

**Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg
Fakultät Life Sciences**

Modellbasierte Potenzialanalyse einer sektorengespeicherten Wärmeversorgung in
Schleswig-Holstein

Masterarbeit

im Masterstudiengang Renewable Energy Systems

vorgelegt von

Marah Engels



Hamburg

am 24.11.2020

1. **Gutachter:** Prof. Dr. Hans Schäfers (HAW Hamburg)
2. **Gutachter:** M. Sc. Philipp Eike Janßen (HAW Hamburg)

Die Abschlussarbeit wurde betreut und erstellt am Competence Center für
Erneuerbare Energien und Energieeffizienz (CC4E) der HAW Hamburg

Titel der Masterarbeit

Modellbasierte Potenzialanalyse einer sektorengekoppelten Wärmeversorgung in Schleswig-Holstein

Schlagworte

nachhaltige Wärmeversorgung, Sektorkopplung, erneuerbare Wärmeerzeuger, Modellentwicklung

Kurzzusammenfassung

Zum Erreichen der deutschen Klimaziele kann eine nachhaltige Wärmeversorgung einen wichtigen Beitrag leisten. Im Zuge dessen wird in der vorliegenden Arbeit das theoretische Potenzial einer rein sektorengekoppelten Wärmeversorgung in Schleswig-Holstein untersucht. Hierfür wird anhand realer Anlagendaten ein aus BHKWs, Wärmepumpen, Power-to-Heat-Anlagen und solarthermischen Wärmeerzeugern bestehendes Wärmeversorgungssystem unter Berücksichtigung einer variablen Wärmespeichergröße und des Sanierungszustands modelliert. Die Modellierung erfolgt für gesamt Schleswig-Holstein auf Gemeindeebene. Das Verhalten der modellierten Wärmeerzeuger wird über Zeitreihen des Strompreises optimiert. Stromproduzierende Wärmeerzeuger werden bevorzugt zu Zeiten hoher Strompreise, stromverbrauchende Wärmeerzeuger zu Zeiten niedriger Strompreise betrieben. Die durch das Modell berechneten gemeindebezogenen Stromproduktions- und Strombedarfszeitreihen werden dem jeweils nächstliegenden Knotenpunkt der Hochspannungsebene des Stromnetzes zugeordnet. Hierdurch lassen sich die Auswirkungen einer rein strombasiereten Wärmeversorgung sowohl auf Gemeindeebene, als auch an den Stromnetzknotten abschätzen. Die Auswertung des Simulationsmodells erfolgt für Kombinationen aus jeweils zwei unterschiedlichen Wärmespeichergrößen und Sanierungsanteilen für zwei Winter- und zwei Sommerwochen. In den Ergebnissen werden Strombedarf und Stromproduktion einer sektorengekoppelten Wärmeversorgung in Abhängigkeit der Simulationsparameter untersucht. Dabei wird näher auf die in den simulierten Zeiträumen auftretenden Spitzenwerte, Gesamtwerte und Differenzen sowie Verhältnisse zwischen Strombedarf und Stromproduktion eingegangen. Hierdurch lässt sich abschätzen, in welchen Regionen Schleswig-Holsteins besonders hohe Differenzen zwischen Stromproduktion und Strombedarf auftreten, die unter Umständen zu einem Strommangel führen können. Die durch das entwickelte Modell generierten Zeitreihen für Strombedarf und Stromproduktion können zukünftig im Rahmen einer Netzsimulation zur Abschätzung der Auswirkungen einer sektorengekoppelten Wärmeversorgung auf das Stromnetz verwendet werden.

Title of Master thesis

Model-based potential analysis of a sector coupled heat supply in Schleswig-Holstein

Keywords

sustainable heat supply, sector coupling, renewable heat generators, model development

Abstract

A sustainable supply of heat can contribute significantly to the achievement of the German climate targets. The theoretical potential of a strictly sector-coupled heat supply in Schleswig-Holstein is evaluated in the course of this study. For this purpose, on the basis of real system data, a heat supply system consisting of CHPs, heat pumps, power-to-heat-systems and solar thermal heat generators is modelled, taking into account a variable size of heat storage and the state of refurbishment. Modelling is carried out at the municipal level for the whole of Schleswig-Holstein. The behavior of the modelled heat generators is optimized by time series of the electricity price. Heat generators producing electricity are preferably operated at high electricity prices, while electricity consuming heat generators are used at low electricity prices. The municipal electricity generation and electricity demand time series determined by the model as the effect of heat generation are allocated to the nearest node of the high-voltage electricity grid. This allows the effects of a solely energy-based heat supply to be estimated both at the community level and at the nodes of the electricity network. The simulation model is evaluated for combinations of two different sizes of heat storage tanks and renovation shares for two winter and two summer weeks. As a result, the demand for electricity and the generation of electricity from a sector-coupled heat supply are examined as a function of the simulation parameters. The peak values, overall values and differences, as well as the ratio between the demand for electricity and the production of electricity occurring during the simulated periods, are examined in more detail. This makes it possible to estimate in which regions of Schleswig-Holstein there are particularly high differences between electricity production and demand for electricity, which may, under certain circumstances, lead to a shortage of electricity. The time series for the demand for electricity and the generation of electricity produced by the established model can be used in the future as part of a grid simulation to predict the effects of a sector-coupled heat supply on the electricity grid.

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	VI
Tabellenverzeichnis	VIII
Symbolverzeichnis	IX
Abkürzungsverzeichnis	XI
1. Einleitung	1
2. Grundlagen	5
2.1. Möglichkeiten der nachhaltigen Wärmeversorgung	5
2.1.1. Blockheizkraftwerke	7
2.1.2. Wärmepumpen	10
2.1.3. Sonstige Elektroheizsysteme (PtH)	15
2.1.4. Solarthermische Wärmeerzeuger	17
2.2. Wärmespeicher	20
2.3. Grundlagen der Wärmeplanung	20
3. Forschungsstand	23
3.1. Auswirkungen einer sektorengekoppelten Wärmeversorgung auf das Stromnetz	23
3.2. Beeinflussende Faktoren auf das wirtschaftliche und realisierbare Potenzial einer sektorengekoppelten Wärmeversorgung	25
3.3. Bewertung der Umwelteinflüsse von Kraft-Wärme-Kopplung und elektrischen Wärmeerzeugern	28
3.4. Flexible Wärmeerzeugungssysteme	30
3.5. Erzeugung von Wärmebedarfslastgängen	32
4. Modellierung	35
4.1. Beschreibung des Gesamtmodells	35
4.1.1. Simulationsparameter und Annahmen	35
4.1.2. Eingangswerte in die Simulation	37
4.1.3. Programmablauf Gesamtsystem	46
4.2. Modellierung des BHKW-Systems	50
4.2.1. BHKW und Zusatzheizung	50
4.2.2. Leistungsbestimmung innerhalb des BHKW-Systems	55
4.2.3. Bestimmung der BHKW-Anlagenpools	57
4.2.4. BHKW-Gesamtsystem	58
4.3. Modellierung des Wärmepumpen-Systems	59
4.3.1. Wärmepumpe und Zusatzheizung	60
4.3.2. Leistungsbestimmung innerhalb des Wärmepumpen-Systems	63
4.3.3. Wärmepumpen-Gesamtsystem	65
4.4. Modellierung des solarthermischen Systems	66
4.4.1. Solarthermischer Wärmeerzeuger	66
4.4.2. Solarthermisches Gesamtsystem	66

5. Auswertung	69
5.1. Plausibilitätsprüfung des Modells	69
5.2. Auswertung der Simulationsergebnisse	74
5.2.1. Wärmenetze innerhalb der Simulation	75
5.2.2. Spitzen-Stromproduktion und Spitzen-Strombedarf je Gemein- de	77
5.2.3. Gesamtstromproduktion und Gesamtstrombedarf je Gemein- de	80
5.2.4. Verhältnis von Gesamtstromproduktion und Gesamtstrombedarf zum Gesamtwärmebedarf je Gemeinde	82
5.2.5. Verhältnis von Stromproduktion und Strombedarf je Gemein- de	85
5.2.6. Stromproduktion und Strombedarf an den Stromnetzknotten- punkten	89
5.2.7. Stromproduktion und Strombedarf je Siedlungsfläche	93
5.2.8. Pro-Kopf-Stromproduktion und Strombedarf	95
5.2.9. Einfluss solarthermischer Wärmeerzeuger auf Gesamtstrompro- duktion und Gesamtstrombedarf	97
6. Fazit und Ausblick	101
7. Literaturverzeichnis	105
A. Anhang	XIII
A.1. Anhang 1: Tabellen	XIII
A.2. Anhang 2: Abbildungen	XXIX
A.3. Anhang 3: Digitaler Anhang	XXXI

Abbildungsverzeichnis

2.1. Getrennte Erzeugung von Strom und Wärme im Vergleich zur gekoppelten Erzeugung in einer KWK-Anlage	8
2.2. Anlagenschema eines BHKW	9
2.3. Stromkennzahl im Teillastbereich eines BHKW	9
2.4. Auslegung eines BHKW anhand des thermischen Energiebedarfs	10
2.5. Aufbau einer Kompressionswärmepumpe	11
2.6. Leistungszahl und Heizleistung für eine Wärmepumpe mit Inverterregelung	14
2.7. Jahresverlauf der Wärmequellentemperatur von LW-Wärmepumpen, SW-Wärmepumpen und WW-Wärmepumpen	15
2.8. Elektrodenkessel zur Heißwassererzeugung	16
2.9. Mögliche Anteile der Verluste in einem Solarkollektor	17
2.10. Sonneneinfallswinkel auf eine geneigte Ebene	19
3.1. Komponenten eines flexiblen KWK-Systems	31
3.2. Betriebsstrategie eines flexiblen KWK-Systems	32
3.3. Anpassung der Sigmoidfunktion durch eine Linearisierung	33
4.1. Bilineares Profil für die Abhängigkeit der Heizlast von der Außentemperatur	38
4.2. Wärmebedarfslastgang der Wohngebäude Flensburgs aus offenem Datensatz	39
4.3. Vergleich der Wärmebedarfslastgänge für Wohngebäude innerhalb Flensburgs	40
4.4. Wärmebedarfslastgang Flensburgs aus Lastganggenerator	40
4.5. Klimazonen innerhalb Schleswig-Holsteins	43
4.6. Day-Ahead Preise für das Jahr 2015	44
4.7. Sole-Temperaturverlauf für Wärmepumpensimulation	45
4.8. Programmablaufplan Gesamtsystem Teil 1	47
4.9. Programmablaufplan Gesamtsystem Teil 2	48
4.10. Klassendiagramm BHKW-System	51
4.11. Stromkennzahl in Abhängigkeit der installierten thermischen Leistung für analysierte BHKWs	52
4.12. Stromkennzahlen in Abhängigkeit der thermischen Last für analysierte BHKWs	53
4.13. Logarithmusfaktor b in Abhängigkeit der thermischen Last für analysierte BHKWs	54
4.14. Häufigkeitsverteilung des Logarithmusfaktors b für analysierte BHKWs	54
4.15. Ein- und Ausgangswerte des Optimierungsmodells zur Leistungsbestimmung innerhalb des BHKW-Systems	55
4.16. Ein- und Ausgangswerte des Optimierungsmodells zur Bestimmung von Anzahl und Last aktiver BHKWs	57
4.17. Programmablauf der Funktion zur Simulation des BHKW-Systems	59
4.18. Klassendiagramm Wärmepumpen-System	60
4.19. LW-Wärmepumpe Leistungszahl in Abhängigkeit von Inverterfrequenz und Lufttemperatur	62

4.20. Ein- und Ausgangswerte des Optimierungsmodells zur Leistungsbestimmung innerhalb des WP-Systems	63
4.21. Programmablauf der Funktion zur Simulation des Wärmepumpen-Systems	65
4.22. Klassendiagramm solarthermischer Wärmeerzeuger	66
4.23. Programmablauf der Funktion zur Simulation des Solarthermie-Systems	67
5.1. Wärmebedarfsdeckung durch das Gesamtsystem im Januar	69
5.2. Wärmebedarfsdeckung durch das Gesamtsystem im Juni	70
5.3. Wärmebedarfsdeckung durch das BHKW-System im Januar	71
5.4. Wärmebedarfsdeckung durch das BHKW-System im Juni	71
5.5. Wärmebedarfsdeckung durch das Wärmepumpen-System	72
5.6. Temperaturverläufe der letzten beiden Januar- und Juniwochen	75
5.7. Potenzial für Wärmenetze innerhalb Schleswig-Holsteins	76
5.8. Spitzen-Stromproduktion und Spitzen-Strombedarf je Gemeinde	78
5.9. Gesamtstromproduktion und Gesamtstrombedarf je Gemeinde	80
5.10. Verhältnis von Gesamtstromproduktion und Gesamtstrombedarf zum Gesamtwärmebedarf im Januar	83
5.11. Verhältnis von Gesamtstromproduktion und Gesamtstrombedarf zum Gesamtwärmebedarf im Juni	84
5.12. Verhältnis von Stromproduktion zu Strombedarf im Januar	86
5.13. Verhältnis von Stromproduktion zu Strombedarf im Juni	87
5.14. Darstellung der Stromnetz-Knotenpunkte innerhalb Schleswig-Holsteins	89
5.15. Differenz zwischen Stromproduktion und Strombedarf zur Wärmebedarfsdeckung im Januar für eine Sanierungsrate von 7 % und ein Speicherverhältnis von 2	90
5.16. Differenz zwischen Stromproduktion und Strombedarf zur Wärmebedarfsdeckung im Juni für eine Sanierungsrate von 7 % und ein Speicherverhältnis von 2	91
5.17. Zeitliches Auftreten der höchsten positiven und negativen Differenzen an den Netzknoten für eine Sanierungsrate von 7 %	92
5.18. Gesamtstromproduktion und Gesamtstrombedarf je Siedlungsfläche je Gemeinde	93
5.19. Gesamtstromproduktion und Gesamtstrombedarf je Einwohner je Gemeinde	96
A.1. Differenz zwischen Stromproduktion und Strombedarf zur Wärmebedarfsdeckung im Januar für eine Sanierungsrate von 40 % und ein Speicherverhältnis von 2	XXIX
A.2. Differenz zwischen Stromproduktion und Strombedarf zur Wärmebedarfsdeckung im Juni für eine Sanierungsrate von 40 % und ein Speicherverhältnis von 2	XXIX
A.3. Zeitliches Auftreten der höchsten positiven und negativen Differenzen an den Netzknoten für eine Sanierungsrate von 40 %	XXX

Tabellenverzeichnis

2.1. Albedo-Wert für verschiedene Umgebungen	19
3.1. Grenzwerte für Schadstoffe im Abgas von KWK-Anlagen	29
3.2. Wärmelastprofile Lastganggenerator	34
4.1. Simulationsparameter der Modellierung	36
4.2. Zuordnung der Gebäudenutzungstypen zu Wärmelastprofilen	41
4.3. Klimazonen und Repräsentation nach DIN 4710	42
4.4. Koordinaten der Testreferenzjahre der Klimazonen	43
4.5. Aufteilung der BHKW-Größenklassen für die Modellierung	52
4.6. Optimierungsmodell zur Leistungsbestimmung innerhalb des BHKW-Systems	56
4.7. Optimierungsmodell zur Bestimmung von Anzahl und Last aktiver BHKWs	58
4.8. Leistung in Abhängigkeit der Temperatur für eine invertierge-regelte Wärmepumpe	62
4.9. Mittlere Leistungszahl-Faktoren in Abhängigkeit der Last	62
4.10. Optimierungsmodell zur Leistungsbestimmung innerhalb des WP-Systems	64
5.1. Mittlere Leistungs- und Stromkennzahlen der Simulationsergebnisse	73
5.2. Wärmebedarf, Strombedarf und Stromproduktion aufgeteilt auf Gemeinden mit und ohne Wärmenetz	77
5.3. Spitzen-Strombedarf nach Verstärterungsgrad	79
5.4. Spitzen-Stromproduktion nach Verstärterungsgrad	79
5.5. Gesamtstrombedarf nach Verstärterungsgrad	81
5.6. Gesamtstromproduktion nach Verstärterungsgrad	81
5.7. Median des Verhältnisses von Gesamtstromproduktion und Gesamtstrombedarf zum Gesamtwärmebedarf	85
5.8. Verhältnis von Stromproduktion zu Strombedarf in Abhängigkeit von Sanierungsanteil und Speichergröße	88
5.9. Median des Verhältnisses von Stromproduktion zu Strombedarf in Abhängigkeit der Simulationsparameter und des Verstärterungsgrades	88
5.10. Gesamtstrombedarf je Siedlungsfläche nach Verstärterungsgrad	94
5.11. Gesamtstromproduktion je Siedlungsfläche nach Verstärterungsgrad	94
5.12. Gesamtstrombedarf je Einwohner nach Verstärterungsgrad	97
5.13. Gesamtstromproduktion je Einwohner nach Verstärterungsgrad	97
5.14. Gesamtstrombedarf mit und ohne Solarthermie nach Verstärterungsgrad	98
5.15. Gesamtstromproduktion mit und ohne Solarthermie nach Verstärterungsgrad	98
5.16. Verhältnis zwischen Gesamtstromproduktion und Gesamtstrombedarf mit und ohne Solarthermie nach Verstärterungsgrad	99
A.1. Daten aus den für die Modellierung von BHKWs analysierten Datenblättern	XIII

A.2. Mittlere Leistungs- und Stromkennzahlen der Simulationsergebnisse für Flensburg	XIV
A.3. Mittlere Leistungs- und Stromkennzahlen der Simulationsergebnisse für Quickborn	XV
A.4. Simulationsergebnisse für Spitzen-Stromproduktion und Spitzen-Stromverbrauch	XVI
A.5. Simulationsergebnisse für Gesamtstromproduktion und Gesamtstromverbrauch	XVII
A.6. Simulationsergebnisse für das Verhältnis von Gesamtstromproduktion und Gesamtstromverbrauch zum Gesamtwärmebedarf	XVIII
A.7. Simulationsergebnisse für Gesamtstromproduktion und Gesamtstromverbrauch je Siedlungsfläche	XIX
A.8. Simulationsergebnisse für Gesamtstromproduktion und Gesamtstromverbrauch je Einwohner	XX
A.9. Simulationsergebnisse für das Verhältnis zwischen Gesamtstromproduktion und Gesamtstromverbrauch	XXI
A.10. Gesamtstromverbrauch und Gesamtstromproduktion mit und ohne Solarthermie	XXII
A.11. Koordinaten der Netzknotenpunkte der Hochspannungsebene	XXIII
A.12. Netzknoten mit der höchsten Gesamtdifferenz zwischen Stromproduktion und Strombedarf im Januar	XXV
A.13. Netzknoten mit der niedrigsten Gesamtdifferenz zwischen Stromproduktion und Strombedarf im Januar	XXV
A.14. Netzknoten mit der höchsten Gesamtdifferenz zwischen Stromproduktion und Strombedarf im Juni	XXVI
A.15. Netzknoten mit der niedrigsten Gesamtdifferenz zwischen Stromproduktion und Strombedarf im Juni	XXVI
A.16. Netzknoten mit der höchsten positiven Differenz im Januar	XXVII
A.17. Netzknoten mit der höchsten negativen Differenz im Januar	XXVII
A.18. Netzknoten mit der höchsten positiven Differenz im Juni	XXVIII
A.19. Netzknoten mit der höchsten negativen Differenz im Juni	XXVIII

Symbolverzeichnis

\dot{m}'_{kol}	Kollektordurchsatz	$\frac{\text{kg}}{\text{m}^2\text{h}}$	
\dot{m}_{kol}	Massenstrom durch den Kollektor	$\frac{\text{kg}}{\text{h}}$	
\dot{Q}_{KN}	Nutzleistung des Solarkollektors	W	
\dot{Q}_{U}	Umweltwärme Wärmepumpe	W	der Wärmequelle entzogene Wärmeleistung
\dot{Q}_{WP}	abgegebene Wärme Wärmepumpe	W	
ϵ	Leistungszahl Wärmepumpe	–	
ϵ_c	ideale Leistungszahl Wärmepumpe	–	
ϵ_{TL}	Leistungszahl im Teillastbereich Wärmepumpe	–	
η_k	Wirkungsgrad des Solarkollektors	–	
η_{elKWK}	elektrischer Wirkungsgrad KWK	–	
η_{gesKWK}	Gesamtwirkungsgrad KWK	–	
η_{k0}	Konversionsfaktor Solarkollektor	–	
η_{PtH}	Wirkungsgrad PtH	–	Annahme: 99 %
η_{thKWK}	thermischer Wirkungsgrad KWK	–	
η_{WP}	Gütegrad Wärmepumpe	–	
σ	Stromkennzahl KWK	–	
σ_{TL}	Stromkennzahl KWK in Teillast	–	
τ_{WWS}	Zeitkonstante Wärmespeicher	–	
ϑ	Tagesmitteltemperatur	$^{\circ}\text{C}$	
ϑ_0	Unstetigkeitsstelle der Sigmoidfunktion	$^{\circ}\text{C}$	Annahme: 40°C
ϑ_A	Außentemperatur Wärmespeicher	$^{\circ}\text{C}$	
ϑ_{SP}	mittlere Temperatur des im Speicher enthaltenen Wassers	$^{\circ}\text{C}$	
A_k	Kollektorfläche	m^2	
b_H, b_W	Höhenverschiebung der Heiz- und Wassergeraden	–	
$c_{\text{H}_2\text{O}}$	Wärmekapazität Wasser	$\frac{\text{kJ}}{\text{kgK}}$	$4,181 \frac{\text{kJ}}{\text{kgK}}$ bei 20°C
c_{med}	Wärmekapazität Wärmeträgermedium Solarkollektor	$\frac{\text{kJ}}{\text{kgK}}$	
Cd	Minderungsfaktor für Teillast Wärmepumpe	–	Standardwert 0,9
CR	Leistungsverhältnis Teillast Wärmepumpe	–	
$E_{\text{diff,gen}}$	diffuse Bestrahlungsstärke auf geneigter Ebene	$\frac{\text{W}}{\text{m}^2}$	
$E_{\text{diff,hor}}$	diffuse Bestrahlungsstärke auf der Horizontalen	$\frac{\text{W}}{\text{m}^2}$	
$E_{\text{dir,gen}}$	direkte Bestrahlungsstärke auf geneigter Ebene	$\frac{\text{W}}{\text{m}^2}$	
$E_{\text{dir,hor}}$	direkte Bestrahlungsstärke auf der Horizontalen	$\frac{\text{W}}{\text{m}^2}$	
$E_{\text{G,hor}}$	gesamte Bestrahlungsstärke auf der Horizontalen	$\frac{\text{W}}{\text{m}^2}$	

Symbolverzeichnis

E_{Gas}	Energiegehalt KWK Brennstoff	Wh	Energiegehalt innerhalb festgelegten Zeitraums
E_{kol}	Auf den Kollektor treffende Bestrahlungsstärke	$\frac{\text{W}}{\text{m}^2}$	
e_{KWK}	CO ₂ -Emissionen KWK	g	Emissionen innerhalb festgelegten Zeitraums
E_{nKWK}	Nettostromerzeugung KWK	Wh	
$E_{\text{refl,gen}}$	vom Boden reflektierter Anteil Bestrahlungsstärke auf geneigter Ebene	$\frac{\text{W}}{\text{m}^2}$	
f_{Gas}	CO ₂ -Emissionsfaktor KWK Brennstoff	$\frac{\text{g}}{\text{kWh}}$	Abhängig von Strommix Verhältnis der Wochentagskurve zum Wochenmittel
f_{Netz}	CO ₂ -Emissionsfaktor Stromnetz	$\frac{\text{g}}{\text{kWh}}$	
F_{WT}	Wochentagsfaktor	–	
G_{Jahr}	jährlicher Gesamtwärmebedarf	Wh	
$h(\vartheta, Typ)$	Profilwert für Tageswärmebedarf	–	abhängig von Tagesmitteltemperatur und Gebäudenutzungstyp
JAZ	Jahresarbeitszahl WP	–	
k, k_1, k_2	Verlustkoeffizienten Solarkollektor	$\frac{\text{W}}{\text{m}^2\text{K}}$	
$m_{\text{H}}, m_{\text{W}}$	Steigung der Heiz- und Wassergeraden	–	
$m_{\text{H}_2\text{O}}$	Masse des im Speicher enthaltenen Wassers	kg	
P_{WP}	benötigte Antriebsleistung Wärmepumpe	W	
Q_{nKWK}	Nettowärmeerzeugung KWK	Wh	
Q_{Tag}	tagesbezogener Wärmebedarf	Wh	
Q_{WWS}	Wärmemenge im Wärmespeicher	Wh	
T_{k}	mittlere Kollektortemperatur	K	
T_{U}	Umgebungstemperatur	K	
T_{KA}	Kollektoraustrittstemperatur	K	
T_{KE}	Kollektoreintrittstemperatur	K	
T_{UWP}	Wärmequellentemperatur Wärmepumpe	K	
T_{WP}	Wärmeausgabetemperatur Wärmepumpe	K	
W	Brennstoffwärme	Wh	
x_{el}	elektrische Last	%	
x_{th}	thermische Last	%	

Abkürzungsverzeichnis

BHKW	Blockheizkraftwerk
dena	Deutsche-Energie-Agentur
EZFH	Ein- und Zweifamilienhäuser
FKW	Fluorkohlenwasserstoff
GHD	Gewerbe, Handel und Dienstleistungen
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LW-Wärmepumpe	Luft-Wasser-Wärmepumpe
Max	Maximum
Med	Median
MFH	Mehrfamilienhäuser
Min	Minimum
MRL	Minutenregelleistung
MW	Mittelwert
NWG	Nichtwohngebäude
PRL	Primärregelleistung
PtH	Power-To-Heat
SD	Standardabweichung
SRL	Sekundärregelleistung
SW-Wärmepumpe	Sole-Wasser-Wärmepumpe
TRY	Testreferenzjahr
VarK	Variationskoeffizient
WW-Wärmepumpe	Wasser-Wasser-Wärmepumpe

1. Einleitung

Das zentrale Ziel der deutschen Klimapolitik ist die Reduktion der Treibhausgas-Emissionen um 40 % bis 2020 und um 80 bis 95 % bis 2050 im Vergleich zu einem Wert von 1251 Mio t CO₂-Äquivalenten im Jahr 1990 [1]. Laut Klimaschutzbericht für das Jahr 2019 sind die in den vergangenen Jahren getroffenen Maßnahmen zur Emissionsminderung nicht ausreichend, das Klimaziel 2020 zu erreichen [2]. Das 2019 im Rahmen des Klimaschutzprogramms beschlossene Klimagesetz legt die bis 2030 zu erreichende Reduktion der Treibhausgas-Emissionen auf 55 % im Vergleich zu 1990 fest (§3, Abs. 1, KSG). Nach Abschätzungen des Umweltbundesamtes zum Klimaschutzprogramm werden die Klimaschutzziele für 2030 ebenfalls verfehlt. Die mit den bisher beschlossenen Maßnahmen zu erreichende geschätzte Reduktion beträgt nur 51 %, was einer Lücke von etwa 70,7 Mio t CO₂-Äquivalenten entsprechen würde [3]. Zu besonders großen Zielverfehlungen kommt es in den Sektoren Verkehr und Gebäude, gefolgt von der Energiewirtschaft.

Die deutschen Klimaziele für das Jahr 2050 werden in einer von der Deutschen Energie-Agentur (dena) durchgeführten Studie als grundsätzlich erreichbar angesehen. Zum Erreichen der Klimaziele sind allerdings weitergehende Maßnahmen als bisher geplant erforderlich [4]. Auf Grundlage der aktuellen Entwicklungen kommt die Studie zu einer Treibhausgas-Emissionsminderung von lediglich rund 62 % im Jahr 2050. Grundvoraussetzung für das Erreichen der Ziele sind eine Senkung des Endenergieverbrauchs in allen Sektoren und ein verstärkter Ausbau der Erneuerbaren Energien [4].

Ein besonders hoher Anteil des Endenergieverbrauchs entfällt auf Wärmeanwendungen. Von 2009 bis 2019 lag der in allen Sektoren für Wärmeherzeugung genutzte Anteil der Energieträger zwischen 53 und 57 % [5]. In den letzten zehn Jahren ist kein Absinken des Endenergieverbrauchs für Wärmeanwendungen erkennbar [5]. Sowohl für die Deckung des Raum- als auch des Wasserwärmebedarfs kommen hauptsächlich Gase und Mineralöl sowie für Warmwasser auch Strom als Energieträger zum Einsatz. Der Anteil Erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch ist seit 2009 für die Erzeugung von Raumwärme von 10,3 auf 17,1 % und für die Erzeugung von Warmwasser von 4,1 auf 12,5 % gestiegen [5]. Der Anteil von Gasen am Endenergieverbrauch der Wärmeversorgung bleibt im gleichen Zeitraum annähernd konstant, während der Anteil von Mineralöl um drei (Raumwärme) beziehungsweise zwei (Warmwasser) Prozentpunkte sinkt. Die Wärmeversorgung im Gebäudesektor ist demnach eine wichtige Stellschraube auf dem Weg zum erfolgreichen Erreichen der Klimaziele.

Das am 1. November 2020 in Kraft getretene Gebäudeenergiegesetz (GEG) beinhaltet im Vergleich zur zuvor geltenden Energieeinsparverordnung (EnEV) keine höheren Anforderungen an die Effizienz von Neubauten (GEG Anlage 1 u. 2; EnEV Anlage 1 u. 2). Das zur energetischen Beurteilung von Gebäuden angenommene Referenzgebäude beinhaltet weiterhin eine Gasbrennwertheizung als Standard, obwohl Wärmepumpen bereits 2019 mit einem Anteil von 29,8 % im Neubau vertreten waren und der Anteil stetig steigt [6]. Zudem gibt es viele Ausnahmen von dem ab 2026 geltenden Einbauverbot für Ölheizungen. So bleiben Hybridlösungen, beispielsweise bestehend aus einer solarthermischen Anlage mit einer Ölheizung, weiterhin erlaubt (§72, Abs. 4, GEG). Das neue Gesetz stellt dementsprechend keine Anhebung des geforderten Effizienzniveaus im Gebäudesektor dar.

1. Einleitung

Laut Berechnungen der dena werden ohne Ergreifung zusätzlicher Maßnahmen im Jahr 2030 bis zu 28 Mio t CO₂-Äquivalente mehr im Gebäudesektor verursacht, als im Klimaschutzplan vorgesehen [7]. Um die Ziele trotzdem zu erreichen, müssten ab sofort jährlich 5 Mio t CO₂-Äquivalente im Gebäudesektor eingespart werden. Hierfür ist eine Steigerung der Sanierungsrate von derzeit rund 1 % auf mindestens 1,5 % jährlich nötig [8]. Zudem ist ein Austausch ineffizienter Heizungstechnologien und der Einsatz von Wärmepumpen mit dem Energieträger Strom erforderlich [7]. Zum Erreichen der Klimaziele 2050 ist eine Bestandserhöhung von Wärmepumpen um das zehnfache bis zwanzigfache notwendig [4]. Insgesamt müssen auf dem Weg zum Erreichen der Klimaziele immer mehr dezentrale Erzeuger und Verbraucher im System integriert werden [8]. Der Ausbau Erneuerbarer Energien erhöht den Bedarf an Flexibilität innerhalb des Systems [4]. Ein das gesamte Energiesystem und alle Sektoren betrachtender Ansatz ist nötig, um Synergien zwischen Erzeugern und Verbrauchern effektiv zu nutzen [8]. Bisher verfügt das deutsche Stromnetz über eine hohe Versorgungssicherheit, aber die zunehmende Anzahl an dezentralen Erzeugern und Verbrauchern führt zu neuen Herausforderungen für einen sicheren Systembetrieb. Eine der zentralen Fragen, die dabei geklärt werden müssen, ist die Entwicklung der zukünftigen Stromnachfrage [8].

Im Hinblick auf den Handlungsbedarf in der Wärmeversorgung des Gebäudesektors und die Frage nach dem zukünftigen Strombedarf soll in dieser Arbeit Schleswig-Holstein näher betrachtet werden. Schleswig-Holstein wurde ausgewählt, da es gemeinsam mit Hamburg an dem Projekt Norddeutsche Energiewende 4.0 (NEW 4.0) beteiligt ist. Mit einer sehr hohen Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien, die im Verhältnis zum Bruttostromverbrauch im Jahr 2018 bei 149,8 % lag [9], besitzt Schleswig-Holstein das Potenzial, den Großverbraucher Hamburg mit regenerativem Strom zu versorgen. Die Minderung der Treibhausgas-Emissionen Schleswig-Holsteins im Vergleich zu 1990 lag im Jahr 2018 bei einem Wert von 24,9 % [9] und damit deutlich unterhalb des Reduktionsziels von 40 % bis 2020. Der Anteil Erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch für die Wärmeerzeugung lag 2018 bei 15,8 % und soll bis 2025 auf 22 % steigen. Der Endenergieverbrauch für Raumwärmeerzeugung ist in den letzten zehn Jahren annähernd konstant und wird das Ziel einer Reduktion von 20 % bis 2020 verfehlen [9]. Die genannten Zahlen lassen erkennen, dass die erfolgreiche Umsetzung der Energiewende nur mit verstärktem Aufwand realisierbar ist. Im Fokus der Energiewende in Schleswig-Holstein steht die Sektorkopplung in den Bereichen Wärme und Mobilität. Das für 2025 für das Bundesland vorgeschlagene Wärmeszenario [10] beinhaltet einen verstärkten Ausbau Erneuerbarer Energien, wie Solarthermie und Geothermie, zur Wärmeversorgung. Zusätzlich wird die Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) einen wichtigen Beitrag zur Wärmeversorgung leisten. Durch einen stromgeführten Betrieb der KWK in Verbindung mit Wärmespeichern lässt sich diese als Ergänzung zu fluktuierenden Stromeinspeisern wie Wind und Photovoltaik nutzen. Darüber hinaus soll Strom aus Erneuerbaren Energien verstärkt zur Wärmeerzeugung genutzt werden, statt ihn bei einem Überschuss abzuregeln. Es ist geplant, Nah- und Fernwärmenetze weiter auszubauen und auch in ländlichen Regionen zu installieren.

Auf Grundlage der Klimaziele Schleswig-Holsteins entstand im Zuge dieser Arbeit die Idee der Potenzialanalyse einer rein sektorengesetzten Wärmeversorgung für das Bundesland. Schleswig-Holstein bietet als Region mit einer hohen Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien ein großes Potenzial für die Nutzung von Überschussstrom durch elektrische Wärmeerzeuger. Die zukünftige Nutzung solcher Wärmeerzeuger im norddeutschen Raum wird aus diesem Grund als sinnvoll erachtet. Zudem sind bereits erste Projekte im Bereich der Überschussstromverwertung durch Power-to-Heat-Anlagen realisiert [11] und für die nächsten Jahre geplant [12]. Im Zuge dieser Arbeit

soll das maximale technische Potenzial einer strombasierten Wärmeversorgung untersucht werden. Dafür sollen die Auswirkungen einer rein auf stromverbrauchenden und stromproduzierenden Erzeugern basierenden Wärmeversorgung auf den Stromsektor anhand von durch das Wärmesystem entstehendem Strombedarf und entstehender Stromproduktion abgebildet werden.

Für die Analyse der Auswirkungen soll eine vereinfachte Modellierung verschiedener Anlagentypen zur Deckung des Wärmebedarfs auf Gemeindeebene erfolgen. Ein stromnetzdienlicher Betrieb der Anlagen soll anhand externer Zeitreihen für Strompreise und Wärmebedarfe als Eingangsdaten realisiert werden. Dabei wird angenommen, dass niedrige Strompreise insbesondere zu Zeiten einer hohen Einspeisung aus Erneuerbaren Energien und hohe Strompreise zu Zeiten eines hohen Strombedarfs auftreten. Die von dem Modell zu berechnenden Strombedarfs- und Stromproduktionszeitreihen müssen als Eingangsdaten für ein Netzmodell des Übertragungsnetzes Schleswig-Holsteins dienen können. Das Modell soll zukünftig eine Analyse der Auswirkungen einer sektorengerkoppelten Wärmeversorgung auf das Stromnetz im Zuge einer Stromnetzberechnung ermöglichen. Hierfür müssen die entwickelten Strombedarfs- und Stromproduktionszeitreihen den Netzknotenpunkten zugeordnet werden können. Da der Fokus dieser Arbeit auf der Modellierung des maximal möglichen technischen Potenzials einer strombasierten Wärmeversorgung liegt, wird kein Referenzszenario gewählt.

Ziele dieser Arbeit sind folglich die Definition und Modellierung der innerhalb des zu analysierenden Wärmesystems vorhandenen Anlagen unter Berücksichtigung der oben genannten Voraussetzungen sowie die Bündelung der einzelnen Anlagenmodelle in einem Gesamtmodell. Der Einfluss solarthermischer Wärmeerzeuger soll ebenfalls berücksichtigt werden. Durch das Gesamtmodell sollte eine Zuweisung der einzelnen Anlagenmodelle und eine regionale Zuordnung von Wärmenetzen zu den Gemeinden Schleswig-Holsteins erfolgen. Weiterhin beinhaltet das Modellierungsziel die Betrachtung der möglichen Einflüsse der Wärmespeichergröße und des Sanierungsanteil innerhalb des Gebäudebestands. Die Analyse der durch das Modell erzeugten Werte soll zum einen in Bezug auf die einzelnen Gemeinden und zum anderen in Bezug auf die Stromnetzknotenpunkte durchgeführt werden.

Um die Umsetzung der Aufgabenstellung durchführen zu können, werden in dieser Arbeit zunächst die Grundlagen einer nachhaltigen Wärmeversorgung beschrieben (vgl. Kapitel 2). Im Anschluss daran werden in Kapitel 3 die Auswirkungen einer sektorengerkoppelten Wärmeversorgung auf das Stromnetz sowie wirtschaftliches und realisierbares Potenzial einer solchen Wärmeversorgung anhand einer Literaturrecherche analysiert. Ebenfalls beschrieben werden die Umwelteinflüsse der zu modellierenden Wärmeerzeuger und die Komponenten sowie die Betriebsstrategie eines auf den modellierten Wärmeerzeugern basierenden Wärmesystems, um die Vorteile einer sektorengerkoppelten Wärmeversorgung herauszustellen. Außerdem wird die Erzeugung von Wärmelastgängen anhand eines standardisierten Verfahrens dargestellt. Die Beschreibung der Modellierung der einzelnen Wärmeerzeuger sowie des Gesamtmodells der sektorengerkoppelten Wärmeversorgung findet in Kapitel 4 statt. In Kapitel 5 folgen Plausibilitätsprüfung und Auswertung der Simulationsergebnisse des entwickelten Modells. Im Zuge der Auswertung erfolgt die Potenzialanalyse der rein sektorengerkoppelten Wärmeversorgung anhand der Betrachtung der gemeindebezogenen Stromproduktion und des gemeindebezogenen Strombedarfs sowie durch Zuordnung der Simulationsergebnisse zu den Stromnetzknoten. Die abschließende Zusammenfassung der Arbeit und der Analyseergebnisse ist in Kapitel 6 zu finden.

2. Grundlagen

Eine nachhaltige Wärmeversorgung basiert auf Systemen, die regenerative Energien als Energiequelle nutzen. Die in Deutschland wichtigsten Energiequellen, Technologien und Infrastrukturen für die Nutzung Erneuerbarer Energien zur Wärmeerzeugung werden in den folgenden Unterkapiteln vorgestellt. Dabei wird detaillierter auf die Technologien eingegangen, die für eine sektorengkoppelte Wärmeversorgung relevant sind. Da Wärmespeicher ebenfalls wichtig für die Entwicklung einer nachhaltigen Wärmeversorgung sind, werden diese ebenfalls betrachtet. Abschließend werden die Einsatzmöglichkeiten der behandelten Technologien im Rahmen der Wärmeplanung beschrieben.

2.1. Möglichkeiten der nachhaltigen Wärmeversorgung

Die primäre Quelle für regenerative Wärmeerzeugung liegt in Energie, die ihren Ursprung in der Sonne und in der Erde hat. [13]

Mit der Energiemenge, die jährlich von der Sonne die Erde erreicht, ließe sich der jährliche Weltprimärenergiebedarf 10 000-fach decken. Die Sonnenenergie lässt sich zum einen als direkte Sonnenenergie und zum anderen als indirekte Sonnenenergie nutzen. Für die Nutzung der direkten Sonnenenergie wird die Solarstrahlung technisch umgewandelt. Dabei lässt sich die Solarstrahlung zum einen aktiv durch Solarkollektoren und zum anderen passiv, beispielsweise über ein Gebäude erwärmende Glasfassaden, nutzen. Die indirekte Nutzung der Sonnenenergie wird durch natürliche Umwandlung der Solarstrahlung in andere Energieformen ermöglicht. Für wärmetechnische Anwendungen sind dabei Umgebungswärme und Biomasse interessant. Ein großer Vorteil der Nutzung von Biomasse besteht darin, dass die in der Biomasse gespeicherte Energie im Gegensatz zum schwankenden Angebot der Solarstrahlung und Umgebungswärme bedarfsorientiert genutzt werden. Allerdings ist die Nutzung der indirekten Sonnenenergie durch Biomasse nur so lange nachhaltig, wie nicht mehr genutzt wird, als nachwachsen kann. [13]

Die im Inneren der Erde enthaltene Energie wird als geothermische Energie bezeichnet. Hierbei handelt es sich um die Wärme im Erdinneren. 99 % der Erde sind wärmer als 1000°C. In Regionen mit geothermischen Anomalien werden bereits in Tiefen von wenigen hundert Metern unter der Erdoberfläche Temperaturen über 100 °C erreicht. In diesen Regionen lässt sich die Wärme durch Tiefenbohrungen sowohl wirtschaftlich als auch technisch nutzen. [13]

Zusätzlich zu den bereits genannten Energiequellen lässt sich auch elektrischer Strom, bevorzugt in Zeiten einer erhöhten Netzeinspeisung regenerativer Energien, zur Erzeugung nachhaltiger Wärme nutzen. [14]

Im Folgenden werden die in Deutschland wichtigsten Technologien für die Nutzung der genannten Energiequellen zur nachhaltigen Wärmeversorgung kurz vorgestellt.

Solarthermie

Solarstrahlung lässt sich mit Hilfe von Solarkollektoren in Wärme umwandeln. Dabei wird zwischen Speicherkollektoren, Flachkollektoren und Vakuumröhrenkollektoren unterschieden [13].

Bei Speicherkollektoren ist der Wärmespeicher direkt im Kollektor integriert, wodurch

2. Grundlagen

der bei anderen Kollektortypen außerhalb des Kollektors erforderliche Wärmespeicher nicht mehr benötigt wird [13]. Allerdings besteht bei ihnen im Winter die Gefahr des Einfrierens. Flach- und Vakuumröhrenkollektoren besitzen insgesamt einen höheren Marktanteil [13]. Im Vergleich zum Flachkollektor bietet der Vakuumröhrenkollektor auch bei geringem Solarstrahlungsangebot einen deutlich höheren Energieertrag. Der Preis eines Vakuumröhrenkollektors ist jedoch erheblich höher. Die durch Solarkollektoren gewonnene Wärme lässt sich sowohl zur Trinkwassererwärmung als auch zum Heizen nutzen. Auf die Grundlagen der Wärmeerzeugung durch Solarthermie wird in Abschnitt 2.1.4 näher eingegangen.

Erneuerbare Gase und Biogas

Mithilfe von Strom besteht die Möglichkeit in Elektrolyseanlagen Wasserstoff zu erzeugen, der anschließend in synthetisches Methan (erneuerbares Gas) umgewandelt werden kann. Hierbei entstehen jedoch hohe Umwandlungsverluste, weshalb diese Erzeugungsart nur angewendet werden sollte, wenn durch einen hohen Anteil regenerativer Energien an der Stromerzeugung zeitweise große Stromüberschüsse entstehen [15]. Die synthetische Erzeugung von Gas auf diesem Weg ermöglicht eine Speicherung großer Energiemengen über einen langen Zeitraum. Synthetisches Gas kann wie Erdgas verteilt und zur Wärmeerzeugung genutzt werden [15].

Biogas wird aus verschiedenen Biomasserohstoffen, wie Pflanzenmaterial, Klärschlamm, tierischen Exkrementen, Futter- und Lebensmittelresten, Altfetten oder anderen biologischen Abfallstoffen gewonnen. Der Biogasertrag ist dabei abhängig vom eingesetzten Rohstoff. Die Gewinnung des Biogases erfolgt durch Vergärung der Biomasserohstoffe in einer Biogasanlage. Das dabei entstehende Gas besteht überwiegend aus Methan und Kohlendioxid. In geringen Mengen enthält es Schwefelwasserstoff, Ammoniak und andere Gase. Biogas lässt sich thermisch und elektrisch nutzen. Die thermische Nutzung kann in Gaskesseln erfolgen, während Blockheizkraftwerke (BHKWs) die Erzeugung sowohl elektrischer als auch thermischer Energie aus Biogas ermöglichen (vgl. Abschnitt 2.1.1) [13]. Nach einer Aufbereitung lässt sich das Biogas außerdem in das Gasnetz einspeisen [15].

Feste Bioenergie in BHKWs und Biomasseheizungen

Der Großteil der aus Biomasse erzeugten Wärme basiert auf dem Brennstoff Holz, das in Form von Scheitholz, Holzhackschnitzeln und Holzpellets thermisch genutzt wird [15]. Eine effiziente Nutzung des Brennstoffs ist über die Kraft-Wärme-Kopplung in KWK-Anlagen möglich. In diesen Anlagen dient der Brennstoff der Erzeugung von Strom. Die bei diesem Prozess anfallende Abwärme wird ebenfalls genutzt, wodurch bis zu 90 % des Brennstoffs verwertet werden können [16]. Die beschriebene kombinierte Erzeugung von Strom und Wärme in KWK-Anlagen ermöglicht im Vergleich zur getrennten Erzeugung deutliche Einsparungen von Brennstoffen. Kleinere Anlagen werden BHKW genannt, größere Anlagen heißen Heizkraftwerk [17].

Eine weitere Möglichkeit der thermischen Biomassenutzung ist die Verbrennung in Biomasseheizungen. Zu den Biomasseheizungen zählen Kamine, Öfen, Pelletheizungen, Stückholzheizungen, Hackschnitzelheizungen sowie im größeren Leistungsbereich Biomasseheizwerke. Pelletheizungen werden häufig in Einfamilienhäusern eingesetzt. Die Pellets werden der Heizung automatisch zugeführt und im Brennraum über ein elektrisches Heißluftgebläse angefeuert. Der Kesselwirkungsgrad in Volllast beträgt dabei bis zu über 90 %. Im Teillastbereich werden deutlich geringere Wirkungsgrade erreicht. [13]

Stromwärme (Power-To-Heat) und Umweltwärme (Wärmepumpen)

Die Umwandlung von Strom zu Wärme stellt ebenfalls eine Möglichkeit der Wärmebedarfsdeckung dar. Dabei gibt es die Möglichkeit der direkten Nutzung über elektrische Heizstäbe und Elektroheizkessel (vgl. Abschnitt 2.1.3) sowie die indirekte Nutzung durch Wärmepumpen (vgl. Abschnitt 2.1.2) [18]. In dieser Arbeit werden die Technologien, die Strom direkt umwandeln, unter dem Begriff Power-To-Heat zusammengefasst. Die indirekte Umwandlung von Strom zu Wärme durch Wärmepumpen, die streng genommen ebenfalls eine Power-To-Heat (PtH)-Technologie ist, wird gesondert behandelt. Durch PtH wird Strom mit einem Wirkungsgrad von etwa 99 % in Wärme umgewandelt [14].

Wärmepumpen erzeugen Heizwärme aus einer Niedertemperaturquelle über eine mechanisch oder elektrisch angetriebene Pumpe. Das zugrunde liegende Prinzip ist dabei der Carnot-Prozess. Die möglichen Wärmequellen sind Grund- oder Oberflächenwasser, das Erdreich, die Umgebungsluft sowie Abwärme. Durch die Nutzung der Umgebungswärme, die bei der Berechnung des Wirkungsgrades nicht berücksichtigt wird, erreichen Wärmepumpen einen höheren Wirkungsgrad als PtH-Technologien. [13]

Die Umwandlung der hochwertigen Energieform Strom, die aus reiner Exergie besteht, in Wärme mit deutlich geringerem Exergiegehalt wird häufig kritisiert [18]. Dieser Kritikpunkt entfällt, wenn durch Überproduktion Erneuerbarer Energien vorhandener überschüssiger Strom in Wärme umgewandelt wird. Besonders in Kombination mit Wärmespeichern bieten sich so Potenziale für die Nutzung von überschüssigem erneuerbarem Strom [18].

Da das Ziel dieser Arbeit die Potenzialabschätzung einer sektorengkoppelten Wärmeversorgung ist, sind von den vorgestellten Technologien hauptsächlich die interessant, die Strom aus dem Netz beziehen oder in das Netz einspeisen. Aus diesem Grund wird in den folgenden Unterkapiteln genauer auf die Funktion von BHKWs, Wärmepumpen und sonstigen Elektroheizsystemen (PtH) eingegangen. Zusätzlich wird der Einfluss solarthermischer Wärmeerzeugung als nachhaltige Ergänzung zu diesen Technologien berücksichtigt und daher genauer beschrieben.

2.1.1. Blockheizkraftwerke

In konventionellen Kraftwerken findet die Brennstoffumwandlung zu Strom unter hohen Abwärmeverlusten statt. Nur etwa 38 % des Energieträgers werden in elektrische Energie umgewandelt [18]. Bei der gekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme in KWK-Anlagen wird die bei der Brennstoffumwandlung entstehende Abwärme genutzt, wodurch sich der Gesamtwirkungsgrad der Anlage deutlich erhöht. Im Vergleich zu der getrennten Erzeugung von Strom und Wärme kann in KWK-Anlagen bis zu einem Drittel der Primärenergie eingespart werden [17]. Abbildung 2.1 stellt die gekoppelte Erzeugung von Strom und Wärme im Vergleich zu der getrennten Erzeugung mit allen auftretenden Verlusten dar.

Zu den am häufigsten zur Wärmeerzeugung eingesetzten KWK-Anlagen zählen Gas- und Dampfturbinenanlagen, Heizkraftwerke mit Dampfkesseln und Dampfturbinen bzw. Motoren [17]. Dabei kann es sich sowohl um große Heizkraftwerke, als auch um kleinere Anlagen handeln. Kleinere KWK-Anlagen werden unter dem Begriff BHKW zusammengefasst. Der Fokus dieser Arbeit liegt auf BHKWs, da diese in kleinen Leistungsklassen von wenigen kW bis etwa 2000 kW verfügbar sind [17] und sich dadurch gut für eine dezentrale Wärmeversorgung eignen.

2. Grundlagen

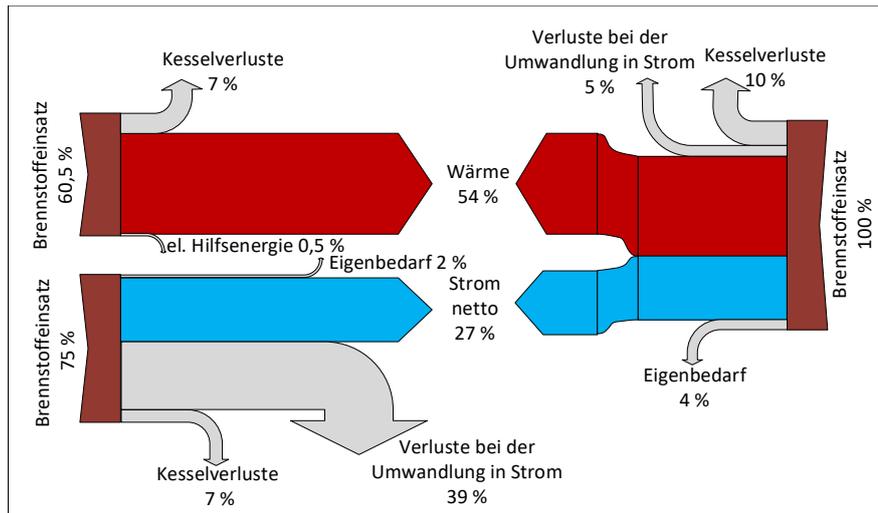


Abbildung 2.1.: Getrennte Erzeugung von Strom und Wärme im Vergleich zur gekoppelten Erzeugung in einer KWK-Anlage (in Anlehnung an [17])

BHKWs werden in der Regel durch Otto-, Diesel- oder Stirlingmotoren angetrieben. Die für die Motortypen einsetzbaren Brennstoffe unterscheiden sich dabei. Otto-Motoren können nur mit Gas betrieben werden, Diesel-Motoren lassen sich sowohl mit Öl als auch mit Gas betreiben. Stirlingmotoren ermöglichen die Nutzung fester Brennstoffe. Die erreichbare Vorlauftemperatur eines BHKW liegt zwischen 90 und 110 °C, die Rücklauftemperatur zwischen 50 und 70 °C. Wird zur Deckung des Wärmebedarfs eine höhere Vorlauftemperatur benötigt, kann diese durch einen Spitzenlastkessel angehoben werden. In der Praxis sind häufig mehrere BHKW-Module zusammengeschaltet, so dass bedarfsabhängig einzelne Module zu- und abgeschaltet werden können. Ein vorhandener Wärmespeicher sollte eine Kapazität von mindestens 50 % der stündlichen Wärmeleistung besitzen, damit zu Zeiten mit geringem Wärmebedarf ein halbstündiger Betrieb gewährleistet ist. [17]

Das Anlagenschema eines BHKW ist in Abbildung 2.2 dargestellt. Der Antrieb des Generators erfolgt über das Motoraggregat. Wärmetauscher führen die Wärmeenergie des Kühlwassers, des Ölkühlers und der Motorabgase ab. Ein nachgeschalteter Spitzenlastkessel bietet bei diesem BHKW die Möglichkeit, die Vorlauftemperatur von 90 °C auf 130 °C zu erhöhen.

Der Gesamtwirkungsgrad η_{gesKWK} eines BHKW setzt sich aus dem thermischen Wirkungsgrad η_{thKWK} und dem elektrischen Wirkungsgrad η_{elKWK} zusammen. Der thermische Wirkungsgrad berechnet sich über den Quotienten aus Nettowärmeerzeugung Q_{nKWK} und zugeführter Brennstoffwärme W . Der elektrische Wirkungsgrad lässt sich über den Quotienten aus Nettostromerzeugung E_{nKWK} und zugeführter Brennstoffwärme W bestimmen. [19]

$$\eta_{\text{elKWK}} = \frac{E_{\text{nKWK}}}{W} \quad (2.1)$$

$$\eta_{\text{thKWK}} = \frac{Q_{\text{nKWK}}}{W} \quad (2.2)$$

$$\eta_{\text{gesKWK}} = \eta_{\text{elKWK}} + \eta_{\text{thKWK}} \quad (2.3)$$

Eine weitere wichtige Kennzahl zur Beschreibung des KWK-Prozesses in einem BHKW ist die Stromkennzahl σ . Sie wird über den Quotienten aus Nettostromerzeugung E_{nKWK} und Nettowärmeerzeugung Q_{nKWK} berechnet [19]. Mit Gleichung 2.1 und Gleichung

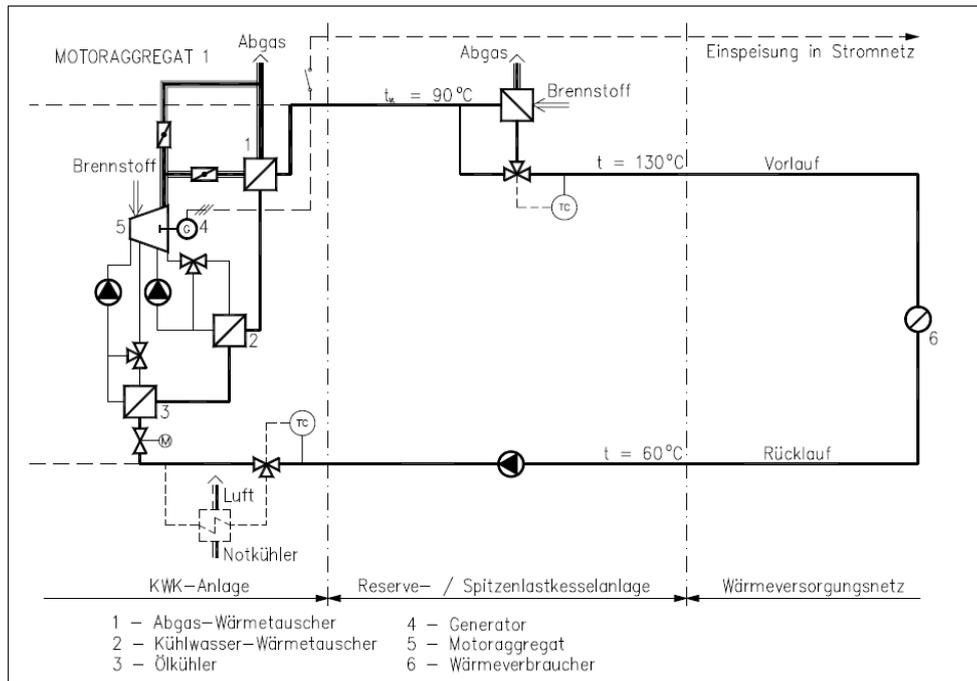


Abbildung 2.2.: Anlagenschema eines BHKW [17]

Abbildung 2.2 zeigt sich, dass sie ebenfalls über den Quotienten aus elektrischem und thermischem Wirkungsgrad berechnet werden kann.

$$\sigma = \frac{E_{nKWK}}{Q_{nKWK}} = \frac{\eta_{elKWK}}{\eta_{thKWK}} \quad (2.4)$$

Die zuvor beschriebenen Gleichungen sind sowohl im Voll- als auch im Teillastbereich des BHKWs gültig. Die kleinste mögliche Leistung im Teillastbereich wird als Kleinstlastpunkt bezeichnet [17]. Unterhalb dieses Punktes schaltet sich die Anlage ab. Mit abnehmender Last sinkt im Teillastbereich auch der elektrische Wirkungsgrad der Anlage, während der thermische Wirkungsgrad steigt [17]. Nach Gleichung 2.4 sinkt somit auch die Stromkennzahl, die das Verhältnis von elektrischer zu thermischer Leistung beschreibt. Verglichen mit anderen KWK-Anlagen weist der elektrische Wirkungsgrad von BHKWs ein gutes Teillastverhalten auf. Abbildung 2.3 zeigt den Verlauf der Stromkennzahl eines BHKWs in Abhängigkeit der relativen Blocklast für

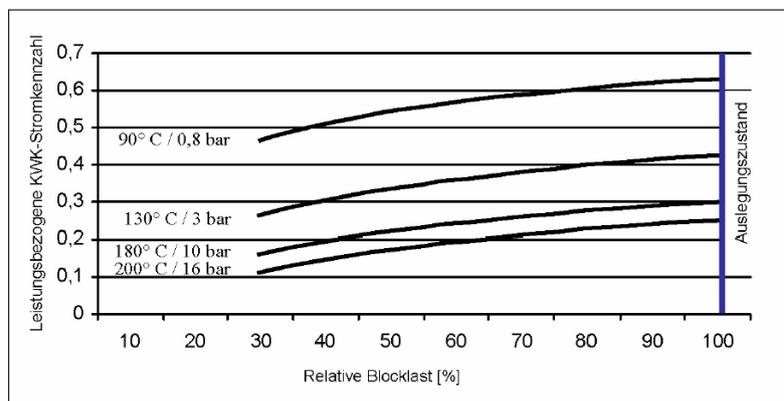


Abbildung 2.3.: Stromkennzahl im Teillastbereich eines BHKW [19]

2. Grundlagen

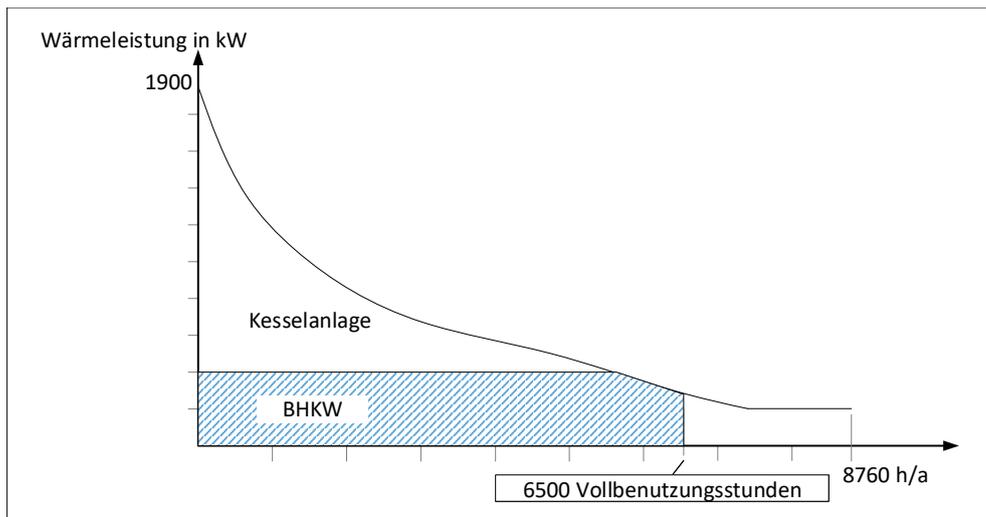


Abbildung 2.4.: Auslegung eines BHKW anhand des thermischen Energiebedarfs (nach [17])

verschiedene Entnahmetemperaturen und -drücke. Für BHKWs muss diese Teillastkurve anhand von verschiedenen Messpunkten zwischen Kleinstlastpunkt und Volllast ermittelt werden [19].

BHKWs können bei einem Kaltstart innerhalb weniger Minuten ihre volle Leistung erbringen und sind innerhalb ihres Leistungsbereichs schnell regelbar. Ein Abschalten ist ebenfalls innerhalb von Sekunden möglich [17]. Bei dem Betrieb eines BHKW sollte häufiges Ein- und Ausschalten der Anlage vermieden werden, um den BHKW-Motor zu schonen [20]. Dies lässt sich durch korrekte Auslegung des BHKW erreichen. Die Auslegung erfolgt in den meisten Fällen anhand des abzudeckenden Wärmebedarfs. Hierfür wird wie in Abbildung 2.4 die Jahresdauerlinie des thermischen Energiebedarfs genutzt. Die zu installierende BHKW-Leistung wird dabei niedriger als die maximal benötigte thermische Leistung gewählt [17]. Der Wärmebedarf, der die installierte Leistung übersteigt, wird durch einen Spitzenlastkessel gedeckt. In Kombination mit einem Wärmespeicher kann das BHKW auf diese Art hohe Laufzeiten erreichen.

Für BHKWs existieren zwei unterschiedliche Betriebsarten. Der stromorientierte Anlagenbetrieb erfolgt anhand des Elektrizitätsbedarfs. Die Anlagenauslegung muss in diesem Fall auch den Wärmebedarf berücksichtigen, da die Produktion von Wärmeüberschüssen vermieden werden sollte [17]. Der Betrieb von BHKWs anhand des thermischen Leistungsbedarfs wird als wärmeorientierter Anlagenbetrieb bezeichnet. Im Vergleich zur Wärmeerzeugung in Kesselanlagen ist der wärmeorientierte Anlagenbetrieb im Bezug auf die Einsparung von Primärenergie und CO₂-Emissionen vorteilhafter. In der Regel werden BHKWs wärmeorientiert betrieben. Für eine Energieerzeugung mit einer zunehmenden Zahl dezentraler Erzeuger gewinnt auch die stromorientierte Fahrweise an Bedeutung, da BHKWs über sie zur Erbringung von Regelernergie und Ersatzenergie genutzt werden können. [17]

2.1.2. Wärmepumpen

Eine Wärmepumpe erzeugt Heizwärme, indem sie einer Niedertemperaturquelle Wärme entzieht und diese über den Carnot-Prozess auf ein höheres Temperaturniveau anhebt. Hierfür wird Energie benötigt, die in der Regel in Form von elektrischer Energie dem Stromnetz entnommen wird [21].

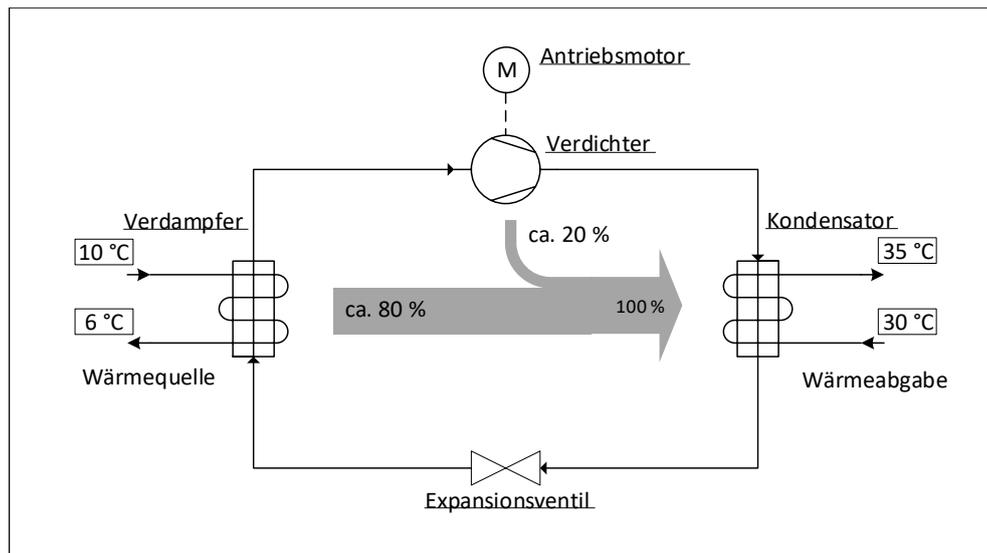


Abbildung 2.5.: Aufbau einer Kompressionswärmepumpe (in Anlehnung an [21])

Der zurzeit gebräuchlichste Wärmepumpentyp ist die Kompressionswärmepumpe [13]. Der prinzipielle Aufbau einer solchen Wärmepumpe ist in Abbildung 2.5 dargestellt. Als Verdampfer wird in der Regel ein Plattenwärmetauscher eingesetzt, in dem durch die der Niedertemperaturquelle entnommene Wärme ein Kältemittel verdampft wird [21]. Der Siedepunkt des Kältemittels liegt dabei im negativen Celsiusbereich [13]. Anschließend wird das Kältemittel in einem motorbetriebenen Verdichter komprimiert. Die Kompression bewirkt eine starke Erwärmung des gasförmigen Kältemittels [21]. Die erzeugte Wärme wird in einem weiteren Wärmetauscher, dem Kondensator, abgeführt und kann beispielsweise zur Raumheizung oder Wassererwärmung genutzt werden. Das unter Druck stehende kondensierte Gas wird in einem Expansionsventil entspannt, wodurch es sich wieder abkühlt [13]. Von hier gelangt es zurück zum Verdampfer. Der größte Teil der zur Wärmeerzeugung nötigen Energie entstammt der Wärmequelle beziehungsweise der Umweltwärme.

Das in Kompressionswärmepumpen verwendete Kältemittel ist üblicherweise ein Fluorkohlenwasserstoff (FKW). Die verwendeten FKW sind zwar ungiftig, weisen aber ein extrem hohes Treibhauspotenzial auf. Leckagen können daher zu einer Freisetzung von großen Mengen CO_2 -Äquivalenten führen und sollten aus diesem Grund vermieden werden. [13]

Die gebräuchlichsten Niedertemperaturwärmequellen für Wärmepumpen kleineren Maßstabs sind Grundwasser, das Erdreich und die Außenluft. Die Heizkreisläufe innerhalb Deutschlands sind in der Regel auf das Wärmeträgermedium Wasser ausgelegt [21]. Die betrachteten Wärmepumpentypen werden im Folgenden kurz beschrieben.

