

**PROJEKT  
SZENARIENENTWICKLUNG FÜR  
DIE EMISSIONSOPTIMIERTE  
ENERGIEVERSORGUNG EINER  
FERNWÄRMESTADT**

CERO<sub>2</sub>

20.03.2024



**Autoren:**

Kristina Schumacher  
Samanta Weber

Prof. Dr. Dirk Volta (Projektleiter)



**Zentrum für nachhaltige Energiesysteme Hochschule / Europa-Universität Flensburg**  
Kanzleistraße 91-93  
24943 Flensburg  
Internet: [www.znes-flensburg.de](http://www.znes-flensburg.de)

**In Kooperation mit:**



**Gefördert durch die:**



Gesellschaft für  
Energie und Klimaschutz  
Schleswig-Holstein





**Zentrum für nachhaltige Energiesysteme Hochschule / Europa-Universität Flensburg**

Kanzleistraße 91-93

24943 Flensburg

Internet: [www.znes-flensburg.de](http://www.znes-flensburg.de)

In Kooperation mit der Stadtwerke Flensburg GmbH

Gefördert durch die EKSH Gesellschaft für Energie und Klimaschutz Schleswig-Holstein GmbH

## Inhaltsverzeichnis

<b>Abbildungsverzeichnis .....</b>	<b>VI</b>
<b>Tabellenverzeichnis .....</b>	<b>IX</b>
<b>Formelzeichen .....</b>	<b>X</b>
<b>Indizes .....</b>	<b>XIII</b>
<b>Abkürzungen .....</b>	<b>XVI</b>
<b>Zusammenfassung .....</b>	<b>17</b>
<b>1 Einleitung .....</b>	<b>17</b>
1.1 Zielsetzung .....	18
1.2 Vorgehen .....	18
1.3 Einordnung von Begrifflichkeiten .....	19
<b>2 Stand der Wissenschaft und Technik, Grundlagen.....</b>	<b>21</b>
2.1 Transformation von Wärmenetzen .....	21
2.2 Methode des Physikalischen Optimums.....	22
2.2.1 Definition, Verbrauchs- und Bedarfsperspektive .....	22
2.2.2 Abgrenzung des PhO von Wirkungsgrad und Leistungszahl.....	23
2.2.3 Prozessunabhängiges und prozessabhängiges PhO.....	23
2.3 Physikalische Modellierung von Verlusten in Wärmenetzen.....	23
2.3.1 Thermische Verluste im Wärmenetz.....	23
2.3.2 Hydraulische Verluste im Wärmenetz .....	25
2.4 Energiesystemmodellierung der Wärmeerzeugung .....	26
2.4.1 Thermische Energiesystemmodellierung .....	26
2.4.2 Charakteristika des gewählten Energiesystemmodells.....	27
2.4.3 Architektur und -konzeption der objektorientierten Graphenstruktur.....	29
<b>3 IST-Situation .....</b>	<b>31</b>
3.1 Versorgungsstruktur.....	31
3.1.1 Energiefluss .....	31
3.1.2 CO <sub>2</sub> -Emissionen .....	38
3.2 Verteilungsstruktur.....	41
3.2.1 Untersuchung der Wärmeabgabe .....	42
3.2.2 Digitale Datenerfassung zur Netztemperaturüberwachung.....	51
<b>4 Verlustanalyse von Abnehmenden in thermischen Netzen.....</b>	<b>52</b>
4.1 Modell der Verluste der Abnehmenden .....	52
4.2 Verluste der realen Abnehmenden .....	54
4.3 Definition des idealen Abnehmenden .....	55

<b>4.4</b>	<b>Potenzialermittlung durch Vergleich des idealen und realen Abnehmenden .....</b>	<b>56</b>
<b>5</b>	<b>Modellierung der Bedarfsszenarien .....</b>	<b>62</b>
<b>5.1</b>	<b>IST-Zustand und Vorgehensweise .....</b>	<b>62</b>
5.1.1	Wärmeverluste IST .....	62
5.1.2	Hydraulische Verluste IST .....	66
<b>5.2</b>	<b>Szenario I – WP für IST-Zustand .....</b>	<b>70</b>
5.2.1	Beschreibung .....	70
5.2.2	Ergebnisse .....	71
<b>5.3</b>	<b>Szenario II - Reduktion der Temperaturniveaus .....</b>	<b>71</b>
5.3.1	Beschreibung .....	71
5.3.2	Ergebnisse zu Wärmeverlusten .....	72
5.3.3	Ergebnisse zur Hydraulik .....	72
5.3.4	Ergebnisse zur Exergiebetrachtung .....	74
<b>5.4</b>	<b>Szenario III –LowEx-Betrieb .....</b>	<b>78</b>
5.4.1	Beschreibung .....	79
5.4.2	Ergebnisse zu Wärmeverlusten .....	82
5.4.3	Ergebnisse zur Hydraulik .....	84
5.4.4	Ergebnisse zur Exergiebetrachtung .....	85
<b>5.5</b>	<b>Szenario IV - ZeroEx .....</b>	<b>86</b>
5.5.1	Beschreibung .....	87
5.5.2	Ergebnisse zu Wärmeverlusten .....	88
5.5.3	Ergebnisse zur Hydraulik .....	89
<b>5.6</b>	<b>Prozessunabhängiges PhO Wärmenetz .....</b>	<b>90</b>
5.6.1	Beschreibung .....	90
5.6.2	Ergebnisse zu Wärmeverlusten .....	91
5.6.3	Ergebnisse zur Hydraulik .....	91
<b>5.7</b>	<b>Szenarienvergleich .....</b>	<b>92</b>
5.7.1	Energetischer Vergleich .....	92
5.7.2	Vergleich der CO <sub>2</sub> -Emissionen .....	98
<b>6</b>	<b>Modell der Energieversorgung .....</b>	<b>102</b>
<b>6.1</b>	<b>Randbedingungen der Wärmeversorgung 2035 .....</b>	<b>103</b>
<b>6.2</b>	<b>Regenerative Wärmequellen .....</b>	<b>105</b>
6.2.1	Abwärmequellen .....	105
6.2.2	Niedertemperatur- und Anergiewärmequellen .....	108
6.2.3	Tiefe Geothermie .....	110
6.2.4	Solarthermische Wärme .....	113
6.2.5	Biomasse .....	116
6.2.6	Zusammenfassung .....	120
<b>6.3</b>	<b>Marktumfeld .....</b>	<b>121</b>
6.3.1	Technologiekosten .....	122
6.3.2	Brennstoffkosten .....	123
6.3.3	Energiepolitischer Rahmen .....	125

---

<b>6.4</b>	<b>Modelltopologie .....</b>	<b>126</b>
<b>6.5</b>	<b>Abbildung temperaturabhängigen Verhaltens.....</b>	<b>130</b>
6.5.1	Speicherschleife .....	130
6.5.2	Solarthermie .....	131
6.5.3	Wärmepumpen .....	132
<b>6.6</b>	<b>Berücksichtigung ökonomischer Kenngrößen.....</b>	<b>138</b>
<b>6.7</b>	<b>Besonderheiten der Modellstruktur .....</b>	<b>139</b>
<b>7</b>	<b>Szenarioanalyse der Wärmeerzeugung .....</b>	<b>143</b>
<b>7.1</b>	<b>Szenarien.....</b>	<b>143</b>
<b>7.2</b>	<b>Szenario I <i>TrafoPlan</i> .....</b>	<b>145</b>
<b>7.3</b>	<b>Szenario II <i>NoGeo</i> .....</b>	<b>147</b>
<b>7.4</b>	<b>Szenario III <i>MaxRES</i> .....</b>	<b>151</b>
<b>7.5</b>	<b>Gegenüberstellung aller Szenarien .....</b>	<b>154</b>
<b>7.6</b>	<b>Sensitivitätsanalyse.....</b>	<b>159</b>
7.6.1	Methodischer Ansatz.....	159
7.6.2	Kosten .....	160
7.6.3	Verfügbarkeit .....	164
7.6.4	Abnahme .....	166
7.6.5	Extremfälle.....	170
<b>8</b>	<b>Auswertung.....</b>	<b>172</b>
<b>8.1</b>	<b>Diskussion der PhO-Methode in Bezug auf das Fernwärmenetz .....</b>	<b>172</b>
<b>8.2</b>	<b>Mehrwert der PhO-Methode in Bezug auf das Fernwärmenetz Flensburg .....</b>	<b>173</b>
<b>8.3</b>	<b>Diskussion der Ergebnisse der erzeugerseitigen Energiesystemmodellierung .....</b>	<b>173</b>
<b>8.4</b>	<b>Mehrwert der erzeugerseitigen Energiesystemmodellierung.....</b>	<b>175</b>
<b>9</b>	<b>Handlungsempfehlungen.....</b>	<b>177</b>
<b>10</b>	<b>Literaturverzeichnis.....</b>	<b>180</b>





## Abbildungsverzeichnis

ABBILDUNG 2-1: KLASSIFIZIERUNG DER DIMENSIONEN DES ENERGIEMODELLS NACH [138] .....	28
ABBILDUNG 3-1: SANKEY-DIAGRAMM DER ERZEUGUNGSANLAGEN DER SWFL.....	32
ABBILDUNG 3-2: PARETO-DIAGRAMM VERLUSTZUORDNUNG ERZEUGUNGSANLAGEN.....	34
ABBILDUNG 3-3: GESTAPELTES SÄULENDIAGRAMM – ENERGIEUMSÄTZE KESSELANLAGEN .....	35
ABBILDUNG 3-4: SANKEY-DIAGRAMM HKW UND NETZÜBERSICHT.....	36
ABBILDUNG 3-5: PARETO-DIAGRAMM VERLUSTZUORDNUNG IM HKW UND WÄRMENETZ.....	37
ABBILDUNG 3-6: GESTAPELTES SÄULENDIAGRAMM ANTEILE DER ENERGIEUMSÄTZE IM WÄRMEVERBUND.....	37
ABBILDUNG 3-7: CO <sub>2</sub> -EMISSIONEN NACH KESSEL UND BRENNSTOFF FÜR DAS JAHR 2020.....	39
ABBILDUNG 3-8: BRENNSTOFFANTEILE AN EINGESETZTER BRENNSTOFFENERGIE UND CO <sub>2</sub> -EMISSIONEN 2020 .....	40
ABBILDUNG 3-9: SPEZIFISCHE EMISSIONEN JE KUPPELPRODUKT UND ANLAGENFORM .....	41
ABBILDUNG 3-10: FERNWÄRMENETZ IM FLENSBURGER STADTGEBIET [164].....	42
ABBILDUNG 3-11: TEMPERATURVERLAUF, LASTGANG UND JAHRESDAUERLINIE HKW FÜR 2021 .....	43
ABBILDUNG 3-12: CARPET-PLOT DES HKWS ÜBER DIE WOCHENTAGE FÜR 2021 .....	43
ABBILDUNG 3-13: CARPET-PLOT DES HKWS ÜBER DIE TAGESDAUER FÜR 2021.....	44
ABBILDUNG 3-14: STUNDENMITTELWERTE DER WÄRMEABGABE NACH MONATEN FÜR 2021.....	45
ABBILDUNG 3-15: WÄRMEABGABE HKW 2021 ÜBER AUßENTEMPERATUR .....	46
ABBILDUNG 3-16: WÄRMEABGABE HKW 2021 ÜBER AUßENTEMPERATUR MORGEN- UND ABENDSPITZE .....	47
ABBILDUNG 3-17: WÄRMEABGABE HKW 2021 ÜBER AUßENTEMPERATUR NACHTABSENKUNG .....	48
ABBILDUNG 3-18: WÄRMEABGABE HKW ÜBER AUßENTEMPERATUR WOCHENTAGE SOWIE BESONDERE TAGE .....	49
ABBILDUNG 3-19: WÄRMEABGABE HKW 2021 ÜBER AUßENTEMPERATUR HEIZPERIODE UND SOMMER.....	50
ABBILDUNG 4-1: VERHÄLTNISS VON GESENDER ZU ERWARTETER DATENMENGE FÜR ALLE ADRESSEN .....	52
ABBILDUNG 4-14: SYSTEMMODELL FÜR DIE INDIVIDUELLEN VERLUSTE EINES ABNEHMENDEN, STATIONÄRER ZUSTAND.....	53
ABBILDUNG 4-15: VERGLEICH EINES HOHEN UND EINES NIEDRIGEN KAPAZITÄTSSTROMS FÜR WÜT 1.....	54
ABBILDUNG 4-16: ERRECHNETE VERLUSTE VON VL UND RL BEZOGEN AUF DIE NUTZWÄRME .....	55
ABBILDUNG 4-17: REALER UND SIMULIERTER VERLAUF DER VL-TEMPERATUR ÜBER DIE WÜT-FLÄCHE 1 .....	57
ABBILDUNG 4-18: SCHEMATISCHE EINORDNUNG DER GEBÄUDE FÜR VERMEIDBARE UND GESAMTHAFTE VERLUSTE.....	58
ABBILDUNG 4-19: RELATIVE VERMEIDBARE VERLUSTE ÜBER DEM GESAMTVERLUST .....	59
ABBILDUNG 4-20: RELATIVE VERMEIDBARE UND GESAMTHAFTE VERLUSTE, ANSATZ 1 GEGENÜBER 2 .....	60
ABBILDUNG 5-1: URSÄCHLICHER BEDARF UND WÄRMEVERLUSTE IM REALFALL UND PHO SZENARIO I FÜR 2021.....	65
ABBILDUNG 5-2: BEDARF UND WÄRMEVERLUSTE IM REALFALL UND PHO (NORMIERT) SZENARIO I FÜR 2021 .....	66
ABBILDUNG 5-3: MOODY-DIAGRAMM AUS [28, S. 1225] UND NÄHERUNGSGLEICHUNG FÜR GLATTE ROHRE .....	68
ABBILDUNG 5-4: BEDARF, WÄRMEVERLUSTE UND HYDRAULISCHE LEISTUNG IM REALFALL UND PHO FÜR 2021 .....	69
ABBILDUNG 5-5: HYDRAULISCHE LEISTUNG UND PUMPLEISTUNG IST FÜR 2021 .....	69
ABBILDUNG 5-6: VERGLEICH DER STRÖMUNGSGESCHWINDIGKEITEN HAUPTSTRÄNG UND LAST FÜR 2021 .....	70
ABBILDUNG 5-7: WÄRMEBEDARF, -VERLUSTE UND ELEKTRISCHER BEZUG WP SZENARIO I FÜR 2021 .....	71
ABBILDUNG 5-8: VERGLEICH DER WÄRMEVERLUSTE IST UND SZENARIO II FÜR 2021 .....	72
ABBILDUNG 5-9: VERGLEICH DER HYDR. LEISTUNG UND PUMPLEISTUNG VERSCHIEDENER $\Delta T$ , SZENARIO II FÜR 2021 .....	74
ABBILDUNG 5-10: VERGLEICH WÄRMEVERLUSTE IST UND SZENARIO II MINIMIERTER EXERGIEVERLUST FÜR 2021 .....	76
ABBILDUNG 5-11: BEDARF UND WÄRMEVERLUSTE IM REALFALL UND PHO SZENARIO II WP FÜR 2021.....	78
ABBILDUNG 5-12: HYDRAULISCHE LEISTUNG UND PUMPLEISTUNG SZENARIO II WP FÜR 2021 .....	78
ABBILDUNG 5-13: BEDARF UND WÄRMEVERLUSTE IM REALFALL UND PHO SZENARIO III FÜR 2021 .....	83
ABBILDUNG 5-14: BEDARF UND WÄRMEVERLUSTE IM REALFALL UND PHO (NORMIERT) SZENARIO III FÜR 2021.....	84
ABBILDUNG 5-15: HYDRAULISCHE LEISTUNG UND PUMPLEISTUNG SZENARIO III SOMMER FÜR 2021 .....	85
ABBILDUNG 5-16: EXERGIEMENGEN NACH VL- UND RL-TEMPERATUREN SZENARIO III GANZJÄHRIG FÜR 2021 .....	86
ABBILDUNG 5-17: URSÄCHLICHER BEDARF SZENARIO IV FÜR 2021 .....	88
ABBILDUNG 5-18: HYDRAULISCHE LEISTUNG UND PUMPLEISTUNG, SZENARIO IV FÜR 2021 .....	89
ABBILDUNG 5-19: MITTLERE WOCHE WÄRMEBEDARF SOMMER (ANGENOMMEN ALS TWW-BEDARF).....	90
ABBILDUNG 5-20: WÄRMEBEDARF FÜR PROZESSUNABHÄNGIGES PHO ANGEWENDET AUF FLENSBURG 2021 .....	91
ABBILDUNG 5-21: HYDRAULISCHE LEISTUNG FÜR PROZESSUNABHÄNGIGES PHO ANGEWENDET AUF FLENSBURG 2021 .....	92
ABBILDUNG 5-22: SZENARIENVERGLEICH WÄRMEVERLUSTE.....	94
ABBILDUNG 5-23: SZENARIENVERGLEICH WÄRME- UND STROMEINSPEISUNG UND -VERLUSTE .....	95
ABBILDUNG 5-24: SZENARIENVERGLEICH PUMPENERGIE .....	96
ABBILDUNG 5-25: SZENARIENVERGLEICH PUMPENERGIE, ANNAHME $H_p = 60\%$ .....	97
ABBILDUNG 5-26: SZENARIENVERGLEICH EXERGIEVERLUST/-VERNICHTUNG .....	97
ABBILDUNG 5-27: SZENARIENVERGLEICH CO <sub>2</sub> ÄQ.....	100
ABBILDUNG 6-1: WÄRMENACHFRAGE UND VL-TEMPERATUREN FÜR DAS JAHR 2035 .....	104

ABBILDUNG 6-2: ABWÄRMEPOTENTIAL IM RAUCHGAS EINER PAPIERFABRIK NACH [101].....	106
ABBILDUNG 6-3: ABWÄRMEPOTENTIAL ABWASSER IM KLÄRWERK NACH [45].....	107
ABBILDUNG 6-4: VERGLEICH SEEWASSTERTEMPERATUR IM BEREICH DES HKWS IM JAHR 2021 NACH [155,193].....	109
ABBILDUNG 6-5: HYDROTHERMALE NUTZHORIZONTE IM GEBIET DES FERNWÄRMENETZES FLENSBURG NACH [99] .....	111
ABBILDUNG 6-6: VERTIKALSCHNITT HYDROTHERMALER NUTZHORIZONTE DURCH DEN WESTEN FLENSBURGS [97] .....	112
ABBILDUNG 6-7: SOLARE EINSTRAHLUNG AM STANDORT FLENSBURG NACH [49].....	114
ABBILDUNG 6-8: EIGNUNGSFLÄCHEN SOLARTHERMIE IM RAUM FLENSBURG .....	116
ABBILDUNG 6-9: INVESTITIONSKOSTEN VON PTES-Projekten NACH [131, S. 26] .....	123
ABBILDUNG 6-10: STROMPREISZEITREIHE FÜR DAS JAHR 2035 NACH [74].....	125
ABBILDUNG 6-11: GRAPHENSTRUKTUR IN OEMOF.....	128
ABBILDUNG 6-12: ITERATIONSSCHLEIFE ZUR EINBINDUNG DES SAISONALEN SPEICHERS .....	130
ABBILDUNG 6-13: FLIEBSHEMA WÄRMEPUMPEN-PROZESS UND LORENZ-PROZESS IM T-S-DIAGRAMM NACH [26] .....	133
ABBILDUNG 6-14: SCHEMATISCHE DARSTELLUNG EINBINDUNG BOOSTER-WP.....	136
ABBILDUNG 6-15: ERSATZSCHALTBILD EINBINDUNG DES SAISONALEN WÄRMESPEICHERS.....	136
ABBILDUNG 6-16: STÜNDLICHE COPs FÜR VERSCHIEDENE WÄRMEPUMPENSYSTEME .....	137
ABBILDUNG 6-17: ZUSÄTZLICHE TRANSFORMER ZUM EINBEZUG VON BETRIEBSKOSTENGEKÜNDENER FÖRDERUNG .....	140
ABBILDUNG 6-18: LINEARISIERTE KOSTENFUNKTION IM BEREICH RELEVANTER SPEICHERGRÖßEN .....	142
ABBILDUNG 7-1: SZENARIO <i>TrafoPlan</i> - HEIZLEISTUNGSKURVE .....	146
ABBILDUNG 7-2: STROMPREISGEFÜHRTES EINSATZVERHALTEN DER WP UND WÄRMESPEICHER .....	147
ABBILDUNG 7-3: BE- UND ENTLADELEISTUNG UND EINGESPEICHERTE ENERGIE IM SAISONALEN SPEICHER .....	149
ABBILDUNG 7-4: TEMPERATURVERTEILUNG IM ERDBECKENSPEICHER .....	149
ABBILDUNG 7-5: SZENARIO <i>NoGeo</i> – GEORDNETE JAHRESDAUERLINIE.....	150
ABBILDUNG 7-6: SZENARIO <i>NoGeo</i> - HEIZLEISTUNGSKURVE.....	151
ABBILDUNG 7-7: SZENARIO <i>MaxRES</i> – HEIZLEISTUNGSKURVE .....	153
ABBILDUNG 7-8: SZENARIO <i>MaxRES</i> – GEORDNETE JAHRESDAUERLINIE.....	154
ABBILDUNG 7-9: ERZEUGTE THERMISCHE ENERGIE JE SZENARIO .....	154
ABBILDUNG 7-10: SZENARIO <i>2020based</i> – HEIZLEISTUNGSKURVE.....	155
ABBILDUNG 7-11: THERMISCHE NENNLEISTUNG JE SZENARIO .....	156
ABBILDUNG 7-12: KOSTENANNUITÄT UND SPEZIFISCHE WÄRMEKOSTEN JE SZENARIO .....	157
ABBILDUNG 7-13: NETZDIAGRAMM ZU NORMIERTEN ZIELPARAMETERN DER SZENARIEN .....	158
ABBILDUNG 7-14: EINFLUSS DER BRENNSTOFFKOSTEN AUF DIE WÄRME- UND KAPITALGEB. KOSTEN .....	160
ABBILDUNG 7-15: EINFLUSS DER INVESTITIONSKOSTEN AUF DIE WÄRME- UND KAPITALGEB. KOSTEN I.....	161
ABBILDUNG 7-16: EINFLUSS DER INVESTITIONSKOSTEN AUF DEN WASSERSTOFF- UND EL. ENERGIEBEDARF I.....	162
ABBILDUNG 7-17: EINFLUSS DER INVESTITIONSKOSTEN AUF DIE WÄRME- UND KAPITALGEB. KOSTEN II.....	163
ABBILDUNG 7-18: WÄRMEERZEUGUNG UND WÄRMEKOSTEN DER SENSITIVITÄT „CAPEX GEOTHERMIE-BOHRUNG“ .....	163
ABBILDUNG 7-19: EINFLUSS BESCHRÄNKTER VERFÜGBARKEITEN AUF DIE WÄRME- UND KAPITALGEB. KOSTEN .....	164
ABBILDUNG 7-20: EINFLUSS BEGRENZTER VERFÜGBARKEITEN AUF DEN WASSERSTOFF- UND EL. ENERGIEBEDARF .....	165
ABBILDUNG 7-21: WÄRMEERZEUGUNG UND WÄRMEKOSTEN FÜR AUSGEWÄHLTE SENSITIVITÄTEN DER VERFÜGBARKEIT ..	166
ABBILDUNG 7-22: EINFLUSS ABNAHMEBEZOGENER PARAMETER AUF KOSTENANNUITÄT UND KAPITALGEB. KOSTEN .....	167
ABBILDUNG 7-23: EINFLUSS ABNAHMEBEZOGENER PARAMETER AUF DEN WASSERSTOFF- UND EL. ENERGIEBEDARF .....	168
ABBILDUNG 7-24: ERZEUGERPORTFOLIOS UND JÄHRLICHE KOSTEN FÜR DIE SENSITIVITÄT „TEMPERATURABSENKUNG“ ....	169
ABBILDUNG 7-25: THERMISCHE NENNLEISTUNGEN UND ENERGIEMENGEN DER EXTREMFALLBETRACHTUNG .....	170
ABBILDUNG 7-26: KOSTENANNUITÄT UND WÄRMEKOSTEN DER EXTREMFALLBETRACHTUNG.....	171
ABBILDUNG 11-1: URSÄCHLICHER BEDARF UND WÄRMEVERLUSTE IM REALFALL UND PHO SZENARIO I FÜR 2020.....	200
ABBILDUNG 11-2: BEDARF UND WÄRMEVERLUSTE IM REALFALL UND PHO (NORMIERT) SZENARIO I FÜR 2020 .....	200
ABBILDUNG 11-3: HYDRAULISCHE LEISTUNG IM PHO UND IM REALFALL SZENARIO I FÜR 2020 .....	201
ABBILDUNG 11-4: VERGLEICH DER STRÖMUNGSGESCHWINDIGKEITEN HAUPTSTRÄNG UND LAST FÜR 2020 .....	201
ABBILDUNG 11-5: HYDR. LEISTUNG IM PHO SZENARIO II FÜR 2020 .....	202
ABBILDUNG 11-6: VERGLEICH DER WÄRMEVERLUSTE IST-SITUATION UND SZENARIO II FÜR 2020 .....	202
ABBILDUNG 11-7: HYDRAULISCHE LEISTUNG FÜR DAS SZENARIO III FÜR 2020.....	203
ABBILDUNG 11-8: SZENARIENVERGLEICH GESAMTVERLUST FÜR MODELL 2020 .....	203
ABBILDUNG 11-9: SZENARIENVERGLEICH EXERGIEVERLUST/-VERNICHTUNG FÜR MODELL 2020 .....	204
ABBILDUNG 11-10: SZENARIENVERGLEICH CO <sub>2</sub> ÄQ FÜR MODELL 2020 .....	204
ABBILDUNG 11-11: JAHRESLASTGANG GEPLANTE FERNWÄRMEVERSORGUNG ESBJERG [82] .....	213
ABBILDUNG 11-12: TEMPERATURHUBABHÄNGIGE KOLLEKTORLEISTUNG UNTER STANDARDBEDINGUNG NACH [159] .....	221
ABBILDUNG 11-13: ERSATZSCHALTBILD ENERGIESYSTEM MIT ALLEN MÖGLICHEN KOMPONENTEN.....	222
ABBILDUNG 11-14: GEOMETRIE ERDBECKENSPEICHER .....	229
ABBILDUNG 11-15: WÄRMESTRÖME EINER SCHICHT IM ERDBECKENSPEICHER.....	230

ABBILDUNG 11-16: VL-TEMPERATUREN IM SZENARIO E .....	235
ABBILDUNG 11-17: SZENARIO <i>WP_PHO</i> – HEIZLEISTUNGSKURVE.....	237

## Tabellenverzeichnis

TABELLE 2-1: UNGEFÄHRE VL- UND RL-TEMPERATUREN VON GEBÄUDEHEIZSYSTEMEN NACH [42, S. 25].....	25
TABELLE 3-1: BRENNSTOFFEIGENSCHAFTEN IM JAHR 2020 [163].....	33
TABELLE 5-1: ROHRDURCHMESSER, -DÄMMSTÄRKE UND SPEZ. ÜBERTRAGUNGSFÄHIGKEIT ISOPLUS© [76].....	63
TABELLE 5-2: MITTLERE TEMP. DER FERNWÄRME (SWFL INTERN) UND DES ERDBODENS [39].....	64
TABELLE 5-3: MAXIMALE DURCHFLUSSGESCHWINDIGKEITEN VON KMR UND FAKTOR GEGENÜBER DN 400 [123] .....	67
TABELLE 5-4: BEISPIELHAFTE BETRIEBSPARAMETER IM LOW-EX-SYSTEM ZUR EXERGETISCHEN ANALYSE .....	85
TABELLE 5-5: DURCHMESSER DER ROHRE FÜR EIN ZEROEX-NETZ.....	89
TABELLE 5-6: ENERGIEBEDARF DER DREI NETZSZENARIEN IM VERGLEICH .....	93
TABELLE 5-7: EXERGIEBERECHNUNG ZU WÄRMEVERLUSTEN DER SZENARIEN .....	98
TABELLE 5-8: CO <sub>2</sub> ÄQ-EMISSIONEN DER NETZSZENARIEN IM VERGLEICH.....	99
TABELLE 6-1: POTENTIALGEBIETE SOLAROTHERMIE IM RAUM FLENSBURG NACH [111] .....	115
TABELLE 6-2: ENERGIEPOTENTIAL LIGNINREICHER BIOMASSE IN SCHLESWIG-HOLSTEIN .....	117
TABELLE 6-3: RESTSTOFFPOTENTIAL WASSERHALTIGER, LIGNINARMER BIOMASSE IM RAUM FLENSBURG NACH [37], [38].	119
TABELLE 6-4: REGENERATIVE WÄRMEQUELLEN IM RAUM FLENSBURG .....	121
TABELLE 6-5: ÜBERSICHT ÜBER REGENERATIVE ENERGIETRÄGER IM RAUM FLENSBURG .....	121
TABELLE 6-6: ANNAHMEN ZU BRENNSTOFFPREISEN FÜR DAS JAHR 2035 .....	125
TABELLE 6-7: GÜTEGRADE IN ABHÄNGIGKEIT VON TEMPERATURHUB UND WÄRMEQUELLENTemperatur.....	134
TABELLE 6-8: TEMPERATURSPREIZUNG IM VERDAMPFER IN ABHÄNGIGKEIT VON DER WÄRMEQUELLE .....	135
TABELLE 7-1: BESCHREIBUNG WEITERER ERZEUGUNGS-SZENARIEN .....	144
TABELLE 7-2: ERGEBNISSE IM SZENARIO <i>TRAFOPLAN</i> .....	145
TABELLE 7-3: ERGEBNISSE IM SZENARIO <i>NOGEO</i> .....	148
TABELLE 7-4: ERGEBNISSE IM SZENARIO <i>MAXRES</i> .....	152
TABELLE 7-5: GEGENÜBERSTELLUNG KOSTENBEZOGENER SZENARIEN-ERGEBNISSE DER SZENARIEN I BIS III.....	158
TABELLE 7-6: ÜBERSICHT ÜBER ANALYSIERTE SENSITIVITÄTEN.....	159
TABELLE 11-1: WEITERE ARBEITEN IM RAHMEN DES PROJEKTES CERO <sub>2</sub> .....	198
TABELLE 11-2: KAPITELAUFTeilUNG NACH AUTOREN.....	199
TABELLE 11-3: BEISPIELE FÜR 5GDHC, BASIEREND AUF [69].....	212
TABELLE 11-4: EIGENSCHAFTEN GEPLANTE SEEWASSER-WÄRMEPUMPE ESBJERG .....	214
TABELLE 11-5: KOLLEKTOREIGENSCHAFTEN DES SOLARKOLLEKTORS „HTHEATSTORE 35/10“ NACH [159].....	215
TABELLE 11-6: VERGLEICH TTES UND PTES.....	224
TABELLE 11-7: TECHNISCHE UND ÖKON. PARAMETER VON ABWÄRME- UND ERNEUERBAREN ERZEUGUNGSANLAGEN .....	225
TABELLE 11-8: TECHNISCHE UND ÖKONOMISCHE PARAMETER BESTEHENDER ERZEUGUNGSANLAGEN UND SPEICHER .....	226
TABELLE 11-9: THERMODYNAMISCHE EIGENSCHAFTEN DES GESPEICHERTEN FLUIDS UND DER SPEICHERHÜLLE .....	228
TABELLE 11-10: ERGEBNISSE IM SZENARIO <i>WP_PHO</i> .....	236
TABELLE 11-11: BILANZUNTERSCHIEDE IN DEN ERMITTELTEN ENERGIEMENGEN IN ABHÄNGIGKEIT DER DATENQUELLE ....	238

## Formelzeichen

Lateinisches Alphabet

(Spezifische Werte werden nach der gängigen Konvention mit Kleinbuchstaben gekennzeichnet)

Zeichen	Erläuterung	Einheit
$a$	Jahr	a
$A$	Fläche	m <sup>2</sup>
$A_i$	Anisotropie Index	-
$b$	Bohrtiefe	m
$B$	Position der Sonne	-
$c$	Kosten, spezifisch	€/MWh, €/MW
$c_p$	Spezifische Wärmekapazität	J/(kg·K)
$c_{AAp}$	Wärmekapazität Kollektor	kJ/(m <sup>2</sup> ·K)
$C$	Kosten, absolut	€
$COP$	Leistungszahl	-
$d$	Durchmesser, Tag	m, -
$E$	Energie(menge)	J
$F$	Faktor	-
$G$	Einstrahlung	W/m <sup>2</sup>
$h$	Stunde	h
$H$	Enthalpie	J
$H_i$	Heizwert	J/kg, kWh/m <sup>3</sup> etc.
$H_s$	Brennwert	J/kg, kWh/m <sup>3</sup> etc.
$k$	Wärmedurchgangskoeffizient	W/(K·m <sup>2</sup> )
$k_l$	Wärmedurchgangskoeffizient bei $\vartheta_m = \vartheta_U$	W/(K·m <sup>2</sup> )
$k_2$	Temperaturabhängiger Wärmedurchgangskoeffizient	W/(K <sup>2</sup> ·m <sup>2</sup> )
$k_3$	Windabhängiger Wärmedurchgangskoeffizient	J/(K·m <sup>3</sup> )
$K$	Korrekturfaktor	-
$m$	Masse	kg
$\dot{m}$	Massenstrom	kg/s, kg/h
$l$	Länge	m
$n$	Jahre	-
$p$	Druck	bar, Pa
$P$	Leistung	W, MW

$\dot{q}$	spezifischer Wärmestrom	W/m <sup>2</sup>
$Q$	Wärme	J
$\dot{Q}$	Wärmestrom	W, MW
$r$	Kapitalkostensatz	%
$R_b$	Konversionsfaktor	-
$Re$	Reynoldszahl	-
$S$	Entropie	J/K
$SCOP$	Jahresarbeitszahl	-
$t$	Tiefe	m
$T$	Kelvintemperatur	K
$U$	Wärmeverlustkoeffizient	W/Km <sup>2</sup>
$V$	Volumen	m <sup>3</sup>
$\dot{V}$	Volumenstrom	m <sup>3</sup> /s, m <sup>3</sup> /h
$w$	Geschwindigkeit	m/s
$W$	Arbeit	J
$z$	Schichthöhe	m

## Griechisches Alphabet

<b>Zeichen</b>	<b>Erläuterung</b>	<b>Einheit</b>
$\alpha$	Wärmeübergangskoeffizient	W/(K·m <sup>2</sup> )
$\beta$	Kompensationsfaktor für Armaturen, Bögen etc.	-
$\beta$	Kollektorleitung	°
$\gamma_0$	Nord-Süd-Azimut-Winkel	°
$\gamma_S$	Ost-West-Solarazimut-Winkel	°
$\Delta_R G$	Freie Enthalpie	J/kg
$\Delta_R H$	Reaktionsenthalpie	J/kg
$\Delta\Omega$	Vermeidbare Verluste	z.B. J, J/kg, etc.
$\delta$	Schichtdicke, Neigung der Sonne	mm, °
$\varepsilon$	Leistungszahl (Kältemaschine, Wärmepumpe), spez. Strom-/ Wärmeoeffizient	-
$\zeta$	Druckverlustbeiwert	-
$\eta$	Wirkungsgrad	-
$\eta_0$	Optischer Wirkungsgrad	-
$\theta_i$	Solarer Einfallswinkel	°

---

$\theta_z$	Solarzenitwinkel	°
$\vartheta$	Celsiustemperatur	°C
$\lambda$	Wärmeleitkoeffizient/Reibungskoeffizient	W/(K·m)/-
$\mu$	Emissionskoeffizient	z.B. g <sub>CO2</sub> /kWh
$\rho$	Massendichte	kg/m <sup>3</sup>
$\rho_g$	Albedo-Faktor	-
$\sigma$	Stromkennzahl	-
$\tau$	Zeitschritt	s, h
$\nu$	Kinematische Viskosität	m <sup>2</sup> /s
$\Phi$	Wärmerückgewinnungszahl, Breitengrad	-, °
$\varphi$	Längengrad	°
$\omega$	Stündlicher solarer Einstrahlungswinkel	°

## Indizes

·	Zeitliche Ableitung eines Wertes, z. B. Massenstrom $\dot{m}$
—	Mittelwert
0	Entspannt (Wärmeaufnahme in Kraft-Wärme-Maschine)
a	Außen
ab	Abgeführt
abs	Absolut
aus	Austritt
aux	Hilfsenergie
AW	Abwärme
b	Direkt
B	Brennstoff
Base	Grundlast
Bio	Biomasse
bn	direkt normal
Bst	Brennstoff
bT	Total direkt
C	CARNOT, compressed (Wärmeabgabe in Kraft-Wärme-Maschine)
capex	kapitalbezogen
chem	Chemisch
d	diffus
dT	total diffus
E	Gruppe aller möglichen Kombinationen von Knotenpunkten
EE	Endenergie
eff	effektiv
ein	Eintritt
el	Elektrisch
EW	Ost-West
Ex	Exergie
f	Fluid
F	Förderung
Fe	Feldertrag
fix	Fest



---

Füllstand	Speicherfüllstand
FW	Fernwärme
geo	Geothermie
ges	Gesamt
H	Hilfs-
H <sub>i</sub>	Bezogen auf den Heizwert
H <sub>s</sub>	Bezogen auf den Brennwert
horis	Horizontal
Hub	Temperaturhub
Hülle	Speicherhülle
hyd	Hydraulisch
i	Innen, Kostengruppe
I	Gruppe aller möglichen Gewichtungen und Kostengruppen
inv	Investition
j	Schicht
Kanal	Einzugskanal Förde
KM	Kältemaschine
koll	Kollektor
L	Longitudinal
LCOH	Wärmekosten
m	Mittel
max	Maximal
mi	Minute
min	Minimal
n	Summe aller Schichten
nenn	Nennwert
norm	Normiert
NS	Nord-Süd
Nutz	Nutzenergie
opex	Betriebsbezogen
p	Bei konstantem Druck/isobar
PE	Primärenergie
PhO	Physikalisches Optimum
PN	Primärnetz

---

Pump	Pumpe
Q	Wärme
Quelle	Wärmequelle
red	Reduktion
RL	Rücklauf
rev	Reversibel
S	Speicher
s,e	Kombination von Knotenpunkten
Senke	Wärmesenke
solar	Solar
SN	Sekundärnetz
St	Stunde
Stand	Stillstand
STD	Standardtestbedingungen
T	Transversal
t	Zeit
Tech	Technologie
therm	Thermisch
U	Umgebung
UW	Umgebungswärme
Top	Oben
v	Verfügbar
V	Verlust
var	Variabel
VL	Vorlauf
w	Wind
W	Wand
WP	Wärmepumpe
WÜT	Wärmeübertrager
Z	Zenit
Ziel	Ziel

## Abkürzungen

AHS	<i>Altholz</i>	KWK	<i>Kraft-Wärme-Kopplung</i>
AP	<i>Arbeitspaket</i>	LCOH	<i>Levelized cost of heat</i>
BHKW	<i>Blockheizkraftwerk</i>	LfU – SH	<i>Landesamt für Umwelt Schleswig-Holstein</i>
CERO <sub>2</sub>	<i>Szenarienentwicklung für die emissionsoptimierte Energieversorgung einer Fernwärmestadt</i>	LP	<i>Lineares Problem (linear problem)</i>
DBFZ	<i>Deutsches Biomasseforschungszentrum</i>	MILP	<i>Gemischt ganzzahlig lineares Problem (mixed integer linear problem)</i>
DEHst	<i>Deutsche Emissionshandelsstelle</i>	PVGIS	<i>Photovoltaic Geographical Information System</i>
DT	<i>Dampfturbine</i>	RHW	<i>Reserveheizwerk</i>
DWD	<i>Deutscher Wetterdienst</i>	RL	<i>Rücklauf</i>
EB	<i>Erdboden</i>	RS	<i>Reduzierstation</i>
EBS	<i>Ersatzbrennstoffe</i>	SCOP	<i>Jahresarbeitszahl (Seasonal Coefficient of Performance)</i>
EHK	<i>Elektrodenheizkessel</i>	SST	<i>Oberflächentemperatur (sea surface temperature)</i>
EUA	<i>Emissionszertifikatszuteilung</i>	SWFL	<i>Stadtwerke Flensburg GmbH</i>
FFVAV	<i>Fernwärme- oder Fernkälte-Verbrauchserfassungs- und -abrechnungsverordnung</i>	TAB	<i>Technische Anschlussbedingungen, Technische Anschlussbedingungen</i>
FHS	<i>Fernheizschleife</i>	TWW	<i>Trinkwarmwasser</i>
GT	<i>Gasturbine</i>	VL	<i>Vorlauf</i>
GuD	<i>Gas- und Dampfturbinenanlage</i>	WP	<i>Wärmepumpe</i>
HHS	<i>Holzhackschnitzel</i>	WSP	<i>Wärmespeicher</i>
HKW	<i>Heizkraftwerk</i>	WÜT	<i>Wärmeübertrager</i>
HVW	<i>Heizvorwärmer</i>		

## Zusammenfassung

Im Projekt CERO<sub>2</sub> werden Handlungspfade zur idealen klimaneutralen Wärmeversorgung der Stadt Flensburg entwickelt. Damit kann ein Beitrag zur Konkretisierung des durch die Flensburger Ratsversammlung beschlossenen Zieles einer klimaneutralen Fernwärmeversorgung Flensburgs bis zum Jahr 2035 geleistet werden. Mithilfe von Szenarioanalysen werden sowohl die zukünftige Fernwärmeversorgung als auch -verteilung untersucht.

Die Methode des physikalischen Optimums wurde zur Bewertung der Fernwärmenetzstruktur angewendet. Mithilfe der Aufteilung in vermeidbare und unvermeidbare Verluste kann gezeigt werden, dass der Zustand des Netzes in Bezug auf die Isolation nicht der wesentliche Ansatzpunkt zur Reduktion von Wärmeverlusten ist, sondern die Absenkung der Temperaturen erforderlich wird. In Bezug auf die Hydraulik kann festgestellt werden, dass von dieser die wesentlichen Hemmnisse ausgehen, die der benötigten Reduktion des Temperaturniveaus entgegenwirken. Die bestehende Netzstruktur (gegeben über Rohrdurchmesser und Pumpen) limitiert möglichen Maßnahmen. Durch die konsequente Anwendung des PhO bis zur vollständigen Vermeidung von Wärmeverlusten können die dafür notwendigen Maßnahmen ansatzweise dargestellt werden. Als Ergebnis wäre ein vollständiger Netzbau notwendig, um dieses ultimative Ziel zu erreichen. Mithilfe der Einschätzungen können realistischere Handlungspfade abgegrenzt werden.

Zusätzlich wurde ein lineares Energiesystemmodell in der Modellierungssoftware oemof in Python zur Identifikation des techno-ökonomischen Minimums einer 100 % erneuerbaren Fernwärmeversorgung entwickelt. Technologien werden mit einem hohen technischen Detailgrad und mit variierender Effizienz in Abhängigkeit von Temperaturprofilen auf Wärmequell- und Abnahmeseite berücksichtigt. Die Temperaturschichtung im saisonalen Speicher wird innerhalb eines externen Simulationsmoduls ermittelt und dessen Auswirkungen auf folgende Komponenten werden iterativ in die Optimierung integriert. Die Ergebnisse zeigen, dass Großwärmepumpen in Kombination mit verschiedenen Umgebungswärmequellen als relevanteste regenerative Versorgungstechnologie identifiziert werden. Wasserstoff spielt für die Verwendung im Wärmesektor eine untergeordnete Rolle. Stattdessen wird die Spitzenlast vorrangig über Holzhackschnitzel und teilweise Booster-Wärmepumpen gedeckt. Geothermale Ressourcen ermöglichen bei entsprechender Verfügbarkeit die geringsten Wärmekosten. Im zugehörigen Erzeugerportfolio wird kein saisonaler Speicher benötigt. Die linear optimierten spezifischen Wärmekosten fallen 24 % geringer aus, als die über einen statischen Auslegungsansatz ermittelten Kosten. Steht keine geothermale Wärmequelle zur Verfügung, können die Wärmekosten durch eine zusätzliche Einbindung von industrieller Abwärme und solarer Wärme in Kombination mit saisonaler Speicherung um 20 % reduziert werden. Weitere Szenarien und Sensitivitäten zeigen auf, dass eine Temperaturabsenkung im Netz die Effizienz regenerativer Wärmeerzeuger steigert und somit die Kostenannuität der Wärmebereitstellung reduziert werden kann. Gleichzeitig führen anteilige hohe feste kapitalgebundene Kosten zu lediglich geringfügigen Vorteilen bezüglich der assoziierten Wärmekosten für Verbraucher.

## 1 Einleitung

Die Notwendigkeit der Transformation des Energiesektors hin zur Klimaneutralität ist politisch wie gesellschaftlich in den Fokus gerückt. Deutschlandweit wurden 2021 bereits 41,1 % des Strombedarfs aus erneuerbaren Energien gedeckt, im Wärmesektor hingegen nur 16,5 % [185]. Schleswig-Holstein hat sich zum Ziel gesetzt Vorreiterland der Energiewende zu sein. Auch in Schleswig-Holstein ist der Handlungsbedarf im Wärme- deutlich größer als im Stromsektor:

„Schleswig-Holstein könnte heute schon 130 %<sup>1</sup> seines Strombedarfs aus erneuerbaren Energien decken – aber nur 16 % seines Wärmebedarfs.“ [44]

Für die Transformation im Wärmesektor bilden Wärmenetze eine besondere Stellschraube. Während bei dezentraler Versorgung jeder einzelne Verbraucher die individuelle Wärmeversorgungsanlage umrüsten muss, kann bei der Erschließung durch leitungsgebundene Wärmeversorgung durch zentral koordinierte Maßnahmen auf die Gesamtheit der angeschlossenen Haushalte Einfluss genommen werden. Darüber hinaus ermöglichen Wärmenetze den lokalen Ausgleich von Energiebedarf und Energieüberschuss durch Verteilung einerseits und den temporären Ausgleich durch Speicherung andererseits.

