiges bereits genutzt, wenn die in das Wärmenetz einzuspeisende Leistung größer als die minimale Wärmeleistung des BHKWs ist. Somit wird bereits eine einfache

⁶²Diese müssen in der Optimierung nicht berücksichtigt werden, da sie sich aus den fest vorgegebenen thermischen bzw. elektrischen Lastgängen ergeben und somit die Fahrweise des Erzeugerparks nicht beeinflussen.

Optimierung durchgeführt, da hohe Laufzeiten von Blockheizkraftwerken wirtschaftlich und somit anzustreben sind. Es wird bei beiden wärmegeführten Fahrweisen vereinbart, dass die Erzeuger nur im Nennlastpunkt betrieben und bei Vorhandensein stets das BHKW bevorzugt eingesetzt werden soll. Neben der Maximierung des Deckungsbeitrags können auch die Gesamt- CO_2 -Emissionen bzw. die Gesamt-Primärenergie des Erzeugerparks als Zielfunktion gewählt werden, um die ökologisch-optimale Fahrweise des Erzeugerparks bestimmen zu können. Dabei fließen die CO_2 -Emissions- bzw. die Primärenergiefaktoren von Gas, dem deutschen Strommix sowie dem deutschen Strom-Verdrängungsmix mit in die Zielfunktion ein. Es ist zu beachten, dass durch Einspeisen von generierten Strom in das öffentliche Netz durch Verdrängung von Kraftwerken mit vergleichsweisen hohen CO_2 -Emissionsfaktoren bzw. Primärenergiefaktoren potentiell CO_2 -Emissionen und Primärenergie eingespart werden und sich somit negative Werte für die Gesamt- CO_2 -Emissionen bzw. die Gesamt-Primärenergie des Erzeugerparks ergeben können.

Um den Jahresgewinn eines Erzeugerparks bestimmen zu können und somit ein direkter Vergleich verschiedener Erzeugerparkkonfigurationen ermöglicht wird, müssen neben dem Deckungsbeitrag auch die anfallenden Investitionskosten sowie Instandhaltungs- und Wartungskosten berücksichtigt werden. In Anlehnung an die Richtlinie VDI 2067 [114] und das Teilthema 1 wird ein dynamisches Verfahren zur Bestimmung der durch die Investitionen und Betrieb anfallenden jährlichen Kosten angewendet. Es werden folgende Annahmen getroffen:

- Betrachtungszeitraum: $T = 30$ a
- Zinsfaktor: $q = 1,05 = \text{konst.}$
- Preisänderungsfaktor: $r = 1,00 = \text{konst.}$

Der Annuitätsfaktor a lässt sich durch Gl. 3.16 bestimmen. Es ergibt sich unter den getroffenen Annahmen ein Annuitätsfaktor von $a = 0,065$.

$$a = \frac{q^T \cdot (q - 1)}{q^T - 1} \quad (3.16)$$

Die VDI 2067 enthält weiterhin durchschnittliche Nutzungsdauern T_N und Faktoren für die Instandsetzung f_{Inst} sowie Wartung und Inspektion f_{Wart} von Energieerzeugern und weiteren energievorsorgungsrelevanten Komponenten, welche ebenfalls zu berücksichtigen und in Tab. 3.14 für die in dieser Untersuchung angenommenen Erzeuger aufgeführt sind.

Erzeuger	rechn. Nutzungsdauer T_N in Jahren	Aufwand für Instandsetzung f_{Inst} in %	Aufwand für Wartung u. Inspektion f_{Wart} in %
Gas-Brennwertkessel, bodenstehend über 200 kW mit Neutralisationsanlage	20	1	1,5
Wärmepumpe (Strom)	18	3	1
Blockheizkraftwerke	15	6	2
Solar Kollektor (Flachkollektor)	20	0,5	0,5
Warmwasserspeicher	20	1	0,5

Tabelle 3.14: rechnerische Nutzungsdauern und Faktoren [114]

Es fällt auf, dass die rechnerischen Nutzungsdauern aller Erzeuger kürzer sind als der Betrachtungszeitraum von $\tau = 30$ Jahren. Dieser Umstand hat zur Folge, dass die Erzeuger nach Ablauf ihrer Nutzungsdauer erneut gekauft werden müssen und somit wieder Investitionen zu tätigen sind. Zum

Ende des Betrachtungszeitraumes haben einige Anlagen noch Restwerte, da ihre rechnerische Nutzungsdauer noch nicht überschritten wurde. Dieser Restwert R_W kann für jeden Erzeuger durch Gl. 3.17 bestimmt werden.

$$R_W = I_0 \cdot r^{n \cdot T_N} \cdot \frac{(n+1) \cdot T_N - T}{T_N} \cdot \frac{1}{q^T} \quad (3.17)$$

Des Weiteren sind die Investitionskosten für die Ersatzanlagen I_k auf den Startzeitpunkt mit Hilfe von Gl. 3.18 abzuzinsen, wobei k mit $k = 0 \dots n$ für die Nummer des Ersatzes steht.

$$I_k = I_0 \cdot \frac{r^{k \cdot T_N}}{q^{k \cdot T_N}} \quad (3.18)$$

Durch Aufsummierung der Anlageninvestitionen (abzüglich der Restwerte) und anschließender Multiplikation mit dem Annuitätsfaktor wird die für den Wirtschaftlichkeitsvergleich notwendige Annuität AN über Gl. 3.19 ermittelt.

$$AN = (I_0 + I_1 + I_2 + \dots + I_n - R_W) \cdot a \quad (3.19)$$

Um den Jahresgewinn G_{Jahr} bestimmen zu können, sind vom aus der Optimierung ermittelten Deckungsbeitrag, welcher bereits die jährlich anfallenden Kosten für Strom und Erdgas sowie die Erlöse für Wärme, Strom und Zusatzvergütungen beinhaltet, die durch Gl. 3.19 ermittelten Annuitätskosten sowie die durch Gl. 3.20 bzw. Gl. 3.21 bestimmten Wartungs- und Inspektionskosten bzw. Instandhaltungskosten pro Jahr abziehen. Resultat ist der Jahresgewinn in Gl. 3.22.

$$K_{Wart} = f_{Wart} \cdot I_0 \quad (3.20)$$

$$K_{Inst} = f_{Inst} \cdot I_0 \quad (3.21)$$

$$G_{Jahr} = DB - AN - K_{Wart} - K_{Inst} \quad (3.22)$$

Die hier angegebene Berechnung der Instandhaltungs- und Wartungskosten wird für alle Erzeuger bis auf das BHKW, wo die Bestimmung aufgrund der hohen Abhängigkeit von der Betriebsstundenzahl erfolgt, durchgeführt. Eine schrittweise nachvollziehbare Berechnung der Annuität ist im Anhang B.3 in Tab. B.7 aufgeführt.

3.2.10. Nutzung des Fernwärmenetzes als Speicher

3.2.10.1. Untersuchungsgegenstand

In Hinblick auf einen wirtschaftlich und energetisch effizienten Betrieb von Fernwärmesystemen ist nicht nur der Einsatz der Wärmeerzeuger mittels einer Einsatzplanung sorgfältig zu organisieren, sondern auch das Betriebsverhalten des Wärmeverteilnetzes selbst zu berücksichtigen. So führen ständig auftretende Änderungen der thermischen Last, der Vorlauftemperatur am Einspeisepunkt oder der Rücklauftemperaturen der Abnehmer zu instationären Betriebszuständen im Fernwärmenetz. Die damit verbundene zeitliche Entkopplung der zentralen Wärmeeinspeisung von der dezentralen Wärmeentnahme induziert eine Speicherung thermischer Energie in dem in den Rohrleitungen befindlichen Wasser und in den Rohren selbst. In den seltensten Fällen wird dieser Vorgang der Wärmespeicherung aktiv genutzt, er tritt vielmehr als eher unerwünschter Nebeneffekt auf. Bei Kenntnis der thermodynamischen Zusammenhänge hingegen lässt sich das Fernwärmenetz durch zielgerichtete Steuerung der Vorlauftemperatur analog einem thermischen Heißwasserspeicher als Wärmespeicher nutzen. Dies ist wiederum für die Betriebs- und Gewinnoptimierung interessant, da so weitere Speicherkapazitäten nutzbar gemacht werden können, um Lastspitzen zu verschieben und KWK-Anlagen zu betreiben

ohne zusätzliche Investitionen tätigen zu müssen. Die Bestimmung der Netzspeicherleistung erfolgt mit Hilfe von TRNSYS-TUD, wodurch dynamische Effekte wie die veränderliche Vorlauftemperatur am Einspeisepunkt oder die stark schwankenden Lastanforderungen der Abnehmer realitätsnah abgebildet werden. Für eine aktive Nutzung des Fernwärmenetzes als Wärmespeicher muss der Verlauf der Vorlauftemperatur an die jeweilig gewünschte Netzspeicherleistung angepasst werden. Dazu wird ein vereinfachter Funktionsansatz für die Netzspeicherleistung verwendet, der zunächst mittels Regressionsanalyse aus den Ergebnissen gezielter thermohydraulischer Simulationen ermittelt und anschließend so in FWOPT integriert werden kann, so dass die Vorlauftemperatur als zu optimierende Variable in die Gesamtoptimierung mit einfließt. Insbesondere sollen so die monetären Gewinnpotentiale bei Anwendung der aktiv gesteuerten Netzspeicherung in durch KWK-Anlagen versorgten Fernwärmenetzen bei gleichzeitigem Stromhandel auf dem Spotmarkt abgeschätzt werden.

3.2.10.2. Thermohydraulische Simulation

Die Bestimmung der Netzspeicherleistung erfolgt mit Hilfe von TRNSYS-TUD. Die für die Untersuchung der Netzspeichervorgänge verwendete Version von TRNSYS-TUD datiert aus dem Jahr 2010 [233]. Auf Grund der notwendigen Voruntersuchungen der Netzspeichervorgänge konnten die erst im Laufe des Forschungsvorhabens bearbeiteten Fernwärmenetze nicht berücksichtigt werden und es wurde auf ein bereits verfügbares Netz zurückgegriffen. Es handelt sich um ein reales Wärmenetz mit einer Gesamtanschlussleistung in Höhe von $\dot{Q}_{th} = 3466 \text{ kW}$ aufgeteilt auf 51 Abnehmer. Das untersuchte Fernwärmenetz wird folgend als Beispielnetz bezeichnet. Die Netzstruktur des Beispielnetzes ist in Abb. 3.41 dargestellt.

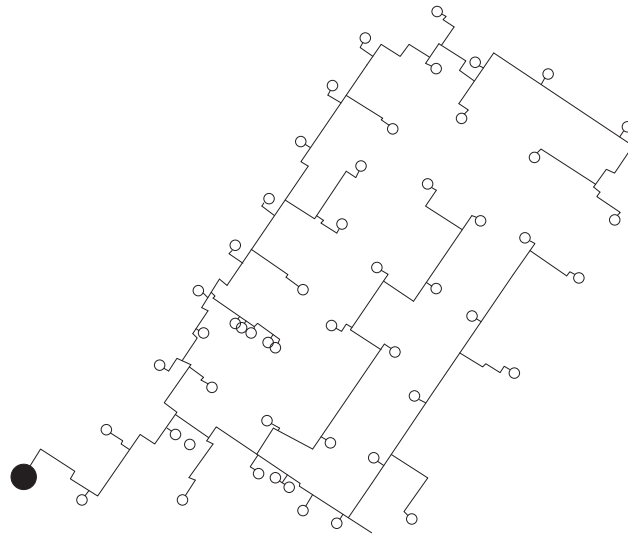


Abb. 3.41: Netzstruktur des Beispielnetzes; schwarzer Punkt: Einspeisestelle, Kreise: Abnehmer

Die Gesamtlänge des Strahlennetzes beträgt $l = 2,65 \text{ km}$. Die Vorlauftemperaturen werden im Bereich von $\vartheta_V = 85 - 105 \text{ }^\circ\text{C}$ geregelt, die Rücklauftemperaturen schwanken zwischen $\vartheta_R = 27 - 60 \text{ }^\circ\text{C}$, die gesamte thermische Last aller Abnehmer zusammen im Bereich von $\dot{Q}_{th} = 160 - 3466 \text{ kW}$. Die Nennlasten der Abnehmer variieren zwischen $\dot{Q}_{th} = 5 - 72 \text{ kW}$. Die maximal im Netz speicherbare Energie tritt beim größtmöglichen Vorlauftemperatursprung – also von $\vartheta_V = 85 - 105 \text{ }^\circ\text{C}$ – auf und beträgt bei einem Volumen des Vorlaufs von $V = 8 \text{ m}^3$ annähernd $Q_{th} = 178 \text{ kWh}$.

Die Untersuchungen mit TRNSYS-TUD ergaben, dass in Abhängigkeit des Systemzustandes des Fernwärmenetzes nur bestimmte Netzspeicherleistungen realisierbar sind. Die Haupteinflussfaktoren

auf die realisierbare Netzspeicherleistung eines bestimmten Zeitpunktes t_i sind die Vorlauftemperaturen ϑ_i und die thermische Gesamtlast $\dot{Q}_{ab,i}$ des aktuellen Zeitpunktes t_i sowie der vorherigen Zeitpunkte $t_{i-1}, t_{i-2}, \dots, t_{i-m}$. Bei t_{i-m} handelt es sich um den am weitesten von t_i entfernten Zeitpunkt, an dem durch eine Änderung der Vorlauftemperatur zum Zeitpunkt t_{i-m} induzierte Temperaturfronten die Netzspeicherleistung des aktuellen Zeitpunktes t_i noch beeinflussen und beträgt im Beispielnetz für minimale Gesamtlasten und entsprechend geringen Fließgeschwindigkeiten maximal $\tau = 6$ h. Bei der verwendeten Simulationszeitschrittweite von $\tau = 10$ min und den beiden Haupteinflussfaktoren Vorlauftemperatur und Gesamtlast ergeben sich so in Summe für das Beispielnetz $6 \times 6 \times 2 = 72$ Einflussfaktoren der Netzspeicherleistung. Eine genaue, zeitdiskrete Bestimmung der Netzspeicherleistung in Abhängigkeit der oben genannten Haupteinflussfaktoren erfordert für den hier vorgestellten Ansatz zunächst die Anwendung eines thermohydraulischen Simulationsprogramms.

3.2.10.3. Regressionsansatz

Für die mathematische Optimierung kann TRNSYS-TUD nicht direkt verwendet werden, da die Kopplung von aufwendiger Simulationssoftware und Optimierung in den meisten Fällen für nur wenige Variablen (<10) sinnvoll umsetzbar ist. Alternativ soll daher ein vereinfachter Funktionsansatz für die Netzspeicherleistung gefunden werden, der anschließend in FWOPT Verwendung finden kann. Dabei wurde das in [89] beschriebene Vorgehen erweitert – die Regression der Netzspeicherleistung erfolgt über die unabhängigen Eingangsgrößen Vorlauftemperatur und Gesamtlast des aktuellen und der vorherigen Zeitpunkte. Aufgrund der hohen Komplexität der Netzspeichervorgänge lässt sich zunächst kein physikalisch bzw. thermodynamisch einleuchtender Funktionsansatz finden, daher werden verschiedene Polynomansätze getestet. Nach umfangreichen Variantenprüfungen erzielte der in Gl. 3.23 dargestellte Funktionsansatz die beste Übereinstimmung von Simulation und Regression. Dabei zeigte sich, dass noch bessere Ergebnisse erzielt werden können, wenn anstelle der Vorlauftemperatur ϑ_V die Vorlauftemperaturdifferenz $\Delta\vartheta_V$ in Bezug auf die minimale Vorlauftemperatur $\vartheta_{V,min}$ verwendet wird. Ebenso wird die Gesamtlast \dot{Q}_{ab} durch das Heizlastverhältnis ϕ ersetzt.

$$\begin{aligned} \dot{Q}_{NSP}(t_i) = & \sum_{j=i-35}^i a(t_j) \cdot \Delta\vartheta(t_j) + b(t_j) \cdot \Delta\vartheta(t_j) \cdot \phi(t_j) + c(t_j) \cdot \Delta\vartheta(t_j) \cdot \phi(t_j)^2 \\ & + d(t_j) \cdot \phi(t_j) + e(t_j) \cdot \phi(t_j)^2 + f(t_j) \cdot \phi(t_j)^3 \end{aligned}$$

$t_i \dots$	Zeit
$\Delta\vartheta \dots$	Vorlauftemperaturdifferenz zur Referenz
$\phi \dots$	Gesamtlastverhältnis ($\phi = \dot{Q}_{ab}/\dot{Q}_{ab,Nenn}$)
$a, b, c, d, e, f \dots$	Regressionskoeffizienten

Die Bestimmung der netzspezifischen Regressionskoeffizienten erfolgt mit Hilfe der multiplen linearen Regression. Als Eingangsgrößen der Regression dienen Ergebnisse gezielter Simulationen mit TRNSYS-TUD. Es handelt sich um Vorlauftemperatur- und Lastsprünge verschiedener Amplituden bei unterschiedlichen Ausgangszuständen. Zur Verifizierung der Regression werden die Zeitverläufe der Netzspeicherleistung von Regression und Simulation über einen vorgegebenen Zeitraum miteinander verglichen. Grundlage für diesen Zeitraum bildet ein synthetisch erzeugter, charakteristischer Zeitverlauf⁶³ der thermischen Last, welcher einer mit TRNSYS-TUD durchgeführten Jahressimulation des Beispielnetzes unter Berücksichtigung des Testreferenzjahres entnommen wird. Die Vorlauftemperaturen werden innerhalb der vorgegebenen Grenzen zufällig generiert, da die Vorlauftemperatur später als Variable in das Optimierungsmodell von FWOPT integriert werden soll, also beliebige Werte annehmen kann. Ein Ausschnitt des Vergleichszeitraums ist in Abb. 3.42 dargestellt. Die beiden

⁶³Charakteristisch bedeutet in diesem Fall, dass alle Lastbereiche abgedeckt und typische Lastsprünge vorhanden sind (Zeitraum insgesamt: $\tau = 10$ Tage).

oberen Kurven stellen die Vorlauftemperatur bzw. das thermische Lastverhältnis dar, die graue Kurve unten kennzeichnet den Wert der simulierten, die schwarz gepunktete Kurve die über die Regression ermittelte Netzspeicherleistung. Es ist eine gute Übereinstimmung von Simulation und Regression ersichtlich, die sich im gesamten untersuchten Zeitraum fortsetzt.

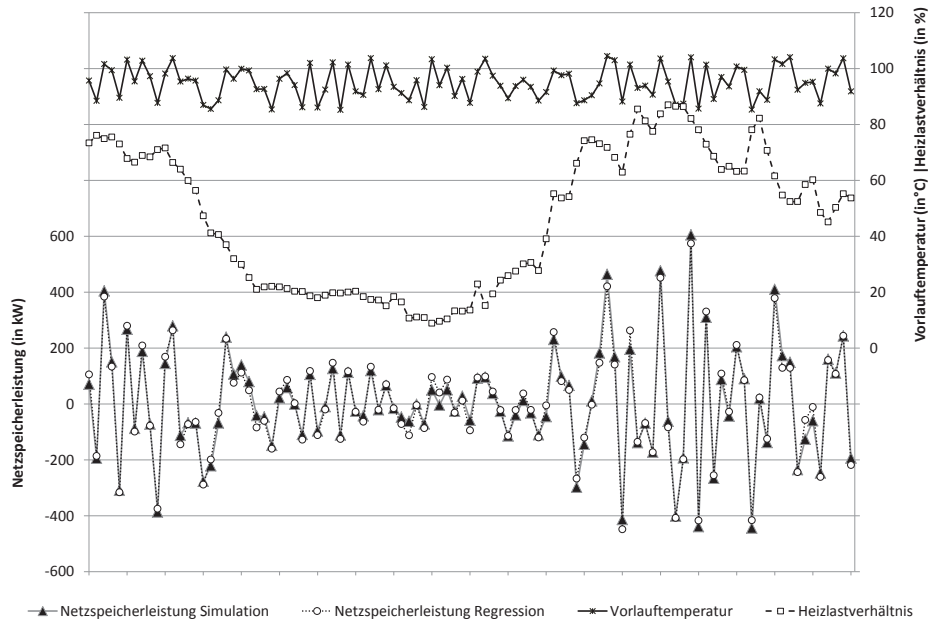


Abb. 3.42: Vergleich der simulierten und der über den Funktionsansatz ermittelten Netzspeicherleistung

Kriterien wie der absolute und relative Fehler zwischen Simulation und Regression dienen einer objektiven Bewertung. Für das untersuchte Beispielnetz ergab sich für den in Gl. 3.23 dargestellten Funktionsansatz ein maximaler, absoluter Fehler von $\dot{Q}_{th,abs,max} = 74,1 \text{ kW}$ sowie ein mittlerer, absoluter Fehler von $\dot{Q}_{th,m} = 5,6 \text{ kW}$. Der relative Fehler, bezogen auf die thermische Last, beträgt maximal $\dot{Q}_{th,rel,max} = 12,1 \%$ und im Mittel $\dot{Q}_{th,rel,m} = 0,5 \%$. In [93] finden sich ausführliche Darstellungen zu den Netzspeichervorgängen in dem untersuchten Beispielnetz und zum Regressionsansatz sowie eine ausführlichere Ergebnisdiskussion.

3.2.10.4. Randbedingungen

Es sollen die Auswirkungen der Möglichkeit der Netzspeicherung auf die Einsatzoptimierung untersucht und somit das ökonomische (Deckungsbeitrag) und ökologische Einsparpotential (CO_2 -Emission und Primärenergie) der Netzspeicherung anhand des Beispielnetzes abgeschätzt werden. Dazu erfolgt die Integration des in Gl. 3.23 aufgestellten Funktionsansatzes in FWOpt. Die Bestimmung der optimalen Fahrweise des Erzeugerparks bei Maximierung des Deckungsbeitrags, Minimierung der CO_2 -Emission bzw. Minimierung der Primärenergie dient als vergleichendes Bewertungskriterium. Somit können für verschiedene Rahmenbedingungen die optimale Betriebsweise mit und ohne aktive Nutzung der Netzspeicherung ermittelt und direkt gegenüber gestellt werden. Fokus der Untersuchung liegt auf der Abschätzung des monetären Gewinnpotentials bei Anwendung der aktiv gesteuerten Netzspeicherung in durch KWK-Anlagen versorgten Fernwärmenetzen bei gleichzeitigem Stromhandel auf dem Spotmarkt. Der untersuchte Zeitraum der Optimierungen umfasst jeweils ein Jahr. Wie in Abb. 3.43 dargestellt, wird das Beispielnetz durch eine aus einem Blockheizkraftwerk (BHKW),

einem Heißwasserkessel (HW) und einem Heißwasserverdrängungsspeicher (SP) bestehende Erzeugerstruktur versorgt. Die Kenndaten des BHKWs sind aus Tab. 3.7 entnommen (BHKW Zepelin). Die maximale Leistung des BHKWs wird je nach untersuchter Variante teilweise skaliert. Für den Kessel werden die Kenndaten aus Tab. 3.10 übernommen. Das Teillastverhalten beider Erzeuger ist im Optimierungsmodell berücksichtigt. Sowohl im BHKW als auch im Kessel findet Erdgas H als Brennstoff Verwendung. Die Mindestlauf- bzw. -stillstandszeit des BHKWs beträgt jeweils eine Stunde.

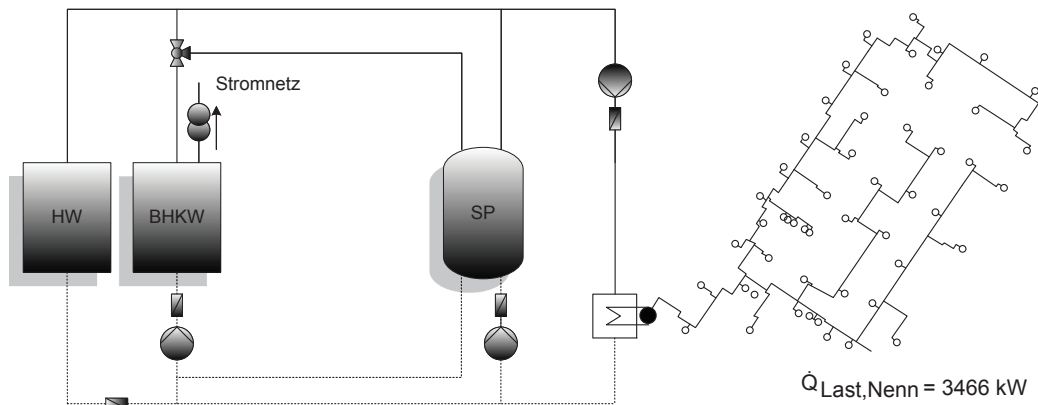


Abb. 3.43: Erzeugerstruktur des Beispielnetzes

Die in dem Heißwasserverdrängungsspeicher speicherbare Energie wird über das vorgegebene Nutzvolumen des Speichers sowie die Enthalpie bei Vor- und Rücklauftemperatur des Wassers im Speicher ermittelt. Als Vor- und Rücklauftemperaturen werden die Durchschnittswerte der Jahressimulation mit TRNSYS-TUD verwendet, es handelt sich daher um konstante Werte. Des Weiteren wird eine konstante Masse im Speicher angenommen. Die maximale Lade- bzw. Entladeleistung wird vorgegeben – sie ist so groß, dass der Speicher innerhalb einer Stunde komplett geladen bzw. entladen werden kann. Alle Kenndaten des Speichers der Grundvariante sind in Tab. 3.15 aufgelistet. In weiteren Varianten erfolgt eine Variation des Nutzvolumens – proportional ändert sich damit entsprechend die speicherbare Energie und die Lade- bzw. Entladeleistungen.

mittlere Vorlauftemperatur (in °C)	89
mittlere Rücklauftemperatur (in °C)	40
Nutzvolumen (in m ³)	36
Dichte Wasser bei Vorlauftemperatur (in kg/m ³)	981
Masse (in kg)	35312
Enthalpie bei Vorlauftemperatur (in kJ/kg)	373
Enthalpie bei Rücklauftemperatur (in kJ/kg)	167
speicherbare Energie (in kWh)	2019
maximale Lade-/Entladeleistung (in kW)	2019

Tabelle 3.15: Kenndaten des thermischen Heißwasserverdrängungsspeichers

Das wirtschaftliche Einsparpotential der Netzspeicherung soll anhand zwei verschiedener Zusammensetzungen des Erzeugerparks abgeschätzt werden. In der ersten Variante besteht der Erzeugerpark aus einem BHKW mit einer maximalen thermischen Leistung von $\dot{Q}_{th} = 652 \text{ kW}$ – der Heißwasserkessel verfügt dementsprechend über eine maximale thermische Leistung in Höhe von $\dot{Q}_{th} = 2800 \text{ kW}$,

um alle Lastanforderungen bedienen zu können. Für das BHKW werden dazu die maximale thermische, elektrische und Brennstoffleistung des BHKWs aus Tab. 3.7 mit dem Faktor 0,5 skaliert. Alle Wirkungsgrade und Stromkennzahlen bleiben unverändert, für den Heißwasserkessel werden die Wirkungsgrade aus Tab. 3.10 übernommen. In der zweiten Variante besteht der Erzeugerpark aus einem BHKW mit einer maximalen thermischen Leistung von $\dot{Q}_{th} = 1304$ kW und aus einem Heißwasserkessel mit einer maximalen thermischen Leistung von $\dot{Q}_{th} = 2200$ kW. Für diese Variante werden die Kenndaten des BHKWs aus Tab. 3.7 unskaliert verwendet. Die zwei verschiedenen Varianten der Zusammensetzung des Erzeugerarks sind durch römische Ziffern gekennzeichnet.

Es wird weiterhin der Einfluss der Größe des thermischen Verdrängungsspeichers auf das Betriebsverhalten untersucht. Dazu erfolgt eine Variation des Nutzvolumens des Verdrängungsspeichers zwischen $V = 36$ m³, $V = 18$ m³, $V = 9$ m³ bzw. $V = 3,24$ m³. Zusätzlich wird der Fall untersucht, dass kein Verdrängungsspeicher zur Verfügung steht. Im Verdrängungsspeicher mit einem Nutzvolumen von $V = 3,24$ m³ lassen sich $Q_{th} = 178$ kWh an Energie speichern. Das entspricht in etwa dem Wert der maximal im Netzspeicher speicherbaren Energie. Somit ist ein direkter Vergleich beider Speichermöglichkeiten realisierbar. Kleine lateinische Buchstaben kennzeichnen die Varianten verschiedener Größen des thermischen Verdrängungsspeichers. In Tab. 3.16 findet sich eine Übersicht aller untersuchten Varianten.

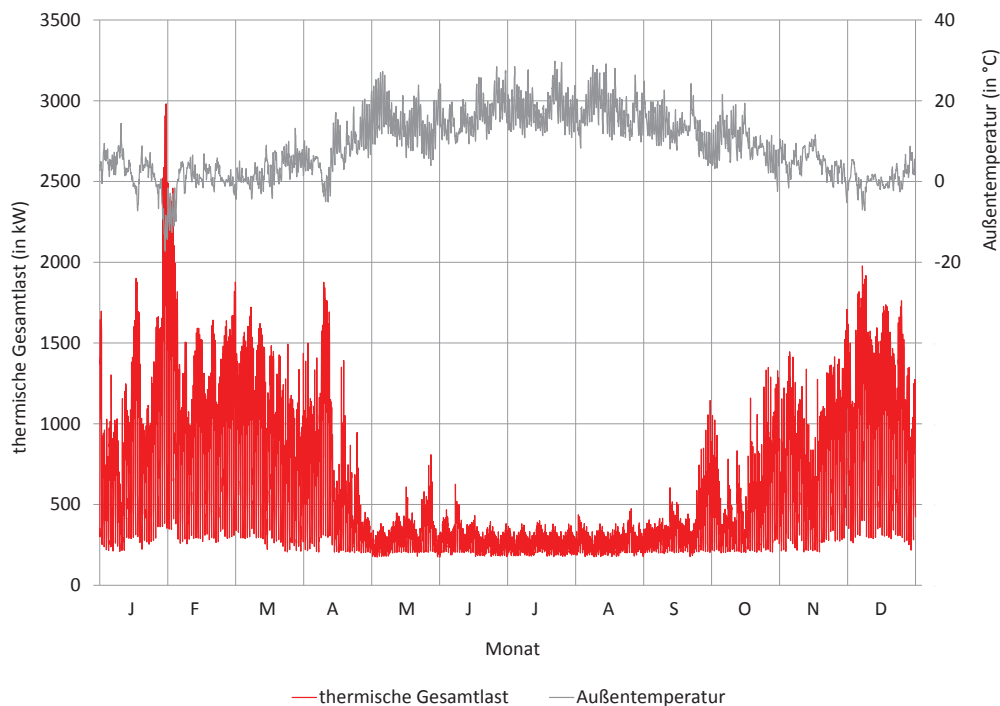
Nutzvolumen Verdrängungsspeicher (in m ³)	36	18	9	3,24	0
Speicherbare Energie (in kWh)	2019	1010	505	180	0
maximale Lade- bzw. Entladeleistung (in kW)	2019	1010	505	180	0
Leistungsgröße BHKW (in kW)	652				
Leistungsgröße HW (in kW)	2800				
Variantenbezeichnung	Ia	Ib	Ic	Id	Ie
Leistungsgröße BHKW (in kW)	1304				
Leistungsgröße HW (in kW)	2200				
Variantenbezeichnung	IIa	IIb	IIc	IIId	IIe

Tabelle 3.16: Übersicht der untersuchten Varianten

Die thermischen Gesamtlasten der Abnehmer werden aus der zuvor durchgeführten Jahressimulation mit TRNSYS-TUD entnommen und als Randbedingung der Optimierung vorgegeben. Die grafische Darstellung der thermischen Lasten findet sich in Abb. 3.44.

Die Bestimmung der thermischen Verluste und der für die Umwälzpumpen benötigte Energie in Abhängigkeit der Gesamtlast aller Abnehmer, der Vorlauftemperatur am Einspeisepunkt sowie der Umgebungstemperaturen werden aus den Ergebnissen der Jahressimulation näherungsweise abgeleitet.

Der durch das BHKW generierte Strom wird für den Eigenbedarf an Elektroenergie für die Umwälzpumpen verwendet, was im Vergleich zur maximalen elektrischen Leistung des BHKWs einen nur sehr geringen Teil ausmacht. Der restliche Strom wird komplett in das öffentliche Netz eingespeist. Ebenso besteht die Möglichkeit, Strom aus dem öffentlichen Netz zu beziehen, was für den Betrieb der Umwälzpumpen notwendig ist, wenn das BHKW ausgeschaltet ist. Sowohl Stromlieferung in als auch Strombezug aus dem öffentlichen Netz erfolgen über den Spotmarkt der Strombörse EEX in stündlicher Auflösung – beim Stromhandel müssen daher innerhalb einer Stunde für jeden Zeitschritt die gleichen Volumina gehandelt werden. Als Preise dienen die historischen EEX-Preise des Jahres 2009, deren zeitlicher Verlauf in Abb. 3.36 mit dargestellt ist (graue Linie). Für den Wärmeverkauf wird ein konstanter Erlös in Höhe von $P = 6,90$ ct/kWh angenommen. Die KWK-Vergütung für KWK-Anlagen unter $P_{el} = 2$ MW beträgt nach [32] $P = 2,10$ ct/kWh, die Entgelte für die vermiedene Netznutzung (VNN) nach [3] $P = 0,76$ ct/kWh. Die Brennstoffkosten für das Erdgas betragen konstant $P = 2,94$ ct/kWh. Der Preis setzt sich aus dem Durchschnittswert der Gasspotpreise der EEX von 2009 in Höhe von $P = 1,23$ ct/kWh zuzüglich der Zuschläge für Netznutzungsentgelte und Konzessionsabgaben in Höhe von $P = 1,71$ ct/kWh zusammen.

Abb. 3.44: Zeitlicher Verlauf Gesamtlast (Zeitraum: $\tau = 1$ Jahr)

3.3. Ergebnisse

3.3.1. Simulation Fiktives Netz

Das in Anhang B.1 beschriebene Fiktive Netz wird teilthemenübergreifend verwendet, um die unterschiedlichen Anwendungen des Forschungsprojekts an einem gemeinsamem Netz zu demonstrieren. Die thermohydraulische Simulation des Fiktiven Netzes bildet die Grundlage für die im Kapitel 3.3.6 durchgeführte Einsatzoptimierung der Erzeuger. Für diesen Zweck wird eine Jahressimulation erstellt und die Ergebnisse dem Optimierungstool FWOPT als Eingangsgröße übergeben.

Die Jahresdauerlinie der eingespeisten Wärme ist in Abb. 3.45 abgebildet. Die maximal eingespeiste Leistung als Stundenmittelwert über das Jahr beträgt $\dot{Q}_{th} = 601$ kW. Insgesamt muss der Erzeuger $Q_{th} = 1593$ MWh/a an Wärme bereitstellen. Die mittlere Leistung über das Jahr liegt bei $\dot{Q}_{th,m} = 182$ kW. Die Wärmeverluste beziffern sich auf $Q_V = 211$ MWh/a und haben einen Anteil von $\Delta Q_{th} = 13\%$ an der eingespeisten Wärme. Bei einem konstanten Wirkungsgrad der Netzumwälzpumpe von $\eta = 0,4$ würde eine elektrische Energie von $W_{el} = 1819$ kWh/a benötigt.

Der zeitliche Verlauf der tagesmittleren Leistung ist in Abb. 3.46, sowie die Vor- und Rücklaufemperatur in Abb. 3.47 dargestellt. In den Sommermonaten ist eine nahezu konstante Leistung für die Trinkwassererwärmung erforderlich. Dies lässt sich an den durchschnittlich höheren Rücklaufemperaturen zwischen Mai und September erkennen. Durch das Speicherladeprinzip ist die Rücklaufemperatur zusätzlich einer größeren Schwankung unterlegen.

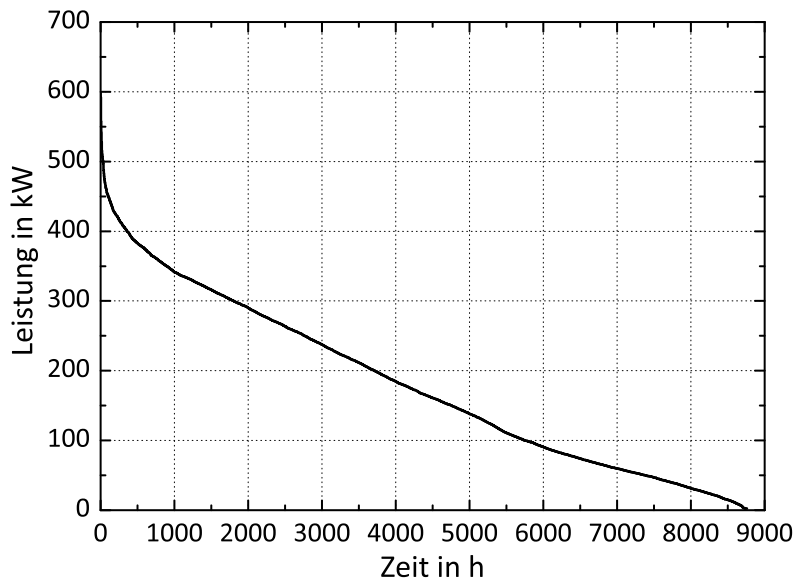


Abb. 3.45: Jahresdauerlinie des Fiktiven Netzes

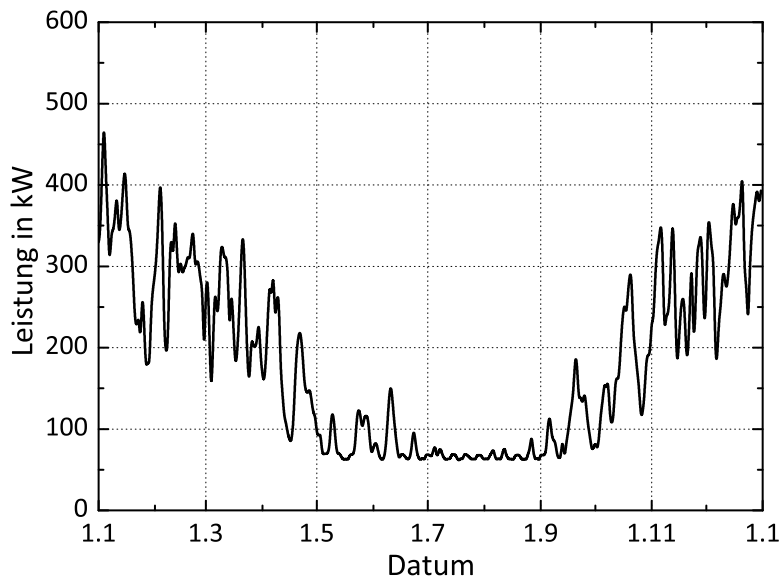


Abb. 3.46: Tagesmittlere Leistung des Fiktiven Netzes

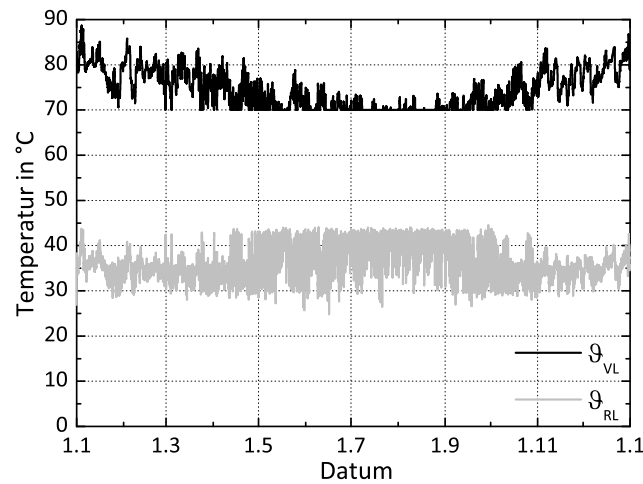


Abb. 3.47: Vor- und Rücklaufftemperatur des Fiktiven Netzes

Werden die Parameter in Abhängigkeit von der ϑ_a skizziert, zeigt sich folgender Verlauf in Abb. 3.48: Die Vorlaufftemperatur folgt strikt der vorgegebenen Fahrkurve und wird in jeden Zeitschritt an die Außentemperatur angepasst. In realen Netzen kann diese Anpassung in größeren Zeitschritten erfolgen. Dadurch entsteht eine akkurate Abhängigkeit der Vorlaufftemperatur von der Außentemperatur in Abb. 3.48. Vorlaufftemperaturen von $\vartheta_V = 90^\circ\text{C}$ werden nicht erreicht, da die Außentemperatur nicht unter $\vartheta_a = -15^\circ\text{C}$ sinkt. Die Rücklaufftemperatur ist im Sommer durchschnittlich höher als im Winter, da im Sommer der Anteil für Trinkwassererwärmung dominierend ist und durch hohe Rücklaufftemperaturen von den Speichersystemen eine Anhebung stattfindet. In Abb. 3.48 ist gut die niedrigen Rücklaufftemperaturen im Bereich der Außentemperatur von $\vartheta_a = 0 - 10^\circ\text{C}$ zu erkennen.

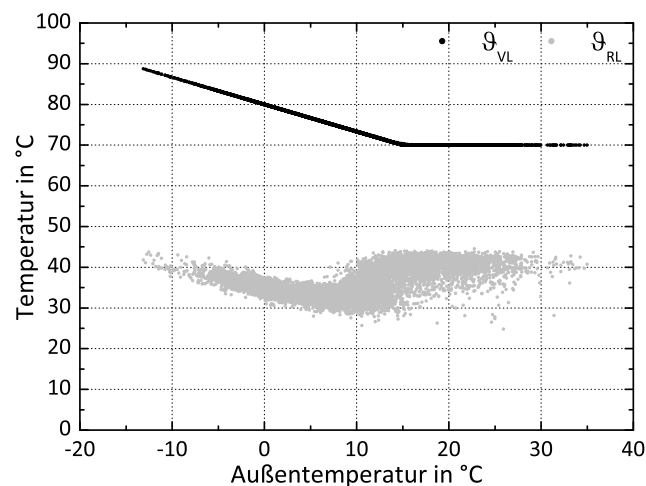


Abb. 3.48: Vor- und Rücklaufftemperatur in Abhängigkeit von der Außentemperatur des Fiktiven Netzes

3.3.2. Simulation realer Bestandsnetze

Nachdem die Messdaten zu dem Nah- und Fernwärmenetz vorgestellt wurden, werden in diesem Kapitel die Ergebnisse der Jahressimulation mit TRNSYS-TUD präsentiert und die Abweichungen gegenüber den Messdaten diskutiert. Die Randbedingungen für die Simulation sind in Kapitel 3.2.2 beschrieben.

3.3.2.1. Ergebnisse Nahwärmenetz

Die Jahresdauerlinie der Simulation ist in Abb. 3.49 mit den Messdaten gegenübergestellt. Der prinzipielle Verlauf wird gut widergespiegelt. Die Abweichungen in positiver und negativer Richtung gleichen sich über das Jahr gesehen aus. Somit ist die eingespeiste Wärme in der Simulation mit $Q_{th,sim} = 7187 \text{ MWh}$ marginal geringer als bei den gemessenen Daten mit $Q_{th,real} = 7190 \text{ MWh}$. In der maximalen Leistung liegt eine Abweichung von $\Delta Q_{th} = 13,5\%$ vor. Ab $\tau = 7000 \text{ h}$ stimmen die Daten der Simulation mit den Messdaten nahezu überein. Die Diskrepanzen bis $\tau = 7000 \text{ h}$ lassen sich durch die unzureichende Kenntnis der Randbedingungen nicht vermeiden. Durch die Aneinanderreihung der eingespeisten Leistungen geht die Information über das zeitliche Auftreten der Leistung im Jahresverlauf verloren. Es lassen sich lediglich die eingespeiste Wärme bestimmen und die Dimensionierung der Wärmeerzeuger vornehmen. Demgegenüber generiert der zeitliche Verlauf Aussagen zum Abnehmerverhalten und zeigt die Abhängigkeiten von äußeren Einflüssen.

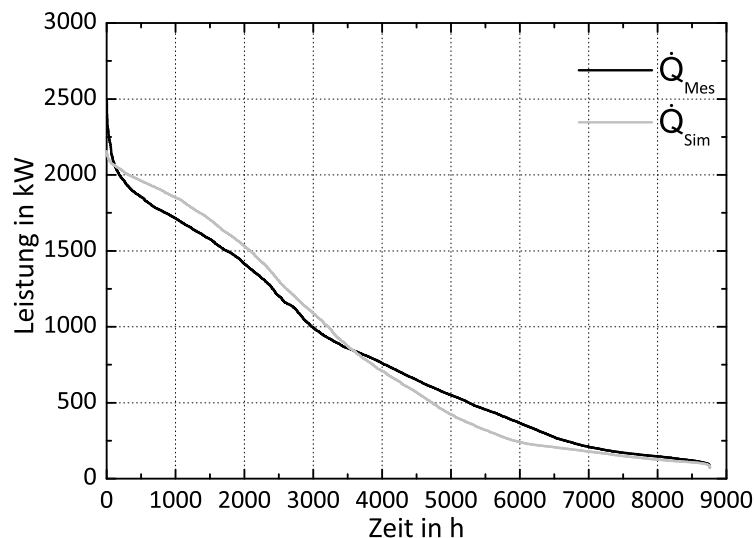


Abb. 3.49: Jahresdauerlinie des Nahwärmenetzes

Der Jahresverlauf der Erzeugerleistung ist in Abb. 3.50 dargestellt. Der simulierte Verlauf der Erzeugerleistung weist größere Schwankungen auf als der über Messdaten ermittelte Verlauf. Die maximale Leistungsanforderung stellt sich Ende Januar bei einer Außentemperatur von $\vartheta_a = -17^\circ\text{C}$ ein. Diese Spitze ist in der Simulation nicht stark ausgeprägt. Um die Unterschiede näher zu betrachten, wird in Abb. 3.51 ein kleinerer Zeitabschnitt gewählt. Es sind die Leistung, auf der linken Ordinate, und der Massestrom, auf der rechten Ordinate, der Messdaten und der Simulation aufgetragen. Quantitativ zeigt sich dabei, dass die Simulation in sehr guter Näherung zu den Messdaten liegt. Die Leistung kann qualitativ nicht exakt wiedergegeben werden, da zu viele Randbedingungen für die Simulation ohne genaue Kenntnis festgelegt werden müssen.

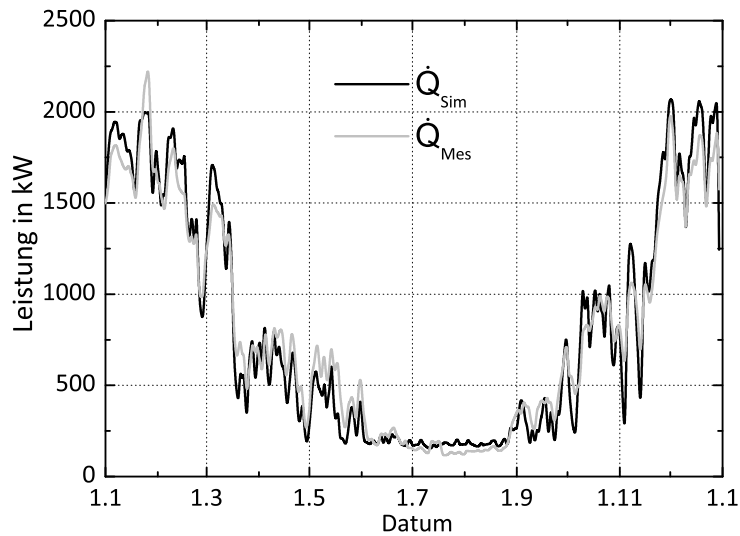


Abb. 3.50: Zeitlicher Verlauf der Leistung des Nahwärmenetzes

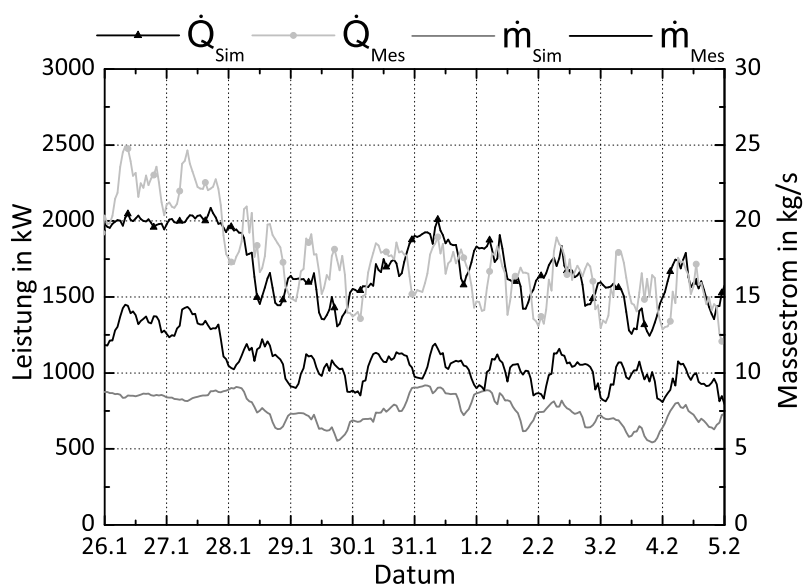


Abb. 3.51: Gegenüberstellung Leistung und Massestrom Simulation und Messdaten

Dazu zählen unter anderem die Parameter für das Gebäude, die Verläufe für die inneren und solaren Gewinne, Urlaubszeiten und das individuelle Verbraucherverhalten für Warmwasser. Hinzu kommen die Unsicherheiten in den meteorologischen Daten und den subjektiven Behaglichkeitskriterien. Da bei der Untersuchung der Messdaten bei der Vorlauftemperatur keine einheitliche Fahrweise identifiziert werden konnte, wird die gemessene Vorlauftemperatur als Jahresverlauf eingelesen und in der Simulation vorgegeben. Somit müssen von der Simulation die Rücklauftemperatur und der Massestrom bestimmt werden. Zum qualitativen Verlauf des Massestroms ist festzuhalten, dass dieser keineswegs mit den Messdaten korreliert. Die Diskrepanz im Massestrom hängt mit der Abweichung in der berechneten Rücklauftemperatur bei den einzelnen Verbrauchern zusammen. Abb. 3.52 zeigt

die Vorlauftemperatur und die Rücklauftemperaturen der Simulation und Messung. Durch die nahezu konstante Abweichung der Rücklauftemperatur von $\Delta\vartheta_R = 15\text{ K}$ ist automatisch bei gleicher Leistung zwischen Simulation und Messdaten der Massestrom unterschiedlich. Da die Rücklauftemperatur über ein idealisiertes Modell berechnet wird und durch die Verwendung von Lehrbuchkoeffizienten eine Abweichung in der Rücklauftemperatur auftritt, kann an dieser Stelle keine exakte Übereinstimmung stattfinden.

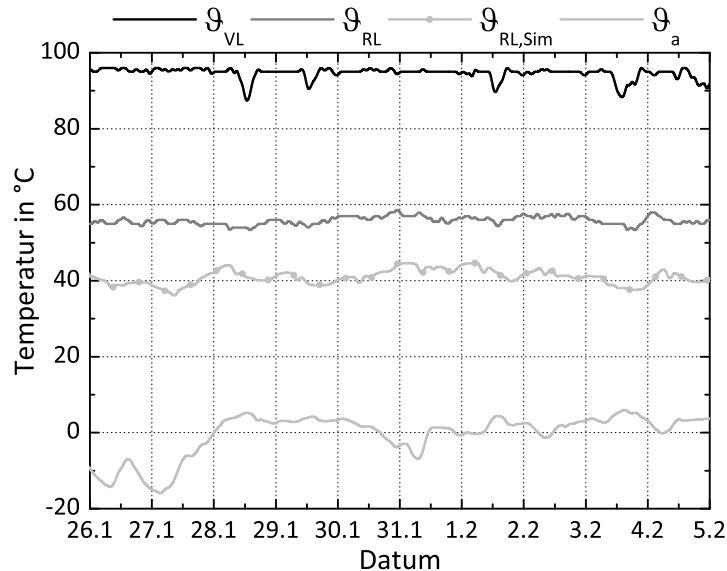


Abb. 3.52: Gegenüberstellung der Rücklauftemperatur Simulation und Messdaten

Eine Optimierung der Randbedingungen zur besseren Näherung der Simulation an die Messdaten wird in Kapitel 3.3.3 präsentiert.

3.3.2.2. Ergebnisse Fernwärmenetz

Beim Auftragen der Jahresdauerlinie für die eingespeiste Wärme in das Fernwärmenetz ergibt sich der Verlauf in Abb. 3.53. Im Vergleich zum Nahwärmenetz sind die Abweichungen größer. In der Simulation geht die eingespeiste Wärme zum Ende des Verlaufs gegen Null, was bei den Messdaten nicht der Fall ist, wo ganzjährig eine Leistungsanforderung besteht. Die Integration der beiden Kurven ergibt für die Simulation eine Wärmemenge von $Q_{th,sim} = 75,0\text{ GWh}$ und für die Messdaten $Q_{th,real} = 77,4\text{ GWh}$. Zumindest in Summe ist die Abweichung von $\Delta Q_{th} = 3,1\%$ relativ gesehen gering. Deutlich größer fällt die Diskrepanz in der maximalen Leistung aus, wo in der Simulation eine maximale Leistung von $\dot{Q}_{th,sim,max} = 37,4\text{ MW}$ benötigt wird. Gegenüber der maximalen Leistung in der Messung von $\dot{Q}_{th,real,max} = 25,3\text{ MW}$ ergibt sich ein Unterschied von $\Delta\dot{Q}_{th} = 47,8\%$. Hier zeigt sich deutlich, dass durch die größere Anzahl an Abnehmern und der höheren Leistung die Randbedingungen nicht ausreichend bekannt sind. Im zeitlichen Verlauf drückt sich das Über- bzw. Unterschreiten der Jahresdauerlinie in einer zu hohen Leistung im Winter und einer zu niedrigen Leistung im Sommer aus, wie Abb. 3.54 verdeutlicht. Dies deutet daraufhin, dass die TWE-Zapfprofile und die Randbedingungen der Gebäudemodelle nicht optimal sind. Im zeitlichen Verlauf ist dies gut sichtbar, da die Kurve im Sommer deutlich unter den Messdaten liegt und im Winter eine zu hohe Leistungsanforderung besteht. Mit größer werdendem Netz wird die Unsicherheit über die Randbedingungen und damit die Abweichungen größer. Die nähere Untersuchung eines kleineren Zeitabschnittes in Abb. 3.55 zeigt beispielhaft die Abweichung bei niedrigen Außentemperaturen Ende Januar. Wie

Abb. 3.54 verdeutlicht, sind die Simulationen selbst in großen Netzen und bei relativ schlechter Datenlage der Abnehmer in der Lage die Abhängigkeit zur Außentemperatur wiederzugeben. Bei höherem Detaillierungsgrad im Stunden- oder Tagesgang nach Abb. 3.55 wird jedoch schnell ersichtlich, dass die Summe an Unsicherheiten in den Randbedingungen zu erheblichen Abweichungen gegenüber der Realität führt.

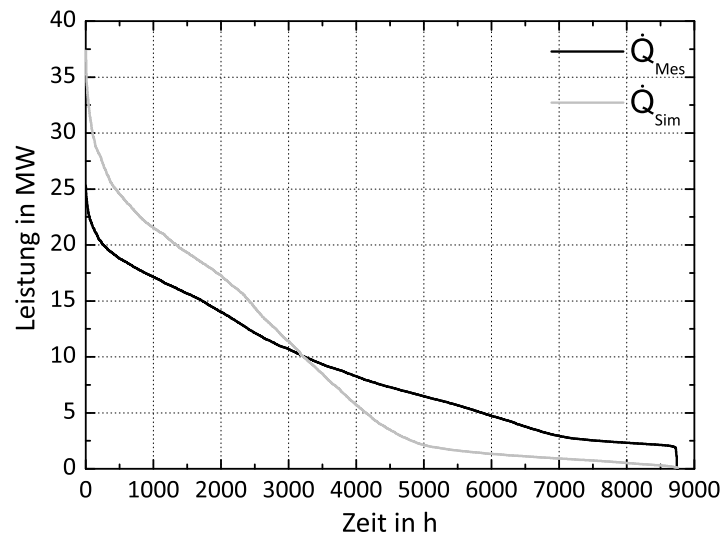


Abb. 3.53: Jahresdauerlinie des Fernwärmenetzes

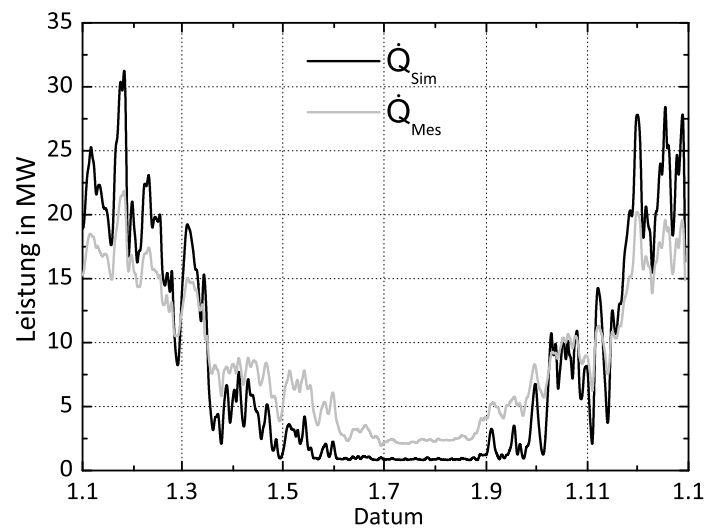


Abb. 3.54: Zeitlicher Verlauf der Leistung des Fernwärmenetzes

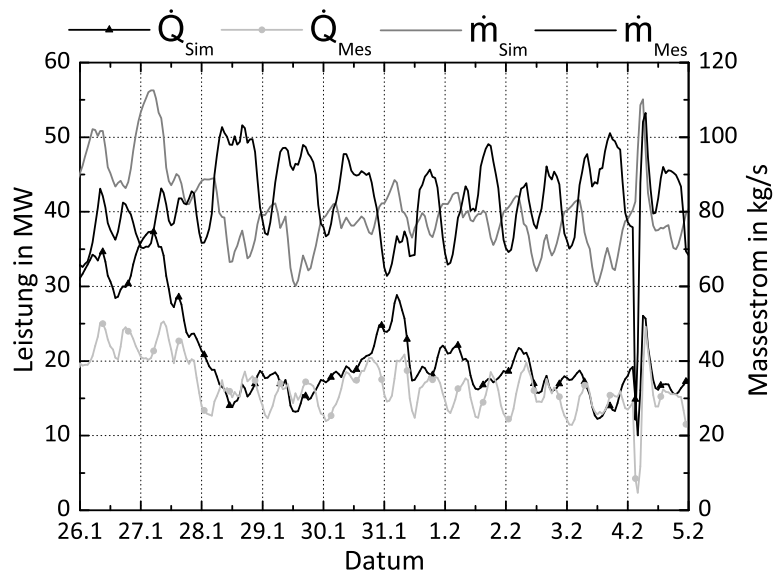


Abb. 3.55: Gegenüberstellung Leistung und Massestrom Simulation und Messdaten

Bei der Rücklaufftemperatur zeigt sich erneut der Effekt, dass die simulierten Temperaturen zu niedrig sind, wie in Abb. 3.56 ersichtlich. Die Schwankungen im Rücklaufftemperaturniveau können aber gut wiedergegeben werden, zu erkennen an markanten Änderungen bei den Messdaten, auch über das gesamte Jahr in Abb. 3.57 gesehen.

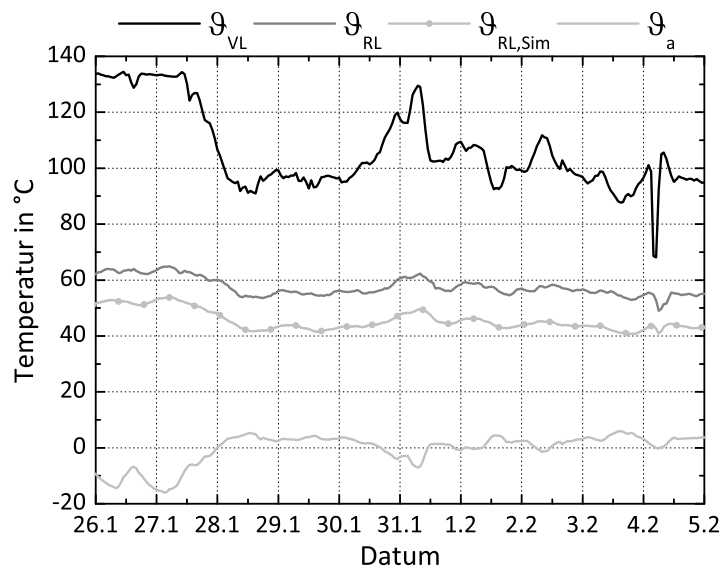


Abb. 3.56: Gegenüberstellung der Rücklaufftemperatur Simulation und Messdaten

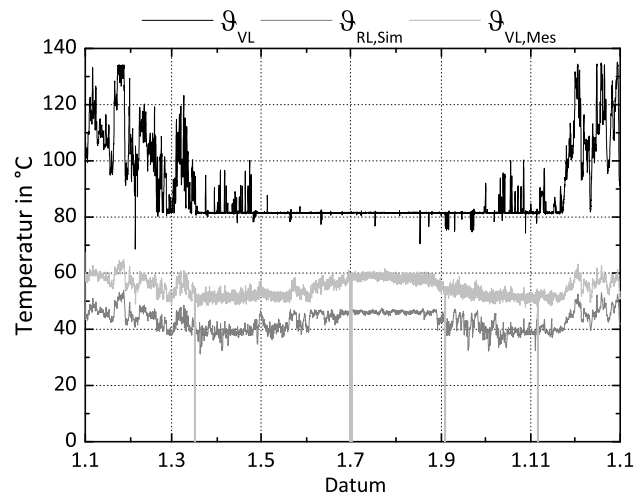


Abb. 3.57: Zeitlicher Verlauf der Rücklauftemperatur Simulation und Messdaten

3.3.3. Modellvalidierung mit GENOPT

Wenn die Randbedingungen besser bekannt sind oder über eine Optimierung verbessert werden, kann der zeitliche Verlauf der Simulation an die Messdaten angepasst werden. Zu diesem Zweck wird die in Kapitel 3.2.5 beschriebene Modellvalidierung mit GENOPT eingesetzt. Für den Anwendungsfall in dieser Situation wird die Summe der quadratischen Abweichungen zwischen den simulierten und tatsächlich gemessenen Erzeugerleistungen durch die Variation von Parametern minimiert. Dazu zählen die inneren Gewinne in den einzelnen Gebäuden, wodurch die Heizleistung sowie der Zapf- und Zirkulationsvolumenstrom beeinflusst wird. Damit kann Einfluss genommen werden auf die Gesamtleistung der einzelnen Abnehmer.

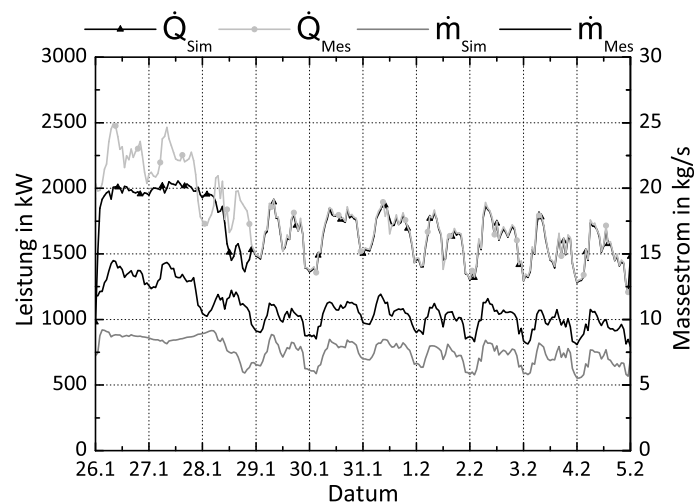


Abb. 3.58: Leistung und Massestrom Simulation und Messdaten Nahwärmenetz nach der Modellvalidierung

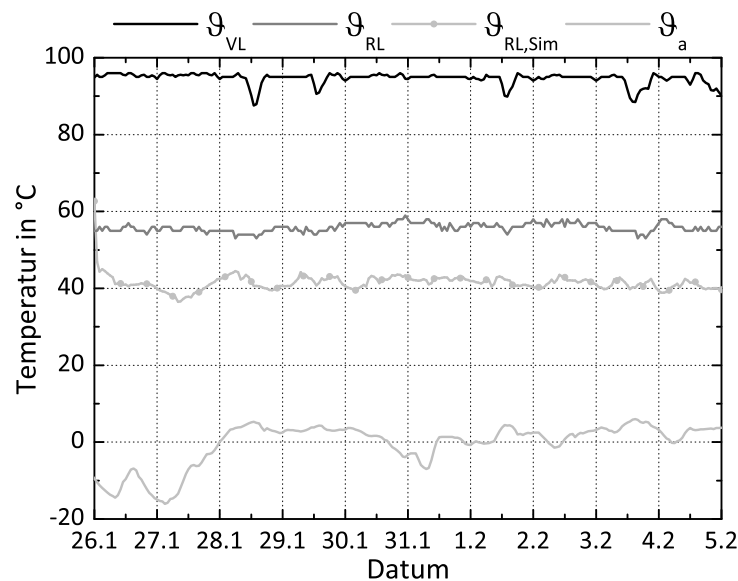


Abb. 3.59: Rücklauf­temperatur Simulation und Messdaten Nahwärmenetz nach der Modellvalidierung

Für die gezeigte Woche wurde dieses Verfahren getestet und die Ergebnisse in Abb. 3.58 dokumentiert. Die simulierte Leistung stimmt mit den Messdaten überein. Der Massestrom besitzt nun den gleichen Verlauf, jedoch immer noch eine konstante Abweichung durch die zu niedrig berechnete Rücklauf­temperatur, wie in Abb. 3.59 deutlich wird. Mit dieser Methode der Modellvalidierung der Randbedingungen der Simulation kann ein deutlicher Schritt zur besseren Anpassung der Simulation an die Realität vorgenommen werden. Dies könnte weiterhin eine Verbesserung der Lastprognose von Fernwärmesystemen bewirken. Auf Grundlage historischer Daten wäre dazu eine Anpassung der gebäudespezifischen Randbedingungen für den nächsten Tag vorzunehmen. Somit lässt sich für die Folgetage eine Prognose erstellen, die auf Grund des schwankenden Nutzerverhaltens immer noch eine Varianz beinhaltet. Durch diese Vorgehensweise und vor allem durch die Möglichkeit Lastdaten von einzelnen Abnehmern in zeitlicher Auflösung zu erhalten und nicht auf die Summe beim Erzeuger angewiesen zu sein, ist eine merkliche Verbesserung in der Lastprognose zu erwarten. Die Modellvalidierung mit GENOPT wurde ebenfalls für das Fernwärmenetz durchgeführt. Die Ergebnisse sind in Abb. 3.60 und Abb. 3.61 sichtbar. Auch hier gilt wieder, dass durch die Leistungsanpassung nicht gleichzeitig die Rücklauf­temperatur und der Massestrom mit der Messung übereinstimmen. Durch ein vom Idealfall abweichendes Wärmeübertragungsverhältnis entsteht eine Diskrepanz bei diesen beiden Größen.

Die Modellvalidierung kann lediglich die Leistung mit historischen Daten bewerkstelligen. Dabei ist zu beachten, dass die Parameter in sinnvollen Grenzen liegen. Davon unbeeinträchtigt ist die Validierung der Rücklauf­temperatur und des Massestroms, da für die Berechnung dieser beiden Größen ein anderes Modell verwendet worden ist.

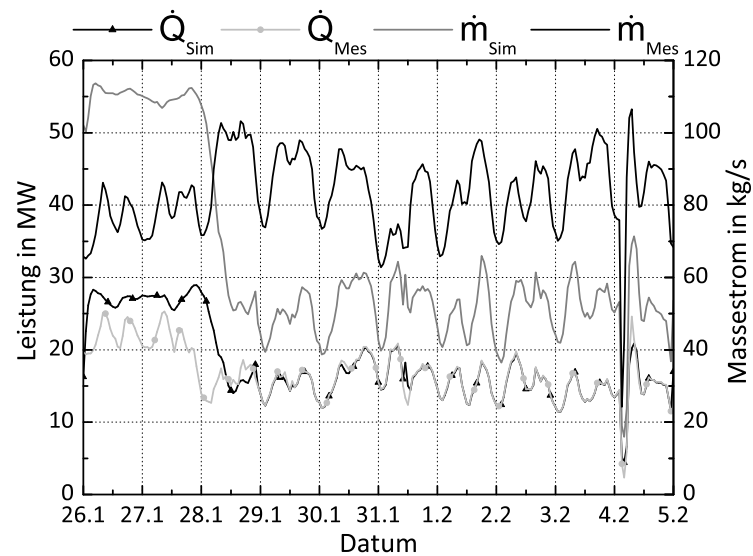


Abb. 3.60: Leistung und Massestrom Simulation und Messdaten Fernwärmenetz nach der Modellvalidierung

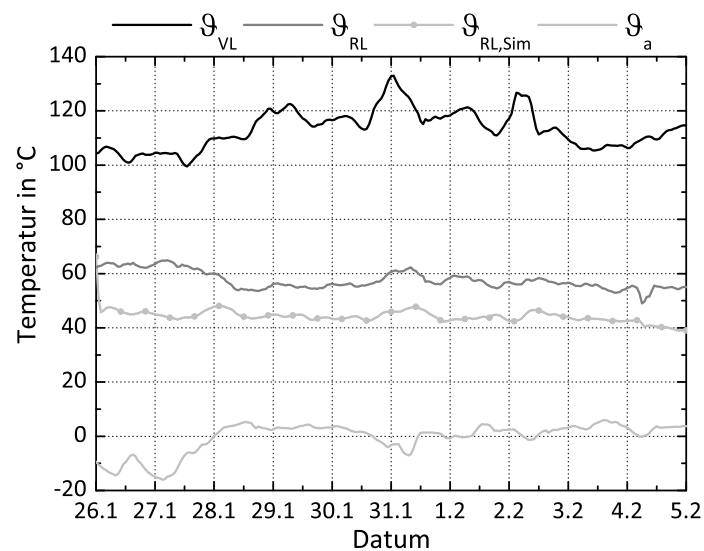


Abb. 3.61: Rücklauftemperatur Simulation und Messdaten Fernwärmenetz nach der Modellvalidierung

3.3.4. Dezentrale Wärmespeicherung

Aus der Variantenmatrix aus Tab. 2.9 mit den zwei Temperaturerhebungen von $\Delta\vartheta_i = +0,5\text{ K}$ und $\Delta\vartheta_i = +1,0\text{ K}$ und den drei Zeitintervallen von $\tau = 15, 30, 60\text{ min}$ entstehen insgesamt sechs Varianten. Die Effekte sind in allen Varianten dieselben. Deshalb werden nur die Ergebnisse für die

Variante $\tau = 60$ min und Anhebung um $\Delta\vartheta_i = +0,5$ und $+1,0$ K dargestellt.

In den Wintermonaten ist mit dem größten Potential zu rechnen, da hier über das Jahr gesehen der Wärmebedarf am höchsten ist. Der Bedarf an Trinkwarmwasser ist unabhängig von den Jahreszeiten und unterliegt nur dem Nutzerverhalten und ist in der Simulation als Randbedingung durch eine stochastische Wahrscheinlichkeitsverteilungen abgebildet, wie in Abschnitt 3.2.4.3.3 beschrieben. Im folgenden werden deshalb die Ergebnisse für eine ausgewählte Woche im Winter diskutiert, da in der Übergangszeit und im Sommer das Potential geringer als im Winter ist und hier die Effekte besser betrachtet werden können. Ausgangspunkt ist die eingespeiste Leistung der KWK-Anlage für den Referenzfall, indem keine übergeordnete Regelung stattfindet. In Abb. 3.62 ist die eingespeiste Leistung für eine Woche aufgetragen. Die Außentemperatur liegt hauptsächlich zwischen $\vartheta_a = 0..5$ °C mit einem Minimum von $\vartheta_{a,min} = -7$ °C. Dieses Minimum spiegelt sich in einem Maximum der Heizleistung für diese Woche wider. Grundsätzlich korreliert die Heizleistung mit der Außentemperatur und beträgt für diese Woche zwischen $\dot{Q}_{th} = 1250 - 2250$ kW.

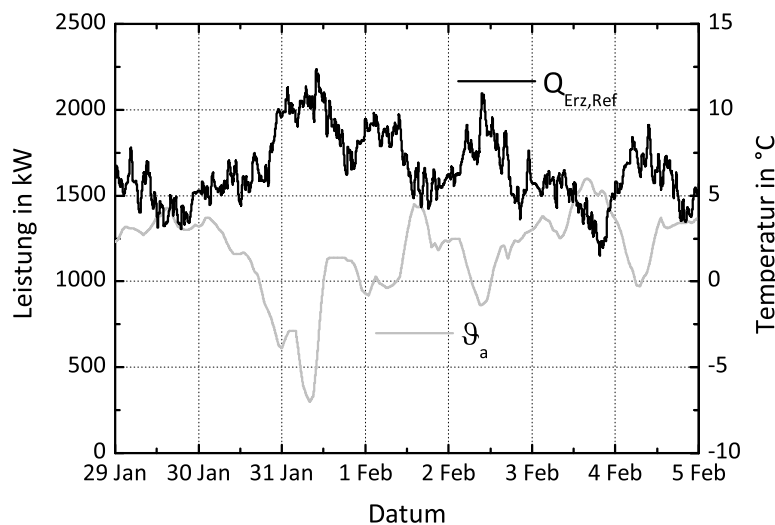


Abb. 3.62: Eingespeiste Leistung im Referenzfall für eine Winterwoche

Mit Hilfe einer übergeordneten, zentralen Regelung wird für den Zeitraum von einer Stunde die Innenraumtemperatur der Abnehmer im genannten Toleranzbereich manipuliert. Gleichzeitig wird auch den TWE-Speichern ein Ladesignal gesetzt, insofern diese nicht voll beladen sind. Für den Zeitpunkt der Anhebung wurden die frühen Abendstunden gewählt, da die erzielten Strompreise an der EEX-Börse über den Tag gesehen um 19:00 Uhr am höchsten sind.

Die Simulation erstreckt sich über den Zeitraum vom 29.01. bis 31.01., beginnend von 12:00 Uhr mittags. In Abb. 3.63 sind die Leistung im Referenzfall und die Differenz am Einspeiser der beiden Fälle Anhebung der Innenraumtemperatur um $\Delta\vartheta_i = +0,5$ K und $\Delta\vartheta_i = +1,0$ K aufgetragen. Bis 19:00 Uhr am 29.01. ist die eingespeiste Leistung der drei Varianten identisch. Dann wird zum ersten Mal die globale Regelung aktiviert und der Erzeuger muss mehr Wärme gegenüber dem Referenzfall einspeisen. Zu Beginn ist ein starker Anstieg der Einspeiseleistung zu erkennen, der durch das gleichzeitige Einschalten vieler TWE-Anlagen charakterisiert ist. Dem starken Anstieg folgt ein Einbruch der Leistung, da die meisten Speicher relativ schnell ihre obere Ladegrenze erreicht haben. Es ist sehr unwahrscheinlich, dass zu einem Zeitpunkt alle Speicher komplett entladen sind und die gesamte Speicherkapazität ausgenutzt werden kann. Nach einer Stunde fällt die Differenz wieder ab und die Erzeugerleistung nähert sich dem Referenzfall. Es geschieht jedoch keine Anpassung an das Referenzprofil, da durch die unplanmäßige Beladung der TWE-Speicher nicht mehr der gleiche Zyklus wie im Referenzfall vorhanden ist. Diese andauernde Verschiebung gegenüber dem Referenzfall führt zu den sichtbaren, kleineren Abweichungen. Zudem wird kurzfristig weniger Wärme für die Heizung

benötigt, da die Innentemperatur über der Solltemperatur liegt und die Gebäudemasse gegenüber dem Referenzfall aufgeheizt wurde.

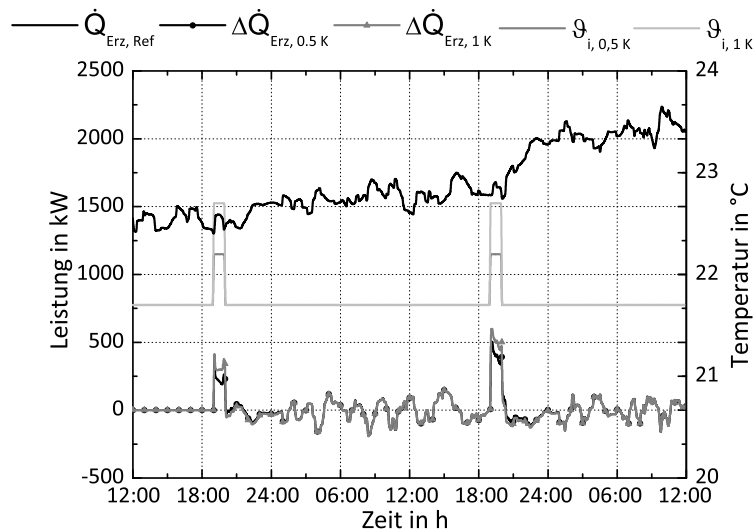


Abb. 3.63: Erzeugerleistung im Referenzfall und Differenz zur Dezentralen Wärmespeicherung

Variante	Eingespeiste Wärme Erzeuger in MWh	Differenz maximale Leistung in kW
Referenz	415,50	0
15 min +0,5 K	415,64	459,07
15 min +1,0 K	415,65	538,83
30 min +0,5 K	415,69	499,07
30 min +1,0 K	415,73	579,31
60 min +0,5 K	415,79	506,60
60 min +1,0 K	415,89	598,98

Tabelle 3.17: Eingespeiste Wärme der Varianten und Differenz in der Leistung gegenüber dem Referenzfall

Während der zweiten Phase kann eine noch höhere Leistung vom Erzeuger in das Netz eingespeist werden. In beiden Fällen ist die Leistung bei der Anhebung von $\Delta\vartheta_i = +1,0$ K gegenüber $\Delta\vartheta_i = +0,5$ K höher. Die eingespeiste Wärme und die Leistungssteigerung gegenüber dem Referenzfall der Varianten ist in Tab. 3.17 dokumentiert. Es wird in der Woche sieben Mal die Solltemperatur angehoben. Wie zu erwarten steigt die eingespeiste Wärme mit höherer Anhebung der Innentemperatur und längerer Dauer des Zeitintervalls. Die Wärmemenge ist jedoch marginal klein. Wird dieses Prinzip über einen längeren Zeitraum angewendet, wird sich dementsprechend auch die eingespeiste Wärme vergrößern. Bei der Leistung werden kurzfristig bis zu $\dot{Q}_{th} = 600$ kW mehr benötigt. Im Vergleich zur maximalen Leistung in diesem Zeitintervall von $\dot{Q}_{th,max} = 2,4$ MW bedeutet die Steigerung um fast $\Delta\dot{Q}_{th} = 600$ kW ein Plus von $\Delta\dot{Q}_{th} = 25\%$.

Ein wesentlicher Aspekt wird erst deutlich, wenn die Leistung der Abnehmer, getrennt nach Heizung und TWE, betrachtet wird. Dabei zeigt sich, dass durch die Vorrangschaltung der TWE es zu einer kurzzeitigen Unterversorgung der Heizung kommt. Da für jeden Abnehmer ein maximaler Massestrom zur Verfügung steht und die TWE den Vorrang gegenüber dem Heizsystem hat, wird zuerst der Speicher geladen. Dies muss nicht für alle Abnehmer zutreffen, da bei einigen der Speicher schon geladen ist. In Abb. 3.64 ist die Differenz der Variante mit Anhebung um $\Delta\vartheta_i = +1,0$ K und $\tau = 60$ min gegen-

über dem Referenzfall aufgetragen. Die Differenz bezieht sich auf die gesamte abgenommene Leistung der Abnehmer, aufgeteilt nach Heizung und TWE. Die gesamte Leistungsdifferenz $\Delta\dot{Q}_{Abn,ges}$ der Abnehmer ergibt sich aus Addition der Anteile Heizung und TWE. Am ersten Peak lässt sich sehr gut verdeutlichen, dass durch die Vorrangschaltung der TWE-Anlage eine Unterversorgung der Heizung auftritt. Diese muss nach den $\tau = 60$ min durch einen höheren Heizleistungsbedarf kompensiert werden. Die Vorrangschaltung der TWE-Speicher verhindert somit, dass das Heizsystem kurzfristig eine höhere Leistung abnehmen kann. Das globale Regelsignal müsste deutlich länger aktiviert bleiben, damit auch über das Heizungssystem mehr Leistung abgenommen werden kann. In der zweiten Spitze in Abb. 3.64 zeigt sich, dass die TWE-Speicher schnell voll beladen sind und die Leistung bei den Heizsystemen noch innerhalb des Zeitintervalls über das Referenzprofil steigt. Durch die Unterversorgung muss dennoch nach der Anhebung mehr Leistung als im Referenzfall für die Heizung aufgebracht werden, um die Unterversorgung zu kompensieren.

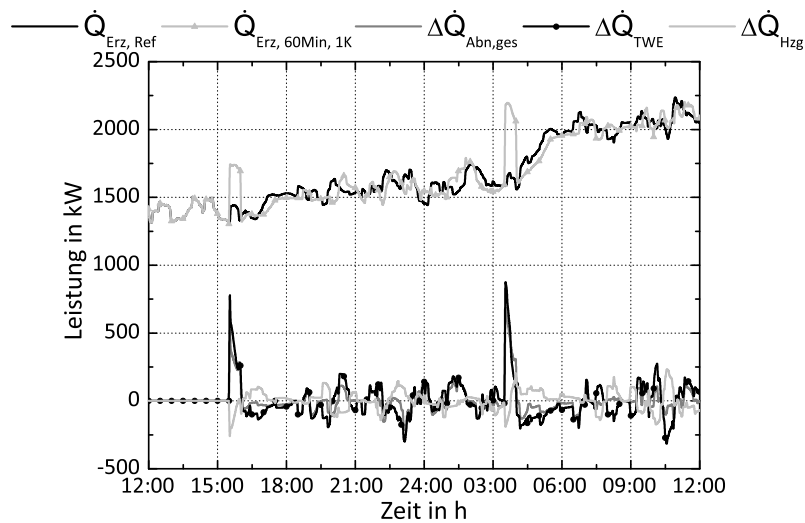


Abb. 3.64: Dezentrale Wärmespeicherung aufgeteilt nach TWE-Speicher und Heizung

Um den Einfluss der Vorrangschaltung auf die Heizung zu unterbinden, soll die Anhebung der Innentemperatur ohne die TWE-Speicher erfolgen, um das Verhalten einer reinen Anhebung der Heizleistung zu untersuchen. Inwieweit das eine, die Vorrangschaltung der TWE zu einer Unterversorgung der Heizung führt, oder das andere, der TWE-Speicher bereits komplett beladen ist, in der Praxis auftritt, hängt natürlich vom Ladezustand des Speichers ab, aber auch vom maximal verfügbaren Massestrom beim Abnehmer. Durch die alleinige Anhebung der Innentemperatur ist die zugeführte Leistung geringer als im vorherigen Fall. Die zusätzliche Last der Heizungsanlagen verläuft relativ gleichmäßig, wie Abb. 3.65 zeigt. Es wird wie erwartet weniger Wärme eingespeist und die Leistungsspitze fällt geringer aus. Deutlich erkennbar ist die verminderte Leistungsaufnahme nach der Anhebung und die kontinuierliche Anpassung an den Referenzfall. Der Effekt des Einschwingens der Heizleistung durch die Gebäudemasse ist dafür verantwortlich. Die Wärmespeicherung innerhalb der Gebäudemasse gleicht sich dem Referenzfall wie bei dem Ein- und Ausschwingen eines Kondensators nach endlicher Zeit wieder an. Die Anhebung der Temperaturdifferenz von $\Delta\vartheta_i = +0,5$ K auf $\Delta\vartheta_i = +1,0$ K bewirkt eine kurzzeitige, annähernde Verdopplung der benötigten Heizleistung, steigert jedoch auf Grund des Speicherverhaltens nur marginal den notwendigen Energiebedarf des Erzeugers.

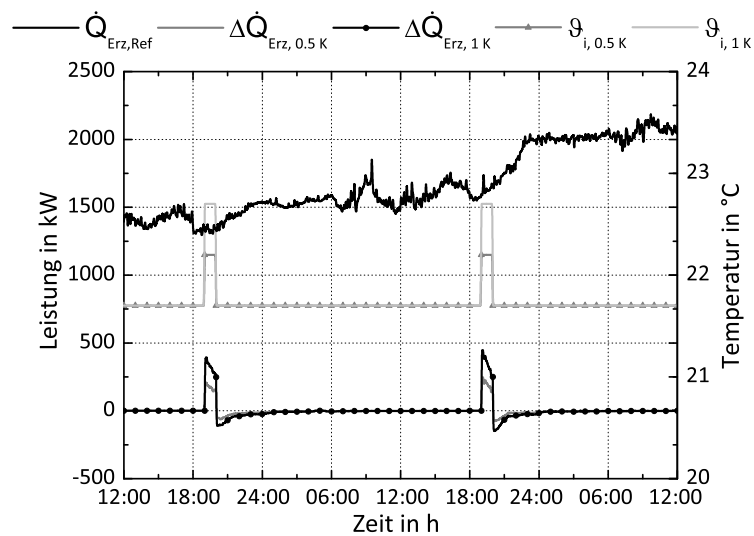


Abb. 3.65: Erzeugerleistung im Referenzfall und Differenz zur Dezentralen Wärmespeicherung (nur Heizung)

Variante	Eingespeiste Wärme Erzeuger in MWh	Differenz maximale Leistung in kW
Referenz	414,17	0
15 min +0,5 K	414,23	250,43
15 min +1,0 K	414,29	451,20
30 min +0,5 K	414,30	250,40
30 min +1,0 K	414,41	451,14
60 min +0,5 K	414,44	250,33
60 min +1,0 K	414,66	451,03

Tabelle 3.18: Eingespeiste Wärme der Varianten und Differenz in der Leistung gegenüber dem Referenzfall (nur Heizung)

An den Diagrammen kann bereits eindrucksvoll gezeigt werden, welches Potenzial die dezentrale Wärmespeicherung innerhalb der Gebäude bietet. In den dargestellten Beispielen wurde dies anhand eines zusätzlichen Wärmeeintrags demonstriert. Vorstellbar und wesentlich leichter technisch realisierbar ist auch eine kurzzeitige Unterversorgung der Gebäude, in dem die Soll-Vorlauftemperatur unterfahren und der Massestrom durch die Rücklaufbegrenzung automatisch reguliert wird. Jede Über- oder Unterversorgung muss selbstverständlich innerhalb tolerierbarer Behaglichkeitsgrenzen erfolgen und ist durch gesonderte Vertragsbedingungen und ggf. zusätzliche technische Notwendigkeiten abzusichern.

3.3.5. Vergleich zentrale und dezentrale Wärmeeinspeisung

3.3.5.1. Ergebnisse Optimierung 10 Tage in der Übergangszeit

Für den Untersuchungszeitraum von $\tau = 10$ Tagen in der Übergangszeit erfolgt die Optimierung mit FWOPT sowie der ursprünglich gegebenen zeitlichen Auflösung des thermischen Lastgangs in Höhe von $\tau = 3$ min. Die Erzeugerleistungen werden innerhalb jeder Stunde konstant gehalten, da der zeitlich kleinste Stromkontrakt der EEX über minimal eine Stunde abgeschlossen werden kann. In Abb. 3.66 ist das Ergebnis der Optimierung in Form der Wärmebilanz des ersten von den $\tau = 10$ Tagen grafisch dargestellt.

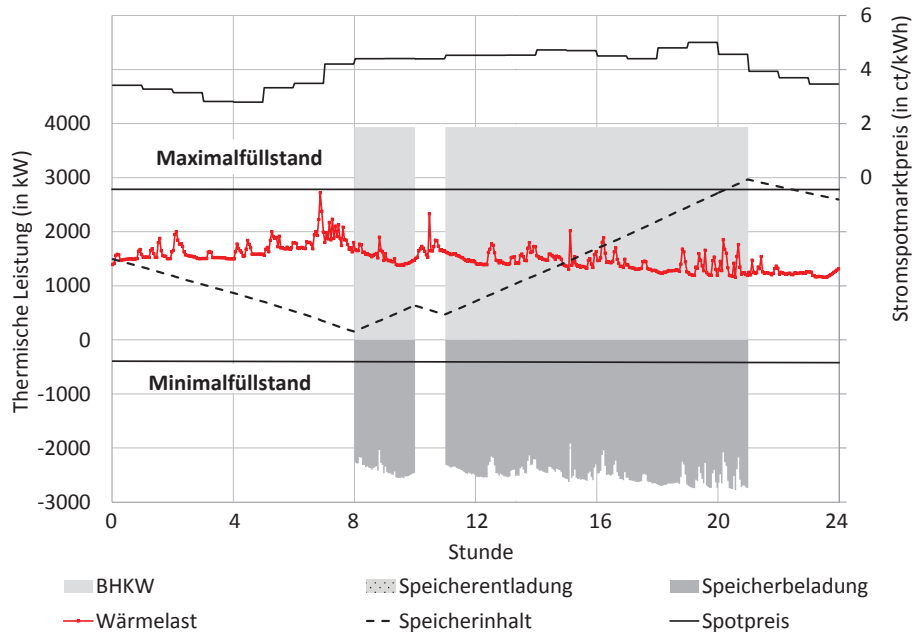


Abb. 3.66: Wärmebilanz für den Fall zentral (Zeitraum: $\tau = 1$ Tag in der Übergangszeit)

Auf der Abszisse ist die Zeit aufgetragen, auf der linken Ordinate die thermische Leistung, auf der rechten die jeweiligen Preise des Stromspotmarktes. Die rote Kurve stellt den thermischen Lastgang dar, der aufgrund der zu erfüllenden Versorgungssicherheit zu jedem Zeitpunkt gedeckt werden muss, entweder durch das BHKW (hellgraue Fläche) oder durch das Entladen des thermischen Speichers (hellgraue Fläche mit Punkten). Es ist deutlich ersichtlich, dass sich zwei typische Phasen abwechseln. In der einen Phase ist das BHKW ausgeschaltet und die Deckung der thermischen Last wird komplett über den Speicher realisiert. In diesen Zeiten ist der Strompreis am Spotmarkt (schwarze Linie) vergleichsweise niedrig. Bei vergleichsweise hohen Preisen hingegen schaltet sich das BHKW an, da der dabei generierte Strom gewinnbringend an der Börse verkauft werden kann. Das BHKW ist dabei im Volllastbetrieb, da so die Stromausbeute maximiert wird. Da unter Volllast die thermische Leistung des BHKWs die thermische Last meist übertrifft, kommt es in diesen Zeiten zur Ladung des Speichers (dunkelgraue Fläche). Der Einsatz des BHKWs wird also insgesamt in Zeiten von hohen Stromspotmarktpreisen gelegt. Eine Grenze bildet dabei die Größe des thermischen Speichers. Ist dieser an der unteren bzw. oberen Kapazitätsgrenze, kann es auch vorkommen, dass das BHKW zu Zeiten niedriger Spotpreise eingeschaltet bzw. zu Zeiten hoher Spotpreise ausgeschaltet werden muss. Dazu ist zusätzlich als schwarz gepunktete Linie der jeweilige Füllstand des Speichers eingezeichnet. Es handelt sich um eine rein qualitative Darstellung ohne Größenangabe. Der zulässige Maximal- und Minimalfüllstand ist jeweils durch eine schwarze, horizontal verlaufende Linie gekennzeichnet. Wird die Stunde 8 bis 11 betrachtet, so fällt auf, dass trotz des vergleichsweise hohen Spotpreises, nur in den Stunden 8 bis 10 das BHKW eingeschaltet ist. Die Ursache findet sich im Speicherfüllstand, der nach $\tau = 21$ Stunden sein Maximum erreicht. Eine zusätzliche Beladung in der Stunde 10 bis 11 würde dazu führen, dass der maximale Füllstand des Speichers bereits nach $\tau = 20$ Stunden erreicht werden würde und somit eine Abschaltung des BHKWs in der Stunde 20 bis 21 mit sich bringt. In dieser Stunde ist der Spotpreis aber geringfügig höher als in der Stunde 10 bis 11. Endresultat wäre eine Reduzierung des Gewinns. Neben den Spotpreisen beeinflusst also die Größe des thermischen Speichers aktiv die Einschaltzeiten des BHKWs.

Für den Fall dezentral lassen sich ähnliche Aussagen treffen. In den Abb. 3.67 bzw. Abb. 3.68 sind analog der Abb. 3.66 die Wärmebilanzen als Ergebnisse der Optimierung für den ersten von den

$\tau = 10$ Tagen der Übergangszeit für die Verbrauchergruppen A bzw. F jeweils in einem Diagramm dargestellt. Die Beschriftungen der Diagramme stimmen mit denen von Abb. 3.66 überein. Die Wärmebilanzen sollen exemplarisch die Ergebnisse der Optimierung des Falles dezentral verdeutlichen. Es ist jeweils die Verlagerung des BHKW-Einsatzes in Zeiten vergleichsweise hoher Spotpreise zu erkennen. Kleine Unterschiede zwischen den Verbrauchergruppen zeigen sich in den einzelnen Laufzeiten der BHKWs, da für jede Verbrauchergruppe das Verhältnis aus Nennleistung des BHKWs und Bedarf an thermischer Energie leicht variiert sowie der zeitliche Verlauf der thermischen Last unterschiedlich aufweist. Insgesamt lassen sich die dezentralen BHKWs flexibler an den jeweiligen thermischen Lastgang orientiert einsetzen. In Tab. 3.19 sind im Vergleich die Brennstoffkosten, Wärme- und Stromerlöse sowie der Gewinn für den Fall zentral sowie für den Fall dezentral dargestellt.

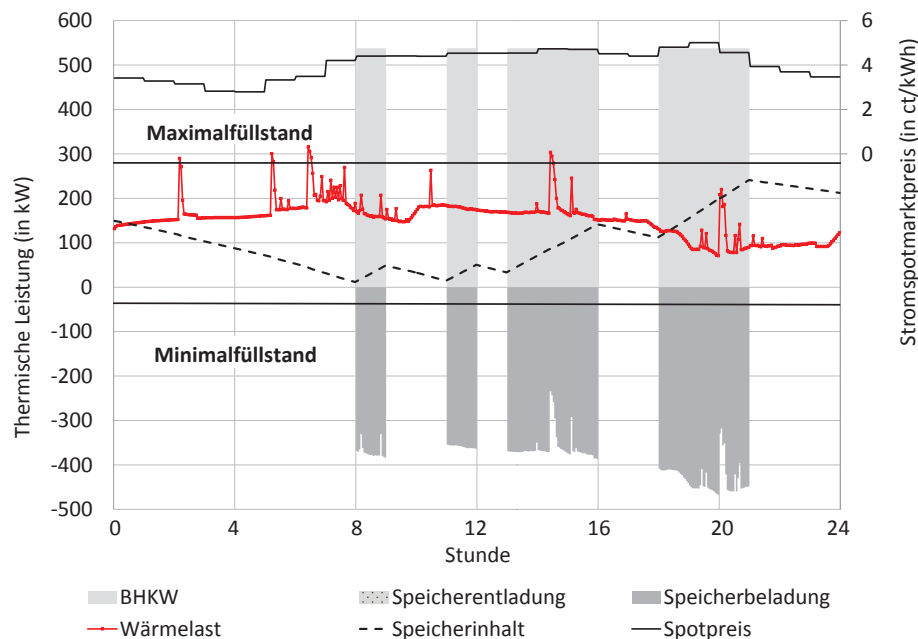


Abb. 3.67: Wärmebilanz für den Fall dezentral Verbrauchergruppe A (Zeitraum: $\tau = 1$ Tag in der Übergangszeit)

Insgesamt ergibt sich bei einer dezentralen Lösung ein um rund $\Delta G = 1.000$ Euro bzw. $\Delta G = 6,8\%$ höherer Gewinn als bei einer zentralen Lösung. Eine Ursache sind die im Vergleich zur zentralen Lösung deutlich geringeren Brennstoffkosten, die auf die höheren Gesamtwirkungsgrade und die flexibleren Fahrweisen der kleineren BHKWs zurückzuführen sind. Außerdem verursachen die thermischen Verluste des Nahwärmenetzes bei der zentralen Lösung zusätzliche Brennstoffkosten. Der thermische Lastgang ist in beiden Fällen gleich, folglich ergeben sich auch identische Wärmeerlöse. Die Stromerlöse bei der zentralen Lösung liegen deutlich über den Stromerlösen der dezentralen Lösung. Grund hierfür ist der höhere elektrische Wirkungsgrad bei den größeren BHKWs - insgesamt kann eine höhere Stromausbeute erreicht werden, welche aber nicht den gesamten Brennstoffmehraufwand ausgleicht. Resultat für den betrachteten Zeitraum entstehen höhere Gewinne für den Fall dezentral.

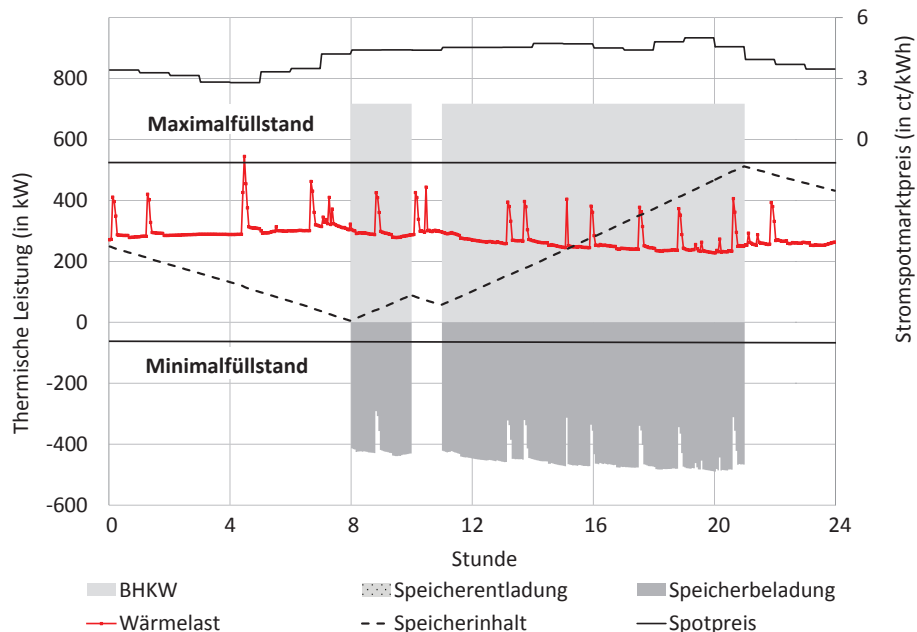


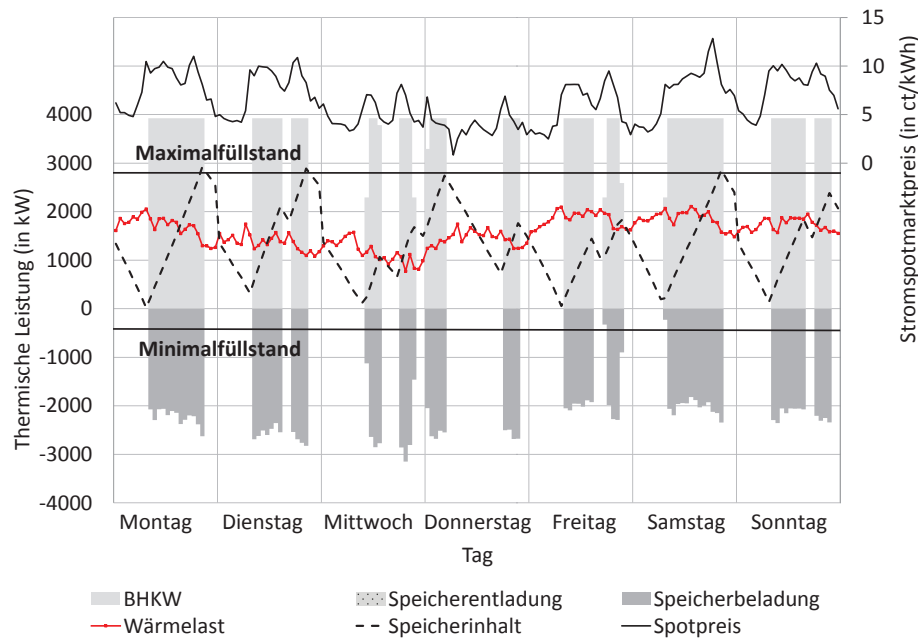
Abb. 3.68: Wärmebilanz für den Fall dezentral Verbrauchergruppe F (Zeitraum: $\tau = 1$ Tag in der Übergangszeit)

	Brennstoffkosten (in Euro)	Wärmeerlös (in Euro)	Stromerlös (in Euro)	Gewinn (in Euro)
Zentral	-23.971	23.844	13.873	13.745
Summe dezentral	-20.035	23.844	10.940	14.749
A	-2.121	2.529	1.179	1.587
B	-3.819	4.550	2.089	2.821
C	-1.710	2.032	937	1.259
D	-3.545	4.220	1.930	2.605
E	-1.962	2.336	1.075	1.449
F	-3.862	4.586	2.088	2.812
G	-3.016	3.590	1.643	2.216

Tabelle 3.19: Gewinnvergleich Fall zentral und Fall dezentral (Zeitraum: $\tau = 10$ Tage in der Übergangszeit)

3.3.5.2. Ergebnisse Jahresoptimierung

Für den Untersuchungszeitraum von einem Jahr erfolgt die Optimierung mit einer zeitlichen Auflösung des thermischen Lastgangs in Höhe von einer Stunde. Wie bereits erwähnt, müssen dazu die thermischen Lastgänge mit einer zeitlichen Auflösung von $\tau = 3$ min über eine Mittelwertbildung angepasst werden. Die restlichen Randbedingungen bleiben unverändert. Exemplarisch ist in Abb. 3.69 für den Fall zentral die Wärmebilanz der zweiten Woche des Jahres dargestellt.

Abb. 3.69: Wärmebilanz für den Fall zentral (Zeitraum: $\tau = 1$ Woche)

	Brennstoffkosten (in Euro)	Wärmeerlös (in Euro)	Stromerlös (in Euro)	Gewinn (in Euro)
Zentral	-686.935	671.468	448.210	432.743
Summe dezentral	-561.736	671.468	345.520	455.251
A	-58.818	69.878	35.778	46.838
B	-104.922	125.390	65.033	85.500
C	-49.021	58.735	30.348	40.063
D	-99.151	118.555	61.145	80.549
E	-55.482	66.345	34.417	45.279
F	-109.397	131.085	66.436	88.124
G	-84.945	101.480	52.363	68.898

Tabelle 3.20: Gewinnvergleich Fall zentral und Fall dezentral (Zeitraum: $\tau = 1$ Jahr)

Die gewonnenen Erkenntnisse der Untersuchungen der Übergangszeit ($\tau = 10$ Tage) sind auch bei der Jahresoptimierung ersichtlich. Auf eine detaillierte Auswertung wird daher verzichtet. In Tab. 3.20 sind im Vergleich die Brennstoffkosten, Wärme- und Stromerlöse sowie der Gewinn eines Jahres für den Fall zentral sowie für den Fall dezentral dargestellt. Im Fall dezentral ergibt sich über ein Jahr gesehen ein um rund $\Delta G = 22.500$ Euro bzw. $\Delta G = 5,2\%$ höherer Gewinn als im Fall zentral. Voraussetzung wäre dabei die Vernetzung der dezentralen Strukturen im Sinne eines „Virtuellen Kraftwerks“.