Wasser-Wasser-Wärmepumpe

Eine Wasser-Wasser-Wärmepumpe (WW-Wärmepumpe) nutzt als Niedertemperaturwärmequelle das Grundwasser, welches über einen Bohrbrunnen gefördert wird. Das Brunnenwasser wird dabei in den meisten Fällen mit etwa 10 °C gefördert. In der Regel sind zwei Bohrungen nötig, die eine für den Förder- und die andere für den Schluckbrunnen. Zu hohe Eisen- und Mangengehalte des Grundwassers können zu einem Zusetzen von Brunnen und Komponenten der Wärmepumpe führen. Um dies zu vermeiden, muss das Wasser unter Umständen aufbereitet werden. [21]

2. Grundlagen

Sole-Wasser-Wärmepumpe

Eine Sole-Wasser-Wärmepumpe (SW-Wärmepumpe) entzieht dem Erdreich über einen geschlossenen Solekreislauf Wärme. In dem Solekreislauf befindet sich dabei ein Glykol-Wasser-Gemisch, um ein Einfrieren des Verdichters zu verhindern. Durch die lokale Auskühlung des Erdreichs muss eine SW-Wärmepumpe eine größere Temperaturdifferenz überwinden, woraus ein höherer Stromverbrauch folgt. SW-Wärmepumpen werden mit Erdsonden oder mit Erdkollektoren installiert. Erdsonden reichen bis zu einer Tiefe von 100 m vertikal in das Erdreich und werden durch die Auskühlung des die Wärmepumpe umgebenden Bodens bei einer durchschnittlichen Quelltemperatur von 0°C betrieben. Erdkollektoren werden oberflächennah horizontal in die Erde eingebaut und sind dadurch höheren Temperaturschwankungen unterworfen. Durch die oberflächennahe Verlegung sind die Installationskosten geringer als für Erdsonden, allerdings besteht ein deutlich höherer, nicht überbauter Flächenbedarf.[21]

Luft-Wasser-Wärmepumpe

Die Wärmequelle einer Luft-Wasser-Wärmepumpe (LW-Wärmepumpe) ist die Außenluft. Eine LW-Wärmepumpe benötigt große Lüfter, da aufgrund der geringen spezifischen Wärmekapazität von Luft große Luftmengen bewegt werden müssen. Im Vergleich zu WW-Wärmepumpen und SW-Wärmepumpen besteht hierdurch ein höherer Energiebedarf. Durch die Nutzung von Außenluft als Wärmequelle ist der Wirkungsgrad von LW-Wärmepumpen zudem am geringsten, wenn die meiste Wärme benötigt wird. Aus diesem Grund werden LW-Wärmepumpen häufig in Kombination mit einer weiteren Energiequelle betrieben.[21]

Neben ihrem Einsatz für Heizzwecke können Wärmepumpen ebenfalls zum Kühlen eingesetzt werden. Dabei gibt es die Möglichkeit der freien Kühlung sowie die der aktiven Kühlung. Bei der freien Kühlung wird die eigentliche Wärmequelle zur Kühlung eingesetzt, ohne dass der Verdichter läuft. Hierdurch wird kein Strom für die Kühlung benötigt. WW-Wärmepumpen und SW-Wärmepumpen mit Erdsonden eignen sich besonders für diese Art der Kühlung. Zudem sorgt die Rückführung von Wärme in das Erdreich für eine Regeneration der Wärmequelle. Für die aktive Kühlung wird die Wärmepumpe reversibel betrieben. Bei dieser Betriebsart läuft der Kompressor, wodurch sich im Vergleich zur freien Kühlung höhere Betriebskosten ergeben.[21]

Die von einer Wärmepumpe abgegebene Wärme \dot{Q}_{WP} setzt sich, wie in Abbildung 2.5 zu sehen, aus der für den Betrieb der Wärmepumpe benötigten Antriebsleistung P_{WP} und der Wärme \dot{Q}_U , die der Wärmequelle entzogen wurde, zusammen. [13]

$$\dot{Q}_{WP} = \dot{Q}_U + P_{WP} \quad (2.5)$$

Die Leistungszahl ϵ der Wärmepumpe beschreibt das Verhältnis von abgegebener Wärme \dot{Q}_{WP} zu der benötigten Antriebsleistung P_{WP} . Da die der Umwelt entnommene Wärmeleistung nicht berücksichtigt wird, ist die Leistungszahl einer Wärmepumpe immer größer als 1. [13]

$$\epsilon = \frac{\dot{Q}_{WP}}{P_{WP}} \quad (2.6)$$

Die nur in der Theorie erreichbare ideale Leistungszahl ϵ_c einer Wärmepumpe wird nach dem 2. Hauptsatz der Thermodynamik über die Differenz aus Wärmequellen-temperatur T_{UWP} und Wärmeabgabetemperatur T_{WP} bestimmt. Anhand von Glei-

chung 2.7 zeigt sich, dass eine höhere Quelltemperatur zu einer höheren Leistungszahl der Wärmepumpe führt. Eine niedrige Vorlauftemperatur des Heizkreises, wie beispielsweise für Fußbodenheizungen, begünstigt ebenfalls die Leistungszahl der Wärmepumpe. [13]

$$\epsilon_c = \frac{T_{WP}}{T_{WP} - T_{UWP}} \quad (2.7)$$

Der Gütegrad η_{WP} einer Wärmepumpe ist das Verhältnis der realen Leistungszahl ϵ zu der idealen Leistungszahl ϵ_c . In der Regel liegt der Gütegrad zwischen 0,4 und 0,5 [13]. Der Grund für die geringere Leistungszahl im Vergleich zur idealen Leistungszahl sind Übertragungsverluste sowie Strom, der für den Betrieb von Pumpen, Lüftern, Steuerung und Regelung der Wärmepumpe benötigt wird [14].

$$\epsilon = \eta_{WP} \cdot \epsilon_c \quad (2.8)$$

Da sowohl Quelltemperaturen als auch Vorlauftemperaturen im Jahresverlauf schwanken, variieren auch die Leistungszahlen einer Wärmepumpe. Zur Bewertung der ganzjährigen Leistung einer Wärmepumpe wird daher die Jahresarbeitszahl, kurz *JAZ*, herangezogen. Diese wird, wie in Gleichung 2.9 gezeigt, berechnet, indem das Verhältnis zwischen der über das Jahr aufsummierten Wärmeleistung \dot{Q}_{WP} und der aufsummierten verbrauchten elektrischen Leistung P_{WP} gebildet wird [13].

$$JAZ = \frac{\sum_a \dot{Q}_{WP}}{\sum_a P_{WP}} \quad (2.9)$$

Die Leistungsregelung von Wärmepumpen kann auf zwei unterschiedliche Arten erfolgen. Eine Möglichkeit ist der getaktete Betrieb für Wärmepumpen mit fest eingestellter Leistung. Dabei verringert sich durch häufiges Anfahren die Lebensdauer des Verdichters. Zudem wird die Effizienz der Wärmepumpe durch häufigeren Betrieb unter Anfahrbedingungen gemindert. Zur Beschreibung des Teillastverhaltens einer Wärmepumpe lässt sich die Leistungszahl nach Gleichung 2.10 bestimmen. *CR* steht dabei für das Leistungsverhältnis und *Cd* für den Minderungsfaktor. Der Minderungsfaktor ist entweder aus dem Datenblatt der Wärmepumpe zu ermitteln oder durch die DIN EN 14825 auf 0,9 festgelegt. [22]

$$\epsilon_{TL} = \epsilon \cdot \frac{CR}{Cd \cdot CR + (1 - Cd)} \quad (2.10)$$

Eine weitere häufig verwendete Art der Leistungsregelung für Wärmepumpen ist die Leistungsregelung des Verdichters mit Invertertechnologie. Dabei wird die Verdichterdrehzahl durch Veränderung der normalen Wechselstromfrequenz von 50 Hz angepasst [23]. Je langsamer die Verdichterdrehzahl, desto geringer ist die Heizleistung der Wärmepumpe. Da Wärmepumpen mit Inverterregelung seltener ein- und ausgeschaltet werden müssen, verlängert sich ihre Lebensdauer. Außerdem arbeitet der Inverterverdichter im Teillastbetrieb besonders effizient, wodurch sich die Leistungszahl erhöht. Abbildung 2.6 zeigt einen möglichen Verlauf für die Leistungszahl und Heizleistung einer Wärmepumpe in Abhängigkeit der Inverterdrehzahl. Diese Art der Regelung wird insbesondere für LW-Wärmepumpen häufig eingesetzt [24], da eine Wärmepumpe mit fester Drehzahl die meiste Heizleistung bereitstellen würde, wenn sie aufgrund warmer Lufttemperaturen nicht benötigt wird.

2. Grundlagen

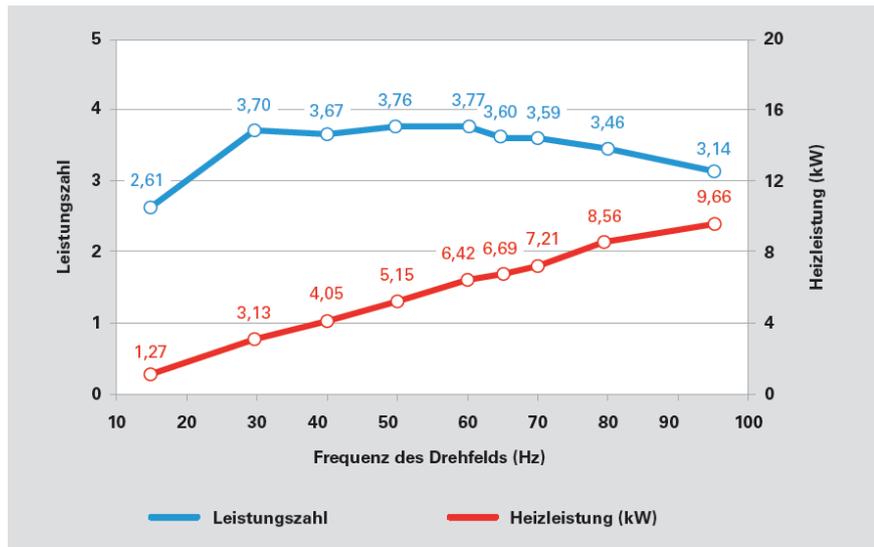


Abbildung 2.6.: Leistungszahl und Heizleistung für eine Wärmepumpe mit Inverterregelung [23]

Für den Einsatz von Wärmepumpen eignen sich besonders Heizsysteme mit einer geringen Vorlauftemperatur, da sich hierdurch die Effizienz der Wärmepumpe erhöht (vgl. Gleichung 2.7). In Altbauten erfolgt die Wärmeabgabe in der Regel durch Radiatoren, die meistens hohe Vorlauftemperaturen von mehr als 70 °C benötigen. Der Einsatz von Wärmepumpen ergibt in diesen Gebäuden daher nur Sinn, wenn die Vorlauftemperatur durch eine energetische Gebäudesanierung abgesenkt wird. Wärmepumpen können effizient bis zu Vorlauftemperaturen von 45 °C bis 50 °C betrieben werden. Sie sind daher gut geeignet für Flächenheizsysteme, die mit einer geringeren Vorlauftemperatur auskommen. [21]

Die Warmwasserbereitung kann ebenfalls über Wärmepumpen erfolgen. Für kleinere Wohneinheiten ist die Wärmeerzeugung über elektrische Durchlauferhitzer oder Heizstäbe nicht sinnvoll, da hierdurch etwa dreimal höhere Betriebskosten als mit Wärmepumpen entstehen würden. Speichervolumen über 400 l müssen zur Vermeidung von Legionellen regelmäßig über 60 °C erhitzt werden. Da dies nur über einen Elektroheizstab möglich wäre, lohnt sich in größeren Wohneinheiten die Nutzung von Durchlauferhitzern zur Warmwassererzeugung. [21]

Die Effizienz einer Wärmepumpe ist neben der Vorlauftemperatur des Heizsystems ebenfalls von der Wärmequellentemperatur abhängig. Die Wärmequellentemperaturen der einzelnen Wärmepumpentypen sind unterschiedlich starken Schwankungen unterworfen. LW-Wärmepumpen und Kollektor-SW-Wärmepumpen sind in ihrer Effizienz direkt von den Schwankungen der Lufttemperatur abhängig. Allerdings ist auch die Quellentemperatur von WW-Wärmepumpen und Sonden-SW-Wärmepumpen im Jahresverlauf Schwankungen unterworfen. Die Ursache dafür ist, dass der jeweiligen Wärmequelle durch die Wärmepumpe Wärme entzogen wird, wodurch sie lokal auskühlt. In den Sommermonaten regeneriert sich die Wärmequelle wieder. Der Wärmequellentemperaturverlauf für verschiedene Wärmepumpentypen wurde im Zuge einer Studie des Fraunhofer ISE aus den Messdaten realer Anlagen ermittelt und kann Abbildung 2.7 entnommen werden [25]. Wird die Wärmepumpe wie zuvor beschrieben in den Sommermonaten zu Kühlzwecken eingesetzt, wird die Regeneration der Wärmequellentemperatur durch die dem Erdreich zurückgeführte Wärme unterstützt [21].

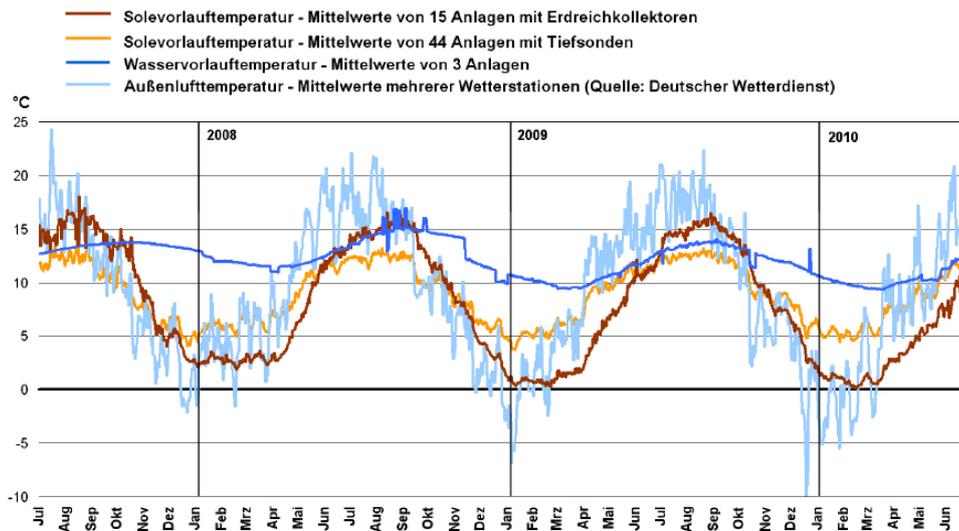


Abbildung 2.7.: Jahresverlauf der Wärmequellentemperatur von LW-Wärmepumpen, SW-Wärmepumpen und WW-Wärmepumpe [25]

Auf Wärmepumpen basierende Heizungsanlagen können unterschiedlich aufgebaut sein. Ein monovalentes Heizungssystem besitzt als einzige Wärmequelle die Wärmepumpe. Besitzt die Heizungsanlage zusätzlich einen elektrischen Heizstab zur Abdeckung von besonders hohen Wärmebedarfen, handelt es sich um ein monoenergetisches System. Der Bivalenzpunkt ist durch die Außentemperatur, bei der die Wärmepumpe ihre maximale Heizleistung erbringen muss, festgelegt. Bei Unterschreiten des Bivalenzpunktes schaltet sich der Heizstab zur Deckung des Defizits ein. Wird neben Strom eine weitere Energiequelle eingesetzt, handelt es sich um ein bivalentes Heizungssystem. Für WW-Wärmepumpen und SW-Wärmepumpen wird in der Regel ein monovalenter Betrieb angestrebt, da der Wirkungsgrad der Gesamtanlage durch weitere Energieträger verringert werden würde. LW-Wärmepumpen werden üblicherweise monoenergetisch betrieben, da bei geringen Lufttemperaturen eine zusätzliche Heizung zur Deckung des erhöhten Wärmebedarfs benötigt wird. [21]

2.1.3. Sonstige Elektroheizsysteme (PtH)

Elektroheizsysteme erzeugen Heizwärme aus elektrischem Strom. Die Wärmeerzeugung erfolgt in einem elektrischen Widerstand, der sich durch den Stromdurchfluss erwärmt. Elektroheizsysteme werden im Folgenden als PtH zusammengefasst. Zur Wärmeerzeugung aus Strom existieren mehrere Technologien.

Eine Möglichkeit der Wärmebereitstellung im Wohngebäudesektor ist die Heizwärme- und Warmwassererzeugung über Heizstäbe in Kombination mit einem Pufferspeicher. Das Kernstück eines Heizstabes sind in Abhängigkeit der Leistung mehrere verschaltete Heizelemente mit hohem ohmschen Widerstand. Die Heizelemente erwärmen sich, wenn Strom durch den Heizstab fließt. Heizstäbe können zur Wärmeerzeugung direkt in den Warmwassertank eingeschraubt werden. Sie eignen sich besonders zur Wärmeerzeugung in Kombination mit einem weiteren Heizungstyp. In der Regel werden Heizstäbe in Größen von 2 kW bis 12 kW angeboten. Heizstäbe erreichen Vorlauftemperaturen von bis zu 85 °C. [14]

Bei der Wärmeerzeugung mit Elektroströmungserhitzern wird im Gegensatz zu der Wärmeerzeugung mit Heizstäben kein Wärmespeicher benötigt. Elektroströmungserhitzer können direkt in den Heizkreis integriert werden. Sie bestehen aus einem

2. Grundlagen

Druckbehälter mit jeweils einem Ein- und Austrittsstutzen, die zusammen das Strömungsrohr bilden. Durch das Strömungsrohr fließt Wasser, das durch im Inneren des Strömungsrohres liegende Heizelemente erhitzt wird. Es existieren verschiedene Leistungsklassen bis zu 5 MW, die je nach Größe im Haushaltsbereich oder in Fernwärmesystemen und Industrie eingesetzt werden. Die erreichbare Vorlauftemperatur liegt zwischen 80 °C und 85 °C. Die im Haushaltsbereich häufig für die Warmwasserzubereitung eingesetzten Durchlauferhitzer sind ebenfalls Elektroströmungserhitzer und werden meistens mit einer Leistung von 21 kW angeboten. [14]

Eine weitere Möglichkeit der elektrischen Heizwärmeerzeugung sind elektrische Flächenheizsysteme. Da bei diesem Heizungstyp eine gleichmäßige Wärmeabgabe über den Boden erfolgt, wird das Raumklima wärmer empfunden. Hierdurch sind Wärmeinsparungen von bis zu 10 % möglich. Die maximale Heizleistung beträgt 70 W/m² bis 90 W/m². [14]

Die bisher beschriebenen Elektroheizsysteme kommen meistens in kleineren Leistungsgrößen im Wohn- und Gewerbebereich vor. In Fernwärmenetzen besteht die Möglichkeit, größer dimensionierte Elektrodenkessel zu installieren. Elektrodenkessel sind in Leistungen von 1 MW bis 50 MW verfügbar. Die Leistungsregelung ist stufenlos ohne Mindestleistung möglich. In Abbildung 2.8 ist das Schema eines Elektrodenkessels gezeigt. Die an die Hochspannungsversorgung angeschlossenen Elektroden des Elektrodenkessels stehen mit Wasser in Berührung und werden durch Wechselstrom versorgt. Das Wasser stellt einen elektrischen Widerstand dar und wird durch den Stromdurchgang erwärmt. Die Leistungsregelung erfolgt, indem die Elektrodenbedeckung durch Änderung des Wasserstandes variiert wird. Je geringer die bedeckte Elektrodenfläche, desto geringer die Leistung des Elektrodenkessels. Sobald der Wasserstand unter die Elektroden absinkt, wird der Stromfluss unterbrochen und keine Wärmeleistung erzeugt. [26]

Nachtspeicherheizungen zählen ebenfalls zu den PtH-Technologien. In dieser Arbeit finden sie allerdings keine Berücksichtigung, da ihre Anzahl in Deutschland rückläufig ist [14].

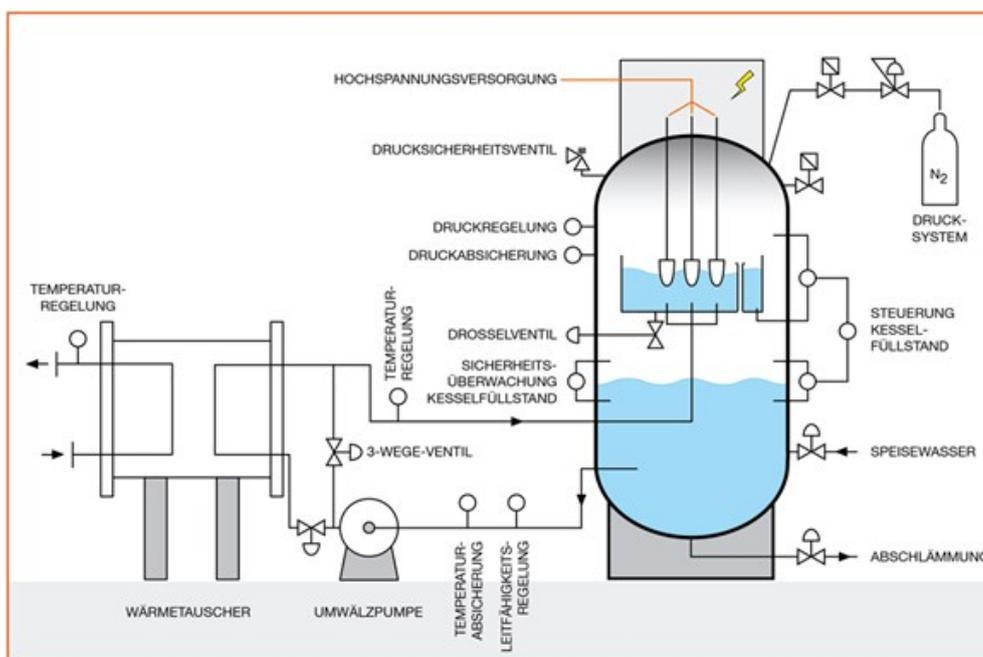


Abbildung 2.8.: Elektrodenkessel zur Heißwassererzeugung [27]

2.1.4. Solarthermische Wärmeerzeuger

Innerhalb Europas werden am häufigsten Flachkollektoren eingesetzt [13]. Der Solar Kollektor fängt dabei durch die Frontscheibe Solarstrahlung auf, die durch den Solarabsorber absorbiert und in Wärme umgewandelt wird. Die so gewonnene Wärme wird über einen Wärmetauscher an ein Wärmeträgermedium abgegeben. Die bei der Umwandlung von Solarstrahlung in Wärme entstehenden möglichen Wärmeverluste sind in Abbildung 2.9 dargestellt. Wärmeverluste entstehen sowohl durch Wärmeabstrahlung des Absorbers, bevor das Wärmeträgermedium erreicht wird, als auch durch Konvektion durch Luftbewegungen. Zusätzliche Verluste entstehen durch Reflexion der Solarstrahlung am Absorber und an der Frontscheibe. Um die Wärmeverluste gering zu halten, verfügt das Kollektorgehäuse auf der Rückseite über eine möglichst gute Wärmedämmung [13]. Die entstehenden Wärmeverluste sind vom Temperaturunterschied zwischen Absorber und Umgebung abhängig [16].

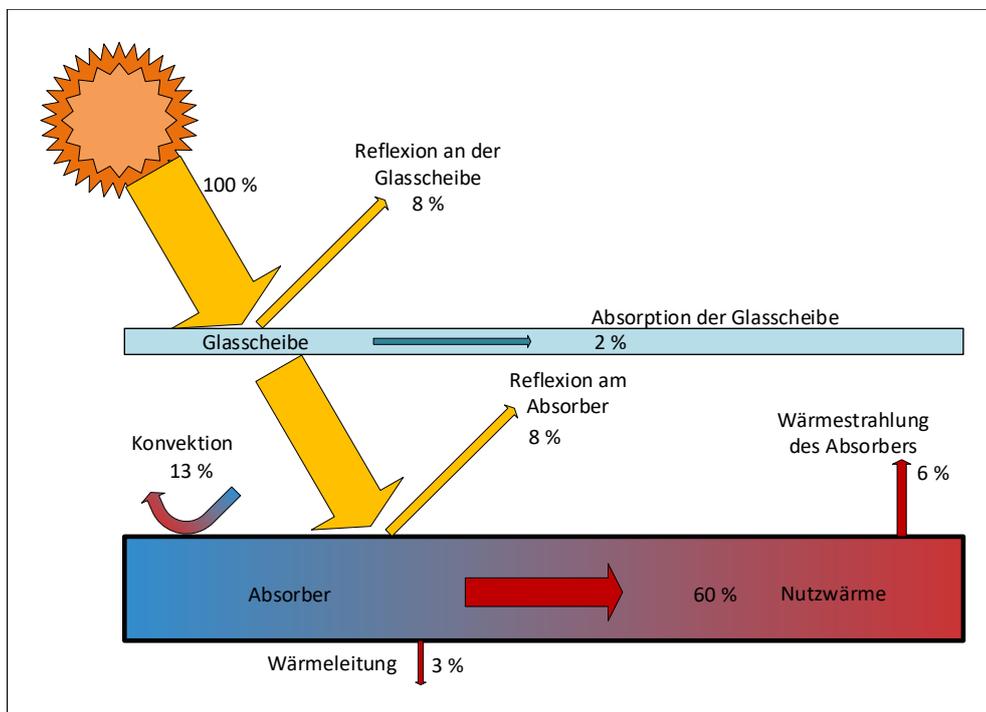


Abbildung 2.9.: Mögliche Anteile der Verluste in einem Solar Kollektor (nach [13])

Bei Vakuumröhrenkollektoren befindet sich innerhalb des Absorbers ein Wärmerohr, in dem sich ein leicht verdampfendes Medium, wie zum Beispiel Methanol, befindet. Wird das Medium erwärmt verdampft es. Die bei Kondensation freiwerdende Wärmeenergie wird an die Wärmeträgerflüssigkeit des Solarreislaufs abgegeben.

Die Nutzleistung \dot{Q}_{KN} des Kollektors ist abhängig von der auf ihn treffenden solaren Bestrahlungsstärke E_{kol} , der Kollektorfläche A_k und dem Kollektorwirkungsgrad η_k [13].

$$\dot{Q}_{KN} = \eta_k \cdot E_{kol} \cdot A_k \quad (2.11)$$

Der Kollektorwirkungsgrad η_k ist dabei abhängig von den thermischen Verlusten, die wiederum von der Differenz zwischen Umgebungstemperatur T_U und mittlerer Kollektortemperatur T_K abhängen. Die Wärmeverluste werden durch die Verlustkoeffizienten k_1 und k_2 berücksichtigt. η_{k0} ist der Konversionsfaktor des Solar Kollektors,

2. Grundlagen

der den Wirkungsgrad, wenn keine thermischen Verluste auftreten, darstellt. Konversionsfaktor und Verlustkoeffizienten sind abhängig vom Kollektor. Gleichung 2.12 kann entnommen werden, dass der Kollektorstärkegrad mit steigender Temperaturdifferenz zwischen Umgebungs- und Kollektortemperatur sinkt.

$$\eta_k = \eta_{k0} - \frac{k_0 \cdot (T_K - T_U) + k_1 \cdot (T_K - T_U)^2}{E_{kol}} \quad (2.12)$$

Bei bekanntem Massenstrom \dot{m}_{kol} durch den Kollektor kann die Kollektornutzleistung auch über die Wärmekapazität c_{med} des Wärmeträgermediums sowie die Differenz der Kollektoreintrittstemperatur T_{KE} und der Kollektoraustrittstemperatur T_{KA} bestimmt werden (vgl. Gleichung 2.13). Bezieht man den Massenstrom auf die Kollektorfläche, ergibt sich der Kollektordurchsatz \dot{m}'_{kol} . [13]

$$\dot{Q}_{KN} = \dot{m}_{kol} \cdot c_{med} \cdot (T_{KA} - T_{KE}) = \dot{m}' \cdot A_k \cdot c_{med} \cdot (T_{KA} - T_{KE}) \quad (2.13)$$

Ist die Kollektoreintrittstemperatur bekannt, kann über Gleichung 2.14 die Kollektoraustrittstemperatur berechnet werden [13].

$$T_{KA} = \frac{\eta_{k0} \cdot E_{kol} + \dot{m}'_{kol} \cdot c_{med} \cdot T_{KE} + k \cdot (T_U - \frac{1}{2}T_{KE})}{\dot{m}'_{kol} \cdot c_{med} + \frac{1}{2}k} \quad (2.14)$$

Die den Solarkollektor erreichende Bestrahlungsstärke E_{kol} lässt sich über Formeln zur Berechnung der Bestrahlungsstärke auf geneigten Ebenen berechnen und setzt sich zusammen aus einem direkten Anteil $E_{dir,gen}$, einem diffusen Anteil $E_{diff,gen}$ und einem vom Boden reflektierten Anteil $E_{refl,gen}$ [13].

$$E_{kol} = E_{dir,gen} + E_{diff,gen} + E_{refl,gen} \quad (2.15)$$

Zur Berechnung der direkten Bestrahlungsstärke auf eine um den Winkel γ_E geneigte und den Winkel α_E gedrehte Ebene ist der Einfallswinkel der Sonnenstrahlung θ_{gen} nötig [13]. Dieser kann bei bekannter Sonnenhöhe γ_S und bekanntem Sonnenazimuth α_S über Gleichung 2.16 berechnet werden. Die bildliche Darstellung der benötigten Winkel erfolgt in Abbildung 2.10.

$$\theta_{gen} = \arccos(-\cos \gamma_S \cdot \sin \gamma_e \cdot \cos(\alpha_S - \alpha_E) + \sin \gamma_S \cdot \cos \gamma_E) \quad (2.16)$$

Die Berechnung der direkten Bestrahlungsstärke auf eine geneigte Ebene erfolgt aus der direkten Bestrahlungsstärke auf der Horizontalen $E_{dir,hor}$ nach Gleichung 2.17 [13].

$$E_{dir,gen} = E_{dir,hor} \cdot \frac{\cos \theta_{gen}}{\sin \gamma_S} \quad (2.17)$$

Die diffuse Strahlung auf eine geneigte Ebene lässt sich aus der diffusen Bestrahlungsstärke $E_{diff,hor}$ auf der Horizontalen über das Modell von Klucher abschätzen [13]. Die Berechnung der diffusen Strahlung erfolgt in dem Fall über Gleichung 2.18 und Gleichung 2.19. Die Lage der erforderlichen Winkel kann wie zuvor Abbildung 2.10 entnommen werden.

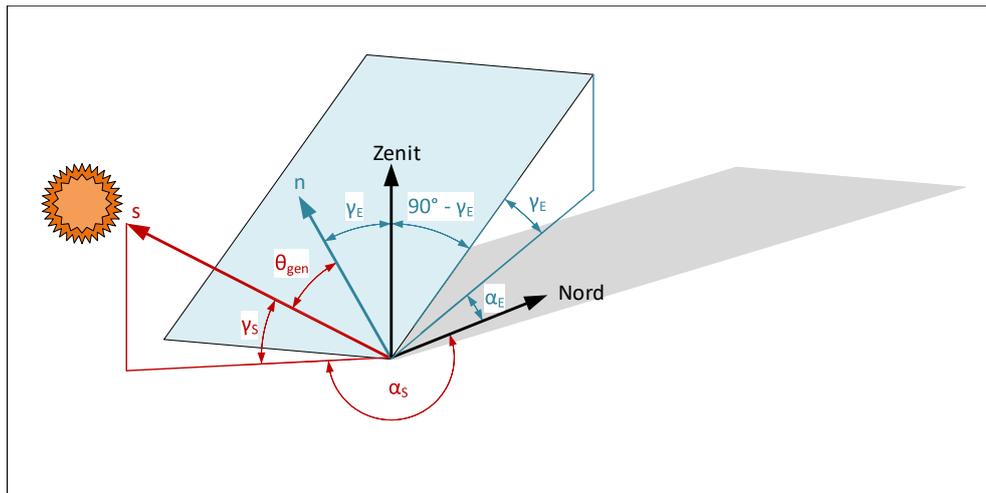


Abbildung 2.10.: Sonneneinfallswinkel auf eine geneigte Ebene (nach [13])

$$E_{\text{diff,gen}} = E_{\text{diff,hor}} \cdot \frac{1}{2} \cdot (1 + \cos \gamma_E) \cdot \left(1 + F \cdot \sin^3 \frac{\gamma_E}{2}\right) \cdot (1 + F \cdot \cos^2 \theta_{\text{gen}} \cdot \cos^3 \gamma_S) \quad (2.18)$$

mit:

$$F = 1 - \left(\frac{E_{\text{diff,hor}}}{E_{G,\text{hor}}}\right) \quad (2.19)$$

Die durch Bodenreflexion auf eine geneigte Ebene fallende Fläche lässt sich mit Hilfe des Albedo-Wertes A durch Gleichung 2.20 über die gesamte Bestrahlungsstärke $E_{G,\text{hor}}$ auf der Horizontalen abschätzen [13]. Der Albedo-Wert ist vom Untergrund abhängig. Genäherte Werte für verschiedene Umgebungen können Tabelle 2.1 entnommen werden. Bei unbekannter Umgebung wird meistens der Wert $A = 0,2$ genutzt [13].

$$E_{\text{refl,gen}} = E_{G,\text{hor}} \cdot A \cdot \frac{1}{2} \cdot (1 - \cos \gamma_E) \quad (2.20)$$

Tabelle 2.1.: Albedo-Wert für verschiedene Umgebungen [13]

Untergrund	Albedo-Wert A
Rasen	0,18 - 0,23
Trockenes Gras	0,28 - 0,32
Nackter Boden	0,17
Schotter	0,18
Beton, verwittert	0,20
Beton, sauber	0,30
Zement, sauber	0,55
Asphalt	0,15
Heide- und Sandflächen	0,10 - 0,25
Frische Schneedecke	0,80 - 0,90
Alte Schneedecke	0,45 - 0,70

2.2. Wärmespeicher

Wärmespeicher erfüllen eine wichtige Rolle bei der Entkopplung der Wärmeerzeugung vom Wärmeverbrauch. Sie lassen sich nach verschiedenen physikalischen Prinzipien in sensible, latente und thermochemische Wärmespeicher unterteilen [14].

Die Erwärmung eines Speichermediums wird als sensible Wärmespeicherung bezeichnet. Für kurzzeitige Wärmespeicherung wird hauptsächlich Wasser als Speichermedium verwendet. Wasser bietet dabei im Vergleich zu anderen Speichermedien eine hohe Speicherkapazität und Verfügbarkeit bei gleichzeitig geringen Beschaffungskosten. In drucklosen Wärmespeichern werden Temperaturen von bis zu 100 °C erreicht, in druckbeladenen Speichern von bis zu 200 °C bei Drücken von 5 bar bis 10 bar [14]. Großvolumige Wasserspeicher lassen sich ebenfalls für die langfristige Wärmespeicherung verwenden. Bereits bei einem Speichervolumen von 1000 m³ sind die Wärmespeicher für eine saisonale Speicherung geeignet [13].

In latenten Wärmespeichern wird Wärmeenergie durch den Phasenübergang eines Speichermediums gespeichert. Hierdurch ist die Speicherung relativ großer Energiemengen bei weitgehend konstanter Betriebstemperatur möglich. Thermochemische Wärmespeicher nutzen reversible chemische Prozesse zur Speicherung von Wärmeenergie. Eine verlustfreie Speicherung ist hiermit auch über längere Zeiträume möglich. [14]

Diese Arbeit betrachtet ausschließlich sensible Wärmespeicher mit Wasser als Speichermedium, da diese für die kurzfristige Wärmespeicherung für die Sektorenkopplung am relevantesten sind.

Die im Wärmespeicher gespeicherte Wärmemenge kann nach Gleichung 2.21 berechnet werden [13].

$$Q_{\text{WWS}} = c_{\text{H}_2\text{O}} \cdot m_{\text{H}_2\text{O}} \cdot (\vartheta_{\text{SP}} - \vartheta_{\text{A}}) \quad (2.21)$$

Die Wärmeverluste des Speichers sind abhängig von der Bauform des Speichers sowie Wärmeleitfähigkeit und Dicke der Isolierung. Die Entladung eines ruhenden Speichers kann nach Gleichung 2.22 beschrieben werden. Die Zeitkonstante τ_{WWS} gibt an, nach welcher Zeit die Temperaturdifferenz von mittlerer Speichertemperatur ϑ_{SP} und ϑ_{A} auf 36,8% des Anfangswertes gefallen ist. Je größer der Speicher, desto geringer wird das Verhältnis von Volumen zu Oberfläche. Hierdurch nehmen die Wärmeverluste des Speichers ab und die Zeitkonstante zu. In realen Speichern stellt sich eine Temperaturschichtung ein, bei der sich das warme Wasser am oberen und das kalte Wasser am unteren Ende befindet. [13]

$$\vartheta_{\text{SP}}(t) = \exp\left(-\frac{1}{\tau_{\text{WWS}}}t\right) \cdot (\vartheta_{\text{SP0}} - \vartheta_{\text{A}}) + \vartheta_{\text{A}} \quad (2.22)$$

2.3. Grundlagen der Wärmeplanung

Europaweit werden etwa 50% des Endenergiebedarfs durch Wärme- und Kältebedarfsdeckung verursacht [28]. Die hierdurch verursachten Emissionen können durch eine strategische Wärmeplanung gesenkt werden. Wärmeplanung bedeutet in diesem Zusammenhang die Entwicklung von Strategien zur Deckung des Wärmebedarfs. Der Wärmebedarf entspricht dem Raum- und Wasserwärmebedarf in Wohn- und Nichtwohngebäuden sowie dem durch industrielle Prozesse anfallenden Wärmebedarf. Die

Wärmebedarfsdeckung kann über Einzellösungen, über das Gasnetz oder über Wärmenetze erfolgen [28]. Dabei existiert keine klare Abgrenzung zwischen Fern- und Nahwärmenetzen [29]. Fernwärmenetze decken größere Distanzen ab und benötigen daher höhere Vorlauftemperaturen, allerdings ist der Übergang hierbei fließend. Der Hauptfokus der in diesem Kapitel beschriebenen Wärmeplanung liegt auf Wärmenetzen, da auf diese Weise möglichst viele Erzeuger und Verbraucher zusammengeschlossen werden können.

Ein Wärmenetz stellt häufig im Vergleich zu Einzellösungen die wirtschaftlich attraktivere Variante dar [29]. Der zentrale Parameter für die Wirtschaftlichkeit eines Wärmenetzes ist die Wärmebedarfsdichte. Die Wirtschaftlichkeit ist gegeben, wenn entweder die Wärmebedarfsdichte hoch genug oder die Wärmequelle günstig genug ist [28]. Zukünftig ist mit einem durch Gebäudesanierungen sinkenden Wärmebedarf von Gebäuden zu rechnen, wodurch auch die Wärmebedarfsdichte sinkt. Durch die Sanierungen wird allerdings auch eine Absenkung der Netztemperatur ermöglicht, wodurch sich besonders erneuerbare Wärmequellen besser in das Wärmenetz einbinden lassen [28]. Zudem kann von einer zukünftigen Zunahme an Hausanschlüssen ausgegangen werden, was in einem reduzierten Rückgang der Gesamtwärmebedarfsmenge resultiert. Allerdings steigen durch geringere Wärmedichten, eine höhere Anzahl Anschlüsse und steigende Leitungslängen die relativen Verluste innerhalb eines Wärmenetzes [30].

Derzeitige Bestandsnetze werden überwiegend mit Vorlauftemperaturen zwischen 90 und 140 °C betrieben, was eine Einbindung von Erneuerbaren Energien erschwert. Einige Netze verfügen über einen Sommerbetrieb, in dem die Vorlauftemperatur auf 70 – 80 °C abgesenkt wird. Eine Absenkung des Temperaturniveaus zur Ermöglichung einer effizienteren Einspeisung durch Erneuerbare Energien in Wärmenetze ist zukünftig geplant. Die Absenkung ist dabei für Systeme, in denen sowohl Heiz- als auch Trinkwasser erwärmt werden, zur Vermeidung von Legionellen auf 65 °C begrenzt. In bisherigen Wärmenetzen mit hohen Vorlauftemperaturen ist an Erneuerbaren Energien die Einbindung von Biomasse, Biogas und Biomethan durch KWK-Anlagen oder durch Verbrennung in Kesseln möglich. Die Möglichkeit der Nutzung hydrothormaler Tiefengeothermie besteht ebenfalls. Für Wärmenetze mit einer Temperaturabsenkung im Sommerbetrieb ist zudem eine Einspeisung durch Solarthermieanlagen im Sommer denkbar. Darüber hinaus ist die Nutzung von P2H-Anlagen zur direktelektrischen Heißwassererzeugung sowie die Nutzung industrieller Abwärme möglich. Eine Absenkung des Temperaturniveaus in Wärmenetzen würde eine zusätzliche Einbindung von Abwasser-Wärmepumpen ermöglichen. Zudem würde die Effizienz der Einspeisung durch hydrothermale Tiefengeothermie erhöht und eine verstärkte Nutzung von Solarthermie ermöglicht. Eine Absenkung des Temperaturniveaus führt überdies zu geringeren Verteilverlusten innerhalb des Wärmenetzes.[30]

Da Wärme nicht über größere Distanzen transportiert werden kann, ist Wärmeplanung in der Regel eine lokale Angelegenheit. Die Wärmeplanung lässt sich grob in drei Phasen unterteilen. Zunächst werden im Zuge einer Bestandsanalyse Daten zu Wärmebedarf und -erzeugung, Wärmequellen, Infrastruktur und Potenzial erneuerbarer Wärmegewinnung erfasst. Außerdem werden auf Grundlage dieser Datenbasis Prognosen zur zukünftigen Wärmebedarfsentwicklung angestellt. Im Anschluss daran erfolgt die Entwicklung verschiedener Konzepte zur Wärmebedarfsdeckung. Aus diesen wird die optimale Variante unter Bezug auf Wirtschaftlichkeit, Klimaschutz, Nutzung Erneuerbarer Energien, Naturschutz und Bürgerakzeptanz ausgewählt.[29]

Allgemein sollte bei der Planung der Wärmeversorgung immer das gesamte Energiesystem berücksichtigt werden, um Synergien zwischen den Sektoren und mögliche

2. Grundlagen

Engpässe zu erkennen. In die Wärmeplanung fließen mit Berührungspunkten zu Technik, Politikgestaltung, Wirtschaft und Sozialwissenschaften viele Bereiche ein.[28]

Wärmenetze können auch in kleineren Gemeinden eine wirtschaftliche Möglichkeit der Wärmebedarfsdeckung darstellen. Die Deutsche Energie-Agentur gibt für zukünftige Wärmenetze eine Mindestanschlusszahl von 100 Anschlüssen oder einen Mindestwärmebedarf von 3 GWh pro Jahr an.[31]

Die wirtschaftlichen Vorteile von Wärmenetzen gegenüber Einzellösungen ergeben sich durch einen höheren Wirkungsgrad und geringere Wärmegestehungskosten. Außerdem sind Umweltschutzmaßnahmen wie zum Beispiel die Reduzierung von Emissionen für größere Anlagen wirtschaftlicher, als für kleine. In Verbindung mit großvolumigen Wärmespeichern können zudem deutlich höhere Deckungsbeiträge erneuerbarer Wärmeerzeuger erreicht werden, als mit Einzellösungen.[29]

Das langfristige Ziel der Steigerung des Anteils von Erneuerbaren Energien in Wärmenetzen lässt sich durch eine auf vier Säulen basierende Strategie erreichen. Zunächst ist die Integration verschiedener erneuerbarer Wärmeerzeuger nötig. Im Zuge einer Optimierung des Wärmenetzes wird das Temperaturniveau abgesenkt und Wärmespeicher werden integriert. Durch eine Reduzierung des Wärmeverbrauchs erhöhen sich die Anteile Erneuerbarer Energie an der Wärmebedarfsdeckung und die Jahresdauerlinie des Wärmebedarfs vergleichmäßigt sich. Überschussstrom aus Erneuerbaren Energien kann über Elektroheizkessel integriert werden, während zeitgleich die Flexibilität von KWK-Anlagen durch Wärmespeicher erhöht wird.[30]

3. Forschungsstand

Ein Wärmeversorgungssystem, das aus elektrischen Wärmeerzeugern wie PtH-Anlagen und Wärmepumpen sowie KWK-Anlagen besteht, kann ein flexibles Gesamtsystem ergeben und sich dadurch positiv auf die Stabilität des Stromnetzes auswirken [14]. In den folgenden Unterkapiteln wird zunächst detailliert auf die Potenziale sowie die möglichen Netzeinflüsse eines solchen Wärmeversorgungssystems eingegangen. Im Anschluss daran werden die Umwelteinflüsse und Emissionen der einzelnen Technologien beschrieben und verglichen. Außerdem werden Schema und Betriebsportfolio eines flexiblen Wärmeerzeugungssystems beschrieben. Abschließend erfolgt die Beschreibung eines Lastganggenerators, der im Zuge der Evaluierung eines sektorengekoppelten Wärmeversorgungssystems für die Erzeugung von Wärmebedarfslastgängen genutzt werden kann.

3.1. Auswirkungen einer sektorengekoppelten Wärmeversorgung auf das Stromnetz

In Zeiten hoher Energieerzeugung wird derzeit häufig Überschussstrom aus Erneuerbaren Energien abgeregelt. Im Jahr 2018 waren davon in Schleswig-Holstein 2,524 GWh und damit 11 % der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien betroffen [32].

Eine Möglichkeit, diesen Überschussstrom auch in Zeiten mit geringerer Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien zu nutzen, wäre die Verwendung von Stromspeichern, die jedoch relativ teuer sind. Der Einsatz von Wärmepumpen und PtH-Systemen in Kombination mit Wärmespeichern stellt eine preiswertere Variante zur Speicherung der überschüssigen Energie in Form von Wärme dar [14]. Als thermische Energiespeicher können dabei vorwiegend Pufferspeicher in privaten Haushalten genutzt werden. Außerdem bieten sich in kleineren Nahwärmenetzen Saisonspeicher sowie Fernwärmespeicher an [18]. Eine flächendeckende Installation von Wärmepumpen und PtH-Systemen bietet hierdurch ein hohes Potenzial für Lastmanagement [18].

Die Nutzung von KWK-Systemen bietet eine weitere Möglichkeit der Kopplung von Strom- und Wärmesektor. Bei der herkömmlichen wärmegeführten Betriebsweise wird der produzierte Strom als Nebenprodukt betrachtet und erhöht unter Umständen die Stromnetzbelastung. Zudem wird die wärmegeführte KWK teilweise auch bei niedrigen Strompreisen nicht abgeschaltet, wodurch die Integration Erneuerbarer Energien zusätzlich erschwert wird. Bei dem stromorientierten Anlagenbetrieb wird das Stromnetz in Zeiten hoher Stromerzeugung nicht zusätzlich durch KWK-Anlagen belastet. Übersteigt die Wärmeproduktion der Anlage den tatsächlichen Wärmebedarf, wird die überschüssige Wärme in einem Wärmespeicher zwischengespeichert. Hierdurch werden zeitliche Schwankungen in Strom- und Wärmebedarf entkoppelt. [18]

Sowohl elektrische Wärmeerzeuger als auch KWK-Anlagen besitzen einen hohen technologischen Entwicklungsstand [18] und sind aus wirtschaftlicher Sicht rentabel [33]. In Verbindung mit Wärmespeichern kann durch den Einsatz dieser Technologien der Bedarf an Kurzzeitstromspeichern verringert werden [14].

Die Nutzung von Überschussstrom durch elektrische Wärmeerzeuger kann ebenfalls unter dem Gesichtspunkt der Erbringung von Systemdienstleistungen, insbesondere der Bereitstellung von Regelleistung, betrachtet werden. Anbieter von Regelleistung schreiben diese am Regelleistungsmarkt aus und bekommen diese vergütet. Die Re-

3. Forschungsstand

gelleistung, die kurzfristige Abweichungen zwischen geplanter Stromerzeugung und dem tatsächlichen Strombedarf ausgleicht, wird in mehrere Arten unterteilt.

Die Primärregelleistung (PRL) erfüllt die Funktion der möglichst schnellen Stabilisierung der Netzfrequenz, falls diese durch eine Abweichung zwischen Stromproduktion und -bedarf destabilisiert wurde. Um Regelleistung am Regelleistungsmarkt anbieten zu dürfen, muss diese in weniger als 30 Sekunden vollständig zur Verfügung stehen [14]. Außerdem muss die PRL sowohl in positiver als auch in negativer Richtung für zwei mal 15 Minuten mit einer Pause von 15 Minuten angeboten werden können [14]. Vergütet wird dabei die vertraglich festgelegte Leistung.

Die Aufgabe der Sekundärregelleistung (SRL) besteht in der Ablösung der PRL nach spätestens 15 Minuten. Voraussetzung zur Erbringung von SRL ist die Bereitstellung in weniger als 5 Minuten sowie eine Laständerungsgeschwindigkeit von mindestens 2 % der Nennleistung pro Minute [14]. Im Gegensatz zur PRL wird die SRL in positive und negative Richtung getrennt ausgeschrieben. Sowohl die vorgehaltene Leistung als auch die tatsächlich erbrachte Energie werden vergütet.

Die Ablösung der SRL durch die Minutenregelleistung (MRL) wird in Abhängigkeit der tatsächlichen Inanspruchnahme von SRL fallweise durch den systemverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber geregelt. Die Leistung muss innerhalb von 15 Minuten durch zu- oder abschalten von Lasten vollständig erbracht werden [14].

Die Aktivierungszeit von elektrischen Wärmeerzeugern liegt bei weniger als 30 Sekunden mit einem Leistungsgradienten von etwa 3,3 % pro Minute [34]. Für KWK-Anlagen liegt die Aktivierungszeit bei weniger als 5 Minuten mit einem Leistungsgradienten von circa 60 % pro Minute bezogen auf die Nennleistung [34].

Aufgrund der Anforderung die PRL in beide Richtungen anbieten zu können kommt diese derzeit nicht als Einsatzoption für elektrische Wärmeerzeuger in Frage. Eine Aufteilung der PRL in positive und negative Richtung wird derzeit diskutiert [14]. Die erlösstärkste Einsatzoption für PtH ist auf absehbare Zeit die Erbringung negativer SRL [33]. Für die Bereitstellung positiver SRL müsste die Anlage dauerhaft laufen, um im Bedarfsfall die Leistung reduzieren zu können. Ein solcher Betrieb ist auf Dauer nicht wirtschaftlich [18]. Aktuell werden konventionelle Kraftwerke häufig oberhalb ihres wirtschaftlich optimalen Punkts betrieben, damit sie im Fall des Bedarfs negativer SRL ihre Leistung reduzieren können. Wenn der anfallende Stromüberschuss stattdessen durch elektrische Wärmeerzeuger abgefangen wird, ist eine Reduktion der Stromerzeugungskosten möglich [14].

Der Betrieb von KWK-Anlagen kann ebenfalls Auswirkungen auf die Erbringung von Systemdienstleistungen haben. Bei einem stromgeführten KWK-Betrieb mit Speicherung der überschüssigen Wärme im Wärmespeicher kann die KWK zur Deckung von Residuallast und damit zur Lastglättung eingesetzt werden [33]. Das Potenzial zur Erbringung positiver Regelleistung überwiegt das Potenzial zur Erbringung negativer Regelleistung deutlich [35]. Der flexible Betrieb des KWK-Systems ist sowohl sinnvoll für die Systemsicherheit des Stromnetzes als auch rentabel aus betriebswirtschaftlicher Sicht [34].

Der Einsatz von elektrischen Wärmeerzeugern und KWK zur Wärmebedarfsdeckung hat direkte Auswirkungen auf das Stromnetz. Das Stromnetz besteht aus dem Übertragungs- und dem Verteilungsnetz [14]. Das Übertragungsnetz umfasst dabei die Höchstspannungsebenen. Das Verteilungsnetz ist für die überregionale Verteilung durch die Hochspannungsebene (110 kV) und die regionale Verteilung durch die Mittel- und Niederspannungsebene zuständig. Die im Folgenden beschriebenen Auswirkungen eines sektorengekoppelten Wärmeversorgungs-systems auf das Übertragungsnetz beziehen sich auf das Verteilungsnetz.

Durch die Kopplung von Strom- und Wärmesektor werden die Schwankungen mit hohen Gradienten vom Strom in den Wärmesektor verlagert. Der Wärmesektor kann diese Schwankungen durch seine Trägheit besser aufnehmen [14]. Zudem lässt sich die Spitzeneinspeisung Erneuerbarer Energien reduzieren, wenn zum Beispiel eine Wärmepumpe durch PV-Strom angetrieben wird. Der maximale durch Photovoltaik-Anlagen bedingte Spannungsanstieg kann dadurch gesenkt werden [14]. Zusätzlich reduziert sich die Zahl der Must-run-Einheiten an KWK, wenn Überschussstrom in Form von Wärme genutzt und gespeichert wird. Dadurch lassen sich zusätzlich Überschüsse in der Stromproduktion und somit die Netzbelastung reduzieren. Im Winter kommt es hingegen zu einer verstärkten Leitungsbelastung durch den Betrieb von Wärmepumpen [14].

Eine sektorenggekoppelte Wärmeversorgung hat ebenfalls Rückwirkungen auf die Infrastruktur des Stromnetzes. Durch dezentrale Einspeisung und dezentrale Lasten werden zukünftig vermehrt aktive Komponenten, wie beispielsweise regelbare Ortsnetzstationen und Spannungslängsregler, im Verteilungsnetz nötig [14]. Da Systemdienstleistungen zukünftig verstärkt von dezentralen Einspeisern übernommen werden, wird eine verstärkte Automatisierung der Verteilungsnetze nötig [14].

Durch die verstärkte Nutzung elektrischer Wärmeerzeuger werden fossile Energieträger, die andernfalls zur Wärmeerzeugung eingesetzt würden, eingespart. Diese eingesparten fossilen Energieträger können in dem Fall selten auftretender längerer Flauten in der erneuerbaren Energieerzeugung verstromt werden, wodurch sie Potenzial für eine Langzeitspeicherung bieten [14].

Ein ambitionierter KWK-Ausbau wird die Abhängigkeit von Stein- und Braunkohle zukünftig senken, während die Abhängigkeit von Gas steigen wird. Dies kann positiv gesehen werden, sofern eine Diversifizierung der Gasbezugsstruktur beispielsweise durch Nutzung von Biogas erfolgt [35].

3.2. Beeinflussende Faktoren auf das wirtschaftliche und realisierbare Potenzial einer sektorengekoppelten Wärmeversorgung

Unter dem Aspekt der Wirtschaftlichkeit von elektrischen Wärmeerzeugern und KWK kristallisieren sich bestimmte Haupteinsatzoptionen heraus. Diese unterscheiden sich abhängig davon, ob sie aus Systemsicht oder aus Betreibersicht betrachtet werden. Aus Systemsicht ist die wirtschaftlichste Einsatzoption für eine KWK-Anlage mit Wärmespeicher die Lastglättung in Verbindung mit einem eingeschränkten Beitrag zum Redispatch und dem Vermeiden von Einspeisemanagement. Aus Betreibersicht beschränkt sich der Einsatz unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten auf den kurzfristigen Stromhandel [34]. Für PtH ergibt sich aus Systemsicht die Haupteinsatzoption der Erbringung von negativer SRL in Verbindung mit bedingtem Einsatz zur Lastglättung, Redispatch und dem Vermeiden von Einspeisemanagement. Die wirtschaftlichsten Einsatzoptionen für PtH aus Betreibersicht sind die Erbringung von SRL und eine zusätzliche Teilnahme am kurzfristigen Stromhandel [34]. Wärmepumpen bieten aus Systemsicht als Haupteinsatzoption die Erbringung negativer SRL in Verbindung mit zusätzlich positiver SRL und Beiträgen zur Lastglättung, zum Redispatch sowie zur Vermeidung von Einspeisemanagement. Aus Betreibersicht beschränkt sich der wirtschaftliche Einsatz von Wärmepumpen auf die Erbringung von negativer und zusätzlich positiver SRL [34].

3. Forschungsstand

Zukünftig können sowohl elektrische Wärmeerzeuger als auch durch Wärmespeicher aufgerüstete KWK-Anlagen eine große Rolle spielen, da sie ein hohes technisches und wirtschaftliches Potenzial bei geringen Investitionskosten bieten [33]. PtH bietet durch die Erbringung von SRL sowohl ein Kostenreduktionspotenzial aus System- als auch ein Gewinnpotenzial aus Betreibersicht. Für KWK-Anlagen mit Wärmespeicher bietet sich durch die Teilnahme am Day-Ahead- und Intraday-Handel die Möglichkeit, Erträge zu erwirtschaften.

Bei Vernachlässigung der Regelleistungserlöse zeigt sich allerdings besonders für PtH derzeit nur ein geringer betriebswirtschaftlicher Mehrwert [33]. Der Grund hierfür liegt in den Netzentgelten und Umlagen, die zusätzlich zu dem Marktpreis für Strom zu entrichten sind. Darüber hinaus müssen PtH-Anlagen als Letztverbraucher die EEG-Umlage zahlen. Privilegierungsregelungen bezüglich dieser Umlage existieren bisher nur für Wärmepumpen [14]. Die Stromsteuer, die ursprünglich als Anreiz dienen sollte, ineffiziente Stromverbraucher zu ersetzen, hemmt sowohl die Nutzung von PtH als auch von Wärmepumpen [14]. Selbst bei Marktpreisen von 0 €/MWh betragen die Kosten für Netzentgelte und Umlagen für die Wärmeproduktion durch PtH mehr als die Kosten für die alternative Erzeugung von Wärme in einem Wärmekraftwerk [18]. Ein wirtschaftlicher Betrieb von PtH-Anlagen ist daher derzeit nur durch weitere Erlösquellen über die Teilnahme am Regelmarkt gegeben. Trotzdem stellt die Nutzung von PtH in den nächsten 10 bis 20 Jahren eine kostengünstige Möglichkeit des Lastmanagements dar [14]. Die direkte Stromnutzung bietet eindeutige ökonomische und klimapolitische Vorteile gegenüber der Stromspeicherung, da die Speicherung derzeit noch sehr kostenintensiv und mit hohen Wirkungsgradverlusten verbunden ist. Zudem sind durch den zunehmenden Ausbau Erneuerbarer Energien verstärkt sehr geringe beziehungsweise negative Preise an der Strombörse zu erwarten. Bei negativen Preisen lässt sich der Betrieb von EE-Erzeugungsanlagen nicht rechtfertigen. Diese Situation könnte durch die Umwandlung von Strom zu Wärme entspannt werden [14].

Für KWK-Systeme stellen die Fahrplantreue zur vortags verabredeten Stromlieferung und der erzielbare Erlös konkurrierende Ziele dar [36]. KWK-Systeme, die über einen Spitzenlastkessel verfügen, bedienen positive Laständerungen optimalerweise durch den Kessel, während negative Regelleistung erbracht wird, indem allein der Kessel die Wärmelast deckt. In Zeiten, in denen die KWK nicht ununterbrochen arbeitet, können durch gezielte Verlagerung der Produktion in Zeiten höherer Strompreise die Erlöse maximiert werden. Ein thermischer Speicher bietet die Option, die Fahrplanabweichungen zu reduzieren und die Vermarktungserlöse der KWK-Anlage zu steigern [36]. Bei einem Anlagenbetrieb, der auf die Erzielung der höchsten Markterlöse im Day-Ahead-Markt ausgelegt ist, bringt eine Speichervergrößerung dabei wirtschaftliche Vorteile [36]. Ein solcher Marktspeicher besitzt allerdings neben den höchsten Erlösen auch die höchste Bilanzkreisabweichung. Im Gegensatz dazu erbringt ein netzdienlich eingesetzter Regelspeicher niedrigere Erlöse bei geringerer Bilanzkreisabweichung [36].

Durch den zunehmenden Ausbau Erneuerbarer Energien lässt sich davon ausgehen, dass flexibel einsetzbare Stromerzeuger wie die KWK langfristig weniger Benutzungsstunden erreichen [14]. Die Investition in diese Systeme wird zukünftig daher weniger lukrativ.

Das realisierbare Potenzial der Energieerzeuger einer sektorengespeicherten Wärmeversorgung hängt von unterschiedlichen Einflussfaktoren ab.

Das Potenzial von KWK-Anlagen, die durch Biomasse oder Biogas angetrieben werden, ist durch die Verfügbarkeit von Biomasse begrenzt [30]. Die rohstoffseitige Begrenzung ist dabei abhängig von Bevölkerungsentwicklung, Nahrungs- und Futtermittelbedarf,

Biomassebedarf für stoffliche Nutzung sowie der verfügbaren Anbaufläche [37]. Dabei bestehen Konkurrenzen auf unterschiedlichen Ebenen. Auf der Nutzungsebene besteht zum einen eine Konkurrenz zu der Verwendung als Nahrungs- oder Futtermittel sowie der stofflichen Nutzung. Zum anderen besteht auf energetischer Ebene eine Nutzungskonkurrenz zu den Sektoren Stromerzeugung und Mobilität [37]. In Bezug auf die Landnutzung besteht ebenfalls eine Konkurrenzsituation. Mit zunehmender Nutzung von Biomasse zur Wärmeerzeugung werden diese Konkurrenzsituationen verstärkt, was wiederum zu steigenden Brennstoffkosten führt [30]. Eine deutliche Erhöhung des Biomasse-Anteils an der Wärmeerzeugung könnte nicht mehr ausschließlich über regionales Potenzial gedeckt werden [30]. Bei Nutzung von Holz als Brennstoff wird das Potenzial von KWK-Anlagen zusätzlich durch lokale Schadstoffemissionen begrenzt. Insbesondere in Innenstädten sollte beachtet werden, dass es temporär zu lokalen Belastungsspitzen der Schadstoffkonzentration kommen kann [37].

Da die Effizienz von Wärmepumpen mit sinkender Vorlauftemperatur steigt, ist das Potenzial von Wärmepumpen abhängig vom Sanierungsstand der zu beheizenden Gebäude. Der Einsatz von Wärmepumpen zu Heizzwecken ist abhängig von dem Vorhandensein einer Flächenheizung [37]. Umrüstungen zu Flächenheizungen sind bei energetischen Sanierungen von Altbauten aufgrund des hohen Aufwands die Ausnahme, weshalb bisher nur wenige Wärmepumpen in Altbauten installiert sind [37]. Allgemein ist die Möglichkeit der Erzeugung von Raumwärme durch Wärmepumpen eng an die Effizienz von Gebäuden geknüpft. Zusätzlich gibt es weitere Einflussfaktoren auf das realisierbare Potenzial von Wärmepumpen, die sich je nach Typ unterscheiden.

Der Einsatz von SW-Wärmepumpen ist abhängig von einer ausreichend vorhandenen Grundstücksfläche, da diese die Anzahl der möglichen Sonden beziehungsweise die Erdkollektorfläche begrenzt. Zusätzlich spielt die Beschaffenheit des Erdreichs eine Rolle, da von dieser die spezifische Entzugsleistung der Wärmepumpe abhängt [37]. Aufgrund des generell größeren Verhältnisses von Grundstücksfläche zu Wohnfläche bieten sich vor allem Einfamilienhäuser für die Nutzung von SW-Wärmepumpen an. Weitere Restriktionen zur Nutzung von SW-Wärmepumpen ergeben sich durch unter Umständen vorhandene Grundwasserschutzgebiete, in denen nicht gebohrt werden darf, sowie Grundwasserleiter in unterschiedlichen Schichten, die sich durch eine Durchbohrung nicht vermischen dürfen [37]. Bereits vorhandene unterirdische Infrastrukturen schränken die für die Installation von SW-Wärmepumpen zur Verfügung stehende Fläche ebenfalls ein.

Das realisierbare Potenzial von WW-Wärmepumpen hängt weitestgehend von den gleichen Parametern ab, wie das von SW-Wärmepumpen. Darüber hinaus muss ein geeigneter Grundwasserleiter vorhanden sein. Aufgrund der Tiefenbeschränkung der Brunnen sollte dieser nicht tiefer als 20 m liegen [37]. Zudem sollte die Konzentration insbesondere von Eisen und Mangan im Grundwasser möglichst gering sein, da es ansonsten zu einer Verockerung der Anlage kommen kann [37]. In Arealen, die durch Schadstoffe kontaminiert sind, dürfen WW-Wärmepumpen nicht betrieben werden.

Der Einsatz von LW-Wärmepumpen ist nur von wenigen äußeren Einflüssen abhängig. Unter Umständen kann sich die Geräuschbelastung durch häufig über lange Zeiträume betriebene Anlagen negativ auswirken [37].

Insgesamt ist das realisierbare Potenzial von Wärmepumpen eher von wirtschaftlichen Faktoren, als von äußeren Einflüssen abhängig [37].

Das realisierbare Potenzial von PtH-Anlagen orientiert sich am Ausbau der Erneuerbaren Energien. Der PtH-Ausbau sollte an die im Jahresverlauf auftretenden Leistungs-

3. Forschungsstand

überschüsse angepasst werden [38]. Allerdings sollte dabei der Ausbau nicht bis zu dem maximal auftretenden Überschuss erfolgen, sondern sich an über das Jahr häufiger auftretenden Überschussgrößen orientieren. Die Installation von PtH ist zudem gebunden an verfügbare Wärmesenken wie beispielsweise Wärmenetze oder industrielle Abnehmer [38]. Außerdem hängt die Potenzialhöhe vom Verhältnis der Kosten des Netzausbaus zu den Kosten für PtH ab [38].

Für den Einsatz von elektrischen Wärmeerzeugern und KWK ist nicht nur die Betrachtung technischer und wirtschaftlicher Einflussfaktoren, sondern auch die Berücksichtigung der durch die Technologien entstehenden Umwelteinflüsse relevant. Im folgenden Abschnitt werden daher die sich bei Einsatz dieser Technologien im Zuge einer sektorengespeicherten Wärmeversorgung ergebenden Vorteile sowie Probleme in Bezug auf die Umwelt beleuchtet.

3.3. Bewertung der Umwelteinflüsse von Kraft-Wärme-Kopplung und elektrischen Wärmeerzeugern

Im Vergleich zu konventionellen Wärmeerzeugern weisen sowohl KWK-Anlagen als auch elektrische Wärmeerzeuger deutlich geringere Einflüsse auf die Umwelt auf. Trotzdem sollten die durch sie verursachten Emissionen und möglichen sonstigen Umwelteinflüsse nicht vernachlässigt werden.