Betreibende von Wärmenetzen stehen vor der Herausforderung, in Transformationsplänen Maßnahmen zu definieren, die zur Klimaneutralität führen. Für die Stadt Flensburg wurde am 01.12.2022 durch die Ratsversammlung beschlossen, dass „[...] ab 2035 0 % der CO<sub>2</sub>-Mengen von 2019 ausgestoßen werden, wobei die Stadtwerke Flensburg GmbH (SWFL) die dadurch wegfallenden Leistungen durch CO<sub>2</sub>-freie erneuerbare Energien ersetzt“ [161, S. 7].

Aus dem Anliegen heraus, den Transformationsprozess in der Stadt Flensburg zu unterstützen, ist das Projekt „Szenarienentwicklung für die emissionsoptimierte Energieversorgung einer Fernwärmestadt“ (CERO<sub>2</sub>) von 2022 bis 2023 in Kooperation der Stadtwerke Flensburg und der Hochschule Flensburg durchgeführt worden.

## 1.1 Zielsetzung

Ziel des Projekts CERO<sub>2</sub> ist die systematische Analyse von Szenarien zur Effizienzsteigerung und Umgestaltung der Energieversorgung hinsichtlich einer Reduktion des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes in der Modellregion Flensburg. In dem Projekt CERO<sub>2</sub> sollten Bausteine zum Transformationsprozess der Stadtwerke Flensburg sowie Handlungsempfehlungen generiert und auf Basis dieser Ergebnisse ein Beitrag zur Energiewende des Wärmesektors in der Region Flensburg geleistet werden.

Das von der SWFL betriebene Fernwärmenetz weist eine Anschlussquote von 90,9 % im Flensburger Stadtgebiet [67, S. 3] auf. Daher haben Energieeffizienzmaßnahmen, sowohl in Bezug auf die Erzeugung als auch die Verteilung der Energie, einen außergewöhnlich großen Hebelarm. Beinahe alle Haushalte im Flensburger Stadtgebiet sowie die Kunden in den Gemeinden Wees, Harrislee und Glücksburg sowie die dänische Gemeinde Pattborg sind von Optimierungsmaßnahmen betroffen, die den Energieverlust senken oder CO<sub>2</sub> in der Erzeugung einsparen. Die Optimierung betrifft die gesamte Region.

Neben dem Mehrwert für die lokale Planung, die sich auch über den Einbezug ortsspezifischer Daten zu Last und Potentialen auszeichnet, können zudem Ergebnisse generiert werden, welche sich auf andere bestehende Fernwärmenetze übertragen lassen. Dazu gehören zum Beispiel die Auswirkungen von reduzierter Last und Temperatur im Wärmenetz auf die Wärmeverluste, sowie die Identifikation geeigneter Spitzenlasttechnologien für Bestandsnetze und die Bedeutung einzelner Brennstoffe wie Wasserstoff oder Biomasse. Entsprechend lassen sich Auswirkungen von Suffizienz- und Effizienzmaßnahmen auf der Netzseite quantifizieren.

## 1.2 Vorgehen

Nach einer Darstellung des Forschungsstandes zu Wärmenetzen und zugrundeliegenden Methoden in Abschnitt 2, wird anschließend der, zum Zeitpunkt dieser Ausarbeitung aktuelle, IST-Zustand der

---

<sup>1</sup> Andere Quellen geben sogar eine 160 %-ige rechnerische elektrische Abdeckung an [58].

Erzeugungs-, Verteilungs- und Abnahmestruktur bei den SWFL dargestellt und bezüglich derzeitiger Verluste und CO<sub>2</sub>-Emissionen ausgewertet.

In Abschnitt 4 erfolgt die Vorstellung einer Systematik zur Verlustanalyse von Abnehmenden in Wärmenetzen auf Basis von Daten des Inselnetzes Tarp bei Flensburg.

In Hinblick auf das Projektziel werden einerseits die Verteilungsstruktur der SWFL untersucht, Verluste identifiziert und Optimierungspotenziale hinsichtlich Temperaturabsenkungen ausgewiesen. Die in Abschnitt 5 verwendete Methode des Physikalischen Optimums nutzt einen idealen Grenzwert als Referenz, um im Wärmenetz Flensburg vermeidbare Verluste von prozessbedingten, unvermeidbaren Verlusten abzugrenzen.

Andererseits werden anhand einer techno-ökonomischen Optimierung vollständig CO<sub>2</sub>-neutrale Energieversorgungsszenarien für die Modellregion Flensburg entwickelt. In Abschnitt 6 werden die für die Modellierung nötigen Eingangsparameter, Rahmenbedingungen, vorhandenen (Ab-)wärmepotentiale und Modelleigenschaften zusammengefasst. Abschnitt 7 bündelt die zugehörigen Ergebnisse der Szenario- und Sensitivitätsanalyse. Indem innerhalb einiger Szenarien Planungsstände des Transformationsplanes Wärme der SWFL simuliert werden, kann die Eignung bisheriger Planungsschritte eingestuft werden. Es wird aufgezeigt, welcher Mehrwert sich durch eine ganzheitliche Investitions- und Einsatzoptimierung im Gegensatz zu Plänen nach der Best-Practice-Konzeption ergibt.

Abschließend erfolgt eine methodische und inhaltliche Auswertung sowie die Zusammenfassung der Handlungsempfehlungen in den Abschnitten 8 und 9.

### 1.3 Einordnung von Begrifflichkeiten

In dieser Ausarbeitung wird, sofern möglich, geschlechterneutral formuliert. Wenn aus Gründen der Leserlichkeit das generische Maskulinum genutzt wird, sind ebenso alle weiteren Geschlechter gemeint.

In dieser Ausarbeitung werden die Begriffe „**Energieerzeugung**“ und „Energieverbraucher“ verwendet, die entsprechend des 1. Hauptsatzes der Thermodynamik nichtzutreffend sind. Dennoch werden die Ausdrücke hier zur deutlichen Abgrenzung gegenüber den netzseitigen Analysen und im Einklang mit dem Gebrauch des Wortes in technischer Literatur und Praxis verwendet.

Der Begriff „**Wärmenetz**“ bezeichnet die technische Infrastruktur zur leitungsgebundenen Verteilung thermischer Energie zwischen einer (im Regelfall) zentralen Wärmequelle und mehreren Verbrauchern mithilfe eines Wärmeträgermediums. Dabei kann die Wärme direkt in einem Heizwerk bereitgestellt, oder als Kopplungsprodukt aus der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) entstammen wie auch alternativen Einspeisern. Als Transportmedium wird i.d.R. Wasser(-dampf) in isolierten Rohrleitungen in einem Kreislaufsystem mit Vorlauf (VL) und Rücklauf (RL) verwendet. Über einen Hausanschluss wird die thermische Energie in der Hausübergabestation, meist unter Verwendung einer Systemtrennung durch einen Wärmeübertrager, an den Heizkreislauf und in einigen Fällen an die Warmwasseraufbereitung abgegeben. [48, S. 12] Wärmenetze ermöglichen den lokalen Ausgleich von Energiebedarf und -überschuss und bieten die Möglichkeit der Speicherung, anders als eine rein dezentrale Versorgung. Der Verbund der Abnehmenden ist für die Wirtschaftlichkeit von kostenintensiven Vorhaben, wie der Erschließung von tiefer Geothermie, und zur Ausnutzung von Skaleneffekten maßgeblich. Begrenzend für den Ausbau der Wärmenetze sind die hohen Investitionskosten, wodurch eine Mindestbedarfsdichte vorhanden sein muss. [60, S. 45] Die Versorgungssituation wird durch die lokal individuelle Situation der Gebäudestruktur, der bestehenden Infrastruktur und vorhandenen Kraftwerke sowie der regenerativen Wärmepotentiale bestimmt [60, S. 12]. Einerseits kann durch Wärmenetze die Einspeisung von Erneuerbaren wie beschrieben erhöht werden. Andererseits sinkt bei zu starker Reduktion der Wärmeabnahme (durch Sanierung etc.) die Auslastung der Wärmequellen [60, S. 43].

Die Dekarbonisierung der Wärmenetze als Ziel der Energiewende geht mit der Transformation einher. Häufig werden diese Begriffe synonym verwendet, sie lassen sich allerdings auch voneinander abgrenzen [110, S. 20]:

Maßnahmen zur „**Dekarbonisierung**“, welche in Wärmenetzen vornehmlich auf Effizienzgewinne und die Ausnutzung erneuerbarer Energiequellen abzielen, fokussieren die Reduktion des Kohlendioxidausstoßes. Angegebene CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktoren ebenso wie die Einstufungen zur CO<sub>2</sub>-Neutralität von Technologien und Brennstoffen beziehen nur die Nutzungsphase und keine vor- und nachgelagerten Emissionen mit ein.

Die „**Transformationsmaßnahmen**“ umfassen neben den Dekarbonisierungsmaßnahmen auch alle weiteren Schritte, die für die Veränderung der Wärmeversorgung nötig sind. Dazu gehören diejenigen, die die Einbindung der erneuerbaren Quellen möglich machen wie die Reduktion des Temperaturniveaus oder Maßnahmen zur Flexibilisierung der Sektorkopplung, aber auch die Berücksichtigung der kommunalen Wärmeplanung und die Weiterbildung der Mitarbeiter.

Die Gesamtheit der Transformationsmaßnahmen, nicht nur in Bezug auf das Wärmenetz, sondern die gesamte Wärmeversorgung, in ihrer zeitlich sinnvoll strukturierten Umsetzung beschreibt die „**Transformationsstrategie**“. Diese wiederum kann in „**Transformationsplänen**“ festgehalten werden. [110, S. 20 f.] Eine Priorisierung der Maßnahmen sollte die günstigste Reihenfolge und den möglichst idealen Zeitpunkt der Umsetzung berücksichtigen. Dafür müssen zunächst die Randbedingungen festgestellt werden, für die die Umsetzung einer bestimmten Maßnahme technisch wie wirtschaftlich vorteilhaft ist.

## 2 Stand der Wissenschaft und Technik, Grundlagen

In den nachfolgenden Abschnitten werden die für das Projekt relevanten Begriffe, theoretischen Grundlagen und nötigen Methoden eingeführt.

### 2.1 Transformation von Wärmenetzen

Wärmenetze werden zum Zeitpunkt dieser Ausarbeitung in vier Kategorien bzw. Generationen unterteilt [104, S. 2f.], auf die im Folgenden näher eingegangen wird.

#### 1. Generation

Die erste Generation von Wärmenetzen ist um 1880 in den USA entstanden und nutzte Dampf als Wärmeträger. Bis 1930 war dies das vorwiegende Konzept. Es handelte sich um dampfführende Stahlleitungen in Betonkanälen, die heute aufgrund der hohen Verluste als veraltete Technik zu betrachten sind. Die vorwiegende Zielsetzung der Systeme war der Ersatz von individuellen Heizkesseln, um Risiken zu minimieren und den Komfort zu steigern.

#### 2. Generation

Bei der zweiten Generation der Wärmenetze dient Heißwasser unter erhöhtem Druck als Energieträger. Die Systemtemperaturen liegen zumeist über 100 °C. Diese Technik war etwa von 1930 bis 1970 überwiegend. Wieder wurden die Stahlleitungen in Betonkanälen verlegt. Vorwiegend kamen Rohrbündelwärmeübertrager und großzügig dimensionierte Armaturen zum Einsatz. Reste dieser Technik können noch in heutigen Systemen gefunden werden, so auch in Flensburg. Die Zielsetzung bei der Implementierung dieser Systeme war bereits die Brennstoffeinsparung durch KWK.

#### 3. Generation

Seit den 1970er Jahren und mit starker Zunahme in den 1980er Jahren wurden Systeme dritter Generation verlegt. Diese nutzen weiterhin Heißwasser als Wärmeträger, erzielen aber Temperaturen unter 100 °C. Es werden vorgefertigte, vorisolierte direkterdverlegte Systeme verbaut, die kompakte Edelstahlplattenwärmeübertrager nutzen. Diese Systeme werden auch bei Sanierungen bzw. dem Ersatz alter Leitungen verlegt. Die Ölkrise hatte zur Fokussierung auf KWK geführt. Die zentrale, oft auf anderen Energieträgern als Öl (Kohle, Biomasse, Abfall) basierende Versorgung steigerte die Versorgungssicherheit. Vereinzelt wurden auch schon Solar- oder Geothermieprozesse ergänzend eingesetzt.

#### 4. Generation

Dem Trend der Materialeffizienz und Vorfertigung sowie in erster Instanz der Temperaturabsenkung folgend sollte die vierte Generation der Wärmenetze diese Zielsetzungen weiterrantreiben. Gleichzeitig ändert sich die Motivation für die Transformation von historisch dem Komfort und später der Energieeinsparung hin zu dem Ziel der Klimaneutralität. Es muss folglich das Optimum gefunden werden in Hinblick auf die Fragestellung, wo Wärmenetze sinnvoll sind, wie neue Kostenprinzipien und finanzielle Anreize definiert werden sollen und vorrangig inwieweit erneuerbare Energien so effizient wie möglich in das Gesamtenergiesystem integriert werden können.

#### 5. Generation

Zum Begriff der Wärmenetze der 5. Generation (englisch 5th Generation of district heating and cooling – 5GDHC) besteht noch keine eindeutige Zuordnung in der Literatur. Abweichend von den bisherigen Ansätzen wird thermische Energie nicht nur zu Heiz-, sondern auch zu Kühlzwecken transportiert. Dabei befindet sich die thermische Energie auf einem Temperaturniveau nahe der Umgebungstemperatur, sodass Barrieren zur Einbindung von Abwärmequellen reduziert werden. Die Begriffe der Kalten Nahwärme, Low-Exergy-Netz, Niedrigtemperatur- und Anergienetz werden teilweise äquivalent verwendet. [103]



Es lassen sich Anforderungen an zukünftige Wärmenetze ableiten [104, S. 3]:

1. Niedertemperaturversorgung für Heizwärme und Warmwassererzeugung für sanierte und unsanierte Bestandsgebäude sowie Niedrigenergiebauten
2. Geringe Netzverluste
3. Rückgewinnung von Wärme aus Niedertemperaturquellen sowie die Integration erneuerbarer Energien (solar- und geothermisch)
4. Ermöglichen von Sektorkopplung und netzdienlichem Betrieb
5. Planungs- und Investitionssicherheit schaffen, um eine strategische Planung und Ausrichtung auf zukünftige nachhaltige Energiesysteme zu ermöglichen

In der Literatur werden verschiedene Energiewendeszenarien vorgestellt, für die der Anteil der Versorgung durch Wärmenetze am Bedarf für Raumwärme und Warmwasser szenarienübergreifend bis 2050 ansteigt. Fokussiert werden urbane Ballungsräume, in denen die Intensivierung der Fernwärmenutzung, vor allem der regenerativen Anteile, zur Erreichung der Klimaziele unumgänglich ist. [110, S. 7]

## 2.2 Methode des Physikalischen Optimums

Die Methode des PhOs ist eine grenzwertorientierte Systematik zur Bewertung von Prozessen mit dem Ziel der Prozessoptimierung. Das PhO ist ein berechneter, theoretischer Wert, der auf einem physikalisch modellierten Idealprozess basiert. Anders als bei realen Anwendungen, für die sich die Best-Practice mit dem technischen Fortschritt ändert, ist das PhO für einen bestimmten Prozess ultimativ [188, S. 5]. Für den realen Prozess ist das PhO der auch mit unbegrenztem Aufwand nicht erreichbare Grenzwert. Das PhO ist immer für einen konkreten Prozess festzulegen. Zwei verschiedene Prozesse können somit unterschiedliche PhO aufweisen, auch wenn sie den gleichen Nutzen haben [188, S. 5]. In bestimmten Fällen kann das Physikalische Optimum auch beispielsweise einem gesetzlichen Grenzwert entsprechen [188, S. 5]. Im Falle der Energieversorgung kann dies bedeuten, dass eine Optimierung nicht ausschließlich anhand von Energieeffizienzkriterien erfolgen kann, sondern unter der Nebenbedingung der Einhaltung von Grenzwerten sowie der Garantie von Versorgungssicherheit erfolgen muss.

### 2.2.1 Definition, Verbrauchs- und Bedarfsperspektive

Hinsichtlich der Bewertung von Prozessen wird unterschieden, ob das PhO bei einem bestimmten Aufwand den maximalen Nutzen liefert (Verbrauchsperspektive) oder ein bestimmter Nutzen unter minimalem Einsatz erzielt werden soll (Bedarfsperspektive) [188, S. 6]. Für die SWFL ist der geforderte Nutzen festgelegt als zu deckender Bedarf. Das Netz soll optimiert, aber nicht neuausgelegt werden. Daher ist die Betrachtung aus der Bedarfsperspektive vorzuziehen.

Als Kennzahl dient der PhO-Faktor einer ganzheitlichen Bewertung. Nach Gl 2-1 [188, S. 7] berechnet er sich als Verhältnis des tatsächlichen Nutzens bzw. Aufwands und des physikalischen Grenzwerts, der sowohl dimensionslos als auch dimensionsbehaftet sein kann [188, S. 7].

$$F_{PhO} = \frac{\text{Nutzen bzw. Aufwand}}{\text{Physikalischer Grenzwert}} \quad \text{Gl 2-1}$$

Es ergibt sich daraus, dass zwischen dem PhO-Faktor für den idealen Verbrauch und dem für den idealen Bedarf unterschieden werden kann. Für die Bedarfsperspektive errechnet sich der PhO-Faktor nach Gl 2-2 [188, S. 7]. Es kann bei dieser Betrachtungsweise kein Wert erreicht werden, der kleiner als eins ist [188, S. 7].

$$F_{PhO}^B = \frac{\text{Realer Bedarf}}{\text{Idealer Bedarf}} \geq 1 \quad \text{Gl 2-2}$$

### 2.2.2 Abgrenzung des PhO von Wirkungsgrad und Leistungszahl

Von Interesse ist die Unterscheidung von Wirkungsgrad/Leistungszahl und PhO. Der Wirkungsgrad nach dem ersten und dem zweiten Hauptsatz der Thermodynamik stellt das Verhältnis von (energetischem/exergetischem) Nutzen zum Aufwand dar. Nicht immer wird aber im physikalischen Optimalfall ein Wirkungsgrad von 100 % erreicht [188, S. 10]. Beispielhaft soll der später in dieser Arbeit angeführte Vergleichsprozess für eine WP nach CARNOT herangezogen werden. Die Leistungszahl berechnet sich nach Gl 2-3 mit  $T_0$  als Verdampfungs- sowie  $T_C$  als Verflüssigungstemperatur.

$$\varepsilon_{WP,Carnot} = \frac{T_C}{T_C - T_0} \quad \text{Gl 2-3}$$

Der Prozess erreicht keinen Wirkungsgrad bzw. keine Leistungszahl von 100 %, sondern auch Werte, die größer als eins sind, bildet aber gleichzeitig das Physikalische Optimum ab. Die Leistungszahlen lassen sich direkt nur vergleichen, wenn die Verdampfungs- und Verflüssigungstemperaturen dieselben sind. Aufschluss über die vermeidbaren Verluste hingegen gibt für jeden WP-Prozess der Bezug auf den Grenzwert nach CARNOT.

Somit erfolgt mithilfe des PhO nicht eine reine Gegenüberstellung von Aufwand und Nutzen, sondern die optimierbaren Verluste  $\Delta\Omega$  lassen sich durch Vergleich des Idealfalls mit dem tatsächlichen Verbrauch bzw. Bedarf aufzeigen [188, S. 10]. Diese werden berechnet nach Gl 2-4 [188, S. 10] [188, S. 15].

$$\Delta\Omega = F_{PhO}^B - 1 \quad \text{Gl 2-4}$$

### 2.2.3 Prozessunabhängiges und prozessabhängiges PhO

Der Vorteil des PhOs besteht im Unterschied zu der energetischen und exergetischen Bilanzierung und Wirkungsgradermittlung in der Prozessbezogenheit. Zumeist existiert für energetische Anwendungen ein absoluter Grenzwert, bestimmt durch den exergetischen Nutzen, der das prozessunabhängige PhO beschreibt, beispielsweise diejenige Exergie, die zur Erhöhung der Temperatur eines Mediums nötig ist im Falle von Heizaufgaben.

Das prozessabhängige PhO zeigt die Grenzen eines spezifischen Prozesses auf. Für eine Kesselanlage, in der eine Verbrennung (hochgradig irreversibler Prozess) angewendet wird, gilt ein anderer idealer Grenzwert als für eine Wärmepumpe (WP). Mithilfe des PhOs kann somit einerseits prozessabhängig dargestellt werden, wie nah ein bestimmter Prozess an seinem idealen Grenzwert betrieben wird, um Stellschrauben zur Optimierung zu definieren. Andererseits können unterschiedliche Prozesse durch das gemeinsame, prozessunabhängige PhO verglichen werden und derjenige, der im optimalen und im realen Betrieb vorzuziehen ist, herausgestellt werden.

## 2.3 Physikalische Modellierung von Verlusten in Wärmenetzen

Verluste in Wärmenetzen werden traditionell durch physikalische Modelle, teilweise mit sehr basishaften Ansätzen, beschrieben. Ein Wärmenetz lässt sich als Wärmespeicher mit Transportfunktion betrachten. Somit treten Wärmeverluste infolge begrenzter Isolierfähigkeit und hydraulische Verluste durch Rohrreibung und in den Pumpen auf.

### 2.3.1 Thermische Verluste im Wärmenetz

Grundsätzlich wird die stationäre Wärme, die durch Konduktion an die Umgebung verloren geht, durch Gl 2-5 beschrieben. Die Spezifizierung des thermischen Leitwiderstands  $R_\lambda$  für den Hohlzylinder, der

üblicherweise als Ersatzmodell für Rohleitungen verwendet wird, enthält den inneren Durchmesser  $d_1$  und den äußeren Durchmesser  $d_2$  zusätzlich zur Wärmeleitfähigkeit des Materials  $\lambda_m$  [5, S. 7].

$$\dot{Q} = \frac{(\vartheta_{W,i} - \vartheta_{W,a})}{R_\lambda}$$

Für einen Hohlzylinder:

GI 2-5

$$R_\lambda = \frac{\ln\left(\frac{d_a}{d_i}\right)}{2\pi \cdot d_a \cdot \lambda_m}$$

Der Wärmestrom als Verhältnis von Temperaturdifferenz zwischen den Oberflächen der Wände und dem Wärmeleitwiderstand. Moderne vorisolierte Rohrsysteme weisen neben dem Wärmeleitwiderstand des Stahlrohres zusätzlich den der Isolierung und der Schutzummantelung auf, die in Summe den Gesamtwiderstand ergeben und deren Werte tabellarisch dokumentiert sind [77, S. 5]. Die Grenzschicht zwischen Fluid (Wärmeträgermedium) und Rohr induziert einen weiteren Widerstand, den konvektiven Wärmewiderstand  $R_\alpha$  [28, S. 371], wie GI 2-6 aufzeigt.

$$\dot{Q} = (\vartheta_f - \vartheta_W) \cdot A \cdot \alpha$$

$$\text{Mit: } \alpha = \frac{1}{R_\alpha}$$

GI 2-6

Modelle, wie die Ähnlichkeitstheorie von NUBELT, beschreiben den Wärmeübergangskoeffizienten  $\alpha$ . Für eine erzwungene Rohrströmung innen ist das Rechenmodell bspw. CERBE E. A. [28, S. 375] zu entnehmen. Dabei wird der Wärmestrom über die Differenz der Wand- und Fluidkerntemperatur bestimmt.

Der einfachste Ansatz in der Literatur ist die Verluste pro Leitungslänge mittels des thermischen Gesamtwiderstands und dem Mittelwert der Übertemperatur des Wärmeträgermediums in VL- und RL zu bestimmen. Dabei ist die Übertemperatur die Differenz des Mittelwertes gegenüber dem Erdboden (EB) (GI 2-7), wobei jährliche Durchschnittswerte verwendet werden [137, S. 24]. Es gilt weiterhin die Annahme des stationären Zustands ([137, S. 23f.]). Im Folgenden steht der Index 1 für den VL, der Index 2 für den RL.

$$\dot{q}_l = \frac{\left(\frac{(\vartheta_1 + \vartheta_2)}{2} - \vartheta_{EB}\right)}{\sum R_{th,i}}$$

GI 2-7

Der traditionelle Ansatz zur Ermittlung der Verluste basiert auf den beschriebenen Annahmen [31, S. 1012f.]. Aus der Summe der längenbezogenen Verluste der individuellen Durchmesser über die zugehörigen Leitungslängen ergibt sich der Gesamtverlust [29, S. 4] (GI 2-8). Es wird allgemein davon ausgegangen, dass die Berechnung für den VL ausreichend ist und der errechnete Wert für den RL als äquivalent angesehen [53, S. 1217], [137, S. 23f.]. Mithilfe des Faktors  $\beta$  wird ggf. der Einfluss von Kompensatoren, Bögen und Armaturen sowie der Verlegetechnik (direkterdverlegt, Betonkanal etc.) abgebildet [29, S. 4].

$$\dot{Q}_{\text{Verlust}} = \sum \dot{q}_{l,i} \cdot l_i \cdot \beta$$

GI 2-8

Studien haben gezeigt, dass dieser Ansatz Fehler von 5 % im RL und 7,5 % bezogen auf den VL gegenüber experimentellen Daten aufweist [77, S. 13f.].

Die VL- und RL-Temperaturen, die Gebäudeheizsystem benötigen bzw. zurückliefern, hängen von der Art und dem Zustand des Heizsystems sowie der energetischen Ausgestaltung der Gebäude ab

[42, S. 25]. Ohne eine Informationen zum des Gebäudebestand kann also eine Temperaturabsenkung nur in sehr begrenztem Maße erfolgen. Tabelle 2-1 stellt die ungefähren VL- und RL-Temperaturen der Heizsysteme von Gebäuden nach Sanierungszustand und Baujahr dar.

**Tabelle 2-1: Ungefähre VL- und RL-Temperaturen von Gebäudeheizsystemen nach [42, S. 25]**

Baujahr	Temperatur in °C					
	unsaniert		teilsaniert		vollsaniiert	
	VL	RL	VL	RL	VL	RL
Vor 1968	90	70	70	50	60	45
1968 bis 1994	70	50	70	50	60	45
1995 bis 2001	60	45	60	45	60	45
Nach 2001	45	35	45	35	45	35

Ersichtlich ist, dass auch für vollsanierte Altbauten ein Wert von 60 °C im VL und 45 °C im RL nicht unterschritten wird. Eine Option bildet die Einflussnahme bei Neuanschlüsse durch die Technischen Anschlussbedingungen (TAB). Die Temperaturen auf der Bedarfsseite abzusenken ist die notwendige Voraussetzung zur Absenkung der Temperaturen im Wärmenetz, was sowohl die Netzverluste reduziert, als auch Einfluss auf die Einspeisung nimmt:

- KWK-Anlagen erreichen nach CARNOT höhere elektrische Wirkungsgrade.
- Es kann mehr Wärme aus Abgasströmen unter Brennwertausnutzung ausgekoppelt und so der thermische Wirkungsgrad erhöht werden.
- WP weisen höhere Leistungszahlen bei geringeren Temperaturhüben auf [104, S. 6].

Die Temperaturabsenkung muss stets VL- und RL-Temperatur umfassen. Im besten Fall kann durch eine insgesamt Erhöhung der Temperaturspreizung die Kapazität des Netzes gesteigert werden [110, S. 81]. Das Vorgehen ist strategisch so ausgerichtet, dass zunächst Teilnetztemperaturen abgesenkt werden, wodurch sich letztlich die Temperatur im Gesamtnetz verringert. In Neubaugebieten lassen sich die Temperaturen im Vorhinein geringer planen, weshalb vorwiegend die Transformation der Bestandsnetze herausfordernd ist. Hier müssten Hausübergabestationen oder sogar die Radiatoren ausgetauscht werden, weshalb diese Maßnahmen nur langfristig umgesetzt werden können [110, S. 80f.].

### 2.3.2 Hydraulische Verluste im Wärmenetz

Grundsätzlich lässt sich die hydraulische Leistung, deren Integral die eingebrachte hydraulische Arbeit wiedergibt, aus dem Produkt von Volumenstrom und Druckverlust berechnen. Konkret kann für einen Rohrleitungsabschnitt der Druckverlust über den Rohreibungskoeffizienten  $\lambda_{hyd}$  und das Verhältnis der Länge des Rohrabschnitts zum Innendurchmesser  $\frac{l}{d_i}$ , bzw. für andere Geometrien wie Armaturen, Bögen etc. durch Einsetzen des  $\zeta$ -Wertes berechnet werden, wie in Gl 2-9 dargestellt. Die Leistung hängt in der dritten Potenz von der Fließgeschwindigkeit ab.

$$P_{hyd} = \dot{V} \cdot \Delta p$$

$$\text{Mit } \dot{V} = w \cdot A = w \cdot d_i^2 \cdot \frac{\pi}{4}$$

$$\text{Und } \Delta p_{Rohr} = \frac{\rho}{2} \cdot w^2 \cdot \lambda_{hyd} \cdot \frac{l}{d_i}$$

Gl 2-9

$$\text{Bzw. } \Delta p_{Geometrie} = \frac{\rho}{2} \cdot w^2 \cdot \zeta_{Geometrie}$$

$$\begin{aligned}
 P_{hyd,Rohr} &= w \cdot d_i^2 \cdot \frac{\pi}{4} \cdot \frac{\rho}{2} \cdot w^2 \cdot \lambda_{hyd} \cdot \frac{l}{d_i} \\
 &= w^3 \cdot d_i \cdot \frac{\pi}{4} \cdot \frac{\rho}{2} \cdot \lambda_{hyd} \cdot l
 \end{aligned}$$

Für die Pumpleistung addieren sich dazu die Verluste, die bei der Umwandlung der Antriebsleistung in hydraulische Leistung auftreten. Dieser Zusammenhang lässt sich auch durch den Pumpenwirkungsgrad ausdrücken, wie in Gl 2-10 angegeben.

$$P_{Pump} = P_{hyd} + P_{Verlust,Pump} = \frac{P_{hyd}}{\eta_{Pump}} \quad \text{Gl 2-10}$$

## 2.4 Energiesystemmodellierung der Wärmeerzeugung

Die Identifikation der kostgünstigsten, CO<sub>2</sub>-neutralen Fernwärmeversorgung der Stadt Flensburg unter Berücksichtigung veränderlicher Rahmenbedingungen zu Bedarf und Wärmepotenzialen, ist ein Optimierungsproblem, welches mithilfe eines Modells gelöst wird.

### 2.4.1 Thermische Energiesystemmodellierung

Energiewirtschaftliche Modelle repräsentieren den Energiesektor oder ausgewählte Bereiche dessen und tragen dazu bei, zukünftige Energiesysteme zu konzipieren und implementieren [25]. Dabei können Modelle die politische Entscheidungsfindung unterstützen, Pfade zur Dekarbonisierung aufzeigen und helfen, Fehlinvestitionen zu vermeiden [139]. In einem Modell wird die Realität über mathematische Zusammenhänge vereinfacht abgebildet und eine Zielfunktion zur Optimierung definiert [25]. Es ist zu berücksichtigen, dass die Modellstruktur und die gewählten Vereinfachungen bei der Analyse der Ergebnisse einbezogen werden müssen [25]. Die Ergebnisse von Modellen sind nicht als klar abgegrenzte Lösungskonzepte zu verstehen, sondern dienen dazu, Einblicke in grundlegende Zusammenhänge zu generieren [139].

Modelle werden häufig im Rahmen einer Szenario-Analyse dazu genutzt, fallspezifische Ergebnisse basierend auf einem Set von Parametern, nötigen strukturellen Implikationen und Annahmen zu generieren [25]. Dabei repräsentieren die Szenarien in der Regel Pfade zu möglichen Zukunftsvisionen, aus denen sich allgemeine Trends ableiten lassen [68, S. 2].

Bei der Abbildung von Fernwärmenetzen muss zwischen der Erzeuger-, der Netz- und der Abnahmeseite unterschieden werden. Jeder einzelne Bereich kann mit verschiedenem Detailgrad abgebildet oder auch optimiert werden und alle Bereiche nehmen Einfluss aufeinander, da die Prozesse voneinander abhängen [19, S. 42]. Eine gleichzeitige Optimierung aller Aspekte ist jedoch aufgrund der zu großen Anzahl von Variablen und Interdependenzen unmöglich [19, S. 42]. Eigenschaften des Netzes, wie hydraulische oder thermische Verluste werden vernachlässigt, wenn die Erzeugungsseite optimiert wird [66]. Netz- und Verbraucherseite werden in Erzeugungsoptimierungsmodellen häufig als Black-Box Modell oder als feste Inputs aufgegriffen [19, S. 42].

In Bezug auf die nötige Dekarbonisierung des Wärmesektors tritt in vielen Studien die Auswahl geeigneter CO<sub>2</sub>-neutraler Versorgungstechnologien in den Vordergrund. Die Auslegung und Optimierung lokaler (erneuerbarer) Wärmeversorgung wurde in der Vergangenheit in unterschiedlichster Form umgesetzt. Die Ansätze unterscheiden sich dabei im zeitlichen und räumlichen Horizont, zwischen statischer und dynamischer Optimierung und deren Umsetzungsformen, den zugrunde liegende Rahmenbedingungen sowie durch die Simulationsweise in Bezug auf energetische oder physikalische Gleichungssysteme.

Beim statischen Ansatz werden ein Erzeugerportfolio und die Einsatzreihenfolge für die Fernwärmebereitstellung anhand von vordefinierten Wärmekosten ermittelt [151]. Problematisch ist jedoch, dass die Wärmegestehungskosten in einem regenerativen System von der Betriebsweise abhängen. Aufgrund fluktuierender Erzeuger, dem Einfluss von (saisonalen) Speichern und variablen Energiekosten weist der Ansatz der vorgelagerten statischen Festlegung große Schwächen auf [87]. Hier bieten Optimierungswerkzeuge, die anhand von Eingangsparametern Investitionsentscheidungen und/oder Einsatzplanungen optimieren können, Vorteile im Vergleich zum statischen Ansatz. Dazu existieren zahlreiche spezifische Computertools, wie zum Beispiel EnergyPlan oder LEAP [32]. Alternativ können auch in allgemeinen Programmiersprachen wie Python oder Matlab Energiesysteme erstellt werden. In der Regel werden dabei lineare Probleme (LP) oder gemischt ganzzahlige lineare Probleme (MILP) und Gleichungssysteme erstellt [19, S. 57].

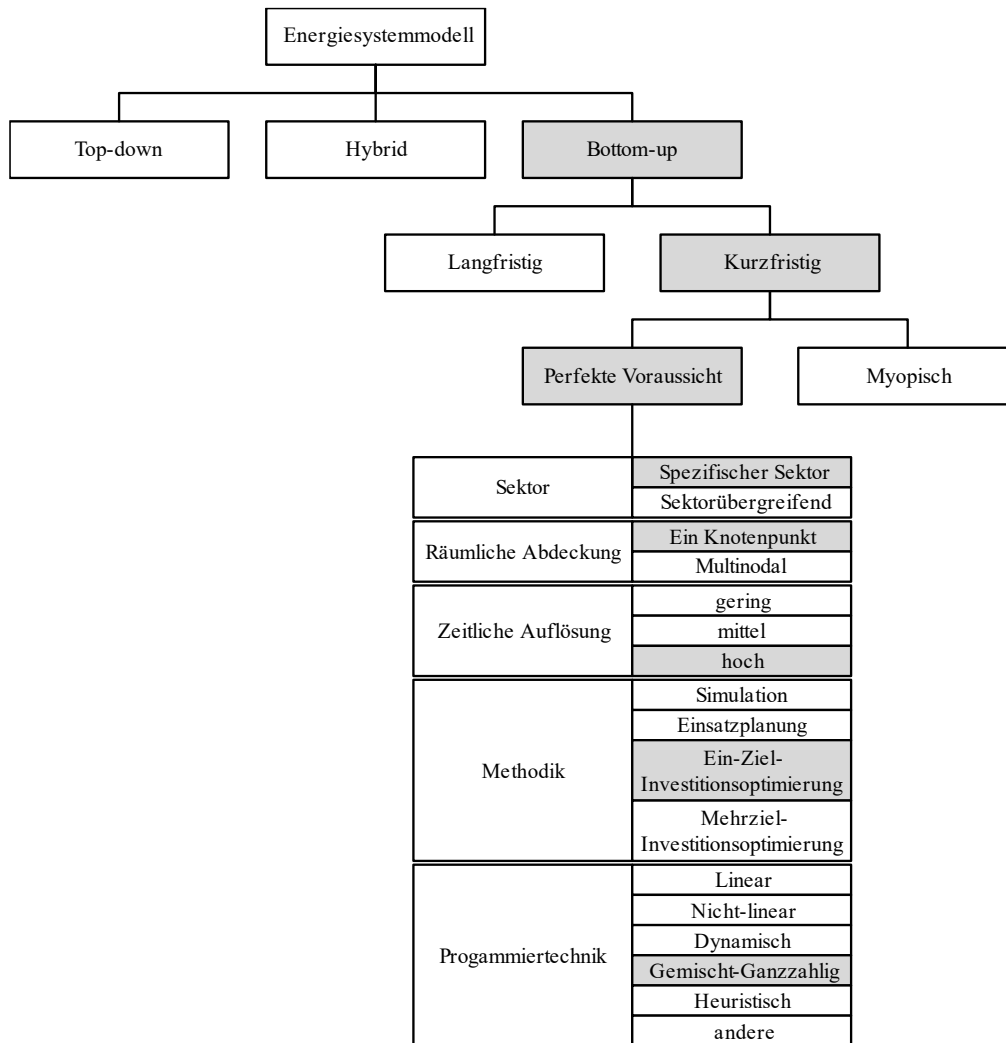
Für die lineare Optimierung besteht die Voraussetzung, dass die Zielfunktion und alle mathematischen Nebenbedingungen lineare Zusammenhänge der Entscheidungsvariablen repräsentieren, um die Zielfunktion zu minimieren oder maximieren. Bei der MILP gelten dieselben Bedingungen, allerdings wird hier mit diskreten Variablen gearbeitet, die repräsentieren, dass einige Ressourcen nur in ganzzahligen Einheiten vorliegen können. [175]

Eine Software, die bereits bei KERSTEN et al. (2021) und bei WOLF et al. (2019) zur Modellierung lokaler Energiesysteme genutzt wurde, ist das *open energy modelling framework* (oemof) [87,196]. Dieses Modellierungs-Framework (Bezugssystem) stellt eine strukturierte Toolbox dar, in welcher sowohl Anteile konkreter Modelle, als auch Modell-Generatoren enthalten sind. Modell-Generatoren definieren einen mathematischen und analytischen Ansatz zur Repräsentation eines allgemeinen Optimierungsproblems. Unter Einbezug spezifischer Daten und konkreter Forschungsfragen können Modell-Generatoren zur Implementierung fallspezifischer Modelle genutzt werden. [73, S. 17] Oemof wird in dieser Ausarbeitung zur Erstellung des Energiesystemmodells genutzt.

## 2.4.2 Charakteristika des gewählten Energiesystemmodells

Oemof ist eine Sammlung von *open-source* Bibliotheken zur Energiesystemmodellierung in der Programmiersprache Python [73, S. 20]. Hier wird neben den Kernpaketen oemofs, in welchen die Topologie und Basis-Klassen definiert werden, vorrangig die Toolbox oemof solph der Version 0.5 genutzt, welche auf der Optimierungssoftware Pyomo basiert und zur Simulation und Optimierung dient [73, S. 23]. Dabei sind aufgrund der Modularität der Software beliebige zeitliche, räumliche und technologische Auflösungen wählbar [73, S. 17]. In oemof solph werden Topologie und Eigenschaften eines Energiesystems in Form einer objektorientierten Graphenstruktur konstruiert. Diese Graphenstruktur wird von solph in ein Pyomo-Optimierungsmodell umgewandelt, welches schließlich über einen Solver, in diesem Fall Gurobi, gelöst wird [95, S. 2].

In Abbildung 2-1 wird eine Einordnung des Modells innerhalb der verschiedenen Modellierungsdimensionen vorgenommen. Das Optimierungsmodell verfolgt einen gemischt-ganzzahlig linearen Ansatz zur Minimierung der Gesamtkosten eines Systems. Es kann sowohl eine Einsatz-, wie auch eine kombinierte Investitions- und Einsatzplanung technologiespezifisch (*bottom-up*) modelliert und optimiert werden [138, S. 20].



**Abbildung 2-1: Klassifizierung der Dimensionen des Energiemodells nach [138]**

Die Komplexität des Modells ist aufgrund der gewählten zeitlichen Auflösung und detaillierten Technologieabbildung hoch. Dies ermöglicht die Abbildung fluktuierender Erzeugung und Nachfrage sowie den Einbezug von Flexibilitätsoptionen, wie Speichern. [72, S. 3]

Die Anwendbarkeit des Modell-Generators und Validierung der Ergebnisse wird durch die gut dokumentierte und transparente Struktur in oemof vereinfacht. Die Einbindung eines Excel-Readers zum Einbezug von externen Daten senkt die Nutzungsbarriere für externe Anwender. Insgesamt mindert die Nutzung vorgefertigter Module innerhalb oemofs den Programmieraufwand, vermeidet doppelten Ressourceneinsatz und erlaubt die Übertragbarkeit auf andere Anwendungsfälle. Auch durch den gemeinschaftlichen Entwicklungsansatz und *open-source* Veröffentlichungen werden hohe wissenschaftliche Standards erfüllt. [72, S. 1]

Gleichzeitig müssen jedoch bereits im Vorfeld Grenzen der Modellierung in oemof berücksichtigt werden.

Unter anderem führt die nötige Linearisierung zu einer zwangsläufigen Vereinfachung der Realität. Im Investitionsmodus können beispielsweise keine *start-up*-, *shut-down*- oder Aktivitätskosten, Teillastwirkungsgrade oder *start-up*-Limitierungen berücksichtigt werden, da diese von der gewählten Kapazität abhängen und ansonsten zu quadratischen Zielgleichungen führen würden. Obwohl oemof solph seit dem Versionsstand 0.5 die Möglichkeit bietet, minimale und maximale Lastgrenzen auch für unbekannte Kapazitäten zu berücksichtigen, wird diese Limitation zur Annäherung an reales Lastverhalten aufgrund der extremen Erhöhung der Rechenzeit nicht einbezogen. [126]

Des Weiteren operiert das Modell mit perfekter Voraussicht. Das heißt zum Beispiel, dass das Modell aufgrund der Information zum Bedarf im Winter entsprechend die Speicherbeladung im Sommer vorausschauend adäquat anpassen kann. Solch eine perfekte Voraussicht existiert in der Realität nicht, sodass in der Realität auch der Betrieb von Anlagen anders ausfallen würde. [72]

Zusätzlich wird lediglich der Zeithorizont eines Jahres und nicht der darauf hinführende Zeitraum betrachtet. Entsprechend kann keine zeitliche Aufschlüsselung der nötigen Investitionsmaßnahmen in Hinblick auf das Zieljahr erfolgen und auch Pfadabhängigkeiten, z. B. in Abhängigkeit davon, Investition zuerst implementiert wird, können nicht aufgezeigt werden. Da jedoch bestehende Kapazitäten und deren Kosten mit in das Modell aufgenommen werden, kann zumindest der Einfluss der Gegenwart bzw. früherer Investitionsentscheidungen auf den optimierten Lösungsfall gezeigt werden.

Durch die Begrenzung auf den Fernwärmesektor, wird ein sogenanntes „partiales Equilibrium“-Modell aufgebaut. Dadurch werden mögliche Interdependenzen zwischen den verschiedenen gekoppelten Sektoren nur unzureichend erfasst. Mögliche positive Auswirkungen von Power-to-Heat-Technologien im Wärmesektor auf die Last im Stromnetz oder nötige Zwangsabschaltungen in der Erzeugung können beispielsweise nicht quantifiziert werden. Gleichzeitig wird die fluktuierende Stromerzeugung über variable Strompreiszeitreihen einbezogen und der zulässige Rechenaufwand und die Übersichtlichkeit des Modells bleiben so erhalten. Der gewählte *bottom-up*-Ansatz führt außerdem dazu, dass Einflüsse durch makro-ökonomische Änderungen in anderen Märkten, wie eine angepasste Nachfrage oder politische Prozesse, nur über festgelegte Rahmenbedingungen und damit stark vereinfacht wiedergegeben werden können. Durch die Wahl des „Equilibriums“-Ansatzes wird zudem ein Gleichgewicht zwischen Nachfrage und Erzeugung und stabile Marktverhältnisse unterstellt, sodass keine Verschwendung, Überschüsse oder kurzfristige Marktreaktionen berücksichtigt werden können [72, S. 437]

Es wird kein multinodaler Ansatz gewählt, sondern nur der Flensburger Knotenpunkt repräsentiert. Dies ist in Bezug auf die Repräsentation der Wärmeerzeugung gerechtfertigt, welche in Ortsnähe zur Abnahme erfolgen muss und keine räumlich entfernten erneuerbaren Erzeuger mit variablen Erzeugungsformen berücksichtigt werden müssen [16].

Das Modell in oemof enthält keine Zufallsvariablen und repräsentiert damit ein deterministisches Entscheidungsmodell. In der Realität existieren jedoch zahlreiche Unsicherheiten unterschiedlicher Typen, die Einfluss auf die Optimierung nehmen. Besonders unsicherheitsbehaftet sind gewählte Annahmen zu technischen und wirtschaftlichen Parametern, Eingangsdaten und die gewählte Struktur des Versorgungssystems. Durch eine Sensitivitätsanalyse kann der Einfluss einiger Unsicherheiten in Bezug auf Wissensqualität eingeordnet werden. Gleichzeitig ist keine Überprüfung der strukturellen Unsicherheiten möglich. Ebenso verbleiben Unsicherheiten in Bezug auf den gewählten sprachlichen Ausdruck der Ergebnisse sowie deren Interpretation durch Entscheidungsträger und Leser. [72, S. 16]

### **2.4.3 Architektur und -konzeption der objektorientierten Graphenstruktur**

In dieser Arbeit wird mithilfe des oemof-Bezugssystems ein Modell zur Optimierung der regenerativen Fernwärmeversorgung der Stadt Flensburg entwickelt. Entsprechend des Prinzips der objektorientierten Programmierung wird die Wirklichkeit (das Energiesystem) in oemof durch eine Vielzahl von Objekten repräsentiert, welchen jeweils feste Eigenschaften und Verhaltensweisen zugeordnet werden. Diese Objekttypen werden in Python als Klassen, die ihnen zugeordneten Eigenschaften als Variablen und ihre Funktionen als Methoden bezeichnet [140].