3.3.6. Optimierte Betriebsführung verschiedener Erzeugerstrukturen

3.3.6.1. Einleitung

In diesem Kapitel finden sich die Ergebnisse der Einsatzoptimierung mit FWOPT in Bezug auf den Vergleich verschiedener Erzeugerstrukturen anhand des Fiktiven Netzes. Der Optimierungszeitraum beträgt in allen untersuchten Fällen jeweils ein Jahr. Um die Rechenzeiten zu begrenzen, wird wie in Abb. 3.70 dargestellt, 364-mal jeweils für zwei Tage eine Optimierung mit einer Zeitschrittweite von $\tau = 12$ min durchgeführt. Die Ergebnisse des letzten Zeitschritts des ersten von den zwei Tagen des vorangegangenen Optimierungslaufs dienen als Ausgangswerte für den aktuellen Optimierungslauf.

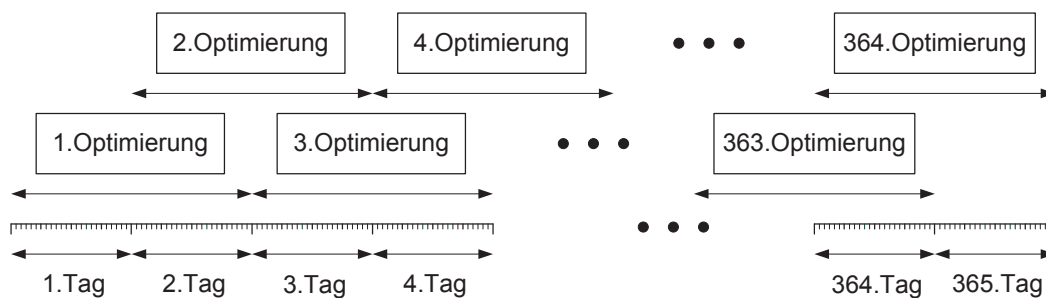


Abb. 3.70: Schematische Darstellung des Ablaufs der Jahresoptimierung

Durch eine Variation der Randbedingungen der Erzeugerparcs werden die optimierten Fahrweisen bezüglich der wirtschaftlichen Betrachtung erneut bestimmt. Die einzelnen Variationen der Randbedingungen beziehen sich auf die im Abschnitt 3.2.9.2 dargelegten Randbedingungen⁶⁴ und die jeweiligen Ergebnisse finden sich für jede Randbedingung getrennt in den folgenden Abschnitten. Eine Übersicht aller untersuchten Randbedingungen mit einer kurzen Beschreibung der Veränderungen im Vergleich zu den Randbedingungen 1 findet sich in Tab. 3.21, eine detaillierte Beschreibung jeweils am Anfang eines jeden Abschnittes.

Randbedingungen	Veränderung
1	-
2	ohne KWK-Vergütung
3	Erzeuger- und Speicherkenndaten
4	zusätzliche Stromversorgung
5	Lastprofil Wärme durch Änderung Innenraumtemperatur und Schaltung TWE-Speicher
6	Energiepreismodell 2020 (Erhöhung & Spreizung)

Tabelle 3.21: Übersicht Randbedingungen

Für jedes Szenario und jede Randbedingung wird eine Variante mit variablen Strom- und Gasspotmarktpreisen (Bezeichnung: *Spot*) und quartalsweisen konstanten Strom- und Gaspreisen (Bezeichnung: *fest*) durchgeführt.

⁶⁴Bezeichnung als Randbedingungen 1

3.3.6.2. Ergebnisse Randbedingungen 1

Eine Übersicht der relevanten Ergebnisse der Optimierungen in Form von Deckungsbeiträgen und der sich ergebenden Jahresgewinne ist in Tab. 3.22, die zugehörige detailliertere Darstellung im Anhang B.3 in Tab. B.9 sowie in Abb. B.6, Abb. B.7, Abb. B.8 und Abb. B.9 gegeben.

Szenario	Variation	Deckungsbeitrag in Euro pro Jahr						Jahresgewinn in Euro pro Jahr	
		wärmegeführt 1		wärmegeführt 2		optimiert		optimiert	
		Spot	fest	Spot	fest	Spot	fest	Spot	fest
S0		28.329	28.908	-	-	-	-	23.770	24.350
S1		81.372	82.352	81.372	82.352	92.890	82.047	49.119	37.993
S2		59.280	60.029	71.010	71.805	75.151	73.146	48.745	46.714
S3	-	-3.500	-3.509	-3.352	-3.630	4.386	-3.022	-9.680	-17.088
S4		85.857	86.553	85.348	87.009	95.984	86.958	57.593	47.918
S5		82.259	83.893	82.259	83.893	92.036	83.661	31.590	22.969

Tabelle 3.22: Übersicht Deckungsbeiträge + Jahresgewinne der Randbedingungen 1 (gerundete Werte)

Bei Verwendung variabler Strom- und Gasspotpreisen ergibt sich im Referenz-Szenario S0 (Großkessel) ein Deckungsbeitrag von $DB = 28.329$ Euro/a. Dieser Wert wird bereits in den wärmegeführten Varianten in allen anderen untersuchten Szenarien S1 - S5 um mindestens $\Delta DB = 100\%$ übertroffen, lediglich im Szenario S3 (Großwärmepumpe) wird ein negativer Deckungsbeitrag erreicht. Dabei liegen die Deckungsbeiträge der Szenarien S1 (großes BHKW), S4 (BHKW + Wärmepumpe) und S5 (großes BHKW + Solarthermie) dicht beieinander, wobei im Szenario S4 der höchste Deckungsbeitrag erzielt wird. Bei einem Vergleich der „wärmegeführt 1“ - Variante zur „wärmegeführt 2“ fällt auf, dass nur bei dem Szenario S2 (BHKW + Kessel) eine signifikante Erhöhung des Deckungsbeitrages von ca. $\Delta DB = 12.000$ Euro/a erkennbar ist, während bei den restlichen Szenarien kaum eine Differenz wahrgenommen werden kann. Dies lässt sich mit der wesentlich höheren Einsatzzeit des BHKWs im Szenario S2 belegen, die von $T_N = 4.799$ h/a auf $T_N = 6.720$ h/a ansteigt. Demzufolge muss die zusätzliche Kapazität des Spitzenlastkessels seltener in Anspruch genommen werden und die Einnahmen aus dem Stromverkauf inklusive der zugehörigen Vergütungen steigen stark an. Beim Vergleich der optimierten Fahrweise mit den wärmegeführten kommt es in nahezu allen Szenarien zu einem Anstieg des Deckungsbeitrages um ca. $\Delta DB = 10.000$ Euro/a, nur bei dem im Szenario S2 verwendeten Grundlast-BHKW mit Spitzenkessel ist auf Grund der hohen Laufzeit des BHKWs kaum noch Steigerungspotential vorhanden. Ursache für den Anstieg des Deckungsbeitrages liegt in der gezielten Verlagerung des BHKW- bzw. Wärmepumpeneinsatzes in Zeiten hoher bzw. niedriger Stromspotmarktpreise.

Bei Betrachtung der Gewinne fließen die Investitions- sowie Wartungskosten mit in die wirtschaftliche Bilanzierung ein. So profitiert das Szenario S2 von den geringeren Investitionskosten und es wird ein Jahresgewinn wie im Szenario S1 in Höhe von ca. $G = 49.000$ Euro/a erwirtschaftet. Obwohl beide Szenarien wirtschaftlich gesehen gleiche Ergebnisse erzielen, sollte die Kombination aus BHKW und Heizkessel bevorzugt angewandt werden. Wesentlich längere Laufzeiten zwischen zwei Anfahrvorgängen führen zu einem stationären Betrieb, so dass auch der Verschleiß geringer wird. Im Szenarien S1 bzw. S5 werden zwar mit $DB_{S1} = 92.890$ Euro/a bzw. $DB_{S5} = 92.036$ Euro/a annähernd gleiche Deckungsbeiträge erzielt⁶⁵, der Gewinn des Szenarios S1 ist auf Grund der niedrigeren Investitionskosten um ca. $\Delta G = 17.500$ Euro/a höher. Mit seinen knapp oberhalb der positiven Deckungsbeitragsgrenze liegenden Erträgen ist es zwingend, dass die Wärmeversorgung über eine Großwärmepumpe (Szenario S3) nach Berücksichtigung der Investitionskosten ein Verlustgeschäft darstellt, obwohl in

⁶⁵Es ergeben sich zwischen beiden Szenarien kaum Unterschiede, da die Solarthermie-Anlage die höchsten Erträge liefert, wenn die thermische Last am kleinsten ist.

diesem Szenario die kleinsten Investitionskosten getätigt werden müssen. Der zur Sicherstellung der Wärmeversorgung nicht vermeidbare Betrieb bei hohen Strompreisen sowie die für eine Wärmepumpe hohen Vorlauftemperaturen und der damit einhergehenden niedrigen Leistungszahlen sind in erster Linie als Ursachen zu nennen. Der höchste Gewinn ergibt sich im Szenario S4, der um etwa $G = 9.000$ Euro/a über dem Gewinn von Szenario S1 bzw. S2 liegt. Das im Szenario S4 verwendete BHKW erreicht eine Volllaststundenzahl von ca. $T_V = 4.200$ h/a, während die Wärmepumpe zumeist bei hohen thermischen Lasten zugeschaltet wird. Lediglich bei sehr geringen oder sogar negativen Strompreisen übernimmt die Wärmepumpe die Versorgung komplett allein. In den meisten Fällen wird die für den Betrieb der Wärmepumpe benötigte elektrische Leistung jedoch vom BHKW bezogen, so dass sich thermische Wirkungsgrade des gesamten Erzeugerparcs von ca. $\eta_{th,ges,i} = 100\%$ in Bezug auf den eingesetzten Brennstoff ergeben. Im Teillastbereich des BHKWs werden sogar leicht höhere thermische Wirkungsgrade erreicht.

In den wärmegeführten Fahrweisen weicht das Deckungsbeitragsverhalten bei Verwendung fester Strom- und Gaspreise nur unwesentlich von dem bei Verwendung variabler Spotmarktpreise ab. Über den Zeitraum von einem Jahr gesehen haben die Preisschwankungen bei einer nicht preisorientierten Fahrweise demnach keine großen Auswirkungen auf die Deckungsbeiträge. Es zeigt sich, dass bei Verwendung fester Strom- und Gaspreise eine Optimierung der Fahrweisen der Erzeugerparcs nur schwer zu realisieren ist. Durch die stetig gleichen Preise ergeben sich Einsparpotentiale allein in den Wirkungsgraden der Anlagen, was nur ein sehr begrenztes Potential darstellt. Es kommt daher in FWOPT eher zum Abbruch des Optimierungslaufes durch das Überschreiten einer festgelegten Maximalzeit als durch Unterschreiten einer zulässigen Ergebnistoleranz. So sind im Szenarien S2 und S3 noch geringe Anstiege der Deckungsbeiträge zwischen optimierter und wärmegeführter Fahrweise erkennbar. Bei den restlichen drei Szenarien ist hingegen ein ganz leichtes Absinken der Deckungsbeiträge festzuhalten. Beim Vergleich der Deckungsbeiträge der optimierten Fahrweisen bei festen Strom- und Gaspreisen mit denen bei variablen Spotpreisen ergeben sich folglich annähernd gleich große Unterschiede von maximal $\Delta DB_{max} = 10.000$ Euro/a wie zwischen den optimierten und wärmegeführten Varianten bei variablen Strom- und Gaspreisen. Durch intelligente Steuerung der Erzeugerparcs kann also eine deutliche Steigerung des Deckungsbeitrags und somit des Gewinns erreicht werden.

Anhand der CO_2 -Emissionen erfolgt eine ökologische Bewertung der einzelnen Erzeugerparcs. Eine Übersicht der relevanten Ergebnisse der Optimierungen ist in Tab. 3.23 dargestellt.

Szenario	CO_2 -Emissionen in kg/a		
	wärmegeführt 1	wärmegeführt 2	optimiert
S0	371.189	-	-
S1	-367.751	-367.751	-361.805
S2	36.064	-93.510	-109.443
S3	382.720	383.183	380.832
S4	-345.301	-361.808	-360.218
S5	-314.519	-314.519	-306.727

Tabelle 3.23: Übersicht CO_2 -Emissionen (gerundete Werte)

Aus den Ergebnissen der Tab. 3.23 ist ersichtlich, dass durch die Optimierung – wenn überhaupt und abgesehen vom Szenario S2 – nur eine sehr geringe Reduzierung der CO_2 -Emissionen erreicht werden kann. Im Szenario S2 werden die CO_2 -Emissionen um maximal $m_{CO_2} = 145.000$ kg/a reduziert, was auf einen Rückgang des Kesseleinsatzes zurückzuführen ist. Im Szenario S3 beträgt die Reduzierung der CO_2 -Emissionen nur noch maximal $m_{CO_2} = 3.000$ kg/a, in den restlichen Szenarien steigen die Emissionen bei den optimierten Fahrweisen leicht an. Analog der wirtschaftlichen Optimierung bei festen Strom- und Gaspreisen wird die Optimierung eher durch Überschreiten der Maximalzeit als auf Grund des Erreichens der vorgegebenen Ergebnistoleranz beendet. Es kann festgehalten werden, dass das CO_2 -Einsparpotential durch eine optimierte Fahrweise äußerst gering ist.

Dennoch lässt sich eine Bewertung der einzelnen Erzeugerstrukturen hinsichtlich ihrer ökologischen

Auswirkungen vornehmen. Alle ein BHKW enthaltenden Erzeugerparks besitzen einen negativen CO_2 -Ausstoß. Dies ist möglich, da die KWK-Anlagen Elektroenergie mit hohem CO_2 -Faktor verdrängen. Die durch die Verdrängung eingesparte CO_2 -Menge ist so groß, dass sie die für die Versorgung des Wärmenetzes freizusetzende Menge ausgleicht. Mit zunehmender Erneuerung der Kraftwerke und Integration erneuerbarer Energien ist davon auszugehen, dass der CO_2 -Faktor des Verdrängungsmixes sinkt und somit auch die eingesparte Menge. Das im Szenario S5 trotz Umweltenergie mehr CO_2 emittiert wird als im Szenario S1 ist allein der Tatsache geschuldet, dass durch die solarthermische Anlage das BHKW seltener in Betrieb ist und somit auch die in das Netz eingespeiste Strommenge abnimmt. Das schlechte Abschneiden des Szenarios S3⁶⁶ liegt im hohen CO_2 -Faktor des Strommixes und der recht geringen Leistungszahl der Wärmepumpe begründet.

Szenario	Primärenergieverbrauch in kWh/a		
	wärmegeführt 1	wärmegeführt 2	optimiert
S0	2.030.510	-	-
S1	-500	-500	4.242
S2	1.091.692	740.821	697.375
S3	1.739.636	1.741.739	1.731.057
S4	47.419	12.003	13.243
S5	203	203	8.668

Tabelle 3.24: Übersicht Primärenergieverbrauch (gerundete Werte)

Wie bereits bei der Optimierung nach den CO_2 -Emissionen tritt auch hier das Problem auf, dass die Grenzen der Optimierung erreicht sind und sich somit durch diese keine Verbesserung der Ergebnisse erzielen lässt. Wie in Tab. 3.24 ersichtlich, kann nur im Szenario S2 und S3 eine bessere Fahrweise gefunden werden. Insgesamt ergeben sich analoge Aussagen bei der ökologischen/primärenergetischen Optimierung, das Optimierungspotential ist äußerst gering. Aus diesem Grund wird für die folgenden Randbedingungen auf eine ökologische und primärenergetische Optimierung verzichtet.

3.3.6.3. Ergebnisse Randbedingungen 2

Nach dem derzeitigen Gesetzesstand wird die KWK-Vergütung nur für einen begrenzten Zeitraum gezahlt. Die Betrachtung der durch Wegfallen dieser Zusatzzahlung entstehenden Auswirkungen auf die Betriebsweisen und Deckungsbeiträge bzw. Gewinne soll in diesem Kapitel vorgenommen werden. Die Ergebnisse der Optimierung in Form von Deckungsbeiträgen und Gewinnen sind in Tab. 3.25 aufgelistet, die zugehörige detailliertere Darstellung findet sich im Anhang B.3 in Tab. B.10 sowie in Abb. B.10, Abb. B.11, Abb. B.12 und Abb. B.13.

Im vorherigen Kapitel 3.3.6.2 ergaben sich KWK-Vergütungen je nach Betriebsweise und Erzeugerpark zwischen $E_{KWK} = 19.000$ Euro/a und $E_{KWK} = 33.000$ Euro/a, was in etwa $E = 20\% - 35\%$ des Wärmeverkaufserlöses entspricht. Bezogen auf den Gesamterlös, also dem Erlös aus Wärme- und Stromverkauf sowie durch die Vergütung durch das KWK-Gesetz und für die vermiedene Netznutzung, liegt der Anteil der KWK-Vergütung bei $E_{KWK} = 13\% - 18\%$. Im Vergleich zu den Randbedingungen 1 ist durch Wegfallen der KWK-Vergütungen bei den wärmegeführten Fahrweisen in jedem Szenario außer Szenario S0 und S3⁶⁷ ein Absinken der Deckungsbeiträge festzustellen – maximal $DB = 33.000$ Euro/a im Szenario S4. Infolge der Optimierung wird nur im Szenario S4 (BHKW und WP) die durch den Wegfall der Vergütung entstehenden Verluste durch eine Veränderung der Fahrweise kompensiert, während bei den restlichen Szenarien in den Fahrweisen keine Veränderung

⁶⁶Das Szenario S3 hat höhere CO_2 -Emissionen als das Referenz-Szenario S0.

⁶⁷In diesen Szenarien wird kein Strom in das öffentliche Netz eingespeist und somit bleiben die Deckungsbeiträge und die Gewinne unverändert.

zu erkennen ist. Im Szenario S4 wird ohne die KWK-Vergütung das Betreiben der Wärmepumpe wirtschaftlich gesehen erheblich lukrativer. Es steigt die Volllaststundenzahl der Wärmepumpe bei der optimierten Fahrweise bei festen Strom- und Gaspreisen von $T_{V,WP} = 34$ h/a mit KWK-Vergütung auf $T_{V,WP} = 2.182$ h/a ohne die KWK-Vergütung, bei gleichzeitigem Rückgang der BHKW-Volllaststunden von $T_{V,BHKW} = 4.331$ h/a auf $T_{V,BHKW} = 2.008$ h/a. Bei variablen Strom- und Gaspreisen ergibt sich mit einer Zunahme der Wärmepumpen-Volllaststunden von $T_{V,WP} = 182$ h/a auf $T_{V,WP} = 1.197$ h/a (BHKW: $T_{V,BHKW} = 4.171$ h/a auf $T_{V,BHKW} = 3.074$ h/a) kein gleich starker Anstieg. Durch das Ausbleiben der zusätzlichen KWK-Vergütung sinken die zu den Szenarien zugehörigen Deckungsbeiträge um die oben aufgeführten Anteile. Die resultierenden Jahresgewinne nach Berücksichtigung der Investitions-, Wartungs- und Instandhaltungskosten der Erzeuger sinken dabei um fast genau diesen jeweils wegfallenden Wert. Lediglich im Szenario S4 ist ein geringerer Abfall festzuhalten. Wie bereits festgestellt, kommt es zum einen durch eine Veränderung der Fahrweise hin zur Wärmepumpe zu einem leicht geringeren Einbruch des Deckungsbeitrages und zum anderen sinken durch die Reduzierung der Betriebsstundenzahl des BHKWs dessen anfallenden Wartungskosten erheblich. Somit kann mit dieser Kombination durch die verfügbare Flexibilität der größte Gewinn erzielt werden. Die erzielbaren Gewinne im Szenario S1 und S2 liegen bei variablen Strom- und Gaspreisen auf gleichem Niveau deutlich darunter. Das Szenario S5 fällt deutlich ab, wobei der erwirtschaftbare Gewinn entgegen dem des Szenarios S3 allerdings noch im positiven Bereich liegt. Bei festen Strom- und Gaspreisen werden allerdings auch im Szenario S5 Verluste eingefahren.

Szenario	Variation	Deckungsbeitrag in Euro pro Jahr						Jahresgewinn in Euro pro Jahr	
		wärmegeführt 1		wärmegeführt 2		optimiert		optimiert	
		Spot	fest	Spot	fest	Spot	fest	Spot	fest
S0		28.329	28.908	-	-	-	-	23.770	24.350
S1	ohne	52.628	53.608	52.628	53.608	64.845	53.362	21.253	9.367
S2	KWK-Ver- gütung	40.092	40.841	44.141	44.936	47.435	45.410	21.054	18.965
S3		-3.500	-3.509	-3.352	-3.630	4.386	-3.022	-9.680	-17.088
S4		53.207	53.904	52.101	53.762	67.564	58.702	33.395	28.494
S5		57.665	59.298	57.665	59.298	68.249	59.377	7.941	-1.282

Tabelle 3.25: Übersicht Deckungsbeiträge + Jahresgewinne Randbedingungen 2 (gerundete Werte)

Nach der Auswertungen der bisherigen Ergebnisse ist festzuhalten, dass die Wärmebereitstellung ausschließlich mittels einer Großwärmepumpe sowohl wirtschaftlich als auch ökologisch und primärenergetisch mit großen Abstand am schlechtesten abschneidet. Deswegen wird das Szenario S3 in den weiteren Untersuchungen nicht weiter berücksichtigt.

3.3.6.4. Ergebnisse Randbedingungen 3

Im Folgenden werden die Auswirkungen einer Kapazitätsvergrößerung des Wärmespeichers auf den erzielbaren Deckungsbeitrag bzw. Jahresgewinn untersucht. Es ist ein Ansteigen der selbigen zu erwarten, da die Erzeuger vermehrt zu kostenoptimalen Zeitpunkten in Betrieb genommen werden können. Die Ergebnisse der Optimierung in Form von Deckungsbeiträgen und Gewinnen sind in Tab. 3.26 aufgelistet, die zugehörige detailliertere Darstellung findet sich im Anhang B.3 in Tab. B.11 sowie in Abb. B.14, Abb. B.15, Abb. B.16 und Abb. B.17.

Es wird zunächst eine Verdopplung der Kapazität des Wärmespeichers vorgenommen und anschließend eine Verdreifachung (bezogen auf den Ausgangszustand), entsprechend werden auch die thermischen Verluste angepasst. Neben der Variation der Speicherkapazitäten wird im Szenario S2 das BHKW und der Heizkessel hinsichtlich der Nennleistung angepasst. Es wurde in den vorangegangenen Auswertungen in diesem Szenario nur ein geringer Deckungsbeitragsanstieg bei Verwendung variabler

Strom- und Gaspreise festgestellt, was sich mit der hohen Betriebsstundenzahl des BHKWs begründen lässt. Durch die Vergrößerung der thermischen Nennleistung des BHKWs von $\dot{Q}_{th,N} = 150$ kW auf $\dot{Q}_{th,N} = 200$ kW kann dieses zwar immer noch vorwiegend zur Deckung der Grundlast verwendet werden, bietet aber mehr Gewinnpotential bei variablen Strom- und Gaspreisen. Durch die Veränderung der Nennleistungen der Erzeuger im Szenario S2 kommt es bereits bei Verwendung fester Strom- und Gaspreise im Vergleich zur ursprünglich angenommenen Erzeugergröße je nach Fahrweise (wärmegeführt und optimiert) zu einem Anstieg des Deckungsbeitrages von ca. $\Delta DB = 5.000 - 9.000$ Euro/a.

Szenario	Variation	Deckungsbeitrag in Euro pro Jahr						Jahresgewinn in Euro pro Jahr	
		wärmegeführt 1		wärmegeführt 2		optimiert		optimiert	
		Spot	fest	Spot	fest	Spot	fest	Spot	fest
S1	-	81.372	82.352	81.372	82.352	92.890	82.047	49.119	37.993
S1-1	SP 1 ⁶⁸	81.681	82.254	81.681	82.254	101.302	82.014	55.884	36.495
S1-2	SP 2 ⁶⁹	81.448	82.175	81.448	82.175	104.187	82.015	57.528	35.328
S2	-	59.280	60.029	71.010	71.805	75.151	73.146	48.745	46.714
S2-1	WE ⁷⁰	68.245	69.063	77.146	78.193	81.770	78.755	52.561	49.500
S2-2	WE, SP 1	68.033	68.846	76.906	77.938	81.770	78.676	51.112	47.917
S2-3	WE, SP 2	67.601	68.380	76.653	77.703	81.660	78.421	49.850	46.534
S4	-	85.857	86.553	85.348	87.009	95.984	86.958	57.593	47.918
S4-1	SP 1	85.601	86.560	85.233	87.037	96.840	86.925	56.857	46.366
S4-2	SP 2	85.587	86.500	85.197	87.003	97.054	86.877	55.880	45.137
S5	-	82.259	83.893	82.259	83.893	92.036	83.661	31.590	22.969
S5-1	SP 1	82.261	83.875	82.261	83.875	99.993	83.650	37.903	21.497
S5-2	SP 2	82.234	83.810	82.234	83.810	102.660	83.603	39.367	20.305

Tabelle 3.26: Übersicht Deckungsbeiträge + Jahresgewinne Randbedingungen 3 (gerundete Werte)

Im Falle von festen Strom- und Gaspreisen ändert sich der erzielbare Deckungsbeitrag bei Verwendung größerer Wärmespeicher in allen untersuchten Szenarien nur unwesentlich ($\Delta DB < 300$ Euro/a). Folge ist auf Grund zunehmender Investitions-, Wartungs- und Instandhaltungskosten ein Absinken der jährlich erzielbaren Gewinne. Anders verhält es sich bei der Verwendung variabler Strom- und Gaspreise. Bei der Betrachtung der optimierten Betriebsweisen steigen die Deckungsbeiträge bei einer Vergrößerung der Wärmespeicher an. Ausnahme bildet das Szenario S2, wo der Deckungsbeitrag nahezu unverändert bleibt. Die größten Zuwächse der Deckungsbeiträge sind im Szenario S1 bzw. S5 zu verzeichnen: bei Verdopplung der Speichergröße $\Delta DB = 8.500$ Euro/a bzw. $\Delta DB = 8.000$ Euro/a, bei Verdreifachung $\Delta DB = 11.500$ Euro/a bzw. $\Delta DB = 10.500$ Euro/a. Im Szenario S4 beträgt der Anstieg des Deckungsbeitrags jeweils nur $\Delta DB = 1.000$ Euro/a. Folge ist, dass die Investitionskosten etc. überproportional steigen und somit der Jahresgewinn deutlich sinkt. Gleiches gilt für Szenario S2, so dass es zu einem Abfall des jährlichen Gewinns kommt. Bei Blockheizkraftwerken mit einer hohen Betriebsstundenzahl ergibt eine Kapazitätsvergrößerung des Speichers keinen wirtschaftlichen Vorteil, da diese sowohl bei hohen Strompreisen, aber zur Gewährleistung der Wärmeversorgung auch bei niedrigeren Strompreisen betrieben werden.

Im Szenario S1 kann durch die Kapazitätsverdopplung des Wärmespeichers ein Gewinnanstieg um ca. $\Delta G = 17\%$ erreicht werden, im Szenario S5 sind es ca. $\Delta G = 20\%$. Der Anstieg verflacht aber mit zunehmender Vergrößerung des Speichers, da die kapitalgebundenen Kosten stärker steigen als der Deckungsbeitrag, was u.a. der nicht weiter zu optimierenden Fahrweise geschuldet ist. Infolge der

⁶⁸Vergrößerung der maximalen Wärmespeicherkapazität auf $C_{SP} = 4000$ kWh

⁶⁹Vergrößerung der maximalen Wärmespeicherkapazität auf $C_{SP} = 6000$ kWh

⁷⁰Veränderung thermische Leistung BHKW auf $\dot{Q}_{th,BHKW} = 200$ kW und Kessel auf $\dot{Q}_{th,Kessel} = 500$ kW

Speicherkapazitätsvergrößerung kann im Szenario S1 bei variablen Strom- und Gaspreisen ein annähernd gleich großer Gewinn wie im Szenario S4 erzielt werden. Im Szenario S2 wird ein Anstieg des Gewinns nur durch die Veränderung der Erzeugernengrößen erreicht, welcher so nur $\Delta G = 20\%$ unterhalb des im Szenario S4 erzielbaren Gewinns liegt. Bei festen Strom- und Gaspreisen fällt der Gewinn des Szenarios S1 gegenüber den kombinierten Erzeugerstrukturen (Szenarien S2 und S4) ab. Eine Vergrößerung der Kapazität des Wärmespeichers ist demnach nur unter speziellen Voraussetzungen wirtschaftlich sinnvoll. So muss zum einen der verkaufte Strom entsprechend den an der EEX gültigen Spotmarktpreisen vergütet werden und zum anderen das BHKW nur eine geringe Betriebsstundenzahl aufweisen, so dass hinsichtlich des Deckungsbeitrages noch Optimierungspotential besteht.

3.3.6.5. Ergebnisse Randbedingungen 4

In diesem Kapitel wird der Fall betrachtet, dass die an das Wärmenetz angeschlossenen Kunden neben der Versorgung mit Wärme einen Strombezugsvertrag mit dem Betreiber abgeschlossen haben. Es muss nun auch zusätzlich der in Abb. 3.39 dargestellte elektrische Lastgang gedeckt werden. Die Ergebnisse der Optimierung in Form von Deckungsbeiträgen und Gewinnen sind in Tab. 3.27 aufgeführt, die zugehörige detailliertere Darstellung findet sich im Anhang B.3 in Tab. B.12 sowie in Abb. B.18, Abb. B.19, Abb. B.20 und Abb. B.21.

Szenario	Variation	Deckungsbeitrag in Euro pro Jahr						Jahresgewinn in Euro pro Jahr	
		wärmegeführt 1		wärmegeführt 2		optimiert		optimiert	
		Spot	fest	Spot	fest	Spot	fest	Spot	fest
S0		14.327	20.253	-	-	-	-	9.768	15.695
S1	Last- profil	84.242	90.569	84.242	90.569	109.368	106.769	66.434	64.090
S2		92.647	98.743	123.191	129.333	133.914	137.661	107.519	111.235
S4	Strom	129.013	135.056	128.729	135.737	163.038	163.604	124.891	125.424
S5		82.095	89.075	82.095	89.075	103.208	102.404	43.439	42.842

Tabelle 3.27: Übersicht Deckungsbeiträge + Jahresgewinne Randbedingungen 4 (gerundete Werte)

Infolge der zusätzlichen Versorgung mit elektrischer Energie⁷¹ kommt es abgesehen vom Referenz-Szenario S0 zu einem Anstieg des Deckungsbeitrages im Vergleich zur reinen Wärmeversorgung unter den Randbedingungen 1. Auffallend ist, dass der Deckungsbeitrag bei den kombinierten Erzeugerparks (Szenario S2 und S4) mit bis zu $\Delta DB = 77.000$ Euro/a stärker anwächst als im Szenario S1 bzw. S5 mit dem BHKW als alleinigen bzw. dominanten Erzeuger, wo nur ein Zuwachs von maximal $\Delta DB_{max} = 24.000$ Euro/a zu erreichen ist, da auf Grund der hohen Leistungsgröße des BHKWs dieses immer nur für einen kurzen Zeitraum bis zur vollständigen Füllung des Wärmespeichers in Betrieb ist und somit für die restliche Zeit Strom zur Abdeckung der elektrischen Last zugekauft werden muss. Die kleineren BHKWs in Szenario S2 und S4 haben hingegen wesentlich höhere Laufzeiten.

Entgegen den Deckungsbeiträgen bei der reinen Wärmeversorgung treten unter den Randbedingungen 4 bei der optimierten Fahrweise keine großen Unterschiede zwischen den Deckungsbeiträgen bei festen und variablen Strom- und Gaspreisen auf. Dies ist in der im Tagesmittel annähernd gleichbleibenden Stromlieferung an die Kunden begründet. Der in der optimierten Fahrweise bei variablen Strom- und Gaspreisen im Vergleich zu festen höhere Stromerlös beim Betreiben des BHKWs wird durch die entsprechend höheren Strombezugskosten nahezu wieder ausgeglichen. Da in den wärmegeführten Fahrweisen stets bessere Ergebnisse bei festen Strom- und Gaspreisen erzielt werden, ist demnach ein stärkeres Wachstum des Deckungsbeitrages bei variablen Strom- und Gaspreisen notwendig, um die annähernd gleichen Beiträge zu gewährleisten. Die höchsten Deckungsbeiträge stellen

⁷¹Der Erlös für den an die Abnehmer verkauften Strom beträgt $E = 13,89$ ct/kWh.

sich mit ca. $DB = 163.000$ Euro/a im Szenario S4 und mit $DB = 134.000$ Euro/a im Szenario S2 ein. Da die Investitionskosten beider Erzeugerstrukturen deutlich unterhalb der anderen Szenarien liegen, vergrößert sich dementsprechend die Differenz der einzelnen Gewinne im Vergleich zu den Deckungsbeitragsdifferenzen. Mit ca. $G = 125.000$ Euro/a wird im Szenario S4 der größte Gewinn erwirtschaftet, im Szenario S2 sind es $G = 111.000$ Euro/a, die restlichen Erzeugerparks fallen deutlich ab.

Zusammenfassend ist festzuhalten, dass bei einer zusätzlichen Stromversorgungsaufgabe die sonst beim Handel auf dem Spotmarkt im Vergleich zu festen Gas- und Strompreisen möglichen Steigerungen von Deckungsbeiträgen und Gewinnen deutlich reduziert werden.

3.3.6.6. Ergebnisse Randbedingungen 5

Die Ergebnisse der Optimierung und Auswertung im Kapitel 3.3.6.2 haben gezeigt, dass die variablen Strom- und Gaspreise nicht immer optimal ausgenutzt werden. So läuft das BHKW im Szenario S1 nicht immer, wenn der Strompreis hoch ist, sondern teilweise kurz davor oder danach. Ursache dafür ist der Fakt, dass die thermischen Lastspitzen des fiktiven Netzes in der Regel nicht mit hohen Stromspotmarktpreisen einhergehen. Daher liegt das Bestreben nahe, Lastspitzen in Zeiten hoher Spotmarktpreise zu verschieben. Neben der Möglichkeit der Nutzung der Wärmespeicher soll die Lastverschiebung durch eine Zusatzschaltung bei den TWE-Speichern sowie eine Erhöhung der beim Kunden vorherrschenden Innenraumtemperatur um maximal einen Kelvin ermöglicht werden. Beide dezentralen Wärmespeichermöglichkeiten wurden in Abschnitt 3.3.4 vorgestellt.

Ausgangspunkt der Simulationen mit TRNSYS-TUD war eine konstante Innenraumtemperatur in den Wohnräumen von $\vartheta_{i,Raum} = 21,7$ °C und dass die TWE-Speicher erst aufgeladen werden, wenn ein minimaler Füllstand erreicht wird (Bezeichnung *Grundschtaltung*). In einer übergeordneten Schaltung werden bei Vorliegen hoher Strompreise das Regelsignal der Innenraumtemperatur um $\Delta\vartheta_{i,Raum} = 1$ K erhöht und das Ladesignal der Speicher aktiviert, auch wenn der minimale Füllstand noch nicht erreicht ist (Bezeichnung *Zusatzschaltung*). Es werden drei verschiedene Variationen der Zusatzschaltung untersucht:

- Variante 1 - nur Berücksichtigung Zwischenladung der TWE-Speicher
- Variante 2 - nur Berücksichtigung Erhöhung der Innenraumtemperatur
- Variante 3 - Berücksichtigung von Zwischenladung der TWE-Speicher und Erhöhung der Innenraumtemperatur

Die Zusatzschaltung tritt immer dann Kraft, wenn der Stromhöchstpreis der jeweiligen Tageshälfte vorliegt oder um maximal $\Delta P_{Strom} = 0,2$ ct/kWh unterschritten wird. Bei dieser Vereinbarung wird die Zusatzschaltung an $\tau = 1288$ Stunden im Jahr⁷² angewendet. Die sich bei Verwendung der Zusatzschaltung ergebenden thermischen Lastgänge werden mit TRNSYS-TUD erstellt. Die Auswertung der Optimierung erfolgt nur für das Szenario S1, um einen generellen Eindruck von dem möglichen Potential zu erhalten. Die Ergebnisse der Optimierung in Form von Deckungsbeiträgen und Gewinnen sind in Tab. 3.28 dargestellt, die zugehörige detailliertere Darstellung findet sich im Anhang B.3 in Tab. B.13 sowie in Abb. B.22, Abb. B.23, Abb. B.24 und Abb. B.25.

Die Ergebnisse aus Tab. 3.28 unterscheiden sich nur sehr wenig von denen des Szenarios S1 aus dem Kapitel 3.3.6.2. Unter den Randbedingungen 5 steigen geringfügig die Stromerlöse, da das BHKW etwas häufiger zu Zeiten hoher Strompreise betrieben werden kann. Insgesamt ergibt sich ein maximaler Anstieg des Deckungsbeitrages in Höhe von $\Delta DB = 1.500$ Euro/a, was bei variablen Strom- und Gaspreisen vor allem auf die Mehreinnahmen aus dem Stromverkauf zurückzuführen ist. Sind es im ursprünglichen Szenario S1 nur $\tau = 611$ Stunden von $\tau = 1288$ h möglichen Stunden, an denen sich die Anlage bei Vorliegen hoher Strompreise in Betrieb befindet, steigt die Zahl leicht auf $\tau = 679$ h bei Verwendung der Zusatzschaltung von TWE und Innenraumtemperatur. Wird nur die TWE- bzw. Innenraumtemperatur-Zusatzschaltung verwendet, fällt der Anstieg etwas geringer aus, so dass an $\tau = 641$ h bzw. $\tau = 642$ h das BHKW im gewünschten Preisbereich betrieben wird. Insgesamt kann

⁷²Die Verteilung übers Jahr gesehen ist dabei weitgehend homogen.

festgehalten werden, dass sich eine Ausrichtung des thermischen Lastgangs am Strompreis durch die beiden Zusatzschaltungen nur geringfügig bemerkbar macht, auch wenn noch zusätzliches Optimierungspotential bei der Verknüpfung der Regelsignale an den Spotmarktstrompreis nicht ausgeschlossen werden können.

Szenario	Variation	Deckungsbeitrag in Euro pro Jahr					
		wärmegeführt 1		wärmegeführt 2		optimiert	
		Spot	fest	Spot	fest	Spot	fest
S1	-	81.372	82.352	81.372	82.352	92.890	82.047
S1	TWE	82.099	82.192	82.099	82.192	93.526	81.850
S1	Raumtemperatur	82.578	83.135	82.578	83.135	94.392	82.857
S1	TWE + Raumtemperatur	82.711	82.495	82.711	82.495	94.374	82.210

Tabelle 3.28: Übersicht Deckungsbeiträge Randbedingungen 5 (gerundete Werte)

3.3.6.7. Ergebnisse Randbedingungen 6

In zahlreichen Untersuchungen und Analysen der vergangenen Jahre konnte ein Anstieg der Strompreise festgestellt werden. Für die Zukunft ist daher weiterhin eine Zunahme zu erwarten [31], [254]. Neben dem Anstieg des Strompreises kann als ein Szenario erwartet werden, dass die Schwankung der am Spotmarkt gültigen Stundenpreise auf Grund zunehmender Installation von fluktuierend einspeisenden regenerativen Energieträgern stark zunimmt. Unter dem Punkt „Energiepreismodell 2020“ werden daher zwei Varianten der Strompreisentwicklung für das Jahr 2020 an der EEX bestimmt und analysiert: zum einen der reine Anstieg des Preises und zum anderen der Anstieg des Strompreises verbunden mit einer zunehmenden Schwankung. Als Preiserhöhungsfaktor wird der in [184] ermittelte Faktor 1,5 verwendet, der mit dem Durchschnittspreis des im Jahr 2009 an der EEX gehandelten Stromes in Höhe von $P = 3,885 \text{ ct/kWh}$ multipliziert den durchschnittlichen Stromspotpreis des Jahres 2020 in Höhe von $P = 5,828 \text{ ct/kWh}$ ergibt. Durch Addition des Differenzbetrags beider Durchschnittspreise zu den 2009 gültigen stündlichen Spotpreisen ergeben sich die stündlichen Spotpreise für das Jahr 2020. Ein Ausschnitt des Verlaufs des Spotpreises ist in Abb. 3.71 dargestellt.

Für die Strompreisschwankung wird als Schwankungsverstärkungsfaktor der Faktor 2 verwendet. Die Multiplikation des Differenzbetrags aus stündlichen Spotpreis 2020 und Durchschnittspreis 2020 mit dem Schwankungsverstärkungsfaktor und anschließender, vorzeichenabhängiger⁷³ Addition bzw. Subtraktion zum jeweiligen stündlichen Spotpreis 2009 liefert den stündlichen Spotpreis 2020 mit zunehmender Schwankung. Ein Ausschnitt des Verlaufs des Spotpreises ist in Abb. 3.72 zu finden. Die Änderungen des „Energiepreismodells 2020“ beziehen sich allein auf die Strompreise. Für die Gaspreise werden die im Jahr 2009 gültigen Preise angesetzt.

Die Ergebnisse der Optimierung in Form von Deckungsbeiträgen und Gewinnen sind in Tab. 3.29 aufgeführt, die zugehörige detailliertere Darstellung findet sich im Anhang B.3 in Tab. B.14 sowie in Abb. B.26, Abb. B.27, Abb. B.28 und Abb. B.29.

⁷³positive Werte: Addition; negative Werte: Subtraktion

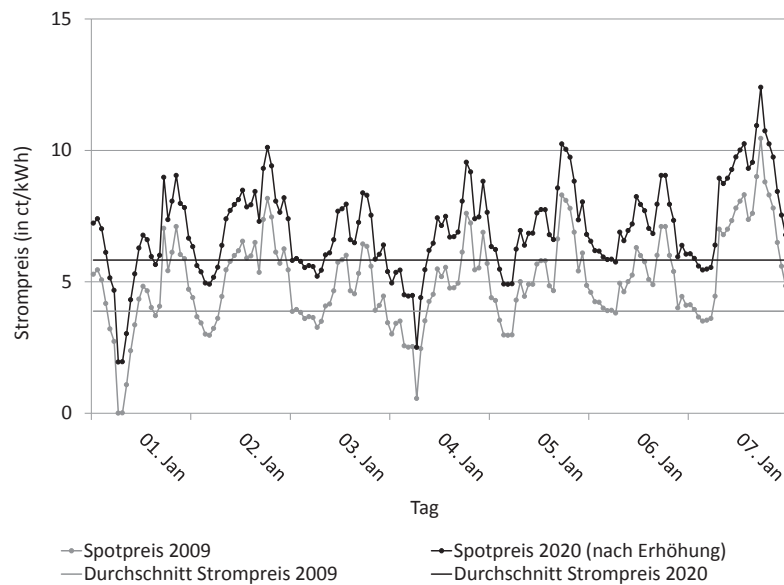


Abb. 3.71: Verschiebung des Strompreises, Zeitraum 01.01. - 07.01

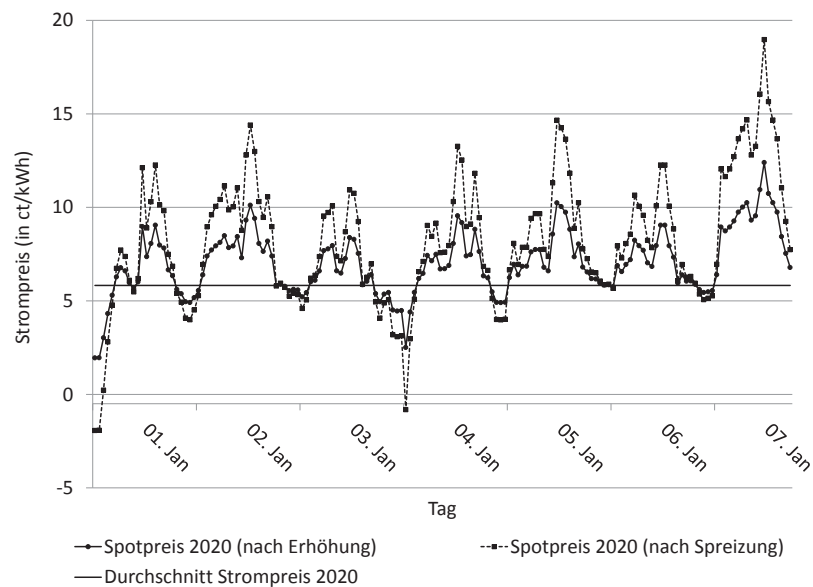


Abb. 3.72: zusätzliche Skalierung des für das Jahr 2020 berechneten Strompreises, Zeitraum 01.01. - 07.01

Abgesehen vom Referenz-Szenario S0 steigt im Vergleich zu den Randbedingungen 1 als Folge der Erhöhung des Strompreises in allen untersuchten Szenarien sowohl bei festen als auch bei variablen Strom- und Gaspreisen der Deckungsbeitrag an, da in allen Szenarien mehr Strom in das Netz eingespeist als bezogen wird. Mit ca. $\Delta DB = 16.000$ Euro/a fällt die Deckungsbeitragssteigerung im Szenario S2 am geringsten aus – in den Szenarien S1, S4 und S5 hingegen sind Steigerungen von $\Delta DB = 120.000$ Euro/a oder mehr zu verzeichnen. Auch der Gewinn steigt jeweils um den gleichen

Betrag, folglich ist nun im Vergleich zu den Randbedingungen 1 ein deutlich größerer Gewinn im Szenario S1 als im Szenario S2 festzuhalten bzw. liegt ein annähernd gleich großer Gewinn vor (variable Strom- und Gaspreise). Die Unterschiede der Deckungsbeiträge bei Verwendung von festen bzw. variablen Strom- und Gaspreisen bleiben annähernd auf dem Stand der sich im Kapitel 3.3.6.2 ergebenden Unterschiede, da es nur zu einer Verschiebung des Verlaufs des Stromspotpreises kommt.

Rein von der Betriebsweise der Erzeuger betrachtet, macht sich die Strompreiserhöhung nur im Szenario S4 bemerkbar, da bei variablen Strom- und Gaspreisen die Volllaststundenzahl des BHKWs gegenüber den im Jahr 2009 zugrunde gelegten Strompreisen um $T_{V,BHKW} = 145$ h/a ansteigt, während sie bei der Wärmepumpe um $T_{V,WP} = 134$ h/a sinkt. In den restlichen optimierten Fahrweisen, unabhängig von der Vergütungsart, variiert die Volllaststundenzahl um maximal $\Delta T_{V,max} = 0,5\%$. Die Preiserhöhung hat demnach bis auf das Szenario S4 keine nennenswerten Auswirkungen auf den Einsatzumfang der BHKWs.

Szenario	Variation	Deckungsbeitrag in Euro pro Jahr						Jahresgewinn in Euro pro Jahr	
		wärmegeführt 1		wärmegeführt 2		optimiert		optimiert	
		Spot	fest	Spot	fest	Spot	fest	Spot	fest
S0	Erhöhung	28.297	28.876	-	-	-	-	23.738	24.318
S1		106.203	107.187	106.203	107.187	116.987	106.899	73.140	62.811
S2		70.317	71.068	86.477	87.275	91.144	89.303	64.719	62.849
S4		109.773	110.474	109.944	111.609	119.598	111.583	80.647	72.512
S5		103.501	105.138	103.501	105.138	112.407	104.699	51.888	43.973
S0	Spreizung	28.292	28.872	-	-	-	-	23.733	24.314
S1		108.984	109.830	108.984	109.830	132.658	109.561	88.965	65.471
S2		70.471	71.348	87.150	88.107	94.571	90.068	68.175	63.612
S4		112.353	112.858	111.922	114.169	132.456	114.149	93.802	75.081
S5		106.128	108.204	106.128	108.204	126.143	107.834	65.746	47.101

Tabelle 3.29: Übersicht Deckungsbeiträge + Jahresgewinne Randbedingungen 6 (gerundete Werte)

Infolge der zur Erhöhung zusätzlichen Spreizung des Strompreises kommt es zum weiteren Anstieg der einzelnen Deckungsbeiträge und Gewinnmargen. Diese Anstiege fallen bei Verwendung variabler Strom- und Gaspreise wesentlich höher aus als bei Verwendung fester Preise, da sich die einzelnen resultierenden Quartalspreise im Vergleich zur reinen Strompreiserhöhung kaum verändern. Bei variablen Strom- und Gaspreisen sind die Szenarien mit den größeren BHKWs eher in der Lage, aus der zusätzlichen Strompreisspreizung einen wirtschaftlichen Vorteil zu ziehen. So kann im Szenario S2 im Vergleich zum reinen Anstieg der Strompreise lediglich ein Anstieg des Deckungsbeitrags um ca. $\Delta DB = 3.400$ Euro/a festgestellt werden, während bei den anderen Szenarien die Deckungsbeiträge – und damit auch die Gewinne – um ca. $\Delta G = 13.000 - 15.700$ Euro/a höher ausfallen. Obwohl im Szenario S4 und Szenario S1 die gleichen Deckungsbeiträge erzielt werden, ergibt sich für das Szenario S4 auf Grund der geringeren Investitions- und Wartungskosten ein leicht höherer Gewinn und somit ein wirtschaftlicher Vorteil.

3.3.7. Nutzung des Fernwärmenetzes als Speicher

3.3.7.1. Einleitung

In diesem Kapitel finden sich die Ergebnisse der Einsatzoptimierung in Bezug auf die Nutzung des Fernwärmenetzes als Speicher. Es wird im Folgenden für jeden untersuchten Fall der optimale Einsatzplan eines gesamten Jahres erstellt. Um die Rechenzeiten zu begrenzen, wird die bereits in Abb.

3.70 dargestellte, rollierende Optimierung durchgeführt. Im Fall ohne aktive Nutzung der Netzspeicherung hat die Vorlauftemperatur über den gesamten Zeitraum betrachtet einen konstanten Wert von $\vartheta_V = 85 \text{ °C}$, im Fall mit aktiver Nutzung der Netzspeicherung ist die Vorlauftemperatur eine durch die Optimierung zu bestimmende Variable, die sich einer notwendigen Ladung bzw. Entladung des Netzspeichers aufgrund wirtschaftlicher Gesichtspunkte und technischer Grenzen entsprechend einstellt. Die abkürzenden Bezeichnungen der beiden Fälle in Tabellen und Abbildungen sind *ohne NSP* bzw. *mit NSP*.

Zielgröße der Optimierung ist zunächst der Deckungsbeitrag, der sich aus den Erlösen von Wärme- und Stromverkauf, der KWK-Vergütung und den Entgelten der vermiedenen Netznutzung abzüglich der Brennstoff- und Strombezugskosten zusammensetzt. Die einzelnen Ergebnisse der Jahresoptimierungen bei Maximierung des Deckungsbetrags sind in den folgenden Tabellen und Grafiken – je nach dargestellter Größe – als Jahresdurchschnittswerte oder Jahressummenwerte gruppiert zusammengetragen.

3.3.7.2. Ergebnisse Variante I: Jahresoptimierungen

In Tab. 3.30 finden sich die Ergebnisgrößen Vorlauftemperatur, Netzspeicherleistung, thermische Verluste und Pumpenergie der Jahresoptimierungen. Grafische Darstellungen der Größen sind im Anhang B.4 in Abb. B.30 und Abb. B.31 dargestellt.

Variante	aktive Netzspeicherung	Thermische Verluste Netz (in MWh/a)	Pumpenergie (in MWh/a)	ØVorlauftemperatur (in °C)	ØNetzspeicherleistung (in kW)
Ia	nein	481,0	9,2	85,0	7,24
	ja	494,2	8,5	89,4	23,94
Ib	nein	481,0	9,2	85,0	7,24
	ja	497,0	8,3	90,3	51,56
Ic	nein	481,0	9,2	85,0	7,24
	ja	504,0	8,0	92,6	79,37
Id	nein	481,0	9,2	85,0	7,24
	ja	509,5	7,7	94,4	87,10
Ie	nein	481,0	9,2	85,0	7,24
	ja	501,3	8,1	91,7	65,88

Tabelle 3.30: Jahresoptimierung bei Maximierung des Deckungsbeitrags, Variante I: Ergebnisse Netzspeicherung

Ohne Nutzung der Netzspeicherung sind die thermischen Verluste, die Pumpenergie und die durchschnittliche Netzspeicherleistung eines Jahres für alle Fälle jeweils gleich groß, da die Vorlauftemperatur einen konstanten Wert von $\vartheta_V = 85 \text{ °C}$ hat. Die durchschnittliche Netzspeicherleistung ist dabei ein Maß für Häufigkeit der aktiven Netzspeicherung – je größer die Werte sind, desto häufiger wird der Netzspeicher verwendet. So ergibt sich für alle Fälle ohne aktive Nutzung der Netzspeicherung ein sehr kleiner Wert von $\dot{Q}_{NSP} = 7,24 \text{ kW}$ für die durchschnittliche Netzspeicherleistung, da auf Grund der konstanten Vorlauftemperatur nur durch Laständerungen induzierte Netzspeichervorgänge auftreten. Höhere durchschnittliche Netzspeicherleistungen gehen mit höheren durchschnittlichen Vorlauftemperaturen einher und somit mit höheren thermischen Verlusten und einem Absinken der

Pumpenenergie.

Es kann festgehalten werden, dass mit sinkendem Nutzvolumen des thermischen Verdrängungsspeichers die durchschnittliche Vorlauftemperatur und Netzspeicherleistung steigt, also deutlich öfter der Netzspeicher verwendet wird. Nur für den Fall Ie, wenn kein thermischer Verdrängungsspeicher vorhanden ist, ist ein Absinken der Werte beobachtbar, da die geringe Kapazität und unflexible Fahrweise des Netzspeichers den stundenweisen Betrieb des BHKWs im Vergleich zu den Varianten Ia - Id seltener sicherstellen kann und somit verstärkt der Kessel eingesetzt werden muss. Dieser kann im Vergleich zum BHKW wesentlich stärker modulierend betrieben werden, sodass in Summe weniger der Netzspeicher verwendet wird. Entsprechend sinken auch die thermischen Verluste, wogegen die benötigte Pumpenenergie ansteigt. Werden für die einzelnen Varianten Ia - Ie die Fälle mit und ohne Nutzung der Netzspeicherung direkt miteinander verglichen, ist ein maximaler Unterschied der Pumpenenergie von $\Delta P_{el} = 1,5 \text{ MWh/a}$ bzw. $\Delta P_{el} = 17\%$ und der thermischen Verluste von $Q_{th,V} = 28,5 \text{ MWh/a}$ bzw. $Q_{th,V} = 6\%$ festzustellen. In Tab. 3.31 sowie im Anhang B.4 in Abb. B.32 und Abb. B.33 sind Ergebnisse der Jahresoptimierungen in Bezug auf die Ergebnisgrößen der Erzeuger aufgelistet bzw. dargestellt.

Variante	aktive Netzspeicherung	Elektrische Energie BHKW (in MWh/a)		Thermische Energie BHKW (in MWh/a)		Brennstoffenergie BHKW (in MWh/a)		Volllaststunden BHKW (in h/a)		ØElektrischer Wirkungsgrad BHKW (in %)		ØThermischer Wirkungsgrad BHKW (in %)		Thermische Energie Kessel (in MWh/a)		Brennstoffenergie Kessel (in MWh/a)		Volllaststunden Kessel (in h/a)		ØThermischer Wirkungsgrad Kessel (in %)	
Ia	nein	3419	4326	9073	6624	38	48	1327	1466	531	91										
	ja	3436	4343	9112	6657	38	48	1322	1460	529	91										
Ib	nein	3367	4275	8956	6524	38	48	1377	1529	551	90										
	ja	3396	4304	9022	6580	38	48	1364	1511	545	90										
Ic	nein	3297	4205	8796	6388	37	48	1447	1628	579	89										
	ja	3349	4256	8915	6489	38	48	1417	1578	567	90										
Id	nein	2969	3937	8126	5754	37	48	1716	1988	687	86										
	ja	3195	4181	8668	6191	37	48	1499	1692	600	89										
Ie	nein	1586	2037	4250	3073	37	48	3616	4204	1446	86										
	ja	2781	3666	7582	5388	37	48	2006	2320	802	86										

Tabelle 3.31: Jahresoptimierung bei Maximierung des Deckungsbeitrags, Variante I: Ergebnisse Erzeuger

Es handelt sich um die thermische Energie, die Brennstoffenergie, die Volllaststunden sowie den durchschnittlichen thermischen Wirkungsgrad eines Jahres beider Erzeuger sowie um die elektrische Energie und den durchschnittlichen elektrischen Wirkungsgrad des BHKWs. Mit abnehmendem Nutzvolumen des Verdrängungsspeichers ist eine Reduzierung der Volllaststunden des BHKWs und entsprechend der elektrischen Arbeit, der thermischen Energie und der Brennstoffenergie des BHKWs beobachtbar. Auf der anderen Seite steigen die Volllaststunden, thermische Energie und Brennstoffenergie des

Kessels. Das ist insofern einleuchtend, da ein kleinerer thermischer Speicher ein geringeres Lastverschiebungspotential mit sich bringt. Der elektrische und thermische Wirkungsgrad des BHKWs bleibt nahezu gleich, der thermische Wirkungsgrad des Kessels hingegen fällt bei kleinerem Nutzvolumen des Verdrängungsspeichers sichtbar ab. Beim direkten Vergleich der Fälle mit und ohne Nutzung der Netzspeicherung ist erkennbar, dass die Anzahl der Volllaststunden des BHKWs für die Varianten großer Nutzvolumen des Verdrängungsspeichers (Variante Ia, Ib und Ic) sich maximal nur um $\Delta T_{V,BHKW} = 101 \text{ h/a}$ bzw. $\Delta T_{V,BHKW} = 2\%$ unterscheiden. Für die Variante Id ergibt sich ein Unterschied von $\Delta T_{V,BHKW} = 437 \text{ h/a}$ bzw. $\Delta T_{V,BHKW} = 8\%$, für die Variante Ie sogar von über $\Delta T_{V,BHKW} = 2315 \text{ h/a}$ bzw. $\Delta T_{V,BHKW} = 75\%$. Entsprechende Resultate ergeben sich bei der elektrischen Arbeit, thermischen Energie und Brennstoffenergie des BHKWs, ähnliche Tendenzen für die Volllaststunden, thermische Energie und Brennstoffenergie des Kessels. So beträgt die Differenz der Volllaststunden des Kessels zwischen den Fällen mit und ohne Nutzung der Netzspeicherung in Variante Id $\Delta T_{V,Kessel} = 87 \text{ h/a}$ bzw. $\Delta T_{V,Kessel} = 15\%$ und in der Variante Ie $\Delta T_{V,Kessel} = 644 \text{ h/a}$ bzw. $\Delta T_{V,Kessel} = 45\%$. Die thermischen Wirkungsgrade von BHKW und Kessel bzw. der elektrische Wirkungsgrad des BHKWs bleiben für den Fall mit und ohne Nutzung des Netzspeichers nahezu gleich, d.h. die Nutzung der Netzspeicherung ermöglicht keine starke Reduzierung der wirtschaftlich ungünstigen Teillastfälle beider Erzeuger.

In Tab. 3.32 sind Ergebnisse der Jahresoptimierungen in Bezug auf die Kosten, Erlöse, den Deckungsbeitrag sowie die Differenz der Deckungsbeiträge aufgelistet. Ein direkter Vergleich der einzelnen Kosten⁷⁴, Erlöse und des Deckungsbeitrags für die Varianten Ia und Ie findet sich im Anhang B.4 in Abb. B.36 sowie sind in Abb. B.37 die Deckungsbeiträge aller Varianten sowie die Differenz des Deckungsbeitrags zwischen dem Fall mit und dem Fall ohne Nutzung der Netzspeicherung dargestellt.

Variante	aktive Netzspeicherung	Kosten Brennstoff (in TEuro/a)	Kosten Strombezug (in TEuro/a)	Erlöse Wärmeverkauf (in TEuro/a)	Erlöse Stromverkauf (in TEuro/a)	Erlöse KWK-Vergütung (in TEuro/a)	Erlöse VNN (in TEuro/a)	Deckungsbeitrag (in TEuro/a)	Differenz Deckungsbeitrag (in TEuro/a)
Ia	nein	318,2	0,2	356,9	148,0	71,6	25,9	284,0	0,6
	ja	319,2	0,1	356,9	149,0	72,0	26,1	284,6	
Ib	nein	317,0	0,2	356,9	143,2	70,5	25,5	278,9	1,4
	ja	318,3	0,2	356,9	145,0	71,2	25,8	280,3	
Ic	nein	315,7	0,2	356,9	138,1	69,1	25,0	273,1	2,7
	ja	317,5	0,2	356,9	141,0	70,2	25,4	275,8	
Id	nein	308,6	0,1	356,9	125,3	62,2	22,5	258,2	9,3
	ja	314,2	0,1	356,9	133,8	66,9	24,2	267,5	
Ie	nein	271,9	0,6	356,9	71,7	33,2	12,0	201,3	49,6
	ja	304,2	0,2	356,9	119,1	58,2	21,1	250,9	

Tabelle 3.32: Jahresoptimierung bei Maximierung des Deckungsbeitrags, Variante I: Ergebnisse Kosten, Erlöse, Deckungsbeitrag und Differenz der Deckungsbeiträge

Der Großteil der Kosten entfällt auf die Brennstoffkosten und nur zu einem sehr geringen Teil auf die Strombezugskosten, da für die Umwälzpumpen vergleichsweise wenig Energie benötigt wird und zudem oft die Abdeckung der Energie durch das BHKW gesichert ist. Beim Vergleich der Varianten

⁷⁴Visualisierung der Kosten durch negative Werte

Ia und Ie sind die Brennstoffkosten in der Variante Ia höher, da das BHKW deutlich mehr und der Kessel entsprechend weniger eingesetzt wird. Da der maximale Gesamtwirkungsgrad des BHKWs von $\eta_{ges,i} = 85\%$ deutlich unter dem des Kessels in Höhe von $\eta_{ges,i} = 91\%$ liegt, ist auch der Gesamtbrennstoffverbrauch in der untersuchten Variante Ia höher als in der Variante Ie. Die Erlöse durch den Wärmeverkauf sind in beiden Varianten gleich groß, da es sich wie bereits erwähnt, um fixe Erlöse handelt. Höhere Laufzeiten des BHKWs in Variante Ia resultieren in höheren Erlösen durch Stromverkauf, KWK-Vergütung und Entgelte vermiedener Netznutzung, sodass sich in Summe ein höherer Deckungsbeitrag für die Variante Ia ergibt.

Beim Vergleich der Deckungsbeiträge für die Fälle mit und ohne Nutzung der Netzspeicherung betragen für die Fälle Ia, Ib und Ic die Unterschiede nicht mehr als $\Delta DB = 2,7$ TEuro/a bzw. $\Delta DB = 1\%$. In der Variante Id beträgt die Differenz des Deckungsbeitrags $\Delta DB = 9,3$ TEuro/a bzw. $\Delta DB = 4\%$, in der Variante Ie $\Delta DB = 49,6$ TEuro/a bzw. $\Delta DB = 25\%$. Der Nutzen zusätzlicher Speicherkapazität in Form des Netzspeichers kommt in monetärer Sicht also nur dann zum Tragen, wenn der vorhandene thermische Verdrängungsspeicher klein bzw. nicht vorhanden ist.

In Tab. 3.33 sowie im Anhang B.4 in den Abb. B.34 und Abb. B.35 sind Ergebnisse der Jahresoptimierungen in Bezug auf die Kennwerte der CO_2 -Emission und der Primärenergie aufgelistet bzw. grafisch dargestellt. Die jeweiligen Einsparungen an CO_2 und Primärenergie sind in den Grafiken durch negative Werte gekennzeichnet.

Variante	aktive Netzspeicherung	CO_2 Brennstoff (in t/a)	CO_2 Strombezug (in t/a)	CO_2 Einsparung (in t/a)	CO_2 gesamt (in t/a)	Primärenergie Brennstoff (in MWh/a)	Primärenergie Strombezug (in MWh/a)	Primärenergie Einsparung (in MWh/a)	Primärenergie gesamt (in MWh/a)
Ia	nein	2118,3	0,9	2800,4	-681,2	11592,8	3,9	9960,0	1636,7
	ja	2125,1	0,7	2814,6	-688,8	11629,9	3,0	10010,5	1622,4
Ib	nein	2107,5	0,8	2757,8	-649,4	11533,7	3,8	9808,4	1729,2
	ja	2117,1	0,7	2782,3	-664,5	11586,1	3,2	9895,7	1693,6
Ic	nein	2095,3	0,8	2700,4	-604,3	11466,6	3,7	9604,2	1866,1
	ja	2109,1	0,7	2744,0	-634,2	11542,3	3,1	9759,3	1786,1
Id	nein	2032,9	0,5	2431,0	-397,6	11125,4	2,5	8646,2	2481,6
	ja	2082,3	0,5	2617,4	-534,6	11395,9	2,2	9309,2	2088,9
Ie	nein	1699,2	2,3	1297,6	403,9	9299,2	10,6	4615,2	4694,6
	ja	1990,4	0,8	2277,2	-286,1	10892,5	3,5	8099,3	2796,7

Tabelle 3.33: Jahresoptimierung bei Maximierung des Deckungsbeitrags, Variante I: Ergebnisse CO_2 -Emissionen und Primärenergie

In den Varianten Ia, Ib und Ic bleiben sowohl die Gesamt- CO_2 -Emission als auch die Gesamt-Primärenergie auf einem konstanten Level mit Werten um die $m_{CO_2} = -650$ t/a bzw. $Q_{th,BG} = 1750$ MWh/a. Analoge Aussagen lassen sich zu der CO_2 -Emission und Primärenergie des Brennstoffs, des Strombezugs und der Einsparung treffen. Erst für die Variante Id ist ein leichter Anstieg an CO_2 -Emission und Primärenergie feststellbar, der sich in Variante Ie deutlich fortsetzt. Die durch geringere Volllaststunden des BHKWs bedingte Reduzierung des eingesetzten Brennstoffs und damit verbundene Reduzierung der CO_2 -Emission bzw. der Primärenergie wiegt den Nachteil der durch die Nichtverdrängung ineffizienter Erzeugeranlagen aus dem öffentlichen Netz begründeten höheren Emissionen an CO_2 bzw. Primärenergie nicht auf. Die CO_2 -Emissionen und Primärenergie bei Strombezug spielen eine untergeordnete Rolle. Wird die Netzspeicherung nicht genutzt, verstärkt sich im Vergleich zum

Fall der Nutzung der Netzspeicherung der eben beschriebenen Vorgang - es ist ein weiteres Ansteigen der gesamten CO_2 -Emission und Primärenergie beobachtbar.

Es kann insgesamt festgehalten werden, dass die Nutzung der Netzspeicherung eine Erhöhung des Deckungsbeitrags durch eine Steigerung der Erlöse der Stromlieferung und teilweise durch eine Steigerung der Erlöse der KWK-Vergütung sowie der Entgelte für die vermiedene Netznutzung trotz steigender Brennstoffkosten ermöglicht. Die zusätzliche Speicherkapazität in Form des Netzspeichers ermöglicht eine Erhöhung der Volllaststunden des BHKWs, einhergehend mit der Reduzierung der CO_2 -Emissionen und der Primärenergie. Die Steigerungen bezogen auf den Deckungsbeitrag fallen in den ersten drei Varianten mit $\Delta DB = 0,2\%$ (Variante Ia), $\Delta DB = 0,5\%$ (Variante Ib) bzw. $\Delta DB = 1,0\%$ (Variante Ic) gering aus. Zwar findet die Verschiebung des BHKW-Einsatzes in Zeiten hoher Stromvergütung statt, nur wird dafür bevorzugt der thermische Verdrängungsspeicher verwendet. Begründen lässt sich dies dadurch, dass die für die Netzspeicherung notwendige Anhebung der Vorlauftemperatur die thermischen Verluste erhöht und somit zusätzliche Kosten verursacht. Die gleichzeitigen Einsparungen an Pumpenenergie wiegen diesen Nachteil nicht auf, sodass eine Netzspeicherung nur dann Anwendung findet, wenn der gesamte Erzeugerpark inkl. der Verdrängungsspeicher an seine Kapazitätsgrenzen gelangt. Für die Verschiebung des BHKW-Einsatzes in Zeiten hoher Stromvergütung reicht dann schon der mit $V = 9\text{ m}^3$ Nutzvolumen eher klein dimensionierte Verdrängungsspeicher, da sich die Spotpreise maximal innerhalb weniger Stunden ändern, dementsprechend verhältnismäßig weniger Wärme gespeichert werden muss. Die Steigerungen der Deckungsbeiträge sind daher vorwiegend auf die durch die Nutzung der Netzspeicherung mögliche Erhöhung der Volllaststunden der BHKWs zurückzuführen. In der Variante Id bzw. Ie sind die Unterschiede des Deckungsbeitrags und der Volllaststunden des BHKWs im Vergleich zu den Varianten Ia-Ic wesentlich größer, da hier der thermische Verdrängungsspeicher nur sehr wenig Verschiebungspotential für Wärme verfügt (Variante Id) bzw. die Netzspeicherung die einzige Möglichkeit der Speicherung von thermischer Energie darstellt (Variante Ie).

3.3.7.3. Ergebnisse Variante I: Vergleich Netzspeicher und thermischer Verdrängungsspeicher

Im Folgenden sollen die Varianten Id ohne Netzspeicherung und Ie mit Netzspeicherung direkt miteinander verglichen werden. Der Vergleich soll aufzeigen, welche Unterschiede konkret sich bei den zwei Speicherarten thermischer Verdrängungsspeicher und Netzspeicher bei Vorhandensein gleicher Verteilnetze ergeben. Die über das Wasservolumen des Fernwärmenetzes sowie über die Simulationen bestimmte, maximal speicherbare Energie im Netzspeicher beträgt $Q_{NSP,max} = 178\text{ kWh}$. Dieser Wert wird ebenfalls für den thermischen Verdrängungsspeicher angesetzt – es ergibt sich somit ein Nutzvolumen von $V = 3,24\text{ m}^3$. Von den Speicherkapazitäten sind beide Speicherarten also gleich, der Unterschied liegt in den realisierbaren Lade- bzw. Entladeleistungen. Während beim Verdrängungsspeicher innerhalb der vorgegebenen Grenzen beliebige Leistungen abgerufen werden können, ist die Netzspeicherleistung durch den aktuellen Systemzustand des Fernwärmenetzes stärker eingegrenzt. Einfluss kann über die gezielte Wahl der Vorlauftemperatur genommen werden – es ergeben sich aber nicht die Freiheitsgrade eines Verdrängungsspeichers.

In Tab. 3.34 sind die einzelnen Ergebnisgrößen im direkten Vergleich sowie jeweils die absolute und relative Abweichung aufgeführt. Es ist ersichtlich, dass die eingeschränkten Freiheitsgrade des Netzspeichers in einer unflexibleren Fahrweise des Erzeugerparks resultieren. Es ergeben sich für die Variante Ie mit Netzspeicherung im Vergleich mit der Variante Id ohne Netzspeicherung konsequenterweise wesentlich mehr Netzspeichervorgänge, erkennbar an der höheren durchschnittlichen Vorlauftemperatur und Netzspeicherleistung, aber geringere Laufzeiten für das BHKW und somit die im vorherigen Kapitel bereits ausführlich diskutierten Konsequenzen, wie Erhöhung des Einsatzes des Kessels. Es unterscheiden sich in Summe die einzelnen Kosten, Erlöse und der Deckungsbeitrag nur wenig. Die Abweichung des Deckungsbeitrags beträgt nur $\Delta DB = 7,3\text{ TEuro/a}$ bzw. $\Delta DB = 3\%$. Folglich kann durchaus für theoretische Untersuchungen für eine rein monetäre Bewertung der nur aufwendig parametrisierbare Netzspeicher in erster Näherung im Optimierungsmodell durch einen thermischen Verdrängungsspeicher ersetzt werden.

	Id ohne NSP	Ie mit NSP	absolute Abweichung	relative Abweichung (in %)
Thermischer Verlust (in MWh/a)	481,0	501,3	20,4	4
Pumpenergie (in MWh/a)	9,2	8,1	1,1	12
Ø Vorlauftemperatur (in %)	85,0	91,7	6,73	8
Ø Netzspeicherleistung (in kW)	7,2	65,9	58,6	810
Elektrische Energie BHKW (in MWh/a)	2969	2781	188,8	6
Thermische Energie BHKW (in MWh/a)	3937	3666	270,2	7
Brennstoffenergie BHKW (in MWh/a)	8126	7582	543,9	7
Volllaststunden BHKW (in h/a)	5754	5388	365,8	6
Ø elektrischer Wirkungsgrad BHKW (in %)	37	37	0,0	0
Ø thermischer Wirkungsgrad BHKW (in %)	48	48	0,0	0
Thermische Energie Kessel (in MWh/a)	1716	2006	289,4	17
Brennstoffenergie Kessel (in MWh/a)	1988	2320	332,2	17
Volllaststunden Kessel (in h/a)	687	802	115,7	17
Ø thermischer Wirkungsgrad Kessel (in %)	86	86	0,0	0
Kosten Brennstoff (in TEuro/a)	308,6	304,2	4,4	1
Kosten Strombezug (in TEuro/a)	0,1	0,2	0,1	43
Erlöse Wärmeverkauf (in TEuro/a)	356,9	356,9	0,0	0
Erlöse Stromverkauf (in TEuro/a)	125,3	119,1	6,3	5
Erlöse KWK-Vergütung (in TEuro/a)	62,2	58,2	3,9	6
Erlöse Entgelte vermiedene Netznutzung (in TEuro/a)	22,5	21,1	1,4	6
Deckungsbeitrag (in TEuro/a)	258,2	250,9	7,3	3

Tabelle 3.34: Jahresoptimierung bei Maximierung des Deckungsbeitrags, Vergleich der Variante Id ohne Netzspeicherung mit der Variante Ie mit Netzspeicherung

3.3.7.4. Ergebnisse Variante I: Minimierung CO_2 -Emission und Primärenergie

Neben der Maximierung des Deckungsbeitrags sollen auch die Auswirkungen auf die optimale Einsatzplanung untersucht werden, wenn die Minimierung der CO_2 -Emission bzw. der Primärenergie als Ziel der Optimierung fungieren. Die detaillierten Ergebnisse der Jahresoptimierungen analog der Maximierung des Deckungsbeitrags findet sich im Anhang B.4. Die Jahresoptimierungen werden dabei nur für die Variante Ia und Ie durchgeführt. Eine Übersicht mit allen Verweisen auf die jeweiligen Ergebnistabellen ist in Tab. 3.35 aufgelistet. Die jeweiligen Unterschiede zwischen den Ergebnissen der Jahresoptimierungen aller drei möglichen Zielfunktionen sind für alle Varianten und alle untersuchten Größen gering. So beträgt die maximale Differenz der Deckungsbeiträge $\Delta DB_{max} = 7,6$ TEuro/a bzw. $\Delta DB_{max} = 2,7\%$, der CO_2 -Emission $\Delta m_{CO_2} = 24,5$ t/a bzw. $\Delta m_{CO_2} = 6,8\%$ und der Primärenergie $\Delta Q_{BG} = 64,3$ MWh/a bzw. $\Delta Q_{BG} = 3,9\%$. Die Wahl der Zielfunktion hat folglich einen geringen Einfluss auf die optimale Betriebsweise des vorliegenden Erzeugerparcs, da eine monetär sinnvolle Erhöhung der Laufzeiten des BHKWs gleichzeitig eine Einsparung an CO_2 und Primärenergie mit sich bringt. Die Nutzung der Netzspeicherung bringt also auch in Bezug auf die CO_2 -Emission und in Bezug auf die Primärenergie keine besonderen Vorteile.

Ergebnisse	Zielfunktion: CO_2 -Emission	Zielfunktion: Primärenergie
Netzspeicherung	Tab. B.15	Tab. B.19
Erzeuger	Tab. B.16	Tab. B.20
Kosten, Erlöse und Deckungsbeitrag	Tab. B.17	Tab. B.21
CO_2 -Emissionen und Primärenergie	Tab. B.18	Tab. B.22

Tabelle 3.35: Übersicht Verweise auf die Tabellen der Ergebnisse der Jahresoptimierungen mit den Zielfunktionen CO_2 -Emission und Primärenergie der Variante I

3.3.7.5. Ergebnisse Variante II

Durch die Variation der Leistungsgröße der Erzeuger in Variante II soll untersucht werden, wie stark ein größer dimensioniertes BHKW von der zusätzlichen Speichermöglichkeit in Form der Netzspeicherung profitiert. Dazu werden die unskalierten Leistungsdaten des Zeppelin-BHKWs aus Tab. 3.7 verwendet, welches somit über eine maximale thermische Leistung von $\dot{Q}_{th} = 1304 \text{ kW}$ verfügt. Die Größe des Kessels wird entsprechend auf $\dot{Q}_{th} = 1700 \text{ kW}$ reduziert. Die Überdimensionierung des BHKWs soll ermöglichen, dass zu Zeiten hoher Stromspotmarktpreise mehr Strom an der Börse gewinnbringend veräußert werden kann und somit eine Steigerung des Deckungsbeitrags zu erwarten ist. Die damit verbundene Reduzierung der Volllaststunden der KWK-Anlage wird dabei bewusst in Kauf genommen. Die Ergebnisse der Jahresoptimierungen sind analog denen der Variante I aufbereitet. Eine detaillierte Darstellung der Ergebnisse in Form von Tabellen findet sich im Anhang B.4. Eine Übersicht der dort aufgeführten Tabellen ist in Tab. 3.36 aufgelistet.

Netzspeicherung	Tab. B.23
Erzeuger	Tab. B.24
Deckungsbeitrag	Tab. B.25
CO_2 -Emissionen und Primärenergie	Tab. B.26

Tabelle 3.36: Übersicht Verweise auf die Tabellen der Ergebnisse der Jahresoptimierungen der Variante II

Die Resultate der Untersuchungen der Variante I ergeben sich zum großen Teil auch bei der Variante II. Bei Reduzierung der Größe des Verdrängungsspeichers sinkt auch der erzielbare Deckungsbeitrag eines Jahres, was auf eine Reduzierung der Volllaststunden des BHKWs und somit auf einen verstärkten Einsatz des ökonomisch schlechteren Kessels zurückzuführen ist. Mit den sinkenden Volllaststunden des BHKWs geht ein Anstieg der CO_2 -Emission und der Primärenergie einher. Bei Vorhandensein eines großen thermischen Verdrängungsspeichers sind die Unterschiede der Deckungsbeiträge eines Jahres mit und ohne Nutzung des Netzspeichers äußerst gering. Erst im Falle eines kleineren Verdrängungsspeichers mit einem Nutzvolumen von $V = 9 \text{ m}^3$ stellen sich signifikante Differenzen der Deckungsbeiträge ein.

3.3.7.6. Vergleich Variante I mit Variante II

Abschließend erfolgt ein direkter Vergleich der Ergebnisse der zuvor untersuchten Variante I mit der Variante II. In Abb. 3.73 sind für beide Varianten die Volllaststunden von BHKW und Kessel jeweils mit und ohne Nutzung der Netzspeicherung für alle fünf möglichen Größen des Verdrängungsspeichers grafisch dargestellt. Auf Grund der höheren, maximalen Leistung des BHKWs in Variante II liegt die Zahl der Volllaststunden des BHKWs (blaue Linien) zwangsläufig deutlich unter denen der Variante I (schwarze Linien), da der thermische Lastgang in beiden Varianten gleich ist. Anders verhält es sich bei den Kurven der Volllaststunden der Kessel. Die Kurven der Variante II (grüne Linien) liegen trotz vergleichsweise kleinerer Leistungsgröße des Kessels im Fall (a), (b) und (c) zunächst unter denen der

Variante I (rote Linien), da in diesen Fällen in Zeiten hoher thermischer Lasten der Kesseleinsatz durch Verwendung des BHKWs reduziert werden kann. In den Fällen (d) und (e) kehrt sich dieses Verhältnis um, da das in Variante II sehr groß dimensionierte BHKW auf Grund reduzierter Möglichkeiten der Wärmespeicherung in Zeiten niedriger Lasten weniger verwendet werden kann und somit auf den Kessel zurückgegriffen werden muss.

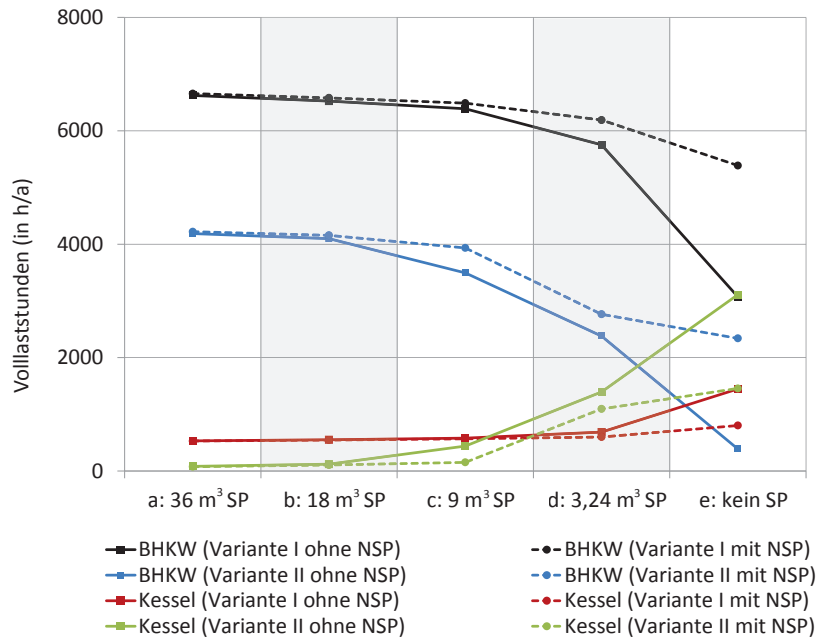


Abb. 3.73: Jahresoptimierung Variante I und II: Vergleich der Volllaststunden des BHKWs und des Kessels mit und ohne Nutzung der Netzspeicherung

Der tendenzielle Verlauf der Kurven der Volllaststunden des BHKWs und des Kessels ist in beiden Varianten gleich – hingegen sind Unterschiede in der Differenz der Volllaststunden zwischen den Fällen mit und ohne Nutzung der Netzspeicherung feststellbar. Ist der Unterschied der Volllaststunden des BHKWs in den Fällen (a) und (b) in beiden Varianten mit maximal $\Delta T_{V,BHKW} = 58 \text{ h/a}$ noch sehr gering⁷⁵, ergibt sich bereits im Fall (c) eine deutliche Abweichung. In der Variante I ergeben sich im Fall mit Nutzung der Netzspeicherung im Vergleich zum Fall ohne Nutzung der Netzspeicherung $\Delta T_{V,BHKW} = 101 \text{ h/a}$ bzw. $\Delta T_{V,BHKW} = 2\%$ mehr an Volllaststunden des BHKWs, in der Variante II beträgt die Differenz bereits $\Delta T_{V,BHKW} = 440 \text{ h/a}$ bzw. $\Delta T_{V,BHKW} = 13\%$. Die Ursache dafür liegt in der größeren Dimensionierung und somit höheren Minimalleistung des BHKWs in der Variante II, das folglich in Zeiten niedriger thermischer Lasten bei der geringen Größe des Verdrängungsspeichers in Höhe von $V = 9 \text{ m}^3$ wesentlich unflexibler eingesetzt werden kann. Im Fall (d) kommt es bei der Variante II sogar zu einer geringen Reduzierung der Differenz der Volllaststunden auf $\Delta T_{V,BHKW} = 384 \text{ h/a}$ (16%), was wieder der Größe des BHKWs sowie der unflexibleren Fahrweise des Netzspeichers geschuldet ist. Im Vergleich dazu ergibt sich für die Variante I im Fall (d) eine Differenz von $\Delta T_{V,BHKW} = 437 \text{ h/a}$ (13%). Im Fall (e) sind die Differenzen am größten: $\Delta T_{V,BHKW} = 2315 \text{ h/a}$ (75%) für Variante I sowie $\Delta T_{V,BHKW} = 1950 \text{ h/a}$ bzw. 500% für Variante II. Für die Differenzen der Volllaststunden der Kessel lassen sich entsprechende Aussagen treffen. Der Vergleich zeigt auf, dass die größeren Differenzen der Volllaststunden mit und ohne Nutzung der Netzspeicherung der Variante II möglich werden, da der Erzeugerpark aufgrund der höheren Minimalleistung des BHKWs im Vergleich zur Variante I häufiger an der Kapazitätsgrenze betrieben wird.

⁷⁵entspricht einer relativen Abweichung von ca. 1%

Die unterschiedlichen Auswirkungen auf die Volllaststunden der Erzeuger bei den Varianten I und II mit und ohne Nutzung der Netzspeicherung spiegeln sich auch in den Kosten und Erlösen eines Jahres wieder. In Abb. 3.74 bzw. Abb. 3.75 sind daher die einzelnen Kosten, Erlöse und der Deckungsbeitrag eines Jahres für die Fälle (a) bzw. (e) jeweils mit und ohne Nutzung des Netzspeichers für beide Varianten in jeweils einem Diagramm grafisch dargestellt. In Abb. 3.74 ist deutlich zu erkennen, dass auf Grund des großen Volumens des Verdrängungsspeichers von $V = 36 \text{ m}^3$ sich die einzelnen Kosten und Erlöse im Vergleich mit und ohne Nutzung der Netzspeicherung in beiden Varianten nur marginal unterscheiden. Beim Vergleich der Varianten untereinander hingegen ergibt sich eine deutliche Abweichung. In Variante II kann auf Grund des größeren BHKWs mehr elektrische Energie generiert werden, was mit höheren Erlösen durch Stromverkauf, KWK-Vergütung und Entgelte für die vermiedene Netznutzung einher geht. Dafür wird natürlich auch mehr Brennstoff benötigt, also steigen die Kosten für den Brennstoffbezug an. In Summe ergibt sich eine Differenz des Deckungsbeitrags zwischen Variante II und Variante I von $\Delta DB = 49,6 \text{ TEuro/a}$. Für den Fall (e), dem Fall ohne einen thermischen Verdrängungsspeicher, ergeben sich deutliche Unterschiede nicht nur zwischen den Fällen mit und ohne Nutzung der Netzspeicherung, sondern auch zwischen den beiden Varianten. Auffällig ist, dass die Deckungsbeträge der Variante II unter denen der Variante I liegen. Die Ursache ist wieder in der Dimensionierung des BHKWs festzumachen, das bei begrenzten Speicherkapazitäten nicht flexibel genug eingesetzt werden kann und daher öfter durch den Kessel ersetzt wird.

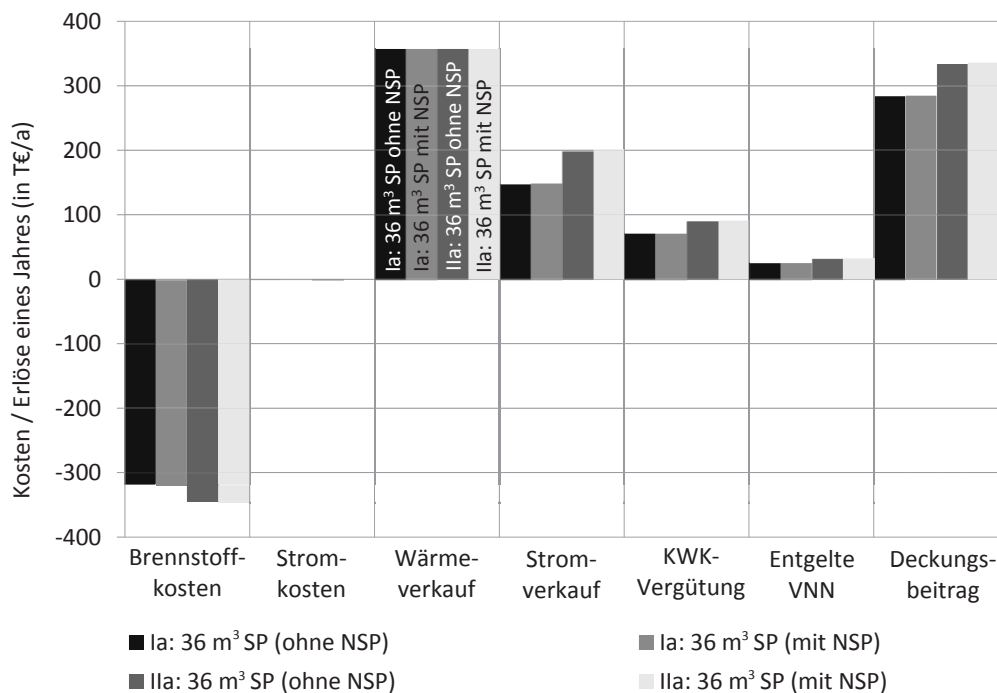


Abb. 3.74: Jahresoptimierung Varianten Ia u. IIa: Vergleich Kosten Brennstoff, Kosten Strom, Erlöse Wärmeverkauf, Erlöse Stromverkauf, Erlöse KWK-Vergütung, Erlöse Entgelte vermiedene Netznutzung, Deckungsbeitrag

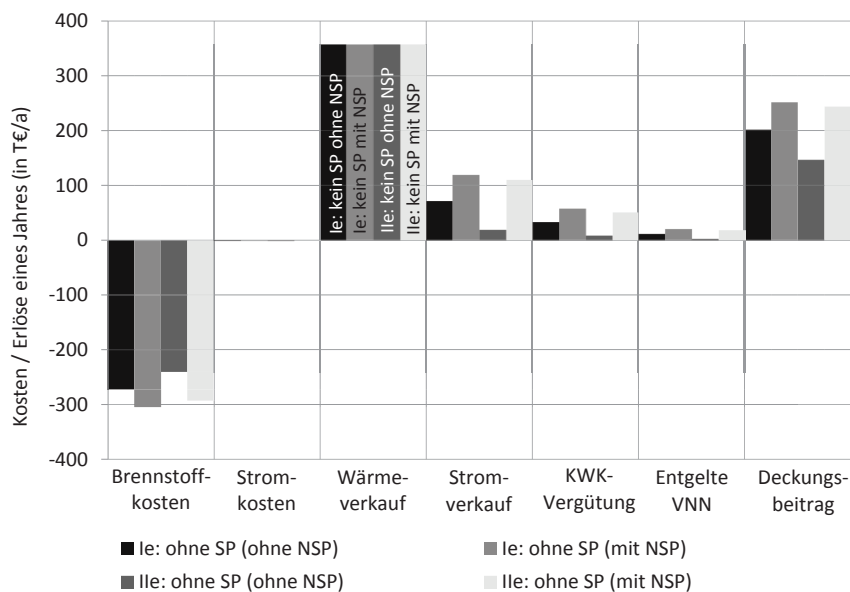


Abb. 3.75: Jahresoptimierung Varianten Ie und IIe: Vergleich Kosten Brennstoff, Kosten Strom, Erlöse Wärmeverkauf, Erlöse Stromverkauf, Erlöse KWK-Vergütung, Erlöse Entgelte vermiedene Netznutzung, Deckungsbeitrag

Der Deckungsbeitrag als hier gewählte, maßgebliche Bewertungsgröße ist in Abb. 3.76 für alle Größen des Verdrängungsspeichers jeweils für die beiden Varianten I und II mit und ohne Nutzung der Netzspeicherung grafisch dargestellt. Zusätzlich finden sich in Abb. 3.77 die Differenzen zwischen den Deckungsbeiträgen mit und ohne Nutzung des Netzspeichers für alle Größen des Verdrängungsspeichers jeweils für die beiden Varianten I und II.

Wie bereits festgehalten, sinken bei beiden Varianten die Deckungsbeiträge bei Reduzierung der Größe des Verdrängungsspeichers, wobei das Absinken bei Variante II deutlich schneller von statten geht. Bei beiden Varianten I und II sind die Unterschiede der Deckungsbeiträge zwischen den Fällen mit und ohne Nutzung des Netzspeichers für die beiden ersten Fälle (a) und (b) mit den größten Verdrängungsspeichern mit einem Volumen von $V = 36 \text{ m}^3$ bzw. $V = 18 \text{ m}^3$ sehr gering und betragen maximal $\Delta DB = 3,3 \text{ TEuro/a}$. Hingegen sind die Unterschiede des Deckungsbeitrags zwischen den beiden Varianten untereinander mit $\Delta DB = 49,6 \text{ TEuro/a}$ ($42,5 \text{ TEuro/a}$) sehr groß.

Für den Fall (c) mit dem $V = 9 \text{ m}^3$ Verdrängungsspeicher ergeben sich erste Unterschiede zwischen den beiden Varianten in Bezug auf die Differenz des Deckungsbeitrags zwischen den Fällen mit und ohne Nutzung der Netzspeicherung. Während in Variante I die Differenz weiterhin mit $\Delta DB = 2,7 \text{ TEuro/a}$ sehr gering ist, ergibt sich für Variante II bereits eine Differenz in Höhe von $\Delta DB = 16,9 \text{ TEuro/a}$. Hier ist wieder die starke Korrelation zu den Volllaststunden der Erzeuger erkennbar. Absolut gesehen liegt der Deckungsbeitrag der Variante II aber noch über dem der Variante I. Das ändert sich in den Fällen (d) und (e), also im Falle des kleinsten Verdrängungsspeichers mit einem Volumen von $V = 3,24 \text{ m}^3$ bzw. im Fall ohne Verdrängungsspeicher. Es sind zwar die Differenzen der Deckungsbeiträge mit und ohne Nutzung der Netzspeicherung bei Variante II deutlich größer, insgesamt liegen die Deckungsbeiträge unter denen der Variante I. Die Ursache liegt darin, dass in Variante II das Verhältnis aus Leistungsgröße des BHKWs und Gesamtspeicherkapazität von Verdrängungsspeicher sowie Netzspeicher im Vergleich zur Variante I größer ist. Die Ursache für das leichte Ansteigen der Differenz der Deckungsbeiträge der Fälle IIc und IID liegt wieder in der Dimensionierung des BHKWs mit der vergleichsweise hohen Minimallast. Es muss festgehalten werden, dass die Nutzung der Netzspeicherung in Fernwärmenetzen umso größere Einsparpotentiale mit sich bringt, je häufiger das Gesamterzeugersystem an der Kapazitätsgrenze betrieben wird. Das bedeutet, dass die Netzspeicherung umso gewinnbringender genutzt werden kann, je kleiner der vorhandene Verdrängungsspeicher

bzw. je größer die KWK-Anlage dimensioniert ist. In diesem Falle kann der BHKW-Einsatz erhöht und der Kesseleinsatz reduziert werden. Es muss dabei beachtet werden, dass zu groß dimensionierte KWK-Anlagen in Fällen, in denen die Netzspeicherung die größten Einsparpotentiale erreicht, in einer monetären Bewertung schlechter abschneiden können als kleinere Anlagen, d.h. der Weg der bewussten Überdimensionierung der KWK-Anlagen, um die Netzspeicherung besser nutzen zu können, nicht zwangsläufig wirtschaftliche Vorteile mit sich bringt.

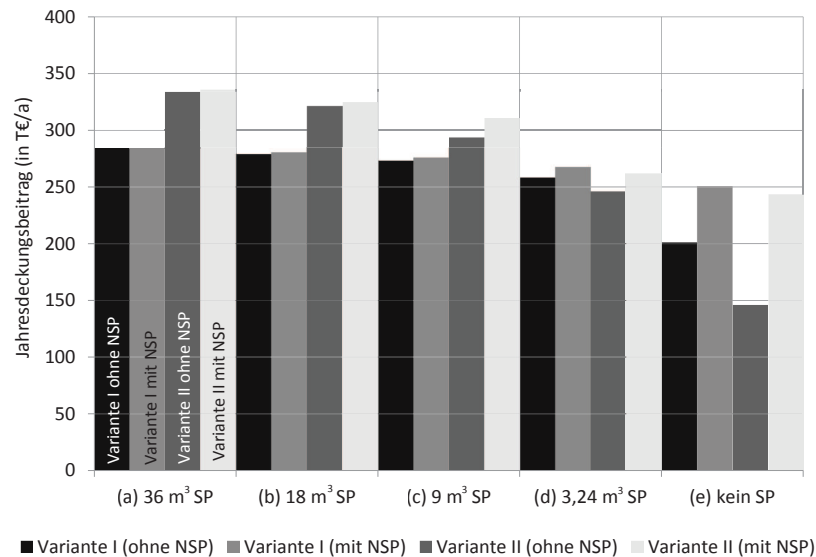


Abb. 3.76: Jahresoptimierung Varianten I und II: Vergleich Deckungsbeitrag mit und ohne Nutzung der Netzspeicherung

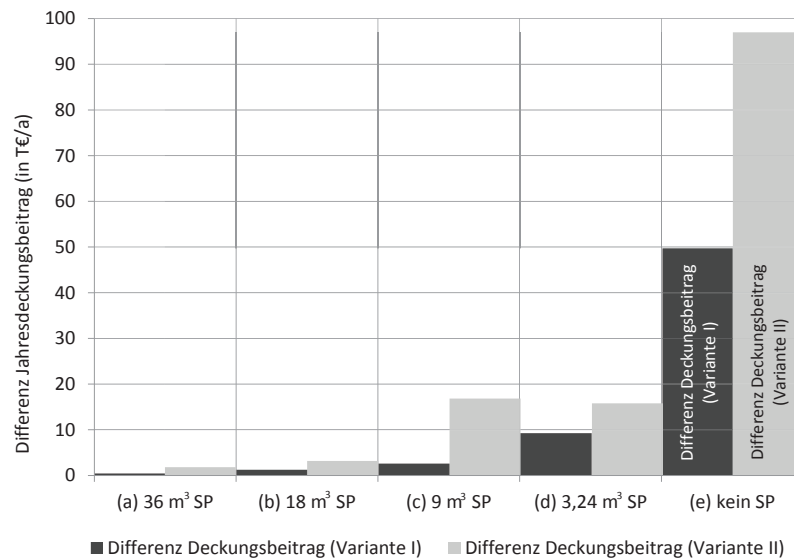


Abb. 3.77: Jahresoptimierung Varianten I und II: Vergleich Differenz Deckungsbeitrag mit und ohne Nutzung der Netzspeicherung

3.3.7.7. Übertragbarkeit der Ergebnisse

Es wurde die Funktionsweise der Netzspeicherung und die Anwendung dieser anhand eines kleineren Fernwärmenetzes mit dazugehörigem Erzeugerpark untersucht – die Resultate sind dennoch grundsätzlich gut auf andere Fernwärmenetze übertragbar. Vor allem bei größeren Netzen scheint zunächst das Netzspeicherpotential um einiges höher zu sein, da solche Netze über eine entsprechend hohe Trassenlänge sowie Rohre mit großen Nennweiten, also insgesamt über ein großes Wasservolumen, verfügen. Dem entgegen steht konsequenterweise eine deutlich höhere Gesamtanschlussleistung der Abnehmer, sodass zwar wesentlich mehr Energie im Fernwärmenetz gespeichert werden kann, im Verhältnis zur geforderten Last sich prozentual nur wenig zusätzliches Speicherpotential ergibt. In erster Näherung kann daher in allen Netzen von einem konstanten Verhältnis von Netzspeicherkapazität und Anschlussleistung ausgegangen werden. Eine Abweichung von dieser Aussage ist durch eine kompakte Abnehmerstruktur und eine hohe Temperaturspreizung zwischen Vor- und Rücklauf des Beispielnetzes begründet. Vor allem groß dimensionierte Fernwärmenetze beinhalten meist eine gewisse Anzahl von Leitungsabschnitten ohne Verbraucher und verfügen auf Grund einer geringeren Temperaturspreizung über größere Rohrdurchmesser, was in beiden Fällen zu einem Anstieg der im Fernwärmenetz speicherbaren Energie führt. Unter der Annahme, dass sich das Verhältnis aus Netzspeicherkapazität und Anschlussleistung eines Fernwärmenetzes im Vergleich zum untersuchten Beispielnetz nicht stark ändert, besitzen die Resultate der Untersuchungen des Beispielnetzes weiterhin Gültigkeit. Was sich hingegen sicher ändert, sind die jeweiligen Fließzeiten, die in großen Fernwärmenetzen mehrere Stunden betragen können. Die daraus resultierenden Auswirkungen auf den stundenweise am Spotmarkt gehandelten Strom können nicht ohne weiteres abgeschätzt werden und bedürfen einer weiterführenden Untersuchung.

Andere Fernwärmenetze erfordern darüber hinaus ggf. lastabhängige Vorlauftemperaturgrenzen, d.h. die vorgegebenen Vorlauftemperaturgrenzen am Einspeisepunkt variieren in Abhängigkeit der momentanen thermischen Gesamtlast, da nicht alle Kombinationen aus möglichen Vorlauftemperaturen und thermischen Gesamtlasten thermohydraulisch realisierbar sind. Niedrige Vorlauftemperaturen bringen eine deutlich reduzierte Temperaturspreizung zwischen Vor- und Rücklauf mit sich, entsprechend steigt der Gesamtmassestrom. Bei hohen Gesamtlasten können dann ggf. so starke Druckverluste in den Rohren auftreten, dass die zulässigen Druckbegrenzungen nicht mehr eingehalten werden können. Weiterhin haben die Rohre Material bedingte Grenzen. Es ist daher für jedes Fernwärmenetz vorher zu prüfen, welche zusätzlichen Vorlauftemperaturgrenzen eingehalten werden müssen. Entsprechend können dann leicht durch zusätzliche Nebenbedingungen im Optimierungsmodell unzulässige Fahrweisen verhindert werden. Dadurch ist natürlich die Nutzung der Netzspeicherung weiter eingeschränkt und schmälert somit das vorhandene Potential. Bei der Simulation des Beispielnetzes zeigte sich hingegen, dass sich beim vorgegebenen Vorlauftemperaturbereich von $\vartheta_V = 85 \text{ °C}$ bis $\vartheta_V = 105 \text{ °C}$ keine hydraulischen Probleme ergeben – eine Beschränkung war somit nicht notwendig.

3.4. Fazit

Um Smart Energy Management innerhalb von Fernwärmesystemen durchführen zu können, galt es eine theoretische Vorabstudie zur Potentialabschätzung zu erstellen. Die dazu notwendigen Simulationswerkzeuge konnten an die Aufgabenstellung angepasst und an einer theoretischen sowie an zwei realen Netzstrukturen erfolgreich getestet werden. TRNSYS-TUD ist damit in der Lage, komplexe Fernwärmesysteme vom Erzeuger bis zum Abnehmer zu simulieren. Entsprechend des Modellumfangs wurde umfangreiche Entwicklungsarbeit vor allem im Bereich der Abnehmer investiert. Hier besteht nun die Möglichkeit der dynamischen Abbildung vereinfachter Gebäudestrukturen mit verschiedenen Optionen zur Heiz- und Trinkwassererwärmung über die Hausanschlussstationen. Die dezentrale Wärmeeinspeisung in das Netz konnte damit ebenso untersucht werden, wie eine zentralisierte Einflussnahme auf die Heizsituation der Kunden. Besonders gute Übereinstimmungen zwischen Lastsimulation und Messdaten ist durch eine Kopplung der Simulation mit dem Optimierungsprogramm GENOPT erreichbar, wodurch die den Betreibern nicht bekannten Nutzerparameter, wie z. B. innere Wärmequellen oder Innenraumtemperatur angepasst werden. Sollte wie beim Strom ein Smart-Meter-System in Form eines zeitlich hoch aufgelösten Erfassungssystems des gebäudespezifischen Wärmebedarfes umgesetzt werden, bietet dies optimale Voraussetzungen zur Simulation der Fernwärmesysteme und für die Einsatzoptimierung der Erzeuger. Es könnten so reale Messdaten der vorangehenden Tage abgeglichen und verlässliche prädiktive Aussagen getroffen werden.