Der Ausbau von KWK-Anlagen führt dazu, dass der Primärenergieverbrauch in konventionellen Kraftwerken und dezentralen Wärmeerzeugern sinkt, was sich auch in der Gesamtbilanz des Primärenergieverbrauchs positiv widerspiegelt [35]. Die Treibhausgasemissionen innerhalb eines Wärmenetzes können durch den Einsatz von KWK gesenkt werden [30]. Allerdings werden in KWK-Anlagen ebenso wie durch konventionelle Wärmeerzeuger Holz, Pellets, Öl oder Gas als Brennstoff genutzt und somit CO₂, Feinstaub und andere Verbrennungsprodukte freigesetzt, was insbesondere für Ballungszentren problematisch ist [14]. Bei der Berechnung der Menge an freigesetzten Emissionen e_{KWK} wird berücksichtigt, dass die gekoppelte Erzeugung von Strom und Wärme in KWK-Anlagen zu einer geringeren konventionellen Stromerzeugung führt. Hierfür wird bei wärmeorientierter Betrachtung der Emissionen eine Gutschrift von den verursachten KWK-Gesamtemissionen abgezogen, die den Emissionen einer gleich hohen konventionellen Stromerzeugung entspricht [17]. Die Gesamtemissionen der KWK werden berechnet, indem die zugeführte Brennstoffenergie E_{Gas} mit dem CO₂-Emissionsfaktor f_{Gas} des Brennstoffs multipliziert wird. Die Stromgutschrift wird durch Multiplikation der durch KWK erzeugten elektrischen Energiemenge E_{nKWK} mit dem Netzemissionsfaktor f_{Netz} berechnet.

$$e_{\text{KWK}} = E_{\text{Gas}} \cdot f_{\text{Gas}} - E_{\text{nKWK}} \cdot f_{\text{Netz}} \quad (3.1)$$

Für die weiteren im Abgas einer KWK-Anlage ausgestoßenen Schadstoffe gibt es Grenzwerte, die nicht überschritten werden dürfen. Zum Vergleich der Gesamtschadstoffemissionen unterschiedlicher Anlagen werden die Jahresschadstoffmengen mit einem Bewertungsfaktor multipliziert und aufsummiert [17]. Der Bewertungsfaktor wird dabei über den Kehrwert des Immissionsgrenzwertes bestimmt. Grenzwerte und Bewertungsfaktoren für Luftschadstoffe, die im Abgasstrom von KWK-Anlagen vorhanden sind, können Tabelle 3.1 entnommen werden.

Tabelle 3.1.: Grenzwerte für Schadstoffe im Abgas von KWK-Anlagen [17]

Schadstoff	Immissions- grenzwert [$\mu\text{g}/\text{m}^3$]	Emissions- Bewertungs- Faktor
SO ₂	140	0,0071
NO ₂	80	0,0125
Staub	150	0,0067
CO	10000	0,0001

Die Umweltauswirkungen einer KWK-Anlage im Umfeld der Anlage stehen in Relation zu der Anlagengröße. Die oftmals höheren Kaminanlagen großer KWK-Anlagen ermöglichen die weiträumige Verteilung der Emissionen, wodurch die Immissionen im Einwirkungsbereich günstigere Werte aufweisen, als bei kleineren Anlagen [17]. Kleine Anlagen mit einer Leistung unter 50 kW weisen in der Regel einen Emission/Immission-Umsetzungsfaktor von 1 auf [17]. Im Umfeld von dezentralen KWK-Anlagen ist aus diesem Grund mit verstärkten Immissionsbelastungen zu rechnen.

Für KWK-Anlagen, die mit Biomasse oder Biogas betrieben werden, ist zudem eine Nutzungskonkurrenz mit der Nahrungsmittelproduktion wahrscheinlich. Die Erzeugung von Biogas aus Mais als besonders ertragsreicher Pflanze führt häufig zu Monokulturen [30]. Dies hat einen Verlust der Biodiversität und dadurch eine höhere Anfälligkeit für Schädlingsbefall zur Folge. Weitere negative Auswirkungen von flächendeckendem Maisanbau bestehen in erhöhter Gefahr von Bodenerosion und des Verlusts von Humus. Da der Energieertrag von Mais mit 2 – 6 kWh/m²a im Vergleich zu anderen Energieträgern, wie zum Beispiel Solarenergie mit durchschnittlich 250 kWh/m²a, gering ist, wird eine große Anbaufläche benötigt [30].

Die Wärmeerzeugung mit Strom ist neben der Solarthermie die einzige Heizungsart, die Wärme ohne Umweltbelastung bereitstellen kann [14]. Trotzdem besteht auch bei dieser Art der Wärmeerzeugung die Gefahr von Umweltschädigungen. So kann bei SW-Wärmepumpen durch Undichtigkeiten Sole ins Erdreich gelangen. Bei dem Wärmeträgermedium handelt es sich in der Regel um ein Wasser-Glykol-Gemisch [21]. Da Glykol zur Wassergefährdungsklasse 1 gehört und somit schwach wassergefährdend ist, ist eine Verunreinigung des Erdreichs durch die Sole nicht zulässig. Sowohl bei der Herstellung als auch beim Betrieb von SW-Wärmepumpen ist daher darauf zu achten, dass keine wassergefährdenden Stoffe austreten können. Für den Fall, dass doch eine Leckage auftritt, müssen die ausgetretenen Stoffe schnell und zuverlässig zurückgehalten werden und ordnungsgemäß verwertet oder beseitigt werden. In der Praxis werden aufgetretene Leckagen häufig nicht gemeldet und die Soleflüssigkeit wird immer wieder nachgefüllt, wodurch das Erdreich mit Glykol kontaminiert wird [21]. Eine weitere Gefahr stellt bei allen Wärmepumpentypen eine das Kältemittel betreffende Leckage dar. Meistens kommen als Kältemittel FKW zum Einsatz, die ein extrem hohes Treibhauspotenzial besitzen [13].

Die durch den Betrieb eines elektrischen Wärmeerzeugers verursachten CO₂-Emissionen sind abhängig von den Energiequellen, die zur Stromerzeugung zum Einsatz kommen. Zur Beschreibung des Strommix im Stromnetz wird ein Netzemissionsfaktor verwendet. Dieser ist von 764 g/kWh im Jahr 1990 auf schätzungsweise 401 g/kWh im Jahr 2019 gesunken [39]. Mit steigendem Anteil Erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung wird sich diese positive Entwicklung weiter fortsetzen. Die Reduktion des

3. Forschungsstand

Netzemissionsfaktors führt zu verringerten spezifischen Emissionen von elektrischen Wärmeerzeugern und erhöhten spezifischen Emissionen von KWK-Anlagen [40].

Der Netzemissionsfaktor F_{gg} , bei dem die Wärmeerzeugungstechniken KWK und Wärmepumpen beziehungsweise PtH die gleichen Emissionen verursachen, lässt sich über den Emissionsfaktor f_{Gas} des für die KWK verwendeten Brennstoffs, den thermischen und elektrischen Wirkungsgrad der KWK sowie die Jahresarbeitszahl JAZ beziehungsweise den Wirkungsgrad der PtH-Anlage η_{PtH} berechnen.

$$f_{ggWP} = \frac{f_{Gas}}{\frac{\eta_{th,KWK}}{JAZ} + \eta_{el,KWK}} \quad (3.2)$$

$$f_{ggPtH} = \frac{f_{Gas}}{\frac{\eta_{th,KWK}}{\eta_{PtH}} + \eta_{el,KWK}} \quad (3.3)$$

Geht man für die KWK-Anlage von Erdgas als Brennstoff mit einem Emissionsfaktor von 266,6 g/kWh [17] und den Wirkungsgraden $\eta_{PtH} = 0,99$, $\eta_{thKWK} = 0,60$ und $\eta_{elKWK} = 0,25$ aus ergibt sich über Gleichung 3.3 ein Gleichgewichtspunkt für PtH von 311,43 g/kWh. Mit dem heutigen Durchschnittstrommix mit einem Emissionsfaktor von 401 g/kWh weisen PtH-Anlagen demnach eine schlechtere Emissionsbilanz auf als KWK-Anlagen. Dieses Problem kann allerdings vernachlässigt werden, sofern die PtH-Anlagen ausschließlich zur Überschussstromverwertung in Zeiten hoher Einspeisung aus Erneuerbaren Energien verwendet werden.

Mit Hilfe von Gleichung 3.2 lässt sich die Jahresarbeitszahl bestimmen, die bei dem heutigen Netzemissionsfaktor mindestens nötig ist, damit Wärmepumpen eine bessere Emissionsbilanz aufweisen als mit Erdgas laufende KWK-Anlagen. Nimmt man die selben Wirkungsgrade an wie zuvor, ergibt sich eine Jahresarbeitszahl von 1,44. Diese liegt deutlich unterhalb den durchschnittlichen Jahresarbeitszahlen für Wärmepumpen [21]. Mit dem heutigen Durchschnittstrommix werden Wärmepumpen demnach emissionsseitig betrachtet bereits effizienter betrieben als KWK-Anlagen. Trotzdem bietet die Verbindung aller drei beschriebenen Wärmeerzeugungstechniken innerhalb eines Wärmeversorgungssystems Vorteile, die im folgenden Kapitel beschrieben werden.

3.4. Flexible Wärmeerzeugungssysteme

Flexible Wärmeerzeugungssysteme beinhalten neben einer KWK-Anlage verschiedene weitere Wärmeerzeuger. Die Zusatzkomponenten können je nach System variieren und umfassen einen Spitzenlastkessel, einen Wärmespeicher, eine Elektroheizung und/oder eine Wärmepumpe [18]. Die Verbindung der einzelnen Komponenten eines solchen flexiblen Systems kann Abbildung 3.1 entnommen werden.

Für ein flexibles KWK-System ist die wichtigste Führungsgröße die Wärmenachfrage, die zu jedem Zeitpunkt gedeckt werden muss [41]. Thermische Reserveleistung in Zeiten erhöhter Wärmenachfrage kann durch den Spitzenlastkessel und die elektrische Heizung bereitgestellt werden. Kessel und elektrische Heizung können ebenfalls zu Zeiten von niedrigen Strompreisen betrieben werden und dadurch zur Entlastung des Stromnetzes beitragen [41]. Zudem ist denkbar, den KWK-Strom in Zeiten niedriger Strompreise direkt für den Betrieb der elektrischen Heizung zu verwenden, anstatt ihn unwirtschaftlich zu verkaufen [14]. Wärmespeicher erhöhen die verfügbare Ausgleichsenergie innerhalb des flexiblen Systems sowohl in positiver als auch in negativer Richtung [41]. In Zeiten mit geringer Heizlast wird die Wärmenachfrage durch den

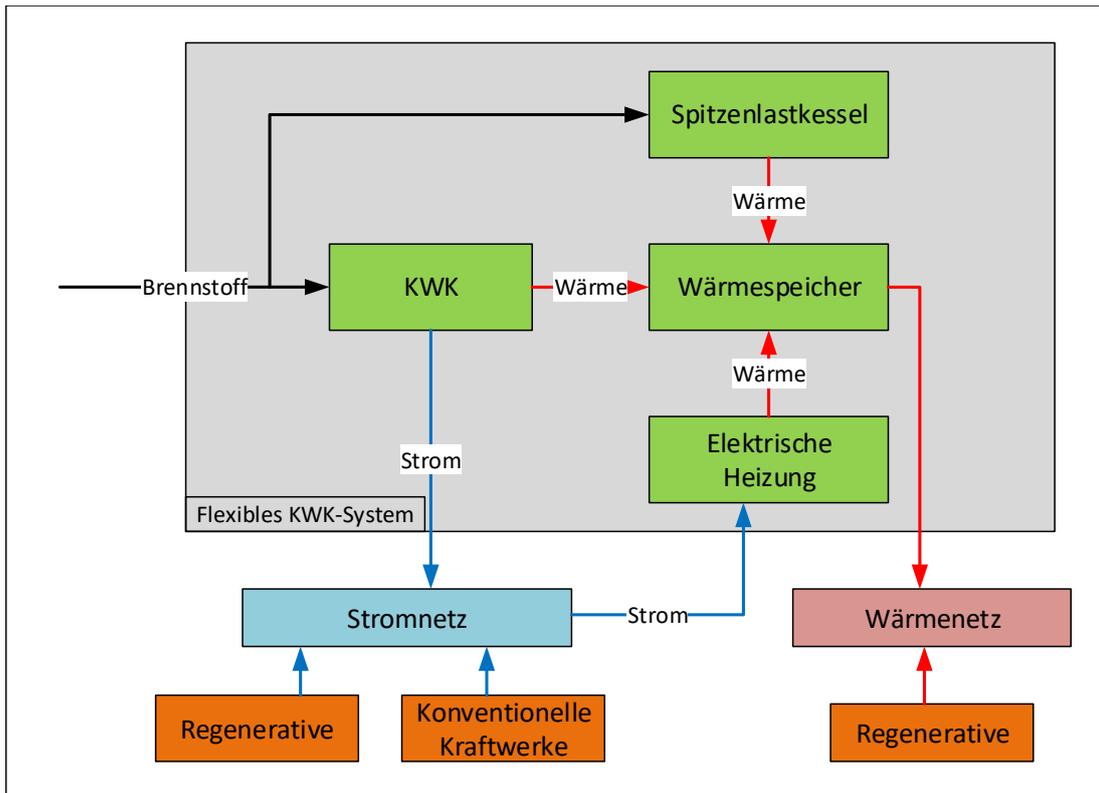


Abbildung 3.1.: Komponenten eines flexiblen KWK-Systems (in Anlehnung an [41])

Speicher erhöht, so dass die KWK-Anlage weiter laufen kann. Bei hohen Wärmebedarfen kann die gespeicherte Wärme dann anstelle der Wärme aus Spitzenlastkessel oder elektrischer Heizung genutzt werden. Die Stromerzeugung im KWK-System ist somit abhängig von aktuellem Strompreis und Wärmebedarf [41]. Die maximale Leistung, mit der das KWK-System zur Entlastung des Stromnetzes beitragen kann, ist abhängig von der Außentemperatur [41]. Bei sehr kalten Außentemperaturen, wie sie im Winter auftreten, läuft die KWK-Anlage im Normalfall dauerhaft, wodurch nur wenig freie Kapazität für einen flexiblen Anlagenbetrieb bleibt. Im Sommer läuft die KWK-Anlage nur wenig, da lediglich der Warmwasserbedarf gedeckt werden muss. Das größte Potenzial für den flexiblen Anlagenbetrieb bietet die Übergangszeit [41].

Eine mögliche Betriebsstrategie für ein flexibles KWK-System ist in Abbildung 3.2 dargestellt. Sind sowohl Wärmebedarf als auch Strompreis niedrig, wird der Wärmespeicher durch die Stromheizung gefüllt, während KWK und Spitzenlastkessel ausgeschaltet sind. Bei niedrigem Wärmebedarf in Verbindung mit einem hohen Strompreis füllt die KWK-Anlage den Wärmespeicher und speist den produzierten Strom in das Stromnetz ein. In Zeiten mit niedrigem Strompreis und hohem Wärmebedarf wird der Wärmebedarf direkt über den Wärmespeicher, die Stromheizung und falls erforderlich den Spitzenlastkessel gedeckt. Wenn sowohl Strompreis als auch Wärmebedarf hoch sind, kann der Wärmebedarf durch Wärmespeicher, KWK und Spitzenlastkessel gedeckt werden.

Ein solcher flexibler KWK-Betrieb kann gefördert werden, indem an Standorten bereits bestehender Anlagen Fernwärmespeicher zugebaut werden [41].

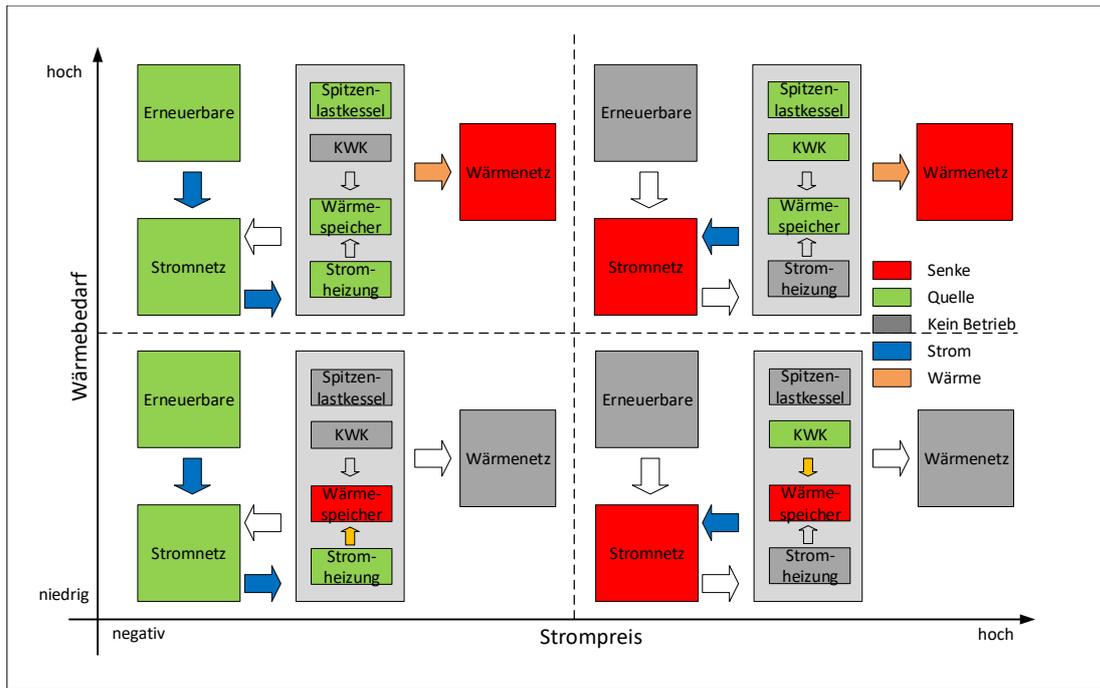


Abbildung 3.2.: Betriebsstrategie eines flexiblen KWK-Systems (in Anlehnung an [41])

3.5. Erzeugung von Wärmebedarfslastgängen

Für die Planung einer Wärmeversorgung werden Profile benötigt, die den zeitlichen Verlauf des Wärmebedarfs angeben. Zur Abschätzung dieser so genannten Wärmebedarfslastgänge aus gegebenen Wärmebedarfen kann ein standardisiertes Verfahren verwendet werden. Auf Grundlage dieses Verfahrens wurde an der HAW Hamburg ein Lastganggenerator entwickelt. Die Funktionsweise des Generators wird im Folgenden beschrieben.

Der für die Bestimmung der Wärmebedarfslastgänge verwendete Lastganggenerator berechnet aus einem absoluten jährlichen Wärmebedarf in Wattstunden die stündlichen Wärmebedarfe in Watt. Die Berechnung innerhalb des Generators erfolgt auf Grundlage der Standard-Lastprofile für Gas der TU München [42] sowie deren Weiterentwicklung durch die FfE [43]. Die Rechenschritte orientieren sich dabei an dem BDEW/VKU/GEODE-Leitfaden für Standard-Lastprofile Gas [44]. Es wird angenommen, dass die Wärmebedarfsprofile identisch zu den Gasprofilen sind.

Die Standard-Lastprofile der TU München wurden für Haushalte sowie den GHD-Sektor entwickelt. Als Datengrundlage der Haushaltsverbraucher dienten Messungen aus mehr als 20 Kollektiven mit jeweils mindestens 20 Einzelkunden. Im Bereich GHD basieren die Daten auf mehr als 130 Messdaten von einzelnen Betrieben aller Betriebsgrößenklassen. [42]

Der tägliche Wärmebedarf wird nach dem Verfahren der TU München über einen tagesbezogenen normierten Profilwert $h(\vartheta, Typ)$, der von dem Gebäudenutzungstyp und der Tagesmitteltemperatur abhängig ist, berechnet. Dieser wird mit dem jährlichen Gesamtwärmebedarf Q_{Jahr} und einem Wochentagsfaktor F_{WT} multipliziert, um den jeweiligen Tageswärmebedarf Q_{Tag} zu erhalten [44]. Der Wochentagsfaktor gibt das Verhältnis des jeweiligen Wochentagwärmeprofils zum Wochenmittel an und berücksichtigt dadurch die Abhängigkeit des Wärmebedarfs von den Wochentagen. Für Haushaltsverbraucher wurde nach dem Verfahren der TU München keine Abhängig-

keit des Wärmebedarfs von den Wochentagen festgestellt, weshalb der Wochentagsfaktor für sie vernachlässigt wird [42].

$$Q_{\text{Tag}} = Q_{\text{Jahr}} \cdot h(\vartheta, \text{Typ}) \cdot F_{\text{WT}} \quad (3.4)$$

Der jeweilige Profilwert wird über eine vom Nutzungstyp abhängige Sigmoidfunktion bestimmt (vgl. Gleichung 3.5). ϑ_0 wird mit 40°C angenommen, so dass im zu erwartenden Temperaturbereich keine Unstetigkeit der Profilkurve auftritt [42]. Die Koeffizienten A, B, C, D sind vom Gebäudenutzungstyp abhängig und wurden durch die TU München veröffentlicht.

$$h(\vartheta, \text{Typ}) = \frac{A_{\text{Typ}}}{1 + \left(\frac{B_{\text{Typ}}}{\vartheta - \vartheta_0}\right)^{C_{\text{Typ}}}} + D_{\text{Typ}} \quad (3.5)$$

Da vor allem für sehr kalte Außentemperaturen Abweichungen der berechneten Tageswärmebedarfe von den realen Tageswärmebedarfen beobachtet wurden, wurde die Sigmoidfunktion durch die FfE über eine Linearisierung angepasst [43]. Dabei wurde eine Mischung aus Sigmoidprofil und zwei linearen Abschnitten, die als Heiz- und Wassergerade bezeichnet werden, verwendet. Die Sigmoidfunktion der TU München ist im Vergleich mit der von der FfE weiterentwickelten Funktion in Abbildung 3.3 gezeigt. Die als SigLinDe bezeichnete Profilkurve wird nach Gleichung 3.6 berechnet. Die Koeffizienten A, B, C, D wurden von der TU München übernommen und teilweise modifiziert. m_W und m_H beschreiben die Steigung, b_W und b_H die Höhenverschiebung der Wasser- beziehungsweise der Heizgeraden [43].

$$h(\vartheta, \text{Typ}) = \frac{A_{\text{Typ}}}{1 + \left(\frac{B_{\text{Typ}}}{\vartheta - \vartheta_0}\right)^{C_{\text{Typ}}}} + D_{\text{Typ}} + \max\left(m_H \vartheta + b_H, m_W \vartheta + b_W\right) \quad (3.6)$$

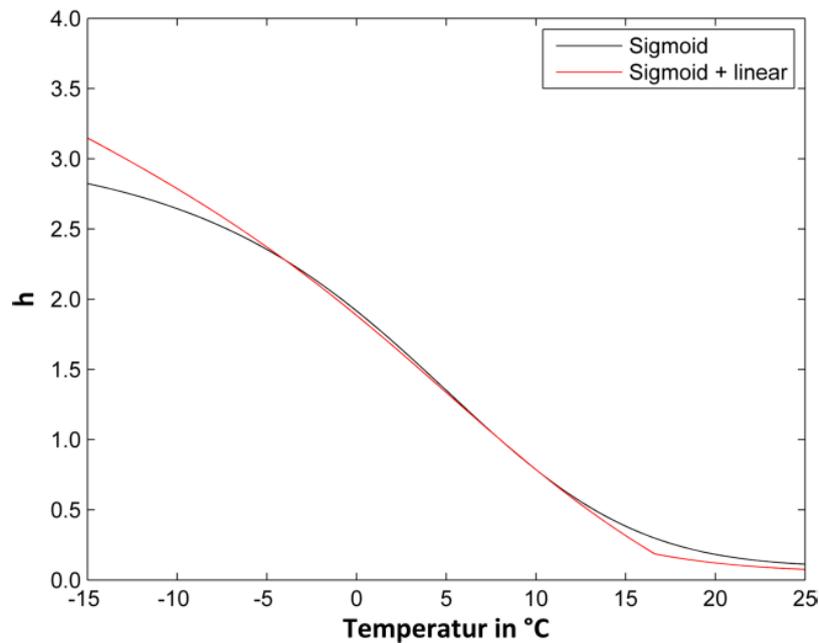


Abbildung 3.3.: Anpassung der Sigmoidfunktion durch eine Linearisierung [43]

3. Forschungsstand

In dem Lastganggenerator ist sowohl die Sigmoid-Funktion der TU München, als auch die weiterentwickelte SigLinDe-Funktion der FfE implementiert. Die Aufteilung des Tageswärmebedarfs Q_{Tag} auf die einzelnen Stunden erfolgt über Multiplikation mit von der TU München veröffentlichten Stundenfaktoren (vgl. Gleichung 3.7). Die Stundenfaktoren sind abhängig vom Gebäudenutzungstyp in Temperaturklassen von 5 °C hinterlegt und beschreiben den stündlichen Anteil am Tageswärmebedarf [42].

$$Q_{\text{Stunde}} = Q_{\text{Tag}} \cdot \text{SF} \quad (3.7)$$

Die in den Lastganggenerator implementierten Lastprofile für unterschiedliche Gebäudenutzungstypen können Tabelle 3.2 entnommen werden.

Tabelle 3.2.: Wärmelastprofile Lastganggenerator

Wärmelastprofil	Abkürzung
Einfamilienhaus vor 2002	EFH_alt
Einfamilienhaus nach 2002	EFH_neu
Mehrfamilienhaus vor 2002	MFH_alt
Mehrfamilienhaus nach 2002	MFH_neu
Gross- und Einzelhandel	GHA
Gaststätten	GGA
Gebietskörpersch., Kreditinst. u. Versich., Org. o.	GKO
Erwerbszw. u. öff. Einr.	
Metall und KFZ	GMK
Sonst. betriebl. Dienstleistungen	GBD
Beherbergung	GBH
Bäckerei und Konditorei	GBA
Wäscherei	GWA
Gartenbau	GGB
Papier und Druck	GPD
haushaltsähnliche Gewerbebetriebe	GMF
Summenlastprofil Gewerbe/Handel/Dienstleistung	GHD

4. Modellierung

Zur Analyse einer sektorengekoppelten Wärmeversorgung in Schleswig-Holstein werden die in Kapitel 2 beschriebenen Wärmeerzeuger modelliert. Die Modellierung findet in Python 3.7 statt. Die Analyse wird auf Gemeindeebene durchgeführt. Hierzu wird jeder Gemeinde eine bestimmte Leistung je Wärmeerzeuger zugewiesen. Im Zuge der Modellierung soll das in Unterkapitel 3.4 beschriebene Betriebsportfolio eines flexiblen Wärmeerzeugungssystems umgesetzt werden. Stromverbrauchende Wärmeerzeuger sollen demnach bevorzugt bei niedrigen, Stromerzeuger bei hohen Strompreisen eingesetzt werden. Zur zusätzlichen Flexibilisierung des Systems sollen Wärmespeicher vorhanden sein. Sind in einem System sowohl Wärmepumpen als auch elektrische Zusatzheizungen vorhanden, sollen aus Effizienzgründen immer bevorzugt die Wärmepumpen zur Wärmebedarfsdeckung eingesetzt werden [21]. Außerdem soll die Möglichkeit bestehen, den Einfluss unterschiedlicher Wärmespeichergrößen und unterschiedlicher Verhältnisse von Erzeugern und Verbrauchern zu untersuchen. Die zu entwickelnde Modellierung enthält BHKWs (vgl. Unterkapitel 4.2), Wärmepumpen (vgl. Unterkapitel 4.3) und solarthermische Wärmeerzeuger (vgl. Unterkapitel 4.4). Die Beschreibung des Aufbaus sowie der Eingangsdaten des Gesamtsystems und der bei der Modellierung getroffenen Annahmen erfolgt in Unterkapitel 4.1. Die durch die Simulation erzeugten Daten sollen in einer Form gewonnen werden, die eine zukünftige Kopplung der erzeugten Stromproduktions- und Strombedarfszeitreihen mit den Netzknoten eines Stromnetzmodells ermöglicht.

4.1. Beschreibung des Gesamtmodells

Das Gesamtmodell zur sektorengekoppelten Wärmeversorgung enthält als Wärmeversorger BHKWs, Wärmepumpen und solarthermische Wärmeerzeuger. Darüber hinaus werden elektrische Zusatzheizungen und Wärmespeicher modelliert. Die folgenden Unterkapitel beschreiben die für die Simulation verwendeten Parameter, Eingangsdaten sowie das Zusammenspiel der einzelnen Modellelemente.

4.1.1. Simulationsparameter und Annahmen

Im Hauptprogramm der Simulation können verschiedene Modellierungsparameter gewählt werden. Tabelle 5.1 bietet einen Überblick über die Simulationsparameter. Ein Teil der Parameter verfügt dabei über anhand von Literatur festgelegte Werte, die innerhalb dieser Arbeit unverändert bleiben. Die übrigen Werte können im Zuge der Simulation variiert werden. Durch das Start- und Enddatum wird der Zeitraum, den die Simulation abdeckt, festgelegt. Der Parameter „Gesamtsimulation“ entscheidet, ob die Simulation für alle Gemeinden Schleswig-Holsteins durchgeführt wird, oder ob eine einzelne Gemeinde durch den Parameter „Gemeinde“ vorgegeben wird. Durch den veränderbaren Anteil sanierter Gebäude wird das Verhältnis von BHKWs und Wärmepumpen zueinander variiert. Dem liegt die Annahme zugrunde, dass durch eine Gebäudesanierung die Vorlauftemperatur innerhalb des Gebäudes abgesenkt wird [45], wodurch Wärmepumpen als Wärmeerzeuger zum Einsatz kommen können. Das Speicherverhältnis beschreibt das Verhältnis von insgesamt installierter Wärmeerzeugerleistung zu installierter Speicherleistung. Es beschreibt somit die Zeitspanne, in der

4. Modellierung

der Wärmespeicher bei hypothetisch nicht vorhandenem Wärmebedarf die Wärme-
produktion der in Volllast laufenden Erzeuger aufnehmen könnte.

Die innerhalb der Gemeinden zu installierende BHKW-Leistung ist auf 25 % der durch
das BHKW-System zu deckenden Wärmespitzenleistung festgelegt [46]. Durch die
Wahl eines solch niedrigen Wertes erhöht sich die Zahl der Vollbenutzungsstunden
des BHKWs, wodurch der Anlagenbetrieb wirtschaftlicher wird [17]. Die Bivalenztem-
peratur, die mit einem Wert von -7 °C festgelegt ist [21], gibt an, unterhalb welcher
Wärmequellentemperatur die modellierte LW-Wärmepumpe durch eine elektrische
Zusatzheizung ersetzt wird.

Der Flächenanteil der Solarthermie gibt das Verhältnis von Kollektorfläche zur Gebäu-
denutzfläche an. Die für Ein- und Zweifamilienhäuser (EZFH) und Mehrfamilienhäu-
ser (MFH) festgelegten Werte orientieren sich an Werten, die eine Deckung von 15 %
des Wärmeenergiebedarfs ermöglichen würden [47]. Das Speichervolumen für die
solarthermischen Wärmeerzeuger wird über die installierte Kollektorfläche bestimmt
und beträgt $0,05 \frac{\text{m}^3}{\text{m}^2_{\text{Kollektorfläche}}}$. Die Wärmespeichertemperatur wird mit 60 °C [13] ange-
nommen. Der gewählte Kollektorneigungswinkel von 45 ° wird für ganzjährig genutzte
solarthermische Anlagen empfohlen [13].

Tabelle 4.1.: Simulationsparameter der Modellierung

	Name	Wert
frei wählbar	Startdatum	[YYYY-MM-DD hh:mm:ss]
	Enddatum	[YYYY-MM-DD hh:mm:ss]
	Gesamtsimulation	[Boolean]
	Gemeinde	[01xxxxxxxxxx]
	Sanierter Anteil	[%]
	Speicherverhältnis	[-]
festgelegt	BHKW Anteil Spitzenlast	25 % [46]
	Bivalenztemperatur	-7 °C [21]
	Solarthermie Flächenanteil EZFH	$0,03 \frac{\text{m}^2_{\text{Kollektor}}}{\text{m}^2_{\text{Wohnfläche}}}$ [47]
	Solarthermie Flächenanteil MFH	$0,025 \frac{\text{m}^2_{\text{Kollektor}}}{\text{m}^2_{\text{Wohnfläche}}}$ [47]
	Kollektorneigungswinkel	45 ° [13]
	Solarthermie Speichervolumen	$0,05 \frac{\text{m}^3}{\text{m}^2_{\text{Kollektorfläche}}}$ [47]
	Solarthermie Speichertemperatur	60 °C [13]

Für die Modellierung wird die Annahme getroffen, dass alle solarthermischen Anlagen
nach Süden ausgerichtet sind. Diese Annahme kann getroffen werden, da Ertragsver-
luste bei nicht genau nach Süden ausgerichteten Anlagen über einen großen Winkelbe-
reich gering sind [13]. Allen Wohngebäuden werden solarthermische Wärmeerzeuger
zugewiesen. Die Zuordnung von BHKWs und Wärmepumpen erfolgt anhand des
Gebäudealters und des Sanierungszustandes. Es wird angenommen, dass sanierte Ge-
bäude und Neubauten innerhalb des Heizkreislaufs eine geringere Vorlauftemperatur
benötigen als unsanierte Altbauten. Im Zuge einer Sanierung kann die Vorlauftempe-
ratur innerhalb eines Altbaus beispielsweise durch den Ersatz von Radiatoren durch
Wandflächenheizungen abgesenkt werden [21]. In der Simulation wird angenommen,
dass sanierte Gebäude und Neubauten durch Wärmepumpen versorgt werden, da
diese nur bei geringer Vorlauftemperatur effizient betrieben werden können [21] (vgl.
Abschnitt 2.1.2). Das Installationsverhältnis von LW-Wärmepumpen zu SW-Wärme-

pumpen orientiert sich dabei am aktuellen Anlagenbestand. SW-Wärmepumpen wird ein Anteil von 57 %, LW-Wärmepumpen von 43 % zugeschrieben [48]. Zukünftig wird sich dieses Verhältnis mit hoher Wahrscheinlichkeit zugunsten von LW-Wärmepumpen wenden, da der Absatz dieses Wärmepumpentyps bereits heutzutage drei mal höher ist als der für SW-Wärmepumpen [49]. Zusätzlich wird davon ausgegangen, dass 50 % der Nichtwohngebäude (NWG) durch Wärmepumpen versorgt werden. Die vorhandene Datengrundlage zu Sanierungszustand und Energiebedarf von NWG ist sehr gering, weshalb von einer detaillierten Aufteilung abgesehen wird.

Unsanierete Altbauten und die andere Hälfte der NWG bekommen BHKWs als Wärmeversorger zugewiesen. Bezüglich Wärmenetzen wird die Annahme getroffen, dass die Vorlauftemperatur im Vergleich zu heute von Temperaturen zwischen 90 und 140 °C (vgl. Unterkapitel 2.3) auf 85 bis 95 °C abgesenkt wird [31]. Da auch diese abgesenkte Vorlauftemperatur zu hoch für die Einbindung von Wärmepumpen und solarthermischen Wärmeerzeugern ist, wird eine Verbindung durch ein Wärmenetz nur für BHKWs berücksichtigt. Mit Großwärmepumpen ließe sich der angenommene Temperaturbereich zwar erreichen, allerdings wäre für die Evaluierung der Einsatzmöglichkeit dieser Technologie eine individuelle Gemeindeanalyse nötig. Die Modellierung beschränkt sich aus diesem Grund auf kleine, im privaten Bereich eingesetzte Wärmepumpen. Der Wärmebedarf, ab dem sich der Betrieb eines Wärmenetzes unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten lohnt, wird mit mindestens 3 GWh/a angenommen [31]. Die Verluste innerhalb eines Wärmenetzes werden mit 10 % festgelegt [31].

Die Zeitstempel aller eingehenden Zeitreihen befinden sich im UTC-Zeitformat, da die Verwendung der mitteleuropäischen Zeit (MEZ) durch die Zeitverschiebung doppelte Zeitstempel zur Folge hätte. Diese doppelten Werte würden zu Problemen innerhalb der im Modell verwendeten Optimierungsfunktionen führen. Nach Abschluss aller Berechnungen werden die Daten zu mitteleuropäischer Zeit transformiert.

4.1.2. Eingangswerte in die Simulation

Für die Ausführung des zu entwickelnden Modells einer sektorengekoppelten Wärmeversorgung sind verschiedene Eingangsdaten nötig. Die Generierung und die Beschaffenheit der verwendeten Daten für Wärmebedarfslastgänge, Strompreise, Lufttemperatur, Sonneneinstrahlung, Soletemperatur und Sonnenposition werden in den folgenden Unterkapiteln beschrieben.

4.1.2.1. Wärmebedarfslastgänge

Für die Modelle des BHKW-Systems und der Wärmepumpen-Systeme werden als Eingangssignal Wärmebedarfslastgänge benötigt. Die Lastgänge werden mit Hilfe des an der HAW entwickelten Lastganggenerators, der in Unterkapitel 3.5 beschrieben wird, bestimmt. Die Berechnung erfolgt auf Grundlage von für die Gemeinden Schleswig-Holsteins abgeschätzten Wärmebedarfen, die im Rahmen meiner im Jahr 2020 an der HAW Hamburg vorgelegten Projektarbeit „Abschätzung des regionalen Wärmebedarfs für Wohn- und Nichtwohngebäude innerhalb Schleswig-Holsteins“ berechnet wurden. Die Funktionsweise des Lastganggenerators sowie die dem Lastganggenerator zugrundeliegenden Profile werden mit den Daten eines offenen Datensatzes, der Lastgänge für alle Landkreise Deutschlands enthält [50], verglichen. Abschließend werden für jede Gemeinde Schleswig-Holsteins Wärmebedarfslastgänge für unterschiedliche Sanierungsanteile der Gebäude bestimmt.

Plausibilisierung der Wärmelastgänge

Die durch den in Unterkapitel 3.5 beschriebenen Lastganggenerator erstellten Wärmebedarfslastgänge werden zur Plausibilisierung mit den Ergebnissen eines offenen Datensatzes [50] verglichen. Der Datensatz enthält auf dem langjährigen Temperaturmittel basierende Wärmebedarfslastgänge für alle Landkreise Deutschlands. Die Berechnung der Daten erfolgte im Zuge der Modellierung der regionalen Lastverschiebungspotenziale für das Open Source Modell „region4FLEX“ des DLR Instituts für Vernetzte Energiesysteme [51].

Die für die Bestimmung der Lastgänge benötigten Tageslastprofile wurden aus Messungen, die im Zuge des „NOVAREF-“ Projekts durchgeführt wurden, bestimmt. Die Daten basieren auf Messungen, die an 12 Einfamilienhäusern durchgeführt und nach Arbeitstagen, Samstagen und Sonntagen gruppiert wurden [52].

Der von der Außentemperatur abhängige tägliche Wärmebedarf wird über ein bilineares Profil angegeben [50]. Abbildung 4.1 zeigt beispielhaft ein solches Profil. Oberhalb der Heizgrenztemperatur ist die Heizlast konstant und wird nur durch den Warmwasserheizungsbedarf bestimmt. Unterhalb der Grenze steigt die Heizlast mit abnehmender Außentemperatur linear an.

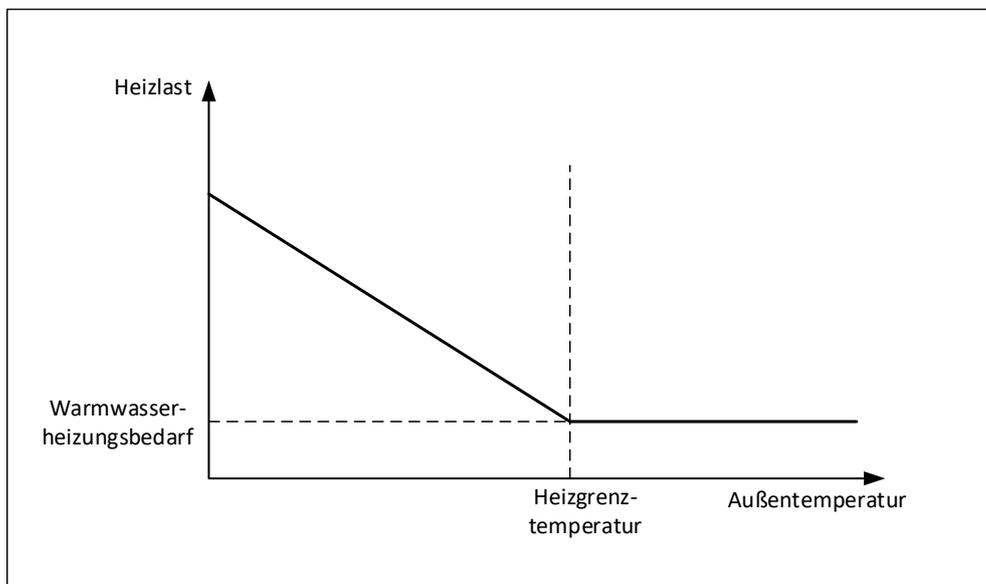


Abbildung 4.1.: Bilineares Profil für die Abhängigkeit der Heizlast von der Außentemperatur (in Anlehnung an [50])

Zur Bestimmung des Wärmebedarfslastgangs wird der über das bilineare Profil berechnete tägliche Wärmebedarf mit den Tageslastprofilen multipliziert. Die Temperaturdaten werden dabei über lineare Interpolation der langjährigen monatlichen Durchschnittstemperaturen der dem jeweiligen Landkreis am nächsten liegenden Wetterstation bestimmt [50]. In Abbildung 4.2 ist der sich über den interpolierten Temperaturverlauf ergebende jährliche Wärmebedarfslastgang für Flensburg dargestellt. Die Werte des Wärmebedarfs liegen dabei in stündlicher Auflösung vor. Der gleichmäßige Verlauf des Lastgangs ergibt sich durch die lineare Interpolation der monatlichen Durchschnittstemperaturen. Der angenommene interpolierte Temperaturverlauf ist ebenfalls in Abbildung 4.2 abgebildet. Die gleichmäßig auftretenden Lücken innerhalb des Lastgangs können durch die Aufteilung der Tageslastprofile nach Arbeitstagen, Samstagen und Sonntagen erklärt werden.

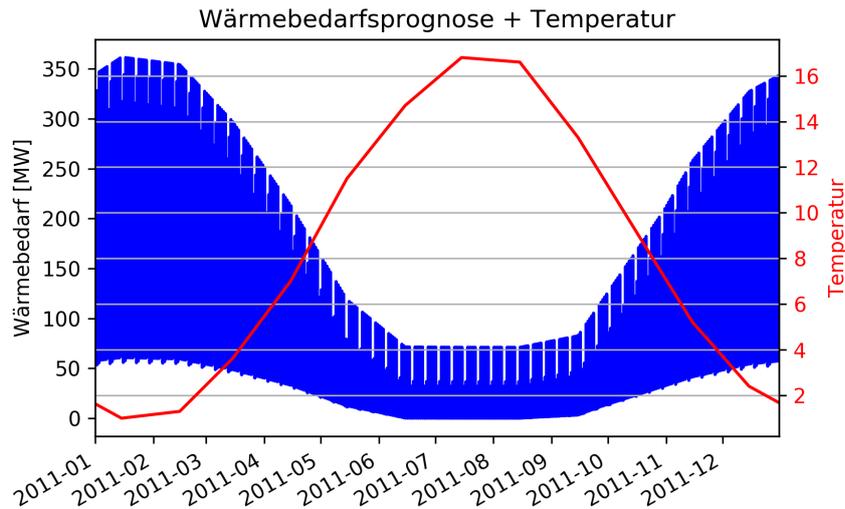
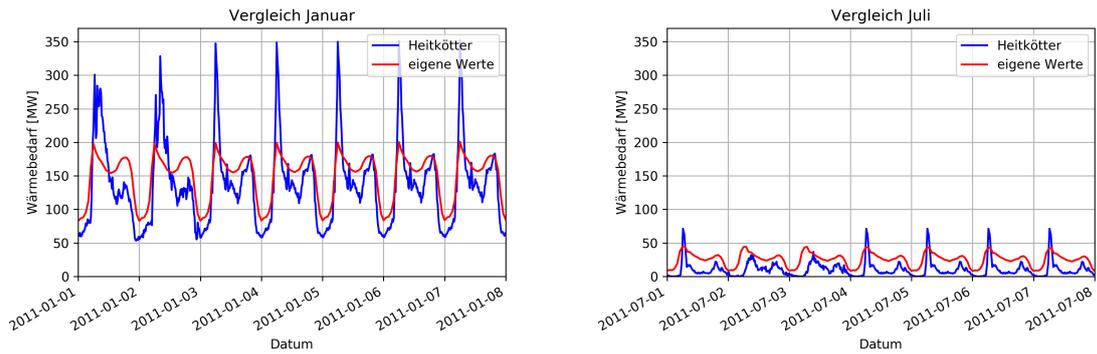


Abbildung 4.2.: Wärmebedarfslastgang Flensburgs aus offenem Datensatz, Quelle: eigene Darstellung der Daten aus [50]

Der Vergleich der Wärmebedarfslastgänge des offenen Datensatzes mit den durch den Lastganggenerator erstellten Lastgängen wird beispielhaft anhand der Daten für Flensburg durchgeführt. Hierfür werden die über lineare Interpolation berechneten Tagesaußentemperaturen sowie der im Zuge der Projektarbeit „Abschätzung des regionalen Wärmebedarfs für Wohn- und Nichtwohngebäude innerhalb Schleswig-Holsteins“ für Wohngebäude innerhalb Flensburgs berechnete jährliche Wärmebedarf in den Lastganggenerator eingelesen. In Abbildung 4.3 werden sowohl für eine Januar- als auch für eine Juliwoche die dem Datensatz entnommenen Verläufe mit den selbst erstellten Verläufen verglichen. Die morgendliche und abendliche Spitze des täglichen Wärmebedarfs treten für beide Verläufe in den meisten Fällen zu den selben Zeitpunkten auf. Allerdings fällt insbesondere im Januar (vgl. Abbildung 4.3 (a)) die morgendliche Spitze des dem offenen Datensatz entnommenen Verlaufs (gekennzeichnet als „Heißkötter“) deutlich höher aus, als die Spitze der eigenen Werte. Im Juli (vgl. Abbildung 4.3 (b)) fällt der Spitzenunterschied zwar geringer aus, ist aber noch deutlich erkennbar. Ursache für den geringeren Unterschied könnte der in der warmen Jahreszeit fast ausschließlich durch die Warmwasserbereitung bestimmte und dadurch in Folge verminderte Wärmebedarf sein. Zwei Tage des Datensatzes sowohl für Januar als auch für Juli weisen leicht reduzierte und zeitlich verschobene Spitzenwerte auf, was durch die unterschiedlichen Tageslastprofile für Arbeitstage und Wochenende erklärt werden kann. Im Lastganggenerator wird diese Unterscheidung für Wohngebäude nicht vorgenommen (vgl. Unterkapitel 3.5), weshalb hier keine reduzierten Spitzenwerte zu erkennen sind. Insgesamt sind die Spitzen des dem Datensatz entnommenen Wärmebedarfslastgangs deutlich ausgeprägter und der Verlauf weist mehr Sprünge auf. Dieses Verhalten beruht vermutlich auf der geringen Anzahl Gebäude, die Grundlage für die Erstellung der Tageslastprofile war. Die im Lastganggenerator verwendeten Lastprofile basieren auf einer deutlich größeren Anzahl von Gebäuden, wodurch sich geringere Lastspitzen und ein insgesamt gleichmäßigerer Verlauf ergeben. Trotz der beschriebenen Unterschiede können beide Lastgänge als sich einander ähnlich bezeichnet werden, da sich die Abweichungen im Wesentlichen aus der unterschiedlichen Datengrundlage der Tageslastprofile ergeben.

4. Modellierung



(a) Vergleich der Wärmebedarfslastgänge einer Januarwoche

(b) Vergleich der Wärmebedarfslastgänge einer Juliwoche

Abbildung 4.3.: Vergleich der Wärmebedarfslastgänge für Wohngebäude innerhalb Flensburgs, Quelle: Eigene Darstellung von [50] und eigene Berechnung

Für die in dieser Arbeit durchgeführten Berechnungen werden die mit Hilfe des Lastganggenerators selbst erstellten Wärmebedarfslastgänge genutzt. Die Lastgänge können hiermit für jede einzelne Gemeinde separat und somit in einer höheren räumlichen Auflösung erstellt werden. Eine auf die Landkreise bezogene Auflösung wäre zu ungenau für eine spätere Kopplung der Berechnungsergebnisse mit den Knoten des Stromnetzes. Die dem Lastganggenerator zugrundeliegenden, auf einer großen Anzahl Gebäude basierenden Tagesprofile stellen die auf alle Gebäude einer Gemeinde bezogenen Lastgänge genauer dar, als die nur auf wenige Gebäude bezogenen Lastgänge aus der Literatur [50]. Zusätzlich können mit Hilfe des Lastganggenerators die Wärmelastgänge für unterschiedliche Gebäudenutzungstypen bestimmt werden, wodurch sich die Möglichkeit ergibt, auch Nichtwohngebäude mit einzubeziehen. Die von dem Lastganggenerator einzulesenden Temperaturdaten können frei gewählt werden, wodurch der schwankende Temperaturverlauf eines Jahres als Berechnungsbasis dienen kann. Abbildung 4.4 zeigt einen mit dem Lastganggenerator erstellten jährlichen Wärmebedarfslastgang für Flensburg. Die für die Berechnung genutzten Temperaturdaten stammen aus dem aktuellen Testreferenzjahr-Datensatz 2015, der über das Klimaberatungsmodul des DWD heruntergeladen wird [53].

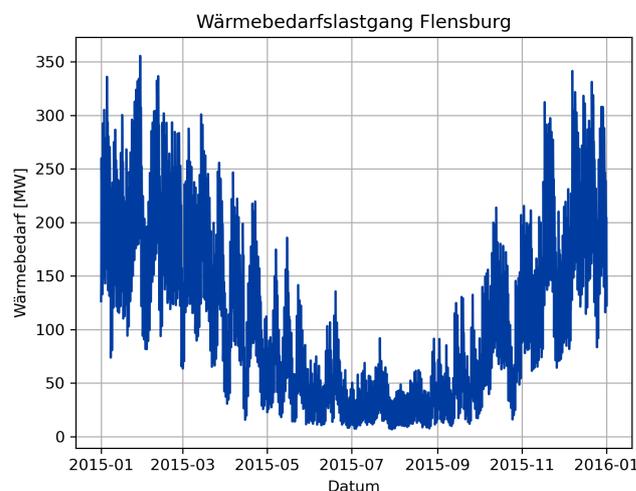


Abbildung 4.4.: Wärmebedarfslastgang Flensburgs aus Lastganggenerator

Berechnung der Wärmebedarfslastgänge mit Hilfe des Lastganggenerators

Die gemeindebezogenen Wärmebedarfe Schleswig-Holsteins, die als Grundlage zur Berechnung der Wärmebedarfslastgänge dienen, liegen differenziert nach einzelnen Gebäudenutzungstypen vor. Wohngebäude werden in EZFH und MFH unterteilt. Die Gebäudenutzungstypen der Nichtwohngebäude orientieren sich an einer vom Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung (BMVBS) entwickelten Typologie für Nichtwohngebäude [54]. Die auf die Nutzungstypen bezogenen Wärmebedarfe müssen den in Tabelle 3.2 aufgelisteten Wärmelastprofilen des Lastganggenerators zugeordnet werden. Diese Zuordnung erfolgt gemäß eines vom Bundesverband der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft (BGW) veröffentlichten Leitfadens [55]. Die Ergebnisse der Zuordnung sind in Tabelle 4.2 dargestellt.

Tabelle 4.2.: Zuordnung der Gebäudenutzungstypen zu Wärmelastprofilen, Profilbenennung gemäß Tabelle 3.2

Gebäudenutzungstyp	Wärmelastprofil
EZFH vor 2002	EFH_alt
EZFH nach 2002	EFH_neu
MFH vor 2002	MFH_alt
MFH nach 2002	MFH_neu
Allgemeinbildende Schule	GKO
Hochschulen und Forschung	GKO
Kindertagesstätten	GKO
Regierungs- und Gerichtsgebäude	GKO
Verwaltungs-, Polizei- und Feuerwehrgebäude	GKO
Krankenhäuser, Kliniken	GKO
Allgemeine Sportbauten	GKO
Sporthallen	GKO
Schwimmbhallen	GKO
Allgemeine Bürogebäude	GBD
Praxisgebäude und Gesundheitseinrichtungen	GBD
Museen, Bibliotheken und Ausstellungsgebäude	GBD
Oper, Theater und Veranstaltungshallen	GBD
Gebäude für kulturelle Zwecke	GBD
Fabrikgebäude	GMK
Lagergebäude	GMK
Werkstattgebäude	GMK
Allgemeine Industrie- und Gewerbegebäude	GMK
Kaufhäuser	GHA
Einkaufszentren	GHA
Allgemeine Verkaufsgebäude Food	GHA
Allgemeine Verkaufsgebäude Nonfood	GHA
Hotels mit Restaurant	GBH
Hotels ohne Restaurant	GBH
Gaststätten und Restaurants	GGA

Da bei der Simulation des Gesamtmodells unterschiedliche Sanierungsanteile im Gebäudebestand berücksichtigt werden sollen, müssen die vorliegenden Jahresgesamt-

4. Modellierung

wärmebedarfe vor Erstellung der Lastgänge dahingehend angepasst werden. Hierzu muss der Einfluss von Gebäudesanierungen auf den Heizenergieverbrauch abgeschätzt werden. Laut Daten des Umweltbundesamtes lässt sich der Heizenergieverbrauch in vollsanierten Gebäuden im Schnitt um 48,55 % (*Red*) verglichen mit unsanierten Altbauten senken. Für die Modellierung der sektorengekoppelten Wärmeversorgung wird angenommen, dass Sanierungsmaßnahmen derart durchgeführt werden, dass die Gebäude als vollsaniert gelten. Da sanierte Gebäude innerhalb der Simulation ebenso wie Neubauten durch Wärmepumpen versorgt werden sollen (vgl. Abschnitt 4.1.1), werden die entsprechenden Wärmebedarfe zusammengefasst. Der Wärmebedarf für unsanierte alte Gebäude reduziert sich um den Anteil sanierter Gebäude, während der Wärmebedarf für neue Gebäude um den Wärmebedarf der sanierten Gebäude steigt.

$$\text{Wärmebedarf[alt]} = (1 - x_{\text{saniert}}) \cdot \text{Wärmebedarf[alt]} \quad (4.1)$$

$$\text{Wärmebedarf[neu]} = \text{Wärmebedarf[alt]} \cdot x_{\text{saniert}} \cdot \text{Red} + \text{Wärmebedarf[neu]} \quad (4.2)$$

Vor Berechnung der Lastgänge müssen die in den Lastganggenerator eingegebenen Gesamtwärmebedarfe auf die beschriebene Art und Weise auf den gewünschten Sanierungsanteil angepasst werden.

Die für die Berechnung der Wärmebedarfslastgänge benötigten Temperaturdaten werden aus Testreferenzjahren des DWD entnommen. Die aktuellen Testreferenzjahre des DWD basieren auf Daten aus den Jahren 1995 - 2012 und sind in einer räumlichen Auflösung von 1 km² verfügbar [56]. Die Daten der Testreferenzjahre tragen Zeitstempel des Jahres 2015. Sie berücksichtigen sowohl den Einfluss der Geländehöhe, als auch den Einfluss eventueller städtischer Wärmeinseln auf die Temperatur. Durch die hohe räumliche Auflösung der Testreferenzjahre müssten jeder einzelnen Gemeinde ein oder sogar mehrere Datensätze zugeordnet werden. Da dies einen sehr hohen zeitlichen Aufwand erfordern würde, jedoch kaum Einfluss auf die Genauigkeit der Wärmebedarfslastgänge hätte, werden die Testreferenzjahre nach DIN 4710 ausgewählt. Durch diese Norm werden innerhalb Deutschlands verschiedene Klimazonen mit jeweils einer Repräsentation station definiert [57]. Die innerhalb Schleswig-Holsteins vertretenen Klimazonen mit den dazugehörigen Repräsentation stationen können Tabelle 4.3 entnommen werden. Die aufgeführten Koordinaten und Höhenangaben stammen jeweils aus der Stationsliste des DWD [58].

Tabelle 4.3.: Klimazonen und Repräsentation stationen nach DIN 4710

Klimazone	Repräsentation station [57]	Längengrad [58]	Breitengrad [58]	Höhe [58]
Nordseeküste	Bremerhaven	53,5322°	8,5761°	7 m
Ostseeküste	Rostock- Warnemünde	54,1817°	12,0808°	4 m
Nordwestdeutsches Tiefeland	Hamburg- Fuhlsbüttel	53,6332°	9,9881°	14 m

Durch die Verwendung von Klimazonen zur Auswahl der Testreferenzjahre werden die Höhenabhängigkeit der Temperatur sowie der Einfluss städtischer Wärmeinseln vernachlässigt. Die Vernachlässigung der Höhenabhängigkeit ist vertretbar, da Schleswig-Holstein nur wenige Erhöhungen besitzt und die Temperaturabnahme näherungsweise mit 0,65 K je 100 m abgeschätzt werden kann [59]. Am höchsten Punkt

Schleswig-Holsteins, dem Bungsberg mit einer Höhe von 108 m [60], würde die Temperaturabnahme etwa 0,7 K betragen. Der Einfluss städtischer Wärmeinseln lässt sich ebenfalls vernachlässigen, da diese ein sehr lokales Phänomen sind [56], das nicht auf die in dieser Arbeit gewählte Auflösung der Gemeindeebene übertragen werden kann. Mit Hilfe des DWD Klimaberatungsmoduls [53] werden die Raster, die den in Tabelle 4.3 genannten Koordinaten am nächsten liegen, bestimmt und die dazugehörigen aktuellen Testreferenzjahre heruntergeladen. Die Koordinaten der für die Klimazonen gewählten Testreferenzjahre sind in Tabelle 4.4 dargestellt.

Tabelle 4.4.: Koordinaten der Testreferenzjahre der Klimazonen

Klimazone	Längengrad TRY [53]	Breitengrad TRY [53]
Nordseeküste	53,5312°	8,5881°
Ostseeküste	54,1817°	12,0824°
Nordwestdeutsches Tiefland	53,6322°	9,9922°

Die über DIN 4710 definierten Klimazonen werden den Gemeinden Schleswig-Holsteins näherungsweise zugeordnet. Das Ergebnis der Zuordnung ist in Abbildung 4.5 zu sehen.

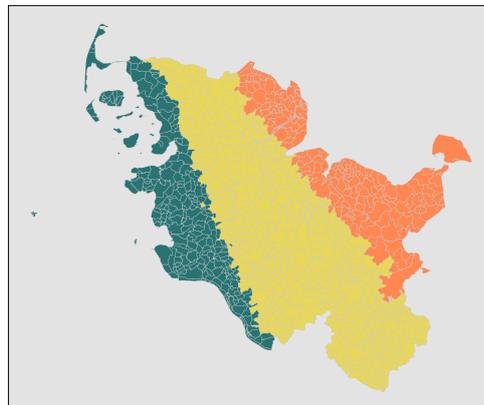


Abbildung 4.5.: Klimazonen innerhalb Schleswig-Holsteins (grün: Nordseeküste, gelb: Nordwestdeutsches Tiefland, orange: Ostseeküste), Quelle: eigene Darstellung

Die Wärmebedarfslastgänge aller Gemeinden Schleswig-Holsteins werden mit den in diesem Kapitel beschriebenen Eingangsdaten für unterschiedliche Sanierungsanteile mit Hilfe des Lastganggenerators berechnet und als Zeitreihe mit stündlicher Auflösung ausgegeben.

4.1.2.2. Strompreis Zeitreihe

Der Strompreis wird für die Einsatzplanung der im Modell vorhandenen Wärmeerzeugungssysteme benötigt. Bei niedrigen Strompreisen sollen bevorzugt Wärmeerzeuger, die Strom verbrauchen, betrieben werden. In Zeiten hoher Strompreise sollen vor allem Wärmeerzeuger, die Strom erzeugen, eingesetzt werden. Die Werte der Strompreise

4. Modellierung

werden der „ENTSO-E Transparency Platform“ [61] entnommen. Da sich die Zeitstempel der Testreferenzjahre auf das Jahr 2015 beziehen, werden dementsprechend auch die aus diesem Jahr vorliegenden Strompreise verwendet. Die gewählten Day-Ahead-Preise sind in Abbildung 4.6 dargestellt. Die Daten liegen in stündlicher Auflösung in €/MWh vor. Der Wert schwankt dabei zwischen $-79,94$ und $99,77$ €/MWh. Der Median beträgt $30,54$ €/MWh.

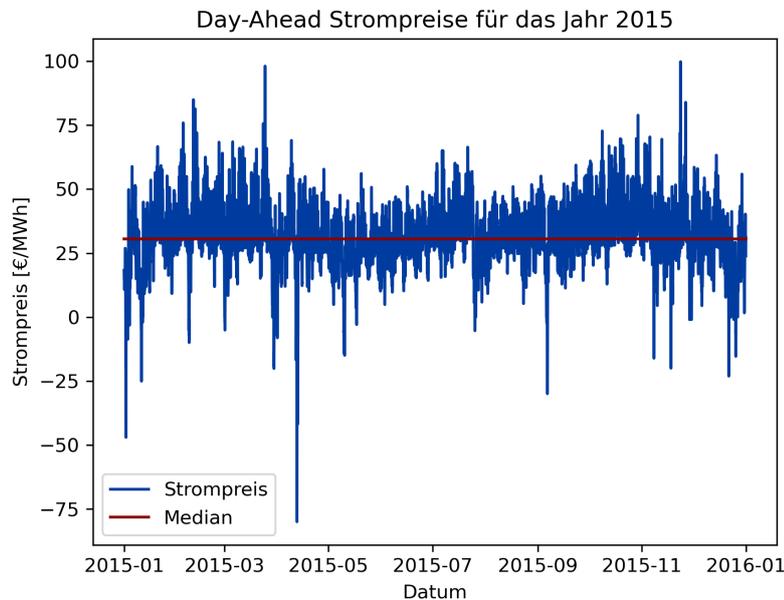


Abbildung 4.6.: Day-Ahead Preise für das Jahr 2015, Quelle: eigene Darstellung der Daten aus [61]

4.1.2.3. Lufttemperatur und Sonneneinstrahlung Zeitreihen

Die für die Modellierung von SW-Wärmepumpen (vgl. Unterkapitel 4.3) und solarthermischen Wärmeerzeugern (vgl. Unterkapitel 4.4) benötigten Zeitreihen der Lufttemperatur und der Sonneneinstrahlung können den Testreferenzjahren des DWD [56] entnommen werden. Die Lufttemperaturdaten werden für die Modellierung beider Wärmeerzeuger benötigt und wurden bereits zur Erzeugung der Wärmebedarfslastgänge genutzt (vgl. Unterabschnitt 4.1.2.1). Die Datensätze des DWD enthalten zusätzlich stündliche Werte für die direkte und die diffuse Sonnenbestrahlungsstärke auf die horizontale Ebene in W/m^2 . Diese werden benötigt, um die auf die Solarkollektoren treffende Bestrahlungsstärke zu berechnen (vgl. Abschnitt 2.1.4).

Die Zuordnung der Zeitreihen zu den einzelnen Gemeinden Schleswig-Holsteins erfolgt wie bereits im Zuge der Erstellung der Wärmebedarfslastgänge in Unterabschnitt 4.1.2.1 beschrieben. Die unter Verwendung der Koordinaten aus Tabelle 4.4 bestimmten Testreferenzjahre werden über die in Abbildung 4.5 dargestellten Klimazonen den Gemeinden Schleswig-Holsteins zugeordnet.

4.1.2.4. Soletemperatur Zeitreihe

Für die Modellierung der SW-Wärmepumpen wird die Soletemperatur als Eingangswert benötigt (vgl. Unterkapitel 4.3). Der Verlauf der Solevorlauftemperatur schwankt,

wie bereits in Abschnitt 2.1.2 beschrieben, im Jahresverlauf. Die Zeitreihe der Soletemperatur wird anhand von durch das Fraunhofer ISE erhobenen Daten ermittelt [25]. Der Temperaturverlauf verhält sich dabei annähernd periodisch (vgl. Abbildung 2.7) und schwankt zwischen 4 und 13 °C. Die Zeitreihe der Soletemperatur lässt sich daher über Gleichung 4.3 für alle Stunden t des Jahres ermitteln. Der für die Modellierung verwendete Sole-Temperaturverlauf ist in Abbildung 4.7 graphisch dargestellt.

$$T_{\text{Sole}}(t) = -4,5 \cdot \cos\left(2\pi \frac{t}{8760}\right) + 8,5 \quad (4.3)$$

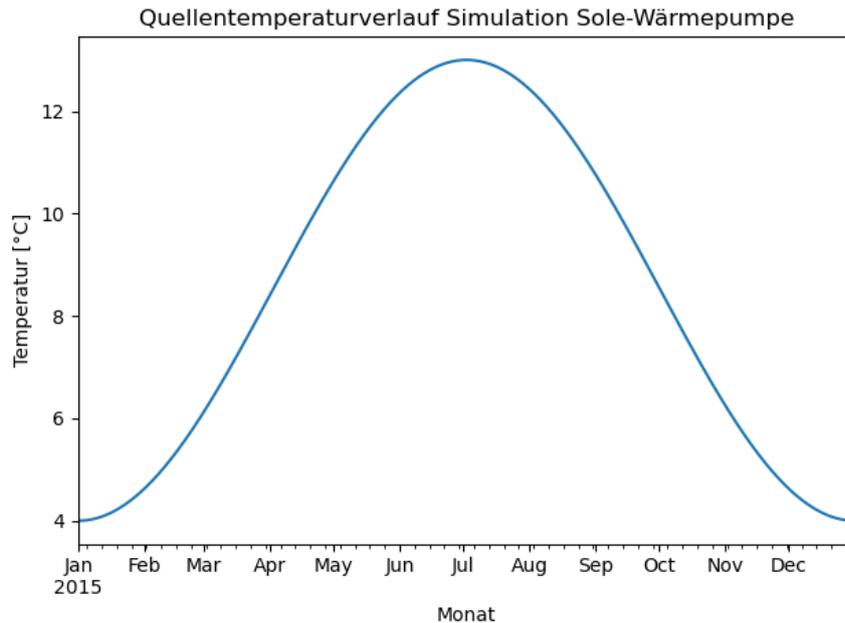


Abbildung 4.7.: Sole-Temperaturverlauf für Wärmepumpensimulation, Quelle: Eigene Darstellung

4.1.2.5. Sonnenposition Zeitreihe

Für die Berechnung der solaren Wärmeerzeugung wird die stündliche Position der Sonne benötigt. Diese kann über die Sonnenhöhe γ_S und das Sonnenazimuth α_S eindeutig festgelegt werden. Die Berechnung der beiden Werte für jede Stunde des Jahres erfolgt nach dem Verfahren der DIN 5034, das in [13] erläutert wird. Im Folgenden werden die für die Berechnung verwendeten Gleichungen kurz erklärt.