Der individuelle Nutzer kann die Klassen in oemof aufrufen, entsprechend der jeweiligen Klassenvorgaben Daten zuordnen und somit Instanzen entsprechend dem in der Klasse hinterlegten



„Bauplan“ erzeugen. Es können des Weiteren Änderungen an den je Klasse hinterlegten Attributen oder Funktionen vorgenommen werden oder es können weitere (Unter-)Klassen ergänzt werden. [126]

Grundlegend besteht in oemof eine Hierarchie verschiedener Klassen. Jede Klasse hat einen eigenen Zielausdruck, eigene Optimierungsvariablen und Nebenbedingungen. Übergeordnet gibt es die (Super)-Klassen des Energiesystems (*energysystem*), der Flüsse (*flows*) und der Knotenpunkte (*nodes*). Die Superklasse der Knotenpunkte teilt sich in die Klasse der Sammelschienen (*buses*) und der Komponenten (*components*) auf. Diese unterteilt sich wiederum in Quellen (*sources*), Senken (*sinks*), Transformatoren (*transformers*), Speicher (*storages*) und weitere experimentelle Gruppen. [73]

Die Struktur kennzeichnet sich im Wesentlichen durch ein Netzwerk aus Knotenpunkten, welche über Flüsse verbunden sind. Jede Komponente muss über einen Fluss mit mindestens einer Sammelschiene verbunden sein. Für jede Sammelschiene muss sichergestellt sein, dass die Summe der eintretenden immer der Summe der austretenden Flüsse entspricht [126]. Die verschiedenen Paket- und Komponentenebenen in oemof werden bei HILPERT et al. (2018) ausführlich dargestellt [73].

Die übergeordnete Zielfunktion hängt von den gewählten Instanzen und deren Attributen ab. Allgemein wird bei gleichzeitiger Investitions- und Einsatzoptimierung folgende Zielfunktion zur Minimierung der Summe aller variablen  $C_{var}$  und aller Investitionskosten  $C_{inv}$  formuliert [73, S. 17]:

$$\min: \{C_{var} + C_{inv}\} \quad \text{Gl 2-11}$$

Spezifische variable Kosten  $c$  können sich dabei sowohl auf Knotenpunkte  $n$ , also Sammelschienen oder Komponenten, wie auch auf Flüsse zwischen zwei Knotenpunkten  $s$  und  $e$  beziehen und zeitab- oder unabhängig sein.  $\tau$  stellt einen Zeitschritt im Bezugszeitraum  $\tau_{ges}$  dar. Die (zeitabhängige) Variable  $w$  bezieht sich auf Flüsse, die Variable  $v$  auf Knotenpunkte und kann zum Beispiel die zu installierende Kapazität darstellen. Je Fluss oder Knotenpunkt können mehrere Kostengruppen oder Gewichtungen eines Sets  $I$  aktiv sein [73, S. 19].

Entsprechend setzen sich die gesamten variablen Kosten nach Gl 2-12 zusammen [73, S. 19].

Gl 2-12

$$C_{var} = \sum_{t \in \tau_{ges}} \left( \sum_{i \in I_1} \sum_{(s,e) \in E} c_{s,e}^i(t) \cdot w_{s,e}^i(t) \cdot \tau + \sum_{i \in I_2} \sum_{n \in N} c_n^i(t) \cdot v_n^i(t) \cdot \tau \right) \quad \text{Gl 2-13}$$

Investitionskosten und feste Betriebskosten treten nur in Verbindung mit Komponenten  $n$  auf, sodass diese entsprechend Gl 2-14 bestimmt werden.

$$C_{inv} = \sum_{i \in I_3} \sum_{n \in N} c_n^i \cdot v_n^i \quad \text{Gl 2-14}$$

Je nach Klasse und gewählten Attributen werden die Variablen durch verschiedene Bedingungen begrenzt. Diese können in der Dokumentation zu oemof solph nachvollzogen werden [126]. Sofern nicht anders gekennzeichnet wird der in oemof hinterlegte Code nicht verändert und auf die Dokumentation im Handbuch zu oemof verwiesen [126]. Die fallspezifische Umsetzung der Modellierung für Flensburg wird in Abschnitt 6 beschrieben.

### 3 IST-Situation

Bevor für die Fernwärmeerzeugung und das -netz in Flensburg Effizienzsteigerungs- und Dekarbonisierungsmaßnahmen analysiert werden können, muss der Ausgangszustand der Versorgungssituation aufgetragen werden. Sofern nicht anders angegeben, basieren alle verwendeten Daten und Informationen in diesem Abschnitt auf internen Dateien der SWFL, bzw. speziell den internen Datenerfassungssystemen der SWFL – BAC und PCS7 – sowie den Jahresberichten der Erzeugung. Als Bezugsjahr wurde dabei 2020 gewählt, weil die Daten des Jahres 2021 zum Zeitpunkt der Ausarbeitung noch nicht vollumfänglich vorlagen.

#### 3.1 Versorgungsstruktur

Zunächst wird die Energiebereitstellung zum Zeitpunkt des Projektbeginns dargestellt, um als Ausgangspunkt der späteren Analysen zu fungieren.

##### 3.1.1 Energiefluss

Die Stadtwerke Flensburg stellen derzeit zentral Wärme und Strom im Heizkraftwerk (HKW) in der Batteriestraße bereit. Zusätzlich werden drei weitere Reserveheizwerke (RHW) im Netz vorgehalten, die bei Ausfällen im HKW die Wärmeversorgung sicherstellen können. Da dieser Zustand jedoch nur sehr selten eintritt, ist aktuell der Betrieb der RHWs hauptsächlich auf Funktionsprüfungen zurückzuführen. Respektiv waren im Jahr 2020 das RHW Engelsby, Nord und Glücksburg elf, sechs und vier Tage in Betrieb. Die RHWs werden ausschließlich mit Heizöl betrieben.

Im HKW sind sechs Verbrennungsanlagen („Kessel“) im Einsatz. Neben den drei Kesseln 9 bis 11, die hauptsächlich mit Kohle, jedoch auch mit Ersatzbrennstoffen (EBS) und Altholz, bzw. Holzpellets befeuert werden und nach dem Prinzip der zirkulierenden Wirbelschicht arbeiten existieren ein Gaskessel (Kessel 5), der auch mit Heizöl (EL) betrieben werden kann, ein Heizöl-„Steamblock“, der zum einen zur Fernwärmeerzeugung (ca. 18 MWh) genutzt werden kann, sowie zum anderen zur Erzeugung von 6 bar Heizdampf, und eine Gas- und Dampfturbinenanlage (GuD) (Kessel 12), eine Kombination von Gasturbine (GT) und Dampfturbine (DT). Zusätzlich zu den bestehenden Anlagen, soll ab 2023 eine weitere GuD-Anlage (Kessel 13) einen großen Anteil der Versorgung übernehmen. Dafür wird Kessel 9 ab Mitte 2023 und Kessel 10 ab 2024 außer Betrieb genommen.

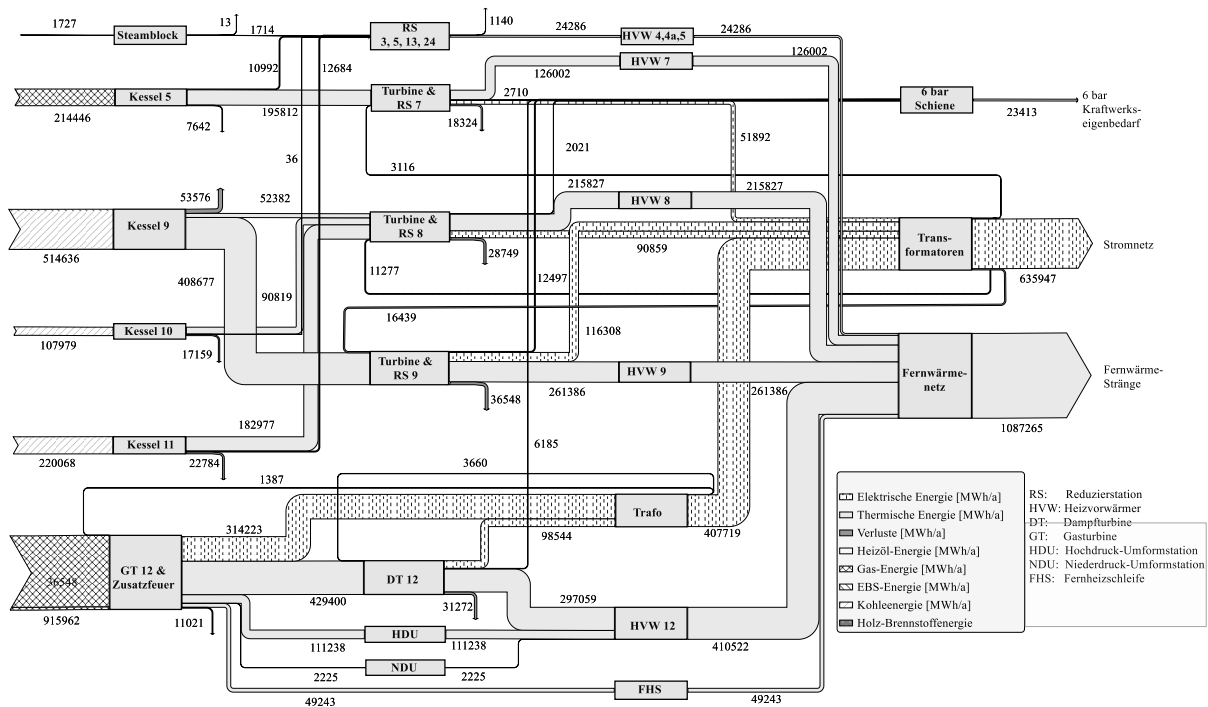
Die Wirbelschichtkessel können mit verschiedenen Turbinengruppen gekoppelt werden. Parallel zu jeder Turbine ist eine Umleitstation, bzw. Reduzierstation (RS) geschaltet. Während An- und Abfahrvorgängen der Turbine, bei Lastabwürfen, wenn die Turbine aufgrund technischer Schwierigkeiten nicht in Betrieb genommen werden kann oder auch wenn der Heizbedarf besonders hoch ist, kann der Heißdampf aus dem Kessel an die Reduzierstation, statt an die Turbine geleitet werden. Druck und Temperatur werden reduziert und der Dampf kann im Heizvorwärmer für die Wärmeversorgung genutzt werden. Neben den drei Turbinen-Reduzierstation-Gruppen 7, 8 und 9 sind zusätzlich die Reduzierstationen RS 3, 5 und 13 verfügbar. Die weiteren RS 24, 25 und 26 dienen der 6 bar Heizdampferzeugung. Bei der GuD sind Gasturbine, Abhitzeessel, Dampfturbine und die zwei Umleitstationen fest miteinander verschaltet.

Nach den Turbinen wird in Heizkondensatoren, in der Praxis als Heizvorwärmer (HVW) bezeichnet, die Kondensationsenergie zur Wärmeversorgung genutzt. Die HVWs sind in Reihe geschaltet und übertragen die Wärme an das Fernwärmenetz. Bei der GuD existiert neben dem eigentlichen HVW im Dampfkreis zusätzlich die „Fernheizschleife“ (FHS). In dieser wird die Restwärme des Rauchgases aus dem Abhitzeessel an das Fernwärmenetz übertragen.

Ein geringer Anteil des Dampfes wird der Turbine entnommen und an das 6 bar-Hilfsnetz des HKWs übertragen (sogenannte 6 bar-Schiene). Der 6 bar-Dampf wird innerhalb der Kesselanlagen für

verschiedene Systemkomponenten benötigt. Während die Dampfmengen, die bei den einzelnen Anlagen für die 6 bar-Schiene ausgekoppelt werden, messtechnisch erfasst werden, bestehen mit Ausnahme des Kessels 12 keine Messungen für den Bezug, bzw. die Nutzung des 6 bar-Dampfes innerhalb der Kessel.

Einen Überblick über die verschiedenen Energieflüsse innerhalb der Erzeugungsanlagen bietet Abbildung 3-1. Die folgende Auswertung der Energieströme bezieht sich dabei einheitlich auf Daten aus dem Jahr 2020.



**Abbildung 3-1: Sankey-Diagramm der Erzeugungsanlagen der SWFL**

Sofern anstelle der Energie- bzw. Enthalpieströme lediglich Brennstoff-Massenströme erfasst werden, werden die in Tabelle 3-1 zusammengefassten Heizwerte verwendet. Tatsächlich variieren die Heizwerte der Brennstoffe bei je nach Brennstoffzusammensetzungen und -qualitäten, sodass sich durch die Annahme von festen Heizwerten über das Jahr hinweg, Abweichungen zum realen Brennstoffeinsatz ergeben können.

**Tabelle 3-1: Brennstoffeigenschaften im Jahr 2020 [163]**

<b>Brenn- oder Zusatzstoff</b>	<b>Heizwert</b> in GJ/t	<b>Emissionsfaktor</b> in t CO <sub>2</sub> /GJ
Kohle	24,92	0,093
Erdgas	36,59	0,055
Ersatzbrennstoff	16,67	0,087
Holzhackschnitzel	9,57	0,109
Altholz	7,80	0,130
Heizöl	42,60	0,0741
Bicar		0,524
Kalk		0,440

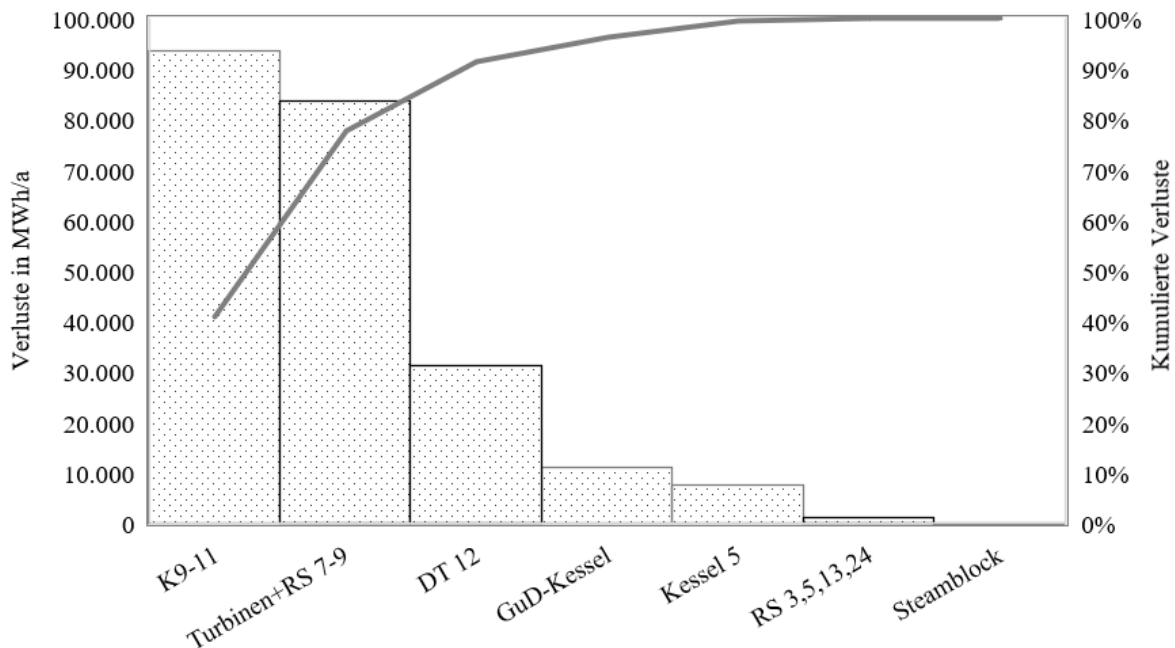
Bei der Zusammenstellung der Daten zur Abbildung der aktuellen Erzeugungssituation sind einige bilanzielle Abweichungen zu intern ausgewiesenen Summendaten der SWFL aufgetreten. Einige Daten werden nicht unmittelbar messtechnisch erfasst. Dazu gehört zum Beispiel die Enthalpie (bzw. die Messung der zugrundeliegenden thermodynamischen Größen) im Fernwärmewasser nach den HVWs. Die Wärmeübertragung wurde daher als adiabat angenommen. Ebenso werden auch die elektrischen Komponenten, wie Transformatoren und Übertragungsleitungen elektrischer Netze als verlustfrei angenommen.

Des Weiteren weisen die SWFL keine stunden- oder tagesspezifischen Daten zu den zugeführten Brennstoffenergien aus. Für diese Arbeit wurden die jeweiligen Brennstoffenergien daher mittels den täglich erfassten Brennstoffmengen und gegebenen Heizwerten berechnet. Da jedoch die Heizwerte, insbesondere bei EBS oder Holz, vom angegebenen Wert abweichen können und die Mengenerfassung häufig grob (in Form von LKW-Ladungen etc.) erfolgt, sind die verwendeten Werte fehlerbehaftet. Bereits innerhalb der Datengrundlage bei den SWFL existieren daher abweichende Angaben für dieselbe Kenngröße. Unter anderem der Gasbedarf wird simultan über zwei verschiedene Messeinrichtungen in den Hauptgasleitungen erfasst, wie auch individuell für Kessel 5 und Kessel 12 ausgewiesen. Dabei ergeben sich Abweichungen zwischen den einzelnen Größen. Für diese Berechnungen wurden stündliche Daten aus PCS7 genutzt.

Komplex ist insbesondere die Ausweisung der Nutzwärmemengen im Dampf vor den Turbinen und vor den RS, um Verluste den einzelnen Komponenten zuzuweisen. Im BAC-System werden dafür zwar teilweise eigene Enthalpien ausgewiesen, diese werden jedoch über Zuordnung zu den zugeschalteten Kesselanlagen errechnet. Fehler innerhalb dieser Formeln haben zu einer Erfassung von negativen Energieflüssen im internen BAC-System geführt. Für diese Ausarbeitung werden daher die Energiemengen vor der Turbinengruppe unabhängig von den Systemdaten zusätzlich mittels der gegebenen Zeitreihen zu den verschiedenen Kopplungen und den Dampfenthalpieangaben berechnet. Eine getrennte Ausweisung der Dampfwärme vor RS, bzw. Turbine war nicht möglich, da die messtechnische Erfassung im gemeinsamen Strang vor der Anlagengruppe erfolgt. Auch bei den rechnerisch bestimmten Wärmemengen kommt es zu Ungenauigkeiten, da die Datenkörner zu den Enthalpien nur tagesweise vorliegen, die Kessel jedoch an einem Tag flexibel mit mehreren verschiedenen Anlagen gekoppelt sein können.

Die Zuordnung der Energiemengen zu einzelnen Anlagen ist insbesondere auch in Hinblick auf die 6 bar-Schiene nur begrenzt möglich. Obwohl diese Hilfsenergie in der Realität zu verschiedenen einzelnen Systemkomponenten zurückgeführt wird, ist dies in der Übersicht im Diagramm nicht vermerkt.

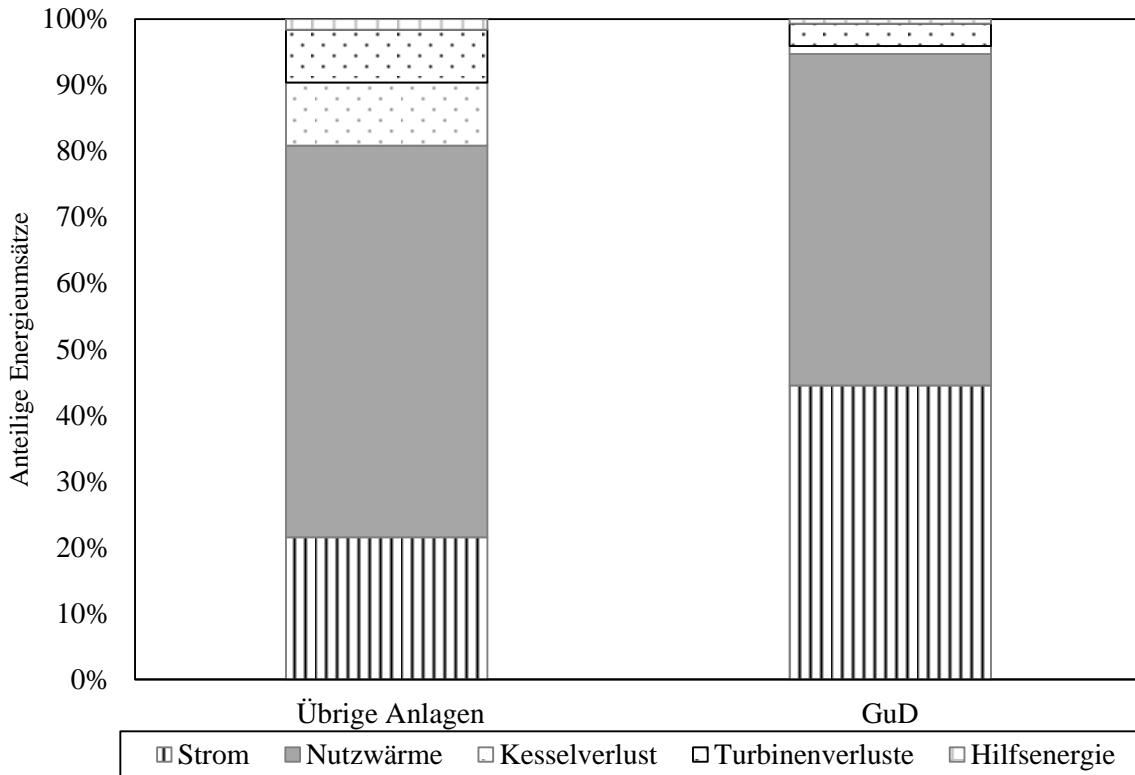
Die in der Übersicht dargestellten Verluste ergeben sich sowohl aus ausgewiesenen Messdaten der SWFL (z.B. Dampfenergie-Abblasung über das Dach) und als auch aus den ermittelten Bilanzdifferenzen zwischen den übrigen Messdaten. Werden die Verluste absteigend aufgeschlüsselt, ergibt sich das Pareto-Diagramm nach Abbildung 3-2.



**Abbildung 3-2: Pareto-Diagramm Verlustzuordnung Erzeugungsanlagen**

Es wird deutlich, dass die stärksten Verlusttreiber mit 41 % die Wirbelschichtkessel (Kessel 9 bis 11) sind. Während bei der Wirbelschicht-, bzw. Gaskesseltechnik die höchsten Verluste im Bereich der Brennkammer (eigentlicher Kessel) verortet sind, ist in der GuD der überwiegende Anteil der Verluste auf die Dampfturbine zurückzuführen (14 % aller Verluste). Die GuD macht nur 5 % der gesamten Verluste aus. Das Pareto-Diagramm ist bedingt dazu geeignet, die Potenziale zur Effizienzoptimierung zu identifizieren, da die unterschiedlichen Anlagenlaufzeiten und Kapazitäten, sowie auch die spezifischen Kosten, die durch die Verluste verursacht werden, nicht miteinbezogen werden.

Eine gezieltere Beurteilung der jeweiligen Verbesserungspotenziale wird durch Auswertung der Abbildung 3-3 möglich.



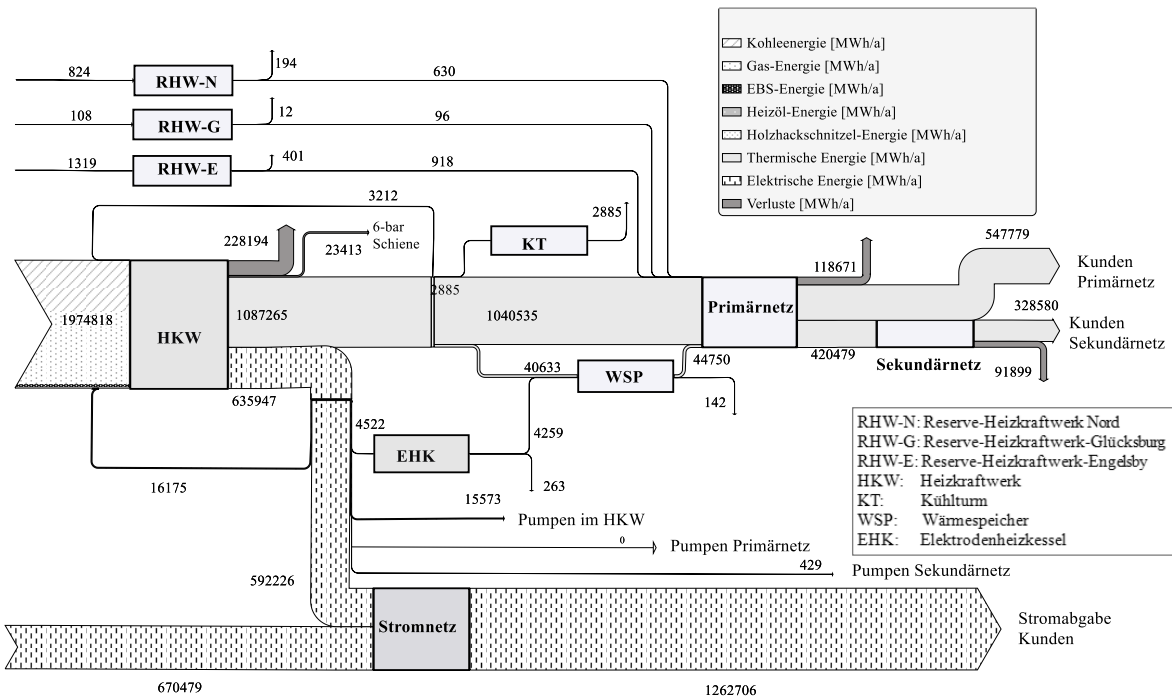
**Abbildung 3-3: Gestapeltes Säulendiagramm – Energieumsätze Kesselanlagen**

Aufgrund der verschiedenen Kopplungsmöglichkeiten von Kesseln und Turbinen kann keine Unterscheidung zwischen den einzelnen Kesselanlagen im Bestand erfolgen. Es wird ein Vergleich der alten Verbrennungstechnik mit der modernen GuD möglich.

Durch Normierung aller austretenden Energieströme wird erkennbar, dass die Wirbelschichtkessel gegenüber der GuD eine deutlich geringere Stromausbeute aufweisen. Zusätzlich machen die Kessel- und Turbinenverluste zusammen 12 % der gesamten abgegebenen Energie aus. Bei der GuD liegt dieser Wert bei lediglich 4 %.

Insgesamt ergibt sich basierend auf den verwendeten Daten und Berechnungen ein unmittelbarer Brennstoffnutzungsgrad der alten Anlagentechnik von 87 % und von 95 % für die GuD.

Neben den Energieflüssen der Erzeugungsanlagen sollen die der Anlagenperipherie der SWFL und im Wärmenetz untersucht werden. Zu den weiteren Anlagen auf dem Gelände des Kraftwerks gehört ein Elektrodenheizkessel, der als Regelleistungsanlage im dänischen Netz zu vorgegebenen Strompreisen angemeldet wird und des Weiteren insbesondere zu Zeiten sehr niedriger Strompreise zusätzliche Wärme aus dem erzeugten Strom bereitstellen kann. Außerdem besteht ein Kühlturm, der durch Abkühlen der Fernheizrücklauftemperatur, bei zum Beispiel geringer Fernwärmeabnahme der Stadt im Sommer, den Betrieb der Turbinen mit der entsprechenden Anlagenlast sicherstellt. Die überschüssige Wärme kann an die Ostsee abgegeben werden. Zusätzlich dient ein Wärmespeicher im Pufferbetrieb durch kurzfristige Speicherung überschüssiger Wärmeenergie für einige Stunden oder Tage dem Ausgleich von Lastspitzen. Zukünftig soll ein zweiter Wärmespeicher diesen Ausgleich unterstützen.



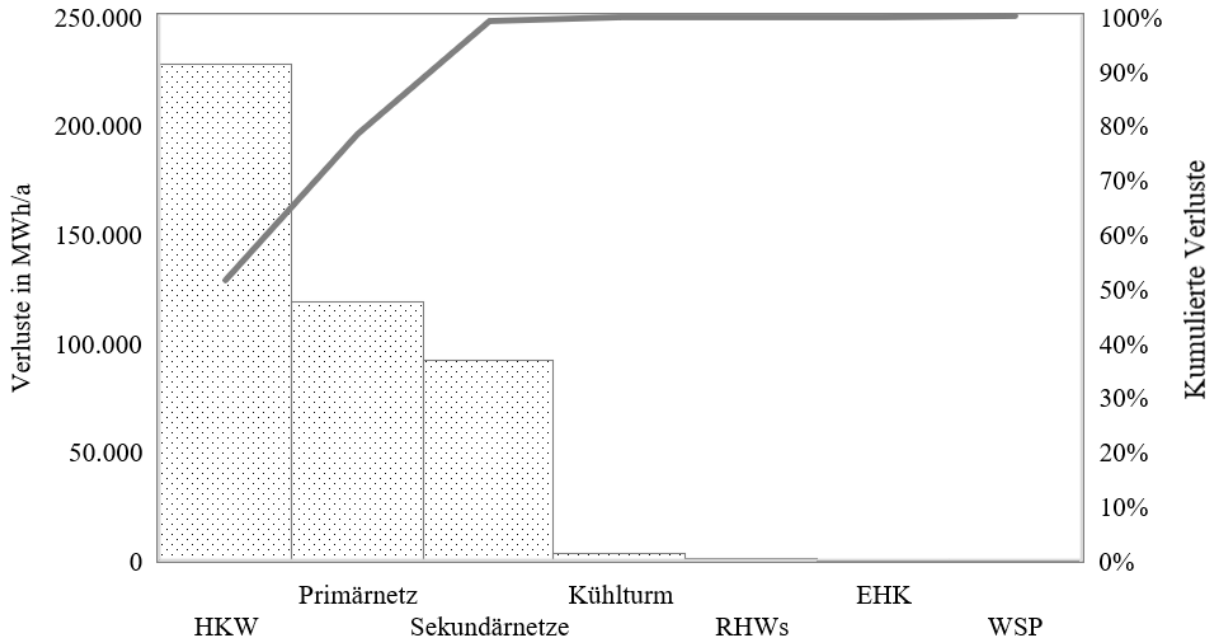
**Abbildung 3-4: Sankey-Diagramm HKW und Netzübersicht**

Abbildung 3-4 visualisiert die Energieflüsse im HKW. Bei der anschließenden Auswertung des Diagramms treten erneut Herausforderungen in Bezug auf die Datenerhebung auf. Herausforderungen bestanden unter anderem in Hinblick auf:

- Unterschiede bei gespeicherten Daten für dieselbe Messstelle zwischen der BAC und PCS7-Erfassung (z.B. bei der Be- und Entladeleistung des Wärmespeichers)
- Unvollständige Messreihen (z.B. bei Pumpeneigenbedarf im Netz)
- Fehlerhafte Messungen (z.B. bei Wärmeübertragung Sekundärstationen)

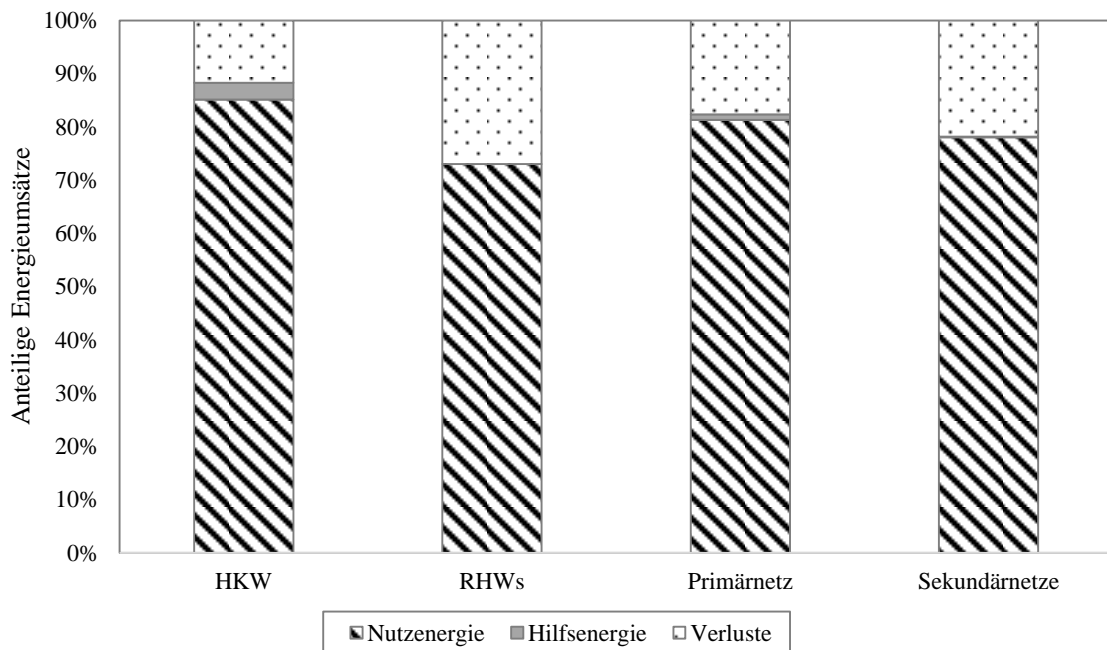
Im Rahmen der Datenerhebung wurden die SWFL auf die Unregelmäßigkeiten hingewiesen, sodass durch die Arbeit in diesem Projekt ein Beitrag zur verbesserten Messerfassung im Bereich der Netze geleistet werden konnte.

Unter Berücksichtigung dieser Einschränkungen lassen sich verschiedene Aussagen aus der Darstellung ableiten. Die Versorgung der Gebäude und Anwendungen auf dem Kraftwerks- und Bürogelände muss vom Bruttoertrag abgezogen werden. Dazu zählt sowohl der elektrische Bedarf (16.175 MWh), wie auch der thermische (3.212 MWh). Der elektrische Energiebedarf des Elektrodenheizkessels (EHK), des Wärmespeichers (WSP) und der fünf Fernwärme-Umwälzpumpen im HKW beträgt 15.573 MWh im Jahr. Zusätzlich wird ersichtlich, dass die SWFL bereits zum Zeitpunkt dieser Ausarbeitung mehr als 50 % des Strombedarfs der Stadt nicht selbst decken. Des Weiteren wird der geringe Beitrag der dezentralen RHWs zur Deckung des jährlichen Wärmebedarfs deutlich (0,15 %).



**Abbildung 3-5: Pareto-Diagramm Verlustzuordnung im HKW und Wärmenetz**

Ein Pareto-Diagramm soll den Einfluss der verschiedenen Verlustfaktoren einordnen. Wie in Abbildung 3-5 zu erkennen, treten die größten Verluste innerhalb der Erzeugungsanlagen des HKWs auf. Diese Angabe entspricht der Summe der in Abbildung 3-2 präsentierten Verluste. Bezogen auf die gesamte Versorgungskette vom Brennstoffeinsatz bis zu den Verbrauchern treten 51,55 % aller Verluste innerhalb der Erzeugungsanlagen auf. Werden jedoch beide Fernwärmenetztypen gemeinsam betrachtet, machen die Wärmeverluste an die Umgebung mit 47,57 % einen fast ebenso großen Anteil aus. Alle weiteren Komponenten, unter anderem auch der Betrieb des Kühlturmes, haben einen deutlich geringeren Einfluss. Nach dieser Analyse zur Identifizierung der quantitativ absolut größten Optimierungspotenziale folgt in Abbildung 3-6 eine relative Einordnung der Verluste.



**Abbildung 3-6: Gestapeltes Säulendiagramm Anteile der Energieumsätze im Wärmeverbund**



Dazu wurden jeweils für das HKW (inklusive angeschlossener Anlagen wie dem WSP, dem Kühlturm und dem EHK), die RHWs sowie die beiden verschiedene Wärmenetztypen die Anteile von Nutz-, Hilfs- und Verlustenergie ausgewiesen. Nutzenergie umfasst dabei elektrische und thermische Energie, Hilfsenergie bezieht sich sowohl auf die benötigte elektrische Energie (z.B. zum Pumpenbetrieb), wie auch auf thermische Hilfsenergie (z.B. 6 bar-Dampf).

Es ist zu erkennen, dass die RHWs im Vergleich zum HKW einen deutlich geringeren Wirkungsgrad aufweisen, der vorrangig auf die Funktions- und TÜV-Prüfungen zurückzuführen ist. 27 % der eingesetzten Energie sind Verluste. Beim HKW entsprechen die Verluste 12 % der gesamten Energie, wobei bereits Verluste über den Kühlturm sowie EHK und WSP miteinbezogen wurden. Im direkten Vergleich von Primär- und Sekundärnetzanteilen wird deutlich, dass die Summe der Sekundärnetze, trotz der kürzeren Distanzen und geringeren Rohrdurchmesser 4 % höhere Verluste aufweist, als das Primärnetz.

### **3.1.2 CO<sub>2</sub>-Emissionen**

Die Wärmebereitstellung der SWFL, die im Jahr 2022 vorliegt, basiert überwiegend auf der Verbrennung fossiler Energieträger und setzt somit Treibhausgas-Emissionen frei. Neben dem Treibhausgas Kohlenstoffdioxid (CO<sub>2</sub>), werden auch weitere Treibhausgase freigesetzt, die jedoch über Umrechnungsfaktoren in CO<sub>2</sub>-Äquivalenten angegeben werden können. Zur Vereinfachung wird im Folgenden der Begriff CO<sub>2</sub>-Emission verwendet, womit alle CO<sub>2</sub>-Äquivalente gemeint sind. Die Emissionserfassung ist für die SWFL verpflichtend und eine Meldung an die Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHst) ist erforderlich. Als registrierte Anlage im europäischen Emissionshandel erhalten die SWFL Emissionszertifikatszuteilungen (EUAs) und müssen bei darüberhinausgehendem emittierten Treibhausgasen weitere Zertifikate erwerben. Da in den letzten Jahren der Zertifikatspreis stark gestiegen und gleichzeitig die Höhe der frei zugeteilten EUAs gesunken ist, wird eine Senkung der CO<sub>2</sub>-Emissionen inzwischen nicht mehr nur aufgrund von Klimaschutzbestrebungen, sondern auch aus ökonomischer Hinsicht fokussiert.

Die CO<sub>2</sub>-Emissionen werden bei den SWFL über das Produkt aus Brennstoffmasse und massenspezifischen Emissionsfaktor je Brennstoff ermittelt. Für das Jahr 2020 geben die SWFL eine Gesamtsumme von 518.014 t CO<sub>2</sub>äq für das HKW und von 609 t CO<sub>2</sub>äq für die RHWs an. In Analogie zum Vorgehen für die Ermittlung der Energieflüsse werden die CO<sub>2</sub>-Emissionen zusätzlich kessel- und brennstoffspezifisch anhand der gegebenen Datenreihen zum Brennstoffeinsatz und mit den angenommenen Emissionsfaktoren aufgeschlüsselt. Über diesen Ansatz ergibt sich die leicht abweichende Gesamtsumme von 519.489 t CO<sub>2</sub>äq für das Jahr 2020.

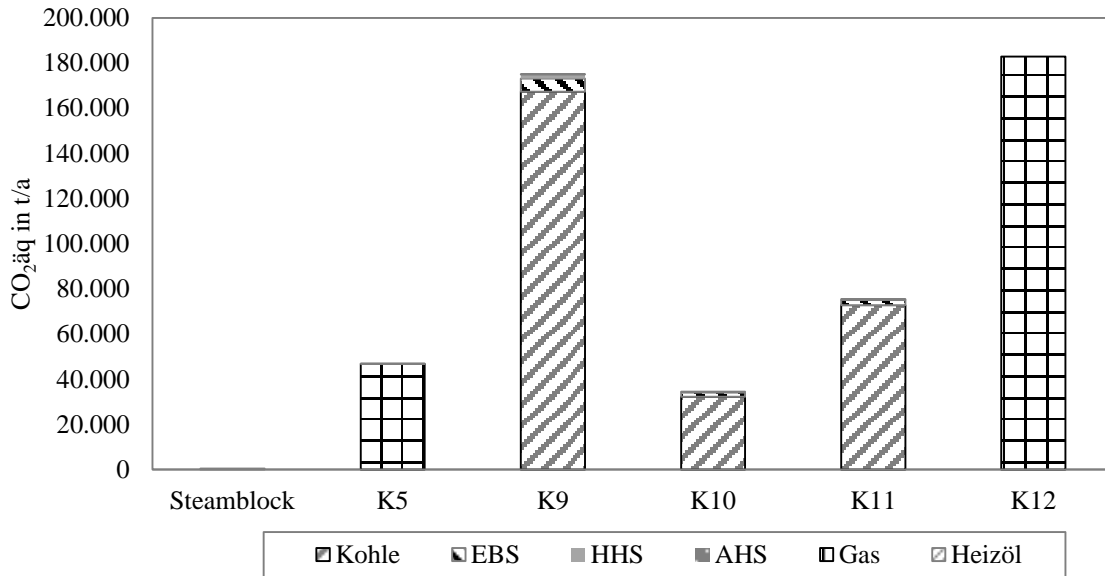


Abbildung 3-7: CO<sub>2</sub>-Emissionen nach Kessel und Brennstoff für das Jahr 2020

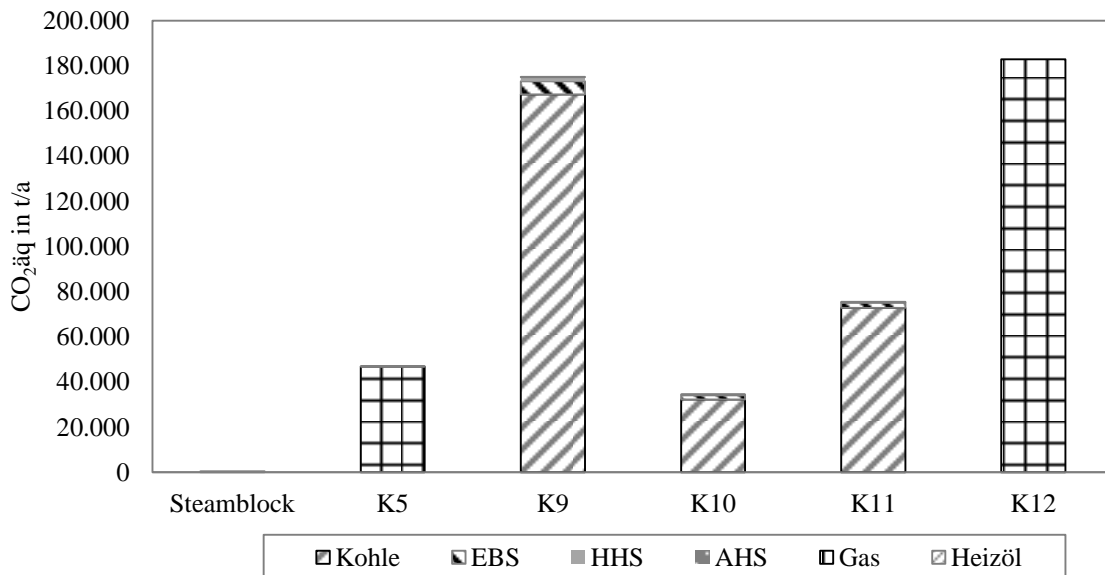
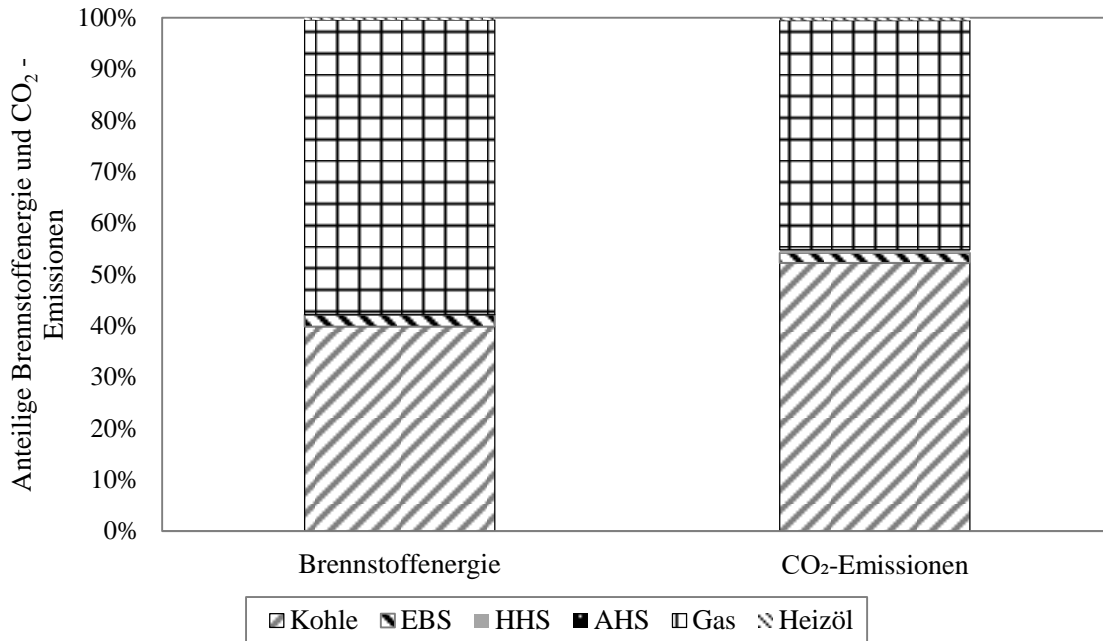


Abbildung 3-7 visualisiert, wie die Emissionen auf die verschiedenen Erzeugungsanlagen und Brennstoffe im HKW aufgeteilt werden können. Die absolute Emissionsmenge hängt direkt von den Betriebsstunden und dem eingesetzten Brennstoff ab. Es wird deutlich, dass im Jahr 2020 55,7 % der gesamten Emissionen auf den Wirbelschichtkesselbetrieb zurückzuführen sind und 35,2 % durch den Gaseinsatz in der GuD verursacht wurden.