Wird die Innenraumtemperatur aller versorgten Gebäude von den Netzbetreibern in Zeiten von beispielsweise hohen Strompreisen kurzzeitig angehoben, ergeben sich weitere Möglichkeiten der kostenoptimierten Einsatzfahrweise von KWK-Anlagen. Die Untersuchungen zeigen Potentiale einer Steigerung der Einspeiseleistung von bis zu $\Delta\dot{Q}_{th} = 10\%$ der Anschlussleistung (Summe aller Kunden), wenn das Regelsignal der Innenraumtemperatur für eine Stunde um $\Delta\vartheta_{i,Raum} = 0,5\text{ K}$ angehoben und eine Steigerung bis zu $\Delta\dot{Q}_{th} = 19\%$, wenn es um $\Delta\vartheta_{i,Raum} = 1\text{ K}$ angehoben wird. Smart Energy Management bedeutet hier jedoch nicht nur Einflussnahme auf das Gebäudeheizsystem, sondern auch die aktive Nutzung des Speicherpotentials der Trinkwassererwärmungsanlagen. Erlaubt ein zentral gesetztes Schaltsignal die parallele Aufheizung aller Pufferspeicher im System bis zu deren selbstständiger Abschaltung, ist eine kurzzeitige Verdopplung der Steigerung der Einspeiseleistung auf etwa $\Delta\dot{Q}_{th} = 20\%$ möglich. Mit $\Delta\vartheta_{i,Raum} = 1\text{ K}$ Temperaturdifferenz können in Summe bis zu $\Delta\dot{Q}_{th} = 25\%$ Leistungssteigerung erreicht werden. Für künftige Fernwärmesysteme in denen die TWE zunehmend gegenüber der Heizwärmeversorgung dominieren wird, kann die aktive Speichernutzung aller vorhandenen Gebäudemassen inkl. TWE in Verbindung mit intelligenter, kostenoptimaler Einsatzweise des Erzeugerparks einen wichtigen Beitrag für deren wirtschaftliche Betriebsweise bedeuten. Smart Energy Management im Fernwärmebereich bietet damit die Möglichkeit zur Teilnahme am Regelenergiemarkt als Wärme- und Elektroenergiequelle sowie, wenn auch hier nicht untersucht, als Wärme- und Elektroenergiesenke. Für die praktische Umsetzung sind mit den derzeit verfügbaren Smart Metering Geräten und Kommunikationsschnittstellen alle technischen Notwendigkeiten gegeben. Entwicklungsbedarf besteht lediglich bei der legislativen Umsetzung eines zentralen Eingriffs seitens der Netzbetreiber in die kundenseitige Heizungsanlage und möglicherweise deren Behaglichkeitskriterien.

Beim Vergleich einer dezentralen Versorgung eines Gebietes durch mehrere kleinere KWK-Anlagen mit einer zentralen Versorgung über ein Fernwärmenetz durch eine KWK-Anlage zeigte sich, dass bei gleichzeitigem Handel des Stromes auf dem Spotmarkt vor allem die deutlich flexiblere Fahrweise mehrerer kleinerer KWK-Anlagen im Vergleich zu einer großen zu höheren Gewinnen führt. Dazu wäre eine Vernetzung der dezentralen Erzeuger im Sinne eines "virtuellen Kraftwerks" notwendig. Daneben ergeben sich außerdem Vorteile für die dezentrale Versorgung durch die Einsparungen der thermischen Verluste des Wärmeverteilnetzes und den im Allgemeinen höheren Gesamtwirkungsgraden der KWK-Anlagen und somit niedrigeren Brennstoffkosten. Die höheren elektrischen Wirkungsgrade der KWK-Anlagen bei einer zentralen Versorgung und damit einhergehenden Gewinnsteigerung durch den Stromverkauf wiegen diesen Vorteil nicht auf. Eine Verallgemeinerung der Aussage ist jedoch nicht zulässig, da für eine vollständige Wirtschaftlichkeitsanalyse noch objektspezifisch die Investitionskosten mit betrachtet werden müssten.

Bei der Untersuchung verschiedener Erzeugerstrukturen hinsichtlich der optimalen Fahrweise der Erzeuger unter ökonomischen, ökologischen und primärenergetischen Gesichtspunkten konnte festgestellt werden, dass bei dem Vorhandensein von festen Gas- und Strompreisen sich durch eine intelligente Steuerung im Vergleich zu einer klassischen Fahrweise der Erzeuger nur ein sehr begrenztes Einsparpotential ergibt, da ein Optimierungspotential allein in der Wirkungsgraderhöhung der Erzeuger liegt. Erst bei Vorhandensein variabler Gas- und Strompreise, beim Handel auf dem Spotmarkt also, lassen sich durch eine ökonomische Optimierung vor allem groß dimensionierte KWK-Anlagen gewinnbringend am Stromspotmarkt preisorientiert einsetzen – die Steigerungen der jährlichen Gewinne liegen im untersuchten Netz bei bis zu $\Delta G = 22,6\%$. Eine Erweiterung der Kapazitäten der Wärmespeicher ist dabei nur bei Erzeugerparks mit groß dimensionierten KWK-Anlagen sinnvoll, da diese an vergleichsweise wenigen Stunden im Jahr eingesetzt werden und somit über ein größeres Verschiebungspotential hinsichtlich hoher Stromspotmarktpreise verfügen. Analoge Schlüsse können gezogen werden, wenn eine zukünftige Erhöhung des Strompreises sowie dessen Volatilität angenommen wird. Wenn neben der Versorgung mit Wärme auch eine Versorgung mit Strom erfolgen muss, sinken die möglichen Gewinnsteigerungen durch den optimierten Einsatzplan der Erzeuger deutlich. Insgesamt zeigte sich, dass die Versorgung durch eine Erzeugerstruktur, die aus einer WP und BHKW besteht, die höchsten Gewinne erzielt, da sowohl niedrige als auch hohe Strompreise gewinnbringend genutzt werden können. Auch in Bezug auf zukünftige Entwicklungen des Strompreises und von Förderungen wären diese Erzeuger durch die höhere Flexibilität im Vorteil, was sich beim verstärkten Wärmepumpeneinsatz beim Wegfall der KWK-Vergütung zeigt. Nachteilig sind die stark eingeschränkten Nutzungsmöglichkeiten von Großwärmepumpen, die in Nähe des Versorgungsgebietes ganzjährig ein Wärmereservoir mit annähernd gleichbleibender Temperatur benötigen, also auf Wärmequellen in Form von Fluss- oder Grubenwasser angewiesen sind.

Zusätzlich zum Wärmespeicherpotential durch Variation der Innenraumtemperatur bei den Abnehmern oder Änderung der Schaltsignale der TWE-Pufferspeicher wurde die Möglichkeit untersucht, dass Fernwärmenetz selbst als Wärmespeicher zu nutzen. Insbesondere bei durch KWK-Anlagen versorgten Fernwärmenetzen bei gleichzeitiger Veräußerung des generierten Stromes auf dem Spotmarkt ließ sich ein hoher Nutzen der Netzspeicherung erwarten. Es zeigte sich, dass nur dann ein signifikantes Einsparpotential durch die Netzspeicherung festgestellt werden kann, wenn der Erzeugerpark über einen sehr klein dimensionierten thermischen Verdrängungsspeicher verfügt bzw. wenn kein Verdrängungsspeicher vorhanden ist. So werden durch den Netzspeichereinsatz punktuell kurzfristig Erzeugerlasten verschoben, aber nur wenn der Erzeugerpark an seine Kapazitätsgrenzen gelangt. Andernfalls findet der thermische Verdrängungsspeicher Verwendung. Die Zuwächse der Deckungsbeiträge bei Nutzung der Netzspeicherung sind dabei vor allem den längeren Laufzeiten der KWK-Anlage zuzuschreiben – die Verschiebung des Einsatzes der KWK-Anlage in Zeiten hoher Stromvergütung spielt hingegen eine untergeordnete Rolle. Ob im realen Betrieb im Falle eines Erzeugerparks ohne thermischen Verdrängungsspeicher dieser durch die Nutzung der Netzspeicherung zumindest annähernd zu ersetzen ist, bleibt fraglich. Grundvoraussetzung ist das bereits erwähnte Erfassungssystem des gebäudespezifischen Wärmebedarfs sowie eine bessere Prognose der Stromspotmarktpreise. Die Optimierung der Fahrweise des Erzeugerparks nach minimalen CO_2 -Emissionen und minimaler Primärenergie ergab keine großen Änderungen des optimalen Einsatzplans im Vergleich zur Optimierung nach Maximierung des Deckungsbeitrags. Die Unterschiede in allen untersuchten Fällen zwischen Deckungsbeitrag, CO_2 -Emission und Primärenergie sind klein. Ein ökonomisches Optimum ist daher annähernd gleichsetzbar mit einem ökologischen Optimum, da die längeren Laufzeiten der KWK-Anlagen nicht nur mehr Erlöse durch Stromverkauf bedeuten, sondern auch Strom mit einem hohen CO_2 -Ausstoß und einem hohen Primärenergiefaktor verdrängen.

4. Teilthema 3

Titel:

Smart Energy Management - Speicherfähigkeit der Gebäudekonstruktion

Institut : Institut für Bauklimatik
Professur : Professur für Bauklimatik

Teilprojektleiter : Prof. Dr.-Ing. J. Grunewald

4.1. Einleitung

Das Teilthema 3, Energiespeicherung in der Baukonstruktion, wurde in Abstimmung mit den Projektpartnern vom Institut für Bauklimatik an der TU Dresden bearbeitet. Zur Bewertung der Möglichkeiten der Energiespeicherung sind realitätsnahe Szenarien mit Hilfe der Simulation betrachtet worden. Es wurde davon ausgegangen, dass die Energieerzeugung immer dezentral mit Mini- bzw. Mikro-BHKW erfolgt und der Bezug von Strom und Wärme durch nahegelegene Wohngebäude erfolgt.

4.2. Methodik

4.2.1. Gebäudemodelle

Zu Beginn des Projektes wurden für die Erzeugung von Lastkurven für Strom und Wärme eigene Gebäudemodelle (Mehrfamilienhäuser) entwickelt. Das war notwendig, um einen schnellen Zugriff auf die Modellparameter zu haben und eigene Variantenanalysen mit dem Gebäudemodell durchführen zu können. In Betracht gezogen wurden 9 Varianten, die Kombination von 3 Varianten des Dämmstandards (keine Dämmung, WSVO 95, EnEV 2009) und 3 Varianten der Baumasse (leicht, mittel, schwer). Später wurde für die Erzeugung von Lastkurven für Strom und Wärme das Gebäudemodell eines Einfamilienhauses (EFH) mit dem Institut für Energietechnik abgestimmt (vgl. Kap. 2.2.3). Die Daten für die Architektur, Baukonstruktion, Nutzerprofile, Anlagentechnik und Klima wurden vom Simulationsprogramm TRNSYS-TUD übernommen und in ein EnergyPlus-Modell überführt.

4.2.2. BHKW-Modell

Für die Erzeugung von Strom und Wärme wurden verschiedene Varianten eines Mini-BHKW betrachtet. Die Parameter Leistung, Gesamtwirkungsgrad, elektrischer und thermischer Wirkungsgrad sowie jährliche Betriebsstunden wurden variiert. Ein Nahwärmenetz wurde nicht modelliert, sondern davon ausgegangen, dass die Übertragung der Wärme im Nahbereich verlustfrei erfolgt.

4.2.3. Einspeisung und Bezug von Energie

Durch die Simulation des Gebäude- und BHKW-Betriebs konnten elektrische und thermische Lastkurven sowohl auf Erzeuger- als auch auf Verbraucherseite auf Stundenbasis generiert werden. Strom- und wärmeseitig wurde von größtmöglicher Eigennutzung ausgegangen. Die Überschüsse an elektrischer Energie werden in ein Stromnetz eingespeist; mit den Überschüssen an thermischer Energie werden die Speicher beladen. In Zeiten der Unterdeckung des Bedarfs wird Strom aus dem Netz und Wärme aus den Speichern bezogen. Wärmeseitig treten die Überschüsse naturgemäß im Sommer und die Unterdeckung im Winter auf. Das Problem der Wärmeenergiespeicherung besteht hauptsächlich in der saisonalen Zeitskala.

4.2.4. Speicherung von Energie in der Baukonstruktion

Zur Bewertung der Möglichkeiten der Energiespeicherung in der Baukonstruktion wurde zunächst ein Idealszenario unterstellt. In diesem Szenario wird die Baukonstruktion verlustfrei be- und entladen. Es treten keine Speicherverluste auf. Schon in diesem Szenario zeigte sich, dass die Energiespeicherung in der Baukonstruktion wirtschaftlich nicht darstellbar ist. Die Baukonstruktion ist als saisonaler Speicher ungeeignet und die kurzfristigen Wärmeüberschüsse sind zu gering, um einen relevanten Einspareffekt zu generieren. Die numerischen Ergebnisse stehen in Form von Excel-Dateien zur Verfügung. Dem gegenüber stehen die Kosten für die Wärmedämmung und die Vermeidung von Wärmebrücken, die im Falle einer Nutzung der Baukonstruktion als Speicher notwendig wären. Zusätzliche Probleme

resultieren aus der thermischen Beanspruchung der Konstruktion (thermische Dehnungen), der verminderten Zugänglichkeit (kein Anbringen von Hängeschränken, Regalen usw.) und der eingeschränkten Nutzfläche (bis zu 10% Raumverlust), was sich auf die Mieterträge auswirken würde. Die Kosten für die Nachrüstung von Innenwänden als Energiespeicher wurden vom Institut für Baubetriebswesen überschlägig ermittelt.

Auf Grund des eklatanten Missverhältnisses von Kosten und Nutzen wurde von einer weiteren Verfolgung des Themas Energiespeicherung in der Baukonstruktion abgesehen. Zusätzliche Möglichkeiten der Kostenreduzierung wurden diskutiert. Das Weglassen der Wärmedämmung beispielsweise würde nur noch die thermische Pufferfähigkeit der Konstruktion nutzen. Bei konvektiven Heizungsanlagen wäre eine Beladung der Konstruktion über die Raumlufttemperatur hinaus nicht möglich. Thermoaktive Bauteile könnten über die Raumlufttemperatur hinaus beladen werden, würden aber dann sofort Wärme an die Räume abgeben; und zwar in den Zeiten, in denen das nicht erwünscht ist.

In der Schlussfolgerung kann man sagen, dass eine ökologisch motivierte Nutzung der Baukonstruktion als Energiespeicher nicht umsetzbar ist. Eine ökonomisch motivierte Nutzung könnte unter Umständen gewollt sein, wenn damit der Anteil der „sinnvoll“ genutzten Abwärme der Stromerzeugung rechnerisch erhöht werden kann und damit ein steuerlicher Vorteil entsteht.

4.2.5. Entwicklung eines Modells zur Übergabe von Wärme an Bauelemente

Obwohl die Energiespeicherung in der Baukonstruktion als ökologisch nicht sinnvoll einzuschätzen war, wurde ein Modell für die Übergabe von Wärme an Bauelemente (thermoaktives Bauelement) entwickelt. Dies geschah in Absprache mit dem Institut für Energietechnik. Aufgrund der Flexibilität der Simulationsumgebung Delphin des Instituts für Bauklimatik kann das Modell des thermoaktiven Bauelements universell eingesetzt werden (z.B. Beladung von saisonalen Speichern, Erdkollektoren, usw.).

Grundsätzlich wird die Baukonstruktion in Delphin diskretisiert. Die Aufteilung in diskrete Volumenelemente erlaubt die Berechnung von Temperatur- und Feuchtefeldern in Abhängigkeit von der Zeit. Damit können thermische und hygrische Be- und Entladungsvorgänge zeit- und ortsgenau nachverfolgt oder vorhergesagt werden. Die aktuelle Delphin-Version erlaubt die Berechnung von zweidimensionalen Ebenen und dreidimensionalen radialsymmetrischen Problemen. Es kann beispielsweise in einer 2D-Ebene ein Heizrohr als Wärmequelle (Vorgabe der Leistung) oder als Randbedingung (Vorgabe der Vorlauftemperatur) modelliert werden. Bei der Übergabe von Wärme an die Wandkonstruktion müssen aber die beiden Parameter Vorlauftemperatur und Massenstrom vorgebar sein. Die Rücklauftemperatur und die Leistung stellen sich entsprechend der lokalen Übergabebedingungen (Wärmeübergang Kontakt Rohr-Medium, Speicherefähigkeit und Wärmeleitfähigkeit Medium, Randbedingungen) ein. Daher war es notwendig, ein Modell zu entwickeln, welches dieses Szenario hinreichend genau abbildet. Das Modell des thermoaktiven Bauelements ist im Anhang C dokumentiert.

4.2.6. Weitere Speichermöglichkeiten

Das Problem liegt, wie schon gesagt, in der saisonalen Speicherung von Wärmeenergie. Deshalb wurden ebenfalls mit dem Programm Delphin saisonale Speicher im Rahmen einer Diplomarbeit modelliert. Die saisonalen Speicher können als Heißwasserspeicher oder als Kies-Wasserspeicher dreidimensional radialsymmetrisch unter natürlichen Randbedingungen modelliert werden. Die Baukonstruktion und das umgebende Erdreich sind detailliert berücksichtigt worden. Die Be- und Entladung erfolgte unter der Voraussetzung, dass sich eine stabile Temperaturschichtung im Speicher einstellt. Die Wärmeverluste an die Atmosphäre, an das Erdreich und den darunter befindlichen Baugrund wurden realistisch simuliert. Die Be- und Entladeleistung wurde auf Stundenbasis aus dem Betriebsszenario Gebäudemodell (EFH) + BHKW vorgegeben. Die Speichertemperatur reagiert darauf mit jährlichen zyklischen Schwankungen zwischen einer Minimal- und einer Maximaltemperatur.

Die Parameter des Speichers (Volumen, Dämmstandard, Beladeregime) sind dann so ausgelegt worden, dass der saisonale Temperaturgang im gewünschten Bereich liegt. Damit können die Baukosten

eines für das spezielle Anwendungsszenario bemessenen Speichers überschläglich bestimmt werden. Es zeigt sich, dass bei den heutigen Energiepreisen die Baukosten eines saisonalen Speichers zu hoch sind, um ein wirtschaftlich tragfähiges Modell zu entwickeln. Die Amortisationszeit beträgt bei einer realistischen Energiepreissteigerung von 3 % ca. 40 Jahre. Die detaillierten Berechnungsergebnisse wurden in [208] dargestellt und Teile daraus sind in Kapitel 4.3 beigefügt.

4.3. Ergebnisse

In den nachfolgenden Betrachtungen gilt es ausgewählte Ergebnisse der im Rahmen von [208] durchgeführten Untersuchungen der gesamten Prozesskette, beginnend bei der Gebäudemodellierung, gefolgt von Lastdefinitionen eines Blockheizkraftwerkes bis hin zu Wärmespeichermodellen mit Hilfe verschiedener Simulationswerkzeuge darzustellen. Die numerische Simulation des Gebäudes und der Speicherkonstruktion stand dabei im Fokus der Betrachtungen.

4.3.1. Gebäudemodellierung

Zu Beginn der Untersuchungen galt es, bereits generierte Gebäudemolldaten⁷⁶ zu übernehmen, zu verifizieren und letztendlich in das frei verfügbare Simulationswerkzeug EnergyPlus⁷⁷ zu überführen. Dadurch sollte die Möglichkeit gewährleistet werden, einzelne Gebäudeparameter für Variantenanalysen nach freiem Belieben zu variieren und Verbrauchslastkurven für weitere Betrachtungen des Gebäude-BHKW-Speicherverbundes zu generieren. Die äußere Erscheinung des betrachteten Einfamilienhausgebäudemodelles gemäß den Anforderungen der Energieeinsparverordnung aus dem Jahre 2004 ist der nachfolgenden Abb. 4.1 zu entnehmen.

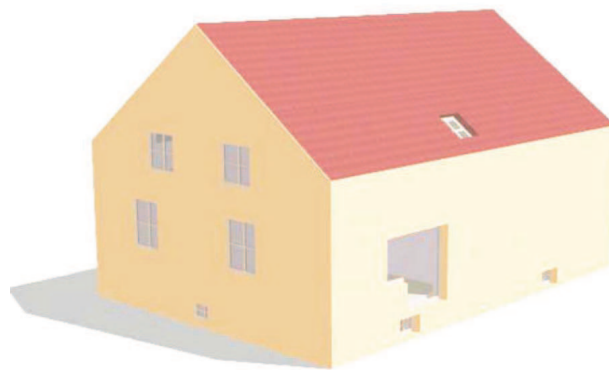


Abb. 4.1: Isometrische Darstellung des betrachteten Gebäudemodelles

Nachdem das Gebäudemodell erstellt wurde, galt es Aussagen über den betragsmäßigen Bedarf und den zeitlichen Verlauf der Lastanforderungen für die Gebäudebeheizung einschließlich der Trinkwassererwärmung und die Stromversorgung aufzudecken, um in den anschließenden Betrachtungen die erforderliche Energiebereitstellung durch ein Blockheizkraftwerk zu definieren.

⁷⁶Vorgaben vom Institut für Energietechnik der Technischen Universität Dresden bezüglich Grundrissgestaltung, Konstruktionsaufbauten, internen Lastgängen sowie Klimabelastungen

⁷⁷EnergyPlus ist ein Gebäudesimulationsprogramm zur Modellierung von Energieströmen in Gebäuden, z.B. Heizung, Kühlung, Beleuchtung, Lüftung

4.3.2. Heizwärmebedarf

Ausgehend von dem zuvor in EnergyPlus implementierten Gebäudemodell des Einfamilienhauses und unter Berücksichtigung einer Mindestraumlufttemperatur von $\vartheta_{Luft} = 20^\circ\text{C}$ bzw. $\vartheta_{Luft} = 24^\circ\text{C}$ sowie der Trinkwassererwärmung ergab sich durch Aufsummieren der Bedarfsgrößen der einzelnen Zonen die in nachfolgender Abb. 4.2 dargestellte Verbrauchslastkurve für die über ein Jahr benötigte Gesamtheizleistung.

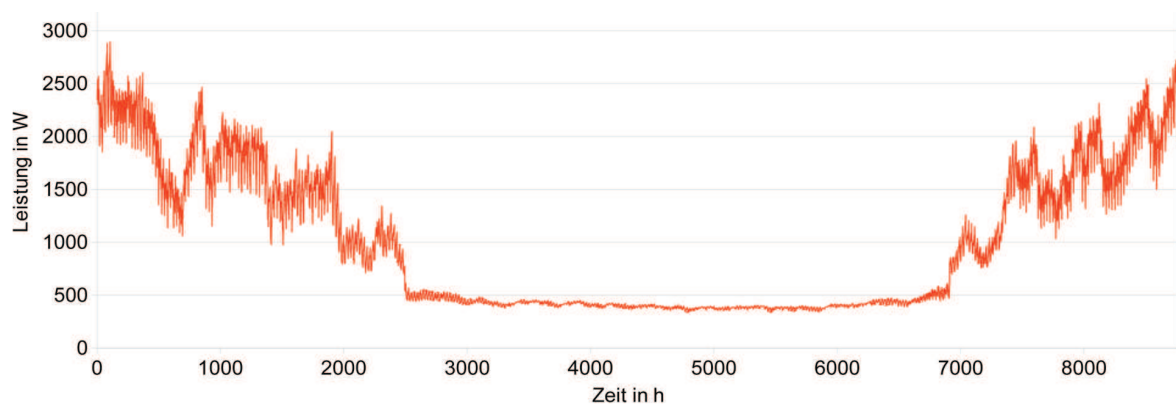


Abb. 4.2: Erforderliche Heizleistung im Verlaufe eines Jahres mit Berücksichtigung der Trinkwassererwärmung

Die aufsummierten Bedarfswerte der einzelnen Zonen - welche sich in den Wintermonaten auf ein Maximum von ca. 3 kW Heizleistung beliefen - wurden als Grundlage für die Dimensionierung des Erzeugerstranges herangezogen. Um die Simulationsergebnisse hinsichtlich ihrer Plausibilität zu prüfen, erfolgte eine in Tabelle 4.1 dargestellte, überschlägige Energiebedarfsbestimmung des Einfamilienhauses nach EnEV 2007 [67].

$Q_{HZ,sim}$ in kWh/a	$Q_{TWE,sim}$ in kWh/a	$Q_{HZ,EnEV}$ in kWh/a	$Q_{TWE,EnEV}$ in kWh/a
9900	2000	5700-9900	2000

Tabelle 4.1: Vergleich Energiebedarf Simulation und EnEV 2007 [67]

Wie sich zeigte, spiegelte der Heizwärmebedarf des Einfamilienhauses betragsmäßig die Größenordnung der in der EnEV 2007 [67] definierten Bedarfsgrößen⁷⁸ wider und die Simulationsergebnisse erschienen somit plausibel.

Beim Vergleich der Simulationsergebnisse des in EnergyPlus modellierten Einfamilienhauses mit den Ergebnissen des TRNSYS-TUD-Gebäudes - modelliert am Institut für Energietechnik-, stellten sich die in nachfolgender Tabelle 4.2 dargestellten Ergebnisgrößen ein.

⁷⁸Heizwärmebedarf ca. $Q_{HZ,EnEV} = 40 - 70 \text{ kWh/m}^2\text{a}$, dieser Ansatz liefert auf Basis einer beheizten Gebäudefläche von ca. $A = 140 \text{ m}^2$ die in der Tabelle ausgewiesenen Bedarfsgrößen

$Q_{HZ,EnergyPlus}$ in kWh/a	$Q_{HZ,TRNSYS-TUD}$ in kWh/a	ΔQ_{HZ} in kWh/a	ΔQ_{HZ} in %
9.870	10.374	504	4,9

Tabelle 4.2: Vergleich Energiebedarf EnergyPlus- und TRNSYS-TUD-Simulation

Es ist erkennbar, dass die Simulationsergebnisse der beiden Gebäudesimulationsprogramme die gleiche Größenordnung des Jahresheizwärmebedarfes aufweisen und sich eine vertretbare Abweichung von $\Delta Q_{HZ} = 4,9\%$ bezogen auf $Q_{HZ,TRNSYS-TUD}$ einstellte.

4.3.3. Elektroenergiebedarf

Nachfolgend wird der Elektroenergiebedarf, welcher sich aus dem Betrieb elektrischer Leuchtmittel sowie weiterer Elektrogeräte und der Anlagentechnik ableiten ließ, aufgeführt. Abbildung 4.3 ist der prinzipielle Energiebedarf, welcher repräsentativ für einen angesetzten gemittelten Jahrestagesverlauf steht, zu entnehmen.

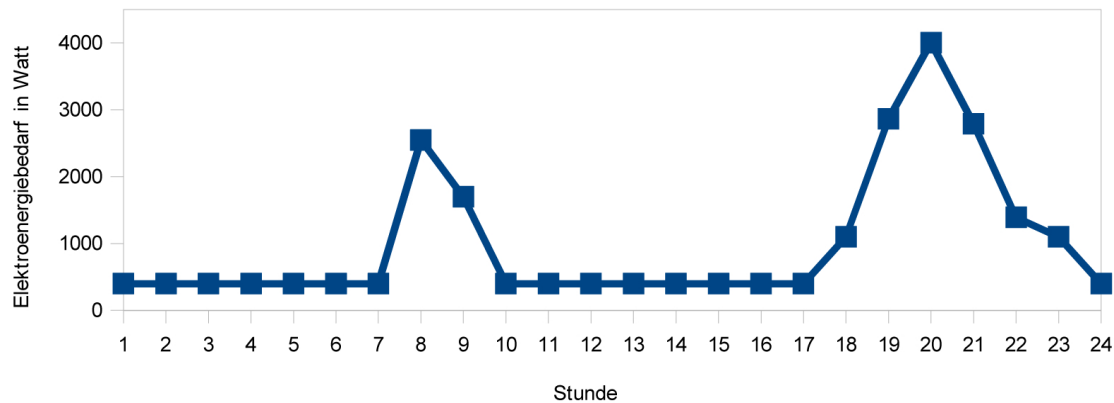


Abb. 4.3: Elektroenergiebedarf eines Tages

Bei dem angesetzten Energiebedarf der elektrischen Verbraucher wurde über das Jahr betrachtet von tagesbezogenen konstanten Verbrauchswerten ausgegangen.

Unter realen Bedingungen wäre in den Wintermonaten im Vergleich zu den Sommermonaten mit einem größeren und zeitlich verschobenen Energieaufwand, z.B. für die künstliche Beleuchtung der Räume infolge der Sonnenscheinstunden, zu rechnen. Da jedoch keine Messergebnisse eines Einfamilienhauses vorlagen und der tatsächliche Verlauf stark vom Nutzer abhängt, wurde für die Betrachtungen von einem über das Jahr verteilt konstanten Tagesenergiebedarf ausgegangen, welcher die zu erwartende Größenordnung ausreichend genau widerspiegelt.

Im Gegensatz zu den jahreszeitlich konstanten Lastanforderungen des Elektroenergiebedarfes unterlag der Energiebedarf für die Raumlufttemperierung über das Jahr verteilt täglichen Schwankungen. Nicht zuletzt bedingt durch die tages- sowie jahreszeitabhängigen klimatischen Randbedingungen und die Diskrepanz zwischen dem Wärmeüberangebot im Sommer⁷⁹ und dem Wärmebedarf im Winter. Diese galt es, durch geeignete Möglichkeiten der Energieumlagerung bzw. Einspeicherung zu kompensieren.

⁷⁹ das Wärmeüberangebot in den Sommermonaten resultiert aus der durch den BHKW-Betrieb - welcher u.a. für die Grundlastdeckung des Elektroenergiebedarfes erforderlich ist - bereitgestellten Wärmeenergie, bei gleichzeitig geringer Wärmenachfrage

4.3.4. Kraft-Wärme-Kopplung zur Energiebereitstellung

Zur Deckung des aufgezeigten Wärme- sowie Elektroenergiebedarfes des betrachteten Einfamilienhauses sollte auf die technologischen Möglichkeiten eines Blockheizkraftwerkes zurückgegriffen werden und es wurde zu Beginn der genauen Dimensionierungsfrage ein kurzer Überblick über die Möglichkeiten, die Einsatzgebiete und die technologischen Grundprinzipien gegeben.

4.3.4.1. Technologievorstellung

In Deutschland werden für den überwiegend benötigten Anteil an Elektroenergie Großkraftwerke eingesetzt. Diese wandeln von der eingesetzten Primärenergie im Schnitt nur ca. $\eta_{el} = 38\%$ in Strom um, wobei die restlichen $\eta_{th} = 62\%$ der Ursprungsenergie als Wärme anfallen. Da in der unmittelbaren Umgebung dieser Kraftwerke meist zu wenig Wärmenachfrage besteht und diese sich nicht wirtschaftlich über große Entfernungen transportieren lässt, wird sie meist ungenutzt in die Umgebung abgegeben.

Damit neben dem Strom auch die Wärme sinnvoll genutzt werden kann, erfordert es kleinere Kraftwerkseinheiten, welche dezentral in der Nähe der Abnehmer arbeiten. Derartige Anlagen fallen unter den Begriff der „Kraft-Wärme-Kopplung“ und werden typischerweise in Krankenhäusern, Industrie- und Gewerbebetrieben sowie Wohnsiedlungen und Mehrfamilienhäusern eingesetzt. Die nachfolgende Abb. 4.4 zeigt welche Energieeinsparungen durch den Einsatz einer KWK-Anlage im Vergleich zu der konventionellen Heizkessel-Kraftwerkversorgung realisierbar sind und welche Möglichkeiten sich aus einer dezentralisierten Energieerzeugung ergeben.

Im Rahmen der Bearbeitungen von [208] wurde der gekoppelte Betrieb einer solchen dezentralen KWK-Anlage - auch Blockheizkraftwerk genannt - und des zuvor dargestellten Einfamilienhauses untersucht.

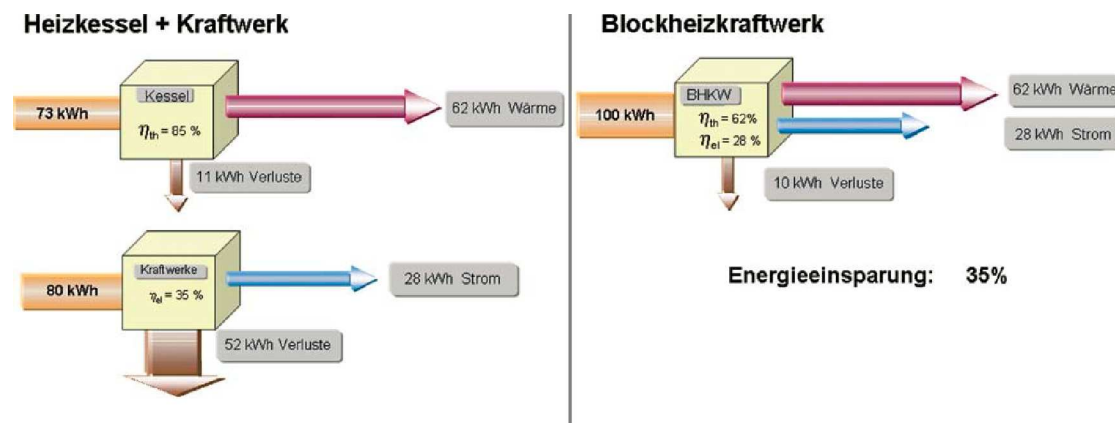


Abb. 4.4: Energieeinsparpotential BHKW - eigene Darstellung nach [26]

Wird durch chemische oder physikalische Prozesse Energie frei und wird diese sowohl für mechanische bzw. elektrische Arbeit und Nutzwärme verwendet, so spricht man von dem Prinzip der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK). Möchte man die Energieeffizienz solcher KWK-Anlagen beschreiben, so vergleicht man die Versorgung eines Objektes - in diesem Fall des Einfamilienhauses - durch Strom und Wärme aus KWK mit einer alternativ möglichen Versorgung durch zwei separate Erzeugersysteme. Abbildung 4.4 kann das mögliche Einsparpotenzial eines Blockheizkraftwerkes im Vergleich zu einer herkömmlichen Heizkessel- und Kraftwerkversorgung entnommen werden.

Um einen wirtschaftlichen Betrieb von KWK-Anlagen zu gewährleisten, gilt es folgende Anforderungen

zu erfüllen (vgl. [26]):

- die Wärmenachfrage und das Wärmeangebot müssen räumlich eng beieinander liegen,
- es sollte möglichst das ganze Jahr eine Basis-Wärmenachfrage vorliegen (Grundlast),
- während einer schwankenden Nachfrage muss die Leistung angepasst werden können (Teillast) und
- es sollte ein umweltfreundlicher Brennstoff eingesetzt werden.

	Ottomotor	Dieselmotor	Stirlingmotor	Brennstoffzelle	Gasturbine
elektr. Leistung in kW	1 - 50000	5 - 20000	1 - 40	1 - 250	30 - 250000
Gesamtwirkungsgrad in %	bis 90	bis 90	bis 85	bis 90	bis 85
elektr. Wirkungsgrad in %	25 - 42	28 - 44	10 - 30	30 - 47	25 - 30
Stromkennzahl	0,4 - 1,1	0,5 - 1,1	0,4	0,3 - 0,7	0,3 - 0,6
Teillastverhalten	gut	gut	weniger gut	sehr gut	weniger gut
Stand der Technologie	bewährt	bewährt	Kleinserien	Pilotanlagen	bewährt
üblicher Brennstoff	Gas	Diesel (Gas)	Gas, Holz	Gas	Gas, Diesel

Tabelle 4.3: BHKW Antriebsaggregate - entnommen aus [26]

Wie der Tabelle 4.3 entnommen werden kann, gibt es verschiedene Kennwerte zur Effizienzbeschreibung eines BHKWs. So bildet der Gesamtnutzungsgrad den tatsächlichen Betriebsverlauf über ein Jahr ab und berücksichtigt z.B. Teillastbetriebsverluste. Des Weiteren stellen die elektrische Leistung sowie die thermische Wärmeabgabe elementare Bestandteile der Leistungsbewertung dar. Wird der Betrieb eines BHKWs zur Elektroenergie- und Wärmeerzeugung in Betracht gezogen, so gilt es zu Beginn der Dimensionierungsfrage zu klären, ob das System nach dem Strombedarf des Objektes (stromgeführt) oder nach dem Wärmebedarf (wärmegeführt) ausgelegt werden soll. Ziel der weiteren Untersuchungen in [208] war es, den maximalen Wärmebedarf des Objektes decken zu können und überschüssige Elektroenergie vergütet in das öffentliche Netz einzuspeisen, da für die Elektroenergiespeicherung derzeit noch keine geeigneten Alternativen bereitstehen. Dies setzt jedoch geeignete Wärmespeichermöglichkeiten voraus, denn es besteht ganz klar eine Diskrepanz zwischen dem sommerlichen Wärmeüber- und dem winterlichen Unterangebot⁸⁰, welche es durch saisonale Wärmespeicherungsmöglichkeiten auszugleichen gilt.

4.3.4.2. Einfamilienhaus und der Betrieb eines BHKWs

In Kapitel 4.3.2 und Kapitel 4.3.3 wurden bereits die erforderlichen Energiebedarfswerte des betrachteten Einfamilienhauses dargestellt. Diese galt es durch ein geeignet dimensioniertes BHKW bereitzustellen. Dabei konnten verschiedenste Leistungsparameter variiert werden. Wie der Tabelle 4.4 entnommen werden kann, boten sich verschiedenste Möglichkeiten zur Definition des Blockheizkraftwerkes um den erforderlichen Energiebedarf bereitzustellen. Der Gesamtwirkungsgrad des Aggregates, die Einzelwirkungsgrade der Elektroenergie- bzw. Wärmeerzeugung, die Betriebsstunden und die letztendliche Gesamtleistung des Gerätes bestimmen die resultierenden Deckungsgrade des Gesamtelektroenergie- sowie Wärmebedarfes.

So kann die Leistung des BHKWs einerseits oberhalb des momentanen Leistungsbedarfs liegen, woraus sich ein Taktbetrieb ergeben würde oder die überschüssige Energie zur Einspeisung bereit stünde. Andererseits kann die Leistung des BHKWs unterhalb des Leistungsbedarfs liegen und die Differenz zum Leistungsbedarf müsste durch einen anderen Energieerzeuger oder durch einen Energiespeicher abgedeckt werden.

⁸⁰sofern von einem durchgängigen BHKW-Betrieb - über das Jahr betrachtet - ausgegangen wird

Berechnungsschema BHKW															
Wirkungsgrad (-)		Betriebsdauer (h)		Leistung pro EFH (kW)		Gas (kWh)		Strom (kWh)		Wärme (kWh)					
Gesamt		von	bis	Betriebs-h	Tag	Nacht	Verbrauch	Erzeugung	Einspeisg	Bezug	Deckung				
0.9	0.2	6	22	5.840	4	0	25.955,56	5.191,11	1.499,42	5.030,39	29,81	18.168,89	11.685,55	3.387,85	344,93
Berechnungsschema BHKW															
Wirkungsgrad (-)		Betriebsdauer (h)		Leistung pro EFH (kW)		Gas (kWh)		Strom (kWh)		Wärme (kWh)					
Gesamt		von	bis	Betriebs-h	Tag	Nacht	Verbrauch	Erzeugung	Einspeisg	Bezug	Deckung				
0.850	0.150	6	24	6.570	3	0	21.900,00	3.285,00	425,12	5.862,33	7,25	15.330,00	8.443,37	2.884,56	282,90
0.900	0.150	6	24	6.570	3	0	20.683,33	3.102,50	328,50	5.948,22	5,52	15.512,50	8.624,46	2.893,15	289,11
0.950	0.150	6	24	6.570	3	0	19.594,74	2.939,21	242,05	6.025,06	4,02	15.675,79	8.786,71	2.882,11	294,65
Berechnungsschema BHKW															
Wirkungsgrad (-)		Betriebsdauer (h)		Leistung pro EFH (kW)		Gas (kWh)		Strom (kWh)		Wärme (kWh)					
Gesamt		von	bis	Betriebs-h	Tag	Nacht	Verbrauch	Erzeugung	Einspeisg	Bezug	Deckung				
0.900	0.150	6	24	6.570	3	0	20.683,33	3.102,50	328,50	5.948,22	5,52	15.512,50	8.624,46	2.893,15	289,11
0.900	0.200	6	24	6.570	3	0	20.683,33	4.136,67	876,00	5.461,55	16,04	14.478,33	7.608,03	3.000,89	253,53
0.900	0.250	6	24	6.570	3	0	20.683,33	5.170,83	1.423,50	4.974,88	28,61	13.444,17	6.620,48	3.047,51	217,24
Berechnungsschema BHKW															
Wirkungsgrad (-)		Betriebsdauer (h)		Leistung pro EFH (kW)		Gas (kWh)		Strom (kWh)		Wärme (kWh)					
Gesamt		von	bis	Betriebs-h	Tag	Nacht	Verbrauch	Erzeugung	Einspeisg	Bezug	Deckung				
0.900	0.200	6	24	6.570	3	0	20.683,33	4.136,67	876,00	5.461,55	16,04	14.478,33	7.608,03	3.000,89	253,53
0.900	0.200	6	24	6.570	4	0	27.577,78	5.515,56	1.606,00	4.812,66	33,37	19.304,44	12.411,78	2.978,53	416,71
0.900	0.200	6	24	6.570	5	0	34.472,22	6.894,44	2.344,70	4.172,47	56,19	24.130,56	17.237,89	2.978,53	578,74
Berechnungsschema BHKW															
Wirkungsgrad (-)		Betriebsdauer (h)		Leistung pro EFH (kW)		Gas (kWh)		Strom (kWh)		Wärme (kWh)					
Gesamt		von	bis	Betriebs-h	Tag	Nacht	Verbrauch	Erzeugung	Einspeisg	Bezug	Deckung				
0.900	0.200	6	22	5.840	4	0	25.955,56	5.191,11	1.499,42	5.030,53	29,81	18.168,89	11.685,55	3.387,85	344,93
0.900	0.200	6	24	6.570	4	0	27.577,78	5.515,56	1.606,00	4.812,66	33,37	19.304,44	12.411,78	2.978,53	416,71
0.900	0.200	4	22	6.570	4	0	29.200,00	5.840,00	1.856,31	4.738,53	39,17	20.440,00	13.092,67	2.523,86	518,76
0.900	0.200	0	24	8.760	4	0	37.312,38	7.462,48	2.676,92	3.936,66	68,00	26.118,67	16.668,77	421,30	3.956,55

Tabelle 4.4: Berechnungsschema BHKW

In nachfolgender Abbildung 4.5 ist beispielhaft die Energiebilanzierung eines Verbrauchers - z.B. ein Einfamilienhaus - in Kombination mit einem Erzeuger - in diesem Fall repräsentiert durch ein BHKW - zu entnehmen. Es sind drei farbige unterschiedlich gestaltete Energiebereiche erkennbar, welche das Verhältnis aus dem vorherrschenden Leistungsbedarf und der bereitgestellten Energie verdeutlichen sollen.

Der grüne Bereich symbolisiert den Deckungsanteil des BHKWs am Gesamtenergiebedarf, hellblau charakterisiert die überschüssige Energie - resultierend aus dem Energiebedarf des Einfamilienhauses und der Energiebereitstellung durch das BHKW, welche z.B. zur Beladung eines Speichers dienen könnte, und rot kennzeichnet den Leistungsbereich, der sich oberhalb der Maximalleistung des BHKWs befindet. In diesem Fall muss die Leistungsdifferenz durch einen alternativen Energieerzeuger bzw. Energiespeicher ausgeglichen werden.

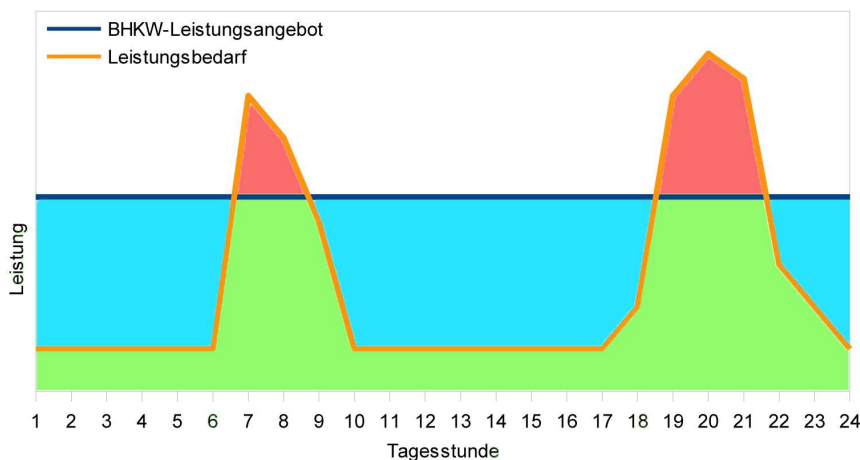


Abb. 4.5: Energiebereiche in Abhängigkeit des Energiebedarfs und -angebotes

Wird das vorgestellte Einfamilienhaus und ein auf der vorangegangenen Seite unter Variation verschiedenster Parameter untersuchtes BHKW betrachtet, so werden die in Abbildung 4.5 aufgezeigten Energiebereiche deutlich. Diese galt es genauer zu untersuchen und darzustellen, um Schlüsse für die Auslegung eines Wärmespeichers sowie die vergütete Einspeisung der überschüssigen Elektroenergie ziehen zu können.

Aus der Differenz der Energieerzeugung und den zeitabhängigen Lastanforderungen ließ sich der Unter- und Überschuss zu jedem Zeitpunkt berechnen. Daraus konnte klar abgegrenzt werden, zu welchem Zeitpunkt welches Energieüber- bzw. -unterangebot vorliegt. Dieser zeitliche Verlauf definierte die Lastanforderung an die zusätzliche Energiebereitstellung.

In [208] wurde zur zusätzlichen thermischen Energiebereitstellung⁸¹ ein Wärmespeicher betrachtet, dessen Anforderungen auf der Grundlage der zuvor definierten Randbedingungen formuliert werden konnten. Es wurde davon ausgegangen, dass das Blockheizkraftwerk ab dem zweiten Betriebsjahr, nachdem der Wärmespeicher ausreichend beladen wurde, getaktet betrieben wird, nicht zuletzt um Antriebs- sowie Wartungskosten - bedingt durch eine geringere Betriebsstundenanzahl - zu minimieren. In Abb. 4.6 wird für drei Wintertage der Gesamtheizwärmebedarf, die durch den BHKW-Betrieb bereitgestellte Energiemenge, resultierende Heizenergieüberschüsse und der Anteil zusätzlich benötigter Wärmeenergie dargestellt. Es ist erkennbar, dass die Leistung des BHKWs während der Betriebszeiten von 6 - 22 Uhr die Energieerfordernisse des Einfamilienhauses überwiegt und sich daraus resultierende einspeisbare Energieüberschüsse ableiten lassen.

⁸¹ eine zusätzliche Wärmeenergiebereitstellung resultiert aus dem getakteten Betrieb des BHKWs, welches nur in den Tagesstunden zwischen 6 und 22 Uhr betrieben wird

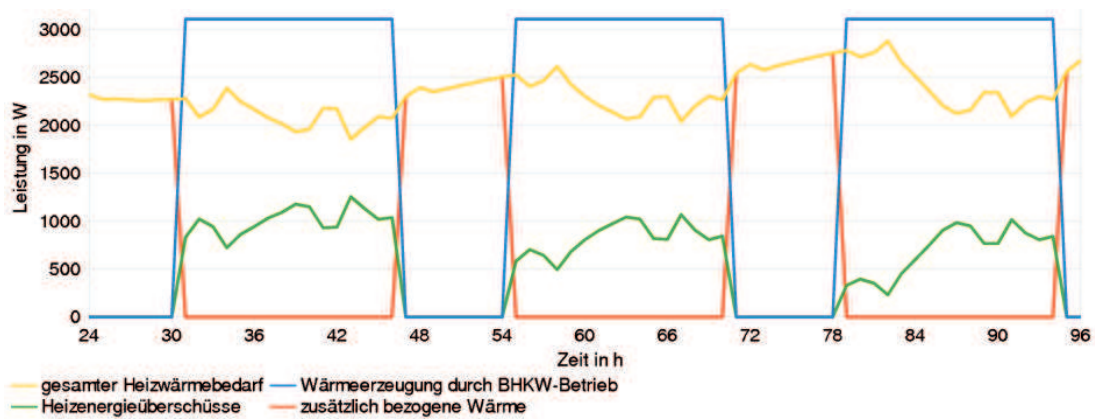


Abb. 4.6: Wärmeenergiebilanz des Gebäudes in den Wintermonaten

Abbildung 4.7 zeigt das sich während der Sommermonate einstellende Verhältnis von Wärmeenergie, die durch das BHKW produziert wird, im Vergleich zu einspeisbaren Überschüssen sowie zusätzlichem Energiebezug. Es ist eine annähernd konstante Heizleistung von $Q = 500 \text{ W}$ auszumachen, welche aus dem Energiebedarf des zu beheizenden Kellerganges und der Trinkwassererwärmung resultiert.

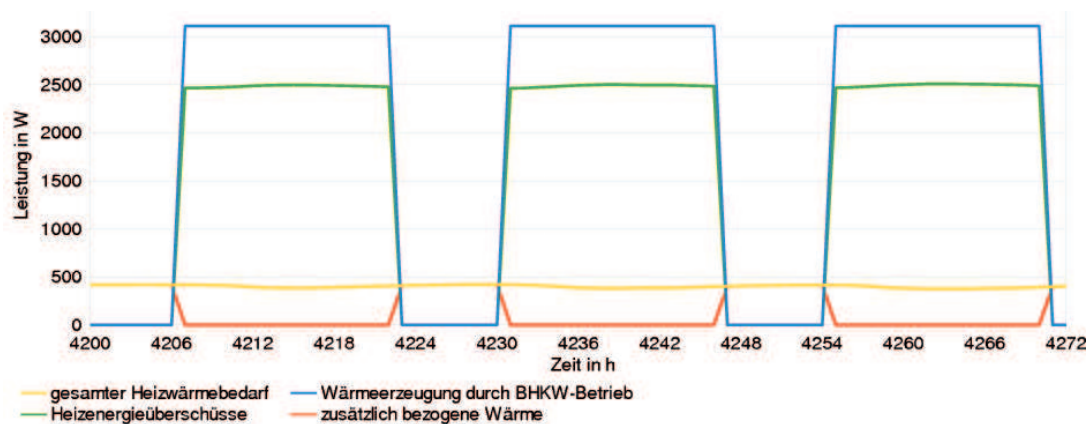


Abb. 4.7: Wärmeenergiebilanz des Gebäudes in den Sommermonaten

Die für die Wärmeerfordernisse angestellten Betrachtungen ließen sich analog auf den Bereich der erforderlichen bzw. überschüssigen Elektroenergie übertragen und es sind die in Abbildung 4.8 dargestellten Phasen des Energieüber- sowie -unterangebotes auszumachen. Mit dem Unterschied, dass bei der Modellierung des Elektroenergiebedarfes keine jahrestagabhängige Lastvariation zugrunde gelegt wurde und sich für jeden Tag des Jahres identische Elektroenergiebilanzverläufe einstellen.

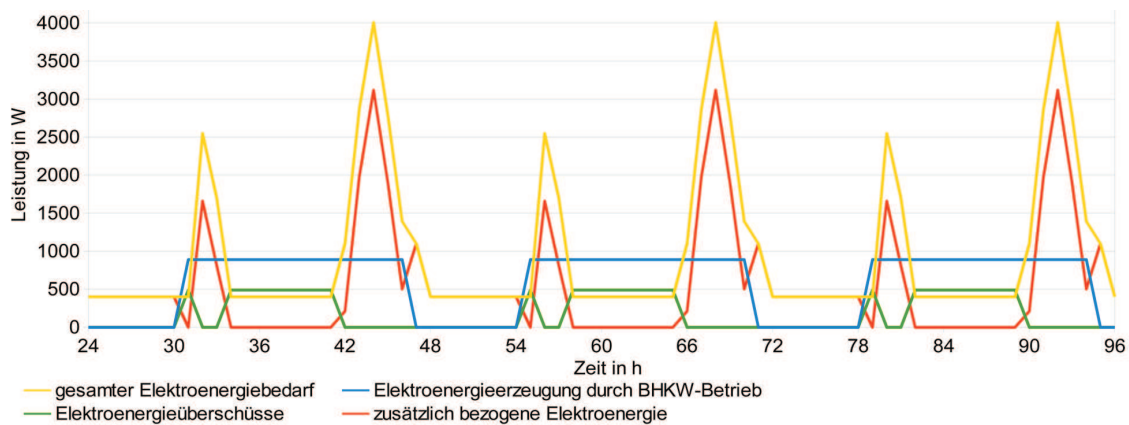


Abb. 4.8: Elektroenergiebilanz des Gebäudes

4.3.5. Energieüberschüsse

In diesem Kapitel sollen die aus den Randbedingungen des Einfamilienhaus- und BHKW-Betriebes resultierenden Energieüberschüsse an Wärme und Elektroenergie als Grundlage der weiteren Untersuchungen aufgezeigt werden.

Dabei wurde bei den anfallenden Elektroenergieüberschüssen von einer vergüteten Einspeisung in das Netz des Energieversorgers ausgegangen, wohingegen für die Wärmeüberschüsse die Möglichkeiten einer Einspeicherung betrachtet wurden.

4.3.5.1. Elektroenergieüberschüsse

Da derzeit für den Wohnungsbau noch keine zufriedenstellenden Möglichkeiten der Elektroenergiespeicherung bestehen, wurde eine Einspeisung der überschüssigen Energiemenge in das Netz des Energieversorgers betrachtet.

Dabei besagt das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz, dass Betreiber von KWK-Anlagen, mit maximal $P_{el} = 50 \text{ kW}$ elektrischer Leistung, für den Zeitraum von 10 Jahren, eine Förderung von 5,11 Cent auf jede durch das BHKW erzeugte Kilowattstunde Strom erhalten. Des Weiteren wird dem Anlagenbetreiber die Stromsteuer von 2,05 ct/kWh auf den eigenverbrauchten Strom erlassen und er kann die Energieüberschüsse zu einem Preis von ca. 4 – 5 ct/kWh⁸² in das öffentliche Stromnetz einspeisen. Werden diese konkreten Förderungsmaßnahmen für den vorliegenden Einfamilienhaus-BHKW-Betrieb betrachtet, so stellen sich die in Tabelle 4.5 aufgezeigten Kostenverteilungen während eines einjährigen Betriebes ein. Es ist erkennbar, dass durch den BHKW-Betrieb bezogen auf die vom Netzbetreiber bereitgestellten Elektroenergie ca. 60 % der Jahreselektroenergiekosten eingespart werden können.

⁸²abhängig vom durchschnittlichen Strompreis an der Leipziger Börse

			Vergütung / Kosten in Euro	
			mit BHKW	ohne BHKW
Erzeugung in kWh		Förderung in ct/kWh		
mit BHKW	ohne BHKW			
5191,11	0,00	5,11	265,27	0,00
Eigennutzung in kWh		Steuerersparnis		
mit BHKW	ohne BHKW			
3691,69	0,00	2,05	75,68	0,00
Einspeisung in kWh		Verkaufspreis		
mit BHKW	ohne BHKW			
1499,42	0,00	5,00	74,97	0,00
Bezug in kWh		Strompreis in ct/kWh		
mit BHKW	ohne BHKW			
5030,39	8722,08	22,69	1141,40	1979,04
		Verbrauchskosten	725,48	1979,04

Tabelle 4.5: Einsparungen/Vergütungen aus dem BHKW-Betrieb

4.3.5.2. Heizenergieüberschüsse

Ausgehend von den Erkenntnissen der vorangegangenen Abschnitte des Teilthemas ergibt sich auf Grundlage des gewählten Blockheizkraftwerkes, seiner definierten Betriebsweise und den Energieerfordernissen des Einfamilienhauses eine genau formulierbare Beladungslastkurve für den thermischen Speicher. Diese ist durch den Zeitpunkt, die Dauer und die betragsmäßige Intensität des Wärmeüberangebotes charakterisiert. Abbildung 4.9 kann der prinzipielle Jahresverlauf des Wärmeüberangebotes, resultierend aus dem in Kapitel 4.3.4.2 beschriebenen BHKW-Betrieb, entnommen werden.

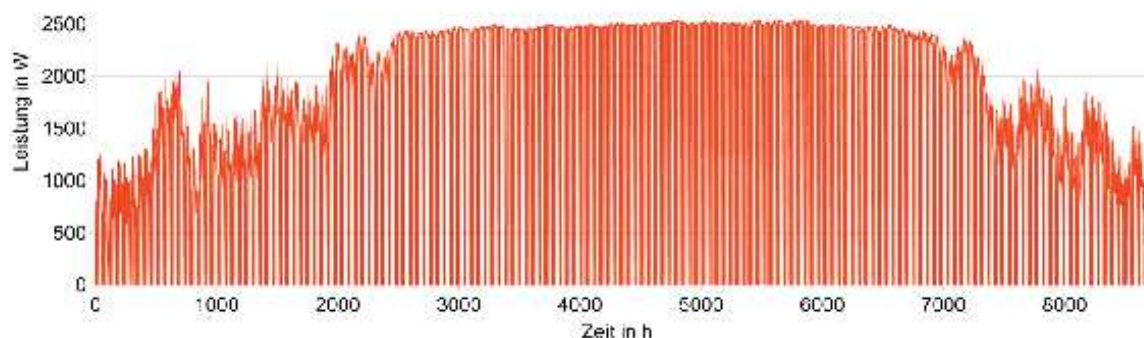


Abb. 4.9: Heizüberschüsse - prinzipieller Beladungslastkurvenverlauf

4.3.6. Speichermodellimplementierung

Nachdem die Wärmeüberschüsse, resultierend aus der Wahl des BHKW-Betriebes und den Bedarfskenngrößen des Einfamilienhauses bestimmt wurden, galt es geeignete Speichermodelle für die numerische Simulation des instationären Verhaltens der Be- und Entladung unter Klimaeinflüssen zu erstellen. Vorangegangene Untersuchungen zeigten, dass Heißwasser- sowie Kies-Wasser-Wärmespeicher aufgrund der geringen geologischen Anforderungen an den Baugrund bzw. des nötigen erforderlichen Speichervolumens (z.B. im Vergleich zu Aquifer- und Erdsonden-Wärmespeichern) die vielseitigsten

Einsatzmöglichkeiten aufweisen. Aus diesem Grund begannen die Betrachtungen der Speichermodellierung mit einem im nachfolgenden vorgestellten Heißwasser - Wärmespeicher, gefolgt von der Untersuchung eines Kies-Wasser-Wärmespeichers. Diese wurden mit Hilfe der Simulationssoftware Delphin des Institutes für Bauklimatik der Technischen Universität Dresden modelliert, untersucht und gewertet.

4.3.6.1. Heißwasser-Wärmespeicher

Resultierend aus dem vorhandenen Energieüberangebot von etwa $Q = 10.000 \text{ kWh/a}$ ergab sich aus einer abschätzbaren effektiven Wärmespeicherfähigkeit von ca. $c = 60 - 70 \text{ kWh/m}^3$ eines mit Wasser gefüllten Speichertanks ein erforderliches Speichervolumen von etwa $V = 170 \text{ m}^3$. Da ein zylindrischer Baukörper im Vergleich zu einem quaderförmigen Speicher ein günstigeres Oberflächen-zu-Volumen-Verhältnis aufweist und damit mit geringeren Verlusten über die Mantelfläche zu rechnen ist, wurde die Speichergeometrie wie in Abb. 4.10 dargestellt gewählt. Es wurde ein Innenradius von $r = 3 \text{ m}$ festgesetzt, woraus sich eine erforderliche Höhe von $H = 6 \text{ m}$ ergab.

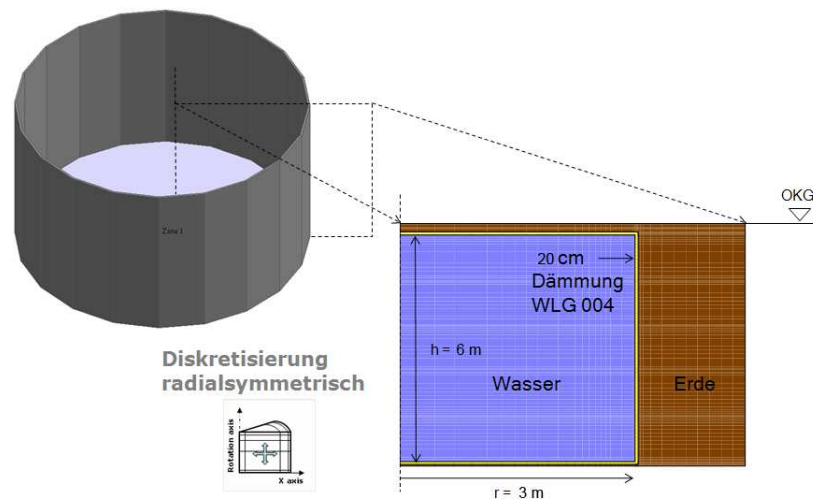


Abb. 4.10: Prinzipieller Aufbau des Heißwasser-Wärmespeichers

Es wurde ein in den Erdboden eingebrachter, radialsymmetrischer, zylindrischer Körper betrachtet, dessen Wandflächen aus $\delta = 30 \text{ cm}$ starkem Beton modelliert wurde. Dieser ist im oberen Bereich durch eine $\delta = 1 \text{ m}$ dicke Erdschicht bedeckt. Seitlich und unterhalb des Wärmespeichers wurde eine $\delta = 20 \text{ m}$ dicke Erdbodenschicht in das Modell einbezogen, um die thermischen Speichereffekte der Umgebung ausreichend zu beachten. Vorrangig sollte das thermische Verhalten der Wärmedämmung - mit einer gewählten Dicke von $\delta = 20 \text{ cm}$ und einer Wärmeleitfähigkeit von $\lambda = 0,04 \text{ W/mK}$ - und des Speicherinhaltes (Wasser) beurteilt werden.

Die äußeren Randbedingungen und klimatischen Einwirkungen stellten sich wie folgt dar:

- ausgehend von vorliegenden Jahres-Klimadaten (Potsdam) konnten die klimatischen Einwirkungen auf die obere Schicht des Wärmespeichers einbezogen werden
- das den Speicher umgebende Erdreich wies zu Beginn der Simulation eine Temperatur von $\vartheta = 10^\circ \text{C}$ auf, welche für die Jahresmitteltemperatur des betrachteten Standortes steht
- die Simulation des Speicherverhaltens startete zum Jahresbeginn und wurde über einen Zeitraum von 5 Jahren durchgeführt

Um das grundsätzliche thermische Verhalten des Wärmespeichermodelles abzuschätzen, erfolgte zunächst eine Betrachtung des Auskühlverhaltens. Dabei wurde von einer Anfangstemperatur des Spei-

chermediums von $\vartheta = 80\text{ °C}$ ausgegangen. Abbildung 4.11 kann das Ergebnis der simulierten, einjährigen Auskühlung über die Umschließungsflächen und in Abhängigkeit der Umgebungsbedingungen entnommen werden. Hierbei ist zu erkennen, dass die anfängliche Temperatur des Speichermediums von $\vartheta = 80\text{ °C}$ auf $\vartheta = 40\text{ °C}$ sinkt. Dabei nimmt die Temperatur mit zunehmender Auskühlung des Speichermediums, aufgrund abnehmender thermischer Triebkräfte, zeitlich langsamer ab und es ergibt sich der dargestellte hyperbolische Temperaturverlauf.

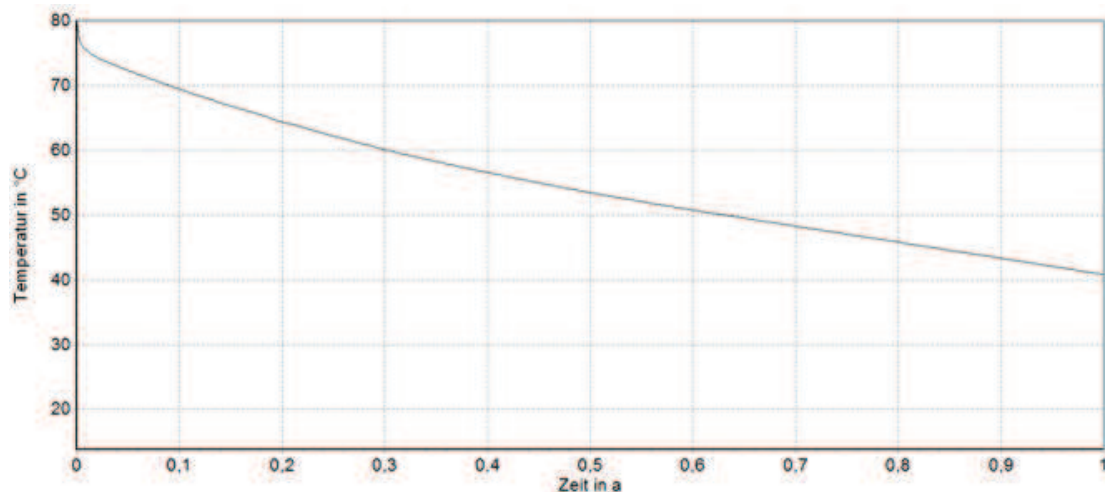


Abb. 4.11: Speicherauskuhlung über ein Jahr betrachtet

Nachdem das Auskühlungsverhalten des Speichermodells untersucht wurde, erfolgte eine schrittweise Erweiterung des Modells um die bedarfsabhängige Be- sowie im Anschluss Entladung, wobei verschiedene räumliche Anordnungen betrachtet wurden. Nachfolgend werden ausgewählte Ergebnisse dieser Untersuchungen dargestellt.

4.3.6.2. Ausgewählte Simulationsergebnisse für den Heißwasser-Wärmespeicher

Im Folgenden sind die Temperaturverläufe, welche sich im betrachteten Heißwasser-Wärmespeicher nach einer bedarfsabhängigen Beladung des Speichers im oberen Bereich über einen Zeitraum von 5 Jahren einstellten, zusammengefasst dargestellt. Diese ergaben sich in Abhängigkeit der Wärmeverluste an die Umgebung sowie den gebäudespezifischen Entlademengen über den unteren Speicherbereich, welche ab dem zweiten Simulationsjahr mit betrachtet wurden. Um das Schichtungsverhalten des Speichermediums genauer quantifizieren zu können, wurden zur genaueren räumlichen Differenzierung der einzelnen Temperaturniveaus Temperatursensoren im Abstand von 60 cm angeordnet. Temperatursensor 1 befindet sich hierbei in unmittelbarer Nähe zur Speicherabdeckung und Temperatursensor 10 spiegelt das Temperaturniveau des Speichermediums des Bereiches 60 cm oberhalb der Speicherbodenplatte wider.

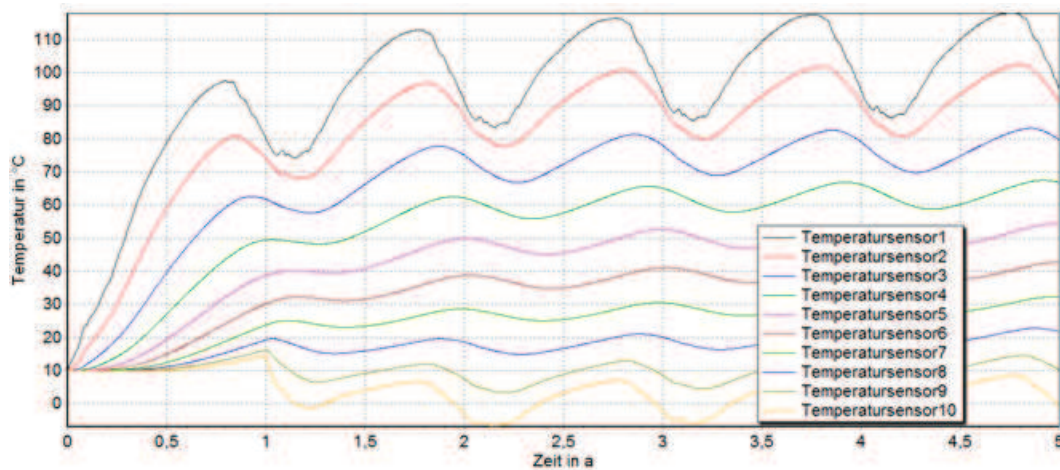


Abb. 4.12: Temperaturschichtung über fünf Jahre

Die simulierten Temperaturverläufe der Temperatursonden über einen Betrachtungszeitraum von 5 Jahren können Abb. 4.12 entnommen werden. Es ist erkennbar, dass die Temperaturen im Falle einer realen Betrachtung im oberen Speicherbereich zu hoch bzw. im unteren Bereich zu niedrig ausfallen würden. Es galt eine modifizierte räumliche Anordnung der Be- bzw. Entladestellen zu untersuchen, in welcher die Beladung in den Bereich des dritten Temperatursensores und die Entladung in die Nähe des siebten Temperatursensores verlagert wurde. Die aus einer modifizierten Energieeinspeise- und Entnahmeanordnung resultierenden Ergebnisse sind der Abbildung 4.13 zu entnehmen. Es ist erkennbar, dass die Temperaturen im oberen Speicherbereich von zuvor maximal ca. $\vartheta = 115 \text{ °C}$ auf ein Niveau von maximal ca. $\vartheta = 82 \text{ °C}$ abgenommen haben. Weiterhin fällt auf, dass der durch Temperatursensor 3 dargestellte Speicherbereich eine deutliche Temperaturniveauerhöhung von zuvor im Mittel ca. $\vartheta = 75 \text{ °C}$ auf $\vartheta = 105 \text{ °C}$ erfahren hat. Dieser Tatsache kann entnommen werden, dass das Speichervolumen größer zu wählen wäre um ein letztendlich geringeres Temperaturniveau im Speicher zu realisieren.

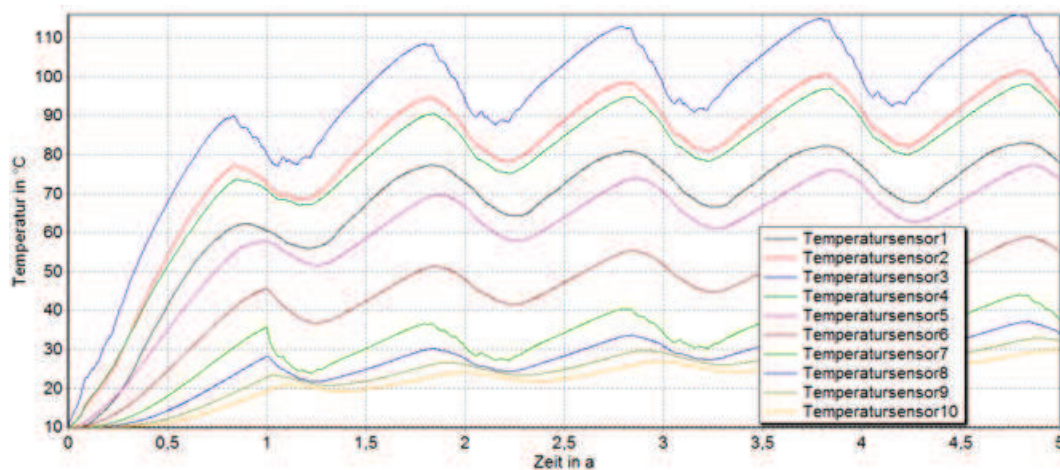


Abb. 4.13: Temperaturschichtung über 5 Jahre resultierend aus einer modifizierten Anordnung der Energieeinspeisung/-entnahme

Werden die mittleren Temperaturverläufe im Speichermedium resultierend aus einer modifizierten Anordnung der Energieeinspeisungsentnahme betrachtet, so ist erkennbar, dass das Temperaturniveau im

Speichermodell mit einer zentraleren Beladungs- und Entladungsanordnung das des Ursprungsmodells um ca. $\Delta\vartheta = 10\text{ K}$ übersteigt. Dies ist auf geringere Wärmeverluste in der zentraler angeordneten Beladungszone an das umliegende Erdreich zurückzuführen.

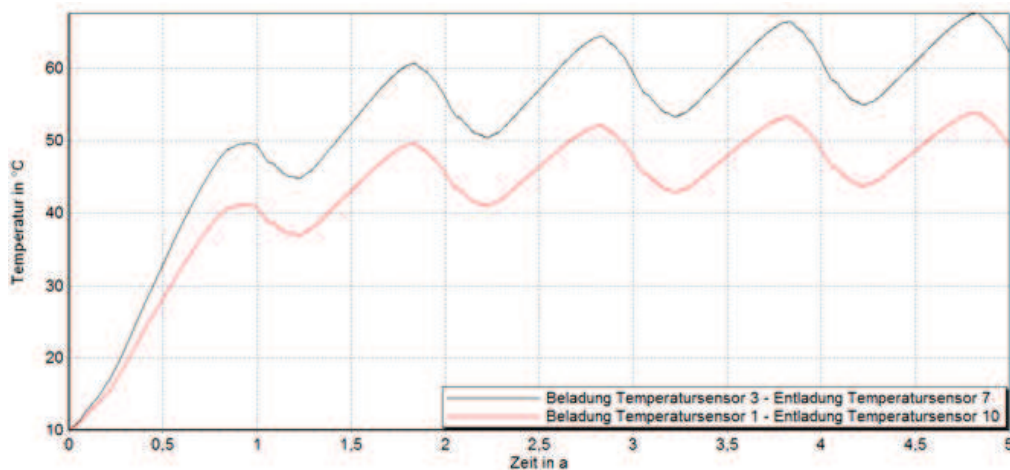


Abb. 4.14: Vergleich der mittleren Temperaturverläufe in Abhängigkeit einer modifizierter Anordnung der Energieeinspeisung/-entnahme

4.3.6.3. Kies-Wasser-Wärmespeicher

Nachdem ein Heißwasser-Wärmespeicher betrachtet wurde, sollte ein Kies-Wasser-Wärmespeichermodell erstellt und untersucht werden. Da die spezifische Wärmespeicherkapazität im Vergleich zu dem zuvor betrachteten Wasserspeicher, aufgrund des gewählten Speichermediums (Kies/Schotter-Wasser im Verhältnis 70/30), geringer ausfällt (zuvor $c \approx 70\text{ kWh/m}^3$, jetzt ca. $c \approx 55\text{ kWh/m}^3$), ist das Speichervolumen entsprechend anzupassen und wurde mit $V = 215\text{ m}^3$ gewählt. Anhaltspunkte für den konstruktiven Aufbau gaben realisierte Projekte in Chemnitz (Inbetriebnahme 1996), Steinfurt-Borghorst (Inbetriebnahme 1998) und Eggenstein-Leopoldshafen (Inbetriebnahme 2008). Das Speichermodell wurde zum Zwecke der Vergleichbarkeit zum Heißwasser-Wärmespeichermodell ebenfalls als ein im Erdboden eingebrachter, radialsymmetrischer Körper modelliert. Bedingt durch die Wärmespeicherkapazität des Kies/Schotter-Wasser-Gemisches und dem damit verbundenen erforderlichen Speichervolumen wurde ein Innenradius von $r = 3,40\text{ m}$ sowie eine Innenhöhe von $H = 6\text{ m}$ definiert. Der Speicher wurde durch eine $\delta = 20\text{ cm}$ starke Schaumglasdämmung, mit $\lambda = 0,040\text{ W/mK}$, umgeben und im oberen Bereich durch eine $\delta = 1\text{ m}$ dicke Erdschicht bedeckt.

Konstruktionselement	gewählter Baustoff	Schichtdicke in m
Decke	Erdreich	1
	Wärmedämmung	0,2
Seitenwände	Wärmedämmung	0,2
	Erdreich	20
Boden	Wärmedämmung	0,2
	Erdreich	20

Tabelle 4.6: Konstruktionsaufbau des Kies/Wasser-Wärmespeichers

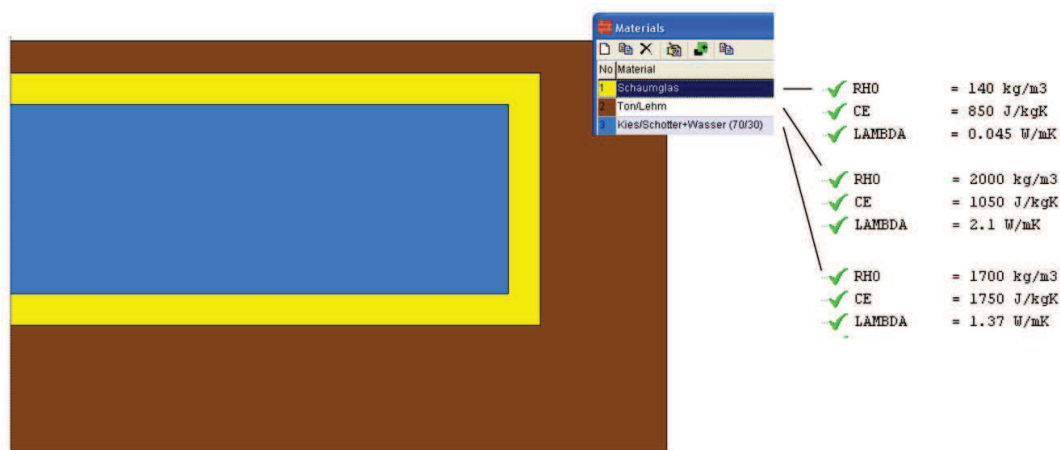


Abb. 4.15: Prinzipieller Aufbau des Kies/Wasser-Wärmespeichers

Zu Beginn der Modelluntersuchung erfolgte, analog zum zuvor betrachteten Heißwasser-Wärmespeicher, die Betrachtung des Auskühlverhaltens über den Zeitraum von einem Jahr in Abhängigkeit der Umgebungsbedingungen. Dazu wurde das Speichermedium zum Beginn der Simulation mit einer Anfangstemperatur von $\vartheta = 80^\circ\text{C}$ initialisiert und es wurde die zeitabhängige Abnahme des Temperaturniveaus im Speicher, resultierend aus Wärmeverlusten an das umgebende Erdreich, untersucht. Der simulierte, prinzipielle mittlere Temperaturverlauf des Speichermediums ist in Abb. 4.16 dargestellt. Es ist erkennbar, dass das Speichermedium im Vergleich zum zuvor betrachteten Heißwasser-Wärmespeicher (vgl. Abb. 4.11) um weitere $\Delta\vartheta = 5\text{K}$ auskühlt und sich nach einem Jahr eine mittlere Temperatur von ca. $\vartheta = 35^\circ\text{C}$ einstellt. Die Begründung für diesen Umstand liegt unter anderem in dem konstruktiven Aufbau des Speichers, welcher im Vergleich zum Heißwasser-Speicher lediglich durch eine Wärmedämmung nicht jedoch eine zusätzlich dämmende Betonkonstruktion umgeben ist.

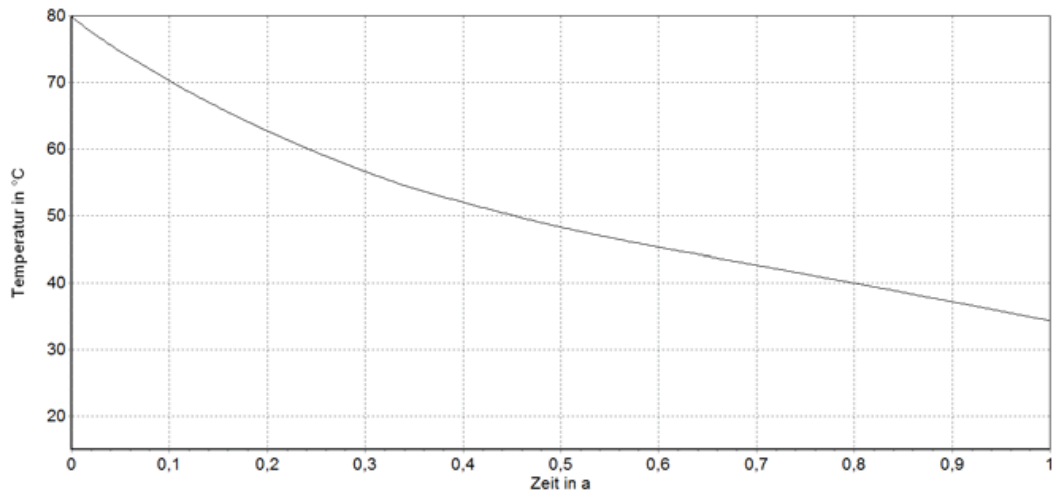


Abb. 4.16: Speicherauskuhlung über ein Jahr betrachtet

4.3.6.4. Ausgewählte Simulationsergebnisse für den Kies-Wasser-Wärmespeicher

Die zuvor für das Modell des Heißwasser-Wärmespeichers angestellten zusammenfassenden Ergebnisdarstellungen galt es ebenfalls für das Modell des Kies-Wasser-Wärmespeichers bereitzustellen.

Auch das Kies-Wasser-Speichermodell wurde mit zehn Temperatursonden im Abstand von 60 cm ausgestattet, um die letztendlich im Speichermedium simulierten Temperaturen räumlich differenzieren zu können. Dabei wurde analog zum betrachteten Heißwasser-Wärmespeicher deutlich, dass der Belade- sowie Entladebereich räumlich zentraler im Speicher anzuordnen wäre, um eine zu starke Aufheizung im oberen bzw. Auskühlung im unteren Speicherbereich zu vermeiden.

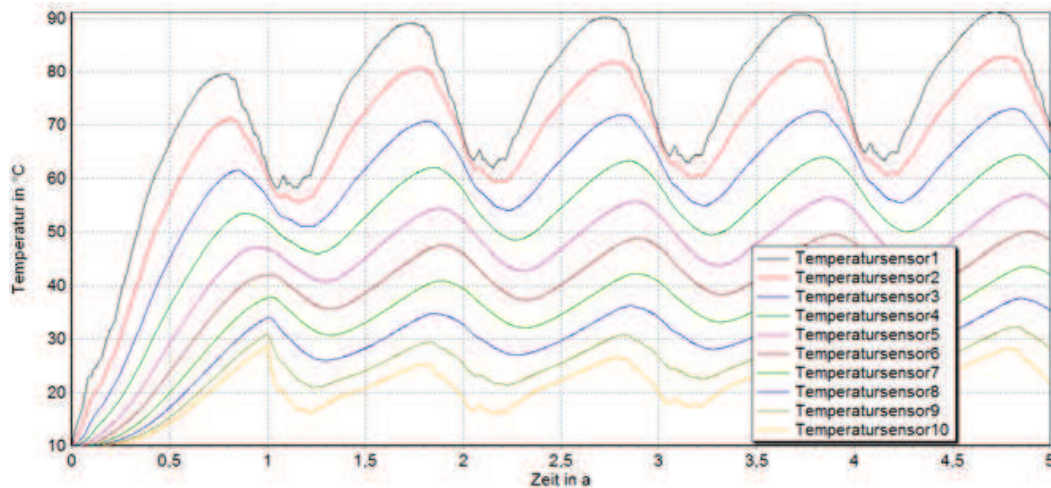


Abb. 4.17: Temperaturschichtung über fünf Jahre

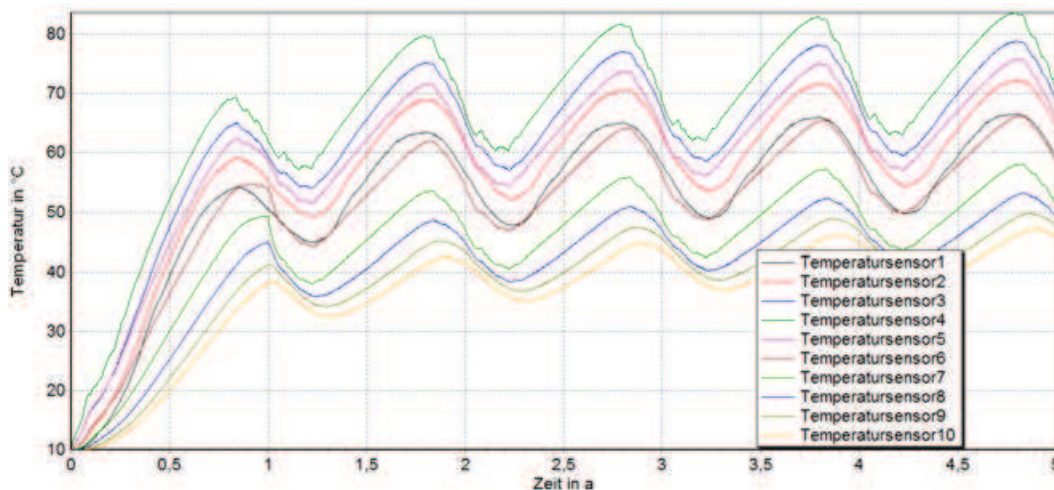


Abb. 4.18: Temperaturschichtung über fünf Jahre resultierend aus einer modifizierten Anordnung der Energieeinspeisung/-entnahme

Werden die Belade- sowie Entladestellen an die Positionen des vierten bzw. siebten Temperatursensors verlagert so stellen sich die in Abbildung 4.18 dargestellten Temperaturverläufe ein. Auch hier wurde erkennbar, dass es zu einer Senkung des mittleren Temperaturniveaus im oberen Speicherbereich bzw. einer Temperaturniveaueinhebung im unteren Bereich kommt. Es stellte sich eine Temperatur-

schichtung im Bereich von minimal $\vartheta = 40^\circ\text{C}$ bzw. maximal $\vartheta = 85^\circ\text{C}$ ein. Wie schon der Vergleich der mittleren Temperaturverläufe des Heißwasserspeichermodelles zeigte, sind auch beim Kies-Wasser-Speicher geringere Energieverluste an das umliegende Erdreich zu verzeichnen, welche sich durch eine allgemeine Temperaturerhöhung um ca. $\Delta\vartheta = 8\text{K}$ - dargestellt in Abbildung 4.19 - widerspiegeln.

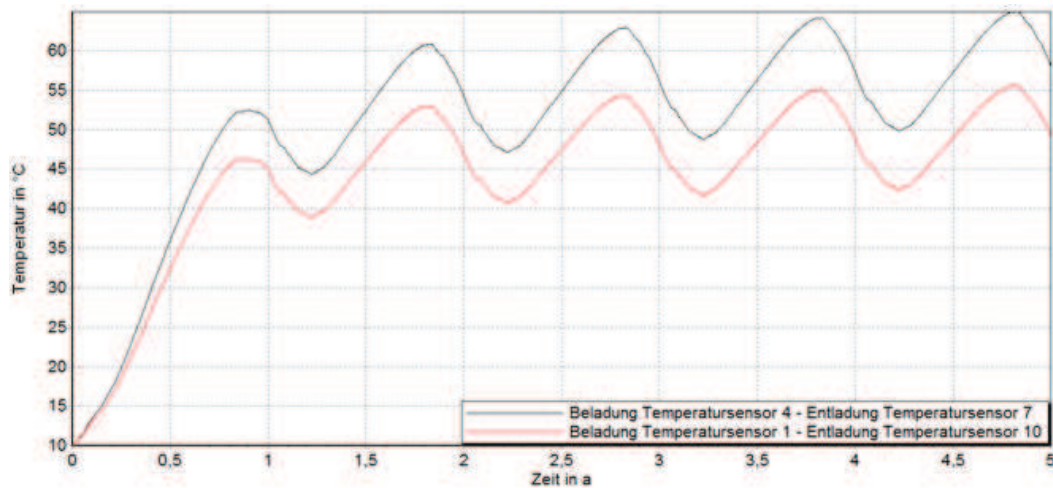


Abb. 4.19: Vergleich der mittleren Temperaturverläufe in Abhängigkeit einer modifizierter Anordnung der Energieeinspeisung/-entnahme

4.4. Fazit

Im Verlauf der Untersuchungen konnte deutlich herausgearbeitet werden, dass das Prinzip des gekoppelten BHKW- und Langzeitspeicherbetriebes als funktionsfähig zu bewerten ist. Es ist technisch möglich, überschüssige BHKW-Wärmeenergie, welche im überwiegenden Maße während der Sommermonate anfällt und aus den Lastanforderungen des betrachteten Gebäudes sowie der Betriebsweise des BHKWs resultiert, über einen Zeitraum von mehreren Monaten zwischenspeichern. Diese kann zu einem späteren Zeitpunkt wieder freigegeben werden. Dabei erwies sich sowohl die Technologie der Behälter-Wasserspeicher, als auch die Realisierung in Form eines Erdbecken-Wasserspeichers als erfolgversprechend.

Betrachtet man jedoch finanzielle Aspekte, so ist die Realisierung eines BHKW-Speicherverbundes in Kombination mit einem Einfamilienhaus aus Sicht des Investors als äußerst fragwürdig einzustufen. Eine überschlägige Betrachtung der Speicherbaukosten auf Grundlage der Kostenangaben des Baukosteninformationszentrums und den spezifischen Baukosten realisierter Projekte zeigte, dass sich ein für ein Einfamilienhaus erforderlicher saisonaler Speicher frühestens nach einem unvertretbaren Zeitraum von 30-40 Jahren amortisiert⁸³. Um eine Refinanzierung von weniger als 15 Jahren prognostizieren zu können, müssten entweder die Energiekosten massiv auf eine Steigerungsrate von ca. 30 % pro Jahr ansteigen oder die Speicherbaukosten stark sinken bzw. durch eine gezielte staatliche Förderung für den Investor reduziert werden.

Betrachtet man im Vergleich zum zeitlichen Verlauf des Energiebedarfes eines Einfamilienhauses den Bedarf eines Mehrfamilienhauses bzw. einer Siedlung, so ist davon auszugehen, dass sich die Leistungsanforderungen der einzelnen Wohnungsparteien, hinsichtlich des zeitlichen Verlaufes sowie der betragsmäßigen Intensität, zeitlich versetzt widerspiegeln. Dies resultiert aus der unterschiedlichen Wohnungsnutzung der einzelnen Hausbewohner. Es wird erwartet, dass sich im Haushalt zweier Erwerbstätiger andere Energiebedarfsanforderungen im Vergleich zum Haushalt eines Schichtarbeiters oder Rentnerpaares ergeben, was zur Folge hat, dass die Gesamtenergiebedarfsanforderungen des Gebäudes geringeren Lastschwankungen unterliegen. Dadurch stellen sich zeitlich geringere Phasen des Energieüberangebotes ein und es ist mit geringeren - auf die beheizte Gebäudefläche im Vergleich zu einem Einfamilienhaus bezogen - einzuspeisenden Energieüberschüssen zu rechnen. Daraus ergibt sich ein „geringeres“ erforderliches Speichervolumen, gemessen an der beheizten Gebäudefläche im Vergleich zu einem Einfamilienhaus. Im Vergleich zum zuvor aufgezeigten Einfamilienhausspeicher ist mit niedrigeren spezifischen Speicherbaukosten zu rechnen. Des Weiteren resultieren aus einem letztendlich größeren erforderlichen Speichervolumen eines Mehrfamiliengebäudes bzw. einer Siedlung im Vergleich zu einem Einfamilienhaus geringere spezifische Speicherbaukosten⁸⁴. Ebenso stellt sich ein besseres Oberflächen-Volumen-Verhältnis der Speicherkonstruktion ein und es sind geringere Energieverluste an die Umgebung zu erwarten.

Wird der gekoppelte BHKW-Speicherbetrieb zur Energieversorgung eines Einfamilienhauses nicht wie zuvor einer finanziellen, sondern einer energetischen Langzeitbetrachtung unterzogen, so ist ein großes gesamtwirtschaftliches Energieeinsparpotential auf regionaler Ebene erkennbar. Sollten vermehrt BHKWs im privaten Haushaltssektor für die Eigenbedarfsdeckung realisiert werden⁸⁵ - sowohl zur Bereitstellung der benötigten Elektro- als auch Wärmeenergie - so könnte eine Umstrukturierung im Großkraftwerkbetrieb erfolgen. Die allgemeinen Energielastanforderungen an die Versorgungsnetze würden sinken, ebenso die Häufigkeit und Intensität an Lastspitzen⁸⁶. Um den Energiebedarf der Be-

⁸³hierbei wird lediglich vom Energieeinsparpotential resultierend aus einem geringeren Bedarf an fremd zu beziehender Wärme und somit vermiedenen Heiznebenkosten ausgegangen; jegliche Anschaffungskosten des BHKWs sowie Betriebs- und Wartungskosten sind nicht berücksichtigt; ebenso sind Kostenersparnisse, welche sich aus selbst produzierter Elektroenergie und Einspeisung des Überangebotes ergeben, nicht berücksichtigt

⁸⁴die Untersuchung realisierter Projekte zeigten, dass die spezifischen Speicherbaukosten mit zunehmender Speichergröße sinken

⁸⁵bedingt durch massivere staatliche Förderungen

⁸⁶jeder Haushalt bezieht nur die Energiemenge die zur Deckung der vorliegenden Lastanforderung benötigt wird; die Kraftwerke müssen nicht für eventuell auftretende Spitzennachfragen dimensioniert sein und

völkerung zu decken, wären weniger und geringer dimensionierte Großkraftwerke vonnöten. Ein ganzheitlich betrachteter wirtschaftlicherer Ressourceneinsatz zur Energiebereitstellung wäre zu erwarten, was in weiterführenden Arbeiten zu beweisen wäre. Die bei der Bereitstellung der benötigten Elektroenergie anfallende Abwärme könnte direkt zur Gebäudebeheizung dienen bzw. zwischengespeichert werden. Sie müsste nicht ungenutzt an die Umgebung abgegeben oder aufwendig und kostenintensiv zu anderen Abnehmern transportiert werden.

In der vorliegenden Ausarbeitung konnte gezeigt werden, dass es möglich ist, einen Energieerzeuger in Form eines BHKW, einen thermischen Speicher und auch ein Gebäude als Prozesskette zu modellieren und deren Betrieb zu simulieren. Damit können realistische lokale Szenarien erstellt und bewertet werden und die in vielen Aspekten bestehenden Möglichkeiten zur energetischen Optimierung - von der Erzeugung, Verteilung, Speicherung bis zum Bezug der Energie - genutzt werden.

In weiterführenden Untersuchungen gilt es, repräsentative Szenarien des Betriebs von Ein- und Mehrfamilienhäusern bis hin zu ganzen Siedlungen mit Mischnutzung in Kombination mit BHKW und Wärmespeichern zu generieren. Es konnte gezeigt werden, dass die Gebäudenutzung eine entscheidende Variable bei der Modellierung der Prozesskette darstellt, welche durch gezielte Studien genauer zu quantifizieren ist. Ein effizientes lokales Energiemanagement hängt maßgeblich von dem Nichtgleichzeitigkeitsfaktor der Energiebezüge ab, was einerseits eine grundlegende Neuorientierung in Richtung stärkerer Mischnutzungen nahe legt, andererseits auch das Zusammenspiel von Energieversorger und Energieverbraucher mehr in den Fokus rückt. Zum einen sind intelligente Lösungen in der Stadtplanung gefragt, um tragfähige Konzepte für Mischnutzungen mit kurzen Wegen zwischen Arbeitsort und Wohnung zu entwickeln. Zum anderen gilt es, die Nutzer durch geeignete Informationen zu motivieren, ihren Bezug von Energie so zu gestalten, dass deren Erzeugung so weit wie möglich synchronisiert werden kann. Ziel ist die Minimierung der Kosten für zusätzliche Speichertechnologien, um tragfähige lokale Konzepte des Energiemanagements entwickeln zu können.

Für die Entwicklung solcher Konzepte ist es notwendig, die Vielfalt der Varianten - resultierend aus den Parametern der Energieerzeuger, der Speicher und der Gebäude - mit Unterstützung durch Simulationswerkzeuge zu untersuchen. Die detaillierte Betrachtung des Ein- und Mehrfamilienhaus- bzw. Siedlungsbetriebes mit dezentralen Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen in Kombination mit thermischen Langzeitspeichern erfordert die Variation der Gebäudeparameter (Architektur, Konstruktion, Nutzung, Anlagen), der BHKW-Parameter (elektrischer und thermischer Wirkungsgrad, Laufzeit, Steuerung) und der Speicherparameter (Volumen, Dämmung, Be- und Entladung), um beispielsweise die Speichergröße bezogen auf die beheizte Wohnfläche und die darauf basierenden Einsparungen und Kosten abschätzen zu können.

Für die Zukunft sollen realistische Szenarien erarbeitet werden, unter denen ein gekoppelter BHKW-Gebäude-Speicherbetrieb wirtschaftlich und ökologisch sinnvoll ist. Dazu sind in der Konsequenz auch die Aufwendungen an Primärenergie für die Erstellung der Gebäude und Speicher, die Energie für die Mobilität und der Haushaltsstrom der Bewohner mit einzubeziehen. Bei der energetischen Bewertung von Siedlungen sollten Energiebezug und Erzeugung nach neuen Verfahren bilanziert werden, so dass die Bewertung der gesamten Siedlung nach Plusenergiestufen und Effizienzklassendiagrammen möglich ist.

überschüssige Energie ungenutzt an die Umwelt abgeben

5. Teilthema 4

Titel:

Smart Energy Management - Speicherpotentiale außerhalb von Gebäuden

Institut : Institut für Baubetriebswesen
Professur : Professur für Baubetriebswesen

Teilprojektleiter : Prof. Dr.-Ing. R. Schach
Bearbeiter : Dipl.-Ing. M. Schmuck

5.1. Einleitung

Im Rahmen des Teilthemas 4 werden die aktuell verfügbaren Technologien zur Speicherung von Wärme außerhalb von Gebäuden untersucht. Im Fokus der Forschungsarbeit stehen Langzeit-Wärmespeicher, die eine Speicherung über Zeiträume von mehreren Wochen bis Monaten ermöglichen. Mit der Einbindung dieser Wärmespeicher in Anlagen zur Wärmebereitstellung für Gebäude sind völlig neue Strukturen der Wärmeversorgung denkbar. Die Speicherkonstruktionen weichen dabei hinsichtlich des baukonstruktiven Aufbaus und der Anforderungen an die Baumaterialien erheblich von herkömmlichen Warmwasserspeichern ab, die in Gebäuden bisher allgemein zur Anwendung kommen. Von zentralem Interesse sind unter anderem die Kosten, die mit der Errichtung und des Betriebs der Speicher verbunden sind. Weiterhin werden Ansätze verfolgt, wie eine Bewertung der Wirtschaftlichkeit von Langzeit-Wärmespeichern erfolgen kann.

5.2. Methodik

Zur Analyse der Speicherpotenziale außerhalb von Gebäuden wird zunächst ein allgemeiner Überblick über die Wärmespeicherung gegeben. Daraus abgeleitet werden unterschiedliche Technologien aufgezeigt, mit denen die Speicherung von Wärme speziell im Außenbereich von Gebäuden über einen Zeitraum von mehreren Wochen bis Monaten realisiert werden kann.

Von zentralem Interesse sind dabei neben den baukonstruktiven Eigenschaften dieser Langzeit - Wärmespeicher auch Untersuchungen zu den entstehenden Kosten. Dazu werden in einem ersten Schritt die verfügbaren Daten zu Kosten (insbesondere zu Herstellkosten) bisher realisierter Projekte zusammengetragen. Hinsichtlich baukonstruktiver Fragen werden die verfügbaren Angaben zur Abdichtung, Wärmedämmung und zu Wärmeverlusten der Speicheranlagen zusammengefasst.

Mit Hilfe von abgeleiteten, optimierten Speicher-Modellen wird im nächsten Schritt eine Variantenbetrachtung durchgeführt, bei der die zu erwartenden Herstellkosten speziell für Behälter- und Erdbecken-Wärmespeicher unterschiedlicher Größe ermittelt werden und auf Basis der DIN 276 [6] miteinander verglichen werden. Anschließend werden die Wärmespeicher-Modelle hinsichtlich ihrer Wirtschaftlichkeit näher betrachtet. Dazu wird zunächst die allgemeine Verfahrensweise zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen gemäß VDI-Richtlinie 2067 [114] dargestellt. Darauf folgt die eigentliche Untersuchung zur Wirtschaftlichkeit der Wärmespeicher durch die Einbindung der Wärmespeicher-Modelle in das teilthemenübergreifende fiktive dezentrale Nahwärmenetz. Unter Zuhilfenahme unterschiedlicher Versorgungsszenarien werden die dabei resultierenden Kostenverläufe simuliert. Es werden unter anderem die jeweiligen kapitalgebundenen, bedarfsgebundenen und betriebsgebundenen Kosten der betrachteten Systeme ermittelt. Darauf aufbauend werden mit Hilfe der Annuitätenmethode (analog zur VDI 2067) Wärmegestehungskosten generiert, die einen Vergleich zwischen den betrachteten Modellen und somit unter anderem auch eine Bewertung der Wirtschaftlichkeit von Langzeit-Wärmespeichern ermöglichen.

5.3. Ergebnisse

5.3.1. Überblick zur Wärmespeicherung

Dezentrale und regenerative Technologien zur Wärmeversorgung von Gebäuden gewinnen zunehmend an Bedeutung. Dabei kommen zum Beispiel die Nutzung regenerativer Energien mit Hilfe solarthermischer Anlagen oder der Einsatz von Anlagen zur Kraft-Wärme-Kopplung in Betracht.

Viele Energiequellen wie Sonnenenergie (z.B. aus solarthermischen Anlagen) oder Abwärme (z.B. aus BHKW oder den im Forschungsvorhaben betrachteten μ -BHKW) lassen sich jedoch erst durch den Einsatz von Wärmespeichern effizient nutzen [79]. Weiterhin stehen viele regenerative Energiequellen, die beispielsweise in solarthermischen Anlagen genutzt werden, nicht stetig, sondern unregelmäßig oder alternierend zur Verfügung.

Hier liegt das Anwendungspotential von Energie- oder Wärmespeichern, mit denen die Verfügbarkeit und der Bedarf von Energie einander angepasst werden sollen [158]. Da sich beispielsweise das jährliche Solarenergieangebot meist nicht mit dem Wärmebedarf im Gebäude deckt, müssen Wärmespeicher eingesetzt werden, um einen möglichst hohen solaren Deckungsgrad bei der Energieversorgung von Gebäuden zu erzielen [129]. Thermische Energiespeicher können dabei ein Schlüssel zur Effizienzsteigerung und damit zur Primärenergieeinsparung sein und so den Einsatz konventioneller Energieträger reduzieren [80].

Maßgebend für den Einsatz von Wärmespeichern im Gebäudebereich sind die Anforderungen an den Einsatztemperaturbereich, die vorgesehene Speicherdauer und das jeweilige Anwendungsgebiet. Dabei treten im Wesentlichen folgende Unterscheidungsmerkmale auf [158]:

Einsatztemperaturbereich

- Niedertemperaturbereich ($\vartheta_{max} = 100\text{ °C}$),
- Mitteltemperaturbereich ($\vartheta = 100\text{...}500\text{ °C}$),
- Hochtemperaturbereich ($\vartheta \geq 500\text{ °C}$).

Speicherdauer

- Kurzzeitspeicher (Minuten bis Stunden),
- Tagesspeicher,
- Langzeit- oder Saisonale Speicher (Wochen bis Monate).

Anwendungsbereiche

- Brauchwassererwärmung,
- Raumheizung,
- Speicherung von Prozesswärme.

Thermische Energiespeicher lassen sich im Weiteren durch Klassifizierungen nach dem physikalischen Speicherprinzip (Speichertyp) sowie dem verwendeten Speichermedium unterscheiden:

Speichertyp

- Kapazitive Wärmespeicher, bei denen sich die Temperatur des Speichermediums beim Laden und Entladen ändert,
- Thermochemische Speicher, die Wärme mit Hilfe chemischer Reaktionen speichern (zum Beispiel Sorptionsspeicher),
- Latentwärmespeicher, die ihren Aggregatzustand verändern.