Der Parameter J' wird für jeden Tag des Jahres J über Gleichung 4.4 bestimmt.

$$J' = 360^\circ \cdot \frac{J}{365} \quad (4.4)$$

Aus J' werden die Sonnendeklination δ und die Zeitgleichung Zgl bestimmt.

$$\delta [^\circ] = 0,3948 - 23,2559 \cdot \cos(J' + 9,1^\circ) - 0,3915 \cdot \cos(2 \cdot J' + 5,4^\circ) - 0,1764 \cdot \cos(3 \cdot J' + 26^\circ) \quad (4.5)$$

$$Zgl [\text{min}] = 0,0066 + 7,3525 \cdot \cos(J' + 85,9^\circ) + 9,9359 \cdot \cos(2 \cdot J' + 108,9^\circ) + 0,3387 \cdot \cos(3 \cdot J' + 105,2^\circ) \quad (4.6)$$

4. Modellierung

Die Sonnenposition wird unter Berücksichtigung der wahren Ortszeit WOZ ermittelt, die aus der von der geographischen Länge λ abhängigen mittleren Ortszeit MOZ berechnet wird. Zur Bestimmung der mittleren Ortszeit werden zudem die lokale Zeit LZ und die Verschiebung zur koordinierten Weltzeit ΔUTC benötigt.

$$MOZ = LZ - \Delta UTC + 4 \cdot \lambda \cdot \text{min}/^\circ \quad (4.7)$$

$$WOZ = MOZ + Zgl \quad (4.8)$$

Aus der wahren Ortszeit lässt sich der Stundenwinkel ω bestimmen.

$$\omega = (12.00\text{h} - WOZ) \cdot 15^\circ/\text{h} \quad (4.9)$$

Über die bisher berechneten Werte und die geographische Breite φ können nun die Sonnenhöhe γ_s und das Sonnenazimuth α_s berechnet werden.

$$\gamma_s = \arcsin(\cos \omega \cdot \cos \varphi \cdot \delta + \sin \varphi \cdot \sin \delta) \quad (4.10)$$

$$\alpha_s = \begin{cases} 180^\circ - \arccos \frac{\sin \gamma_s \cdot \sin \varphi - \sin \delta}{\cos \gamma_s \cdot \cos \varphi} & \text{für } WOZ \leq 12:00 \text{ h} \\ 180^\circ + \arccos \frac{\sin \gamma_s \cdot \sin \varphi - \sin \delta}{\cos \gamma_s \cdot \cos \varphi} & \text{für } WOZ > 12:00 \text{ h} \end{cases} \quad (4.11)$$

Über den beschriebenen Algorithmus wird die Sonnenposition für jede Stunde des Jahres bestimmt und als Zeitreihe in die Modellierung eingelesen. Die Berechnung wird für den geographischen Mittelpunkt Schleswig-Holsteins mit dem Längengrad $\lambda = 9,820471^\circ$ und dem Breitengrad $\varphi = 54,183748^\circ$ [62] durchgeführt.

4.1.3. Programmablauf Gesamtsystem

Der Programmablauf des entwickelten Modells zur Simulation einer sektorengesetzten Wärmeversorgung kann Abbildung 4.8 und Abbildung 4.9 entnommen werden. Abbildung 4.8 zeigt dabei den für alle Simulationsdurchläufe gültigen Programmrahmen, während Abbildung 4.9 einen Überblick über die gemeindeabhängigen Berechnungen gibt.

Zu Beginn der Simulation werden die Jahresgesamtwärmebedarfe und die Gebäudewohnflächen für EZFH und MFH für alle Gemeinden eingelesen. Die eingelesenen Gesamtwärmebedarfe sind abhängig von dem gewählten Anteil sanierter Gebäude. Die Abhängigkeit der Gesamtwärmebedarfe von dem sanierten Anteil wird in Unterabschnitt 4.1.2.1 genauer beschrieben. Zusätzlich werden die Zeitreihen für Strompreise (vgl. Unterabschnitt 4.1.2.2), Soletemperatur (vgl. Unterabschnitt 4.1.2.4) und Sonnenposition (vgl. Unterabschnitt 4.1.2.5) eingelesen. Nach dem Einlesen der Zeitreihen werden diese auf den Simulationszeitraum gekürzt, der durch Start- und Enddatum angegeben wird.

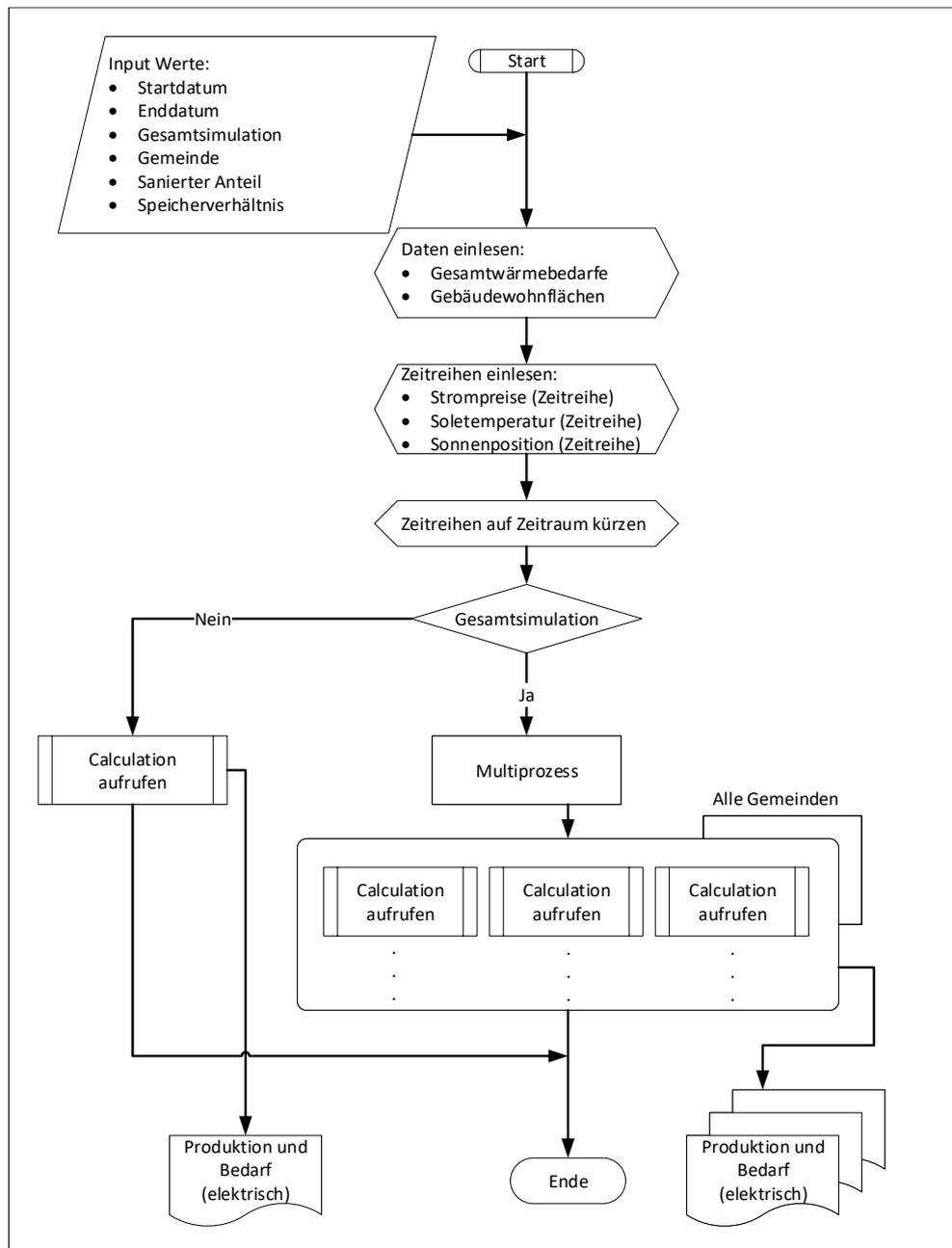


Abbildung 4.8.: Programmablaufplan Gesamtsystem Teil 1

Wird eine Gesamtsimulation, also eine Simulation aller Gemeinden Schleswig-Holsteins, durchgeführt, wird die Berechnungsfunktion des Gesamtmodells (vgl. Abbildung 4.9) über einen Multiprozess parallel aufgerufen. Hierdurch werden die vorhandenen Rechnerressourcen zur Simulation der 1108 Gemeinden vollständig genutzt. Findet keine Gesamtsimulation statt, wird nur die vorgegebene Gemeinde berechnet. In beiden Fällen werden die Zeitreihen der gesamten elektrischen Leistungsproduktion und des gesamten elektrischen Leistungsbedarfs je berechneter Gemeinde als Ergebnis des Programms ausgegeben und gespeichert.

4. Modellierung

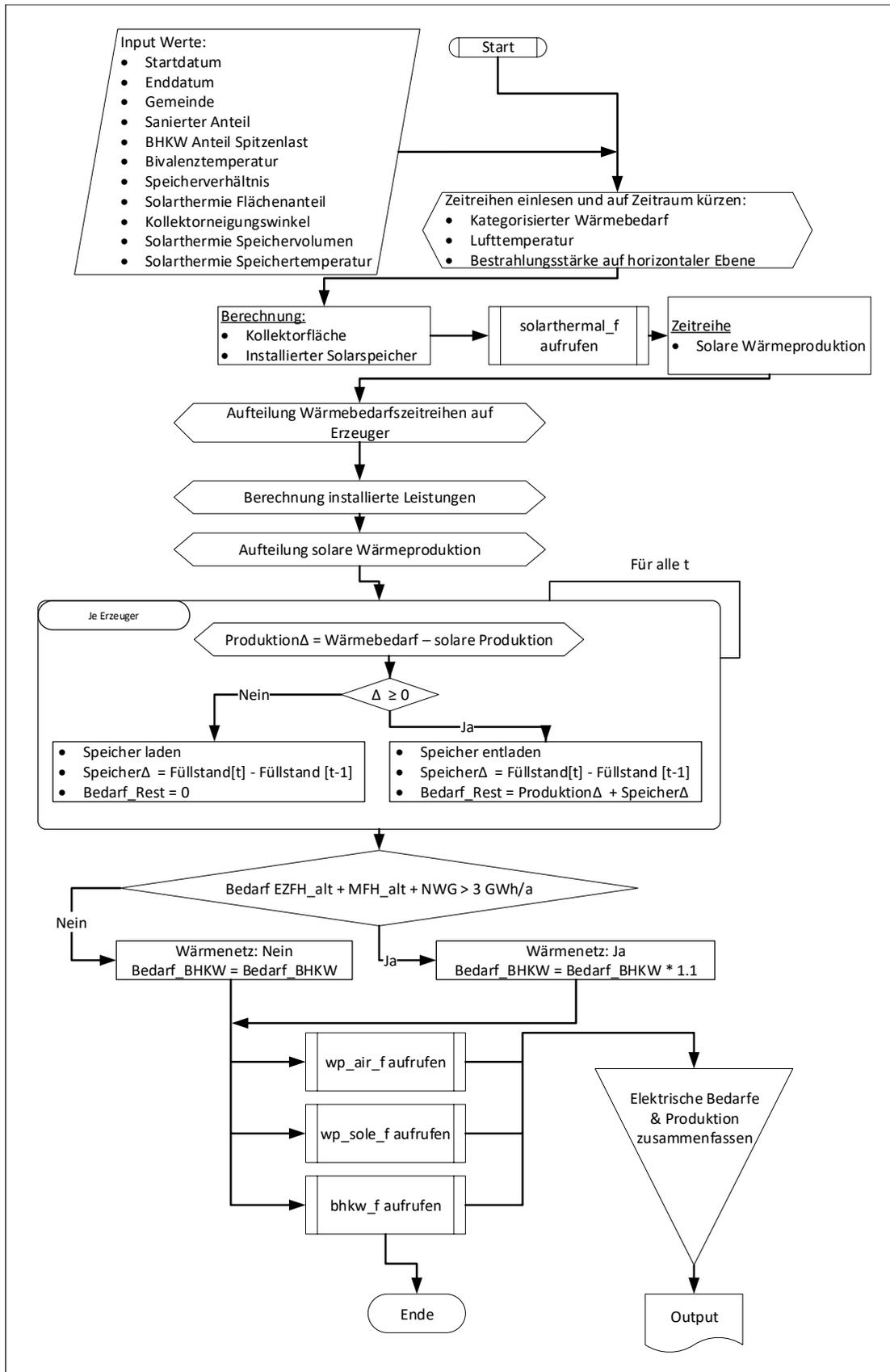


Abbildung 4.9.: Programmablaufplan Gesamtsystem Teil 2 (Calculation)

In der in Abbildung 4.9 dargestellten Berechnungsfunktion finden die gemeindeabhängigen Berechnungen zur Simulation einer sektorengkoppelten Wärmeversorgung statt. Zunächst werden die gemeindeabhängigen Zeitreihen für den Wärmebedarf, die Lufttemperatur und die Bestrahlungsstärke auf der horizontalen Ebene eingelesen und auf den Simulationszeitraum gekürzt. Der Wärmebedarf ist dabei abhängig von dem Sanierungsstand der Gebäude und aufgeteilt in die Kategorien alte EZFH, alte MFH, neue EZFH, neue MFH und NWG. Die Generierung der Wärmebedarfszeitreihen wird in Unterabschnitt 4.1.2.1 beschrieben. Die Bestimmung der Zeitreihen für Lufttemperatur und Bestrahlungsstärke wird in Unterabschnitt 4.1.2.3 erläutert.

Im Anschluss folgt die Berechnung der solaren Wärmeproduktion. Hierfür werden zunächst Kollektorfläche (Gleichung 4.12) und installierter Solarspeicher (Gleichung 4.13) bestimmt. Die Kollektorfläche wird aus den eingelesenen Wohnflächen von EZFH und MFH und den jeweiligen Flächenanteilen $x_{\text{solar,mfh}}$ und $x_{\text{solar,ezfh}}$ (vgl. Tabelle 5.1) berechnet. Die installierte Wärmespeicherleistung wird über das Speichervolumen je m^2 Kollektorfläche $V_{\text{spez,WWS}}$ und die maximale Solarspeichertemperatur $\vartheta_{\text{SP,max}}$ (vgl. Tabelle 5.1) aus Gleichung 2.21 ermittelt. Durch die Funktion „solarthermal_f“ (vgl. Unterkapitel 4.4) wird die Zeitreihe der solaren Wärmeproduktion berechnet.

$$A_k = A_{\text{EZFH}} \cdot x_{\text{solar,ezfh}} + A_{\text{MFH}} \cdot x_{\text{solar,mfh}} \quad (4.12)$$

$$Q_{\text{WWS,inst}} = V_{\text{spez,WWS}} \cdot A_k \cdot c \cdot (\vartheta_{\text{SP,max}} - \vartheta_A) \quad (4.13)$$

Gemäß den in Abschnitt 4.1.1 beschriebenen Annahmen werden die Wärmebedarfszeitreihen den im Gesamtsystem vorhandenen Wärmeerzeugern zugeordnet. Dadurch ergeben sich Wärmebedarfszeitreihen, die nach BHKWs, LW-Wärmepumpen und SW-Wärmepumpen aufgeteilt sind. Die Wärmebedarfszeitreihen für beide Wärmepumpentypen werden zusätzlich nach Raumheizungswärmebedarf und Warmwasserheizungsbedarf unterteilt. Die Wärmebedarfe verfügen über einen weitestgehend konstanten Grundanteil, der vor allem durch den Warmwasserheizungsbedarf verursacht wird [42]. Für die Bestimmung des Warmwasserheizungsbedarfs wird daher der Wärmebedarfsverlauf des Tages mit dem geringsten durchschnittlichen Wärmebedarf angenommen und 365 mal wiederholt. Die Zeitreihe für den Raumheizungswärmebedarf ergibt sich durch Subtraktion des Warmwasserheizungsbedarfs von dem Gesamtwärmebedarf.

Die Berechnung der installierten Wärmeerzeugerleistungen erfolgt über die Maximalwerte der jeweiligen Bedarfszeitreihen. Der maximale Wärmebedarf der BHKW-Bedarfszeitreihe wird mit dem BHKW Anteil an der Spitzenlast (vgl. Tabelle 5.1) multipliziert um die installierte Leistung der vorhandenen BHKWs zu erhalten. Die installierte Leistung beider Wärmepumpentypen entspricht dem in der jeweiligen Bedarfszeitreihe enthaltenen Maximalwert.

Aufgrund der Vorrangstellung von Erneuerbaren Energien wird die solarthermisch erzeugte Wärme von den zuvor ermittelten Wärmebedarfszeitreihen subtrahiert. Hierfür wird die solare Wärmeproduktion anteilig auf die unterschiedlichen Wärmeerzeuger aufgeteilt. Für jeden Erzeuger wird danach für jeden Simulationszeitschritt die Wärmeproduktionsdifferenz zwischen Wärmebedarf und solarer Produktion bestimmt. Ist die Differenz positiv, wird der Solarwärmespeicher entladen. Der restliche Bedarf, der nicht durch solare Produktion und Wärmespeicher gedeckt werden kann, wird in die durch den jeweiligen Erzeuger zu deckende Wärmebedarfszeitreihe geschrieben. Bei negativer Differenz kann der Wärmebedarf komplett durch die solare Wärmeproduktion gedeckt werden und der Solarwärmespeicher wird geladen. In diesem Fall ist der jeweilige Wert der noch abzudeckenden restlichen Wärmebedarfszeitreihe gleich Null.

4. Modellierung

Der für ein Wärmenetz nötige Mindestwärmebedarf wird mit 3 GWh [31] angenommen (vgl. Unterkapitel 2.3). Wenn der gemeindeabhängige jährliche Gesamtwärmebedarf von unsanierten, alten EZFH, MFH und NWG diesen Wert übersteigt, wird der Gemeinde ein Wärmenetz zugeordnet. Um die in einem Wärmenetz auftretenden Wärmeverluste zu berücksichtigen, wird der durch das BHKW-System zu deckende Wärmebedarf in diesem Fall um 10 % erhöht [31]. Über die bisher festgelegten und berechneten Parameter und Zeitreihen werden die Funktionen zur Bestimmung der elektrischen Bedarfe und Produktion der einzelnen Wärmeerzeugungssysteme aufgerufen. Das BHKW-System wird in Unterkapitel 4.2, die Wärmepumpensysteme in Unterkapitel 4.3 genauer beschrieben. Die von den einzelnen Funktionen ausgegebenen Zeitreihen werden zusammengefasst und als Zeitreihen für den gesamten elektrischen Bedarf und die elektrische Produktion der Gemeinde ausgegeben.

4.2. Modellierung des BHKW-Systems

Das zu modellierende flexible BHKW-System soll aus einem BHKW-Anlagenpool, einer Zusatzheizung und einem Wärmespeicher bestehen. Da der Fokus dieser Arbeit auf einer sektorengekoppelten Wärmeversorgung liegt, wird im Gegensatz zu den in Abschnitt 2.1.1 und Kapitel 3 beschriebenen heutzutage typischen KWK-Systemen mit Spitzenlastkessel ein System mit rein elektrischer Zusatzheizung modelliert. Der BHKW-Anlagenpool soll aus mehreren Einzelanlagen mit unterschiedlichen Leistungen bestehen. Da vereinfachend davon ausgegangen wird, dass die je BHKW vorhandenen Zusatzheizungen und Wärmespeicher simultan betrieben werden, werden diese jeweils als ein zusammengefasstes Objekt simuliert. Für die einzelnen Elemente des Systems wird für jeden Simulationszeitschritt der jeweilige Anteil an der Deckung des Wärmebedarfs bestimmt. Für BHKW und Zusatzheizung werden zusätzlich die elektrische Leistungsproduktion beziehungsweise der Leistungsbedarf berechnet. Die folgenden Unterkapitel beschreiben die einzelnen in der Modellierung des BHKW-Systems enthaltenen Elemente sowie das gesamte BHKW-System im Detail.

4.2.1. BHKW und Zusatzheizung

Abbildung 4.10 zeigt das Klassendiagramm für das BHKW-System. Durch die Klasse „BHKW System“ werden die für die Modellierung benötigten Parameter eingelesen beziehungsweise festgelegt. Das Vorhandensein eines Wärmenetzes, die Zeitreihen der Wärmebedarfe, die installierte BHKW-Leistung und der maximale zu deckende Wärmebedarf werden dem System dabei von außen vorgegeben. Die installierte Speicherleistung wird durch Multiplikation des aus dem Gesamtmodell eingelesenen Speicherverhältnisses und der installierten BHKW-Leistung bestimmt. Die maximale Leistung der Zusatzheizung entspricht für diese Simulation dem maximalen Wärmebedarf. Die Anzahl BHKWs je Größenklasse ist abhängig von der installierten BHKW-Leistung sowie davon, ob ein Wärmenetz vorhanden ist.

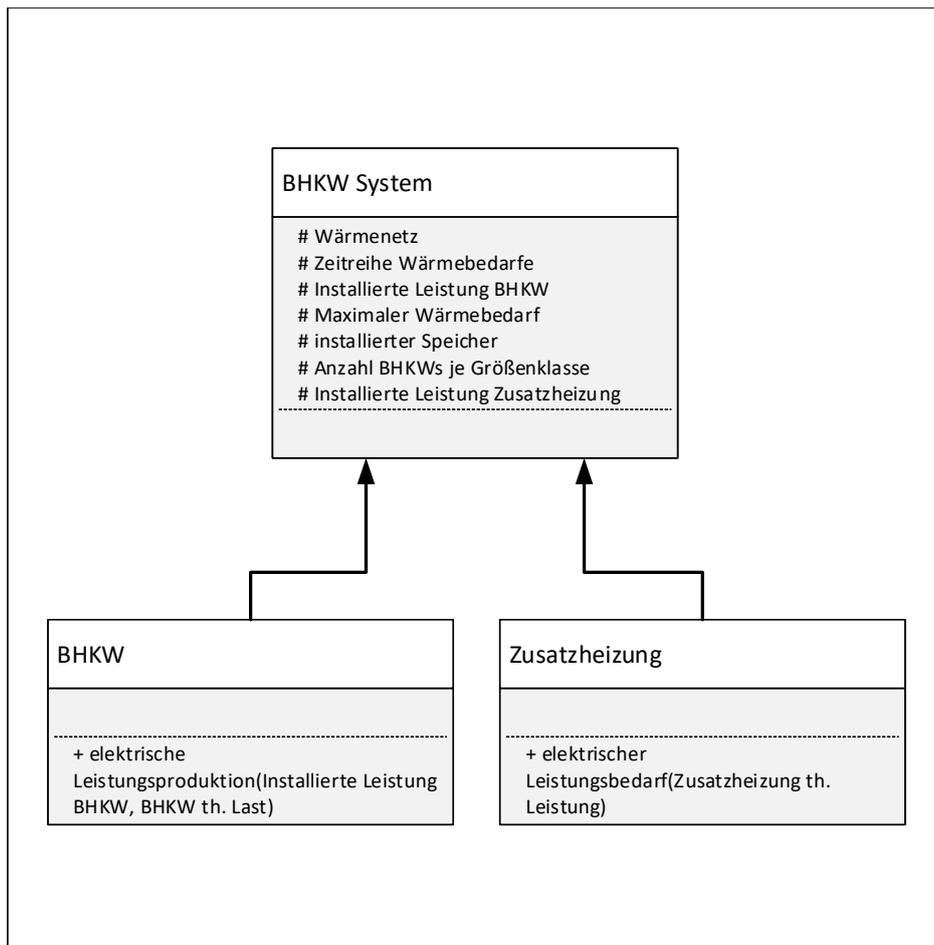


Abbildung 4.10.: Klassendiagramm BHKW-System

Die für die Modellierung gewählten Anteile der jeweiligen Größenklassen können Tabelle 4.5 entnommen werden. Ist ein Wärmenetz vorhanden und liegt die durch den Anlagenpool abzudeckende Leistung unter 40 MW, orientieren sich die gewählten Anteile am Gesamtbestand der KWK-Anlagen in Deutschland [63]. Anlagen über 2 MW zählen dabei strenggenommen nicht mehr zu den BHKW [17]. Für Wärmenetze, in denen mehr als 40 MW durch KWK gedeckt werden sollen, werden trotzdem Anlagen der Größe 10 MW berücksichtigt, da es in der Modellierung sonst zu einer unrealistisch hohen Anzahl an Wärmeerzeugern kommen würde. Die Grenze von 40 MW ist dabei so gewählt, dass sie das vierfache der höchsten Größenklasse von 10 MW beträgt. Die Größenklassen 1 MW und 10 MW decken bei Wärmenetzen, die über der Grenze liegen, 97% des Anlagenpools ab. Die Anteile werden in der genannten Größenordnung gewählt, da auch in größeren Wärmenetzen wie beispielsweise in Kiel [64] und Flensburg [65] der Großteil des Wärmebedarfs durch wenige Großerzeuger gedeckt wird. Im Falle eines vorhandenen Wärmenetzes wird bei der Modellierung davon ausgegangen, dass alle KWK-Erzeuger an dieses Netz angeschlossen sind. Ist kein Wärmenetz vorhanden, basiert die Wärmeversorgung ausschließlich auf Einzellösungen. Dem BHKW-System wird in diesem Fall ein Anlagenpool, der ausschließlich aus 5 kW-Anlagen besteht, zugeordnet.

Objekte der Klasse „BHKW“ können, wie in Abbildung 4.10 zu sehen ist, auf alle Parameter der Klasse „BHKW System“ zugreifen. Die Methode „elektrische Leistungsproduktion“ berechnet aus der installierten thermischen Leistung und der aktuellen thermischen Last des BHKWs die jeweilige elektrische Leistungsproduktion.

4. Modellierung

Tabelle 4.5.: Aufteilung der BHKW-Größenklassen für die Modellierung basierend auf Daten aus der Statistik (Stat.)

Größen- klassen Stat. [63]	Anteil Stat. [63]	Größen- klassen Modell	Anteil m. Wärmenetz, $P_{inst} < 40 \text{ MW}$	Anteil m. Wärmenetz, $P_{inst} \geq 40 \text{ MW}$	Anteil o. Wär- menetz
bis 10 kW	60,36 %	5 kW	60 %	1 %	100 %
10 kW - 50 kW	29,66 %	50 kW	30 %	1 %	0 %
50 kW - 2 MW	9,37 %	500 kW	8 %	1 %	0 %
		1 MW	2 %	17 %	0 %
über 2 MW	0,62 %	10 MW	0 %	80 %	0 %

Die Leistungsberechnung basiert dabei auf Daten, die durch eine Analyse von BHKW-Datenblättern der Firmen Buderus, EC Power, Senertec und 2G gewonnen werden. Aus den Datenblättern werden Daten zur installierten elektrischen und thermischen Leistung sowie die Stromkennzahl jeweils bei 100, 75 und 50 % elektrischer Last entnommen. Eine Auflistung der analysierten BHKWs mit den zur Berechnung verwendeten Werten kann Tabelle A.1 im Anhang entnommen werden.

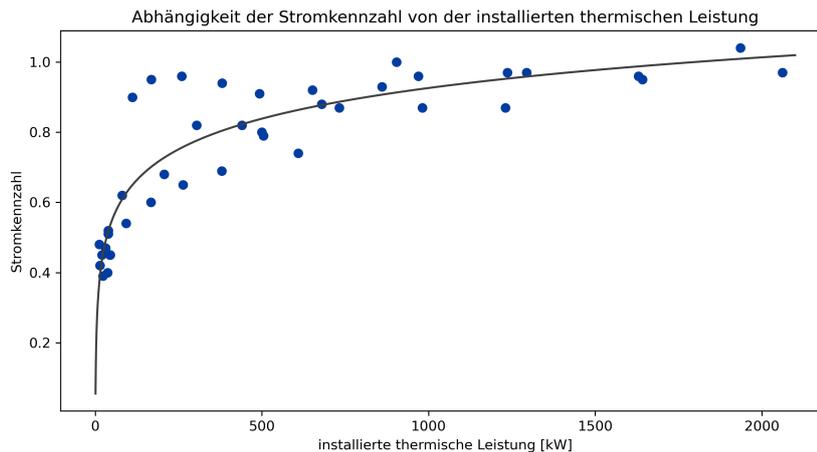


Abbildung 4.11.: Stromkennzahl in Abhängigkeit der installierten thermischen Leistung für analysierte BHKWs, Quelle: Eigene Darstellung, Daten aus Datenblättern siehe Anhang Tabelle A.1

Zur Berechnung der jeweiligen BHKW-Leistung durch die Methode „elektrische Leistungsproduktion“ muss die Stromkennzahl im Volllastbetrieb bekannt sein. Diese ist, wie in Abbildung 4.11 erkennbar, abhängig von der installierten thermischen Leistung und kann durch Gleichung 4.14 angenähert werden.

$$\sigma = 0,1261 \frac{1}{\text{kW}} \cdot \ln(P_{th,inst}) + 0,0548 \frac{1}{\text{kW}} \quad (4.14)$$

Die Stromkennzahl im Teillastbereich weist, wie schon in Abschnitt 2.1.1 erklärt, eine Abhängigkeit von der Last auf. Da im Modell die elektrische Leistungsproduktion in Abhängigkeit der aktuellen thermischen Leistung bestimmt werden soll, muss das Verhalten der Stromkennzahl in Abhängigkeit der thermischen Last bestimmt werden. Hierfür wird zunächst für jedes BHKW die thermische Last bei der jeweiligen elektrischen Last bestimmt werden. Dies geschieht, wie in Gleichung 4.15 zu sehen ist, über

die elektrische Last x_{el} , die installierten Leistungen $P_{inst,el}$ und $P_{inst,th}$ sowie die zur jeweiligen elektrischen Last gehörenden Stromkennzahl σ_{TL} . Die berechneten Werte können Tabelle A.1 im Anhang entnommen werden.

$$x_{th} = \frac{x_{el} \cdot P_{inst,el}}{\sigma_{TL} \cdot P_{inst,th}} \quad (4.15)$$

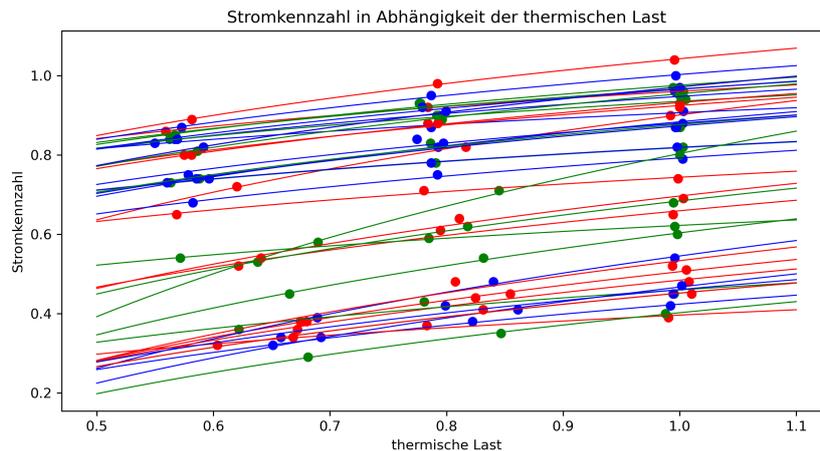


Abbildung 4.12.: Stromkennzahlen in Abhängigkeit der thermischen Last für analysierte BHKWs, Quelle: Eigene Darstellung, Daten aus Datenblättern siehe Anhang Tabelle A.1

Abbildung 4.12 zeigt für alle analysierten BHKWs die Stromkennzahl in Abhängigkeit der thermischen Last. Es ist erkennbar, dass das Verhalten der Stromkennzahl für alle BHKWs über eine Gleichung der Form $a + b \cdot \ln(x_{th})$ angenähert werden kann. Die für alle BHKWs berechneten Parameter a und b können Tabelle A.1 im Anhang entnommen werden. Der Parameter a beschreibt dabei den Wert, den die Gleichung bei einer thermischen Last von 1 beziehungsweise 100 % annimmt und entspricht somit näherungsweise der Stromkennzahl bei Vollast.

Der Faktor b beschreibt die Krümmung der Kurve, die, wie in Abbildung 4.12 zu sehen ist, bei den meisten analysierten BHKWs ähnlich verläuft. Aus Abbildung 4.13 wird deutlich, dass keine eindeutige Abhängigkeit zwischen dem Faktor b und der installierten thermischen Leistung besteht. Aufgrund dieser beiden aufgefallenen Sachverhalte wird untersucht, ob der Faktor über einen Durchschnittswert angenähert werden kann.

Zum Ermitteln eines Durchschnittswertes wird untersucht, wie häufig die einzelnen Faktoren auftreten. Aus Abbildung 4.14 kann entnommen werden, dass die Häufigkeitsverteilung ein eindeutiges Maximum im Intervall 0,2 bis 0,3 aufweist. Der Faktor b kann demnach über den Median von 0,2469 aller Faktoren angenähert werden. Die Berechnung der Stromkennzahl für die jeweilige thermische Last erfolgt somit im Modell durch Gleichung 4.16.

$$\sigma_{TL} = \sigma + 0,2469 \cdot \ln(x_{th}) \quad (4.16)$$

Die Berechnung der elektrischen Leistung durch die Methode „elektrische Leistungsproduktion“ erfolgt abschließend nach Gleichung 4.17. Da innerhalb der Anlage auf-

4. Modellierung

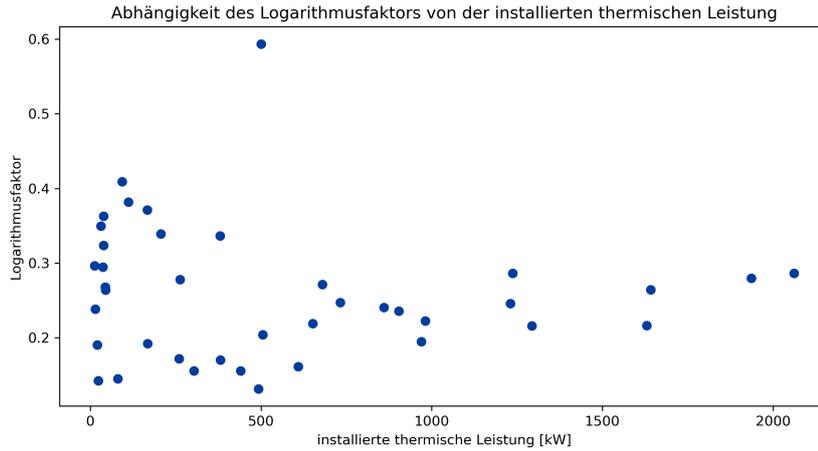


Abbildung 4.13.: Logarithmusfaktor b in Abhängigkeit der thermischen Last für analysierte BHKWs, Quelle: Eigene Darstellung, Daten aus Datenblättern siehe Anhang Tabelle A.1

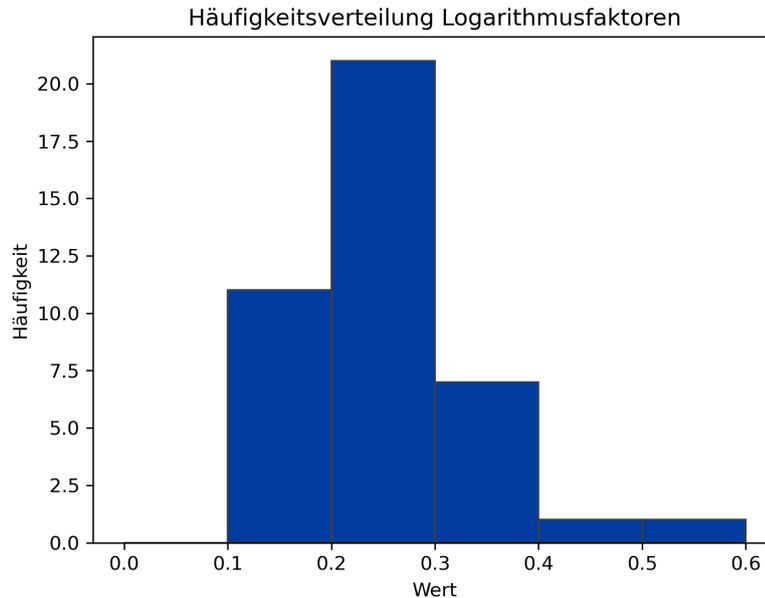


Abbildung 4.14.: Häufigkeitsverteilung des Logarithmusfaktors b für analysierte BHKWs, Quelle: Eigene Darstellung, Daten aus Datenblättern siehe Anhang Tabelle A.1

tretende Verluste bereits in der Stromkennzahl enthalten sind, müssen diese nicht gesondert betrachtet werden.

$$P_{\text{BHKW,el}} = x_{\text{th}} \cdot P_{\text{inst,th}} \cdot \sigma_{\text{TL}} \quad (4.17)$$

Die in Abbildung 4.10 gezeigte Klasse „Zusatzheizung“ besitzt die Methode „elektrischer Leistungsbedarf“ zur Berechnung des jeweiligen Strombedarfs aus der thermischen Leistung der Zusatzheizung. Alle in Abschnitt 2.1.3 beschriebenen Elektroheizsysteme werden dabei in dieser Klasse zusammengefasst. Die Berechnung des elektrischen Leistungsbedarfs $P_{\text{Pth,el}}$ erfolgt über die erbrachte thermische Leistung

$P_{PtH,th}$ und den Wirkungsgrad η_{PtH} . Der elektrische Wirkungsgrad wird konstant mit 0,99 angenommen [14].

$$P_{PtH,el} = \frac{P_{PtH,th}}{\eta_{PtH}} \quad (4.18)$$

4.2.2. Leistungsbestimmung innerhalb des BHKW-Systems

Zur Bestimmung der optimalen erbrachten Wärmeleistung der einzelnen Elemente des BHKW-Systems für jeden Simulationszeitschritt wird ein mit der Python-Bibliothek Pyomo entwickeltes Optimierungsmodell verwendet. Die Ein- und Ausgangswerte des Optimierungsmodells können Abbildung 4.15 entnommen werden. Das Optimierungsmodell berechnet aus den Zeitreihen der Wärmebedarfe und Strompreise sowie aus technischen Daten der einzelnen Systemelemente Zeitreihen für die durch BHKW-Anlagenpool, Zusatzheizung und Speicher gelieferte thermische Leistung und den Füllstand des Wärmespeichers.

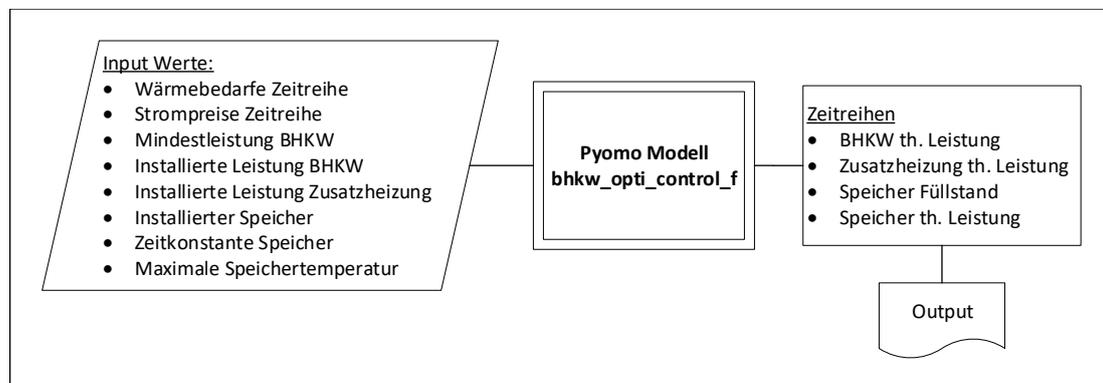


Abbildung 4.15.: Ein- und Ausgangswerte des Optimierungsmodells zur Leistungsbestimmung innerhalb des BHKW-Systems

Tabelle 4.6 bietet einen Überblick über die innerhalb des Pyomo-Modells vorhandenen Werte, Variablen, Bedingungen und die Zielfunktion. Die Zeitschritte innerhalb des Modells werden aus der Länge der eingegebenen Zeitreihen bestimmt. Die Leistung von BHKW-Anlagenpool (P_{bhkw}), Zusatzheizung (P_{add_heat}), Wärmespeicher ($\Delta_{storage}$) und Wärmespeicherfüllstand ($storage_level$) wird über die jeweiligen Variablen für jeden Zeitschritt innerhalb der für sie bestimmten Unter- und Obergrenzen optimal bestimmt. Die Variablen „bin“ und „int_var“ dienen als Hilfsvariablen zur Formulierung der Bedingungen, die die möglichen Werte der einzelnen Variablen eingrenzen.

Durch die Bedingungen „storage_level_rule“ und „storage_delta_rule“ wird das Verhalten des Wärmespeichers bestimmt. Die dem Speicher entnommene oder zugeführte Leistung wird im Folgenden als Differenz bezeichnet. Eine positive Differenz steht für dem Speicher zugeführte, eine negative für dem Speicher entnommene Energie. Für den ersten Zeitschritt müssen die Variablen für Füllstand und Differenz initialisiert werden. Der Speicherfüllstand wird auf die Hälfte der installierten Leistung des Wärmespeichers, die Differenz auf den Wert 0 festgelegt. Für die restlichen Zeitschritte wird der optimale Differenzwert des Wärmespeichers frei gewählt. Der Speicherfüllstand wird wie in Gleichung 4.19 gezeigt berechnet. Der Speicherfüllstand ohne Berücksichtigung der Verluste Q_{WWS0} wird durch aufsummieren des Speicherfüllstands des vorherigen Zeitschritts $Q_{WWS}[t-1]$ und der Speicherdifferenz des aktuellen Zeitschritts

4. Modellierung

Tabelle 4.6.: Optimierungsmodell zur Leistungsbestimmung innerhalb des BHKW-Systems (bhkw_opti_control_f)

	Name	Eigenschaften/Inhalt
Werte	demand_d	Zeitreihe Wärmebedarfe
	el_price_d	Zeitreihe Strompreise
	timesteps	Zeitschritte
Variablen	P_bhkw	Min: 0; Max: installierte Leistung BHKW
	P_add_heat	Min: 0; Max: installierte Leistung Zusatzheizung
	storage_level	Min: 0; Max: installierte Leistung Wärmespeicher
	delta_storage	-
	bin	Binär
	int_var	Nicht-negative Integer
	t	einzelnes Element aus ‚timesteps‘
Bedingungen	storage_level_rule	Speicherfüllstand nach Verlusten, siehe Gleichung 4.19
	storage_delta_rule	if t == 0: delta_storage[t] == 0 else: delta_storage[t] == delta_storage[t]
	p_bhkw_rule	P_bhkw[t] == int_var[t] * 5e3
	p_bhkw_rule2	P_bhkw[t] <= 0 + bhkw_inst * bin
	p_bhkw_rule3	P_bhkw[t] >= bhkw_min * bin
cover_demand_rule	P_bhkw[t] + P_add_heat[t] - delta_storage[t] == demand_d[t]	
Ziel-funktion	costs	sum(el_price[t] * (P_bhkw[t] - P_add_heat[t]) for t in timesteps); maximieren

$\Delta_{WWS}[t]$ bestimmt. Die Berücksichtigung der Speicherverluste erfolgt über Berechnung des Speichertemperaturverlusts. Die Speichertemperatur vor Verlusten ϑ_{SP0} und die Temperatur nach Verlusten ϑ_{SP} werden dabei durch die bereits in Unterkapitel 2.2 erläuterten Formeln berechnet. Aus ϑ_{SP} kann abschließend der die Verluste beinhaltende Speicherfüllstand $Q_{WWS}[t]$ für den jeweiligen Zeitschritt berechnet werden.

$$\begin{aligned}
 Q_{WWS0} &= Q_{WWS}[t - 1] + \Delta_{WWS}[t] \\
 \vartheta_{SP0} &= \frac{Q_{WWS0}}{c_{H2O} m_{H2O}} + \vartheta_A \\
 \vartheta_{SP} &= \exp\left(-\frac{1}{\tau_{WWS}} \cdot 1\right) \cdot (\vartheta_{SP0} - \vartheta_A) + \vartheta_A \\
 Q_{WWS}[t] &= c_{H2O} \cdot m_{H2O} \cdot (\vartheta_{SP} - \vartheta_A)
 \end{aligned} \tag{4.19}$$

Die für die Berechnungen in Gleichung 4.19 benötigte Masse des im Speicher enthaltenen Wassers m_{H2O} wird über Gleichung 4.20 aus der installierten Speicherleistung $\dot{Q}_{WWS,inst}$ und der maximalen Speichertemperatur ϑ_{max} bestimmt.

$$m_{H2O} = \frac{\dot{Q}_{WWS,inst}}{c_{H2O} \cdot (\vartheta_{max} - \vartheta_A)} \tag{4.20}$$

Die Bedingungen „p_bhkw_rule“, „p_bhkw_rule2“ und „p_bhkw_rule3“ beziehen sich auf die Leistung des BHKW-Anlagenpools. Die Leistung des Anlagenpools muss stets ein Vielfaches von 5 kW betragen. Dies ist erforderlich, da die BHKWs, wie im folgenden Abschnitt 4.2.3 beschrieben, nur bestimmte Leistungswerte einnehmen können und ansonsten die dem Anlagenpool zugewiesene Leistung nicht in jedem Fall abgedeckt werden könnte. Mit Hilfe der Hilfsvariable „bin“ wird zudem erreicht, dass die Leistung des Anlagenpools unterhalb der festgelegten Mindestleistung auf Null gesetzt wird.

Die Bedingung, den Wärmebedarf zu jedem Zeitpunkt abzudecken, wird durch „cover_demand_rule“ gesetzt.

Die Zielfunktion des Optimierungsmodells liegt darin, die bei Betrieb des BHKW-Systems erzielbaren Gewinne zu maximieren. Hierdurch wird erreicht, dass die BHKWs bevorzugt bei hohen Strompreisen betrieben werden, während die Zusatzheizung bei niedrigen beziehungsweise negativen Strompreisen priorisiert wird. Die Aufteilung der dem Anlagenpool zugeschriebenen Leistung auf die einzelnen Anlagen erfolgt über ein weiteres Optimierungsmodell, das im folgenden Abschnitt beschrieben wird.

4.2.3. Bestimmung der BHKW-Anlagenpools

Abbildung 4.16 bietet einen Überblick über die Ein- und Ausgangswerte des zur Bestimmung von Anzahl und Last aktiver BHKWs genutzten Pyomo-Modells. Die Eingangswerte sind die durch die Klasse BHKW-System bestimmten Anzahlen BHKWs je Größenklasse sowie der durch den BHKW-Anlagenpool abzudeckende Wärmebedarf. Ausgangswerte sind jeweils die Anzahl BHKWs mit einer Last von 50, 75 oder 100 % aufgeteilt nach Größenklassen.

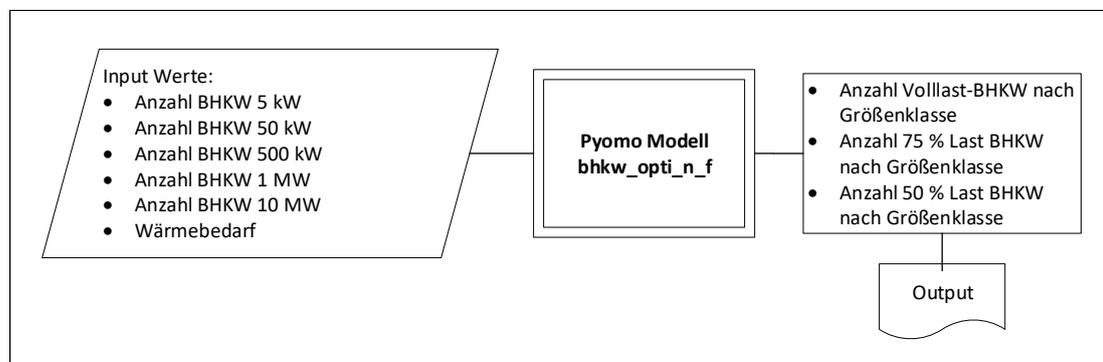


Abbildung 4.16.: Ein- und Ausgangswerte des Optimierungsmodells zur Bestimmung von Anzahl und Last aktiver BHKWs

Die im Optimierungsmodell vorhandenen Werte, Variablen, Bedingungen und die Zielfunktion sind in Tabelle 4.7 dargestellt. Die Werte der Variablen „n050“, „n075“ und „n100“ beschreiben die Anzahl BHKWs mit einer Last von 50, 75 oder 100 % und werden für jede BHKW-Größenklasse bestimmt. Die Bedingung „n_rule“ legt dabei fest, dass die je Größenklasse vorhandene Anzahl BHKWs nicht überschritten wird. Durch „prod_rule“ wird die Bedingung aufgestellt, dass die Gesamtwärmeproduktion der Anlagen dem zu deckenden Wärmebedarf entspricht.

Die Stromkennzahl von BHKWs sinkt, wie in Abschnitt 4.2.1 beschrieben, bei geringen Lasten sowie niedrigen Anlagenleistungen. Da aus Effizienzgründen eine möglichst hohe Stromkennzahl erstrebenswert ist, sollte der Wärmebedarf bevorzugt durch möglichst wenige, jedoch hoch ausgelastete Einzelanlagen gedeckt werden. Dies wird

4. Modellierung

Tabelle 4.7.: Optimierungsmodell zur Bestimmung von Anzahl und Last aktiver BHKWs (bhw_opti_n_f)

	Name	Eigenschaften/Inhalt
Werte	bhkws	BHKW Größenklassen
	bhw_inst	installierte BHKW-Leistung je Größenklasse
	bhw_N	Anzahl BHKWs je Größenklasse
	demand	Wärmebedarf
Variablen	n050	Nicht-negative Integer
	n075	Nicht-negative Integer
	n100	Nicht-negative Integer
	n	einzelnes Element aus ‚bhw‘
Bedingungen	n_rule	$n050[n] + n075[n] + n100[n] \leq bhw_N[n]$
	prod_rule	$(bhw_inst[n] * (0.5 * n050[n] + 0.75 * n075[n] + n100[n])) \text{ for } n \text{ in } bhw == demand$
Zielfunktion	act_n	$sum(3 * n050[n] + 2 * n075[n] + n100[n]) \text{ for } n \text{ in } bhw$; minimieren

durch die Zielfunktion erreicht, die die Gesamtanzahl aktiver BHKWs minimiert. Die Variablen werden bei der Aufsummierung gewichtet, um doppelte Ergebnisse, die zu unlösbaren Optimierungsproblemen führen würden, zu vermeiden.

4.2.4. BHKW-Gesamtsystem

Die in den vorherigen Abschnitten beschriebenen Elemente bilden das gesamte BHKW-System. Der Programmablauf, der die einzelnen Elemente miteinander verbindet, ist in Abbildung 4.17 dargestellt. Die Eingangswerte werden aus dem in Unterkapitel 4.1 beschriebenen Gesamtmodell übernommen. Zu Beginn des Programmablaufs werden die Objekte „BHKW-System“, „BHKW“, und „Zusatzheizung“ erzeugt. Im Anschluss daran werden über das in Abschnitt 4.2.2 beschriebene Optimierungsmodell die thermischen Leistungen der einzelnen Systemkomponenten bestimmt.

Ist ein Wärmenetz vorhanden, wird in der darauf folgenden Schleife über das in Abschnitt 4.2.3 beschriebene Optimierungsmodell für den aktuellen Zeitschritt die jeweilige Last der je Größenklasse vorhandenen BHKWs ausgegeben. Ist kein Wärmenetz vorhanden, wird davon ausgegangen, dass sich der Wärmebedarf gleichmäßig auf alle zu versorgenden Gebäude verteilt und alle BHKWs mit gleicher Last gefahren werden. Die elektrische Leistungsproduktion aller Anlagen des BHKW-Anlagenpools wird über die Klassenfunktion der BHKW-Klasse berechnet und aufsummiert. Über die Klassenfunktion der Zusatzheizungs-Klasse wird der elektrische Leistungsbedarf der Zusatzheizung berechnet. Dieser Vorgang wird für alle Simulationszeitschritte wiederholt. Durch das Programm werden Zeitreihen für die elektrische Leistungsproduktion der BHKWs und den elektrischen Leistungsbedarf der Zusatzheizung generiert und an das Gesamtmodell übergeben.

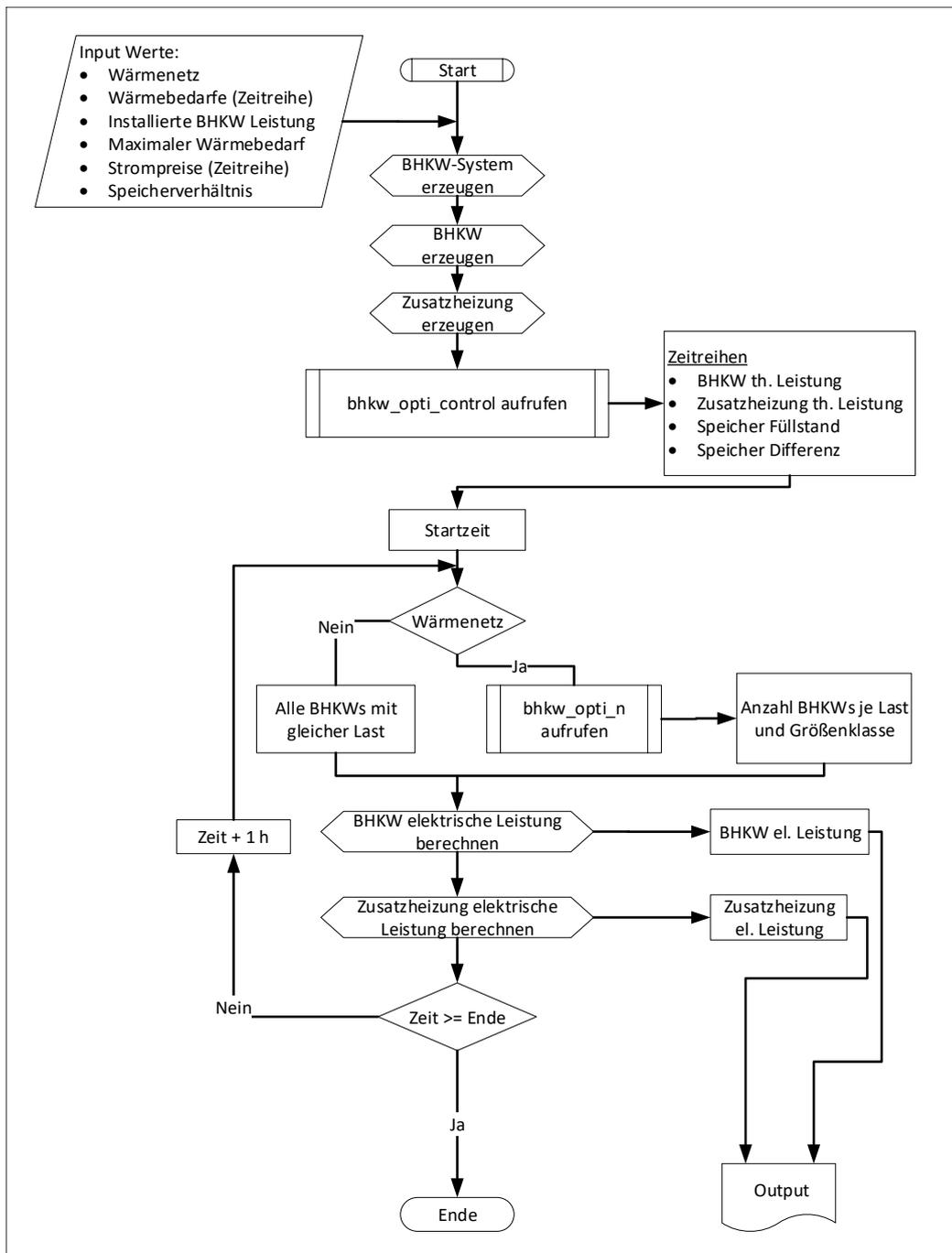


Abbildung 4.17.: Programmablauf der Funktion zur Simulation des BHKW-Systems (bhw_f)

4.3. Modellierung des Wärmepumpen-Systems

Die Modellierung des Wärmepumpen-Systems beinhaltet die Modellierung verschiedener Wärmepumpentypen, einer Zusatzheizung und eines Wärmespeichers. Da WW-Wärmepumpen in Deutschland nur einen geringen Anteil am Anlagenbestand aufweisen [48], beschränkt sich die Modellierung der Wärmepumpentypen auf SW-Wärmepumpen und LW-Wärmepumpen. Das Wärmepumpensystem wird als monoenergetisches System (vgl. Abschnitt 2.1.2) modelliert, weshalb wie auch für das BHKW-System eine rein elektrische Zusatzheizung gewählt wird. Durch die vereinfachende Annahme, dass sich der zu deckende Wärmebedarf zu gleichen Teilen auf alle zu be-

4. Modellierung

heizenden Gebäude aufteilt, kann davon ausgegangen werden, dass sich die einzelnen Elemente des Wärmepumpen-Systems jeweils simultan verhalten. Es wird also je Element nur ein Objekt simuliert. In den folgenden Unterkapiteln werden die einzelnen Elemente, die Berechnung der Wärmeproduktion je Systemelement sowie die Berechnung des elektrischen Leistungsbedarfs genauer beschrieben. Da diese Modellierung in Teilen der Modellierung des BHKW-Systems ähnelt, wird bei der Beschreibung des Wärmepumpen-Systems teilweise auf Unterkapitel 4.2 verwiesen. Für SW-Wärmepumpen und LW-Wärmepumpen werden zwar jeweils separate Systeme modelliert, die sich aber sehr ähnlich sind. Aus diesem Grund werden die beiden Systeme im Folgenden zusammengefasst beschrieben. Auf die Unterschiede zwischen den Systemen wird dort, wo sie vorhanden sind, eingegangen.

4.3.1. Wärmepumpe und Zusatzheizung

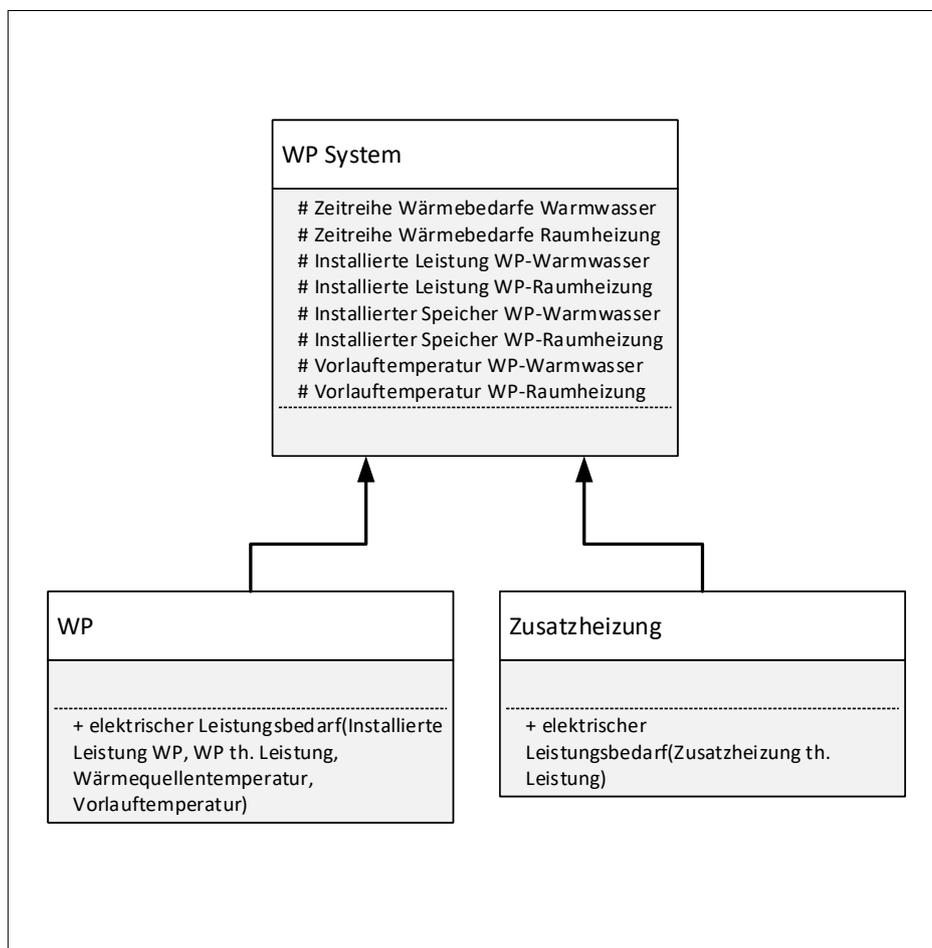


Abbildung 4.18.: Klassendiagramm Wärmepumpen-System

Das Klassendiagramm des Wärmepumpen-Systems ist in Abbildung 4.18 dargestellt. Objekte der Klassen „WP“ und „Zusatzheizung“ können auf alle Parameter der Oberklasse „WP System“ zugreifen. Die Zeitreihen der Wärmebedarfe, die installierte Wärmepumpenleistung sowie die installierte Speicherleistung werden dabei für den Warmwasserbedarf und die Raumheizung getrennt betrachtet. Die Ursache hierfür liegt in der Definition unterschiedlicher Vorlauftemperaturen für die Deckung des Warmwasser- und Raumheizungsbedarfs, die im weiteren Verlauf der Simulation relevant sind. Die Vorlauftemperatur für die Deckung des Warmwasserbedarfs wird mit

55 °C angenommen, die für den Raumheizungsbedarfs mit 35 °C [21]. Die installierte Leistung wird jeweils so bestimmt, dass sie dem maximalen thermischen Leistungsbedarfs der Wärmebedarfszeitreihe entspricht [14]. Die installierte Speicherleistung wird mit derselben Berechnungsmethode wie beim BHKW-System ermittelt, indem die installierte Wärmepumpenleistung mit dem im Gesamtmodell festgelegten Speicher Verhältnis multipliziert wird.

Sowohl die Klasse „WP“ als auch die Klasse „Zusatzheizung“ besitzen eine Methode zur Berechnung des elektrischen Leistungsbedarfs. Der elektrische Leistungsbedarf der Zusatzheizung wird unter Verwendung desselben Rechenweges, wie in Abschnitt 4.2.1 beschrieben, berechnet.

Für die Ermittlung des elektrischen Leistungsbedarfs der Wärmepumpe wird zunächst die Leistungszahl im Vollastbetrieb berechnet. Hierzu wird, wie bereits in Abschnitt 2.1.2 erläutert, der 2. Hauptsatz der Thermodynamik angewandt sowie der Gütegrad der Wärmepumpe η_{WP} berücksichtigt. Der Gütegrad liegt in der Regel zwischen 0,4 und 0,5 [13]. Da SW-Wärmepumpen einen höheren Gütegrad besitzen als LW-Wärmepumpen [14], wird für SW-Wärmepumpen ein Gütegrad von 0,5 gewählt. Für LW-Wärmepumpen beträgt der Gütegrad in der Modellierung 0,4. Die Quelltemperatur T_{UWP} wird bei SW-Wärmepumpen durch die Soletemperatur (vgl. Unterabschnitt 4.1.2.4), bei LW-Wärmepumpen durch die Lufttemperatur (vgl. Unterabschnitt 4.1.2.3) vorgegeben.

$$\epsilon_{VL} = \eta_{WP} \cdot \frac{T_{WP}}{T_{WP} - T_{UWP}} \quad (4.21)$$

Die Berechnung der Leistungszahl im Teillastbetrieb erfolgt für SW-Wärmepumpen und LW-Wärmepumpen auf unterschiedliche Arten. Das Verhalten der Leistungszahl für SW-Wärmepumpen wird nach DIN EN 14825 für den getakteten Betrieb modelliert. Die Last CR wird dabei als Quotient der aktuellen und der installierten thermischen Wärmepumpenleistung bestimmt. Cd wird auf 0,9 festgelegt [22].

$$\epsilon_{TL,SW} = \epsilon \cdot \frac{CR}{Cd \cdot CR + (1 - Cd)} \quad (4.22)$$

Für LW-Wärmepumpen wird das Verhalten der Leistungszahl bei Inverterregelung modelliert, da diese Regelungsart bei diesem Wärmepumpentyp besonders häufig eingesetzt wird [24]. Zur Modellierung des Teillastverhaltens werden Daten einer invertergeregelten Wärmepumpe analysiert [66]. Tabelle 4.8 zeigt die maximale Wärmepumpenleistung in Abhängigkeit der Temperatur. Für die Modellierung wird davon ausgegangen, dass die Leistung bei einer Temperatur von -15 °C der installierten Wärmepumpenleistung entspricht. Zur Berechnung der maximal erbringbaren Leistung bei wärmeren Temperaturen werden Faktoren berechnet, die die Abweichung von der installierten Leistung beschreiben (vgl. Tabelle 4.8). Über lineare Regression durch die Faktoren erhält man Gleichung 4.23, mit der sich die maximale Wärmepumpenleistung in Abhängigkeit der Temperatur berechnen lässt.

$$\dot{Q}_{LW,max}(T_{UWP}) = \dot{Q}_{WP,inst} \cdot (0,038665 \cdot T_{UWP} + 1,527951) \quad (4.23)$$

4. Modellierung

Tabelle 4.8.: Leistung in Abhängigkeit der Temperatur für eine invertergeregelte Wärmepumpe [66], [*]: selbst berechnete Werte

Temperatur [°C]	Leistung [kW]	Abweichung von installierter Leistung (Faktor)*
-15	9,15	1,0000
-7	11,1	1,2131
2	14,3	1,5628
7	16,2	1,7705
12	18,8	2,0546

Leistungszahl in Abhängigkeit von Inverterfrequenz und Lufttemperatur

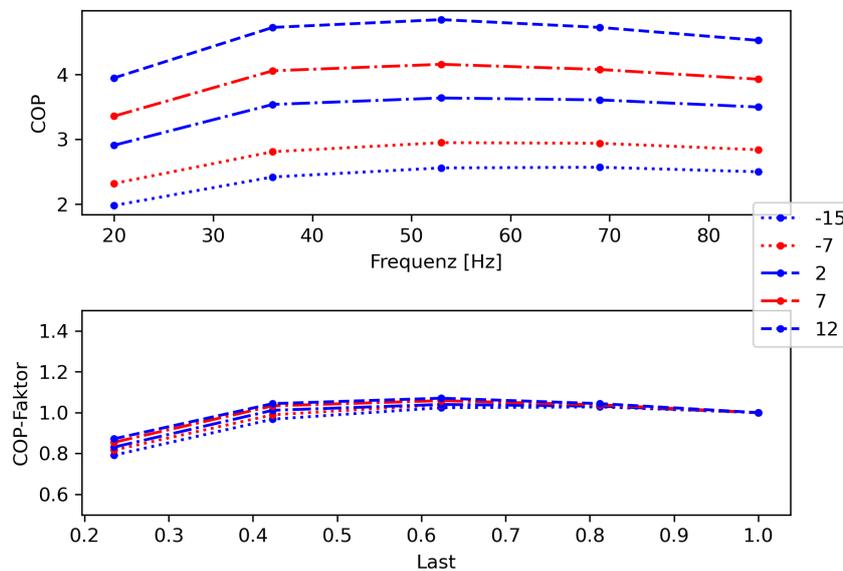


Abbildung 4.19.: LW-Wärmepumpe Leistungszahl in Abhängigkeit von Inverterfrequenz und Lufttemperatur (nach [66])

Abbildung 4.19 zeigt das Verhalten der Leistungszahl in Abhängigkeit der Inverterfrequenz und der Außenlufttemperatur. Dabei fällt auf, dass sich die einzelnen Kurven in ihrem Verlauf ähneln. Der untere Teil der Darstellung bildet den Faktor, um den sich die Leistungszahl in Abhängigkeit der Wärmepumpenlast ändert, ab. Da die Faktoren der angenommenen Temperaturen sehr nah beieinander liegen, wird zur weiteren Modellierung für jeden Datenpunkt ein mittlerer Leistungszahl-Faktor berechnet (vgl. Tabelle 4.9).