Den Einfluss der unterschiedlichen Heizwerte und Emissionsfaktoren der Brennstoffe verdeutlicht Abbildung 3-8.

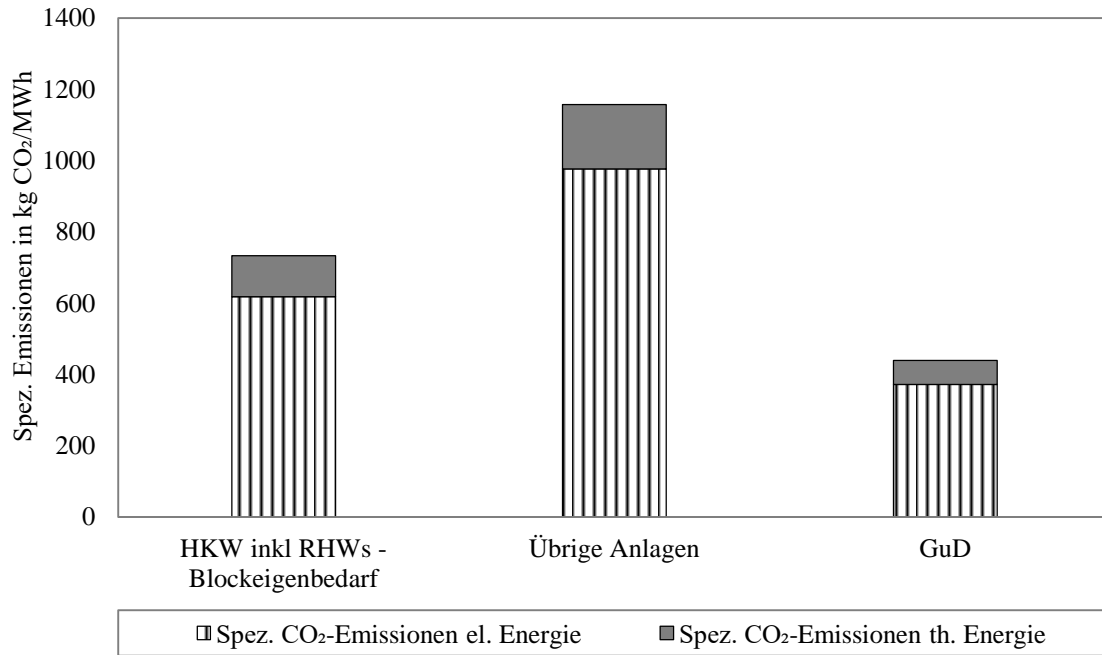


**Abbildung 3-8: Brennstoffanteile an eingesetzter Brennstoffenergie und CO<sub>2</sub>-Emissionen 2020**

Es ist erkennbar, dass 52 % der Emissionen auf Kohle zurückzuführen sind, obwohl Kohle nur 40 % der insgesamt im HKW eingesetzten Brennstoffenergie ausmacht.

Über die sogenannte CARNOT-Methode können die CO<sub>2</sub>-Emissionen auf die in KWK gleichzeitig erzeugte thermische und elektrische Energie aufgeteilt werden. Dafür werden Allokationsfaktoren auf Basis des Exergieanteils der jeweiligen Endprodukte berechnet. Mithilfe der Zuteilungsfaktoren lassen sich dann die spezifischen Emissionen je Koppelprodukt berechnen. Im Jahr 2020 wurde durch die SWFL gemäß §8, Abs. 3 EWKG für die erzeugte Wärme ein spezifischer Emissionsfaktor von 112,58 kg CO<sub>2</sub>-Emissionen/MWh und für die eingespeiste elektrische Energie von 617,85 kg CO<sub>2</sub>-Emissionen/MWh bestimmt [152].

Wird die CARNOT-Methode jeweils individuell auf die GuD und die übrigen Anlagen im HKW (Wirbelschichtkessel und Kessel 5) angewandt, ergeben sich die in Abbildung 3-9 ersichtlichen Unterschiede.



**Abbildung 3-9: Spezifische Emissionen je Kuppelprodukt und Anlagenform**

Die spezifischen Emissionen, die der erzeugten thermischen Energie zugeordnet werden, liegen für die GuD bei lediglich 68,0 kg CO<sub>2</sub>äq/MWh<sub>th</sub>. Im Gegensatz dazu sind die spezifischen Emissionen der übrigen Anlagen in Bezug auf thermische Energie 2,5-fach höher (181,3 kg CO<sub>2</sub>äq/MWh<sub>th</sub>). Auch bei dem Allokationsprodukt Strom zeigt sich ein deutlicher Unterschied zwischen 976,6 kg CO<sub>2</sub>äq/MWh<sub>el</sub> für die übrigen Kesselanlagen und 371,9 kg CO<sub>2</sub>äq/MWh<sub>el</sub> für die GuD. Die großen Unterschiede der spezifischen Emissionsfaktoren zwischen den verschiedenen Erzeugungsverfahren verdeutlichen, welchen Einfluss ein veränderter Anlagenbetrieb auf die Emissionslast der Endenergieformen nimmt.

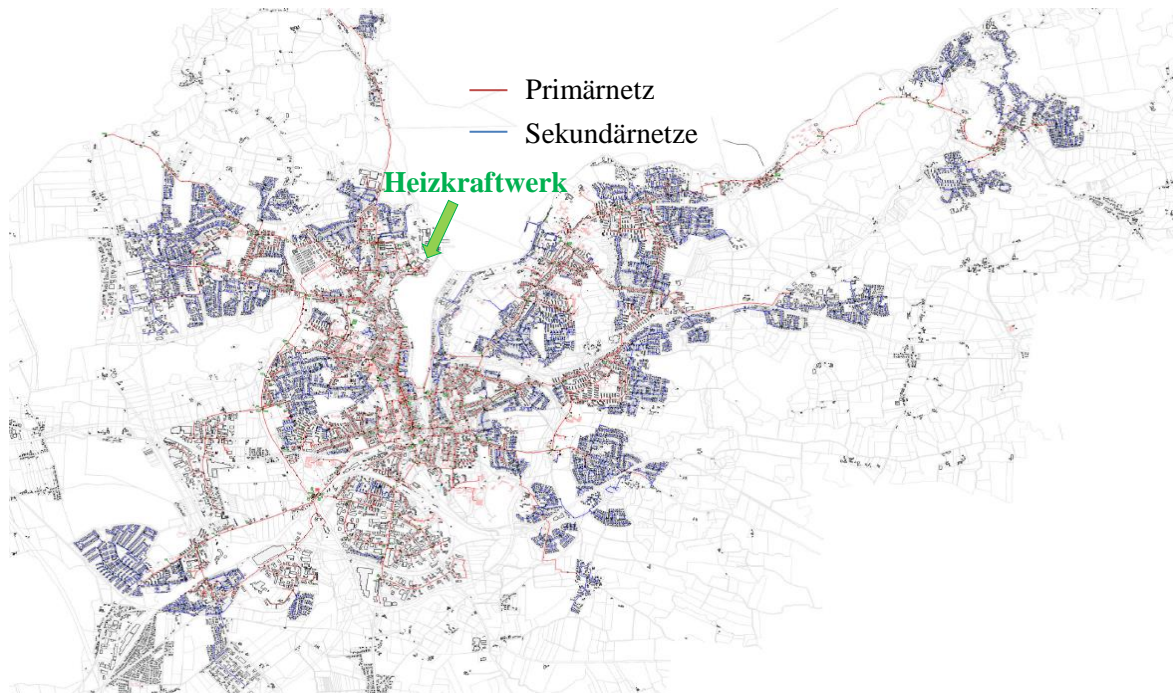
Insbesondere der vermehrte Einsatz von Erdgas in K12 im Vergleich zur Kohle in den Wirbelschichtkesseln hat wegen des geringeren spezifischen Emissionsfaktors und der höheren Anlageneffizienz der GuD seit 2016 zu einer Reduktion der jährlichen Emissionen geführt. Im Jahr 2021 haben die stark gestiegenen Gaspreise zu einer veränderten, vorwiegend kohlebasierten Fahrweise des HKWs geführt. Der Anteil von Kohle am Gesamtbrennstoffbedarf stieg von 40 % im Jahr 2020 auf 51 % im Jahr 2021. Dadurch stiegen Emissionen um 15 %. Es wird deutlich, dass die absolute Höhe der jährlichen CO<sub>2</sub>-Emissionen von der Effizienz der betriebenen Anlagen (vgl. Abschnitt 3.1.1), dem eingesetzten Brennstoff, bzw. dessen Emissionsfaktor sowie dem zu deckenden Energiebedarf abhängt.

### 3.2 Verteilungsstruktur

Der Fokus des Projektes CERO<sub>2</sub> liegt auf dem Fernwärmenetz im Stadtgebiet Flensburg, an das neben der Stadt Flensburg auch die Gemeinden Wees, Harrislee, Glücksburg und die dänische Gemeinde Pattborg angeschlossen sind. Zusätzlich betreiben die Stadtwerke Flensburg ein Inselnetz in der Gemeinde Langballig und eines in Tarp [94], beide Landkreis Schleswig-Flensburg.

Das Fernwärmenetz im Stadtgebiet Flensburg weist eine Trassenlänge von etwa 700 km auf [93]. Das Netz teilt sich auf in das Primärnetz und ca. 90 Sekundärnetze. Das vom HKW gespeiste Primärnetz verteilt die Wärme und versorgt die Sekundärnetze, aber auch Industriekunden sowie die Krankenhäuser. Im Primärnetz wird über einen Wärmeübertrager eine Systemtrennung vorgenommen und je nach Anschlussart nur die Heizwärme oder gleichzeitig Wärme für Trinkwarmwasser (TWW) aus dem Fernwärmenetz bezogen. In den Sekundärnetzen steht allen Kunden auch ein TWW-Anschluss

zur Verfügung [180]. Abbildung 3-10 zeigt das Primär- und die Sekundärnetze im Verbundnetz Flensburg.



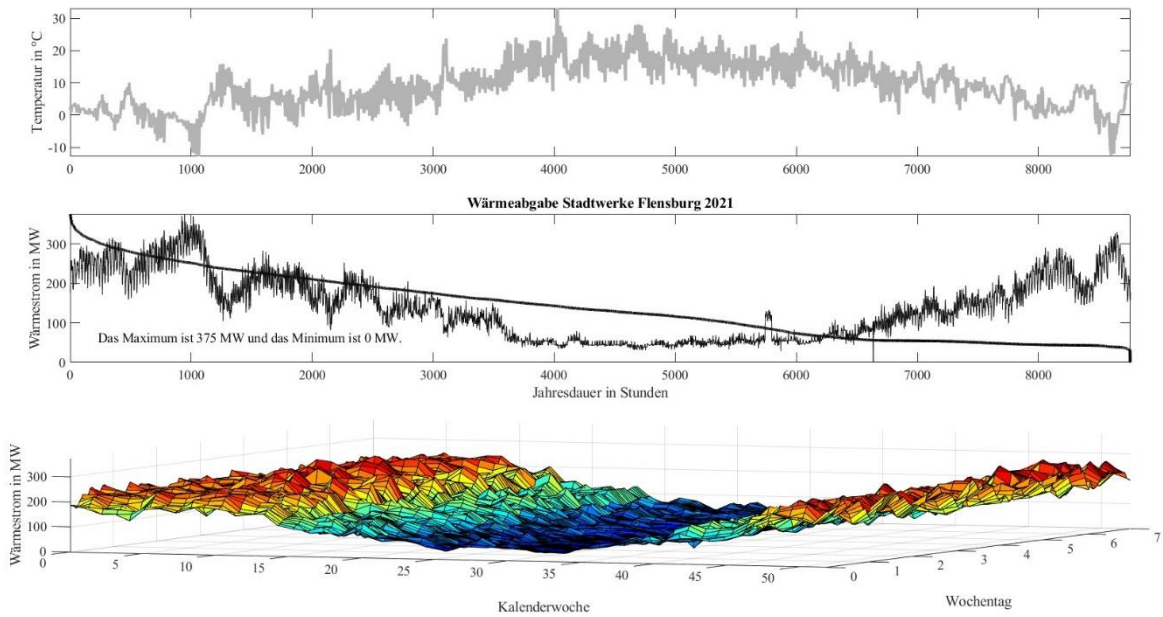
**Abbildung 3-10: Fernwärmenetz im Flensburger Stadtgebiet [164]**

Das Flensburger Wärmenetz setzt sich aus Anteilen der zweiten und dritten Generation von Wärmenetzen zusammen. Das Primärnetz wird im Winter mit Temperaturen bis maximal 128 °C, die Sekundärnetze werden im Regelfall mit geringeren Temperaturen von maximal 95 °C (zur Vermeidung von Dampfbildung) betrieben [180].

Im Stadtgebiet sind etwa 18 [93] unterschiedliche Fernwärmesysteme verlegt. In einigen Abschnitten befinden sich Systeme aus 1969, als der Fernwärmeausbau in Flensburg begann. Diese Abschnitte sind folglich bereits über 50 Jahre alt und zumeist schlecht isoliert. Es ergibt sich eine Sanierungsnotwendigkeit. Bei der Leitungssanierung kommt zum Zeitpunkt dieser Ausarbeitung nur noch direkt erdverlegtes Kunststoffmantelrohr (KMR) mit Leckwarnsystem zum Einsatz.

### 3.2.1 Untersuchung der Wärmeabgabe

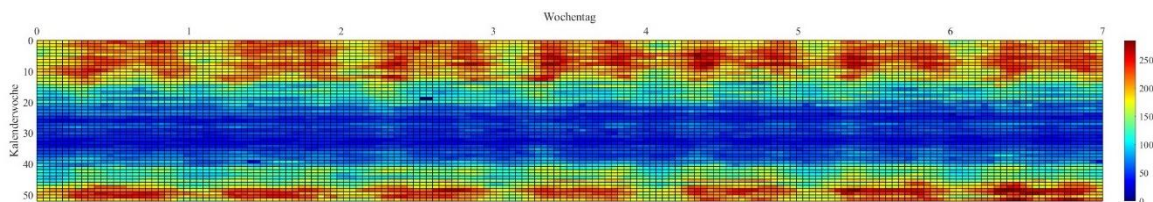
Hauptinflussparameter auf die Wärmeeinspeisung am HKW ist die Außentemperatur. In Abbildung 3-11 ist zunächst in grau die Außentemperatur über dem Jahresverlauf für Daten der Wetterstation Schleswig-Jagel des Deutschen Wetterdienstes (DWD) für 2021 dargestellt. Darunter findet sich die Darstellung des aus dem HKW abgegebenen Wärmestroms als Lastgang sowie als geordnete Jahresdauerlinie.



**Abbildung 3-11: Temperaturverlauf, Lastgang und Jahresdauerlinie HKW für 2021**

Wie ersichtlich wird, korreliert der Verlauf der Außentemperatur negativ mit dem der Wärmeabgabe (hohe Temperaturen führen zu geringerer Wärmeabgabe). Da das Fernwärmenetz Verluste aufweist sowie eine Speicherwirkung, die auch aktiv durch die Stadtwerke genutzt wird, um beispielsweise Leistungsspitzen auszugleichen („das Netz warmfahren“), entspricht die Netzeinspeisung zeitlich und absolut nicht exakt dem Bedarf. Anhand der geordneten Jahresdauerlinie lassen sich die Spitzenlast von 375 MW im Bezugsjahr und die Grundlast von ca. 40 MW ablesen. Die Spitzenlast wird, wie ersichtlich, nur wenige Stunden im Jahr benötigt. Ein Knick bei etwa 6.300 Stunden markiert eine Änderung des Verbrauchsmusters, der wahrscheinlich auf veränderte Muster an Wochenenden und Feiertagen hindeutet. Der Lastgang ist in der dritten Subgrafik nach Wochentagen gestaffelt dreidimensional dargestellt.

Dreht man diese Grafik, sodass die Draufsicht dargestellt ist, erscheint die Leistungsabgabe nach Farben als Muster wie ein Teppich, weshalb diese Darstellungsform „Carpet-Plot“ genannt wird. Der Carpet-Plot für 2021 als Wochentage über der Kalenderwoche findet sich in Abbildung 3-12.

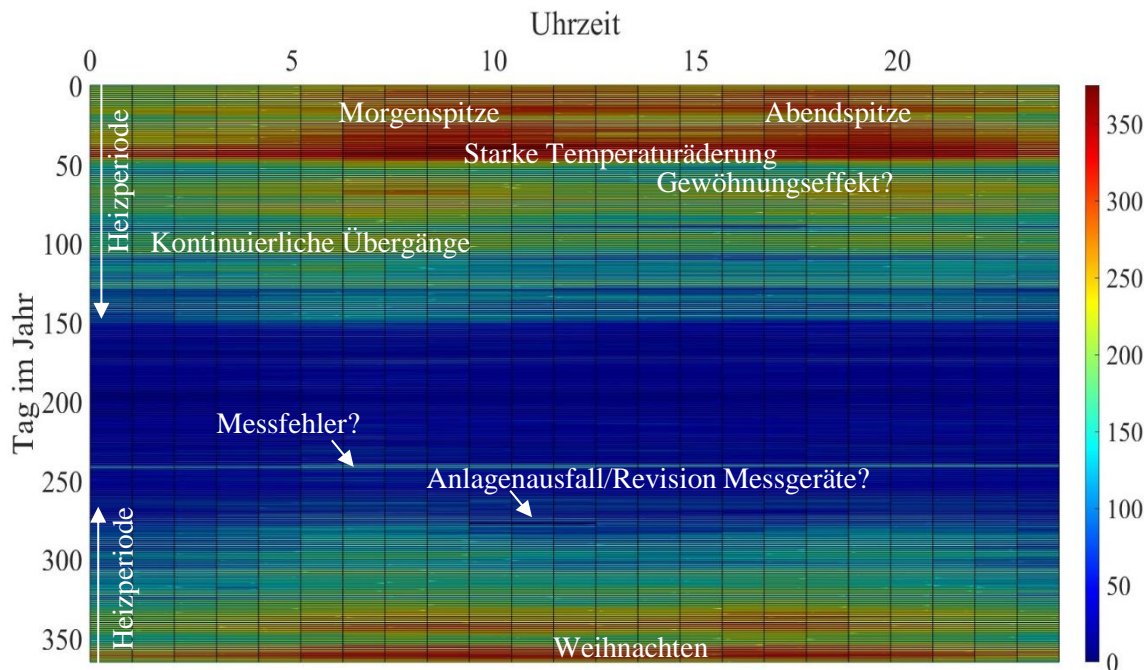


**Abbildung 3-12: Carpet-Plot des HKWs über die Wochentage für 2021**

Das „Teppichmuster“ lässt sich als charakteristisches Verbrauchsmuster interpretieren. Wieder wird zunächst die saisonale Abhängigkeit durch die rot-gelblichen Farben im Winter und den bläulichen Tönen im Sommer ersichtlich. Darüber hinaus können zwei Tageshöchstwerte, eine am Morgen („Morgenspitze“) und eine am Abend („Abendspitze“) ausgemacht werden. Der Unterschied zwischen Wochentagen und Wochenenden ist allerdings so geringfügig, dass er nicht in der Farbgebung erscheint. Während die Lastintensität folglich nur geringfügig unterschiedlich ist, kann eine zeitliche Verschiebung festgestellt werden. An Wochentagen steigt die Lastabgabe zumeist um 5 Uhr, an den Samstagen erhöht sich die Abgabe erst gegen 6 Uhr, an den Sonntagen findet sich diese Änderung erst

um 8 Uhr. Auch im Sommer existieren diese Lastspitzen. Sie entstehen durch die Wärmeabnahme als TWW.

Abbildung 3-13 zeigt den Carpet-Plot als Abgabe über Uhrzeit und Tag im Jahr.



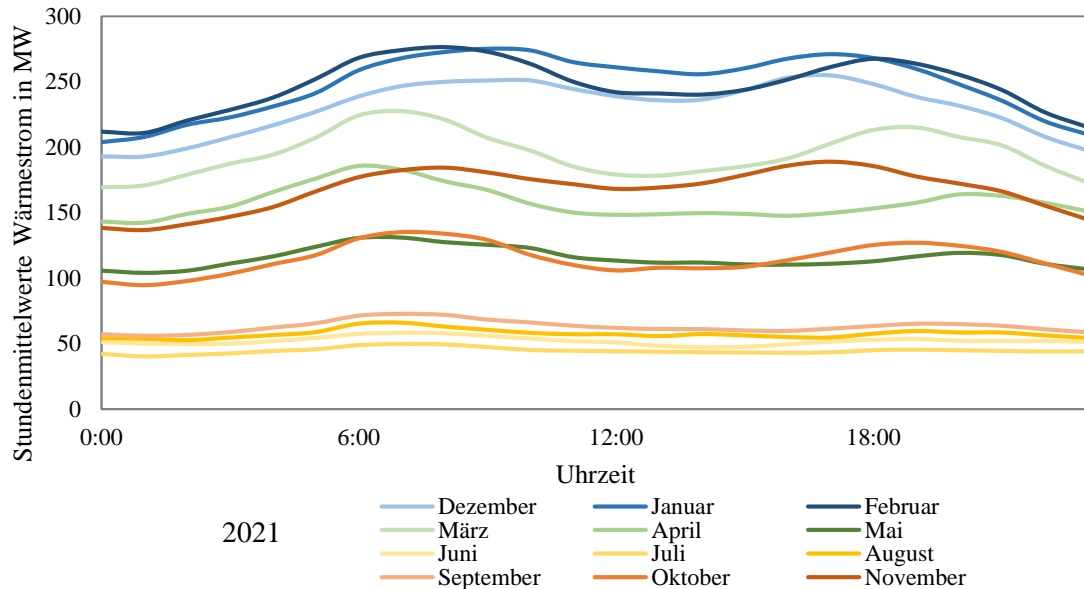
**Abbildung 3-13: Carpet-Plot des HKWs über die Tagesdauer für 2021**

Durch diese Darstellung lassen sich weitere Schlussfolgerungen ziehen.

- Die saisonale Änderung ist wieder ersichtlich, wie auch die beiden Spitzen, die im Winter als zwei rote Bereiche am Tag sichtbar werden.
- Es lassen sich weiterhin Tage unregelmäßigen Verbrauchs identifizieren. Dazu gehört etwa der 248. Tag (siehe auch Abbildung 3-11, etwas vor 6.000 h), an dem ein deutlich erhöhter Verbrauch auftritt. Grund ist ein Messfehler.
- Einzelne Stunden weisen hingegen einen sehr niedrigen Wert auf, was vermutlich auf Anlagenabschaltungen oder -ausfälle zurückzuführen ist, bzw. auf eine Revision der Messgeräte.
- Der Bereich am Jahresende zeigt einige Tage, an denen durchgehend hohe Abnahmen auftreten (ohne deutliche Spitzen). Obwohl über Weihnachten die meisten Aktivitäten zum Erliegen kommen, wird also vermehrt Wärme abgenommen. Hier zeigt sich ein Beispiel für den hohen Einfluss von Nutzerverhalten: Weihnachten wird ungern auf thermischen Komfort verzichtet, was sich in der Abnahme niederschlägt. Solche Erfahrungswerte spielen bei der Einsatzplanung eine nicht unerhebliche Rolle.
- Ebenfalls ersichtlich ist, dass kaum Sprünge der Abgabe auftreten. Durch Speichereffekte (Temperaturträgheit der Gebäude) ist der Einfluss der Vortagstemperatur als kontinuierlicher Farbübergang deutlich sichtbar.
- Ein Sprung, der diesem Muster nicht folgt, tritt um den 48. Tag auf (siehe auch Abbildung 3-11, etwa 1.000 h). Hier führt eine starke Temperaturänderung zu einer eher un stetigen Änderung der Wärmeabgabe.
- An den Tagen nach dem Temperatursprung kann ein weiterer Effekt beobachtet werden, der auf Nutzerempfinden zurückzuführen ist: Durch Gewöhnung an die tiefen Temperaturen, die zuvor

herrschen, ist die Wärmeabnahme in den Tagen darauf deutlich geringer, als bei ähnlichen Temperaturen mit anderen vorausgegangenen klimatischen Gegebenheiten.

Zur weiteren Untersuchung der Betriebsweise des Netzes werden in Abbildung 3-14 die Durchschnittswerte des Wärmestroms der einzelnen Stunden für jeden Monat im Jahr 2021 aufgetragen. Es lassen sich einige klare Muster erkennen.



**Abbildung 3-14: Stundensmittelwerte der Wärmeabgabe nach Monaten für 2021**

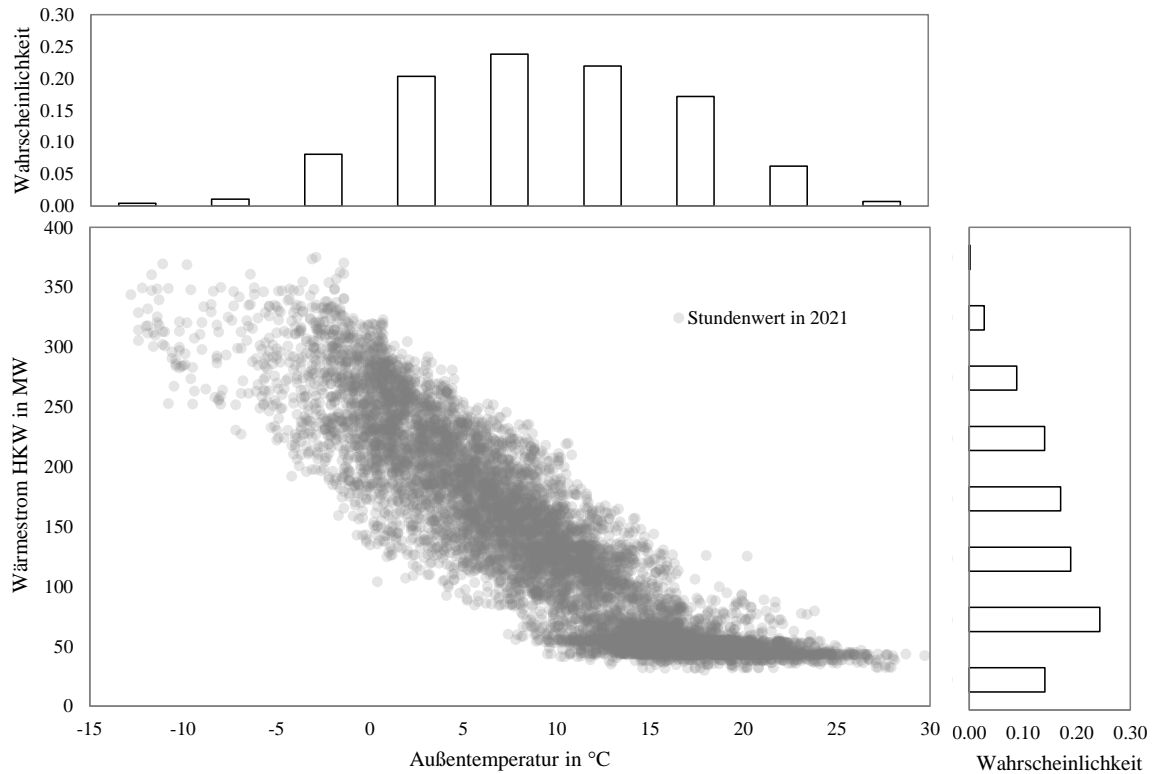
Die Wintermonate (Dezember, Januar, Februar in Blautönen) weisen ein ähnliches Muster untereinander auf. Das Niveau, in Abhängigkeit der Außentemperatur, unterscheidet sich und die Morgen- und Abendspitze sind zeitlich nicht vollständig kongruent.

In den Übergangsjahreszeiten sinkt der Wärmebedarf graduell (Frühjahr März, April, Mai in Grüntönen) bzw. steigt an (Herbst September, Oktober, November in Orangetönen). Der Einfluss der Dauer des Tageslichts und der Intensität der solaren Einstrahlung auf Wärmeabgabe wird ersichtlich. Die Spitzenwerte rücken für kürzere Tageslichtzeiten näher zusammen. Je stärker die zunächst die Dynamik der solaren Einstrahlung über den Tag im Verlauf des Jahres zunimmt, desto stärker wird diese auch im Wärmebedarf sichtbar, flacht dann aber für sinkenden Wärmebedarf mit steigenden Außentemperaturen wieder ab.

Die Sommermonate (Juni, Juli, August in Gelbtönen) weisen kaum Schwankungen über den Tag auf. Die Morgen- und Abendspitze tritt nur geringfügig zu Tage. In diesen Monaten dominiert der TWW-Bedarf die Abnahme. Im September ist dies weitestgehend auch der Fall, wobei gegen Ende September höhere Werte aufgetreten sind und daher das Niveau in Bezug auf die Sommermonate etwas höher liegt.

In Abbildung 3-17 ist die Wärmeabgabe über der Außentemperatur dargestellt. Weiterhin ist die Wahrscheinlichkeit des Auftretens der Wertebereiche dargestellt.

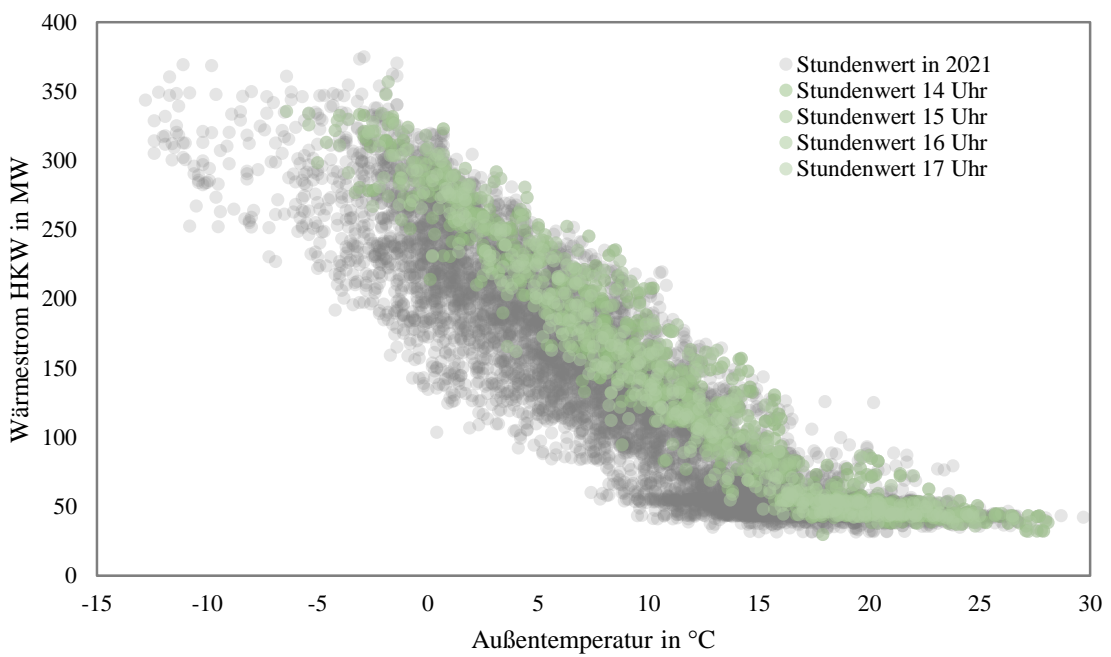
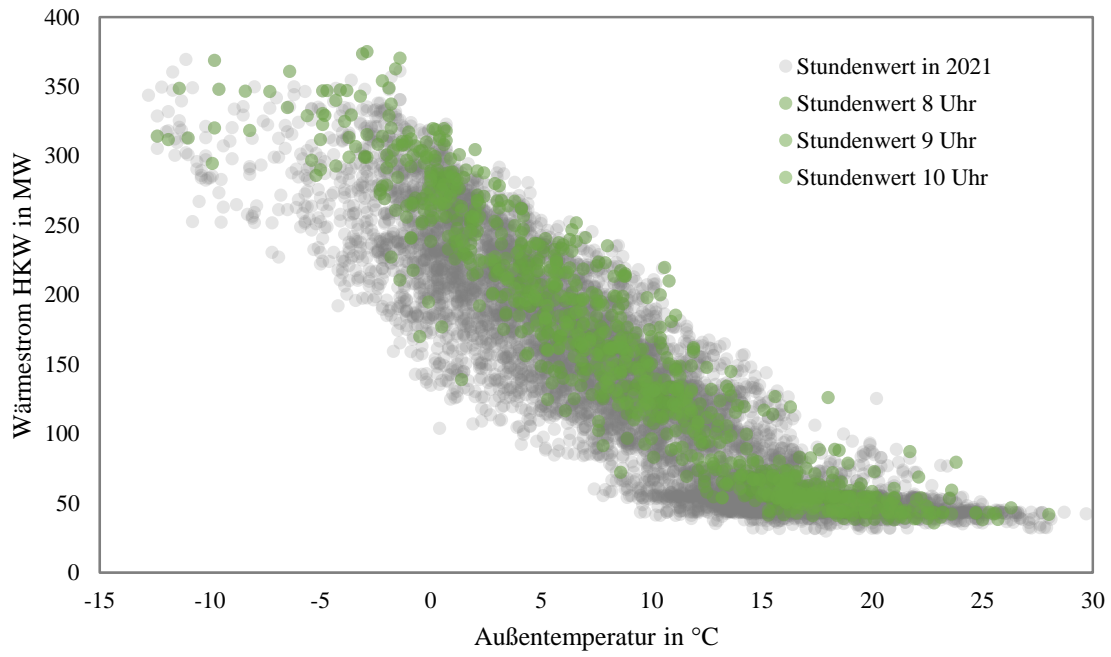




**Abbildung 3-15: Wärmeabgabe HKW 2021 über Außentemperatur**

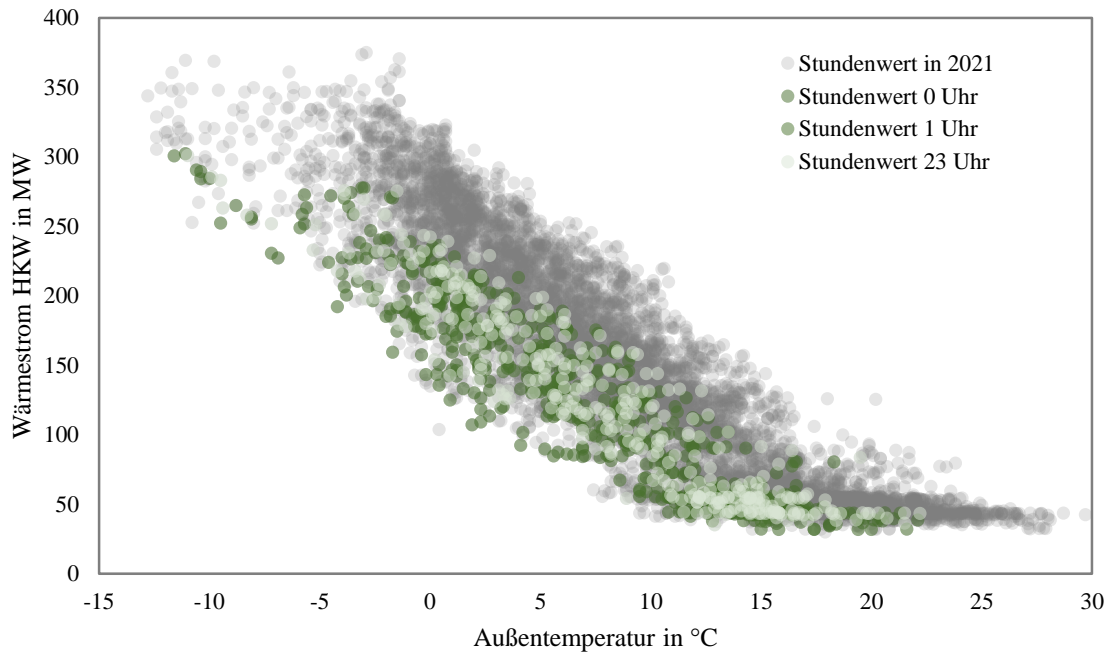
Ersichtlich ist zunächst die Akkumulation von Werten anhand der Verdichtung der Datenpunkte. Dunklere Bereiche bedeuten ein häufigeres Auftreten. Damit lässt sich bereits ableiten, dass sich um die 50 MW eine besonders häufige Wärmelast ausprägt. Die Wahrscheinlichkeitsanalyse mit Wertebereichen bestätigt dies: Werte größer oder gleich 50 MW bis 100 MW treten am häufigsten auf. Die eigentliche Spitzenlast von 300 bis 350 MW hingegen ist nur äußerst selten zu bedienen. Im Bereich der Spitzenlast korreliert dies mit der nur sehr selten auftretenden minimalen Außentemperatur von -15 bis -10 °C. Im Grundlastbereich hingegen ist ersichtlich, dass unterhalb einer bestimmten Temperatur keine weitere Verringerung der Last vorzufinden ist. Weiterhin steigt die Last erst unterhalb von 10 °C an. Zu vermuten ist daher, dass die untere Grenze den TWW-Bedarf (zuzüglich Verluste) abbildet. Erst ab ca. 10 °C kommt der tatsächlich außentemperaturabhängige Raumwärmebedarf hinzu. Diese Annahme wird durch weitere Untersuchungen bestätigt (siehe Abbildung 3-19).

Abbildung 3-16 und Abbildung 3-17 zeigen nur einen bestimmten Anteil der nach der Uhrzeit geordneten Daten, aus denen die tageszeitliche Abhängigkeit des Wärmebedarfs deutlich wird. Dargestellt sind die Morgen- und die Abendspitze in Abbildung 3-16. Deutlich sichtbar ist, dass diese Werte die obere Grenze der Datenwolke bilden.



**Abbildung 3-16: Wärmeabgabe HKW 2021 über Außentemperatur Morgen- und Abendspitze**

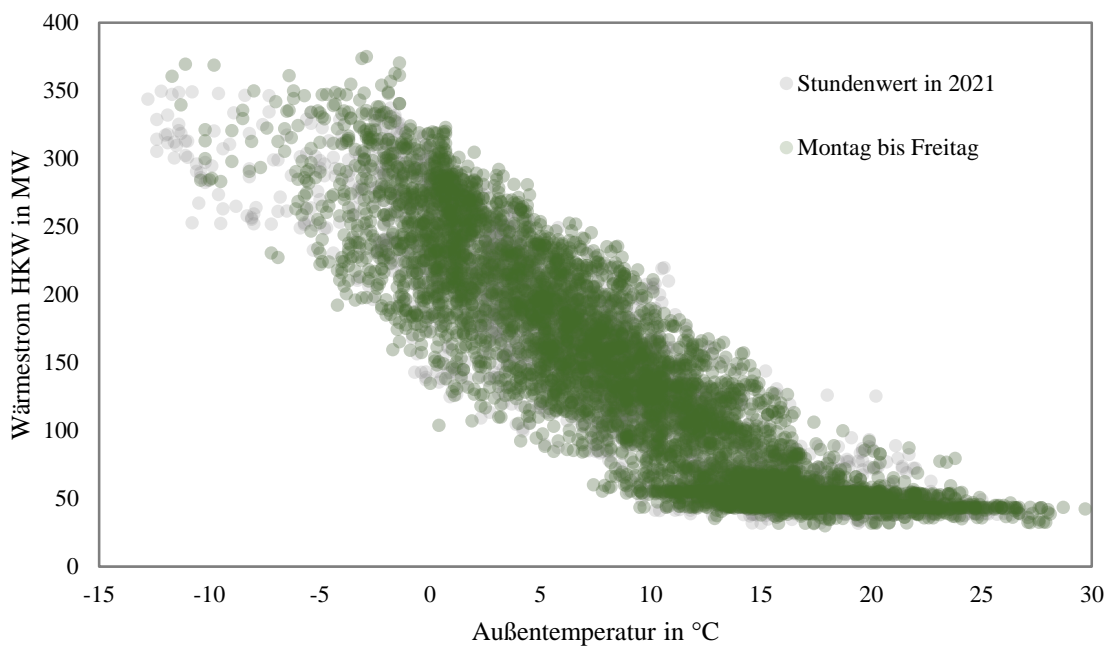
In Abbildung 3-17 sind wiederum die Werte abgebildet, die zu den Zeitpunkten der geringsten Abgabe auftreten und somit der unteren Grenze der Datenwolke folgen und die nächtliche Absenkung darstellen.

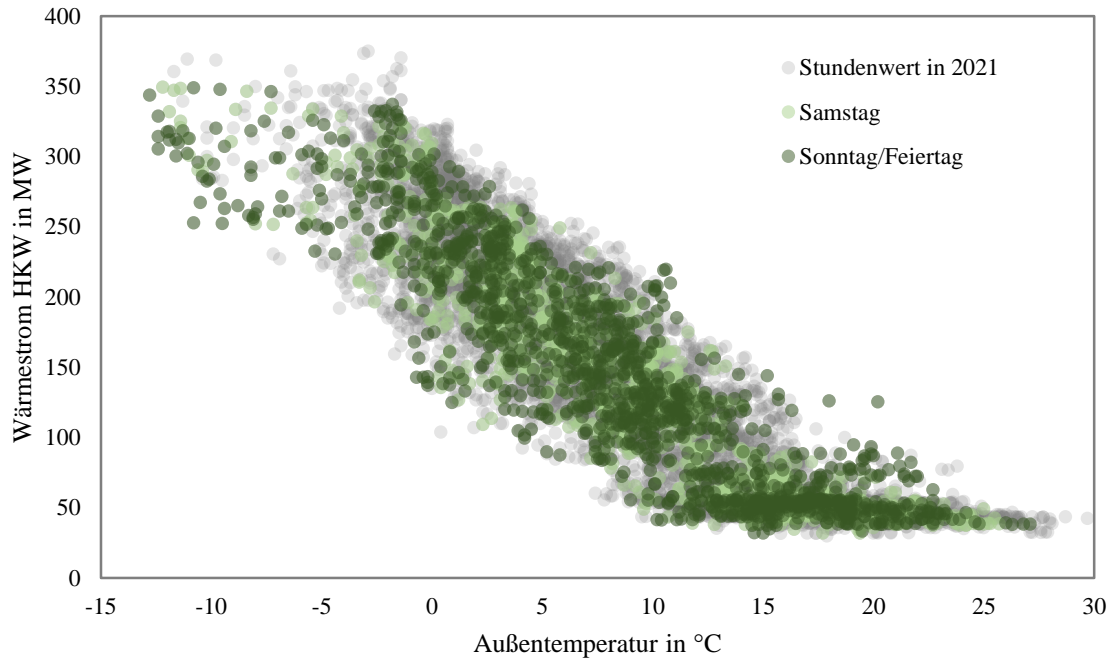


**Abbildung 3-17: Wärmeabgabe HKW 2021 über Außentemperatur Nachtabsenkung**

Eine Optimierungsmöglichkeit ergibt sich möglicherweise daraus, die Streubreite der Werte zu reduzieren. Durch Speichervorgänge können die Auslastung der Anlagen ggf. verbessert und An- und Abfahrvorgänge sowie Teillast vermieden werden.

Weiterhin werden die Werte anhand des Tages der Woche gestaffelt. In Abbildung 3-18 sind im oberen Bild nur die Arbeitstage ohne Feiertage von Montag bis Freitag hervorgehoben. Im unteren Bild sind die Samstage sowie Sonn- und Feiertage dargestellt.

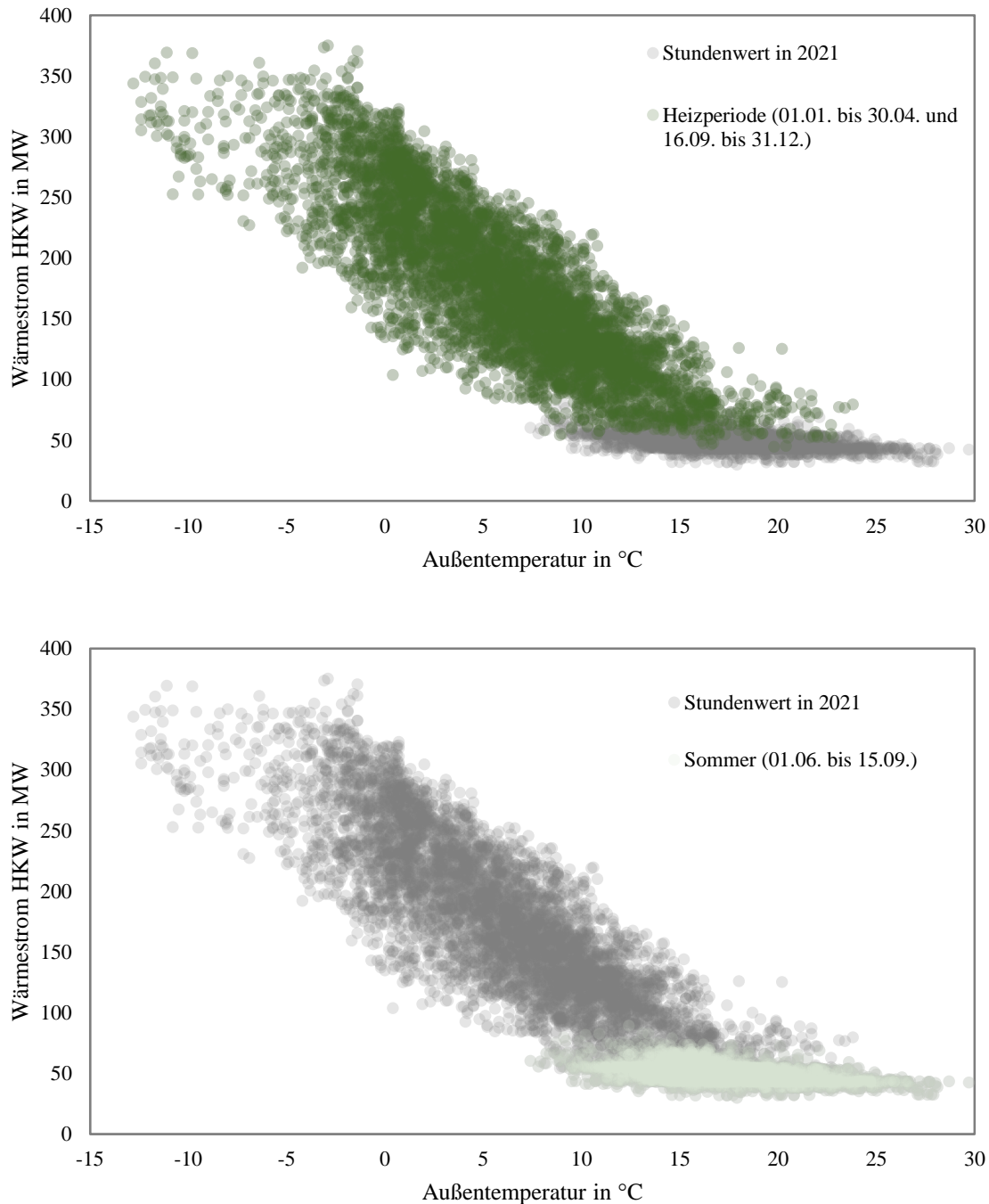




**Abbildung 3-18: Wärmeabgabe HKW über Außentemperatur Wochentage sowie besondere Tage**

Ersichtlich ist, dass eine Tendenz zu geringerer Streubreite der Einspeisung an Wochenenden und Feiertagen vorliegt. Die absoluten Spitzen treten folglich unter der Woche auf. Der Einfluss des Wochentages ist weniger stark als der der Uhrzeit. Eine Auffälligkeit tritt in den sehr kalten Episoden (oben links) auf. Die Werte für (vor allem) Sonn- und Feiertage liegen bei den kältesten Temperaturen deutlich unter denen der Arbeitstage. Ein möglicher Grund ist, dass an Sonn- und Feiertagen, wie auch weniger stark ausgeprägt an Samstagen, viele Personen später in den Tag starten. Besonders niedrige Temperaturen treten aber zumeist in den frühen Morgenstunden auf. Somit ist die Gleichzeitigkeit der kalten Temperaturen und der Wärmenachfrage geringer.