Speichermedium

- Wasserspeicher,
- Gesteinsspeicher,
- Phasenwechselmaterialien u. a.

Zur technischen Beurteilung von Wärmespeichern zählt neben Speicherkapazität, Energiedichte, Wirkungsgrad, Nutzungsgrad, Zugriffszeit, Zyklenzahl und Lebensdauer vor allem der auftretende Wärmeverlust des Speichers zu den wichtigsten Parametern [158]. Weitere Kriterien, die neben den zu erwartenden Kosten den Einsatz eines Materials als Wärmespeichermedium im Wesentlichen bestimmen, sind die Verfügbarkeit, die Verträglichkeit mit anderen Materialien sowie die Umweltverträglichkeit [118].

5.3.2. Überblick zur Langzeit-Wärmespeicherung

5.3.2.1. Verfügbare Technologien zur Langzeit-Wärmespeicherung

Die thermische Energiespeicherung außerhalb von Gebäuden kann eine längerfristige oder saisonale Wärmespeicherung über einen Zeitraum von mehreren Monaten ermöglichen, da im Außenbereich wesentlich größere Speichervolumina realisierbar sind und somit wesentlich größere Speicherkapazitäten genutzt werden können. Aktuell sind verschiedene Technologien zur Langzeit-Wärmespeicherung verfügbar, die außerhalb der Gebäudekonstruktion errichtet und teilweise oder gänzlich im Erdboden eingebaut werden. Diese Erdspeicher werden bisher in Pilotprojekten deutschlandweit vorrangig in Projekten zur solaren Nahwärmeversorgung eingesetzt.⁸⁷ Dabei kann die im Sommer überschüssige Solarenergie für eine Teildeckung des Heizwärmebedarfs in den Wintermonaten genutzt werden. Weiterhin ist denkbar, neben der Sonnenenergie auch weitere natürliche Ressourcen wie Grund- oder Oberflächenwasser sowie Ab- und Überschusswärme, zum Beispiel aus Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung, für die langfristige Wärmespeicherung in Betracht zu ziehen [79].

Die saisonale Speicherung von Solarenergie oder von Abwärme aus KWK-Anlagen bietet dabei ein großes Potenzial in zukünftigen Energiesystemen, fossile Brennstoffe zu substituieren. Dies ist vor allem vor dem Hintergrund auch zukünftig weiter steigender Preise für diese Art von Energieträgern von besonderer Bedeutung. Die Technologien zur saisonalen Wärmespeicherung befinden sich zurzeit jedoch noch im Entwicklungsstadium [164].

Die Entscheidung für die Art des saisonalen Energiespeichers hängt oftmals von den örtlichen, geologischen und hydrogeologischen Verhältnissen am jeweiligen Standort ab [79]. Nachfolgend sind dazu die aktuell verfügbaren Technologien zur Langzeit-Wärmespeicherung aufgeführt: [79], [129], [158], [118]

- **Behälter-Wärmespeicher** werden synonym auch als Heißwasser-Wärmespeicher oder Erdtank-Wärmespeicher bezeichnet. Sie sind für die Speicherung von Wasser im Temperaturbereich bis $\vartheta = 95\text{ °C}$ mit Hilfe von teilweise oder gänzlich im Erdboden eingelassenen, wärmegeprägten zylindrischen Behältern aus Edelstahl, speziellem wasserundurchlässigem Beton oder glasfaserverstärkten Kunststoffen (GFK) vorgesehen. Diese Speicher können unabhängig von der Bodenbeschaffenheit in unterschiedlichen Größen bis zu mehreren Tausend Kubikmetern an Volumen umfassen. Eine Abwandlung dieser Speicherform ist der Erdbecken-Wärmespeicher, der lediglich aus einer abgedichteten und gedämmten Grube im Erdreich besteht.
- **Erdbecken-Wärmespeicher** sind meist pyramidenförmig gestaltete Erdgruben, die mit einer wasserdichten Kunststoffolie ausgekleidet und mit einem Kies-Wasser-Gemisch gefüllt sind. Zudem ist der Wärmespeicher allseitig gedämmt. Die Be- und Entladung des Speichers kann direkt durch den Austausch von Speicherwasser oder auch indirekt über eingelegte Rohrschlangen erfolgen. Diese Speicher werden aufgrund des verwendeten Speichermediums auch als Kies-Wasser-Wärmespeicher bezeichnet.
- **Erdsonden-Wärmespeicher** speichern die Wärme direkt im Erdreich oder in Gesteinsschichten im natürlichen Untergrund. Geeignete Untergründe sind wassergesättigte Tone und Tongesteine, die eine hohe Wärmekapazität aufweisen und gleichzeitig sehr dicht sind, wodurch sie mögliche Grundwasserbewegungen unterbinden. Die Wärmeübertragung erfolgt über in den Erdboden eingelassene U-förmige Sonden oder Wärmeübertragerrohre. Zur effizienten Langzeitspeicherung hoher Temperaturen sind Speichergrößen mit großem Volumen ($V > 50.000\text{ m}^3$ Erdreichvolumen) sinnvoll.
- **Aquifer-Wärmespeicher** nutzen natürlich vorkommende, nach oben und nach unten hin abgeschlossene Grundwasserschichten für die Wärmespeicherung. Die Wärme wird dabei über Brunnenbohrungen in den Speicher eingebracht oder durch Umkehrung der Durchströmungsrichtung wieder entnommen. Aufgrund seiner tiefen Lage (zum Teil tiefer als 100 m unter der Geländeoberkante) ist eine Wärmedämmung dieser Speicher nicht möglich. Aufgrund der daraus

⁸⁷Projekte zur solaren Nahwärmeversorgung wurden zum Beispiel im Rahmen der Forschungsprogramme Solarthermie-2000 sowie Solarthermie2000plus im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit umgesetzt.

resultierenden Wärmeverluste sind Aquifer-Wärmespeicher nur mit großen Volumina sinnvoll ($V > 100.000 \text{ m}^3$).

Eine Übersicht zu den verschiedenen zuvor aufgeführten Technologien, mit denen die langfristige Wärmespeicherung außerhalb von Gebäuden möglich ist, kann Tabelle 5.1 entnommen werden. Behälter- und Erdbecken-Wärmespeicher eröffnen dabei sehr vielseitige Einsatzbereiche, da diese weitestgehend unabhängig von der Geologie des Baugrundes und auch in kleiner Baugröße, beispielsweise als Wärmespeicher für einen Zeitraum von Tagen bzw. Wochen, eingesetzt werden können [204]. Demnach wird der Schwerpunkt weiterer Betrachtungen auf die beiden Speicherkonzepte gelegt.

Speichertyp	Erdtank-	Erdbecken-	Erdsonden-	Aquifer-
	Wärmespeicher			
Speicher- aufbau	Behälter mit Tragwerk aus Stahlbeton o. GFK allseitige Wärmedämmung Edelstahlauskleidung o. WU-Beton Wasserfüllung	Erdbecken (hergest. Grube im Erdreich) allseitige Wärmedämmung Abdichtung mit Kunststoffolie Füllung mit Wasser, Kies (bzw. Kies, Erdreich, etc.)	vertikale Doppel-U-Rohre als Erdwärmesonden in wassergesättigtem Erdreich Wärmedämmung nur im oberen Speicherbereich möglich	verfilterte Brunnen in natürlich vorkommenden, möglichst nach oben u. unten abgeschlossenen Grundwasserschichten keine Wärmedämmung möglich
Speicher- medium	Wasser	Kies-Wasser-Gemisch	natürlich vorkommendes Erdreich	natürlich vorkommendes Erdreich
Speicher- kapazität	60 – 80 kWh/m ³	30 – 50 kWh/m ³	15 – 30 kWh/m ³	30 – 40 kWh/m ³
Speicher- volumen ⁸⁸	1 m ³	1,3 – 2,0 m ³	3 – 5 m ³	2 – 3 m ³

Tabelle 5.1: Konzepte für Langzeitwärmespeicher, eigene Darstellung, abgeleitet aus den Angaben in [204] und [163]

Hinsichtlich der Wärmekapazität und des Betriebsverhaltens sind Heißwasser-Wärmespeicher (Behälter-Wärmespeicher) gegenüber Kies-Wasser-Wärmespeichern (Erdbecken-Wärmespeicher) vorteilhafter.⁸⁹ Kies-Wasser-Wärmespeicher haben hingegen Vorteile, wenn statische Gründe im Vordergrund stehen (beispielsweise aufgrund einer Nutzung der darüber liegenden Oberfläche als Straßen- oder Parkfläche). Im Vergleich zu Heißwasser-Wärmespeichern sind keine zusätzlichen baukonstruktiven Maßnah-

⁸⁸bezogen auf 1 m³ Wasseräquivalent

⁸⁹Wasser besitzt im Vergleich zu einem Kies-Wasser-Gemisch eine höhere spezifische Wärmekapazität und kann somit eine größere Menge an thermischer Energie bei gleichem Volumen speichern.

men zur oberen Abdeckung des Speichers erforderlich [164]. Um dies zu verdeutlichen, sind in Tabelle 5.2 beispielhaft mögliche Varianten zur Abdeckung von Heißwasser-Wärmespeichern dargestellt, mit denen jeweils unterschiedliche Einschränkungen hinsichtlich der Nutzung der darüber liegenden Fläche und der Zugänglichkeit verbunden sind. In vorausgegangenen Forschungsvorhaben wurden dazu Untersuchungen hinsichtlich Ausführungsvarianten für die obere Abdeckung von Heißwasser-Wärmespeicher durchgeführt.⁹⁰

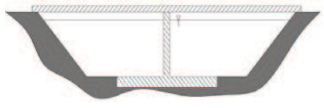
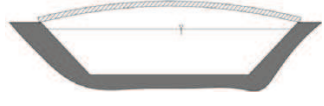

Art der Abdeckung	Vorteile	Nachteile
 <p>Abgestützt</p>	<p>Abdeckung begehbar/befahrbar Speicher zugänglich/wartbar (fast) beliebige Speichergröße</p>	<p>Durchstoßpunkte an innerer Abdichtung Wärmebrücken Stützenfundament erforderlich</p>
 <p>Freitragend</p>	<p>Abdeckung begehbar/befahrbar Speicher zugänglich/wartbar</p>	<p>aufwändige, teure Konstruktion relativ hoher Aufbau begrenztes Speichervolumen</p>
 <p>Schwimmend</p>	<p>einfache, günstige Konstruktion (fast) beliebige Speichergröße</p>	<p>begrenzte Begehbarkeit/Befahrbarkeit eingeschränkter Zugang/Wartbarkeit komplizierte Konstruktion des Be- u. Entladesystems</p>

Tabelle 5.2: Übersicht zu den Abdeckungsarten für Heißwasser-Wärmespeicher (Darstellung in Anlehnung an [164])

Bei der saisonalen Wärmespeicherung sind ein bis zwei Lade-Entlade-Zyklen pro Jahr typisch. Qualitativ gilt, dass der Speicherwirkungsgrad (Verhältnis von Nutzwärme zur eingespeicherten Wärme) mit dem Volumen zunimmt. Daher kommen für eine Langzeitspeicherung nur große Speichervolumina in Frage [227]. Die Dimensionen ausgeführter Erdtank-Speicher und Erdbecken-Speicher variieren dabei jedoch zwischen $V = 100 \text{ m}^3 \dots 10.000 \text{ m}^3$ [167]. Zudem unterscheiden sich die jeweiligen Speicherkonstruktionen hinsichtlich ihrer baukonstruktiven Aufbauten, ihrer geometrischen Formen, ihrer Be- und Entladevorrichtungen und der Größe des angeschlossenen Versorgungsgebietes in dem Maße, dass eine Ableitung allgemein gültiger Randgrößen zur Dimensionierung und Auslegung derartiger Wärmespeicher nur schwer vorgenommen werden kann.

Bei der Planung und Herstellung derartiger Speicher, die teilweise oder vollständig unterhalb der Erdoberfläche errichtet werden, sind vor allem Fragen der Wärmedämmung und der Abdichtung gegen Wasserverluste sowie gegen Eintrag von Grund- und Oberflächenwasser von großer Bedeutung. Dies wird nachfolgend näher erläutert.

5.3.2.2. Wärmedämmung von Behälter- und Erdbecken-Wärmespeichern

Um Wärmeverluste des Speichers gegen das umgebende Erdreich möglichst gering zu halten, sollte eine allseitige Wärmedämmung zum Einsatz kommen. Auf eine Dämmung des Speicherbodens wurde in früheren Projekten aufgrund der angenommenen Temperaturschichtung im Speicherinneren noch

⁹⁰Siehe Forschungsvorhaben zur Weiterentwicklung der Erdbecken-Wärmespeichertechnologie der Universität Stuttgart, Institut für Thermodynamik und Wärmetechnik, im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit.

verzichtet, der Einbau einer wärmedämmenden Schicht wird jedoch auch im Bodenbereich empfohlen. Die Anforderungen an die Dämmstoffe unterscheiden sich zum Teil von den Anforderungen an herkömmliche Dämmstoffe für das Bauwesen, wobei folgende Eigenschaften des Dämmmaterials zwingend erfüllt werden müssen [164, 168]:

- Temperaturbeständigkeit kurzfristig bis $\vartheta = 100\text{ °C}$, permanent $\vartheta = 80\text{...}90\text{ °C}$,
- Langzeit- und Alterungsbeständigkeit,
- Druckbeständigkeit (auch bei Feuchtebelastung und hohen Temperaturen), vor allem im Bodenbereich der Wärmespeicher,
- Beständigkeit/Unempfindlichkeit gegen Wasser und Wasserdampf,
- gute Trocknungseigenschaften,
- Unempfindlichkeit gegen Mikroorganismen und Nagetiere,
- Umweltverträglichkeit,
- Schutz vor Witterungseinflüssen während des Einbaus der Wärmedämmung.

Die Dämmstoffe können dabei in Form von Schüttgut (z.B. Blähglasgranulat oder Schaumglasschotter) oder Dämmstoffplatten (z.B. XPS-Dämmplatten) gefertigt und vor Ort eingebaut werden. Die Dämmstärke sollte von unten nach oben zunehmen, da im oberen Speicherbereich die höchsten Temperaturen während der Speichernutzung auftreten [164, 168]. Trotz der großen Auswahl an verfügbaren Dämmstoffen ist die Anzahl der erhältlichen Wärmedämmstoffe, die für den Einsatz in erdvergrabenen Wärmespeichern geeignet sind, gering [164]. Verschmutzungen, Temperatur- und Feuchteinflüsse können die Wärmedämmeigenschaften eines Wandaufbaus erheblich beeinträchtigen. Die Wärmedämmung muss nicht nur möglichst kosteneffektiv eingebracht werden, sondern während des Einbauprozesses auch trocken (geschützt vor Witterungseinflüssen) und schadensfrei bleiben. Für große Wärmespeicher eignen sich insbesondere schüttfähige und druckbeständige Dämmstoffe. Das Einbringen von rieselfähiger Wärmedämmung durch Schütten oder Einblasen ist im Vergleich zum Anbringen von Plattenmaterial speziell bei großen Speichervolumina und somit großen Böschungslängen wesentlich effektiver und kostengünstiger. Zudem kann aufgrund der schnelleren Einbauverfahren das Risiko der Durchfeuchtung durch Niederschläge minimiert werden [165].

5.3.2.3. Abdichtung von Behälter- und Erdbecken-Wärmespeichern

Die Abdichtung der Speicherkonstruktion kann beispielsweise durch Abdichtungsbahnen (z.B. bei Kies-Wasser-Wärmespeichern) oder mit Hilfe von Edelstahlblechen (z.B. bei Heißwasser - Wärmespeichern) erzielt werden. Hinsichtlich der Abdichtung mit polymeren und elastomeren Bahnen ist zu beachten, dass diese keine vollumfängliche Wasserdampfdichtigkeit aufweisen. Eine Durchfeuchtung der Wärmedämmung könnte somit nicht ausgeschlossen werden. Folglich wird empfohlen, bei erdvergrabenen Wärmespeichern die Abdichtungsbahnen aus Kunststoff in Verbindung mit Dampfsperren oder beispielsweise einlamierten Aluminium-Verbundfolien zu versehen [167]. Die Anforderungen an die Abdichtungsbahnen sind vergleichbar mit den zuvor genannten Anforderungen an die Wärmedämmstoffe. Zusätzlich sind jedoch weitere Eigenschaften erforderlich [164]:

- Wasserdichtigkeit,
- Hydrolysebeständigkeit,
- Schweißbarkeit (Verarbeitbarkeit bei der Verbindung mehrerer Abdichtungsbahnen).

Vorteilhaft für den Einsatz von Edelstahlblechen zur Abdichtung der Speicheranlagen ist deren Wasser- und Wasserdampfdiffusionsdichtigkeit sowie deren uneingeschränkte Verträglichkeit mit den auftretenden hohen Temperaturen. Als nachteilig erweist sich die Gefahr der Oxidation der Bleche bzw. der Schweißnähte, die langfristig zu einer Einschränkung der Materialeigenschaften führt [164].

5.3.2.4. Wärmeverluste von Behälter- und Erdbecken-Wärmespeichern

Bei der Mehrzahl der errichteten Anlagen waren die aufgetretenen Wärmeverluste höher als ursprünglich im Rahmen der Planung angenommen. Dies kann unter anderem in direktem Zusammenhang mit der Wirksamkeit von Abdichtung und Wärmedämmung des Speichers betrachtet werden. Die Wärmeverluste sind im Wesentlichen auf folgende Ursachen zurückzuführen [164, 166, 165]:

- veränderte Temperaturverläufe (mittlere Speichertemperatur) aufgrund von geänderten Lasten oder Systemkonfigurationen gegenüber dem Planungsstand,
- schlechtere bzw. geringere Temperaturschichtung und damit verbundene höhere Wärmeverluste im meist ungedämmten Bodenbereich,
- unzureichend bekannte Stoffwerte (Wärmeleitfähigkeit der eingesetzten Wärmedämmung und des umgebenden Erdreichs, Wasserdampfdiffusionswiderstand der Abdichtung),
- unzureichend bekannte Randbedingungen (Grundwasserstand, Grundwasserfluss),
- unzureichender Schutz des Wandaufbaus vor (Grund-) Wassereintrag.

Bei den bisher realisierten Anlagen zur saisonalen Wärmespeicherung wurde zudem ersichtlich, dass sich die Wärmeleitfähigkeit der verwendeten Dämmmaterialien unter Feuchteinfluss mit zunehmender Temperatur erhöht, was in der Betriebsphase zu unvorhergesehenen Wärmeverlusten führen kann [167]. Während viele der zuvor aufgeführten Gründe für die aufgetretenen Wärmeverluste bei der Planung nicht abschätzbar sind, ist die Zunahme der Wärmeverluste durch Feuchtigkeit und hohe Temperaturen theoretisch modellierbar. Mit den bisher verwendeten Modellen zur Simulation des thermo-hydraulischen Verhaltens der Wärmespeicher ist dies jedoch nur bedingt möglich [166]. Weiterhin zeigte sich, dass die Berechnung der Wärmeverluste mit den in der DIN 4108-4⁹¹ angegebenen Bemessungswerten zur Wärmeleitfähigkeit von Wärmedämmstoffen zu deutlichen Fehlern führen kann. Im Vergleich zu Hersteller- oder DIN-Angaben ergaben Untersuchungen, dass im realen Betrieb die Werte für die effektive Wärmeleitfähigkeit und somit für die Wärmeverluste um den Faktor 4 bis 10 höher sein können [165]. Hier ist folglich nach wie vor Potenzial zur Verbesserung der baukonstruktiven Aufbauten sowie der Simulation des thermischen Verhaltens der Wärmespeicher vorhanden. Dies sollte Gegenstand weiterer Untersuchungen sein.

5.3.3. Kostenbetrachtungen zu Langzeit-Wärmespeichern

5.3.3.1. Allgemeines zu Kostenbetrachtungen für Langzeit-Wärmespeicher

Für die weiterführende Untersuchung der Langzeit-Wärmespeicher außerhalb von Gebäuden hinsichtlich ihrer Wirtschaftlichkeit sind zunächst Kenntnisse über die zu erwartenden Planungs- und Herstellkosten, über die Kosten für den Betrieb, die Wartung sowie die Instandhaltung erforderlich. Bisher sind jedoch nur wenige allgemein gültige Kostenkennzahlen für Langzeit-Wärmespeicher vorhanden. In einem ersten Schritt können dazu die Gesamtherstellkosten für Langzeit-Wärmespeicher auf der Grundlage der bisher realisierten Projekte ermittelt werden. Die Kosten sind in der Literatur überwiegend als Gesamtsumme sowie als spezifische Kosten in Euro pro m³ wasseräquivalenten Speichervolumens aufgeführt. Die Informationen zu den Herstellkosten bisher dokumentierter Projekte sind in Tabelle 5.3 zusammengestellt.

Dabei wird deutlich, dass sich die bisher errichteten und im Betrieb befindlichen Speicheranlagen in starkem Maße voneinander unterscheiden. Sowohl die Speichergröße (Volumen) als auch der jeweilige baukonstruktive Aufbau, die Geometrie der Speicher und viele weitere Randbedingungen variieren bei den bisher realisierten und dokumentierten Anlagen. Die zu erwartenden Kosten, welche die Planung, der Bau und der Betrieb derartiger Wärmespeichersysteme verursachen, sind zudem nur unzureichend dokumentiert. Dies begründet sich in der nur sehr geringen Anzahl realisierter Projekte mit

⁹¹DIN 4108-4 (2007): Wärmeschutz und Energie-Einsparung in Gebäuden; Teil 4: Wärme- und Feuchteschutz-technische Bemessungswerte

Langzeitwärmespeichern außerhalb von Gebäuden. Somit ist es bislang kaum möglich, allgemein gültige Randbedingungen für die Bewertung der Kosten für die saisonalen Wärmespeicher abzuleiten. Nachfolgend werden die verfügbaren Angaben zu den Herstellkosten für Langzeit-Wärmespeicher vorgestellt. Dabei wird exemplarisch jeweils auf ein realisiertes Projekt mit Kies-Wasser-Wärmespeicher bzw. Heißwasser-Wärmespeicher eingegangen.

Speichertyp	Konstruktionsart	Projektstandort	Inbetriebnahme	Speichervolumen (absolut)	Baukosten (absolut) i. Euro	spezif. Kosten ⁹² i. Euro/m ³
Heißwasserwärmespeicher	Erdtank (Stahlbeton)	Friedrichshafen	1996	12000 m ³	1.364.000	114
	Erdtank (Stahlbeton)	Hamburg	1996	4500 m ³	960.000	213
	Erdtank (Stahlbeton)	Hannover	2000	2750 m ³	767.000	279
	Erdtank (Stahlbeton)	Rottweil	1995	600 m ³	271.941	453
	Erdtank (Kunststoff)	Ilmenau	1997	300 m ³	140.350	467
	Erdtank (Stahlbeton)	München	2007	5700 m ³	877.800	154
Kies-Wasserwärmespeicher	Erdbecken	Chemnitz	2000	8000 m ³	629.098	118
	Erdbecken	Eggenstein	2008	4500 m ³	432.000	96
	Erdbecken	Steinfurt	1998	1500 m ³	352.071	235
Erdsondenwärmespeicher	Erdsonden	Crailsheim	2007	37500 m ³	n.b.	44
	Erdsonden	Neckarsulm I	1997	20160 m ³	464.442	93
	Erdsonden	Neckarsulm II	2001	63300 m ³	n.b.	n.b.
	Erdsonden	Attenkirchen	2002	9350 m ³	n.b.	n.b.
Aquiferwärmespeicher	natürlicher Aquiferspeicher	Rostock	2000	20000 m ³	171.416	34

Tabelle 5.3: Baukosten realisierter Wärmespeicherprojekte (ohne Planung, ohne MwSt.; eigene Darstellung, Zahlenwerte entnommen aus [145, 142, 219])

5.3.3.2. Untersuchungen zu den Herstellkosten realisierter Kies-Wasser-Wärmespeicher

Nachfolgend sind zunächst die verfügbaren Kostenangaben für ausgewählte Wärmespeicheranlagen in Eggenstein-Leopoldshafen und München zusammengestellt, die aus den Projektdokumentationen und Angaben der Forschungseinrichtungen, welche die Projekte zur Langzeit-Wärmespeicherung wissenschaftlich begleitet haben, entnommen werden können. Weiterhin wurden Kostenansätze für geeignete Baustoffe zur Wärmedämmung, Abdichtung sowie für unterschiedliche Bauelemente, Wand- und Deckenaufbauten der Wärmespeicherkonstruktionen ermittelt. Diese Angaben bilden die Grundlage für die Kostenschätzung und Kostenberechnung der Herstellkosten (Investitionskosten), mit denen im Anschluss weiterführende Wirtschaftlichkeitsuntersuchungen an ausgewählten Modellen vorgenommen werden sollen.

Kies-Wasser-Wärmespeicher in Eggenstein-Leopoldshafen

Der saisonale Kies-Wasser-Wärmespeicher besitzt ein Volumen von $V = 4.500 \text{ m}^3$. Dies entspricht einem Wasseräquivalent von $V = 3.000 \text{ m}^3$. Ein Lageplan des solar unterstützten Nahwärmenetzes mit dem integrierten Kies-Wasser-Wärmespeicher ist in Abbildung 5.1 enthalten. Die Speicherform wird aus zwei aufeinander gestellten Kegelstümpfen gebildet. Da anstehendes Grundwasser in einer Höhe von $H = 7,50 \text{ m}$ unter Geländeoberkante (GOK) vorhanden war, wurde der obere Kegelstumpf über der GOK errichtet. Der Bau des Speichers unterhalb des Niveaus des Grundwasserspiegels wäre mit erheblichen Mehrkosten verbunden gewesen [20].

⁹²bezogen auf 1 m³ Wasseräquivalent

Als Schutz der Wärmedämmung vor aufsteigendem Grundwasser wurde der Speicher umlaufend mit einer PEHD-Dichtbahn gegen das Erdreich abgedichtet. Als Abdichtung zum Speichermedium kam eine dampfdiffusionsoffene Dichtungsbahn aus Kunststoff mit zusätzlicher Sperrschicht (PEHD-Aluminiumverbundfolie) zur Anwendung. Im unteren Bereich wurde der Speicher bis auf eine Höhe von $H = 2,50$ m mit gewaschenem Kies (Korngröße 16 - 32 mm) aufgefüllt. Es folgt eine Sand-Erdreich-Schicht bis GOK, die größtenteils aus dem Baugrubenaushub besteht. Im Deckelbereich wurde wiederum eine Schicht mit gewaschenem Kies (Korngröße 16 - 32 mm) verfüllt. Durch die Wiederverwendung des Baugrubenaushubs (circa 50 % des Aushubs wurden für den Wiedereinbau verwendet) konnten die Baukosten gering gehalten werden. Die einzelnen Schichten wurden durch Geovliese separiert, um das Eindringen gelöster Partikel in die Kiesschichten zu verhindern [20]. Der Wandaufbau des Kies-Wasser-Wärmespeichers in Eggenstein-Leopoldshafen ist in Abbildung 5.2 dargestellt.

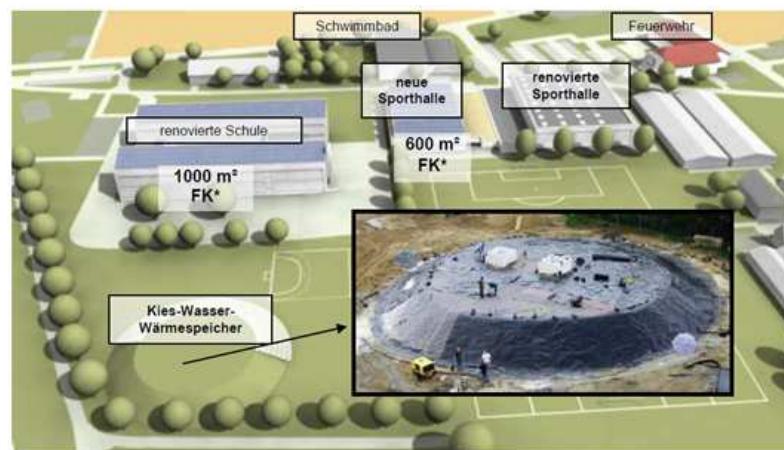


Abb. 5.1: Lageplan des solar unterstützten Nahwärmenetzes mit Kies-Wasser-Wärmespeicher in Eggenstein-Leopoldshafen (Quelle: [20])

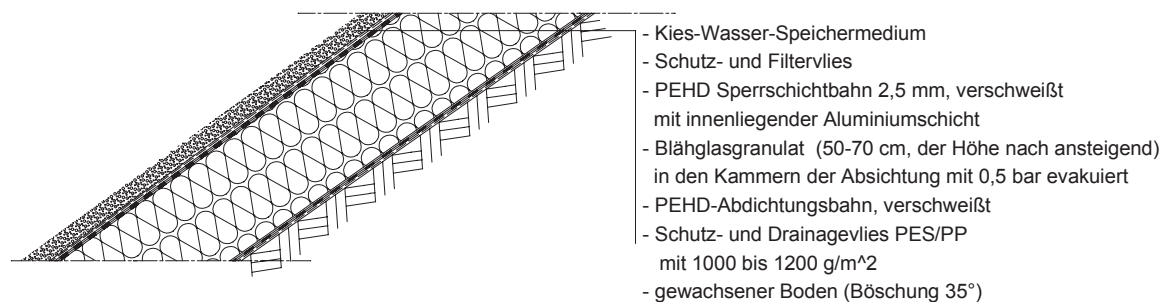


Abb. 5.2: Wandaufbau des Kies-Wasser-Wärmespeichers in Eggenstein-Leopoldshafen (eigene Darstellung, basierend auf den Angaben aus [20])

Der Speicher wurde allseitig wärmegeklämt. Im Bodenbereich wurde eine $\delta = 50$ cm starke Wärmedämmschicht aus Blähglasgranulat verwendet. Die Wandbereiche mit einem Neigungswinkel von mehr als $\alpha = 35^\circ$ wurden ebenfalls mit Blähglasgranulat in ansteigender Schichtdicke bis $\delta = 70$ cm gedämmt. Als Dämmmaterial für den oberen Kegelstumpf wurde Schaumglasschotter in einer Stärke von $\delta = 70 \dots 90$ cm eingesetzt. Beide Materialien sind druckfest und havariesicher. Die äußeren und inneren Abdichtungsfolien wurden zu 30 Kammern verschweißt. In diese wurde das Dämmmaterial eingeblasen.

Sogenannte Primärtaschen wurden erzeugt, indem die innere PEHD-Aluminium-Verbundfolie (Sperrschichtbahn) auf die äußere PEHD-Kunststoffdichtungsbahn aufgeschweißt wurde. Die entstehenden Taschen wurden wiederum untereinander mit einer PEHD-Sperrschichtbahn als Verbindungsfolie verschweißt, so dass die innere Abdichtungslage und weitere sogenannte Sekundärtaschen entstanden sind. In diese Taschen wurde das Dämmmaterial eingebracht und anschließend auf einen Unterdruck von ca. $p = 0,5$ bar evakuiert. Die Gewährleistung dieses Unterdrucks dient zugleich zur Prüfung der Dichtigkeit der Kammern. Das Leckageprüfverfahren kann sowohl während des Baus als auch der Nutzungsphase angewendet werden, um Undichtigkeiten der Speicherhülle lokalisieren zu können [178], [187]. Die Kosten für die Herstellung des Wärmespeichers in Eggenstein-Leopoldshafen sind in der nachfolgenden Übersicht in Tabelle 5.4 zusammengefasst.

Kostengruppe	relative Kostenverteilung	Kosten
Erdarbeiten u. Betonarbeiten	18,0 %	77.760 Euro
Abdichtung	36,0 %	155.522 Euro
Wärmedämmung	30,0 %	129.600 Euro
Be- und Entladeeinrichtung	4,0 %	17.280 Euro
sonstiges	12,0 %	51.840 Euro
Summe	100,0 %	432.000 Euro

Tabelle 5.4: Kostenübersicht zum Kies-Wasser-Wärmespeicher in Eggenstein-Leopoldshafen (eigene Darstellung, basierend auf den Angaben aus [20])

5.3.3.3. Untersuchungen zu den Herstellkosten realisierter Heißwasser-Wärmespeicher

Heißwasser-Wärmespeicher in München-Ackermannbogen

Im Frühjahr 2007 wurde im Neubaugebiet *Am Ackermannbogen* am Olympia Park in München ein solares Nahwärmesystem mit Langzeit-Wärmespeicher fertig gestellt. Der dort errichtete Behälter-Wärmespeicher aus Beton kann ein Wasservolumen von $V = 5.700 \text{ m}^3$ aufnehmen. Warmes Wasser wird aus dem oberen Bereich des Speichers entnommen, über den Verdampferkreis einer angeschlossenen Wärmepumpe abgekühlt und im unteren Bereich des Speichers wieder beladen [2].



Abb. 5.3: Heißwasser-Wärmespeicher in München, Abbildung aus [2])

Das Fundament des Behälters wurde in einer rund fünf Meter tiefen Baugrube als umgekehrter Kegelstumpf in Ortbeton ausgeführt. Darauf wurde ein zehn Meter hoher Zylinder aus vorgespannten Betonfertigteilen aufgesetzt, auf dessen Innenseite eine Edelstahlauskleidung als Abdichtung des Wärmespeichers gegen Wasserverluste vormontiert wurde. Die Wandfertigteile wurden stumpf gestoßen und mit Stahlteleskopstangen abgestützt. Nach dem Stellen der insgesamt 26 Wandfertigteile wurden diese mit Hilfe von Spannritzen in 23 Ebenen vorgespannt. Der obere Abschluss wurde als Druckring zur Aufnahme der Dachkonstruktion ausgeführt. Darauf wurde ein weiterer Kegelstumpf aus vorgespannten Fertigteilen mit Edelstahlauskleidung als Speicherdeckel aufgesetzt. Aufgrund der Form des Speichers wurde ein sehr effizientes A/V-Verhältnis⁹³ erzielt, was dem angestrebten Optimum einer Kugel nahe kommt. Somit können die Wärmeverluste über die Speicheraußenhülle möglichst gering gehalten werden. Die Stöße der innenseitig angebrachten Edelstahlbleche wurden von innen überlappend verschweißt. Der untere Speicherbereich erhielt eine $\delta = 20$ cm starke Wärmedämmung aus Schaumglasschotter. Im Wand- und Deckelbereich wurde Blähglasgranulat in einer Membranschalung verwendet, um den Behälter mit einer Wärmedämmung zu versehen. Die Dämmstärke wurde von unten nach oben aufsteigend bis auf maximal $\delta = 70$ cm erhöht, da im Deckelbereich wesentlich höhere Temperaturen vorhanden sind und demzufolge höhere Wärmeverluste auftreten können. Durch eine vertikale Drainage wird die Wärmedämmung vor Erdfeuchtigkeit geschützt [144]. Der Wandaufbau des Speichers kann Abbildung 5.4 entnommen werden.

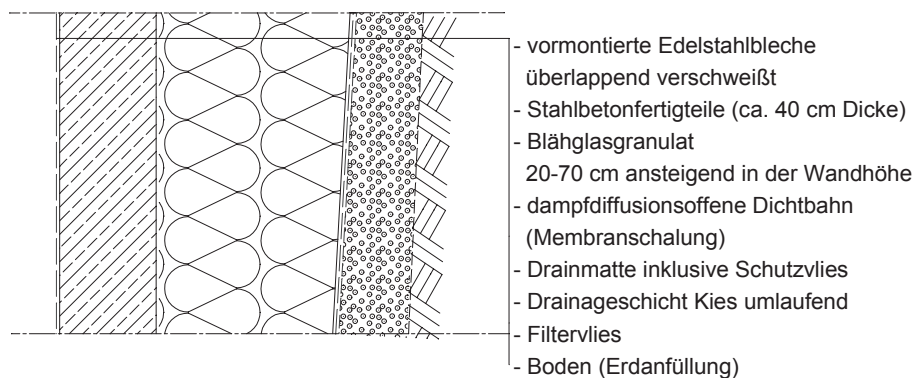


Abb. 5.4: Querschnitt des Behälter-Speichers in München (Eigene Darstellung, basierend auf den Angaben aus [144] und [2])

Die Kosten zur Errichtung des Wärmespeichers beliefen sich auf circa 877.800 Euro. Eine Übersicht über die dokumentierten unterschiedlichen Kostengruppen ist in Tabelle 5.5 zusammengestellt.

Kostengruppe	relative Kostenverteilung	Kosten
Erdarbeiten u. Betonarbeiten	55,0 %	482.790 Euro
Abdichtung	20,0 %	175.560 Euro
Wärmedämmung	16,0 %	140.448 Euro
Be- und Entladeeinrichtung	8,0 %	70.224 Euro
sonstiges	1,0 %	8.778 Euro
Summe	100,0 %	877.800 Euro

Tabelle 5.5: Kostenübersicht zum Heißwasser-Behälterwärmespeicher in München (eigene Darstellung, basierend auf den Angaben aus [144])

⁹³Verhältnis der Fläche der erdberührenden Außenwände zum Gesamtvolumen des Speichers

5.3.3.4. Herstellkosten von Heißwasser- und Kies-Wasser-Wärmespeichern

In Tabelle 5.6 sind die Herstellkosten speziell für Behälter- und Erdbecken-Wärmespeicher nochmals gegenübergestellt. Bei der Betrachtung der Kosten pro m³, der Kosten pro m³ wasseräquivalenten Speichervolumens oder der Kosten pro kWh Speicherkapazität wird ebenfalls deutlich, dass sich die bisher realisierten Projekte in starkem Maße voneinander unterscheiden und klare Tendenzen zur Abschätzung der Baukosten auf der Grundlage bisheriger Projekte nur schwer ableitbar sind.

Speichertyp	Behälter-Wärmespeicher				Erdbecken-Wärmespeicher	
Standort	Friedrichshafen	Hamburg-Bramfeld	Hannover-Kronsberg	München-Ackermannb.	Steinfurth Borghorst	Eggenstein Leopoldshafen
Inbetriebnahme	1996	1996	2000	2007	1999	2009
Speichermedium	Heißwasser				Kies-Wasser	
Speichervolumen in m ³	12.000	4.500	2.750	5.700	1.500	4.500
Investitionskosten ⁹⁴ in €	1.364.000	960.000	767.000	877.800	352.071	432.000
Kosten in €/m ³	114	213	279	154	235	96
Kosten in €/m ³ wasseräquiv. Speichervolumen	114	213	279	154	352	144
Kosten in €/kWh Speicherkapazität	1-2	3-4	3-5	2-3	5-8	2-3

Tabelle 5.6: Herstellkosten realisierter Behälter- und Erdbecken-Wärmespeicher (ohne Planung, ohne MwSt.; eigene Darstellung, Zahlenwerte entnommen aus [145, 142, 219])

Bei der Gegenüberstellung der Verteilung der Baukosten können jedoch einige Unterschiede zwischen erdvergrabenen Behälter- und Erdbecken-Wärmespeichern abgeleitet werden. Die Kostengruppen mit den höchsten Kosten bei erdvergrabenen Behälter-Wärmespeichern sind die Betonarbeiten sowie die Erdarbeiten (inklusive Baustelleneinrichtung), deren Anteil an den gesamten Herstellkosten etwa gleich hoch ist. Es folgen die Aufwendungen für die Abdichtung und Wärmedämmung. Dem gegenüber fallen bei Erdbecken-Wärmespeichern die höchsten Kosten für die Abdichtung und Wärmedämmung an. Danach folgt der Kostenanteil für die Erdarbeiten (inklusive Baustelleneinrichtung). Die größte Einsparung bei Erdbecken-Wärmespeichern besteht darin, dass keine kostenintensiven Betonarbeiten erforderlich sind. Die Abbildung 5.7 stellt eine Übersicht zur Kostenverteilung der Gesamtinvestitionskosten auf der Basis der zuvor ermittelten Kostenansätze aus den realisierten Projekten in Deutschland dar.⁹⁵

⁹⁴ ohne Planung / MwSt.

⁹⁵ Zur vergleichenden Betrachtung unterschiedlicher Speichertypen mit verschiedenen Speichermedien (Wasser bzw. Kies-Wasser-Gemisch) wird das wasseräquivalente Volumen (WÄ) angegeben. Die Wärmekapazität von Kies-Wasser-Gemischen beträgt dabei etwa 2/3 im Vergleich zur Wärmekapazität von Wasser.

Speichertyp	Behälter-Wärmespeicher				Erdbecken-Wärmespeicher	
Standort	Friedrichsh.	Hamburg	Hannover	München	Steinfurth	Eggenstein
Erdarbeiten inklusive Baustelleneinrichtung						
Kosten (Gesamt) in €	272.800	268.800	294.615	484.500	89.994	78.000
Kosten in €/m ³	22,73	59,73	107,13	85,0	89,99	26,0
Betonarbeiten						
Kosten (Gesamt) in €	491.040	259.200	313.578			
Kosten in €/m ³	40,92	57,60	114,03			
Abdichtung						
Kosten (Gesamt) in €	300.080	220.800	enthalten in	176.700	110.340	156.000
Kosten in €/m ³	25,01	49,07	Betonarbeiten	31,0	110,34	52,0
Wärmedämmung						
Kosten (Gesamt) in €	122.786	144.000	97.867	142.500	103.377	129.000
Kosten in €/m ³	10,23	32,00	35,59	25,0	103,38	43,0
Be- und Entladeeinrichtung						
Kosten (Gesamt) in €	81.840	28.800	12.954	68.400	30.148	18.000
Kosten in €/m ³	6,82	6,40	4,71	12,0	30,15	6,00
Sonstiges						
Kosten (Gesamt) in €	95.480	38.400	47.986	5.700	18.212	51.000
Kosten in €/m ³	7,96	8,53	17,45	1,00	18,21	17,0
Planung / Genehmigung						
Kosten (Gesamt) in €	k.A.	k.A.	72.605	k.A.	35.790	k.A.
Kosten in €/m ³			26,40		35,79	

Tabelle 5.7: Kostenverteilung der Gesamtinvestitionskosten für Erdbecken- und Behälterwärmespeicher

5.3.4. Erstellung unterschiedlicher Modelle von Langzeit-Wärmespeichern

Für Untersuchungen zur Wirtschaftlichkeit von erdvergrabenen Behälter- und Erdbecken- Wärmespeichern sind vergleichbare Modelle der jeweiligen Speichertypen erforderlich. Nachfolgend wird jeweils ein optimierter erdvergrabener Heißwasser-Wärmespeicher und ein Kies-Wasser-Wärmespeicher konzipiert. Um geringe Wärmeverluste und eine gute thermische Schichtung des Speichermediums im Speicher zu erreichen, sollte dazu beispielsweise das A/V-Verhältnis bei beiden Speichertypen möglichst gering und das Verhältnis der Speicherhöhe zum Speicherdurchmesser möglichst maximal sein. Für die Geometrie wurde ein Rechenmodell erarbeitet, das unter Eingabe der unterschiedlichen Höhen und Radien die Oberfläche und das Volumen des Speichers berechnet. Als Optimierungskriterium wurde ein geringes A/V-Verhältnis gewählt, das durch einen iterativen Prozess minimiert werden muss. Die Auswahl der Radien und Höhen ist jedoch an einige Bedingungen geknüpft, die in Verbindung mit den gewählten Baumaterialien und -abläufen eingehalten werden müssen. Parallel dazu liegt für jeden Speichertyp eine Auswahl der Baumaterialien vor, die nach den gewonnenen Erkenntnissen aus den dokumentierten und realisierten Projekten die jeweils favorisierten Lösungen darstellen. Im Ergebnis wurde ein optimierter Aufbau für Boden-, Wand- und Deckelbereiche erarbeitet.

5.3.4.1. Modell eines Standard-Erdbecken-Wärmespeichers

Anhaltspunkte für den konstruktiven Aufbau des Speichers geben hier die realisierten Projekte in

Chemnitz⁹⁶ (Inbetriebnahme 1996), Steinfurt-Borghorst⁹⁷ (1998) und Eggenstein-Leopoldshafen⁹⁸ (2008). In Tabelle 5.8 sind hinsichtlich des Aufbaus der Speicherkonstruktionen die Angaben zu unterschiedlichen Projekten, in denen Kies-Wasser-Wärmespeicher hergestellt wurden, zusammengetragen.

	1. Generation	2. Generation	3. Generation
Speicher-konstruktion	Kiesgefüllte Grube mit Berliner Verbau	Kiesgefüllte Grube, natürlich gebösch	Wassergefüllte Grube mit schwimmendem o. freitragendem Dach, alternativ siehe 2.Generation
Abdichtung	einlagige HDPE Kunststoffolie verschweißt	2 Lagen PP-Kunststoffolie mit Vakuumkontrolle, verschweißt	Verbundfolie Aluminiumkunststoff verschweißt, Vakuumkontrolle über Wärmedämmung
Wärmedämmung	XPS-Dämmplatten	Blähglasgranulat in Gewebesäcken	Blähglasgranulat in Membranschalung bzw. Kammern
Be- und Entlade-system	direkt	Rohrregister in mehreren Ebenen	Schichtbeladesystem, ggf. realisiert mit Brunnen
Pilotprojekt (Inbetriebnahme)	Chemnitz 1996	Steinfurt-Borghorst 1998	Eggenstein-Leopoldshafen 2007

Tabelle 5.8: Entwicklungsschritte bei der Errichtung von Erdbecken-Wärmespeichern [143]

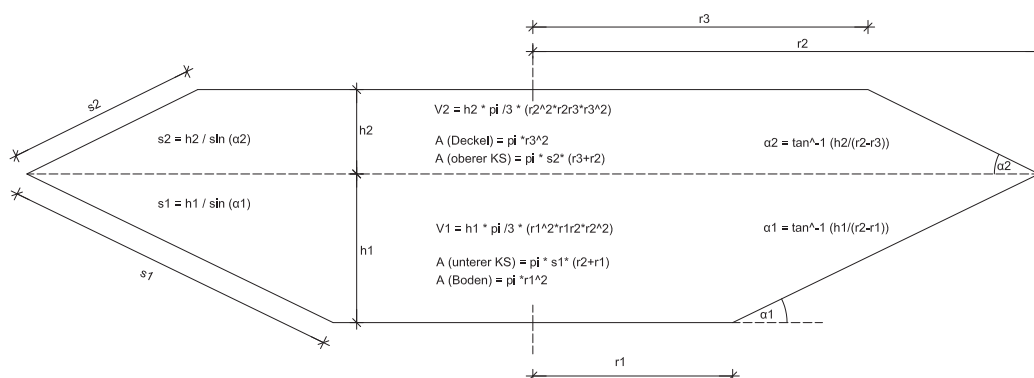


Abb. 5.5: Modell des optimierten Standard-Erdbecken-Wärmespeichers

Das daraus abgeleitete optimierte Erdbecken-Speicher-Modell besitzt die Form von zwei aufeinander gesetzten Kegelstümpfen. In Abbildung 5.5 wird das Berechnungsmodell für die Geometrie der Standard-Erdbecken-Wärmespeicher dargestellt.

Hinsichtlich des Baugrundes, der das Standard-Modell umgibt, wird angenommen, dass die Bodenklasse 3 bis 4 mit relativ hohem Kies-Anteil vorhanden ist. Für das Modell wird vorausgesetzt, dass das Erdreich-Kies-Gemisch zu 100 % als Speichermedium wiederverwendet werden kann. Die Wärmekapazität von Kies-Wasser-Gemischen beträgt etwa 2/3 im Vergleich zur Wärmekapazität von Wasser. Zur vergleichenden Betrachtung unterschiedlicher Speichertypen wird das wasseräquivalente Volumen ($V_{\text{gesamt, WÄ}}$) angegeben. Um eine Vergleichbarkeit bezüglich der Wärmespeicherung der untersuchten Speichertypen zu erreichen, wird davon ausgegangen, dass der Kies/Erdreich-Wasser-Wärmespeicher das 1,5-fache Volumen des Behälter-Wärmespeichers besitzen muss. Die Winkel der Kegelstümpfe

⁹⁶Informationen zum Projekt in Chemnitz unter anderem enthalten in [23] und [236]

⁹⁷Informationen zum Projekt in Steinfurt-Borghorst unter anderem enthalten in [23], [36] und [35]

⁹⁸Informationen zum Projekt in Eggenstein-Leopoldshafen unter anderem enthalten in [122, 113]

(α_1 und α_2) sind durch den anstehenden, nicht bindigen Boden auf maximal $\alpha = 30^\circ$ beschränkt, um ausreichende Standsicherheit zu gewährleisten. In Abbildung 5.9 werden die Ergebnisse der Optimierung der Speichergeometrie des Erdbecken-Wärmespeichers dargestellt. Die Optimierung erfolgte durch einen iterativen Prozess unter Minimierung des A/V-Verhältnisses.

h_1 in m	h_2 in m	r_1 in m	r_2 in m	r_3 in m	α_1 in $^\circ$	α_2 in $^\circ$	V_{gesamt} in m^3	$V_{\text{gesamt,WÄ}}$ in m^3	A/V in in m^{-1}
4,00	2,00	2,00	9,00	5,06	29,74	26,91	750	500	0,76
4,10	3,45	3,80	11,10	4,90	29,32	29,09	1500	1000	0,58
5,00	3,00	5,24	14,60	9,03	28,11	28,31	3000	2000	0,49
5,00	4,00	6,80	16,70	9,45	26,80	28,89	4500	3000	0,43
5,00	4,00	9,45	18,50	11,19	28,92	28,69	6000	4000	0,39
5,00	4,50	12,08	21,95	12,62	26,87	25,75	9000	6000	0,36
5,00	5,00	14,55	24,00	14,89	27,88	28,76	12000	8000	0,33
5,00	5,00	16,69	26,50	17,00	27,01	27,76	15000	10000	0,32
5,00	5,00	21,50	31,50	21,95	26,57	27,63	22500	15000	0,29
5,00	5,00	25,00	35,70	26,67	25,05	28,97	3000	20000	0,28

Tabelle 5.9: Optimierte Geometrie des Standard-Erdbecken-Wärmespeichers für die untersuchten Speichergrößen

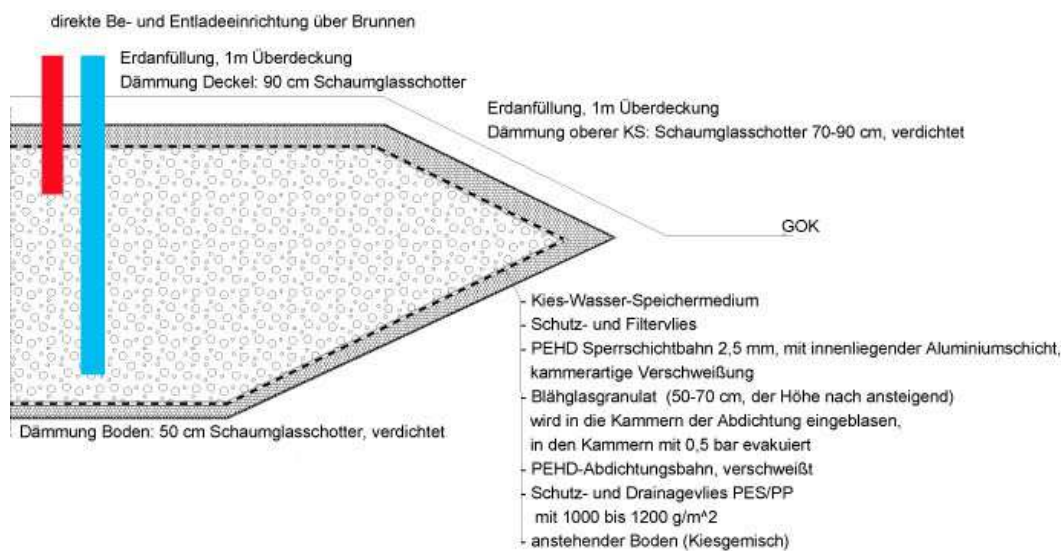


Abb. 5.6: Systemdarstellung des optimierten Aufbaus des Erdbecken-Wärmespeichers

In Abbildung 5.6 wird der optimierte Aufbau des Erdbecken-Speichers dargestellt. Die Geometrie und der Aufbau sind an den Kies-Wasser-Speicher in Eggenstein-Leopoldshafen angelehnt, da dieser den derzeitigen Stand der Technik widerspiegelt.

5.3.4.2. Modell eines Standard-Behälter-Wärmespeichers

Für die Bildung des Modells eines Standard-Behälter-Wärmespeichers müssen zunächst verschiedene Annahmen und Festlegungen hinsichtlich Aufbau und Dimensionierung getroffen werden. Anhaltspunkte für den konstruktiven Aufbau von Heißwasser-Wärmespeichern geben dabei insbesondere die realisierten Projekte in Hamburg (Inbetriebnahme 1996), Friedrichshafen (1996), Hannover (2000) und München (2008).

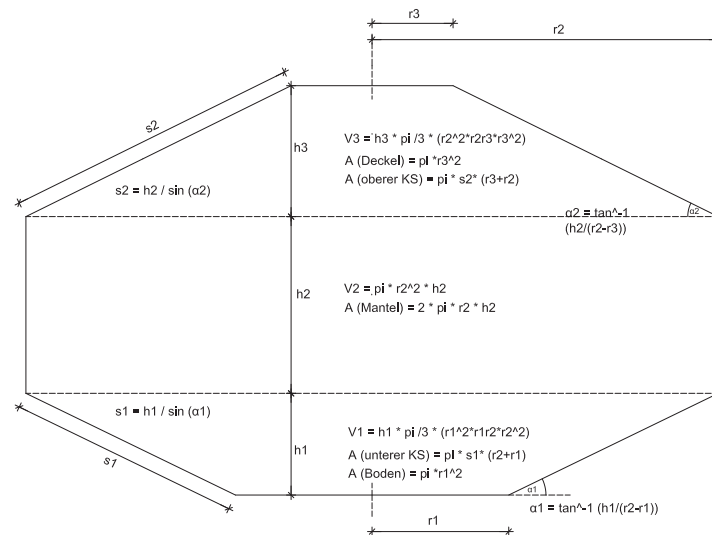


Abb. 5.7: Modell des optimierten Behälter-Wärmespeichers

Für die Konstruktion des Standard-Behälter-Wärmespeichers ist wie auch bei Erdbecken-Wärmespeichern ausschlaggebend, dass minimale Wärmeverluste durch die Speicherhülle ermöglicht werden. Dies kann durch eine geometrische Annäherung an die Kugelform erzielt werden. Bautechnisch wird diese Annäherung am wirtschaftlichsten durch einen Zylinder realisiert, der von beiden Seiten mit Kegelstümpfen abgeschlossen wird. Abbildung 5.7 und Tabelle 5.10 zeigen die Form, die geometrischen Berechnungsgrundlagen sowie die optimierten Geometrien der Behälter-Wärmespeicher unter Minimierung des A/V-Verhältnisses.

h_1 in m	h_2 in m	h_3 in m	r_1 in m	r_2 in m	r_3 in m	α_1 in °	α_2 in °	V_{gesamt} in m ³	A/V in in m ⁻¹
2,00	4,60	2,00	1,10	5,00	1,50	27,15	29,74	500	0,64
3,00	4,00	3,00	1,43	7,00	1,45	28,31	28,39	1000	0,52
3,00	5,00	3,10	1,90	9,00	3,56	22,91	29,68	2000	0,42
3,00	6,90	3,10	1,99	10,00	2,85	20,53	23,44	3000	0,37
3,00	8,00	3,00	3,00	10,90	3,10	20,79	21,04	4000	0,34
4,00	10,00	4,00	4,00	11,80	3,63	25,73	26,09	6000	0,28
4,50	11,00	4,50	4,50	13,00	3,74	25,35	25,92	8000	0,26
4,50	12,00	4,50	4,50	14,00	4,31	25,35	24,91	10000	0,24
5,00	14,00	5,00	5,00	16,00	4,70	24,44	23,87	15000	0,21
5,00	14,00	5,00	7,00	18,30	6,46	23,87	22,89	20000	0,19

Tabelle 5.10: Geometrie des Behälter-Wärmespeichers für die untersuchten Speichergrößen

In Abbildung 5.8 wird eine Systemdarstellung des optimierten Modells eines Heißwasser-Wärmespeichers sowie die eingesetzten Materialien und baukonstruktiven Aufbauten gezeigt.

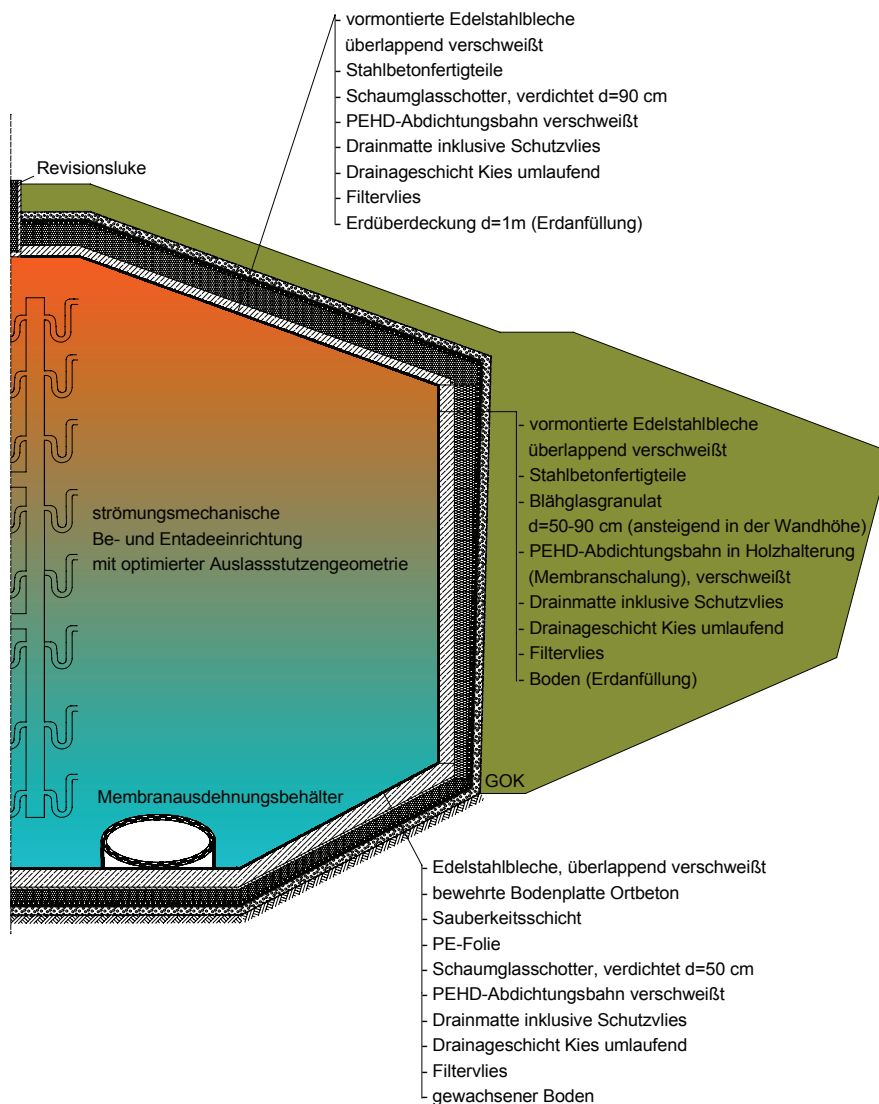


Abb. 5.8: Systemdarstellung des optimierten Heißwasser-Behälter-Wärmespeichers

5.3.5. Kostenermittlung für die verschiedenen Speichermodelle

Im nächsten Schritt wird für die erarbeiteten Standard-Speichermodelle eine Investitionskostenschätzung in Abhängigkeit der gewählten Geometrie und baukonstruktiven Schichtenfolgen der beiden Speichertypen (Erdbecken- und Behälter-Wärmespeicher) durchgeführt. Die Kostenschätzung erfolgte dabei auf Grundlage der DIN 276-4 [6]. Im Ergebnis der Kostenermittlung können die Investitionskosten der beiden Speichertypen für unterschiedliche Speichergrößen abgeleitet werden. Die Kostengliederung der DIN 276-4 sieht drei Ebenen vor. In der ersten Ebene werden die Gesamtkosten in sieben Kostengruppen gegliedert:

- 100 Grundstück,
- 200 Herrichten und Erschließen,

- 300 Bauwerk - Baukonstruktionen,
- 400 Bauwerk - Technische Anlagen,
- 500 Außenanlagen,
- 600 Ausstattung und Kunstwerke,
- 700 Baunebenkosten.

Die Kostengruppen können in weitere Ebenen (Kostengruppen der 2. und 3. Ebene) unterteilt werden. Neben der Unterteilung nach den Kostengruppen auf Basis der DIN 276 ist auch eine Kostengliederung nach ausführung- oder gewerkeorientierten Strukturen möglich.

Nr.	Kostengruppe gemäß DIN276-4	Kosten in € für Erdbecken-WS mit WÄ-Speichervolumen				
		1000 m ³	3000 m ³	6000 m ³	10000 m ³	20000 m ³
100	Grundstück	0	0	0	0	0
200	Herrichten und Erschließen	232	526	908	1.324	2.402
210	Herrichten	232	526	908	1.324	2.402
300	Bauwerk - Baukonstruktionen	152.263	340.682	585.097	867.047	1.546.086
310	Erdbaumaßnahmen	23.191	65.533	127.522	208.504	411.104
320	Gründung	57.552	127.427	216.251	314.061	560.897
340	Horizontale Bauteile	52.599	116.445	193.464	278.156	479.782
370	Baukonstruktive Einbauten	14.235	18.000	23.647	31.176	50.000
390	Sonst. Maßnahmen für Baukonstruktion	4.687	13.276	24.214	35.151	44.302
500	Außenanlagen	3.422	7.610	12.873	18.810	33.716
510	Geländeflächen	3.422	7.610	12.873	18.810	33.716
600	Ausstattung und Kunstwerke	0	0	0	0	0
700	Baunebenkosten	18.542	38.422	64.431	94.618	167.660
	Investitionskosten in € inkl. MwSt.	203.959	422.639	708.739	1.040.799	1.844.264
	Investitionskosten in €/m ³ inkl. MwSt. enthaltene MwSt. in €	204	141	118	104	92
	Investitionskosten in € ohne MwSt.	32.565	67.480	113.160	166.178	294.462
	Investitionskosten in €/m ³ ohne MwSt.	171.394	355.158	595.579	874.621	1.549.802
		171	118	99	87	77

Tabelle 5.11: Investitionskostenberechnung des optimierten Erdbecken-Wärmespeichers für ausgewählte Volumina nach DIN 276-4 [6]

Auf Grundlage der zuvor beschriebenen, optimierten Wärmespeicher wird zunächst eine Kostenermittlung nach DIN 276-4 bis zum Detaillierungsgrad der 3. Ebene durchgeführt. Mit Hilfe der entwickelten geometrischen Modelle der beiden Speichertypen können die genauen Mengen der verschiedenen Speichervolumina ermittelt werden. Die bereits erarbeiteten Kostenansätze aus der Literatur wurden durch Kostenwerte des Baukosteninformationszentrums (BKI)⁹⁹ ergänzt. Die Tabellen 5.11 und 5.12 fassen die Ergebnisse der Kostenermittlung für fünf ausgewählte Speichervolumina in einer Kostenberechnung zusammen. Dargestellt ist ein Detaillierungsgrad bis zur zweiten Kostengliederungsebene. Die Berechnungen beinhalten die Planungskosten und die Mehrwertsteuer. Für Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen und Kostenvergleiche ist es üblich, die Mehrwertsteuer separat auszuweisen und die Investitionskosten ohne Mehrwertsteuer als *Nettobaukosten* anzugeben. Die Zusammenfassung der ermittelten Daten zu den gesamten Investitionskosten zur Herstellung der Speicher sind in Abbildung 5.9 dargestellt.

⁹⁹siehe [22] und [21]

Nr.	Kostengruppe gemäß DIN276-4	Kosten in € für Behälter-WS mit Speichervolumen				
		1000 m ³	3000 m ³	6000 m ³	10000 m ³	20000 m ³
100	Grundstück	0	0	0	0	0
200	Herrichten und Erschließen	92	189	262	369	631
210	Herrichten	92	189	262	369	631
300	Bauwerk - Baukonstruktionen	344.390	688.809	1.204.698	1.730.003	2.605.635
310	Erdbaumaßnahmen	39.476	83.430	277.140	438.857	635.095
320	Gründung	143.470	298.819	455.603	641.711	1.041.673
330	Vertikale Bauteile	38.293	94.364	161.377	229.756	350.379
340	Horizontale Bauteile	37.350	72.973	103.489	144.376	242.622
370	Baukonstruktive Einbauten	59.392	64.674	72.275	82.194	107.255
390	Sonst. Maßnahmen für Baukonstruktion	26.410	74.498	134.815	193.109	228.611
400	Bauwerk-technische Anlagen	29.500	35.400	45.430	59.000	94.400
420	Wärmeversorgungsanlagen	29.500	35.400	45.430	59.000	94.400
500	Außenanlagen	7.898	15.991	30.317	41.753	76.181
510	Geländeflächen	7.898	15.991	30.317	41.753	76.181
600	Ausstattung und Kunstwerke	0	0	0	0	0
700	Baunebenkosten	38.188	74.039	128.071	183.113	277.685
	Investitionskosten in € inkl. MwSt.	420.069	814.427	1.408.779	2.014.238	3.054.532
	Investitionskosten in €/m ³ inkl. MwSt. enthaltene MwSt. in €	420	271	235	201	153
	Investitionskosten in € ohne MwSt.	67.070	130.035	224.931	321.601	487.698
	Investitionskosten in €/m ³ ohne MwSt.	352.999	684.392	1.183.848	1.692.637	2.566.833
		353	228	197	169	128

Tabelle 5.12: Investitionskostenberechnung des optimierten Behälter-Wärmespeichers für ausgewählte Volumina nach DIN 276-4 [6]

Dabei wird deutlich, dass die Investitionskosten für Heißwasser-Wärmespeicher weit über denen der Kies-Wasser-Wärmespeicher liegen (siehe dazu auch Abbildung 5.9). Die Herstellkosten des optimierten Behälter-Speichers sind etwa doppelt so hoch wie die Kosten zur Herstellung des Kies-Wasser-Speichers. Dies liegt vorrangig in dem baukonstruktiv vergleichbar einfacheren Aufbau der Kies-Wasser-Wärmespeicher begründet, da unter anderem auf die aufwändige Außenwandkonstruktion verzichtet werden kann. Besonders hohe Kostenanteile entstehen insbesondere bei der Errichtung des Stahlbetonbehälters und der inneren Abdichtung (Edelstahlauskleidung). Außerdem fällt auf, dass die Kostengruppe 310 *Erdbaumaßnahmen* höhere Kosten beim Behälter-Speicher umfasst. Die aufwändige Erdanfüllung an den Behälter-Speicher verursacht ebenfalls hohe Kosten. Außerdem wirkt sich die Annahme der kompletten Wiederverwendung des Erdaushubs als Speichermedium besonders positiv auf die Herstellkosten des Erdbecken-Wärmespeichers aus. Für den Fall, dass der Erdaushub nicht als Speichermedium wiederverwendet werden kann und das Kies-Gemisch als Speichermedium neu angeliefert werden muss, erhöhen sich die Herstellkosten des Erdbecken-Wärmespeichers abhängig vom Speichervolumen um etwa 12 % bis 35 %. Bei der Betrachtung der spezifischen Investitionskosten für die Herstellung der Standard-Wärmespeichermodelle in Abbildung 5.10 wird ersichtlich, dass die spezifischen Kosten (in €/m³ wasseräquivalenten Speichervolumens) für die Herstellung der Speichermodelle mit zunehmendem Volumen abnehmen. Somit lässt sich ebenfalls ableiten, dass neben den besseren thermischen Eigenschaften (verhältnismäßig geringere Wärmeverluste über die Speicherhülle) auch kostenseitige Vorteile aus großen Speichervolumina hervorgehen.

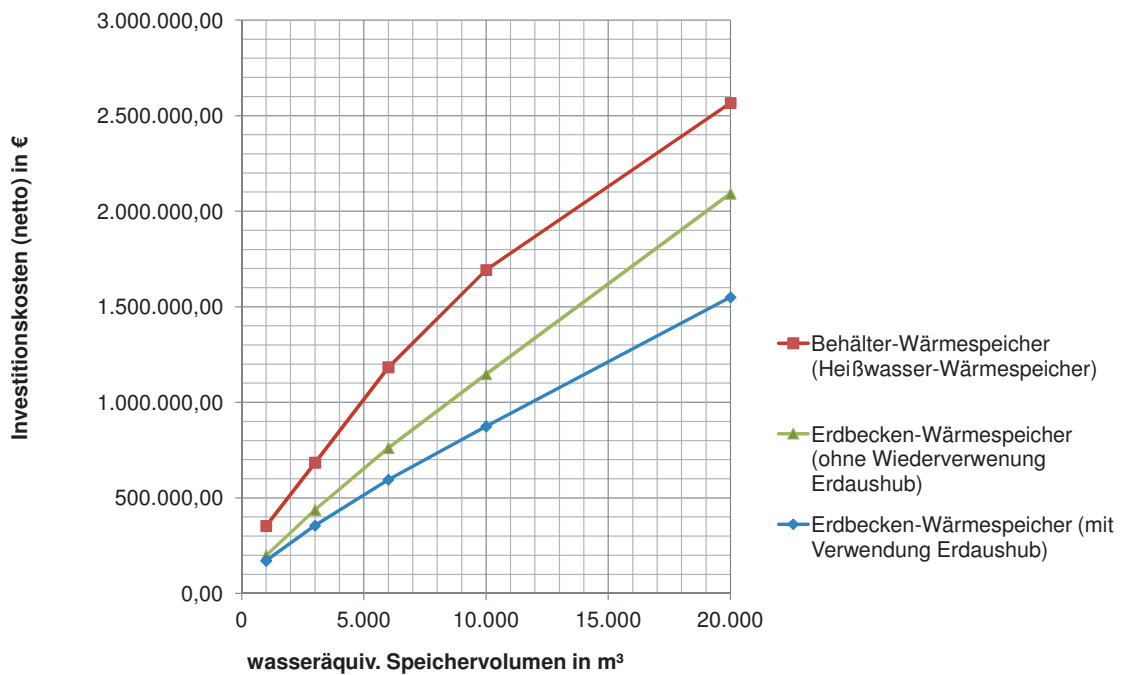


Abb. 5.9: Investitionskosten für die Herstellung der Standard-Wärmespeichermodelle unterschiedlicher Größe

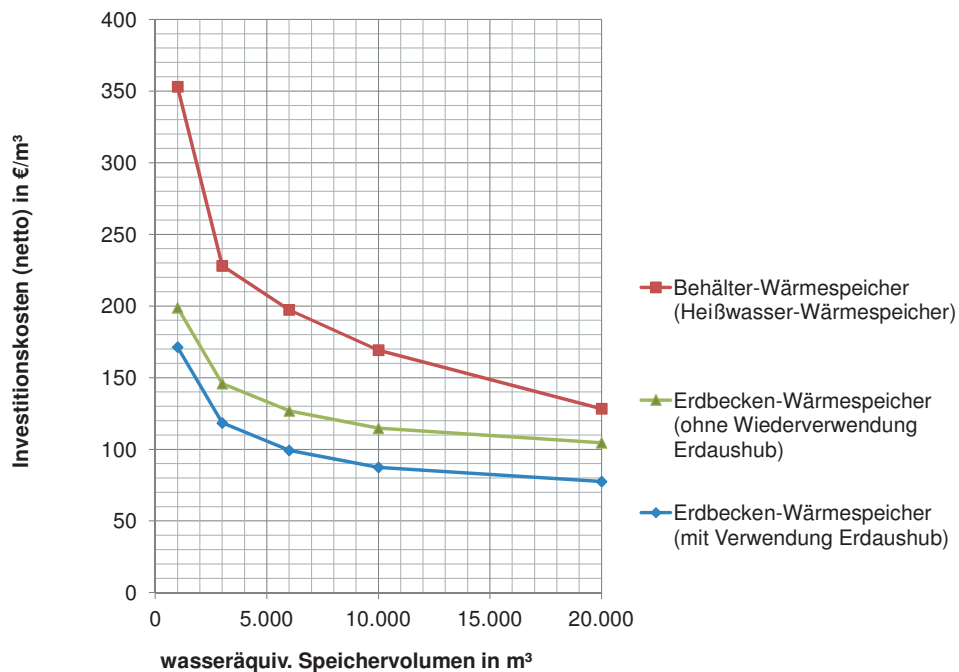


Abb. 5.10: Spezifische Investitionskosten pro m³ wasseräquivalenten Speichervolumens für die Herstellung der Standard-Wärmespeichermodelle unterschiedlicher Größe

5.3.6. Bewertung der Wirtschaftlichkeit nach der Richtlinie VDI 2067-1

In einem nächsten Schritt sollen die Grundlagen für eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung nach der Richtlinie VDI 2067-1 für die erarbeiteten Modelle der erdvergrabenen Behälter- und Erdbecken-Wärmespeicher zusammengetragen werden. Die VDI 2067-1 [114] behandelt die Berechnung der Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen für alle Gebäudearten und kann an dieser Stelle auch für die Bewertung der Wirtschaftlichkeit von Langzeit-Wärmespeichern angewendet werden. Im Ergebnis dieser Grundlagenanalyse werden Kostenansätze für die kapital-, bedarfs- und betriebsgebundenen Kosten der untersuchten Wärmespeichermodelle ermittelt.

Bei der Ermittlung der Kosten wird dabei zwischen vier Kostengruppen unterschieden:

- kapitalgebundene Kosten,
- verbrauchsgebundene Kosten,
- bedarfsgebundene Kosten,
- sonstige Kosten.

Den *kapitalgebundenen* Kosten sind vorrangig die Investitionskosten der einzelnen Anlagenkomponenten zuzuordnen. Sollten diese nicht anhand von Kostenberechnungen oder Ausschreibungsunterlagen zu ermitteln sein, können Investitionskosten für vergleichbare Anlagen übernommen werden. Weiterhin können den kapitalgebundenen Kosten folgende Kostenarten zugeordnet werden:

- Investition für betriebstechnische Anlagenteile und dazugehörige Bauteile,
- Kosten für bauliche Anlagen, z. B. Technikzentralen auf der Grundlage der DIN 276 [6],
- Maßnahmen zum Schall- und Wärmeschutz,
- Anschlusskosten,
- Kosten für Übergabestationen.

Zu den *bedarfsgebundenen* oder *verbrauchsgebundenen Kosten* zählen vor allem die Energiekosten (Grund- und Arbeitspreis für Energie- und Brennstoffkosten). Diese sind direkt abhängig vom Jahresenergiebedarf des betrachteten Systems. Daneben sind die Kosten für den Betrieb der Anlagenkomponenten (Hilfsenergiekosten) sowie für Betriebsstoffe (Schmierstoffe) zu berücksichtigen. Die Gruppe der *betriebsgebundenen Kosten* umfasst Kosten für das Bedienen und die Instandhaltung (Wartung, Inspektion, Instandsetzung und Schwachstellenbeseitigung) der Anlagen. Unter *Sonstige Kosten* fallen die Kosten für Versicherungen und allgemeine Abgaben, Steuern, anteilige Verwaltungskosten sowie Gewinne, sofern diese vom Wärmelieferer eingerechnet werden können. In Tabelle 5.13 ist eine Übersicht zu den unterschiedlichen Kostengruppen und Kostenarten aufgeführt.

Kapitalgebundene Kosten	Verbrauchsgebundene Kosten	Bedarfsgebundene Kosten	Sonstige Kosten
- Anlagenkomponenten	- Energiekosten	- Bedienen	- Versicherungen
- Bauliche Anlagen	- Kosten für Hilfsenergie	- Reinigen	- Steuern
- Maßnahmen zum Schall- und Wärmeschutz	- Kosten für Betriebsstoffe	- Warten	- Abgaben und Verwaltungskosten
- Anschlusskosten		- Inspizieren	- Gewinn und Verlust
		- Instandsetzung	

Tabelle 5.13: Beispiele für Kostengruppen und Kostenarten nach VDI 2067 [114]

Für die Berechnung der Wirtschaftlichkeit einer Investition stehen statische und dynamische Investitionsverfahren zur Verfügung. Während statische Verfahren lediglich einen Zeitabschnitt als repräsentativ für die gesamte Nutzungsdauer betrachten und dabei Zeitverläufe vernachlässigt werden, berücksichtigen dynamische Investitionsverfahren die zeitlichen Abläufe der Investitionen über die gesamte Nutzungsdauer. Gebäudetechnische Anlagen sind in der Regel für einen Nutzungszeitraum von

mindestens 15 Jahren ausgelegt. Demnach werden in der VDI 2067-1 nur die dynamischen Investitionsverfahren für den Nachweis und die Überprüfung der Wirtschaftlichkeit erwähnt. Das übliche Verfahren im Rahmen der VDI 2067-1 ist die Annuitätsmethode. Die Annuitätsmethode gestattet es, einmalige Investitionen und laufende Zahlungen mit Hilfe des Annuitätsfaktors a während eines Betrachtungszeitraums T zusammenzufassen. Weitere Verfahren sind die Kapitalwertmethode, die interne Zinsfußrechnung und die Amortisationsmethode. Die genannten dynamischen Investitionsverfahren werden in der Richtlinie VDI 6025 [241] ausführlich beschrieben.

Prinzipiell gibt es zwei Arten von Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen. Soll entschieden werden, ob eine Investition im Sinne einer Ja-Nein-Entscheidung durchgeführt wird, bezeichnet man das Ergebnis als absolute Vorteilhaftigkeit. Von relativer Vorteilhaftigkeit spricht man bei einer Wirtschaftlichkeitsbetrachtung von mehreren alternativen Investitionsobjekten, die miteinander verglichen werden. Für die Betrachtung der Wirtschaftlichkeit von Langzeit-Wärmespeichern sind beide Arten denkbar. Beispielsweise kann in früher Planungsphase darüber entschieden werden, ob es wirtschaftlich lohnenswert ist, einen Langzeit-Wärmespeicher für die Speicherung von Abwärme aus einem Blockheizkraftwerk zu errichten. Später wird mit Hilfe einer relativen Vorteilhaftigkeitsaussage ausgewählt, welcher Speichertyp die wirtschaftlichste Investitionsvariante darstellt.

Eine Kostenanalyse wird in der Regel auf den Preis- und Kostenstand zum Zeitpunkt der Betrachtung aufgebaut. Da sich die Kostenanteile über die Jahre erfahrungsgemäß unterschiedlich entwickeln, können insbesondere Investitions- und Gesamt-Jahreskosten aus vergangenen Jahren nicht mit einem Pauschalfaktor korrigiert werden. Eine Korrektur ist nach Kostenarten und -gruppen getrennt durchzuführen [114].

5.3.7. Untersuchung der Wirtschaftlichkeit der Wärmespeicher-Modelle

5.3.7.1. Einbindung der Langzeit-Wärmespeichermodelle im fiktiven Nahwärmenetz

Eine Investition in die Technologie der Langzeit-Wärmespeicher wird langfristig erst dann erfolgen, wenn ein wirtschaftlicher Vorteil gegenüber konventionellen oder anderen alternativen Energieversorgungssystemen besteht. Das nachfolgend beschriebene Modell wurde demzufolge entwickelt, um die Wirtschaftlichkeit von Erdbecken- und Behälterwärmespeichern zu untersuchen.

Wärmespeicher sind nur eine Komponente in einem Wärmeversorgungssystem, das aus einer Vielzahl von Komponenten zur Erzeugung, Verteilung, Speicherung und Übertragung von Wärme besteht. Bisher wurden Langzeit-Wärmespeicher in Deutschland vor allem in solare Nahwärmenetze integriert. Eine weitere denkbare Verwendung ist wie bereits erwähnt der Einsatz zur Unterstützung von BHKW-Anlagen in dezentralen Nahwärmenetzen. Die Vorteile des Einsatzes von Wärmespeichern liegen darin, dass sie Lastspitzen im Nahwärmenetz ausgleichen können, die Einsparung von zu installierender Erzeugerleistung sowie eine Kostenreduzierung durch Verschiebung von Wärmelast-Spitzen im Nahwärmenetz in Zeiten mit hoher Stromvergütung ermöglichen. Dabei ist in Wohngebäuden der Bedarf an Heizenergie jahreszeitlich bedingt sehr unterschiedlich, wobei insbesondere in den Sommermonaten die Wärmeenergie oft nur zur Trinkwassererwärmung benötigt wird. Der Bedarf an elektrischer Energie besteht gegenteilig dazu relativ gleichmäßig über das Jahr. Diese Bedarfsschwankungen können durch Wärmespeicher ausgeglichen werden. Somit ist es möglich, die BHKW-Anlagen besonders effizient mit einer großen jährlichen Betriebsstundenzahl im hohen Lastbereich arbeiten zu lassen. Durch die gespeicherte Wärme können theoretisch je nach Auslegung außerdem Spitzenlasten abgepuffert werden, wodurch die Anforderung von zusätzlicher Wärme aus einem Heizkessel vermieden wird. Durch Minderung der Taktvorgänge können somit hohe Gesamtnutzungsgrade erreicht werden.



Abb. 5.11: Einbindung der Standard-Wärmespeicher-Modelle in das fiktive Nahwärmenetz¹⁰¹

Zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit von Langzeit-Wärmespeichern werden in einem entwickelten Modell die Kosten eines dezentralen Nahwärmenetzes mit integrierten Mini-BHKW-Anlagen in Kombination mit Langzeit-Wärmespeichern ermittelt und mit einem konventionellen Wärmeversorgungssystem verglichen. Dabei wird ebenfalls auf das in den anderen Teilthemen verwendete dezentrale Nahwärmenetz zurückgegriffen (siehe Abb. 5.11), in das die Referenzgebäude (Ein- und Mehrfamilienhaus) eingebunden sind. Es wird davon ausgegangen, dass innerhalb des (fiktiven) Wohngebietes Gebäude entsprechend der Wärmeschutzniveaus (WSVO77 [259], WSVO82 [260], WSVO95 [261] oder EnEV04 [66]) vorhanden sind.

5.3.7.2. Szenarien zur Wirtschaftlichkeitsbewertung der Langzeit-Wärmespeichermodelle im fiktiven Nahwärmenetz

Unter verschiedenen Bedingungen und unter Veränderung von unterschiedlichen Parametern wird ermittelt, ob der Einsatz von Langzeit-Wärmespeichern als wirtschaftlich sinnvoll zu erachten ist. Insgesamt werden bei der Wirtschaftlichkeitsanalyse vier verschiedene Versorgungsszenarien für das zuvor beschriebene dezentrale Nahwärmenetz untersucht. Die verschiedenen Szenarien sind in Abbildung 5.12 aufgeführt.

In Szenario 1 wird die Wärmeerzeugung mit konventionellen Erdgas-Heizkesseln realisiert, der Strombezug zur vollständigen Bedarfsdeckung erfolgt über das öffentliche Stromversorgungsnetz.

In der zweiten Variante (Szenario 2) wird die benötigte Wärme vorrangig durch Mini-BHKW-Anlagen erzeugt, welche wärmegeführt rund 20 % bis 30 % des Gesamtwärmebedarfs abdecken. Der darüber hinaus benötigte Wärmebedarf wird mit einem konventionellen Erdgas-Heizkessel abgedeckt. Mit den Mini-BHKW wird vorausgesetzt, dass in diesem Szenario ca. 60 % des Gesamtstrombedarfs abgedeckt werden kann. Der restliche Strombedarf wird aus dem Netz bezogen. Falls überschüssiger Strom produziert wird, kann dieser in das öffentliche Netz eingespeist und entsprechend vergütet werden. Dieses Versorgungsszenario ermöglicht es, das konventionelle Energieversorgungssystem aus Szenario 1 mit einem dezentralen Nahwärmeversorgungsgebiet zu vergleichen und die eventuellen Vorteile, die sich allein durch die Nutzung der Mini-BHKW gegenüber dem konventionellen System ergeben, aufzuzeigen.

¹⁰¹Darstellung entspricht Abb.1.2, die Abbildungen für die Langzeit-Wärmespeicher sind entnommen aus: [2] (Heißwasser-Wärmespeicher) und [100](Kies-Wasser-Wärmespeicher)

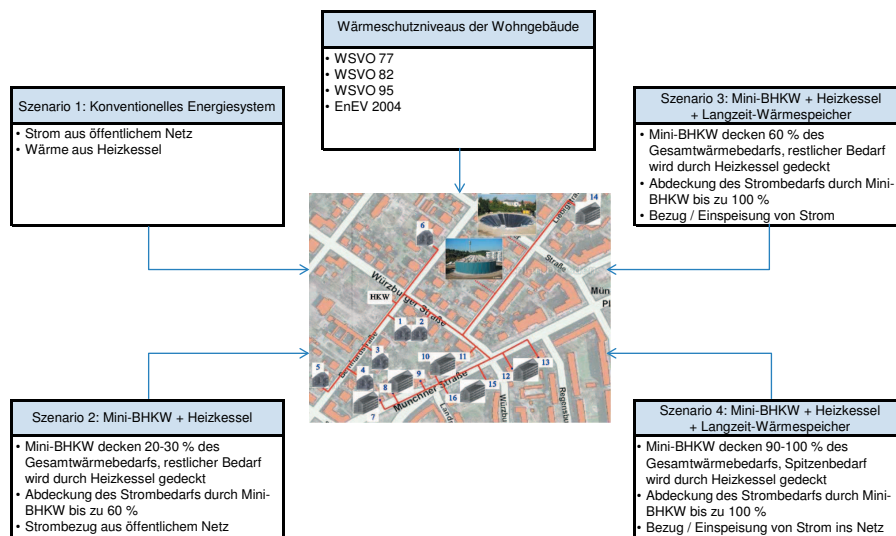


Abb. 5.12: Wirtschaftlichkeitsuntersuchungen durch Einbindung der Langzeit-Wärmespeicher-Modelle in das fiktive Nahwärmenetz

In der dritten Versorgungsvariante (Szenario 3) wird Wärme ebenfalls aus wärmegeführten Mini-BHKW in Kombination mit konventionellen Erdgas-Heizkesseln bezogen, wobei 60 % des Gesamtwärmebedarfs durch die Mini-BHKW bereitgestellt werden sollen. Ein Langzeit-Wärmespeicher soll von dieser bereitgestellten Wärme anteilig 30 % für mehrere Tage und Monate zwischenspeichern. Somit soll sichergestellt werden, dass die Mini-BHKW möglichst viele Betriebsstunden erzielen und die im Sommer nicht benötigte Wärme bis in den Winter speichern können. Für den Langzeit-Wärmespeicher wird ein Wirkungsgrad von $\eta_S = 80\%$ angenommen. Somit muss seitens der Mini-BHKW mehr Wärme produziert und in den Wärmespeicher eingespeist werden, als dies für den Wärmebedarf der Gebäude notwendig wäre. Der restliche Wärmebedarf wird durch konventionelle Erdgas-Heizkessel abgedeckt. Mit den Mini-BHKW-Anlagen kann zusätzlich ein Anteil von mehr als 100 % des Gesamtstrombedarfs gedeckt werden. Der darüber hinaus erzeugte überschüssige Strom wird in das öffentliche Netz eingespeist und entsprechend vergütet. In der vierten Variante (Szenario 4) erfolgt die Dimensionierung der Mini-BHKW derart, dass ein Anteil von ca. 90 bis 100 % des Gesamtwärmebedarfs abgedeckt werden kann. Ein Langzeit-Wärmespeicher speichert von dieser produzierten Wärme rund 30 % für mehrere Tage und Monate zwischen. Auch in diesem System hat der Langzeit-Wärmespeicher einen Wirkungsgrad von $\eta_S = 80\%$. Die Erdgas-Heizkessel stehen für die Spitzenlast-Abdeckung zur Verfügung. Mit den Mini-BHKW kann mehr als 100 % des Gesamtstrombedarfs bereitgestellt werden. Auch in diesem Szenario wird der überschüssig erzeugte Strom in das öffentliche Netz eingespeist und entsprechend vergütet.

5.3.7.3. Parameter für das Modell zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit

Unter Beachtung der verwendeten Parameter sowie der Dimensionierung der Energiesysteme können nun alle Kosten der vier verschiedenen Versorgungsszenarien berechnet werden. Die Mini-BHKW's, die für die Wärmeerzeugung in drei der vier Versorgungsvarianten im betrachteten Nahwärmenetz verwendet werden sollen, erzeugen gekoppelt die beiden Produkte Wärme und Strom. Eine eindeutige Aufteilung der anfallenden Kosten auf die beiden Produkte ist somit nicht möglich. Es muss also entschieden werden, ob sich alle entstehenden Kosten auf den Strom- oder den Wärmebedarf beziehen sollen. Im vorliegenden Modell werden die Kosten auf den Wärmebedarf bezogen, da die BHKW wärmegeführt ausgelegt sind. Die verwendeten Daten zum jährlichen Strom- und Heizenergiebedarf der Referenzhäuser sowie der beheizten Wohnflächen orientieren sich an den Parametern aus Teilthema 1, in denen die Referenzgebäude (Ein- und Mehrfamilienhaus) erläutert sind. In Tabelle 5.14 sind die Angaben zu dem spezifischen Heizenergiebedarf für die Ein- und Mehrfamilienhäuser dargestellt.

Der jährliche Strombedarf wurde pro Wohneinheit mit $W_{ver} = 3.908 \text{ kWh/a}$ in die Berechnungen einbezogen. Weitere Ausgangswerte, die für die Kostenberechnung nach VDI 2067 zugrunde gelegt wurden, enthält Tabelle 5.15.

	WSVO77	WSVO82	WSVO95	ENEV04
Referenz - Einfamilienhaus	226 kWh/(m ² a)	153 kWh/(m ² a)	73 kWh/(m ² a)	41 kWh/(m ² a)
Referenz - Mehrfamilienhaus	143 kWh/(m ² a)	93 kWh/(m ² a)	46 kWh/(m ² a)	26 kWh/(m ² a)

Tabelle 5.14: Spezifischer Heizenergiebedarf der Referenzhäuser im fiktivem Nahwärmenetz

Parameter	angenommener Wert
Zinssatz	1,06
Betrachtungszeitraum	15 a
Preisänderungsfaktor	1,03
Annuitätsfaktor	0,1029 a
Aufzinsungsfaktor	$q = 1,06$
Kapitalgebundene Zahlungen	$r_K = 1,03$
Bedarfsgebundene Zahlungen	$r_V = 1,03$
Betriebsgebundene Zahlungen	$r_B = 1,02$
Sonstige Zahlungen	$r_S = 1,02$
Zahlungen für Instandhaltung	$r_{IN} = 1,03$
Einzahlungen	$r_E = 1,03$

Tabelle 5.15: Ausgangswerte für die Kostenberechnung nach VDI 2067

Es werden für alle vier Versorgungsvarianten spezifische Wärmegestehungskosten berechnet. Diese setzen sich aus der Gesamtannuität aller Kosten dividiert durch den Wärmebedarf in kWh/a zusammen (siehe Formel 5.1). Durch den resultierenden spezifischen Wärmegestehungspreis werden die Systeme untereinander vergleichbar. Die Berechnung der Gesamtannuität erfolgt wie zuvor beschrieben an Hand der VDI 2067.

$$\text{Spezifischer Wärmegestehungspreis} = \frac{\text{Gesamtannuität (Euro)}}{\text{Gesamtwärmebedarf (kWh/a)}} \quad (5.1)$$

Zu Beginn der Kostenberechnung werden weiterhin der Zinssatz, der Preisänderungsfaktor und der Betrachtungszeitraum festgelegt. Der kalkulatorische Zinssatz wird mit $i = 6\%$ angenommen. Für den Preisänderungsfaktor wurden die langjährigen statistischen Preisindizes des statistischen Bundesamtes verwendet. Hierfür wird ein Wert in Höhe von $r = 3\%$ zugrunde gelegt. Der Betrachtungszeitraum wird auf 20 Jahre festgelegt, da mit längeren Zeiträumen größere Unsicherheiten verbunden sind. Für die Anlagenkomponenten im Nahwärmenetz werden deren jeweilige Nutzungsdauern festgelegt. Diese können aus der VDI 2067, Anlage A entnommen werden. Die Nutzungsdauer von Langzeit-Wärmespeichern ist nicht in der VDI 2067 enthalten und wird für die Betrachtung ebenfalls auf 20 Jahre festgelegt.

5.3.7.4. Kapitalgebundene Kosten im betrachteten Nahwärmenetz

Die kapitalgebundenen Kosten beinhalten die Investitionskosten aller Komponenten. Primär sollen jedoch die Wirtschaftlichkeit sowie die detaillierten Kosten der Behälter- sowie Erdbeckenspeicher betrachtet werden. Für die Investitionskosten der Mini-BHKW werden Richtpreise der ASUE¹⁰² ge-

¹⁰²Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e. V. vgl. Website: www.asue.de (Stand 30.08.2012)

nutzt, um die Kosten zu berechnen. Neben den Kosten für die Anschaffung und den Einbau der Mini-BHKW-Module kommen auch Kosten für Zubehör (zum Beispiel Pufferspeicher, erweiterte Steuerung und Regelung u.a.), für die Planungskosten und für Unvorhergesehenes auf. Im Modell wird davon ausgegangen, dass die Anschaffungs- und Einbaukosten der Mini-BHKW 68 % betragen und weitere 32 % für die Kosten des Zubehörs, der Planung und für Unvorhergesehenes anfallen.

Die Dimensionierung der Langzeit-Wärmespeicher erfolgt im erstellten Rechenmodell in Abhängigkeit der Angaben hinsichtlich der zu beheizenden Wohnfläche im Quartier, der Wirkungsgrade für Mini-BHKW, Erdgas-Heizkessel und Langzeit-Wärmespeicher sowie der Anzahl der Volllaststunden des Wärmeerzeugungssystems. Das jeweilige Volumen der Behälterspeicher und der Erdbeckenspeicher und die damit verbundenen Herstellkosten können somit ermittelt werden. Für die Wärmespeicher wurde dabei im Gegensatz zu den Wärmeerzeugern eine detaillierte Investitionskostenschätzung durchgeführt. Die Kostenschätzung erfolgt auf der Grundlage der DIN 276-4 [6], da Speicherbehälter nach HOAI § 40 (3) bzw. HOAI Anlage 3.4.2 zur Kategorie der Ingenieurbauwerke gezählt werden. Es werden somit alle Kostengruppen (100 bis 700) der DIN 276 aufgegriffen und mit Preisen hinterlegt. Anhand der erforderlichen Volumina der Behälter- bzw. Erdbecken-Wärmespeicher werden die geometrischen Verhältnisse und die verwendeten Baumaterialien definiert. Zielstellung ist bei der Dimensionierung der Wärmespeicher, das Verhältnis der Oberfläche zum Volumen des Wärmespeichers möglichst klein zu wählen. Das Verhältnis der Höhe zum Durchmesser sollte hingegen möglichst groß gewählt werden. Somit kann eine gute thermische Schichtung im Speicher erreicht werden und Wärmeverluste werden minimiert. Für die Berechnung der Geometrie der unterschiedlich großen Wärmespeicher wurde ein Rechenmodell erstellt, in dem lediglich Angaben zu Volumen, Höhe und Durchmesser des Wärmespeichers benötigt werden.

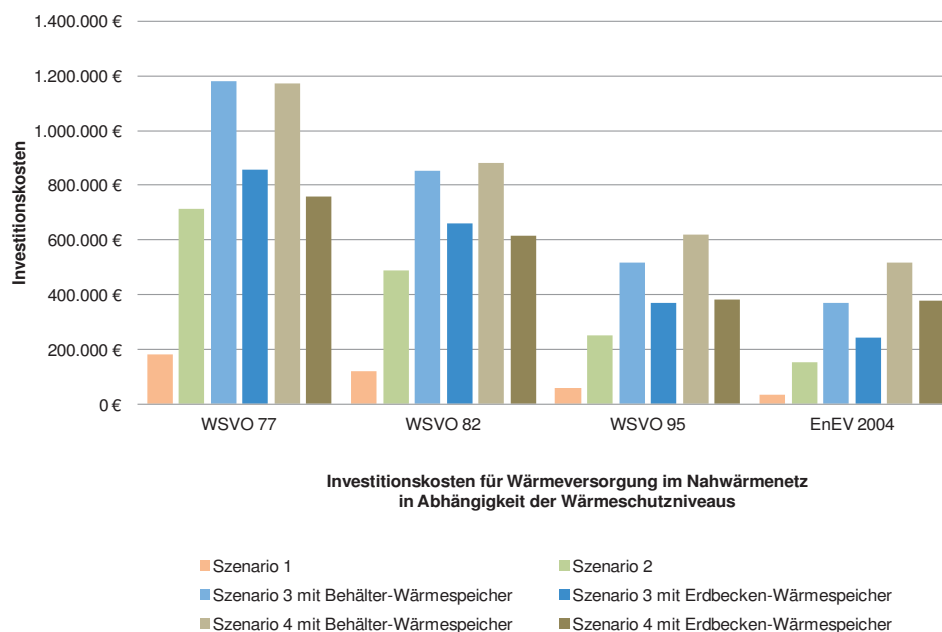


Abb. 5.13: Investitionskosten für Wärmeversorgung im Nahwärmenetz in Abhängigkeit der unterschiedlichen Wärmeschutzniveaus der Gebäude

Eine Übersicht zu den Investitionskosten, die im betrachteten dezentralen Nahwärmenetz anfallen, ist in Abbildung 5.13 enthalten. Darin wird deutlich, dass in Abhängigkeit der verschiedenen angenommenen Wärmeschutzniveaus die Investitionskosten für die Wärmeversorgung im Nahwärmenetz variieren. Je höher das Wärmeschutzniveau der Gebäude ist, desto geringer sind die insgesamt zu erwartenden Investitionskosten für die Anlagentechnik im Nahwärmenetz. Weiterhin wird deutlich, dass die Einbindung der Langzeit-Wärmespeicher die Investitionskosten stark ansteigen lässt. Dabei sind

die herstelltechnisch aufwändigeren Behälter-Speicher wesentlich kostenintensiver als die Erdbecken-Speicher. Anschließend werden die ermittelten Investitionskosten mit der Annuitätsmethode gemäß VDI 2067 mit Hilfe des Annuitätsfaktors a im Betrachtungszeitraum $T = 20$ a zusammengefasst und für die weitere Berechnung verwendet.

5.3.7.5. Bedarfs- und betriebsgebundene Kosten im betrachteten Nahwärmenetz

Die bedarfsgebundenen Kosten werden für die Mini-BHKW und die Erdgas-Heizkessel getrennt betrachtet. Für die erdgasbetriebenen Mini-BHKW werden die Kosten für Erdgas abzüglich der Steuerrückerstattung für Erdgas verrechnet. Die Steuerrückerstattung für Erdgas erfolgt nach dem Energiesteuergesetz § 53 für KWK-Anlagen mit einem Nutzungsgrad von mindestens $\beta = 70\%$. Der Preis für das Erdgas wird inklusive der Erdgas- und Ökosteuer, jedoch ohne die Mehrwertsteuer, gerechnet. Für die bedarfsgebundenen Kosten der konventionellen Erdgas-Heizkessel wird die erzeugte Wärme der Kessel mit dem Preis für Erdgas verrechnet. Weiterhin entstehen, je nach Auslegung der Mini-BHKW, Kosten oder Erlöse für zusätzlichen Strom bzw. für den Strom, der in das öffentliche Stromnetz eingespeist wird, wenn der Eigenbedarf im Versorgungsnetz bereits gedeckt ist. Wenn zusätzlich Strom benötigt wird, wird die benötigte Strommenge aus dem öffentlichen Netz bezogen und mit dem marktüblichen Arbeitspreis für Strom verrechnet. Wenn Strom eingespeist werden soll, gelten die Regeln des KWK-Gesetzes, auf die an dieser Stelle lediglich verwiesen wird. Die ermittelten Gesamt-Annuitäten der bedarfsabhängigen Kosten über den gesamten Betrachtungszeitraum von 20 Jahren sind in Abbildung 5.14 dargestellt. Tendenziell ist erkennbar, dass die Annuität der bedarfsabhängigen Kosten mit höheren Wärmeschutzniveaus der Gebäude im Nahwärmenetz kleiner wird. Zudem wird deutlich, dass die Nutzung von Langzeit-Wärmespeichern (Szenarien 3 und 4) insbesondere bei niedrigen Wärmeschutzniveaus der zu versorgenden Gebäude vorteilhaft ist. So ist beim Wärmeschutzniveau WSVO 77 erkennbar, dass die bedarfsabhängigen Kosten in den Szenarien mit Langzeit-Wärmespeichern unter denen der beiden anderen Szenarien liegen. Demzufolge kann abgeleitet werden, dass sich die Nutzung von saisonalen Wärmespeichern in Kombination mit Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung in Nahwärmenetzen insbesondere dann anbietet, wenn ein vergleichsweise hoher Energiebedarf für die Heizung und Trinkwassererwärmung der Gebäude besteht.

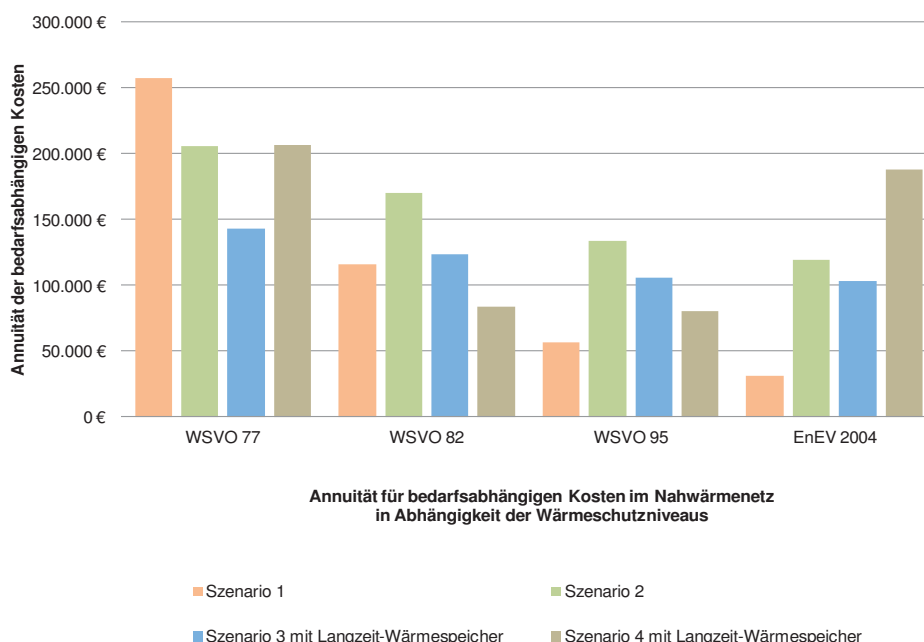


Abb. 5.14: Annuität für bedarfsabhängigen Kosten im Nahwärmenetz in Abhängigkeit der Wärmeschutzniveaus der Gebäude

Die Kosten für die Wartung, Inspektion, Instandsetzung und das Bedienen der Anlagen werden unter dem Begriff der betriebsgebundenen Kosten erfasst. Für die Berechnung der betriebsgebundenen Kosten der Mini-BHKW wurde analog zu den kapitalgebundenen Kosten auf die Daten der ASUE zurückgegriffen. Die weiteren Kosten des Versorgungssystems für die Instandhaltung sind in den Anlagen A2 (Heizungsanlagen), A3 (Raumluftechnik, Raumkühltechnik) und A4 (Erwärmtes Trinkwasser) der VDI 2067-1 zu entnehmen. Dort wird der Faktor für den Aufwand für Wartung und Inspektion sowie der Faktor für den Aufwand zur Instandsetzung vorgegeben. Diese Faktoren ergeben addiert den Faktor für die Instandhaltung. Dieser ist mit den Investitionskosten zu multiplizieren. Für die Langzeit-Wärmespeicher sind noch keine Kostenkennwerte in der VDI 2067 vorgegeben. Jedoch wurden in [35] jährlich 1,25 % der Investitionskosten für die betriebsgebundenen Kosten angegeben. Dieser Wert wird für das vorliegende Wirtschaftlichkeitsmodell übernommen.