Tabelle 4.9.: Mittlere Leistungszahl-Faktoren in Abhängigkeit der Last (berechnet aus [66])

Last	1,0000	0,8118	0,6235	0,4235	0,2353
Mittlerer COP-Faktor	1,0000	1,0354	1,0464	1,0092	0,8335

Eine quadratische Regression durch die berechneten Faktoren ergibt Gleichung 4.24, die zur Berechnung der Leistungszahl der LW-Wärmepumpe in Teillast für LW-Wärmepumpen verwendet werden kann. Die thermische Last x_{th} wird berechnet, indem

die von der Wärmepumpe zu liefernde thermische Leistung \dot{Q}_{WP} durch die maximale Wärmepumpenleistung $\dot{Q}_{LW,max}$ dividiert wird.

$$\epsilon_{LW,TL} = \epsilon_{LW,max} \cdot (-0,918802 \cdot x_{th}^2 + 1,321856 \cdot x_{th} + 0,586324) \quad (4.24)$$

Die Berechnung des elektrischen Leistungsbedarfs erfolgt sowohl für LW-Wärmepumpen als auch für SW-Wärmepumpen, indem der durch die Wärmepumpe zu liefernde Wärmebedarf \dot{Q}_{WP} durch die jeweilige Leistungszahl geteilt wird.

$$P_{WP} = \frac{\dot{Q}_{WP}}{\epsilon_{TL}} \quad (4.25)$$

4.3.2. Leistungsbestimmung innerhalb des Wärmepumpen-Systems

Die Bestimmung der Wärmeleistung der einzelnen Elemente des Wärmepumpen-Systems erfolgt ebenso wie für das BHKW-System über ein in Pyomo entwickeltes Optimierungsmodell. Die Ein- und Ausgangswerte des Optimierungsmodells sind in Abbildung 4.20 dargestellt. Die ausschließlich für die Simulation der LW-Wärmepumpe relevanten Eingangswerte „Lufttemperatur Zeitreihe“ und „Bivalenztemperatur“ sind in Klammern gesetzt aufgeführt. Das Pyomo-Modell liefert als Ergebnis die Zeitreihen zur thermischen Leistungsbeschreibung der einzelnen Systemelemente.

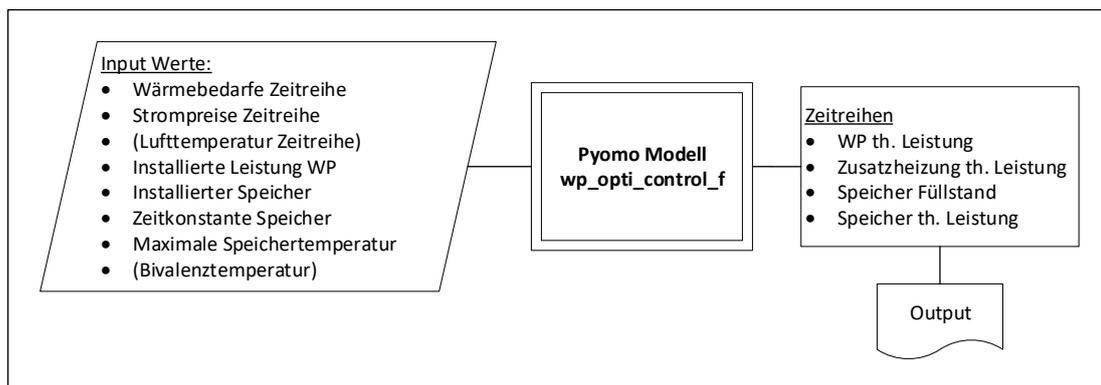


Abbildung 4.20.: Ein- und Ausgangswerte des Optimierungsmodells zur Leistungsbestimmung innerhalb des WP-Systems

Tabelle 4.10 bildet die Werte, Variablen, Bedingungen und die Zielfunktion des zur Leistungsbestimmung innerhalb des Wärmepumpen-Systems verwendeten Optimierungsmodells ab. Eingeklammerte Modellinhalte sind ausschließlich für die Modellierung der LW-Wärmepumpe relevant. Um bei der Modellierung der LW-Wärmepumpe die Abhängigkeit der maximalen Wärmepumpenleistung von der Lufttemperatur zu berücksichtigen, wird die Obergrenze der Variable „P_WP“ mit Hilfe von Gleichung 4.23 berechnet. Die maximale Wärmepumpenleistung einer SW-Wärmepumpe ist aufgrund des gleichmäßigeren Wärmequellentemperaturverlaufs verhältnismäßig geringen Schwankungen unterworfen, weshalb die Obergrenze der Variable „P_WP“ für sie mit der installierten Wärmepumpenleistung gleichgesetzt wird. Die maximal verfügbare Leistung der Zusatzheizung wird durch die Variable „P_add_heat“ mit der Obergrenze des Maximalwerts der Wärmebedarfszeitreihe begrenzt.

Die Werte der Variablen „storage_level“ und „delta_storage“ werden durch die Bedingungen „storage_level_rule“ und „storage_delta_rule“, analog der Beschreibung für

4. Modellierung

das BHKW-System in Abschnitt 4.2.2, eingegrenzt. Im Optimierungsmodell für LW-Wärmepumpen bewirkt die Bedingung „p_wp_rule1“, dass die Wärmepumpe unterhalb der Bivalenztemperatur keine Leistung erbringt. Durch die Bedingungen „p_wp_rule2“ und „p_wp_rule3“ wird ebenso wie bei der Modellierung des BHKW-Systems durch die Hilfsvariable „bin“ erreicht, dass die Wärmepumpenleistung unterhalb der Minimalleistung 0 beträgt. Die Minimalleistung der Wärmepumpe ist auf 10 % der maximalen Wärmeleistung festgelegt [14]. Die Bedingung „cover_demand_rule“ bestimmt, dass die durch Wärmepumpe, Zusatzheizung und Speicher gelieferte Leistung zu jedem Zeitpunkt dem Wärmebedarf entspricht.

Durch die Zielfunktion wird vorgegeben, die Betriebskosten von Wärmepumpe und Zusatzheizung zu minimieren. Die Zusatzheizung sollte aufgrund ihres deutlich schlechteren Wirkungsgrades nur bei ausgeschalteter Wärmepumpe betrieben werden. Bei gleicher erbrachter Wärmeleistung würde die Zusatzheizung im Vergleich zur Wärmepumpe deutlich mehr elektrische Energie benötigen. Da innerhalb des Optimierungsmodells ausschließlich die Wärmeleistungen betrachtet werden, werden auf den in der Zielfunktion verwendeten Strompreis vor Multiplikation mit der Leistung der Zusatzheizung 10 000 €/MWh aufgeschlagen.

Tabelle 4.10.: Optimierungsmodell zur Leistungsbestimmung innerhalb des WP-Systems (wp_opti_control_f)

	Name	Eigenschaften/Inhalt
Werte	demand_d	Zeitreihe Wärmebedarfe
	el_price_d	Zeitreihe Strompreise
	(temp)	(Zeitreihe Lufttemperatur)
	timesteps	Zeitschritte
Variablen	P_WP	Min: 0; Max: maximale Leistung WP
	P_add_heat	Min: 0; Max: maximaler Wärmebedarf
	storage_level	Min: 0; Max: installierte Leistung Wärmespeicher
	delta_storage	-
	bin	Binär
	t	einzelnes Element aus ‚timesteps‘
Bedingungen	storage_level_rule	Speicherfüllstand nach Verlusten, siehe Gleichung 4.19
	storage_delta_rule	if t == 0: delta_storage[t] == 0 else: delta_storage[t] == delta_storage[t]
	(p_wp_rule1)	if temp[t] >= biv_temp: P_WP[t] == P_WP[t] else: P_WP == 0
	p_wp_rule2	$P_WP[t] \leq 0 + p_wp_max * bin$
	p_wp_rule3	$P_WP[t] \geq p_wp_min * bin$
cover_demand_rule	$P_WP[t] + P_add_hea[t]t - delta_storage[t] == demand_d[t]$	
Ziel-funktion	costs	$sum(el_price[t] * P_WP[t] + (el_price[t] + 10000) * P_add_heat[t])$ for t in timesteps); minimieren

4.3.3. Wärmepumpen-Gesamtsystem

Abbildung 4.21 bildet den Programmablauf des Wärmepumpen-Systems ab und verdeutlicht die Verbindung der zuvor beschriebenen Systemelemente. Die Eingangswerte werden aus dem in Unterkapitel 4.1 beschriebenen Gesamtmodell übernommen. Die Bivalenztemperatur ist ausschließlich für die Modellierung der LW-Wärmepumpe relevant. Die Zeitreihe der Wärmebedarfe beinhaltet getrennte Datenreihen für Warmwasser- und Raumheizungswärmebedarf. Der Programmablauf startet mit der Erzeugung der Objekte „WP-System“, „WP“ und „Zusatzheizung“. Darauf folgend wird das in Abschnitt 4.3.2 beschriebene Optimierungsmodell jeweils einmal für die Berechnung der Warmwasser- sowie der Raumheizungsbedarfsdeckung aufgerufen, um die thermische Leistung der einzelnen Systemelemente für jeden Zeitschritt zu bestimmen. Im Anschluss daran werden für jeden Simulationszeitschritt die elektrischen Leistungsbedarfe der einzelnen Systemelemente über die jeweiligen Klassenmethoden berechnet. Der gesamte Leistungsbedarf der Wärmepumpe wird durch Addition der durch Warmwasser- und Raumheizungswärmebedarfsdeckung verursachten elektrischen Leistungsbedarfe errechnet. Als Ergebnis gibt das Programm die Zeitreihen der elektrischen Leistungsbedarfe von Wärmepumpe und Zusatzheizung aus.

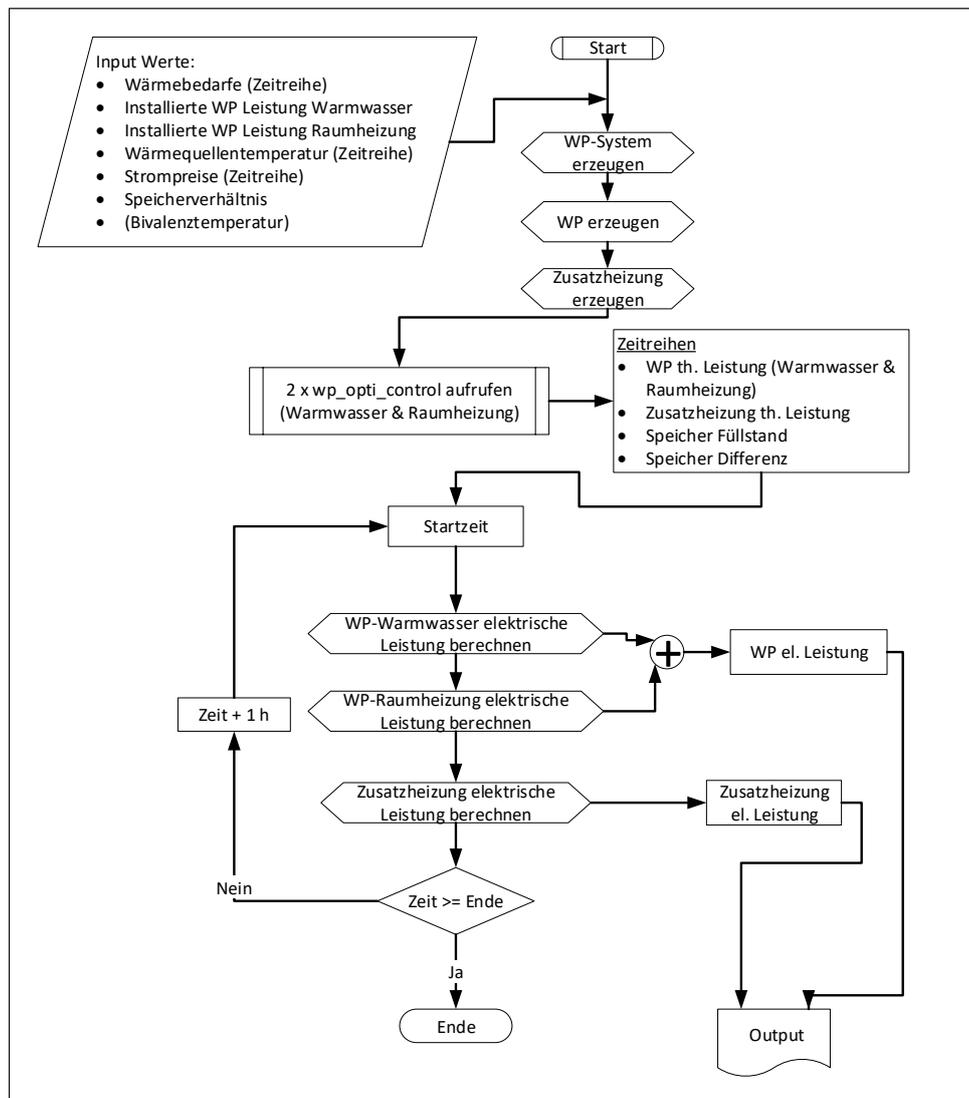


Abbildung 4.21.: Programmablauf der Funktion zur Simulation des Wärmepumpen-Systems (wp_f)

4.4. Modellierung des solarthermischen Systems

Zur Berücksichtigung des Beitrags solarthermischer Wärmeerzeuger zur Wärmebedarfsdeckung wird ein auf Flachkollektoren basierendes System (vgl. Abschnitt 2.1.4) modelliert. In den folgenden beiden Unterkapiteln wird die Modellierung der solaren Leistungsproduktion detailliert beschrieben.

4.4.1. Solarthermischer Wärmeerzeuger

Der solarthermische Wärmeerzeuger wird über nur eine Klasse modelliert. Das Klassendiagramm ist in Abbildung 4.22 dargestellt. Die Parameter Kollektorfläche und Kollektorneigungswinkel werden extern vorgegeben. Der Konversionsfaktor, der den optischen Wirkungsgrad des Kollektors beschreibt, ist mit 0,8 festgelegt [13]. Der Kollektordurchsatz liegt für gängige solarthermische Trinkwasseranlagen in Haushalten zwischen $0,03$ und $0,05 \frac{\text{m}^3}{\text{m}^2\text{h}}$ [67]. Da ein geringerer Kollektordurchsatz zu einer höheren Kollektoraustrittstemperatur führt, die eine Kopplung des solarthermischen Wärmeerzeugers mit weiteren Erzeugertypen begünstigt [13], wird für die Modellierung ein Kollektordurchsatz von $0,03 \frac{\text{m}^3}{\text{m}^2\text{h}}$ gewählt. Die Werte für die Wärmekapazität des Wärmeträgermediums ($0,96 \frac{\text{Wh}}{\text{kgK}}$) und den Verlustkoeffizienten ($4 \frac{\text{W}}{\text{m}^2\text{K}}$) werden aus der Literatur übernommen [13].

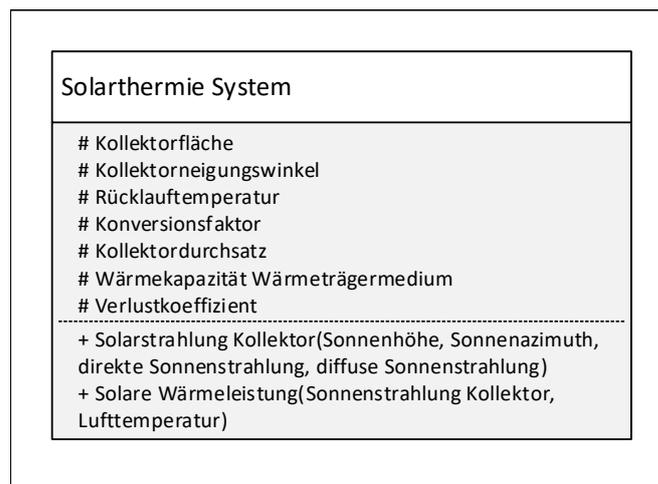


Abbildung 4.22.: Klassendiagramm solarthermischer Wärmeerzeuger

Die Klasse „Solarthermie System“ besitzt zwei Methoden. Durch die Methode „Solarstrahlung Kollektor“ wird die Solarstrahlung, die auf die Kollektorebene trifft, berechnet. Für die Berechnung werden die in Abschnitt 2.1.4 erläuterten Formeln zur Strahlungsintensität auf geneigte Flächen verwendet.

Die Methode „Solare Wärmeleistung“ berechnet aus der auf den Solarkollektor treffenden Sonnenstrahlung sowie aus der Lufttemperatur die erzeugte Wärmeleistung. Die hierfür verwendeten Formeln können ebenfalls Abschnitt 2.1.4 entnommen werden.

4.4.2. Solarthermisches Gesamtsystem

Abbildung 4.23 bietet einen Überblick über den Programmablauf zur Simulation des solarthermischen Systems. Die Eingangswerte für Kollektorfläche und Kollektorneigungswinkel sowie die Zeitreihen für Solarstrahlung, Sonnenposition und Lufttem-

peratur werden aus dem Gesamtsystem übernommen (vgl. Unterkapitel 4.1). Der Datensatz der Solarstrahlung enthält dabei sowohl Daten für die direkte als auch für die diffuse Bestrahlungsstärke auf der horizontalen Ebene. Die Sonnenposition wird mittels stündlicher Werte für die Sonnenhöhe und den Sonnenazimuth angegeben.

Anhand der Eingangswerte wird im Programm zunächst das solarthermische System erzeugt. Im Anschluss daran werden für jeden Simulationszeitschritt die auf den Kollektor treffende Solarstrahlung sowie die sich daraus ergebende solare Wärmeleistung berechnet. Als Ergebnis wird die stündliche solare Wärmeleistung ausgegeben. Da innerhalb des Solarkreises Wärmeverluste überwunden werden müssen, wird die solare Wärmeleistung erst oberhalb einer bestimmten Differenztemperatur ausgegeben. Der Wert hierfür wird mit 6 °C angenommen.

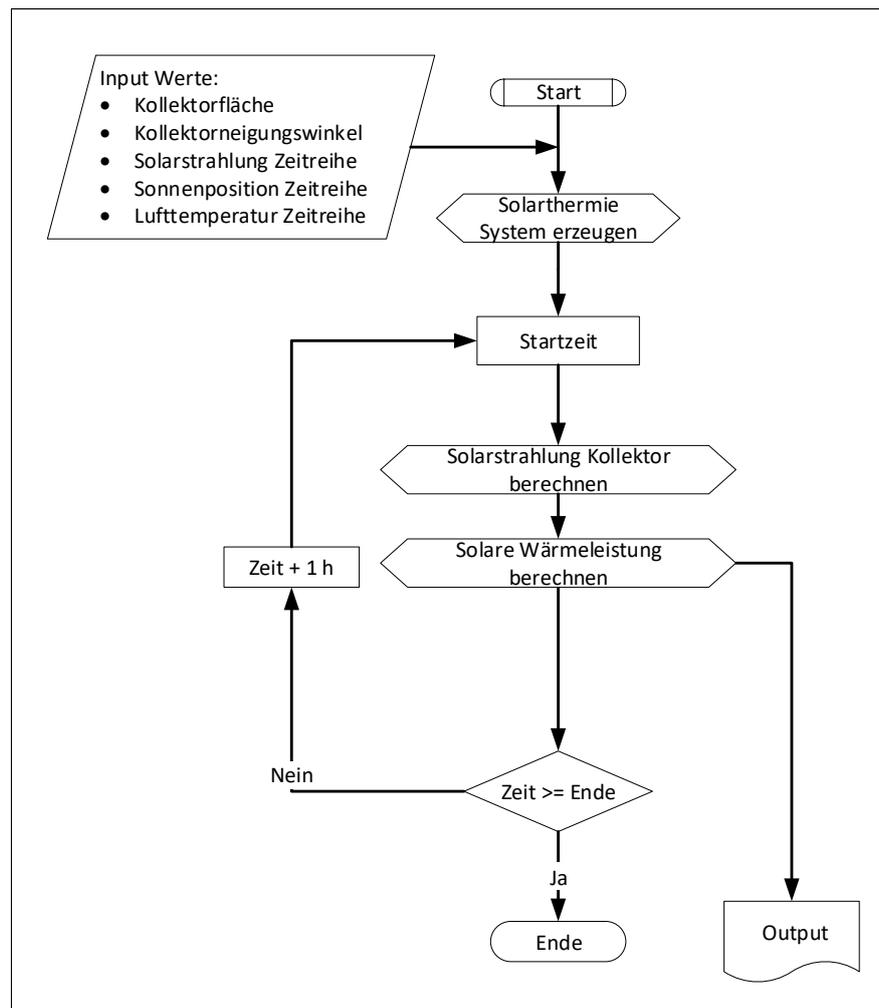


Abbildung 4.23.: Programmablauf der Funktion zur Simulation des Solarthermie-Systems (solarthermal_f)

5. Auswertung

Nach Abschluss der Modellentwicklung zur Analyse einer sektorengekoppelten Wärmeversorgung innerhalb Schleswig-Holsteins werden die Berechnungsergebnisse des Modells zunächst plausibilisiert und im Anschluss daran analysiert. Für die Plausibilitätsprüfung werden das Verhalten der im Modell enthaltenen Wärmeversorger und die sich in der Simulation ergebenden Kennwerte der Wärmeerzeuger untersucht (vgl. Unterkapitel 5.1). Die Analyse der modellierten sektorengekoppelten Wärmeversorger erfolgt für verschiedene Simulationsparameter in Unterkapitel 5.2.

5.1. Plausibilitätsprüfung des Modells

Zur Validierung des in Kapitel 4 beschriebenen Modells werden die Simulationsergebnisse stichprobenartig untersucht. Das Vorgehen wird in diesem Unterkapitel exemplarisch für zwei Gemeinden beschrieben. Es werden eine Gemeinde, der durch die Simulation ein Wärmenetz zugewiesen wurde (Flensburg), und eine Gemeinde ohne Wärmenetz (Quickborn) ausgewählt. Zunächst wird am Beispiel von Flensburg das Verhalten der einzelnen Wärmeerzeuger analysiert. Die Wärmeerzeugung aller Systemelemente muss zu jedem Zeitpunkt den geforderten Wärmebedarf decken. Gemäß den in Kapitel 4 getroffenen Annahmen sollen stromverbrauchende Wärmeerzeuger bevorzugt bei niedrigen und Stromerzeuger bei hohen Strompreisen betrieben werden. Innerhalb eines Systems vorhandene Wärmepumpen sollen aufgrund ihrer höheren Effizienz grundsätzlich vorrangig vor elektrischen Zusatzheizungen zum Einsatz kommen. Sofern Wärme aus solarthermischen Erzeugern vorhanden ist, soll diese aufgrund der Vorrangstellung Erneuerbarer Energien gegenüber Wärme aus den weiteren Erzeugern priorisiert werden.

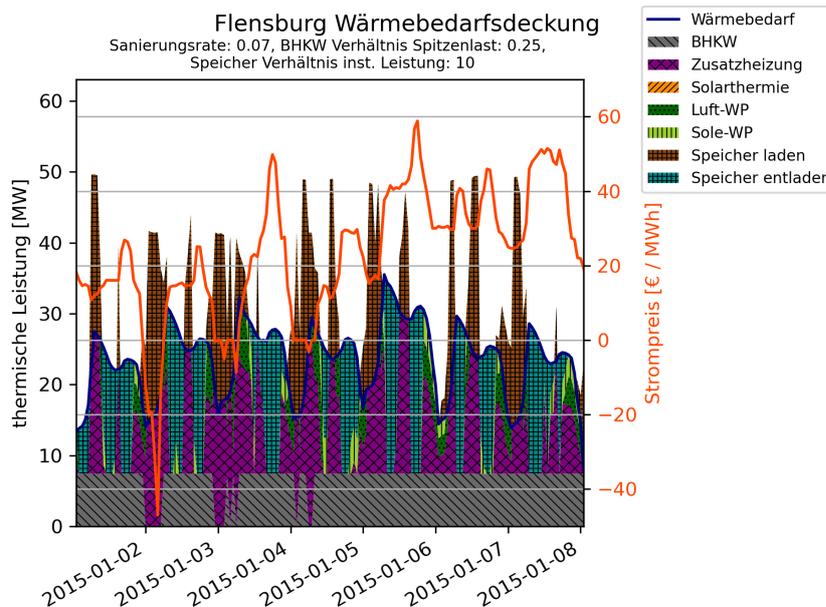


Abbildung 5.1.: Wärmebedarfsdeckung durch das Gesamtsystem im Januar, Quelle: Eigene Berechnungen

5. Auswertung

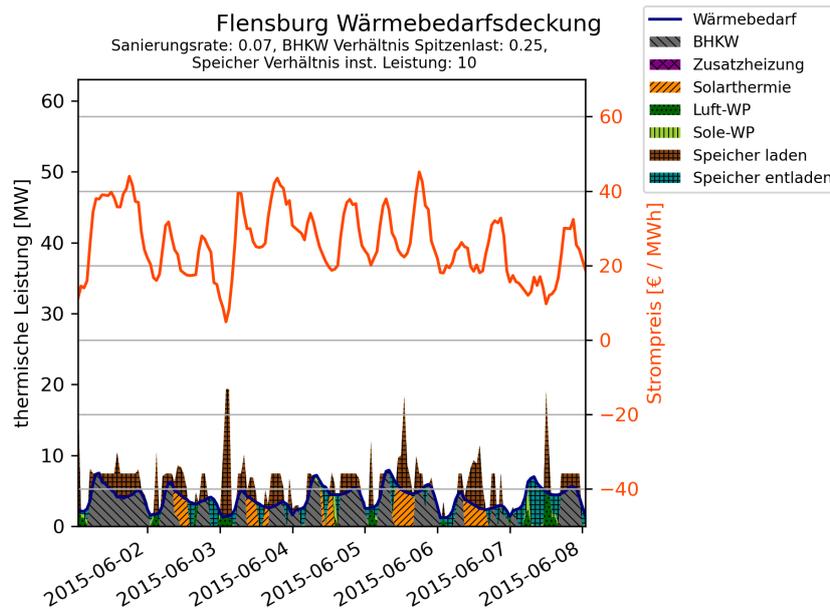


Abbildung 5.2.: Wärmebedarfsdeckung durch das Gesamtsystem im Juni, Quelle: Eigene Berechnungen

Eine graphische Darstellung der Wärmebedarfsdeckung durch das Gesamtsystem für eine Sanierungsrate von 7% und ein Verhältnis installierter Wärmespeicherleistung zu Wärmeerzeugerleistung von 10 erfolgt jeweils für die erste Januar- und Juniwoche in Abbildung 5.1 und Abbildung 5.2. Deutlich ist erkennbar, dass die Wärmeerzeugung der einzelnen Erzeuger aufsummiert dem Gesamtwärmebedarf entspricht. Dies wird darüber hinaus durch eine stichprobenartige Überprüfung weiterer erzeugter Zeitreihen bestätigt. Sobald die Gesamtwärmeproduktion den Wärmebedarf übersteigt, wird der Wärmespeicher geladen. In der dargestellten ersten Januarwoche (vgl. Abbildung 5.1) kommt die elektrische Zusatzheizung sehr häufig zur Deckung der Lastspitzen zum Einsatz. Dem gegenüber bedarf es in Zeiten deutlich geringeren Wärmebedarfs, wie in Abbildung 5.2 für die erste Juniwoche dargestellt, keines Einsatzes der elektrischen Zusatzheizung. Zeitweise erfolgt die Wärmebedarfsdeckung in diesem Zeitraum komplett über das solarthermische System. Die bevorzugte Nutzung solarthermischer Wärmeenergie sowie die nachrangige Nutzung der elektrischen Zusatzheizung entspricht dem geforderten Verhalten der Wärmeerzeuger.

Zur Überprüfung der Wärmeproduktion in Abhängigkeit des Strompreises werden das BHKW-System und das Wärmepumpen-System im Folgenden getrennt voneinander betrachtet, da das individuelle Verhalten der einzelnen Systemelemente stellenweise nur schwierig aus der Gesamtdarstellung entnommen werden kann.

Abbildung 5.3 zeigt die Wärmebedarfsdeckung durch das BHKW-System sowie die Entwicklung des Strompreises in der ersten Januarwoche. Die BHKWs des Anlagenpools laufen zur Wärmebedarfsdeckung fast durchgängig in Volllast, außer in Zeiten negativer Strompreise, in denen der Wärmebedarf komplett durch die elektrische Zusatzheizung und den Wärmespeicher gedeckt wird (vgl. Abbildung 5.2). Zusatzheizung und Speicher decken dauerhaft die Differenz zum Wärmebedarf, die nicht durch den BHKW-Anlagenpool abgedeckt wird. Dabei wird die Zusatzheizung bei lokalen Minima und der Wärmespeicher bei lokalen Maxima der Strompreiszeitreihe eingesetzt.

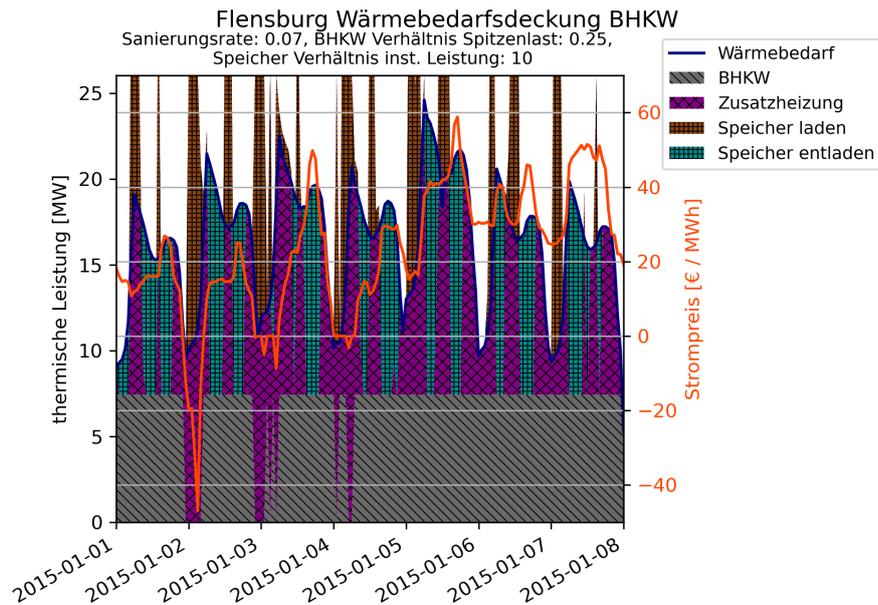


Abbildung 5.3.: Wärmebedarfsdeckung durch das BHKW-System im Januar, Quelle: Eigene Berechnungen

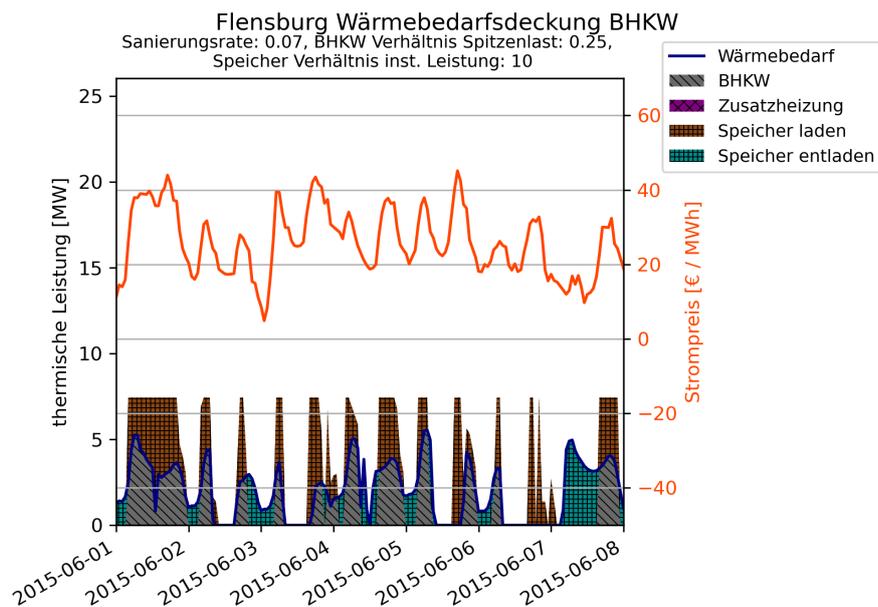


Abbildung 5.4.: Wärmebedarfsdeckung durch das BHKW-System im Juni, Quelle: Eigene Berechnungen

Abbildung 5.4 zeigt die Wärmebedarfsdeckung durch das BHKW-System in der ersten Juniwoche. Der dem System zugeordnete Wärmebedarf weist mehrere Lücken auf. Während dieser Zeiten wird der Wärmebedarf komplett durch das solarthermische System gedeckt. In Zeiten hoher Strompreise deckt der BHKW-Anlagenpool den verbleibenden Wärmebedarf und füllt zusätzlich den Wärmespeicher auf, mit dem in Zeiten niedriger Strompreise der Wärmebedarf gedeckt wird. Die Zusatzheizung ist in dem gezeigten Zeitraum nicht aktiv, da der Strompreis dauerhaft im positiven Bereich

5. Auswertung

liegt. Die Wärmeerzeuger innerhalb des modellierten BHKW-Systems werden somit durchgängig in der geforderten Abhängigkeit zum Strompreis betrieben.

In Abbildung 5.5 ist die Wärmebedarfsdeckung durch das Wärmepumpen-System am Beispiel der LW-Wärmepumpe zu sehen. Die SW-Wärmepumpe verhält sich in der Simulation analog, weshalb die Plausibilisierung an dieser Stelle nur anhand eines Wärmepumpentyps beschrieben wird. In dem abgebildeten Zeitabschnitt wird der Wärmebedarf im Wechsel durch die Wärmepumpe und den Wärmespeicher gedeckt. Bei niedrigen Strompreisen wird die Wärmepumpe betrieben, die zusätzlich den Wärmespeicher auffüllt. Der Wärmespeicher deckt den Wärmebedarf in Zeiten hoher Strompreise. Die Zusatzheizung kommt in dem dargestellten Zeitraum nicht zum Einsatz. Eine Analyse des gesamten Datensatzes zeigt, dass die Zusatzheizung nur zu wenigen Zeitpunkten, an denen der von dem System zu deckende Wärmebedarf unter der minimalen Wärmepumpenleistung liegt und nicht mehr durch den Wärmespeicher gedeckt werden kann, an der Deckung des Wärmebedarfs beteiligt ist. Damit sind die Anforderungen aus Kapitel 4 zum Betrieb der Wärmeerzeuger innerhalb des Wärmepumpen-Systems erfüllt. Auf eine gesonderte Darstellung der Wärmebedarfsdeckung des Wärmepumpen-Systems in den Sommermonaten wird an dieser Stelle verzichtet, da sie Abbildung 5.5 mit geringeren Wärmebedarfen entsprechen würde.

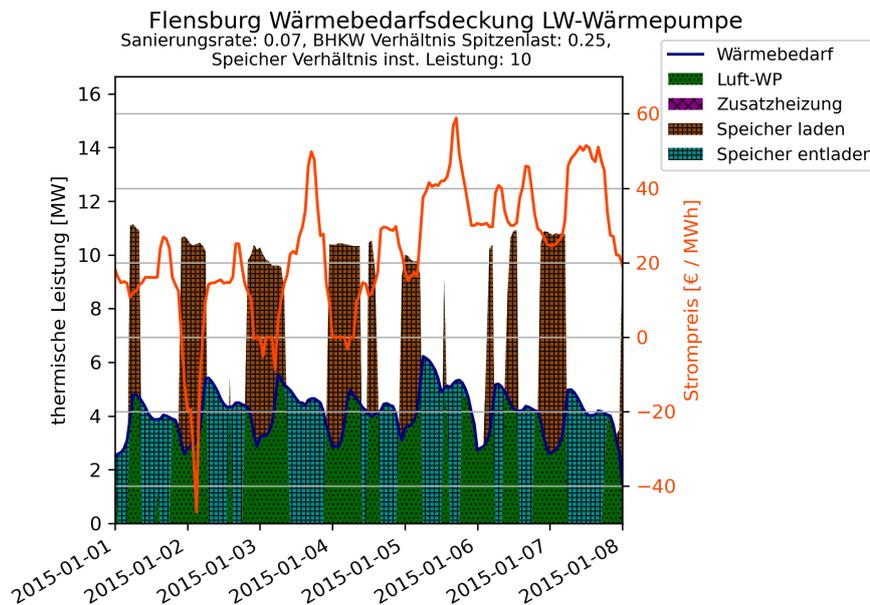


Abbildung 5.5.: Wärmebedarfsdeckung durch das Wärmepumpen-System, Quelle: Eigene Berechnungen

Zur Plausibilitätsprüfung der Simulationsergebnisse wird neben der Analyse des Verhaltens der einzelnen Wärmeerzeuger ebenfalls das Verhältnis zwischen Wärmeerzeugung und Strombedarf je Wärmeerzeuger für unterschiedliche Simulationsparameter für die Gemeinden Flensburg und Quickborn untersucht. Für jede Gemeinde werden zu diesem Zweck Simulationen für die möglichen Kombinationen aus Sanierungsraten von 7 % und 40 % sowie Speicherverhältnissen von 2 und 10 durchgeführt. Das Verhältnis zwischen Wärmeerzeugung und Strombedarf entspricht dabei für BHKWs einer über den Anlagenpool gemittelten Stromkennzahl. Für Wärmepumpen handelt es sich entsprechend um die Leistungszahl.

Tabelle 5.1 bietet einen Überblick über die sich aus der Simulation ergebenden Kennwerte für eine Sanierungsrate von 7 % und ein Verhältnis von installierter Wärmespei-

Tabelle 5.1.: Mittlere Leistungs- und Stromkennzahlen der Simulationsergebnisse für eine Sanierungsrate von 7% und ein Speicherverhältnis von 2

Gemeinde	Kennwert	Wert	Datum	Temperatur [°C]
Flensburg	BHKW σ Min	0,87	15/08/2015 6:00	14,6
	BHKW σ Max	1,10	30/09/2015 15:00	16,2
	LW-WP ϵ Min	1,71	23/02/2015 12:00	0,6
	LW-WP ϵ Max	15,07	03/07/2015 11:00	29,2
	SW-WP ϵ Min	1,71	05/12/2015 21:00	7,9
	SW-WP ϵ Max	6,99	25/06/2015 1:00	12,8
	BHKW σ Jahr	1,06		
	LW-WP JAZ	3,70		
	SW-WP JAZ	4,82		
Quickborn	BHKW σ Min	0,20	31/03/2015 12:00	13,5
	BHKW σ Max	0,40	01/01/2015 0:00	3,9
	LW-WP ϵ Min	1,72	22/11/2015 8:00	1,0
	LW-WP ϵ Max	17,36	28/06/2015 12:00	28,6
	SW-WP ϵ Min	1,69	26/12/2015 21:00	2,2
	SW-WP ϵ Max	6,94	15/07/2015 2:00	14,3
	BHKW σ Jahr	0,39		
	LW-WP JAZ	3,78		
	SW-WP JAZ	4,82		

cherleistung zu Wärmeerzeugerleistung von 2. Auf die Darstellung der Ergebnisse der weiteren Simulationsdurchläufe wird an dieser Stelle aufgrund unwesentlicher Abweichungen zu den Kennzahlen in Tabelle 5.1 verzichtet. Eine vollständige Übersicht der Ergebnisse kann dem Anhang in Unterkapitel A.1 entnommen werden.

Die BHKW-Stromkennzahl für Flensburg schwankt zwischen 0,86 und 1,10. Der auf das Jahr gemittelte Wert beträgt 1,06. Diese hohen Werte stimmen mit den in Unterkapitel 4.2 unter Verwendung realer Anlagendaten getroffenen Modellierungsannahmen überein. Da Flensburg eine Stadt mit hohem Wärmebedarf und Wärmenetz ist, verfügt es in der Simulation über einen Anlagenpool mit hohen Anlagenleistungen (vgl. Unterkapitel 4.2). Diese Anlagen verfügen allgemein über eine hohe Stromkennzahl, wodurch sich die hohen Minimal- und Maximalwerte der Simulationsergebnisse erklären lassen. Der Grund für den hohen, über das Jahr gemittelten Wert ergibt sich durch die Voraussetzung, den Wärmebedarf immer durch den Betrieb möglichst weniger Anlagen mit hoher Anlagenleistung zu decken (vgl. Abschnitt 4.2.3).

Im Vergleich zu den für Flensburg ermittelten BHKW-Kennzahlen sind die Werte für Quickborn mit einem Minimum von 0,2, einem Maximum von 0,4 und einem Durchschnitt von 0,39 deutlich niedriger. Dies lässt sich dadurch erklären, dass Quickborn durch einen niedrigen Wärmebedarf in der Simulation kein Wärmenetz zugeordnet wird. Der Gemeinde werden aus diesem Grund ausschließlich Einzelanlagen mit einer Leistung von jeweils 5 kW zugeordnet, die eine geringe Stromkennzahl aufweisen (vgl. Unterkapitel 4.2).

Der Minimalwert der Leistungszahl für LW-Wärmepumpen beträgt 1,71 für Flensburg und 1,72 für Quickborn. Solch niedrige Leistungszahlen können sich durch eine Kombination aus niedrigen Außenlufttemperaturen, hohen Vorlauftemperaturen und einem Teillastbetrieb der Wärmepumpe ergeben (vgl. Unterkapitel 4.3). Die Maximalwerte der Leistungszahl für LW-Wärmepumpen von 15,07 für Flensburg und 17,36 für

5. Auswertung

Quickborn ergeben sich durch die zu den jeweiligen Zeitpunkten hohen Lufttemperaturen.

Die Spanne zwischen Minimal- und Maximalwerten der Leistungszahl für SW-Wärmepumpen ist deutlich kleiner. Dies liegt an den geringeren Schwankungen der Wärmequellentemperatur (vgl. Unterabschnitt 4.1.2.4). Die Minimalwerte von 1,71 für Flensburg und 1,69 für Quickborn treten jeweils im Dezember auf, da die Quellentemperatur zu dieser Zeit am geringsten ist. Im Sommer ist die Quellentemperatur am höchsten, weshalb Maximalwerte von 6,99 für Flensburg im Juni und 6,94 für Quickborn im Juli auftreten.

Sowohl für LW-Wärmepumpen als auch für SW-Wärmepumpen wird die auf das Jahr gemittelte Leistungszahl bestimmt. Diese entspricht der Jahresarbeitszahl (JAZ). Die für die Jahresarbeitszahl errechneten Werte können mit Werten aus der Literatur verglichen werden. In den der Literatur entnommenen Werten zeichnet sich ein steigender Trend der Jahresarbeitszahlen von Wärmepumpen ab. Zwei aufeinanderfolgende Feldstudien des Fraunhofer ISE ergeben für LW-Wärmepumpen eine durchschnittliche Jahresarbeitszahl von 3,00 im Zeitraum 2007 - 2010 [25] und von 3,23 in der Zeit von 2010 - 2013 [68]. Die Durchschnittswerte für SW-Wärmepumpen werden für den Zeitraum 2007 - 2010 mit 3,94 [25] und für den Zeitraum 2010 - 2013 mit 4,28 [68] genannt. Eine weitere, in den Heizperioden 2017/18 und 2018/19 durchgeführte Feldstudie verzeichnet Leistungszahlen von 2,8 - 3,5 für LW-Wärmepumpen und 4,3 - 4,9 für SW-Wärmepumpen [69]. Zukünftig wird von einem weiteren Anstieg der Leistungszahlen ausgegangen [69]. Die in der Simulation ermittelten Jahresarbeitszahlen für SW-Wärmepumpen liegen innerhalb des Intervalls der aktuellsten durch Feldtests ermittelten Kennwerte. Obwohl die Jahresarbeitszahlen der Simulation für LW-Wärmepumpen leicht oberhalb des Intervalls der aktuellsten gemessenen Kennwerte liegen, werden auch diese Werte unter dem Aspekt des zukünftigen Anstiegs von Leistungszahlen als plausibel betrachtet.

5.2. Auswertung der Simulationsergebnisse

Die Auswertung der Modellierung einer sektorengkoppelten Wärmeversorgung innerhalb Schleswig-Holsteins erfolgt für alle möglichen Kombinationen aus Sanierungsraten von 7 % und 40 % sowie Speicherverhältnissen von 2 und 10, für die bereits die Plausibilitätsprüfung in Unterkapitel 5.1 durchgeführt wurde. Der Wert von 7 % wird gewählt, um den Sanierungsstand im aktuellen Gebäudebestand zu beschreiben [45]. Der Sanierungsanteil müsste bis 2030 mehr als 20 % betragen, um die Reduktionsziele im Gebäudesektor erreichen zu können [8]. Zur Abbildung des Sanierungsstands einer weiterführenden zukünftigen ambitionierten Sanierung von Gebäuden wird für die Simulation ein frei gewählter Wert von 40 % angenommen. Das Speicherverhältnis von 2 liegt in der Größenordnung der mindestens für den Betrieb von Wärmeerzeugern geforderten Speichergröße [17, 46]. Mit einem Speicherverhältnis von 10 soll die Größe eines Wärmespeichers innerhalb eines flexiblen Wärmeerzeugungssystems beschrieben werden [14].

Die Simulationsdurchführung mit den genannten Simulationsparametern für den Zeitablauf eines ganzen Jahres für alle Gemeinden Schleswig-Holsteins würde sehr viel Rechenzeit in Anspruch nehmen. Aus diesem Grund wird der Simulationszeitraum auf die jeweils letzten beiden Januar- und Juniwochen begrenzt. Die genannten Simulationszeiträume werden gewählt, da das für die Simulation genutzte Testreferenzjahr (vgl. Unterabschnitt 4.1.2.1) für sie sowohl sehr niedrige Außenlufttemperaturen bis zu etwa -7°C , als auch sehr hohe Außenlufttemperaturen bis zu etwa 30°C

aufweist. Dies ermöglicht den Vergleich eines Zeitraums mit sehr hohem Wärmebedarf mit einem Zeitraum mit sehr niedrigem Wärmebedarf. Die Lufttemperaturverläufe der Simulationszeiträume für die verschiedenen Klimazonen Schleswig-Holsteins (vgl. Unterabschnitt 4.1.2.1) sind in Abbildung 5.6 dargestellt.

Lufttemperaturverläufe des Testreferenzjahres im gewählten Simulationszeitraum

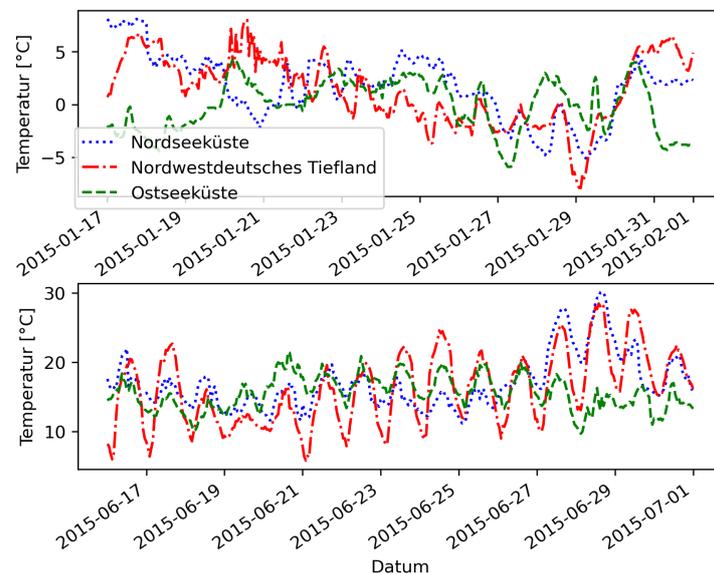


Abbildung 5.6.: Temperaturverläufe der letzten beiden Januar- und Juniwochen, Quelle: Eigene Darstellung anhand der Daten aus [53]

Im folgenden Unterkapitel erfolgt zunächst eine Analyse der Wärmenetze, die den Gemeinden Schleswig-Holsteins im Zuge der Simulation zugeteilt wurden. Im Anschluss daran folgt die Analyse der gemeindebezogenen maximalen Stromproduktion und des Gesamtstrombedarfs, der gemeindebezogenen Gesamtstromproduktion und des Gesamtstrombedarfs sowie der Gesamtwerte bezogen auf Siedlungsfläche und Einwohnerzahl. Außerdem werden das Verhältnis zwischen Stromproduktion und Strombedarf sowie das Verhältnis von Gesamtstromproduktion und Gesamtstrombedarf zum Gesamtwärmebedarf je Gemeinde untersucht. Darüber hinaus erfolgt eine Analyse von Gesamtstromproduktion und Gesamtstrombedarf in Bezug auf die Knotenpunkte des Stromnetzes innerhalb Schleswig-Holsteins. Abschließend wird der Einfluss solarthermischer Wärmeerzeuger bewertet.

5.2.1. Wärmenetze innerhalb der Simulation

Die Existenz von Wärmenetzen innerhalb der Gemeinden Schleswig-Holsteins hängt in dem modellierten Wärmeversorgungssystem von der Höhe des durch das Wärmenetz abzudeckenden jährlichen Wärmebedarfs ab (vgl. Abschnitt 4.1.1). Der Wärmebedarf innerhalb der einzelnen Gemeinden ändert sich in Abhängigkeit der Sanierungsrate (vgl. Unterabschnitt 4.1.2.1). Abbildung 5.7 gibt einen Überblick über das wärmebedarfsbezogene Potenzial von Wärmenetzen innerhalb Schleswig-Holsteins auf Grundlage einer Wärmebedarfsgrenze von 3 GWh/a [31] für Sanierungsraten von 7 und 40 %. Die für den aus Wärmebedarfssicht wirtschaftlichen Betrieb von Wärmenetzen geeigneten Gemeinden sind orange eingefärbt. Bei reiner Betrachtung des Wärmebedarfs eignet sich demnach der Großteil der Gemeinden Schleswig-Holsteins für den Betrieb eines Wärmenetzes. Der Anteil geeigneter Gemeinden sinkt durch eine Erhöhung des

5. Auswertung

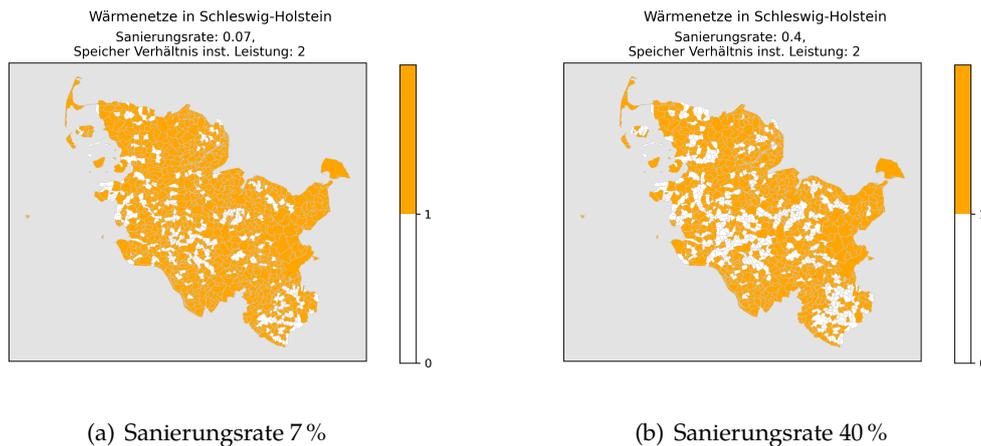


Abbildung 5.7.: Potenzial für Wärmenetze innerhalb Schleswig-Holsteins, Quelle: eigene Berechnungen

Sanierungsanteils. Hierbei wird nicht berücksichtigt, dass bereits installierte Wärmenetze bei einer nachträglichen Sanierung des Gebäudebestands bestehen bleiben.

Tabelle 5.2 bietet einen Überblick über den Gesamtwärmebedarf sowie den durch die sektorengekoppelte Wärmeversorgung entstehenden Gesamtstrombedarf und die Gesamtstromproduktion aufgeteilt nach Gemeinden mit und ohne Wärmenetz. Bei einer Sanierungsrate von 7 % bekommen 792 der 1108 Gemeinden Schleswig-Holsteins durch die Simulation ein Wärmenetz zugewiesen, was der etwa 2,5-fachen Anzahl an Gemeinden ohne Wärmenetz entspricht. Für eine Sanierungsrate von 40 % ist die Zahl der Gemeinden mit Wärmenetz mit einem Wert von 630 nur noch 1,3 mal so hoch wie die der Gemeinden ohne Wärmenetz. Die in den Gemeinden mit Wärmenetz abzudeckenden Gesamtwärmebedarfe übersteigen die Wärmebedarfe der Gemeinden ohne Wärmenetz deutlich. Der Wärmebedarf in Gemeinden mit Wärmenetz liegt sowohl im Januar als auch im Juni bei einer Sanierungsrate von 7 % etwa 42 mal, bei einer Sanierungsrate von 40 % etwa 20 mal höher. Der Gesamtstrombedarf in Gemeinden mit Wärmenetz übersteigt den in Gemeinden ohne Wärmenetz bei einer Sanierungsrate von 7 % etwa 34 mal im Januar und 47 mal im Juni. Ein Erhöhen der Sanierungsrate auf 40 % führt zu einem Absinken des Verhältnisses auf etwa 17 im Januar und 21 im Juni. Die Gesamtstromproduktion in Gemeinden mit Wärmenetzen liegt für eine Sanierungsrate von 7 % etwa 80 bis 90 mal und für eine Sanierungsrate von 40 % etwa 40 bis 50 mal höher. Das Verhältnis der betrachteten Werte sinkt bei einem höheren Sanierungsanteil, da eine größere Menge Wärme in Gemeinden ohne Wärmenetz abgedeckt werden muss. In Gemeinden ohne Wärmenetz ist das Verhältnis zwischen Stromproduktion und Strombedarf in allen betrachteten Simulationsszenarien niedriger, als in Gemeinden mit Wärmenetz. Im Juni resultiert dies für diese Gemeinden in einem geringeren durch die Wärmeversorgung verursachten Stromüberschuss, während im Januar durch Wärmeerzeuger deutlich weniger Strom produziert als verbraucht wird. Die Tabelle bietet zudem einen Überblick über Wärmebedarf, Strombedarf und Stromproduktion bezogen auf die Gesamtheit der Gemeinden Schleswig-Holsteins. Dabei werden die Werte für die simulierten letzten zwei Januar- und Juniwochen zusammengefasst. Den höchsten Gesamtstrombedarf und Gesamtstromverbrauch weist das Szenario mit einer Sanierungsrate von 7 % und einem Speicherverhältnis von 10 auf. Die niedrigsten Werte ergeben sich für eine Sanierungsrate von 40 % und ein Speicherverhältnis von 2.

Tabelle 5.2.: Wärmebedarf, Strombedarf und Stromproduktion aufgeteilt auf Gemeinden mit und ohne Wärmenetz (San.: Sanierungsrate, Sp.: Speicherverhältnis)

		Anzahl	Gesamt-wärme-bedarf [MWh]	Gesamt-strom-bedarf [MWh]	Gesamt-strom-produktion [MWh]
Gemeinden mit Wärmenetz	San. 0.07, Sp. 2, Januar	792	277093	106747	75964
	San. 0.07, Sp. 2, Juni		50018	2543	18859
	San. 0.4, Sp. 2, Januar	630	228950	82740	53141
	San. 0.4, Sp. 2, Juni		41133	2775	12116
	San. 0.07, Sp. 10, Januar	792	277093	109730	77023
	San. 0.07, Sp. 10, Juni		50018	2261	27942
San. 0.4, Sp. 10, Januar	630	228950	85139	53919	
San. 0.4, Sp. 10, Juni		41133	2474	18335	
Gemeinden ohne Wärmenetz	San. 0.07, Sp. 2, Januar	316	6570	3154	812
	San. 0.07, Sp. 2, Juni		1197	54	205
	San. 0.4, Sp. 2, Januar	478	11123	4851	1083
	San. 0.4, Sp. 2, Juni		2027	134	250
	San. 0.07, Sp. 10, Januar	316	6570	3249	812
	San. 0.07, Sp. 10, Juni		1197	47	339
San. 0.4, Sp. 10, Januar	478	11123	5003	1083	
San. 0.4, Sp. 10, Juni		2027	117	426	
Gesamt	San. 0.07, Sp. 2	1108	334879	112499	95841
	San. 0.4, Sp. 2		283233	90500	66588
	San. 0.07, Sp. 10		334879	115288	106116
	San. 0.4, Sp. 10		283233	92732	73763

5.2.2. Spitzen-Stromproduktion und Spitzen-Strombedarf je Gemeinde

Abbildung 5.8 zeigt Spitzen-Stromverbrauch und Spitzen-Stromproduktion der letzten beiden Wochen im Januar und Juni als Ergebnis der Simulation mit einer Sanierungsrate von 7% und einem Verhältnis von Wärmespeicher zu installierter Wärmeerzeugerleistung von 2. Es fällt auf, dass nur wenige Gemeinden einen hohen Verbrauch beziehungsweise eine hohe Produktion aufweisen. Die fünf Spitzen-Werte für Stromproduktion und Stromverbrauch zur Wärmebedarfsdeckung werden sowohl im Januar als auch im Juni durch die kreisfreien Städte Kiel, Lübeck, Flensburg und Neumünster sowie durch das an Hamburg angrenzende Norderstedt erreicht. Die Spitzen-Werte dieser Gemeinden lassen sich dadurch erklären, dass sie über die höchsten in die Simulation eingehenden Wärmebedarfe verfügen. Die in Abbildung 5.8 dargestellten Werte für die jeweiligen Mittelwerte (MW) und Mediane (Med) weichen voneinander ab, was auf eine hohe Streuung der Werte hinweist. Da der Median weniger empfindlich gegenüber Ausreißern ist, wird er im Folgenden für den Vergleich des durchschnittlichen Strombedarfs und der durchschnittlichen Stromproduktion verwendet.

Der mittlere Spitzen-Stromverbrauch (Median) im Juni (vgl. Abbildung 5.8(c)) ist um etwa 73% niedriger als der im Januar (vgl. Abbildung 5.8(a)). Im Gegensatz dazu ist die mittlere Spitzen-Stromproduktion im Januar (vgl. Abbildung 5.8(b)) und Juni (vgl. Abbildung 5.8(d)) annähernd gleich. Dies lässt darauf schließen, dass es auch im Juni Zeitpunkte gibt, an denen die BHKW innerhalb der Simulation in Volllast

5. Auswertung

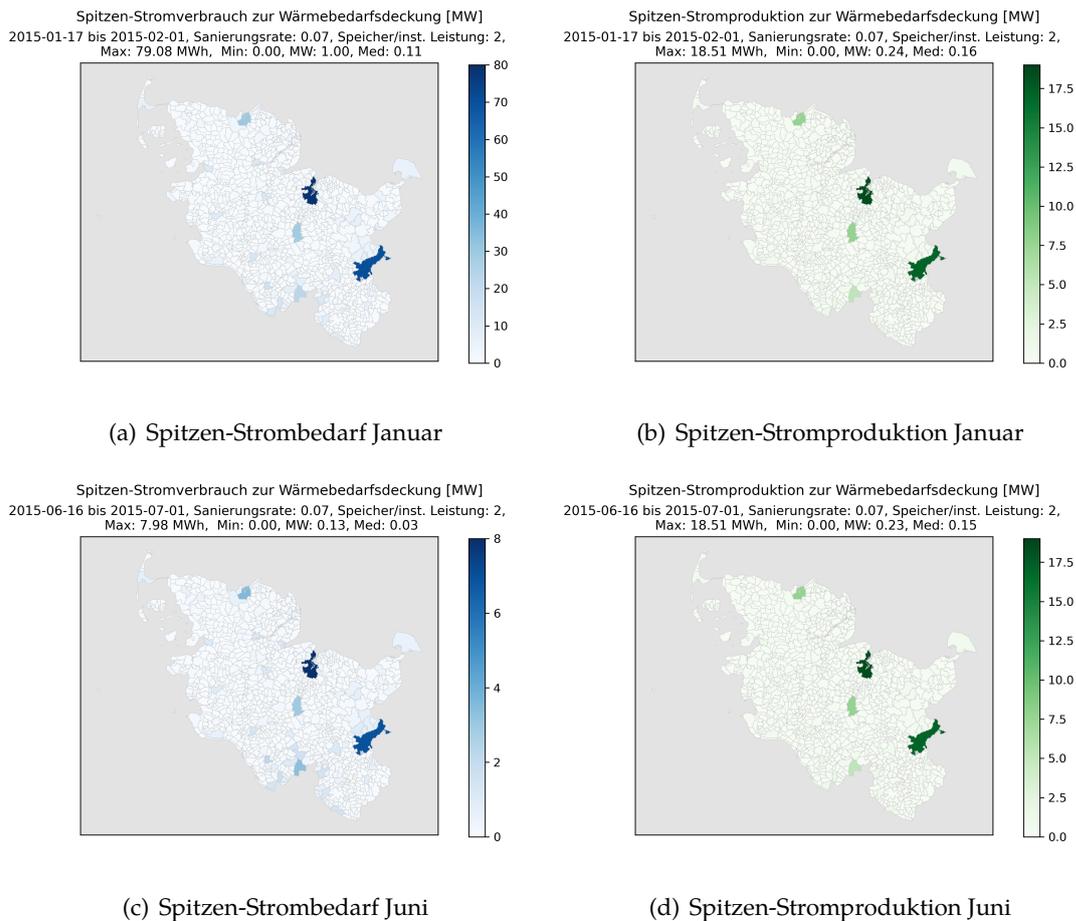


Abbildung 5.8.: Spitzen-Stromproduktion und Spitzen-Strombedarf je Gemeinde im Januar und Juni für eine Sanierungsrate von 7% und ein Speicherverhältnis von 2, Quelle: eigene Berechnungen

laufen. Für die abgebildeten Simulationsparameter übersteigt die mittlere Spitzen-Stromproduktion den Spitzen-Stromverbrauch im Juni deutlich, im Januar dagegen nur leicht.

Die Darstellung des Spitzen-Strombedarfs und der Spitzen-Stromproduktion für eine Sanierungsrate von 7% und ein Verhältnis von Wärmespeicher zu installierter Wärmeerzeugerleistung von 2 in Abhängigkeit des Verstädterungsgrades erfolgt in Tabelle 5.3 und Tabelle 5.4. Im Anhang in Tabelle A.4 befindet sich die vollständige Darstellung der ausgewerteten Daten für Spitzen-Strombedarf und Spitzen-Stromproduktion. Der dem deutschen Gemeindeverzeichnis [70] entnommene Verstädterungsgrad basiert auf einem Nummernsystem, das über die Zuordnung von Kennzahlen die Besiedlungsdichte beschreibt. Die 1 steht für dicht, die 2 für mittel und die 3 für gering besiedelte Gebiete. Sowohl Bedarf als auch Produktion sinken mit abnehmender Besiedlungsdichte. Allerdings streuen die Werte sehr stark, wodurch sich die den Verstädterungsgraden zugeordneten Bedarfe beziehungsweise Produktionen zum Teil überschneiden. Dies wird bei Betrachtung der Maximal- und Minimalwerte deutlich. Die starke Streuung wird auch in den hohen Werten der Variationskoeffizienten (VarK) deutlich, die sich als Quotient aus Standardabweichung (SD) und Mittelwert (MW) ergeben. Ein Zusammenhang zwischen Streuung und Verstädterungsgrad ist nicht erkennbar.

Tabelle 5.3.: Spitzen-Strombedarf in MW nach Verstädterungsgrad für eine Sanierungsrate von 7 % und ein Speicherverhältnis von 2

Monat	Verstädterung	Max	Min	MW	Med	SD	VarK
Januar	1	79,08	1,30	18,22	5,29	24,15	133%
	2	15,95	0,02	2,88	1,44	3,23	112%
	3	5,73	0,00	0,26	0,09	0,48	185%
Juni	1	7,98	0,13	2,04	0,73	2,41	118%
	2	2,24	0,01	0,38	0,22	0,41	107%
	3	0,62	0,00	0,04	0,02	0,06	141%

Tabelle 5.4.: Spitzen-Stromproduktion in MW nach Verstädterungsgrad für eine Sanierungsrate von 7 % und ein Speicherverhältnis von 2

Monat	Verstädterung	Max	Min	MW	Med	SD	VarK
Januar	1	18,51	0,25	4,11	0,60	5,97	145%
	2	1,69	0,01	0,40	0,26	0,32	79%
	3	0,68	0,00	0,12	0,15	0,09	73%
Juni	1	18,51	0,25	4,11	0,60	5,97	145%
	2	1,69	0,01	0,40	0,26	0,32	80%
	3	0,68	0,00	0,11	0,14	0,09	77%

Die Darstellung des Spitzen-Strombedarfs in Abhängigkeit von Sanierungsanteil und Speichergroe für alle Simulationsparameter kann Tabelle A.4 im Anhang entnommen werden. Die Abhängigkeit der Simulationsergebnisse von den Simulationsparametern wird im Folgenden kurz erläutert. Eine Erhöhung des sanierten Gebäudeanteils von 7 % auf 40 % führt zu einer leichten Reduzierung des mittleren Spitzen-Strombedarfs (Median) im Januar sowohl für ein Speicherverhältnis von 2 als auch von 10. Eine Vergrößerung des Wärmespeichers resultiert in einer leichten Reduzierung des mittleren Spitzen-Strombedarfs im Januar. Die Maxima sinken im Januar ebenfalls als Folge der Erhöhung des Sanierungsanteils. Im Juni ist kein Einfluss von Sanierungsanteil oder Speichergroe auf den mittleren Spitzen-Strombedarf erkennbar. Allerdings steigt das Maximum nach Erhöhung des Sanierungsanteils im Juni deutlich an. Dieses entgegengesetzte Verhalten der Maximalwerte im Januar und Juni lässt sich durch die unterschiedlich hohen Anteile an Zusatzheizungen im BHKW-System und an Wärmepumpen erklären. Ein höherer Anteil sanierter Gebäude führt zu einer verringerten Anzahl elektrischer Zusatzheizungen, die im Januar einen großen Anteil an der Warbedarfdeckung haben. Gleichzeitig verursacht ein Ansteigen des Sanierungsanteils eine größere Anzahl Wärmepumpen. Wärmepumpen weisen einen deutlich besseren Wirkungsgrad auf, was zu einem gegenüber elektrischen Zusatzheizungen geringeren Strombedarf führt. Aus diesem Grund reduziert sich das Maximum des Spitzenstrombedarfs im Januar. Da die Zusatzheizung im Sommer kaum betrieben wird (vgl. Unterkapitel 5.1), hat sie keinen Einfluss auf die Maximalwerte im Juni. Folglich steigt durch den höheren Warmepumpenanteil das Maximum des Spitzenstrombedarfs im Juni.

Eine tabellarische Übersicht der Analyse der Simulationsergebnisse für die Spitzen-Stromproduktion kann ebenfalls Tabelle A.4 im Anhang entnommen werden. Durch einen erhöheten Sanierungsanteil sinken die Maximalwerte der Spitzen-Stromproduktion. Dies lässt sich durch die bei höherem Sanierungsanteil geringere installierte BHKW-Leistung erklären. Eine Vergrößerung des Speichers scheint im Sommer einen leicht

5. Auswertung

erhöhenden Einfluss auf die mittlere Spitzen-Stromproduktion zu haben. Der Grund hierfür kann darin liegen, dass bei einer kleineren Speichergröße im Sommer nicht ausreichend Wärmeabnehmer für einen zeitlich begrenzten Volllastbetrieb der BHKWs vorhanden sind.