Weiterhin existiert ein Einfluss der Jahreszeit bzw. des Tages im Jahr. Im Sommer wird für gewöhnlich keine Heizwärme abgenommen, auch wenn dieselben Temperaturen herrschen, wie in der Heizperiode [102, S. 5] (siehe auch Abbildung 3-14). Abbildung 3-19 soll den Umstand verdeutlichen.



**Abbildung 3-19: Wärmeabgabe HKW 2021 über Außentemperatur Heizperiode und Sommer**

Anhand von Abbildung 3-11 wird der 01. Juni als Beginn des Sommers und der 15. September als Beginn der Heizperiode identifiziert. Es ist ersichtlich, dass die Heizperiode einen unteren Grenzwert aufweist. Folglich ist dies die Grundlast aus minimalem Heizwärme- und TWW-Bedarf in diesem Zeitraum. Im Sommer hingegen existiert ein oberer Grenzwert, der den maximalen TWW-Bedarf inklusive der Verbraucher, die auch im Sommer Heizwärme beziehen (bspw. die Krankenhäuser), abbildet.

Insgesamt kann festgehalten werden, dass der TWW-Bedarf nur eine sehr geringe Abhängigkeit von der Außentemperatur zeigt, was an dem relativ ebenen Verlauf der Messwerte deutlich wird. Es kann damit weiterhin bestätigt werden, dass im Sommer nicht in Abhängigkeit der Außentemperatur der Bedarf steigt und somit auch kein oder kaum Heizbedarf in diesem Zeitraum auftritt.

### 3.2.2 Digitale Datenerfassung zur Netztemperaturüberwachung

Die Datenerfassung in Wärmenetzen ist gesetzlich in der Fernwärme- oder Fernkälte-Verbrauchserfassungs- und -Abrechnungsverordnung (FFVAV) neu geregelt worden [15]: Ab 2022 sind Smartmeter für Neuanlagen vorgeschrieben. Bis 2026 gilt Bestandsschutz. Bis dahin müssen alle mindestens halbjährlich ausgelesen werden. Der Digitalisierungsbedarf steigt folglich. Synergien, die sich aus der Datenerfassung ergeben, sollten ausgenutzt werden. [15]

Sofern vorhanden, sollen als Infrastruktur die Smart-Meter-Gateways aus der Stromsparte genutzt werden. Ziel ist die gezielte Analyse der Verbrauchsdaten. Das Digitalisierungspotenzial liegt in Bezug auf die Energieeffizienz vornehmlich im Power-to-Grid-Prozess, nicht im eigentlich durch die Digitalisierung der Ablesung zu verbessernden Meter-to-Cash-Prozess. Der letztere muss laut Gesetz ohnehin digitalisiert werden, daher sollten die weiteren Potenziale gehoben werden. Diese Infrastruktur sollte optimal genutzt werden. Sektorenkopplung bietet weitere Optimierungsmöglichkeiten, die allerdings auch durch smarte Netze besser ausgeschöpft werden können. [15]

In Vorbereitung der Digitalisierung der Wärmenetze der Flensburger Stadtwerke dient Tarp als Modellregion. Von den dortigen 460 Wärmemengenzählern sind seit Mitte Dezember 2021 bereits ca. 400 fernauslesbar. [195]

Erfasst werden die Momentanwerte von

- VL- und RL-Temperatur
- Volumenstrom
- Wärmestrom

sowie die kumulierten Größen von

- Wärmemenge
- Volumen
- Betriebsstunden

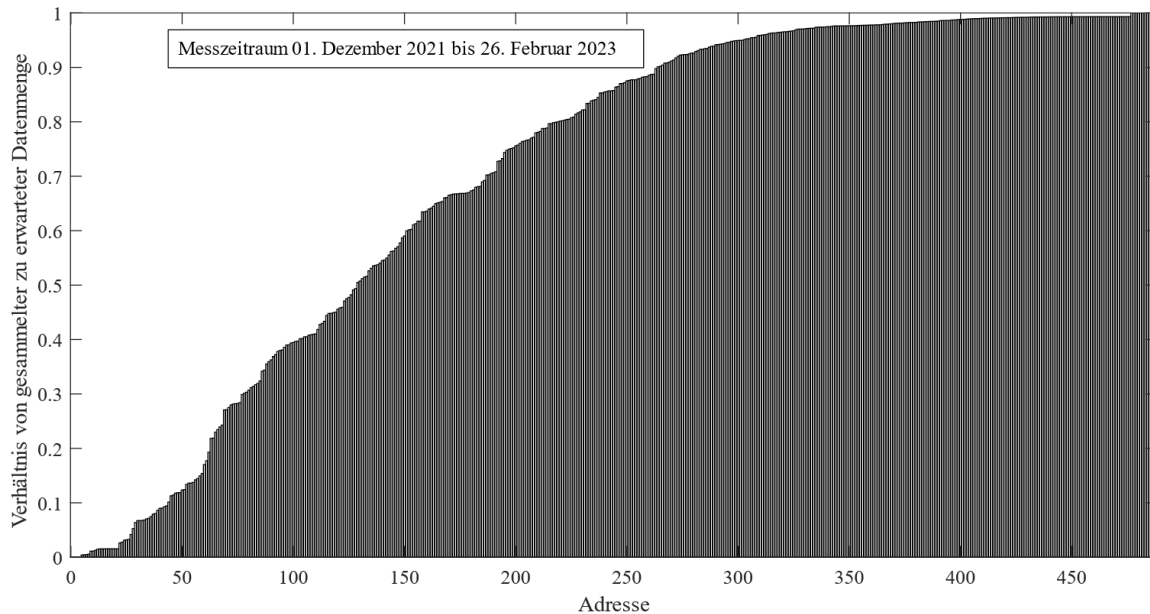
Ziel ist, das Konzept auf ähnliche Weise im Verbundnetz (Flensburger Stadtgebiet) zu realisieren. Im Stadtgebiet existieren etwa 19.000 Fernwärmezähler [195]

Die Ergebnisse händischer Auswertungen der Daten sind aufgrund der hohen Datenmengen sehr beschränkt. Zukünftig sind folglich Software-Lösungen nötig, um weiteren Nutzen aus der Digitalisierung zu generieren.

## 4 Verlustanalyse von Abnehmenden in thermischen Netzen

Das Systemverhalten der Abnehmenden kann wesentlich die Verluste beeinflussen. Jedoch tragen auch auftretende Fehler zu Verlusten in Netzen bei, weshalb im Folgenden sowohl der Einfluss von Fehlern, als auch des Systemverhaltens auf die Verluste quantifiziert werden soll.

Zunächst werden die aus Tarp erhaltenen Daten auf ihre Qualität und Quantität hin untersucht und ein Überblick über die Datensätze der Abnehmenden generiert. Dazu wird zunächst für alle Gebäude berechnet, wie hoch das Verhältnis von gesendeter Datenmenge (1 Wert pro h) zum Erwartungswert ist. Abbildung 4-1 greift die Ergebnisse auf.



**Abbildung 4-1: Verhältnis von gesendeter zu erwarteter Datenmenge für alle Adressen**

Etwa ein Viertel der Gebäude sendet weniger als 50 % der Zeit Daten. Für diese Gebäude sind spätere Ergebnisse folgerichtig weniger aussagekräftig.

Um einen Überblick zu generieren, wurden Abbildungen der Daten für die VL- über der RL-Temperatur sowie VL- und RL-Temperaturen über dem Volumenstrom erstellt. Im Folgenden sollen diese Darstellungen als Einstieg in die Auswertung der Daten dienen.

Jeder Abnehmende beeinflusst das System, an das das Gebäude angeschlossen ist. Dabei entstehen zusätzlich Interdependenzen, aus denen sich gesamthaft das Systemverhalten bildet. Beispielhaft soll zunächst auf die Position im Netz eingegangen werden. Da es sich um erst kurze Zeit verfügbare Daten handelt, sind die Abbildungsansätze größtenteils nicht in der Literatur zu finden. Die Werte für Volumenstrom und VL- und RL-Temperatur wurden in stündlichen Abständen für die Gebäude erfasst.

### 4.1 Modell der Verluste der Abnehmenden

Da die Messwerte alle zu erwartbaren Eigenschaften von Rohdaten aufweisen, muss zunächst ein Datenaufbereitungsprozess durchgeführt werden. Dazu gehört, die Daten auf einheitlich stündliche zeitliche Differenzen zu normen, die im Idealfall bereits in der Messung vorliegen würden. Weiterhin müssen fehlende Daten gefüllt werden und ggf. Ausreißer korrigiert. Es werden drei Datensätze, die der Gebäude, des HKW in Tarp und des Bodens, verwendet. Die Daten von Gebäuden und HKW wurden durch die Stadtwerke Flensburg erhoben, die Bodendaten stammen vom DWD in 1 m Tiefe aus Leck [39].

Die zeitlichen Distanzen werden mit Mittelwerten der umgebenden Zeitpunkte gefüllt. Da die Dynamik der Bodentemperatur sehr gering ist, werden für den gleitenden Mittelwert die letzten 72 h verwendet. Für das HKW und die Gebäude hingegen nur 3 h. Die Ausreißer der Gebäude zu füllen würde für jedes Gebäude eigene Parameter erfordern. Daher sind diese nicht verändert worden.

Die Abnehmenden werden mit drei Wärmeübertragern modelliert, von denen der erste die VL-Verluste beschreibt, der zweite die Nutzwärme und der dritte die Rücklaufverluste. Im Folgenden steht der Index 1 für VL- und der Index 2 für RL. Die gemessenen, verwendeten Daten sind wie beschrieben die VL-Temperatur am HKW  $\vartheta_{1,HKW}$ , VL- und RL am Gebäude  $\vartheta_1$  and  $\vartheta_2$ , sowie der dortige Volumenstrom  $\dot{V}$  und ergänzend die Bodentemperatur  $\vartheta_B$ , wie in Abbildung 4-2 dargestellt.

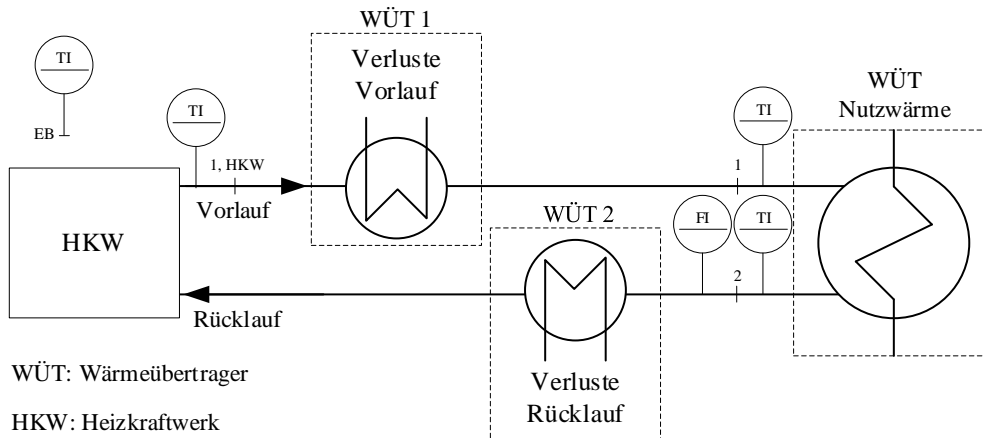


Abbildung 4-2: Systemmodell für die individuellen Verluste eines Abnehmenden, stationärer Zustand

Der nachgefragte Nutzwärmestrom  $\dot{Q}$  muss zu jedem Zeitpunkt geliefert werden können.

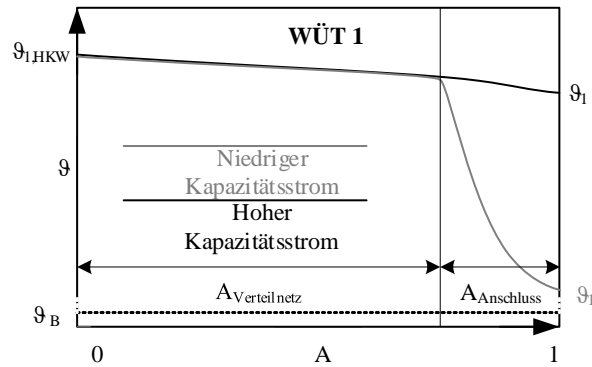
$$\dot{Q} = \dot{V} \cdot (\vartheta_1 - \vartheta_2) \cdot \rho \cdot c_p \quad \text{Gl 4-1}$$

Durch die Daten lässt sich zunächst der Verlust im VL unter der Annahme eines stationären Zustands berechnen. Werte, die diesem Prinzip widersprechen (VL am Gebäude weist eine höhere Temperatur auf als am HKW), werden zu NaN (fehlend) gesetzt (if  $\vartheta_{1,HKW} < \vartheta_1$ :  $\vartheta_{1,HKW} = \text{NaN}$ ), und der Verlust für diese Zeitpunkte, die nur aufgrund von Dynamiken oder Messfehlern entstehen können, vernachlässigt.

$$\begin{aligned} \dot{Q}_{1,Verlust} &= \dot{V} \cdot \rho \cdot c_p \cdot (\vartheta_{1,HKW} - \vartheta_1) \\ &= A \cdot k \cdot \frac{(\vartheta_{1,HKW} - \vartheta_G - (\vartheta_1 - \vartheta_B))}{\log\left(\frac{\vartheta_{1,HKW} - \vartheta_B}{\vartheta_1 - \vartheta_B}\right)} = A \cdot k \cdot \frac{(\vartheta_{1,HKW} - \vartheta_1)}{\log\left(\frac{\vartheta_{1,HKW} - \vartheta_B}{\vartheta_1 - \vartheta_B}\right)} \end{aligned} \quad \text{Gl 4-2}$$

Ein theoretischer Wert für den Reziproken des thermischen Widerstands, die Übertragungsfähigkeit  $A \cdot k$ , kann mithilfe des Ergebnisses unter Einbezug der Bodentemperatur für jedes Gebäude und jeden Zeitschritt als Ersatzwert, der die thermischen Trägheiten des Netzes sowie die individuellen Volumenströme beinhaltet, berechnet werden. Da es sich nur um einen Ersatzwert handelt, steht dem Ergebnis keine physikalische Entsprechung gegenüber. Es handelt sich nicht, wie im Realfall, um einen annähernd konstanten Wert. In Abhängigkeit der Eingangsgrößen Volumenstrom, VL-Temperatur am HKW und Bodentemperatur ergibt sich aus der Kombination dieser experimentell (durch Messung ermittelten) Faktoren der jeweilige Ersatzwert der Übertragungsfähigkeit  $A \cdot k$ . Es wird die Form des natürlichen Logarithmus angenommen, die für den Verlauf der Temperatur in Wärmeübertragern durch das abnehmende Potential auftritt. Der Fehler dieser Annahme hängt vom Betriebspunkt ab, wie Abbildung 4-3 verdeutlicht.





**Abbildung 4-3: Vergleich eines hohen und eines niedrigen Kapazitätsstroms für WÜT 1**

Je höher der Kapazitätsstrom, desto geringer ist die Abweichung. Für das beschriebene Totstehen weicht die Form hingegen deutlich ab.

Für die errechneten Werte wird angenommen, dass die Übertragungsfähigkeit des VL auf den RL übertragen werden kann.

$$\begin{aligned}
 A \cdot k &= \dot{V} \cdot \rho \cdot c_p \cdot \log\left(\frac{\vartheta_{1,HKW} - \vartheta_B}{\vartheta_1 - \vartheta_B}\right) = A \cdot k_1 \\
 &= A \cdot k_2 = \dot{V} \cdot \rho \cdot c_p \cdot \log\left(\frac{\vartheta_2 - \vartheta_B}{\vartheta_{2,HKW} - \vartheta_B}\right)
 \end{aligned}
 \tag{GI 4-3}$$

Mit  $A \cdot k$  kann der theoretische RL errechnet werden.

$$\vartheta_{2,HKW} = e^{\frac{\dot{V} \cdot \rho \cdot c_p}{A \cdot k}} \cdot (\vartheta_2 - \vartheta_B) + \vartheta_B
 \tag{GI 4-4}$$

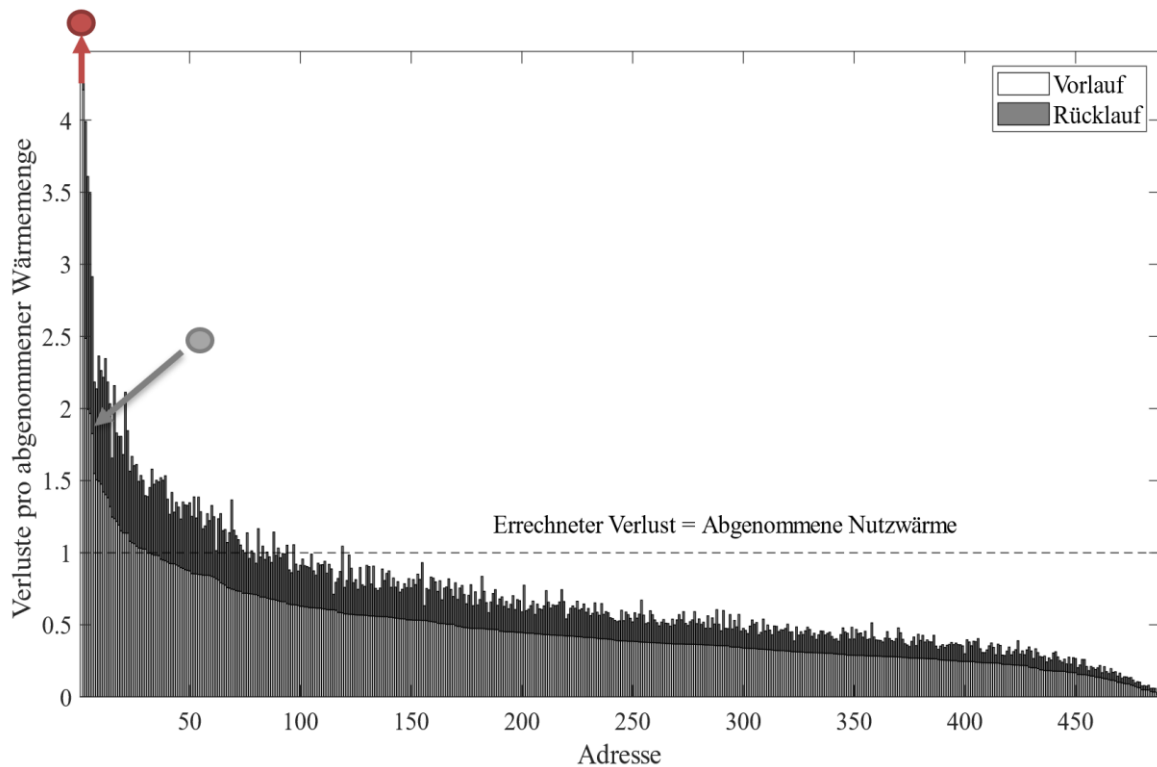
Und der Verlust des RLs ergibt sich zu:

$$\dot{Q}_{2,Verlust} = \dot{V} \cdot \rho \cdot c_p \cdot (\vartheta_2 - \vartheta_{2,HKW})
 \tag{GI 4-5}$$

Wenn Gebäude Datenlücken aufweisen, ist die spezifische Darstellung mit Bezug auf die abgenommene Wärmemenge sinnvoll. Diese weist bei einigen Gebäuden jedoch rechnerisch negative Werte auf. Auch diese werden zu NaN gesetzt und damit vernachlässigt (if  $\vartheta_1 < \vartheta_2$ : *missing*).

## 4.2 Verluste der realen Abnehmenden

Wendet man das Modell auf die Daten der Abnehmenden an, ergibt sich nach Staffelnung der Ergebnisse anhand der ermittelten Verluste im VL Abbildung 4-4.



**Abbildung 4-4: Errechnete Verluste von VL und RL bezogen auf die Nutzwärme**

Nach dieser Berechnungsmethode verursacht etwa ein Fünftel der Gebäude höhere Verluste, als Nutzwärme abgenommen (und bezahlt) wird. Diese Gebäude befinden sich in Bezug auf den Verlust oberhalb der gestrichelten Linie. Dabei liegt das errechnete Maximum, hier mit einem roten Punkt markiert, bei beinahe achtmal so viel Verlust wie Nutzwärme und ist hier durch den Achsenschnitt nicht dargestellt. Ein hoher Verlust, wie im ganz linken Fall, im VL und RL deutet auf einen zu hohen Volumenstrom hin, also eine sehr geringe Auskühlung sowohl in den Leitungen als auch im Gebäude und damit verbunden eine hohe Übertemperatur und die entsprechenden Verluste. Ein hoher Verlust nur im VL, wie beim grau markierten Fall, deutet auf große Leitungsdistanzen hin und kann zu großen Teilen unvermeidbar sein.

Das Optimierungspotenzial lässt sich nur mit einer Referenz bestimmen, die es zulässt, den Gesamtverlust in einen vermeidbaren und einen unvermeidbaren Anteil aufzuteilen.

### 4.3 Definition des idealen Abnehmenden

Um die Optimierungspotenziale zu bewerten, ist der Vergleich des tatsächlichen Zustands gegenüber einem Effizienteren als Mittel zur Beschreibung erreichbarer Einsparungen sinnvoll. Der adäquateste Ansatz sind die Grenzwertmethoden. Es wird ein idealer Abnehmender definiert, der grenzwerthaft die theoretisch mögliche Effizienzlimitierung darstellt. Alle Verluste, die der ideale Abnehmende aufweist, sind nicht optimierbar, also unvermeidbar nach dem Prinzip des PhO.

Beginnend mit der Frage nach dem vorteilhaftesten Systemverhalten im Sinne der Beeinflussung der Systemparameter durch den Abnehmenden sollte ein ultimativer Optimalzustand definiert werden. Im zweiten Schritt, nach dem Prinzip des prozessabhängigen PhO, müssen die realen Randbedingungen, wie beispielsweise in den TAB garantierte Werte, erreicht werden. Neben den technischen Grenzen können auch ökonomische Grenzen oder juristische Bindungen entscheidend zur Definition beitragen.

Als erstes sollten folglich die Randbedingungen des Prozesses festgehalten werden. Da bereits für die Netzbetrachtung im Allgemeinen das prozessunabhängige PhO definiert worden ist (vgl. Abschnitt 5.4.2), werden an dieser Stelle die Randbedingungen für den Abnehmenden explizit aufgeführt.

Gegebene Randbedingungen im betrachteten Fall sind die Struktur des Netzes, sowie der Zustand der Leitungen, da das Potenzial ohne bauliche Maßnahmen bewertet werden soll. Es bleiben folglich nur suboptimale Systemzustände und Fehler als Effizienzpotenzial.

- Es sollte eine möglichst geringe VL-Temperatur gewählt werden, da dies Verluste im Netz senkt und die Anlageneffizienz erhöht, sowie ggf. die Einspeisung von Wärmequellen erst ermöglicht.
- Die RL-Temperatur sollte durch gute Auskühlung aus den gleichen Gründen minimiert werden.
- Da die hydraulischen Kapazitäten ebenfalls begrenzt sind, kann ein maximaler Volumenstrom nicht überschritten werden. Auch dies ist eng verknüpft mit einer hohen Auskühlung und bedingt, dass die VL-Temperatur nur in begrenztem Umfang abgesenkt werden kann, ohne gleichzeitig den RL abzusenken.

Insgesamt befindet sich der vorteilhafteste Abnehmende aus Sicht des Betreibenden folglich in räumlicher Nähe zum HKW und verursacht daher geringe Wärmeverluste über kurze Leitungslängen. Wegen der geringen Auskühlung kann die VL-Temperatur insgesamt niedriger gewählt werden. Weiterhin wird das Wärmeträgermedium effizient ausgekühlt (bspw. Fußbodenheizung). Nicht im Kontext des PhO, aber generell wird in der Literatur die Kombination aus minimal möglichem Leitungsdurchmesser und maximaler Auskühlung ebenfalls als am vorteilhaftesten genannt [5, S. 149]. Der Betreibende hat nur einen geringen Einfluss auf die Abnahmeseite, da diese häufig in Kundenbesitz ist. Daher ist die eigene Einflussphäre der häufig gewählte Ansatz und soll auch in dieser Arbeit untersucht werden. Die Methode zielt darauf ab, den individuellen Verlust der Abnehmenden zu bestimmen sowie die vermeidbaren Verluste als Effizienzpotenzial abzugrenzen.

#### 4.4 Potenzialermittlung durch Vergleich des idealen und realen Abnehmenden

Um die Temperaturen im Gesamtsystem abzusenken, müssen die einzelnen Gebäude die Temperaturen reduzieren, sodass die Temperatur im VL am HKW heruntergefahren werden kann.

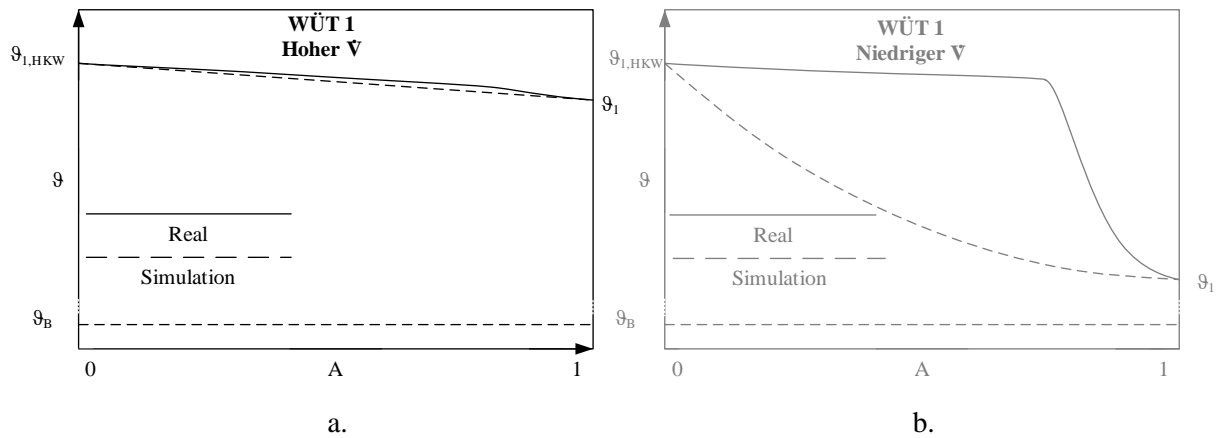
Wie beschrieben scheinen einige Häuser, durch ungünstige Speicherregelungen, zu bestimmten Zeitpunkten in das Netz einzuspeisen. Diese Verluste können mit der beschriebenen Methode nicht erfasst werden. Daher werden Werte, bei denen die Nutzwärme kleiner als Null ist, als fehlend definiert ( $\dot{Q}_{ideal} < 0$ : *missing*), sonst  $\dot{Q} = \dot{Q}_{ideal}$ .

Zunächst wird die VL-Temperatur auf 65 °C begrenzt (if  $\vartheta_1 > \vartheta_{1,min} = 65 \text{ °C}$ :  $\vartheta_{1,ideal} = \vartheta_{1,max}$ ). Das gesamte Netz in Tarp entspricht in Bezug auf Drücke und Temperaturen einem Sekundärnetz. Die TAB für Tarp garantieren 70 °C [166, S. 6], während in den TAB für Sekundäranschlüsse in Flensburg 65 °C angegeben werden [165, S. 38]. Um für den idealen Abnehmenden folglich einen realistischen Zielwert zu setzen, der dennoch eine Effizienzsteigerung gegenüber dem aktuellen Zustand bedeutet, und zur besseren Übertragbarkeit auf die Strukturen im Verbundnetz, wird der Wert von 65 °C ausgewählt. In Tarp gelten 55 °C als obere Grenze für den RL [166, S. 6]. Auch hier soll ein effizienterer Grenzwert gewählt werden. In den Sekundärnetzen im Verbundnetz liegt der im arithmetischen Mittel einzuhaltende Wert bei 40 °C [165, S. 38]. Gegenüber den aktuellen 55 °C scheint diese Absenkung sehr optimistisch. Als Wert in diesem Intervall soll, wie in den TAB des Verbundnetzes als nicht zu überschreitender Mittelwert im Primärnetz [165, S. 37] gefordert, die maximale RL-Temperatur für den idealen Abnehmenden 45 °C (if  $\vartheta_2 > \vartheta_{2,max} = 45 \text{ °C}$ :  $\vartheta_{2,ideal} = \vartheta_{2,max}$ ) betragen. Wenn die Werte im Messverfahren bereits niedriger bestimmt worden sind, bleiben diese unverändert. Der Volumenstrom für diese Einschränkungen ergibt sich nach Gl 4-6.

$$\dot{V}_{ideal} = \frac{\dot{Q}_{ideal}}{(\vartheta_{1,ideal} - \vartheta_{2,ideal}) \cdot \rho \cdot c_p}$$

Gl 4-6

Um  $A \cdot k_{ideal}$  zu bestimmen, werden die drei Einflussparameter  $\dot{V}$ ,  $\vartheta_{1,CHP}$  und  $\vartheta_1$  verwendet. Abbildung 4-5 zeigt für einen hohen und einen niedrigen Volumenstrom jeweils den Verlauf und verdeutlicht die Notwendigkeit des Vorgehens.



**Abbildung 4-5: Realer und simulierter Verlauf der VL-Temperatur über die WÜT-Fläche 1**

Für einen hohen Volumen- bzw. Kapazitätsstrom wie a.) ändert sich die Temperatur nur geringfügig. Hingegen ist die Auskühlung im Fall b.), zumeist in der Anschlussleitung und hier zur besseren Verständlichkeit übertrieben dargestellt, deutlich höher.  $A \cdot k$  wird mit einem Clusteringverfahren (nearest neighbor) mit k-means ermittelt. In einer While-Schleife "sucht" die Funktion (knnsearch) den Wert für  $A \cdot k_{ideal}$  mit den Werten, die am nächsten an den für das Ideal ermittelten Werten liegen durch Vergleich der Werte  $\dot{V}_{ideal}$ ,  $\vartheta_{1,HKW,ideal}$  und  $\vartheta_{1,ideal}$  mit der gesamten Messreihe für  $\dot{V}$ ,  $\vartheta_{1,HKW}$  and  $\vartheta_1$ . Ein einzelner "nächster Nachbar" genügt dabei nicht: durch Untersuchungen hat sich ergeben, dass so der Wert oft über- oder unterschätzt wird, weshalb ein Mittelwert aus drei Nachbar gebildet wird. Rückwärts wird die Temperatur berechnet, die am HKW eingespeist wurde, mit Gl 4-7.

$$\vartheta_{1,HKW,ideal} = e^{\frac{A \cdot k_{ideal}}{\dot{V}_{ideal} \cdot \rho \cdot c_p}} \cdot (\vartheta_{1,ideal} - \vartheta_B) + \vartheta_B \quad \text{Gl 4-7}$$

Offensichtlich wird die Schleife benötigt, um iterativ den richtigen Wert zu ermitteln, da sich rückwärts  $\vartheta_{1,HKW,ideal}$  auf das Ergebnis auswirkt. Als Abbruchbedingung wird eine maximale Differenz von 1 K zwischen aktuellem und vorherigem Wert von  $\vartheta_{1,HKW,ideal}$  gesetzt, sowie eine maximale Schleifenzahl von 20.

Falls die starre Spreizung zu einem zu niedrigen Volumenstrom führt, ergibt sich eine höhere Temperatur  $\vartheta_{1,HKW,ideal}$  als initial. In dem Fall muss der RL sukzessive angehoben werden, bis das Verhalten des Abnehmenden tatsächlich für das Gesamtsystem nutzbringend ist. Der Volumenstrom begrenzt die mögliche Anhebung von  $\vartheta_{2,ideal}$  durch seinen Maximalwert. Es wird folglich zusätzlich als Nebenbedingung gesetzt, dass  $\dot{V}_{max} = \max(\dot{V})$  und folglich nur für  $\dot{V}_{ideal} < \dot{V}_{max}$  noch angepasst werden kann. Weiterhin ist die Änderung nur sinnvoll, wenn die Temperatur  $\vartheta_1$  von 65 °C auch im Realfall erreicht worden ist  $\vartheta_1 > \vartheta_{1,min} \& \dot{V}_{ideal} < \dot{V}_{max}$ . Das Inkrement für die RL-Temperatur wird auf 0,25 K gesetzt. In einer While-Schleife wird  $\dot{V}_{ideal}$  in jedem Schritt neu nach Gl 4-6 berechnet und die neue Temperatur  $\vartheta_{1,HKW,ideal}$  mit Gl 4-7, bis entweder 40 Durchgänge (Maximum von 10 K Erhöhung von  $\vartheta_{2,ideal}$ ) erreicht werden, oder die Bedingung für keinen Wert mehr als wahr ausgewertet wird.  $A \cdot k_{ideal}$  wird wieder in jedem Schritt mit der knn-search angepasst.

Wenn die Suche nach  $A \cdot k_{ideal}$  nicht konvergiert, werden die Werte korrigiert, also in diesem Fall auf die initialen Werte zurückgesetzt. Weder kann die Temperatur am HKW höher als der Initialwert, noch

die RL-Temperatur kleiner als der Minimalwert (Bodentemperatur) noch der Volumenstrom höher als sein Maximum sein (if  $\vartheta_{1,HKW,ideal} > \vartheta_{1,HKW} \mid \vartheta_{2,ideal} < \min(\vartheta_2) \mid \dot{V}_{ideal} < \max(\dot{V})$ ):  $\vartheta_{1,ideal} = \vartheta_1, \vartheta_{2,ideal} = \vartheta_2, \dot{V}_{ideal} = \dot{V}, \vartheta_{1,HKW,ideal} = \vartheta_{1,HKW}$ ). Für diese Zeitpunkte wird auch kein Einsparpotenzial ermittelt.

Letztendlich wird der Verlust wie für den Realfall bestimmt.

$$\dot{Q}_{1,Verlust,ideal} = \dot{V}_{ideal} \cdot \rho \cdot c_p \cdot (\vartheta_{1,HKW,ideal} - \vartheta_{1,ideal}) \quad \text{Gl 4-8}$$

$$\vartheta_{2,HKW,ideal} = e^{\frac{\dot{V}_{ideal} \cdot \rho \cdot c_p}{A \cdot k_{ideal}}} \cdot (\vartheta_{2,ideal} - \vartheta_G) + \vartheta_G \quad \text{Gl 4-9}$$

$$\dot{Q}_{2,Verlust,ideal} = \dot{V}_{ideal} \cdot \rho \cdot c_p \cdot (\vartheta_{2,ideal} - \vartheta_{2,HKW,ideal}) \quad \text{Gl 4-10}$$

Die Verluste sind im Idealfall unvermeidbar (U), wodurch sich aus der Differenz von realen und idealen Verlusten der vermeidbare Verlust  $\Delta\Omega$  ergibt.

$$\dot{Q}_{Verlust,vermeidbar} = \dot{Q}_{Verlust,real} - \dot{Q}_{Verlust,ideal} \quad \text{Gl 4-11}$$

Je näher ein Datenpunkt an der Linie äquivalenter Werte von vermeidbarem Verlust und Gesamtverlust befindlich ist, desto eher ist eine Optimierung sinnvoll. Wenn das Gebäude tatsächlich für die Temperatur  $\vartheta_{1,HKW}$  maßgeblichen Einfluss ausübt, kann ein Wechsel der Versorgungsstrategie oder Nachverdichtung in dem Gebiet angestrebt werden. Abbildung 4-6 verdeutlicht die generelle Einordnung.

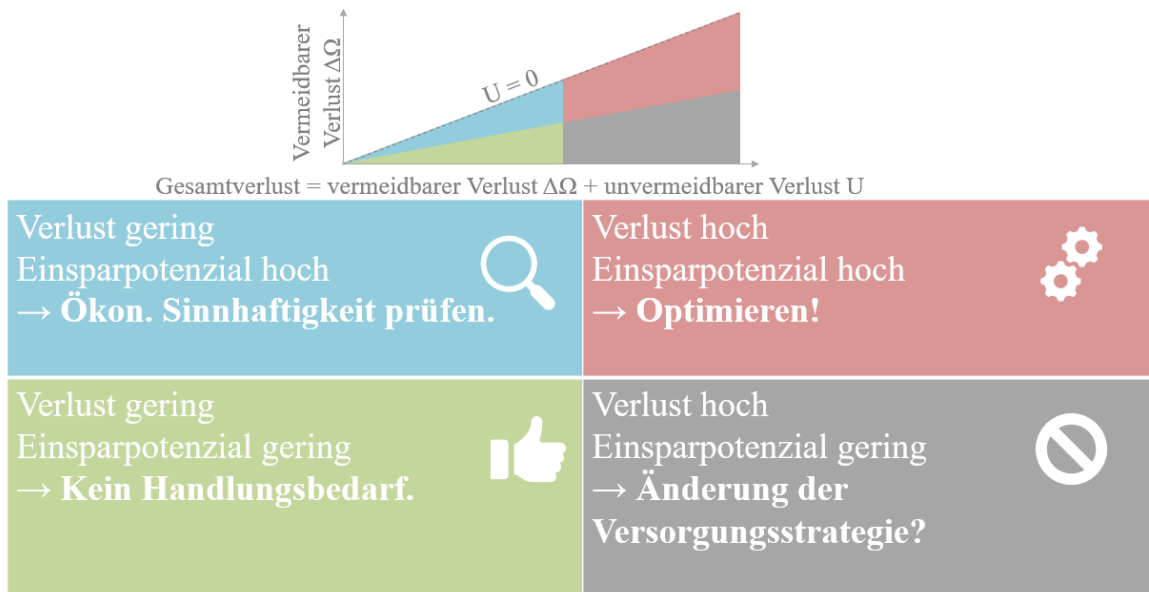
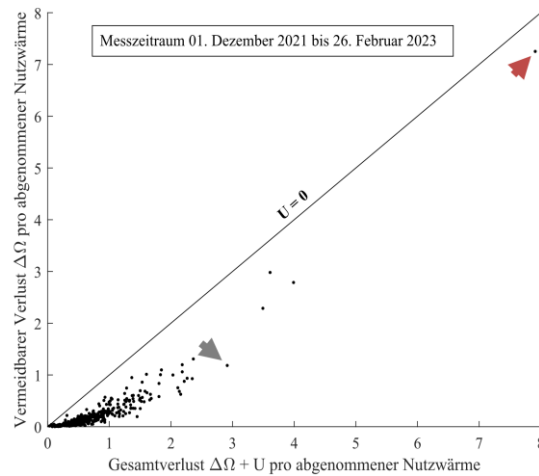


Abbildung 4-6: Schematische Einordnung der Gebäude für vermeidbare und gesamthafte Verluste

Abbildung 4-7 zeigt das Ergebnis der Analyse als Darstellung der errechneten vermeidbaren Verluste über den Gesamtverlusten der Gebäude.



**Abbildung 4-7: Relative vermeidbare Verluste über dem Gesamtverlust**

Ganz oben rechts findet sich wieder das Gebäude, das bereits bei der Darstellung der Verluste in Abbildung 4-4 auffällig hohe Werte gezeigt hat. Das Gebäude hat durch ein festgefahrenes Ventil Verhalten wie ein Bypass gezeigt und konnte so auf einfache Weise optimiert werden. Andere Gebäude befinden sich näher an der Abszisse, was auf nicht-optimierbare Verluste zurückzuführen ist. Das grau markierte Gebäude befindet sich weit vom HKW entfernt und ist durch eine lange Stichleitung verbunden. Daher sind die Verluste in deutlich begrenzterem Rahmen optimierbar.

Wie beschrieben wurde für jedes Gebäude eine eigene optimale Temperatur am HKW ermittelt. Betrachtet man nun immer das Maximum der ermittelten Werte, das maßgeblich für die zu wählende Netztemperatur ist, kann im Mittel die VL-Temperatur am HKW von 85,2092 °C auf 85,1769 °C abgesenkt werden. Einzelne Gebäude befinden sich folglich an der Kapazitätsgrenze, was bereits bekannt war. Dabei haben die vorhandenen Datenlücken signifikanten Einfluss: wenn keine Daten gesendet wurden, kann für den Zeitpunkt keine Aussage getroffen werden. Daher ist die Einsparung rechnerisch zunächst gering.

Im zweiten Schritt soll nun die Temperatur am HKW auf den errechneten Wert abgesenkt werden. Dieser Parameter ist nun folglich keine Variable mehr. Es kann nur die Kombination aus  $\vartheta_{1,ideal}$  und  $\dot{V}_{ideal}$ , die eine bestimmte  $\vartheta_{2,ideal}$  erforderlich macht, zur Optimierung führen. Zunächst wird  $\vartheta_{2,ideal} < 45\text{ °C}$  gesetzt.

Gl 5-1 and Gl 4-2 bilden ein Gleichungssystem, für das die Werte  $\dot{Q}_{ideal}$ ,  $\vartheta_{1,HKW,ideal}$  und  $\vartheta_{2,ideal}$  nun bekannt sind. Die Lösung des Gleichungssystem gibt die Lambert'sche W-Funktion.

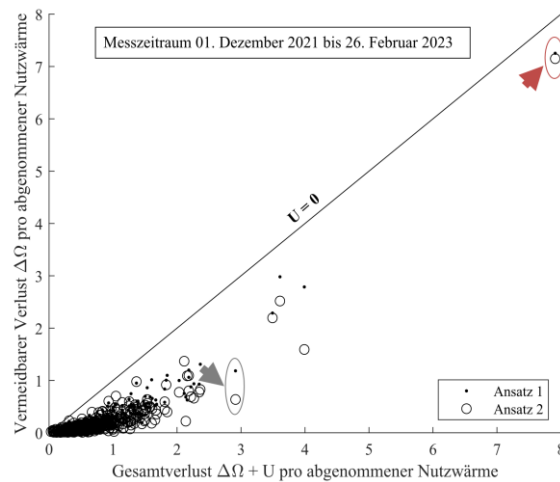
$$\vartheta_{1,ideal} = \frac{W\left(\frac{A \cdot k_{ideal}}{\dot{Q}_{ideal}} \cdot \left(e^{\frac{A \cdot k_{ideal}}{\dot{Q}_{ideal}}(\vartheta_{2,ideal} - \vartheta_B)} \cdot (\vartheta_{1,HKW,ideal} - \vartheta_B)\right)\right)}{\frac{A \cdot k_{ideal}}{\dot{Q}_{ideal}}} + \vartheta_B \quad \text{Gl 4-12}$$

Für ein berechnetes  $\vartheta_{1,ideal}$  ist  $\dot{V}_{ideal}$  bestimmbar durch Gl 4-6. Wieder ist eine Schleife zur Bestimmung von  $A \cdot k_{ideal}$  notwendig. Die Schleife terminiert für 20 Durchläufe oder wenn die Differenz zwischen aktuellem und vorherigem Wert von  $A \cdot k_{ideal}$  kleiner als 1 wird.

Es kann sein, dass  $45\text{ °C}$  im RL nicht erreicht werden können, weil die Kombination von Volumenstrom und VL-Temperatur am Gebäude dies nicht zulässt (um  $65\text{ °C}$  im VL zu erreichen, ist ein zu hoher Volumenstrom nötig, um so weit auszukühlen). Dies zeigt sich in einer zu niedrigen ermittelten VL-Temperatur. Ist die initiale Temperatur im VL höher als  $65\text{ °C}$ , muss korrigiert werden ( $\vartheta_1 > \vartheta_{1,min}$  &  $\vartheta_{1,ideal} < \vartheta_{1,min}$ ), indem die Temperatur im RL angehoben wird. Wieder wird eine Schleife mit einem Inkrement von  $0,25\text{ K}$  verwendet, bis diese Bedingung in keinem Fall erfüllt ist, oder maximal 40 Wiederholungen erreicht sind. In der Schleife wird  $A \cdot k_{ideal}$  bestimmt, dann  $\vartheta_{2,ideal}$  erhöht, das neue  $\vartheta_{1,ideal}$  mit der Lambert'schen W-Funktion ermittelt und anschließend das neue  $\dot{V}_{ideal}$  errechnet. Wenn der ermittelte Volumenstrom zu hoch ist, werden wieder die Initialwerte eingesetzt (if  $\dot{V}_{ideal} > \dot{V}_{max}$ ) und somit eine Einsparung von Null ausgegeben.

Wieder werden die Verluste nach Gl 4-8 bis Gl 4-12 bestimmt. Die reale Einsparung ist für die Gebäude teilweise deutlich niedriger als im ersten Ansatz.

In Abbildung 4-8 wird wieder der vermeidbare gegenüber dem gesamthaften Verlust dargestellt.