5.3.7.6. Wärmegestehungskosten im betrachteten Nahwärmenetz

Nach der Ermittlung der notwendigen Daten und Kosten kann die Gesamtannuität aller Kosten nach der VDI 2067-1 berechnet werden. Aus der Gesamtannuität, d. h. der jährlich fließenden Zahlung innerhalb des Betrachtungszeitraumes, lassen sich abschließend die Wärmegestehungskosten der einzelnen Varianten ableiten, indem die Gesamtannuität auf die Menge der verbrauchten Wärme bezogen wird. Mit Hilfe dieses Vergleichswertes können Aussagen zur Wirtschaftlichkeit der einzelnen Versorgungsszenarien vorgenommen werden. In Abbildung 5.15 sind die berechneten spezifischen Wärmegestehungskosten für die unterschiedlichen Szenarien und Wärmeschutzniveaus der Gebäude enthalten. Es ist erkennbar, dass sich unter den zuvor beschriebenen getroffenen Annahmen und Randbedingungen der Einsatz von Langzeit-Wärmespeichern in einigen Szenarien als sinnvoll erweisen kann. In dem betrachteten Nahwärmenetz, in dem Mini-BHKW-Anlagen zur Wärmeerzeugung genutzt werden, können durch die Nutzung der Wärmespeicher Wärmegestehungskosten erzielt werden, die im Bereich der Kosten in konventionellen Versorgungssystemen liegen. Dies betrifft insbesondere die Szenarien, in denen die Wohngebäude im Nahwärmenetz einen vergleichsweise hohen Heizenergiebedarf haben (Wärmeschutzniveaus WSVO 77, WSVO 82, WSVO 95). Voraussetzung hierfür ist allerdings, dass die Speicherverluste durch effektive Bauweise möglichst klein gehalten werden können (die vorliegende Untersuchung basiert auf Annahmen zu Speicherverlusten in Höhe von 20 % der eingespeisten Wärme).

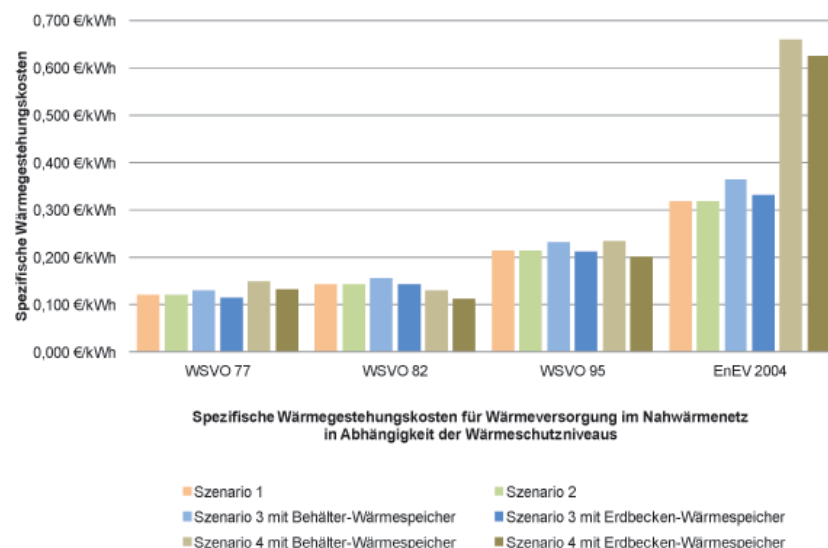


Abb. 5.15: Spezifische Wärmegestehungskosten für Wärmeversorgung im Nahwärmenetz in Abhängigkeit der Wärmeschutzniveaus der Gebäude

5.4. Fazit

Die Untersuchungen zu den Potenzialen zur Speicherung thermischer Energie außerhalb von Gebäuden haben aufgezeigt, dass dezentrale Nahwärmenetze, in denen Langzeit-Wärmespeicher integriert sind, eine Alternative zu bisherigen Energieversorgungssystemen darstellen. In Deutschland wurde in den zurück liegenden Jahren eine kleine Zahl dieser Speicheranlagen realisiert, wobei deren technische Machbarkeit bereits nachgewiesen und umfangreich dokumentiert wurde.

Die Gegenüberstellung der Wärmegestehungskosten für das Modell eines dezentralen Nahwärmenetzes zur Versorgung von Ein- und Mehrfamilienhäusern hat gezeigt, dass die Systeme mit saisonalen Wärmespeichern unter bestimmten Voraussetzungen im Bereich der Kosten konventioneller Systeme liegen können. Für zukünftige Untersuchungen zum wirtschaftlichen Einsatz von Wärmespeichern außerhalb von Gebäuden sind neben den vorliegenden umfangreich erarbeiteten Kostenansätzen zur Herstellung der Langzeit-Wärmespeicher weiterführende Untersuchungen erforderlich. Dies betrifft insbesondere die Kostenansätze zum Betrieb, zur Wartung und zur Instandhaltung der Wärmespeicher und der dazugehörigen Anlagenkomponenten, welche in den vorgenommenen Untersuchungen primär auf geschätzten Werten beruhen. Hierzu liegen aktuell nur sehr wenige dokumentierte Ergebnisse zu den Langzeiterfahrungen aus dem Betrieb realisierter Speicheranlagen vor.

Zukünftig ist die Errichtung einer größeren Anzahl von Langzeit-Wärmespeichern erforderlich, bei denen über einen Zeitraum von mehreren Jahren ein umfangreiches Monitoring durchgeführt werden sollte. Hinsichtlich der Bewertung der Wirtschaftlichkeit und der Konkurrenzfähigkeit gegenüber alternativen Wärmeversorgungssystemen ohne Langzeit-Wärmespeicher sind dazu insbesondere Dokumentationen zu den Lebenszykluskosten der Speicheranlagen erforderlich.

6. Teilthema-5

Titel:

Smart Energy Management - Modellierung elektrischer Netze

Institut : Institut für Elektrische Energieversorgung und Hochspannungstechnik

Professur : Professur für Elektrische Energieversorgung

Teilprojektleiter : Prof. Dr.-Ing. P. Schegner

Bearbeiter : Dipl.-Ing. Tobias Heß

Dipl.-Ing. Philipp Stachel

Dipl.-Ing. Etienne Gasch

6.1. Einleitung

In diesem Teilforschungsvorhaben liegt der Schwerpunkt der Untersuchungen auf dem elektrischen Netz. Durch die Zielsetzungen des IEKP-Programms [39] wird das elektrische Netz mehr und mehr in die thermische Energieversorgung von Gebäuden integriert. Dies erfolgt auf der Verbraucherseite durch den wachsenden Einsatz von Wärmepumpen und auf der Erzeugerseite durch den Einsatz der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK).

Dies stellt das elektrische Netz zum einen vor neuen Herausforderungen, z. B. können durch die Einspeisung von μ KWK-Anlagen unzulässige Spannungen im Netz auftreten [232]. Weiterhin verstärkt der unkoordinierten Betrieb von KWK-Anlagen die Leistungsschwankungen im elektrischen Netz [98, 179, 258].

Andererseits eröffnet der wachsende Einsatz von Wärmepumpen und μ KWK-Anlagen neue Perspektiven. So kann durch ein intelligentes Energiemanagement und damit ein koordinierter Betrieb der Anlagen die Leistungsaufnahme des Netzes gleichmäßig werden. Damit ist gegebenenfalls ein Netzausbau vermeidbar. Auch ist es vorstellbar durch einen Verbund von μ KWK-Anlagen und Wärmepumpen die stark schwankende Energieerzeugung von Erzeugungsanlagen, die auf dargebotsabhängige regenerativen Energieträger basieren, wie Windkraft und Photovoltaik, auszugleichen und damit die Integration der regenerativen Energieerzeugung zu unterstützen. Bei Ausfall des Verbundnetzes ist auch ein Inselbetrieb des Netzes mit einem Verbund von μ KWK-Anlagen möglich, wodurch die Verfügbarkeit des Systems erhöht werden kann. Ausgehend von diesen Herausforderungen und möglichen Perspektiven für das elektrische Netz sollen in diesem Teilforschungsvorhaben konkret folgende Teilaufgaben bearbeitet werden.

1. Entwicklung von dynamischen Modellen der KWK-Anlagen, die das elektrische und thermische Betriebsverhalten der Anlagen nachbilden.
2. Messtechnische Parameteridentifikation ausgewählter μ KWK-Anlagen.
3. Untersuchung verschiedener Simulationsmethoden zur Bewertung des intelligenten Energiemanagements.
4. Untersuchung und Bewertung des Inselnetzbetriebs eines μ KWK-Anlagen-Verbunds.

6.2. Simulationsmodelle

Für die Bewertungen des Energieversorgungssystems ist es in diesem Teilprojekt notwendig das elektrische System dynamisch zu simulieren. Bei der Modellierung von μ KWK-Anlagen war es bisher üblich die elektrisch-mechanischen Vorgänge als stationär zu betrachten [102]. Durch die enge Kopplung der thermischen und elektrischen Anforderungen durch einen stromgeführten Betrieb im intelligenten Energiemanagement ist dies möglicherweise nicht weiter möglich. Daher werden in diesem Projekt μ KWK-Modelle entwickelt, welche sowohl die thermischen als auch elektro-mechanischen Vorgänge dynamisch abbilden.

6.2.1. Modell der μ KWK-Anlage

KWK-Anlagen gibt es in verschiedenen technischen Ausführungen. Sie unterscheiden sich insbesondere in der Art der Energieumwandlung. Neben Verbrennungsmotoren nach dem Otto- und Stirlingprinzip stehen Dampfmaschinen oder Brennstoffzellen zur Verfügung. Marktreife Produkte sind bisher vorwiegend nur mit Verbrennungsmotoren oder Stirlingmotoren verfügbar (vgl. 2.1.1, [7]). Daher wird die Modellierung der μ KWK-Anlagen auf solche Anlagen beschränkt. Für folgende Ausführungen wurde ein Modell in diesem Projekt erstellt:

- Verbrennungsmotor mit Synchrongenerator oder Asynchrongenerator

- Stirlingmotor mit Lineargenerator oder Asynchrongenerator

Die wesentlichen Komponenten, welche modelliert werden müssen, gelten für alle Ausführungen und sind Motor, Generator, Wärmeübertrager, Kupplung und Regler. Im Folgenden sind die Modelle der verschiedenen Anlagen vorgestellt.

6.2.1.1. Verbrennungsmotor mit Synchrongenerator

KWK-Anlagen mit Verbrennungsmotor und Synchrongenerator sind insbesondere im höheren Leistungsbereich ($P_{el} > 20 \text{ kW}$) üblich. Der Vorteil der Synchrongeneratoren besteht neben dem hohen Wirkungsgrad in der Inselnetzfähigkeit und der regelbaren Blindleistung.

Abbildung 6.1 zeigt den Signalflussplan der modellierten μKWK -Anlage mit Synchrongenerator. Aus Sicht der elektrischen Modellierung ist der Generator das zentrale Element. Auf den Generator wirken zwei Regelkreise, die Spannungsregelung und die Frequenz-Leistungsregelung. Die Spannungsregelung setzt sich aus einem Spannungsregler mit Erregersystem (VCO – Voltage Controller), einem optimalen Blindleistungsregler (VarC – Var Controller) und einer Leistungsmessung (Mess) zusammen. Zwischen Generator und der Frequenz-Leistungsregelung, bestehend aus einem Frequenzregler (PCU – Power Control Unit) und einem Leistungsregler (AGC – Automatic Generation Controller), befindet sich das mechanische System mit Verbrennungsmotor und Welle. Der Wärmeübertrager (WÜ) koppelt die nutzbare thermische Leistung aus den anfallenden thermischen Leistungen von Motor und Generator aus.

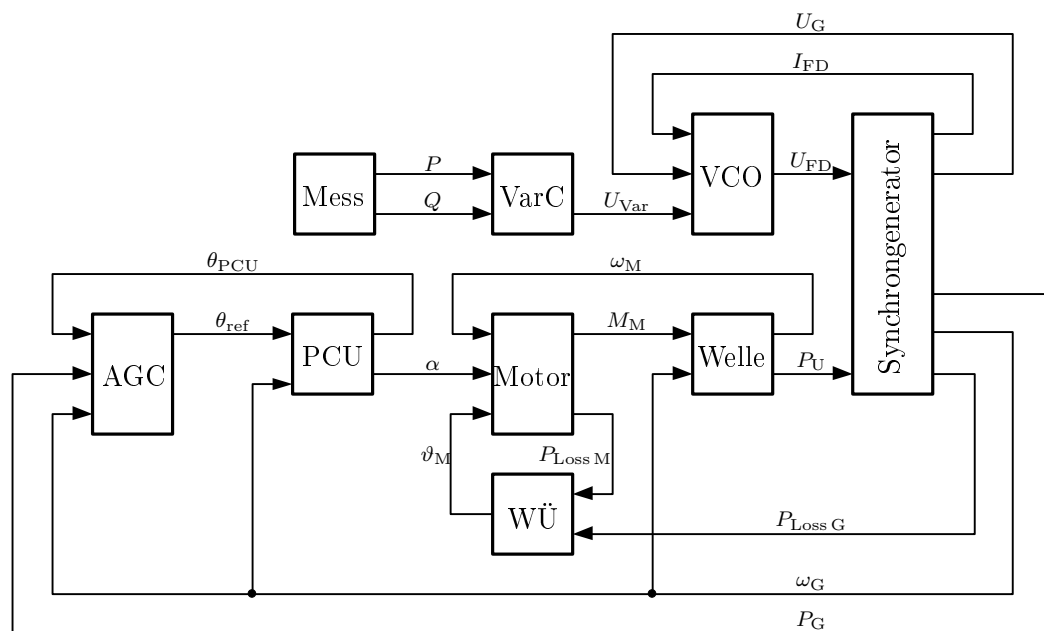


Abb. 6.1: Vollständiger Signalflussplan der μKWK -Anlage mit Synchrongenerator

Die einzelnen Elemente des vollständigen Signalflussplans sind in den folgenden Abschnitten näher erläutert. Die Darstellung aller Signalflusspläne und Gleichungen erfolgt dabei in normierter Form.

6.2.1.1.1. Synchrongenerator

Zur Modellierung des Synchrongenerator wird ein für Stabilitätsuntersuchungen typisches Modell verwendet [131]. Dies eignet sich zur Untersuchungen von transienten Vorgängen im Bereich mehrerer Millisekunden. Das Modell berücksichtigt im Rotor die Erregerwicklung und eine Dämpferwicklung auf der d-Achse sowie eine Dämpferwicklung auf der q-Achse. Das Zustandsdifferentialgleichungssystem

dieses Modells, besteht somit aus zwei Bewegungs- und vier Spannungsgleichungen. Für die exakten Gleichungen sei auf [53] und für eine ausführliche Betrachtung sei auf KUNDUR [131] und PADIYAR [171] verwiesen.

6.2.1.1.2. Verbrennungsmotor

Der Verbrennungsmotor wandelt die im Brennstoff gebunden chemische Energie in ein Drehmoment um. In μ KWK-Anlagen kommt vorwiegend Erdgas als Brennstoff zum Einsatz [7]. Die dazu benötigten Gasmotoren basieren auf dem Ottoprinzip, wobei die Regelung des Drehmomentes durch eine Quantitätsregelung des Verbrennungsluftgemisches erfolgt. Die Menge des Gemisches mit nahezu konstantem Verbrennungsluftverhältnis kontrolliert eine Drosselklappe. Das Gemisch strömt in den Zylinder, verbrennt und es entsteht ein Drehmoment an der Motorwelle [238].

Der interne Motorprozess wird durch ein PT1-Glied modelliert, es überträgt den Drosselklappenwinkel α in das interne Motormoment M_i . Das interne Motormoment ist proportional der Brennstoffleistung P_{br} . Das Motormoment M_M ergibt sich durch Subtraktion eines Verlustmomentes M_{loss} abhängig vom aktuellen Arbeitspunkt des Motors (siehe Abbildung 6.2).

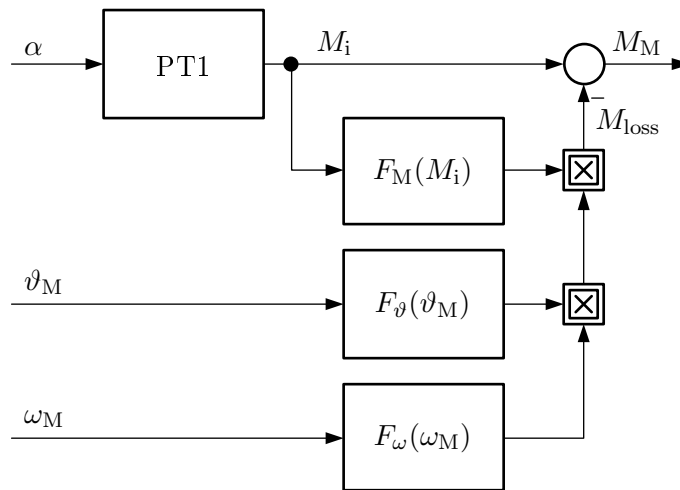


Abb. 6.2: Signalflussplan des Verbrennungsmotors

Die Verluste des Verbrennungsmotors werden hauptsächlich durch den Verbrennungsprozess, dem Gasaustausch und der Reibung verursacht. Eine Möglichkeit die Verluste zu modellieren, ist es die Änderung der Verluste zu einem definierten Arbeitspunkt zu beschreiben [94, 188]. Es wird angenommen, dass die Motorverluste von den Arbeitspunktvariablen des internen Motormoments M_i , der Motortemperatur ϑ_M und der Motordrehzahl ω_M abhängen. Nach GUZZELLA AND ONDER [94] können folgende Zusammenhänge formuliert werden.

$$F_M(M_i) = (M_{lossr} - M_{loss0}) \cdot M_i + M_{loss0} \quad (6.1)$$

$$F_\vartheta(\vartheta_M) = 1 + C_1 \left(\left(\frac{\vartheta_r}{\vartheta_M} \right)^{C_2} - 1 \right) \quad (6.2)$$

$$F_\omega(\omega_M) = 1 - C_3 (\omega_M - \omega_r)^2 \quad (6.3)$$

Ausgehend vom Bemessungsarbeitspunkt verändern sich die Verluste linear mit dem internen Motormoment M_i , exponentiell mit der Motortemperatur ϑ_M und quadratisch mit der Motordrehzahl ω_M .

Die Parameter: Verluste am Bemessungsarbeitspunkt M_{lossr} , Verluste im Leerlauf M_{loss0} , Motortemperatur am Bemessungsarbeitspunkt ϑ_r und $C_{1...3}$ müssen an die zu untersuchende μ KWK-Anlage angepasst werden.

Das von einem Verbrennungsmotor abgegebene Drehmoment ist während des Verlaufs einer Umdrehung ungleichförmig. Ein Viertaktmotor benötigt zwei Umdrehungen, um die vier Takte, bestehend aus Ansaugen, Verdichten, Arbeiten und Ausstoßen, durchzuführen. Im Arbeitstakt wird das Brennstoff-Luftgemisch gezündet und es entsteht ein kräftiger Drehmomentstoß. Um dies im Motormodell abzubilden wird das konstante Motormoment des zuvor entwickelten Modells mit einer periodischen Funktion multipliziert. Abbildung 6.3 zeigt das gesamte Modell des Verbrennungsmotors.

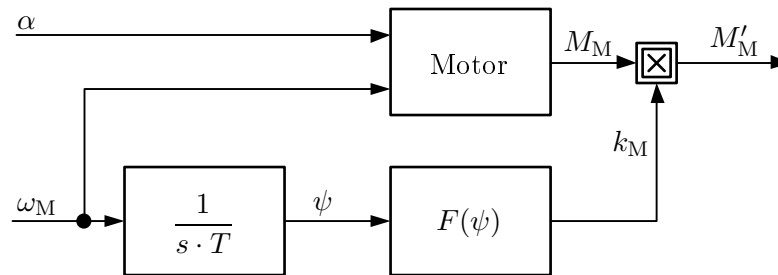


Abb. 6.3: Signalfussplan des Verbrennungsmotors mit periodischem Momentenverlauf

Der Zündzeitpunkt der Verbrennung im Motor ist vom Drehwinkel ψ abhängig. Dieser berechnet sich durch Integration aus der Motordrehzahl ω_M . Die Integrationszeitkonstante T ist dabei gleich der Periodendauer der periodischen Momenteinprägung. Aus dem Drehwinkel ψ wird mit folgender Funktion der Faktor zur Bildung des periodischen Momentes berechnet:

$$F(\psi) = K_\psi \sin^8(\pi \cdot \psi) \quad (6.4)$$

Die Charakteristik der periodischen Momenteneinprägung wird dabei durch die Funktion $\sin^8(x)$ nachgebildet. Dies stellt eine Vereinfachung des Verlaufes dar, da der Momentenverlauf eines Verbrennungsmotor, im Gegensatz zur angenommenen Funktion, durch eine längere fallende Flanke als die steigende Flanke geprägt ist [81]. Der Faktor K_ψ normierte die Funktion auf einen Mittelwert von eins, so dass die Nachbildung der periodischen Momenteneinprägung keinen Einfluss auf den Mittelwert des vom Motor abgegebenen Moments M_M hat.

6.2.1.1.3. Elastische Kupplung

Ein unzulässiger Einfluss wie Oberschwingungen und Flicker durch das periodische Motorenmoment auf das elektrische Netz muss vermieden werden. Daher wird in vielen μ KWK-Anlagen eine elastische Kupplung eingesetzt, die den Verlauf des Motorenmoments glättet.

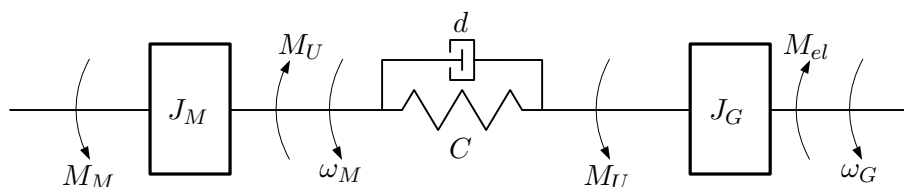


Abb. 6.4: Schema des mechanischen Übertragungssystems als Zweimassensystem

Durch die elastische Kupplung kann das mechanische Übertragungssystem zwischen Motor und Kupplung nicht mehr als starr angesehen werden. Vielmehr liegt nun ein elastisches mechanisches System vor. Dieses kann durch ein elastisches gekoppeltes Zweimassensystem nach Abbildung 6.4 nachgebildet werden. Der Rotor des Motors wird repräsentiert durch das Trägheitsmoment J_M . An diesem wirkt das Motormoment M_M . Das Trägheitsmoment J_G repräsentiert den Rotor des Generators. Auf den Generator wirkt das elektrische Moment M_{el} . Dazwischen befindet sich die elastische Kupplung mit der resultierenden Federkonstante C und der Federdämpfung d . Das über die Kupplung übertragene Moment M_U wirkt auf Motor und Generator.

6.2.1.1.4. Wärmeübertrager und thermisches Modell des Motors

Die Verluste des Verbrennungsmotors sind abhängig von dessen Temperatur. Daher wird der Wärmeübertrager basierend auf einem thermischen Modell des Motors modelliert. Die International Energy Agency hat im Annex 42 bereits ein solches Modell entworfen [153]. Diese wurde für dieses Teilprojekt mit folgenden Annahmen angepasst:

- Das thermische Modell des Motors kann mit einer repräsentativen Modelltemperatur beschrieben werden.
- Die Temperatur des Kühlwassers (Rücklauf des Heizsystems am μ KWK) ist konstant.
- Die thermischen Verluste (Abgasverluste und Wärmestrahlung) können als lineare Funktion der repräsentativen Modelltemperatur beschrieben werden.

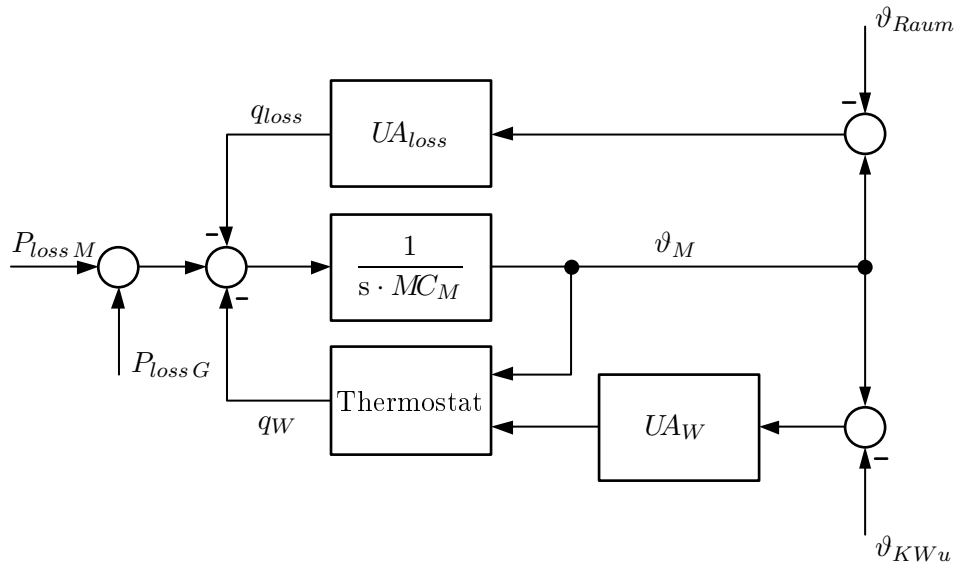


Abb. 6.5: Wärmetauscher und thermisches Modell des Motors

Abbildung 6.5 zeigt das Modell des Wärmeübertragers. Die Summe der Energieumwandlungsverluste aus Verbrennungsmotor $P_{loss M}$ und Generator $P_{loss G}$ sind die Eingangsgrößen des Modells. Die Differenz zwischen den Eingangsgrößen, der ausgekoppelten thermischen Energie q_{HX} und den thermischen Verlusten q_{loss} wird über die thermische Masse MC_M des Motors integriert und bildet die repräsentative Modelltemperatur ϑ_M des Motors.

Ein Aufheizen der μ KWK-Anlage nach einem Kaltstart vermeidet Verluste, da Reibverluste durch die Erhöhung der Temperatur kleiner werden (Viskosität des Öls). Das heißt, ist die Temperatur des Motor kleiner als die untere Grenztemperatur ϑ_u wird nur ein kleiner Teil oder keine thermische Energie an den Heizkreislauf abgegeben. Dieses Verhalten der μ KWK-Anlage kann durch ein Thermostat nach REULEIN [185] abgebildet werden:

$$q_{out} = q_{in} \cdot \begin{cases} 0 & \vartheta_M \leq \vartheta_o \\ x & \vartheta_u < \vartheta_M \leq \vartheta_o \\ 1 & \vartheta_M > \vartheta_o \end{cases} \quad (6.5)$$

Bei diesem Modell des Thermostats wird der Übergangsbereich zwischen unterer Grenztemperatur ϑ_u und oberer Grenztemperatur ϑ_o linear und ohne Zeitkonstante abgebildet.

$$x = \frac{\vartheta_M - \vartheta_u}{\vartheta_o - \vartheta_u} \quad (6.6)$$

6.2.1.1.5. Regler

Für den Betrieb einer μ KWK-Anlage mit Synchrongenerator am elektrischen Netz werden insbesondere folgende Regler benötigt:

- **Spannungsregler und Blindleistungsregler:** Regelung der Generatorspannung im Inselbetrieb bzw. Regelung der Blindleistung im Netzparallelbetrieb
- **Frequenzregler und Leistungsregler:** Regelung der Netzfrequenz im Inselbetrieb bzw. Regelung der abgegebenen Wirkleistung

Im Folgenden werden die Modelle der Regler vorgestellt.

Spannungsregler und Erregersystem

Für den Betrieb von Elektroenergiesystemen wird gefordert, dass die Spannung in einem festgelegten Toleranzband gehalten wird. Die Leistungsübertragung im elektrischen Netz verursacht einen Spannungsabfall über die Leitungen und damit lokal unterschiedliche Spannungsniveaus. Um die vorgeschriebenen Grenzen einzuhalten, ist eine Spannungsregelung an bestimmten Punkten im elektrischen Netz notwendig.

Je nach Anwendung und Anforderung existiert eine Vielzahl unterschiedlicher Spannungsregler-Systeme. Der IEEE Standard 421 [111, 110] definiert eine Reihe von Standardsystemen für Synchronmaschinen und schlägt eine Modellierung dieser Systeme vor. In den meisten KWK-Anlagen mit Synchrongeneratoren wird ein bürstenloses Erregersystem eingesetzt. Dies Erregersystem wurde für Großgeneratoren entwickelt, um die höheren Ströme des Erregersystems besser übertragen zu können. Sie bieten aber auch Vorteile, durch den geringen Wartungsaufwand, für kleine Generatoren. Das in dieser Arbeit eingesetzte Spannungsregler-System beruht auf dem IEEE Type AC1A. Eine detaillierte Beschreibung dieses Systems und anderer Systeme liefern KUNDUR ET AL. [131], PADIYAR [171] und IEEE Std 421.5 [110]. Die wesentlichen Bestandteilen des Spannungsregler-Systems sind (Abbildung 6.6):

- Spannungsregler AVR (Automatic Voltage Regulator)
- Erregersystem EXC (Excitation System)
- Stabilisierungspfad ESS (Excitation System Stabilizer)

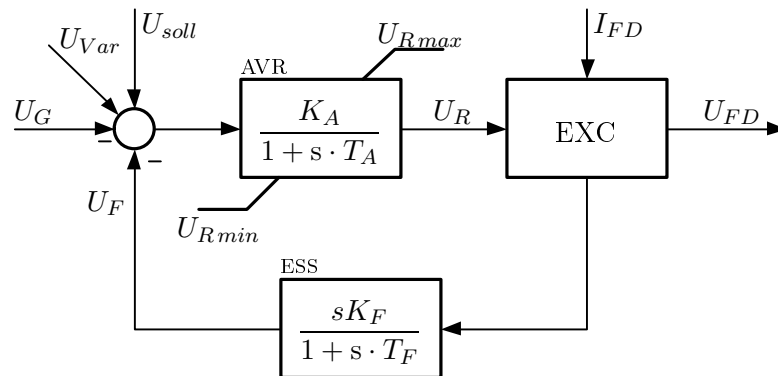


Abb. 6.6: Signalfussplan des Spannungsreglersystems

Die Regelgröße ist die Generatorklemmenspannung U_G . Aus der Differenz der Ist- und Sollwerte sowie weiteren Signalen des Blindleistungsreglers U_{Var} und des Stabilisierungspfad U_F wird die Regeldifferenz gebildet. Der Spannungsregler selbst ist ein Verstärker mit der Verstärkung K_A und einer Verzögerung T_A . Durch das reine Proportional-Verhalten wird eine schnelle Nachführung der Regelgröße erreicht. Die bleibende Regelabweichung durch die Proportionalregelung stellt in der Praxis kein Problem dar.

Blindleistungsregler

Falls die Spannung an mehr als einem Punkt im Netz geregelt wird, müssen die Sollwerte der Spannungsregelung durch eine Blindleistungsregelung angepasst werden. Der hier eingesetzte Blindleistungsregler basiert auf dem IEEE Var controller Type II [110]. Abbildung 6.7 zeigt den normierten Signalfussplan des Blindleistungsreglers. Die Regelgröße ist die Blindleistung Q , die z. B. am Hausanschluss oder an den Generatorklemmen gemessen werden kann.

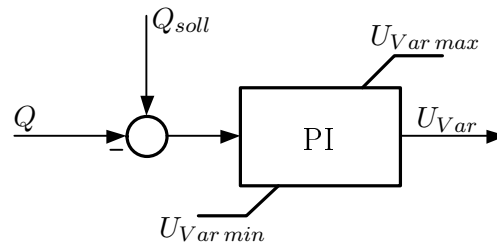


Abb. 6.7: Signalfussplan des Blindleistungsreglers

Die Differenz aus Ist- und Sollwert der Blindleistung wird einem PI-Regler zugeführt. Der Reglerausgang ist die Spannung U_{Var} , die eine Anpassung des Spannungsreglersollwertes bewirkt bis der vorgegebenen Blindleistungssollwertes erreicht ist. Der Reglerausgang ist durch $U_{Var\ min}$ und $U_{Var\ max}$ begrenzt, um eine Unter- bzw. Überschreitung des zulässigen Spannungsbandes durch die Blindleistungsregelung zu verhindern.

Frequenz-Leistungsregler

Die Wirkleistung im elektrischen Netz muss zu jedem Zeitpunkt ausgeglichen sein. Das heißt, dass genau so viel elektrische Leistung erzeugt werden muss wie in diesem Moment verbraucht wird. Ein Ungleichgewicht zwischen erzeugter und nachgefragter Leistung führt zu Frequenzänderungen im elektrischen Netz.

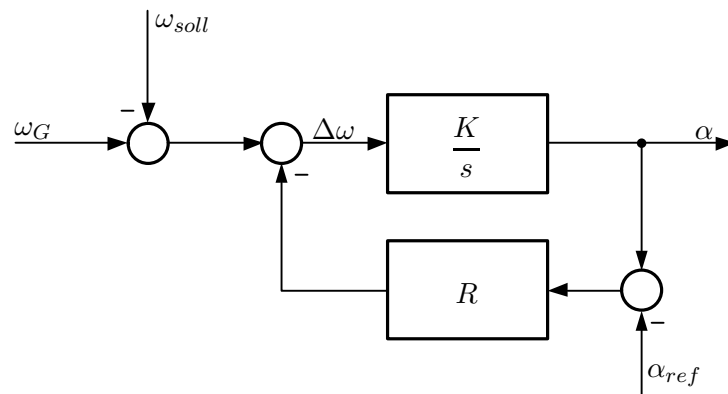


Abb. 6.8: Signalflussplan des Frequenzreglers

Abbildung 6.8 zeigt den modellierten Frequenzregler. Die Stellgröße, welche die Leistung der Antriebsmaschine reguliert, ergibt sich dabei durch Verstärkung und Integration aus der Differenz zwischen der Generator Drehzahl ω_G (gleichbedeutend mit der Netzfrequenz f) und der Führungsgröße ω_{soll} . Um einen stabilen Betrieb mehrerer Synchrongeneratoren am Netz zu ermöglichen wird die Stellgröße α (Winkel der Drosselklappe) mit der Verstärkung R zurückgeführt. Dabei beschreibt R die Statik der Frequenzregelung.

Die Referenzeinstellung α_{ref} des Frequenzreglers stellt den Leistungsarbeitspunkt der Antriebsmaschine her und wird durch den Leistungsregler vorgegeben.

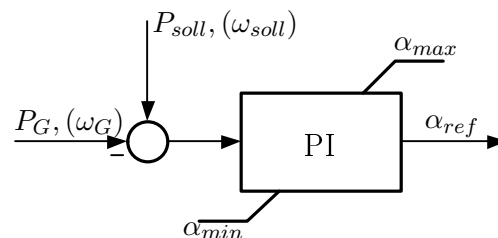


Abb. 6.9: Signalflussplan des Leistungsreglers

Abbildung 6.9 zeigt den Signalflussplan des Leistungsreglers. Die Differenz aus Leistungsgrößen Sollwert P_{soll} und der Wirkleistung P_G des Generators wird über ein PI-Glied geführt und bildet den Referenzwert des Drosselklappenwinkels α_{ref} was gleichbedeutend mit der abgebenden Wirkleistung ist.

6.2.1.2. Verbrennungsmotor mit Asynchrongenerator

Im Leistungsbereich kleiner $P_{el} < 20$ kW werden vorwiegend Asynchrongeneratoren in μ KWK-Anlagen eingesetzt. Der Vorteil von Asynchrongeneratoren liegt im günstigen Preis und dem geringen Regelaufwand gegenüber Synchrongeneratoren. Abbildung 6.10 zeigt den Signalflussplan der modellierten μ KWK-Anlage mit Asynchrongenerator. Auf Grund des Asynchrongenerators entfallen im Vergleich zum Modell mit Synchrongenerator die Spannungsregelung und die Frequenzregelung. Es verbleibt die Antriebsstrecke mit Motor, Welle und Leistungsregelung sowie dem Wärmeübertrager (WÜ).

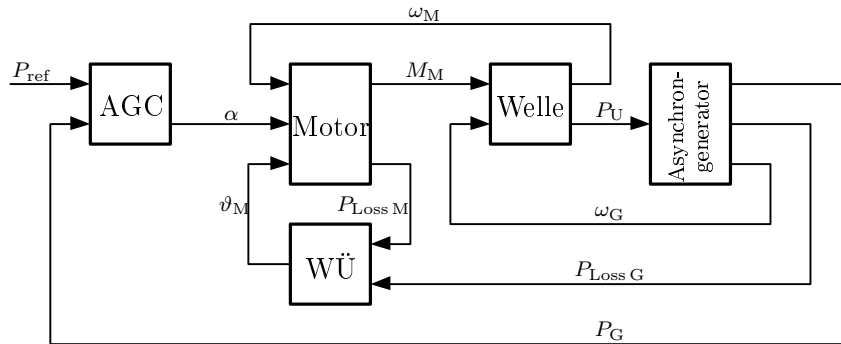


Abb. 6.10: Vollständiger Signalflussplan der μ KWK-Anlage mit Asynchrongenerator

Das Modell des Motors, der Welle, des Wärmeübertrager und des Leistungsreglers sind identisch mit der μ KWK-Anlage basierend auf Verbrennungsmotor mit Synchrongenerator. Im Folgenden wird daher nur das Modell des Asynchrongenerators beschrieben.

6.2.1.2.1. Asynchrongenerator

In Abbildung 6.11 ist das Ersatzschaltbild des Asynchrongenerators dargestellt. Es ist charakterisiert durch die Statorimpedanz Z_s , der Hauptfeldinduktivität X_m und der vom Schlupf abhängigen Rotorimpedanz Z_r [131]. Basierend auf dem Ersatzschaltbild wird das Zustandsdifferentialgleichungssystem für das dynamische Modell abgeleitet. Es beinhaltet die Statorspannungsgleichung, die Rotorspannungsgleichung, die Flussverkettungsgleichungen und die Bewegungsgleichungen [52].

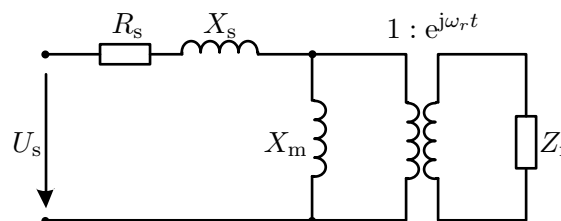


Abb. 6.11: Allgemeines Ersatzschaltbild des Asynchrongenerators [131]

6.2.1.3. Stirlingmotor mit Lineargenerator

KWK-Anlagen mit Stirlingmotoren stellen eine neue Technologie auf dem Heizungsmarkt dar. Zwar ist der Stirlingmotor die zweitälteste Wärmekraftmaschine, er wurde 1816 von Robert Stirling erfunden, hat aber erst in den letzten Jahren durch die Entwicklungen der KWK an Bedeutung gewonnen. Der Vorteil des Stirlingmotors liegt im flexiblen Brennstoffeinsatz und dem einfacheren Aufbau gegenüber dem Verbrennungsmotor. Nachteilig ist der geringere Wirkungsgrad des Motors.

μ KWK-Anlagen mit Stirlingmotor werden in verschiedenen Bauweisen angeboten. Die zurzeit am weitesten verbreitete Bauweise ist ein Freikolben-Stirling-Motor mit integriertem Lineargenerator. Abbildung 6.12 zeigt das realisierte Modell für diesen Typ. Der Stirling Motor ist direkt mit dem Lineargenerator (LG) über die Turbinenleistung P_T gekoppelt. Über die Brennstoffzufuhr P_{br} wird der Stirling-Motor mit Hilfe des Temperaturreglers (TR) auf eine konstante Expansionsraumtempera-

tur ϑ_M geregelt. Damit wird ein möglichst hoher Wirkungsgrad des Motors sichergestellt [221]. Die Regelung der erzeugten elektrischen Leistung erfolgt getrennt über den Leistungsregler (AGC).

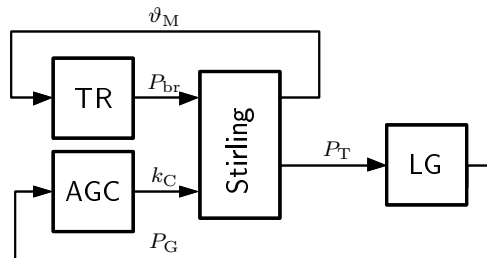


Abb. 6.12: Vollständiger Signalflussplan der μ KWK-Anlage mit Stirlingmotor und Lineargenerator

Im Folgenden wird das Modell des Lineargenerators sowie des Stirlingsmotors vorgestellt. Das Modell des Leistungsreglers entspricht dem aus Abschnitt 6.2.1.1. Für den Temperaturregler ist ein einfacher P-Regler modelliert.

6.2.1.3.1. Lineargenerator

Durch den Einsatz eines Lineargenerators wird die Kolbenbewegung der Freikolben-Stirling-Maschine direkt in elektrische Energie umgewandelt. Abbildung 6.13 zeigt den prinzipiellen Aufbau eines solchen Generators. Am Stator befindet sich eine 1-phasige Wicklung und auf dem Läufer sind Permanentmagnete angeordnet. Mit dem Kolben des Stirling-Motors bildet der Generator ein schwingfähiges Feder-Massen-System [135]. Die Eigenfrequenz dieses Systems wird durch die Wahl der Federkonstanten auf die Netzfrequenz $f = 50$ Hz eingestellt. Dies ermöglicht den direkten Anschluss an das Niederspannungsnetz.

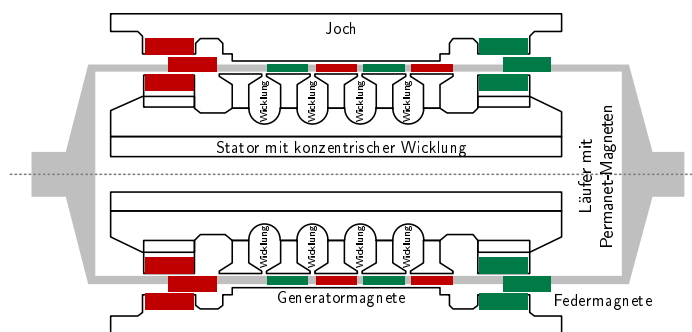


Abb. 6.13: Schematische Darstellung des Lineargenerators [138]

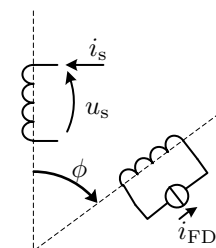


Abb. 6.14: Modell des Lineargenerators

Die Kolbenbewegung kann mit folgender Gleichung beschrieben werden:

$$x_K = \frac{h_K}{2} \cdot \cos(2\pi \cdot f_K \cdot t + \varphi_K) \quad (6.7)$$

dabei ist x_K die Position des Kolbens, h_K der Kolbenhub und f_K die Frequenz der Kolbenschwungung. Entspricht der Kolbenhub h_K der Polteilung kann die lineare Bewegung des Generators auch als Drehbewegung beschrieben werden. Somit kann der Lineargenerator durch das in Abbildung 6.14 dargestellte Modell beschrieben werden und es gelten die folgenden Zusammenhänge der permanent erregten Synchronmaschine [24].

$$u_s = r_s \cdot i_s - \frac{d\psi_s}{dt} \tag{6.8}$$

$$\psi_s = (X_{\sigma s} + X_{md}) \cdot i_s + X_{md} \cdot i_{FE} \cdot \cos(\omega_K \cdot t + \varphi_K) \tag{6.9}$$

$$\frac{d\omega_K}{dt} = \frac{T_m - T_e}{J} \tag{6.10}$$

6.2.1.3.2. Stirlingmotor

Die Anforderungen an das Modell des Stirlingmotors sind die Nachbildung des mechanischen Momentes am Generator sowie des thermischen und mechanischen Wirkungsgrades für alle Betriebsbereiche des Motors. Analog dem Modell des Verbrennungsmotors wird daher auf die exakte Modellierung der internen thermodynamischen Prozesse des Motors verzichtet und ein vereinfachtes Modell angewendet.

Der Wirkungsgrad des idealen Stirlingprozesses ist gleich dem Carnotwirkungsgrad und hängt dadurch nur von den beiden Prozesstemperaturen (Kompressionsraumtemperatur und Expansionsraumtemperatur) ab [194]. Basierend auf diesem Zusammenhang wurde das in Abbildung 6.15 dargestellte Modell entwickelt.

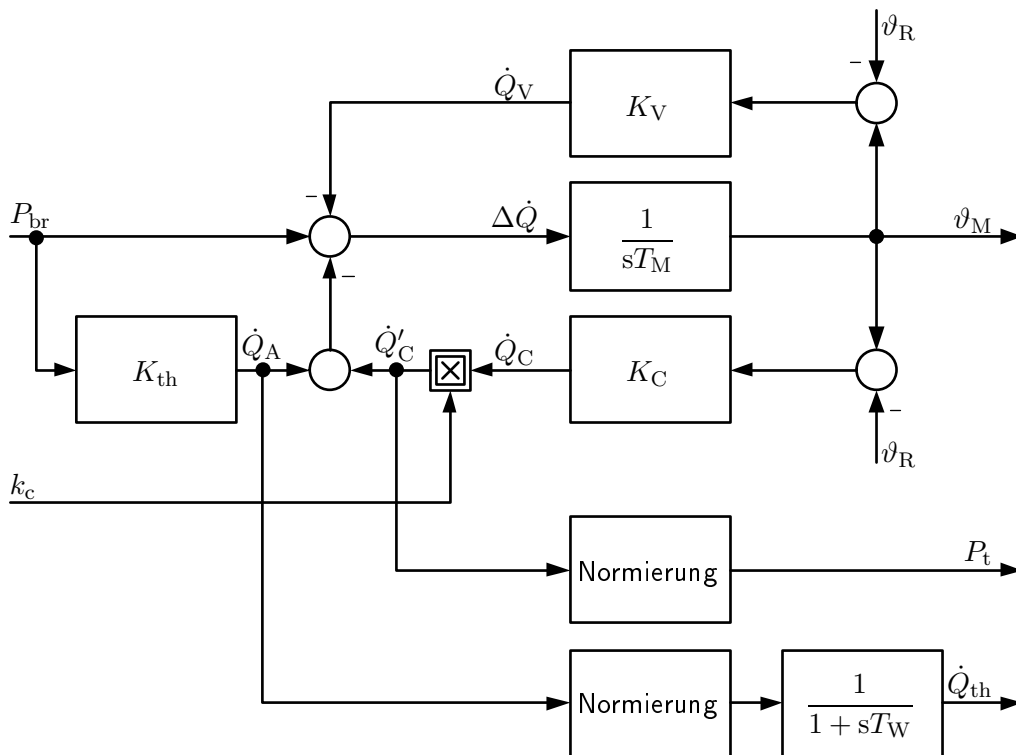


Abb. 6.15: Signalfussplan des Stirlingmotors

Der dem Motor zugeführte Brennstoff mit der Leistung P_{br} wird verbrannt und entspricht dem zugeführtem Wärmestrom. Dieser teilt sich in folgende Teilströme auf:

- \dot{Q}_A Abgaswärmestrom,
- \dot{Q}_C Carnotwärmestrom,
- \dot{Q}_V Verlustwärmestrom

Der verbleibende Wärmestrom $\Delta\dot{Q}$ bildet durch die Intergration mit der Zeitkonstante T_M die Expansionsraumtemperatur ϑ_M . Aus dieser Temperatur ergeben sich der Verlustwärmestrom \dot{Q}_V und der Carnotwärmestrom \dot{Q}_C . Durch eine Normierung ergibt sich aus dem Carnotwärmestrom \dot{Q}_C die mechanische Leistung P_t an der Welle des Generators. Die erzeugte thermische Leistung ergibt sich durch Normierung und Verzögerung mit der Zeitkonstante T_W aus dem Abgaswärmestrom \dot{Q}_A . Die Verzögerung bildet dabei vereinfacht die Verzögerung durch den Abgaswärmeübertrager nach.

Durch die Multiplikation des Carnotwärmestroms mit dem Parameter K_C wird die Leistungsregelung des Stirlingmotors nachgebildet. Technisch ist diese entweder durch Reduzierung des Gasdruckes oder durch Veränderung der Phasenverschiebung zwischen Arbeitskolben und Verdrängungskolben möglich [221]. Allerdings sind bisher keine μ KWK-Anlagen auf dem Markt verfügbar die eine Leistungsregelung des Stirlingmotors ermöglichen. Theoretisch ist ebenso eine Leistungsregelung über die Expansionsraumtemperatur möglich. Die Reduzierung der Expansionsraumtemperatur vermindert jedoch den elektrischen Wirkungsgrad der Anlage. Durch einen Temperaturregler wird daher eine konstant hohe Temperatur sichergestellt.

6.2.1.4. Stirlingmotor mit Asynchrongenerator

Abbildung 6.16 zeigt das Modell für eine μ KWK-Anlage mit Stirlingmotor und Asynchrongenerator. Im Wesentlichen entspricht der Aufbau dem der Modell der μ KWK-Anlage mit Stirlingmotor und Lineargenerator. Anstatt des Lineargenerators wird bei diesem Typ das Modell des Asynchrongenerators aus Abschnitt 6.2.1.2 verwendet.

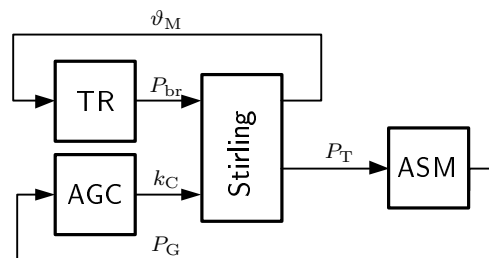


Abb. 6.16: Vollständiger Signalfussplan der μ KWK-Anlage mit Stirlingmotor und Asynchrongenerator

6.2.2. Modell des elektrischen Netzes

Der Entwurf und die Simulation eines intelligenten Energiemanagement mit KWK-Anlagen soll an beispielhaften Wohngebieten erfolgen. Im Rahmen dieses Teilgebietes wurden zwei Wohngebiete entwickelt. Beide Wohngebiete repräsentieren eine typische städtische Struktur, die hauptsächlich durch Wohnhäuser und einer hohen Leistungsdichte (geringe Leitungslängen mit hohe Last) geprägt ist. Die Siedlung 1 (vgl. Abbildung 6.17) umfasst vier Gebäuderiegel (Haus L1-L4) und acht Würfelhäuser (Haus W1-W8). Insgesamt gibt es 320 Wohnungen. Diese Siedlung dient in diesem Teilgebiet des Projektes grundsätzlichen Untersuchungen im elektrischen Netz.

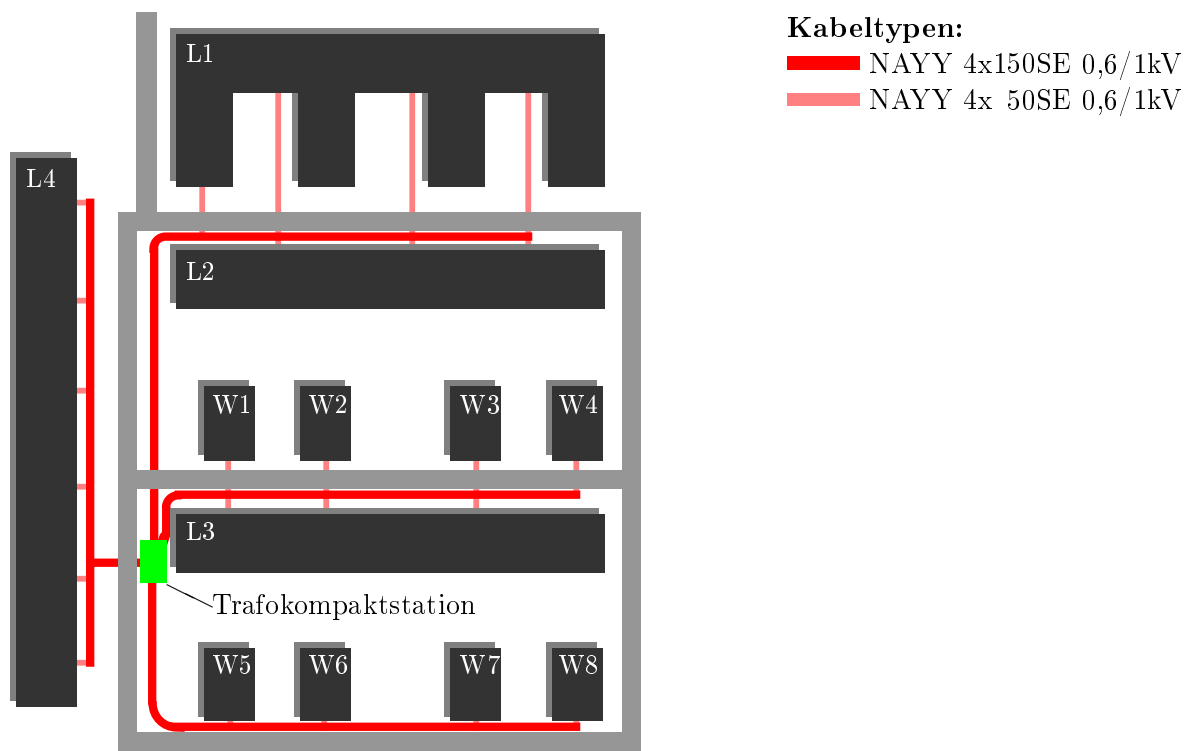


Abb. 6.17: Schematischer Netzplan der Siedlung 1

Die Siedlung 2 (vgl. Abbildung 6.18) stellt das in den Teilgebieten gemeinsam verwendete Netz dar. Es umfasst 20 Mehrfamilienhäuser (MFH) mit je 24 Wohneinheiten (WE) und 64 Einfamilienhäuser, wobei davon 9 MFH und 6 EFH an ein Nahwärmenetz angeschlossen sind. Insgesamt gibt es in der Siedlung 304 WE.

Im Folgenden ist die Auslegung und der Entwurf des elektrischen Netzes erläutert.

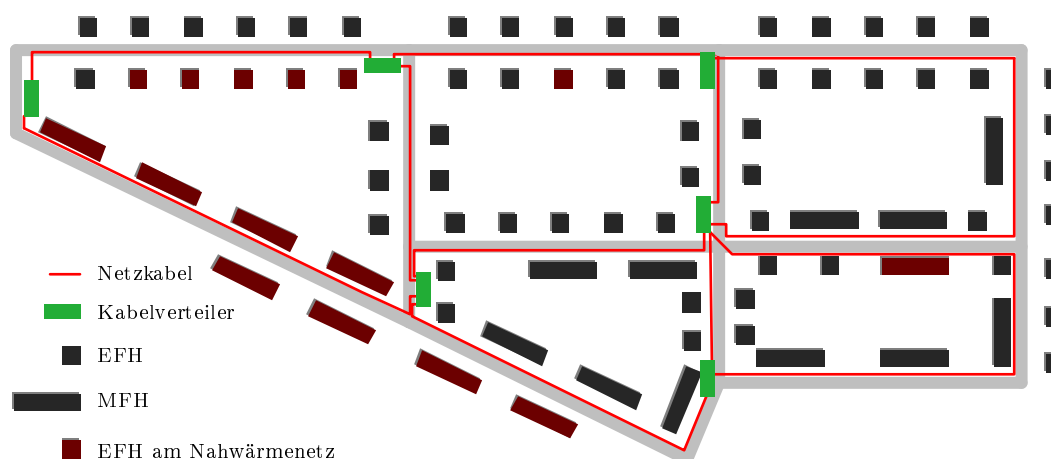


Abb. 6.18: Schematischer Netzplan der Siedlung 2

Auslegung und Entwurf des Niederspannungsnetzes

Eine unverzichtbare Grundlage für die Netzauslegung stellt die Ermittlung der Belastungsverhältnisse dar. Eine Abschätzung der Belastungsverhältnisse erfolgt üblicherweise über Spitzenlastannahmen einer einzelnen Wohnung $P_{\max 1}$ und dem Gleichzeitigkeitsgrad $g(N)$ für N Wohnungen [119, 239]. Der Gleichzeitigkeitsgrad für N Wohnungen berechnet sich wie folgt:

$$g(N) = g_{\infty} + (1 - g_{\infty}) \cdot N^{-3/4} \quad (6.11)$$

Dabei ist g_{∞} der Gleichzeitigkeitsgrad für unendlich viele Wohnungen. Dieser beruht auf Messungen und Erfahrungswerten. Aus dem Gleichzeitigkeitsgrad, der Spitzenlast einer Wohnung sowie der Anzahl der einem Betriebsmittel zugeordneten Wohnungen kann die Spitzenbelastung des Betriebsmittels $P_{\max}(N)$ berechnet werden.

$$P_{\max}(N) = g(N) \cdot P_{\max 1} \cdot N \quad (6.12)$$

Die Spitzenlast bestimmt dann die Dimensionierung der Betriebsmittel (Transformator, Kabel). Die Auslegung dieses Versorgungsnetzes erfolgte mit einer für den vorliegenden Elektrifizierungsgrad typischen Spitzenlastannahme $P_{\max 1} = 8 \text{ kW}$ und den Gleichzeitigkeitsgrad $g_{\infty} = 0,15$ [119]. Folgend aus den obigen Berechnungen wurde eine 630 kVA Trafokompaktstation ausgewählt und die maximale Anzahl der Haushalte pro Kabel für die Standardkabel NAYY 4x150SE 0,6/1kV und NAYY 4x50SE 0,6/1kV festgelegt. Eine Lastflussberechnung überprüfte die Einhaltung des Spannungsbandes und der thermischen Betriebsgrenzen. Die Abbildungen 6.17 und 6.18 zeigen den schematischen Niederspannungsnetzplan der Wohngebiete.

6.2.3. Modellierung elektrischer Lastverläufe

Für den Entwurf, die Simulation und Bewertung eines intelligenten Energiemanagements sind die elektrischen Lastverläufe eine wesentliche Eingangsgröße. Im Rahmen dieses Projektes sollen daher einheitliche elektrische Lastverläufe in allen Teilthemen verwendet werden.

Grundsätzlich können die elektrischen Lastverläufe aus folgenden Quellen gewonnen werden:

- Messungen
- Standardlastprofile
- Lastmodellierung

Aus Messungen gewonnene elektrische Lastverläufe haben den Vorteil, dass die zeitliche Charakteristik des Lastverlaufs nicht verfälscht ist. Allerdings kann so immer nur ein spezieller Verlauf betrachtet werden und die Ergebnisse sind nicht ohne weiteres mit anderen Lastverläufen vergleichbar.

Um eine Vergleichbarkeit bei der Bewertung von KWK-Anlagen zu ermöglichen definiert die VDI-Richtlinie 4655 [4] Standardlastprofile. Das dort festgelegte elektrische Lastprofile stellt dabei eine Auswahl eines typischen Verlaufs aus gemessenen Stromverbräuchen von fünf Ein- und drei Mehrfamilienhäuser für einen Typtag dar¹⁰³. Vorteil dieser Vorgehensweise ist, dass ein mittlerer Lastverlauf erzeugt wird ohne das die zeitliche Charakteristik des einzelnen Lastverlaufs verloren geht (Wie z. B. bei den VDEW-Standardlastprofilen¹⁰⁴). Ein Nachteil dieser Lastverläufe ist das keine Variation und damit keine Überlagerung zu einem Lastgang eines gesamten Netzes möglich ist.

Ein Ziel dieser Arbeit ist, das dynamische Verhalten eines dezentralen Netzes möglichst genau zu erfassen, um Aussagen über Einhaltung von Spannungsgrenzwerten, Frequenzgrenzwerten sowie den Einfluss der Regelung auf die KWK-Anlage treffen zu können. Dies ist nur mit zeitlich und örtlich hochaufgelösten Lastverläufen der Haushalte möglich. Daher wird der Ansatz der probabilistischen Lastmodellierung verfolgt. Am Institut für Elektrische Energieversorgung und Hochspannungstechnik der TU-Dresden ist eine Softwaretool für diesen Zweck entwickelt wurden, welches in diesem Projekt genutzt wird [50], [51].

Die Modellierung der Lasten folgt dem Bottom-Up-Verfahren. Für jedes Haushaltsgerät wird von statistischen Nutzungshäufigkeiten und der Nutzungsdauer ein Lastverlauf berechnet und zum Lastverlauf des Haushaltes addiert. Dies ermöglicht die Erstellung von 3-phasigen Lastverläufen von Wirk- und Blindleistung mit einer zeitlichen Auflösung von 1 s für jeden Haushalt. Abbildung 6.19 zeigt exemplarisch einen Lastverlauf über einen Tag eines 3 Personen Haushaltes.

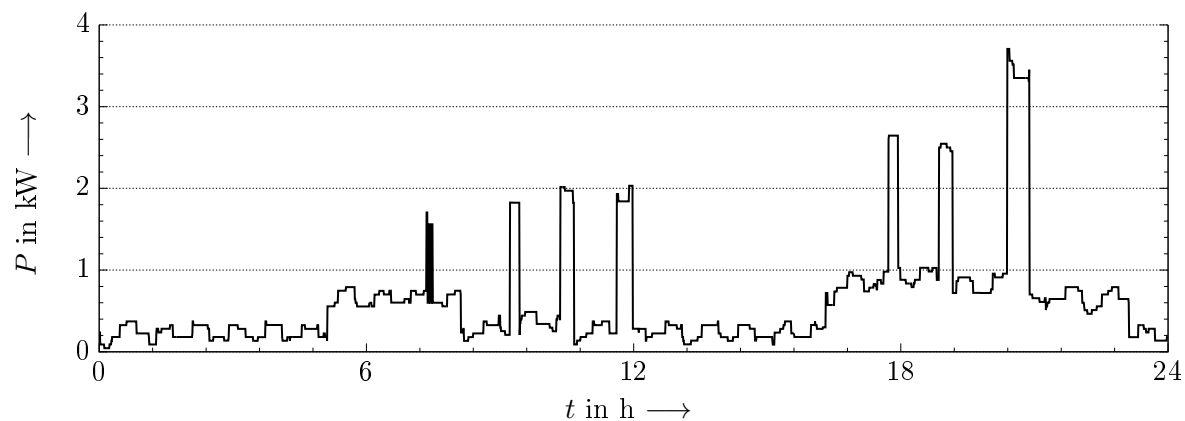


Abb. 6.19: Exemplarischer mit Hilfe probabilistischen Ansätze berechneter Lastverlauf (Wochentage, Winter) eines 3 Personen Haushaltes

Um eine einfache Generierung von Lastverläufen für größere Netze zu ermöglichen, werden in dem Tool insgesamt sechs verschiedenen Haushaltstypen definiert. Die Haushaltstypen unterscheiden sich in der Anzahl der im Haushalt lebenden Personen und der Anwesenheit der Personen. Die statistischen Häufigkeiten und Nutzungsdauern der einzelnen Haushaltsgeräte wurden für jeden Haushaltstyp aus Daten des Statistischen Bundesamtes und weiteren statistischen Erhebungen entnommen [101, 252]. Mit Hilfe dieser Haushaltstypen wurden für die in diesem Projekt verwendeten Netze die Lastverläufe

¹⁰³Für eine genaue Beschreibung der Vorgehensweise bei der Ermittlung des Referenzlastprofiles ist auf [57] verwiesen

¹⁰⁴Die VDEW-Standardlastprofile stellen einen über einer großen Anzahl von Kunden gemittelter Lastverlauf dar. Dieser wird vorwiegend im Abrechnungswesen eingesetzt.

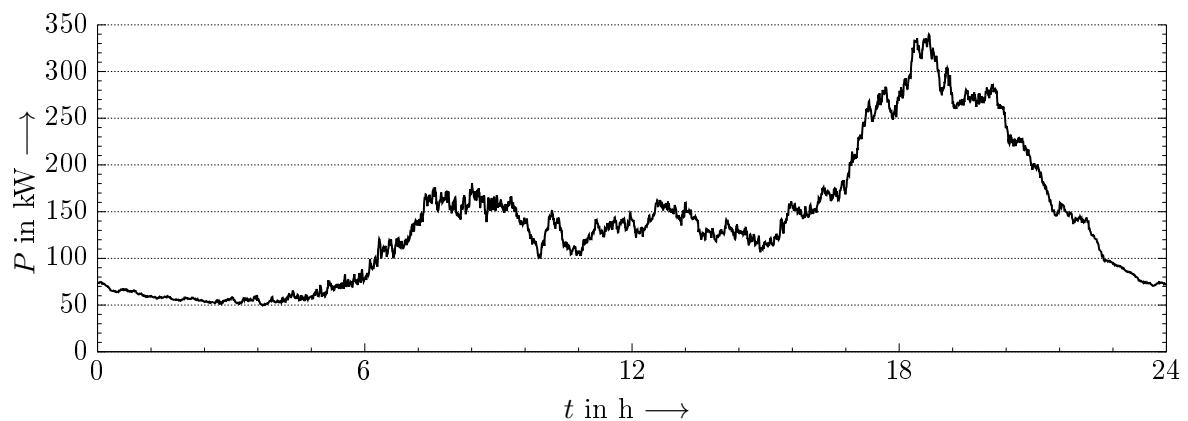
für jeden Haushalt generiert. In Tabelle 6.1 ist die Verteilung der Haushaltstypen in den Netzen gegenübergestellt. Abbildung 6.20 zeigt exemplarischen einen Lastverlauf für die verwendeten Netze.

Haushaltstyp			Anzahl in	
Typ	Anzahl Personen	Anwesenheit	Siedlung 1	Siedlung 2
1	1	zu Geschäftszeiten anwesend	46	0
2	1	zu Geschäftszeiten nicht anwesend	42	0
3	2-3	zu Geschäftszeiten anwesend	78	140
4	2-3	zu Geschäftszeiten nicht anwesend	82	100
5	> 4	zu Geschäftszeiten anwesend	62	37
6	> 4	zu Geschäftszeiten nicht anwesend	10	27

Tabelle 6.1: Einteilung der Haushaltstypen in den Siedlungen



(a)



(b)

Abb. 6.20: Exemplarischer mit Hilfe probabilistischen Ansätze berechneter Lastverlauf (Wochentage, Winter): (a) der Siedlung 1 (b) der Siedlung 2

6.3. Messtechnische Parameteridentifikation und Modell-Validierung

Die im vorherigen Abschnitt beschriebenen Modelle benötigen gerätespezifische Parameter, die nur durch eine messtechnische Untersuchung bestimmt werden können. Am Institut für Energietechnik der TU Dresden steht zu diesem Zweck ein *Hardware in the Loop* (HIL) Versuchstand bereit, mit dem μ KWK-Anlagen statisch und dynamisch untersucht werden können (siehe Abschnitt 2.2.1). Für den messtechnischen Untersuchung stehen das L-BHKW 4.12 der Firma KIRSCH sowie der Vitotwin 300-W der Firma VISSMANN zur Verfügung. Für diese Anlagen wird im Folgenden die Parameteridentifikation und die Modell-Validierung durchgeführt.

6.3.1. L-BHKW 4.12

Beim dem L-BHKW 4.12 der Firma KIRSCH handelt sich es um eine μ KWK-Anlage mit Verbrennungsmotor und Asynchrongenerator. Die elektrische Nennleistung beträgt $P_{\text{rel}} = 4 \text{ kW}$ und kann zwischen den Leistungsstufen $P_{\text{rel}} = 2, 3, 4 \text{ kW}$ moduliert werden. Die thermische Nennleistung beträgt $P_{\text{rth}} = 12 \text{ kW}$. Im Folgenden werden die Parameter für diese Anlage für das Modell der μ KWK-Anlage mit Verbrennungsmotor und Asynchrongenerator bestimmt.

6.3.1.1. Messtechnische Parameteridentifikation am L-BHKW 4.12

Zur Parameteridentifikation werden zum einen stationäre Messungen bei konstanten Arbeitspunkten der Anlage und zum anderen Messungen beim Anfahren der Anlage durchgeführt. Bei allen Messungen wird durch den HIL-Versuchstand ein konstanter Volumenstrom und Rücklauftemperatur des Kühlwassers sichergestellt.

Die Parameter der leistungsabhängigen Verluste des Verbrennungsmotors ($M_{\text{loss,r}}$, $M_{\text{loss,0}}$) ergeben sich aus den stationären Messungen der Anlage. Abbildung 6.21 zeigt die Brennstoffleistung P_{Br} , berechnet aus dem Gasvolumenstrom, in Abhängigkeit der elektrischen Leistung P_{el} . Im typischen Betriebsbereich der μ KWK-Anlage kann die Abhängigkeit als lineare Funktion beschrieben werden. Dies entspricht auch der Annahme in Gleichung (6.1). Die Methode der kleinsten Fehlerquadrate ermittelt aus den Messdaten die Werte für $M_{\text{loss,r}}$ und $M_{\text{loss,0}}$. Abbildung 6.21 zeigt den simulierten stationären Zusammenhang zwischen der elektrischen Leistung und der Brennstoffleistung.

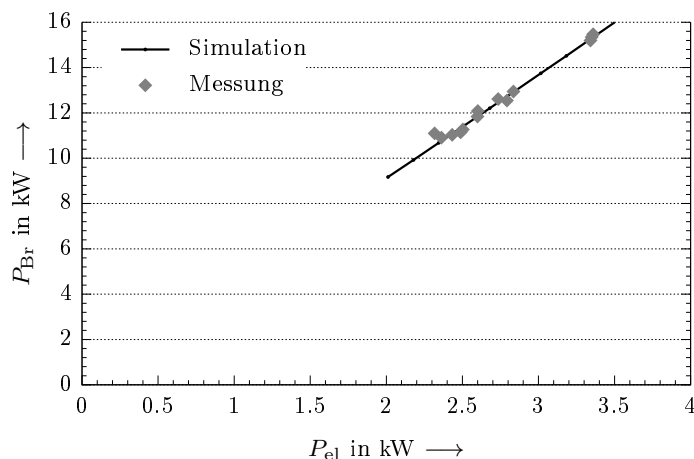


Abb. 6.21: Zusammenhang zwischen Brennstoff und elektrischer Leistung der μ KWK-Anlage in stationären Betriebspunkten

Im nächsten Schritt werden alle Parameter des thermischen Modells des Motors ermittelt. Die Grundlage der Identifikation sind Messungen beim Kaltstart der Anlage. Folgende Größen wurden aufgezeichnet: elektrische Leistung P_{el} , Brennstoffleistung P_{Br} (berechnet aus dem Gasvolumenstrom), Temperatur des Motorgehäuses $\vartheta_{Gehäuse}$ und die Temperatur des Motoröls $\vartheta_{Öl}$. Abbildung 6.22 zeigt die aufgezeichneten Werte.

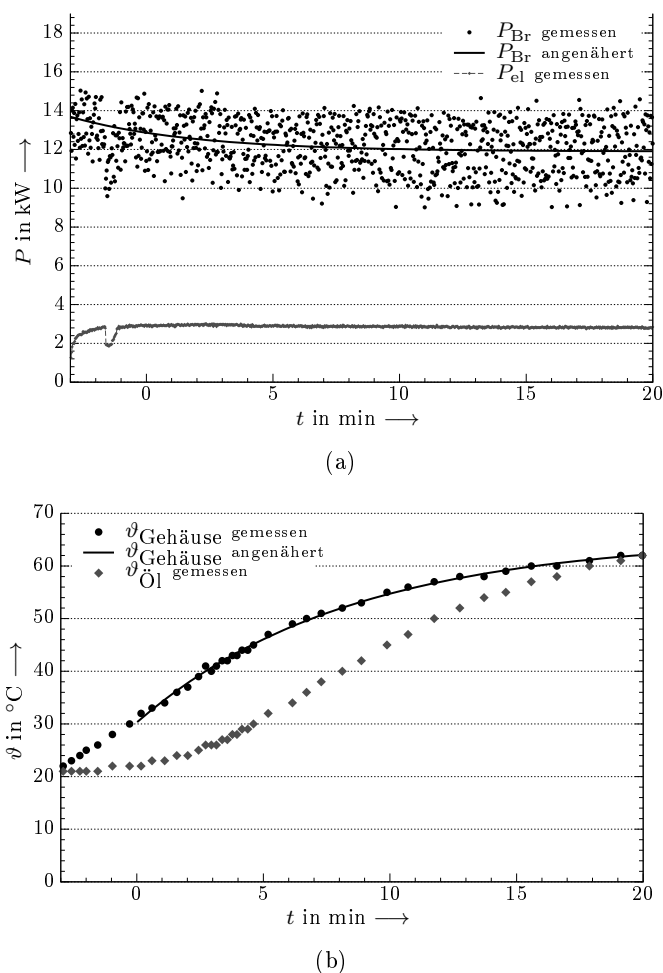


Abb. 6.22: Messung des Startvorgangs der μ KWK-Anlage
(a): Leistungsmessung, (b): Temperaturmessung

Die Takte des Verbrennungsmotors erzeugen einen diskontinuierlichen Gasvolumenstrom. Durch die Messung dieses Volumenstromes hat die berechnete Brennstoffleistung eine große Streuung. Nach dem Start der μ KWK-Anlage erhöht diese langsam die elektrische Leistung bis zu einem bestimmten Wert, dies ist die interne *Aufwärmphase*. Nach einer gewissen Zeit startet die *Normalbetriebsphase* und die elektrische Leistung wird durch die μ KWK-Anlage auf null gesetzt und muss danach manuell auf den gewünschten Wert neu eingestellt werden. Der Einbruch der elektrischen Leistung in den Messungen ist dadurch verursacht. Danach ist die elektrische Leistung annähernd konstant (siehe Abbildung 6.22). Ab diesem Zeitpunkt wird die Messung zur Parameteridentifikation genutzt. In den Abbildungen ist dieser Zeitpunkt auf $t = 0$ gesetzt.

Für die Parameteridentifikation wird die Gehäusetemperatur des Motors $\vartheta_{Gehäuse}$ als repräsentative Temperatur der Motormodells verwendet, da diese eine direkte Abhängigkeit zur abgegebenen Leistung zeigt. Die Motoröltemperatur $\vartheta_{Öl}$ dagegen hat eine Zeitverzögerung. Der Anstieg der Gehäusetem-

peratur $\vartheta_{\text{Gehäuse}}$, direkt nach dem Start der μKWK -Anlage, entspricht der thermischen Masse des Motorgehäuses. Da die Gehäusetemperatur als repräsentative Temperatur des Modells fungiert, entspricht dieser Wert der thermischen Masse des Modells MC_e .

Für den nächsten Schritt in der Parameteridentifikation ist es notwendig die gemessenen Verläufe als Funktion der Zeit zu beschreiben. Diese wurde mit Hilfe der Methode der kleinsten Fehlerquadrate aus folgenden Funktionen ermittelt:

$$P_{\text{br}}(t) = P_{\text{br}\infty} \cdot \left(1 + e^{-\frac{t-t_0}{T_{\text{br}}}} \right) \quad (6.13)$$

$$P_{\text{el}}(t) = P_0 \quad (6.14)$$

$$\vartheta_{\text{Gehäuse}} = \vartheta_{\text{Gehäuse}\infty} \cdot \left(1 - e^{-\frac{t-t_0}{T_{\text{Gehäuse}}}} \right) \quad (6.15)$$

Aus der stationären Temperatur $\vartheta_{\text{Gehäuse}\infty}$ und der abgegeben Leistung können die Werte der Parameter des Wärmeübertragers UA_{Ioss} und UA_{HX} berechnet werden. Daraus folgt dann die repräsentative Temperatur des Modells ϑ_r bei Bemessungsleistung.

Durch die konstante elektrische Leistung ist der Schlupf des Rotors und damit die Drehzahl der Maschine konstant. Damit sind die Verluste des Verbrennungsmotors proportional der Gleichung (6.1) multipliziert mit Gleichung (6.2). Mit dem Verlauf der Brennstoffleistung über die Zeit können die Verluste des Motors $P_{\text{loss M}}$ also wie folgt beschrieben werden:

$$P_{\text{loss M}}(t) = F_T(P_{\text{br}}(t)) \cdot F_\vartheta(\vartheta_{\text{Gehäuse}}(t)) \quad (6.16)$$

Aus den Messungen berechnen sich die Motorverluste wie folgt:

$$P_{\text{loss M}}(t) = P_{\text{br}}(t) - P_{\text{el}}(t) \quad (6.17)$$

Aus Gleichung 6.16 und 6.17 kann nun der Temperaturverlustfaktor F_ϑ aus den gemessenen Werten berechnet werden:

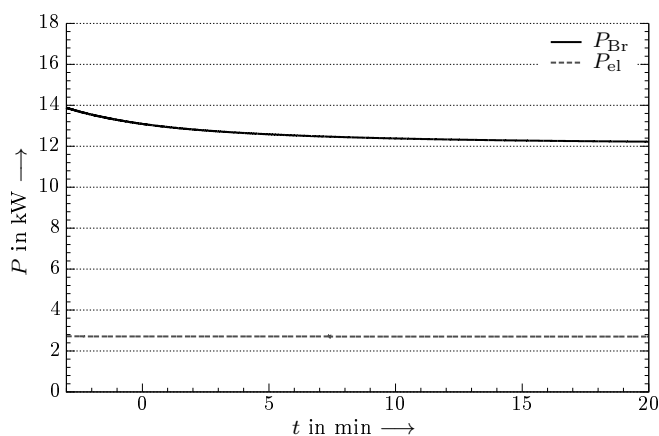
$$F_\vartheta(\vartheta_{\text{Gehäuse}}(t)) \approx \frac{P_{\text{br}}(t) - P_{\text{el}}(t)}{F_T(P_{\text{br}}(t))} \quad (6.18)$$

Mit Hilfe der Methode der kleinsten Fehlerquadrate werden die Parameter C_1 und C_2 aus Gleichung (6.2) ermittelt.

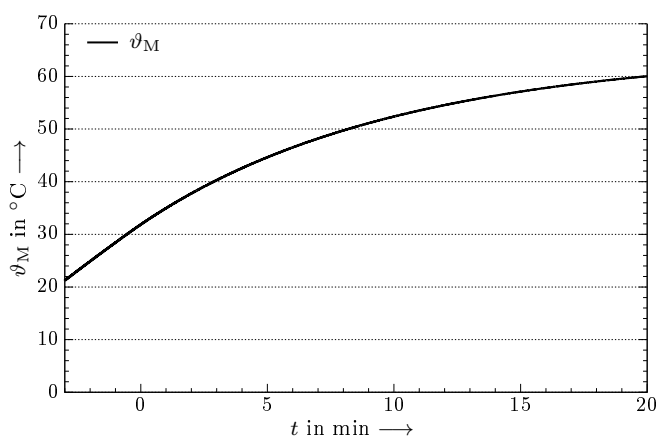
Das Modell beschreibt die Motorverluste zusätzlich in Abhängigkeit der Motordrehzahl ω_M . Die Drehzahl von Asynchrongeneratoren wird durch die Netzfrequenz und dem Schlupf bestimmt. Für den Normalbetrieb kann jedoch die Netzfrequenz als konstant angesehen werden. Die Drehzahlabweichungen durch unterschiedlichen Schlupf bei verschiedenen Leistungen sind sehr klein und können vernachlässigt werden. Somit ist der Parameter C_3 der Gleichung (6.3) gleich null.

6.3.1.2. Validierung des Anfahrverhaltens

Abbildung 6.23 zeigt die Simulation des Anfahrverhaltens der Anlage mit den identifizierten Parametern. Der Vergleich mit den gemessenen Verhalten der Anlage in Abbildung 6.22 zeigt das zwischen Messung und Simulation nur geringe Abweichungen auftreten. Das Verhalten des L-BHKW 4.12 kann damit sehr gut durch das entwickelte Modell beschrieben werden.



(a)



(b)

Abb. 6.23: Simulation des Startvorgangs der μ KWK-Anlage: (a): elektrische und thermische Leistung, (b): Motortemperatur

6.3.1.3. Validierung des Motormomentverlaufs

Zur Validierung des Verlaufs der periodischen Momenteinprägung, wurden am L-BHKW 4.12 Messungen im stationären Betrieb durchgeführt. Abbildung 6.24 zeigt einen Ausschnitt aus dem gemessenen Stromverlauf. Neben den höher harmonischen Anteilen im Strom lässt sich auch eine niederfrequente Schwingung erkennen. Das dargestellte Spektrum des Stromes in Abbildung 6.25 belegt dies. Das Spektrum zeigt die typische Charakteristik einer Multiplikation zweier sinusförmiger Signale. Bei der Multiplikation eines Signals mit der Grundschwingung entstehen im Spektrum zwei Signalanteile die sich um die Frequenz des zweiten Signals von der Grundschwingung unterscheiden [222]. In diesem Fall ergibt sich bei $f = 18$ Hz und $f = 82$ Hz ein Signalanteil von ungefähr 10 % bezogen auf die Grundschwingung. Daraus kann geschlossen werden, dass die Frequenz des multiplizierten Signals $f = 32$ Hz ist. Unter Beachtung des Schlupfes des Asynchrongenerators s und des Übersetzungsverhältnis des Riemen zwischen Motor und Generator kann die Taktfrequenz des Motors berechnet werden:

$$f_{\text{Takt,M}} = \frac{1-s}{\ddot{u}} \cdot f_{\text{Takt,G}} \quad (6.19)$$

Weiterhin sind noch Frequenzanteile bei $f = 34$ Hz, $f = 66$ Hz und $f = 98$ Hz im Spektrum vorhanden. Diese werden durch die oszillierende Massenkraft im Motor verursacht (siehe [253]).

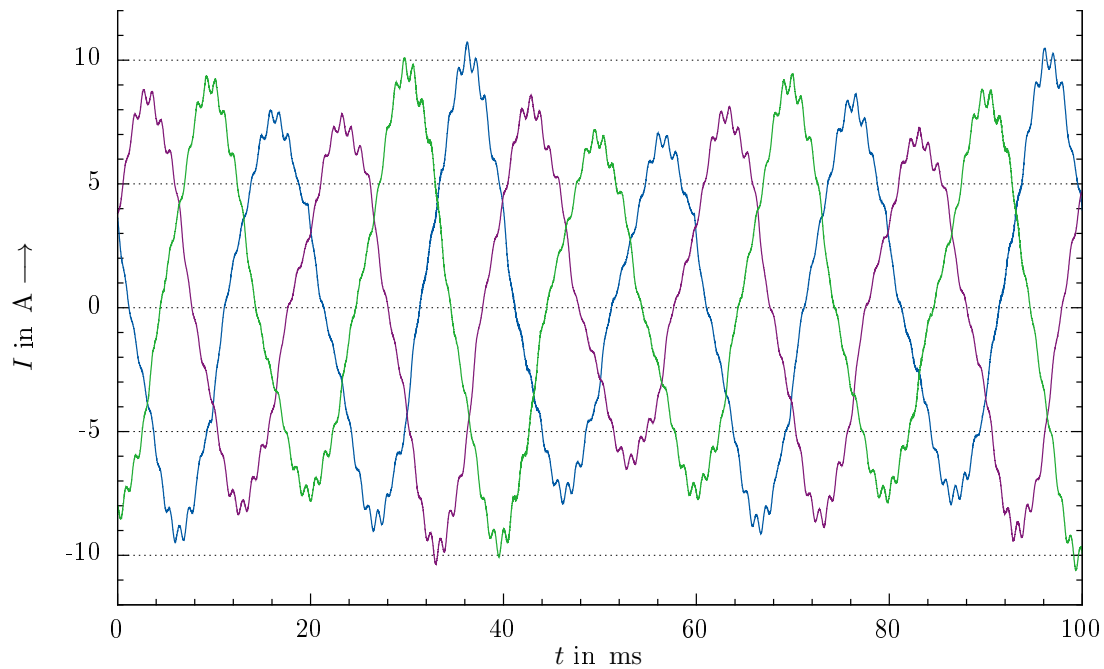


Abb. 6.24: Zeitverlauf der gemessenen Ströme

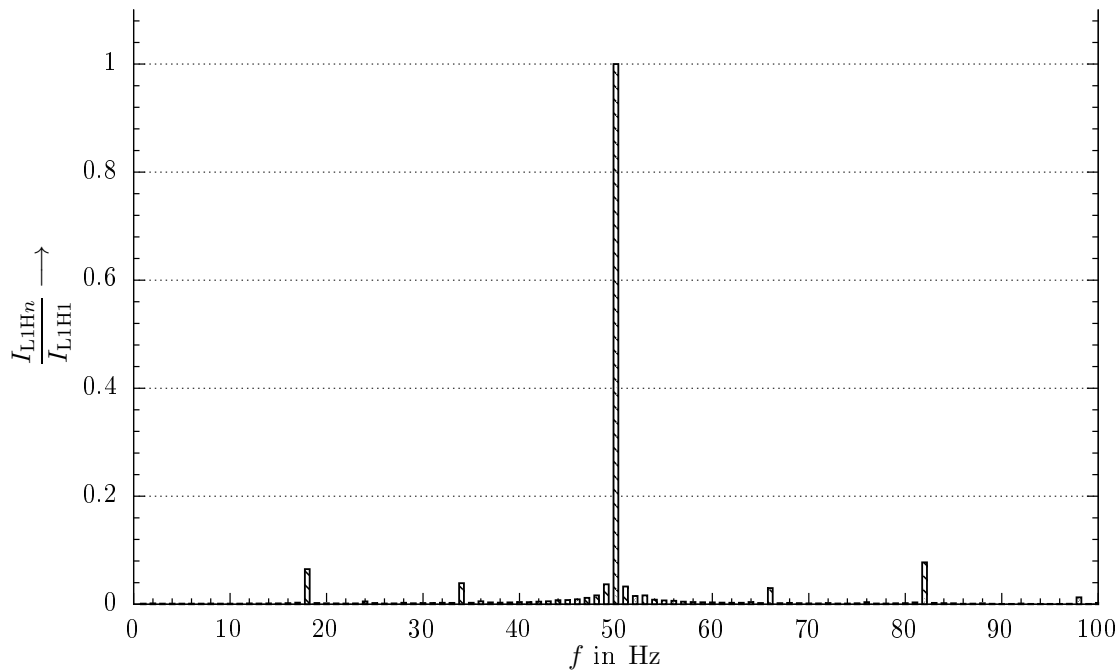


Abb. 6.25: Frequenzspektrum des gemessenen Stromes in L1

Die Amplitude der überlagerten Schwingung wird maßgeblich durch die Trägheitsmasse des Verbrennungsmotors bestimmt. Durch die Messung des Stromspektrums kann damit dieser Modellparameter bestimmt werden. Abbildung 6.26 zeigt den Zeitverlauf und Abbildung 6.27 das Spektrum des simulierten Stromes der Anlage. Die Abbildungen verdeutlichen, dass die periodische Momenteneinprägung

des Verbrennungsmotors sehr gut im Modell nachgebildet wird.

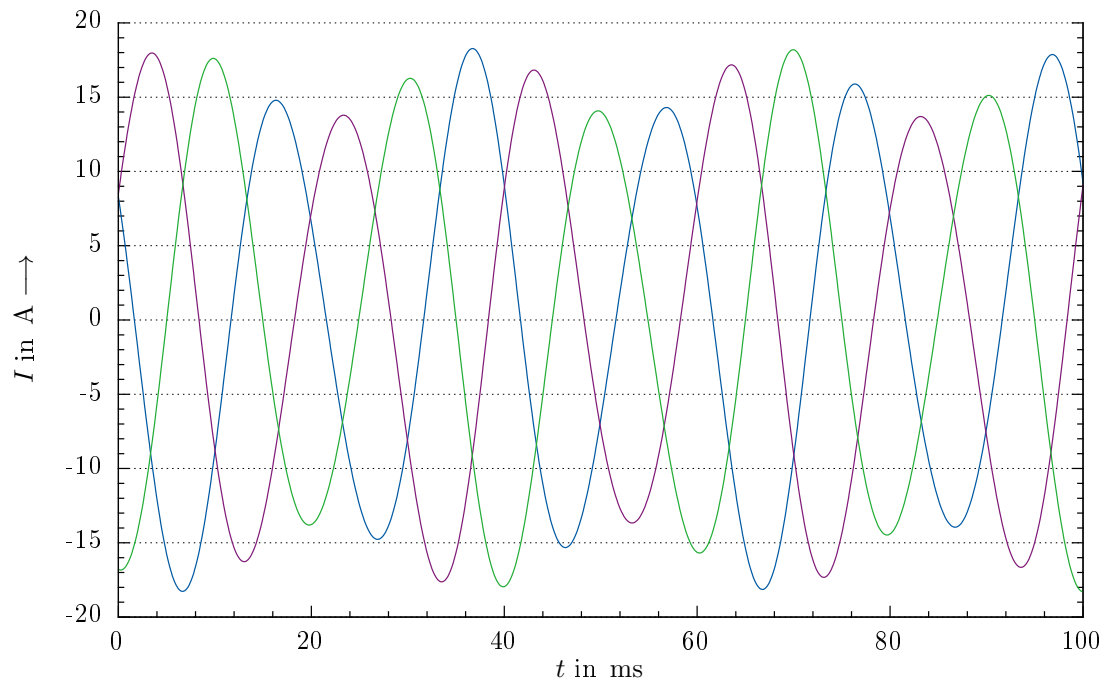


Abb. 6.26: Zeitverlauf der simulierten Ströme

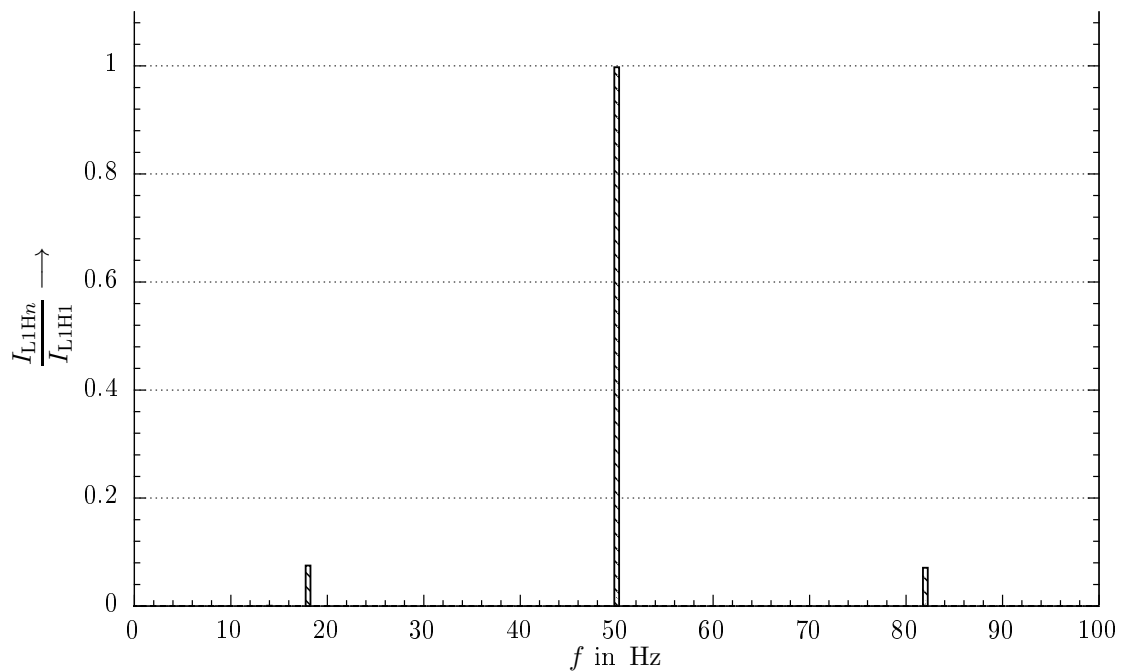


Abb. 6.27: Frequenzspektrum des simulierten Stromes in L1

6.3.2. VitoTwin 300-W

Beim dem VitoTwin 300-W der Firma VISSMANN handelt sich es um eine μ KWK-Anlage mit Stirlingmotor und Lineargenerator. Die elektrische Nennleistung beträgt $P_{r,el} = 1$ kW. Die thermische Nennleistung des Stirlingmotors beträgt $P_{r,th} = 5,7$ kW. Die thermische Leistung der Anlage kann aber durch die Zuschaltung des integrierten Spitzenlastkessels auf über $P_{r,th} = 20$ kW erhöht werden. Im Folgenden werden die Parameter für diese Anlage für das Modell der μ KWK-Anlage mit Stirlingmotor und Lineargenerator bestimmt.

6.3.2.1. Messtechnische Parameteridentifikation am VitoTwin 300-W

Zur Parameteridentifikation des Modells wurden für die Anlage mit Hilfe von Messungen am HIL-Versuchstand die Wirkungsgrade und Leistungen in stationären Arbeitspunkten bestimmt. Zur Bestimmung der Zeitkonstanten wurde des Weiteren das Anfahr- sowie Abfahrverhalten der Anlage untersucht (vgl. Abbildung 6.28).

Aus den stationären Leistungen sowie Wirkungsgraden lassen sich die stationären Parameter des Modells K_C , K_{th} und K_V wie folgt berechnen:

$$K_C = \frac{P_{mech r}}{P_{br r} \cdot (T_o - T_u)} \quad (6.20)$$

$$K_{th} = \eta_{total} - \eta_{el} \quad (6.21)$$

$$K_V = \frac{1 - \eta_{total} - \frac{\eta_{el}}{\eta_G} + \eta_{el}}{T_o - T_u} \quad (6.22)$$

Dabei ist

- $P_{mech r}$ Mechanische Leistung im Bemessungspunkt
- $P_{br r}$ Brennstoff Leistung im Bemessungspunkt
- T_o, T_u Obere und unterer Prozesstemperatur
- $\eta_{total}, \eta_{el}, \eta_G$ Gesamtwirkungsgrad, elektrischer Wirkungsgrad und Generatorwirkungsgrad

Abbildung 6.28 zeigt das gemessene Anfahr- und Abfahrverhalten des VitoTwin 300-W. Zur Bestimmung der Zeitkonstanten T_M und T_W eignet sich allerdings nur das Abfahrverhalten, da beim Anfahrverhalten durch gleichzeitige Einschwingvorgänge am HIL-Versuchstand insbesondere die abgegebene thermische Leistung verfälscht wird.

Beim Abfahren der Anlage wird die Brennstoffzufuhr unmittelbar unterbrochen, somit wird direkt die Sprungantwort des elektrischen und thermischen Verhaltens gemessen. Sowohl das elektrische als auch thermische dynamische Verhalten der Anlage wird im Modell durch eine Verzögerung 1-grades beschrieben, damit ist die theoretische Sprungantwort des Systems:

$$a(t) = K \cdot e^{-\frac{t}{T}} \quad (6.23)$$

Mit der Methode der kleinsten Fehlerquadrate lassen sich aus den gemessenen Verläufen die Zeitkonstanten dieser Funktion ermitteln. Wobei aus dem Verlauf der elektrischen Leistung die Zeitkonstante T_M und aus dem Verlauf der thermischen Leistung die Zeitkonstante T_W ermittelt wird.

6.3.2.2. Validierung des Abfahrverhaltens

Abbildung 6.29 zeigt das simulierte Anfahr- und Abfahrverhalten des VitoTwin 300-W. Der Vergleich mit Abbildung 6.28 zeigt, dass das Verhalten der μ KWK-Anlage sehr gut durch das entwickelte Modell nachgebildet werden kann. Die Abweichungen im Anfahrverhalten sind größtenteils durch die Einschwingvorgänge am HIL-Versuchstand begründet.

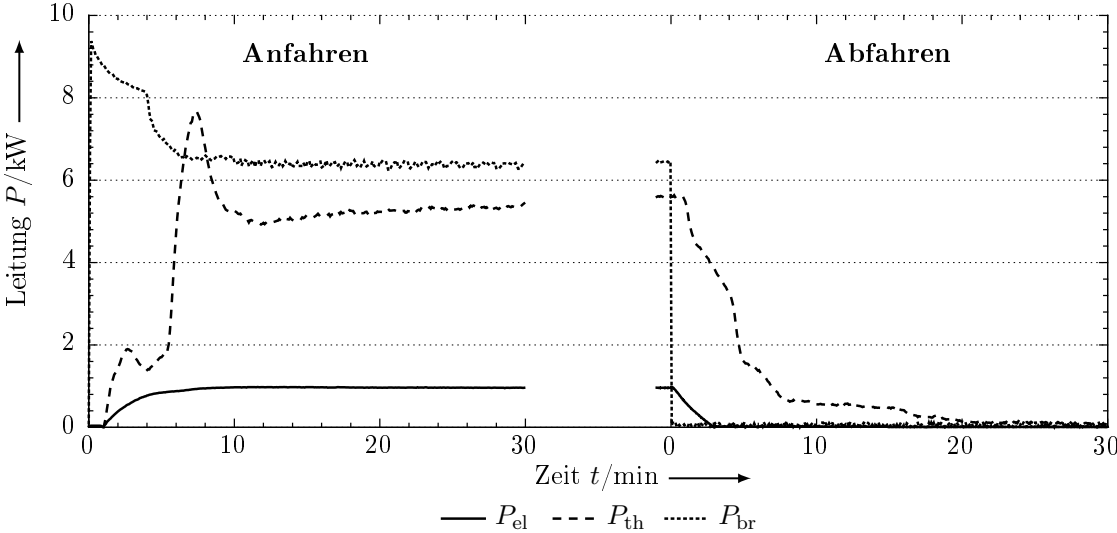


Abb. 6.28: Messung des Anfahr- und Abfahrverhaltens des VitoTwin 300-W

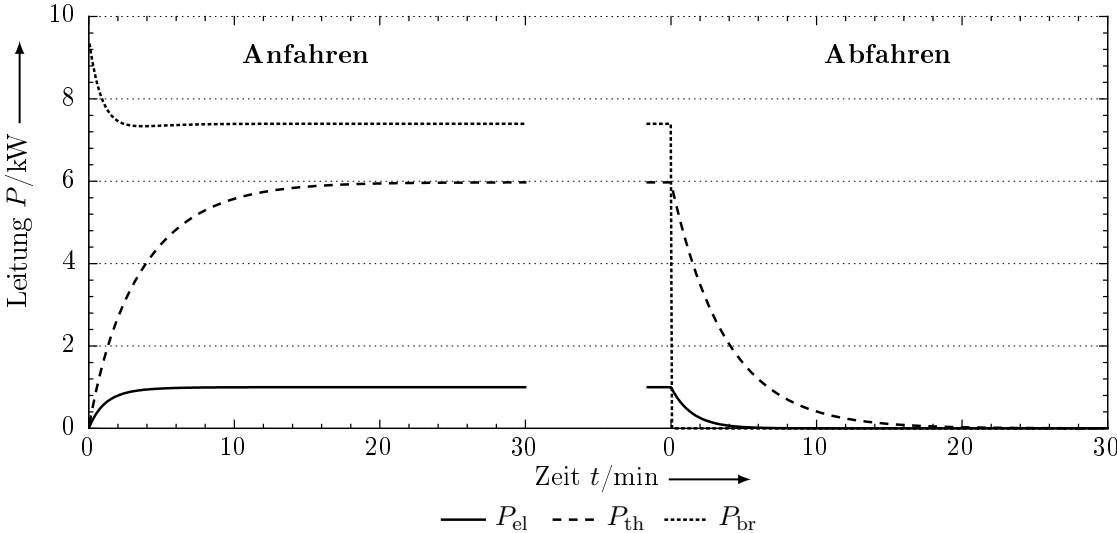


Abb. 6.29: Simulation des Anfahr- und Abfahrverhaltens des VitoTwin 300-W

6.4. Vergleich der Simulationsmethoden

Mit der Zunahme von μ KWK-Anlagen im elektrischen Netz ist es notwendig diese zu koordinieren um die Einflüsse auf das elektrische Netz zu minimieren und den Vorteil der KWK voll ausnutzen zu können [180]. Durch die Koordination der Anlagen wird die elektrische Last und die Erzeugung ausgeglichen. Dies erfordert eine dynamische Regelung der Anlage mit einer hohen Zahl von Regelvorgängen. Untersuchungen an Netzen mit μ KWK-Anlagen bezüglich des Betriebs und ihrer Effizienz werden üblicherweise mit Lastflussberechnungen und statischen Wirkungsgradkennlinien der μ KWK-Anlagen durchgeführt [102]. Die dynamischen Regelvorgänge werden also nicht betrachtet.

Das Ziel dieses Abschnittes ist es, den Unterschied zwischen den Ergebnissen verschiedener Simulationsmethoden zu bewerten, wenn die μ KWK-Anlage eine hohe Zahl an Regelvorgängen durchführt. Basierend auf dem dynamischen Modell Abschnitt 6.2.1 und den ermittelten Parametern des L-BHKW 4-12 6.3.1 werden die Simulationsergebnisse der dynamischen Simulation und der Lastflussanalyse in einem Testnetz mit mehreren Szenarien verglichen.

6.4.1. Niederspannungsnetz und Niederspannungslast zur Bewertung der dynamischen und statischen Simulation

Der Vergleich der verschiedenen Simulationsmethoden erfolgt an einem exemplarischen Niederspannungsnetz. Um vergleichbare Ergebnisse zu erhalten, ist das Niederspannungsnetz auf folgenden Bestandteile reduziert (siehe Abbildung 6.30):

- Niederspannungslast,
- μ KWK-Anlage,
- Kabel,
- vorgeordnetes Netz.

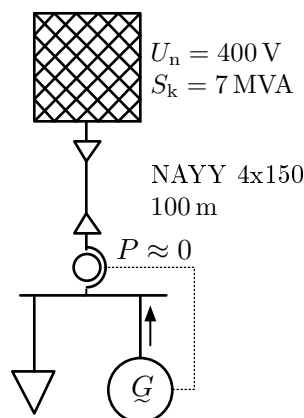
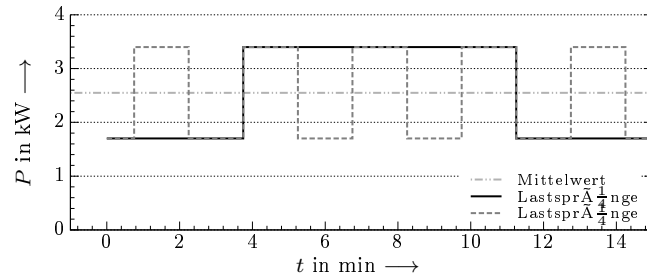


Abb. 6.30: Struktur des exemplarischen Niederspannungsnetzes für die Bewertung der dynamischen Simulation

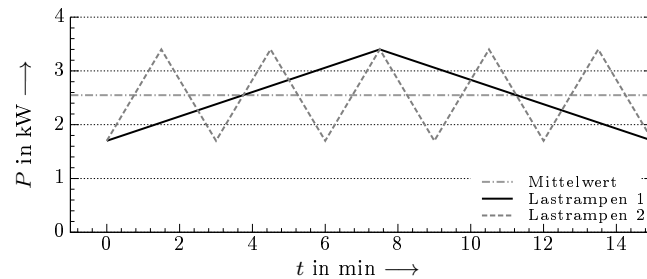
Mit diesem Netz ist es möglich die Leistungsabgabe der μ KWK-Anlage, die Verluste der μ KWK-Anlage und die Netzverluste (durch das Kabel) zu vergleichen. Dies sind die wichtigsten Werte um die Effizienz eines Microgrids, welches durch μ KWK-Anlagen gespeist wird, zu bewerten. Die μ KWK-Anlage wird in stromgeführter Betriebsweise betrieben. Also die Leistung des Verbrauchers wird durch die μ KWK -Anlage erzeugt, damit ist der Leistungsbezug vom vorgelagerten Netz ungefähr null.