5.2.3. Gesamtstromproduktion und Gesamtstrombedarf je Gemeinde

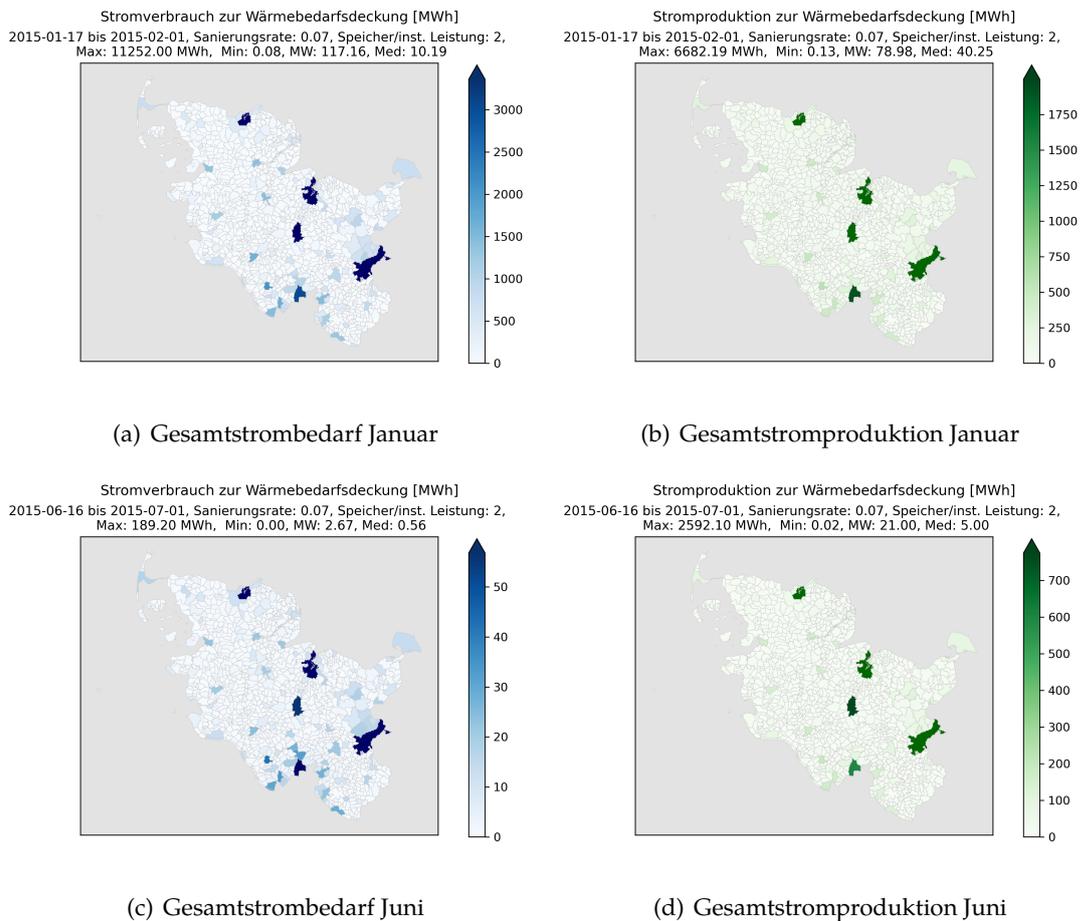


Abbildung 5.9.: Gesamtstromproduktion und Gesamtstrombedarf je Gemeinde im Januar und Juni für eine Sanierungsrate von 7 % und ein Speicherverhältnis von 2, Quelle: eigene Berechnungen

Der gemeindebezogene Gesamtstrombedarf und die Gesamtstromproduktion in den gewählten Simulationszeiträumen für eine Sanierungsrate von 7 % und ein Verhältnis von Wärmespeicher zu installierter Wärmeerzeugerleistung von 2 sind in Abbildung 5.9 dargestellt. Die höchsten Werte für Gesamtstromproduktion und Gesamtstrombedarf weisen, analog der bereits thematisierten Spitzenwerte, die kreisfreien Städte Kiel, Flensburg, Lübeck und Neumünster sowie die Gemeinde Norderstedt auf. Sowohl Stromverbrauch als auch Stromproduktion der genannten Gemeinden liegen deutlich über den Werten der übrigen Gemeinden Schleswig-Holsteins. Stromverbrauch und Stromproduktion sind im Juni geringer als im Januar. Die Maximalwerte des Stromverbrauchs sind im Januar höher als die Maximalwerte der Gesamtstromproduktion, im Juni verhält es sich umgekehrt. Die mittlere Stromproduktion liegt sowohl im Januar als auch im Juni über dem Gesamtstrombedarf. Eine detailliertere Analyse

des gemeindebezogenen Verhältnisses zwischen Stromproduktion und Strombedarf erfolgt in Abschnitt 5.2.5.

Die Abhängigkeit des Gesamtstrombedarfs und der Gesamtstromproduktion vom Verstädterungsgrad für eine Sanierungsrate von 7% und ein Speicherverhältnis von 2 kann Tabelle 5.5 und Tabelle 5.6 entnommen werden. Die vollständige Darstellung der ausgewerteten Daten aller Simulationsdurchläufe ist in Tabelle A.5 im Anhang zu finden. Mit abnehmendem Grad der Verstädterung sinken ebenso wie bei den Spitzenwerten sowohl Strombedarf als auch Stromproduktion. Durch die hohe Streuung der Werte überschneiden sich auch hier die den einzelnen Verstädterungsgraden zugeordneten Strombedarfe und Stromproduktionen. Auch hier kann kein Zusammenhang zwischen Streuung und Verstädterungsgrad erkannt werden. Aufgrund der hohen Streuung der Werte wird der Median zur Evaluierung des Simulationsparametereinflusses genutzt. Es fällt auf, dass im Januar der mittlere Gesamtstrombedarf für dicht und mittel besiedelte Gemeinden (Verstädterungsgrad 1 und 2) höher ist als die mittlere Gesamtstromproduktion. In diesen Gemeinden könnte durch die Wärmebedarfsdeckung demnach ein Engpass in der Stromversorgung entstehen. In gering besiedelten Gemeinden (Verstädterungsgrad 3) ist die mittlere Stromproduktion höher als der mittlere Strombedarf zur Wärmebedarfsdeckung. Allerdings streuen insbesondere die Werte für den Gesamtstrombedarf für diesen Verstädterungsgrad stark, was sich an den Maximal- und Minimalwerten sowie dem Variationskoeffizienten bemerkbar macht. Berücksichtigt man die Ergebnisse aus Abschnitt 5.2.1 bezüglich des schlechteren Verhältnisses zwischen Stromproduktion und Strombedarf für Gemeinden ohne Wärmenetz lässt sich schließen, dass in diesem Verstädterungsgrad sowohl Gemeinden mit einer den Strombedarf übersteigenden Stromproduktion, als auch Gemeinden mit einem die Produktion übersteigenden Verbrauch existieren. Im Juni liegt die Stromproduktion für alle Verstädterungsgrade über dem Strombedarf.

Tabelle 5.5.: Gesamtstrombedarf in MWh nach Verstädterungsgrad für eine Sanierungsrate von 7% und ein Speicherverhältnis von 2

Monat	Verstädterung	Max	Min	MW	Med	SD	VarK
Januar	1	11252,00	134,70	2371,67	666,72	3284,18	138%
	2	2081,47	2,72	346,50	143,00	420,97	121%
	3	761,79	0,00	22,67	8,47	52,79	233%
Juni	1	189,20	3,35	41,76	16,58	51,73	124%
	2	42,85	0,24	7,85	4,39	8,27	105%
	3	13,72	0,00	0,82	0,44	1,22	148%

Tabelle 5.6.: Gesamtstromproduktion in MWh nach Verstädterungsgrad für eine Sanierungsrate von 7% und ein Speicherverhältnis von 2

Monat	Verstädterung	Max	Min	MW	Med	SD	VarK
Januar	1	6682,19	89,35	1484,96	216,41	2156,05	145%
	2	608,32	3,03	143,17	93,67	117,80	82%
	3	243,69	0,00	34,68	32,91	30,24	87%
Juni	1	2592,10	24,23	491,81	78,72	766,66	156%
	2	199,28	0,69	41,57	21,00	42,94	103%
	3	86,23	0,00	5,67	3,59	7,55	133%

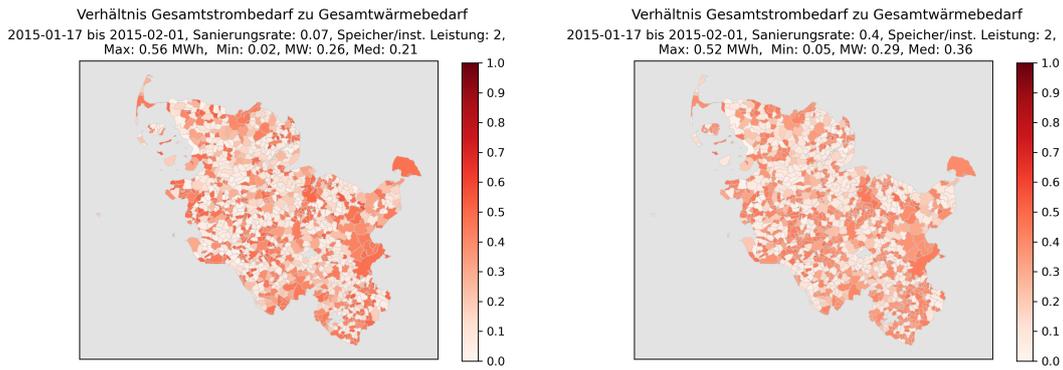
5. Auswertung

Tabelle A.5 im Anhang zeigt die Simulationsergebnisse für den Gesamtstrombedarf in Abhängigkeit von Sanierungsanteil und Speichergröße für alle verwendeten Simulationsparameter. Die Abhängigkeit der Simulationsergebnisse von den in die Simulation eingehenden Parametern wird im Folgenden kurz erläutert. Der mittlere Strombedarf steigt für einen höheren Sanierungsanteil, da der Anteil an Wärmepumpen an der Wärmeversorgung steigt. Ein größerer Wärmespeicher verursacht für die meisten Simulationsparameter einen geringeren mittleren Gesamtstrombedarf. Lediglich für einen Sanierungsanteil von 40 % steigt der mittlere Strombedarf im Januar leicht an. Die Maxima des Gesamtstrombedarfs für den Januar sinken mit steigendem Sanierungsanteil. Dies lässt sich durch den geringeren Anteil elektrischer Zusatzheizungen, die einen deutlich höheren Strombedarf aufweisen als Wärmepumpen, erklären. Im Juni steigen die Maxima des Gesamtstrombedarfs mit steigendem Sanierungsanteil durch die damit einhergehende höhere Anzahl Wärmepumpen. Der geringere Anteil elektrischer Zusatzheizungen hat im Sommer keinen Einfluss, da diese in diesem Zeitraum nur selten eingesetzt werden. Ein größerer Wärmespeicher führt im Januar zu höheren und im Juni zu niedrigeren Maxima des Gesamtstrombedarfs.

Die mittlere Gesamtstromproduktion, die für die verschiedenen Simulationsparameter ebenfalls in Tabelle A.5 dargestellt ist, sinkt mit steigendem Sanierungsanteil. Dies ist durch den geringeren Anteil BHKWs begründet. Ein größerer Wärmespeicher resultiert in einer höheren mittleren Gesamtstromproduktion. Die Maxima der Gesamtstromproduktion im Juni steigen durch einen größeren Wärmespeicher ebenfalls. Dies lässt sich dadurch erklären, dass durch den größeren Wärmespeicher zeitweise mehr Wärme aufgenommen werden kann, was wiederum eine längere Betriebsdauer der BHKWs ermöglicht. Im Januar steigen die Maxima der Gesamtstromproduktion durch einen größeren Wärmespeicher nicht an, da die BHKWs dauerhaft in Vollast laufen, wodurch die Stromproduktion nicht weiter gesteigert werden kann.

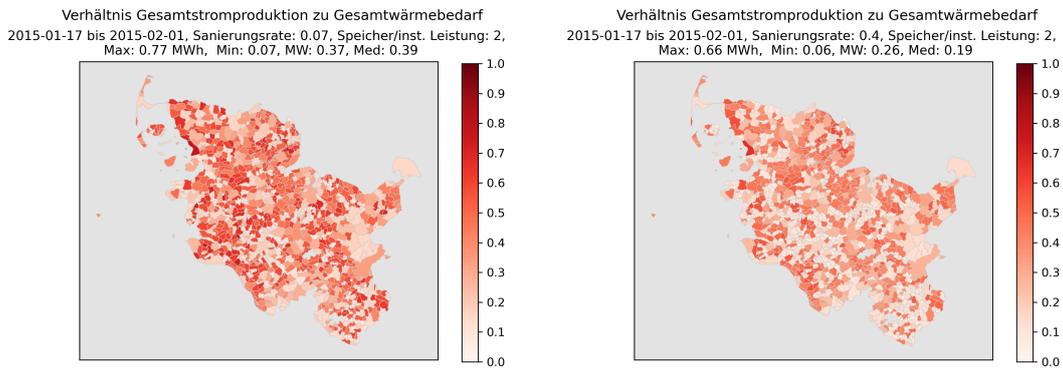
5.2.4. Verhältnis von Gesamtstromproduktion und Gesamtstrombedarf zum Gesamtwärmebedarf je Gemeinde

Abbildung 5.10 stellt das Verhältnis von dem durch die Wärmeversorgung entstehenden Gesamtstrombedarf beziehungsweise der Gesamtstromproduktion im Verhältnis zum Gesamtwärmebedarf in den letzten beiden Januarwochen für ein Speicherverhältnis von 2 dar. Da die Werte sich für ein Speicherverhältnis von 10 sehr ähnlich verhalten, wird auf eine gesonderte Darstellung an dieser Stelle verzichtet. Das Verhältnis liegt für alle Gemeinden unterhalb von 1. Bei Betrachtung des Verhältnisses von Gesamtstrombedarf zum Gesamtwärmebedarf in Abbildung 5.10(a) und Abbildung 5.10(b) fällt auf, dass Gemeinden ohne Wärmenetz (vgl. Abbildung 5.7) einen im Vergleich zu den meisten Gemeinden mit Wärmenetz höheren Wert aufweisen. Die kreisfreien Städte und deren Umfeld sowie an Hamburg angrenzende Gemeinden zeichnen sich ebenfalls durch ein höheres Verhältnis zwischen Strombedarf und Wärmebedarf aus. Das Verhältnis von Gesamtstromproduktion zum Gesamtwärmebedarf, das in Abbildung 5.10(c) und Abbildung 5.10(d) dargestellt ist, verhält sich gegensätzlich zum Verhältnis von Strombedarf und Wärmebedarf. Gemeinden ohne Wärmenetz sowie die dichter besiedelten kreisfreien Städte und das Umland von Hamburg besitzen eine im Vergleich zu den restlichen Gemeinden niedrige auf den Gesamtwärmebedarf bezogene Gesamtstromproduktion. In den Gemeinden, in denen das Verhältnis von Stromproduktion zu Wärmebedarf unterhalb des Verhältnisses von Strombedarf zu Wärmebedarf liegt, wird mit hoher Wahrscheinlichkeit mehr Strom für die Wärmeerzeugung benötigt, als durch stromproduzierende Wärmeerzeuger generiert wird.



(a) Strombedarf/Wärmebedarf, Sanierung 0.07

(b) Strombedarf/Wärmebedarf, Sanierung 0.4



(c) Stromproduktion/Wärmebedarf, Sanierung 0.07 (d) Stromproduktion/Wärmebedarf, Sanierung 0.4

Abbildung 5.10.: Verhältnis von Gesamtstromproduktion und Gesamtstrombedarf zum Gesamtwärmebedarf im Januar, Quelle: eigene Berechnungen

Das Verhältnis von Gesamtstromproduktion und Gesamtstrombedarf zum Gesamtwärmebedarf für die letzten beiden Juniwochen ist in Abbildung 5.11 abgebildet. Der Strombedarf liegt in allen Gemeinden für beide betrachteten Simulationsfälle deutlich unterhalb des Wärmebedarfs. Der Grund hierfür liegt darin, dass im Sommer in der Regel keine Wärmeerzeugung durch die stromverbrauchsintensiven Zusatzheizungen erfolgt, sondern nur effiziente Wärmepumpen zum Einsatz kommen. Die Gesamtstromproduktion im Verhältnis zum Gesamtwärmebedarf (vgl. Abbildung 5.11(c) und Abbildung 5.11(d)) ist in den kreisfreien Städten Kiel, Lübeck, Flensburg und Neumünster im Vergleich zu den restlichen Gemeinden erhöht. In Gemeinden Richtung Nord- und Ostseeküste treten ebenfalls erhöhte Verhältnisse zwischen Stromproduktion und Wärmebedarf auf. Vergleicht man die abgebildeten Gemeinden mit der Darstellung der Wärmenetze innerhalb Schleswig-Holsteins in Abbildung 5.7, so fällt auf, dass Gemeinden ohne Wärmenetz ein geringeres Verhältnis besitzen. Insgesamt liegt das Verhältnis zwischen Stromproduktion und Wärmebedarf im betrachteten Zeitraum im Juni für alle Gemeinden über dem Verhältnis zwischen Strombedarf und Wärmebedarf.

5. Auswertung

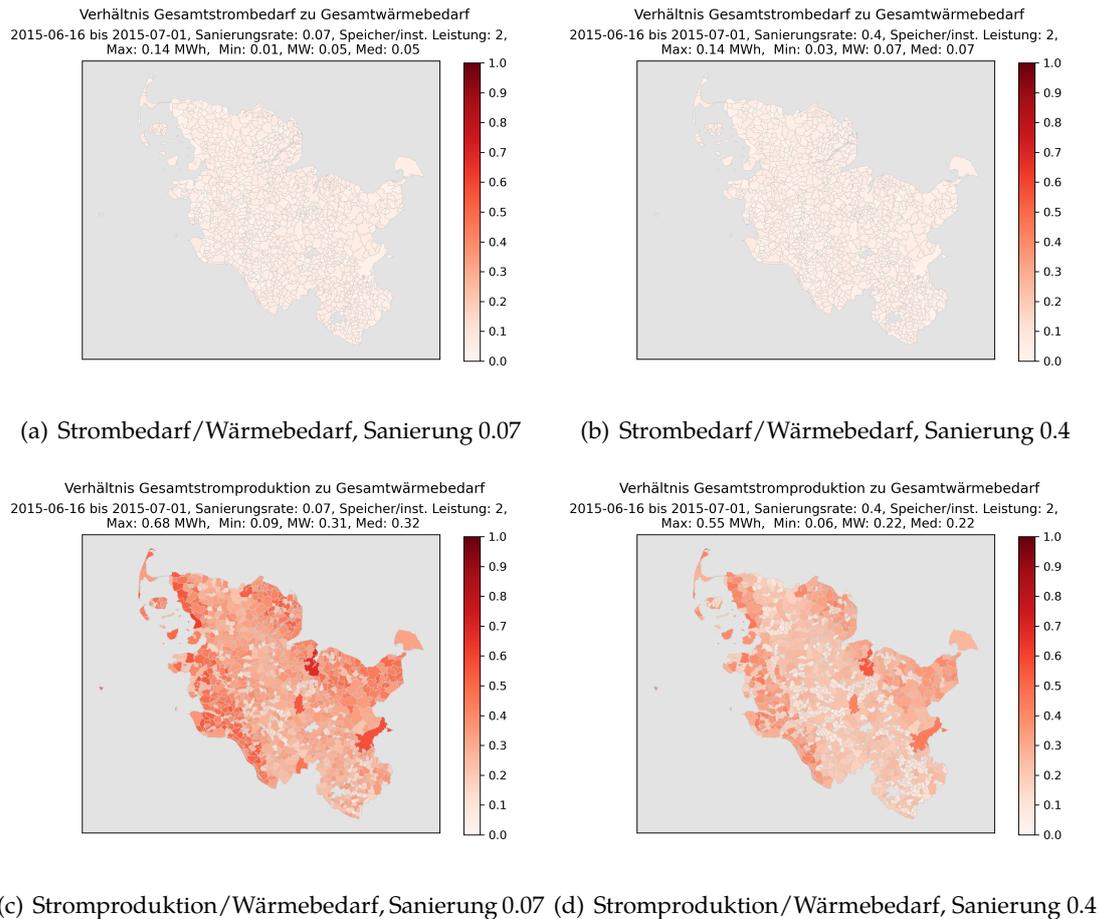


Abbildung 5.11.: Verhältnis von Gesamtstromproduktion und Gesamtstrombedarf zum Gesamtwärmebedarf im Juni, Quelle: eigene Berechnungen

Die an den Abbildungen durchgeführten Beobachtungen werden durch Tabelle 5.7 bestätigt. Die Tabelle bildet den Median des Verhältnisses von Gesamtstromproduktion und Gesamtstrombedarf zum Gesamtwärmebedarf für verschiedene Simulationsparameter aufgeteilt nach Gemeinden mit und ohne Wärmenetz ab. Der Median des Verhältnisses aus Stromproduktion und Wärmebedarf übersteigt in den Gemeinden mit Wärmenetz im Schnitt den Median des Verhältnisses für Gemeinden ohne Wärmenetz. In Gemeinden ohne Wärmenetz übersteigt im Januar das Verhältnis zwischen Strombedarf und Wärmebedarf das Verhältnis in Gemeinden mit Wärmenetz deutlich. Im Juni ist das Verhältnis in Gemeinden mit und ohne Wärmenetz annähernd gleich niedrig. Dieser Sachverhalt weist darauf hin, dass PtH-Anlagen in Wärmenetzen besser zur flexiblen Nutzung von Überschussstrom geeignet sind, als eine Aggregation dezentraler Anlagen in Gemeinden ohne Wärmenetz. Zur Wärmeversorgung in Gemeinden mit Wärmenetz wird für die Erzeugung der gleichen Wärmemenge weniger Strom benötigt als in Gemeinden ohne Wärmenetz. Eine tabellarische Gesamtübersicht der in diesem Kapitel untersuchten Daten befindet sich in Tabelle A.6 im Anhang.

Tabelle 5.7.: Median des Verhältnisses von Gesamtstromproduktion und Gesamtstrombedarf zum Gesamtwärmebedarf (San.: Sanierungsrate, Sp.: Speicherverhältnis)

Simulationsparameter	Stromprod. / Wärmebed.		Strombed. / Wärmebed.	
	Wärmenetz	kein Wärmenetz	Wärmenetz	kein Wärmenetz
San. 0.07, Sp. 2, Januar	0,51	0,13	0,11	0,48
San. 0.07, Sp. 2, Juni	0,34	0,17	0,05	0,04
San. 0.4, Sp. 2, Januar	0,42	0,10	0,13	0,44
San. 0.4, Sp. 2, Juni	0,25	0,12	0,07	0,06

5.2.5. Verhältnis von Stromproduktion und Strombedarf je Gemeinde

Zur Bewertung der Simulationsergebnisse des Modells zur sektorengekoppelten Wärmeversorgung wird das Verhältnis aus Gesamtstromproduktion und Gesamtstrombedarf je Gemeinde gebildet. Aus Systemsicht sollte im optimalen Fall das Verhältnis den Wert 1 besitzen. Ein Wert über 1 resultiert aus einer den Verbrauch übersteigenden Stromproduktion, ein Wert unter 1 zeigt eine den Verbrauch nicht deckende Stromproduktion an. Dabei ist zu beachten, dass es sich hierbei nur um die Stromproduktion und den Strombedarf zur Wärmeversorgung handelt. Ein vom Optimalwert abweichendes Ergebnis ist somit nicht einem Netzengpass gleichzusetzen, kann dessen Entstehung in Abhängigkeit der Netzauslastung jedoch begünstigen.

Abbildung 5.12 zeigt das Verhältnis von Stromproduktion zu Stromverbrauch für alle gewählten Simulationsparameter in den letzten zwei Januarwochen. Zur Ermöglichung eines leichteren Vergleichs sind die Farbskalen aller Teilabbildungen auf den selben Wert skaliert. Die linken Teilabbildungen bilden die Ergebnisse für ein Verhältnis der installierten Wärmespeicherleistung zur Wärmeerzeugerleistung von 2 ab, die rechten für ein Verhältnis von 10. Die Änderung der Speichergröße erzeugt keine in den Abbildungen erkennbare Veränderung des Verhältnisses. Für einen Sanierungsanteil von 7% stechen wenige Gemeinden mit sehr hohen Verhältnissen hervor. Das Maximum bildet dabei die Gemeinde Reußenköge mit einem Verhältnis von etwa 40 MWh. Der hohe Wert ist dadurch zu erklären, dass in Reußenköge laut vorliegenden Daten keine Wohngebäude existieren, die nach 1989 gebaut wurden [71]. Dementsprechend werden die Gebäude als Altbauten betrachtet (vgl. Unterabschnitt 4.1.2.1) und der Gemeinde wird nur ein sehr geringer Teil stromverbrauchender Wärmeerzeuger zugewiesen (vgl. Abschnitt 4.1.3). Alle weiteren Gemeinden mit einem hohen Verhältnis zwischen Stromproduktion und Stromverbrauch besitzen ebenfalls entweder keine oder nur sehr wenige Neubauten. Allgemein fällt in Abbildung 5.12(a) und Abbildung 5.12(b) auf, dass niedrige Verhältnisse vor allem im Bereich der kreisfreien Städte sowie angrenzend an Hamburg auftreten.

Eine Erhöhung des Sanierungsanteils auf 40% verringert das Verhältnis zwischen Produktion und Verbrauch deutlich. Das Maximum in Reußenköge sinkt auf etwa 12 MWh.

5. Auswertung

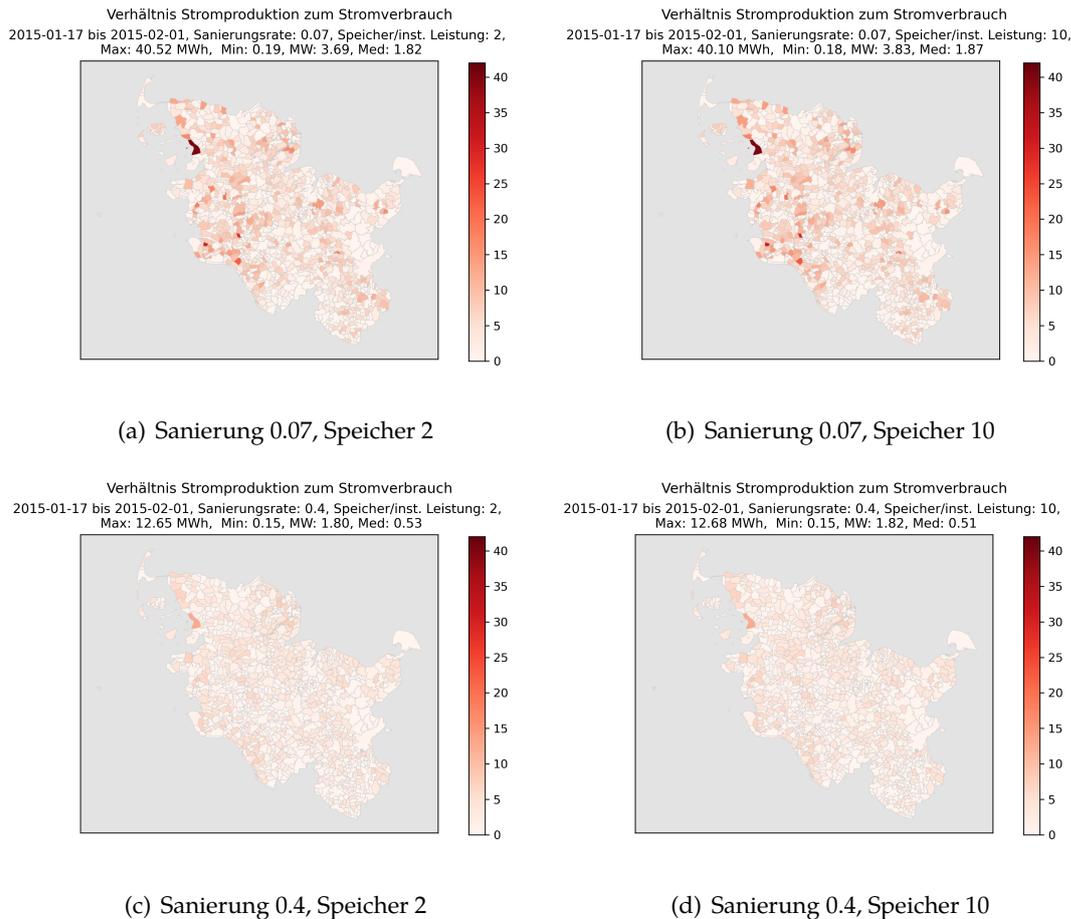


Abbildung 5.12.: Verhältnis von Stromproduktion zu Strombedarf im Januar, Quelle: eigene Berechnungen

Das Verhältnis von Gesamtstromproduktion zu Gesamtstromverbrauch in den letzten zwei Juniwochen für alle gewählten Simulationsparameter ist in Abbildung 5.13 dargestellt. Die Farbskala ist wie bereits zuvor auf den innerhalb der Simulationen maximal auftretenden Wert skaliert. Der maximale Wert liegt dabei mit etwa 88 MWh in Reußenköge (vgl. Abbildung 5.13(d)) deutlich höher als für den zuvor betrachteten Zeitraum im Januar. Es ist erkennbar, dass eine Erhöhung des Sanierungsanteils auf 40 % auch hier zu einer Verringerung des Verhältnisses führt.

Im Gegensatz zu dem Zeitraum im Januar führt eine Vergrößerung des Wärmespeichers im Juni zu einer Erhöhung des Verhältnisses. Dies begründet sich dadurch, dass die stromproduzierenden BHKWs im Januar fast dauerhaft in Volllast arbeiten, wodurch sich ihre Leistung auch durch einen Wärmespeicher, der überschüssige produzierte Wärme aufnimmt, nicht weiter erhöhen lässt. Durch den geringeren Wärmebedarf im Sommer sind die BHKWs nicht ununterbrochen im Einsatz, weshalb eine Erhöhung der verfügbaren Wärmeabnehmer durch eine Speichervergrößerung zu einem vermehrten Einsatz der BHKWs führt.

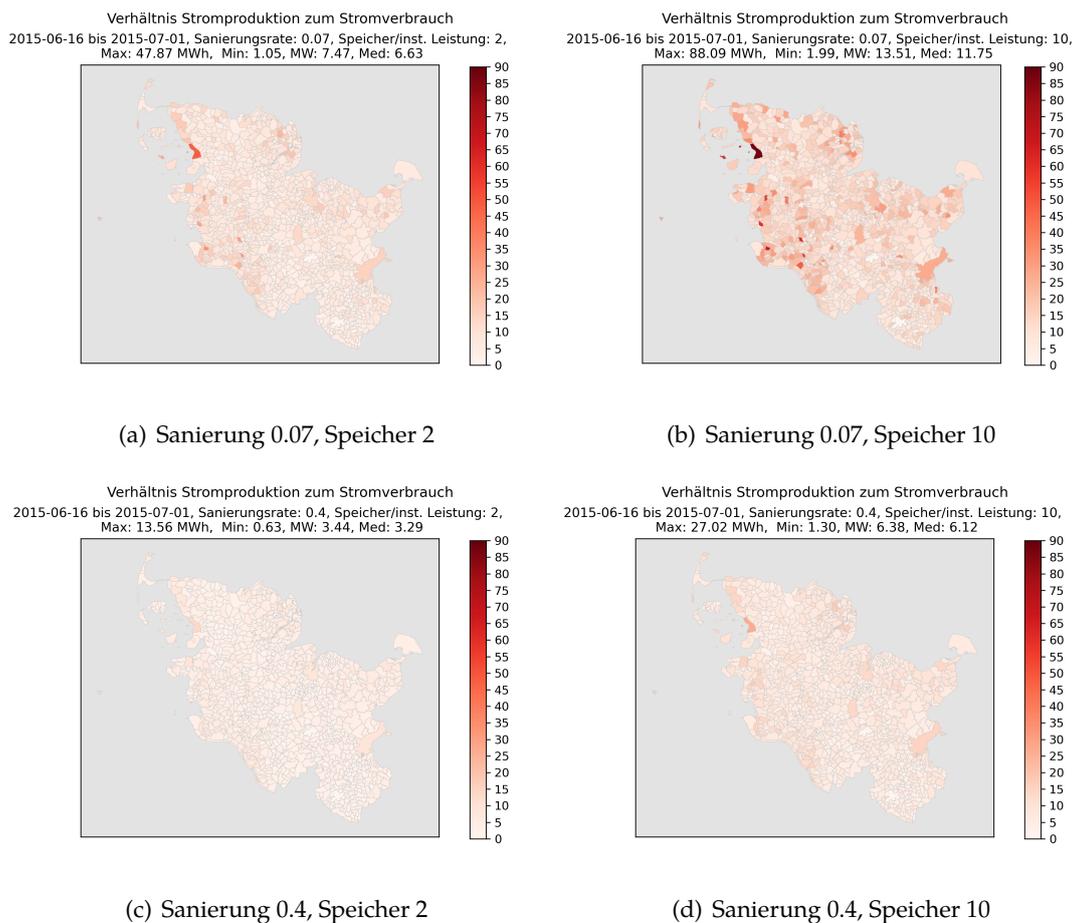


Abbildung 5.13.: Verhältnis von Stromproduktion zu Strombedarf im Juni, Quelle: eigene Berechnungen

Eine Gegenüberstellung der Kennwerte der Simulationen durchläufe einer sektorengespeicherten Wärmeversorgung erfolgt in Tabelle 5.8. Für alle gewählten Simulationsparameter sind Maximum, Minimum, Mittelwert und Median für den Juni höher als im Januar. Die Differenz zwischen den Werten ist dabei für die Simulationen durchläufe mit einem Speicherverhältnis von 10 höher als für Durchläufe mit einem Speicherverhältnis von 2. Dies liegt wie bereits zuvor darin begründet, dass die BHKWs durch den größeren Wärmespeicher im Sommer länger betrieben werden können. Eine Erhöhung des Sanierungsanteils verursacht eine Verringerung aller dargestellten Kennwerte. Das mittlere Verhältnis, für dessen Beschreibung der Median verwendet wird, sinkt dadurch im Januar für beide Speichergrößen auf einen Wert unter 1. In den meisten Gemeinden Schleswig-Holsteins liegt der Strombedarf in diesem Zeitraum somit über der Stromproduktion. Im Juni liegt das mittlere Verhältnis hingegen für alle gewählten Simulationsparameter über 1, es wird demnach mehr Strom produziert als verbraucht. Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass ein höherer Sanierungsanteil im Januar einen durch die Wärmeversorgung entstehenden Strommangel begünstigt, während er im Juni den Stromüberschuss verringert. Außerdem verringert sich die Streuung des Verhältnisses durch einen höheren Sanierungsanteil, was sich im Variationskoeffizienten widerspiegelt.

5. Auswertung

Tabelle 5.8.: Verhältnis von Stromproduktion zu Strombedarf in Abhängigkeit von Sanierungsanteil und Speichergröße

Simulationsparameter	Max	Min	MW	Med	SD	VarK
Sanierung 0.07, Speicher 2, Januar	40,52	0,19	3,69	1,82	4,21	114%
Sanierung 0.07, Speicher 2, Juni	47,87	1,05	7,47	6,63	4,24	57%
Sanierung 0.4, Speicher 2, Januar	12,65	0,15	1,80	0,53	1,95	108%
Sanierung 0.4, Speicher 2, Juni	13,53	0,63	3,44	3,29	1,66	48%
Sanierung 0.07, Speicher 10, Januar	40,10	0,18	3,83	1,87	4,34	113%
Sanierung 0.07, Speicher 10, Juni	88,09	1,99	13,51	11,75	8,19	61%
Sanierung 0.4, Speicher 10, Januar	12,68	0,15	1,82	0,51	1,98	109%
Sanierung 0.4, Speicher 10, Juni	27,02	1,30	6,38	6,12	2,96	46%

Zur Abschätzung des Einflusses der Verstädterung auf das Verhältnis der Stromproduktion zum Strombedarf werden die Mediane aller Simulationsdurchläufe in Tabelle 5.9 in Abhängigkeit der Simulationsparameter und des Verstädterungsgrades gegenübergestellt. Eine vollständige Übersicht der das Verhältnis beschreibenden Kennwerte kann Tabelle A.9 entnommen werden. Es fällt auf, dass im Januar die mittleren Verhältnisse aller Simulationsparameter für dicht und mittel besiedelte Gemeinden unter 1 liegen. Nur in gering besiedelten Gemeinden für einen Sanierungsanteil von 7 % übersteigt die mittlere Stromproduktion den mittleren Strombedarf. Hierbei sollte jedoch beachtet werden, dass entsprechend der Ergebnisse aus Abschnitt 5.2.1 und Abschnitt 5.2.4 in Gemeinden ohne Wärmenetz, die in der Regel gering besiedelt sind, der Strombedarf im Mittel die Stromproduktion übersteigt. Gering besiedelte Gemeinden verfügen folglich über eine hohe Spannweite bezüglich des Verhältnisses zwischen Stromproduktion und Strombedarf. Hieraus ergibt sich für sie ein bedingtes Potenzial für einen durch die sektorenggekoppelte Wärmeversorgung entstehenden Stromüberschuss. Die im Zuge dieser Arbeit modellierte sektorenggekoppelte Wärmeversorgung weist insbesondere für dichter besiedelte Regionen die Gefahr eines durch die Wärmeversorgung verursachten Strommangels in den Wintermonaten auf.

Im Juni liegt das Verhältnis für alle Verstädterungsgrade und gewählten Simulationsparameter über einem Wert von 1. Für einen Sanierungsanteil von 7 % ist der Stromüberschuss besonders hoch. Insgesamt lässt sich keine eindeutige Abhängigkeit des Verhältnisses von dem Verstädterungsgrad erkennen.

Tabelle 5.9.: Median des Verhältnisses von Stromproduktion zu Strombedarf in Abhängigkeit der Simulationsparameter und des Verstädterungsgrades

Monat	Verstädterung	Speicher 2		Speicher 10	
		Sanierung 0.07	Sanierung 0.4	Sanierung 0.07	Sanierung 0.4
Januar	1	0,43	0,37	0,41	0,36
	2	0,51	0,53	0,50	0,51
	3	2,85	0,37	2,96	0,36
Juni	1	7,01	3,88	10,99	6,17
	2	5,54	3,35	9,37	5,83
	3	6,99	3,22	12,32	6,07

Neben der Analyse des gemeindebezogenen Verhältnisses von Stromproduktion zu Strombedarf ist eine ergänzende Analyse der Produktion und des Bedarfs in Bezug auf das Stromnetz ebenfalls interessant zur Potenzialabschätzung einer sektorenggekoppelten Wärmeversorgung. Diese Analyse wird im folgenden Abschnitt durchgeführt.

5.2.6. Stromproduktion und Strombedarf an den Stromnetz-knotenpunkten

Zur Bewertung des Potenzials einer sektorengerkoppelten Wärmeversorgung für Schleswig-Holstein ist eine Analyse der für die Wärmeversorgung anfallenden Stromproduktion und des Strombedarfs in Bezug auf das Stromnetz notwendig. Eine Darstellung der Netzknoten und Leitungen des Übertragungsnetzes sowie der Hochspannungsebene des Verteilungsnetzes erfolgt in Abbildung 5.14. Das Übertragungsnetz ist dabei in pink (380 kV) und rot (220 kV), die Hochspannungsebene (110 kV) in blau dargestellt. Da es sich bei den betrachteten Stromerzeugern und -verbrauchern zur Wärmeversorgung um dezentrale Anlagen mit verhältnismäßig geringen Leistungen handelt, ist für die weitere Analyse nur die Hochspannungsebene relevant.

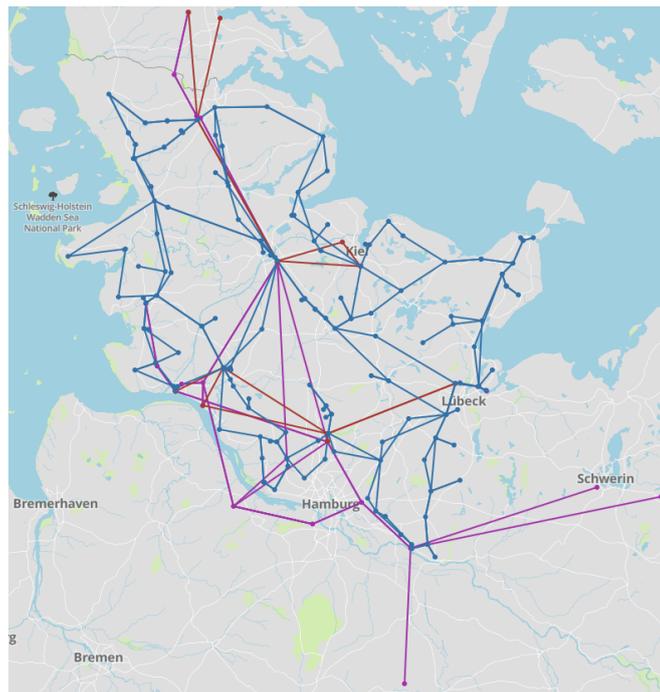


Abbildung 5.14.: Darstellung der Stromnetz-Knotenpunkte innerhalb Schleswig-Holsteins (Pink: 380 kV, Rot: 220 kV, Blau: 110 kV)

Die mit dem im Zuge dieser Arbeit entwickelten Simulationsmodell berechneten Stromproduktions- und -bedarfszeitreihen werden für die Auswertung dem jeweils nächsten Netzknoten der Hochspannungsebene zugeordnet. Die hierfür erforderlichen Koordinaten der Netzknoten der Hochspannungsebene können Tabelle A.11 im Anhang entnommen werden. Zur Bewertung des Einflusses auf das Stromnetz sollte insbesondere die Differenz aus Stromproduktion und Strombedarf zur Wärmebedarfsdeckung in die Betrachtung mit einfließen. Dabei wird zum einen die Differenz aus Gesamtstromproduktion und Gesamtstrombedarf über den jeweiligen Simulationszeitraum und zum anderen die in diesem Zeitraum auftretende höchste positive und negative Differenz betrachtet.

Eine graphische Darstellung dieser Werte für die letzten zwei Wochen im Januar für eine Sanierungsrate von 7 % und ein Speicherverhältnis von 2 erfolgt in Abbildung 5.15. Der Großteil der Netzknoten weist über den untersuchten Zeitraum eine negative Gesamtdifferenz zwischen Stromproduktion und Strombedarf auf. Besonders hohe negative Differenzen befinden sich an den Netzknoten nahe der kreisfreien Städte sowie angrenzend an Hamburg. Positive Gesamtdifferenzen treten hauptsächlich im weniger dicht besiedelten Landesinneren und Westen Schleswig-Holsteins auf. Die

5. Auswertung

2015-01-17 bis 2015-02-01,
Sanierungsrate: 0.07, Speicher/inst. Leistung: 2

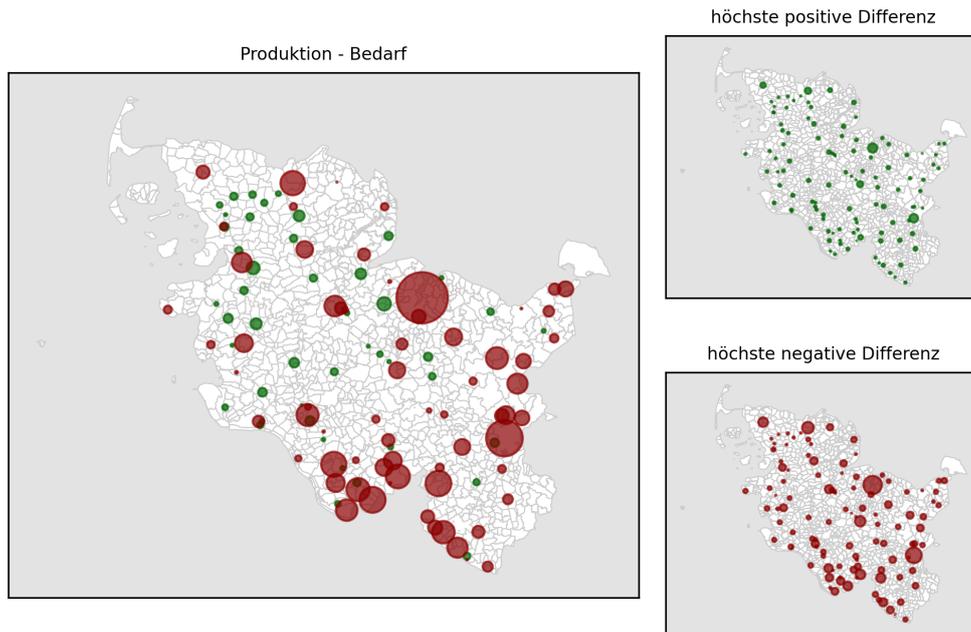


Abbildung 5.15.: Differenz zwischen Stromproduktion und Strombedarf zur Wärmebedarfsdeckung im Januar für eine Sanierungsrate von 7% und ein Speicherverhältnis von 2 (grün: positiv, rot: negativ), Quelle: eigene Berechnungen

Werte der negativen Gesamtdifferenzen übersteigen die Werte der positiven Gesamtdifferenzen deutlich. Dieser Sachverhalt trifft ebenfalls auf die in dem untersuchten Zeitraum auftretenden höchsten positiven und negativen Differenzen zu. Die höchsten Werte sowohl für die positive als auch für die negative Differenz erreichen die Netzknoten in der Nähe der kreisfreien Städte Kiel, Lübeck, Flensburg und Neumünster. An diesen Netzknoten tritt demnach eine hohe Spannweite zwischen Stromproduktion und Strombedarf auf.

Die zehn höchsten und niedrigsten Gesamtdifferenzen im Januar für alle Simulationsparameter sind einschließlich der zugehörigen Netzknoten in Tabelle A.12 und Tabelle A.13 im Anhang dargestellt. Ebenfalls im Anhang zu finden sind die zehn Netzknoten mit der jeweils höchsten positiven und negativen Differenz im Januar (vgl. Tabelle A.16 und Tabelle A.17). Die Änderung der Simulationsparameter hat nur wenig Einfluss auf die Netzknoten, an denen die höchsten Gesamtdifferenzen beziehungsweise die höchsten positiven und negativen Differenzen auftreten. Die Erhöhung des Wärmespeichervolumens führt zu höheren positiven und negativen Werten der Gesamtdifferenz. Eine Erhöhung des Sanierungsanteils resultiert in geringeren Gesamtdifferenzen innerhalb des untersuchten Zeitraums sowie in geringeren positiven und negativen auftretenden Differenzen. Allerdings steigt gleichzeitig die Anzahl der Netzknoten mit einer negativen Gesamtdifferenz zwischen Stromproduktion und Strombedarf. Die graphische Darstellung für eine Sanierungsrate von 40% und ein Speicherverhältnis von 2 kann Abbildung A.1 im Anhang entnommen werden.

Abbildung 5.16 zeigt die Gesamtdifferenz sowie die höchste positive und höchste negative Differenz zwischen Stromproduktion und Strombedarf an den Netzknoten im Zeitraum der letzten zwei Wochen im Juni für eine Sanierungsrate von 7% und ein Speicherverhältnis von 2. Es fällt auf, dass die Gesamtdifferenz innerhalb des

2015-06-16 bis 2015-07-01,
Sanierungsrate: 0.07, Speicher/inst. Leistung: 2

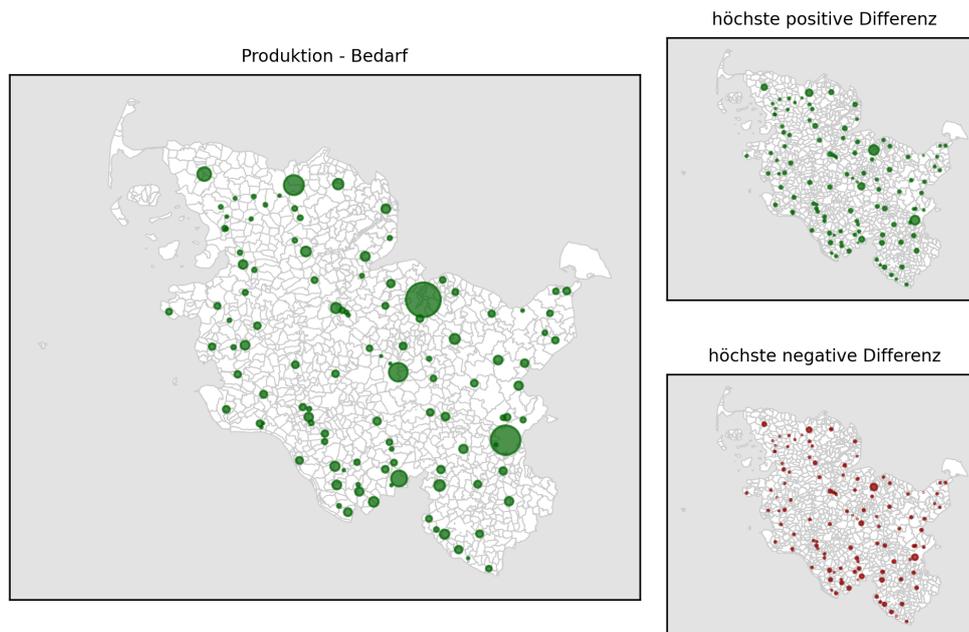


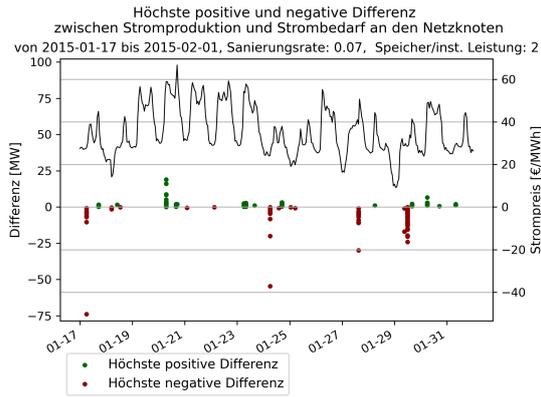
Abbildung 5.16.: Differenz zwischen Stromproduktion und Strombedarf zur Wärmebedarfsdeckung im Juni für eine Sanierungsrate von 7% und ein Speicherverhältnis von 2 (grün: positiv, rot: negativ), Quelle: eigene Berechnungen

untersuchten Zeitraums für alle Netzknoten positiv ist. Die höchsten Werte weisen auch hier die kreisfreien Städte auf. Die an den einzelnen Netzknoten auftretenden positiven Differenzen übersteigen die auftretenden höchsten negativen Differenzen.

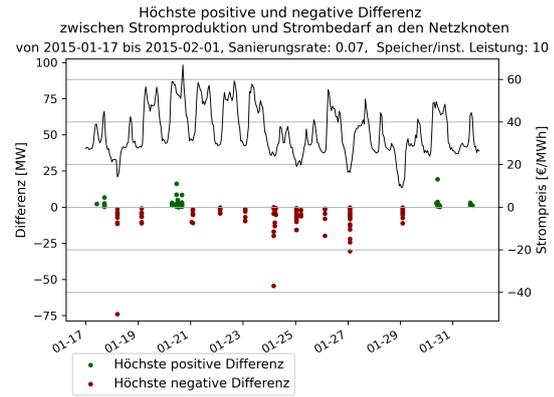
Tabelle A.14 und Tabelle A.15 im Anhang bieten eine Übersicht über die jeweils zehn Netzknoten mit der höchsten und niedrigsten Gesamtdifferenz für alle Simulationsparameter im Juni. Ein Ändern der Simulationsparameter führt dabei zu den gleichen Veränderungen, wie bereits für den Januar beschrieben. Die Gesamtdifferenz bleibt allerdings für alle Kombinationen der untersuchten Simulationsparameter für alle Netzknoten im positiven Bereich. Eine graphische Darstellung für eine Sanierungsrate von 40% und ein Speicherverhältnis von 2 erfolgt in Abbildung A.2 im Anhang. Die auftretenden höchsten negativen Differenzen im Juni liegen für alle Simulationsparameter deutlich unter den Werten aus dem Januar. Eine Darstellung der jeweils zehn Netzknoten mit den höchsten positiven und negativen Differenzen befindet sich ebenfalls im Anhang in Tabelle A.18 und Tabelle A.19.

Neben der Betrachtung des lokalen Auftretens der höchsten positiven und negativen Differenzen ist darüber hinaus die zeitliche Betrachtung interessant. Das zeitliche Auftreten der höchsten positiven und negativen Differenzen für eine Sanierungsrate von 7% ist in Abbildung 5.17 dargestellt. Die maximal auftretenden Differenzen verteilen sich jeweils über den gesamten betrachteten Zeitraum. Positive Differenzen treten stets in Zeiten hoher Strompreise, negative Differenzen in Zeiten niedriger Strompreise auf. Dies lässt erkennen, dass stromproduzierende Wärmeerzeuger bevorzugt in Zeiten hoher und stromverbrauchende Wärmeerzeuger in Zeiten niedriger Strompreise eingesetzt werden. Die maximal auftretenden Differenzen im Sommer sind verglichen mit den Werten im Winter deutlich geringer. Eine Vergrößerung des Wärmespeichervolumens resultiert in einem vermehrten Auftreten von Differenzen mit besonders hohen

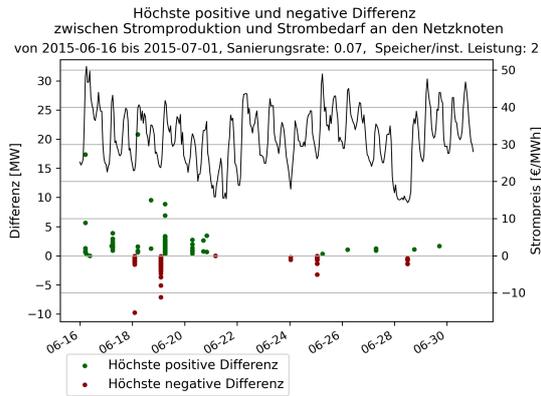
5. Auswertung



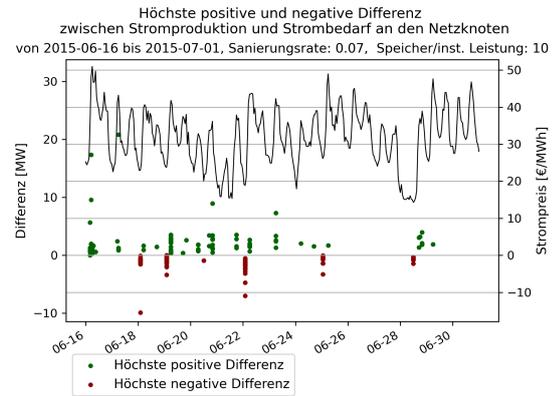
(a) Speicherverhältnis 2, Januar



(b) Speicherverhältnis 10, Januar



(c) Speicherverhältnis 2, Juni

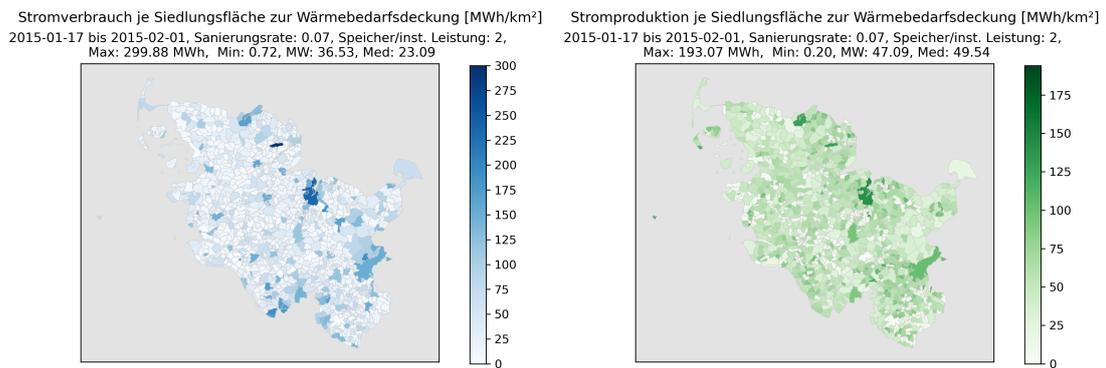


(d) Speicherverhältnis 10, Juni

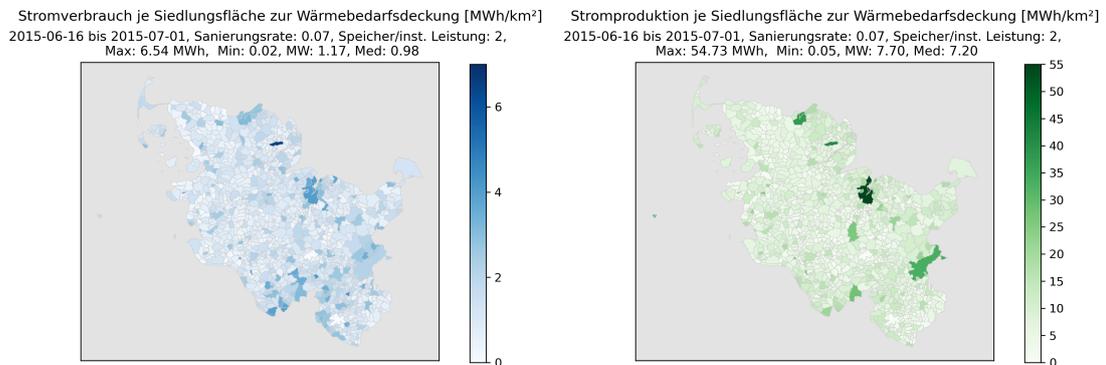
Abbildung 5.17.: Zeitliches Auftreten der höchsten positiven und negativen Differenzen an den Netzknoten für eine Sanierungsrate von 7%, Quelle: eigene Berechnungen

Werten. Das zeitliche Auftreten der höchsten Differenzen für eine Sanierungsrate von 40% verhält sich ähnlich und kann Abbildung A.3 im Anhang entnommen werden.

5.2.7. Stromproduktion und Strombedarf je Siedlungsfläche



(a) Gesamtstrombedarf je Siedlungsfläche Januar (b) Gesamtstromproduktion je Siedlungsfläche Januar



(c) Gesamtstrombedarf je Siedlungsfläche Juni (d) Gesamtstromproduktion je Siedlungsfläche Juni

Abbildung 5.18.: Gesamtstromproduktion und Gesamtstrombedarf je Siedlungsfläche je Gemeinde im Januar und Juni für eine Sanierungsrate von 7% und ein Speicherungsverhältnis von 2, Quelle: eigene Berechnungen

Zusätzlich zu den bisher betrachteten absoluten Werten für Stromproduktion und Strombedarf wird in diesem Abschnitt zunächst die Abhängigkeit von der Siedlungsfläche und in dem folgenden Abschnitt die Abhängigkeit von der Einwohnerzahl je Gemeinde betrachtet. Die Siedlungsfläche, die aus statistischen Daten gewonnen wird, bildet dabei einen Teil der gesamten Gemeindefläche ab.

Die Werte der Siedlungsfläche werden aus Daten des Statistikamts Nord bestimmt [72, 73]. Stromverbrauch und Stromproduktion je Siedlungsfläche für eine Sanierungsrate von 7% und ein Speicherverhältnis von 2 für die letzten zwei Wochen im Januar und im Juni sind in Abbildung 5.18 dargestellt. Im Januar sind die Abweichungen zwischen den einzelnen Gemeinden für die auf die Siedlungsfläche bezogene Stromproduktion geringer als im Juni. Im Gegensatz dazu zeigt der auf die Siedlungsfläche bezogene Stromverbrauch im Januar höhere Abweichungen zwischen den einzelnen Gemeinden als im Juni. Den höchsten Gesamtstrombedarf je Siedlungsfläche weist sowohl im Januar als auch im Juni die Gemeinde Süderbrarup auf. Ursächlich dafür ist vermutlich die in den statistischen Daten angegebene sehr geringe Siedlungsfläche von nicht einmal 1 km² für 5000 Einwohner. Weitere hohe Werte treten in und um die Gemeinden Kiel, Lübeck und Flensburg sowie im Umland von Hamburg auf. Im Januar treten die Maximalwerte des flächenbezogenen Stromverbrauchs deutlicher hervor.

5. Auswertung

Bei Betrachtung der flächenbezogenen Gesamtstromproduktion fällt auf, dass im Juni neben den kreisfreien Städten auch die Gemeinden Süderbrarup sowie das an Hamburg angrenzende Norderstedt hohe Werte aufweisen. Über die höchste auf die Siedlungsfläche bezogene Stromproduktion verfügt dabei Kiel. Im Januar stechen diese Gemeinden deutlich weniger heraus, nur Kiel, Flensburg und Süderbrarup besitzen eine sichtbar höhere Stromproduktion.

In Tabelle 5.10 und Tabelle 5.11 sind Gesamtstrombedarf und Gesamtstromproduktion je Siedlungsfläche in Abhängigkeit des Verstädterungsgrades für eine Sanierungsrate von 7 % und ein Speicherverhältnis von 2 abgebildet. Sowohl mittlerer flächenbezogener Strombedarf als auch mittlere flächenbezogene Stromproduktion werden anhand des Medians bewertet, da dieser im Gegensatz zum Mittelwert weniger anfällig gegenüber Ausreißern ist. Im Juni übersteigt die flächenbezogene Stromproduktion für alle Verstädterungsgrade den flächenbezogenen Strombedarf. Im Januar ist der flächenbezogene Strombedarf zur Wärmebedarfsdeckung in dicht und mittel besiedelten Gebieten höher als die flächenbezogene Stromproduktion, nur in gering besiedelten Gebieten liegt der Wert der flächenbezogenen Stromproduktion über dem flächenbezogenen Strombedarf. Sowohl mittlerer flächenbezogener Strombedarf als auch mittlere flächenbezogene Stromproduktion sinken mit abnehmender Besiedlungsdichte. Der Variationskoeffizient steigt für den Strombedarf mit abnehmender Besiedlungsdichte. Hieraus ergibt sich, dass die flächenbezogenen Strombedarfe in weniger dicht besiedelten Gemeinden stärker um den Durchschnitt streuen. Dies wird ebenfalls durch die Extremwerte des Gesamtstrombedarfs deutlich. Maximum und Minimum für einen Verstädterungsgrad von 3 weisen die höchste Spannbreite auf. Die geringste Streuung der flächenbezogenen Gesamtstromproduktion ergibt sich für mittel besiedelte Gemeinden, die stärkste Streuung für gering besiedelte Gemeinden.

Tabelle 5.10.: Gesamtstrombedarf je Siedlungsfläche in MWh/km² nach Verstädterungsgrad für eine Sanierungsrate von 7 % und ein Speicherverhältnis von 2

Monat	Verstädterung	Max	Min	MW	Med	SD	VarK
Januar	1	237,58	89,08	141,76	126,56	44,13	31%
	2	187,78	4,47	78,69	73,25	49,58	63%
	3	299,88	0,00	26,88	17,83	24,15	90%
Juni	1	3,99	1,84	2,92	2,97	0,62	21%
	2	4,13	0,22	2,14	2,05	0,80	37%
	3	6,54	0,00	0,96	0,88	0,57	59%

Tabelle 5.11.: Gesamtstromproduktion je Siedlungsfläche in MWh/km² nach Verstädterungsgrad für eine Sanierungsrate von 7 % und ein Speicherverhältnis von 2

Monat	Verstädterung	Max	Min	MW	Med	SD	VarK
Januar	1	141,09	32,18	71,82	58,86	33,06	46%
	2	118,28	10,26	52,46	49,86	18,84	36%
	3	193,07	0,00	45,05	47,69	29,65	66%
Juni	1	54,73	9,53	22,54	22,07	12,18	54%
	2	25,46	2,35	11,70	10,84	4,29	37%
	3	41,26	0,00	6,52	6,36	4,01	62%

Die Ergebnisse des flächenbezogenen Strombedarfs und der Stromproduktion in Abhängigkeit des Verstädterungsgrades für alle untersuchten Simulationsparameter befinden sich im Anhang in Tabelle A.7. Das zuvor beschriebene Verhalten der Ergeb-

nisse trifft zum Großteil auch auf die weiteren Simulationsparameter zu. Nur für eine Sanierungsrate von 40 % übersteigt der mittlere Gesamtstrombedarf auch für gering besiedelte Gebiete die flächenbezogene Stromproduktion.

Die auf ganz Schleswig-Holstein bezogenen Ergebnisse für flächenbezogenen Gesamtstrombedarf und flächenbezogene Gesamtstromproduktion für alle verwendeten Simulationsparameter können Tabelle A.7 im Anhang entnommen werden. Im Folgenden wird die Abhängigkeit der Simulationsergebnisse von den Eingangsparametern erläutert. Sowohl mittlerer flächenbezogener Strombedarf als auch mittlere flächenbezogene Stromproduktion sind im Sommer für alle Parameter deutlich geringer als im Winter. Die Streuung der Werte liegt für den flächenbezogenen Bedarf im Winter über der Streuung im Sommer, für die flächenbezogene Produktion verhält es sich anders herum. Eine Erhöhung des Sanierungsanteils auf 40 % resultiert bezogen auf den flächenbezogenen Bedarf in leicht gestiegenen mittleren Bedarfswerten sowie geringeren Maximalwerten und Streuungen. Die mittlere flächenbezogene Produktion und die Maximalwerte der Produktion sinken durch eine Erhöhung des Sanierungsanteils deutlich, während die Streuung der Werte ansteigt. Eine Erhöhung des Wärmespeichervolumens führt im Winter zu einer leichten Erhöhung des mittleren flächenbezogenen Strombedarfs. Der maximale flächenbezogene Strombedarf steigt dabei ebenfalls an. Im Sommer wird durch ein größeres Wärmespeichervolumen eine deutliche Abnahme der maximal auftretenden Strombedarfe und der mittleren flächenbezogenen Strombedarfe verursacht. Eine Erhöhung des Wärmespeichervolumens führt sowohl im Winter als auch im Sommer zu einem Anstieg sowohl der maximalen flächenbezogenen Gesamtstromproduktion als auch der mittleren flächenbezogenen Stromproduktion. Der durch die Speichervergrößerung verursachte Anstieg fällt im Sommer höher aus.

5.2.8. Pro-Kopf-Stromproduktion und Strombedarf

Die graphische Darstellung von Gesamtstromverbrauch und Gesamtstromproduktion zur Wärmebedarfsdeckung je Einwohner für eine Sanierungsrate von 7 % und ein Speicherverhältnis von 2 erfolgt in Abbildung 5.19. Die Daten für die Einwohnerzahl je Gemeinde werden dem deutschen Gemeindeverzeichnis [70] entnommen. Sowohl einwohnerbezogener Strombedarf als auch einwohnerbezogene Stromproduktion sind im Juni deutlich niedriger und weisen eine deutlich geringere Streuung verglichen mit den Werten im Januar auf. Besonders niedrige Pro-Kopf-Stromverbräuche finden sich im Januar vor allem im Landesinneren Schleswig-Holsteins. Dies könnte damit zusammenhängen, dass das Landesinnere relativ gering besiedelt und mit einem verhältnismäßig alten Gebäudebestand ausgestattet ist, wodurch nur wenige stromverbrauchende Wärmeerzeuger installiert sind. Hohe Pro-Kopf-Stromverbräuche im Januar treten in und um die kreisfreien Städte sowie angrenzend an Hamburg, aber auch in vielen weiteren Gemeinden auf. Im Juni gibt es nur geringe erkennbare Unterschiede im Pro-Kopf-Stromverbrauch der einzelnen Gemeinden. Der Maximalwert im Juni tritt für die Gemeinde Kampen auf Sylt auf. Dieser Wert lässt sich dadurch erklären, dass die in dieser Arbeit verwendeten Wärmebedarfe auf Grundlage der je Gemeinde angegebenen Wohnflächen berechnet wurden. Die Gemeinde Kampen weist dabei mit einem Wert von 226 m² die mit Abstand höchste Wohnfläche je Einwohner auf [71]. Die Einwohnerzahl ist dagegen mit einem Wert von 473 gering [70].