**Abbildung 4-8: Relative vermeidbare und gesamthafte Verluste, Ansatz 1 gegenüber 2**

Die Ergebnisse zeigen, inwieweit die Gebäude Auswirkungen auf das Gesamtsystem haben. Für Gebäude, die **nicht** für die Temperatur am HKW bestimmend sind, wird die Differenz zwischen Ansatz 1 und Ansatz 2 besonders hoch. Gebäude, für die die Ergebnisse nah aneinander liegen, sind hingegen besonders einflussreich in Bezug auf die VL-Temperatur am HKW. Liegt der Datenpunkt des 2. Ansatzes über dem ersten, liegt ein Fehler vor, der zum Beispiel bei zu geringen Datenmengen durch die Suche nach der Übertragungsfähigkeit  $A \cdot k_{ideal}$  entstanden sein kann.

Das rot markierte Gebäude hat den Ergebnissen nach zunächst einen hohen Einfluss auf  $\vartheta_{1,HKW}$ . Da bereits bekannt ist, dass nur Bypass-ähnliche Daten vorliegen, kann dies auch an einer Überschätzung von  $A \cdot k_{ideal}$  liegen (knn-search findet keinen passenden „Nachbarn“ für die den deutlich abgesenkten Volumenstrom). Es handelt sich folglich um eine Einschränkung der dargestellten Methode: Gebäude, die nur einen eingeschränkten Datensatz liefern, können mit Methoden der künstlichen Intelligenz für starke Abweichungen nur mit beschränkter Genauigkeit beschrieben werden.

Das grau markierte Gebäude hingegen scheint nur einen geringen Einfluss auf  $\vartheta_{1,HKW}$  zu besitzen. Ist  $\vartheta_{1,HKW}$  Teil der optimierbaren Parameter, ist der vermeidbare Verlustanteil deutlich höher. Folglich wurde während der ersten Phase des Algorithmus für viele Zeitpunkte  $\vartheta_{1,HKW,ideal} < \vartheta_{1,HKW}$  ermittelt. Das Gebäude könnte folglich auch mit geringeren Temperaturen für  $\vartheta_{1,HKW}$  arbeiten, sofern die Auskühlung im Gebäude dies in der Realität erlaubt. Dies ist folglich eine weitere Einschränkung der Methode: da grenzwertartig dargestellt wird, ist vor Ort nicht zwangsläufig die Anlagentechnik zur

Umsetzung gegeben. Gerade weil aber kein Einfluss auf die Anlagen des Abnehmenden besteht, können solche Gebäude dennoch insbesondere bei sehr hohen Verlusten schädlich für das Gesamtsystem sein, womit die Einordnung in den grauen Bereich in Abbildung 4-6 korrekt ist und sich die Frage nach anderweitigen Maßnahmen als der Optimierung der Anlagentechnik gestellt werden sollte.

Grundsätzlich können bestimmte Gebäudedaten entfernt werden, um die Auswirkungen auf das Gesamtnetz zu ermitteln oder nur ein eingeschränkter Datensatz verwendet werden, bspw. nur Gebäude mit ausreichend Daten, um eine Verlässlichkeit der Ergebnisse zu erreichen. Grundsätzlich konnte durch die Ergebnisse bestätigt werden, dass die Methode anwendbar ist und letztendlich durch die Datenqualität beeinflusst wird.



## 5 Modellierung der Bedarfsszenarien

Im Folgenden sollen vier Szenarien zur Untersuchung möglicher Entwicklungsrichtungen simuliert und mit dem IST-Zustand verglichen werden. Die Szenarien beschreiben folgende Prozessführungen:

1. Beibehaltung der Temperaturen in VL und RL gegenüber IST-Zustand, Betrieb rein rechnerisch mit zentraler Fördewasser-WP, die keinerlei Einschränkungen unterliegt und einen konstanten CARNOT-Gütegrad von 0,7 aufweist.
2. Absenkung der Netztemperaturen, VL max. 95 °C und RL max. 45 °C, betrieb mit Fördewasser-WP wie Szenario I.
3. Niedriges Exergieniveau im Primärnetz unter Nutzung von Booster-WP bei jedem Primärnetzanschluss zusätzlich zur Fördewasser-WP, Booster-WP für Sekundärnetzstationen; Einsatz für diejenigen zeitlichen Perioden, in denen die Fahrweise vorteilhaft gegenüber rein zentraler Versorgung ist.
4. Rein regenerativ betriebenes ZeroEx-Netz (kein Exergieverlust im Netz), Booster-WP für jeden Abnehmenden.
5. Prozessunabhängiges PhO, keinerlei unvermeidbare Verluste

Für die Szenarien werden die beiden relevanten Verlusttypen (Wärmeverlust und Pumpverlust) nach Abschnitt 2.2.2 mithilfe des PhOs untersucht. Wie in Abschnitt 2.2 beschrieben wird für jedes Szenario das prozessspezifische PhO berechnet und mit dem Zustand, der sich nach Messwerten (im IST-Zustand) bzw. Simulation des theoretischen Realzustands im nach den Randbedingungen der Szenarien ergibt. Daraus können jeweils vermeidbare und unvermeidbare Verluste bestimmt, sowie die Sinnhaftigkeit einer Strategie bewertet werden. Das Szenario IV dient der wissenschaftlichen Betrachtung als Referenz zur Weiterentwicklung der Methode des PhOs und stellt das ultimative Optimum der Versorgung mit Wärmenetzen dar.

### 5.1 IST-Zustand und Vorgehensweise

Der IST-Zustand wird, soweit möglich, für das Jahr 2021 abgebildet. Die Darstellungen für 2020 finden sich im Anhang 11.3.

#### 5.1.1 Wärmeverluste IST

Wie beschrieben wird in der Anwendung des PhOs ein grenzwerthafter Idealfall definiert, der rein rechnerisch ermittelt wird und dem kein realer Systemzustand gegenübersteht. Dieser Fall wird anschließend mit den realen Messwerten verglichen, um den PhO-Faktor als Indikator für die Systemeffizienz bzw. das Optimierungspotenzial zu bestimmen.

Das reversible Wärmenetz (zunächst in Bezug auf die thermische Energie allein) ist ein Netz mit unendlicher Isolierschichtdicke, für das der Kehrwert des thermischen Widerstands zu Null wird und damit für die Übertragungsfähigkeit  $\lim_{k \rightarrow 0} k \cdot A = 0$  gilt. Genauso weist ein Netz mit unendlich kleiner Oberfläche keine Wärmeverluste auf:  $\lim_{A \rightarrow 0} k \cdot A = 0$ .

Die Aussage wäre damit trivial, dass im Idealfall das Netz vermieden werden sollte. In der Praxis ist dies als Referenz nicht zielführend, da gegenüber diesem Fall alle Verluste vermeidbar sind. Der Netzbetrieb im PhO bezieht bestimmte Verluste als unvermeidbar ein.

Wärmeverluste hängen, wie in den Grundlagen beschrieben, vom thermischen Widerstand und der Übertemperatur des Wärmeträgerfluides gegenüber der Umgebung, in diesem Fall dem Erdboden, ab. Für Wärmenetze sind im Normalfall alle verlegten Rohrlängen pro Leitungsquerschnitt bekannt, woraus sich auch eine Übertragungsfähigkeit bestimmen lässt. Da es sich bei dieser Untersuchung um eine Bestandsanalyse und nicht um eine Neuplanung handelt, wird die Rohrsystemstruktur als

unveränderlich angenommen. Damit entsprechen die Rohrdimensionen im IST-Zustand denjenigen in allen Szenarien und werden auch bei der Berechnung des PhO verwendet. Für die Verlegetiefe der Rohre wird 1 m angenommen. In dieser Tiefe können über Daten des Deutschen Wetterdienstes für die nahegelegene Messstation in Leck (Kreis Nordfriesland) tägliche Bodentemperaturen eingesehen werden [39]. Aufgrund der hohen Speichermasse des Bodens wird angenommen, dass die Temperaturänderung sich langsam vollzieht und daher der Tagesmesswert für die stündliche Datenkörnung jeweils für 24 h als konstant angenommen.

Es soll zunächst der Wärmewiderstand im theoretischen Idealfall aus den Geometrien bestimmt werden. Der Wärmeverlust berechnet sich unter ausschließlicher Berücksichtigung des Wärmewiderstands der Isolierschicht  $\frac{1}{k}$  als maßgeblichem Anteil. Als Referenz dient der aktuelle Stand der Technik, mit der weiteren Annahme, dass das Netz vollständig aus geraden Rohrleitungen im werksneuen Zustand besteht. Somit entstehen im PhO keine zusätzlichen Verluste durch Armaturen, Bögen oder Wärmeübertrager. In Flensburg wird das Rohrleitungssystem Isoplus bei Erneuerung der Leitungen verwendet und entspricht als direkt erdverlegtes System dem Stand der Technik mit den Parametern in Tabelle 5-1 nach dem Datenblatt (diskontinuierliche Fertigung) einem konstanten Wärmeleitwert von  $\lambda = 0,024 \text{ W}/(\text{K}\cdot\text{m})$  [76]. Die Gl 5-1 gibt die Berechnungsformel für die Übertragungsfähigkeit bezogen auf die Rohrlänge an.

$$\frac{1}{R_{th,l}} = \frac{k \cdot A}{l} = \frac{2 \cdot \pi \cdot \lambda}{\ln\left(\frac{d_a}{d_i}\right)} \quad \text{Gl 5-1}$$

**Tabelle 5-1: Rohrdurchmesser, -dämmstärke und spez. Übertragungsfähigkeit Isoplus© [76]**

DN	1x verstärkt	$d_i$ in mm	$\frac{k \cdot A}{l}$ in W/(K·m)	DN	1x verstärkt	$d_i$ in mm	$\frac{k \cdot A}{l}$ in W/(K·m)
DN 20	110 x 3.0	26,90	0,107	DN 150	280 x 3.9	168,3	0,296
DN 25	110 x 3.0	33,7	0,127	DN 200	355 x 4.5	219,1	0,312
DN 32	125 x 3.0	42,4	0,139	DN 250	450 x 5.2	273	0,302
DN 40	125 x 3.0	48,3	0,159	DN 300	500 x 5.6	323,9	0,347
DN 50	140 x 3.0	60,3	0,179	DN 350	560 x 6.0	355,6	0,332
DN 65	160 x 3.0	76,1	0,203	DN 400	630 x 6.6	406,4	0,344
DN 80	180 x 3.0	88,9	0,214	DN 450	670 x 6.9	457	0,394
DN 100	225 x 3.4	114,3	0,223	DN 500	710 x 7.2	508	0,450
DN 125	250 x 3.6	139,7	0,259	DN 600	900 x 8.7	610	0,388

Im Regelfall sind Temperaturen im Netz nur in Einzelfällen, bspw. an Übergabestationen bekannt. Um diesen Umstand gerecht zu werden, berechnet man die Übertemperatur im Allgemeinen nur unter Verwendung der VL- und RL-Temperatur am HKW, wie in Gl 2-7 angegeben. Die mittleren Temperaturen sind in Tabelle 5-2 zusammengefasst.

**Tabelle 5-2: Mittlere Temp. der Fernwärme (SWFL intern) und des Erdbodens [39]**

Messung	Primärnetz	Sekundärnetz
VL-Temp. in °C	92,14	81,3
RL-Temp. in °C	62,73	56
Temp. EB in °C	10,41	

Berechnet man konkret für das Flensburger Netz über die Leitungslängen, die je Durchmesser verlegt sind, die Übertragungsfähigkeit des Netzes, ergibt sich rein rechnerisch nach Gl 5-2 ein Wert von 254.435 W/K,

$$k \cdot A = \sum \frac{1}{R_{th,l_i}} \cdot l_i \quad \text{Gl 5-2}$$

Der Wärmeverlust als Summe der Verluste der Sekundärnetze und des Primärnetzes ergibt sich nach Gl 5-3 mit der Definition der mittleren Übertemperatur nach Gl 2-3.

$$\begin{aligned} \dot{Q}_{Verlust} &= \dot{Q}_{Verlust,SN} + \dot{Q}_{Verlust,PM} \\ &= (k \cdot A)_{SN} \cdot \left( \frac{(\overline{\vartheta_{SN,VL}} + \overline{\vartheta_{SN,RL}})}{2} - \overline{\vartheta_{EB}} \right) + (k \cdot A)_{PN} \\ &\quad \cdot \left( \frac{(\overline{\vartheta_{PN,VL}} + \overline{\vartheta_{PN,RL}})}{2} - \overline{\vartheta_{EB}} \right) \end{aligned} \quad \text{Gl 5-3}$$

Da die Datenlage der VL- und RL-Temperaturen für die Sekundärnetze nicht vollumfänglich ist, können die Netzabschnitte nicht separat betrachtet werden. Deswegen muss eine Normierung des Ergebnisses für die Sekundärnetze auf die Temperaturen im Primärnetz erfolgen, sodass für ein theoretisches, reines Primärnetz die Übertragungsfähigkeit auf die vorhandenen Messwerte (ausschließlich am HKW, also Eintritt und Austritt Primärnetz) übertragen werden kann. Daher wird die Übertragungsfähigkeit des Gesamtnetzes mithilfe des in Gl 5-3 errechneten Verlustwärmestroms anhand der mittleren Temperaturen im Primärnetz normiert und ergibt sich nach Gl 5-4 zu 237.301 W/K.

$$(k \cdot A)_{PN,ges} = \frac{\dot{Q}_{Verlust}}{\Delta\vartheta_{PN}} = \frac{\dot{Q}_{Verlust}}{\left( \frac{(\overline{\vartheta_{PN,VL}} + \overline{\vartheta_{PN,RL}})}{2} - \overline{\vartheta_{EB}} \right)} \quad \text{Gl 5-4}$$

Anhand der vorliegenden Messreihe zu den Primärnetztemperaturen kann damit ein Jahreslastgang der Netzverluste im PhO ermittelt werden, unter der Annahme, dass die Übertragungsfähigkeit keine Temperatur- und/oder Druckabhängigkeit aufweist.

Für eine Gegenüberstellung mit den Netzverlusten im Realfall, für die keine stündlichen Messwerte vorliegen, wird das folgende Vorgehen in Kombination mit einer Plausibilitätsprüfung gewählt: Man berechnet für die tatsächlich erfassten Netzverluste für 2020<sup>2</sup> von 210.570 MWh/a unter Einbezug der Temperaturmessung im Primärnetz die reale Übertragungsfähigkeit nach Gl 5-5. Die Übertragungsfähigkeit beträgt in diesem Fall 372.113 W/K für die Temperaturen am Eintritt und Austritt des Primärnetzes.

<sup>2</sup> Da zum Zeitpunkt der Ausarbeitung noch keine Messwerte für den gemessenen Wärmeverlust von 2021 vorlagen, wurde die Übertragungsfähigkeit der Rohrleitungen mit den Messwerten aus 2020 berechnet.

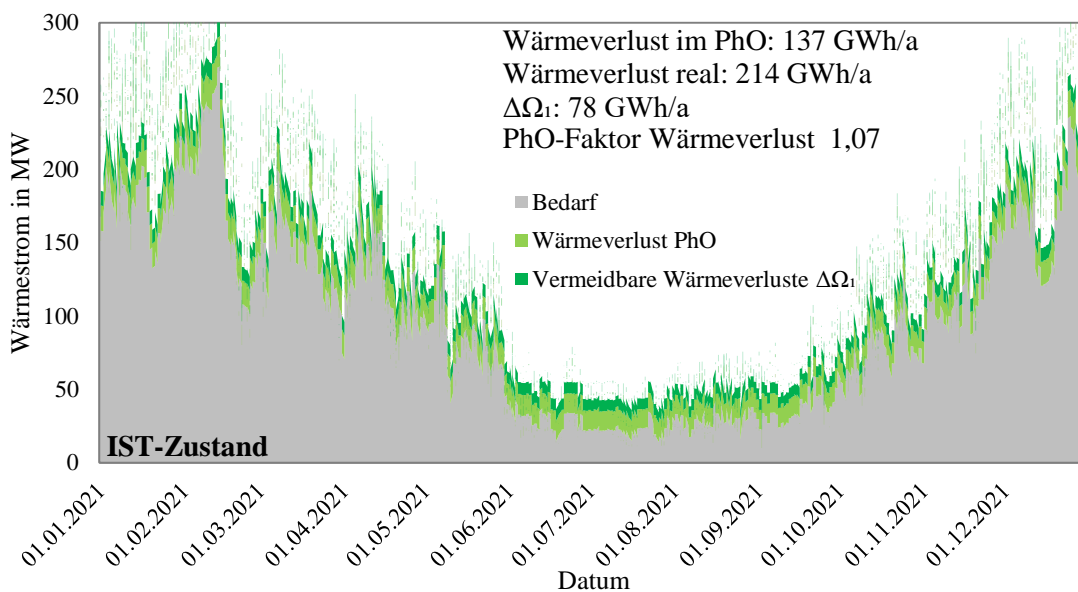
$$(k \cdot A)_{PN,ges,real} = \frac{Q_{Verlust,real}}{\left(\frac{(\vartheta_{PN,VL} + \vartheta_{PN,RL})}{2} - \vartheta_{EB}\right) \cdot \tau} \quad \text{Gl 5-5}$$

Mit der realen Übertragungsfähigkeit lassen sich die Momentanwerte der realen Netzverluste aus den Momentanwerten der Temperaturen berechnen. Damit ergibt sich für das Jahr 2021 ein Verlust von etwa 214 GWh/a.

$$\dot{Q}_{Verlust} = (k \cdot A)_{PN,ges,real} \cdot \left(\frac{(\vartheta_{PN,VL} + \vartheta_{PN,RL})}{2} - \vartheta_{EB}\right) \quad \text{Gl 5-6}$$

Zieht man die realen Netzverluste von dem eingespeisten Wärmestrom ab, ergibt sich der ursächliche Bedarf, der im PhO wie auch im Realfall gedeckt werden muss.

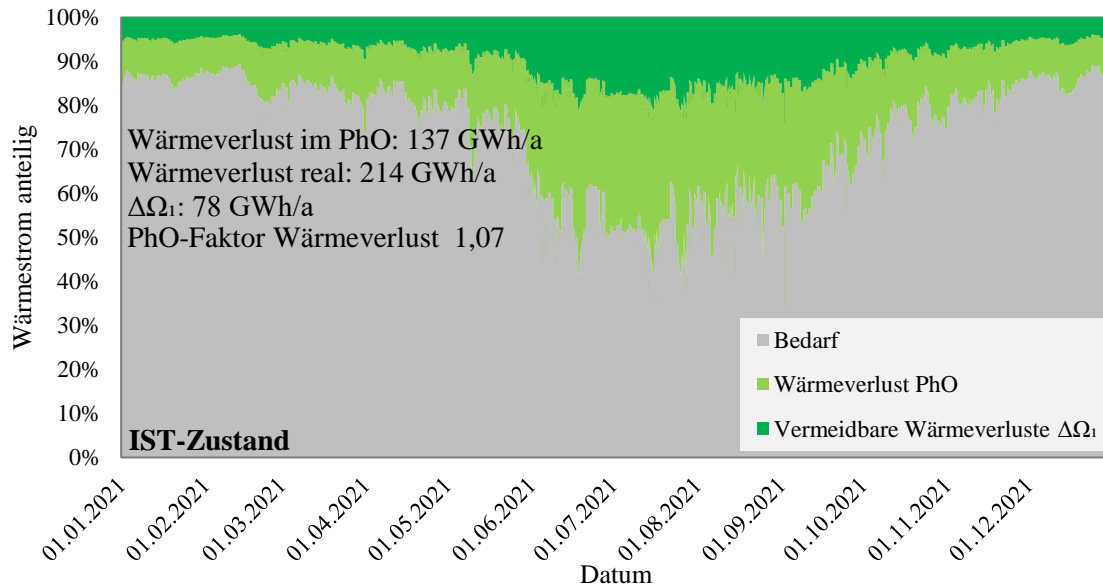
Abbildung 5-1 greift den Lastgang mit vermeidbaren und unvermeidbaren Netzverlusten auf.



**Abbildung 5-1: Ursächlicher Bedarf und Wärmeverluste im Realfall und PhO Szenario I für 2021**

Es ergibt sich ein PhO-Faktor von 1,07. Folglich ist nur ein Anteil von 7 % an der gesamten Wärmeabgabe optimierbarer Netzverlust.

Die Darstellung aus Abbildung 5-1 wird in Abbildung 5-2 noch einmal normiert auf 100 % aufgegriffen.



**Abbildung 5-2: Bedarf und Wärmeverluste im Realfall und PhO (normiert) Szenario I für 2021**

Es wird ersichtlich, dass die thermischen Netzverluste im Winter nur etwa 10 bis 15 % der gesamten Wärmeabgabe an das Netz ausmachen. Im Sommer hingegen, wenn vorwiegend Brauchwasser mit der Fernwärme erhitzt wird, liegt der Wert zeitweilig bei über 50 %. Daraus lässt sich ableiten, dass die notwendige Zirkulation zur Brauchwassererwärmung im Sommer zu anteilig erheblichen Verlusten führt. Weiterhin ist bezogen auf die Verluste wiederum mehr als die Hälfte unvermeidbar und damit nicht optimierbar. Wenn also das Wärmenetz mit den aktuell vorherrschenden Temperaturen betrieben wird, müssen diese Verluste in Kauf genommen werden. Gerade der Sommer ist folglich für den Einsatz von Wärmenetzen, welche auf den maximalen Bedarf und damit den Winterfall ausgelegt werden müssen, ganz allgemein eine kritische Periode.

### 5.1.2 Hydraulische Verluste IST

Auch für die hydraulischen Verluste lässt sich ein reversibler Idealfall abbilden: für eine Fließgeschwindigkeit von Null oder einen Durchmesser von Null mit  $\lim_{w \rightarrow 0} \dot{V} = w \cdot d_i^2 \cdot \frac{\pi}{4} = 0$  und  $\lim_{d_i \rightarrow 0} \dot{V} = w \cdot d_i^2 \cdot \frac{\pi}{4} = 0$  wird die hydraulische Leistung nach Gl 2-9 ebenfalls zu Null.

Wieder folgt die Aussage, dass eine Vermeidung des Netzes Verluste vollständig vermeidet, was auch in diesem Fall keine zielführende Idealisierung ist.

Daher wird im PhO das Netz als bestehend aus hydraulisch glatten Rohren betrachtet. Weiterhin ist eine Betrachtung der Durchflussgeschwindigkeiten für das gesamte Flensburger Verbundnetz hochgradig komplex, zumal auch die geodätische Höhe einen Einfluss auf den Druck hat. Im PhO wird daher angenommen, dass in jedem Rohrabschnitt entsprechend der Dimensionierung die Durchflussmenge begrenzt wird. Der Durchfluss wird zunächst als Momentanwert (Stundenwert) für den Mittelwert der drei größten Stränge, wie in Gl 5-7 anhand der Gesamtwärmeabgabe des jeweiligen Strangs dargestellt, bestimmt.

$$w = \frac{\left( \frac{\dot{Q}_{DN600}}{d_{DN600}^2} + \frac{\dot{Q}_{DN500}}{d_{DN500}^2} + \frac{\dot{Q}_{DN400}}{d_{DN400}^2} \right)}{3} \cdot \frac{1}{\frac{\pi}{4} \cdot \rho \cdot c_p \cdot (\vartheta_{PN,VL} - \vartheta_{PN,RL})} \quad \text{Gl 5-7}$$

Der Durchfluss durch die anderen Rohrdimensionen wird mit Korrekturfaktoren nach Gl 5-8 anhand des maximal zulässigen Durchflusses bestimmt wie in Tabelle 5-3 angegeben. D.h. die

Fließgeschwindigkeit im Netz wird als gleichmäßig angenommen. Im Grenzfall erreichen bei einer Fließgeschwindigkeit von 5 m/s im 400er-Strang alle Stränge mit geringeren Durchmessern ebenfalls ihre Maximalgeschwindigkeit. Alle Geschwindigkeiten hängen somit linear von der Geschwindigkeit in den Hauptsträngen ab.

$$F_{Korr} = \frac{w_{max,i}}{w_{max,400}} = \frac{w_{max,i}}{5 \frac{\text{m}}{\text{s}}} = \frac{w_i}{w_{400}} \quad \text{Gl 5-8}$$

**Tabelle 5-3: Maximale Durchflussgeschwindigkeiten von KMR und Faktor gegenüber DN 400 [123]**

DN	w <sub>max</sub> in m/s	Faktor gegenüber DN 400	DN	w <sub>max</sub> in m/s	Faktor gegenüber DN 400
20	0,6	0,12	150	2,5	0,5
25	1	0,2	200	3,3	0,66
32	1,1	0,22	250	3,9	0,78
40	1,2	0,24	300	4,3	0,86
50	1,4	0,28	350	4,6	0,92
65	1,6	0,32	400	5	1
80	1,8	0,36	450		1
100	1,9	0,38	500		1
125	2	0,4	600		1

Da für die Durchmesser > DN 400 keine Angaben gemacht werden, muss für die zugehörigen Faktoren eine Annahme getroffen werden. Die drei Hauptstränge sind hydraulisch in der kritischen Periode sehr ähnlich belastet (s. u. Abbildung 5-6). Daher wird für die größeren Dimensionen der Faktor zu 1 gesetzt.

Anschließend kann die hydraulische Leistung als Funktion der Fließgeschwindigkeit  $P_{hyd} = P_{hyd}(w)$  für jeden Momentanwert ermittelt werden. Es folgt die Bestimmung von  $\lambda_{hyd}(w)$ . Der Rohreibungskoeffizient ist messtechnisch erfasst und wird in Moody-Diagrammen als Funktion der Reynoldszahl angegeben. Dabei ist die Reynoldszahl wiederum abhängig von der Strömungsgeschwindigkeit. Mithilfe eines Moody-Diagramms wird für den PhO-Fall der glatten Rohre eine Näherungsgleichung für  $\lambda_{hyd,glatt}(w)$  ermittelt. Dazu werden, wie in Abbildung 5-3 dargestellt, die Daten aus dem Moody-Diagramm abgelesen (blaue Linie) und eine Exponentialfunktion (blaue gestrichelte Linie) über diese Datenreihe als Regression berechnet.

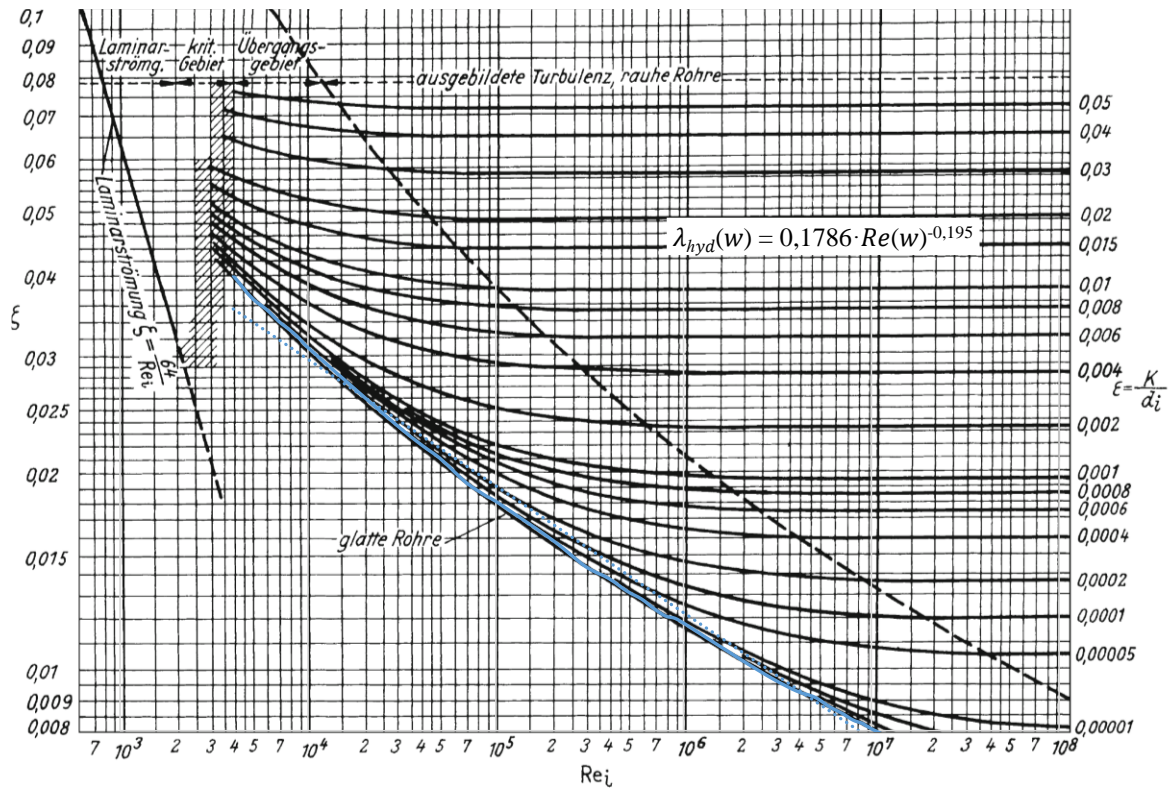


Abbildung 5-3: Moody-Diagramm aus [28, S. 1225] und Näherungsgleichung für glatte Rohre

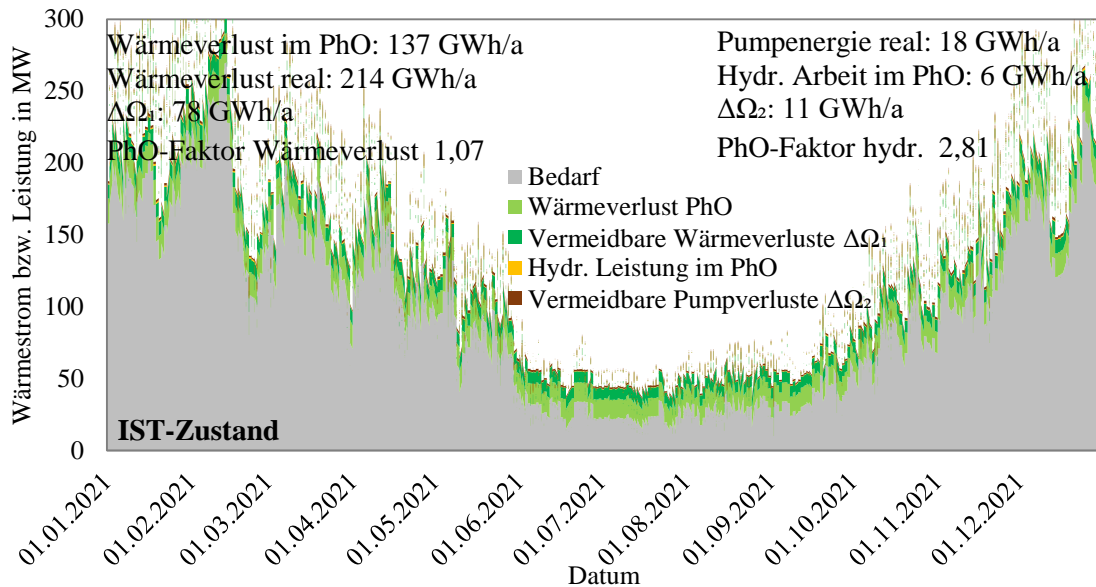
Die Regressionsfunktion ist in der Abbildung dargestellt und wird in Gl 5-9 aufgegriffen.

$$\lambda_{hyd}(w) \approx 0,1786 \cdot Re(w)^{-0,195} = 0,1786 \cdot \left( \frac{w \cdot d_i}{\nu} \right)^{-0,195} \quad \text{Gl 5-9}$$

Die gesamte hydraulische Jahresarbeit ergibt sich als Summe der stündlichen Momentanwerte nach Gl 5-10 in kWh.

$$W_{hyd} = \sum P_{hyd,i} \quad \text{Gl 5-10}$$

Addiert man die hydraulische Leistung zu den dargestellten Größen in Abbildung 5-1, ergibt sich Abbildung 5-4. Neben der hydraulischen Arbeit im PhO-Fall ist zusätzlich die reale Pumpenergie aus Daten der SWFL dargestellt.

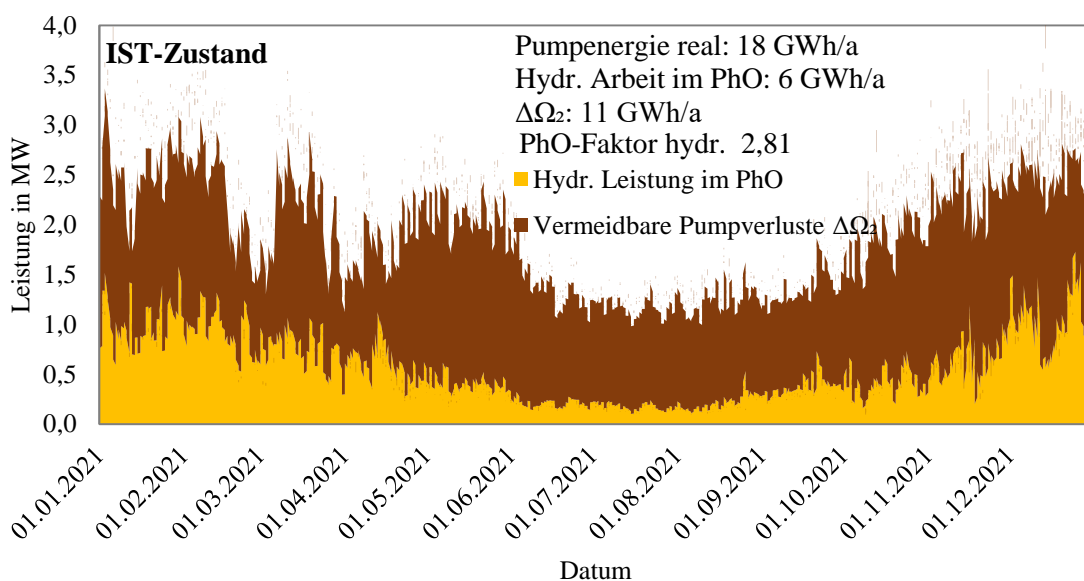


**Abbildung 5-4: Bedarf, Wärmeverluste und hydraulische Leistung im Realfall und PhO für 2021**

Die hydraulischen Verluste sind absolut deutlich geringer als die thermischen. Dabei ist bisher unberücksichtigt, dass die Pumpleistung reine Exergie, die thermischen Verluste aber nur zu geringem Anteil exergetisch sind. Die zugeführte Wärme aus Pumpenergie wird als Nutzen aufgrund des geringen Einflusses vernachlässigt.

Betrachtet man ausschließlich die hydraulischen Verluste im Verhältnis zur messtechnisch erfassten Pumpleistung, zeigt der PhO-Faktor von 2,81, dass ein erhebliches Optimierungspotenzial in dieser Hinsicht besteht. Die Zuordnung zum hydraulischen Verlust und Verlust der Pumpen ist mit der Messdatenlage nicht möglich.

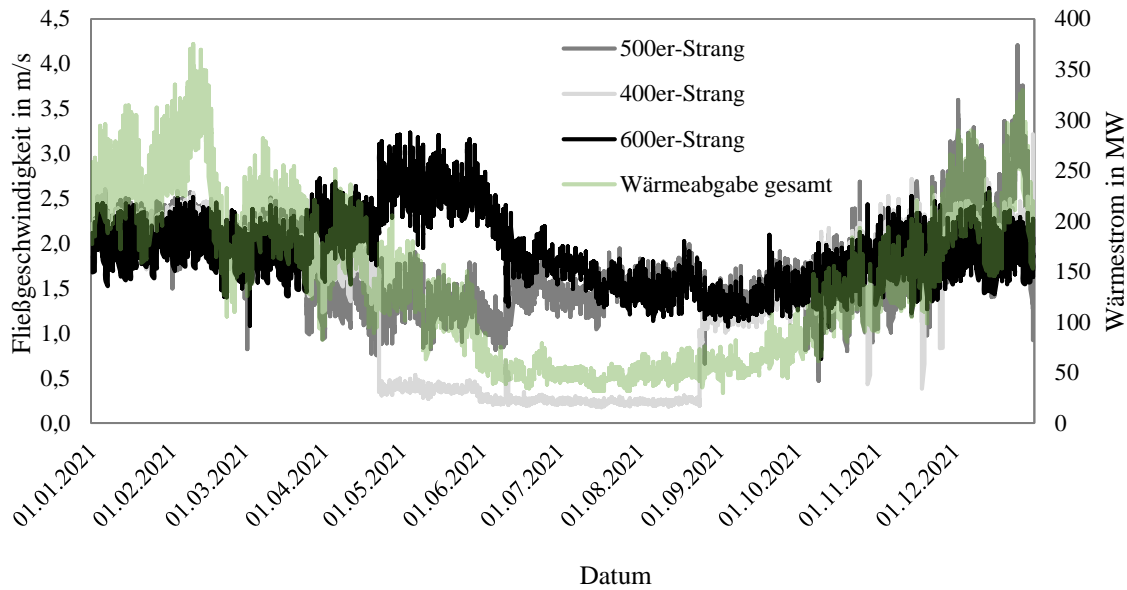
Abbildung 5-5 greift nur die hydraulischen Verluste und die tatsächlich gemessene Pumpleistung auf. Die Ordinate wird so formatiert, dass alle folgenden Abbildungen zur Hydraulik denselben Maßstab zeigen.



**Abbildung 5-5: Hydraulische Leistung und Pumpleistung IST für 2021**

Zum Vergleich der Fließgeschwindigkeiten in den Hauptsträngen wird zusätzlich Abbildung 5-6 erstellt.





**Abbildung 5-6: Vergleich der Strömungsgeschwindigkeiten Hauptstrang und Last für 2021**

Da das Modell nur das Primärnetz einbezieht, die Pumpleistung aber als Messwert erfasst wurde, gibt es zwei Einflussfaktoren:

1. Die Fließgeschwindigkeiten der drei Stränge sind voneinander unabhängig. Am Anfang des Jahres wird die Last durch Erhöhung der VL-Temperatur abgefahren, am Jahresende erscheint es, dass die Last zusätzlich durch Erhöhung der Fließgeschwindigkeit im 500er-Strang gedeckt wird, wie sich Abbildung 5-6 entnehmen lässt. Wartungsarbeiten sind bevorzugt im Sommer durchzuführen, weil die verminderte Nachfrage das „Umschiebern“ (Nutzung eines anderen Strangs) ermöglicht. Der 400er-Strang wird im Sommer deutlich gedrosselt. Es ist folglich zu vermuten, dass dies der Grund für die geringe Fließgeschwindigkeit im 400er-Strang ist.
2. Da die Datenreihen für die Sekundärstationen teilweise unvollständig sind, sind Messfehler vorhanden. Die Sekundärnetze werden weiterhin über Heizkurven geregelt, die in Abhängigkeit der Außentemperatur die VL-Temperatur vorgeben. Die hydraulischen Verluste in den Sekundärnetzen sind folglich entkoppelt von der Fließgeschwindigkeit im Primärnetz, was das Modell nicht abbildet.

Ob ohne eine hydraulische Anpassung, die einen Austausch von Leitungen nötig macht, eine Erhöhung der Fließgeschwindigkeit und damit Absenkung der Netztemperaturen möglich ist, kann mit der verwendeten Messdatenlage nicht abschließend geklärt werden.

## 5.2 Szenario I – WP für IST-Zustand

### 5.2.1 Beschreibung

Um verschiedene Modelle vergleichen zu können, bietet es sich an, eine vereinfachte Versorgungssituation anzunehmen. Insbesondere zur Berechnung der aufzuwendenden Exergie bietet dies den Vorteil der deutlich besseren Vergleichbarkeit. Bezöge man stattdessen den bestehenden Anlagenpark ein, verkompliziert sich die Untersuchung insofern deutlich, als das theoretisch für veränderte Rahmenbedingungen auch die Erzeugerfahrweise angepasst werden würde. Weiterhin dient die Änderung der Rahmenbedingung dem Abbau von Hürden zur Einspeisung von Erneuerbaren, abgesehen von der Reduktion der Wärmeverluste. Damit ist die Abbildung des aktuellen Anlagenparks in den Zukunftsszenarien obsolet.

Modelliert wird daher eine sehr einfach aufgebaute „Fördewasser-WP“. Die Flensburger Förde dient dabei als Niedertemperaturwärmequelle. Mithilfe einer WP wird die Temperatur auf das nötige Niveau

gehoben. Dafür zuzuführende elektrische Energie geht als Aufwand in die Gleichung ein. Da Netzverluste einen zusätzlichen notwendigen Aufwand für die Wärmepumpe darstellen, müssen diese nicht mehr separat betrachtet werden. Der CARNOT-Gütegrad der Fördewasser-WP, als Quotient aus COP und CARNOT-Leistungszahl, sei zur Vereinfachung konstant 0,7. Damit hängt der COP nur von der Temperatur der Förde und der notwendigen Temperatur im VL ab.

Die mögliche Auskühlung des Fördewassers muss aus ökologischen Gründen begrenzt werden. Bei starker Auskühlung hätte dies signifikanten Einfluss auf den CARNOT-Gütegrad. Da es sich um ein theoretisches Szenario handelt (es würde ohnehin nicht die gesamte Last der Stadt mit Fördewasser-WP bedient werden können) und es sich weiterhin bei den verwendeten Fördewassertemperaturen nicht um konkrete Messwerte in ausreichender Tiefe zum Betrieb im Winter (Frostschutz der Wärmeübertrager nicht gewährleistet) handelt, wird zur Vereinfachung für die Berechnung der CARNOT-Leistungszahl (Gl 2-3) die Auskühlung vernachlässigt.

## 5.2.2 Ergebnisse

Es ergibt sich die Versorgungssituation in Abbildung 5-7. Diese dient nur als Referenz zum Vergleich mit den anderen Szenarien und stellt keine wahrscheinliche Versorgungsoption dar.

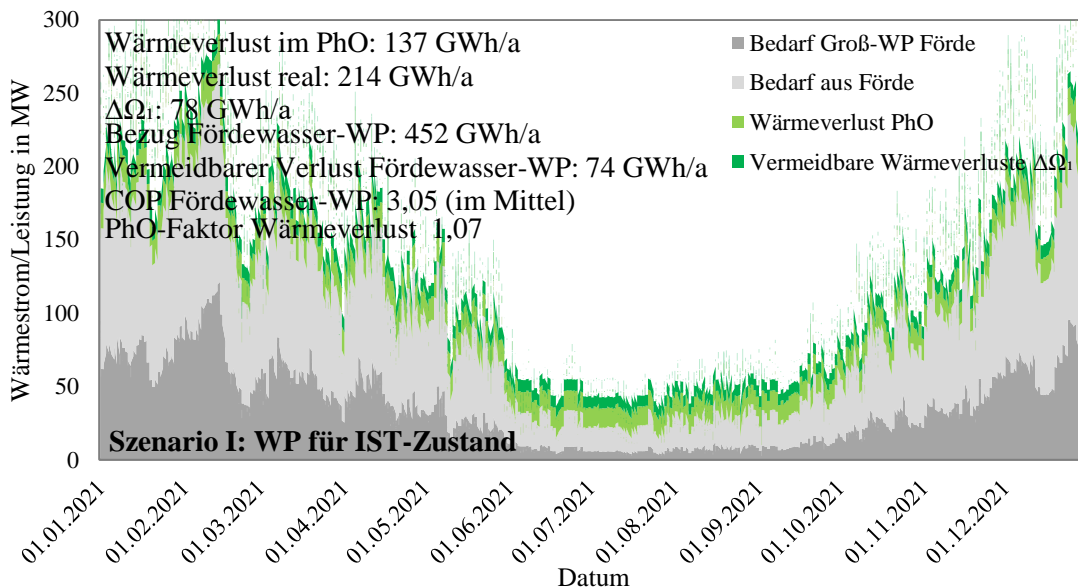


Abbildung 5-7: Wärmebedarf, -verluste und elektrischer Bezug WP Szenario I für 2021

Die hydraulischen Verluste und die Pumpenergie entsprechen dem IST-Zustand.

## 5.3 Szenario II - Reduktion der Temperaturniveaus

Als systematische Maßnahme dient die Temperaturabsenkung in Wärmenetzen einerseits der Vermeidung von Leitungswärmeverlusten und andererseits der Erweiterung der Möglichkeiten zur Integration von Wärmequellen [110, S. 25].

### 5.3.1 Beschreibung

Im zweiten Schritt soll der Betrieb mit verminderten Netztemperaturen untersucht werden. Das Ausmaß der möglichen Absenkung ohne Ertüchtigung des Netzes ist Teil der Untersuchung. Auch die unvermeidbaren Verluste ändern sich durch eine Absenkung der Netztemperaturen, womit das PhO für diesen Fall Neubestimmt werden muss.

Laut gesetzlicher Vorgabe [21, S. 10] muss ab 2045 eine VL-Temperatur von über 95 °C gesondert begründet werden. Laut Technischen Anschlussbedingungen (TAB) [165, S. 37] darf im Primärnetz

eine RL-Temperatur von 45 °C im arithmetischen Mittel nicht überschritten werden. Daher wird 45 °C für die RL-Temperatur im Szenario II konstant angesetzt. Der IST-Zustand soll mit der Begrenzung auf diese Temperaturniveaus verglichen werden. Wird die Temperatur von 95 °C im VL im IST-Zustand unterschritten, folgt der Verlauf dem gemessenen Verlauf. Ansonsten wird der Wert mit 95 °C ersetzt. Da im Realfall keine RL-Temperaturen von 45 °C oder geringer im Regelfall auftreten, entspricht dasselbe Vorgehen für die RL-Temperatur dem Gleichsetzen mit 45 °C. Entsteht so eine Reduktion der Temperaturspreizung, muss der Volumenstrom erhöht werden, um die Wärmelast abfahren zu können.

### 5.3.2 Ergebnisse zu Wärmeverlusten

Die Wärmeverluste werden nun analog zum Vorgehen für den IST-Zustand berechnet. Abbildung 5-8 greift die Werte aus Abbildung 5-1 in grün wieder auf. Das Ergebnis für das reduzierte Temperaturniveau ist in Schwarz (Realfall Szenario II) bzw. Grau (PhO Szenario II) dargestellt.