6.4.2. Lastszenarien

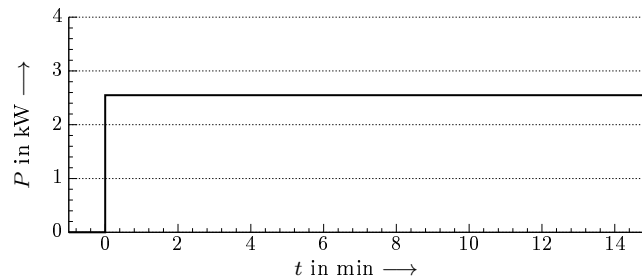
Für die Untersuchung werden verschiedene synthetische Lastszenarien verwendet (siehe Abbildung 6.31). Der Leistungsregler der μ KWK-Anlage folgt dabei jeweils dem gegebenen Lastverlauf. Die Leistungsaufnahme aus dem vorgelagerten Netz ist damit immer ungefähr null.



(a)



(b)



(c)

Abb. 6.31: Verschiedene synthetische Lastszenarien für die dynamische Simulation: (a): Lastsprünge, (b): Lastrampen, (c): Anlagenstart

Bei den Lastverläufen, *Lastsprünge* und *Lastrampen* wird die Last jeweils zwischen $50\%P_{elr}$ und $100\%P_{elr}$ geändert. Dies erfolgt einmal mit einer Periodendauer von $t = 15$ min und mit einer Periodendauer von $t = 3$ min. Im Szenario *Anlagenstart* wird zum einen der Kaltstart bei einer Motortemperatur $\vartheta_M = 20^\circ\text{C}$ und zum anderen der Warmstart bei einer Temperatur von $\vartheta_M = 50^\circ\text{C}$ simuliert.

6.4.3. Vergleich der Simulationsmethoden

Dieser Abschnitt vergleicht die erzeugte Energie und die Verluste der μ KWK-Anlage zwischen der Lastflussberechnung und der dynamischen Simulation. Die Berechnung wurde mit DIGSILENT Po-

werFactory durchgeführt. Die dynamische Simulation löst das Differentialgleichungssystem mit einer Integrationsschrittweite von $t = 10$ ms. Die gesamte Simulationszeit beträgt $t = 15$ min. Dies ist eine typische Auflösung in der Lastflussberechnung. In diesen Zeitraum ändert sich die Last nach dem gegebenen Szenario.

Der Lastfluss wird für den Mittelwert der Last in dem $t = 15$ min Zeitraum berechnet. Mit den Ergebnissen der Lastflussberechnung werden die Werte für den stationären Arbeitspunkt der μ KWK-Anlage berechnet. So sind, wenn keine Laständerungen während der dynamischen Simulation auftreten, die Ergebnisse der Lastflussberechnung und der dynamischen Simulation identisch.

	P_{el}	P_{br}	$P_{N\,loss}$
Lastflussberechnung	638Wh	2928Wh	0,528Wh
Dynamische Simulation			
Lastsprung 1	637 Wh	2937 Wh	0,533 Wh
Lastsprung 2	637 Wh	2935 Wh	0,538 Wh
Lastrampe 1	637 Wh	2931 Wh	0,529 Wh
Lastrampe 2	637 Wh	2930 Wh	0,530 Wh
Kaltstart	628 Wh	3044 Wh	0,544 Wh
Warmstart	628 Wh	2925 Wh	0,544 Wh
Unterschied zwischen Lastflussberechnung und dynamischer Simulation ¹⁰⁵			
Lastsprung 1	-0,06 %	0,28 %	0,96 %
Lastsprung 2	-0,06 %	0,23 %	1,95 %
Lastrampe 1	-0,05 %	0,07 %	0,23 %
Lastrampe 2	-0,05 %	0,06 %	0,41 %
Kaltstart	-1,48 %	3,78 %	2,96 %
Warmstart	-1,46 %	-0,12 %	2,94 %

Tabelle 6.2: Simulationsergebnisse der Lastflussberechnung und dynamischer Simulation

Tabelle 6.2 zeigt die Ergebnisse der Simulation für die verschiedenen Lastszenarien. Zur Auswertung der Ergebnisse kann zwischen folgenden Fällen unterschieden werden:

1. *Synthetische Laständerungen bei Nenntemperatur der μ KWK-Anlagen*

Für diesen Fall sind die Unterschiede zwischen Lastflussberechnung und dynamischer Simulation sehr klein. Die abgegebene elektrische Energie ist bei der dynamischen Simulation etwas kleiner ($\Delta P_{el} = 0,05\% - 0,06\%$). Dies ergibt sich durch die Regelung der μ KWK-Anlage, die erst der Laständerung folgen muss. Dadurch erhöhen sich auch die Netzverluste um bis zu $\Delta P_{N,loss} = 2\%$. Dies ist stark vom synthetischen Lastverlauf abhängig. Die Brennstoffenergie zeigt einen Anstieg um bis zu $\Delta P_{br} = 0,28\%$. Die Höhe des Unterschieds in der Brennstoffenergie hängt von der Temperaturänderung der μ KWK-Anlage ab. Im Szenario Lastsprung 1 ergibt sich einen Temperaturänderung von $\Delta\vartheta_M = 6,9^\circ\text{C}$ im Szenario Lastrampe 1 sind es nur $\Delta\vartheta_M = 3,6^\circ\text{C}$ und der Unterschied in der Brennstoffenergie zwischen statischer und dynamischer Simulation ist deutlich kleiner. Im Szenario Lastsprung 2 und Lastrampe 2 sind die Temperaturunterschiede noch kleiner, sie treten dafür aber häufiger auf und es ergibt sich ein vergleichbarer Unterschied zum Szenario Lastsprung 1 bzw. Lastsprung 2.

2. *Kaltstart*

Im Vergleich zum vorherigen Fall ergeben sich im Szenario Kaltstart deutlich größer Unterschiede. In der dynamischen Simulation ist die elektrische Energie um $\Delta P_{el} = 1,5\%$ kleiner gegenüber der statischen Simulation. Dies ist durch die Leistungsaufnahme des Generators beim Anlassen des Motors bedingt. Der Brennstoffbedarf steigt dagegen um $\Delta P_{br} = 3,8\%$ bei kleinerer

¹⁰⁵Der Unterschied zwischen Lastflussberechnung und dynamischer Simulation wird für höhere Leistungen in der dynamischen Simulation positiv gezählt

elektrischer Energieabgabe. Rechnet man die kleinere elektrische Energieabgabe auf die Brennstoffenergie mit dem statischen Wirkungsgrad der Anlage um, ergibt sich eine Erhöhung der Brennstoffenergie um $\Delta P_{br} = 5,5\%$ und damit die gleiche elektrische Energie wie in der Lastflussberechnung erzeugt wird. Die niedrige Temperatur des Motors beim Starten der Anlage erhöht die Verluste des Motors deutlich. Der elektrische Wirkungsgrad der Anlage verändert sich so von $\eta_{el} = 21,8\%$ in der statischen Simulation auf $\eta_{el} = 20,6\%$ in der dynamischen Simulation.

3. *Warmstart*

Die elektrische Energie beim Warmstart ist ebenfalls um $\Delta P_{el} = 1,5\%$ kleiner gegenüber der statischen Simulation. Da der Anlassprozess unabhängig von der Temperatur ist. Die Brennstoffenergie nimmt um $\Delta P_{br} = 0,12\%$ ab, da der Temperaturunterschied klein ist und weniger elektrische Energie erzeugt wird. Rechnet man dies wieder auf den statischen Fall um so ergibt sich eine Erhöhung der Brennstoffenergie um $\Delta P_{br} = 1,5\%$.

Die Simulationen haben gezeigt, dass sich bei Laständerungen kein signifikanter Unterschied zwischen der Lastflussberechnung und der dynamischen Simulation einstellt. Im Gegensatz dazu steht der Anlagenstart, wo sich signifikante Unterschiede ergeben. Damit ist neben der dynamischen Simulation eine Lastflussberechnung zur Effizienzbewertung von μ KWK-Anlagen im Stromgeführten- bzw. Netzgeführtenbetrieb zulässig, wenn die Verluste bei Anlagenstart beachtet werden. Dies könnte z.B. durch ein vereinfachtes thermisches Modell in der statischen Simulation realisiert werden.

6.5. Bewertung des Inselbetriebs eines μ KWK-Verbundes

Mit der Zunahme von μ KWK-Anlagen im elektrischen Netz wird ein Inselbetrieb des Niederspannungsnetzes möglich und kann zur Steigerung der Verfügbarkeit beitragen. In diesem Abschnitt soll der Inselbetrieb aus Sicht des elektrischen Netzes bewertet werden.

Für den Inselbetrieb ist es notwendig μ KWK-Anlagen einzusetzen die durch einen Synchrongenerator am Netz angeschlossen sind. Nur so ist eine Spannungs- und Frequenzregelung möglich. Für diesen Abschnitt wurde daher das zuvor vorgestellte Netz mit insgesamt 8 μ KWK-Anlagen mit je einer elektrischen Bemessungsleistung von $P_{el} = 50$ kW ausgestattet (siehe Abbildung 6.32). Für den stabilen Betrieb wurde die Spannungs- und Frequenzregelung auf die Generatoren und das Netz angepasst.

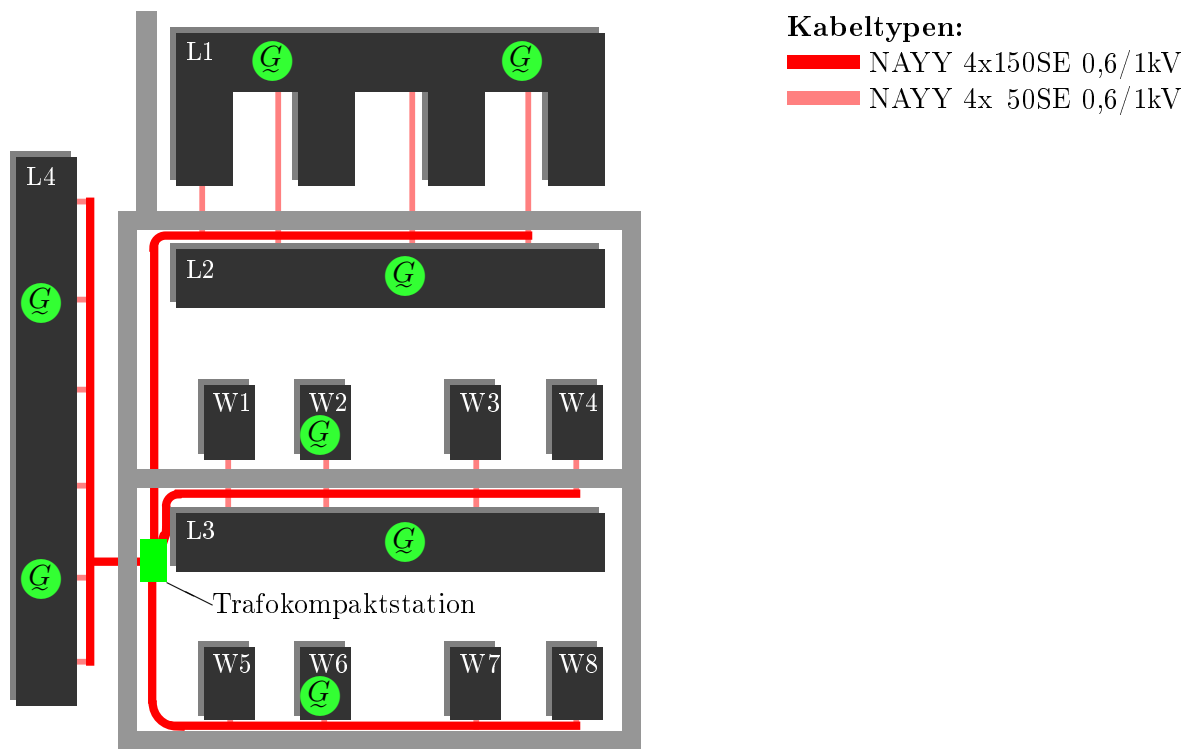


Abb. 6.32: Schematischer Netzplan eines Wohngebietes mit μ KWK-Anlagen

6.5.1. Einsatzplanung im Inselbetrieb

Neben den dynamischen Modellen von μ KWK-Anlagen, den elektrischen Lasten und dem Niederspannungsnetz ist ein realistischer Einsatzplan der μ KWK-Anlagen notwendig um den Inselbetrieb zu bewerten. Ziel dieses Abschnittes ist eine Einsatzplan für die μ KWK-Anlagen im vorgestellten Inselnetz zu entwickeln, der einen kostenminimalen und zuverlässigen Betrieb des Inselnetzes sicherstellt. Das oben vorgestellte Microgrid wird im Folgenden durch ein System von Zielfunktion und Restriktionen beschrieben. Der Lösungsalgorithmus soll jenen Einsatzplan für die Anlagen I berechnen, der die Gesamtkosten des Betriebs C_{total} über einen Tag T minimiert. Dabei wird das Kraftwerkseinsatzproblem in die zwei Teilprobleme „Unit Commitment“ und „Dispatch“ eingeteilt und nacheinander gelöst. In [224] wird das Unit Commitment als die Entscheidung für das Einschalten bzw. Ausschalten von Kraftwerksanlagen innerhalb eines Regelbereiches definiert, während der „Dispatch“ die prognostizierte

Last auf die eingeschalteten Anlagen verteilt. Diese Einteilung ermöglicht die Anwendung der vorteilhaftesten Verfahren zur schnellen und exakten Lösung dieser Teilprobleme. Ein Zusammenfassen von Unit Commitment und Dispatch könnte die technische Lösbarkeit des Problems beeinträchtigen.

6.5.1.1. Unit Commitment

Das Unit Commitment stellt ein umfangreiches mathematisches Problem dar, da dieses Teilproblem sowohl aus binären Größen (z.B. die Beschreibung des Einschaltzustands) als auch stetige Größen wie Erzeugungsleistung zum Zeitpunkt t der μ KWK-Anlage i besteht. Deshalb hat dieses Optimierungsproblem einen gemischt-ganzzahligen Charakter. Im Gegensatz zum Dispatch wird der Wärmebedarf nicht abgebildet. So erfolgt die Einschaltentscheidung der μ KWK-Anlage allein nach dem Bedarf an Elektroenergie.

6.5.1.1.1. Zielfunktion des Unit Commitments

Die Zielfunktion im Unit Commitment setzt sich aus den folgenden Bestandteilen zusammen:

1. Brennstoffkosten $C_{br}(i, t)$
2. Kosten für den Startvorgang $C_{Start \mu KWK}(i, t)$
3. Kosten für den Ausschaltvorgang $C_{Stopp \mu KWK}(i, t)$
4. Betriebskosten $C_{Betrieb \mu KWK}(i, t)$
5. Opportunitätskosten der Wärmeauskopplung $C_{Opport}(i, t)$
6. Kosten für die Vorhaltung von positiver und negativer Regelleistung $C_{pos}(i, t) + C_{neg}(i, t)$

$$\min\{C_{total}\} = \min\left\{\sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^I [C_{br \mu KWK}(i, t) + C_{Start \mu KWK}(i, t) + C_{Stopp \mu KWK}(i, t) + C_{Opport}(i, t) + C_{Betrieb \mu KWK}(i, t) + C_{pos}(i, t) + C_{neg}(i, t)] \cdot \tau\right\}$$

Eine entscheidende Funktion im Unit-Commitment nehmen die Start- und Stoppkosten ein. Durch diese soll ein häufiges Ein- und Ausschalten der Anlagen verhindert werden um einen erhöhten Verschleiß der Anlage zu vermeiden [230]. Im Allgemeinen wird der Taktbetrieb im Unit Commitment durch Vorgaben von Mindeststillstands- und Mindestbetriebszeiten vermieden [97, 189]. Dies steht aber insbesondere im Inselnetz gegen den notwendigen flexiblen Einsatz der Anlage. Daher wird hier der Ansatz von laufzeitabhängigen Stillstandskosten verwendet. Je länger eine Anlage in Betrieb ist desto geringer sind die Kosten für den Ausschaltvorgang. Die entsprechende Zeitabhängigkeit wird über eine e -Funktion realisiert.

6.5.1.1.2. Restriktionen des Unit Commitments

Neben der Nichtnegativitätsbedingungen der Variablen wird der Entscheidungsraum durch die folgenden Restriktionen beschränkt:

1. Lastdeckung:

$$p_{Last}(t) = \sum_{i=1}^I P_{\mu KWK}(i, t) \quad (6.24)$$

2. Begrenzung des Betriebsbereiches von μ KWK-Anlagen

$$\begin{aligned} P_{\mu KWK}(i, t) + R_{Ausfall}(i, t) + R_{fuzzy \ pos}(i, t) \\ \leq \Gamma_{ein \ \mu KWK}(i, t) \cdot p_{max \ \mu KWK}(i) \end{aligned} \quad (6.25)$$

$$P_{\mu\text{KWK}}(i, t) - R_{\text{neg}}(i, t) \geq \Gamma_{\text{ein } \mu\text{KWK}}(i, t) \cdot p_{\text{min } \mu\text{KWK}}(i) \quad (6.26)$$

3. Deckung der geforderten Regelleistung

- a) Die MGCC gibt einen Fahrplan aus, der mindestens die positiven Lastabweichungen abdeckt.

$$\sum_{i=1}^I R_{\text{fuzzy pos}}(i, t) \geq r_{\text{fuzzy pos}}(t) \quad (6.27)$$

- b) Zusätzlich darf die Ausfallreserve nicht unterschritten werden.

$$\sum_{i=1}^I R_{\text{Ausfall}}(i, t) \geq r_{\text{Ausfall}}(t) \quad (6.28)$$

- c) Die Reserve gegen Lastrückgänge muss die Zulässigkeitsbedingung einhalten.

$$\sum_{i=1}^I R_{\text{fuzzy neg}}(i, t) \geq r_{\text{fuzzy neg}}(t) \quad (6.29)$$

4. Eine redundante Versorgung durch mindestens zwei μKWK -Anlagen in Schwachlastzeiten soll stets gesichert sein.

Abbildung 6.33 zeigt für das Beispiel eines Sommerwerktaages das Ergebnis des Unit Commitments. Durch die Definition der Start- und Stoppkosten werden die Laufzeiten der einzelnen Anlagen maximiert. So sind 3 Anlagen im gesamten Zeitraum in Betrieb. In Spitzenlastzeiten werden dann weitere Anlagen zugeschaltet.

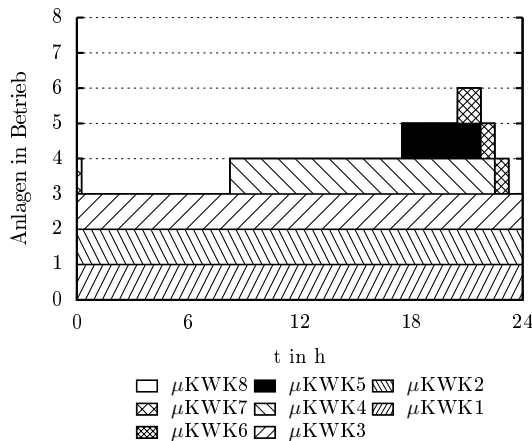


Abb. 6.33: Ergebnis des Unit Commitments's am das Beispiel Werktag, Sommer

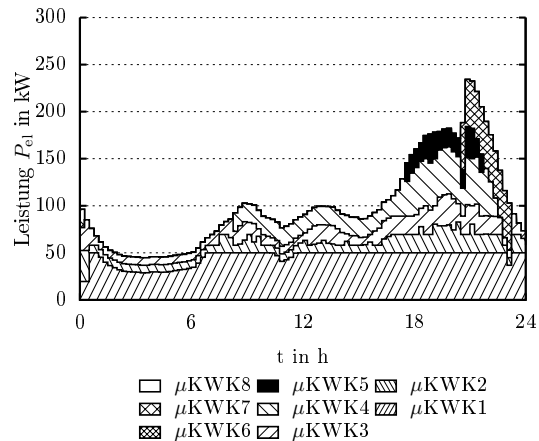


Abb. 6.34: Ergebnisse des Dispatches am das Beispiel Werktag, Sommer

6.5.1.2. Dispatch

Die Aufgabe der kostenminimalen Verteilung der elektrischen und thermischen Lasten übernimmt der „Dispatch“. Dieses Teiloptimierungsproblem ist ein gemischt-ganzzahliges lineares Problem. Die Zielfunktion des Dispatches ergibt sich aus der Zielfunktion des Unit Commitments die durch Betriebs- und Startkosten des Spitzenlastkessels sowie um die Kosten für die Nutzung des Notkühlers erweitert wird. Neben den im Unit Commitment aufgestellten Restriktionen sind folgende wärmetechnischen Restriktionen für den Dispatch gegeben:

1. Deckung der thermischen Last
2. minimale Einschalt- und Stillstandszeiten des Spitzenlastkessels
3. Betriebsbereich des Spitzenlastkessels
4. technische Restriktion des Pufferspeichers

Abbildung 6.34 zeigt den optimierten Fahrplan der Anlagen nach dem Dispatch. Die Abbildung verdeutlicht, dass in der Zeit von 2:00 bis 6:00 Uhr die Anlagen insbesondere durch die geforderte Ausfallreserve in Betrieb sind. Bei einer elektrischen Last von kleiner $P_{el} < 50 \text{ kW}$ ist aber ein Betrieb des Inselnetzes mit 2 statt 3 Anlagen möglich. Im folgenden Abschnitt wird daher die Ausfallreserve flexibel angepasst.

6.5.1.3. Flexible Anpassung der Ausfallreserve

In der bisherigen Optimierung wird für die Ausfallreserve, wie auch bei der Kraftwerkseinsatzplanung für Großkraftwerke, die größte am Netz angeschlossene Erzeugungskapazität vorgehalten. Im untersuchten Microgrid sind dies:

$$r_{\text{Ausfall}}(t) = \max_{i \in I} p_{\text{max}}(i) = 50 \text{ kW} \quad (6.30)$$

Anstatt der maximalen installierten Kapazität im Microgrid kann die Reserve auf die aktuell maximale Erzeugung begrenzt werden. Damit lässt sich die Ausfallreserve variabel an die Betriebsbedingungen anpassen und es kann die Anzahl der in Betrieb befindlichen Anlagen bei Schwachlast reduziert werden. Die Abbildung 6.35 fasst schematisch diesen Optimierungsprozess zusammen.

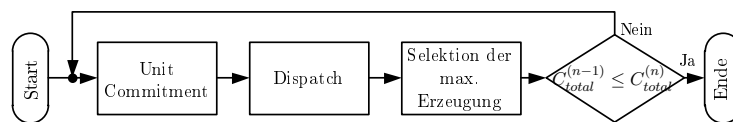


Abb. 6.35: Ablaufplan der Einsatzoptimierung für ein Microgrid

Der Optimierungsprozess wird so lange durchlaufen bis sich keine weitere Reduktion der Gesamtkosten einstellt. Dies bedeutet, dass eine weitere Reduzierung der Ausfallreserve nicht möglich ist. Um diese Iteration der Optimierung zu ermöglichen muss folgende Restriktion hinzugefügt werden.

$$P_{\mu\text{KWK}}^{(n)}(i, t) \leq r_{\text{Ausfall}}^{(n)}(t) = \max_{i \in I} \{P_{\mu\text{KWK}}^{(n-1)}(i, t)\} \quad (6.31)$$

Die Restriktion stellt sicher, dass keine μ KWK-Anlage mehr Leistung abgibt als Ausfallreserve vorhanden ist. Abbildung 6.36 zeigt die resultierende Ausfallreserve für das Beispiel eines Werktags im Sommer. Insbesondere bei Schwachlast wird die Ausfallreserve reduziert. Eine Reduzierung tritt aber

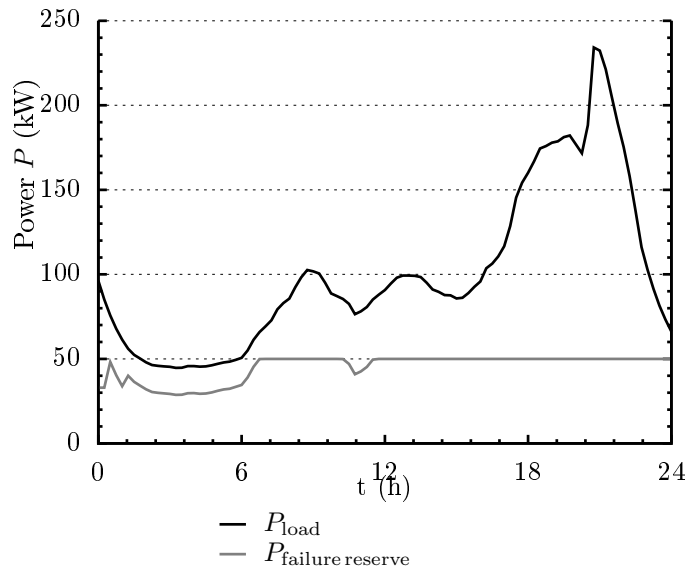


Abb. 6.36: Ausfallreserve und Lastgang für das Beispiel Sommer Werktag nach der flexiblen Anpassung der Ausfallreserve

auch ein, wenn viele Anlagen bei niedriger Leistung, bedingt durch die Start- und Stoppkosten des Unit Commitments in Betrieb sind.

Im Folgenden werden die Effekte der flexiblen Anpassung der Ausfallreserve anhand der berechneten Einsatzpläne gegenübergestellt. Die iterative Reduzierung der Ausfallreserve bewirkt eine Neuverteilung der Einschtzustände. (vgl. Abbildungen 6.33 und 6.37)

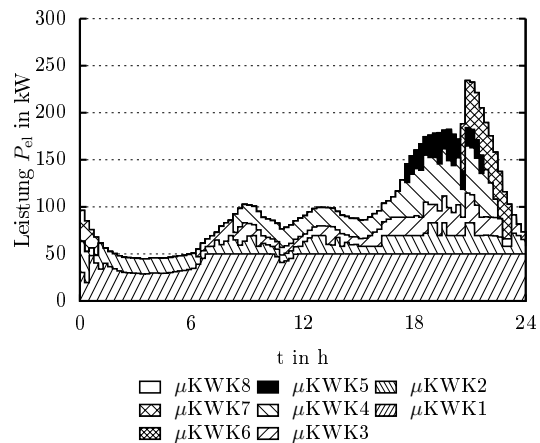
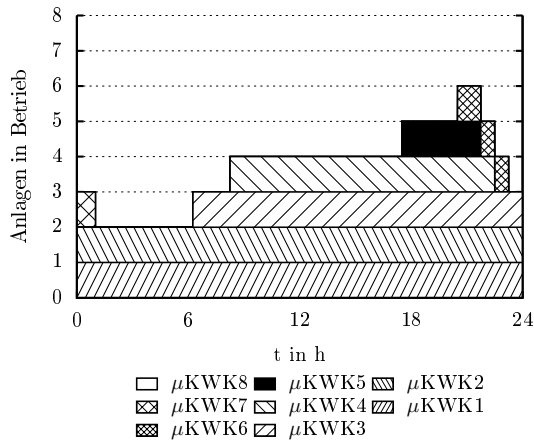


Abb. 6.37: Ergebnisse des Unit Commitment's nach der flexiblen Anpassung der Ausfallreserve am das Beispiel Werktag, Sommer

Abb. 6.38: Ergebnisse des Dispatches nach der flexiblen Anpassung der Ausfallreserve am das Beispiel Werktag, Sommer

Das μ KWK3 wird zusätzlich zwischen $t = 1$ h und $t = 6,0$ h ausgeschaltet (vgl. Abbildungen 6.37 und 6.38). Die Anlage ist nicht für die Lastdeckung notwendig, sondern dient einzig der Gewährleistung der Ausfallreserve $r^{(1)}_{Ausfall} = 50$ kW. Die Gesamtkosten können so um $\Delta P = 2\%$ gesenkt werden (vgl. Tabelle 6.3).

Iteration n	Gesamtkosten in TEUR	Anlagen in Betrieb	Ausfallreserve in kW
1	1,50	3	28,7
2	1,47	2	28,7
3	1,47	2	28,1
4	1,47	2	28,1

Tabelle 6.3: Auswertung der Iteration für das Beispiel Werktag, Sommer

Die in diesem Abschnitt entwickelten Fahrpläne für das Microgrid werden in den folgenden Abschnitten genutzt um die dynamischen Simulationen durchzuführen.

6.5.2. Ungestörter Netzbetrieb

Das in Abschnitt 6.2 entworfene dezentrale Netz und Modell der μ KWK-Anlage soll mit Hilfe einer dynamischen Simulation hinsichtlich der Einhaltung des zulässigen Spannungs- und des Frequenzbandes, sowie der erzeugten elektrischen und thermischen Arbeit bewertet werden. Dies erfolgt an verschiedenen Szenarien, die sich aus der Variation von Belastung, Erzeugung und den KWK-Modellparametern ergeben. Die dynamische Simulation soll mit einer Integrationsschrittweite von $t = 100$ ms ausgeführt werden. Diese Integrationsschrittweite stellt einen Kompromiss zwischen Genauigkeit, Stabilität der Simulation, Simulationsdauer und Speicherbedarf dar. Die Simulation ist dabei unter normalen Betriebsbedingungen durchgeführt worden, das heißt, es treten keine Störungen wie Fehler und Ausfälle im Netz auf. In den folgenden Abschnitten werden die Bewertungskriterien, die Szenarien und die Ergebnisse der Simulationen vorgestellt.

6.5.2.1. Bewertungskriterien der Simulationsergebnisse

DIN EN 50160 definiert die Merkmale von Spannung und Frequenz in öffentlichen Versorgungsnetzen. Die Nennspannung beträgt $U_n = 230$ V gemessen zwischen Außen- und Neutralleiter und die Nennfrequenz beträgt $f_n = 50$ Hz. Folgende Spannungs- und Frequenzbereiche müssen bei „Netzen ohne synchrone Verbindung zu einem Verbundnetz“ eingehalten werden [82]:

- **Spannung:** Die 10-Minuten-Mittelwerte des Effektivwertes müssen in folgenden Bereichen liegen:

$$\begin{array}{lll} \Delta U_n \pm 10 \% & (\text{d.h. } U_n = 203 - 253 \text{ V}) & \text{während } t = 95 \% \text{ einer Woche} \\ \Delta U_n + 10 \% / - 15 \% & (\text{d.h. } U_n = 195,5 - 253 \text{ V}) & \text{während } t = 100 \% \text{ der Zeit} \end{array}$$

- **Frequenz:** Die 10-Sekunden-Mittelwerte der Grundfrequenz müssen in folgenden Bereichen liegen:

$$\begin{array}{lll} \Delta f_n \pm 2 \% & (\text{d.h. } f_n = 49 - 51 \text{ Hz}) & \text{während } t = 95 \% \text{ einer Woche} \\ \Delta f_n \pm 15 \% & (\text{d.h. } f_n = 42,5 - 57,5 \text{ Hz}) & \text{während } t = 100 \% \text{ der Zeit} \end{array}$$

6.5.2.2. Untersuchte Szenarien

Das dezentrale Netz soll unter verschiedenen Bedingungen bewertet werden. Neben dem Basisfall ergeben sich durch Variation von Belastung, Erzeugung und den KWK-Modellparametern alle weiteren Szenarien. Der Basisfall stellt somit die Vergleichsgrundlage der Auswertung. Der Basisfall ist gekennzeichnet durch den in Abschnitt 6.2.3 entwickelten Lastgang der Haushaltslasten im Winter. Für die Lasten wird dabei ein konstanter $\cos \varphi = 0,99$ festgelegt. Das dezentrale Netz wird in diesem Fall von insgesamt 8 μ KWK-Anlagen mit je einer elektrischen Bemessungsleistung von $P_{el} = 50$ kW gespeist (vgl. Abbildung 6.32). Folgende Variationen zum Basisfall wurden untersucht:

- *Variation der Belastung:* Für die Haushaltslasten wurde der Lastgang im Sommer und Herbst sowie ein $\cos\varphi = 0,90$ angenommen.
- *Variation der Erzeugung:* Neben der dezentralen Erzeugung durch 8 μ KWK-Anlagen wird ein Szenario untersucht indem das Netz durch eine zentrale μ KWK-Anlage versorgt wird. Des Weiteren wurde der Kraftwerkseinsatz variiert.
- *Variation μ KWK-Modellparameter:* Zur Bestimmung des Einflusses für die Regelung entscheidender Parameter der μ KWK-Anlage wurde die Zeitkonstante des Motorprozesses sowie der der Trägheitsmassen der rotierenden Teile variiert.

6.5.2.3. Einhaltung der Spannungsgrenzwerte

Die Einhaltung des Spannungsbandes stellt in städtischen Niederspannungsnetzen in der Regel kein Problem dar, da die Leitungs- bzw. Kabellängen kurz sind und so nur geringe Spannungsfälle auftreten. Bisherige Untersuchungen von dezentralen Erzeugungsanlagen im elektrischen Netz haben aber gezeigt, dass durch die Spannungsanhebung der dezentralen Einspeisung Überschreitungen des zulässigen Spannungsbandes besonders bei hohen Durchdringungsgraden von dezentralen Erzeugungsanlagen auftreten können [60, 98, 232]. Die Ergebnisse der in der vorliegenden Arbeit durchgeführten Simulationen zeigen aber, dass dies in diesem Netz in keinem Szenario auftritt. Die maximale Spannungsabweichung beträgt bei dezentraler Einspeisung $\Delta U = 1\%$. Bei zentraler Einspeisung durch nur eine μ KWK-Anlage treten Spannungsabweichungen bis $\Delta U = 4\%$ auf. So werden in keinem Fall die Grenzen des zulässigen Spannungsbandes verletzt. Um die Spannungsabweichungen an verschiedenen Knotenpunkten im Netz sowie über den Zeitraum einer gesamten Woche darzustellen, zeigt Abbildung 6.39 die Häufigkeitsverteilung der Spannungsabweichung. Wie aus der Abbildung zu entnehmen ist, kommt es im Falle der zentralen Einspeisung zu größeren Spannungsunterschieden im elektrischen Netz. Diese treten bei hoher elektrischer Last an den vom Einspeisepunkt entferntesten Punkten auf. Bei der dezentralen Einspeisung erzeugen die örtlich gleichmäßig verteilten μ KWK-Anlagen die elektrische Energie an dem Ort, wo sie benötigt wird. Durch die daraus folgenden reduzierten Leistungsflüsse im elektrischen Netz sind die geringeren Spannungsabweichungen begründet. Die Simulationen haben gezeigt, dass die Einhaltung der Spannungsgrenzwert im modellierten Netz kein Problem darstellt. Durch die dezentrale Einspeisung, die dem Bedarf entspricht, wird das benötigte Spannungsband im Netz sogar reduziert.

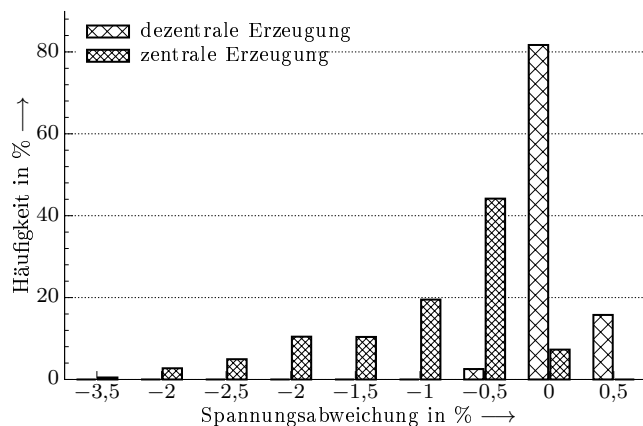


Abb. 6.39: Häufigkeiten der Spannungsabweichungen bei zentraler und dezentraler Einspeisung

Ein weiterer Vorteil der dezentralen Erzeugung ergibt sich durch die verminderten Netzverluste. So betragen die Netzverluste bei zentraler Einspeisung $P_{N,loss} = 1,1\%$ und bei dezentraler Einspei-

sung $P_{N,loss} = 0,2\%$ der erzeugten Energie. Dies entspricht einer Reduktion der Netzverluste von $\Delta P_{N,loss} = 81\%$.

6.5.2.4. Einhaltung der Frequenzgrenzwerte

Durch die geringen rotierenden Massen sind in dem modellierten dezentralen Inselnetz hohe Abweichungen von der elektrischen Nennfrequenz bei Laständerungen zu erwarten. Die Simulation des Basisfalls zeigt, dass die Frequenz um maximal $\Delta f = 6,1\%$ abweicht und 108 der $t = 10$ s-Mittelwerte einer Woche über dem Grenzwert von $\pm 2\%$ der Nennfrequenz f_n liegen. Dies entspricht $t = 0,002\%$ einer Woche. Damit werden die Anforderungen nach DIN EN 50160 eingehalten.

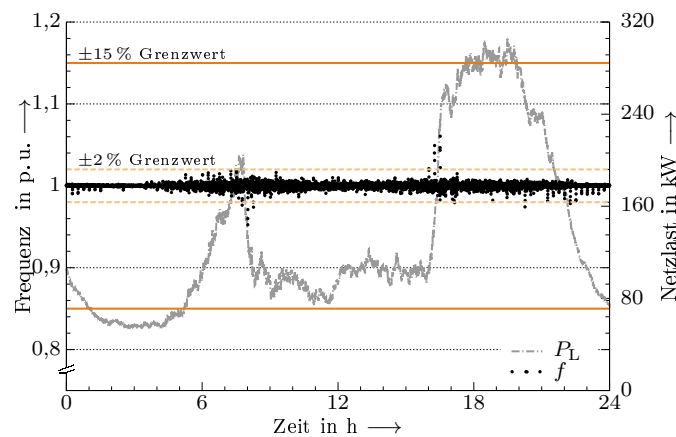


Abb. 6.40: 10-Sekunden-Mittelwerte der Netzfrequenz während eines Tages

Wie Abbildung 6.40 zeigt, treten hohe Frequenzabweichungen bei großer Laständerung im Netz auf. Die Richtung der Frequenzänderungen zeigt aber entgegengesetzt der Richtung wie sie aus der Laständerung zu erwarten sind. Normalerweise führt eine Leistungsreduktion zu einem Frequenzanstieg der anschließend ausgeglichen wird. Durch die Einsatzplanung der Anlagen werden diese bei Laständerungen Zu- bzw. Abgeschaltet. Dadurch ergibt sich zunächst ein Über- bzw. Unterangebot an elektrischer Leistung, welches durch die Regler ausgeglichen wird. Durch eine Anpassung der Anfahr- bzw. Abfahrprozesse und Regelung der μ KWK-Anlagen, kann somit eine Verringerung der Frequenzabweichungen erzielt werden.

Die Simulation der weiteren Szenarien hat gezeigt, dass die Abweichungen von der Nennfrequenz wesentlich von folgenden Faktoren abhängen:

- Wirkleistungsbelastung
- Rotierende Masse am elektrischen Netz
- Zeitkonstante des Verbrennungsprozesses

Wie zu erwarten reduzieren eine geringere Wirkleistungsbelastung, größere rotierende Massen und eine geringere Verbrennungszeitkonstante die auftretenden Frequenzabweichungen. Dabei hat die Verbrennungszeitkonstante des Motorprozesses der μ KWK-Anlagen den größten Einfluss auf die Frequenzabweichungen und ist somit besonders entscheidend für die Simulation. Daher ist es notwendig diese Parameter durch Messungen zu bestimmen.

Die dynamischen Simulationen haben gezeigt, dass prinzipiell ein Betrieb des modellierten dezentralen Netzes durch Regelung der μ KWK-Anlagen innerhalb der gegebenen Anforderungen nach DIN EN 50160 im ungestörten Zustand möglich ist, wenn geeignete Werte für die Auslegung der μ KWK-Anlagen, der Regler und die Einsatzplanung gewählt wurden.

6.5.3. Gestörter Netzbetrieb

Um die Stabilität des Inselnetze im gestörten Netzbetrieb zu bewerten, wird die kritische Fehlerklärungszeit (Critical Clearing Time - CCT) für 3-phasige Fehler an verschiedenen Fehlerstellen im Netz berechnet. Die Bewertung erfolgt für mehrere Szenarien mit unterschiedlichen Last- und Erzeugungsverhältnissen.

6.5.3.1. Berechnungsmethode

Die CCT ist definiert als maximale Fehlerklärungszeit nach der das System wieder in einen stabilen Zustand zurückkehrt. In diesem Abschnitt wird das Netz als instabil bewertet wenn die Frequenz im Netz zusammenbricht oder ein Generator außer Tritt fällt. Bei außer Tritt fallen des Generators wird dieser vom Netz getrennt, was im Inselnetz zum Verlust der Stabilität führen würde. In der Simulation wird ein Außer-Trittfall-Signal bei einem absoluten Rotorwinkel von $\psi = 360$ deg eines Generators generiert.

Die CCT wird wie folgt ermittelt. In der dynamischen Simulation wird ein 3-phasiger Fehler an einem Hausanschluss eingelegt. Nach einer definierten Zeit wird dieser Fehler geklärt. Das heißt die Last und/oder der Generator an diesem Hausanschluss wird getrennt. Die Fehlerklärungszeit wird dabei solange erhöht bis das Netz die Stabilität verliert.

6.5.3.2. Simulationsszenarien

Die Simulationen werden für verschiedene Last- und Erzeugungsszenarien durchgeführt. Die Last wird in 6 Schritten zwischen der minimale Last von $P_{el} = 56$ kW bis zur maximalen Last von $P_{el} = 325$ kW erhöht (siehe Tabelle 6.4). Für die Erzeugung werden folgende Szenarien angenommen:

- *Szenario A:* Diese Szenario basiert auf der Simulation unter normalen Betriebsbedingungen. Um die Last zu decken sind 8 KWK-Anlagen mit einer Bemessungsleistung von $P_{elr} = 50$ kW im Netz installiert. Um einen wirtschaftlichen Betrieb zu ermöglichen sind immer nur so viele Anlagen in Betrieb wie zur Deckung der Last notwendig sind. Dabei wird eine Reserve von $P_{el} = 50$ kW vorgehalten.
- *Szenario B:* In diesem Szenario wird die periodische Moment des Motors vernachlässigt. Alle anderen Einstellungen sind gleich zu Szenario A.
- *Szenario C:* In diesem Szenario ist die dezentrale Erzeugung durch eine zentrale μ KWK-Anlage mit einer Bemessungsleistung von $P_{elr} = 400$ kW ersetzt.

6.5.3.3. Untersuchungsergebnisse

Die Ergebnisse der Simulation sind in Tabelle 6.4 und Abbildung 6.41. Die Tabelle gibt die minimale CCT über alle ausgewerteten Hausanschlüsse an. Die Abbildung zeigt die CCT für alle Hausanschlüsse in einem Lastszenario.

Die Auswertung ergibt, dass das periodische Moment des Verbrennungsmotors keinen Einfluss auf die CCT hat. Szenario A und B haben die gleichen Ergebnisse. Die minimale CCT von allen Lastszenarien ist $t = 90$ ms. Dies tritt bei Lastfällen auf, bei welchem die minimale Anzahl von Generatoren am Netz ist und die Generatoren hoch belastet sind. Die Regelreserve und die rotierende Masse ist dabei minimal. In allen anderen Fällen ist die CCT größer als $t > 100$ ms. Im Szenario der zentralen Erzeugung (Szenario C) werden bei jeder Last die höchsten CCT erreicht. Allerdings ist bei hoher Last der Unterschied der CCTs nur noch sehr klein.

¹⁰⁶In Szenario C ist immer nur ein Generator in Betrieb

Last in kW	Anzahl der Generatoren in Betrieb ¹⁰⁶	minimale CCT in s		
		Szenario		
		A	B	C
56	3	0,19	0,19	> 1
99	3	0,09	0,09	> 1
156	5	0,15	0,15	> 1
201	5	0,12	0,12	0,84
306	8	0,13	0,13	0,18
325	8	0,14	0,14	0,15

Tabelle 6.4: Übersicht Lastszenarien und Ergebnisse

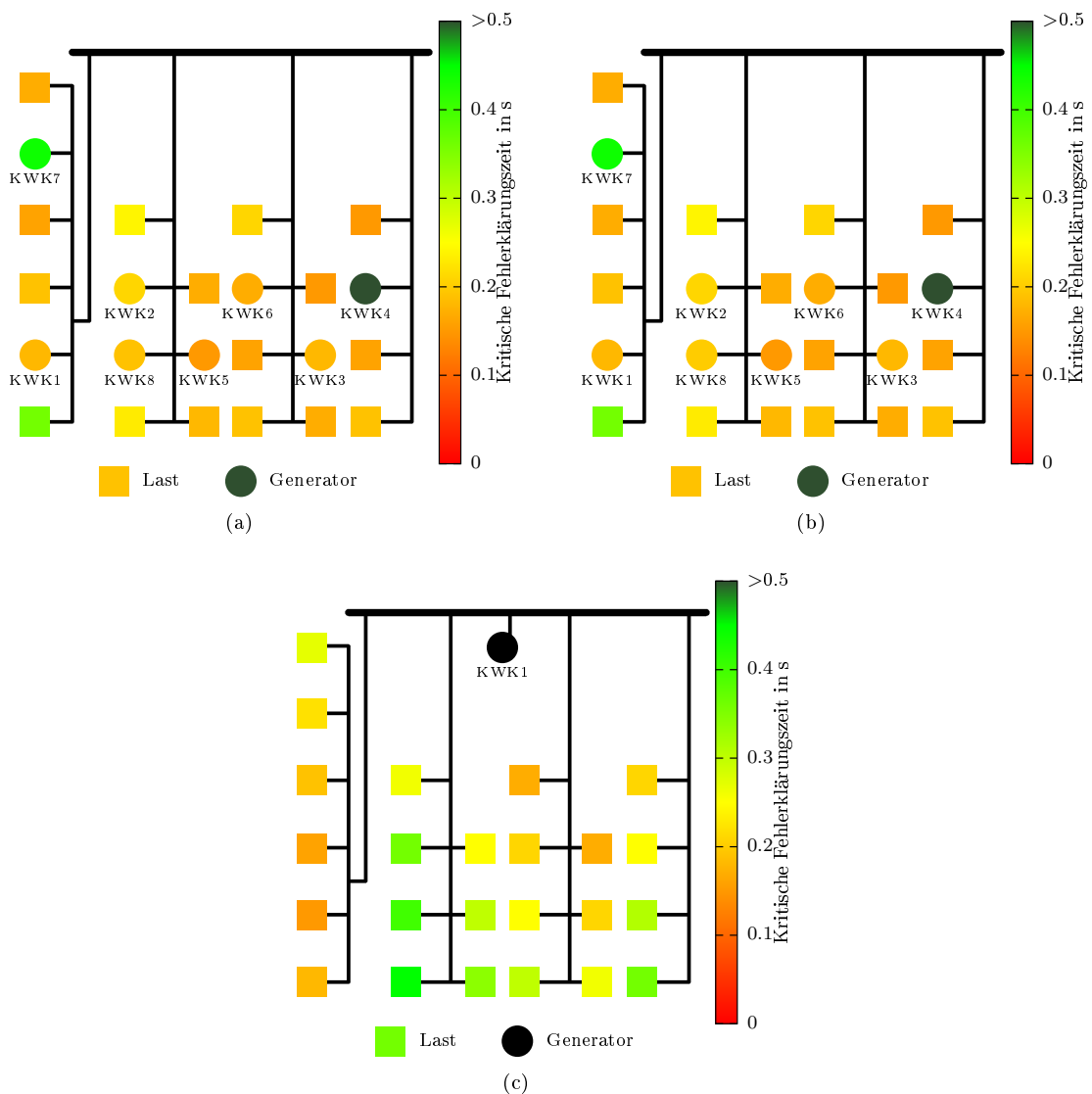


Abb. 6.41: CCT für verschiedene Fehlerorte bei $P_L = 325$ kW (a): Szenario A, (b): Szenario B, (c): Szenario C

Die geringen CCTs bei dezentraler und zentraler Erzeugung sind prinzipiell kritisch zu bewerten. Es ist bisher unklar welche Fehlerklärungszeiten in einem solchen Niederspannungsnetz zu erwartend sind. Dies hängt vom Selektivschutzkonzept ab, dass noch untersucht werden muss. Die Auslösezeiten hängen stark vom Kurzschlussstrom ab und dieser ist im Inselbetrieb nicht sehr groß. Dies kann zu einer Vergrößerung der heute üblichen Fehlerklärungszeiten in Niederspannungsnetzen führen.

Abbildung 6.42 zeigt den Frequenzverlauf während eines Fehlers mit einer Fehlerklärungszeit von $t = 100$ ms. Der Verlauf unterscheidet sich deutlich von ähnlichen Untersuchungen in Hochspannungsnetzen. Bei Großgeneratoren ist zu beobachten, dass diese ihre Drehzahl erhöhen wenn ein Fehler im Netz auftritt, da keine oder weniger elektrische Wirkleistung abgegeben werden kann. In dieser Simulation ist ein starker Frequenzeinbruch zu beobachten, damit werden die zulässigen Frequenzgrenzwerte unterschritten. Die Ursache dieses Frequenzeinbruches liegt im hohen Wicklungswiderstand des Stators der Niederspannungsgeneratoren. Der ausgewählte Generator der μ KWK-Anlage hat einen Statorwiderstand $R_s = 52 \text{ m}\Omega$. Im Fall einen Klemmkurzschlusses ergibt sich ein subtransienter Kurzschlussstrom $I_s'' = 1,3 \text{ kA}$. Dieser verursacht im Generator Verluste von $P_{G,loss} = 264 \text{ kW}$, welche fünf Mal größer als die Bemessungsleistung des Generators sind. Um die Frequenzanforderungen zu erfüllen muss der Statorwiderstand kleiner sein (siehe Abbildung 6.42). Die Hersteller müssen also die Generatoren für den Inselbetrieb anpassen.

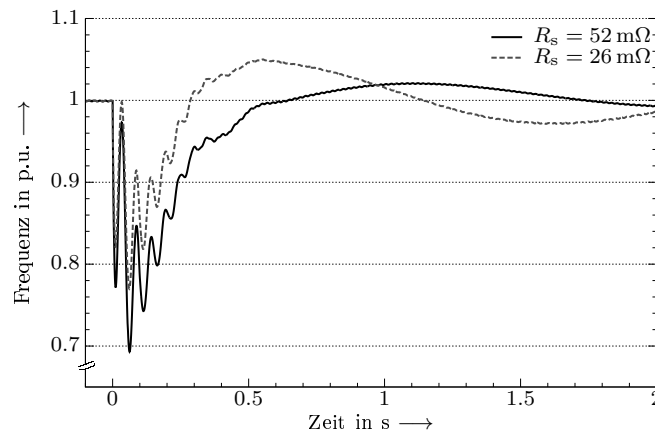
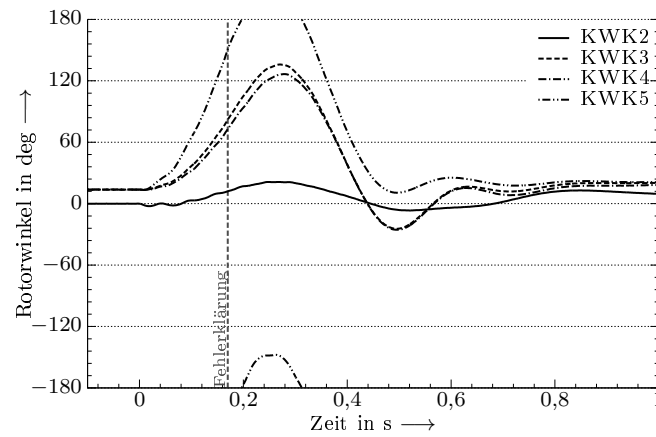
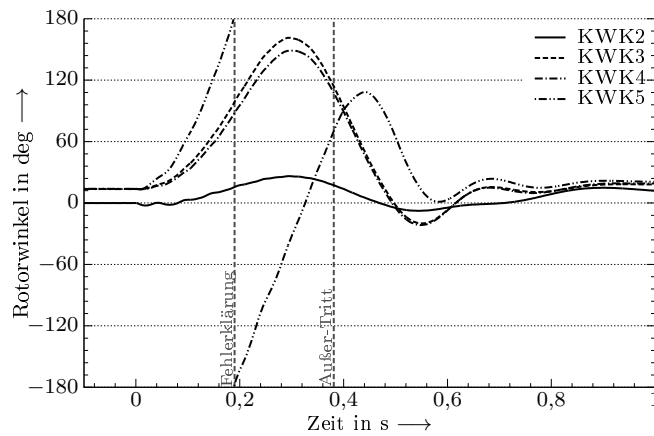


Abb. 6.42: Frequenzverlauf während des Fehlers für verschiedenen Statorwiderstände

Abbildung 6.43 dokumentiert den Verlauf der Abweichung des Rotorwinkels gegenüber der Referenzmaschine für (a) einen stabilen und (b) einen instabilen Fall. Im instabilen Fall erlangt das System aber nach dem außer Tritt fallen eines Generators wieder einen stabilen Zustand. Die Frage ist nun wie viele Durchschlüpfe ein Generator mechanisch überstehen kann. Wenn der absolute Rotorwinkel größer als $\psi > 360$ deg sein kann, ist es möglich höhere CCTs zu erreichen.



(a)



(b)

Abb. 6.43: Verlauf der Abweichung des Rotorwinkels gegenüber der Referenzmaschine: (a): Fehlerklärungszeit $t_f = 0,17\text{ s}$ – Netz bleibt stabil, (b): Fehlerklärungszeit $t_f = 0,19\text{ s}$ – Netz verliert Stabilität

6.6. Zusammenfassung

In diesem Teilforschungsvorhaben wurden wesentliche Grundlagen zur dynamischen Simulation und Bewertung eines intelligenten Energiemanagements auf Basis von μ KWK-Anlagen untersucht. Zunächst war es notwendig Modelle zu entwickeln mit denen die elektrischen und thermischen Vorgänge der Anlagen dynamisch nachgebildet werden konnten. In diesem Teilforschungsvorhaben wurden daher die entsprechenden Modelle der am verbreitetsten Anlagenkonfigurationen:

- Verbrennungsmotor mit Synchrongenerator
- Verbrennungsmotor mit Asynchrongenerator
- Stirlingmotor mit Lineargenerator
- Stirlingmotor mit Asynchrongenerator

entwickelt. Neben den Modellen der μ KWK-Anlagen wurden für die Simulation notwendigen Niederspannungsnetze und elektrischen Haushaltslasten modelliert. Mit Hilfe des HIL-Versuchstandes war es möglich die genauen Parameter der Modelle für konkrete μ KWK-Anlagen zu bestimmen. Hierfür standen folgende Anlagen zur Verfügung.

- L-BHKW 4.12 der Firma KIRSCH
- VitoTwin 300-W der Firma VIESSMANN

Der Vergleich zwischen den gemessenen und simulierten Betriebsverhalten der Anlagen zeigt, dass mit den entwickelten Modellen das dynamische Verhalten der Anlagen sehr exakt nachgebildet werden kann. Im nächsten Schritt wurde die dynamische und statische Simulation des Modells miteinander verglichen. Zur Bewertung der Effizienz des intelligenten Energiemanagements ist im Allgemeinen auch bei sehr vielen Regelvorgängen der Anlagen eine statische Simulation ausreichend. Allerdings müssen hierbei die Verluste beim Kalt- und Warmstart der Anlagen beachtet werden.

Abschließend wurde in diesem Teilforschungsvorhaben der Inselnetzbetrieb non μ KWK-Anlagen untersucht. Für die Bewertung des Betriebs war es zunächst notwendig einen geeigneten Einsatzplan für die Anlagen zu ermitteln. Dafür wurde ein Verfahren entwickelt, dass die für den Inselnetzbetrieb erforderlichen Anforderungen erfüllt. So wird stets eine ausreichende Reserve um den Ausfall vorgehalten, um den Ausfall einer Anlage zu beherrschen. Durch eine dynamische Simulation des Inselnetzbetriebes konnte nachgewiesen werden, dass die entsprechen Spannungs- und Frequenzgrenzwerte im ungestörten Betrieb eingehalten werden. Die Untersuchungen im gestörten Betrieb zeigen allerdings, dass sehr geringe Fehlerklärungszeiten im Inselnetz notwendig sind. Entsprechende Schutzkonzepte müssen dafür in weiteren Forschungsvorhaben untersucht werden.

7. Gesamtfazit / Ausblick

Im Rahmen der vorliegenden Forschungsarbeit wurde eine große Bandbreite von energetischen Fragestellungen analysiert die bei der wärmetechnischen Versorgung von Gebäude beginnen und bei der Analysen von Fernwärmenetzen bzw. elektrischen Verteilnetzen enden. Das Forschungsprojekt ist daher als klassisches Querschnittsprojekt einzuordnen, an dem die unterschiedlichsten Institutionen der Technischen Universität Dresden mitgewirkt haben. Aus diesem Grunde gliedert sich das Forschungsprojekt auch in 5 Teilthemen, welche inhaltlich separate Problemstellungen betrachten. Die Verbindung zwischen den einzelnen Teilthemen wurde anhand eines "fiktiven Netzes" (Quartiers) vorgenommen.

Im Teilthema 1 des Forschungsvorhabens stand die energetische Versorgung von einzelnen Liegenschaften im Fokus der Analysen, wobei speziell die Technologie der Mikro-BHKWs sowie der Wärmepumpen betrachtet wurde. Um hierzu verlässliche Aussagen zu erhalten erfolgt zunächst der Aufbau eines Versuchsstandes zur messtechnischen Analysen der genannten Wärmeerzeuger. Ausführlich getestet wurden anschließend ein Vertreter der motorischen BHKW Systeme sowie ein Hybridgerät (Stirlingmotor + Zusatzbrenner). In einem zweiten Schritt erfolgte die Erstellung eines numerischen Modells und eine große Anzahl von Variantenrechnungen bei unterschiedlichen Einstellungen der Geräte. Im Ergebnis der Untersuchungen kann festgestellt werden, dass aus Sicht der Wärmeversorgung die genannten Geräte zum heutigen Zeitpunkt ohne große Probleme in die haustechnische Anlage integriert werden können. Ob diese jedoch wirtschaftlich ist, hängt im Wesentlichen davon ab, wie groß der Deckungsbeitrag am Stromverbrauch in der Liegenschaft ist. Erreicht man hier Werte von $\gamma \geq 50\%$, dann stellen die genannten Mikro-KWK Systeme auch zum heutigen Zeitpunkt schon eine Alternative zur Standardtechnologie dar. In einem zweiten Untersuchungsschritt wurde ausführlich die Möglichkeit einer Raumkühlung mittels Kompressionswärmepumpen analysiert. Speziell im Fokus der Analysen stand dabei auch das Übergabesystem wobei im Speziellen freie Heizflächen sowie Flächenkühlsysteme betrachtet wurden. Beide Systeme sind zur Kühlung (Temperierung) geeignet. Speziell die freien Kühlflächen weisen jedoch Grenzen auf, welche sich aus der minimalen Vorlauftemperatur und der daraus resultierenden Taupunkttemperatur ergeben. Auf Grund der größeren wärmeübertragenden Fläche ist die Taupunkttemperatur-Problematik bei Flächenkühlsystemen als weniger kritisch einzuschätzen. Eine vollständige Klimatisierung können die Systeme jedoch nicht realisieren.

Im Teilthema 2 standen Wärmeverteilnetze zwischen den Liegenschaften im Fokus der Betrachtungen. Zunächst erfolgte hier eine Weiterentwicklung des an der TUD verwendeten numerischen Simulationswerkzeugs TRNSYS-TUD. Im Speziellen wurde ein Widerstands-Kapazitäts-Modell entwickelt mit dem Verbraucher vereinfacht dargestellt werden können. Mittels dieses Modells wurden unterschiedliche Nah- und Fernwärmenetze analysiert und die numerisch gewonnenen Ergebnisse mit messtechnischen Daten abgeglichen. Bei ausreichender Kenntnis aller real auftretenden Randbedingungen zeigen die numerischen Ergebnisse eine große Übereinstimmung mit den messtechnisch gewonnenen Daten. Im zweiten Schritt der Untersuchungen wurden die numerisch ermittelten Daten für ein repräsentatives Fernwärmenetz mit einem Optimierungstool verbunden um eine möglichst kostengünstige Einsatzplanung der Erzeuger zu erreichen. In die Untersuchungen wurden dabei verschiedene Erzeugungsstrukturen und Speichergrößen mit einbezogen. Zusätzlich wurde die Möglichkeit, das thermische Verteilnetz als Wärmespeicher zu nutzen, analysiert. Als Ergebnis der Untersuchungen kann festgestellt werden, dass Verdrängungsspeicher sehr gut geeignet sind um eine flexible Einsatzplanung unterschiedlicher Erzeugerstrukturen zu gewährleisten. Aber auch die Möglichkeit der aktiven Netzspeicherung bietet Vorteile und ist theoretisch gut geeignet um speziell thermische Lastspitzen abzufangen.

In den Teilthemen 3 und 4 standen die thermischen Speicher innerhalb der Gebäudekonstruktion sowie außerhalb des Gebäudes im Fokus der Betrachtungen. Im Teilthema 3 wurde hierzu ein numerisches Modell zur Speichernachbildung erstellt. Als Ergebnis dieser Analysen kann festgestellt werden, dass prinzipiell eine Speicherung von thermischer Energie in der Gebäudekonstruktion möglich ist. Die Effektivität eines derartigen Speichers ist jedoch gering, da die Gebäudewände nur mit einem eingeschränkten Temperaturniveau beladen werden können. In einem weiteren Analyseschritt wurden in Teilthema 4 thermische Speicher außerhalb der Gebäudekonstruktion analysiert. Hierzu wurde zunächst eine umfassende Datensammlung zu Speicherpotentialen und spezifischen Kosten erstellt. Des

Weiteren wurden aktuelle Bauvorhaben ausgewertet sowie die Vor- und Nachteile, die sich mit externen Speichern ergeben, dokumentiert. Innerhalb der abschließenden Wirtschaftlichkeitsbetrachtung erfolgte ein Vergleich unterschiedlicher Speicher und Erzeugerkombinationen.

Im Teilthema 5 stand die Analyse des elektrischen Verteilnetzes im Mittelpunkt. Zunächst erfolgt, analog dem Teilthema 1, eine umfangreiche messtechnische Analyse von Mikro-BHKW Systemen aus elektrischer Sicht. In einem zweiten Bearbeitungsschritt wurden Modelle für das elektrische Systemverhalten von einem motorischen KWK System sowie einem Hybridsystem erstellt. Im Vergleich zu den Modellen des Teilthemas 1 unterscheiden sich die elektrischen Modelle erheblich, da sie numerische Modelle auf Komponentenebene darstellen. Vorteil dieser Modelle ist, dass Sie das elektrische Verhalten im Millisekundenbereich nachbilden können. Nachteilig gestaltet sich hingegen die resultierende Rechenzeit, wodurch die numerischen Simulationen mit diesen Modellen auf einen ausgewählten Zeitraum begrenzt bleiben. Im Ergebnis der elektrischen Analysen konnte klar das kritische Anfahrverhalten von verbrennungsmotorischen KWK Systemen detektiert werden. Weiterhin konnten Aussagen zur Einsatzplanung sowie Schutzmaßnahmen beim Einsatz von KWK Systemen generiert werden.

Bewertet man abschließend das Forschungsvorhaben, so muss festgestellt werden, dass die Verknüpfung von Wärmemarkt und Elektroenergiemarkt ein sehr komplexes Thema darstellt, welches auch im abgeschlossenen Projekt nicht umfänglich analysiert werden konnte. Vielmehr zeichnen sich die Arbeiten des Projektes dadurch aus, dass wichtige Teilaspekte betrachtet wurden. Dies betrifft zum einen Modellierungsaspekte für die thermischen und elektrischen Systeme. Zum anderen wurden wichtige Untersuchungen hinsichtlich des Betriebsverhaltens sowie der Netzspeicherfähigkeit von Fernwärmenetzen geführt. Die dabei gewonnenen Ergebnisse wurden in zahlreichen Fachpublikationen veröffentlicht und werden zukünftig bei der Lehre an der TU Dresden verwendet werden. Weiterführende Projekte sollten sich mit der vereinfachten Modellierung von thermischen und elektrischen Verteilsystemen beschäftigen. Ziel sollte es hierbei sein ein umfangreiches und robustes numerisches Analysetool zu erstellen, welches die wesentlichen Haupteinflussgrößen berücksichtigt und in kurzer Rechenzeit eine Untersuchung ermöglicht. Weiterhin sollte die Importfähigkeit von vorhandenen Daten in die numerischen Werkzeuge weiter verbessert werden. Abschließend sei darauf verwiesen, dass auch im Rahmen der Optimierung (Einsatzplanung) weitere Arbeiten erfolgen sollten um in naher Zukunft eine komplexes Analysewerkzeug zu erstellen.

Literatur

- [1] Datenblatt Heißwasserkessel Loos UNIMAT UT-H
- [2] *Förderprogramm des BMU zu Forschung und Entwicklung im Bereich Niedertemperatur Solarthermie-Solarthermie2000plus: Begleitforschung - Solare Nahwärmeversorgung Ackermannbogen München, FKZ: 0329607G, Laufzeit 2004 - 2009*
- [3] Preisblatt Netznutzungsentgelte Drewag, Stand: 20.10.2010
- [4] Referenzlastprofile von Ein- und Mehrfamilien- häusern für den Einsatz von KWK-Anlagen
- [5] Opportunitis in European Micro Combined heat and Power (CHP) Markets / Frost and Sullivan. 2005. – Forschungsbericht
- [6] *Kosten im Bauwesen, Teil 4: Ingenieurbauwerke; Deutsche Norm 2009*
- [7] Zuschuss für Mini-KWK-Anlagen – Liste der förderfähigen Mini-KWK-Anlagen. Eschborn. 2009
- [8] Fernwärmerohre - Werkmäßig gedämmte Verbundmantelrohrsysteme für direkt erdverlegte Fernwärmenetze. August 2011
- [9] *ShapeUp, Version 1.4.03, www.nilione.com, 2011*
- [10] ACHILLES, B. ; PASCHKE, U.: Förderung und Betrieb von Mini-BHKW-Anlagen. **In:** *EuroHeat and Power Report* (2009)
- [11] AFJEL, Th. ; WETTER, M.: Kompressionswärmepumpe inklusive Frost- und Taktverluste / Zentralschweizerisches Technikum Luzern. 1996. – Forschungsbericht
- [12] AGEE-STAT, BMU;: Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2011 / Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. 2010. – Forschungsbericht
- [13] ALBERTSHAUSER, U.: Energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen KWK-Förderung: Neue Chance und strategische Herausforderung. **In:** *EuroHeat and Power* 37 (2008), November, Nr. 11, S. 34–36
- [14] ANDREAS BREUER, Michael L.: Die Evolution des Smart Meters zum intelligenten Gateway. **In:** *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* (2011), Nr. 5, S. 14–18
- [15] ARNDT, U.: *Optimierung von KWK-Systemen zur Hausenergieversorgung mittels prüfstandsge- stützter Simulation*, Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Anwendungstechnik, Technische Uni- versität München, Dissertation, November 2007
- [16] ARNDT, U. ; KRAUS, D. ; ROON, S. ; MAUCH, W.: Innovative KWK zur Hausenergieversorgung - Teil A / fFE - Forschungstelle für Energiewirtschaft e.V., München. 2007. – Forschungsbericht
- [17] ARNDT, U. ; ROON, S. ; WAGNER, U.: Virtuelle Karftwerke: Theorie oder Realität. **In:** *BWK (Brennstoff - Wärme - Kraft) - Das Energie-Fachmagazin* 58 (2006), Nr. 6, S. 52–57
- [18] ATV-A251: *Kondensate aus Brennwertkesseln*. November 1998. Deutsche Vereinigung für Wasserwirtschaft, Abwasser und Abfall e.V.: DWA
- [19] BAFA: Zuschuss für Mini-KWK-Anlagen - Liste der förderfähigen Mini-KWK-Anlagen (Gültig für Anträge ab Eingangsdatum 01.02.2009 / Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle. 2009. – Forschungsbericht
- [20] BAUER, Marx u. a. (Hrsg.): *Forschungsbericht zum BMU-Vorhaben Solar unterstützte Nahwärme und Langzeit-Wärmespeicher, Laufzeit Juni 2005 bis Juli 2008, Universität Stuttgart, Institut für Thermodynamik und Wärmetechnik (ITW); Stuttgart 2008*
- [21] BAUKOSTENINFORMATIONSZENTRUM, BKI (Hrsg.): *BKI Baukosten 2009: Teil 2 statische Ko- stenkennwerte für Bauelemente; Stuttgart 2009*
- [22] BAUKOSTENINFORMATIONSZENTRUM, BKI (Hrsg.): *BKI Objektdaten F2: Kosten abgerechneter Objekte und statische Kostenkennwerte; Stuttgart 2009*
- [23] BENNER, Mangold u. a. (Hrsg.): *Forschungsbericht zum BMWA / BMU-Vorhaben Solar unter- stützte Nahwärmeversorgung mit und ohne Langzeitwärmespeicher; Stuttgart 2003*

- [24] BENVENUTO, G. ; DE MONTE, F.: Analysis of free-piston Stirling engine/linear alternator systems. Part I - Theory. **In:** *Journal of Propulsion and Power* 11 (1995), September, Nr. 5, S. 1036–1046. – ISSN 0748–4658
- [25] BIMSCHG 2007: *Bundes-Immissionsschutzgesetz*. Oktober 2007. Berlin: Bundesregierung
- [26] BINE: *Kraft und Wärme koppeln*. FIZ Karlsruhe GmbH. – bine.info/fileadmin/content/Publikationen/Basis_Energie/Basis_Energie_Nr._21/basis21internetx.pdf
- [27] BITTNER, I.: Mit intelligenten Energiezählern das Verbraucherverhalten steuern - Smart Metering zu Ende denken. **In:** *BWK (Brennstoff - Wärme - Kraft) - Das Energie-Fachmagazin* 59 (2007), Nr. 12, S. 30–31
- [28] BKWK: Fakten zur Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) / Bundesverband Kraft-Wärme-Kopplung e.V. 2005. – Forschungsbericht
- [29] BLAST: *Catalogue of Services, Softwares and Publications*. Februar 1998. <http://www.bso.uiuc.edu/blastopeningpage.html>: University of Illinois at Urbana-Champaign Department of Mechanical and Industrial Engineering
- [30] BLESEL, M. ; OHL, M.: Marktentwicklung bei stationären Brennstoffzellen. **In:** *eBWK (Brennstoff - Wärme - Kraft) - Das Energie-Fachmagazin* 59 (2008), Nr. 12, S. 1–5
- [31] BLES, A.; Fahl U.: Die Entwicklung der Energiemärkte bis 2030 - Energieprognose 2009 / IER Stuttgart, RWI Essen, ZEW Mannheim. 2010. – Forschungsbericht
- [32] BMWI: *Gesetz für die Erhaltung, Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung - Entwurf*. Dezember 2007. Berlin: Bundesregierung
- [33] BMWI (Hrsg.): *Energie in Deutschland. Trends und Hintergründe zur Energieversorgung in Deutschland* 2009
- [34] BMWI: Zahlen und Fakten Energiedaten - Nationale und Internationale Entwicklung / Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie. 22.06.2011. – Forschungsbericht
- [35] BODMANN, Nussbicker u. a. (Hrsg.): *Forschungsbericht zum BMWA / BMU-Vorhaben Solar unterstützte Nahwärme und Langzeit-Wärmespeicher; Stuttgart* 2005
- [36] BODMANN, Pfeil (Hrsg.): *Solare Nahwärmeversorgung mit Kies/Wasser-Wärmespeicher in Steinfurt-Borghorst in: OPET-Seminar Solarunterstützte Nahwärmeversorgung; Neckarsulm* 2001
- [37] BÖHME, D.: Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2009 / Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. 2010. – Forschungsbericht
- [38] BUDERUS: Produktkatalog TWE-Speicher und Ladesysteme Buderus / Buderus. 2011. – Forschungsbericht
- [39] BUNDESREGIERUNG: *Eckpunkte für ein integriertes Energie- und Klimaprogramm (Meseberger Beschlüsse)*. August 2007. Meseberg: Bundesregierung
- [40] BWP: Anteil der Wärmepumpen bis 2030 rund 1/3 am Gesamten Heizungsmarkt. **In:** *KI Luft- und Kältetechnik* 45 (2009), Dezember, Nr. 12, S. 42–43
- [41] CHEVALLERIE, A. ; MEYER, C.: Dezentrale Energieversorgung - Mini-BHKW: Eine Mieter-GbR geht ans deutsche Inselnetz. **In:** *EuroHeat and Power Report* 36 (2007), Nr. 11, S. 18–21
- [42] CHRISTOFFER, J. ; DEUTSCHLÄNDER, T. ; WEBS, M.: *Testreferenzjahre von Deutschland für mittlere und extreme Witterungsverhältnisse TRY*. Deutscher Wetterdienst, 2004. – ISBN 3–88148–398–5
- [43] ENERGIEABNEHMER E.V., Bundesverband der. VEA Fernwärme Preisvergleich 2009
- [44] Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V.: *DVGW-Arbeitsblatt 553: Bemessung von Zirkulationssystemen in zentralen Trinkwasser-Erwaermsanlagen*. 1998
- [45] Deutsches Institut für Normung e.V.: *DIN EN 12831 : Heizungsanlagen in Gebäuden - Verfahren zur Berechnung der Norm Heizlast*. 2003. – Beuth Verlag GmbH, Berlin

-
- [46] Deutsches Institut für Normung e.V.: *DIN V 4701 T10: Energetische Bewertung heiz- und raumluftechnischer Anlagen Teil 10: Heizung, Trinkwassererwärmung, Lüftung*. 2003. – Beuth Verlag GmbH, Berlin
- [47] Deutsches Institut für Normung e.V.: *DIN EN ISO 7730 Ergonomie des Umgebungsklimas - Analytische Bestimmung und Interpretation der thermischen Behaglichkeit durch Berechnung des PMV- und des PPD-Index und Kriterien der lokalen thermischen Behaglichkeit*. 2006. – Beuth Verlag GmbH, Berlin
- [48] Deutsches Institut für Normung e.V.: *DIN V 18599: Energetische Bewertung von Gebäuden*. 2007. – Beuth Verlag GmbH, Berlin
- [49] Deutsches Institut für Normung e.V.: *DIN V 18599: Energetische Bewertung von Gebäuden*. 2009. – Beuth Verlag GmbH, Berlin
- [50] DICKERT, Jörg ; SCHEGNER, Peter: Residential Load Models for Network Planning Purposes. **In:** *Modern Electric Power Systems 2010*, 2010
- [51] DICKERT, Jörg ; SCHEGNER, Peter: A Time Series Probabilistic Synthetic Load Curve Model for Residential Customers. **In:** *IEEE PES Trondheim Power Tech 2011*. Trondheim, 2011, S. 1–6
- [52] DIGSILENT GMBH. Technical Documentation – Induction Machine. 2007
- [53] DIGSILENT GMBH: *Technical Documentation – Synchronous Generator*. V5, 2009
- [54] DITTMANN, Achim. ; RICHTER, Wolfgang: Multilevel District Heating / Institut für Energietechnik, TU Dresden. 2010. – Forschungsbericht
- [55] DOTZAUER, Erik: Simple model for prediction of loads in district-heating systems. **In:** *Applied Energy* 73 (2002), Nr. 3-4, S. 277 – 284. – ISSN 0306–2619
- [56] DRÜCK, H.: *Weiterentwicklung und Validierung des Modells für solare Warmwasserspeicher '4Port' für das Simulationsprogramm TRNSYS*, Institut für Thermodynamik und Wärmewirtschaft, Universität Stuttgart, Diplomarbeit, 1994
- [57] DUBIELZIG, G. et a.: Referenzlastprofile von Ein- und Mehrfamilienhäusern für den Einsatz von KWK-Anlagen / Verein Deutscher Ingenieure. Düsseldorf, 2007 (560). – Fortschrittsberichte VDI-Reihe 6
- [58] EEG 2009: *Gesetz zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich und zur Änderung damit zusammenhängender Vorschriften*. Oktober 2008. Berlin: Bundesregierung
- [59] EIKMEIER, B. ; SCHULZ, W. ; KREWITT, W. ; NAST, M.: Umsetzung der europäischen KWK Richtlinie - Nationales Potenzial für hocheffiziente Kraft-Wärme-Kopplung. **In:** *EuroHeat and Power Report* 35 (2006), Nr. 6, S. 18–26
- [60] EINFALT, A ; TIEFGRABER, D ; HAIDVOGL, H ; CZERMAK, K: Netzintegration von Mikro-KWK-Anlagen. **In:** *e & i Elektrotechnik und Informationstechnik* 126 (2009), Jan, Nr. 3, S. 105–110
- [61] ELLINGTON, K.: DOE-2: Building Energy Simulation. Internet. – <http://gundog.lbl.gov/dirsoft/d2whatis.html>
- [62] ELSPAS, M.E.: Kraft-Wärme-Kopplung, Die neuen gesetzlichen Regelungen zur KWK-Förderung. **In:** *EuroHeat and Power* 37 (2008), Dezember, Nr. 12, S. 20–27
- [63] ENERGIEStG 2006: *Energiesteuergesetz (EnergieStG)*. Juli 2006. Berlin: Bundesregierung
- [64] ENERGIETECHNIK, VDI-Gesellschaft: *Optimierung in der Energieversorgung*. VDI Verlag, VDI-Berichte 1508, 1999
- [65] ENERGIETECHNIK, VDI-Gesellschaft: *Optimierung in der Energieversorgung*. VDI Verlag, VDI-Berichte 1627, 2001
- [66] ENEV 2004: *Verordnung über energiesparenden Wärmeschutz und energiesparende Anlagentechnik bei Gebäuden*. November 2004. Berlin: Bundesregierung

- [67] ENEV 2007: *Verordnung über energiesparenden Wärmeschutz und energiesparende Anlagentechnik bei Gebäuden (Energieeinsparverordnung)*. 24.07.2007. Berlin: Bundesregierung
- [68] ENWG 2009: *Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG)*. August 2009. Berlin: Bundesregierung
- [69] ENWG 2011: *Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung*. 28.Juli 2011. Berlin: Bundesregierung
- [70] ERB, M. ; HUBACHER, P. ; M., Ehrbar: Feldanalyse von Wärmepumpenanlagen FAWA 1996 - 2003 / Bundesamt für Energie BFE, Schweiz. 2004. – Forschungsbericht
- [71] ERLER, F.: Strom erzeugende Heizungen - Feldtests mit neuen Technologien. **In:** *EuroHeat and Power Report* (2009)
- [72] ESP-R: *ESP-r Dynamische Gebäudesimulation*. 2002. <http://www.esru.strath.ac.uk>: University of Strathclyde
- [73] EU: Eurostat. Internet. – <http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/eurostat/home/>
- [74] EU: Expert Workshop on the comparative framework methodology for cost optimal minimum energy performance requirements / EUROPEAN COMMISSION, Energy Directorate General. 2011. – Forschungsbericht
- [75] EWERT, M.: Berechnung des Strommix für Wärmepumpen. **In:** *Heizung/Lüftung/Klima/Haustechnik Bd.56* (2005), Nr. 5, S. 22–25
- [76] EWERT, M.: Feldtest bestätigt hohe Effizienz von Wärmepumpen. **In:** *Heizung/Lüftung/Klima/Haustechnik Bd.56* (2005), Nr. 3, S. 24–29
- [77] EWERT, M.: Verfahren zur Effizienzbewertung von Wärmepumpen über den Gütegrad. **In:** *Heizung/Lüftung/Klima/Haustechnik Bd.57* (2006), Nr. 10, S. 64–70
- [78] FELSMANN, C.: *Ein Beitrag zur Optimierung der Betriebsweise heizungs- und raumlufttechnischer Anlagen*, Technische Universität Dresden, Dissertation, 2002
- [79] FISCH, Norbert ; BODMANN, Michael ; KÜHL, Lars ; SASSE, Christian ; SCHNÜRER, Herdis: *Wärmespeicher*. BINE Informationsdienst, TÜV-Verlag GmbH, Köln, 2005
- [80] FORSCHUNGSZENTRUM JÜLICH GMBH, Projektträger Jülich und Fraunhofer Solar Building Innovation C. (Hrsg.): *Statusseminar Thermische Energiespeicherung - mehr Energieeffizienz zum Heizen und Kühlen* 2006
- [81] FREYMEYER, Philipp. Parallellauf von Dieselgeneratoren
- [82] NORMUNG E.V., DIN Deutsches I. Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen. April 2008
- [83] GEF-RIS AG, Leimen (Hrsg.): *Dokumentation zum Programm sisHYD* 2009
- [84] GEMIS 4.7: *Globales Emissions-Model Integrierter Systeme (GEMIS) Version 4.7*. September 2011. Darmstadt: Öko-Institut
- [85] GENATH, B.: Strom aus dem Stückholzkessel - "Vegetarische" Energie für Forsthaus Sulzbach. **In:** *HLH* 58 (2007), Oktober, Nr. 10, S. 80–86
- [86] GIS: *Themenstadtplan Dresden*; <http://stadtplan.dresden.de/>, Stand Januar 2011. 2011. – www.stadtplan.dresden.de
- [87] GLÜCK, B.: *Strahlungsheizung - Theorie und Praxis*. VEB Verlag für Bauwesen Berlin, 1981
- [88] GLÜCK, B.: *Wärmetechnisches Raummodell*. C.F. Müller Verlag Heidelberg, 1997
- [89] GNÜCHTEL, Stefan (Hrsg.): *Untersuchung des Einflusses der Netzspeicherung auf die Prognose des Wärmebedarfes* 2006
- [90] GNÜCHTEL, Stefan (Hrsg.): *Software zur Trassen-Erschliessung Fernwärme für allgemeine freie Nutzung, Version 0.9.13* 2010

- [91] GNÜCHTEL, S.: Möglichkeiten von linearen Modellen zur Lastprognose. **In:** *VDI-Berichte* (2001), Okt, Nr. 1627
- [92] GRATZL-MICHLMAIR, Markus ; HEIMRATH, Richard ; SCHRANZHOFER, Hermann: Einflussparameter auf Heizwärmebedarf und Kühlbedarf von Gebäuden in verschiedenen Berechnungsmethoden von EN ISO 13790. **In:** *Bauphysik* 32 (2010), Oktober, Nr. 5, S. 296–302
- [93] GROSS, Sebastian. Untersuchung der Speicherfähigkeit von Fernwärmenetzen und Auswirkungen auf die Einsatzplanung von Wärmeerzeugern. 2012
- [94] GUZZELLA, Lino ; ONDER, Christopher H.: *Introduction to Modeling and Control of Internal Combustion Engine Systems*. 2. ed. Berlin, Heidelberg : Springer Berlin Heidelberg, 2010. – ISBN 978-3-642-10774-0
- [95] HAAS, Dominik: *Weiterentwicklung und Validierung eines Moduls zur thermohydraulischen Simulation von Nahwärmenetzen*, FH Gießen-Friedberg, Diplomarbeit, März 2009
- [96] GOTTFRIED KNABE, Prof. Dr.-Ing. habil. Betriebsverhalten von TGA-Anlagen - Studienbrief. Arbeitsgruppe Fernstudium der Fakultät Maschinenwesen. 1998
- [97] HABLE, Matthias. Beitrag zur Energieeinsatzoptimierung mit evolutionären Algorithmen in lokalen Energiesystemen mit kombinierter Nutzung von Wärme- und Elektroenergie. 19. 02. 2004
- [98] HAUPTMEIER, E.: *KWK-Erzeugungsanlagen in zukünftigen Verteilungsnetzen –Potenzial und Analysen–*, Universität Dortmund, Dissertation, April 2007
- [99] HEIDELCK, R. ; LAUE, H. J.: Untersuchungen von Praxisdaten zum Primärenergiebedarf und den Treibhausemissionen von modernen Wärmepumpen / Informationszentrum Wärmepumpen und Kältetechnik - IZW e.V. 1999. – Forschungsbericht
- [100] HEIDEMANN, Müller-Steinhagen (Hrsg.): *Solare Nahwärme und saisonale Speicherung; In: Wärme und Kälte - Energie aus Sonne und Erde; Jahrestagung des Forschungsverbands Sonnenenergie in Kooperation mit der Landesinitiative Zukunftsenergien NRW; Köln* 2005
- [101] HERGESELL, Michael: *Probabilistische Lastmodellierung von Haushaltskunden für die Niederspannungsnetzplanung*, TU Dresden, Studienarbeit, 2011
- [102] HESS, Tobias: *Grundlagen der gekoppelten dynamischen Modellierung der elektrischen und thermischen Prozesse von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen*, Technische Universität Dresden, Institut für Elektrische Energieversorgung und Hochspannungstechnik, Diplomarbeit, 2010
- [103] HORN, M. ; ZIESING, J. ; MATTHES, F. ; HARTHAN, G.: Ermittlung der Potenziale für die Anwendung der Kraft-Wärme-Kopplung und der erzielbaren Minderung der CO₂-Emissionen einschliesslich Bewertung der Kosten (Verstärkte Nutzung der Kraft-Wärme-Kopplung) / DIW, Öko-Institut, Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V. (VIK). 2007. – Forschungsbericht
- [104] [HTTP://SIMULATIONRESEARCH.LBL.GOV/GO/](http://simulationresearch.lbl.gov/GO/): GenOpt - Generic Optimization Program / Lawrence Berkeley National Laboratory. 31.05.2012. – Forschungsbericht
- [105] [HTTP://WWW.DHEMOS.ORG/](http://www.dhemos.org/): 18. – Forschungsbericht
- [106] GEBAEUDELASTGAENGEN <http://www.ffe.de/ueber-die-ffe/toolsffe/166-simulationstools-zur-generierung-von-05>. – Forschungsbericht
- [107] VERBRAUCHSZAehler.PHP <http://www.stadtwerke-karlsruhe.de/swka-de/inhalte/aktuelles/aktionen/intelligente-05>. – Forschungsbericht
- [108] HUHNS, R.: *Beitrag zur thermodynamischen Analyse und Bewertung von Wasserwärmespeichern in Energieumwandlungsketten*, Fakultät für Maschinenwesen, Technische Universität Dresden, Dissertation, März 2007
- [109] IEA-SHC: Task 26: Solar Combisystems / International Energy Agency. 2002. – Forschungsbericht

- [110] IEEE POWER ENGINEERING SOCIETY. IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies. 2005
- [111] IEEE POWER ENGINEERING SOCIETY. IEEE Standard Definitions for Excitation Systems for Synchronous Machines. Juli 2007
- [112] DIN, Normenausschuss Bauwesen (. Wärmetechnisches Verhalten von Gebäuden - Berechnung des Heiz- und Kühlenergieverbrauchs - Allgemeine Kriterien und Validierungsverfahren; Deutsche Fassung EN 15265:2007. November 2007
- [113] INFORMATIONSDIENST, BINE (Hrsg.): *Schulsanierung mit solarer Nahwärme verknüpft, BINE-Projektinfo 17/09; Bonn* 2009
- [114] INGENIEURE, Verein D. (Hrsg.): *VDI 2067 - Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen, VDI-Richtlinien* 2010
- [115] J. DOUGLAS FAIRES, Richard L. B.: *Numerische Methoden*. Spektrum Akademischer Verlag, 2000 496 Seiten. – ISBN 3827405963
- [116] JEDANOWSKI, R.: Poollösung für die Minutenreserveleistung - Energie gut geregelt. **In:** *BWK (Brennstoff - Wärme - Kraft) - Das Energie-Fachmagazin* 60 (2008), Nr. 5, S. 30–31
- [117] KAISER, J.: *Type 74 Warmwasserspeicher ITT-TUD*. 2008. Institut für Thermodynamik und TGA, TU Dresden
- [118] KALTSCHMITT, Martin ; WIESE, Andreas ; STREICHER, Wolfgang: *Erneuerbare Energien. Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte*. Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg, New York, 2003
- [119] KAUFMANN, Wolfgang: *Planung öffentlicher Elektrizitätsverteilungs-Systeme*. 1. Ausgabe. Frankfurt am Main : VDE-Verlag GmbH, Januar 1995 241 Seiten
- [120] KLEIN, S.A. et al.: *TRNSYS 14.2 A Transient System Simulation Programm*. University of Wisconsin, Madison USA, 1996
- [121] KLENNER, S.: Analyse von kleinen und mittleren Nahwärme- und Kältenetzen / TU Dresden, Studienarbeit. 2009. – Forschungsbericht
- [122] KLEY, Pfeil (Hrsg.): *Nachhaltige Sanierung einer Grund- und Hauptschule mit Integration in eine solare Nahwärme mit Langzeitwärmespeicher in: 3. Internationales Anwenderforum, Energetische Sanierung von Gebäuden; Bad Staffelstein* 2009
- [123] KNIGHT, I. ; RIBBERINK, H.: European and Canadian non-HVAC electric and DHW Load Profiles for Use in Simulating the Performance of Residential Cogeneration Systems / International Energy Agency. 2007. – Forschungsbericht
- [124] KOSCH, Stephan: Kunden müssen trotzdem zahlen / Berlin, TAZ - Online. 2009. – Forschungsbericht
- [125] KOZAK, W. ; SEIFERT, J.: *Type 255 Erdreichsonde ITT-TUD*. 2008. Institut für Thermodynamik und TGA, TU Dresden
- [126] KRAFT, A.: *Einsparpotenziale bei der Energieversorgung von Wohngebäuden durch Informationstechnologien*. Forschungszentrum Jülich, Zentralbibliothek, 2002 (Schriften des Forschungszentrums Jülich: Reihe Energietechnik). – ISBN 9783893363155
- [127] KREMONKE, A.: *Wärmeabgabe Teilbeheizter Fußböden*, Technische Universität Dresden, Dissertation, 2000
- [128] KREUTZER, Ian: Social housing electrical energy consumption profiles in the United Kingdom. 2006. – Forschungsbericht
- [129] KRIMMLING, Jörn: *Erneuerbare Energien. Einsatzmöglichkeiten - Technologien - Wirtschaftlichkeit*. Verlagsgesellschaft Rudolph Müller GmbH & Co. KG, Köln, 2009
- [130] KROST, G. ; MATCIS, J. ; DUBIELZIG, G.: *Adaptiver Energie- und Lastmanager für Gebäude mit Mikro-KWK-Anlagen / Universität Duisburg Essen / Gaswärme Institut e.V. Essen*. 2007. – Forschungsbericht

- [131] KUNDUR, Prabha ; BALU, Neal J. ; LAUBY, Mark G.: *Power system stability and control*. New York : McGraw-Hill Professional, Januar 1994 1176 Seiten
- [132] KWKG 2008: *Gesetz zur Förderung der Kraft-Wärme Kopplung (KWKG)*. Oktober 2008. Berlin: Bundesregierung
- [133] KWKG 2012: *Gesetz zur Förderung der Kraft-Wärme Kopplung (KWKG)*. Juli 2012. Berlin: Bundesregierung
- [134] KWMODG 2009: *Gesetz für die erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme Kopplung (Kraft-Wärme Kopplungsgesetz)*. März 2002. Berlin: Bundesregierung
- [135] LANE, Neill W. ; BEALE, William T.: Stirling Engines for Gas Fired Micro-Cogen and Cooling. **In:** *Strategic Gas Forum*, 1996
- [136] LEI HAIYAN, Pall V. District heating modelling and simulation. 2009
- [137] LEPRICH, U. ; THIELE, A.: Rahmenbedingungen für die weitere Verbreitung von Klein-KWK-Anlagen. **In:** *BWK (Brennstoff - Wärme - Kraft) - Das Energie-Fachmagazin* 56 (2004), Nr. 10, S. 10–12
- [138] LINDEGGER, Markus: Effizienter Lineargenerator / Linearmotor Für Kolbenmaschine / Bundesamt für Energie. Gümligen, 2008. – Forschungsbericht
- [139] LOGA, et. a.: *Kurzverfahren Energieprofil*. Fraunhofer IRB Verlag, 2005
- [140] LOKURLU, A. ; BUCK, R. ; HENNING, C.: Solarunterstützte Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung - Hybridsysteme im Trend. **In:** *KI Luft- und Kältetechnik* 42 (2006), September, Nr. 9, S. 365–368
- [141] LUTHER, J. ; PFAFFENBERGER, W. ; WAGNER, U. ; BRINKER, W.: *10 BULLENSEE-THESEN und abgeleitete Handlungsempfehlungen zur zukünftigen Energieversorgung*. 2006. EWE Aktiengesellschaft
- [142] MANGOLD, Schmidt (Hrsg.): *Forschungsbericht zum BMU-Vorhaben 0329607L: Solare Nahwärme und Langzeit-Wärmespeicher. Wissenschaftlich-Technische Programmbegleitung für Solarthermie 2000 plus. solites - Steinbeiss Forschungsinstitut für solare und zukunftsfähige thermische Energiesysteme; Stuttgart* 2007
- [143] MANGOLD, Schmidt (Hrsg.): *Solare Nahwärme und Langzeit-Wärmespeicher. Wissenschaftlich-technische Programmbegleitung für Solarthermie200Plus; München* 2007
- [144] MANGOLD, Schmidt (Hrsg.): *Solites Steinbeiss Forschungsinstitut für solare und zukunftssträchtige thermische Energiesysteme: Solare Nahwärme und Langzeit-Wärmespeicher, Forschungsbericht zum BMU-Vorhaben 0329607L, wissenschaftlich-technische Programmbegleitung für Solarthermie2000plus, Laufzeit Juni 2005 bis November 2007; Stuttgart* 2008
- [145] MANGOLD, Schmidt Hahne Müller-Steinhagen (Hrsg.): *Solarthermie-2000 TP3: Solar unterstützte Nahwärme; Ergebnisse der wissenschaftlichen Begleituntersuchung; OPET-Seminar Neckarsulm* 2001
- [146] MATICS, J. ; KROST, G.: Mikro-Blockheizkraftwerke zur Gebäudeversorgung - Flexibles auto-adaptives Betriebsmanagement. **In:** *eBWK (Brennstoff - Wärme - Kraft) - Das Energie-Fachmagazin* 60 (2008), März, Nr. 3, S. 1–7
- [147] MEINZENBACH, A.: Modellstadt Mannheim - Arbeitsschritt 1.10 (DREWAG / TU DRESDEN / Institut für Energietechnik, Professur Heizungs- und Raumlufttechnik TU Dresden. 2010. – Forschungsbericht
- [148] MEISENBACH, Gnüchtel S.: Lastprognose konventionell oder mit neuronalen Netzen - ein Vergleich. **In:** *VDI-Berichte* (1999), Okt, Nr. 1508
- [149] MEISSNER, H.: Mini-BHKW Richtig ausgelegt schnell amortisiert. **In:** *TGA-Fachplaner* 7 (2008), März, Nr. 3, S. 34–37
- [150] MIARA, M.: Wärmepumpen-Feldtest - Mit Sorgfalt effizient. **In:** *TGA Fachplaner Bd.7* (2008), Nr. 10, S. 68–70

- [151] MÜLLER-WESTERMEIER, Gerhard: Beschreibung und klimatologische Bewertung des Orkantiefs Kyrill / Deutscher Wetterdienst. 2007. – Forschungsbericht
- [152] MODELICA: *Modelica - A Unified Object-Oriented Language for Physical Systems Modeling*. September 2007. <http://www.modelica.org>; Modelica Association
- [153] MORRISON, I.: An Experimental and Simulation-Based Investigation of the Performance of Small-Scale Fuel Cell and Combustion-Based Cogeneration Devices Serving Residential Buildings / International Energy Agency's Energy Conservation in Buildings and Community Systems Programme. 2008. – Forschungsbericht
- [154] MÜHLBACHER, H. ; GEIGER, B. ; TZSCHEUTSCHLER, P.: Innovative KWK zur Hausenergieversorgung - Teil B / FfE - Forschungstelle für Energiewirtschaft e.V., München. 2007. – Forschungsbericht
- [155] MÜLLER, W. ; THIELE, A. ; PEHNT, M. ; FREY, G. ; KÖPKE, R.: Kleine Kraft-Wärme-Kopplung für den Klimaschutz - Jeder kann Energie doppelt nutzen / Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) - Institut für Zukunftssysteme (IZES). 2005. – Forschungsbericht
- [156] (NABAU), Normenausschuss B. Energieeffizienz von Gebäuden - Berechnung des Energiebedarfs für Heizung und Kühlung (ISO 13790:2008); Deutsche Fassung EN ISO 13790:2008. September 2008
- [157] NAWRODT, Christian: Bestimmung und Vergleich der optimalen Fahrweisen eines Fernwärmenetzes bei unterschiedlichen Erzeugerstrukturen. 2012. – Großer Beleg
- [158] NEUPERT, U. ; EUTING, T. ; KRETSCHMER, T. ; NOTHOFF, C. ; RUHLIG, K. ; WEIMERT, B.: *Energiespeicher. Technische Grundlagen und energiewirtschaftliches Potenzial*. Fraunhofer IRB Verlag, Stuttgart, 2009
- [159] NIELSEN, H. A. ; MADSEN, H.: Predicting the Heat Consumption in District Heating Systems using Meteorological Forecasts / Informatics and Mathematical Modelling, Technical University of Denmark, DTU. Richard Petersens Plads, Building 321, DK-2800 Kgs. Lyngby, 2000. – Forschungsbericht
- [160] NIELSEN, Henrik A. ; MADSEN, Henrik: Modelling the heat consumption in district heating systems using a grey-box approach. **In:** *Energy and Buildings* 38 (2006), Nr. 1, S. 63 – 71
- [161] NOWAK, W. ; ARTHKAMP, J.: BHKW-Grundlagen / Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V. (ASUE). 2010. – Forschungsbericht
- [162] NOWAK, W. ; ARTHKAMP, J. et. a.: Das KWK-Gesetz 2012 - Grundlagen, Förderung, praktische Hinweise / Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V. (ASUE). 2012. – Forschungsbericht
- [163] NUSSBICKER-LIX (Hrsg.): *Simulation und Dimensionierung solar unterstützter Nahwärmesysteme mit Erdsonden-Wärmespeicher, Dissertation; Stuttgart 2010*
- [164] OCHS (Hrsg.): *Abschlussbericht zum Vorhaben Weiterentwicklung der Erdbecken-Wärmespeichertechnologie; Stuttgart 2007*
- [165] OCHS, Müller-Steinhagen (Hrsg.): *Effektive Wärmeleitfähigkeit der Wärmedämmung von erdvergrabenen Hochtemperatur-Langzeit-Wärmespeichern; OTTI, 16. Symposium thermische Solarenergie, Bad Staffelstein 2006*
- [166] OCHS, Müller-Steinhagen (Hrsg.): *Berechnung der Wärmeverluste erdvergrabener Wärmespeicher; OTTI, 18. Symposium "Thermische Solarenergie", Bad Staffelstein 2008*
- [167] OCHS, Müller-Steinhagen (Hrsg.): *Weiterentwicklung der Erdbecken-Wärmespeichertechnologie; PtJ Statuseminar Thermische Energiespeicher; Freiburg 2006*
- [168] OCHS, Müller-Steinhagen (Hrsg.): *Langzeit-Wärmespeicher für solare unterstützte Nahwärmesysteme. World Council for Renewable Energy (WCRE) EUROSOLAR, 2. Internationale Speicherkonferenz Erneuerbarer Energien (IRES 2007); Bonn 2008*

- [169] OSCHATZ, B. ; MAILACH, B.: BDEW-Heizkostenvergleich Altbau 2010 - Ein Vergleich der Gesamtkosten verschiedener Systeme zur Heizung und Warmwasserbereitung für die Altbauseanierung 2010 / ITG Dresden. 13.12.2010. – Forschungsbericht
- [170] OTAG: Strom mit Wärme: lion Power Block. Internet. – <http://www.otag.de>
- [171] PADIYAR, K R.: *Power System Dynamics: Stability and Control*. Singapore : John Wiley & Sons (Asia) Pte Ltd, 1996
- [172] PARLAMENT, Europäisches. Richtlinie 2006/32/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. April 2006 über Endenergieeffizienz und Energiedienstleistungen und zur Aufhebung der Richtlinie 93/76/EWG des Rates. 2006
- [173] PEDERSEN, Linda: *Load Modelling of Buildings in Mixed Energy Distribution Systems*, Norwegian University of Science and Technology, Department of Energy and Process Engineering, Dissertation, Februar 2007
- [174] PERSCHK, A.: *Gebäude-Anlagen-Simulation unter der Berücksichtigung der hygrischen Prozesse in den Gebäudewänden*, Fakultät für Maschinenwesen, TU Dresden, Dissertation, 2000
- [175] PERSCHK, Alf: Gebäude- und Anlagensimulation - Ein "Dresdner Modell". In: *Gesundheitsingenieur* 4 (2010), August, Nr. 131, S. 178–183
- [176] PEUSER, F.: Große Solaranlagen zur Trinkwassererwärmung. In: *BINE Themeninfo III/02* (2002), S. 2
- [177] PFANNSTIEL, D.: Der Stirling-Motor gibt Gas! In: *HLH* 61 (2010), Januar, Nr. 1, S. 40–44
- [178] PFEIL, Seitz (Hrsg.): *Realisierung eines solaren Nahwärmesystems mit Langzeitwärmespeicher in einem Schul- und Sportzentrum der 1960er Jahre; OTTI, 17. Symposium Thermische Solarenergie; Bad Staffelstein 2007*
- [179] PIELKE, M ; TRÖSCHEL, M ; KURRAT, M ; APPELRATH, H: Betriebsstrategien zur Integration von Mikro-KWK-Anlagen der Hausenergieversorgung in das elektrische Versorgungsnetz VDE-Kongress 2008, 2008
- [180] PIELKE, Magnus ; KURRAT, Michael ; FALKE, Nils: Feldversuch eines netzorientiert betriebenen virtuellen Kraftwerks auf Basis von Mini-BHKW der Hausenergieversorgung. In: *ETG-Kongress 2009* Bd. Paper 1.6. Bd. Paper 1.6, 2009
- [181] POPESCU, Daniela ; UNGUREANU, Florina ; HERNÁNDEZ-GUERRERO, Abel: Simulation models for the analysis of space heat consumption of buildings. In: *Energy* 34 (2009), Nr. 10, S. 1447 – 1453. – ISSN 0360–5442
- [182] RAHN, G.: Energie- und Emissionshandel. In: *BWK (Brennstoff - Wärme - Kraft) - Das Energie-Fachmagazin* 59 (2007), Nr. 4, S. 51–54
- [183] RECKNAGEL, E. ; SCHRAMEK, E. (Hrsg.): *Taschenbuch für Heizung und Klimatechnik*. München : 72. Auflage, R. Oldenbourg Verlag GmbH, 2005. – ISBN 3–486–26534–2
- [184] REESE, Nina: Entwicklung und Test von Elektroenergie Typ-Tagen auf Basis der Daten der Strombörse / TU-Dresden, Institut für Energietechnik, Professur für Heizungs- und Raumlufttechnik. 2010. – Forschungsbericht
- [185] REULEIN, Claus: *Simulation des instationären Warmlaufverhaltens von Verbrennungsmotoren*. Hieronymus, 1998 117 Seiten. – ISBN 3933083729
- [186] RICHTER, W. ; SEIFERT, J. ; KNORR, M.: Heizen und Kühlen mit Niedrigexergie (LowEx) Systemintegration, Regelung, Betriebsoptimierung, Energieeinsparung mittels informationsverbundener Heiz- und Kühlsysteme für Neubau und Sanierung / Institut für Thermodynamik und TGA, TU Dresden. 2008. – Forschungsbericht
- [187] RIEGGER, Mangold (Hrsg.): *Planungsoptimierung und Bau des solaren Nahwärmesystems mit saisonalem Kies-Wasser-Wärmespeicher in Eggenstein-Leopoldshafen; 18. Symposium Thermische Solarenergie; Bad-Staffelstein 2008*

- [188] RÖTH, Jens A.: *Untersuchung und Modellierung der optimalen Warmlaufstrategie eines monovalenten Erdgasmotors mit Turbolader*, Eidgenössischen Technischen Hochschule Zürich, Dissertation, 2009
- [189] RÖTHIG, André: *Fortschritt-Berichte VDIReihe 6, Energietechnik*. Bd. 369 : Optimaler Primärenergie- und Kraftwerkseinsatz in elektrischen Energieversorgungssystemen: Strukturelle Analyse und mathematisches Verfahren: Univ., Diss.–Paderborn, 1997. Als Ms. gedr. Düsseldorf : VDI-Verl., 1997. – ISBN 3183369060
- [190] SANDER, T. ; RHEIN, M. ; DITTMANN, A.: Untersuchung zur Effizienz von Mikro-KWK-Anlagen / Technische Universität Dresden, Institut für Energietechnik, Professur für Energiesystemtechnik und Wärmewirtschaft. 2009. – Forschungsbericht
- [191] SCHELLHORN, M.: Systemabstimmung im Verbund zwischen BHKW und Spitzenlastkessel. **In:** *HLH* 60 (2009), Februar, Nr. 2, S. 87–93
- [192] SCHETTERS, Luc: Die Praxis, In: Fenchel, G., Hellwig, M. (Hrsg.) (2010): Smart Metering in Deutschland. (2010)
- [193] SCHEUNEMAN, Andreas ; BECKER, Martin: Kennziffernkatalog - Investitionsvorbereitung in der Energiewirtschaft Ausgabe 2004. 2004. – Forschungsbericht
- [194] SCHLEDER, Frank: *Stirlingmotoren: Thermodynamische Grundlagen, Kreisprozessrechnung und Niedertemperatur- und Freikolbenmotoren*. 4. Auflage. Vogel Business Media, 2011 171 Seiten. – ISBN 9783834331953
- [195] SCHLENDER, F. ; ZOPPKE, H.: Auslegung von Stirlingmotoren - Eine Frage der Drehzahl. **In:** *BWK (Brennstoff - Wärme - Kraft) - Das Energie-Fachmagazin* 57 (2005), Nr. 6, S. 1–6
- [196] SCHMID, W.: Brennstoffzellen-Heizgeräte - Japan plant 1 Millionen BZH bis 2010. **In:** *TGA-Fachplaner* 6 (2007), Juli, Nr. 7, S. 32–34
- [197] SCHMID, W.: Enkon dezentral präsentiert sich auf Sparflamme - KWK: Zögerlich bei Kältefunktion. **In:** *TGA-Fachplaner* 6 (2007), Januar, Nr. 1, S. 24–26
- [198] SCHMID, W.: Strom erzeugende Heizung - Zurzeit noch Spielzeugsatz. **In:** *TGA-Fachplaner* 6 (2007), August, Nr. 8, S. 22–24
- [199] SCHMID, W.: Anbieter für Sorptionskältemaschinen optimistisch - Aufwind für Kälte aus Wärme. **In:** *TGA-Fachplaner* 7 (2008), Dezember, Nr. 12, S. 28–31
- [200] SCHMID, W.: Brennstoffzellen-Heizgeräte Mühsames Herantasten. **In:** *TGA-Fachplaner* 8 (2009), Juli, Nr. 7, S. 32–37
- [201] SCHMID, W.: Mikro-KWK - Ohne Rendite kein Markt. **In:** *TGA-Fachplaner* 8 (2009), Dezember, Nr. 12, S. 24–27
- [202] SCHMID, W.: Mikro-KWK-Experten: "Mehr Mut zu kleineren Leistungen". **In:** *TGA-Fachplaner* 8 (2009), Januar, Nr. 1, S. 28–32
- [203] SCHMID, W.: Mikro-KWK-Gerät mit Stirling geht in Serie. **In:** *EuroHeat and Power Report* (2009)
- [204] SCHMIDT, Mangold; B. (Hrsg.): *Langzeit-Wärmespeicher und solare Nahwärme, BINE-Projektinfo I/01; Bonn* 2001
- [205] SCHMIDT, Markus: *Untersuchung von Smart Energy Konzepten im Fernwärmemarkt auf Basis von elektronischen Wärmehählern*, TU Dresden, Diplomarbeit, Oktober 2011
- [206] SCHMIEDESKAMP, C.: Klärgas-BHKW ideal zur Bereitstellung negativer Minutenreserve. **In:** *BWK (Brennstoff - Wärme - Kraft) - Das Energie-Fachmagazin* 60 (2008), Nr. 12, S. 56–57
- [207] SCHNAUSS, M.: Große Solarwärmeanlagen für Gebäude. **In:** *BINE Themeninfo I/08* (2008), S. 10
- [208] SCHOLZ, Christian. Untersuchung der Auslegungskriterien thermischer Speicher beim Einsatz von Blockheizkraftwerken. September 2012

- [209] SCHOOF, S. ; FRIEDRICH, U.: Blockheizkraftwerke mit Verbrennungsmotorantrieb. **In:** *Bine Informationsdienst, Bd. 13* (1998), Dezember
- [210] SCHROEDER, et. a.: Spezifischer Heizenergieverbrauch und Temperaturverteilungen in Mehrfamilienhäusern. **In:** *HLH* 61 (2010), November, Nr. 11, S. 22
- [211] SCHULZ, C.: *Systembetrachtung zur Integration von Mini-Blockheizkraftwerken in das elektrische Versorgungsnetz*, Technische Universität Carolo-Wilhelmina zu Braunschweig, Dissertation, 2007
- [212] SEH: Geräteübersicht der Strom erzeugenden Heizungen. Internet. – <http://www.stromerzeugende-heizung.de/>
- [213] SEIFERT, J.: *Zum Einfluss von Luftströmungen auf die thermischen und aerodynamischen Verhältnisse in und an Gebäuden*, Fakultät für Maschinenwesen, Technische Universität Dresden, Dissertation, Oktober 2005
- [214] SEIFERT, J.: *Ein Beitrag zur Einschätzung der energetischen und exergetischen Einsparpotentiale von Regelverfahren in der Heizungstechnik*. TUDpress Verlag Dresden, Habilitationsschrift, 2009
- [215] SEIFERT, J. ; KNORR, M. ; RICHTER, W.: Energetische Analyse von Systemen mit Wärmepumpen für hochwärmegeämmte Gebäude. **In:** *Heizung/Lüftung/Klima/Haustechnik Bd.60* 60 (2009), Nr. 5, S. 20–27
- [216] SEIFERT, J. ; KNORR, M. ; RICHTER, W.: Hydraulische Einbindung von Wärmepumpensystemen - eine vergleichende Analyse. **In:** *KI Luft- und Kältetechnik* 45 (2009), Nr. 6, S. 27–31
- [217] SEIFERT, J. ; MEINZENBACH, A. ; SEIDEL, P. ; SCHINKE, L. ; HAUPT, J. ; SCHEGNER, P. ; HESS, T. ; WERNER, J.: Regionales, virtuelles Kraftwerk auf Basis der Mini- und Mikro-KWK Technologie - Intelligente Vernetzung von thermischen und elektrischen Verbrauchersystemen / Technische Universität Dresden. 2012. – Forschungsbericht
- [218] SILBERG, P.: Integration dezentraler Erzeugungsanlagen - Rahmenbedingungen für den Aufbau virtueller Kraftwerke. **In:** *EuroHeat and Power Report* 31 (2002), Nr. 4, S. 28–34
- [219] STAISS (Hrsg.): *Jahrbuch Erneuerbare Energien 02/03, Hrsg. von: Stiftung Energieforschung Baden-Württemberg. Biebertstein-Fachbuchverlag; Radebeul* 2003
- [220] STEIMLE, F. ; LAMPRICHS, J. ; BECK, P.: *Stirling - Maschinen - Technik*. C.F. Müller Verlag, Heidelberg, 2007
- [221] STEIMLE, F ; SCHIEFELBEIN, K ; SIEGEL, A: *Stirling-Maschinen-Technik*. 2., völlig. Heidelberg : Müller, 2007. – ISBN 9783788077730
- [222] STIEGLER, Robert: *Entwicklung einer Laboranordnung zur Verifikation der Genauigkeit von Elektroenergiequalitäts- Messgeräten entsprechend IEC 61000-4-30*, Technische Universität Dresden, Diplomarbeit, 2010
- [223] STOCK, G. ; HENLE, M.: Optimierte Betriebsführung - Integration virtueller Kraftwerke in Querverbundsysteme. **In:** *EuroHeat and Power Report* 31 (2002), Nr. 3, S. 58–63
- [224] STOFT, Steven: *Power system economics: Designing markets for electricity*. New York, NY, Chichester : Wiley-Interscience, 2002. – ISBN 978-0-471-15040-4
- [225] TA-LÄRM 1998: *Sechste Allgemeine Verwaltungsvorschrift zum Bundes-Immissionsschutzgesetz (Technische Anleitung zum Schutz gegen Lärm - TA Lärm)*. August 1998. Berlin: Bundesregierung
- [226] TA-LUFT 2002: *Erste Allgemeine Verwaltungsvorschrift zum Bundes-Immissionsschutzgesetz (Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft - TA Luft)*. Juli 2002. Berlin: Bundesregierung
- [227] TAMME (Hrsg.): *Thermische Energiespeicher. Schlüssel für effizientere und flexiblere Energiesysteme; in: BWK, Bd. 61 Nr. 7/8, S. 28 f* 2009
- [228] THE MATHWORKS, Inc.: MATLAB. The Language of Technical Computing. 1998. – Version 5.2.