Niedrige Werte der Pro-Kopf-Stromproduktion treten im Januar insbesondere um die kreisfreien Städte Lübeck, Kiel und Flensburg sowie angrenzend an Hamburg auf. Weitere Gemeinden im Landesinneren weisen ebenfalls eine geringe einwohnerbezogene Stromproduktion auf, wobei ein räumlicher Zusammenhang nicht erkennbar ist.

5. Auswertung

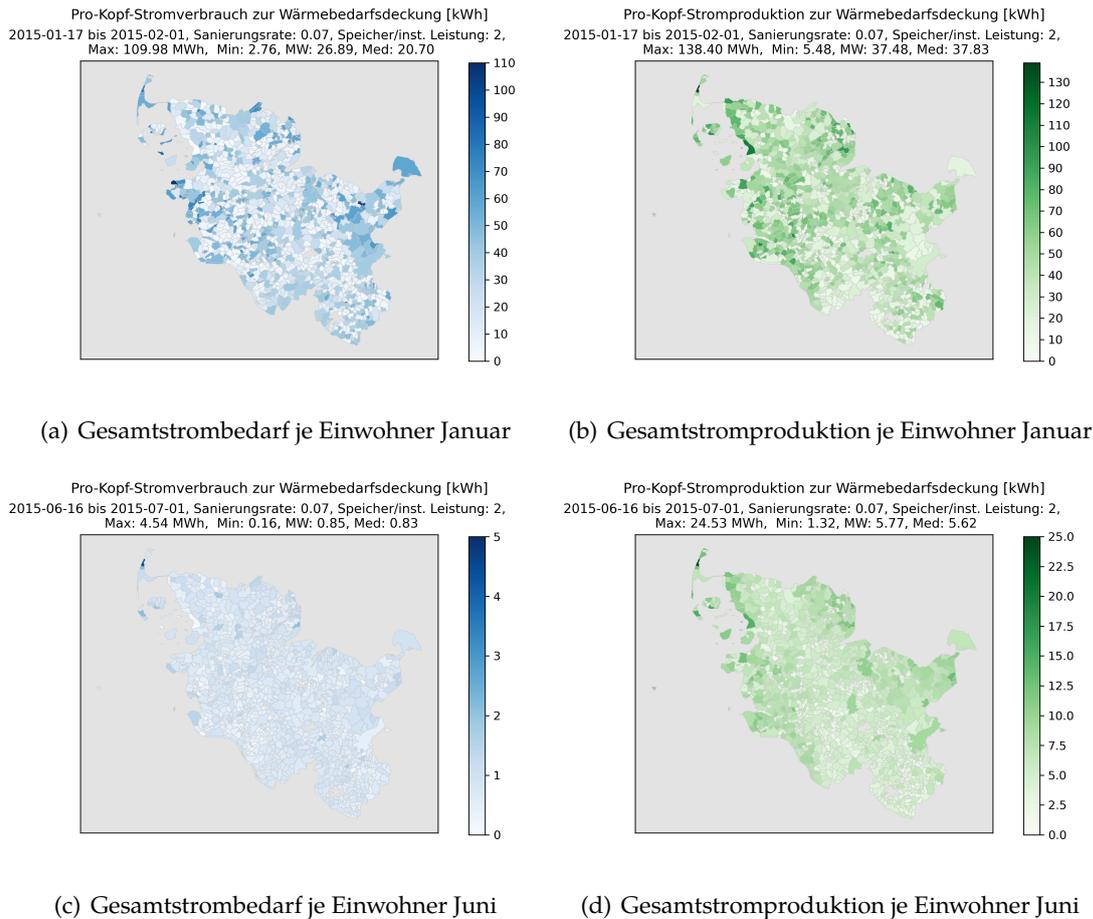


Abbildung 5.19.: Gesamtstromproduktion und Gesamtstrombedarf je Einwohner je Gemeinde im Januar und Juni für eine Sanierungsrate von 7% und ein Speicherverhältnis von 2, Quelle: eigene Berechnungen

Im Januar ergibt sich eine deutlich geringere Spannbreite der einwohnerbezogenen Stromproduktion. Eine höhere Pro-Kopf-Stromproduktion tritt bevorzugt in Gemeinden Richtung Nord- und Ostseeküste auf.

Die Untersuchung der Abhängigkeit von Pro-Kopf-Strombedarf und Pro-Kopf-Stromproduktion zur Wärmebedarfsdeckung in Abhängigkeit des Verstärterungsgrades erfolgt anhand von Tabelle 5.12 und Tabelle 5.13. Dicht besiedelte Gebiete werden mit dem Verstärterungsgrad 1, gering besiedelte Gebiete mit dem Verstärterungsgrad 3 beschrieben. Im Januar sinkt der mittlere einwohnerbezogene Gesamtstrombedarf mit abnehmender Besiedlungsdichte, während die einwohnerbezogene Gesamtstromproduktion steigt. Gemeinden mit geringer Besiedlungsdichte weisen dabei die höchste Streuung auf, was sich auch an der Spanne zwischen Maximum und Minimum bemerkbar macht. Im Juni liegen sowohl mittlerer Pro-Kopf-Strombedarf, als auch mittlere Pro-Kopf-Stromproduktion für alle Verstärterungsgrade in der gleichen Größenordnung. Die höchste Streuung besitzen auch hier Gemeinden mit geringer Besiedlungsdichte.

Tabelle A.8 im Anhang zeigt die Ergebnisse des Strombedarfs und der Stromproduktion je Einwohner in Abhängigkeit des Verstärterungsgrades für alle untersuchten Simulationsparameter. Mittlerer Pro-Kopf-Strombedarf und mittlere Pro-Kopf-Stromproduktion sowie die Streuung der Werte verhalten sich für die weiteren untersuchten Simulationsparameter zum Großteil analog der vorangegangenen Beschreibung. Eine Sanierungsrate von 40% resultiert in annähernd gleichen mittleren einwoh-

Tabelle 5.12.: Gesamtstrombedarf je Einwohner in kWh nach Verstädterungsgrad für eine Sanierungsrate von 7 % und ein Speicherverhältnis von 2

Monat	Verstädterung	Max	Min	MW	Med	SD	VarK
Januar	1	53,08	32,69	41,07	39,84	5,31	13%
	2	65,18	4,93	33,51	35,63	16,74	50%
	3	109,98	2,76	25,37	15,46	20,01	79%
Juni	1	1,10	0,59	0,87	0,83	0,14	16%
	2	2,25	0,43	0,97	0,93	0,23	24%
	3	4,54	0,16	0,82	0,81	0,28	34%

Tabelle 5.13.: Gesamtstromproduktion je Einwohner in kWh nach Verstädterungsgrad für eine Sanierungsrate von 7 % und ein Speicherverhältnis von 2

Monat	Verstädterung	Max	Min	MW	Med	SD	VarK
Januar	1	35,26	12,75	20,63	18,22	7,18	35%
	2	62,51	7,36	26,16	21,65	12,92	49%
	3	138,40	0,00	39,21	42,01	22,65	58%
Juni	1	10,47	3,75	6,32	5,91	2,30	36%
	2	12,56	1,67	5,42	5,29	1,63	30%
	3	24,53	0,00	5,69	5,58	2,51	44%

nerbezogenen Werten für Strombedarf und Stromproduktion für mittlere und geringe Besiedlungsdichten.

Die Ergebnisse für alle gewählten Simulationsparameter für Pro-Kopf-Strombedarf und Pro-Kopf-Stromproduktion auf ganz Schleswig-Holstein bezogen befinden sich ebenfalls im Anhang in Tabelle A.8. Die Abhängigkeit der dort dargestellten Ergebnisse von den Parametern wird im Folgenden beschrieben. Die Erhöhung des Sanierungsanteils auf 40 % führt in allen durchgeführten Simulationen zu einem Anstieg des mittleren einwohnerbezogenen Gesamtstrombedarf und einer niedrigeren mittleren einwohnerbezogenen Gesamtstromproduktion. Die Streuung des einwohnerbezogenen Strombedarfs sinkt durch eine Erhöhung des Sanierungsanteils, während die Streuung der einwohnerbezogenen Stromproduktion hierdurch ansteigt. Sowohl für Strombedarf als auch für Stromproduktion fällt die Streuung im Sommer niedriger aus als die im Winter. Eine Erhöhung des Wärmespeichervolumens sorgt für einen geringen Anstieg des mittleren Pro-Kopf-Strombedarfs und der mittleren Pro-Kopf-Stromproduktion im Januar. Die Streuung der Werte bleibt dabei annähernd unverändert. Im Juni resultiert ein größeres Wärmespeichervolumen in einem geringeren einwohnerbezogenen Strombedarf und einem Anstieg der einwohnerbezogenen Stromproduktion. Die Streuung der Werte für den Strombedarf ändert sich dabei nur unwesentlich, während die Streuung der Werte für die Stromproduktion leicht abnimmt.

5.2.9. Einfluss solarthermischer Wärmeerzeuger auf Gesamtstromproduktion und Gesamtstrombedarf

Zur Abschätzung des Einflusses solarthermischer Wärmeerzeuger auf die Werte der in einem sektorengkoppelten Wärmesystem anfallenden Gesamtstromproduktion und des Gesamtstrombedarfs werden die Simulationsergebnisse mit und ohne Berücksichtigung der Solarthermie für eine Sanierungsrate von 7 % und ein Speicherverhältnis

5. Auswertung

von 2 miteinander verglichen. Da der Einfluss solarthermischer Wärmeerzeuger für die weiteren in dieser Arbeit verwendeten Simulationsparameter ähnlich ausfallen würde, wird auf einen Vergleich unter Betrachtung dieser verzichtet.

Tabelle 5.14 und Tabelle 5.15 geben einen Überblick über Gesamtstrombedarf und Gesamtstromproduktion für die Modellierung des Wärmesystems mit und ohne solarthermische Wärmeerzeuger für die letzten beiden Juniwochen. In den letzten beiden Januarwochen ist der Einfluss der solarthermischen Wärmeerzeugung aufgrund des geringen solaren Strahlungsangebots vernachlässigbar, weshalb auf eine Darstellung der Ergebnisse für diesen Monat an dieser Stelle verzichtet wird. Die vollständige Übersicht der verglichenen Simulationsergebnisse kann Tabelle A.10 im Anhang entnommen werden.

Im Juni resultiert der Einsatz solarthermischer Wärmeerzeuger sowohl für den Gesamtstrombedarf als auch für die Gesamtstromproduktion in einer Verminderung des mittleren Gesamtstrombedarfs, der durch den Median (Med) beschrieben wird. Die maximalen und minimalen auftretenden Werte sinken ebenfalls. Der auf alle Gemeinden Schleswig-Holsteins bezogene Gesamtstrombedarf (vgl. Tabelle A.10) reduziert sich im Mittel um 37 %, während sich die Gesamtstromproduktion um 29 % verringert. Betrachtet man den Median des Gesamtstrombedarfs in Abhängigkeit der Verstädterung, liegt die durch Solarthermie verursachte Reduzierung für alle Besiedlungsdichten in der gleichen prozentualen Größenordnung wie der auf die Gesamtheit der Gemeinden bezogene Strombedarf. Die Reduktion der Gesamtstromproduktion fällt in Gemeinden mittlerer Besiedlungsdichte mit 42 % am stärksten und in dicht besiedelten Gemeinden mit im Mittel 25 % am geringsten aus. Der Einsatz solarthermischer Wärmeerzeuger hat keinen sichtbaren Einfluss auf die Streuung der Ergebnisse für Gesamtstrombedarf und Gesamtstromproduktion, die durch den Variationskoeffizienten (VarK) angegeben wird.

Tabelle 5.14.: Gesamtstrombedarf im Juni mit und ohne Solarthermie in kWh nach Verstädterungsgrad für eine Sanierungsrate von 7 % und ein Speicherverhältnis von 2

	Verstädterung	Max	Min	MW	Med	SD	VarK
mit Solarthermie	1	189,20	3,35	41,76	16,58	51,73	124%
	2	42,85	0,24	7,85	4,39	8,27	105%
	3	13,72	0,00	0,82	0,44	1,22	148%
ohne Solarthermie	1	263,66	4,99	67,89	25,70	79,40	117%
	2	73,88	0,42	12,45	6,67	13,50	108%
	3	20,09	0,00	1,29	0,70	1,86	145%

Tabelle 5.15.: Gesamtstromproduktion im Juni mit und ohne Solarthermie in kWh nach Verstädterungsgrad für eine Sanierungsrate von 7 % und ein Speicherverhältnis von 2

	Verstädterung	Max	Min	MW	Med	SD	VarK
mit Solarthermie	1	2592,10	24,23	491,81	78,72	766,66	156%
	2	199,28	0,69	41,57	21,00	42,94	103%
	3	86,23	0,00	5,67	3,59	7,55	133%
ohne Solarthermie	1	3235,01	32,66	706,33	104,46	1048,48	148%
	2	311,18	1,28	60,83	36,40	61,85	102%
	3	111,56	0,00	8,51	5,79	10,43	123%

Wie zuvor ausgeführt, reduziert sich durch die Berücksichtigung von Solarthermie der Gesamtstrombedarf im Juni stärker als die Gesamtstromproduktion. Hierdurch erhöht sich der im Sommer auftretende Stromüberschuss innerhalb der sektorengerkoppelten Wärmeversorgung leicht. Die das Verhältnis beschreibenden Werte können Tabelle 5.16 entnommen werden. Für Gemeinden geringer Besiedlungsdichte fällt die Erhöhung des Medians (Med) am niedrigsten, für Gemeinden hoher Besiedlungsdichte am höchsten aus.

Tabelle 5.16.: Verhältnis zwischen Gesamtstromproduktion und Gesamtstrombedarf im Juni mit und ohne Solarthermie nach Verstädterungsgrad für eine Sanierungsrate von 7% und ein Speicherverhältnis von 2

	Verstädterung	Max	Min	MW	Med	SD	VarK
mit Solarthermie	1	15,63	3,42	7,83	7,01	3,96	51%
	2	16,24	1,72	5,83	5,54	2,12	36%
	3	47,87	0,00	7,63	6,99	4,41	58%
ohne Solarthermie	1	13,45	3,22	7,09	6,55	3,39	48%
	2	16,09	1,83	5,63	5,29	2,10	37%
	3	44,55	0,00	7,46	6,83	4,09	55%

6. Fazit und Ausblick

Das Ziel dieser Arbeit, das maximale technische Potenzial einer sektorengekoppelten Wärmeversorgung in Schleswig-Holstein anhand eines Modells abzubilden, wurde erfolgreich abgeschlossen. Hierfür wurde ein Wärmeerzeugungssystem modelliert, das nur auf stromerzeugenden und stromverbrauchenden Wärmeerzeugern basiert. Als stromerzeugende Wärmeversorger wurden BHKWs verschiedener Größen in vereinfachter Form modelliert. Stromverbrauchende Wärmeerzeuger wurden in der Modellierung durch LW-Wärmepumpen, SW-Wärmepumpen und elektrische Zusatzheizungen abgedeckt. Die Versorgungsstrategie beinhaltet eine Kombination aus Einzellösungen und Wärmenetzen für Gemeinden, deren jährlicher Wärmebedarf oberhalb eines definierten Grenzwerts liegt. Im Zuge der Simulation wurde das Verhalten der innerhalb des Systems enthaltenen Wärmeversorger untersucht und als plausibel betrachtet. Stromerzeugende Wärmeerzeuger werden innerhalb des Modells bevorzugt zu Zeiten hoher Strompreise eingesetzt, während stromverbrauchende Wärmeerzeuger bevorzugt zu Zeiten niedriger Strompreise betrieben werden. Unter der Annahme, dass niedrige Strompreise insbesondere zu Zeiten eines hohen Stromangebots verursacht durch eine hohe Einspeisung aus Erneuerbaren Energien in das Stromnetz und hohe Strompreise zu Zeiten eines hohen Strombedarfs auftreten, werden die Wärmeerzeuger folglich stromnetzdienlich betrieben. Die im Modell enthaltenen solarthermischen Wärmeerzeuger operieren als unflexible Wärmeerzeuger und senken insbesondere im Sommer den zu deckenden sektorengekoppelten Wärmebedarf. Im Winter ist der Einfluss der solarthermischen Wärmeerzeuger vernachlässigbar. Durch das entwickelte Modell werden die durch eine rein sektorengekoppelte Wärmeversorgung entstehende Stromproduktion und der entstehende Stromverbrauch berechnet. Anhand dieser Werte lassen sich die maximalen durch das Konzept Sektorkopplung verursachten Auswirkungen auf den Stromsektor abschätzen.

Die Auswertung des Simulationsmodells hat gezeigt, dass in Bezug auf den abzudeckenden Wärmebedarf der Großteil der Gemeinden Schleswig-Holsteins für den Betrieb von Wärmenetzen geeignet ist. Eine rein sektorengekoppelte Wärmeversorgung führt im Winter in vielen Gemeinden zu einem Mehrbedarf an Strom, der durch stromproduzierende erneuerbare Wärmeerzeuger nicht gedeckt werden kann. Hierdurch steigt insbesondere in diesem Zeitraum das Risiko eines Strommangels. Besonders in dicht besiedelten Gemeinden sowie in gering besiedelten Gemeinden ohne Wärmenetz liegt der für die Wärmeversorgung benötigte Strom im Winter unterhalb der Stromproduktion. Im Sommer wird in dem betrachteten Simulationszeitraum insgesamt mehr Strom durch erneuerbare Wärmeerzeuger produziert, als zur Wärmeversorgung verbraucht wird. Bezogen auf die Stromnetzknotten treten in der Nähe der größeren Städte Kiel, Flensburg und Lübeck sowie angrenzend an Hamburg besonders hohe negative Gesamtdifferenzen zwischen Stromproduktion und Strombedarf auf. Auch die Spannweite zwischen positiven und negativen auftretenden Differenzen ist in diesen Regionen besonders hoch. Die an den Netzknotten auftretenden maximalen Differenzen zwischen Stromproduktion und Strombedarf verteilen sich jeweils auf mehrere Zeitpunkte über den gesamten im Zuge der Simulationen betrachteten Zeitraum. Positive Differenzen treten dabei zu Zeitpunkten hoher Strompreise, negative Differenzen zu Zeitpunkten niedriger Strompreise am Day-Ahead-Markt auf. Diese Gegebenheit verdeutlicht das Potenzial eines stromnetzdienlichen Betriebs einer sektorengekoppelten Wärmeversorgung. Allerdings weisen die Simulationsergebnisse durch die hohen auftretenden Differenzen zwischen Stromerzeugung und Stromverbrauch auf eine zu-

sätzlich erforderliche Berücksichtigung der Stromnetzauslastung hin, da die Wärme nicht mehr entkoppelt erzeugt wird.

Das Modell einer sektorengkoppelten Wärmeversorgung hat eine Abhängigkeit der Stromproduktion und des Strombedarfs von der Besiedlungsdichte der Gemeinden aufgezeigt. Sowohl flächenbezogene Stromproduktion als auch flächenbezogener Stromverbrauch sinken, je geringer eine Region besiedelt ist. Der auf die Gemeindeeinwohner bezogene Pro-Kopf-Strombedarf sinkt in den betrachteten Szenarien ebenfalls mit abnehmender Besiedlungsdichte. Gering besiedelte Gebiete weisen innerhalb des Modells allerdings eine im Mittel höhere Pro-Kopf-Stromproduktion auf. Im Winter übersteigt in Gemeinden mit geringerer Siedlungsdichte die Stromproduktion häufig den Stromverbrauch zur Wärmebedarfsdeckung. Gleichzeitig besitzen die Simulationsergebnisse für Stromproduktion und Stromverbrauch in gering besiedelten Gebieten verglichen mit den anderen Besiedlungsdichten eine deutlich höhere Streuung. Hieraus lässt sich schließen, dass im Rahmen einer sektorengkoppelten Wärmeversorgung im Winter in gering besiedelten Gemeinden sowohl ein Stromüberschuss als auch ein Strommangel auftreten kann. Im Sommer liegt die Stromproduktion für alle Besiedlungsdichten über dem Strombedarf.

Der innerhalb des betrachteten Modells auftretende sehr hohe Strombedarf einer sektorengkoppelten Wärmeversorgung im Winter wird zu großen Teilen durch elektrische Zusatzheizungen verursacht, die für die Spitzenlastdeckung des BHKW-Systems betrieben werden. Die Effizienz elektrischer Zusatzheizungen ist verglichen mit Wärmepumpen sehr gering, weshalb der durch sie verursachte Stromverbrauch verhältnismäßig hoch ist. Ein Ersatz durch Wärmepumpen ist nicht möglich, da die durch das BHKW-System zu liefernde hohe Vorlauftemperatur durch die modellierten Wärmepumpentypen nicht effizient erreicht werden kann. Eine Reduktion des Strombedarfs im Winter könnte zum Beispiel durch den zusätzlichen Einsatz von mit erneuerbaren Brennstoffen betriebenen Spitzenlastkesseln erreicht werden.

Im Rahmen der Simulation werden zusätzlich die Einflüsse des sanierten Gebäudeanteils und des Wärmespeichervolumens auf Stromproduktion und Strombedarf einer sektorengkoppelten Wärmeversorgung abgeschätzt. Eine Erhöhung des Sanierungsanteils von dem für heute angenommenen Anteil von 7 % auf einen möglichen zukünftigen Anteil von 40 % führt innerhalb des Simulationsmodells zu einer Reduzierung des Spitzenstrombedarfs und der Spitzenstromproduktion. Die Gesamtstromproduktion verringert sich hierdurch ebenfalls, während der Gesamtstrombedarf ansteigt. Hierdurch reduziert sich das Verhältnis zwischen Produktion und Verbrauch, das aus Systemsicht im optimalen Fall nahe oder bei einem Wert von eins liegt. In den Wintermonaten verschärft sich dadurch der Strommangel in Bezug auf die Wärmebedarfsdeckung, da in den meisten Gemeinden bereits vor einer Erhöhung des Sanierungsanteils der Strombedarf die Stromproduktion übersteigt. Im Sommer verringert sich der innerhalb des Wärmeversorgungssystems vorhandene Stromüberschuss. Bezogen auf das Stromnetz steigt durch eine Erhöhung des Sanierungsanteils die Anzahl der Netzknoten, an denen im Winter innerhalb des Simulationszeitraums negative Differenzen zwischen Stromproduktion und Stromverbrauch auftreten. Die Differenzen zwischen Stromproduktion und Stromverbrauch an den Netzknoten im Sommer sinken. Für den in dieser Arbeit untersuchten zukünftigen ambitionierten Sanierungsanteil von 40 % befinden sich hierbei trotzdem noch alle Werte im positiven Bereich.

Eine Vergrößerung des Wärmespeichervolumens führt für die modellierte sektorengkoppelte Wärmeversorgung zu einem leicht reduzierten Spitzenstrombedarf im Winter und einer leicht erhöhten Spitzenstromproduktion im Sommer. Darüber hinaus kann in den meisten Gemeinden eine Reduzierung des Gesamtstrombedarfs erreicht wer-

den. Gleichzeitig zeigt sich eine erhöhte Stromproduktion, wodurch sich insbesondere im Sommer das Verhältnis zwischen Stromproduktion und Strombedarf stark erhöht. Die Erhöhung der Stromproduktion resultiert aus dem kostenorientierten Betrieb der Wärmeerzeuger auf Grundlage des Strompreises, wodurch der Wärmespeicher ähnlich wie ein Marktspeicher genutzt wird. Betrachtet man die Ergebnisse in Bezug auf das Stromnetz, treten für ein größeres Wärmespeichervolumen an den Netzknoten vermehrt positive und negative Differenzen zwischen Stromproduktion und Strombedarf zur Wärmeversorgung mit besonders hohen Werten auf. Zu Zeiten einer besonders hohen oder niedrigen Gesamtauslastung des Stromnetzes kann dies zu einer zusätzlichen Entlastung beitragen. Allerdings besteht ebenfalls die Möglichkeit, dass die Netzauslastung durch die größeren Differenzen erhöht wird. Um hierzu genaue Erkenntnisse zu erlangen, müssten die Ergebnisse dieser Arbeit in eine Simulation des Stromnetzes unter Berücksichtigung der Gesamtlastsituation einfließen. Insgesamt lässt sich erwarten, dass eine sektorenggekoppelte Wärmeversorgung in der hier modellierten Form zu einem erhöhten Strombedarf insbesondere im Winter führt.

In Bezug auf die in dieser Arbeit erzeugten Werte für Stromproduktion und Strombedarf einer rein sektorenggekoppelten Wärmeversorgung sollte berücksichtigt werden, dass ein System in der hier modellierten Ausprägung eine Extremform darstellt. Die Planung realer Wärmesysteme hängt zudem stark von lokalen Gegebenheiten innerhalb der einzelnen Gemeinden ab. Ein im Zuge der Wärmewende umgesetztes reales Wärmeerzeugungssystem würde weitere Wärmequellen, wie beispielsweise vorhandene industrielle Abwärme oder Großwärmepumpen, nutzen. Der Fokus bei der Auswahl der Wärmeerzeugungstypen in dieser Arbeit liegt auf einer rein strombasierten Wärmeversorgung, so dass bei der Abschätzung des theoretischen Potentials andere Wärmequellen vernachlässigt wurden. Die Zuordnung der Wärmeerzeugungseinheiten zu den einzelnen Gemeinden stellt eine daran angelehnte Annäherung dar. Die Einsatzplanung der innerhalb des modellierten Wärmeerzeugungssystems vorhandenen Anlagen erfolgt anhand von Strompreis und Wärmebedarf. Der Anlagenbetrieb innerhalb des Modells kann somit in erster Linie als marktorientiert beschrieben werden. Eine weiterführende Modellierung und Bewertung eines realen stromnetzdienlichen Anlagenbetriebs würde die zusätzliche Berücksichtigung der Stromnetzauslastung als Eingangsparameter erforderlich machen. Trotzdem bildet das in dieser Arbeit entwickelte Modell eine mögliche Form eines strombasierten nachhaltigen Wärmeversorgungssystems ab und kann zur Abschätzung des durch dieses verursachten Stromverbrauchs und der Stromproduktion genutzt werden.

Das im Rahmen dieser Arbeit entwickelte Modell einer sektorenggekoppelten Wärmeversorgung kann verwendet werden, um Zeitreihen für durch Wärmeversorgung entstehende Stromproduktion und entstehenden Stromverbrauch zu generieren. Durch die Zuordnung dieser Zeitreihen zu den jeweils nächstgelegenen Stromnetzknotenpunkten ist eine Verknüpfung der generierten Daten mit einer Simulation des Stromnetzes möglich. In Zukunft ermöglicht dies beispielsweise die Durchführung einer Gesamtsimulation des schleswig-holsteinischen Stromnetzes unter Berücksichtigung einer sektorenggekoppelten Wärmeversorgung. Im Zuge einer solchen Gesamtsimulation könnte geprüft werden, ob zur Umsetzung einer sektorenggekoppelten Wärmeversorgung ein weiterer Ausbau des Stromnetzes notwendig wäre. Außerdem wäre aufbauend auf der Bewertung des Einflusses solarthermischer Wärmeerzeuger eine Beurteilung der Konkurrenzsituation zwischen Solarthermie und Photovoltaik aus sektorenggekoppelter Sicht möglich. In Kombination mit einer Stromnetzsimulation wäre es zudem denkbar, das Wärmeversorgungsmodell derart weiterzuentwickeln, dass stromproduzierende und stromverbrauchende Wärmeerzeuger in direkter Abhängigkeit der aktuellen Stromnetzauslastung betrieben werden können.

7. Literaturverzeichnis

- [1] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2020), *Deutsche Klimaschutzpolitik*. www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Industrie/klimaschutz-deutsche-klimaschutzpolitik.html[07.11.2020]
- [2] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (2020): *Klimaschutzbericht 2019*, wissenschaftliche Publikation, BMU. www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Klimaschutz/klimaschutzbericht_2019_kabinettsfassung_bf.pdf, [07.11.2020]
- [3] Umweltbundesamt (2020): *Abschätzung der Treibhausgasminderungswirkung des Klimaschutzprogramms 2030 der Bundesregierung*, wissenschaftliche Publikation, UBA. www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/publikationen/abschaetzung_treibhausgasminderungswirkung_klimaschutzprogramms2030_der_bundesregierung_final.pdf[07.11.2020]
- [4] Bründlinger, T. u.a. (2018): *dena-Leitstudie Integrierte Energiewende - Impulse für die Gestaltung des Energiesystems bis 2050*, wissenschaftliche Publikation, dena. www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9262_dena-Leitstudie_Integrierte_Energiewende_Ergebnisbericht.pdf, [07.11.2020]
- [5] AG Energiebilanzen e.V. (2020): *Anwendungsbilanzen zur Energiebilanz Deutschland - Endenergieverbrauch nach Energieträgern und Anwendungszwecken*, wissenschaftliche Publikation, AGE. ag-energiebilanzen.de/8-0-Anwendungsbilanzen.html, [07.11.2020]
- [6] statista (2020), *Beheizungsstruktur im Wohnungsneubau in Deutschland in den Jahren 2000 bis 2019*. de.statista.com/statistik/daten/studie/37957/umfrage/beheizungssysteme-in-neubauten-im-jahr-2008/[07.11.2020]
- [7] Deutsche Energie-Agentur (2019): *dena-Gebäudereport Kompakt 2019 - Statistiken und Analysen zur Energieeffizienz im Gebäudebestand*, wissenschaftliche Publikation, dena. www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2019/dena-GEBAEUDEREPORT_KOMPAKT_2019.pdf, [07.11.2020]
- [8] Battaglia, M. u.a. (2019): *Impuls zur aktuellen klimapolitischen Debatte - Einschätzungen auf Basis der dena-Leitstudie Integrierte Energiewende*, wissenschaftliche Publikation, dena. www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2019/Impuls_zur_aktuellen_klimapolitischen_Debatte.pdf, [07.11.2020]
- [9] Schleswig-Holsteinischer Landtag (2020): *Energiewende und Klimaschutz in Schleswig-Holstein - Ziele, Maßnahmen und Monitoring 2020*, wissenschaftliche Publikation. www.landtag.ltsh.de/infothek/wahl19/drucks/02200/drucksache-19-02291.pdf, [07.11.2020]
- [10] Schleswig-Holsteinischer Landtag (2015): *Wärmeszenario Erneuerbare Energien 2025 in Schleswig-Holstein*, wissenschaftliche Publikation. www.schleswig-holstein.de/DE/Fachinhalte/K/klimaschutz/Downloads/Waermeszenario_EE_2025.pdf;jsessionid=A7B9087B27508EC7675C8181540BFDD6.delivery2-replication?__blob=publicationFile&v=1, [07.11.2020]

7. Literaturverzeichnis

- [11] Vattenfall (2020), *Power-to-Heat-Anlage Karoline eingeweiht*. group.vattenfall.com/de/newsroom/pressemitteilungen/2018/power-to-heat-anlage-karoline-eingeweiht[19.11.2020]
- [12] Hamburger Abendblatt (2020), *Kohlekraftwerk Wedel verfeuert ab sofort weniger Kohle*. www.abendblatt.de/region/pinneberg/article230759360/Kohlekraftwerk-Wedel-verfeuert-ab-sofort-weniger-Kohle.html[19.11.2020]
- [13] Quaschnig, V. (2011): *Regenerative Energiesysteme - Technologie, Berechnung, Simulation*, Hanser Verlag, München, 7. Aufl., ISBN 978-3-446-42732-7
- [14] ETG Taskforce Wärmemarkt (2015): *Potenziale für Strom im Wärmemarkt bis 2050*, wissenschaftliche Publikation, VDE. www.energiedialog2050.de/BASE/DOWNLOADS/VDE_ST_ETG_Warmemarkt_RZ-web.pdf, [03.06.2020]
- [15] Kunz, C.; Kirrmann, S. (2016): *Die neue Wärmewelt - Szenario für eine 100% erneuerbare Wärmeversorgung in Deutschland*, wissenschaftliche Publikation, Agentur für Erneuerbare Energien e.V. www.unendlich-viel-energie.de/media/file/551.AEE_Neue_Waermewelt_Online.pdf, [03.06.2020]
- [16] Quaschnig, V. (2010): *Erneuerbare Energien und Klimaschutz - Hintergründe, Techniken, Anlagenplanung, Wirtschaftlichkeit*, Hanser Verlag, München, 2. Aufl., ISBN 978-3-446-41961-2
- [17] Schaumann, G.; Schmitz, K.W. (2010): *Kraft-Wärme-Kopplung*, Springer Verlag, Berlin, 4. Aufl., ISBN 978-3-642-01424-6
- [18] Sterner, M.; Stadler, I. (2014): *Energiespeicher - Bedarf, Technologien, Integration*, Springer Vieweg, Berlin, 1. Aufl., ISBN 978-3-642-37379-4
- [19] AGFW (2015): *AGFW-Arbeitsblatt FW 308, Zertifizierung von KWK-Anlagen - Ermittlung des KWK-Stroms*, Frankfurt am Main. www.agfw.de/energiewirtschaft-recht-politik/energiewende-politik/system-kwk-fernwaerme/fw-308-abgrenzung-des-kwk-prozesses/,[12.06.2020]
- [20] ASUE Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V. (2010): *BHKW Grundlagen*, Berlin. www.asue.de/sites/default/files/asue/themen/blockheizkraftwerke/2010/broschueren/06_06_10_bhkw-grundlagen-2010.pdf,[12.06.2020]
- [21] Bonin, J. (2017): *Handbuch Wärmepumpe - Planung und Projektierung*, Beuth Verlag, Berlin, 3. Aufl., ISBN 978-3-410-26868-0
- [22] *DIN EN 14825:2018, Luftkonditionierer, Flüssigkeitskühlsätze und Wärmepumpen mit elektrisch angetriebenen Verdichtern zur Raumbeheizung und -kühlung - Prüfung und Leistungsbemessung unter Teillastbedingungen und Berechnung der jahreszeitbedingten Leistungszahl*
- [23] Viessmann Deutschland GmbH (2013): *Planungshandbuch Wärmepumpen*, Allendorf
- [24] Dongellini, M.; Naldi, C.; Morini, G.L. (2015): *Seasonal performance evaluation of electric air-to-water heat pump systems*, in: *Applied Thermal Engineering* Bdl. 90, S. 1072. www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1359431115002495?via%3Dihub, [24.06.2020]

- [25] Miara, M.; Günther, D.; Kramer, T.; Oltersdorf, T.; Wapler, J. (2011): *Wärmepumpen Effizienz - Messtechnische Untersuchung von Wärmepumpenanlagen zur Analyse und Bewertung der Effizienz im realen Betrieb*, wissenschaftliche Publikation, Fraunhofer ISE, Freiburg. wp-monitoring.ise.fraunhofer.de/wp-effizienz//download/wp_effizienz_endbericht_langfassung.pdf, [05.07.2020]
- [26] Eller, D. (2015): *Integration erneuerbarer Energien mit Power-to-Heat in Deutschland - Potenziale zur Nutzung von Stromüberschüssen in Fernwärmenetzen*, Springer Vieweg, Wiesbaden, 1. Aufl., ISBN 978-3-658-10560-0
- [27] Parat, *Hochspannung Elektrodenkessel für Dampf- und Heißwasser*. www.parat.no/de/produkte/parat-ieh-hochspannung-elektrodenkessel/, [07.07.2020]
- [28] Djourup, S.R. u.a. (2019): *Definition & Experiences of Strategic Heat Planning: Handbook 1*, wissenschaftliche Publikation, Aalborg University Denmark, Aalborg. vbn.aau.dk/en/publications/definition-amp-experiences-of-strategic-heat-planning-handbook-i, [02.09.2020]
- [29] Maier, M. (2016): *Renews Spezial: Die Kommunale Wärmeplanung - ein wichtiger Treiber der Wärmewende*, wissenschaftliche Publikation, Agentur für Erneuerbare Energien e.V., Berlin. www.unendlich-viel-energie.de/media/file/531.79_Renews_Spezial_Waermeplanung_Nov2016.pdf, [02.09.2020]
- [30] Paar, A. u.a. (2013): *Transformationsstrategien von fossiler zentraler Fernwärmeversorgung zu Netzen mit höheren Anteilen erneuerbarer Energien*, wissenschaftliche Publikation, ifeu - Institut für Energie- und Umweltforschung, GEF Ingenieur AG, AGFW - Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e.V., Frankfurt am Main. speicherinitiative.at/assets/Uploads/21-Transformationsstrategien-fuer-die-Fernwaermeversorgung-Studie.pdf, [02.09.2020]
- [31] Pehnt, M. u.a. (2017): *Wärmenetzsysteme 4.0 Endbericht - Kurzstudie zur Umsetzung der Maßnahme Modellvorhaben erneuerbare Energien in hocheffizienten Nieder-temperaturwärmenetzen*, wissenschaftliche Publikation, ifeu - Institut für Energie- und Umweltforschung, adelphi consult GmbH, PricewaterhouseCoopers GmbH, Ecofys Germany GmbH, Agentur für Erneuerbare Energien e.V., Heidelberg, Berlin, Düsseldorf, Köln. www.ifeu.de/wp-content/uploads/W%C3%A4rmenetze-4.0-Endbericht-final.pdf, [02.09.2020]
- [32] Landesportal Schleswig-Holstein, *Einspeisemanagement*. schleswig-holstein.de/DE/Landesregierung/Themen/Energie/Energiewende/Strom/_documents/einspeisemanagement.html, [17.09.2020]
- [33] Pelling, C. u.a. (2016): *Verbundforschungsvorhaben Merit Order der Energiespeicherung im Jahr 2030, Teil 1: Hauptbericht*, wissenschaftliche Publikation, Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE), München. www.ffe.de/images/stories/Themen/414_MOS/20160531_MOS_Hauptbericht.pdf, [17.09.2020]
- [34] Pelling, C. u.a. (2016): *Verbundforschungsvorhaben Merit Order der Energiespeicherung im Jahr 2030, Teil 2: Technoökonomische Analyse Funktionaler Energiespeicher*, wissenschaftliche Publikation, Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE), München. www.ffe.de/images/stories/Themen/414_MOS/20160728_MOS_Speichertechnologien.pdf, [17.09.2020]

7. Literaturverzeichnis

- [35] Schmid, T. u.a. (2012): *Masterplan - Optimierte Energieversorgung. Teilprojekt des Forschungsvorhabens EnEff:Stadt - Chancen und Risiken von KWK im Rahmen des IEKP*, wissenschaftliche Publikation, Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE), München. www.ffe.de/download/article/269/20130715_Endbericht_Masterplan.pdf, [17.09.2020]
- [36] Steck, M. u.a. (2012): *DEA - Verbund dezentraler Erzeugungsanlagen. Teilprojekt des Forschungsvorhabens EnEff:Stadt - Chancen und Risiken von KWK im Rahmen des IEKP*, wissenschaftliche Publikation, Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE), München. www.ffe.de/download/article/269/20120820_Endbericht_DEA_Verbund-dezentraler-Anlagen.pdf, [17.09.2020]
- [37] Peht, M. u.a. (2014): *100 % Wärme aus erneuerbaren Energien? Auf dem Weg zum Niedrigstenergiehaus im Gebäudebestand. Endbericht Band 2: Szenarien und Perspektiven des Gebäudebestandes*, wissenschaftliche Publikation, ifeu - Institut für Energie- und Umweltforschung, Heidelberg. www.ifeu.de/wp-content/uploads/EE_Waerme_Endbericht-Band-2-Szenarien_v7.pdf, [19.09.2020]
- [38] Agora Energiewende (2014): *Power-to-Heat zur Integration von ansonsten abgeregeltem Strom aus Erneuerbaren Energien. Handlungsvorschläge basierend auf einer Analyse von Potenzialen und energiewirtschaftlichen Effekten*, wissenschaftliche Publikation, Fraunhofer IWES, Stiftung Umweltrecht, Fraunhofer IFAM, Berlin. www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2013/power-to-heat/Agora_PtH_Langfassung_WEB.pdf, [19.09.2020]
- [39] statista (2020), *Entwicklung des CO₂-Emissionsfaktors für den Strommix in Deutschland in den Jahren 1990 bis 2019*. de.statista.com/statistik/daten/studie/38897/umfrage/co2-emissionsfaktor-fuer-den-strommix-in-deutschland-seit-1990/, [20.09.2020]
- [40] Sadr, F. (2014): *Heat Pump or CHP - which one is greener?*, in: *REHVA Journal* Bdl. 51, S. 26. www.rehva.eu/rehva-journal/chapter/heat-pump-or-chp-which-one-is-greener, [19.09.2020]
- [41] Beer, M. u.a. (2012): *Flex - Flexible Betriebsweise von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen. Teilprojekt des Forschungsvorhabens EnEff:Stadt - Chancen und Risiken von KWK im Rahmen des IEKP*, wissenschaftliche Publikation, Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE), München. www.ffe.de/download/article/269/20130704_Endbericht_Flex.pdf, [17.09.2020]
- [42] Hellwig, M.; Technische Universität München (2003): *Entwicklung und Anwendung parametrisierter Standard-Lastprofile*, Doktorarbeit. mediatum.ub.tum.de/601557, [15.10.2020]
- [43] Hinterstocker, M.; Eberl, B.; von Roon, S. (2015): *Weiterentwicklung des Standardlastprofilverfahrens Gas*, wissenschaftliche Publikation, Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft (FfE), München. www.ffegmbh.de/kompetenzen/wissenschaft-in-der-praxis/583-weiterentw-slp-gas, [15.10.2020]
- [44] BDEW, VKU, GEODE, Berlin (2020): *Leitfaden Abwicklung von Standardlastprofilen Gas*. www.bdew.de/media/documents/20200331_KoV_XI_LF_SLP_Gas_clean_final.pdf, [15.10.2020]

- [45] Metzger, S. u.a. (2019): *Wohnen und Sanieren - empirische Wohngebäudedaten seit 2002*, wissenschaftliche Publikation, Umweltbundesamt, Berlin, Heidelberg. www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2019-05-23_cc_22-2019_wohnenundsaniieren_hintergrundbericht.pdf, [04.10.2020]
- [46] Behörde für Stadtentwicklung und Umwelt Hamburg (2011): *BHKW-Check - Handbuch zur Ermittlung von Einsparpotenzialen durch den Einsatz von Blockheizkraftwerken*, Hamburg
- [47] Wiemken, E. u.a. (2008): *Bestimmung der Kollektorfläche von Solarthermieanlagen nach dem Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz*, wissenschaftliche Publikation, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Freiburg. www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Gesetze-Verordnungen/waermegesetz_kollektorflaechen.pdf?__blob=publicationFile&v=2, [04.10.2020]
- [48] Born, H. u.a. (2017): *Analyse der deutschen Wärmepumpenmarktes - Bestandsaufnahme und Trends*, wissenschaftliche Publikation, Internationales Geothermiezentrum Hochschule Bochum, Bochum
- [49] Bundesverband Wärmepumpe e.V. (2020), *Absatzzahlen und Marktanteile*. www.waermepumpe.de/presse/zahlen-daten/, [04.10.2020]
- [50] Heitkoetter, W.; Medjroubi, W.; Vogt, T.; AgertC. (2020): *Regionalised heat demand and power-to-heat capacities in Germany – An open dataset for assessing renewable energy integration*, in: *Applied Energy* Bdl. 259, S. 114161. www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261919318483, [15.10.2020]
- [51] DLR Institute of Networked Energy Systems (2020), *Region4FLEX*. wiki.openmod-initiative.org/wiki/Region4FLEX, [29.02.2020]
- [52] Lange, M.; Zobel, M. (2017): *Schlussbericht zum Vorhaben „Erstellung neuer Referenzlastprofile zur Auslegung, Dimensionierung und Wirtschaftlichkeitsberechnung von Hausenergieversorgungssystemen“ mit dem Akronym NOVAREF*, wissenschaftliche Publikation, NEXT ENERGY - EWE-Forschungszentrum für Energietechnologie e.V. www.tib.eu/de/suchen/id/TIBKAT%3A894155547/Schlussbericht-zum-Vorhaben-Erstellung-neuer-Referenzlastprofile/, [15.10.2020]
- [53] Deutscher Wetterdienst (DWD), *Klimaberatungsmodul*. kunden.dwd.de/obt/, [15.10.2020]
- [54] BMVBS (2013): *Systematische Datenanalyse im Bereich der Nichtwohngebäude - Erfassung und Quantifizierung von Energieeinspar- und CO₂-Minderungspotenzialen*, wissenschaftliche Publikation, BMVBS-Online-Publikation 27/2013. www.bbsr.bund.de/BBSR/DE/Veroeffentlichungen/ministerien/BMVBS/Online/2013/ON272013.html?nn=689802, [15.10.2020]
- [55] Bundesverband der deutschen Gas- und Wasserwirtschaft (BGW) (2006): *Anwendung von Standardlastprofilen zur Belieferung nicht-leistungsgemessener Kunden, Praxisinformation P 2006/8 Gastransport/Betriebswirtschaft*, Berlin. www.gwb-netz.de/wa_files/05_bgw_leitfaden_lastprofile_56550.pdf, [15.10.2020]

7. Literaturverzeichnis

- [56] Deutscher Wetterdienst; Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung (2017): *Handbuch Ortsgenaue Testreferenzjahre von Deutschland für mittlere, extreme und zukünftige Witterungsverhältnisse*, Offenbach. www.bbsr.bund.de/BBSR/DE/FP/ZB/Auftragsforschung/5EnergieKlimaBauen/2013/testreferenzjahre/try-handbuch.pdf?__blob=publicationFile&v=6, [15.10.2020]
- [57] DIN 4710:2003-01, *Statistiken meteorologischer Daten zur Berechnung des Energiebedarfs von heiz- und raumlufttechnischen Anlagen in Deutschland*
- [58] Deutscher Wetterdienst (DWD), *Stationslexikon*. www.dwd.de/DE/leistungen/klimadatendeutschland/stationsliste.html, [06.03.2020]
- [59] Deutscher Wetterdienst (DWD), *Wetterlexikon - Standardatmosphäre*. www.dwd.de/DE/service/lexikon/Functions/glossar.html?lv2=102248&lv3=102564, [15.10.2020]
- [60] Landesamt für Landwirtschaft, Umwelt und ländliche Räume (2012), *Geologische Übersichtskarte von Schleswig-Holstein 1:250 000*. www.umweltdaten.landsh.de/nuis/upool/gesamt/geologie/guek250_gesamt.pdf, [15.10.2020]
- [61] ENTSO-E Transparency Platform (2020), *Day-ahead Prices*. transparency.entsoe.eu/transmission-domain/r2/dayAheadPrices/show[04.11.2020]
- [62] GoogleMaps (2020), *Geographischer Mittelpunkt Schleswig-Holstein*. www.google.com/maps/place/Geografischer+Mittelpunkt+Schleswig-Holstein/@54.1837267,9.820413,15z/data=!4m5!3m4!1s0x0:0x3d91f5f64e16d0fc!8m2!3d54.1837267!4d9.820413, [03.10.2020]
- [63] statista (2020), *Bestand der Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen in Deutschland nach Größenklassen in den Jahren 2018 bis 2019*. de.statista.com/statistik/daten/studie/468203/umfrage/anzahl-der-kwk-anlagen-in-deutschland/, [28.09.2020]
- [64] Stadtwerke Kiel (2020), *Zahlen und Fakten zur Fernwärme*. www.stadtwerke-kiel.de/ueber-uns/zum-unternehmen/zahlen-und-fakten/zahlen-zur-fernwaerme, [28.09.2020]
- [65] Marschall, K. (2017): *Zertifizierung des Primärenergiefaktors nach FW 309 Teil 1 für das Fernwärmenetz in der Stadt Flensburg sowie den umliegenden Gemeinden der Stadtwerke Flensburg GmbH*, wissenschaftliche Publikation, AGFW, Flensburg. www.swfl.de/fileadmin/user_upload/pdf/fernwaerme/Flensburg/2017-Bericht-PEF-HKW-FL.pdf, [28.09.2020]
- [66] Naldi, C.; Dongelli, M.; Morini, G.L.; Zanchini, E. (2015): *Comparison between hourly simulation and bin-method for the seasonal performance evaluation of electric air-source heat pumps for heating*, in: *BSA 2015(Bozen-Bolzano, Italy) Conference Proceedings*. www.ibpsa.org/proceedings/BSA2015/9788860460745_32.pdf, [30.09.2020]
- [67] Kaltschmitt, M.; Streicher, W.; Wiese, A. (2013): *Erneuerbare Energien - Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte*, Springer Vieweg, Berlin Heidelberg, 5. Aufl., ISBN 978-3-642-03249-3
- [68] Prinzing, M.; Berthold, M.; Bertsch, S. (2013): *WP Monitor - Feldmessung von Wärmepumpenanlagen*, wissenschaftliche Publikation, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Freiburg. wp-monitor-plus/download/endbericht_wp_monitor_klein.pdf, [22.10.2020]

- [69] Günther, D. u.a. (2019): *Ausblick auf mögliche Entwicklungen von Wärmepumpen-Anlagen bis 2050*, wissenschaftliche Publikation, Interstaatliche Hochschule für Technik Buchs, Buchs. pubdb.bfe.admin.ch/de/suche, [22.10.2020]
- [70] Statistisches Bundesamt (2019), *Gemeindeverzeichnis, Stand: 30.09.2019*. www.destatis.de/DE/Themen/Laender-Regionen/Regionales/Gemeindeverzeichnis/_inhalt.html, [26.10.2020]
- [71] Weinand, J.; McKenna, R.; Mainzer, K. (2019): *Spatial high-resolution socio-energetic data for municipal energy system analyses*, in: *Scientific Data* Bdl. 6(243), S.
- [72] Statistikamt Nord (2018), *Bodenflächen in Schleswig-Holstein am 31.12.2018 nach Art der tatsächlichen Nutzung*. www.statistik-nord.de/zahlen-fakten/gebiet-flaeche/gebietsgliederung-schleswig-holstein/dokumentenansicht/product/2061/bodenflaechen-in-schleswig-holstein-356?cHash=919d9e926d3464f8bf31d6e0139ed17b, [30.10.2020]
- [73] Statistikamt Nord (2018), *Gebietsänderungen vom 1. Januar 2017 bis 1. März 2018*. www.statistik-nord.de/zahlen-fakten/gebiet-flaeche/gebietsgliederung-schleswig-holstein, [30.10.2020]
- [74] Bundesindustrieverband Deutschland Haus-, Energie- und Umwelttechnik e.V. (2011): *Betriebssicherheit thermischer Solaranlagen*, Köln
- [75] EC Power (2020), *Downloads: Technische Datenblätter*. www.ecpower.eu/de/downloads.html, [04.11.2020]
- [76] Buderus (2020), *Unterlagen und Broschüren*. www.buderus.de/de/technische-dokumentation, [04.11.2020]
- [77] 2G (2020), *2G Kunden- und Partnerportal: Technical Data*. my.2-g.com/#/technical-data, [04.11.2020]
- [78] Bosch Thermotechnik GmbH, Sales Technical Support (2020), *AW:BHKW Leistungsdaten für Masterarbeit [E-Mail]*. [16.04.2020]
- [79] Produktmanagement Anwendungstechnik SenerTec Kraft-Wärme-Energiesysteme GmbH (2020), *AW:BHKW Leistungsdaten für Masterarbeit [E-Mail]*. [16.04.2020]

A. Anhang

A.1. Anhang 1: Tabellen

Tabelle A.1.: Daten aus den für die Modellierung von BHKWs analysierten Datenblättern

Firma	BHKW	inst. Leistung		σ bei x % el. Last			th. Last bei x % el. Last			Logarithmus		Quelle
		el.	th.	100%	75%	50%	100%	75%	50%	a	b	
2G	agenitor 404b	100	112	0,9	0,82	0,72	0,99	0,82	0,62	0,900923	0,381653	[77]
	agenitor 404c	160	168	0,95	0,9	0,84	1,00	0,79	0,57	0,947603	0,191925	
	agenitor 406b	250	304	0,82	0,78	0,73	1,00	0,79	0,56	0,818418	0,155422	
	agenitor 406c	250	260	0,96	0,92	0,86	1,00	0,78	0,56	0,960504	0,171851	
	agenitor 408b	360	440	0,82	0,78	0,73	1,00	0,79	0,56	0,819212	0,155422	
	agenitor 408c	360	381	0,94	0,89	0,84	1,01	0,80	0,56	0,935231	0,170007	
	agenitor 412b	450	609	0,74	0,71	0,65	1,00	0,78	0,57	0,743723	0,161107	
	agenitor 412c	450	493	0,91	0,87	0,83	1,00	0,79	0,55	0,906577	0,131461	
	aura 404	100	167	0,6	0,54	0,45	1,00	0,83	0,67	0,603465	0,371174	
	aura 406	170	263	0,65	0,61	0,52	0,99	0,79	0,62	0,659217	0,278031	
	avus 500a	600	680	0,88	0,83	0,74	1,00	0,80	0,60	0,883624	0,271065	
	avus 500b	637	732	0,87	0,83	0,74	1,00	0,79	0,59	0,876802	0,246906	
	avus 500c	600	652	0,92	0,88	0,8	1,00	0,78	0,58	0,924739	0,218695	
	avus 800a	851	981	0,87	0,84	0,75	1,00	0,77	0,58	0,879798	0,222568	
	avus 800b	934	970	0,96	0,93	0,85	1,00	0,78	0,57	0,966481	0,194828	
	avus 800c	800	860	0,93	0,88	0,8	1,00	0,79	0,58	0,932153	0,240593	
	avus 1000a	1067	1231	0,87	0,82	0,74	1,00	0,79	0,59	0,873143	0,245711	
	avus 1000b	1248	1294	0,97	0,93	0,85	0,99	0,78	0,57	0,975907	0,215715	
	avus 1000c	1200	1237	0,97	0,91	0,82	1,00	0,80	0,59	0,971493	0,286361	
	avus 1500b	1558	1630	0,96	0,92	0,84	1,00	0,78	0,57	0,965624	0,216279	
	avus 1500c	1560	1642	0,95	0,9	0,81	1,00	0,79	0,59	0,954206	0,264056	
	avus 2000a	2004	1936	1,04	0,98	0,89	1,00	0,79	0,58	1,042728	0,279813	
	avus 2000c	2000	2062	0,97	0,91	0,82	1,00	0,80	0,59	0,971493	0,286361	
	g-box 20 RT30	20	44	0,45	0,41	0,34	1,01	0,83	0,67	0,451482	0,267539	
	g-box 20 RT 60	20	39	0,51	0,45	0,38	1,01	0,85	0,67	0,505466	0,323737	
	g-box 50plus	50	93	0,54	0,48	0,39	1,00	0,84	0,69	0,545127	0,409192	
	patruus 140	140	207	0,68	0,62	0,53	0,99	0,82	0,64	0,684062	0,338966	
patruus 263	263	380	0,69	0,64	0,54	1,00	0,81	0,64	0,696376	0,336423		
patruus 400	400	505	0,79	0,75	0,68	1,00	0,79	0,58	0,792366	0,203748		
JMS 412 B25	901	904	1	0,95	0,87	1,00	0,79	0,57	1,002863	0,235665		
Buderus	E 0834 DN-50	50	81	0,62	0,59	0,54	1,00	0,78	0,57	0,622269	0,144877	[76]
	Loganova EN400	400	500	0,8	0,71	0,58	1,00	0,85	0,69	0,803516	0,593717	[78]
EC Power	XRGI-6	6	12	0,48	0,44	0,36	1,01	0,82	0,67	0,484149	0,296281	[75]
	XRGI-6.1	6	14	0,42	0,38	0,32	0,99	0,82	0,65	0,423569	0,238191	
	XRGI-9	9	20	0,45	0,43	0,36	1,00	0,78	0,62	0,459471	0,190339	
	XRGI-9.1	9	23	0,39	0,37	0,32	0,99	0,78	0,60	0,395994	0,142228	
	XRGI-15	14,5	31	0,47	0,41	0,34	1,00	0,86	0,69	0,466765	0,349748	
	XRGI-15.1	14,5	37	0,4	0,35	0,29	0,99	0,85	0,68	0,401950	0,294726	
	XRGI-20	20	39	0,52	0,48	0,38	0,99	0,81	0,68	0,533260	0,362870	
XRGI-20.1	20	45	0,45	0,42	0,34	0,99	0,80	0,66	0,460365	0,263734		
Senertec	Dachs Pro G20.0	20	44	0,45	0,41	0,34	1,01	0,83	0,67	0,451482	0,267539	[79]

A. Anhang

Tabelle A.2.: Mittlere Leistungs- und Stromkennzahlen der Simulationsergebnisse für Flensburg (010010000000)

Sanierungsrate	Speicher	Kennwert	Wert	Datum	Temperatur [°C]
0,07	2	BHKW σ Min	0,87	15/08/2015 6:00	14,6
		BHKW σ Max	1,10	30/09/2015 15:00	16,2
		LW-WP ϵ Min	1,71	23/02/2015 12:00	0,6
		LW-WP ϵ Max	15,07	03/07/2015 11:00	29,2
		SW-WP ϵ Min	1,71	05/12/2015 21:00	7,9
		SW-WP ϵ Max	6,99	25/06/2015 1:00	12,8
		BHKW σ Jahr	1,06		
		LW-WP JAZ	3,70		
		SW-WP JAZ	4,82		
	10	BHKW σ Min	0,89	24/06/2015 8:00	20,9
		BHKW σ Max	1,10	26/05/2015 13:00	15,0
		LW-WP ϵ Min	1,78	26/12/2015 12:00	2,7
		LW-WP ϵ Max	13,89	28/06/2015 12:00	28,0
		SW-WP ϵ Min	1,69	24/12/2015 6:00	1,2
		SW-WP ϵ Max	7,00	02/07/2015 12:00	22,7
		BHKW σ Jahr	1,06		
		LW-WP JAZ	3,78		
		SW-WP JAZ	4,99		
	0,4	2	BHKW σ Min	0,86	31/08/2015 21:00
BHKW σ Max			1,10	23/05/2015 4:00	6,6
LW-WP ϵ Min			1,67	23/01/2015 6:00	-0,7
LW-WP ϵ Max			15,07	03/07/2015 11:00	29,2
SW-WP ϵ Min			1,69	01/01/2015 17:00	2,2
SW-WP ϵ Max			6,99	25/06/2015 1:00	12,8
BHKW σ Jahr			1,06		
LW-WP JAZ			3,71		
SW-WP JAZ			4,84		
10		BHKW σ Min	0,86	12/07/2015 4:00	17,7
		BHKW σ Max	1,10	19/07/2015 1:00	13,8
		LW-WP ϵ Min	1,75	11/10/2015 7:00	1,7
		LW-WP ϵ Max	14,07	28/06/2015 12:00	28,0
		SW-WP ϵ Min	1,79	25/10/2015 20:00	15,2
		SW-WP ϵ Max	6,99	25/06/2015 1:00	12,8
		BHKW σ Jahr	1,06		
		LW-WP JAZ	3,79		
		SW-WP JAZ	4,97		

Tabelle A.3.: Mittlere Leistungs- und Stromkennzahlen der Simulationsergebnisse für Quickborn (010515163089)

Sanierungsrate	Speicher	Kennwert	Wert	Datum	Temperatur [°C]
0,07	2	BHKW σ Min	0,20	31/03/2015 12:00	13,5
		BHKW σ Max	0,40	01/01/2015 0:00	3,9
		LW-WP ϵ Min	1,72	22/11/2015 8:00	1,0
		LW-WP ϵ Max	17,36	28/06/2015 12:00	28,6
		SW-WP ϵ Min	1,69	26/12/2015 21:00	2,2
		SW-WP ϵ Max	6,94	15/07/2015 2:00	14,3
		BHKW σ Jahr	0,39		
		LW-WP JAZ	3,78		
		SW-WP JAZ	4,82		
	10	BHKW σ Min	0,20	03/01/2015 2:00	-0,7
		BHKW σ Max	0,40	01/01/2015 0:00	3,9
		LW-WP ϵ Min	1,88	07/02/2015 6:00	5,5
		LW-WP ϵ Max	17,36	28/06/2015 12:00	28,6
		SW-WP ϵ Min	1,82	31/12/2015 21:00	7,1
		SW-WP ϵ Max	6,97	15/07/2015 2:00	14,3
		BHKW σ Jahr	0,39		
		LW-WP JAZ	3,88		
		SW-WP JAZ	4,97		
0,4	2	BHKW σ Min	0,20	26/03/2015 13:00	10,9
		BHKW σ Max	0,40	01/01/2015 0:00	3,9
		LW-WP ϵ Min	1,72	22/11/2015 8:00	1,0
		LW-WP ϵ Max	17,35	28/06/2015 12:00	28,6
		SW-WP ϵ Min	1,69	25/12/2015 21:00	10,4
		SW-WP ϵ Max	7,00	08/07/2015 14:00	14,6
		BHKW σ Jahr	0,39		
		LW-WP JAZ	3,79		
		SW-WP JAZ	4,83		
	10	BHKW σ Min	0,20	03/01/2015 2:00	-0,7
		BHKW σ Max	0,40	01/01/2015 0:00	3,9
		LW-WP ϵ Min	1,91	03/03/2015 21:00	4,4
		LW-WP ϵ Max	17,35	28/06/2015 12:00	28,6
		SW-WP ϵ Min	1,70	17/12/2015 17:00	6,2
		SW-WP ϵ Max	7,00	08/07/2015 14:00	14,6
		BHKW σ Jahr	0,39		
		LW-WP JAZ	3,89		
		SW-WP JAZ	4,99		

A. Anhang

Tabelle A.4.: Simulationsergebnisse für Spitzen-Stromproduktion und Spitzen-Stromverbrauch

		Spitzenverbrauch [MW]						Spitzenproduktion [MW]					
		Max	Min	MW	Med	SD	VarK	Max	Min	MW	Med	SD	VarK
Sanierung 0.07, Speicher 2, Januar		79,08	0,00	1,00	0,11	4,49	449%	18,51	0,00	0,24	0,16	1,01	419%
Sanierung 0.07, Speicher 2, Juni		7,98	0,00	0,13	0,03	0,48	370%	18,51	0,00	0,23	0,15	1,01	433%
Sanierung 0.4, Speicher 2, Januar		61,15	0,00	0,76	0,09	3,47	457%	13,28	0,00	0,18	0,15	0,71	402%
Sanierung 0.4, Speicher 2, Juni		9,37	0,00	0,15	0,03	0,56	375%	13,28	0,00	0,17	0,11	0,71	422%
Sanierung 0.07, Speicher 10, Januar		79,08	0,00	1,01	0,10	4,49	442%	18,51	0,00	0,24	0,16	1,01	419%
Sanierung 0.07, Speicher 10, Juni		8,04	0,00	0,13	0,03	0,48	368%	18,51	0,00	0,24	0,16	1,01	419%
Sanierung 0.4, Speicher 10, Januar		61,17	0,00	0,77	0,08	3,47	451%	13,28	0,00	0,18	0,15	0,71	402%
Sanierung 0.4, Speicher 10, Juni		9,40	0,00	0,15	0,03	0,56	373%	13,28	0,00	0,18	0,15	0,71	402%
	Verstädterung	Max	Min	MW	Med	SD	VarK	Max	Min	MW	Med	SD	VarK
Sanierung 0.07, Speicher 2, Januar	1	79,08	1,30	18,22	5,29	24,15	133%	18,51	0,25	4,11	0,60	5,97	145%
	2	15,95	0,02	2,88	1,44	3,23	112%	1,69	0,01	0,40	0,26	0,32	79%
	3	5,73	0,00	0,26	0,09	0,48	185%	0,68	0,00	0,12	0,15	0,09	73%
Sanierung 0.07, Speicher 2, Juni	Verstädterung	Max	Min	MW	Med	SD	VarK	Max	Min	MW	Med	SD	VarK
	1	7,98	0,13	2,04	0,73	2,41	118%	18,51	0,25	4,11	0,60	5,97	145%
	2	2,24	0,01	0,38	0,22	0,41	107%	1,69	0,01	0,40	0,26	0,32	80%
3	0,62	0,00	0,04	0,02	0,06	141%	0,68	0,00	0,11	0,14	0,09	77%	
Sanierung 0.4, Speicher 2, Januar	Verstädterung	Max	Min	MW	Med	SD	VarK	Max	Min	MW	Med	SD	VarK
	1	61,15	0,95	14,07	4,21	18,59	132%	13,28	0,21	2,76	0,48	4,19	152%
	2	12,58	0,02	2,22	1,05	2,54	115%	1,23	0,01	0,32	0,22	0,23	73%
3	4,32	0,00	0,19	0,07	0,35	190%	0,52	0,00	0,09	0,15	0,09	97%	
Sanierung 0.4, Speicher 2, Juni	Verstädterung	Max	Min	MW	Med	SD	VarK	Max	Min	MW	Med	SD	VarK
	1	9,37	0,15	2,35	0,79	2,83	120%	13,28	0,21	2,76	0,48	4,19	152%
	2	2,51	0,02	0,43	0,24	0,46	107%	1,23	0,01	0,32	0,22	0,24	75%
3	0,69	0,00	0,05	0,03	0,07	138%	0,52	0,00	0,08	0,07	0,08	101%	
Sanierung 0.07, Speicher 10, Januar	Verstädterung	Max	Min	MW	Med	SD	VarK	Max	Min	MW	Med	SD	VarK
	1	79,08	1,30	18,22	5,29	24,15	133%	18,51	0,25	4,11	0,60	5,97	145%
	2	15,95	0,02	2,90	1,45	3,22	111%	1,69	0,01	0,40	0,26	0,32	79%
3	5,73	0,00	0,27	0,07	0,49	182%	0,68	0,00	0,12	0,15	0,09	73%	
Sanierung 0.07, Speicher 10, Juni	Verstädterung	Max	Min	MW	Med	SD	VarK	Max	Min	MW	Med	SD	VarK
	1	8,04	0,14	2,05	0,79	2,41	118%	18,51	0,25	4,11	0,60	5,97	145%
	2	2,24	0,01	0,39	0,22	0,41	107%	1,69	0,01	0,40	0,26	0,32	79%
3	0,62	0,00	0,04	0,02	0,06	143%	0,68	0,00	0,12	0,15	0,09	73%	
Sanierung 0.4, Speicher 10, Januar	Verstädterung	Max	Min	MW	Med	SD	VarK	Max	Min	MW	Med	SD	VarK
	1	61,17	0,97	14,07	4,21	18,59	132%	13,28	0,21	2,76	0,48	4,19	152%
	2	12,58	0,02	2,24	1,10	2,53	113%	1,23	0,01	0,32	0,22	0,23	73%
3	4,32	0,00	0,19	0,07	0,37	189%	0,52	0,00	0,09	0,15	0,09	97%	
Sanierung 0.4, Speicher 10, Juni	Verstädterung	Max	Min	MW	Med	SD	VarK	Max	Min	MW	Med	SD	VarK
	1	9,40	0,17	2,36	0,87	2,83	120%	13,28	0,21	2,76	0,48	4,19	152%
	2	2,51	0,02	0,44	0,24	0,46	107%	1,23	0,01	0,32	0,22	0,23	73%
3	0,69	0,00	0,05	0,03	0,07	138%	0,52	0,00	0,09	0,15	0,09	97%	

Tabelle A.5.: Simulationsergebnisse für Gesamtstromproduktion und Gesamtstromverbrauch