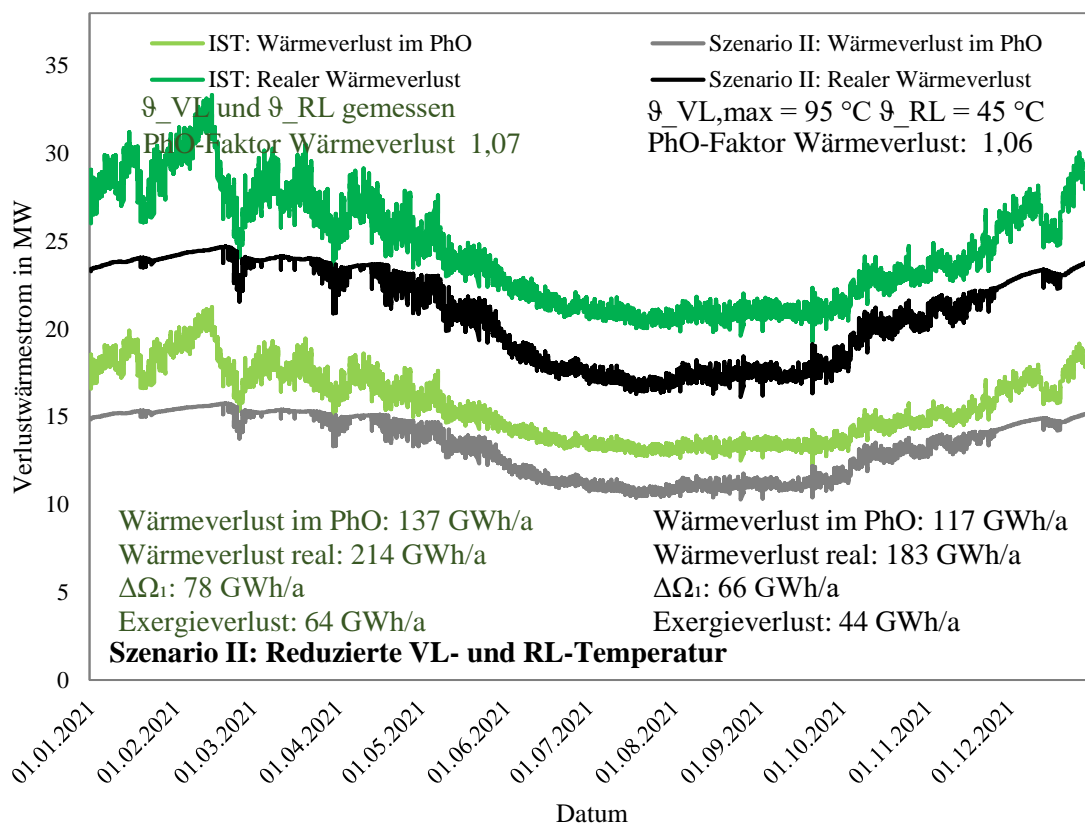


Abbildung 5-8: Vergleich der Wärmeverluste IST und Szenario II für 2021

Vergleicht man die Basissituation mit den Ergebnissen, ergibt sich insgesamt eine Verringerung der realen Verluste von etwa 31 GWh/a (183 GWh/a gegenüber den errechneten 214 GWh/a).

### 5.3.3 Ergebnisse zur Hydraulik

Setzte man eine konstante Differenz zwischen VL- und RL-Temperatur an, wäre die nötige Fließgeschwindigkeit linear vom Bedarf abhängig, die hydraulische Leistung jedoch in der dritten Potenz (vgl. Gl 2-9). Reduziert man folglich die Temperaturdifferenz, erhöht sich die hydraulische Leistung überproportional.

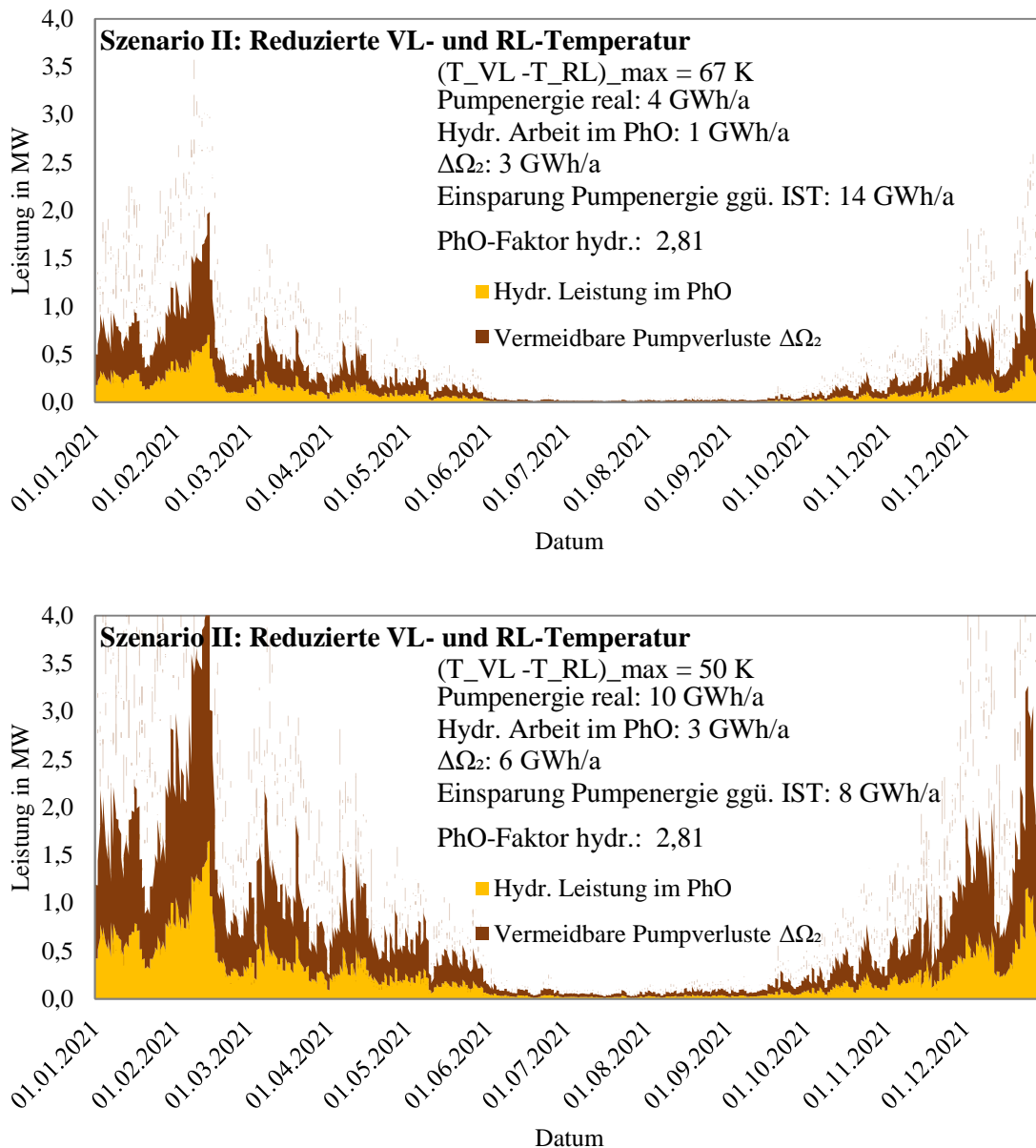
$$\begin{aligned} \dot{Q}_{\text{Nutz}} &= \dot{V} \cdot \rho \cdot c_p \cdot (\vartheta_{PN,VL} - \vartheta_{PN,RL}) \\ &= w \cdot d_i^2 \cdot \frac{\pi}{4} \cdot \rho \cdot c_p \cdot (\vartheta_{PN,VL} - \vartheta_{PN,RL}) \end{aligned} \quad \text{Gl 5-11}$$

Für alle Szenarien außer Szenario I wird abweichend von Gl 5-7 die Geschwindigkeit durch die errechnete Gesamtwärmemenge und den Gesamtdurchmesser der drei Verteilstränge bestimmt, wie in Gl 5-12 angegeben.

$$w = \frac{\dot{Q}_{Nutz,Szenario}}{(d_{600}^2 + d_{500}^2 + d_{400}^2) \cdot \frac{\pi}{4} \cdot \rho \cdot c_p \cdot (\vartheta_{PN,VL} - \vartheta_{PN,RL})} \quad \text{Gl 5-12}$$

Für dieselben Eigenschaften des Netzes (Rohrlängen, Durchmesser, Isolationsstärke) wie in Szenario I wird für Szenario II die hydraulische Leistung für zwei maximale Temperaturdifferenzen vergleichend darstellt.

Abbildung 5-9 greift die Ergebnisse auf. Bei einem konstanten RL von 45 °C wird in der ersten Darstellung die VL-Temperatur auf 112 °C begrenzt (die maximale Pumpleistung entspricht in diesem Fall der maximalen gemessenen Pumpleistung im IST-Zustand) und im zweiten Fall auf 95 °C (Ergebnis für Szenario II). Die obere Darstellung dient folglich nur dem Vergleich. Die maximal zulässige Geschwindigkeit von 5 m/s wird nach dem Modell eingehalten, jedoch werden deutlich höhere Pumpleistungen errechnet, als für den IST-Zustand bisher gemessen wurden.



**Abbildung 5-9: Vergleich der hydr. Leistung und Pumpleistung verschiedener  $\Delta T$ , Szenario II für 2021**

Vergleicht man mit Abbildung 5-5 kann davon ausgegangen werden, dass das Modell nicht ausreicht, um die volle Komplexität des Netzes abzubilden. Mit dieser Darstellung lässt sich dennoch ableiten, dass die Absenkung der Netztemperaturen, sofern die Temperaturspreizung dadurch reduziert würde, im Bestand durch die Hydraulik des Netzes begrenzt wird. Die überproportionale Zunahme der Pumpleistung bei Verringerung der Temperaturdifferenz ist erkennbar.

### 5.3.4 Ergebnisse zur Exergiebetachtung

Entscheidend für die Effizienz des Netzes ist wie beschrieben nicht die energetische, sondern die exergetische Verlustbetrachtung. Zunächst wird nur der eigentliche Exergieverlust des Netzes betrachtet. Anschließend wird die einzuspeisende Exergie ermittelt, die sich wie Szenario I auf die theoretische Einspeisung mittels einer zentralen WP in der Förde stützt. Ziel ist, die Fahrweisen auf die sinnvollste Gesamtlösung hin zu untersuchen.

Mithilfe eines Solvers (Excel: GRG-Nichtlinear, Minimumsuche) wird untersucht, für welchen Maximalwert der VL-Temperatur ein Minimum des Exergieverlusts bzw. der Exergievernichtung erzielt wird. Es gilt nach Gl 5-13, dass der Exergieverluststrom der Summe aus Exergieverlust der Wärmeübertragung (Rohr an Erdboden) und der Pumpleistung (reine Exergie) ist und minimiert werden soll. Variable ist die maximale VL-Temperatur  $T_{VL,MAX}$ , die bis zu 95 °C betragen kann. Für die Berechnung der Exergie des Wärmeverlusts wird auf die einschlägige Fachliteratur verwiesen. Es wird angenommen, dass die thermodynamische Mitteltemperatur des Verlustwärmestroms dem Mittelwert der VL- und RL-Temperatur entspricht.

$$\min: (\dot{E}_{x,V} = \dot{Q}_V \cdot \eta_C + P_{Pump})$$

Mit

$$\eta_C = 1 - \frac{T_0}{T_m} = 1 - \frac{T_{EB}}{\frac{(T_{VL} + T_{RL})}{2}}$$

Unter den Randbedingungen:

- WENN ( $\vartheta_{VL,MESS} \leq \vartheta_{VL,MAX}$ )
- DANN  $\vartheta_{VL} = \vartheta_{VL,MESS}$
- SONST  $\vartheta_{VL} = \vartheta_{VL,MAX} = 95 \text{ °C}$
- $\vartheta_{RL} = 45 \text{ °C}$
- $P_{Pump} = P_{Pump}(T_{VL})$

**Gl 5-13**

Führt man mittels des Solvers eine Minimierung mit der maximalen VL-Temperatur  $\vartheta_{VL,MAX}$  als Variable durch, ist das Ergebnis 95 °C. Mit diesen Randbedingungen ist der Exergieverlust folglich dominiert durch die Pumpverluste: Eine weitere Reduktion der VL-Temperatur birgt keinen Vorteil.

Reduziert man die Randbedingungen um die Angabe von 95 °C

$$\min: (\dot{E}_{x,V} = \dot{Q}_V \cdot \eta_C + P_{Pump})$$

Mit

$$\eta_C = 1 - \frac{T_0}{T_m} = 1 - \frac{T_{EB}}{\frac{(T_{VL} + T_{RL})}{2}}$$

Unter den Randbedingungen:

- WENN ( $\vartheta_{VL,MESS} \leq \vartheta_{VL,MAX}$ )
- DANN  $\vartheta_{VL} = \vartheta_{VL,MESS}$
- SONST  $\vartheta_{VL} = \vartheta_{VL,MAX} = 95 \text{ °C}$
- $\vartheta_{RL} = 45 \text{ °C}$
- $P_{Pump} = P_{Pump}(T_{VL})$

**Gl 5-14**

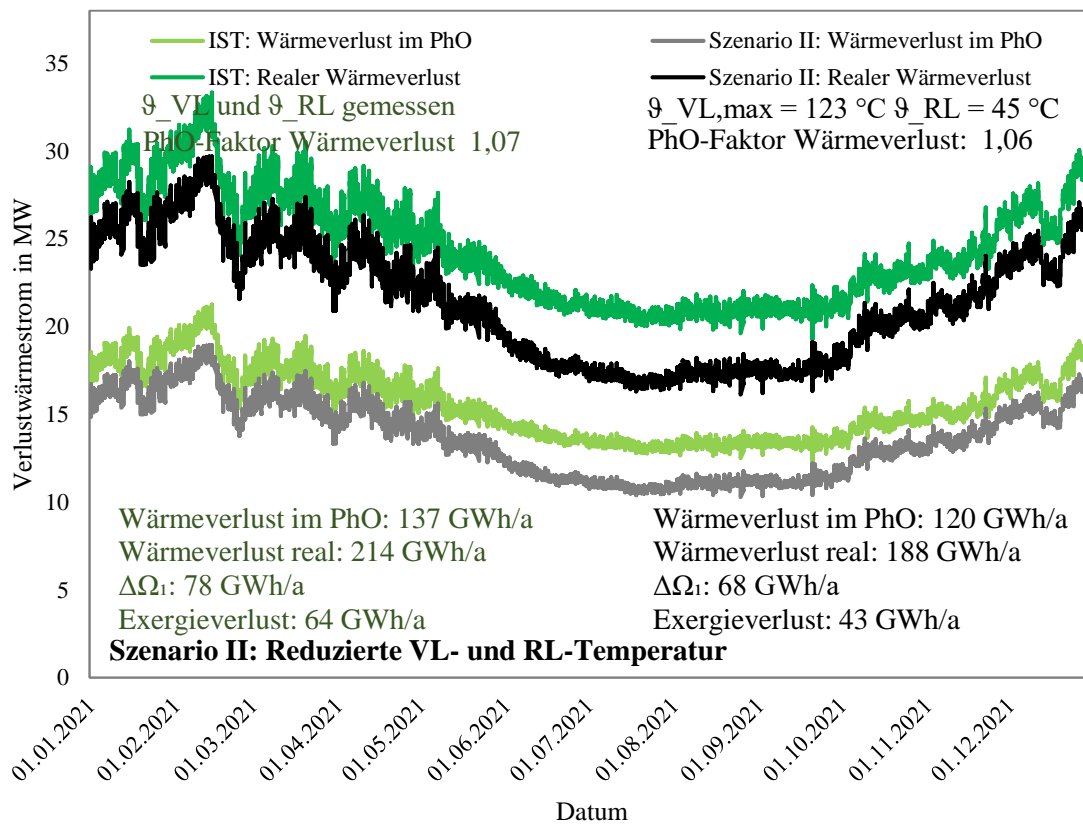
$$\min: (\dot{E}_{x,V} = \dot{Q}_V \cdot \eta_C + P_{Pump})$$

Unter den Randbedingungen:

**Gl 5-15**

- WENN ( $\vartheta_{VL,MESS} \leq \vartheta_{VL,MAX}$ )  
DANN  $\vartheta_{VL} = \vartheta_{VL,MESS}$   
SONST  $\vartheta_{VL} = \vartheta_{VL,MAX}$
- $\vartheta_{RL} = 45 \text{ °C}$
- $P_{Pump} = P_{Pump}(T_{VL})$

und lässt den Solver wieder  $\vartheta_{VL,MAX}$  ermitteln, ist das Ergebnis  $122,8 \text{ °C}$  und liegt damit  $2,60 \text{ °C}$  unter der höchsten erfassten VL-Temperatur der Stadtwerke. Abbildung 5-10 greift diesen Fall in Analogie zu Abbildung 5-8 auf.



**Abbildung 5-10: Vergleich Wärmeverluste IST und Szenario II minimierter Exergieverlust für 2021**

Die Einsparung des Exergieverlusts für diese Fahrweise beträgt gerundet  $1 \text{ GWh/a}$  und ist damit gering. Dennoch ist die Fahrweise mit  $123 \text{ °C}$  als maximalem VL nach exergetischer Verlustanalyse zu bevorzugen.

Es soll das PhO betrachtet werden. Dafür gilt:

$$\min: (\dot{E}_{x,V,PhO} = \dot{Q}_{V,PhO} \cdot \eta_C + P_{Hydr}) \quad \text{Gl 5-16}$$

Auch für den PhO-Fall mit glatten Rohren und perfekten Pumpen wirken die Netzdimensionen so limitierend, dass nicht auf  $95 \text{ °C}$  abgesenkt werden kann. Die optimale VL-Temperatur beträgt  $99,8 \text{ °C}$ . Es können folgende Schlussfolgerungen gezogen werden:

- Der Exergieverlust steigt insgesamt, wenn die Temperatur ohne Maßnahmen im Netz oder bei den Abnehmenden auf  $95 \text{ °C}$  gesenkt wird, selbst wenn alle Abnehmenden die Grenze von  $45 \text{ °C}$  im RL einhalten würden.

- Die Reduktion des Temperaturniveaus muss, um rein energetisch sinnhaft zu sein, in den Erzeugungsanlagen zu einem exergetischen Gewinn führen, der diesen Verlust mindestens kompensiert und im besten Fall übersteigt.
- Weiterhin wird für das simulierte Netz die bisher gemessene hydraulische Belastungsgrenze für die reduzierte Temperatur überschritten. Eine genauere Bewertung mittels eines konkreten Modells des Netzes ist zur Ermittlung von Schlechtpunkten notwendig, um die maximal mögliche Belastung zu ermitteln.
- Wenn durch den Austausch der Pumpen die gemessene Belastungsgrenze überschritten werden kann, ist in Bezug auf die Belastung der Rohre eine Absenkung auf 95 °C VL-Temperatur denkbar.

Mögliche Maßnahmen für die Einhaltung dieses Grenzwertes sind folglich:

- Kontrolle der RL-Temperatur bei den Abnehmenden
- Ertüchtigung des Netzes an den Schlechtpunkten oder dezentrale Einspeisung zur Entlastung bei Spitzenlast
- Gesamthafte Überprüfung des Nutzens der Maßnahmen

Um gesamthaft das Optimum darzustellen, muss der exergetische Aufwand zur Bereitstellung der Wärme einfließen. Wählt man zur Versorgung eine bestimmte Option aus, lassen sich der exergetische Aufwand und der Verlust addieren, sodass ein Gesamtminimum für eine bestimmte VL-Temperatur gefunden werden kann. Dabei hängt das Ergebnis maßgeblich von der Wahl der Versorgungsoption ab. Es wird dieselbe Architektur einer Fördewasser-WP gewählt wie in Szenario I. Die Berechnung erfolgt nach Gl 5-17. Für die Wärmeübertrager in den WP wird eine Temperaturdifferenz im Pinch-Point von 3 K angenommen. Weiterhin wird die Auskühlung des Fördewassers unter der Annahme eines ausreichend großen Volumenstroms vernachlässigt. Für die Canot-Leistungszahl ist die RL-Temperatur unerheblich, wie aus der Gleichung hervorgeht, für die Pumpleistung jedoch wie beschrieben von Relevanz.

$$\min: (\dot{E}_{x,zu} = P_{WP,Förde} + P_{Pump})$$

Mit

$$\varepsilon_{WP,C,Förde} = \frac{T_{VL} + 3 \text{ K}}{T_{VL} + 3 \text{ K} - (T_{Förde} - 3 \text{ K})}$$

Gl 5-17

Unter den Randbedingungen:

- $\vartheta_{VL} = \vartheta_{VL,ideal} \leq 95 \text{ °C}$
- $\vartheta_{RL} = 45 \text{ °C}$

Im Ergebnis wäre die ideale maximale VL-Temperatur  $\vartheta_{VL,ideal}$  mit 73 °C zu wählen.

Grund dafür ist, dass die Pumpverluste gegenüber dem Aufwand für die WP weniger ins Gewicht fallen. Die errechneten Daten finden sich in Abbildung 5-11.



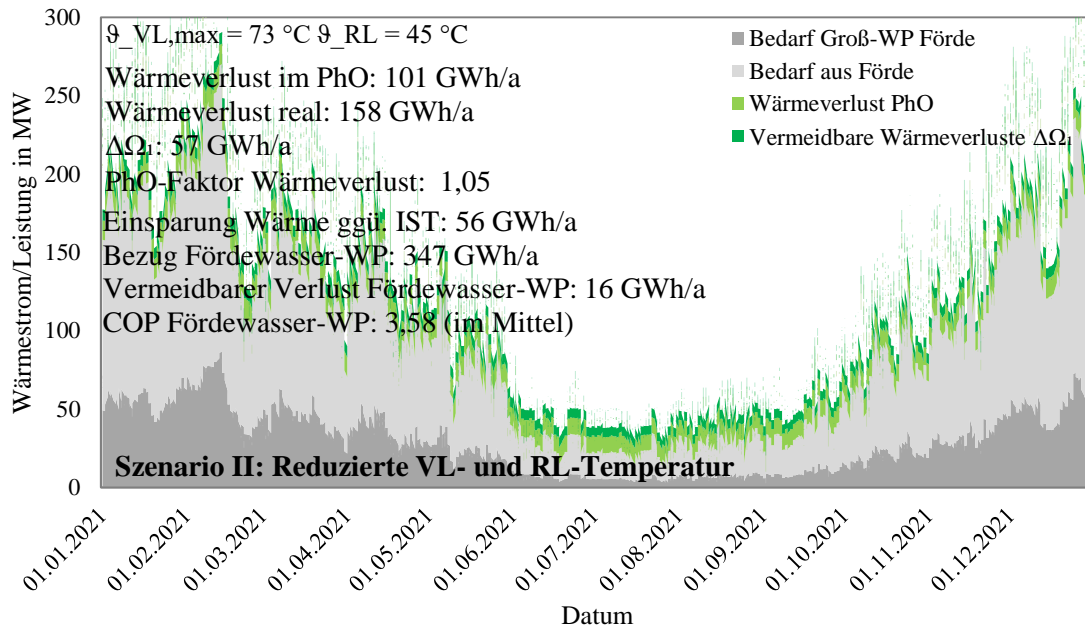


Abbildung 5-11: Bedarf und Wärmeverluste im Realfall und PhO Szenario II WP für 2021

Dass dieses Szenario ohne Ertüchtigung des Netzes nicht umsetzbar ist, ergibt sich aus der sichtbaren, nicht praktisch umsetzbaren hydraulischen Belastung nach Abbildung 5-12.

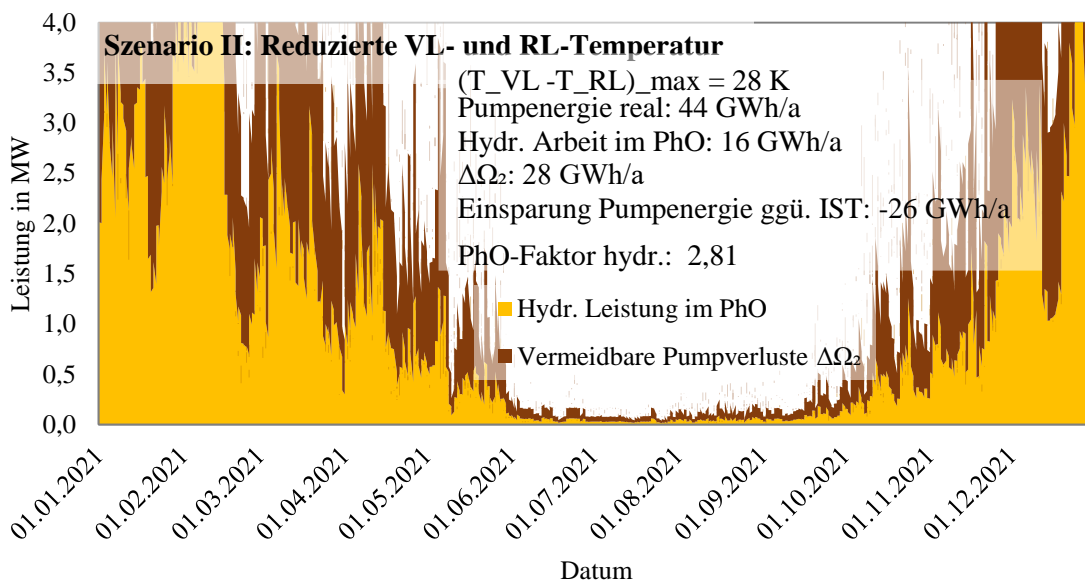


Abbildung 5-12: Hydraulische Leistung und Pumpleistung Szenario II WP für 2021

#### 5.4 Szenario III –LowEx-Betrieb

Zur Absenkung der Temperaturen unter die in den TAB [165, S. 37ff.] garantierten Schwellen (bspw. 70 °C im Primärnetz), muss eine grundsätzliche Transformation des Netzes erfolgen. Dieser Zielzustand ist zum Zeitpunkt dieser Ausarbeitung noch nicht umsetzbar, sondern dient der Veranschaulichung der Verlustreduktion und des Effizienzgewinns als perspektivisches Ziel.

Es ergeben sich verschiedene Konzepte:

- Solange die VL-Temperatur nicht soweit abgesenkt wird, dass die Temperatur für die Anwendung nicht mehr ausreicht (beispielsweise für TWW), könnte nach dem Durchflussprinzip versorgt werden: Es dürfen keine Speicher vorhanden sein und das TWW

wird direkt vorm Abnehmenden erhitzt. Für die Heizwärme ergeben sich keine Änderungen, solange die VL-Temperatur ausreicht.

- Wenn die VL-Temperatur unterhalb der Bedarfstemperatur liegt, muss lokal nacherhitzt werden. Dies geschieht im besten Fall mit WP. Denkbar ist auch ein elektrischer Durchlauferhitzer. Wenn die Temperatur der Fernwärme jedoch über der des zu erwärmenden Trinkwassers liegt, ist der Aufbau ineffizienter.

Herausforderungen bestehen beispielsweise darin, dass:

- nicht zwangsläufig ausreichend Bauraum für die Aufstellung von WP in jedem Gebäude gegeben ist.
- die Investitionskosten nur schwer abzuschätzen sind.
- die Abrechnung nach einem völlig neuen Konzept erfolgen muss (die Wärme ist weniger hochwertig, dafür kommt der elektrische Bezug der WP dazu).
- die Akzeptanz der Kunden erreicht werden muss.

### 5.4.1 Beschreibung

Wie aus diesen Bedingungen hervorgeht, müsste die Umgestaltung der Versorgung schrittweise erfolgen.

1. Es bietet sich an, zuerst das Primärnetz umzugestalten. Für die Priorisierung des Primärnetzes spricht, dass es die eigentliche Verteilfunktion innehat. Senkt man sukzessive die Temperatur in den Sekundärnetzen ab, muss regenerative Einspeisung bis auf weiteres auf ein höheres Niveau gehoben werden, welches dann in den Sekundärstationen zunehmend nicht mehr benötigt wird.
2. Im Primärnetz muss ebenfalls schrittweise die Umrüstung erfolgen. In allen Sekundärstationen werden WP nötig. Jeder Abnehmende im Primärnetz benötigt eine WP. Solange nicht alle Abnehmenden umgerüstet sind, kann die Temperatur nicht abgesenkt werden. Nicht alle Abnehmenden im Primärnetz beziehen jedoch TWW. Es bietet sich also an, zunächst dort umzurüsten, wo auch TWW bezogen wird. Sobald alle Abnehmenden mit TWW-Abnahme umgerüstet sind, kann im Sommer bereits abgesenkt werden. Nach dem vollständigen Umbau wird ganzjährig die Temperatur im Primärnetz reduziert.
3. Wenn die Temperaturspreizung zwischen VL und RL verringert wird, müssen höhere Volumenströme gefördert werden. Eine Ertüchtigung der Netzdurchmesser ist für die Limitierung der Pumpenergie also zusätzlich nötig.

Wie deutlich wird, ist die Absenkung der Temperatur mit schwer zu quantifizierendem und Aufwand verbunden, im Zweifel aufgrund der räumlichen Beschränkungen und großen finanziellen Hürden möglicherweise realistisch nicht umsetzbar. Daher dient die nachfolgende Darstellung der Einordnung des Effizienzgewinns. Solange dieser Gewinn den Aufwand nicht rechtfertigt, ist trotz der energetischen Sinnhaftigkeit in Bezug auf die Wärmeverluste (unter Annahme hinnehmbaren hydraulischen Aufwands) die Umsetzung fraglich.

Es könnte die Primärnetztemperatur deutlich abgesenkt werden, sodass die Wärme auf Anergieniveau oder Low-Ex-Niveau verteilt wird und WP diese in den Übergabestationen der Gebäude und Sekundärnetze anheben. Die Versorgung sei durch eine Fördewasser-WP im Primärnetz und WP für alle Abnehmenden und Sekundärnetzstationen gewährleistet. Für alle WP wird ein konstanter Gütegrad von 0,7 verwendet. Aus der zuzuführenden Gesamtexergie aus dem elektrischen Energiebezug der WP und der Umwälzpumpen kann ein Minimum der Exergiezufuhr nach Gl 5-24 für eine bestimmte Kombination von VL- und RL-Temperatur gefunden werden. Aus Daten zu den Sekundärnetzen der SWFL geht hervor, dass etwa 37 % der Wärme in den Sekundärnetzen, der Rest im Primärnetz

abgenommen wird. Dieses Verhältnis wird als konstant angenommen.<sup>3</sup> Um Einfrieren zu verhindern, kann der RL auf minimal 4 °C heruntergekühlt werden. Es wird davon ausgegangen, dass  $\vartheta_{VL,Verb,PN,min} = 65\text{ °C}$  für alle Anwendungen auch im Primärnetz (abweichend von den TAB [165, S. 37], die 70 °C garantieren) ausreichen, wenn direkt am Abnehmenden die Temperatur erhöht wird. Betrachtet man das Szenario der Absenkung im Primärnetz über das ganze Jahr, ergeben sich in einigen Punkten andere Sachverhalte:

- Für die Primärnetzkunden wird davon ausgegangen, dass 65 °C zur Versorgung genügen, weil kein Temperaturverlust in Rohrleitungen außerhalb des Gebäudes geschieht. Der Bedarf wird also getrennt mit dem Verhältnis aus Gl 5-24 betrachtet.
- Für die Sekundärnetzkunden dient eine Heizkurve zur Anhebung über 65 °C bei kalten Temperaturen, damit die Kunden auch bei höherem Wärmebedarf ausreichende Wärmemengen erhalten. Die Heizkurve wird anhand der TAB [165, S. 38] im Sekundärnetz modelliert wie in Gl 5-24 beschrieben. Wenn die tatsächliche, gemessene VL-Temperatur unter der Heizkurve lag, wird die tatsächliche Temperatur verwendet.

Folgende Randbedingungen gelten zur Ermittlung der Temperaturen im Primärnetz und der VL-Temperatur in den Sekundärnetzen:

- Primär-VL:  
 WENN ( $\vartheta_{VL,PN,ideal} \leq \vartheta_{Förde} - 3\text{ K}$ )  
 DANN  $\vartheta_{VL,PN} = \vartheta_{Förde} - 3\text{ K}$   
 SONST  $\vartheta_{VL,PN} = \vartheta_{VL,ideal} \leq 95\text{ °C}$
- Sekundär-VL:  
 WENN ( $(\vartheta_{Außen} \leq -10\text{ °C})$ )  
 DANN  $\vartheta_{VL,SN} = 90\text{ °C}$   
 SONST  
 WENN ( $(\vartheta_{Außen} \geq 15\text{ °C})$ )  
 DANN  $\vartheta_{VL,SN} = 65\text{ °C}$   
 SONST  $\vartheta_{VL,SN} = \frac{90\text{ °C} - 65\text{ °C}}{-10\text{ °C} - 15\text{ °C}} \cdot (\vartheta_{Außen} - 15\text{ °C}) + 65\text{ °C}$
- Primär-RL:  $45 \geq \vartheta_{RL,PN} \geq 4\text{ °C}$

Weiterhin sind die WP nur dann in Betrieb, wenn es notwendig ist, bzw. exergetisch sinnvoll. Im Primärnetz wird die WP beispielsweise umfahren, wenn die ideale Temperatur niedriger wäre, als die Temperatur der Förde (die Temperatur im VL kann nicht mehr als die Grädigkeit im Pinch-Point unterhalb der Temperatur der der Förde liegen).

Die WP der Abnehmenden im Primärnetz sind nur in Betrieb, wenn die VL-Temperatur im Primärnetz unter dem Minimalwert von 65 °C plus der Grädigkeit im Pinch-Point liegt.

Abnehmenden-WP Primärnetz:

- WENN ( $\vartheta_{VL,PN,ideal} + 3 \geq \vartheta_{VL,Verb,Prim,min}$ )  
 DANN  $P_{WP,Verb,PN} = 0$   
 SONST  $P_{WP,Verb,PN} = \dot{Q}_{PN,Bedarf} / COP_{WP,Verb,PN}$

Für die Sekundärnetz-WP gilt, dass auch diese nur benötigt werden, wenn der VL aus dem Primärnetz nicht ohnehin über dem benötigten Temperaturwert liegt:

Abnehmenden-WP Sekundärnetz:

<sup>3</sup> Es liegt nahe, dass sich das Verhältnis über das Jahr verschiebt, da nicht alle Kunden im Primärnetz TWW beziehen (nur Sommerfall), jedoch Heizwärme (Winterfall) im Sekundär- und Primärnetz flächendeckend geliefert wird.

- WENN ( $\vartheta_{VL,PN,ideal} + 3 \geq \vartheta_{VL,SN}$ )  
DANN  $P_{WP,Verb,SN} = 0$   
SONST  $P_{WP,Verb,SN} = \dot{Q}_{Sek}/COP_{WP,Verb,SN}$

Komplex gestaltet sich an dieser Stelle die Zuordnung der Verluste: Alle Netzverluste bedeuten einen zusätzlichen Aufwand für die Fördewasser-WP. Die Abnehmenden-WP im Primärnetz hingegen fahren keine Verluste des Fernwärmenetzes mit ab, da die Erhöhung der Temperatur am Ende der Leitung erfolgt und Verluste ausschließlich im Bilanzkreis des Abnehmenden auftreten. Im Sekundärnetz hingegen treten Verluste auf. Der zusätzliche Aufwand wird folglich sowohl von der Fördewasser-WP auf einem geringeren Temperaturniveau, als auch von den Sekundärnetz-WP auf dem höheren Niveau abgefahren.

Beginnend mit dem Bedarf (der aus Szenario I bekannt ist), ohne Einbezug der Verluste, ergibt sich unter Vernachlässigung der geringfügigen Verschiebung des ohnehin grob geschätzten Verhältnisses zwischen Wärmeabnahme im Primär- und den Sekundärnetzen von 0,37:

$$P_{WP,Förde} = \frac{\dot{Q}_{Bedarf}}{COP_{WP,Förde}} \quad \text{Gl 5-18}$$

$$\text{Mit } \varepsilon_{WP,C,Förde} = \frac{T_{VL,PN}+3 \text{ K}}{T_{VL,PN}+3 \text{ K} - (T_{Förde}-3 \text{ K})}$$

$$P_{WP,Verb,Prim} = \frac{(1 - 0,37) \cdot \dot{Q}_{Bedarf}}{COP_{WP,Verb,PN}} \quad \text{Gl 5-19}$$

$$\text{Mit } \varepsilon_{WP,C,Verb,Prim} = \frac{T_{VL,Verb,PN,min}+3 \text{ K}}{T_{VL,Verb,PN,min}+3 \text{ K} - (T_{RL,PN}-3 \text{ K})}$$

$$P_{WP,Verb,Sek} = 0,37 \cdot \frac{\dot{Q}_{Bedarf}}{COP_{WP,Verb,SN}} \quad \text{Gl 5-20}$$

$$\text{Mit } \varepsilon_{WP,C,Verb,Sek} = \frac{T_{VL,Verb,SN}+3 \text{ K}}{T_{VL,Verb,PN}+3 \text{ K} - (T_{RL,PN}-3 \text{ K})}$$

Der Bedarf an Umweltwärme aus der Förde ergibt sich aus dem Gesamtbedarf abzüglich der Leistung aller WP:

$$\dot{Q}_{Bedarf,Förde} = \dot{Q}_{Bedarf} - \sum P_{WP} \quad \text{Gl 5-21}$$

Für die Bewertung mittels PhO wird die von den WP bezogene Leistung in die Anteile für die Deckung des Bedarfs, den vermeidbaren und den unvermeidbaren Verlust aufgeteilt. Dazu wird zunächst jeweils die Verlustwärme berechnet und anschließend der resultierende Bedarf für alle WP ermittelt, um diesen zu decken. D.h. dass zwischen Primär- und Sekundärnetzen unterschieden werden muss, da sich für diese unterschiedliche COP ergeben.

Im nächsten Schritt wird der Aufwand für die WP im PhO berechnet, für das die der idealen Übertragungsfähigkeit des Netzes entsprechenden Verluste auftreten. Dafür müssen die Übertragungsfähigkeiten von Primär- und Sekundärnetzanteilen wegen der unterschiedlichen Temperaturniveaus getrennt betrachtet werden. Es werden die bereits mit Gl 5-2 separat ermittelten Werte verwendet. Es folgt die Anpassung von Gl 5-3 zu Gl 5-22 und Gl 5-23.

$$\dot{Q}_{Verlust,PN,PhO} = (k \cdot A)_{PN,PhO} \cdot \left( \frac{(\vartheta_{PN,VL} + \vartheta_{PN,RL})}{2} - \vartheta_{EB} \right) \quad \text{Gl 5-22}$$

$$\dot{Q}_{Verlust,SN,PhO} = (k \cdot A)_{SN,PhO} \cdot \left( \frac{(\vartheta_{SN,VL} + \vartheta_{SN,RL})}{2} - \vartheta_{EB} \right) \quad \text{Gl 5-23}$$

Analog wird mit der jeweiligen realen Übertragungsfähigkeit der vermeidbare Verlust bestimmt. Durch die Abhängigkeit der Pumpenergie von den Netztemperaturen existiert für jede VL-Temperatur eine optimale RL-Temperatur, für die die Summe der Exergieaufnahme (Netzpumpen plus WP) minimal wird. Insgesamt wird die zuzuführende Exergie mit steigender VL-Temperatur höher. Dabei ist die VL-Temperatur nicht frei wählbar. Das exergetische Gesamtoptimum hängt von der maximalen von den Wärmequellen gelieferten Temperatur ab, in diesem Fall der Temperatur der Förde. Es gilt:

$$\dot{E}_{x,zu} = P_{WP,Förde} + P_{WP,Verb,Prim} + P_{WP,Verb,SN} + P_{Pump} \quad \text{min!}$$

Unter der Randbedingung: Gl 5-24

$$P_{Pump} = P_{Pump}(T_{VL,Prim}; T_{RL,Prim}; T_{VL,Sek}; T_{RL,Sek}; \varepsilon_{WP})$$

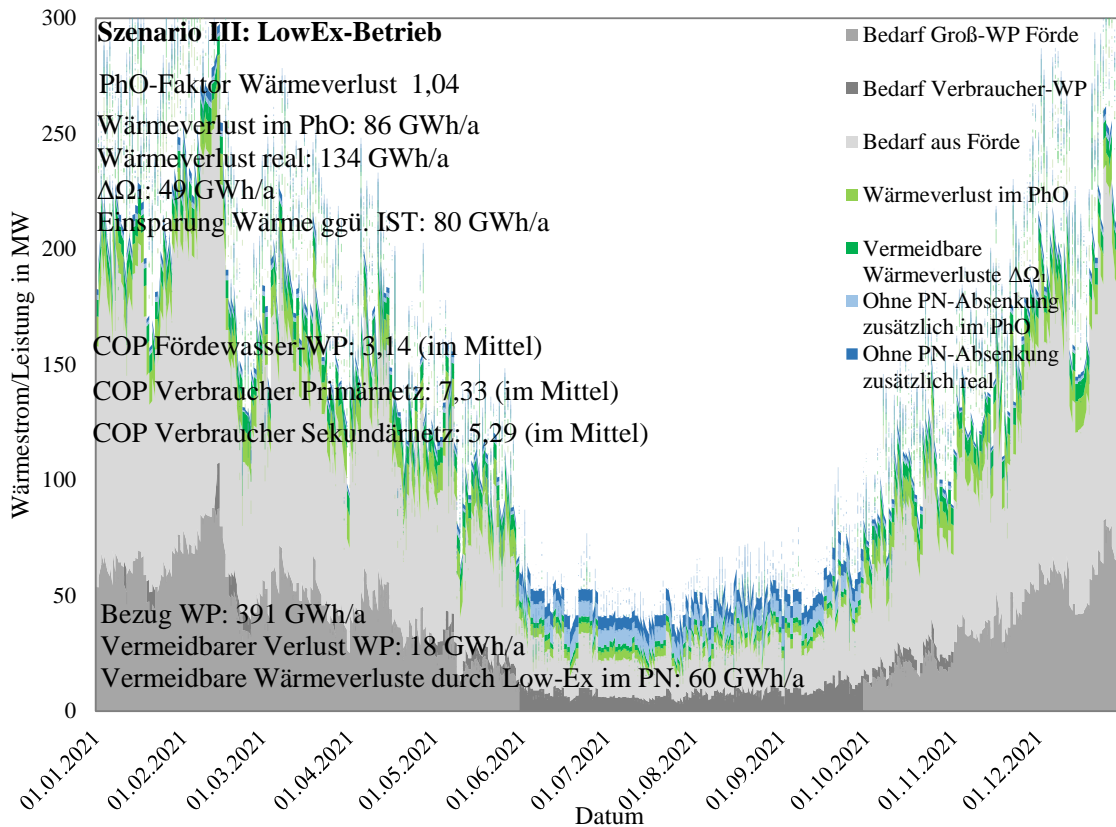
Mit Excel als Modellierungstool übersteigt eine Optimierung auf Basis von Stundenwerten die Kapazitäten des Solvers. Stattdessen wird daher auch monatlich konstante Werte hin optimiert. Die tatsächlich erreichbare Einsparung übersteigt folglich die errechneten Ergebnisse.

Zusätzlich kann mit den nun bekannten, von den WP zu deckenden Wärmeströmen bestimmt werden, welcher Mehraufwand an elektrischer Energie zur Deckung der Verluste entsteht, sodass auch ein vermeidbarer Aufwand für die Wärmepumpen, als Differenz zwischen dem Aufwand für die WP im PhO und im Realfall bestimmt werden kann.

$$\Delta\Omega_{WP} = \frac{\dot{Q}_{Verlust,vermeidbar}}{COP_{WP}} \quad \text{Gl 5-25}$$

#### 5.4.2 Ergebnisse zu Wärmeverlusten

Es ergibt sich gesamthaft Abbildung 5-13. Der Wert für  $\Delta\Omega_{WP}$  ist nicht graphisch, aber als Zahlenwert in Abbildung 5-13 aufgegriffen. Weiterhin wird in Abbildung 5-13 durch Vergleich mit Szenario II in blau dargestellt, welcher zusätzliche Aufwand ohne die Absenkung der Temperatur des Primärnetzes entstände.



**Abbildung 5-13: Bedarf und Wärmeverluste im Realfall und PhO Szenario III für 2021**

Der elektrische Aufwand für den Betrieb der WP steigt in der kalten Jahreszeit stark an. Im Verhältnis rückt der Bedarf der Umwälzpumpen in den Hintergrund. Die Abnehmenden-WP werden außerhalb des Sommers nur in der Übergangszeit und auch dann nur in seltenen Fällen benötigt. Die bestätigt die These, dass die Absenkung vornehmlich im Sommer zielführend ist, stellt aber die ökonomische Sinnhaftigkeit in Frage.

Abbildung 5-14 greift die Darstellung nur für den Wärmebedarf und die Verluste dieses Szenarios normiert noch einmal auf. Deutlich wird, dass die Verluste im Sommer gegenüber dem IST-Zustand stark reduziert werden würden.