- [229] THOMAS, B.: Untersuchungen am Dachs-BHKW und am Solo-Stirling-BHKW. **In:** *EuroHeat and Power Report* 34 (2005), Nr. 4, S. 46–50
- [230] THOMAS, B.: *Mini-Blockheizkraftwerke: Grundlagen, Gerätetechnik, Betriebsdaten*. 1. Aufl. Vogel Verlag Würzburg, 2007
- [231] THOMAS, B.: Mini-BHKW noch zu gross für Ein und Zweifamilienhäuser? **In:** *eBWK (Brennstoff - Wärme - Kraft) - Das Energie-Fachmagazin* 60 (2008), Nr. 6, S. 1–9
- [232] THOMSON, Murray ; INFIELD, David G.: Modelling the impact of micro-combined heat and power generators on electricity distribution networks. **In:** *Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part A: Journal of Power and Energy* 222 (2008), Apr, Nr. 7
- [233] TU DRESDEN, Professur Gebäudeenergie-technik und W. (Hrsg.): *Weiterentwicklung des TRN-SYS Simulationsprogrammes basierend auf TRNSYS 14.2* 2010
- [234] ULRIKE JORDAN, Klaus V.: *Werkzeug zur Generierung von Trinkwasser-Zapfprofilen auf statistischer Basis*. Kassel: Universität Kassel, Institut für Thermische Energietechnik, Solar und Anlagentechnik, 2003
- [235] UNTERSEHER, Jens: *Ausbaustrategie für ein biomassebasiertes Nahwärmenetz unter Berücksichtigung zentraler Solarthermie-Felder*, Technische Universität Dresden, Institut für Energietechnik, Diplomarbeit, 2011
- [236] URBANECK, Schirmer (Hrsg.): *Forschungsbericht - Solarthermie 2000, Teilprogramm 3 - Solar unterstützte Nahwärmeversorgung Pilotanlage Solaris Chemnitz; Chemnitz* 2003
- [237] U.S. DEPARTMENT OF ENERGY: *Building Energy Software Tool Directory*. <http://apps1.eere.energy.gov>: U.S. Department of Energy
- [238] BASSHUYSEN, Richard van: *Handbuch Verbrennungsmotor: Grundlagen, Komponenten, Systeme, Perspektiven*. 4. Wiesbaden : Vieweg+Teubner, Januar 2007 1032 Seiten
- [239] VDEW: *Planung und Betrieb städtischer Niederspannungsnetze*. Frankfurt am Main : Verlags- und Wirtschaftsgesellschaft der Elektrizitätswerke, 1984
- [240] Verein Deutscher Ingenieure: *VDI 2078: Berechnung der Kühllast klimatisierter Räume - VDI Kühllastregeln*. 1996. – VDI - Handbuch Raumlufttechnik
- [241] Verein Deutscher Ingenieure: *VDI 6025: Betriebswirtschaftliche Berechnungen für Investitionsgüter und Anlagen*. 1996
- [242] Verein Deutscher Ingenieure: *VDI 3808: Energiewirtschaftliche Beurteilungskriterien für heizungstechnische Anlagen*. Januar 1993
- [243] Verein Deutscher Ingenieure: *VDI 4655: Referenzlastprofile von Ein- und Mehrfamilienhäusern für den Einsatz von KWK-Anlagen*. Mai 2008
- [244] Verein Deutscher Ingenieure: *VDI 4650: Berechnung von Wärmepumpen - Kurzverfahren zur Berechnung der Jahresarbeitszahl von Wärmepumpenanlagen - Elektro-Wärmepumpen zur Raumheizung und Warmwasserbereitung: Blatt 1*. Sept. 2009. – VDI-Handbuch Energietechnik
- [245] Verein Deutscher Ingenieure (Hrsg.): *VDI-Wärmeatlas*. 1997. – VDI Verlag, Düsseldorf
- [246] BAUTEILEN, FNA 175 W. u. Wärmeschutz im Hochbau - Teil 6: Grundlagen und Nachweisverfahren - Heizwärmebedarf und Kühlbedarf - Beiblatt 1: Einfamilienhaus - Validierungsbeispiele für den Heizwärmebedarf. März 2011
- [247] ROON, S. ; BEER, M. ; SCHMID, T.: Lastgangsynthese - Rückwirkungen der KWK-Erzeugung auf den Kraftwerkspark. **In:** *EuroHeat and Power* 37 (2008), April, Nr. 4, S. 50–55
- [248] VORLÄNDER, J.: Impulsprogramm für Mini-KWK. **In:** *TGA-Fachplaner* 7 (2008), August, Nr. 8, S. 26
- [249] VORLÄNDER, J.: Stirling fürs Eigenheim. **In:** *TGA-Fachplaner* 8 (2009), Januar, Nr. 1, S. 27
- [250] WAGNER, U. ; HELD, A. ; HEILEK, C.: Energiewirtschaftliche Bewertung der Wärmepumpe in der Gebäudeheizung / Technische Universität München. 2009. – Forschungsbericht

-
- [251] WALDHOFF, Christian: *Thermische und hydraulische Simulation des Rheinsberger Fernwärmenetzes unter Berücksichtigung der angeschlossenen Gebäude*, TU-Berlin, Fachbereich Verfahrenstechnik, Umwelttechnik, Werkstoffwissenschaften, Institut für Energietechnik, Diplomarbeit, Juli 1999
- [252] WALTER, Christoph: *Lastmodellierung von Haushaltskunden für die Niederspannungsnetzplanung*, Technische Universität Dresden, Fakultät Elektrotechnik und Informationstechnik, Institut für Elektrische Energieversorgung und Hochspannungstechnik, Studienarbeit, 2009
- [253] WERNER, Jens: *Konzeption eines flexiblen Versuchstandes zur Beurteilung der statischen und dynamischen Parameter von KWK-Anlagen*, TU Dresden, Diplomarbeit, 2011
- [254] WEYERSTRASS, J.; Schönpflug K.: *Künftige Entwicklungen der Energiepreise / IHS, Wien. 2008. – Forschungsbericht*
- [255] WICHERT, U. ; LUTSCH, W. ; TOPP, A.: *Förderung der Kraft-Wärme Kopplung Verbraucherabgang ein Trauerspiel - mit glücklichem Ausgang. In: EuroHeat and Power 38 (2009), August, Nr. 7*
- [256] WIGBELS, Michael: *Dynamic Heat Storage Optimisation and Demand Side Management / International Energy Agency. 2005. – IEA - Programme on District Heating and Cooling*
- [257] WÜNSCHE, Norbert. *Diverse Messungen von Hausanschlussstationen im Fernwärmesystem Dresden. 1996*
- [258] WOLDT, Thomas: *Beitrag zur Energiesystemintegration dezentraler Energiewandlungsanlagen mit besonderer Berücksichtigung kleiner Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen in kommunalen Versorgungsstrukturen*, Brandenburgischen Technischen Universität Cottbus, Dissertation, 2007
- [259] WSVO 1977: *Verordnung über einen energiesparenden Wärmeschutz bei Gebäuden (Wärmeschutzverordnung)*. August 1977. Bonn: Bundesregierung
- [260] WSVO 1982: *Verordnung über einen energiesparenden Wärmeschutz bei Gebäuden (Wärmeschutzverordnung)*. Februar 1982. Bonn: Bundesregierung
- [261] WSVO 1995: *Verordnung über einen energiesparenden Wärmeschutz bei Gebäuden (Wärmeschutzverordnung)*. August 1995. Berlin: Bundesregierung
- [262] WWW.BRUGG.COM: *Premant-Fernheizrohr / Brugg Rohrsysteme. 08.02.2011. – Forschungsbericht*
- [263] WWW.EEX.COM: *Ergebnisse Strom 2009- Marktgebiet Deutschland/Österreich / EEX. 2009. – Forschungsbericht*
- [264] WWW.METEOMEDIA.DE: *28. – Forschungsbericht*
- [265] ZIESING, H.-J.: *KWK-Potenziale in Deutschland und ihre Erschliessung. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 58 (2008), März, Nr. 3, S. 50–59*

A. Teil 1

A.1. Definitionen

Elektrische Leistung:

$$P_{el} = \sqrt{3} \cdot U \cdot I \cdot \cos(\varphi) \quad (\text{A.1})$$

Thermische Leistung:

$$\dot{Q}_{th} = \dot{V}_W \cdot \rho \cdot \bar{c}_p \cdot (\vartheta_V - \vartheta_R) \quad (\text{A.2})$$

Brennstoffleistung:

$$\dot{Q}_B = \dot{V}_{B,N} \cdot H_i \quad (\text{A.3})$$

Vollbenutzungsstunden:

$$t_V = \frac{W_{Nutz}}{P_{el}} \quad (\text{A.4})$$

Elektrischer Systemwirkungsgrad:

$$\eta_{el} = \frac{P_{el}}{\dot{Q}_B} \quad (\text{A.5})$$

Thermischer Systemwirkungsgrad:

$$\eta_{th} = \frac{\dot{Q}_{th}}{\dot{Q}_B} \quad (\text{A.6})$$

Gesamtwirkungsgrad:

$$\eta_{ges} = \frac{P_{el} + \dot{Q}_{th}}{\dot{Q}_B} \quad (\text{A.7})$$

Elektrischer Systemnutzungsgrad:

$$\beta_{el} = \frac{W_{el}}{Q_B} \quad (\text{A.8})$$

Thermischer Systemnutzungsgrad:

$$\beta_{th} = \frac{Q_{th}}{Q_B} \quad (\text{A.9})$$

Gesamtnutzungsgrad:

$$\beta_{ges} = \frac{W_{el} + Q_{th}}{Q_B} \quad (\text{A.10})$$

Stromkennzahl:

$$\sigma = \frac{P_{el}}{\dot{Q}_{th}} \quad (\text{A.11})$$

A.2. Verwendete Elektrische Lastprofile

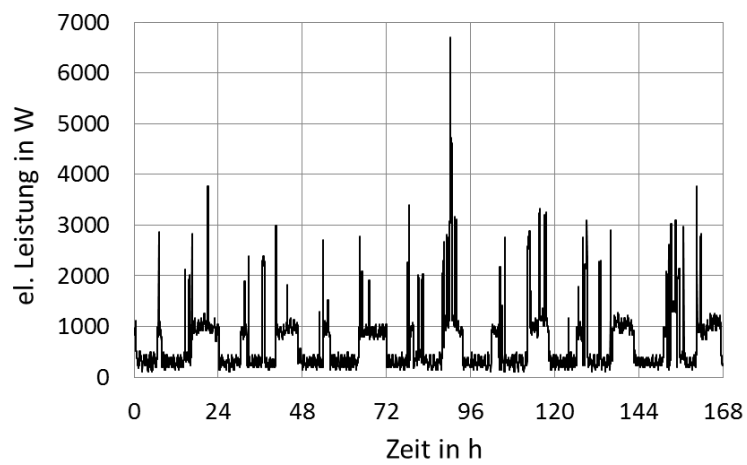


Abb. A.1: Wochengang des Elektroenergiebedarfs eines Einfamilienhaushaltes nach Teilhema 5 (Lastgang 2)

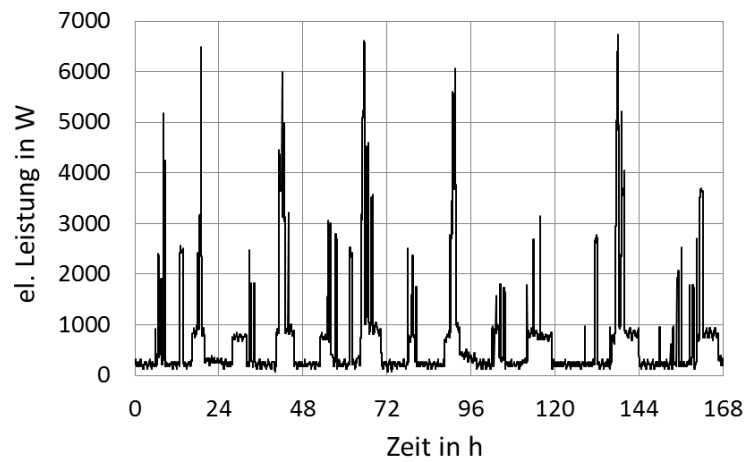


Abb. A.2: Wochengang des Elektroenergiebedarfs eines Einfamilienhaushaltes nach Teilhema 5 (Lastgang 3)

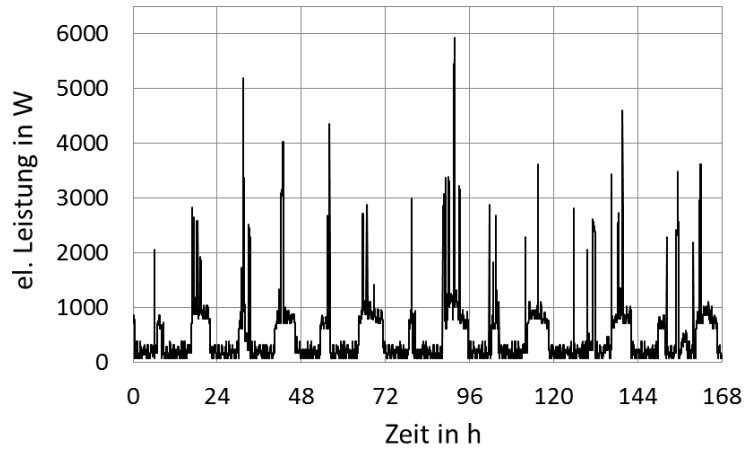


Abb. A.3: Wochengang des Elektroenergiebedarfs eines Einfamilienhaushaltes nach Teilthema 5 (Lastgang 4)

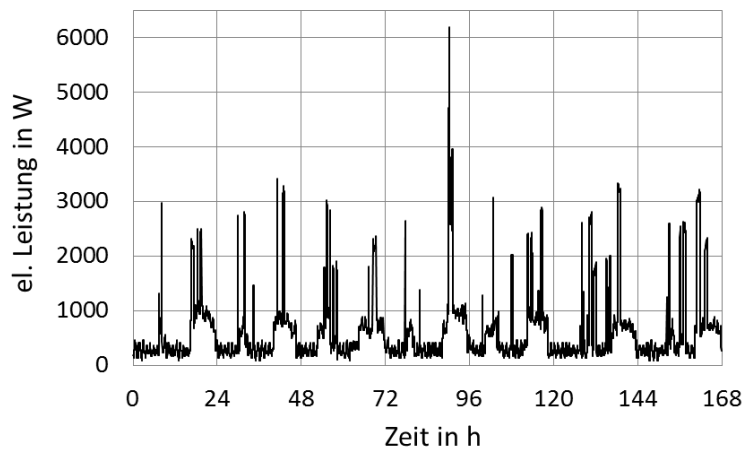


Abb. A.4: Wochengang des Elektroenergiebedarfs eines Einfamilienhaushaltes nach Teilthema 5 (Lastgang 5)

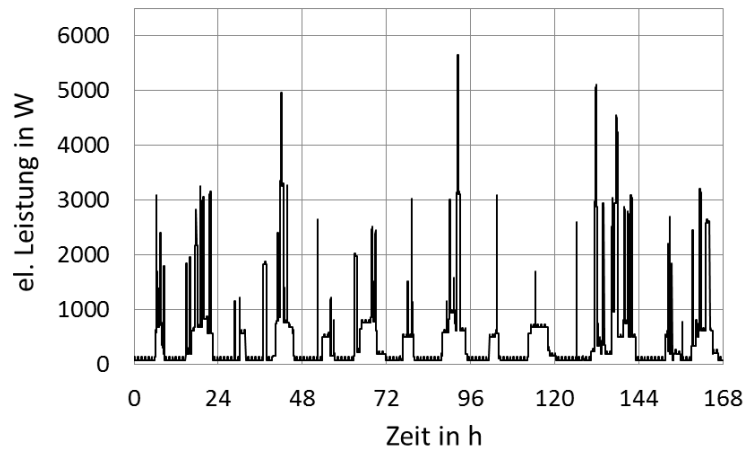


Abb. A.5: Wochengang des Elektroenergiebedarfs eines Einfamilienhaushaltes nach Teilhema 5 (Lastgang 6)

A.3. EEX

Strompreis

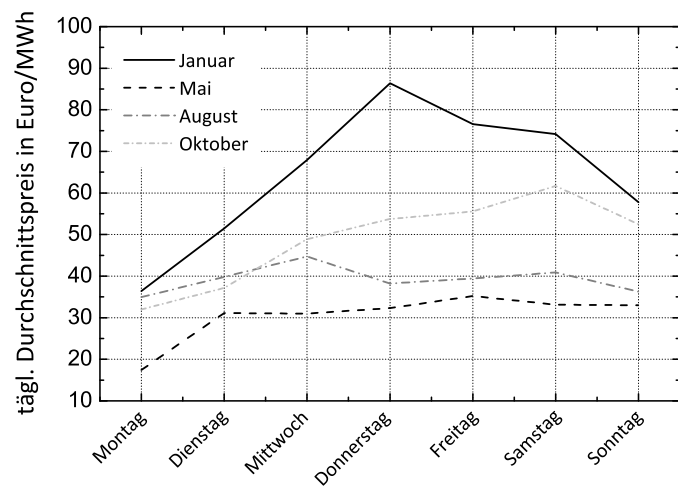


Abb. A.6: Preisvergleich der Wochen nach [184]

Entwicklung eines Typjahres

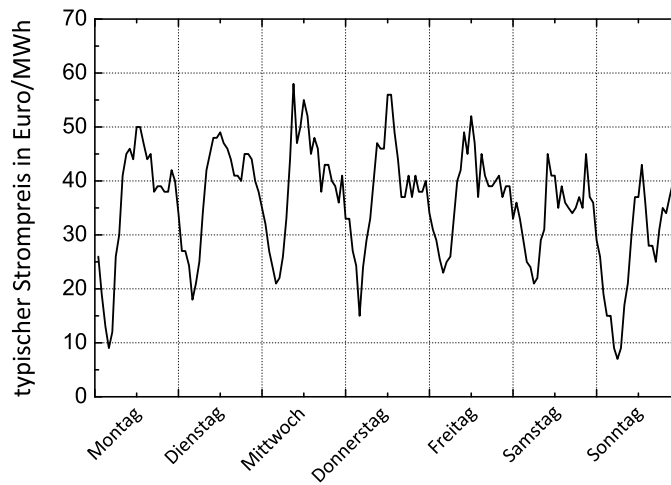


Abb. A.7: Typischer Verlauf einer Woche im Sommer nach [184]

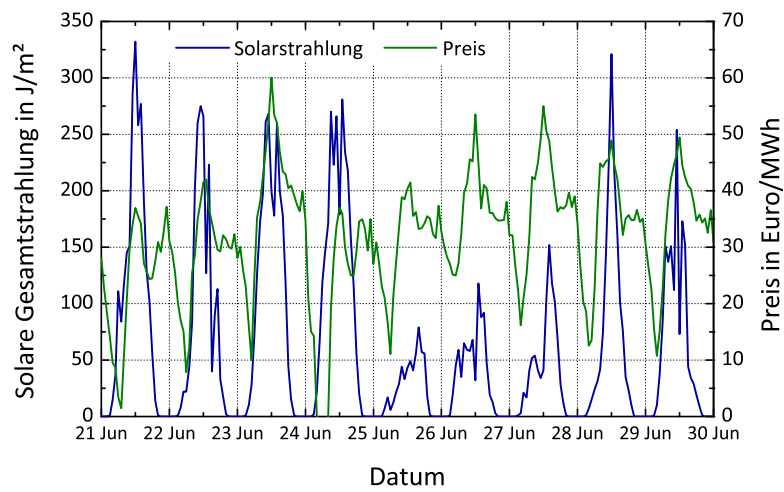


Abb. A.8: Verlauf der Solarstrahlung sowie des Strompreises (EEX) im Juni 2009 nach [184]

Strompreiskorrekturfunktion

Die Trendlinie ist eine Gerade die aus der Zwei-Punkt-Gleichung entwickelt wurde:

$$y(x) = y_1 + \frac{y_2 - y_1}{x_2 - x_1} \cdot (x - x_1) \quad (\text{A.12})$$

Korrekturformel mit flacherem Anstieg:

$$P_{Korr2} = P_{TT} \cdot \left(1 - \frac{3,5233 \cdot x}{54,28 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}}\right) \quad (\text{A.13})$$

A.4. Ergebnisse der numerischen Untersuchungen

Eine Gegenüberstellung der Ergebnisse des Einflusses des gewählten Testreferenzjahres auf ein Einfamilienhaus nach WSV077 mit Heizkörperheizung und ϑ_V -Regelung zeigt Tabelle A.1. Als elektrischer Lastgang wurde der Lastverlauf I gewählt.

Wetterdaten	-	TRY04	TRY2010-04	
Wetterverhältnisse	-	mittel	mittel	extremer Winter
Parallelpufferspeicher-Volumen	l	500		
Gebäudekenndaten				
Heizwärmebedarf	kWh/a	39245	35863	36286
Warmwasserbedarf	kWh/a	2978		
Speicher-Verlust (Heizung)	kWh/a	765	722	690
Speicher-Verlust (TWE)	kWh/a	466	462	461
Kenndaten Wärmeerzeuger				
Brennstoffenergiemenge (Gas)	kWh/a	65027	59827	60443
Nutzenergiemenge Erzeuger(th)	kWh/a	43427	39991	40380
El.-ener. (Bereitstellung)	kWh/a	14111	12977	13114
El.-ener. (Verbrauch)	kWh/a	4825	4813	4804
El.-ener. (Einspeisung)	kWh/a	11327	10417	10520
El.-ener. (Eigenverbrauch)	kWh/a	2655	2419	2454
El.-ener. (Bezug)	kWh/a	2170	2395	2349
El.-deckungsgrad	-	0,550	0,503	0,511
Stromkennzahl	-	0,333	0,333	0,334
Nutzungsgrad Wärmeerzeuger				
$\beta_{el,i,n}$	-	0,225	0,225	0,225
$\beta_{th,i,sys}$	-	0,649	0,649	0,649
Systemnutzungsgrad				
$\beta_{ges,i,sys}$	-	0,864	0,863	0,864
$\beta_{ges,i,sys,pp}$	-	0,860	0,859	0,860
Schaltanzahl	-	382	438	416
Vollbenutzungsstunden	h/a	4410	4055	4098

Tabelle A.1: Vergleich der Kenndaten für die Analyse mit dem L-BHKW der Fa. Kirsch und unterschiedlichen Wetterdaten

B. Teil 2

B.1. Erstellung eines Nahwärmenetzes

Um den Informationsfluss und die Erkenntnisverarbeitung zwischen den Teilthemen zu demonstrieren, werden alle Arbeiten an einer einheitlichen Netz- und Abnehmerstruktur durchgeführt. Es handelt sich dabei um ein fiktives Fernwärmesystem, welches am Münchner Platz in der Peripherie der TU-Dresden lokalisiert ist. Für die Netztopografie wurden die realen Straßen- und Bebauungsverhältnisse zu Grunde gelegt. Die Anschlussleistung der gewählten Gebäude entspricht nicht den realen Verhältnissen, sondern orientiert sich an den bereits beschriebenen Gebäudemodellen (vgl. Kapitel 2.2.3). Das Konzept der Energiebereitstellung beinhaltet ein Blockheizkraftwerk (BHKW) für den Grundlastbetrieb, einen gasbefeuerten Spitzenlastkessel (HW) und einen Speicher (SP). Das Prinzipschema der Anlage ist in Abb. B.1 dargestellt.

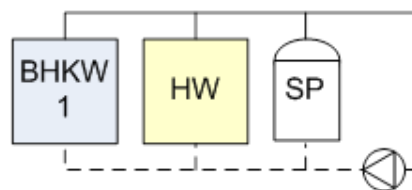


Abb. B.1: Prinzipschema der Wärmeerzeugung des Nahwärmenetzes

Für die Auslegung der BHKWs wird ein für KWK-Anlagen typischer Koppelfaktor von 0,5 angenommen. Die BHKWs werden mit Hilfe von Kennlinien für die Heizleistung und den elektrischen Wirkungsgrad in Abhängigkeit der elektrischen Leistung abgebildet. Sie entsprechen realen Anlagen und wurden innerhalb der Arbeiten in [54] basierend auf messtechnischen Untersuchungen erstellt. Für den mit Erdgas befeuerten Spitzenlastkessel wird ein konstanter thermischer Nutzungsgrad von $\beta_{th,i} = 96\%$ entsprechend der Vorgabe der EU Referenzwirkungsgrade angenommen.

Die Fahrweise der zentralen Erzeugungsanlagen wird auf Basis von Literaturrecherchen und den Umfrageergebnissen bei Fernwärmeversorgern [54], [121] für ein typisches Nahwärmenetz festgelegt. Die Auswertung zeigt die maximale Vorlauftemperaturen (Heizperiode) zwischen $\vartheta_{V,max} = 70 - 150\text{ °C}$, die minimale Vorlauftemperaturen (heizfreie Periode) zwischen $\vartheta_{V,min} = 65 - 95\text{ °C}$ und die maximale Rücklauftemperaturen der Kunden (vertragliche Festlegung) zwischen $\vartheta_{R,max} = 50 - 75\text{ °C}$.

Der gewählte Temperaturbereich für den Netzvorlauf zwischen $\vartheta_V = 80\text{ °C}$ im Winter und $\vartheta_V = 65\text{ °C}$ im Sommer berücksichtigt damit den unteren Bereich der Umfrageergebnisse und ist typisch für Sekundärnetze oder solche von relativ geringer Größe. Für den Rücklauf wird kundenseitig eine Auslegungstemperatur von $\vartheta_R = 40\text{ °C}$ (primär) verwendet. Unter Annahme von maximal $\Delta\vartheta = 5\text{ K}$ Temperaturerhöhung im Netz ergibt sich für den Erzeuger eine Auslegungstemperatur von $\vartheta_R = 45\text{ °C}$ im Rücklauf.

Für die Gestaltung der Netztopografie wird der digitale Themenstadtplan der Stadt Dresden verwendet [86]. Mit SHAPEUP [9], einer kostenfreien Software zur Darstellung und Bearbeitung geografischer Informationen, wird eine Vorauswahl für Knoten und Trassenverlauf getroffen. Die digitale Straßenkarte dient dabei als maßstabsgerechte Hintergrundinformation. Die Auswahl der Abnehmer erfolgt in diesem Beispielnetz ohne Berücksichtigung der realen Gebäude- und Betriebsituationen und orientiert sich an den in Kapitel 2.2.3 beschriebenen Gebäudetypen. Die Anschlussleistungen der Hausanschlussanlagen werden in Tab. B.1 gelistet. Die Anordnung der einzelnen Gebäude enthält Abb. 1.2.

Anzahl	Nummer	Gebäudetyp	WSN	\dot{Q}_H in kW	\dot{Q}_{TWE} in kW	\dot{Q}_N in kW
2	12,13	MFH 12	EnEV04	23,1	33,0	33,0
2	15,16	MFH 12	WSVO95	31,4	33,0	33,0
6	7-11,14	MFH 12	WSVO77	70,0	33,0	70,0
2	2,5	EFH	EnEV04	5,8	15,0	15,0
3	3,4,6	EFH	WSVO82	10,5	15,0	15,0
1	1	EFH	WSVO77	13,6	15,0	15,0

Tabelle B.1: Anschlussleistungen entsprechend der wärmetechnischer Ausstattung der Gebäude

B.2. Randbedingungen Simulation

Randbedingung	Datensatz	Zeitliches Verhalten
Außentemperatur	TRY-04 [42]	Variabel
Sollinnentemperatur	Vorgabe aus Simulation	konstant / variable
Solare Gewinne	Vorgabe aus Simulation	Variabel
Innere Gewinne	Vorgabe aus Simulation	Variabel
Luftwechselrate	Flächengemittelte Luftwechselrate	Variabel
Abmessungen und U-Werte	Vorgabe aus Simulation	Konstant
Speicherfähigkeit	Nach [156]	Konstant

Tabelle B.2: Übertragene Randbedingungen auf das vereinfachte Gebäudemodell

Nummer	Anschlusswert in kW	Nennleistung TWE in kW
1	375	100
2	333	100
3	62	30
4	237	50
5	208	100
6	96	50
7	171	50
8	180	100
9	173	50
10	160	100
11	477	100
12	341	50
13	328	50
14	170	30
15	100	50
16	165	30
17	165	30

Tabelle B.3: Anschlusswerte aus Unterlagen des Energieversorgers und festgelegte Nennleistung der TWE-Anlagen

\dot{Q}_{TWE} in kW	30	50	100	240	310
\dot{m}_{TWE} in $\frac{kg}{s}$	0,143	0,237	0,476	1,142	1,475
$\vartheta_{TWE,V}$ in $^{\circ}C$	70				
$\vartheta_{LadeEin}$ in $^{\circ}C$	39,8				
$\vartheta_{LadeAus}$ in $^{\circ}C$	55				
ϑ_{WW} in $^{\circ}C$	60				
ϑ_{Zirk} in $^{\circ}C$	55				
ϑ_{KW} in $^{\circ}C$	10				

Tabelle B.4: Kenngrößen der Ladesysteme "Logalux LSP" von BUDERUS

V_{SL} in m^3	0,3	0,4	0,5	0,75	1
H_{SL} in m	1,465	1,550	1,850	1,850	1,920
ϑ_U in $^{\circ}C$	25				
λ_D in $W/(m * K)$	0,03				
α_{Da} in $W/(m^2 * K)$	5				
D_D in m	0,048	0,08	0,1		

Tabelle B.5: Kenngrößen der Speichertypen "Logalux SF" von BUDERUS

Zeit / h	\dot{Q}_I in W					
	Kind	Bad	Küche	Wohnen	Schlafen	Flur
1	82,8	0	0	0	165,6	50
2	82,8	0	0	0	165,6	50
3	82,8	0	0	0	165,6	50
4	82,8	0	0	0	165,6	50
5	82,8	0	0	0	165,6	50
6	82,8	0	0	0	165,6	50
7	82,8	0	0	0	165,6	50
8	0	212,75	330,1	0	0	50
9	0	262,75	280,1	0	0	50
10-14	0	0	0	0	0	50
15	126	0	0	0	0	50
16	126	0	0	0	0	50
17	0	0	0	126	0	50
18	0	0	0	424,5	0	50
19	0	0	456,1	424,5	0	50
20	240,3	212,75	204,1	424,5	0	50
21	240,3	212,75	0	424,5	0	50
22	82,8	212,75	0	424,5	0	50
23	82,8	0	0	424,5	165,6	50
24	82,8	0	0	0	165,6	50

Tabelle B.6: Übersicht der inneren Gewinne (Tagesgang) [54]

B.3. Ergebnisse optimierte Betriebsführung verschiedener Erzeugerstrukturen

Szenario	Erzeuger	für Berechnung von I_0 relevante Größe	I_0 in €	Ersatzhäufigkeit	Barwert der Ersatzinvestitionen I_1 in €	Barwert des Restwertes R_W in €	Summe der Barwerte in €	Annuität in €
0	Kessel	1000 kW _{th}	42.586	1	16.050	4.927	53.709	3.494
1	BHKW	1032, 17 kW _{el}	455.827	1	-	0	493.866	32.127
	Speicher	2000 kWh	30.160	1	11.367	3.489		
1-1	BHKW	1032, 17 kW _{el}	455.827	1	-	0	511.441	33.270
	Speicher	4000 kWh	44.096	1	16.619	5.101		
1-2	BHKW	1032, 17 kW _{el}	455.827	1	-	0	525.279	34.170
	Speicher	6000 kWh	55.068	1	20.754	6.371		
2	BHKW	118, 73 kW _{el}	107.040	1	-	0	182.598	11.878
	Kessel	550 kW _{th}	29.750	1	11.212	3.442		
2-1	BHKW	158, 31 kW _{el}	129.794	1	-	0	203.267	13.223
	Kessel	500 kW _{th}	28.096	1	10.589	3.250		
2-2	BHKW	158, 31 kW _{el}	129.794	1	-	0	220.843	14.366
	Kessel	500 kW _{th}	28.096	1	10.589	3.250		
2-3	BHKW	158, 31 kW _{el}	129.794	1	-	0	234.680	15.266
	Kessel	500 kW _{th}	28.096	1	10.589	3.250		
3	WP	800 kW _{th}	87.665	1	36.427	6.761	155.369	10.107
	Speicher	2000 kWh	30.160	1	11.367	3.489		
4	BHKW	292, 87 kW _{el}	196.002	1	-	0	310.648	20.208
	WP	400 kW _{th}	57.239	1	23.784	4.415		
4-1	BHKW	292, 87 kW _{el}	196.002	1	-	0	328.224	21.351
	WP	400 kW _{th}	57.239	1	23.784	4.415		
4-2	BHKW	292, 87 kW _{el}	196.002	1	-	0	342.062	22.252
	WP	400 kW _{th}	57.239	1	23.784	4.415		
5	BHKW	1032, 17 kW _{el}	455.827	1	-	0	746.106	48.535
	ST	500 m ²	200.000	1	75.378	23.138		
5-1	BHKW	1032, 17 kW _{el}	455.827	1	-	0	763.681	49.679
	ST	500 m ²	200.000	1	75.378	23.138		
5-2	BHKW	1032, 17 kW _{el}	455.827	1	-	0	777.519	50.579
	ST	500 m ²	200.000	1	75.378	23.138		
	BHKW	1032, 17 kW _{el}	455.827	1	-	0		
	Speicher	6000 kWh	55.068	1	20.754	6.371		

Tabelle B.7: Übersicht schrittweise Berechnung Annuität

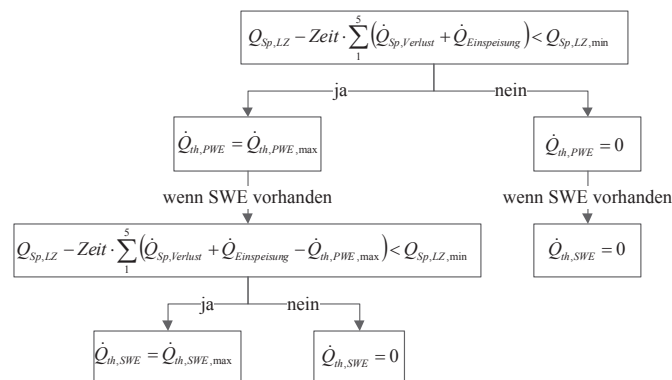


Abb. B.2: Organigramm Fahrweise „wärmegeführt1“ Szenarien S1 - S4

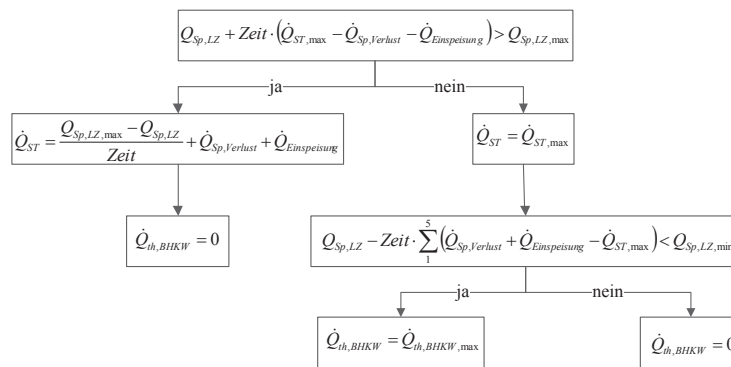


Abb. B.3: Organigramm Fahrweise „wärmegeführt1“ Szenario S5

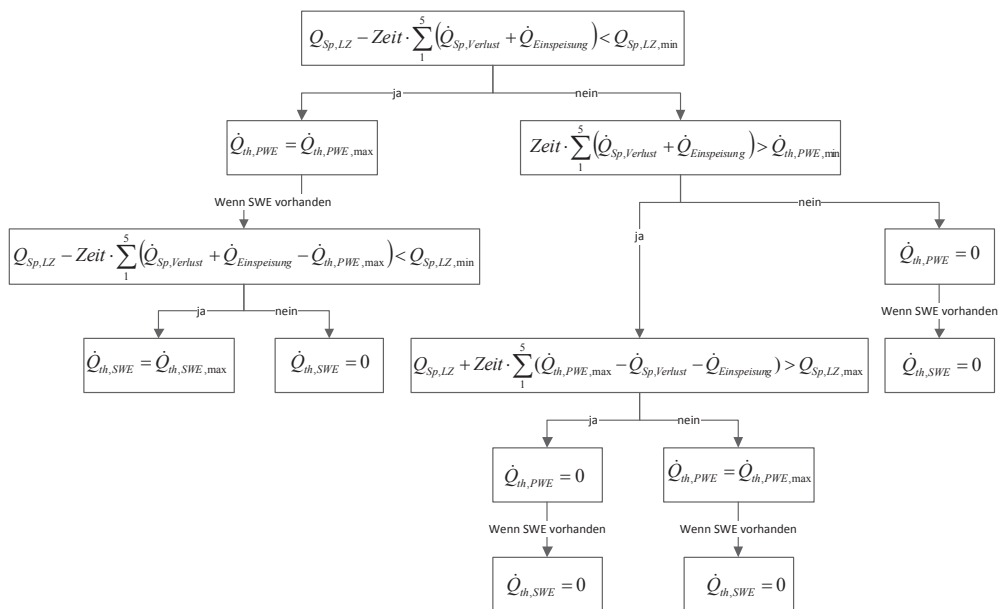


Abb. B.4: Organigramm Fahrweise „wärmegeführt2“ Szenarien S1 - S4

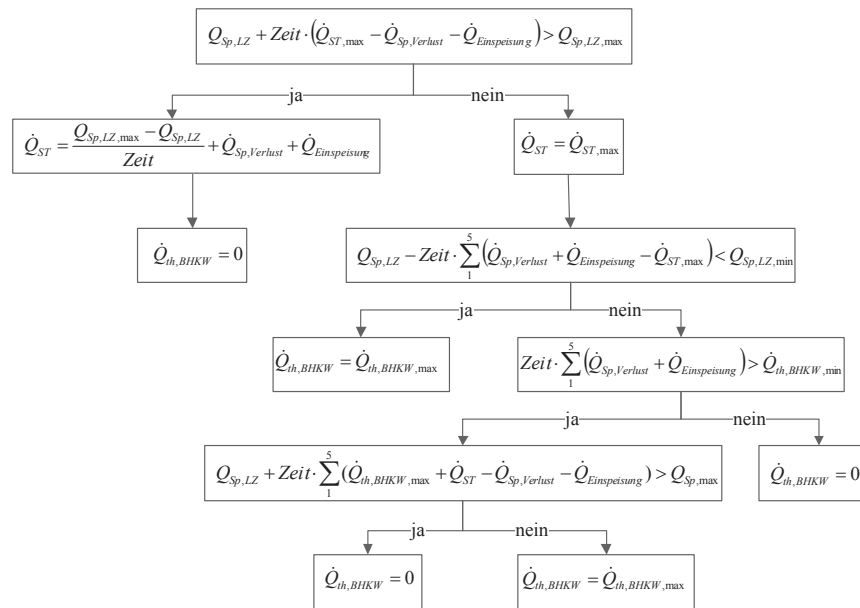


Abb. B.5: Organigramm Fahrweise „wärmegeführt2“ Szenario S5

Symbol	Erklärung
Zeit	Zeitschrittweite (hier 0, 2 h)
$Q_{Sp,LZ,(max,min)}$	(maximal, minimal mögliche) im Speicher enthaltene Wärme
$\dot{Q}_{ST,(max)}$	(maximale) thermische Leistung Solarthermie
$\dot{Q}_{Sp,Verlust}$	Wärmeverlustleistung über Speicherwand
$\dot{Q}_{Einspeisung}$	in das Wärmenetz einzuspeisende thermische Leistung
$\dot{Q}_{th,BHKW,(max)}$	(maximale) thermische Leistung des BHKWs
$\dot{Q}_{th,PWE,(max)}$	(maximale) thermische Leistung des primären Wärmeerzeugers
$\dot{Q}_{th,SWE,(max)}$	(maximale) thermische Leistung des sekundären Wärmeerzeugers
PWE	primärer Wärmeerzeuger in Szenario S1, S2 und S4: BHKW in Szenario S3: Wärmepumpe
SWE	sekundärer Wärmeerzeuger in Szenario S1 und S3: nicht vorhanden in Szenario S2: Heizkessel in Szenario S4: Wärmepumpe

Tabelle B.8: Legende Abb. B.2, Abb. B.3, Abb. B.4 und Abb. B.5

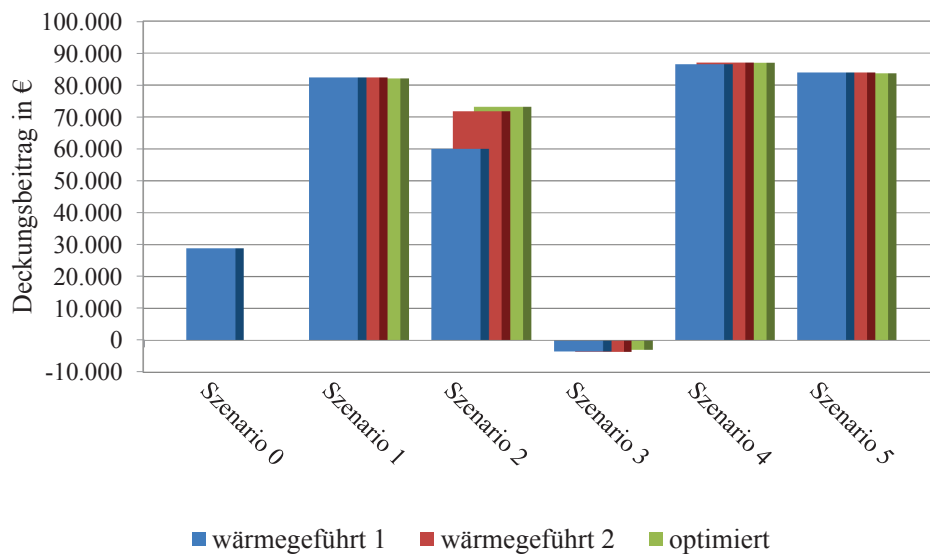


Abb. B.6: Deckungsbeiträge Randbedingungen 1, feste Strom- und Gaspreise

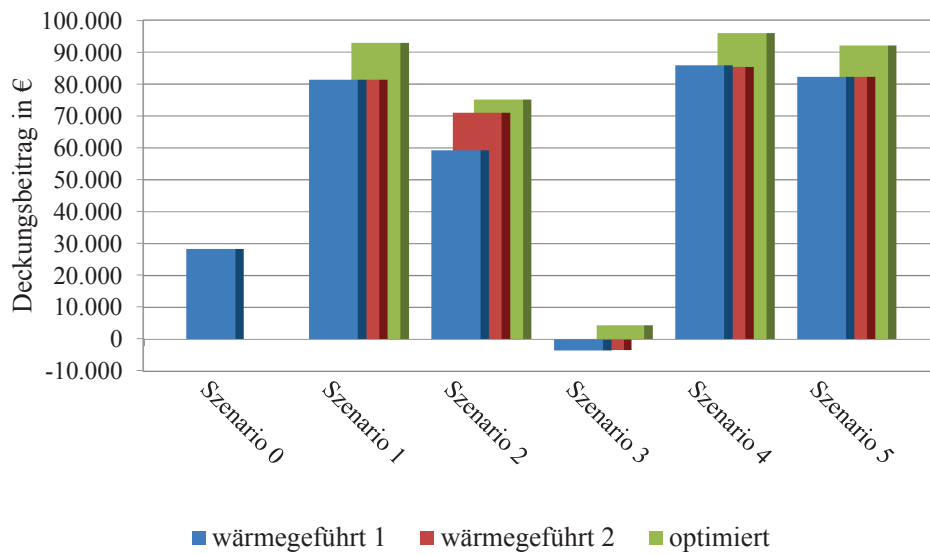


Abb. B.7: Deckungsbeiträge Randbedingungen 1, variable Strom- und Gaspreise

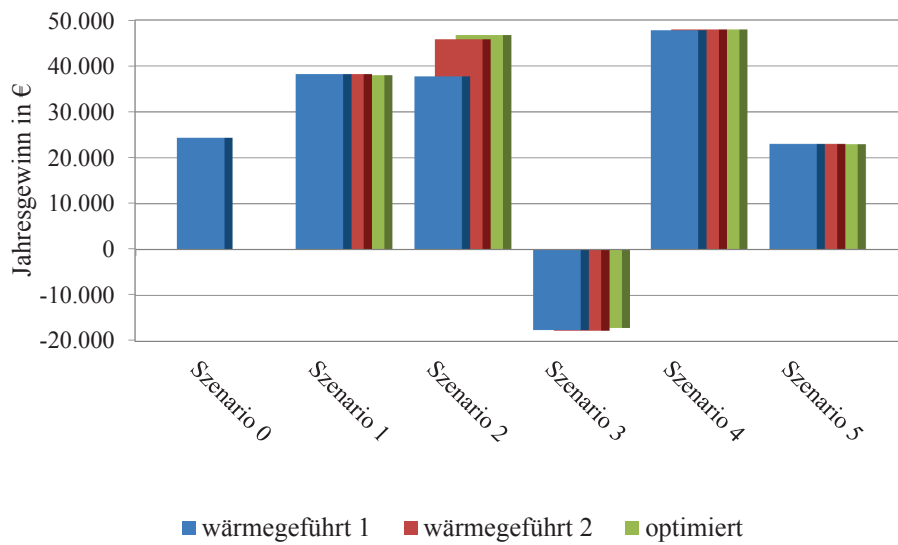


Abb. B.8: Gewinne Randbedingungen 1, feste Strom- und Gaspreise

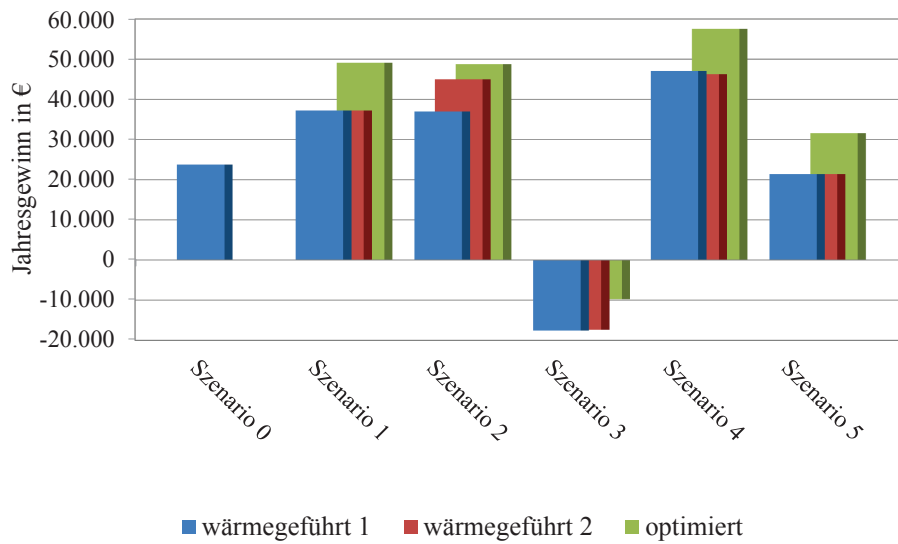


Abb. B.9: Gewinne Randbedingungen 1, variable Strom- und Gaspreise

Tabelle B.9: Detaillierte Ergebnisse Optimierung Randbedingungen 1

	Sze- nario	Fahr- weise	Vergü- tung	P_{el} in kW _{el}	W_{el} in kWh	Kosten Wartung BHKW in €	I_0 ande- re WE in €	Kosten Wart. andere WE in €	I_0 Inst. SP in €	Kosten Wart. Speicher in €	Σ Kosten Wart. in €	Annuität in €	Σ kapi- talgeb. Kosten in €	DB in €	Jahres- gewinn in €	Voll-Bh BHKW in h	Voll-Bh andere WE in h		
Randbedingungen 1	0	wg 1 wg 1	Spot fest	-	-	-	42.586	1.065	-	-	1.065	3.494	4.559	28.329 28.908	23.770 24.350	-	1593		
	1	wg 1 wg 1	Spot fest	1032	1.279.896	11.557	-	-	30.160	452	12.009	32.127	44.136	81.372 82.352	37.236 38.216	1240	-		
		wg 2 wg 2	Spot fest		1.279.896	11.557					12.009			81.372 82.352	37.236 38.216				
		opt opt	Spot fest		1.239.439 1.270.806	11.192 11.475					11.644 11.927			43.771 44.054	92.890 92.047			49.119 37.993	1240 1240
	2	wg 1 wg 1	Spot fest	119	569.793	9.225	29.750	744	30.160	452	10.421	11.878	22.299	59.280 60.029	36.981 37.730	4799	1630		
		wg 2 wg 2	Spot fest		797.877	12.918					14.114			71.010 71.805	45.018 45.813				
		opt opt	Spot fest		823.474 825.002	13.332 13.357					14.528 14.553			26.406 26.431	75.151 73.146			48.745 46.714	6940 6949
	3	wg 1 wg 1	Spot fest	-	-	-	87.665	3.507	30.160	452	3.959	10.107	14.066	-3.500 -3.509	-17.566 -17.575	-	2020		
		wg 2 wg 2	Spot fest											-3.352 -3.630	-17.418 -17.696				
		opt opt	Spot fest											4.328 -3.022	-9.738 -17.088			2021 2020	
	4	wg 1 wg 1	Spot fest	293	1.249.097	15.848	57.239	2.290	30.160	452	18.590	20.208	38.798	85.857 86.553	47.059 47.755	4265	95		
		wg 2 wg 2	Spot fest		1.271.940	16.138					18.880			85.348 87.009	46.260 47.921			4343	24
		opt opt	Spot fest		1.216.952 1.268.100	15.440 16.089					18.182 18.831			38.390 39.039	95.984 86.958			57.593 47.918	4171 4331
	5	wg 1 wg 1	Spot fest	1032	1.095.137	9.889	200.000	2.000	30.160	452	12.341	48.535	60.876	82.259 83.893	21.383 23.017	1061	keine Angabe		
		wg 2 wg 2	Spot fest		1.095.137	9.889					12.341			82.259 83.893	21.383 23.017				
		opt opt	Spot fest		1.047.481 1.074.716	9.458 9.704					11.911 12.157			60.446 60.692	92.036 83.661			31.590 22.969	1050 1050

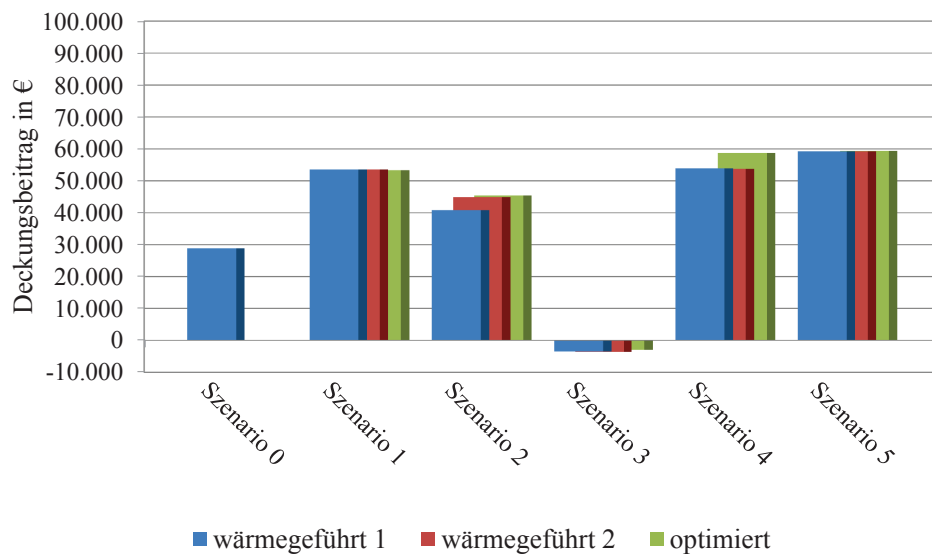


Abb. B.10: Deckungsbeiträge Randbedingungen 2, feste Strom- und Gaspreise

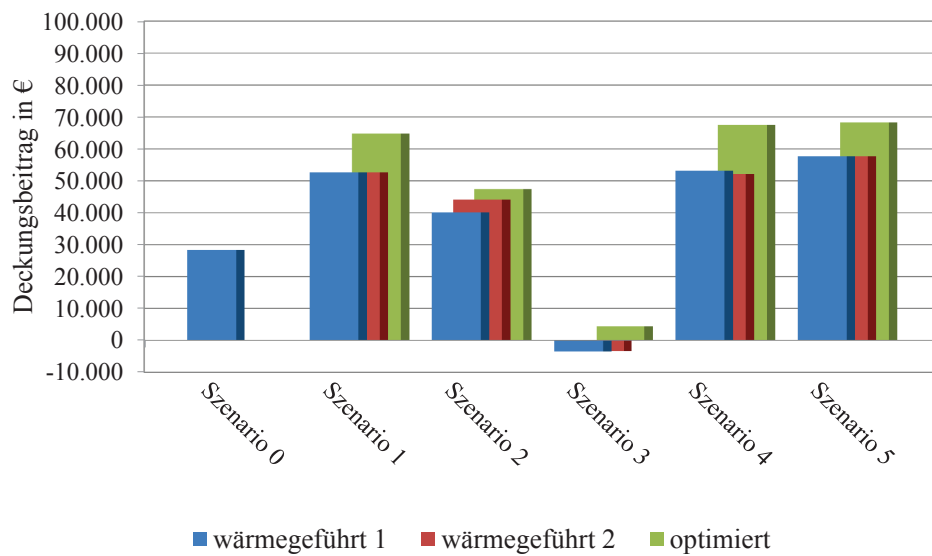


Abb. B.11: Deckungsbeiträge Randbedingungen 2, variable Strom- und Gaspreise

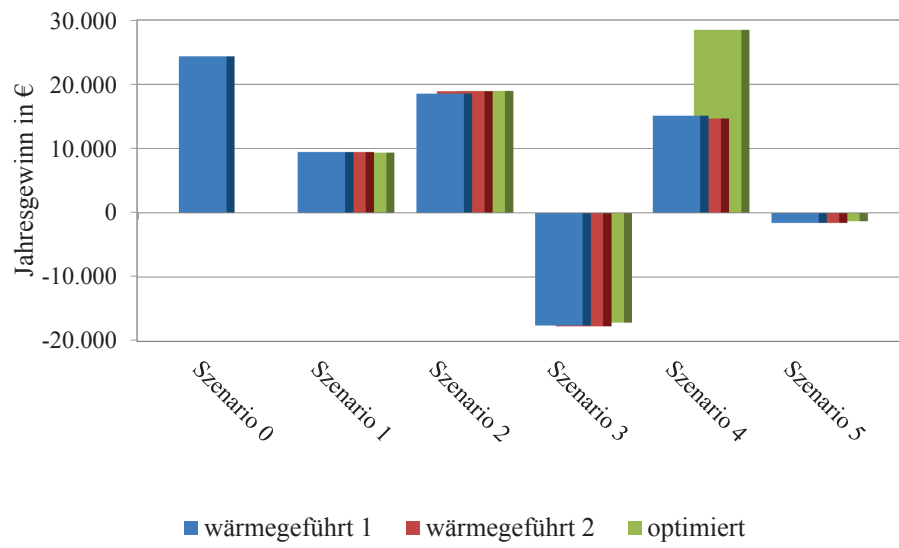


Abb. B.12: Gewinne Randbedingungen 2, feste Strom- und Gaspreise

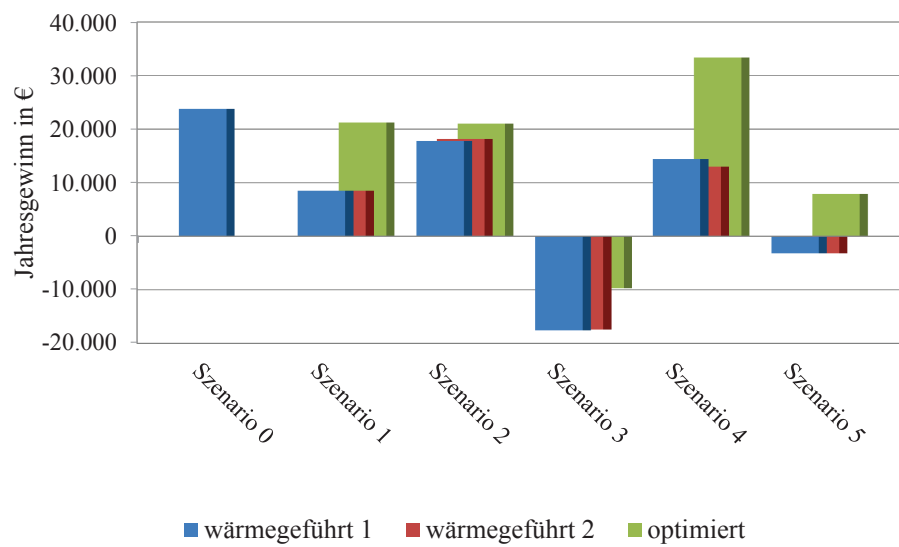


Abb. B.13: Gewinne Randbedingungen 2, variable Strom- und Gaspreise

	Sze- nario	Fahr- weise	Vergü- tung	P_{el} in kW _{el}	W_{el} in kWh	Kosten Wartung BHKW in €	I_0 ande- re WE in €	Kosten Wart. andere WE in €	I_0 Inst. SP in €	Kosten Wart. Speicher in €	Σ Kosten Wart. in €	Annuität in €	Σ kapi- talgeb. Kosten in €	DB in €	Jahres- gewinn in €	Voll-Bh BHKW in h	Voll-Bh andere WE in h									
Randbedingungen 2	0	wg 1 wg 1	Spot fest	-	-	-	42.586	1.065	-	-	1.065	3.494	4.559	28.329 28.908	23.770 24.350	-	1593									
	1	wg 1 wg 1	Spot fest	1032	1.279.896	11.557	-	-	30.160	452	12.009	32.127	44.136	52.628 53.608	8.492 9.472	1240	-									
		wg 2 wg 2	Spot fest		1.279.896	11.557					12.009			52.628 53.608	8.492 9.472											
		opt opt	Spot fest		1.219.687 1.264.352	11.013 11.416					11.466 11.869			43.592 43.996	64.845 53.362			21.253 9.367	1239 1239							
		wg 1 wg 1	Spot fest		569.793	9.225					10.421			40.092 40.841	17.793 18.542			4799	1630							
	2	wg 2 wg 2	Spot fest	119	797.877	12.918	29.750	744	30.160	452	14.114	11.878	25.992	44.141 44.936	18.149 18.944	6720	1106									
		opt opt	Spot fest		821.904 825.858	13.307 13.371					14.503 14.567			26.381 26.445	47.435 45.410			21.054 18.965	6934 6956	1047 1041						
		wg 1 wg 1	Spot fest		-	-					-			87.665	3.507			30.160	452	3.959	10.107	14.066	-3.500 -3.509	-17.566 -17.575	-	2020
		wg 2 wg 2	Spot fest																				-3.352 -3.630	-17.418 -17.696		
	opt opt	Spot fest	4.386 -3.022	-9.680 -17.088			2021 2020																			
	wg 1 wg 1	Spot fest	293	1.249.097			15.848	57.239	2.290	30.160		452	18.590			20.208	38.798						53.207 53.904	14.409 15.106		
	wg 2 wg 2	Spot fest		1.271.940	16.138	18.880	39.088				52.101 53.762		13.013 14.674	4343	24											
	opt opt	Spot fest		884.227 572.051	11.219 7.258	13.961 10.000	34.169 30.208				67.564 58.702		33.395 28.494	3074 2008	1196 2182											
	wg 1 wg 1	Spot fest		1032	1.095.137	9.889	200.000				2.000		30.160	452	12.341			48.535	60.876	57.665 59.298	-3.212 -1.578	1061	keine Angabe			
	wg 2 wg 2	Spot fest	1.095.137		9.889	12.341		60.876	57.665 59.298	-3.212 -1.578		1061														
	opt opt	Spot fest	1.032.203 1.071.112		9.320 9.672	11.773 12.124		60.308 60.659	68.249 59.377	7.941 -1.282		1050 1050			möglich											

Tabelle B.10: Detaillierte Ergebnisse Optimierung Randbedingungen 2

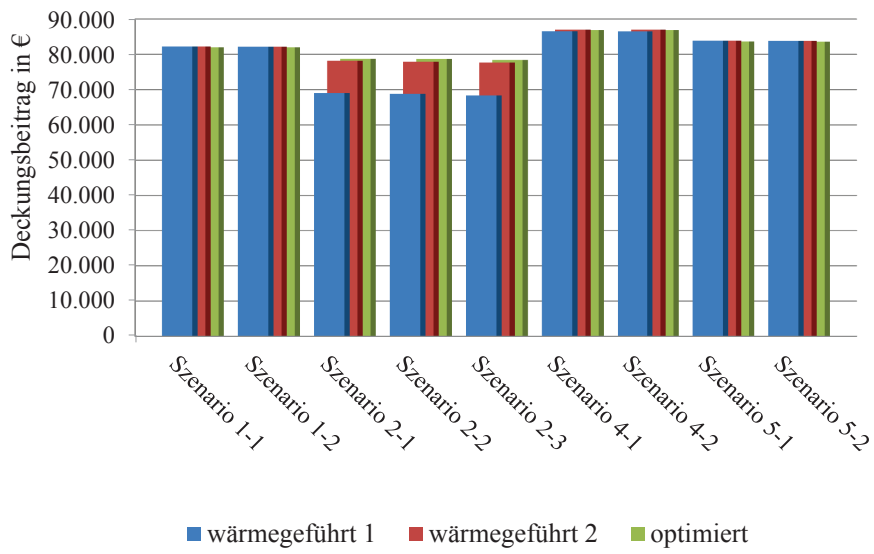


Abb. B.14: Deckungsbeiträge Randbedingungen 3, feste Strom- und Gaspreise

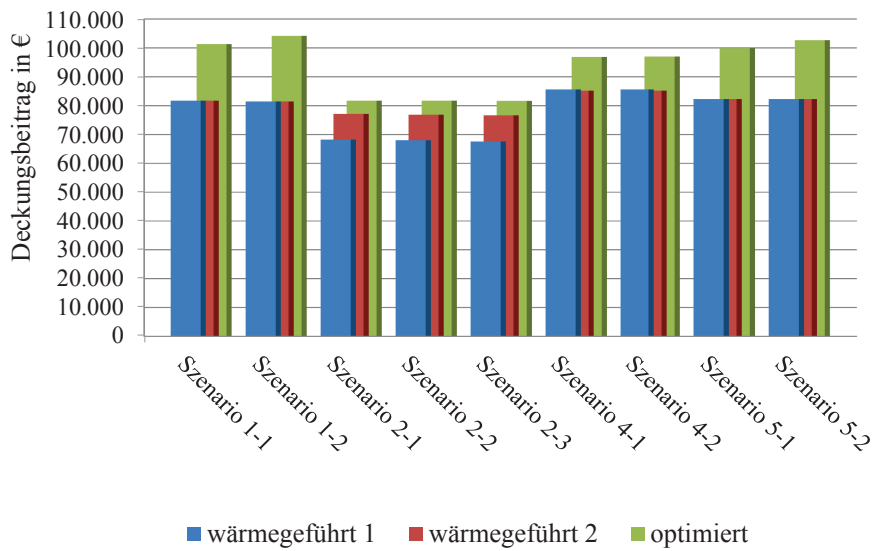


Abb. B.15: Deckungsbeiträge Randbedingungen 3, variable Strom- und Gaspreise

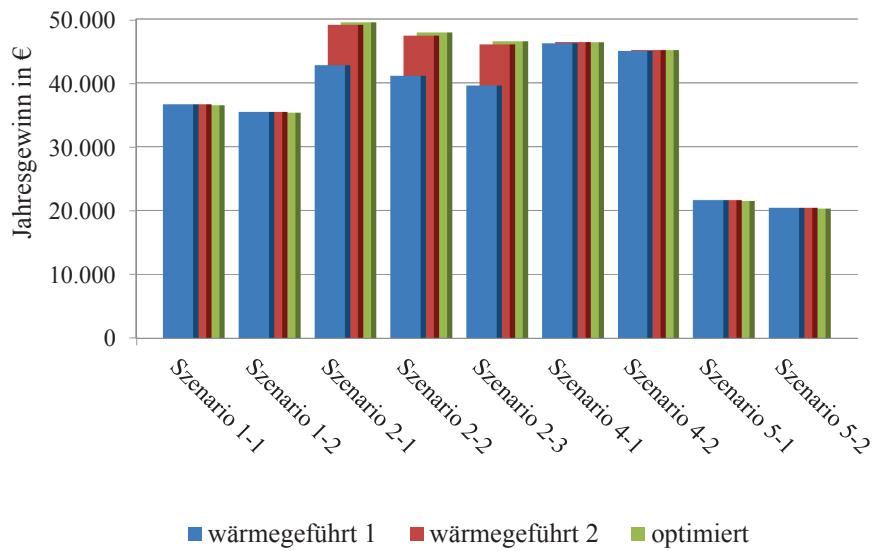


Abb. B.16: Gewinne Randbedingungen 3, feste Strom- und Gaspreise

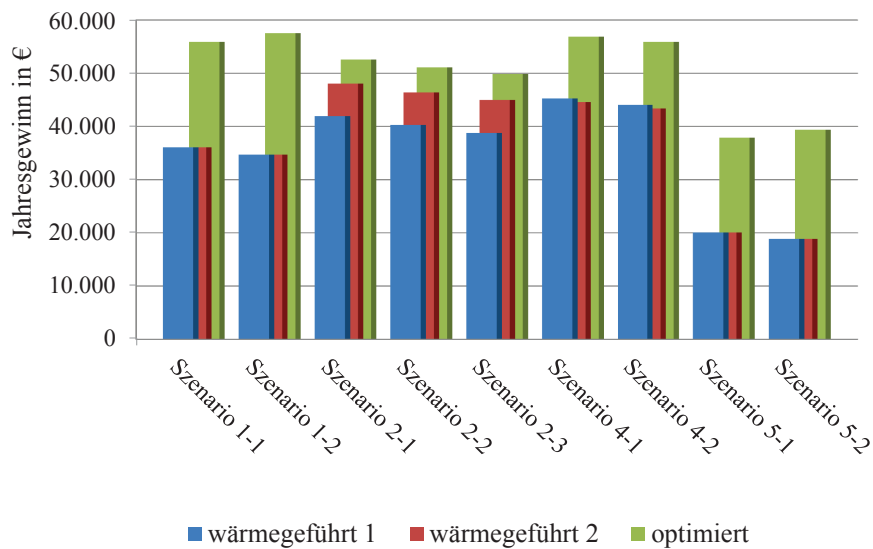


Abb. B.17: Gewinne Randbedingungen 3, variable Strom- und Gaspreise

324	Sze- nario	Fahr- weise	Vergü- tung	P_{el} in kW _{el}	W_{el} in kWh	Kosten Wartung BHKW in €	I_0 ande- re WE in €	Kosten Wart. andere WE in €	I_0 Inst. SP in €	Kosten Wart. Speicher in €	Σ Kosten Wart. in €	Annuität in €	Σ kapital- talgeb. Kosten in €	DB in €	Jahres- gewinn in €	Voll-Bh BHKW in h	Voll-Bh andere WE in h
Randbedingungen 3	1-1	wg 1	Spot	1032	1.291.250	11.659	-	-	44.096	661	12.321	33.270	45.591	81.681 82.254	36.090 36.663	1251	-
		wg 2	Spot		1.291.250	11.659					12.321		45.591	81.681 82.254	36.090 36.663	1251	
		opt	Spot		1.272.088	11.486					12.148		45.418	101.302	55.884	1250	
				fest	1.283.215	11.587	12.248	45.518	82.014	36.495	1251						
	1-2	wg 1	Spot	1032	1.300.539	11.743	-	-	55.068	826	12.569	34.170	46.739	81.448 82.175	34.708 35.436	1260	-
		wg 2	Spot		1.300.539	11.743					12.569		46.739	81.448 82.175	34.708 35.436	1260	
		opt	Spot		1.291.696	11.663					12.489		46.660	104.187	57.528	1259	
				fest	1.294.734	11.691	12.517	46.687	82.015	35.328	1260						
	2-1	wg 1	Spot	158	794.711	11.905	28.096	702	30.160	452	13.060	13.223	26.282	68.245 69.063	41.962 42.780	5020	1224
		wg 2	Spot		981.515	14.703					15.858		29.081	77.146 78.193	48.065 49.112	6200	752
		wg 2	Spot		990.017	14.830					15.985		29.208	81.770	52.561	6259	728
				fest	993.122	14.877	16.032	29.255	78.755	49.500	6274	722					
	2-2	wg 1	Spot	158	802.151	12.016	28.096	702	44.096	661	13.380	14.366	27.746	68.033 68.846	40.287 41.099	5067	1235
		wg 2	Spot		987.848	14.798					16.162		30.528	76.906 77.938	46.378 47.410	6240	765
		wg 2	Spot		996.516	14.928					16.292		30.658	81.770	51.112	6300	741
				fest	1.003.237	15.028	16.392	30.758	78.676	47.917	6337	726					
	2-3	wg 1	Spot	158	801.360	12.004	28.096	702	55.068	826	13.533	15.266	28.799	67.601 68.380	38.802 39.581	5062	1260
		wg 2	Spot		992.438	14.867					16.395		31.661	76.653 77.703	44.991 46.042	6269	777
		wg 2	Spot		1.002.363	15.015					16.544		31.810	81.660	49.850	6336	750
				fest	1.007.457	15.092	16.620	31.886	78.421	46.534	6364	738					
	4-1	wg 1	Spot	293	1.264.033	16.037	57.239	2.290	44.096	661	18.988	21.351	40.340	85.601 86.560	45.261 46.221	4316	84
		wg 2	Spot		1.287.463	16.335					19.286		40.637	85.233 87.037	44.596 46.400	4396	11
		wg 2	Spot		1.235.895	15.680					18.631		39.983	96.840	56.857	4227	166
				fest	1.281.311	16.257	19.208	40.559	86.925	46.366	4376	29					
	4-2	wg 1	Spot	293	1.271.940	16.138	57.239	2.290	55.068	826	19.253	22.252	41.505	85.587 86.500	44.082 44.995	4343	88
		wg 2	Spot		1.298.299	16.472					19.588		41.839	85.197 87.003	43.358 45.163	4433	9
		wg 2	Spot		1.245.901	15.807					18.923		41.174	97.054	55.880	4260	164
				fest	1.290.525	16.373	19.489	41.741	86.877	45.137	4407	29					
	5-1	wg 1	Spot	1032	1.094.104	9.879	200.000	2.000	44.096	661	12.541	49.679	62.219	82.261 83.875	20.042 21.656	1060	keine Angabe
		wg 2	Spot		1.094.104	9.879					12.541		62.219	82.261 83.875	20.042 21.656	1060	
wg 2		Spot	1.079.825		9.750	12.412					62.090		99.993	37.903	1060	möglich	
			fest	1.086.796	9.813	12.475	62.153	83.650	21.497	1060							
5-2	wg 1	Spot	1032	1.102.362	9.954	200.000	2.000	55.068	826	12.780	50.579	63.359	82.234 83.810	18.876 20.451	1068	keine Angabe	
	wg 2	Spot		1.102.362	9.954					12.780		63.359	82.234 83.810	18.876 20.451	1068		
	wg 2	Spot		1.095.190	9.889					12.715		63.294	102.660	39.367	1068	möglich	
			fest	1.095.694	9.894	12.720	63.298	83.603	20.305	1068							

Tabelle B.11: Detaillierte Ergebnisse Optimierung Randbedingungen 3

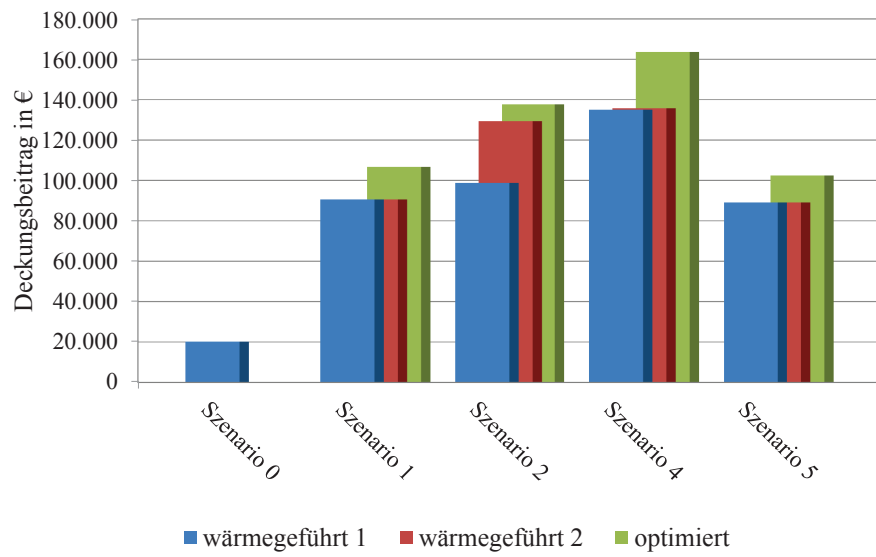


Abb. B.18: Deckungsbeiträge Randbedingungen 4, feste Strom- und Gaspreise

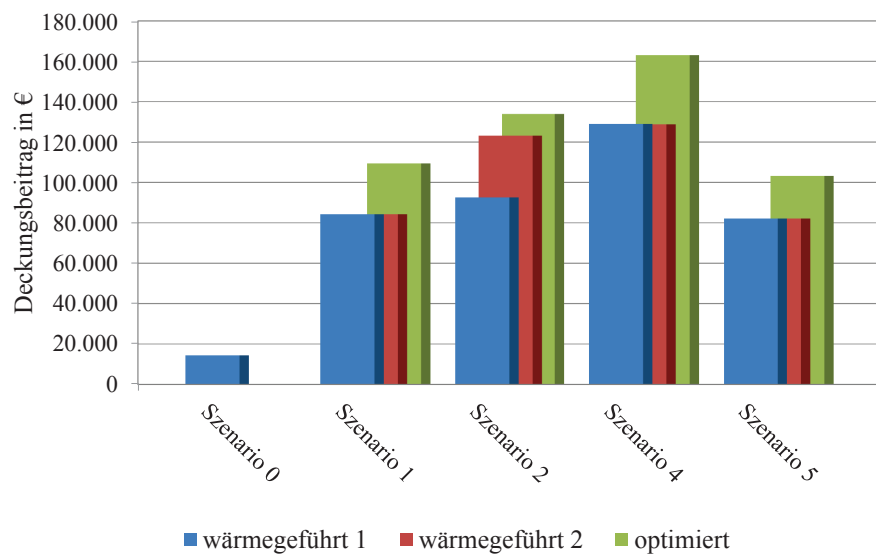


Abb. B.19: Deckungsbeiträge Randbedingungen 4, variable Strom- und Gaspreise

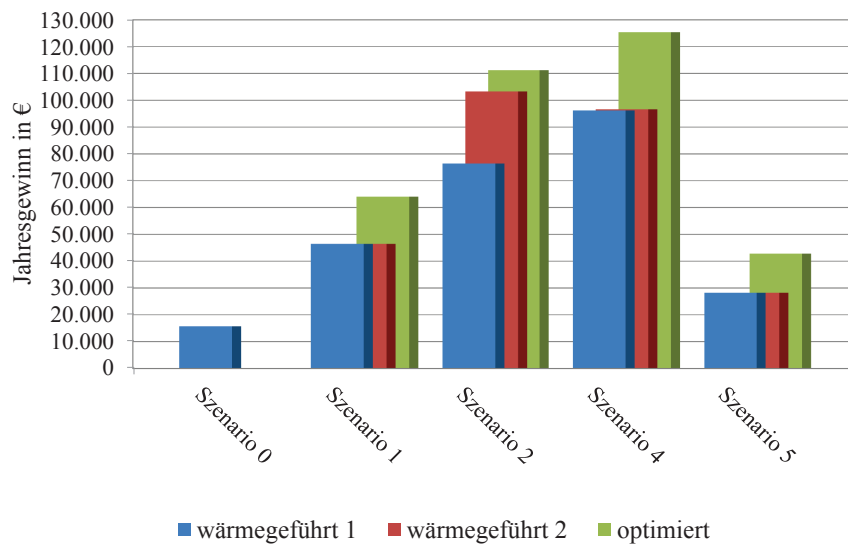


Abb. B.20: Gewinne Randbedingungen 4, feste Strom- und Gaspreise

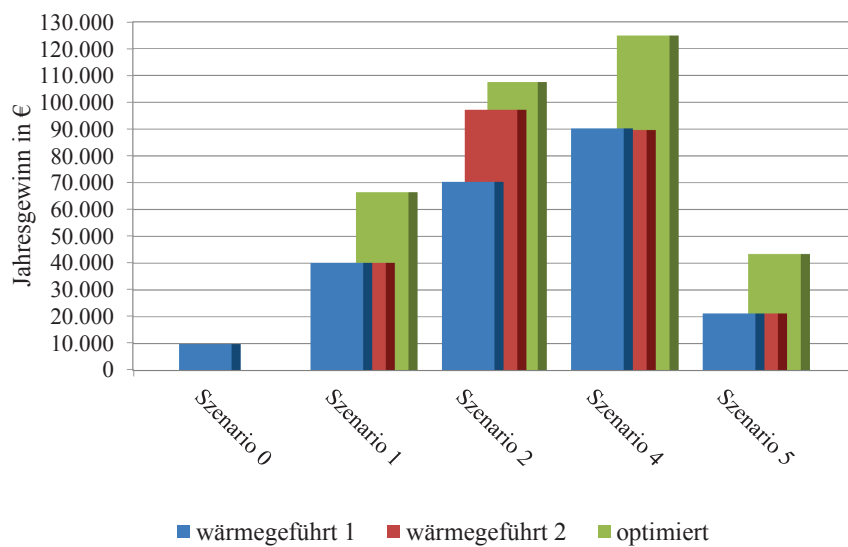


Abb. B.21: Gewinne Randbedingungen 4, variable Strom- und Gaspreise

	Sze- nario	Fahr- weise	Vergü- tung	P_{el} in kW _{el}	W_{el} in kWh	Kosten Wartung BHKW in €	I_0 ande- re WE in €	Kosten Wart. andere WE in €	I_0 Inst. SP in €	Kosten Wart. Speicher in €	Σ Kosten Wart. in €	Annuität in €	Σ kapi- talgeb. Kosten in €	DB in €	Jahres- gewinn in €	Voll-Bh BHKW in h	Voll-Bh andere WE in h
Randbedingungen 4	0	wg 1 wg 1	Spot fest	-	-	-	42.586	1.065	-	-	1.065	3.494	4.559	14.327 20.253	9.768 15.695	-	1593
	1	wg 1 wg 1	Spot fest	1032	1.279.896 1.279.896 1.146.810 1.118.627	11.557 11.557 10.355 10.101	-	-	30.160	452	12.009 12.009 10.808 10.553	32.127	44.136 44.136 42.934 42.680	84.242 90.569 109.368 106.769	40.107 46.433 66.434 64.090	1240 1240 1239 1240	-
		wg 2 wg 2	Spot fest														
		opt opt	Spot fest														
		opt opt	Spot fest														
	2	wg 1 wg 1	Spot fest	119	569.793 797.877 822.814 824.681	9.225 12.918 13.321 13.352	29.750	744	30.160	452	10.421 14.114 14.517 14.548	11.878	22.299 25.992 26.396 26.426	92.647 98.743 123.191 129.333	70.348 76.443 97.199 103.341	4799 6720 6951 6963	1630 1106 1042 1039
		wg 2 wg 2	Spot fest														
		opt opt	Spot fest														
		opt opt	Spot fest														
	4	wg 1 wg 1	Spot fest	293	1.249.097 1.271.940 1.197.773 1.200.430	15.848 16.138 15.197 15.230	57.239	2.290	30.160	452	18.590 18.880 17.939 17.972	20.208	38.798 39.088 38.147 38.180	129.013 135.056 163.038 163.604	90.215 96.258 124.891 125.424	4265 4343 4292 4344	95 24 70 23
		wg 2 wg 2	Spot fest														
		opt opt	Spot fest														
		opt opt	Spot fest														
	5	wg 1 wg 1	Spot fest	1032	1.095.137 1.095.137 972.559 949.533	9.889 9.889 8.782 8.574	200.000	2.000	30.160	452	12.341 12.341 11.234 11.026	48.535	60.876 60.876 59.769 59.561	82.095 89.075 82.095 89.075	21.218 28.199 21.218 28.199	1061 1061 1050 1052	keine Angabe möglich
		wg 2 wg 2	Spot fest														
		opt opt	Spot fest														
		opt opt	Spot fest														

Tabelle B.12: Detaillierte Ergebnisse Optimierung Randbedingungen 4

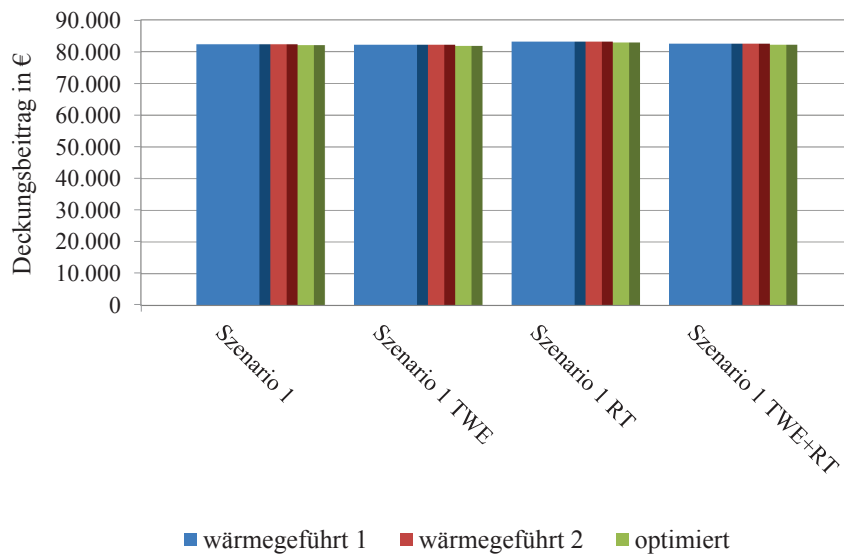


Abb. B.22: Deckungsbeiträge Randbedingungen 5, feste Strom- und Gaspreise

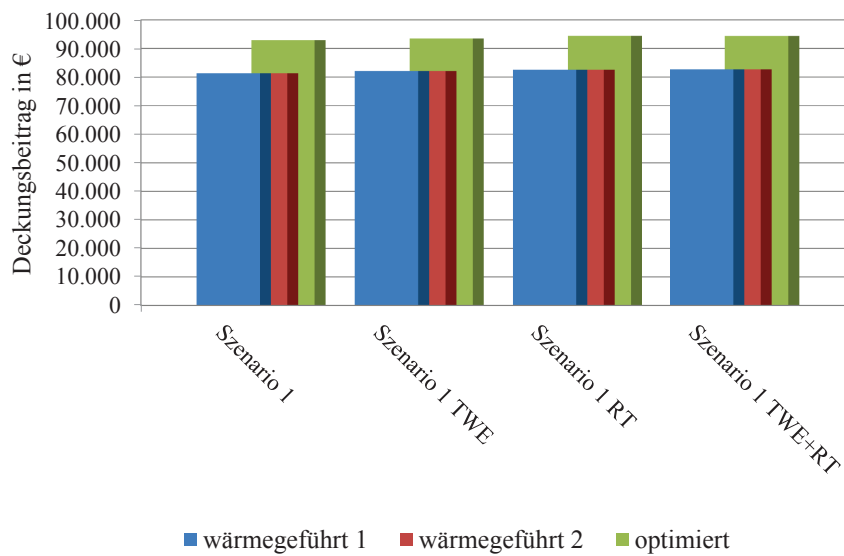


Abb. B.23: Deckungsbeiträge Randbedingungen 5, variable Strom- und Gaspreise

B.3. Ergebnisse optimierte Betriebsführung verschiedener Erzeugerstrukturen

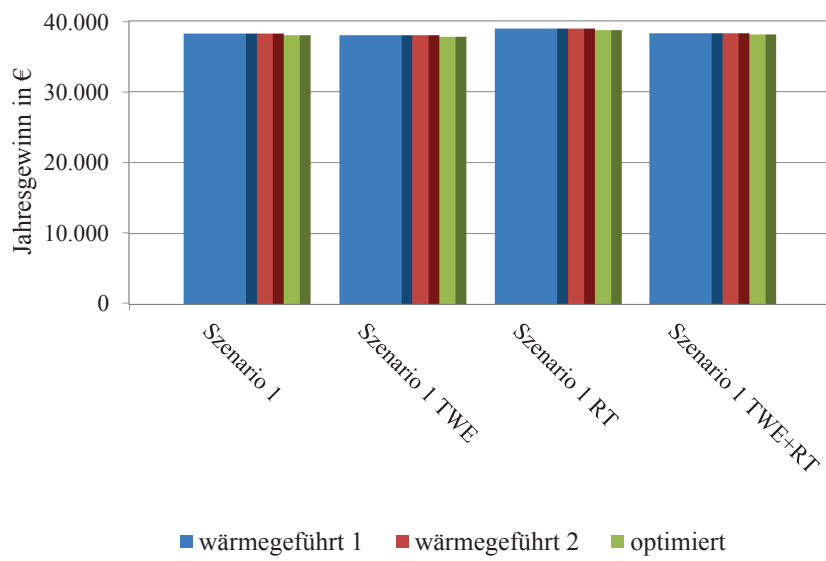


Abb. B.24: Gewinne Randbedingungen 5, feste Strom- und Gaspreise

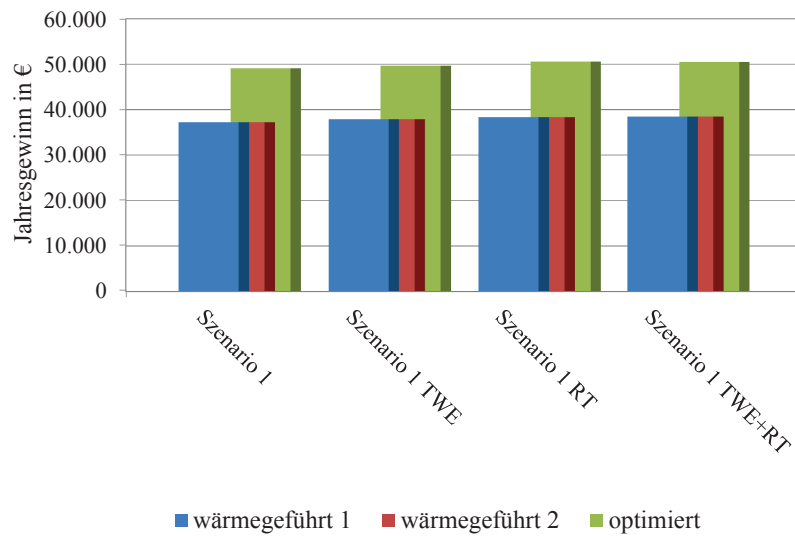


Abb. B.25: Gewinne Randbedingungen 5, variable Strom- und Gaspreise

	Sze- nario	Fahr- weise	Vergü- tung	P_{el} in kW _{el}	W_{el} in kWh	Kosten Wartung BHKW in €	I_0 ande- re WE in €	Kosten Wart. andere WE in €	I_0 Inst. SP in €	Kosten Wart. Speicher in €	Σ Kosten Wart. in €	Annuität in €	Σ kapi- talgeb. Kosten in €	DB in €	Jahres- gewinn in €	Voll-Bh BHKW in h	Voll-Bh andere WE in h
Randbedingungen 5	1 Vari- ante 1	wg 1	Spot	1032	1.287.121	11.622	-	-	30.160	452	12.074	32.127	44.201	82.099 82.192	37.898 37.991	1247	-
		wg 2	Spot		1.287.121	11.622					12.074		44.201	82.099 82.192	37.898 37.991	1247	
		opt	Spot		1.247.556	11.265					11.717		43.844	93.526	49.682	1246	
		opt	fest		1.275.697	11.519					11.971		44.098	81.850	37.752	1246	
	1 Vari- ante 2	wg 1	Spot	1032	1.290.217	11.650	-	-	30.160	452	12.102	32.127	44.229	82.578 83.135	38.349 38.906	1250	-
		wg 2	Spot		1.290.217	11.650					12.102		44.229	82.578 83.135	38.349 38.906	1250	
		opt	Spot		1.247.837	11.267					11.720		43.846	94.392	50.546	1250	
		opt	fest		1.281.074	11.567					12.020		44.147	82.857	38.710	1250	
	1 Vari- ante 3	wg 1	Spot	1032	1.290.217	11.650	-	-	30.160	452	12.102	32.127	44.229	82.711 82.495	38.482 38.266	1250	-
		wg 2	Spot		1.290.217	11.650					12.102		44.229	82.711 82.495	38.482 38.266	1250	
		opt	Spot		1.252.309	11.308					11.760		43.887	94.374	50.487	1250	
		opt	fest		1.281.031	11.567					12.019		44.146	82.210	38.064	1250	