		Gesamtverbrauch [MWh]						Gesamtproduktion[MWh]					
		Max	Min	MW	Med	SD	VarK	Max	Min	MW	Med	SD	VarK
Sanierung 0.07, Speicher 2, Januar		11252,00	0,08	117,16	10,19	605,99	517%	6682,19	0,13	78,98	40,25	366,04	463%
Sanierung 0.07, Speicher 2, Juni		189,20	0,00	2,67	0,56	10,31	386%	2592,10	0,02	21,00	5,00	131,18	625%
Sanierung 0.4, Speicher 2, Januar		8882,37	0,11	93,18	11,21	481,41	517%	4794,37	0,07	56,01	26,85	256,62	458%
Sanierung 0.4, Speicher 2, Juni		211,79	0,00	2,99	0,65	11,64	389%	1753,00	0,01	14,00	3,00	87,25	623%
Sanierung 0.07, Speicher 10, Januar		11547,28	0,08	120,43	10,06	622,57	517%	6682,19	0,14	79,94	41,48	365,96	458%
Sanierung 0.07, Speicher 10, Juni		171,73	0,00	2,38	0,49	9,24	389%	3654,86	0,03	30,00	7,00	188,64	629%
Sanierung 0.4, Speicher 10, Januar		9115,95	0,11	95,88	11,55	494,57	516%	4794,37	0,07	56,72	28,16	256,59	452%
Sanierung 0.4, Speicher 10, Juni		192,78	0,00	2,67	0,56	10,49	393%	2515,67	0,02	20,00	5,00	127,97	640%
Sanierung 0.07, Speicher 2, Januar	Verstärkerung	Max	Min	MW	Med	SD	VarK	Max	Min	MW	Med	SD	VarK
	1	11252,00	134,70	2371,67	666,72	3284,18	138%	6682,19	89,35	1484,96	216,41	2156,05	145%
	2	2081,47	2,72	346,50	143,00	420,97	121%	608,32	3,03	143,17	93,67	117,80	82%
	3	761,79	0,00	22,67	8,47	52,79	233%	243,69	0,00	34,68	32,91	30,24	87%
Sanierung 0.07, Speicher 2, Juni	Verstärkerung	Max	Min	MW	Med	SD	VarK	Max	Min	MW	Med	SD	VarK
	1	189,20	3,35	41,76	16,58	51,73	124%	2592,10	24,23	491,81	78,72	766,66	156%
	2	42,85	0,24	7,85	4,39	8,27	105%	199,28	0,69	41,57	21,00	42,94	103%
	3	13,72	0,00	0,82	0,44	1,22	148%	86,23	0,00	5,67	3,59	7,55	133%
Sanierung 0.4, Speicher 2, Januar	Verstärkerung	Max	Min	MW	Med	SD	VarK	Max	Min	MW	Med	SD	VarK
	1	8882,37	88,51	1896,15	527,04	2612,83	138%	4794,37	76,68	996,05	174,40	1511,86	152%
	2	1678,23	3,60	270,55	97,13	334,14	124%	445,71	2,02	111,11	79,16	88,14	79%
	3	566,81	0,00	18,89	9,99	38,50	204%	187,79	0,00	23,71	20,65	26,18	110%
Sanierung 0.4, Speicher 2, Juni	Verstärkerung	Max	Min	MW	Med	SD	VarK	Max	Min	MW	Med	SD	VarK
	1	211,79	3,67	47,37	18,44	59,03	125%	1753,00	15,95	313,04	56,36	510,50	163%
	2	47,65	0,29	8,70	4,69	9,21	106%	135,67	0,42	28,80	13,69	29,97	104%
	3	15,01	0,00	0,92	0,52	1,32	144%	59,16	0,00	3,47	1,80	5,32	153%
Sanierung 0.07, Speicher 10, Januar	Verstärkerung	Max	Min	MW	Med	SD	VarK	Max	Min	MW	Med	SD	VarK
	1	11547,28	139,38	2438,52	685,87	3372,93	138%	6682,19	89,35	1484,96	216,41	2156,05	145%
	2	2140,38	2,82	356,71	148,39	433,03	121%	608,32	3,03	143,77	93,67	117,37	82%
	3	783,31	0,00	23,22	8,32	54,52	235%	243,69	0,00	35,71	34,04	30,66	86%
Sanierung 0.07, Speicher 10, Juni	Verstärkerung	Max	Min	MW	Med	SD	VarK	Max	Min	MW	Med	SD	VarK
	1	171,73	3,08	36,98	14,60	46,31	125%	3654,86	33,80	720,87	111,31	1105,27	153%
	2	36,69	0,21	6,99	3,87	7,36	105%	297,66	1,18	61,37	32,27	63,25	103%
	3	12,75	0,00	0,73	0,39	1,10	151%	122,51	0,00	8,59	5,86	10,85	126%
Sanierung 0.4, Speicher 10, Januar	Verstärkerung	Max	Min	MW	Med	SD	VarK	Max	Min	MW	Med	SD	VarK
	1	9115,95	92,31	1949,02	543,65	2683,25	138%	4794,37	76,68	996,05	174,40	1511,86	152%
	2	1727,17	3,74	278,64	100,80	344,02	123%	445,71	2,02	111,83	79,29	87,67	78%
	3	583,52	0,00	19,44	10,31	39,77	205%	187,79	0,00	24,42	22,23	26,70	109%
Sanierung 0.4, Speicher 10, Juni	Verstärkerung	Max	Min	MW	Med	SD	VarK	Max	Min	MW	Med	SD	VarK
	1	192,78	3,35	42,43	16,09	53,12	125%	2515,67	23,26	468,88	79,07	751,93	160%
	2	42,04	0,25	7,75	4,25	8,20	106%	207,89	0,74	43,28	21,73	44,93	104%
	3	13,81	0,00	0,82	0,46	1,20	146%	85,40	0,00	5,43	3,35	7,77	143%

A. Anhang

Tabelle A.6.: Simulationsergebnisse für das Verhältnis von Gesamtstromproduktion und Gesamtstromverbrauch zum Gesamtwärmebedarf

		Gesamtstromproduktion/Gesamtwärmebedarf						Gesamtstrombedarf/Gesamtwärmebedarf					
		Max	Min	MW	Med	SD	VarK	Max	Min	MW	Med	SD	VarK
Sanierung 0.07, Speicher 2, Januar		0,77	0,07	0,37	0,39	0,20	55%	0,56	0,02	0,26	0,21	0,18	68%
Sanierung 0.07, Speicher 2, Juni		0,68	0,09	0,31	0,32	0,11	35%	0,14	0,01	0,05	0,05	0,01	28%
Sanierung 0.4, Speicher 2, Januar		0,66	0,06	0,26	0,19	0,17	64%	0,52	0,05	0,29	0,36	0,15	51%
Sanierung 0.4, Speicher 2, Juni		0,55	0,06	0,22	0,22	0,09	43%	0,14	0,03	0,07	0,07	0,01	19%
Sanierung 0.07, Speicher 10, Januar		0,79	0,07	0,38	0,39	0,21	56%	0,57	0,02	0,27	0,22	0,19	69%
Sanierung 0.07, Speicher 10, Juni		0,95	0,15	0,49	0,50	0,16	33%	0,12	0,01	0,04	0,04	0,01	29%
Sanierung 0.4, Speicher 10, Januar		0,69	0,06	0,27	0,19	0,18	66%	0,54	0,05	0,30	0,37	0,16	51%
Sanierung 0.4, Speicher 10, Juni		0,78	0,11	0,35	0,36	0,14	39%	0,12	0,02	0,06	0,06	0,01	20%
Sanierung 0.07, Speicher 2, Januar	Verstädterung	Max	Min	MW	Med	SD	VarK	Max	Min	MW	Med	SD	VarK
	1	0,37	0,14	0,23	0,18	0,08	36%	0,51	0,37	0,45	0,45	0,04	9%
	2	0,67	0,09	0,27	0,21	0,14	53%	0,50	0,05	0,33	0,40	0,14	42%
	3	0,77	0,00	0,38	0,45	0,21	54%	0,56	0,02	0,25	0,15	0,18	73%
Sanierung 0.07, Speicher 2, Juni	Verstädterung	Max	Min	MW	Med	SD	VarK	Max	Min	MW	Med	SD	VarK
	1	0,68	0,22	0,37	0,33	0,14	39%	0,06	0,04	0,05	0,05	0,01	15%
	2	0,49	0,11	0,30	0,30	0,06	21%	0,08	0,03	0,05	0,05	0,01	19%
	3	0,62	0,00	0,31	0,32	0,11	37%	0,14	0,01	0,05	0,05	0,01	29%
Sanierung 0.4, Speicher 2, Januar	Verstädterung	Max	Min	MW	Med	SD	VarK	Max	Min	MW	Med	SD	VarK
	1	0,30	0,11	0,19	0,16	0,07	35%	0,48	0,29	0,41	0,42	0,05	12%
	2	0,55	0,06	0,24	0,18	0,13	52%	0,46	0,08	0,30	0,36	0,12	40%
	3	0,66	0,00	0,26	0,16	0,18	66%	0,52	0,05	0,29	0,37	0,16	53%
Sanierung 0.4, Speicher 2, Juni	Verstädterung	Max	Min	MW	Med	SD	VarK	Max	Min	MW	Med	SD	VarK
	1	0,55	0,17	0,29	0,24	0,11	40%	0,08	0,05	0,07	0,07	0,01	11%
	2	0,37	0,07	0,24	0,23	0,06	25%	0,10	0,04	0,07	0,07	0,01	14%
	3	0,48	0,00	0,21	0,21	0,09	45%	0,14	0,03	0,06	0,06	0,01	19%
Sanierung 0.07, Speicher 10, Januar	Verstädterung	Max	Min	MW	Med	SD	VarK	Max	Min	MW	Med	SD	VarK
	1	0,37	0,14	0,23	0,18	0,08	36%	0,52	0,38	0,46	0,46	0,04	9%
	2	0,69	0,09	0,28	0,21	0,15	54%	0,51	0,05	0,34	0,41	0,14	42%
	3	0,79	0,00	0,40	0,46	0,22	55%	0,57	0,02	0,25	0,15	0,19	74%
Sanierung 0.07, Speicher 10, Juni	Verstädterung	Max	Min	MW	Med	SD	VarK	Max	Min	MW	Med	SD	VarK
	1	0,95	0,33	0,55	0,47	0,21	38%	0,06	0,03	0,05	0,05	0,01	16%
	2	0,75	0,19	0,46	0,45	0,09	20%	0,08	0,02	0,05	0,05	0,01	20%
	3	0,95	0,00	0,49	0,51	0,17	34%	0,12	0,01	0,04	0,04	0,01	30%
Sanierung 0.4, Speicher 10, Januar	Verstädterung	Max	Min	MW	Med	SD	VarK	Max	Min	MW	Med	SD	VarK
	1	0,30	0,11	0,19	0,16	0,07	35%	0,49	0,31	0,42	0,43	0,05	12%
	2	0,59	0,06	0,25	0,18	0,13	54%	0,48	0,08	0,31	0,37	0,13	40%
	3	0,69	0,00	0,27	0,16	0,19	68%	0,54	0,05	0,30	0,38	0,16	53%
Sanierung 0.4, Speicher 10, Juni	Verstädterung	Max	Min	MW	Med	SD	VarK	Max	Min	MW	Med	SD	VarK
	1	0,78	0,27	0,43	0,38	0,17	39%	0,08	0,05	0,06	0,06	0,01	12%
	2	0,59	0,13	0,36	0,36	0,08	22%	0,09	0,04	0,06	0,06	0,01	15%
	3	0,78	0,00	0,34	0,34	0,14	41%	0,12	0,02	0,06	0,06	0,01	20%

Tabelle A.7.: Simulationsergebnisse für Gesamtstromproduktion und Gesamtstromverbrauch je Siedlungsfläche

		Verbrauch je Siedlungsfläche [MWh/km ²]						Produktion je Siedlungsfläche [MWh/km ²]					
		Max	Min	MW	Med	SD	VarK	Max	Min	MW	Med	SD	VarK
Sanierung 0.07, Speicher 2, Januar		299,88	0,72	36,53	23,09	38,05	104%	193,07	0,20	47,09	49,54	29,18	62%
		6,54	0,02	1,17	0,98	0,78	66%	54,73	0,05	7,70	7,20	5,31	69%
Sanierung 0.4, Speicher 2, Januar		222,29	0,49	32,35	24,75	28,18	87%	125,21	0,16	29,19	29,86	21,61	74%
		6,73	0,02	1,33	1,13	0,83	62%	37,01	0,03	4,54	3,86	3,76	83%
Sanierung 0.07, Speicher 10, Januar		308,94	0,74	37,44	22,91	39,33	105%	201,70	0,20	48,56	50,86	30,44	63%
		5,88	0,02	1,03	0,86	0,70	68%	77,17	0,08	11,84	11,35	7,59	64%
Sanierung 0.4, Speicher 10, Januar		229,45	0,51	33,31	25,50	29,06	87%	130,18	0,16	30,03	30,79	22,46	75%
		6,37	0,02	1,17	0,99	0,75	64%	53,12	0,05	7,19	6,30	5,45	76%
Sanierung 0.07, Speicher 2, Januar	Verstädterung	Max	Min	MW	Med	SD	VarK	Max	Min	MW	Med	SD	VarK
	1	237,58	89,08	141,76	126,56	44,13	31%	141,09	32,18	71,82	58,86	33,06	46%
	2	187,78	4,47	78,69	73,25	49,58	63%	118,28	10,26	52,46	49,86	18,84	36%
	3	299,88	0,00	26,88	17,83	24,15	90%	193,07	0,00	45,05	47,69	29,65	66%
Sanierung 0.07, Speicher 2, Juni	Verstädterung	Max	Min	MW	Med	SD	VarK	Max	Min	MW	Med	SD	VarK
	1	3,99	1,84	2,92	2,97	0,62	21%	54,73	9,53	22,54	22,07	12,18	54%
	2	4,13	0,22	2,14	2,05	0,80	37%	25,46	2,35	11,70	10,84	4,29	37%
	3	6,54	0,00	0,96	0,88	0,57	59%	41,26	0,00	6,52	6,36	4,01	62%
Sanierung 0.4, Speicher 2, Januar	Verstädterung	Max	Min	MW	Med	SD	VarK	Max	Min	MW	Med	SD	VarK
	1	187,55	60,89	110,44	95,39	35,37	32%	101,23	25,73	51,04	45,00	22,55	44%
	2	147,53	3,05	61,15	53,51	38,84	64%	83,73	4,97	40,05	38,66	15,16	38%
	3	222,29	0,00	25,72	22,18	17,64	69%	125,21	0,00	26,27	16,52	21,34	81%
Sanierung 0.4, Speicher 2, Juni	Verstädterung	Max	Min	MW	Med	SD	VarK	Max	Min	MW	Med	SD	VarK
	1	4,47	2,13	3,27	3,32	0,67	21%	37,01	6,67	14,57	13,14	8,11	56%
	2	4,55	0,30	2,37	2,26	0,85	36%	19,14	1,05	7,85	7,43	3,34	43%
	3	6,73	0,00	1,10	1,01	0,60	54%	30,08	0,00	3,63	2,89	2,75	76%
Sanierung 0.07, Speicher 10, Januar	Verstädterung	Max	Min	MW	Med	SD	VarK	Max	Min	MW	Med	SD	VarK
	1	243,82	92,25	145,94	130,95	45,15	31%	141,09	32,18	71,82	58,86	33,06	46%
	2	193,29	4,63	80,97	76,18	51,18	63%	124,51	10,26	53,26	50,01	19,82	37%
	3	308,94	0,00	27,50	17,71	25,04	91%	201,70	0,00	46,64	49,56	31,03	67%
Sanierung 0.07, Speicher 10, Juni	Verstädterung	Max	Min	MW	Med	SD	VarK	Max	Min	MW	Med	SD	VarK
	1	3,63	1,65	2,59	2,67	0,56	22%	77,17	14,52	33,06	30,85	17,33	52%
	2	3,66	0,19	1,91	1,78	0,72	38%	37,45	4,01	17,46	16,20	5,98	34%
	3	5,88	0,00	0,85	0,76	0,51	60%	57,76	0,00	10,21	10,20	5,84	57%
Sanierung 0.4, Speicher 10, Januar	Verstädterung	Max	Min	MW	Med	SD	VarK	Max	Min	MW	Med	SD	VarK
	1	192,48	63,38	113,72	98,24	36,04	32%	101,23	25,73	51,04	45,00	22,55	44%
	2	152,07	3,01	62,95	55,17	40,10	64%	86,54	4,97	40,83	39,21	15,96	39%
	3	229,45	0,00	26,49	22,80	18,24	69%	130,18	0,00	27,12	16,97	22,28	82%
Sanierung 0.4, Speicher 10, Juni	Verstädterung	Max	Min	MW	Med	SD	VarK	Max	Min	MW	Med	SD	VarK
	1	4,07	1,91	2,92	2,92	0,61	21%	53,12	10,28	21,80	19,96	11,70	54%
	2	4,06	0,26	2,11	2,02	0,78	37%	27,83	1,88	11,99	10,98	4,65	39%
	3	6,37	0,00	0,97	0,89	0,54	56%	41,94	0,00	5,89	4,79	4,05	69%

A. Anhang

Tabelle A.8.: Simulationsergebnisse für Gesamtstromproduktion und Gesamtstromverbrauch je Einwohner

		Pro-Kopf Verbrauch [kWh]						Pro-Kopf Produktion [kWh]					
		Max	Min	MW	Med	SD	VarK	Max	Min	MW	Med	SD	VarK
Sanierung 0.07, Speicher 2, Januar		109,98	2,76	26,89	20,70	19,82	74%	138,40	5,48	37,48	37,83	22,13	59%
Sanierung 0.07, Speicher 2, Juni		4,54	0,16	0,85	0,83	0,28	33%	24,53	1,32	5,77	5,62	2,46	43%
Sanierung 0.4, Speicher 2, Januar		78,44	5,55	24,42	27,51	13,43	55%	112,01	3,69	22,27	17,82	15,27	69%
Sanierung 0.4, Speicher 2, Juni		4,81	0,27	0,97	0,95	0,27	27%	15,43	0,77	3,28	3,08	1,67	51%
Sanierung 0.07, Speicher 10, Januar		113,22	2,87	27,54	20,90	20,57	75%	142,38	5,48	38,73	39,00	23,37	60%
Sanierung 0.07, Speicher 10, Juni		4,11	0,06	0,74	0,72	0,26	34%	35,77	2,29	8,99	8,89	3,57	40%
Sanierung 0.4, Speicher 10, Januar		80,83	5,77	25,15	28,43	13,88	55%	119,12	3,69	22,95	18,02	16,07	70%
Sanierung 0.4, Speicher 10, Juni		4,39	0,19	0,86	0,83	0,24	28%	23,57	1,39	5,28	5,10	2,44	46%
Sanierung 0.07, Speicher 2, Januar	Verstädterung	Max	Min	MW	Med	SD	VarK	Max	Min	MW	Med	SD	VarK
	1	53,08	32,69	41,07	39,84	5,31	13%	35,26	12,75	20,63	18,22	7,18	35%
	2	65,18	4,93	33,51	35,63	16,74	50%	62,51	7,36	26,16	21,65	12,92	49%
	3	109,98	2,76	25,37	15,46	20,01	79%	138,40	0,00	39,21	42,01	22,65	58%
Sanierung 0.07, Speicher 2, Juni	Verstädterung	Max	Min	MW	Med	SD	VarK	Max	Min	MW	Med	SD	VarK
	1	1,10	0,59	0,87	0,83	0,14	16%	10,47	3,75	6,32	5,91	2,30	36%
	2	2,25	0,43	0,97	0,93	0,23	24%	12,56	1,67	5,42	5,29	1,63	30%
	3	4,54	0,16	0,82	0,81	0,28	34%	24,53	0,00	5,69	5,58	2,51	44%
Sanierung 0.4, Speicher 2, Januar	Verstädterung	Max	Min	MW	Med	SD	VarK	Max	Min	MW	Med	SD	VarK
	1	39,47	21,48	31,98	31,60	4,76	15%	23,74	7,92	14,77	11,79	4,90	33%
	2	48,58	6,06	26,06	27,76	12,71	49%	44,31	3,80	19,67	16,68	9,50	48%
	3	78,44	5,55	24,01	27,46	13,43	56%	112,01	0,00	22,30	17,67	15,87	71%
Sanierung 0.4, Speicher 2, Juni	Verstädterung	Max	Min	MW	Med	SD	VarK	Max	Min	MW	Med	SD	VarK
	1	1,22	0,71	0,97	0,94	0,14	15%	7,08	2,45	4,09	3,77	1,51	37%
	2	2,41	0,59	1,07	1,02	0,22	21%	8,46	0,80	3,58	3,43	1,21	34%
	3	4,81	0,27	0,95	0,93	0,27	28%	15,43	0,00	3,12	2,92	1,68	54%
Sanierung 0.07, Speicher 10, Januar	Verstädterung	Max	Min	MW	Med	SD	VarK	Max	Min	MW	Med	SD	VarK
	1	54,53	33,83	42,29	40,98	5,40	13%	35,26	12,75	20,63	18,22	7,18	35%
	2	67,14	5,11	34,47	36,94	17,36	50%	64,82	7,36	26,63	21,71	13,57	51%
	3	113,22	2,87	25,96	15,22	20,74	80%	142,38	0,00	40,60	43,65	23,90	59%
Sanierung 0.07, Speicher 10, Juni	Verstädterung	Max	Min	MW	Med	SD	VarK	Max	Min	MW	Med	SD	VarK
	1	0,99	0,52	0,77	0,75	0,13	17%	14,76	5,65	9,32	8,27	3,37	36%
	2	2,01	0,38	0,86	0,84	0,21	25%	18,09	2,86	8,11	8,00	2,27	28%
	3	4,11	0,06	0,72	0,70	0,26	36%	35,77	0,00	8,97	8,96	3,67	41%
Sanierung 0.4, Speicher 10, Januar	Verstädterung	Max	Min	MW	Med	SD	VarK	Max	Min	MW	Med	SD	VarK
	1	40,42	22,41	32,95	32,60	4,78	15%	23,74	7,92	14,77	11,79	4,90	33%
	2	50,14	5,97	26,82	28,68	13,16	49%	45,08	3,80	20,12	16,88	10,06	50%
	3	80,83	5,77	24,73	28,33	13,88	56%	119,12	0,00	23,03	17,67	16,70	73%
Sanierung 0.4, Speicher 10, Juni	Verstädterung	Max	Min	MW	Med	SD	VarK	Max	Min	MW	Med	SD	VarK
	1	1,12	0,61	0,87	0,84	0,13	15%	10,16	3,74	6,16	5,64	2,25	36%
	2	2,10	0,52	0,95	0,90	0,21	22%	12,24	1,42	5,50	5,38	1,67	30%
	3	4,39	0,19	0,83	0,81	0,24	29%	23,57	0,00	5,10	4,83	2,49	49%

Tabelle A.9.: Simulationsergebnisse für das Verhältnis zwischen Gesamtstromproduktion und Gesamtstromverbrauch

	Verhältnis Produktion/Verbrauch						
	Max	Min	MW	Med	SD	VarK	
Sanierung 0.07, Speicher 2, Januar	40,52	0,19	3,69	1,82	4,21	114%	
Sanierung 0.07, Speicher 2, Juni	47,87	1,05	7,4737	6,6272	4,24	57%	
Sanierung 0.4, Speicher 2, Januar	12,65	0,15	1,80	0,53	1,95	108%	
Sanierung 0.4, Speicher 2, Juni	13,53	0,63	3,44	3,29	1,66	48%	
Sanierung 0.07, Speicher 10, Januar	40,10	0,18	3,83	1,87	4,34	113%	
Sanierung 0.07, Speicher 10, Juni	88,09	1,99	13,51	11,75	8,19	61%	
Sanierung 0.4, Speicher 10, Januar	12,68	0,15	1,82	0,51	1,98	109%	
Sanierung 0.4, Speicher 10, Juni	27,02	1,30	6,38	6,12	2,96	46%	
	Verstädterung	Max	Min	MW	Med	SD	VarK
Sanierung 0.07, Speicher 2, Januar	1	0,83	0,31	0,51	0,43	0,17	34%
	2	12,67	0,21	1,58	0,51	2,13	135%
	3	40,52	0,00	4,09	2,85	4,37	107%
	Verstädterung	Max	Min	MW	Med	SD	VarK
Sanierung 0.07, Speicher 2, Juni	1	15,63	3,42	7,83	7,01	3,96	51%
	2	16,24	1,72	5,83	5,54	2,12	36%
	3	47,87	0,00	7,63	6,99	4,41	58%
	Verstädterung	Max	Min	MW	Med	SD	VarK
Sanierung 0.4, Speicher 2, Januar	1	0,87	0,25	0,47	0,37	0,18	38%
	2	6,53	0,17	1,29	0,53	1,36	106%
	3	12,65	0,00	1,87	0,37	2,00	107%
	Verstädterung	Max	Min	MW	Med	SD	VarK
Sanierung 0.4, Speicher 2, Juni	1	8,53	2,19	4,47	3,88	2,20	49%
	2	6,87	0,81	3,37	3,35	1,02	30%
	3	13,56	0,00	3,35	3,22	1,70	51%
	Verstädterung	Max	Min	MW	Med	SD	VarK
Sanierung 0.07, Speicher 10, Januar	1	0,80	0,30	0,49	0,41	0,17	34%
	2	12,70	0,20	1,61	0,50	2,20	137%
	3	40,10	0,00	4,24	2,96	4,49	106%
	Verstädterung	Max	Min	MW	Med	SD	VarK
Sanierung 0.07, Speicher 10, Juni	1	26,72	5,69	13,07	10,99	6,74	52%
	2	27,93	3,29	9,89	9,37	3,63	37%
	3	88,09	0,00	13,95	12,32	8,44	60%
	Verstädterung	Max	Min	MW	Med	SD	VarK
Sanierung 0.4, Speicher 10, Januar	1	0,83	0,25	0,46	0,36	0,17	38%
	2	6,93	0,16	1,31	0,51	1,41	108%
	3	12,68	0,00	1,89	0,36	2,04	108%
	Verstädterung	Max	Min	MW	Med	SD	VarK
Sanierung 0.4, Speicher 10, Juni	1	15,02	3,52	7,55	6,17	3,75	50%
	2	13,02	1,66	5,89	5,83	1,79	30%
	3	27,02	0,00	6,32	6,07	3,04	48%

A. Anhang

Tabelle A.10.: Gesamtstromverbrauch und Gesamtstromproduktion mit und ohne Solarthermie

		Gesamtverbrauch ohne Solarthermie [MWh]						Gesamtverbrauch mit Solarthermie [MWh]					
		Max	Min	MW	Med	SD	VarK	Max	Min	MW	Med	SD	VarK
Sanierung 0.07, Speicher 2, Januar		11375,71	0,09	118,34	10,36	611,68	517%	11252,00	0,08	117,16	10,19	605,99	517%
Sanierung 0.07, Speicher 2, Juni		263,66	0,00	4,19	0,88	15,80	377%	189,20	0,00	2,67	0,56	10,31	386%
Sanierung 0.07, Speicher 2, Januar	Verstädterung	Max	Min	MW	Med	SD	VarK	Max	Min	MW	Med	SD	VarK
	1	11375,71	137,14	2391,88	671,71	3314,39	139%	11252,00	134,70	2371,67	666,72	3284,18	138%
	2	2095,16	2,74	349,58	144,59	424,06	121%	2081,47	2,72	346,50	143,00	420,97	121%
	3	771,75	0,00	23,02	8,57	53,44	232%	761,79	0,00	22,67	8,47	52,79	233%
Sanierung 0.07, Speicher 2, Juni	Verstädterung	Max	Min	MW	Med	SD	VarK	Max	Min	MW	Med	SD	VarK
	1	263,66	4,99	67,89	25,70	79,40	117%	189,20	3,35	41,76	16,58	51,73	124%
	2	73,88	0,42	12,45	6,67	13,50	108%	42,85	0,24	7,85	4,39	8,27	105%
	3	20,09	0,00	1,29	0,70	1,86	145%	13,72	0,00	0,82	0,44	1,22	148%
		Gesamtproduktion ohne Solarthermie [MWh]						Gesamtproduktion mit Solarthermie [MWh]					
		Max	Min	MW	Med	SD	VarK	Max	Min	MW	Med	SD	VarK
Sanierung 0.07, Speicher 2, Januar		6682,19	0,13	79,05	40,57	366,03	463%	6682,19	0,13	78,98	40,25	366,04	463%
Sanierung 0.07, Speicher 2, Juni		3235,01	0,02	30,00	7,00	176,96	590%	2592,10	0,02	21,00	5,00	131,18	625%
Sanierung 0.07, Speicher 2, Januar	Verstädterung	Max	Min	MW	Med	SD	VarK	Max	Min	MW	Med	SD	VarK
	1	6682,19	89,35	1484,96	216,41	2156,05	145%	6682,19	89,35	1484,96	216,41	2156,05	145%
	2	608,32	3,03	143,20	93,67	117,78	82%	608,32	3,03	143,17	93,67	117,80	82%
	3	243,69	0,00	34,76	33,16	30,25	87%	243,69	0,00	34,68	32,91	30,24	87%
Sanierung 0.07, Speicher 2, Juni	Verstädterung	Max	Min	MW	Med	SD	VarK	Max	Min	MW	Med	SD	VarK
	1	3235,01	32,66	706,33	104,46	1048,48	148%	2592,10	24,23	491,81	78,72	766,66	156%
	2	311,18	1,28	60,83	36,40	61,85	102%	199,28	0,69	41,57	21,00	42,94	103%
	3	111,56	0,00	8,51	5,79	10,43	123%	86,23	0,00	5,67	3,59	7,55	133%

		Produktion/Verbrauch ohne Solarthermie						Produktion/Verbrauch mit Solarthermie					
		Max	Min	MW	Med	SD	VarK	Max	Min	MW	Med	SD	VarK
Sanierung 0.07, Speicher 2, Januar		40,36	0,19	3,65	1,78	4,18	115%	40,52	0,19	3,69	1,82	4,21	114%
Sanierung 0.07, Speicher 2, Juni		44,55	1,12	7,27	6,55	3,93	54%	47,87	1,05	7,47	6,63	4,24	57%
Sanierung 0.07, Speicher 2, Januar	Verstädterung	Max	Min	MW	Med	SD	VarK	Max	Min	MW	Med	SD	VarK
	1	0,82	0,31	0,50	0,42	0,17	34%	0,83	0,31	0,51	0,43	0,17	34%
	2	12,65	0,21	1,56	0,51	2,11	136%	12,67	0,21	1,58	0,51	2,13	135%
	3	40,36	0,00	4,05	2,77	4,34	107%	40,52	0,00	4,09	2,85	4,37	107%
Sanierung 0.07, Speicher 2, Juni	Verstädterung	Max	Min	MW	Med	SD	VarK	Max	Min	MW	Med	SD	VarK
	1	13,45	3,22	7,09	6,55	3,39	48%	15,63	3,42	7,83	7,01	3,96	51%
	2	16,09	1,83	5,63	5,29	2,10	37%	16,24	1,72	5,83	5,54	2,12	36%
	3	44,55	0,00	7,46	6,83	4,09	55%	47,87	0,00	7,63	6,99	4,41	58%

Tabelle A.11.: Koordinaten der Netzknotenpunkte der Hochspannungsebene

Netzknoten	Breitengrad	Längengrad	Netzknoten	Breitengrad	Längengrad
NIEB	54,79259	8,86115	KAMP	54,14482	9,92168
SHWE	54,75523	9,67442	STOL	54,13292	10,20902
WEDI	54,7529	9,40563	EUTS	54,1234	10,6209
FLEN	54,71602	9,31851	EINF	54,11804	9,97579
LWIT	54,71286	9,16173	HADE	54,11729	9,40843
h_LWIT	54,7127621	9,1615856	h_WATT	54,1166	10,1066
h2_LWIT	54,7127621	9,1615856	h2_WATT	54,1166	10,1066
h_SOHO	54,7069637	9,0486464	ROGE	54,1103	10,77916
h2_SOHO	54,7069637	9,0486464	h_EUTS	54,09954	10,62991
SOHO	54,7068	9,04838	h_HADE	54,0931786	9,3398471
SHOB	54,68361	9,23262	h2_HADE	54,0931786	9,3398471
h2_SHOB	54,6782106	9,241251	BRAC	54,08701	10,02302
h_SHOB	54,6782106	9,241251	h_MELD	54,08688	9,04173
LAHO	54,67643	8,96189	h2_MELD	54,08688	9,04173
h2_LAHO	54,6763679	8,9619901	HWES	54,08432	9,64802
h_LAHO	54,6763679	8,9619901	MELD	54,08384	9,06341
TARP	54,67005	9,40948	BORN	54,06343	10,23237
ELLE	54,66613	9,96214	BAHR	54,04345	10,47538
DOER	54,64197	8,99832	SHAZ	54,03116	10,73968
h2_DOER	54,6417837	8,9977599	QUID	54,01326	9,21815
h_DOER	54,6417837	8,9977599	h_MANW	53,98148	9,10133
h_SIEV	54,6371552	9,4431704	h2_MANW	53,98148	9,10133
SIEV	54,63712	9,44349	h_ITZN	53,967752	9,4854287
VOLS	54,63397	9,14581	ITZW	53,96701	9,45078
h2_VOLS	54,6338841	9,1456463	h2_ITZN	53,9662413	9,4508932
h_VOLS	54,6338841	9,1456463	ITZN	53,96062	9,48871
BREK	54,60007	8,98699	TEUD	53,96042	10,83255
h2_BREO	54,5994521	8,9929361	MANW	53,96008	8,99531
h_BREO	54,5994521	8,9929361	WAST	53,94303	10,20993
BREO	54,59918	8,99286	ITZM	53,9317	9,4861
GWAA	54,56245	9,98358	SEGE	53,92733	10,29985
JUEB	54,55728	9,40948	h_SHWW	53,9208609	10,6660571
h_JUEB	54,5284	9,4709	SHWW	53,92068	10,66632
SHUB	54,51789	9,47597	LBEC	53,91918	10,64241
h_HOST	54,5151075	9,0781011	BRAM	53,9147	9,89312
HOST	54,51505	9,07789	ITZS	53,91106	9,50034
ECKE	54,49836	9,83362	h_SIEM	53,9105408	10,7628451
HUSU	54,47269	9,09615	h2_SIEM	53,9105408	10,7628451
h2_OLBE	54,4534384	9,1646623	OSTO	53,9103	9,2149
h_OLBE	54,4534384	9,1646623	OSTW	53,91005	9,19419
OLBE	54,45331	9,16467	SIEM	53,90957	10,7614
GOOS	54,42978	9,81282	HWYK	53,89817	10,80105
h_GOOS	54,42882	9,80182	BRUN	53,89677	9,2037
KROP	54,41641	9,52671	LGDO	53,8728	9,5811
WEND	54,41122	10,29908	h_KALN	53,8506861	9,9784393
GETT	54,40138	9,98616	h2_KALN	53,8506861	9,9784393
FSTA	54,37346	9,10911	STBU	53,84454	9,57968

Tabelle A.11.: Koordinaten der Netzknotenpunkte der Hochspannungsebene (Fortsetzung)

Netzknoten	Breitengrad	Längengrad	Netzknoten	Breitengrad	Längengrad
HOED	54,36733	10,37302	KALN	53,83982	9,96448
HEIL	54,36172	10,97736	DBGE	53,83941	10,65416
LJBR	54,3617	11,04319	h_KALS	53,8254998	10,0055659
h_HEIL	54,3529	10,9902	h2_KALS	53,8254998	10,0055659
h2_HEIL	54,3529	10,9902	NIED	53,8241	10,5961
h_RDBN	54,35207	9,64148	KALS	53,81582	9,9771
h2_RDBN	54,352062	9,64149	OLOE	53,81166	10,40244
h_GETT	54,3517	9,9164	GLUC	53,77854	9,42962
HASS	54,34219	10,17988	HEED	53,77031	9,77041
h_HASS	54,3404	10,2013	HAMN	53,76728	9,98937
h_TOEN	54,3276238	8,9465085	ELMM	53,7567	9,63955
TOEN	54,32583	8,94185	h_BRKT	53,7526353	10,5410788
FELD	54,322742	9,950951	h2_BRKT	53,7526353	10,5410788
h_FELD	54,3225432	9,9508667	QUIO	53,7441	9,9373
RDBN	54,31683	9,65442	ELMO	53,74265	9,69134
RDBM	54,30884	9,69149	h_ELMO	53,7406814	9,725128
STPE	54,30526	8,65135	h2_ELMO	53,7406814	9,725128
SHAC	54,30174	9,71612	BARG	53,7402	10,267
h_WEIS	54,29712	10,77517	BRKT	53,73084	10,63535
h2_WEIS	54,29712	10,77517	HARK	53,71108	10,01837
WEIS	54,29672	10,77458	KUMM	53,6907	9,7764
AUDO	54,29183	9,72751	UETW	53,6904	9,64943
LJBU	54,28803	10,58897	NORS	53,68748	9,97235
GOEH	54,28441	10,93852	SNEB	53,68553	10,48329
KIES	54,2758	10,15718	AHRN	53,6839	10,25766
HEMW	54,27506	9,01369	PINM	53,66637	9,78165
h_HEMW	54,25921	9,15146	HALS	53,62957	9,86643
LIND	54,25574	9,18146	MOEW	53,62293	10,66652
h_LENS_CISW	54,2515301	10,8830844	h_HOLM	53,6169642	9,6573667
h2_LENS_CISW	54,2515301	10,8830844	h2_HOLM	53,6169642	9,6573667
LENS	54,21604	10,90476	HOLM	53,61659	9,66135
h_LENS	54,21513	10,90409	WEDN	53,594	9,7132
h2_LENS	54,21513	10,90409	h_MOEW	53,5895	10,5171
TREN	54,20147	10,36401	h2_MOEW	53,5895	10,5171
CISW	54,18852	10,96628	WHUS	53,56705	10,1914
HEID	54,18694	9,108	GLIN	53,528	10,2339
REIN	54,18214	8,91052	h_WOHL	53,5111884	10,2827653
WOEH	54,17981	9,03864	WOHL	53,51111	10,28162
WATT	54,17941	10,05426	SBEK	53,51003	10,48836
h2_NTOR	54,17747	9,86821	GEEW	53,45559	10,36297
h_NTOR	54,17747	9,86821	h_LAUE	53,4251741	10,4999493
NTOR	54,17304	9,85254	h2_LAUE	53,4251741	10,4999493
h_WOEH	54,1643906	9,0527901	GEEO	53,42462	10,41769
h2_WOEH	54,1643906	9,0527901	KRUE	53,41213	10,41834
h_KAMP	54,1449988	9,9219064	LAUE	53,38625	10,53833

Tabelle A.12.: Netzknoten mit der höchsten Gesamtdifferenz zwischen Stromproduktion und Strombedarf im Januar

Speicher 2, Sanierungsanteil 0,07		Speicher 2, Sanierungsanteil 0,4	
Netzknoten	Summe [MWh]	Netzknoten	Summe [MWh]
FELD	403,32	FELD	268,70
OLBE	352,13	OLBE	202,85
LIND	266,14	SIEV	151,92
SIEV	258,42	ITZS	139,96
GOOS	247,61	GWAA	132,02
HADE	203,83	KUMM	116,07
ITZS	190,33	HEMW	89,17
HEMW	183,81	JUEB	86,45
QUID	168,77	HOLM	85,53
NIED	158,23	GOOS	83,66

Speicher 10, Sanierungsanteil 0,07		Speicher 10, Sanierungsanteil 0,4	
Netzknoten	Summe [MWh]	Netzknoten	Summe [MWh]
FELD	422,55	FELD	280,14
OLBE	370,88	OLBE	213,57
LIND	273,68	SIEV	160,56
SIEV	263,91	ITZS	147,63
GOOS	260,65	GWAA	138,07
HADE	209,68	KUMM	124,73
ITZS	195,41	HEMW	93,65
HEMW	192,69	HOLM	91,34
QUID	176,61	JUEB	89,82
NIED	166,51	GOOS	87,92

Tabelle A.13.: Netzknoten mit der niedrigsten Gesamtdifferenz zwischen Stromproduktion und Strombedarf im Januar

Speicher 2, Sanierungsanteil 0,07		Speicher 2, Sanierungsanteil 0,4	
Netzknoten	Summe [MWh]	Netzknoten	Summe [MWh]
HASS	-5724,95	HASS	-4964,99
DBGE	-2906,99	DBGE	-2922,63
HALS	-1477,98	HARK	-1944,74
AHRN	-1443,07	WEDI	-1576,94
ELMM	-1378,55	ELMM	-1135,19
WEDI	-1302,58	AHRN	-1094,24
HARK	-1253,09	HALS	-1086,41
PINM	-1180,43	PINM	-931,81
WOHL	-1102,19	BRAC	-911,66
ITZM	-1062,78	ITZM	-864,62

Speicher 10, Sanierungsanteil 0,07		Speicher 10, Sanierungsanteil 0,4	
Netzknoten	Summe [MWh]	Netzknoten	Summe [MWh]
HASS	-6072,95	HASS	-5240,58
DBGE	-3167,41	DBGE	-3129,37
HALS	-1549,23	HARK	-2013,83
AHRN	-1514,50	WEDI	-1683,53
ELMM	-1435,75	ELMM	-1177,94
WEDI	-1434,82	AHRN	-1146,80
HARK	-1349,42	HALS	-1142,45
PINM	-1231,07	BRAC	-996,27
WOHL	-1157,75	PINM	-971,20
ITZM	-1104,71	ITZM	-899,33

A. Anhang

Tabelle A.14.: Netzknoten mit der höchsten Gesamtdifferenz zwischen Stromproduktion und Strombedarf im Juni

Speicher 2, Sanierungsanteil 0,07		Speicher 2, Sanierungsanteil 0,4	
Netzknoten	Summe [MWh]	Netzknoten	Summe [MWh]
HASS	2629,07	HASS	1680,79
DBGE	1904,80	DBGE	1166,11
WEDI	868,56	WEDI	519,90
BRAC	759,85	BRAC	454,20
HARK	552,25	NIEB	235,83
NIEB	410,62	SHWE	145,13
AHRN	255,47	AHRN	142,80
SHWE	243,11	HARK	135,45
RDBN	229,74	TREN	133,85
TREN	221,20	RDBN	130,12
Speicher 10, Sanierungsanteil 0,07		Speicher 10, Sanierungsanteil 0,4	
Netzknoten	Summe [MWh]	Netzknoten	Summe [MWh]
HASS	3819,28	HASS	2543,49
DBGE	2909,11	DBGE	1888,80
WEDI	1367,84	WEDI	875,20
BRAC	1207,49	BRAC	772,62
HARK	881,91	NIEB	410,03
NIEB	657,37	AHRN	269,12
AHRN	425,81	HARK	255,97
RDBN	373,79	RDBN	235,43
SHWE	365,14	SHWE	234,49
HALS	343,60	HALS	222,32

Tabelle A.15.: Netzknoten mit der niedrigsten Gesamtdifferenz zwischen Stromproduktion und Strombedarf im Juni

Speicher 2, Sanierungsanteil 0,07		Speicher 2, Sanierungsanteil 0,4	
Netzknoten	Summe [MWh]	Netzknoten	Summe [MWh]
KRUE	0,32	KRUE	0,10
OSTO	9,90	KAMP	3,33
KAMP	10,25	OSTO	4,63
EINF	11,79	EINF	5,50
BRUN	12,56	GEEO	6,47
ELMO	12,64	ELMO	6,49
GEEO	13,37	BRUN	6,96
NORS	13,48	NORS	7,42
FLEN	15,07	FLEN	7,86
WEIS	17,98	BREO	8,47
Speicher 10, Sanierungsanteil 0,07		Speicher 10, Sanierungsanteil 0,4	
Netzknoten	Summe [MWh]	Netzknoten	Summe [MWh]
KRUE	0,65	KRUE	0,33
OSTO	16,19	KAMP	7,62
KAMP	18,44	OSTO	8,35
BRUN	19,98	EINF	11,03
EINF	20,37	BRUN	12,28
ELMO	21,62	ELMO	13,02
NORS	22,05	NORS	13,34
GEEO	23,14	GEEO	13,42
FLEN	24,81	FLEN	15,03
WEIS	26,18	DOER	16,52

Tabelle A.16.: Netzknoten mit der höchsten positiven Differenz im Januar

Speicher 2, Sanierungsanteil 0,07			Speicher 2, Sanierungsanteil 0,4		
Netzknoten	Maximum [MW]	Datum Maximum	Netzknoten	Maximum [MW]	Datum Maximum
HASS	19,05	2015-01-20 08:00:00+01:00	HASS	13,04	2015-01-20 08:00:00+01:00
DBGE	16,18	2015-01-20 08:00:00+01:00	DBGE	10,71	2015-01-20 08:00:00+01:00
WEDI	8,68	2015-01-20 08:00:00+01:00	WEDI	5,61	2015-01-20 08:00:00+01:00
BRAC	8,33	2015-01-20 08:00:00+01:00	BRAC	5,30	2015-01-20 08:00:00+01:00
NIEB	6,67	2015-01-30 07:00:00+01:00	NIEB	4,67	2015-01-30 07:00:00+01:00
HARK	5,04	2015-01-20 08:00:00+01:00	SHWE	3,04	2015-01-30 07:00:00+01:00
SHWE	3,68	2015-01-20 08:00:00+01:00	SHUB	2,37	2015-01-20 08:00:00+01:00
MOEW	3,25	2015-01-24 18:00:00+01:00	ECKE	2,34	2015-01-30 07:00:00+01:00
SEGE	3,22	2015-01-24 18:00:00+01:00	RDBN	2,17	2015-01-20 08:00:00+01:00
RDBN	3,04	2015-01-30 07:00:00+01:00	AHRN	2,17	2015-01-20 08:00:00+01:00
Speicher 10, Sanierungsanteil 0,07			Speicher 10, Sanierungsanteil 0,4		
Netzknoten	Maximum [MW]	Datum Maximum	Netzknoten	Maximum [MW]	Datum Maximum
HASS	19,20	2015-01-30 11:00:00+01:00	HASS	13,28	2015-01-30 11:00:00+01:00
DBGE	16,18	2015-01-20 12:00:00+01:00	DBGE	10,71	2015-01-20 12:00:00+01:00
WEDI	8,68	2015-01-20 12:00:00+01:00	WEDI	5,60	2015-01-17 18:00:00+01:00
BRAC	8,38	2015-01-20 17:00:00+01:00	BRAC	5,30	2015-01-17 17:00:00+01:00
NIEB	6,69	2015-01-17 18:00:00+01:00	NIEB	4,67	2015-01-17 18:00:00+01:00
HARK	5,04	2015-01-20 13:00:00+01:00	SHWE	3,06	2015-01-20 07:00:00+01:00
SHWE	3,69	2015-01-30 11:00:00+01:00	SHUB	2,38	2015-01-20 17:00:00+01:00
MOEW	3,27	2015-01-20 17:00:00+01:00	ECKE	2,38	2015-01-20 17:00:00+01:00
SEGE	3,26	2015-01-20 17:00:00+01:00	MOEW	2,19	2015-01-20 17:00:00+01:00
RDBN	3,06	2015-01-20 17:00:00+01:00	AHRN	2,18	2015-01-20 13:00:00+01:00

Tabelle A.17.: Netzknoten mit der höchsten negativen Differenz im Januar

Speicher 2, Sanierungsanteil 0,07			Speicher 2, Sanierungsanteil 0,4		
Netzknoten	Minimum [MW]	Datum Minimum	Netzknoten	Minimum [MW]	Datum Minimum
HASS	-73,83	2015-01-17 07:00:00+01:00	HASS	-58,06	2015-01-17 07:00:00+01:00
DBGE	-54,45	2015-01-24 07:00:00+01:00	DBGE	-42,81	2015-01-24 07:00:00+01:00
WEDI	-29,85	2015-01-27 16:00:00+01:00	WEDI	-24,00	2015-01-29 13:00:00+01:00
BRAC	-24,05	2015-01-29 13:00:00+01:00	BRAC	-18,97	2015-01-29 13:00:00+01:00
NIEB	-20,30	2015-01-29 13:00:00+01:00	HARK	-17,93	2015-01-24 07:00:00+01:00
HARK	-19,90	2015-01-24 07:00:00+01:00	NIEB	-15,30	2015-01-29 13:00:00+01:00
AHRN	-19,54	2015-01-29 13:00:00+01:00	AHRN	-14,50	2015-01-29 13:00:00+01:00
HALS	-16,91	2015-01-29 10:00:00+01:00	HALS	-12,93	2015-01-24 07:00:00+01:00
ELMM	-15,56	2015-01-29 13:00:00+01:00	ELMM	-12,00	2015-01-29 13:00:00+01:00
RDBN	-15,24	2015-01-29 13:00:00+01:00	RDBN	-11,41	2015-01-29 13:00:00+01:00
Speicher 10, Sanierungsanteil 0,07			Speicher 10, Sanierungsanteil 0,4		
Netzknoten	Minimum [MW]	Datum Minimum	Netzknoten	Minimum [MW]	Datum Minimum
HASS	-74,01	2015-01-18 06:00:00+01:00	HASS	-58,16	2015-01-19 04:00:00+01:00
DBGE	-54,46	2015-01-24 05:00:00+01:00	DBGE	-42,86	2015-01-24 06:00:00+01:00
WEDI	-30,54	2015-01-27 03:00:00+01:00	WEDI	-24,43	2015-01-27 03:00:00+01:00
BRAC	-24,31	2015-01-27 03:00:00+01:00	BRAC	-19,41	2015-01-27 03:00:00+01:00
NIEB	-21,88	2015-01-27 03:00:00+01:00	HARK	-17,93	2015-01-24 05:00:00+01:00
HARK	-19,91	2015-01-24 05:00:00+01:00	NIEB	-16,20	2015-01-29 03:00:00+01:00
AHRN	-19,83	2015-01-26 04:00:00+01:00	AHRN	-15,20	2015-01-26 04:00:00+01:00
HALS	-16,93	2015-01-24 05:00:00+01:00	HALS	-13,04	2015-01-24 06:00:00+01:00
RDBN	-15,81	2015-01-25 02:00:00+01:00	ELMM	-12,41	2015-01-24 06:00:00+01:00
ELMM	-15,73	2015-01-25 02:00:00+01:00	RDBN	-11,64	2015-01-23 03:00:00+01:00

Tabelle A.18.: Netzknoten mit der höchsten positiven Differenz im Juni

Speicher 2, Sanierungsanteil 0,07			Speicher 2, Sanierungsanteil 0,4		
Netzknoten	Maximum [MW]	Datum Maximum	Netzknoten	Maximum [MW]	Datum Maximum
HASS	20,81	2015-06-18 07:00:00+02:00	HASS	15,08	2015-06-28 22:00:00+02:00
DBGE	17,38	2015-06-16 07:00:00+02:00	DBGE	12,11	2015-06-16 08:00:00+02:00
WEDI	9,55	2015-06-18 19:00:00+02:00	WEDI	6,55	2015-06-19 08:00:00+02:00
BRAC	8,87	2015-06-19 08:00:00+02:00	BRAC	6,01	2015-06-20 09:00:00+02:00
NIEB	6,88	2015-06-19 08:00:00+02:00	NIEB	4,99	2015-06-19 08:00:00+02:00
HARK	5,66	2015-06-16 07:00:00+02:00	SHWE	3,08	2015-06-17 08:00:00+02:00
SHWE	3,86	2015-06-17 08:00:00+02:00	AHRN	2,74	2015-06-19 08:00:00+02:00
AHRN	3,45	2015-06-20 22:00:00+02:00	SHUB	2,66	2015-06-19 08:00:00+02:00
RDBN	3,36	2015-06-19 08:00:00+02:00	RDBN	2,60	2015-06-19 08:00:00+02:00
SHUB	3,33	2015-06-19 08:00:00+02:00	ECKE	2,43	2015-06-19 08:00:00+02:00

Speicher 10, Sanierungsanteil 0,07			Speicher 10, Sanierungsanteil 0,4		
Netzknoten	Maximum [MW]	Datum Maximum	Netzknoten	Maximum [MW]	Datum Maximum
HASS	20,81	2015-06-17 08:00:00+02:00	HASS	15,10	2015-06-16 07:00:00+02:00
DBGE	17,38	2015-06-16 07:00:00+02:00	DBGE	12,11	2015-06-16 07:00:00+02:00
WEDI	9,56	2015-06-16 07:00:00+02:00	WEDI	6,60	2015-06-16 08:00:00+02:00
BRAC	8,95	2015-06-20 22:00:00+02:00	BRAC	6,02	2015-06-16 07:00:00+02:00
NIEB	7,29	2015-06-23 08:00:00+02:00	NIEB	5,38	2015-06-19 08:00:00+02:00
HARK	5,66	2015-06-16 06:00:00+02:00	SHWE	3,38	2015-06-28 20:00:00+02:00
SHWE	3,97	2015-06-28 22:00:00+02:00	SHUB	2,76	2015-06-19 19:00:00+02:00
MOEW	3,53	2015-06-21 20:00:00+02:00	AHRN	2,76	2015-06-16 07:00:00+02:00
SEGE	3,53	2015-06-19 08:00:00+02:00	ECKE	2,71	2015-06-19 08:00:00+02:00
RDBN	3,46	2015-06-20 22:00:00+02:00	RDBN	2,63	2015-06-20 19:00:00+02:00

Tabelle A.19.: Netzknoten mit der höchsten negativen Differenz im Juni

Speicher 2, Sanierungsanteil 0,07			Speicher 2, Sanierungsanteil 0,4		
Netzknoten	Minimum [MW]	Datum Minimum	Netzknoten	Minimum [MW]	Datum Minimum
HASS	-9,76	2015-06-18 04:00:00+02:00	HASS	-11,30	2015-06-18 04:00:00+02:00
DBGE	-7,09	2015-06-19 04:00:00+02:00	DBGE	-8,31	2015-06-19 04:00:00+02:00
WEDI	-5,12	2015-06-19 04:00:00+02:00	WEDI	-5,81	2015-06-19 04:00:00+02:00
HARK	-3,67	2015-06-19 04:00:00+02:00	BRAC	-4,25	2015-06-19 04:00:00+02:00
BRAC	-3,64	2015-06-19 04:00:00+02:00	HARK	-4,12	2015-06-19 04:00:00+02:00
NIEB	-3,23	2015-06-25 03:00:00+02:00	NIEB	-3,80	2015-06-25 03:00:00+02:00
AHRN	-3,06	2015-06-19 04:00:00+02:00	AHRN	-3,45	2015-06-19 04:00:00+02:00
HALS	-2,64	2015-06-19 04:00:00+02:00	HALS	-2,99	2015-06-19 04:00:00+02:00
ELMM	-2,50	2015-06-19 04:00:00+02:00	ELMM	-2,82	2015-06-19 04:00:00+02:00
WOHL	-2,49	2015-06-19 04:00:00+02:00	WOHL	-2,81	2015-06-19 04:00:00+02:00

Speicher 10, Sanierungsanteil 0,07			Speicher 10, Sanierungsanteil 0,4		
Netzknoten	Minimum [MW]	Datum Minimum	Netzknoten	Minimum [MW]	Datum Minimum
HASS	-9,90	2015-06-18 04:00:00+02:00	HASS	-10,76	2015-06-28 14:00:00+02:00
DBGE	-6,97	2015-06-22 04:00:00+02:00	DBGE	-7,28	2015-06-21 06:00:00+02:00
WEDI	-4,71	2015-06-22 04:00:00+02:00	WEDI	-4,99	2015-06-18 04:00:00+02:00
BRAC	-3,35	2015-06-19 04:00:00+02:00	NIEB	-3,81	2015-06-25 03:00:00+02:00
NIEB	-3,29	2015-06-25 03:00:00+02:00	BRAC	-3,77	2015-06-20 14:00:00+02:00
HARK	-3,14	2015-06-22 04:00:00+02:00	HARK	-3,54	2015-06-22 04:00:00+02:00
AHRN	-2,72	2015-06-22 04:00:00+02:00	AHRN	-3,11	2015-06-19 04:00:00+02:00
HALS	-2,35	2015-06-22 04:00:00+02:00	HALS	-2,63	2015-06-19 04:00:00+02:00
ELMM	-2,28	2015-06-22 04:00:00+02:00	WOHL	-2,50	2015-06-19 04:00:00+02:00
WOHL	-2,19	2015-06-22 04:00:00+02:00	ELMM	-2,42	2015-06-22 04:00:00+02:00

A.2. Anhang 2: Abbildungen

2015-01-17 bis 2015-02-01,
Sanierungsrate: 0.4, Speicher/inst. Leistung: 2

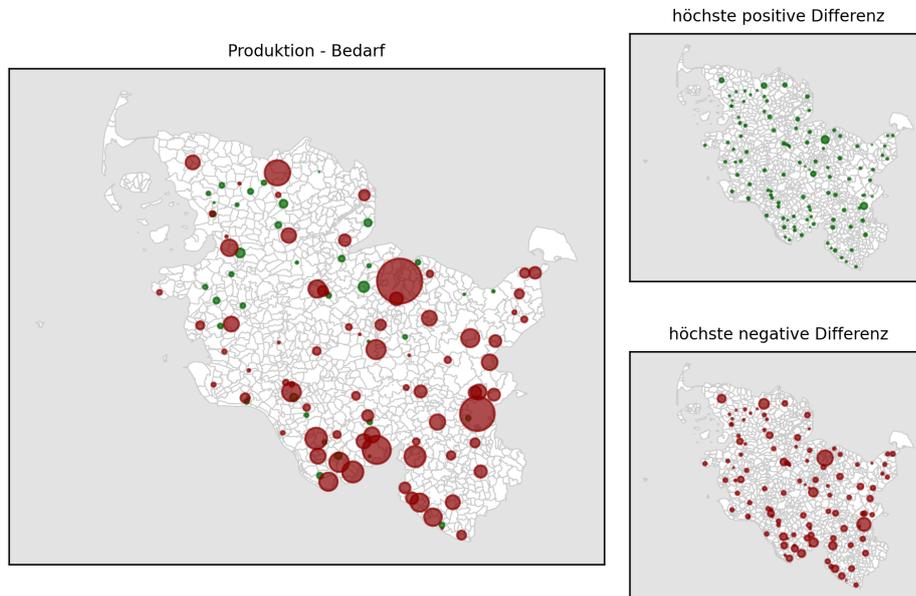


Abbildung A.1.: Differenz zwischen Stromproduktion und Strombedarf zur Wärmebedarfsdeckung im Januar für eine Sanierungsrate von 40 % und ein Speicherverhältnis von 2 (grün: positiv, rot: negativ)

2015-06-16 bis 2015-07-01,
Sanierungsrate: 0.4, Speicher/inst. Leistung: 2

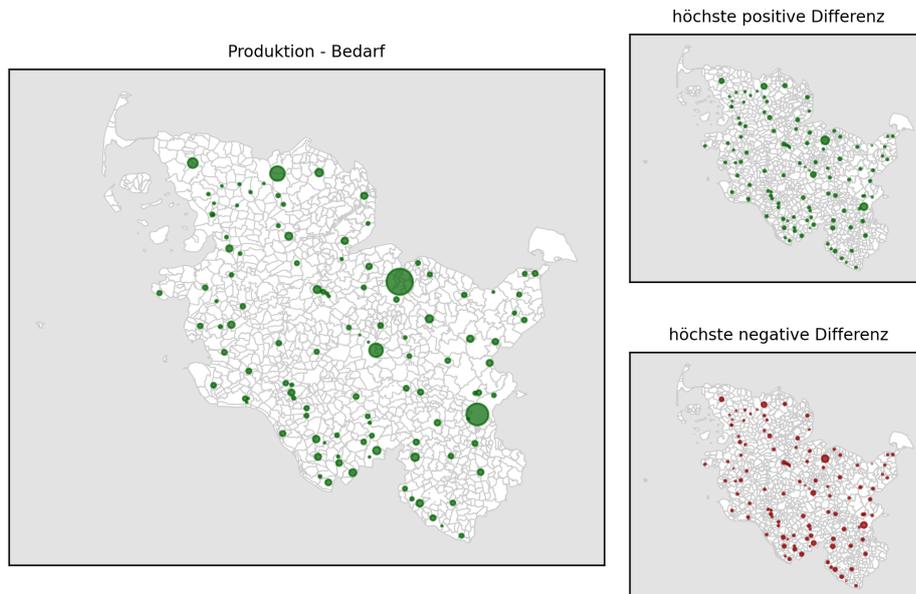
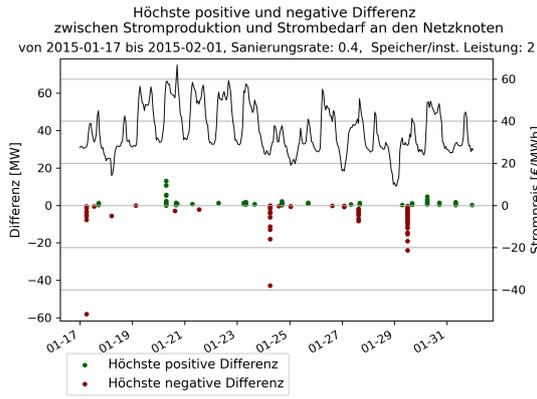
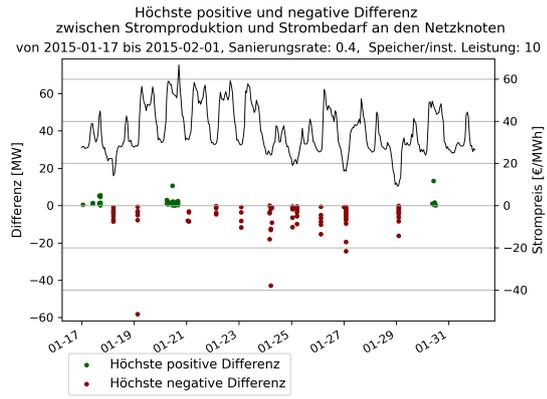


Abbildung A.2.: Differenz zwischen Stromproduktion und Strombedarf zur Wärmebedarfsdeckung im Juni für eine Sanierungsrate von 40 % und ein Speicherverhältnis von 2 (grün: positiv, rot: negativ)

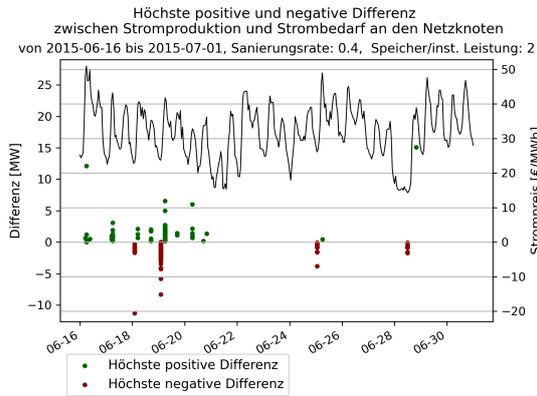
A. Anhang



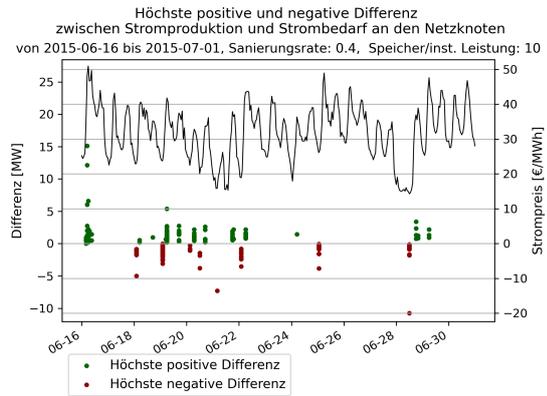
(a) Speicherungsverhältnis 2, Januar



(b) Speicherungsverhältnis 10, Januar



(c) Speicherungsverhältnis 2, Juni



(d) Speicherungsverhältnis 10, Juni

Abbildung A.3.: Zeitliches Auftreten der höchsten positiven und negativen Differenzen an den Netzknoten für eine Sanierungsrate von 40 %

A.3. Anhang 3: Digitaler Anhang

Ordner: Modell

Dateibeschreibung des Ordners „Modell“

Dateiname	Beschreibung	Verweis auf Kapitel
TLP_input.7z	Wärmebedarfszeitreihen, Temperaturzeitreihen, Zeitreihe der Bestrahlungsstärke für alle Gemeinden Schleswig-Holsteins	Abschnitt 4.1.2
heat_dem_tot_007.csv heat_dem_tot_02.csv heat_dem_tot_04.csv	jährlicher Wärmebedarf aufgeteilt nach Gebäudekategorie je Gemeinde	Abschnitt 4.1.3
municipalities_notcalc.csv	Gemeinden, die unter Umständen nicht berechnet wurden (Bestimmung durch missing_mun.py)	-
price2015.csv	Strompreis Day-Ahead-Markt 2015	Unterabschnitt 4.1.2.2
SH_heat.csv	Verstädterungsgrad, Siedlungsfläche, Einwohner für alle Gemeinden	Abschnitt 5.2.7
SH_Municipalities.csv	Koordinaten der Gemeinden	Abschnitt 5.2.6
solar_alt.csv	Sonnenhöhe und Azimuth im Jahresverlauf	Unterabschnitt 4.1.2.5
T_Sole.csv	Quellentemperaturverlauf für SW-Wärmepumpe	Unterabschnitt 4.1.2.4
wg_area.csv	Wohnflächen für EZFH und MFH für alle Gemeinden	Abschnitt 4.1.3
demand_cover_main.py	Hauptprogramm des Gesamtmodells	Unterkapitel 4.1
BHKW_f.py	Modellierung des BHKW-Systems	Unterkapitel 4.2
bhkw_opti_control_f.py	Betrieb der Elemente im BHKW-System optimieren	Abschnitt 4.2.2
bhkw_opti_n_f.py	Anzahl aktiver BHKW optimieren	Abschnitt 4.2.3
Solar_Thermal_f.py	Modellierung der solarthermischen Wärmeerzeugung	Unterkapitel 4.4
WP_Air_f.py	Modellierung des LW-Wärmepumpe-Systems	Unterkapitel 4.3
wp_air_opti_control_f.py	Betrieb der Elemente im LW-Wärmepumpe-System optimieren	Abschnitt 4.3.2
WP_Sole_f.py	Modellierung des SW-Wärmepumpe-Systems	Unterkapitel 4.3
wp_sole_opti_control_f.py	Betrieb der Elemente im SW-Wärmepumpe-System optimieren	Abschnitt 4.3.2
wp_f_water_dem.py	Aufteilung der Wärmebedarfszeitreihen auf Raumwärme und Warmwasser	Abschnitt 4.1.3
evaluation.py	Zusammenfassung der Daten für die Auswertung	Unterkapitel 5.2
missing_mun.py	Bestimmung noch nicht berechneter Gemeinden	-

Ordner: Soletemperatur

Dateibeschreibung des Ordners „Soletemperatur“

Dateiname	Beschreibung	Verweis auf Kapitel
solar.py	Berechnung von Sonnenhöhe und Azimuth	Unterabschnitt 4.1.2.5
solar_alt.csv	Sonnenhöhe und Azimuth im Jahresverlauf	Unterabschnitt 4.1.2.5

Ordner: Sonnenstand

Dateibeschreibung des Ordners „Sonnenstand“

Dateiname	Beschreibung	Verweis auf Kapitel
T_Sole.py	Berechnung der Soletemperatur im Jahresverlauf	Unterabschnitt 4.1.2.4
T_Sole.csv	Quellentemperaturverlauf für SW-Wärmepumpe	Unterabschnitt 4.1.2.4

Ordner: Ergebnisse.7z

Dateibeschreibung des Ordners „Ergebnisse“

Dateiname	Beschreibung	Verweis auf Kapitel
all_results_.....	Ordner mit Zeitreihen der Simulationsergebnisse für alle Gemeinden	Kapitel 5
results_.....	Ordner mit ganzjährigen Zeitreihen der Simulationsergebnisse für Flensburg und Quickborn	Kapitel 5