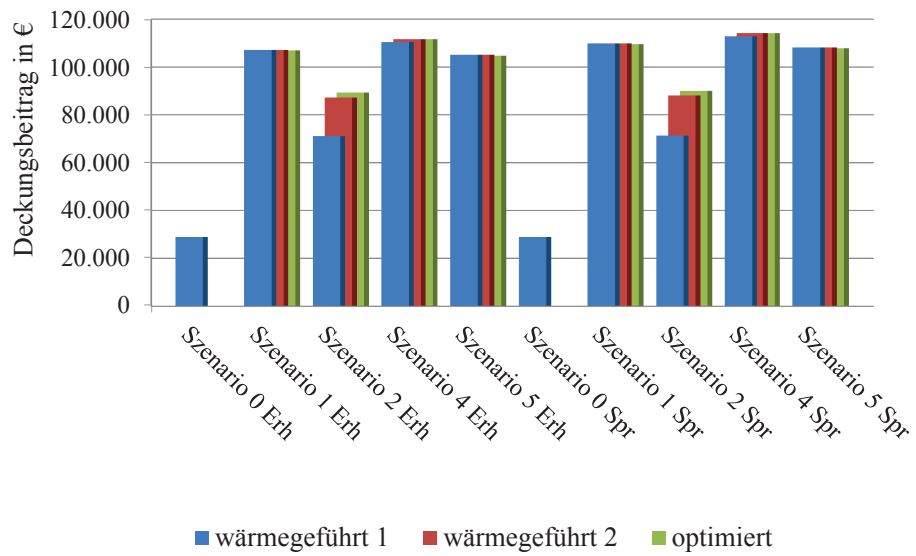


Abb. B.26: Deckungsbeiträge Randbedingungen 6, feste Strom- und Gaspreise

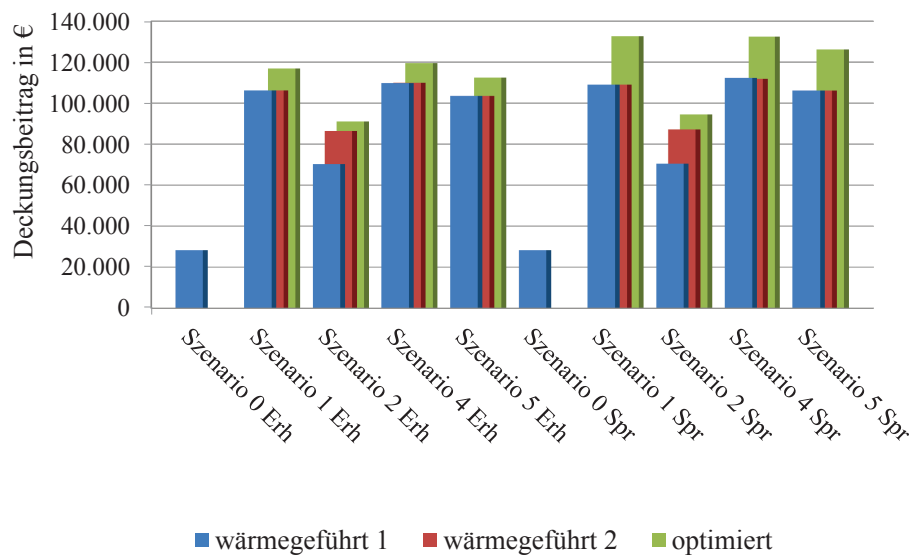


Abb. B.27: Deckungsbeiträge Randbedingungen 6, variable Strom- und Gaspreise

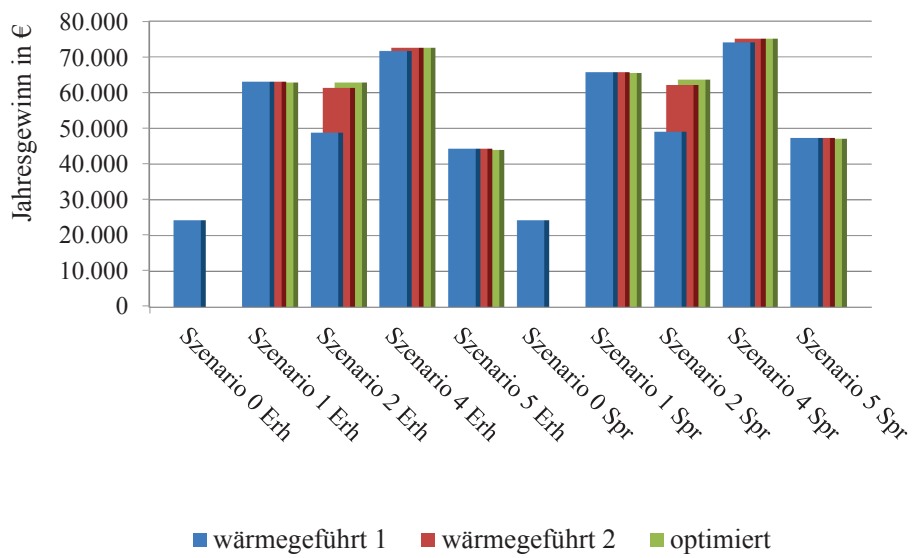


Abb. B.28: Gewinne Randbedingungen 6, feste Strom- und Gaspreise

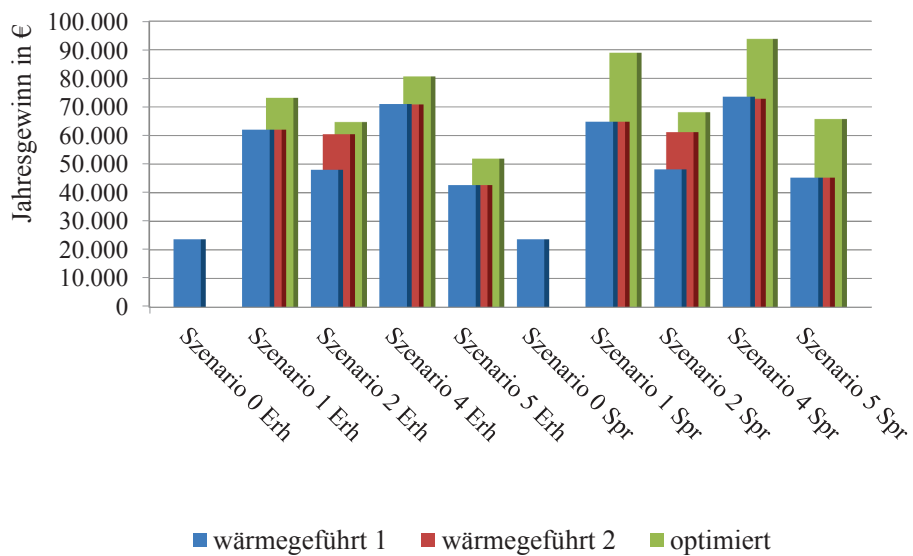


Abb. B.29: Gewinne Randbedingungen 6, variable Strom- und Gaspreise

	Sze- nario	Fahr- weise	Vergü- tung	P_{el} in kW _{el}	W_{el} in kWh	Kosten Wartung BHKW in €	I_0 ande- re WE in €	Kosten Wart. andere WE in €	I_0 Inst. SP in €	Kosten Wart. Speicher in €	Σ Kosten Wart. in €	Annuität in €	Σ kapi- talgeb. Kosten in €	DB in €	Jahres- gewinn in €	Voll-Bh BHKW in h	Voll-Bh andere WE in h					
Randbedingungen 6	0 Erhö- hung	wg 1 wg 1	Spot fest	-	-	-	42.586	1.065	-	-	1.065	3.494	4.559	28.297 28.876	23.738 24.318	-	1593					
	1 Erhö- hung	wg 1 wg 1	Spot fest	1032	1.279.896	11.557	-	-	30.160	452	12.009	32.127	44.136	106.203 107.187	62.067 63.051	1240	-					
		wg 2 wg 2	Spot fest											106.203 107.187	62.067 63.051							
		opt opt	Spot fest											43.848 44.088	116.987 106.899			73.140 62.811	1240 1240			
		opt opt	Spot fest											1.247.966 1.274.602	11.269 11.509							
	2 Erhö- hung	wg 1 wg 1	Spot fest	119	569.793	9.225	29.750	744	30.160	452	10.421	11.878	22.299	70.317 71.068	48.018 48.768	4799	1630					
		wg 2 wg 2	Spot fest											797.877	12.918			86.477 87.275	60.485 61.283	6720	1106	
		opt opt	Spot fest											824.622 826.374	13.351 13.379			26.425 26.453	91.144 89.303	64.719 62.849	6947 6964	1043 1039
		opt opt	Spot fest											1.249.097	15.848			38.798	110.474	70.975 71.676	4265	95
	4 Erhö- hung	wg 1 wg 1	Spot fest	293	1.249.097	15.848	57.239	2.290	30.160	452	18.590	20.208	39.088	109.773 110.474	70.975 71.676	4343	24					
		wg 2 wg 2	Spot fest											1.271.940	16.138			39.088	109.944 111.609	70.856 72.521		
		opt opt	Spot fest											1.261.189 1.270.572	16.001 16.120			38.951 39.070	119.598 111.583	80.647 72.512	4316 4345	
		opt opt	Spot fest											1.095.137	9.889			60.876	103.501 105.138	42.625 44.262	1061	keine
	5 Erhö- hung	wg 1 wg 1	Spot fest	1032	1.095.137	9.889	200.000	2.000	30.160	452	12.341	48.535	60.876	103.501 105.138	42.625 44.262	1061	Angabe					
		wg 2 wg 2	Spot fest											1.095.137	9.889			60.876	103.501 105.138	42.625 44.262		
		opt opt	Spot fest											1.055.610 1.078.509	9.532 9.738			60.519 60.726	112.407 104.699	51.888 43.973	1051 1051	möglich
		opt opt	Spot fest											1.055.610 1.078.509	9.532 9.738			60.519 60.726	112.407 104.699	51.888 43.973	1051 1051	
	0 Sprei- zung	wg 1 wg 1	Spot fest	-	-	-	42.586	1.065	-	-	1.065	3.494	4.559	28.297 28.872	23.733 24.314	-	1593					
	1 Sprei- zung	wg 1 wg 1	Spot fest	1032	1.279.896	11.557	-	-	30.160	452	12.009	32.127	44.136	108.984 109.830	64.848 65.694	1240	-					
		wg 2 wg 2	Spot fest											1.279.896	11.557			44.136	108.984 109.830	64.848 65.694		
		opt opt	Spot fest											1.230.878 1.274.826	11.114 11.511			43.693 44.090	132.658 109.561	88.965 65.471	1239 1240	
		opt opt	Spot fest											1.230.878 1.274.826	11.114 11.511			43.693 44.090	132.658 109.561	88.965 65.471	1239 1240	
	2 Sprei- zung	wg 1 wg 1	Spot fest	119	569.793	9.225	29.750	744	30.160	452	10.421	11.878	22.299	70.471 71.348	48.171 49.049	4799	1630					
		wg 2 wg 2	Spot fest											797.877	12.918			25.992	87.150 88.107	61.158 62.115	6720	1106
opt opt		Spot fest	822.850 826.488											13.322 13.381	26.396 26.455			94.571 90.068	68.175 63.612	6935 6964	1047 1039	
opt opt		Spot fest	822.850 826.488											13.322 13.381	26.396 26.455			94.571 90.068	68.175 63.612	6935 6964	1047 1039	
4 Sprei- zung	wg 1 wg 1	Spot fest	293	1.249.097	15.848	57.239	2.290	30.160	452	18.590	20.208	39.088	112.353 112.858	73.555 74.060	4265	95						
	wg 2 wg 2	Spot fest											1.271.940	16.138			39.088	111.922 114.169	72.834 75.081	4343	24	
	opt opt	Spot fest											1.237.762 1.270.419	15.704 16.118			38.654 39.068	132.456 114.149	93.802 75.081	4241 4344	117 22	
	opt opt	Spot fest											1.237.762 1.270.419	15.704 16.118			38.654 39.068	132.456 114.149	93.802 75.081	4241 4344	117 22	
5 Sprei- zung	wg 1 wg 1	Spot fest	1032	1.095.137	9.889	200.000	2.000	30.160	452	12.341	48.535	60.876	106.128 108.204	45.252 47.328	1061	keine Angabe						
	wg 2 wg 2	Spot fest											1.095.137	9.889			60.876	106.128 108.204	45.252 47.328			
	opt opt	Spot fest											1.042.103 1.079.308	9.410 9.746			60.397 60.733	126.143 107.834	65.746 47.101	1050 1051	möglich	
	opt opt	Spot fest											1.042.103 1.079.308	9.410 9.746			60.397 60.733	126.143 107.834	65.746 47.101	1050 1051		

Tabelle B.14: Detaillierte Ergebnisse Optimierung Randbedingungen 6

B.4. Ergebnisse Nutzung des Fernwärmenetzes als Speicher

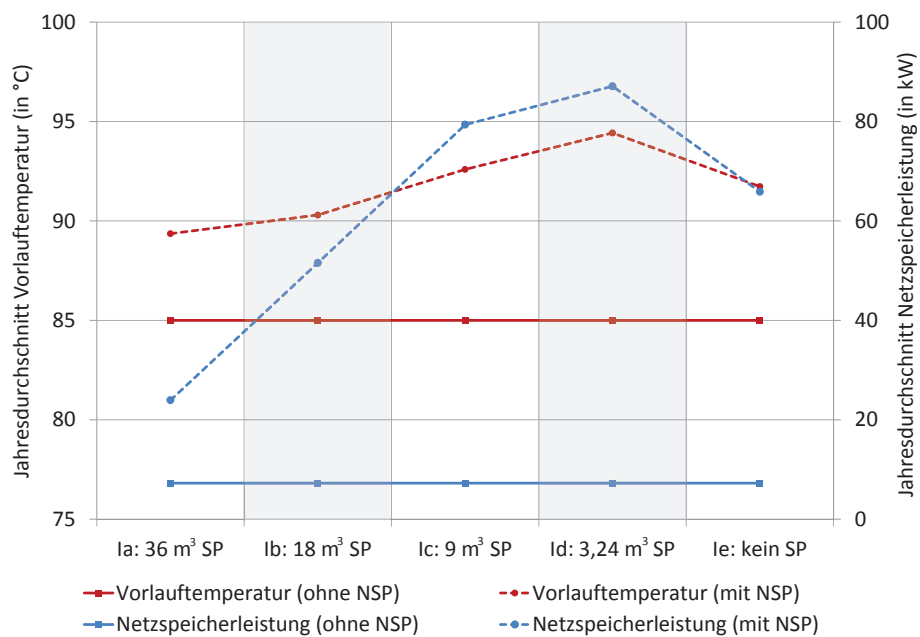


Abb. B.30: Jahresoptimierung bei Maximierung des Deckungsbeitrags, Variante I: Ergebnisse durchschnittliche Netzspeicherleistung und Vorlauftemperatur

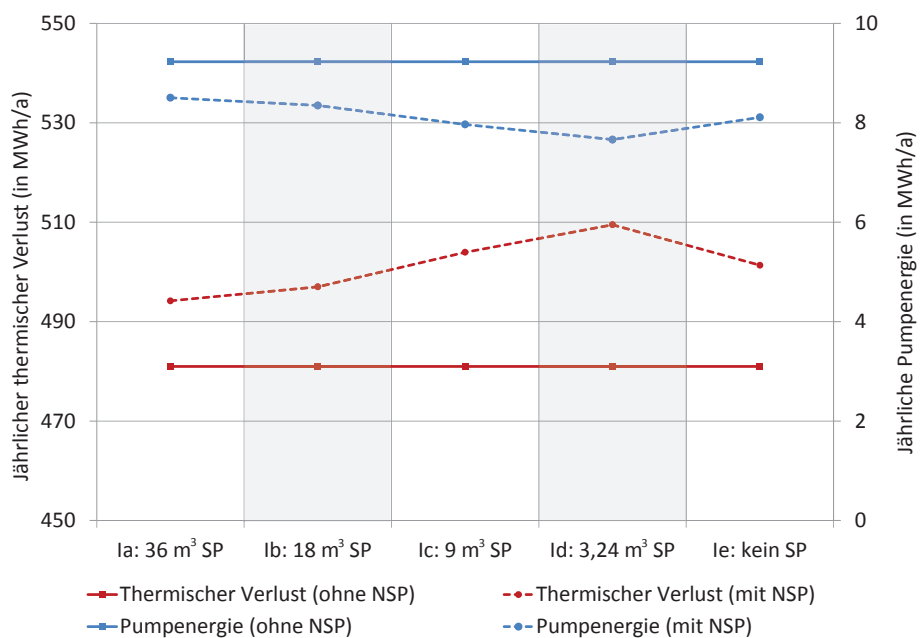


Abb. B.31: Jahresoptimierung bei Maximierung des Deckungsbeitrags, Variante I: Ergebnisse thermische Verluste und Pumpenergie

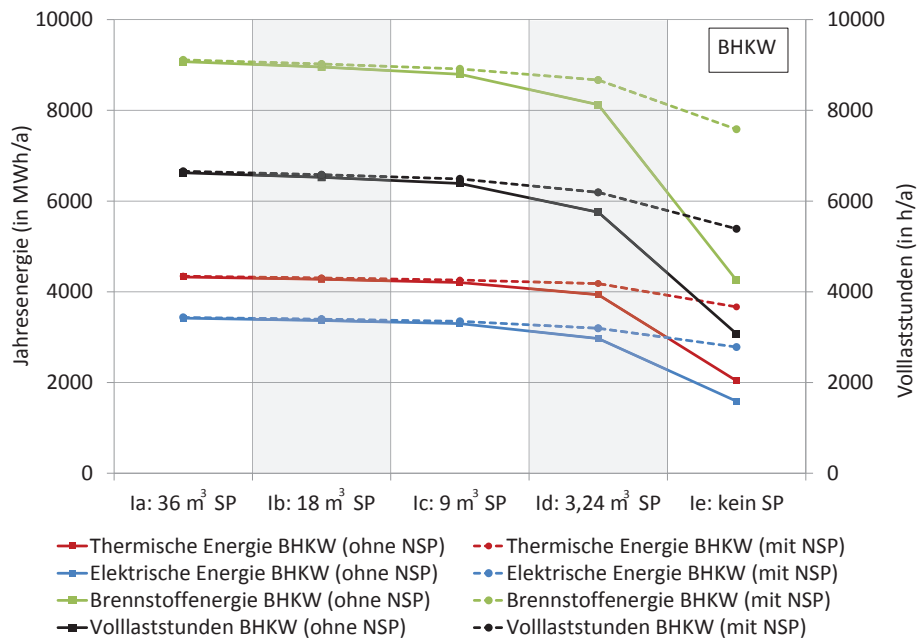


Abb. B.32: Jahresoptimierung bei Maximierung des Deckungsbeitrags, Variante I: Ergebnisse thermische Energie, elektrische Energie, Brennstoffenergie und Volllaststunden des BHKWs

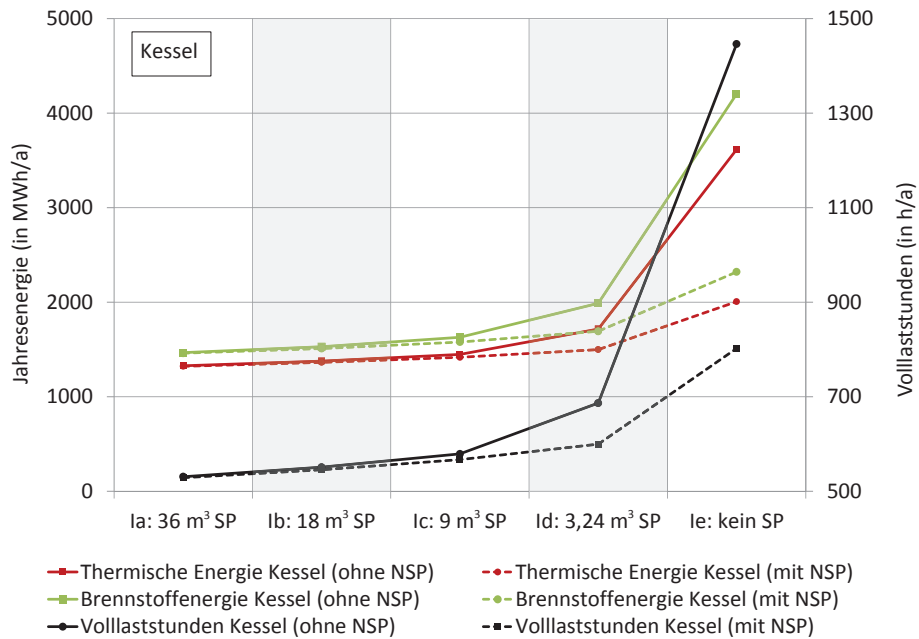


Abb. B.33: Jahresoptimierung bei Maximierung des Deckungsbeitrags, Variante I: Ergebnisse thermische Energie, Brennstoffenergie und Volllaststunden des Kessels

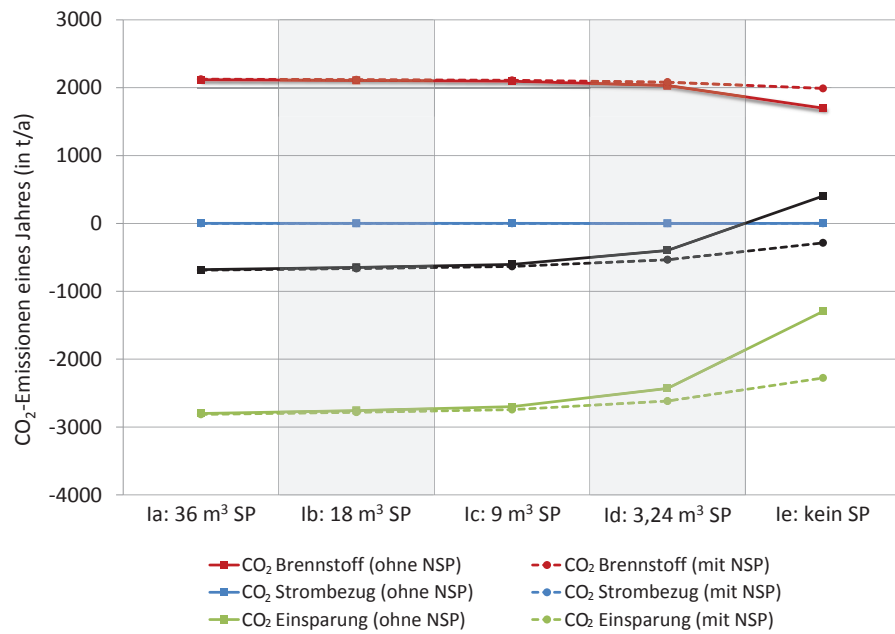


Abb. B.34: Jahresoptimierung bei Maximierung des Deckungsbeitrags, Variante I: Ergebnisse CO₂-Emission Brennstoff, CO₂-Emission Strombezug, CO₂-Emission Einsparung, CO₂-Emission gesamt

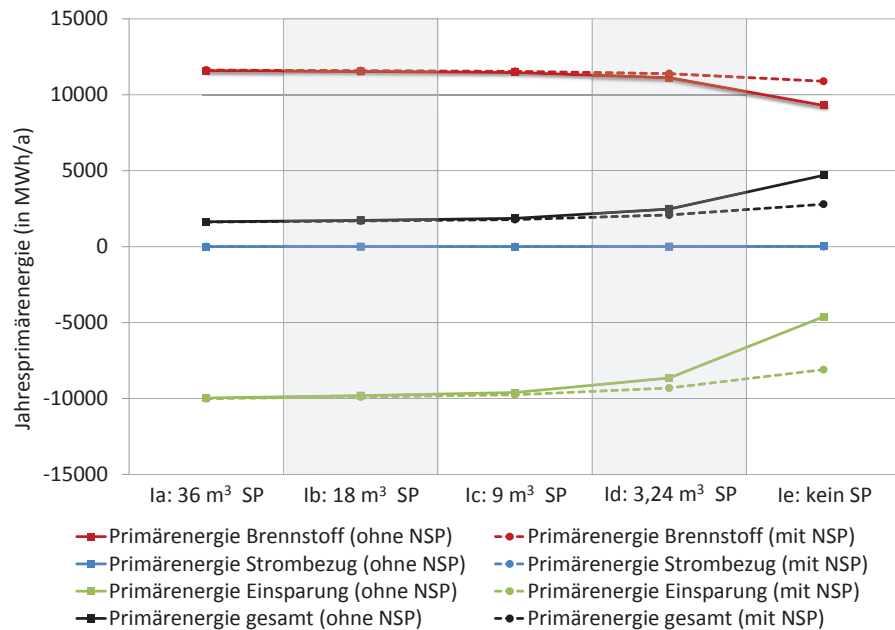


Abb. B.35: Jahresoptimierung bei Maximierung des Deckungsbeitrags, Variante I: Ergebnisse Primärenergie Brennstoff, Primärenergie Strombezug, Primärenergie Einsparung, Primärenergie gesamt

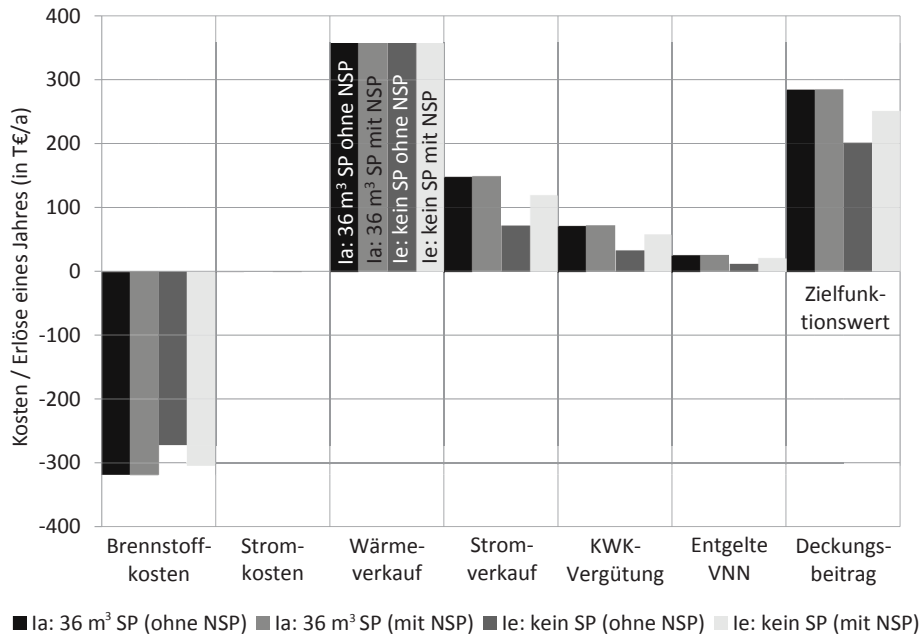


Abb. B.36: Jahresoptimierung bei Maximierung des Deckungsbeitrags, Varianten Ia u. Ic: Ergebnisse Kosten Brennstoff, Kosten Strom, Erlöse Wärmeverkauf, Erlöse Stromverkauf, Erlöse KWK-Vergütung, Erlöse Entgelte vermiedene Netznutzung u. Deckungsbeitrag

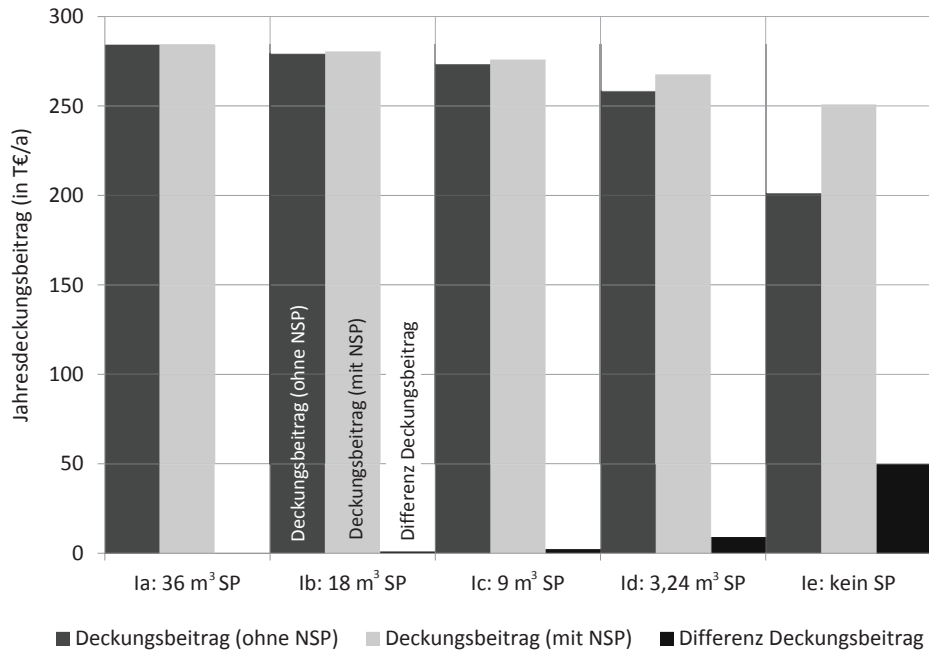


Abb. B.37: Jahresoptimierung bei Maximierung des Deckungsbeitrags, Variante I: Ergebnisse Deckungsbeitrag im Vergleich mit und ohne Nutzung der Netzspeicherung

Variante		aktive Netzspeicherung	
		Thermische Verluste Netz (in MWh/a)	
		Pumpenergie (in MWh/a)	
		ØVorlauftemperatur (in %)	
		ØNetzspeicherleistung (in kW)	
La	nein	481,0	9,2
	ja	504,6	7,9
Ie	nein	481,0	9,2
	ja	502,3	8,1
		85,0	7,24
		92,8	31,15
		85,0	7,24
		92,0	64,46

Tabelle B.15: Jahresoptimierung bei Minimierung der CO_2 -Emission, Varianten Ia und Ie: Ergebnisse Netzspeicherung

Variante		aktive Netzspeicherung	
		Elektrische Energie BHKW (in MWh/a)	
		Thermische Energie BHKW (in MWh/a)	
		Brennstoffenergie BHKW (in MWh/a)	
		Volllaststunden BHKW (in h/a)	
		ØElektrischer Wirkungsgrad BHKW (in %)	
		ØThermischer Wirkungsgrad BHKW (in %)	
		Thermische Energie Kessel (in MWh/a)	
		Brennstoffenergie Kessel (in MWh/a)	
		Volllaststunden Kessel (in h/a)	
		ØThermischer Wirkungsgrad Kessel (in %)	
La	nein	3458	4365
	ja	3480	4391
		9162	9218
		6701	6743
		38	38
		48	48
		1288	1284
		1424	1419
		515	514
		91	91
Ie	nein	1605	2062
	ja	2815	3712
		4303	7676
		3110	5454
		37	37
		48	48
		3591	1962
		4176	2271
		1436	785
		86	86

Tabelle B.16: Jahresoptimierung bei Minimierung der CO_2 -Emission, Varianten Ia und Ie: Ergebnisse Erzeuger

Variante		aktive Netzspeicherung	Kosten Brennstoff (in T€/a)	Kosten Strombezug (in T€/a)	Erlöse Wärmeverkauf (in T€/a)	Erlöse Stromverkauf (in T€/a)	Erlöse KWK-Vergütung (in T€/a)	Erlöse VNN (in T€/a)	Deckungsbeitrag (in T€/a)
Ia	nein		319,4	0,2	356,9	140,9	72,5	26,2	276,9
	ja		319,2	0,1	356,9	141,7	72,9	26,4	277,0
Ie	nein		272,5	0,6	356,9	71,0	33,6	12,2	200,5
	ja		305,2	0,2	356,9	117,4	59,0	21,3	249,1

 Tabelle B.17: Jahresoptimierung bei Minimierung der CO_2 -Emission, Varianten Ia und Ie: Ergebnisse Kosten, Erlöse und Deckungsbeitrag

Variante		aktive Netzspeicherung	CO_2 Brennstoff (in t/a)	CO_2 Strombezug (in t/a)	CO_2 Einsparung (in t/a)	CO_2 gesamt (in t/a)	Primärenergie Brennstoff (in MWh/a)	Primärenergie Strombezug (in MWh/a)	Primärenergie Einsparung (in MWh/a)	Primärenergie gesamt (in MWh/a)
Ia	nein		2127,7	0,8	2832,8	-704,3	11644,2	3,6	10075,4	1572,5
	ja		2138,1	0,3	2851,2	-712,8	11700,8	1,6	10140,5	1561,8
Ie	nein		1704,2	2,3	1313,6	392,9	9326,6	10,4	4672,1	4664,9
	ja		1999,3	0,7	2305,5	-305,5	10941,4	3,2	8199,7	2744,9

 Tabelle B.18: Jahresoptimierung bei Minimierung der CO_2 -Emission, Varianten Ia und Ie: Ergebnisse CO_2 -Emissionen und Primärenergie

Variante		aktive Netzspeicherung	Thermische Verluste Netz (in MWh/a)	Pumpenergie (in MWh/a)	\varnothing Vorlauftemperatur (in %)	\varnothing Netzspeicherleistung (in kW)
Ia	nein		481,0	9,2	85,00	7,24
	ja		513,3	7,5	95,68	15,22
Ie	nein		481,0	9,2	85,00	7,24
	ja		503,4	8,0	92,40	65,82

Tabelle B.19: Jahresoptimierung bei Minimierung der Primärenergie, Varianten Ia und Ie: Ergebnisse Netzspeicherung

Variante		aktive Netzspeicherung									
Ia	nein	3456	4365	9160	6697	38	48	1288	1424	515	91
	ja	3484	4399	9233	6751	38	48	1284	1419	514	91
Ie	nein	1605	2062	4303	3110	37	48	2816	3714	1436	86
	ja	2815	3717	7679	5457	37	48	1961	2271	784	86
		Elektrische Energie BHKW (in MWh/a)									
		Thermische Energie BHKW (in MWh/a)									
		Brennstoffenergie BHKW (in MWh/a)									
		Volllaststunden BHKW (in h/a)									
		ØElektrischer Wirkungsgrad BHKW (in %)									
		ØThermischer Wirkungsgrad BHKW (in %)									
		Thermische Energie Kessel (in MWh/a)									
		Brennstoffenergie Kessel (in MWh/a)									
		Volllaststunden Kessel (in h/a)									
		ØThermischer Wirkungsgrad Kessel (in %)									

Tabelle B.20: Jahresoptimierung bei Minimierung der Primärenergie, Varianten Ia und Ie: Ergebnisse Erzeuger

Variante		aktive Netzspeicherung									
Ia	nein	319,3	0,2	356,9	142,1	72,4	26,2	278,1			
	ja	321,3	0,1	356,9	143,4	73,0	26,4	278,4			
Ie	nein	272,5	0,6	356,9	71,0	33,6	12,2	200,5			
	ja	305,3	0,2	356,9	117,5	59,0	21,4	249,2			
		Kosten Brennstoff (in T€/a)									
		Kosten Strombezug (in T€/a)									
		Erlöse Wärmeverkauf (in T€/a)									
		Erlöse Stromverkauf (in T€/a)									
		Erlöse KWK-Vergütung (in T€/a)									
		Erlöse VNN (in T€/a)									
		Deckungsbeitrag (in T€/a)									

Tabelle B.21: Jahresoptimierung bei Minimierung der Primärenergie, Varianten Ia und Ie: Ergebnisse Kosten, Erlöse und Deckungsbeitrag

Variante		CO_2 Brennstoff (in t/a)	CO_2 Strombezug (in t/a)	CO_2 Einsparung (in t/a)	CO_2 gesamt (in t/a)	Primärenergie Brennstoff (in MWh/a)	Primärenergie Strombezug (in MWh/a)	Primärenergie Einsparung (in MWh/a)	Primärenergie gesamt (in MWh/a)
Ia	nein	2127.3	0,8	2831.1	-703.0	11642.1	3,6	10069.4	1576.3
	ja	2141.0	0,3	2854.7	-713.4	11717.1	1.5	10153.2	1565.3
Ie	nein	1704.2	2,3	1313,6	392,9	9326,6	10,4	4672,1	4664,9
	ja	2000.0	0,7	2306.7	-306.0	10945.1	3,2	8204.1	2744.2

Tabelle B.22: Jahresoptimierung bei Minimierung der Primärenergie, Varianten Ia und Ie: Ergebnisse CO_2 -Emissionen und Primärenergie

Variante		Thermische Verluste Netz (in MWh/a)	Pumpenergie (in MWh/a)	\varnothing Vorlauftemperatur (in %)	\varnothing Netzspeicherleistung (in kW)
IIa	nein	481,0	9,2	85,0	7,24
	ja	509,1	7,7	94,3	43,58
IIb	nein	481,0	9,2	85,0	7,24
	ja	508,7	7,7	94,2	54,24
IIc	nein	481,0	9,2	85,0	7,24
	ja	508,4	7,7	94,0	76,74
IId	nein	481,0	9,2	85,0	7,24
	ja	506,3	7,8	93,4	81,35
IIe	nein	481,0	9,2	85,0	7,24
	ja	508,6	7,7	94,1	66,90

Tabelle B.23: Jahresoptimierung bei Maximierung des Deckungsbeitrags, Variante II: Ergebnisse Netzspeicherung

Variante		aktive Netzspeicherung											
		Elektrische Energie BHKW (in MWh/a)		Thermische Energie BHKW (in MWh/a)		Brennstoffenergie BHKW (in MWh/a)		Volllaststunden BHKW (in h/a)		ØElektrischer Wirkungsgrad BHKW (in %)		ØThermischer Wirkungsgrad BHKW (in %)	
		Thermische Energie Kessel (in MWh/a)		Brennstoffenergie Kessel (in MWh/a)		Volllaststunden Kessel (in h/a)		ØThermischer Wirkungsgrad Kessel (in %)					
IIa	nein	4322	5515	11533	4187	37	48	138	153	81	90		
	ja	4357	5552	11615	4221	38	48	127	141	75	90		
IIb	nein	4230	5450	11359	4099	37	48	203	225	119	90		
	ja	4290	5450	11483	4157	37	48	180	199	106	90		
IIc	nein	3607	4906	10040	3494	36	49	747	839	439	89		
	ja	4061	5418	11161	3934	36	49	260	290	153	90		
IId	nein	2457	3253	6718	2380	37	48	2370	2703	1394	88		
	ja	2853	3816	7854	2764	36	49	1861	2112	1095	88		
IIe	nein	402	533	1100	390	37	48	5285	5948	3109	89		
	ja	2415	3184	6585	2402	37	48	2476	2820	1457	88		

Tabelle B.24: Jahresoptimierung bei Maximierung des Deckungsbeitrags, Variante II: Ergebnisse Erzeuger

Variante		aktive Netzspeicherung						
		Kosten Brennstoff (in T€/a)	Kosten Strombezug (in T€/a)	Erlöse Wärmeverkauf (in TEuro/a)	Erlöse Stromverkauf (in T€/a)	Erlöse KWK- Vergütung (in T€/a)	Erlöse VNN (in T€/a)	Deckungsbeitrag (in T€/a)
IIa	nein	344,8	0,5	356,9	198,6	90,6	32,8	333,6
	ja	346,8	0,4	356,9	201,4	91,4	33,1	335,6
IIb	nein	342,2	0,5	356,9	186,4	88,7	32,1	321,5
	ja	344,9	0,4	356,9	190,6	90,0	32,6	324,7
IIc	nein	324,8	0,4	356,9	159,4	75,6	27,4	294,0
	ja	338,6	0,3	356,9	177,0	85,2	30,8	310,9
IId	nein	292,1	0,6	356,9	111,8	51,5	18,6	246,1
	ja	304,9	0,4	356,9	128,9	59,8	21,6	261,9
IIe	nein	240,1	1,2	356,9	19,0	8,4	3,0	146,0
	ja	292,3	0,5	356,9	109,9	50,6	18,3	242,9

Tabelle B.25: Jahresoptimierung bei Maximierung des Deckungsbeitrags, Variante II: Ergebnisse Kosten, Erlöse und Deckungsbeitrag

Variante	aktive Netzspeicherung	CO_2 Brennstoff (in t/a)	CO_2 Strombezug (in t/a)	CO_2 Einsparung (in t/a)	CO_2 gesamt (in t/a)	Primärenergie Brennstoff (in MWh/a)	Primärenergie Strombezug (in MWh/a)	Primärenergie Einsparung (in MWh/a)	Primärenergie gesamt (in MWh/a)
IIa	nein	2348,8	2,0	3543,6	-1192,8	12854,3	9,1	12603,3	260,1
	ja	2363,0	1,8	3573,1	-1208,2	12932,0	8,3	12708,2	232,1
IIb	nein	2328,6	1,9	3468,3	-1137,8	12743,4	8,7	12335,6	416,5
	ja	2348,0	1,6	3518,2	-1168,7	12849,5	7,2	12513,1	343,5
IIc	nein	2186,7	1,7	2955,9	-767,5	11967,2	7,8	10513,1	1461,9
	ja	2301,6	1,4	3329,5	-1026,5	12595,9	6,3	11842,0	760,3
IIId	nein	1893,6	2,5	2013,0	-116,9	10363,2	11,5	7159,6	3215,1
	ja	2003,2	1,7	2338,6	-333,7	10962,7	7,9	8317,5	2653,1
IIe	nein	1416,5	4,7	329,3	1091,9	7752,1	21,2	1171,3	6602,0
	ja	1890,3	2,0	1979,0	-86,7	10345,0	9,1	7038,7	3315,4

Tabelle B.26: Jahresoptimierung bei Maximierung des Deckungsbeitrags, Variante II:
Ergebnisse CO_2 -Emissionen und Primärenergie

C. Teil 3

C.1. Modell des thermoaktiven Bauelements

C.1.1. Definition des physikalischen Modellansatzes

Die Aufgabe besteht darin, ein reales dreidimensionales Problem durch die Lösung eines zweidimensionalen Problems zu approximieren. Die Wärmeausbreitung in der Wandkonstruktion erfolgt, wie in Abb. C.1 idealisiert dargestellt, in der x-y-Ebene. Die Bestandwand kann durch einen repräsentativen Ausschnitt abgebildet werden, der von der Symmetrie des Systems Gebrauch macht.

Der Durchfluss durch das Rohrregister findet dagegen in z-Richtung statt. Es ergibt sich, bedingt durch die Wärmeübergabe an der Mantelfläche des Rohres an die Wand, eine Differenz aus zu- und abgeführter Wärmemenge in z-Richtung. Die Temperaturdifferenz zwischen Zu- und Abfluss (Vorlauf- und Rücklaufftemperatur des Wandelements) wird umso größer sein, je schneller die Wärme in das Wandvolumen abgeführt werden kann. Dafür sind die Parameter Wärmeleitfähigkeit und Wärmekapazität des Speichermediums entscheidend.

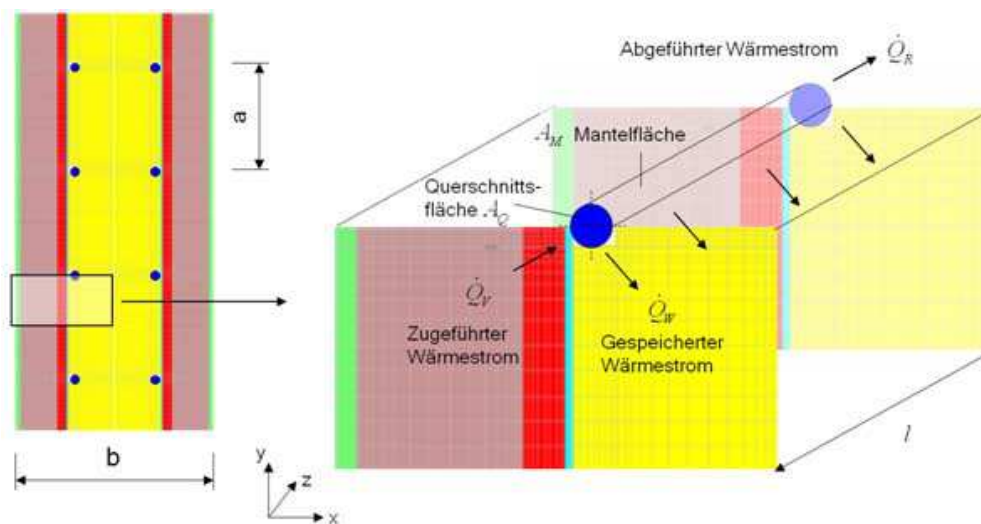


Abb. C.1: Modellansatz für die Beladung einer Baukonstruktion mit Wärme

Um das Problem in eine mathematisch lösbare Form zu überführen, muss die Wärmeübergabe von dem Rohr an die Wand detailliert beschrieben werden. Die Anwendung einer Randbedingung dritter Art erfordert die Definition einer mittleren Fluidtemperatur über die Rohrlänge und eines Wärmeübergabekoeffizienten α . Der einfachste Ansatz für die mittlere Fluidtemperatur ϑ_M besteht in der arithmetischen Mittelung von Vorlauf- und Rücklaufftemperatur, ϑ_V und ϑ_R . Weitere Ansätze, z.B. exponentieller Art, sind denkbar und sollen später in die Betrachtung einbezogen werden. Der Wärmeübergabekoeffizient wird durch die Temperaturdifferenz über die Rohrwandung definiert. Die Temperatur an der Außenseite des Rohres wird als Speichertemperatur ϑ_S bezeichnet. Die an das Medium abgegebene Wärmestromdichte q_S lässt sich dann entsprechend Gleichung C.1 schreiben.

$$q_S = \alpha \cdot \Delta\vartheta \quad (\text{C.1})$$

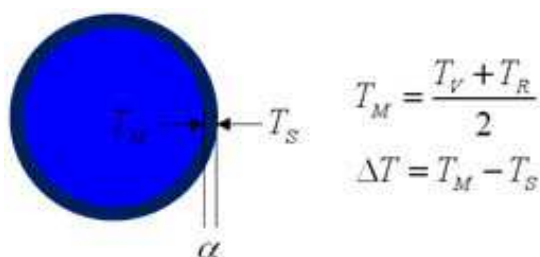


Abb. C.2: Definition der Wärmeübergabe am Rohr mit einer mittleren Fluidtemperatur

Mit dem Massenstrom ρv durch den Rohrquerschnitt und der spezifischen Wärmekapazität c des Fluids lässt sich die Energiebilanz über die Mantelfläche des Rohres (C.2) formulieren und mit $A = \pi r^2$ und $A = 2\pi r l$ nach der Rücklauf-temperatur auflösen (C.3).

$$\dot{Q}_S = \dot{Q}_V - \dot{Q}_R \quad (\text{C.2})$$

$$\alpha \cdot \Delta\vartheta \cdot A_M = \rho v \cdot c(\vartheta_V - \vartheta_R) \cdot A_Q$$

$$\vartheta_R = \frac{(\rho v \cdot cr - \alpha l) \cdot \vartheta_V + 2\alpha l \cdot \vartheta_S}{\rho v \cdot cr + \alpha l} \quad (\text{C.3})$$

Die Rücklauf-temperatur ergibt sich nach diesem Modellansatz aus dem Massenstrom, der Vorlauf-temperatur und der Speichertemperatur. Der Test der Grenzwerte des Modells liefert plausible Werte, wie aus den nachfolgenden Gleichungen ersichtlich ist.

$$\rho v \rightarrow 0 : \quad \vartheta_R = 2\vartheta_S - \vartheta_V = \vartheta_R$$

$$\rho v \rightarrow \infty : \quad \vartheta_R = \vartheta_V$$

$$\alpha l \rightarrow 0 : \quad \vartheta_R = \vartheta_V$$

$$\alpha l \rightarrow \infty : \quad \vartheta_R = 2\vartheta_S - \vartheta_V = \vartheta_R$$

In der Simulation kann die Energiebilanz des Rohres folgendermaßen benutzt werden:

1. Definition einer Randbedingung "HEATCOND" des Typs "HEATPIPE"
2. Vorgabe der Parameter r , l , c , α
3. Vorgabe der Massenstromdichte als Zeitreihe $\rho v = f(t)$
4. Vorgabe der Vorlauf-temperatur als Zeitreihe $\vartheta_V = f(t)$
5. Zuweisung der Randbedingung im Bereich des Rohres

Mit einer Testrechnung (Beladung über 1h mit $\vartheta_V = 40^\circ\text{C}$, Raumtemperatur $\vartheta_R = 20^\circ\text{C}$) soll das Modell in einem ersten Schritt überprüft werden. Folgende Modellparameter werden dabei angesetzt:

Modellparameter	Wert
r	8 mm
l	5 m
α	30.000 W/m ² K
c	4200 J/kgK
ϑ_V	40 °C
ρv	1.000 kg/m ³ · 0.1 m/s = 100 kg/m ² s

Tabelle C.1: Modellparameter

In der nachfolgenden Abbildung C.3 ist die zeitliche Entwicklung des Temperaturfeldes über einen Zeitraum von einer Stunde dargestellt. Wie zu erwarten war, stellt sich die Vorlauftemperatur von $\vartheta = 40^\circ\text{C}$ im Wärmespeicher ein. Durch die Wärmedämmung fließt zwar ein Teil der Wärme ab, ihre Temperatur ändert sich aber nicht wesentlich.

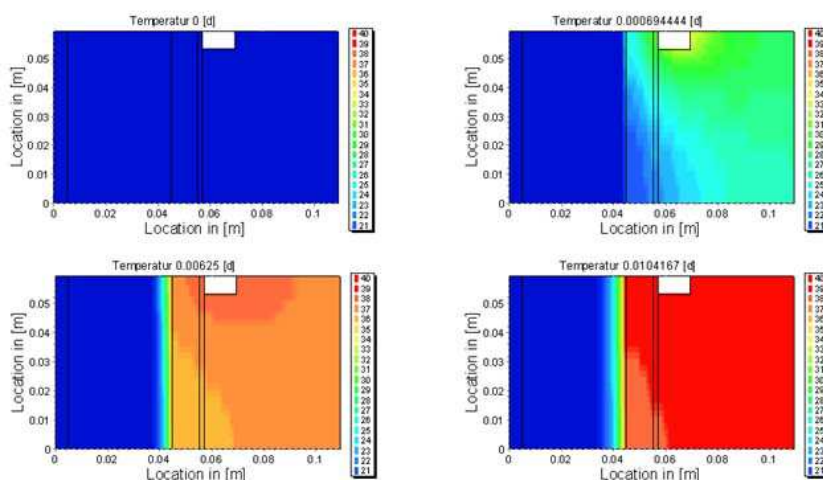


Abb. C.3: Beladung der Wandkonstruktion mit vorgegebenem Massenstrom und Vorlauftemperatur

Zur Kontrolle ist die gespeicherte Wärmemenge über den Zeitraum betrachtet. Delphin 5 verfügt über die Funktionalität, um den Wärmestrom über den Rand, an dem die Randbedingung zugewiesen wurde, zu berechnen. Aus dem räumlich-zeitlichen Integral der Wärmestromdichte ergibt die gespeicherte Wärmemenge (C.4). Dabei ist zu beachten, dass die mittlere Fluidtemperatur ϑ_M als zeitabhängige Größe vorliegt, aber die Speichertemperatur ϑ_S von der Zeit und den räumlichen Koordinaten abhängt.

$$Q(t) = \int \vartheta_{\Delta t} \in \vartheta_{A_M} \alpha (\vartheta_M(t) - \vartheta_S(x, y, t)) \cdot dA dt \quad (\text{C.4})$$

Der zeitliche Verlauf der Funktion (C.4) ist in Abb. C.4 dargestellt. Die Kurve stellt die integrale Wärmemenge dar, die durch ein Halbrohr der Länge von $l = 1\text{ m}$ im Verlauf einer Stunde an die Wand abgegeben wurde.

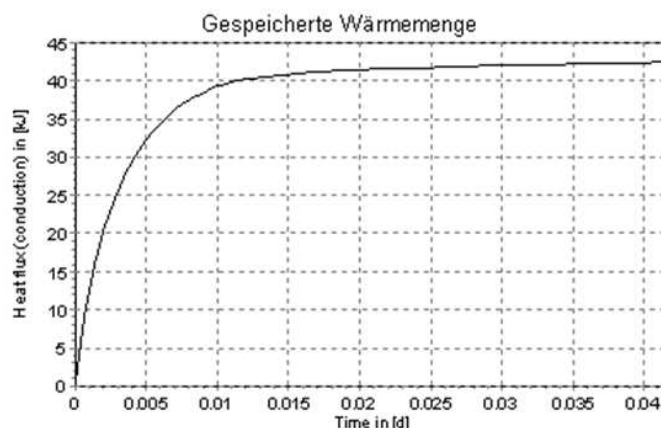


Abb. C.4: Beladung der Wandkonstruktion bei gegebenen Massenstrom und Vorlauftemperatur

Der obige Ansatz zeigt zunächst plausible Ergebnisse. Das Temperaturfeld entwickelt sich wie erwartet und die Beladungskurve liegt in der richtigen Größenordnung. Diese Aussage lässt sich aber nicht genau überprüfen, weil die gezielte Beladung des Wandspeichers mit einer vorgegebenen Wärmemenge im Rahmen dieses Modellansatzes nicht vorgesehen und daher auch nicht möglich ist. Das deutet auf eine Schwäche des Modells hin und lässt erwarten, dass das Modell in dieser Form nicht praktikabel ist. Um diese Schwäche zu beheben, soll in einem weiteren Schritt die Möglichkeit geschaffen werden, eine einzuspeisende Wärmemenge vorzugeben.

C.1.2. Erweiterung des Modellansatzes durch Einspeisung von Wärme in einen Fluidkreislauf

Ziel der Modellerweiterung ist es, die Einspeisung einer bestimmten Wärmemenge pro Zeiteinheit (als diskrete zeitabhängige Größe) in einen Kreislauf, der mit dem Wandelement verbunden ist, zu implementieren. Dadurch ändern sich die Abhängigkeiten der Größen: die Vorlauftemperatur vom Einspeiser zum Speicher ist keine Eingabegröße mehr, sondern muss in der Simulation berechnet werden. Die Rücklauftemperatur nach (C.3) kann dann nicht mehr wie bisher für jedes Volumenelement einzeln berechnet werden, sondern muss für die Gesamtheit der selektierten Elemente einheitlich erfolgen. Dazu ist es notwendig, eine mittlere Speichertemperatur zu definieren. Gleichung (C.5) überführt die zeit- und ortsabhängige Speichertemperatur in eine nur noch zeitabhängige mittlere Speichertemperatur.

$$\bar{\vartheta}_S(t) = \frac{1}{V} \int \vartheta_V \vartheta_S(x, y, t) \cdot dV \quad (\text{C.5})$$

Die entsprechende Funktionalität dafür wurde in Delphin5-Programmbibliothek implementiert. Die Definition des Integrationsgebietes erfolgt grafisch wie bisher durch die Zuweisung der Randbedingung HEATCOND des Typs HEATPIPE zum diskretisierten Konstruktionsgitter. Im nächsten Schritt kann ein Fluidkreislauf definiert werden. Das Konzept sieht einen zunächst virtuellen Einspeiser entsprechend Abb. C.5 vor, von dem nur die Einspeiseleistung \dot{Q}_H bekannt ist. Bei Wärmespeicherung ist die Leistung negativ, bei Entzug positiv definiert.

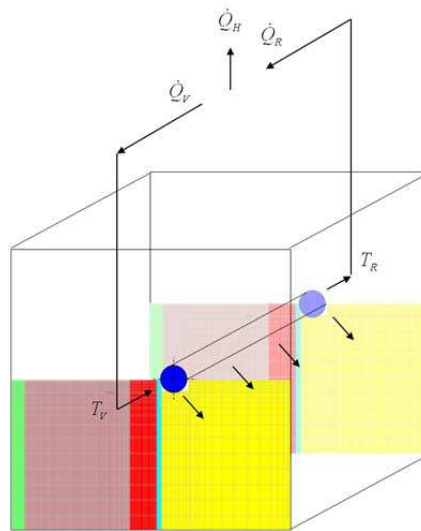


Abb. C.5: Fluidkreislauf zur Einspeisung von Energie und deren Übertragung in den Speicher

Mit der Energiebilanz nach Gl. C.7 gewinnt man die neue Vorlauftemperatur nach Gleichung (C.8). Damit hängen sowohl Rück- als auch Vorlauftemperatur im System von dem zeitlichen Verhalten des Einspeisers und des Speichers ab. Das dynamische Verhalten von Wandspeichern lässt sich dadurch realistischer beschreiben.

$$\dot{Q}_H = \dot{Q}_R - \dot{Q}_V \quad (\text{C.6})$$

$$\dot{Q}_H = \rho v \cdot c(\vartheta_R - \vartheta_V) \cdot A_Q \quad (\text{C.7})$$

$$\vartheta_V = \vartheta_R - \frac{\dot{Q}_H}{\rho v \cdot c \cdot \pi r^2} \quad (\text{C.8})$$

Mit einer Testrechnung (Beladung über 1h mit 50 W, $\vartheta_R = 20^\circ\text{C}$) soll das Modell im nächsten Schritt überprüft werden. Folgende Modellparameter werden dabei angesetzt:

Modellparameter	Wert
r	8 mm
l	5 m
α	300 W/m ² K
c	4200 J/kgK
\dot{Q}_H	-50 W
ρv	1.000 kg/m ³ · 0.1 m/s = 100 kg/m ² s

Tabelle C.2: Modellparameter-2

In der nachfolgenden Abb. C.6 ist die zeitliche Entwicklung des Temperaturfeldes über einen Zeitraum von einer Stunde dargestellt. Das Temperaturfeld entwickelt sich ähnlich wie im ersten Test (vgl. Abb. C.3).

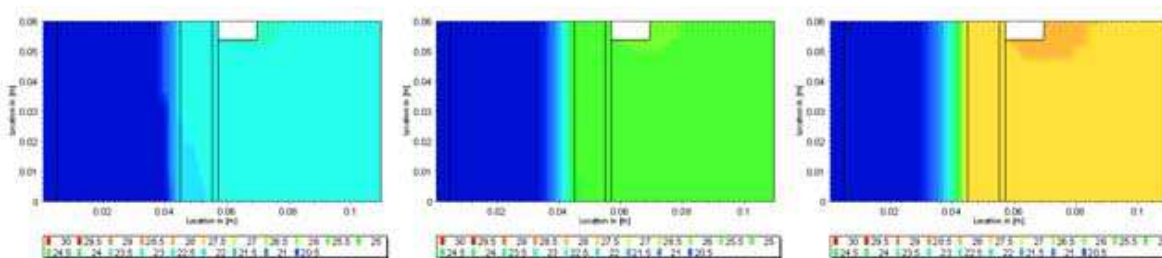


Abb. C.6: Beladung der Wandkonstruktion mit vorgegebenem Massenstrom und Leistung

Zur Kontrolle ist wiederum die gespeicherte Wärmemenge über den Zeitraum betrachten. Aus dem zeitlichen Integral der mittleren Wärmestromdichte ergibt die gespeicherte Wärmemenge (C.9). Die mittlere Fluidtemperatur ϑ_M und die mittlere Speichertemperatur $\bar{\vartheta}_S$ liegen als zeitabhängige Größe vor.

$$Q(t) = A_M \cdot \epsilon \vartheta_{\Delta,t} \alpha (\vartheta_M(t) - \bar{\vartheta}_S(t)) \cdot dt \quad (\text{C.9})$$

Der zeitliche Verlauf der Funktion (C.9) ist in Abb. C.7 dargestellt. Die Kurve stellt wieder die Wärmemenge dar, die durch ein Halbrohr der Länge $l = 1$ m im Verlauf einer Stunde an die Wand abgegeben wurde. Im Unterschied zum ersten Test ist hier der Verlauf nahezu linear. Das war zu erwarten und lässt sich durch die zeitliche Änderung der Temperaturen im Kreislauf erklären. Mit konstanter Einspeisung steigen sowohl Vor- als auch Rücklafterperatur gleichermaßen wie die Temperatur im Speicher. Damit ist ein linearer Verlauf der gespeicherten Wärmemenge plausibel. Die Erweiterung des Modells zeigt plausible Ergebnisse. Die Überprüfung mit den verwendeten Parametern sowie die Abb. C.7 zeigen einen übereinstimmenden Endwert.

$$\frac{1}{2} \cdot \frac{50 \text{ W} \cdot 3600 \text{ s}}{5 \text{ m}} = 18 \text{ kJ/m} \quad (\text{C.10})$$

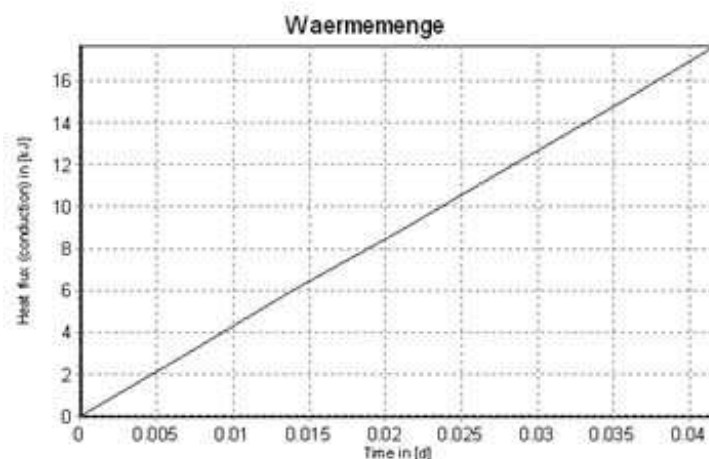


Abb. C.7: Beladung der Wandkonstruktion bei vorgegebenen Massenstrom und Einspeisungsleistung.

Mit dem bisher diskutierten Modellansatz ist es möglich, realistisch einen Wandspeicher zu beladen oder zu entladen. Allerdings wird bisher nichts über die Art und Funktionsweise des Einspeisers ausgesagt. Es wäre im Rahmen einer Erweiterung des Modells aber auch möglich, das konkrete Verhalten eines Anlagenelements vorzugeben.

C.1.3. Erweiterung des Modellansatzes durch eine Wärmepumpe

Ziel des zweiten Schrittes der Modellerweiterung ist es, eine Wärmepumpe als Beispiel eines konkreten Anlagenelements zu verwenden. Die entsprechende Funktionalität dafür wurde in Delphin5-Programmibibliothek implementiert. Die Wärmepumpe wird durch elektrischen Strom betrieben, der sich zur entzogenen thermischen Leistung addiert (Abb. C.8). Die abgegebene thermische Leistung ergibt sich nach Gleichung (C.11).

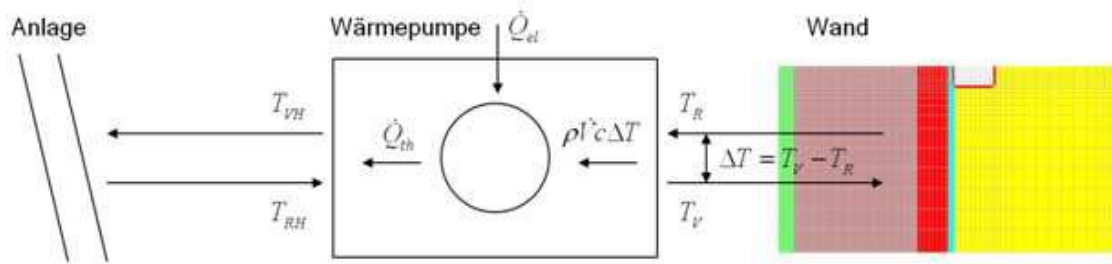


Abb. C.8: Skizze zur Energiebilanz einer Wärmepumpe als konkrete Umsetzung eines virtuellen Einspeisers

Mit der Energiebilanz nach Gleichung (C.11) und der Definition des COP-Wertes nach Gleichung (C.12) errechnen sich die elektrische Leistung nach (C.13) und die Vorlauftemperatur nach Gleichung (C.14). Neue Eingabeparameter sind die Vorlauftemperatur zu Berechnungsbeginn (Anfangsbedingung), die thermische Leistung und der COP-Wert der Wärmepumpe.

$$\dot{Q}_{th} = \dot{Q}_{el} + \rho v \cdot c (\vartheta_R - \vartheta_V) \cdot A_Q \quad (C.11)$$

$$COP(\vartheta) = \frac{\dot{Q}_{th}}{\dot{Q}_{el}} = 1 + \frac{\rho v \cdot c (\vartheta_R - \vartheta_V) \cdot A_Q}{\dot{Q}_{el}} \quad (C.12)$$

$$\dot{Q}_{el} = \frac{\dot{Q}_{th}(\vartheta_0)}{COP(\vartheta_0)} \quad (C.13)$$

$$\vartheta_V = \vartheta_R - \frac{(COP(\vartheta_R) - 1) \cdot \dot{Q}_{el}}{\rho v \cdot c \cdot \pi r^2} \quad (C.14)$$

$$\left. \begin{array}{l} \vartheta_V(t=0) \\ \dot{Q}_{th}(\vartheta_0) \\ COP(\vartheta_0) \end{array} \right\} \text{Eingaben}$$

Es verbleibt die Aufgabe, den COP-Wert als Funktion der Temperatur zu definieren. Zweckmäßig ist ein Polynomansatz zweiten Grades entsprechend Gleichung (C.15), dessen Koeffizienten aus den Eingabeparametern bestimmt werden können, wie in der Grafik in Abb. C.9 dargestellt wird.

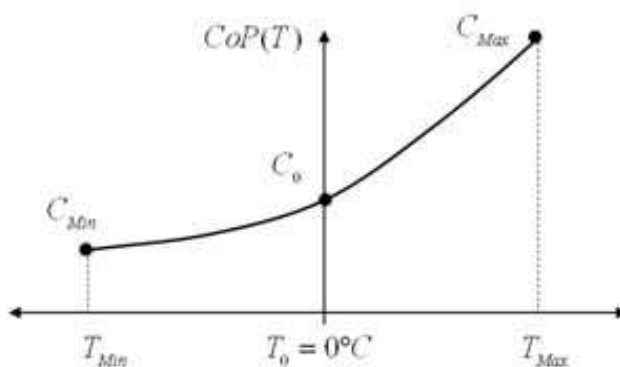


Abb. C.9: COP-Wert einer Wärmepumpe als Funktion der Rücklauftemperatur

$$COP(\vartheta) = a + b \cdot \vartheta + c \cdot \vartheta^2 \quad (C.15)$$

$$a = C_0$$

$$b = \frac{C_{Max} - C_{Min}}{\vartheta_{Max} - \vartheta_{Min}} - c \cdot \frac{\vartheta_{max}^2 - \vartheta_{Min}^2}{\vartheta_{Max} - \vartheta_{Min}}$$

$$c = \frac{C_{Min}\vartheta_{Max} - \vartheta_{Min}C_{Max} - C_0(\vartheta_{Max} - \vartheta_{Min})}{\vartheta_{Min}^2\vartheta_{Max} - \vartheta_{Min}\vartheta_{Max}^2}$$

Als Standardwerte werden folgende Zahlenwerte vorgegeben:

$$\begin{aligned} \vartheta_{Min} &= -10^\circ\text{C} & \vartheta_0 &= 0^\circ\text{C} & \vartheta_{Max} &= 30^\circ\text{C} \\ C_{Min} &= 3 & C_0 &= 4 & C_{Max} &= 8 \end{aligned}$$

Mit einer Testrechnung (Entladung über 1h mit 50 W, $\vartheta_R = 20^\circ\text{C}$) soll das Modell im nächsten Schritt überprüft werden. Folgende Modellparameter werden dabei angesetzt:

Modellparameter	Wert
r	8 mm
l	5 m
α	300 W/m ² K
c	4200 J/kgK
\dot{Q}_H	50 W
ρv	1.000 kg/m ³ · 0.1 m/s = 100 kg/m ² s
$\dot{Q}_{th}(\vartheta_0)$	50 W

Tabelle C.3: Modellparameter-3

In der nachfolgenden Abb. C.10 ist die zeitliche Entwicklung des Temperaturfeldes über einen Zeitraum von einer Stunde dargestellt. Das Temperaturfeld entwickelt sich jetzt natürlich umgekehrt wie im zweiten Test in Abb. C.6. Der Wärmeentzug verursacht eine Abkühlung.

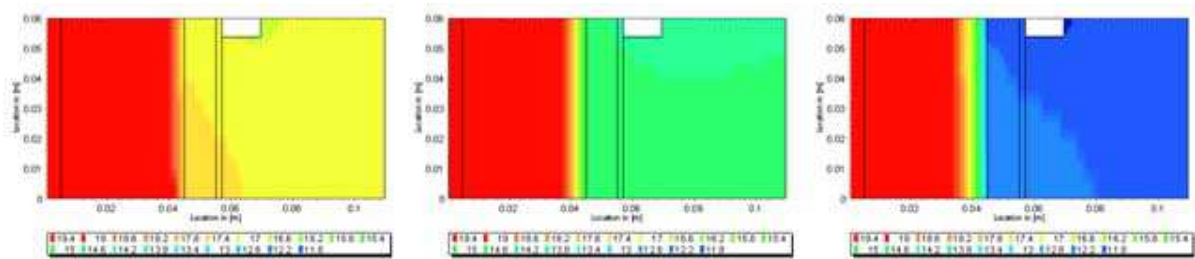


Abb. C.10: Entladung der Wandkonstruktion mit vorgegebenem Massenstrom und Leistung bei Verwendung einer Wärmepumpe

Zur Kontrolle ist wiederum die (negative) gespeicherte Wärmemenge über den Zeitraum betrachten. Aus dem zeitlichen Integral der mittleren Wärmestromdichte ergibt sich die entzogene Wärmemenge. Der zeitliche Verlauf ist in Abb. C.11 dargestellt. Der nahezu lineare Verlauf war zu erwarten und ist unter Beachtung des COP-Wertes der Wärmepumpe in Ordnung.

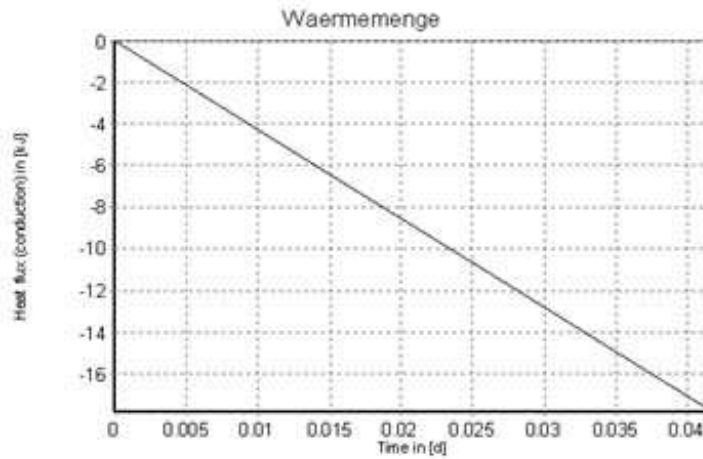


Abb. C.11: Entladung der Wandkonstruktion bei vorgegebenen Massenstrom und Entnahmelistung bei Verwendung einer Wärmepumpe.

D. Veröffentlichungen

1. Seifert, J.; Felsmann, C.: „Potenzial und Perspektiven von Heizungswärmepumpen in Deutschland“, Energiewirtschaftliche Tagesfragen „et“, Heft 10, 2010
2. Hess, T., Seifert, J., Schegner, P.: „Comparison of static and dynamic simulation for combined heat and power micro units“, 17th Power Systems Computation Conference in Stockholm Sweden, 08/2011
3. Groß, S.: „Untersuchung der Netzspeicherfähigkeit von Fernwärmenetzen und Integration in die Einsatzoptimierung von Wärmeerzeugern“, Aktuelle Beiträge zur Technischen Thermodynamik, Energietechnik und Fernwärmeversorgung, AGFW Sonderveröffentlichung, 2011, ISBN 3-89999-021-8
4. Seifert, J.; Meinzenbach, A.; Seidel, P.: „Mikro-Kraft-Wärme-Kopplungssysteme - ein Statusbericht“ uroHeat & Power 1-2 (2012), S. 36 - 41
5. Schach, R.; Schmuck, M.: „Innovative Wärmeversorgung für Gebäude. Langzeit-Wärmespeicher für intelligentes Energiemanagement“, Dresdner Transferbrief Ausgabe 2/2012, Thema: Energiespeicherung, S. 11
6. Groß, S.; Felsmann, C.: „Untersuchung der Speicherfähigkeit von Fernwärmenetzen“, EuroHeat&Power 1-2 (2012), S.44-47
7. Schmuck, M.: „Kostenkennwerte verschiedener Konstruktionen von Langzeit-Wärmespeichern - Auswertung von ausgewählten Referenzprojekten“, 23. Assistententreffen der Bereiche Bauwirtschaft, Baubetrieb, Bauverfahrenstechnik, Tagung an der RWTH Aachen University, 18. - 20. Juli 2012, Fortschritt-Berichte VDI, Reihe 4, Nr. 218, VDI-Verlag, Düsseldorf, 2012, S. 128 - 138. ISBN: 978-3-18-321804-2
8. Schmuck, M.: „Smart Energy Management - Einsatz von Langzeit-Wärmespeichern“, Konferenzband zum wissenschaftlichen Symposium im Rahmen der Russland-Wochen vom 18. - 19.06.2012 an der Technischen Universität Dresden, 2012, S. 38 - 39
9. Haas, D.; Robbi, S.: „Diskretes Gebäudemodell zur dynamischen thermohydraulischen Fernwärmesimulation“, Aktuelle Beiträge zur Technischen Thermodynamik, Energietechnik und Fernwärmeversorgung, AGFW Sonderveröffentlichung, 2011, ISBN 3-89999-021-8

Vorträge

1. Schach, R.: „Energiespeichersysteme für Gebäude“, Vortrag beim 5. IFM Symposium, 15.04.2010 in Dresden
2. Schach, R.; Schmuck, M.: „Energiespeichersysteme für Gebäude“, Vortrag im Rahmen des IFM Symposiums - Immobilien Facilities Management, Dresden (2010)
3. Seifert, J.: „Mikro-Kraft-Wärme-Kopplungssysteme - ein Statusbericht“, Vortrag 16. Dresdner Fernwärmekolloquium, 27.-28.09.2011
4. Groß, S.: „Möglichkeiten der Wärmespeicherung unter besonderer Berücksichtigung der Speicherfähigkeit von Fernwärmenetzen“, Vortrag 16. Dresdner Fernwärmekolloquium, 27.-28.09.2011 (Vortrag)
5. Groß, S.; Felsmann, C.: „Untersuchung der Speicherfähigkeit von Fernwärmenetzen und Auswirkungen auf die Einsatzplanung von Wärmeerzeugern“, 9. Fachtagung Optimierung in der Energiewirtschaft, 22.-23.11.2011, Nürtingen (Vortrag + Paper)
6. Meinzenbach, A.: „Mikro-BHKWs in der Gebäudeenergietechnik“, Vortrag 15. Hermann-Rietschel-Kolloquium, 11.-18.03.2012

7. Haas, D.; Robbi, S.; Felsmann, C.: „TRNSYS-TUD: Simulation von Wärmenetzen“, Symposium: Integrale Planung und Simulation in Bauphysik und Gebäudetechnik, 26.-28.03.2012, TU Dresden
8. Schmuck, M.: „Technologie und Kosten von Langzeit-Wärmespeichern“, Vortrag im Rahmen des WTC Kompetenztags - Immobilien und Facility Management, Dresden (2012)

Betreute Diplomarbeiten

1. Tischner, M.: „Thermische Energiespeicher außerhalb von Gebäuden“, Institut für Baubetriebswesen, TU Dresden, 2010
2. Reese, N.: „Entwicklung und Test von Elektroenergie Typ-Tagen auf Basis der Daten der Strombörse“, Institut für Energietechnik, TU Dresden, 2010
3. Jankowska, T.: „Dezentrale Anlagen zur Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) für die Energieversorgung von Wohngebäuden“, Institut für Baubetriebswesen, TU Dresden, 2010/2011
4. Schmidt, M.: „Untersuchung von Smart Energy Konzepten im Fernwärmemarkt auf Basis von elektronischen Wärmezählern“, Institut für Energietechnik, TU Dresden, 10-2011
5. Krause, M.: „Technologie und Wirtschaftlichkeit von Langzeit-Wärmespeichern“¹⁰⁷, Institut für Baubetriebswesen, TU Dresden, 2011
6. Dietze, J.: „Bewertung der Wirtschaftlichkeit von thermischen Langzeit-Energiespeichern“, Institut für Baubetriebswesen, TU Dresden, 2011/2012
7. Höhne, M.: „Innovative Konzepte für die Wärmeversorgung von Wohngebäuden“, Institut für Baubetriebswesen, TU Dresden, 2012
8. Scholz, C.: „Untersuchung der Auslegungskriterien thermischer Speicher beim Einsatz von Blockheizkraftwerken“, Institut für Bauklimatik, TU Dresden, 2012

¹⁰⁷Martin Krause erhielt für seine Diplomarbeit im Rahmen der Verleihung des Preises der Sächsischen Bauindustrie das Prädikat *Engere Wahl* und erhielt neben der Auszeichnung ein Preisgeld. Am Wettbewerb 2012 beteiligten sich laut Angaben des Bauindustrieverbands Sachsen/Sachsen-Anhalt e.V. 22 Bauingenieur- und Architekturabsolventen sächsischer Universitäten und Hochschulen mit 18 Diplom- bzw. Masterarbeiten.

Berichtsblatt

1. ISBN Oder ISSN	2. Berichtsart (Schlussbericht oder Veröffentlichung) Schlussbericht
3. Titel Smart Energy Management - Intelligentes Energiemanagement von Strom – Gas – Wärme - Kälte	
4. Autor(en) [Name(n), Vorname(n)] Felsmann, C; Seifert, J.; Meinzenbach, A.; Seidel, P.; Haupt, J.; Schinke, L.; Hass, D.; Groß, S.; Robbi, S.; Grunewald, J.; Schach, R.; Schmuck, M.; Schegner, P.; Hess, T.; Stachel, P.; Gasch, E.	5. Abschlussdatum des Vorhabens 31.07.2012
	6. Veröffentlichungsdatum Geplant
	7. Form der Publikation Technischer Bericht
8. Durchführende Institution(en) (Name, Adresse) Technische Universität Dresden Fakultät Maschinenwesen Institut für Energietechnik 01062 Dresden	9. Ber. Nr. Durchführende Institution -
	10. Förderkennzeichen 0327832C
	11. Seitenzahl 364
12. Fördernde Institution (Name, Adresse) Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) 53107 Bonn	13. Literaturangaben 262
	14. Tabellen 110
	15. Abbildungen 315
16. Zusätzliche Angaben -	
17. Vorgelegt bei (Titel, Ort, Datum) -	
18. Kurzfassung <p>Im Rahmen des abgeschlossenen Forschungsvorhabens wurde ein großes Themenfeld von der Energiebereitstellung im Gebäude bis zu Fernwärmenetzen bearbeitet. Neben der Grundlagenermittlung, in Hinblick auf das Betriebsverhalten von Erzeugungssystemen, standen im besonderen Fokus die optimierte Einsatzplanung von Erzeugungssystemen sowie die Kopplung zwischen thermischen und elektrischen Erzeugungs- und Verteilsystemen. Weiterhin wurden grundlegende Untersuchungen zum Speicherpotential von saisonalen Speichern und Speichern in der Umfassungskonstruktion von Gebäuden vorgenommen. Als Ergebnis des Forschungsvorhabens liegen grundlegende Aussagen zum Betriebsverhalten von Mikro-KWK Systemen vor. Des Weiteren wurde intensiv die Möglichkeit einer aktiven Netzspeicherung bei Fernwärmenetzen betrachtet, die grundsätzlich geeignet ist Bedarfsspitzen auszugleichen. Die Ergebnisse der thermischen Speicherung in der Gebäudekonstruktion zeigen ein geringes Potential, welches sich zusätzlich nur schwer wirtschaftlich darstellen lässt. Für Speichersysteme außerhalb des Gebäudes konnte gezeigt werden, dass die Integration von Langzeit-Wärmespeichern, eine Alternative zu bisherigen Energieversorgungssystemen darstellen kann. Jedoch ist auch hier die Wirtschaftlichkeit gegenüber konventionellen Systemen nur schwer realisierbar. Von besonderer Bedeutung sind die Analysen des elektrischen Verteilnetzes, die neben der optimierten Einsatzplanung auch Aussagen zum Selektivschutz derartiger Nieder- und Mittelspannungsnetze enthält.</p> <p>Die Forschungsergebnisse werden zukünftig bei unterschiedlichen Lehrtätigkeiten an der TUD sowie im Rahmen der nationalen und internationalen Normungstätigkeit verwendet.</p>	
19. Schlagwörter Mikro-KWK Systeme, Wärmepumpen, Optimierung, Saisonale Speicher, elektrische Netzmodellierung	
20. Verlag -	21. Preis -

Document Control Sheet

1. ISBN or ISSN	2. type of document (e.g. report, publication) report
3. titel Smart Energy Management - Intelligentes Energiemanagement von Strom – Gas – Wärme - Kälte	
4. author(s) (family name, first name) Felsmann, C; Seifert, J.; Meinzenbach, A.; Seidel, P.; Haupt, J.; Schinke, L.; Hass, D.; Groß, S.; Robbi, S.; Grunewald, J.; Schach, R.; Schmuck, M.; Schegner, P.; Hess, T.; Stachel, P.; Gasch, E.	5. end of project 31.07.2012
	6. publication date Planned
	7. form of publication technical report
8. performing organization(s) (name, address) Technical University of Dresden Faculty Mechanical Engineering Institute of Power Engineering 01062 Dresden	9. originator's report no -
	10. reference no 0327832C
	11. no of pages 364
12. sponsoring agency (name, address) Federal Ministry of Economics and technology 53107 Bonn	13. no of references 262
	14. no of tables 110
	15. no of figures 315
16. supplementary notes -	
17. presented at (title, place, date) -	
18. abstract <p>Within the completed project a broad scope of issues ranging from energy supply in buildings to district heating networks has been investigated. In addition to the basic evaluation of energy supply systems the main focus was on the optimized planning of production systems and the coupling between thermal and electric generation and distribution systems. Furthermore fundamental investigations on storage potential of seasonal storage and storage in the building construction have been carried out. The research project resulted in fundamental statements on performance of micro-CHP systems. Furthermore the active network storage in district heating systems has been intensely researched as it is considered capable of compensating the peaks in energy demand.</p> <p>The results of the thermal storage in the building construction show a low potential, which can be represented in addition difficult economic. For storage systems outside the building showed the possibility that the integration of long-term heat storage could be an alternative to the existing energy supply systems. However, here the economy compared to conventional systems is difficult to achieve. Particular importance is to be attached to the analysis of power distribution networks, whose results concern resource scheduling and selective protection of low and medium voltage networks.</p> <p>The research results will be used in the future teaching activity at the TUD and in national and international standardization activities.</p>	
19. keywords Micro CHP systems, heat pumps, optimization, seasonal storage, electrical network modeling	
20. publisher -	21. price -

EnEff: Stadt - Verbundprojekt Netze - Teilprojekt:

**Smart Energy Management - Intelligentes Energiemanagement
von Strom - Gas - Wärme - Kälte**

- Kurzbericht -



Projektleiter : Prof. Dr.-Ing. C. Felsmann
Teilprojektleiter : Dr.-Ing. habil. J. Seifert
Prof. Dr.-Ing. C. Felsmann
Prof. Dr.-Ing. J. Grunewald
Prof. Dr.-Ing. R. Schach
Prof. Dr.-Ing. P. Schegner

Dresden, den 6. Dezember

Das diesem Bericht zugrunde liegende Vorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie unter dem Förderkennzeichen 0327832C gefördert. Zusätzlich wurde das Projekt von der Techem Energy Services GmbH sowie von Vattenfall Europe unterstützt.

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

1 Projektabwicklung

1.1 Zeitlicher Verlauf

Der erste Projektantrag mit dem Titel „Smart Energy Management - Intelligentes Energiemanagement von Strom - Gas - Wärme - Kälte“ wurde Anfang 2009 beim Projektträger Jülich eingereicht und am 20.07.2008 positiv beschieden. Für das Forschungsvorhaben wurden vom Projektträger Fördermittel bereitgestellt. Die Projektlaufzeit betrug 3 Jahre.

Projektbeginn: 01.08.2009
Projektende: 31.07.2012

Innerhalb des Forschungsvorhabens waren für die einzelnen Teilthemen folgende Professuren beteiligt:

Teilthema 1:

Institut für Energietechnik
Professur für Heizungs- und Raumlufttechnik

Durch eine Umstrukturierung an der TU Dresden wurde das Teilthema 1 ab 2010 von der „Professur für Gebäudeenergietechnik und Wärmeversorgung“ bearbeitet.

Teilthema 2:

Institut für Energietechnik
Professur für Gebäudeenergietechnik und Wärmeversorgung

Teilthema 3:

Institut für Bauklimatik
Professur für Bauklimatik

Teilthema 4:

Institut für Baubetriebswesen
Professur für Baubetriebswesen

Teilthema 5:

Institut für Elektrische Energieversorgung und Hochspannungstechnik
Professur für Elektrische Energieversorgung

2 Geplante und erreichte Ziele

2.1 Zielsetzung des Forschungsvorhabens

Im Fokus des Forschungsvorhabens stand die umfängliche Analyse von Versorgungsstrukturen in Gebäuden und Quartieren sowie die Betriebsoptimierung. Zur systematischen Analyse wurde das Forschungsvorhaben in unterschiedliche Teilprojekte eingeteilt bei denen die im Nachfolgenden aufgeführten Zielstellungen untersucht wurden.

· **Teilthema 1:**

- Analyse von μ -KWK Systemen und Wärmepumpensystemen hinsichtlich Ihrer stationären und instationären energetischen Kennwerte
- Ableitung von Betriebsstrategien für die genannten Erzeugungssysteme im Gebäudebereich unter den Bedingungen des Heiz- und Kühlbetriebes
- Analyse der derzeitigen Wirtschaftlichkeit von μ -KWK Systemen
- Entwicklung von Sensortechnologie und Energiemanagementsystemen im Gebäudesektor

· **Teilthema 2:**

- Entwicklung von numerischen Simulationswerkzeugen zur vereinfachten Nachbildung von Fernwärmenetzen und deren thermischen Abnehmern
- Entwicklung von mathematischen Verfahren zur Approximation des Netzspeicherhaltens
- Erstellung von Optimierungsmodulen zur effektiven Einsatzplanung von Wärmeerzeugersystemen in Fernwärmenetzen
- Durchführung von Variantenuntersuchungen und Parametervariationen für reale Fernwärmenetze

· **Teilthema 3:**

- Erstellung von numerischen Modellen für die Analyse des thermischen Speicherpotentials in der Umfassungskonstruktion
- Erstellung und Weiterentwicklung von numerischen Modellen von Erdreichspeichern
- Durchführung von Variantenuntersuchungen und Parametervariationen zur Abschätzung des Speicherpotentials sowie Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen

· **Teilthema 4:**

- Analyse der Kostenstruktur bei Wasser- bzw. Erdreichspeichern außerhalb der Gebäudekonstruktion
- Ableitung von repräsentativen Kennzahlen für die Planungspraxis
- Durchführung von Variantenuntersuchungen und Parametervariationen in Hinblick auf verschiedene Erzeugungsstrukturen und Speichergrößen

- **Teilthema 5:**

- Erstellung von elektrischen Modellen für μ -KWK Systeme (Verbrennungsmotor / Hybridgerät mit Stirlingmotor)
- Messtechnische Analyse von μ -KWK Systemen (elektrisches Anfahrverhalten)
- Entwicklung von Simulationsmodellen für Niederspannungsnetze
- Durchführung von Variantenuntersuchungen und Parametervariationen in Hinblick auf eine autarke Betriebsweise von μ -KWK Systemen im Verbund
- Entwicklung von elektrischen Schutzkonzepten

2.2 Erreichte Ziele

Entsprechend der anvisierten Ziele des Forschungsvorhabens wurden innerhalb der einzelnen Teilthemen die nachfolgenden Ergebnisse während der Bearbeitung in den Jahren 2009 - 2012 erzielt:

2.2.1 Teilthema 1 „Energiemanagement im Gebäude“

Die Arbeiten innerhalb des Teilthemas 1 konzentrierten sich auf messtechnische sowie numerische Analysen. In Hinblick auf die messtechnischen Analysen kann zu Projektende folgendes festgestellt werden:

- das im Rahmen der Arbeiten ein Versuchsstand aufgebaut wurde, mit dem eine detaillierte Analyse des Betriebsverhaltens von μ -KWK Systemen und Wärmepumpen vorgenommen werden kann,
- zwei Vertreter von μ -KWK Systemen (Kirsch L 4.12 sowie Viessmann Vitotwin 300-W) ausführlich messtechnisch analysiert wurden,
- ein Konzept für eine Energiemanagementsystem erstellt wurde und mit dem Industriepartner Techem zur Patenterteilung eingereicht wurde.

In Hinblick auf die numerischen Analysen ist festzustellen:

- das auf Basis der messtechnisch gewonnenen Kennwerte thermische Modelle erstellt wurden und in das komplexe numerische Simulationsprogramm TRNSYS-TUD integriert wurden,
- ausführliche numerische Untersuchungen zu μ -KWK Systemen sowie Wärmepumpensystemen im Rahmen einer komplexen, ganzheitlichen Betrachtungsweise erfolgten aus denen Regelungsstrategien abgeleitet wurden,
- bezüglich des sommerlichen Kühlfalls wurde aufgezeigt wie groß das Potential einer aktiven Kühlung mittels Wärmepumpen ausfällt und welche Übertragungseinrichtungen im Gebäude hierfür am geeignetsten sind.

Abschließend wurde im Teilthema 1 die Wirtschaftlichkeit speziell von μ -KWK Systemen bewertet (vgl. 2.1). Die Ergebnisse zeigen, dass die zum heutigen Zeitpunkt vorherrschenden Technologien der motorischen KWK-Systeme sowie der Hybridgeräte (Stirlingmotor + Zusatzbrenner) nicht für alle Betriebsfälle wirtschaftlich darstellbar sind. Der Parameter Eigenstromverbrauch an der erzeugten Elektroenergie ist für die Wirtschaftlichkeit entscheidend.

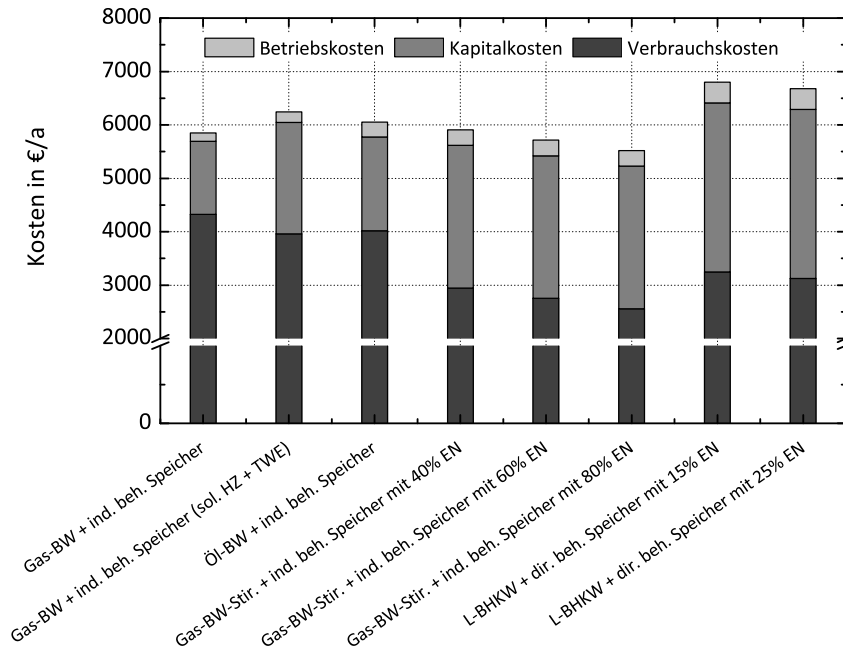


Abb. 2.1: Jahresgesamtkosten für die betrachtete Anlagentechnik

2.2.2 Teilthema 2 „Energiemanagement Fernwärmenetze“

Im Teilthema 2 wurden zunächst Werkzeuge zur Optimierung der Wärmeversorgung von Quartieren und größeren Liegenschaften (FWOPT / TRNSYS-TUD) erweitert, angepasst und an einer theoretischen sowie an zwei realen Netzstrukturen erfolgreich getestet. Weiterhin wurde umfangreich die gezielt betriebene Netzspeicherung innerhalb von Fernwärmesystemen analysiert. Umfänglich wurden Analysen zur kostenoptimalen Einsatzweise des Erzeugerparcs in Kombination mit konventionellen Wasserspeichern sowie einer aktiven Netzspeicherung vorgenommen. Für die praktische Umsetzung sind mit den derzeit verfügbaren Smart Metering Geräten und Kommunikationsschnittstellen alle technischen Notwendigkeiten gegeben. Entwicklungsbedarf besteht lediglich bei der legislativen Umsetzung eines zentralen Eingriffs seitens der Netzbetreiber in die kundenseitige Heizungsanlage und möglicherweise deren Behaglichkeitskriterien.

Eine dezentrale Versorgung eines Gebietes mit thermischer Energie durch mehrere kleinere KWK-Anlagen bei gleichzeitigem Handel des Stromes auf dem Spotmarkt ermöglicht aufgrund der flexibleren Fahrweise der Erzeuger höhere Betriebserlöse im Vergleich zu einer zentralen Versorgung über ein Fernwärmenetz durch eine KWK-Anlage. Dazu wäre eine Vernetzung der dezentralen Erzeuger im Sinne eines „virtuellen Kraftwerks“ notwendig. Für eine vollständi-

ge Wirtschaftlichkeitsanalyse müssten noch objektspezifisch die Investitionskosten betrachtet werden.

Beim Vergleich verschiedener Erzeugerstrukturen hinsichtlich der optimalen Fahrweise der Erzeuger unter ökonomischen, ökologischen und primärenergetischen Gesichtspunkten zeigt sich, dass sich bei Vorhandensein von konstanten Gas- und Strompreisen durch eine intelligente Steuerung im Vergleich zu einer klassischen Fahrweise der Erzeuger nur ein sehr begrenztes Einsparpotential ergibt, da ein Optimierungspotential allein in der Wirkungsgraderhöhung der Erzeuger liegt. Erst bei Vorhandensein variabler Gas- und Strompreise, beim Handel auf dem Spotmarkt also, lassen sich durch eine ökonomische Optimierung vor allem groß dimensionierte KWK-Anlagen gewinnbringend am Stromspotmarktpreis orientiert einsetzen. Insgesamt zeigt sich, dass die Versorgung durch eine Erzeugerstruktur, die aus einer Wärmepumpe und BHKW besteht, die höchsten Gewinne erzielt, da sowohl niedrige als auch hohe Strompreise gewinnbringend genutzt werden können.

Durch die Nutzung des Fernwärmenetzes als Wärmespeicher kann nur dann ein signifikantes Einsparpotential erzielt werden, wenn der Erzeugerpark über einen sehr klein dimensionierten thermischen Verdrängungsspeicher verfügt bzw. wenn kein Verdrängungsspeicher vorhanden ist. So werden durch den Netzspeichereinsatz punktuell kurzfristig Erzeugerlasten verschoben, aber nur wenn der Erzeugerpark an seine Kapazitätsgrenzen gelangt. Andernfalls ist der Einsatz des thermischen Verdrängungsspeichers zu bevorzugen.

2.2.3 Teilthema 3 „Speicherfähigkeit der Gebäudekonstruktion“

Im Teilthema 3 stand zunächst die numerische Modellierung von Speichersystemen in der Gebäudekonstruktion mit Mittelpunkt. Hierzu wurde ein komplexes Simulationmodell erstellt und umfangreich getestet. Bei den anschließenden Parameteruntersuchungen konnte festgestellt werden, dass sich technisch ein Potential für die Wärmespeicherung ergibt. Die ökonomischen Analysen der Systeme zeigen jedoch, dass weder für den Neubau noch für den Sanierungsfall eine Wirtschaftlichkeit gegeben ist. Dies resultiert in hohem Maße aus den zusätzlichen konstruktiven Maßnahmen auf der Wandinnenseite.

In einem zweiten Schritt wurden die erstellten numerischen Modelle auf thermische Speicher außerhalb des Gebäudes erweitert.

2.2.4 Teilthema 4 „Speicherpotentiale außerhalb von Gebäuden“

Im Teilthema 4 wurde zunächst eine ausführliche Analyse bestehender Langzeitspeicher erstellt. Aus den Ergebnissen dieser Analyse konnten erstmalig umfängliche Daten zur Kostenstruktur abgeleitet werden. In einem zweiten Schritt erfolgte die energetische und wirtschaftliche Einschätzung saisonaler Wärmespeicher. Weiterhin wurden die Systeme mit konventionellen Wasserspeichersystemen verglichen. Im Ergebnis dieser Analysen kann festgestellt werden, dass Langzeit-Wärmespeicher außerhalb der Gebäudehülle integriert in Nah- oder Fernwärmenetzen eine technische Alternative zu konventionellen wasserbasierten Speichertechnologien darstellen können. In Hinblick auf die Wirtschaftlichkeit ist unter günstigen Randbedingungen gleichfalls eine Kostenneutralität zu Wasserspeichern gegeben.

2.2.5 Teilthema 5 „Modellierung elektrischer Netze“

In Teilthema 5 wurden wesentliche Grundlagen zur dynamischen Simulation und Bewertung eines intelligenten Energiemanagements auf Basis von μ KWK-Anlagen untersucht. Zunächst war es notwendig Modelle zu entwickeln mit denen die elektrischen und thermischen Vorgänge der Anlagen dynamisch nachgebildet werden konnten. In diesem Teilforschungsvorhaben wurden daher die entsprechenden Modelle der Anlagen Verbrennungsmotor mit Synchron- / Asynchrongenerator sowie Stirlingmotor mit Linear- / Asynchrongenerator entwickelt. Neben den Modellen der μ KWK-Anlagen wurden die für die Simulation notwendigen Niederspannungsnetze und elektrischen Haushaltslasten modelliert. Mit Hilfe des HIL-Versuchsstandes war es möglich die genauen Parameter der Modelle für konkrete μ KWK-Anlagen zu bestimmen. Der Vergleich zwischen den gemessenen und simulierten Betriebsverhalten der Anlagen zeigt, dass mit den entwickelten Modellen das dynamische Verhalten der Anlagen sehr exakt nachgebildet werden kann. Im nächsten Schritt wurde die dynamische und statische Simulation des Modells miteinander verglichen. Zur Bewertung der Effizienz des intelligenten Energiemanagements ist im Allgemeinen auch bei sehr vielen Regelvorgängen der Anlagen eine statische Simulation ausreichend. Allerdings müssen hierbei die Verluste beim Kalt- und Warmstart der Anlagen beachtet werden.

Abschließend wurde in diesem Teilthema der Inselnetzbetrieb non μ KWK-Anlagen untersucht. Für die Bewertung des Betriebs war es zunächst notwendig einen geeigneten Einsatzplan für die Anlagen zu ermitteln. Dafür wurde ein Verfahren entwickelt, dass die für den Inselnetzbetrieb erforderlichen Anforderungen erfüllt. So wird stets eine ausreichende Reserve vorgehalten, um den Ausfall einer Anlage zu beherrschen. Durch eine dynamische Simulation des Inselnetzbetriebes konnte nachgewiesen werden, dass die entsprechenden Spannungs- und Frequenzgrenzwerte im ungestörten Betrieb eingehalten werden. Die Untersuchungen im gestörten Betrieb zeigen allerdings, dass sehr geringe Fehlerklärungszeiten im Inselnetz notwendig sind. Entsprechende Schutzkonzepte müssen dafür in weiteren Forschungsvorhaben untersucht werden.

3 Verwertungsplan

Die im Rahmen dieser Arbeit aufgezeigten energetischen Tendenzen und Technologien haben weitreichende Bedeutung für die zukünftige Entwicklung der Energieversorgung in Städten und Quartieren.

- 1 Zukünftig wird von einem vermehrten Einsatz von kleinen dezentralen Erzeugungseinheiten im Gebäudebereich auszugehen sein, die neben der reinen Bereitstellung von Heizwärme auch einen Teil des Elektroenergiebedarfs decken werden, was wiederum große Auswirkung auf die Elektroenergieversorgungsunternehmen besitzt.
- 2 Die Ergebnisse des Teilthemas 2 und hier speziell zur Netzspeicherung werden unmittelbar in die Fahrweise von Fernwärmenetzen des Industriepartners „Vattenfall“ berücksichtigt. Wirtschaftlich lassen sich somit Investitionen in aufwendige Speichertechnologien begrenzen.
- 3 Hinsichtlich der thermischen Speicherung in der Umfassungskonstruktion muss derzeit festgestellt werden, dass dies bei Gebäuden des Gebäudebestandes keine wirtschaftliche Lösung darstellt. Damit können die erhaltenen Ergebnisse dazu beitragen, Fehlinvestitionen zu vermeiden. Gleiches gilt auch für thermische Langzeitspeicher außerhalb des Gebäudes.
- 4 In Bezug auf die Ergebnisse des Teilthemas 5 ist anzumerken, dass die detailgetreuen Modelle des elektrischen Betriebsverhaltens dazu beitragen, das Anfahrverhalten von dezentralen Erzeugungseinheiten aus elektrischer Sicht besser einschätzen zu können. Dies ist in Zukunft um so wichtiger, da das elektrische Verteilnetz zunehmend an seiner Leistungsgrenze betrieben wird. Weiterhin ist es in diesem Zusammenhang wichtig, geeignete Schutzkonzepte zu besitzen. Auch hierzu werden in der vorliegenden Forschungsarbeit erste Lösungsvorschläge vorgestellt.

Abschließend sei angemerkt, dass die Ergebnisse dieser Arbeit in aktuellen Normungsvorhaben sowie in universitären Lehrveranstaltungen und Vortragsreihen verwendet werden.

4 Kooperationspartner

4.1 Partner innerhalb des Verbundprojektes

Das durchgeführte Forschungsvorhaben war Bestandteil des Verbundprojektes

”EnEff: Stadt - Verbundprojekt Netze”.

Innerhalb des Verbundprojektes erfolgte eine Kooperation zwischen folgenden Partnern:

Technische Universität Darmstadt
Fachbereich Architektur
Fachgebiet Entwerfen und Energieeffizientes Bauen
El-Lissitzky-Str.1
64287 Darmstadt

Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.
Am Blütenanger 71
80995 München

Technische Universität Dresden
Institut für Energietechnik
Professur für Gebäudeenergietechnik und Wärmeversorgung
Helmholtzstraße 14
01062 Dresden

4.2 Industriepartner

Am Forschungsvorhaben waren folgende Unternehmen beteiligt:

Techem Energy Services GmbH
Hauptstraße 89
65760 Eschborn

Vattenfall GmbH
Chausseestraße 23
10115 Berlin

5 Veröffentlichungen

Während der Laufzeit des Projektes wurden folgende Veröffentlichungen vorgenommen:

- 1 Seifert, J.; Felsmann, C.: „Potenzial und Perspektiven von Heizungswärmepumpen in Deutschland“, Energiewirtschaftliche Tagesfragen „et“, Heft 10, 2010
- 2 Hess, T., Seifert, J., Schegner, P.: „Comparison of static and dynamic simulation for combined heat and power micro units“, 17th Power Systems Computation Conference in Stockholm Sweden, 08/2011
- 3 Groß, S.: „Untersuchung der Netzspeicherfähigkeit von Fernwärmenetzen und Integration in die Einsatzoptimierung von Wärmeerzeugern“, Aktuelle Beiträge zur Technischen Thermodynamik, Energietechnik und Fernwärmeversorgung, AGFW Sonderveröffentlichung, 2011, ISBN 3-89999-021-8
- 4 Seifert, J.; Meinzenbach, A.; Seidel, P.: „Mikro-Kraft-Wärme-Kopplungssysteme - ein Statusbericht“ uroHeat & Power 1-2 (2012), S. 36 - 41
- 5 Schach, R.; Schmuck, M.: „Innovative Wärmeversorgung für Gebäude. Langzeit-Wärmespeicher für intelligentes Energiemanagement“, Dresdner Transferbrief Ausgabe 2/2012, Thema: Energiespeicherung, S. 11
- 6 Groß, S.; Felsmann, C.: „Untersuchung der Speicherfähigkeit von Fernwärmenetzen“, EuroHeat&Power 1-2 (2012), S.44-47
- 7 Schmuck, M.: „Kostenkennwerte verschiedener Konstruktionen von Langzeit-Wärmespeichern - Auswertung von ausgewählten Referenzprojekten“, 23. Assistententreffen der Bereiche Bauwirtschaft, Baubetrieb, Bauverfahrenstechnik, Tagung an der RWTH Aachen University, 18. - 20. Juli 2012, Fortschritt-Berichte VDI, Reihe 4, Nr. 218, VDI-Verlag, Düsseldorf, 2012, S. 128 - 138. ISBN: 978-3-18-321804-2
- 8 Schmuck, M.: „Smart Energy Management - Einsatz von Langzeit-Wärmespeichern“, Konferenzband zum wissenschaftlichen Symposium im Rahmen der Russland-Wochen vom 18. - 19.06.2012 an der Technischen Universität Dresden, 2012, S. 38 - 39
- 9 Haas, D.; Robbi, S.: „Diskretes Gebäudemodell zur dynamischen thermohydraulischen Fernwärmesimulation“, Aktuelle Beiträge zur Technischen Thermodynamik, Energietechnik und Fernwärmeversorgung, AGFW Sonderveröffentlichung, 2011, ISBN 3-89999-021-8

Vorträge

- 1 Schach, R.: „Energiespeichersysteme für Gebäude“, Vortrag beim 5. IFM Symposium, 15.04.2010 in Dresden
- 2 Schach, R.; Schmuck, M.: „Energiespeichersysteme für Gebäude“, Vortrag im Rahmen des IFM Symposiums - Immobilien Facilities Management, Dresden (2010)
- 3 Seifert, J.: „Mikro-Kraft-Wärme-Kopplungssysteme - ein Statusbericht“, Vortrag 16. Dresdner Fernwärmekolloquium, 27.-28.09.2011

- 4 Groß, S.: „Möglichkeiten der Wärmespeicherung unter besonderer Berücksichtigung der Speicherfähigkeit von Fernwärmenetzen“, Vortrag 16. Dresdner Fernwärmekolloquium, 27.-28.09.2011 (Vortrag)
- 5 Groß, S.; Felsmann, C.: „Untersuchung der Speicherfähigkeit von Fernwärmenetzen und Auswirkungen auf die Einsatzplanung von Wärmeerzeugern“, 9. Fachtagung Optimierung in der Energiewirtschaft, 22.-23.11.2011, Nürtingen (Vortrag + Paper)
- 6 Meinzenbach, A.: „Mikro-BHKWs in der Gebäudeenergie-technik“, Vortrag 15. Hermann-Rietschel-Kolloquium, 11.-18.03.2012
- 7 Haas, D.; Robbi, S.; Felsmann, C.: „TRNSYS-TUD: Simulation von Wärmenetzen“, Symposium: Integrale Planung und Simulation in Bauphysik und Gebäudetechnik, 26.-28.03.2012, TU Dresden
- 8 Schmuck, M.: „Technologie und Kosten von Langzeit-Wärmespeichern“, Vortrag im Rahmen des WTC Kompetenztags - Immobilien und Facility Management, Dresden (2012)

Betreute Diplomarbeiten

- 1 Tischner, M.: „Thermische Energiespeicher außerhalb von Gebäuden“, Institut für Baubetriebswesen, TU Dresden, 2010
- 2 Reese, N.: „Entwicklung und Test von Elektroenergie Typ-Tagen auf Basis der Daten der Strombörse“, Institut für Energietechnik, TU Dresden, 2010
- 3 Jankowska, T.: „Dezentrale Anlagen zur Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) für die Energieversorgung von Wohngebäuden“, Institut für Baubetriebswesen, TU Dresden, 2010/2011
- 4 Schmidt, M.: „Untersuchung von Smart Energy Konzepten im Fernwärmemarkt auf Basis von elektronischen Wärmezählern“, Institut für Energietechnik, TU Dresden, 10-2011
- 5 Krause, M.: „Technologie und Wirtschaftlichkeit von Langzeit-Wärmespeichern“¹, Institut für Baubetriebswesen, TU Dresden, 2011
- 6 Dietze, J.: „Bewertung der Wirtschaftlichkeit von thermischen Langzeit-Energiespeichern“, Institut für Baubetriebswesen, TU Dresden, 2011/2012
- 7 Höhne, M.: „Innovative Konzepte für die Wärmeversorgung von Wohngebäuden“, Institut für Baubetriebswesen, TU Dresden, 2012
- 8 Scholz, C.: „Untersuchung der Auslegungskriterien thermischer Speicher beim Einsatz von Blockheizkraftwerken“, Institut für Bauklimatik, TU Dresden, 2012

¹Martin Krause erhielt für seine Diplomarbeit im Rahmen der Verleihung des Preises der Sächsischen Bauindustrie das Prädikat *Engere Wahl* und erhielt neben der Auszeichnung ein Preisgeld. Am Wettbewerb 2012 beteiligten sich laut Angaben des Bauindustrieverbands Sachsen/Sachsen-Anhalt e.V. 22 Bauingenieur- und Architekturabsolventen sächsischer Universitäten und Hochschulen mit 18 Diplom- bzw. Masterarbeiten.