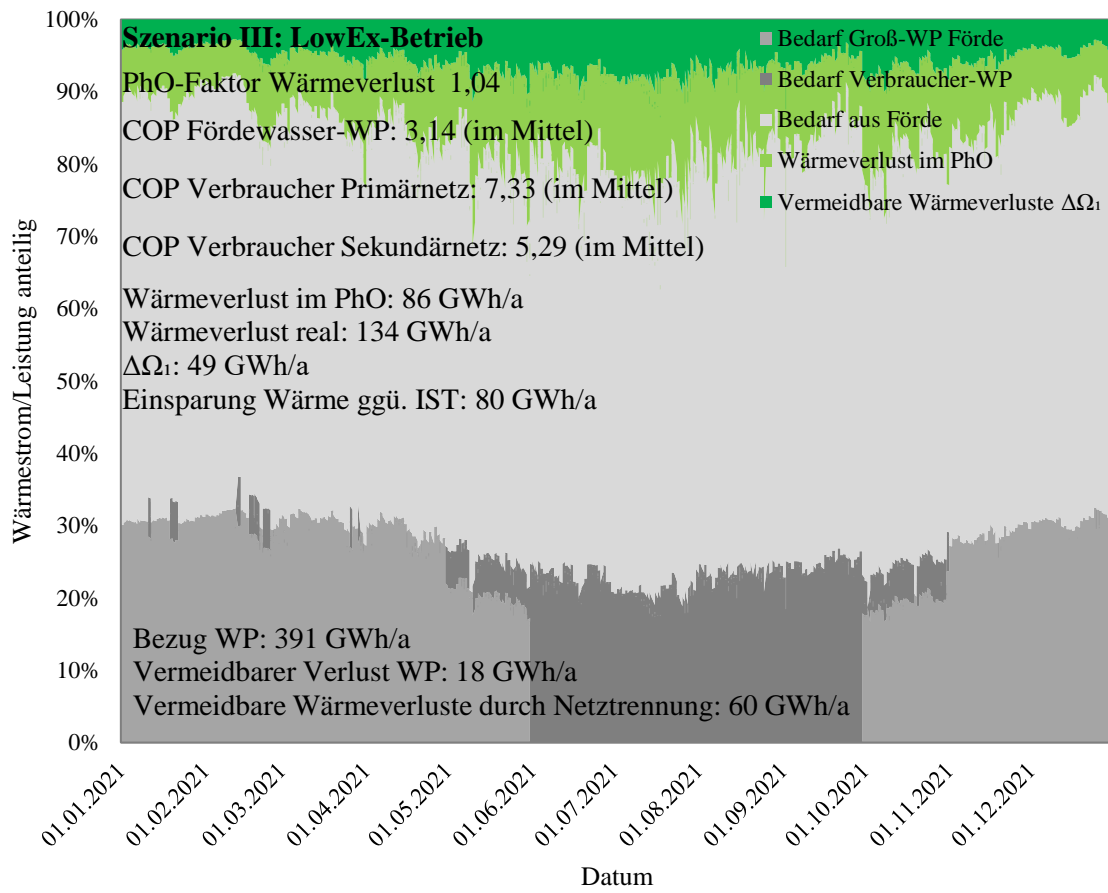
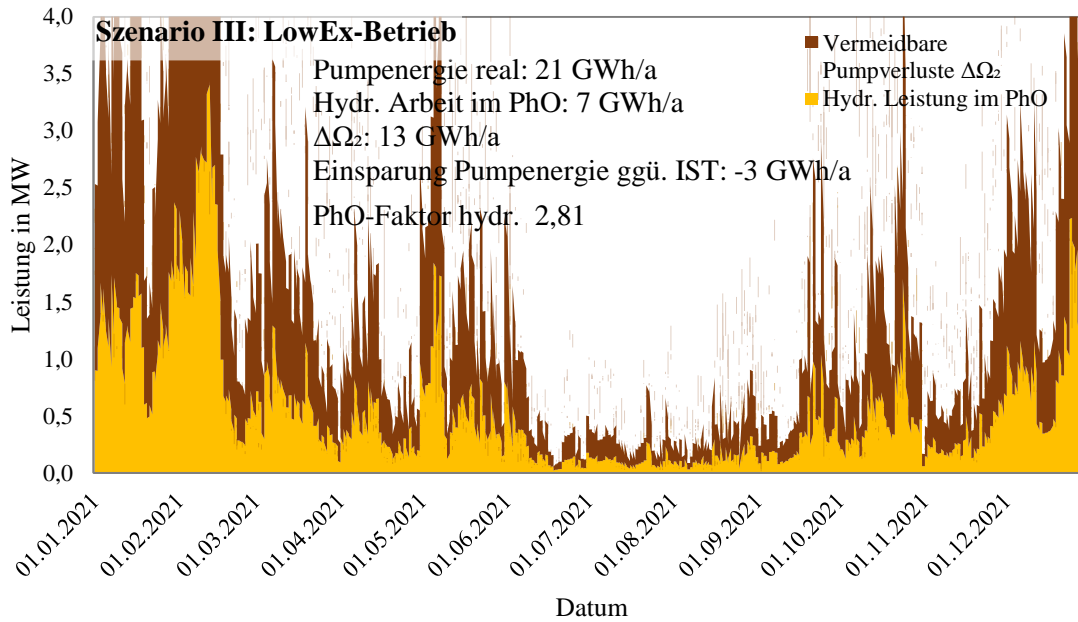


Abbildung 5-14: Bedarf und Wärmeverluste im Realfall und PhO (normiert) Szenario III für 2021

### 5.4.3 Ergebnisse zur Hydraulik

Um eine akkurate Berechnung der Hydraulik durchführen zu können, müsste jede Übergabestation einzeln ausgewertet werden. Für die erste überschlägige Betrachtung wird stattdessen das bereits dargestellte Vorgehen beibehalten und die theoretische Geschwindigkeit am Austritt des HKWs verwendet, die bei den in den Sekundärnetzen auftretenden Temperaturen herrschen würde. Dabei ist zu beachten, dass sich der Gesamtwärmebedarf um den Anteil der elektrischen Energie, der erst in den Übergabestationen durch WP zugeführt wird, reduziert. Die hydraulische Leistung steigt nach diesem Rechenmodell an, wie Abbildung 5-15 zu entnehmen ist.



**Abbildung 5-15: Hydraulische Leistung und Pumpleistung Szenario III Sommer für 2021**

Gegenüber Szenario I und II wird deutlich, dass zu Lasten der Hydraulik niedrige Temperaturdifferenzen durch den Solver ermittelt werden.

#### 5.4.4 Ergebnisse zur Exergiebetachtung

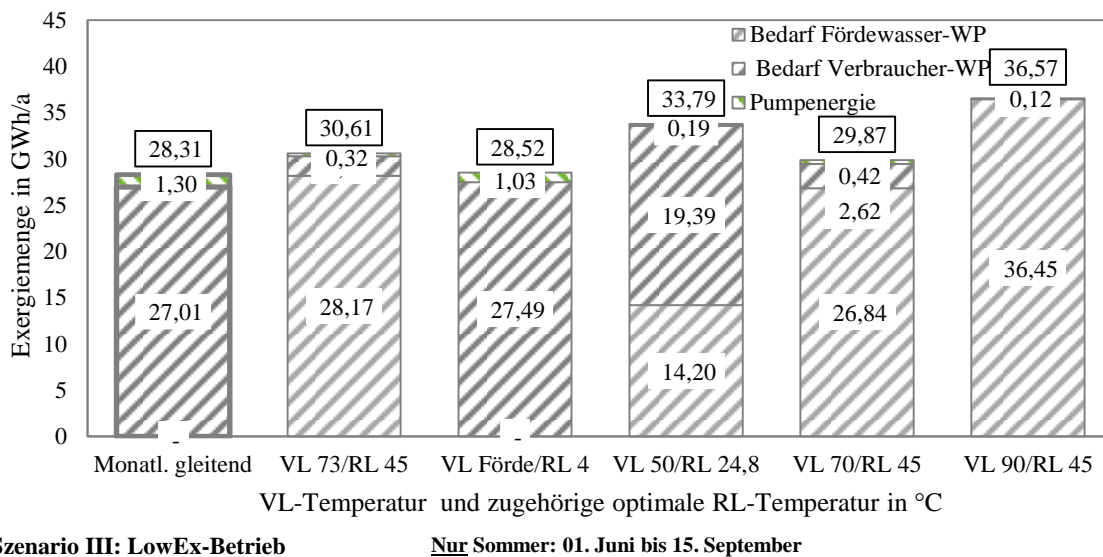
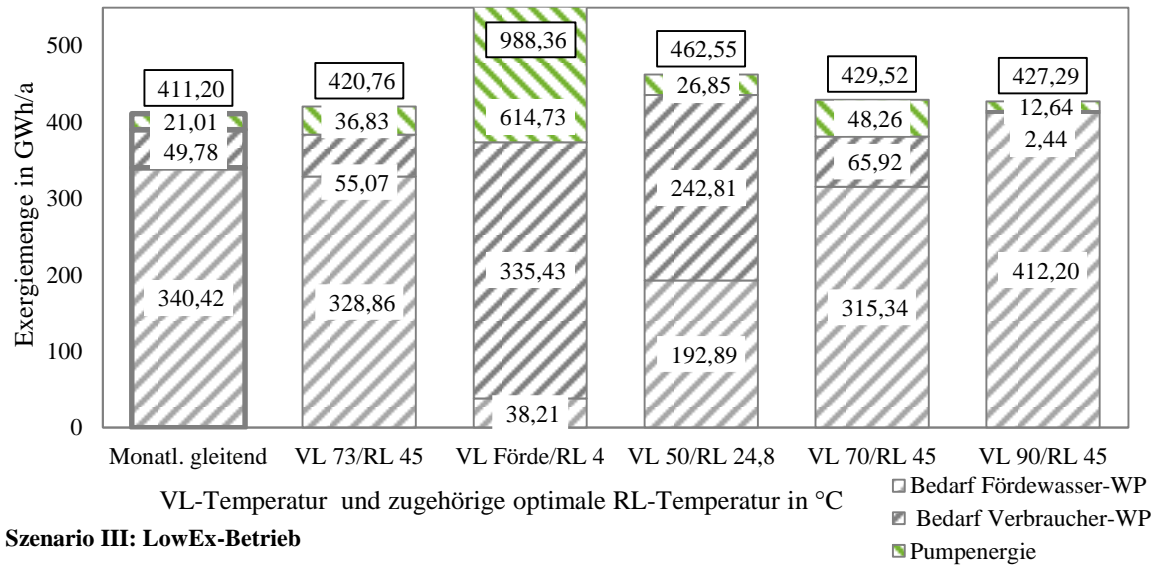
Markant ist die Darstellung der Exergiezufuhr nach Abbildung 5-16. Es wird das Ergebnis der monatlichen Optimierung der VL- und RL-Temperatur mit der Wahl konstanter Betriebsparameter übers Jahr verglichen. Als über das Jahr in steifer Spreizung betriebe Temperaturwerte werden aus gegebenen Gründen gewählt:

**Tabelle 5-4: Beispielhafte Betriebsparameter im Low-Ex-System zur exergetischen Analyse**

VL-Temp. in °C	RL-Temp. in °C	Begründung
73	45	Gesamtoptimum unter den gegebenen Rahmenbedingungen für das ganze Jahr
Fördewasser	4	Fall für reinen Low-Ex-Betrieb aus Förde
50	24,8	Zwischenwert als Referenz
70	45	Zur Vermeidung von Legionellen garantierte VL-Temperatur und unter den Rahmenbedingungen zugehöriger RL.
90	45	Grenzwert für Sekundärnetze im VL und unter den Rahmenbedingungen zugehöriger RL.

Zunächst sind die Werte übers gesamte Jahr dargestellt, anschließend nur die Summen über den Sommer.





**Abbildung 5-16: Exergiemengen nach VL- und RL-Temperaturen Szenario III ganzjährig für 2021**

Wie gezeigt werden konnte, ist ein gleitender VL weiterhin die exergetisch günstigste Fahrweise. Die Fahrweise auf Niveau der Fördetemperatur ist im Sommer sehr nah am Optimum (vgl. erste und dritte Säule), während diese in der Heizperiode aufgrund der Pumpleistung nicht zu realisieren ist. Der Solver erzielt ohne gleitenden VL ein Minimum für konstant 73 °C VL-Temperatur und 45 °C im RL. Damit ist der optimale VL identisch mit Szenario II, was zu erwarten war. Insgesamt ist der zuzuführende Exergiestrom jedoch bei konstanter VL-Temperatur von 73 °C und einem RL von 45 °C etwa 30 GWh/a für das Szenario III höher als für Szenario II: Wegen der für das Szenario III definierten Heizkurve in den Sekundärnetzen, heben die WP der Sekundärnetze unterhalb einer bestimmten Außentemperatur die Vorlauf-Temperatur über 73 °C an. Diese ist somit höher als im Szenario II, indem das gesamte simulierte Netz dieselbe VL-Temperatur aufweist.

## 5.5 Szenario IV - ZeroEx

Die nachfolgenden Betrachtungen dienen als Beitrag zum wissenschaftlichen Diskurs zur Grundlagenforschung im Bereich der Anwendung von grenzwertorientierten Kennzahlen. Daher priorisieren die Ausführungen, nach dem Ansatz der Methode des PhO, ausschließlich die energetische Optimierung, wobei alle anderen Kriterien nachrangig sind. Dass die vorgeschlagenen

Versorgungsmodelle in der Realität nicht umsetzbar sind, entspricht dem Charakter des PhO als ultimativem Grenzwert.

### 5.5.1 Beschreibung

Zur Beschreibung des thermodynamischen Grenzwertes wird als Referenz das ZeroEx-Netz (Exergieverlust durch das Netz ist betragsgleich mit Exergiegewinn) betrachtet.<sup>4</sup> Als Umgebung wird die Erdbodentemperatur verwendet.

Bilanziell wird in diesem Fall angesetzt, dass die Übertemperatur des VLs gegenüber der Umgebung der Übertemperatur der Umgebung in Bezug auf den RL entspricht, sodass in der Bilanz keine Verluste auftreten. Es wird weiterhin angenommen, dass die Übertragungsfähigkeiten von VL und RL identisch sind. Nach Gl 5-26 entspricht der Verlustwärmestrom im VL damit dem Gewinn an Wärme im RL.

$$\dot{Q}_{VL,EM,A,ab} = \dot{Q}_{EM,RL,A,zu}$$

mit

$$\vartheta_{VL,A} - \vartheta_{EM} = \vartheta_{EM} - \vartheta_{RL,A}$$

Gl 5-26

$$k_{VL} \cdot A_{VL} = k_{RL} \cdot A_{RL}$$

In der Bilanz treten also keine Netzverluste auf. Der RL beträgt stets 1 °C, um eine Temperaturdifferenz zu gewährleisten. Bei der Auskühlung muss auf Frostschutz geachtet werden. Die zuvor angenommenen 4 °C liegen über der niedrigsten gemessenen Temperatur des Erdbodens nach [39].

Voraussetzung für dieses Szenario ist, dass jeder Abnehmende eine WP zur Erzeugung der VL-Temperatur nutzt. Weiterhin wird davon ausgegangen, dass eine maximale Temperatur der Wärmeabgabe von 43 °C für die Erzeugung von Brauchwasser im Durchflussverfahren und ebenfalls für die Heizwärme ausreicht.

Die Leistungszahl der WP nach CARNOT nach Gl 5-27 beträgt 6,65 für diesen Auslegungsfall und einer Temperaturdifferenz im Pinch-Point von jeweils 3 K.

$$\begin{aligned} \varepsilon_{C,WP} &= \frac{T_C}{T_C - T_0} \\ &= \frac{T_{VL,A} + \Delta T_{Pinch-Point}}{(\vartheta_{VL,A} + \Delta \vartheta_{Pinch-Point}) - (\vartheta_{RL,A} - \Delta \vartheta_{Pinch-Point})} \\ &= \frac{(273 + 43 + 3) \text{ K}}{(43 + 3) \text{ K} - (1 - 3) \text{ K}} = 6,65 \end{aligned}$$

Gl 5-27

Angenommen wird ein CARNOT-Gütegrad von 0,7 (Gl 5-28).

$$COP = \eta_{G,C} \cdot \varepsilon_{C,WP} = 0,7 \cdot 6,65 = 4,65 = \frac{\dot{Q}_{Nutz}}{P_{el}}$$

Gl 5-28

Der aus dem Netz bereitzustellende Anteil des Wärmebedarfes reduziert sich um die elektrische Leistung der WP, wie Gl 5-29 aufzeigt.

$$\dot{Q}_{zu,A} = \dot{Q}_{Nutz} - P_{el} = \dot{Q}_{Nutz} \cdot \left(1 - \frac{1}{COP}\right) = \dot{Q}_{Nutz} \cdot 0,79$$

Gl 5-29

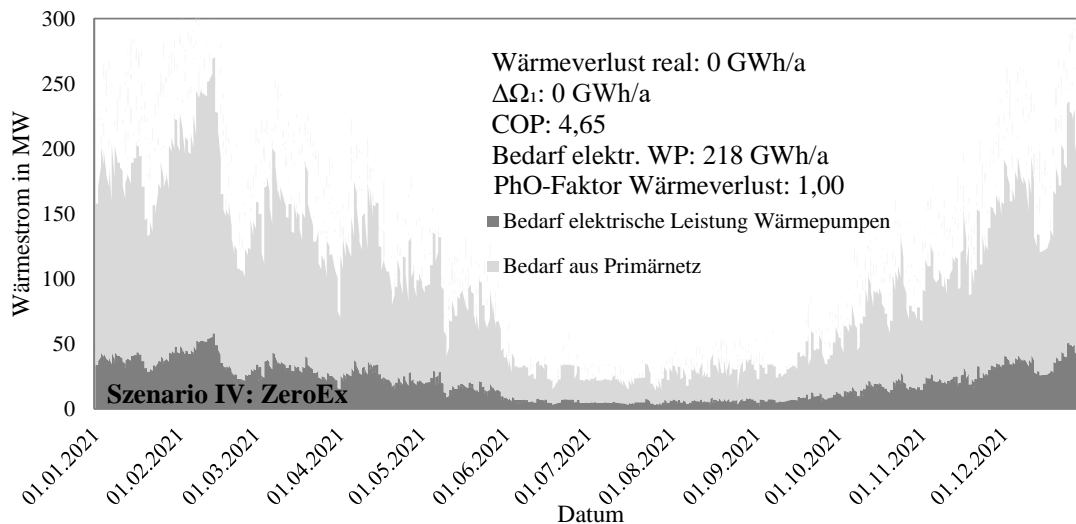
Damit sinkt die Umwälzmenge respektive die Fließgeschwindigkeit um diesen Faktor (Gl 5-30).

<sup>4</sup> Das grenzwerthafte Ziel der vollständigen Vermeidung von Verlusten von Wärmenetzen durch Betrieb auf Umgebungsniveau wird auch in der aktuellen Literatur diskutiert, beispielsweise in [148, S. 246 ff.].

$$\begin{aligned}\dot{Q}_{zu,A} &= \dot{Q}_{Nutz} \cdot 0,79 \\ &= w \cdot d_i^2 \cdot \frac{\pi}{4} \cdot \rho \cdot c_p \cdot (\vartheta_{VL,A} - \vartheta_{RL,A}) \cdot 0,79\end{aligned}\quad \text{Gl 5-30}$$

## 5.5.2 Ergebnisse zu Wärmeverlusten

Abbildung 5-17 greift den Bedarf getrennt nach Bereitstellung aus dem Wärmenetz und aus dem elektrischen Netz für Szenario IV auf.



**Abbildung 5-17: Ursächlicher Bedarf Szenario IV für 2021**

Es wird die elektrisch den WP zugeführte Leistung als vollständig wirksam betrachtet. Da die Untersuchung auf die Analyse der Wärmeverluste abzielt, wird auf die separate Darstellung eines PhO für die WP als Anlage verzichtet und wie beschrieben mit der für alle Betriebszustände konstant angenommenen Leistungszahl von 4,65 gerechnet.

Da es sich um ein hypothetisches Referenzszenario handelt, wird in diesem Fall auch die Neuauslegung der Hydraulik simuliert. Es gilt die Annahme, dass die maximale in 2021 aufgetretene Geschwindigkeit von 2,66 m/s weiterhin nicht überschritten werden darf. Daher wird in Analogie zu Gl 5-7 zunächst die reale Geschwindigkeit  $w_{A,real}$  ohne Anpassung der Durchmesser berechnet und anschließend das Verhältnis der maximalen auftretenden Geschwindigkeit und der maximal zulässigen Geschwindigkeit gebildet. Dieses Verhältnis wird daraufhin zur Berechnung des resultierenden, notwendigen Durchmessers verwendet, wie in Gl 5-31 dargestellt.

$$w_A = w_{A,real} \cdot \frac{w_{max}}{w_{A,max}} = w_{A,real} \cdot \frac{18,45 \frac{\text{m}}{\text{s}}}{2,66 \frac{\text{m}}{\text{s}}} = w_{A,real} \cdot 0,14\quad \text{Gl 5-31}$$

Der benötigte Durchmesser, um diese Geschwindigkeit gewährleisten zu können, ergibt sich aus den Flächenverhältnis des realen zum neu ausgelegten Durchmesser, wie Gl 5-32 aufzeigt.

$$\begin{aligned}w_A \cdot A_A &= w_{A,real} \cdot A_{real} = \frac{w_A}{0,14} \cdot A_{real} \\ \Leftrightarrow A_A &= \frac{A_{real}}{0,27} = d_{real}^2 \cdot \frac{\pi}{4} = \frac{d_{real}^2 \cdot \pi}{0,14}\end{aligned}\quad \text{Gl 5-32}$$

$$\leftrightarrow d_A = \sqrt{\frac{d_{real}^2}{0,14}}$$

Die berechneten Werte finden sich in Tabelle 5-5.

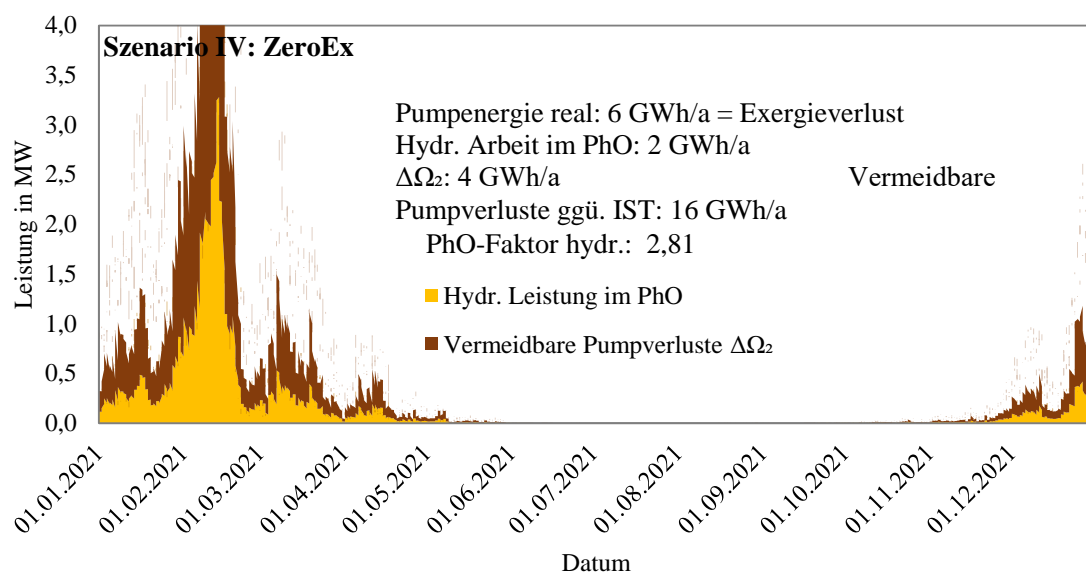
**Tabelle 5-5: Durchmesser der Rohre für ein ZeroEx-Netz**

Aktueller Wert DN	Exakter benötigter Wert in mm	Neuer Wert DN	Aktueller Wert DN	Exakter benötigter Wert in mm	Neuer Wert DN
20	50	50	150	377	400
25	63	65	200	503	600
32	81	100	250	629	700
40	101	125	300	755	800
50	126	150	350	881	1000
65	164	200	400	1.007	1100
80	201	250	450	1.132	1200
100	252	300	500	1.258	1300
125	315	400	600	1.510	1600

Es muss immer der nächstgrößere Durchmesser gewählt werden, um die zulässige Geschwindigkeit nicht zu überschreiten. Daher fällt die tatsächliche Geschwindigkeit später geringer aus, als die maximal zugelassene. Da die Rohre deutlich größer ausgelegt werden müssten, sind die Durchmesser > DN 600 als verfügbar angenommen worden.

### 5.5.3 Ergebnisse zur Hydraulik

Es ergibt sich die hydraulische Leistung wie in Abbildung 5-18 dargestellt.



**Abbildung 5-18: Hydraulische Leistung und Pumpleistung, Szenario IV für 2021**

Hemmend wirkt, dass zum Zeitpunkt der höchsten Nachfrage die geringste Temperaturdifferenz zur Verfügung steht, was zu der starken Leistungsspitze führt. Gegenüber der IST-Pumpenergie könnten 15 GWh/a eingespart werden und die hydraulische Arbeit auf 2 GWh/a gesenkt werden. Die tatsächliche Pumpleistung des ZeroEx-Netzes würde um den reziproken Wert des Wirkungsgrads der Pumpen und den durch die tatsächliche Rohrrauigkeit erzeugten Druckverlust höher liegen. Die Wärmeeinspeisung könnte durch dezentrale Einspeiser ergänzt werden, sodass die Rohrdimensionen geringer gewählt werden könnten. Es handelt sich bei dieser Darstellung um den Fall der weiterhin zentralen Versorgung.

## 5.6 Prozessunabhängiges PhO Wärmenetz

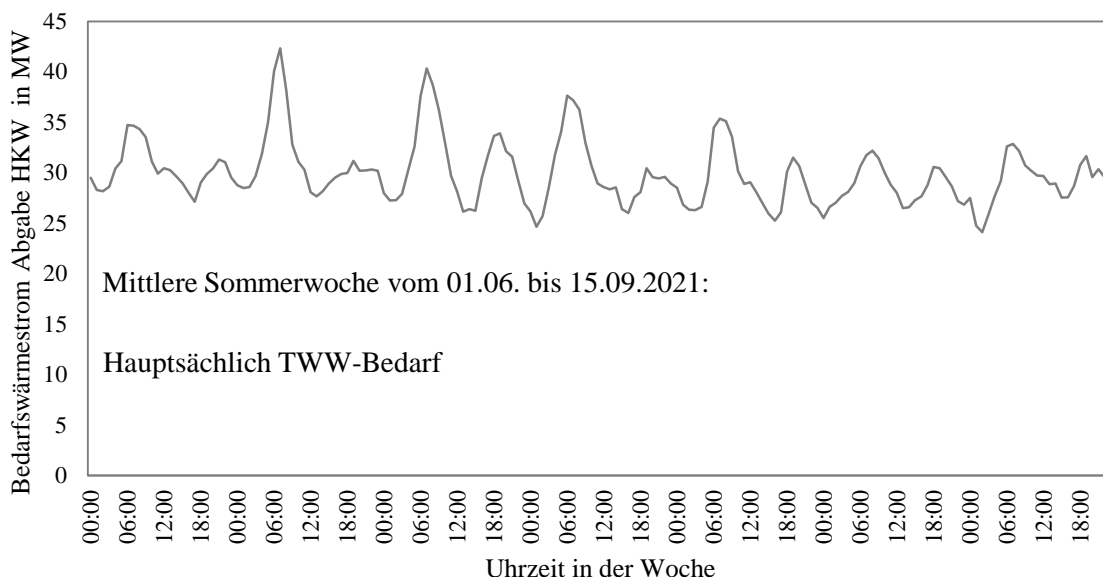
Das prozessunabhängige PhO beschreibt für jede beliebige Architektur eines konkreten Systems die unvermeidbaren Verluste.

### 5.6.1 Beschreibung

Für das Wärmenetz im Allgemeinen bedeutet das die Beschreibung der in jedem Fall auftretenden Verluste, also der Summe der Wärmeverluste und hydraulischen Verluste, die sich unter keiner Bedingung vermeiden lassen.

Im vollständig prozessunabhängigen Fall gilt, dass die Wärmeverluste im Netz zu Null werden. Dieser Zustand lässt sich theoretisch für das beschriebene Netz wie für das ZeroEx-Szenario dargestellt erreichen. Dabei hängt die benötigte Wärmemenge aus dem Netz wiederum von der Effizienz der WP beim Abnehmenden ab, da diese das Verhältnis von elektrischer Leistung zu Wärmestrom bestimmen.

Das Temperaturniveau von Nutzwärme zu Heizzwecken in Privathaushalten liegt unter dem der Wärme zur TWW-Bereitung. Angenommen wird, dass eine Temperatur von 43 °C als Maximum der TWW-Abnahme und 22 °C für die Heizwärme ausreichen. Daher wird der Bedarf in die beiden Anteile aufgeteilt. Zur Aufteilung wird ein mittlerer Verlauf aus den Werten für den Sommer erstellt (Abbildung 5-19). Dieser Verlauf wird ganzjährig für den TWW-Bedarf angesetzt und die Heizwärme über die Differenz zum Gesamtbedarf bestimmt.



**Abbildung 5-19: Mittlere Woche Wärmebedarf Sommer (angenommen als TWW-Bedarf)**

Dabei ist im PhO die Grädigkeit der Wärmeübertragung 0 K. Es ergibt sich gegenüber der RL-Temperatur von 1 °C jeweils eine konstante CARNOT-Leistungszahl.

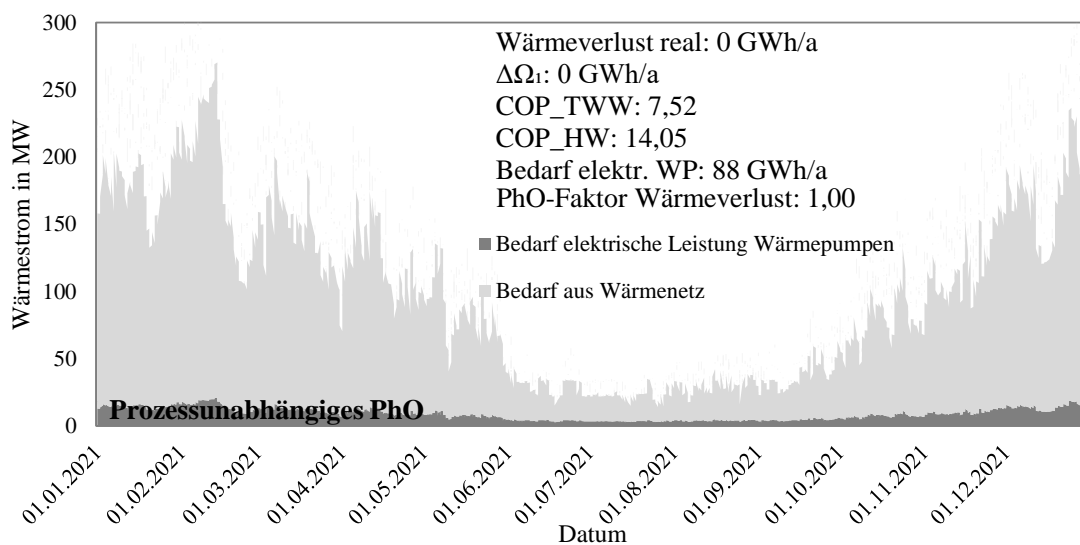
$$\varepsilon_{c,WP,TWW} = \frac{T_{VL,TWW}}{(\vartheta_{VL,TWW} - \vartheta_{RL,TWW})} = \frac{(43 + 273)K}{(43 - 1)K} = 7,52 \quad \text{Gl 5-33}$$

$$\varepsilon_{c,WP,HW} = \frac{T_{VL,HW}}{(\vartheta_{VL,HW} - \vartheta_{RL,TWW})} = \frac{(22 + 273)K}{(22 - 1)K} = 14,05 \quad \text{Gl 5-34}$$

Für das PhO wird angenommen, dass die WP als CARNOT-Prozess betrieben werden können. Die zuzuführende Exergie entspricht damit exakt der Exergie, die sich letztendlich in der Nutzwärme befindet.

### 5.6.2 Ergebnisse zu Wärmeverlusten

Abbildung 5-20 greift den Wärmebedarf auf Anergieniveau und den Bedarf der WP auf.

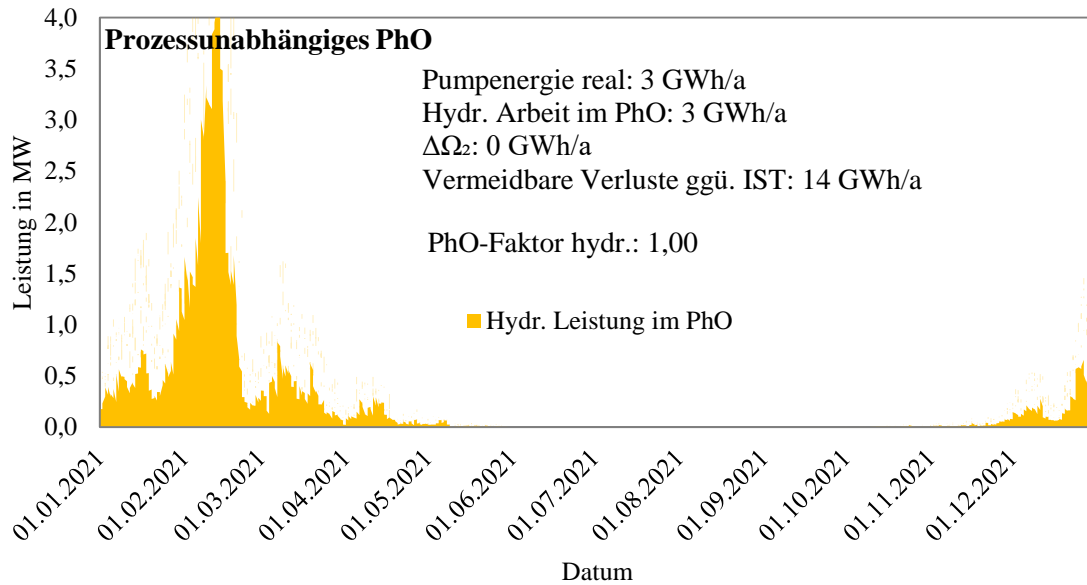


**Abbildung 5-20: Wärmebedarf für prozessunabhängiges PhO angewendet auf Flensburg 2021**

Die hydraulische Leistung im prozessunabhängigen PhO ist für glatte Rohre zu bestimmen. Da die Rohrdimensionen einfließen, kann der konkrete Wert nur für einen spezifischen Anwendungsfall berechnet werden, in diesem Fall ein Modell für Flensburg.

### 5.6.3 Ergebnisse zur Hydraulik

Für die Rohrdimensionen aus Tabelle 5-5 ist die hydraulische Leistung im prozessunabhängigen PhO in Abbildung 5-21 dargestellt. Im PhO entspricht die hydraulische Leistung der Pumpleistung, also einem Pumpenwirkungsgrad von 100 %.



**Abbildung 5-21: Hydraulische Leistung für prozessunabhängiges PhO angewendet auf Flensburg 2021**

Wie bereits anfangs beschrieben, ist die Vermeidung der hydraulischen Verluste nur durch die Vermeidung des Netzes selber möglich. Völlig prozessunabhängig gilt also, dass die Wärmequelle auf Anergieniveau sich in unmittelbarer räumlicher Nähe befinden sollte. Nur wenn dies nicht möglich ist, wie häufig in Ballungsräumen der Fall, ist ein Wärmenetz zur Verteilung der Niedertemperaturwärme die bessere Alternative.

In neu auszulegenden Netzen bildet der dargestellte Zustand ggf. eine erstrebenswerte Referenz. Wie durch die Szenarien gezeigt werden konnte, ist dies für Bestandsnetze nicht der Fall.

## 5.7 Szenarienvergleich

Nachfolgend werden die Szenarien für das Wärmenetz in Bezug auf den Exergiebedarf und die CO<sub>2</sub>-Emissionen verglichen.

### 5.7.1 Energetischer Vergleich

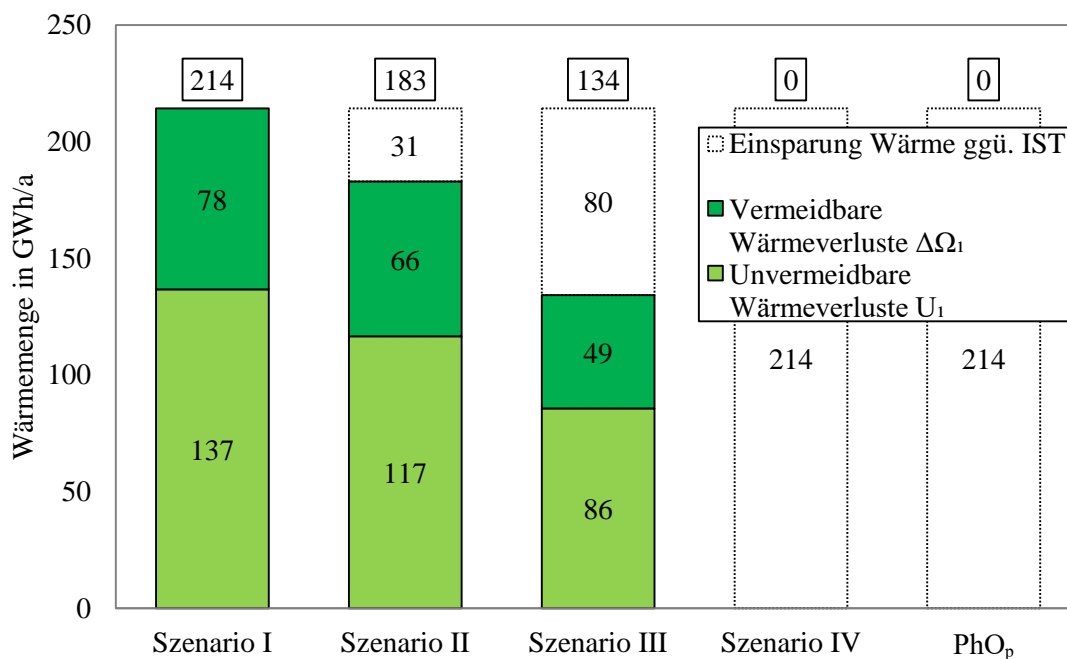
Tabelle 5-6 greift die Ergebnisse als Szenarienvergleich gesamthaft auf. Für alle Szenarien wird von der rein elektrischen Produktion über die Fördewasser-WP (und ggf. Abnehmenden-WP) ausgegangen, demgegenüber steht weiterhin das tatsächliche IST-Szenario mit Betrieb von fossilen Verbrennungsanlagen. Das Szenario I wird nur von IST unterschieden, wenn die dargestellten Größen sich für die beiden Erzeugungsvarianten unterscheiden.

Tabelle 5-6: Energiebedarf der drei Netzszenarien im Vergleich

	IST	Sz I	Sz II	Sz III	Sz IV	PhO <sub>p</sub>
<b>Temperatur in °C</b>	VL: 73 bis 125 RL: 56 bis 67	VL: 73 bis 125 RL: 56 bis 67	VL: 73 bis 95 RL: 45	VL: 11 bis 90 RL: 4 bis 45	VL: 6 bis 34 RL: 1	VL: 6 bis 34 RL: 1
<b>Energie in GWh/a</b>						
<b>Wärme</b>						
Wärmebedarf *	1.015	654	670	796	926	654
Elektrischer Bedarf WP	0	361	344	218	88	361
Einspeisung Wärme real	1.229*	775	759	796	926	775
Einspeisung elektr. WP real	0	422	390	218	88	422
Unvermeidbare Wärmeverluste	137*	78	81	0	0	78
Vermeidbare Wärmeverluste	78*	44	8	0	0	44
Einsparung (+)/Überhang (-) ggü. IST	0	0	31	80	214	214
<b>Pumpenergie</b>						
Energiezufuhr real	17,8	17,8	9,7	21,0	6,3	3,5
Unvermeidbare Verluste	6,3	6,3	3,5	7,5	2,2	3,5
Vermeidbare Verluste	11,4	11,4	6,3	13,5	4,0	0,0
Einsparung (+)/Überhang (-) ggü. IST	0	0	8,0	-3,2	11,5	14,3
<b>Gesamteinsparung (+) /-überhang (-) ggü. IST</b>	0	0	39	77	226	229

\*IST: Fernwärme aus HKW, sonst Wärme aus Förde

Zusätzlich ist der Wärmeverlust für die Szenarien in Abbildung 5-22 aufgeführt.





### Abbildung 5-22: Szenarienvergleich Wärmeverluste

Die Optimierung der Wärmeverluste kann wie auf zwei Ebenen erfolgen:

1. Optimierung der Leitungen (Isolation): Vermeidbare Verluste in jedem Szenario
2. Reduzierung des Temperaturniveaus: Einsparung gegenüber IST

An den Zahlenwerten in Abbildung 5-22 wird ersichtlich, welchen Nutzen die Optimierung der Rohre, die mit erheblichem Aufwand und entsprechenden Kosten verbunden ist, im Vergleich zur Absenkung der Temperatur mit sich bringt:

- Für das Szenario I ist dies der einzige Hebelarm zur Vermeidung von Verlusten.
- Für Szenario II liegt die Auswirkung der Temperaturabsenkung gegenüber dem IST-Zustand etwa bei der Hälfte der durch Sanierung erreichbaren Einsparung an vermeidbaren Verlusten.
- Szenario III kombiniert die Temperaturabsenkung für das Primärnetz mit der gesamthaften Temperaturabsenkung aus Szenario II. Die weitere Einsparung fällt geringer aus als die gesamthafte Absenkung.
- Für das Szenario IV resultiert die Einsparung allein aus der Temperaturabsenkung. Für diesen theoretischen Fall ist der Zustand der Rohre unerheblich.
- Im prozessunabhängigen PhO wird ausschließlich diejenige Exergie in Form von elektrischer Energie zugeführt, die auch tatsächlich benötigt wird. Es entstehen wiederum keine Wärmeverluste.

Insgesamt wird ersichtlich, dass die Verluste im Wärmenetz gegenüber dem zu deckenden Bedarf gering ausfallen. Nur der vermeidbare Anteil  $\Delta Q_1$  der Verluste kann durch Optimierung des Netzes verringert werden. Wie Abbildung 5-22 zu entnehmen überwiegt der unvermeidbare Anteil  $U_1$ , also der nicht durch die Optimierung der Netzparameter eliminierbare Anteil, mit 65 % Anteil am Gesamtverlust. Dieser kann nur durch Temperaturabsenkung verringert werden, wie aus dem Szenarienvergleich, besonders gegenüber Szenario IV und dem PhO<sub>P</sub>, hervorgeht.

Folglich ist eine Optimierung des Netzes zur Verringerung der Netzverluste ohne Absenkung des Temperaturniveaus, vor allem aus ökonomischer Sicht wegen des hohen Aufwands zum Austausch der Leitungen, als Effizienzmaßnahme nur bedingt geeignet (der Verlust von Wasser durch Leckagen wurde hier nicht betrachtet).

Um die Vergleichbarkeit zwischen den Szenarien zu ermöglichen, muss für alle Szenarien eine einheitliche Versorgungstechnologie gewählt werden, in diesem Fall die WP mit Speisung aus der Förde, bzw. der Umgebung für das PhO<sub>P</sub>. Da in diesem Abschnitt der Fokus auf dem Netz liegt, soll diese Vereinfachung nur der Verdeutlichung der Auswirkungen auf das Wärmenetz dienen. In

Abbildung 5-23 sind die notwendigen Energiemengen inklusive der Verlustanteile gegenübergestellt.

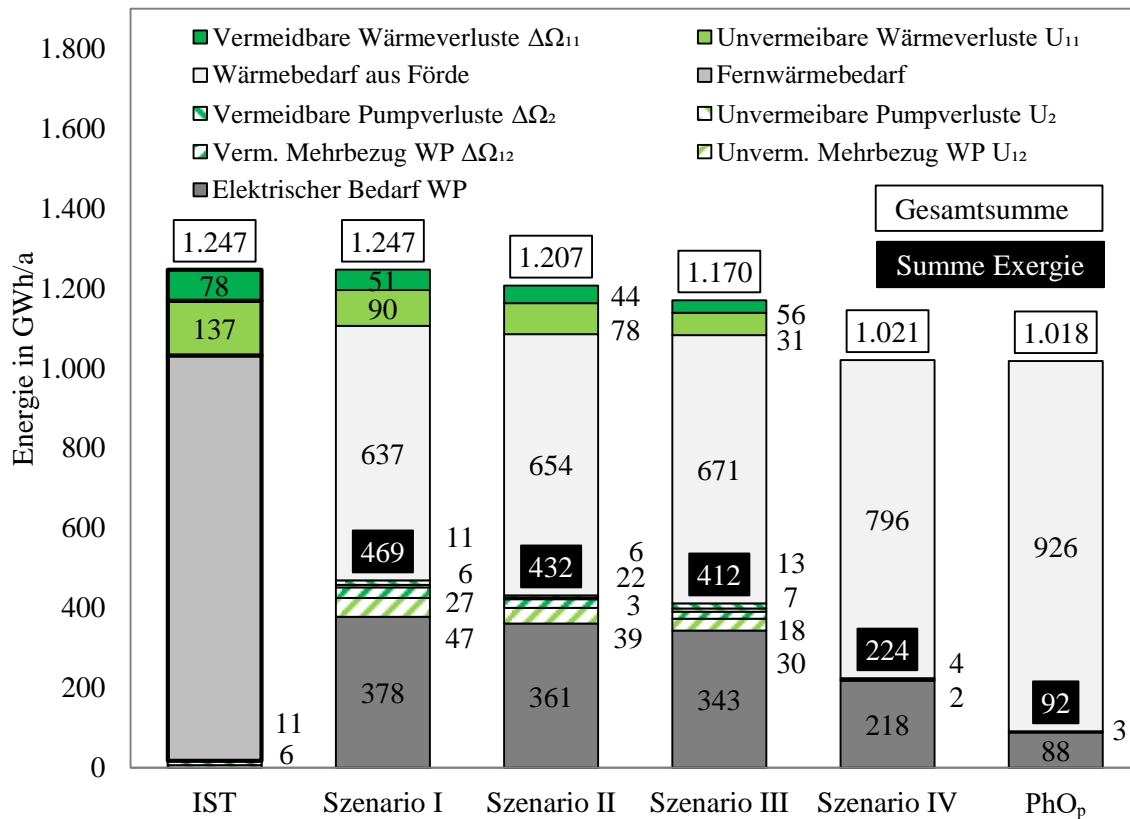


Abbildung 5-23: Szenarienvergleich Wärme- und Stromeinspeisung und -verluste

Ersichtlich ist, dass durch die Einsparung der Wärmeverluste auch der Gesamtbedarf an Exergie sinkt. Dabei existieren die durch die Hydraulik bedingten Grenzen der Absenkung.

Zielführend ist über diese Arbeit hinausgehend die ökonomische Analyse als Ergänzung zu den Ergebnissen mit der Fragestellung, welche Maßnahmen gegenüber den entstehenden Ausgaben für Investitionen vertretbar wären.

In Bezug auf die Pumpenenergieverluste lässt sich der Gesamtverlust auf den

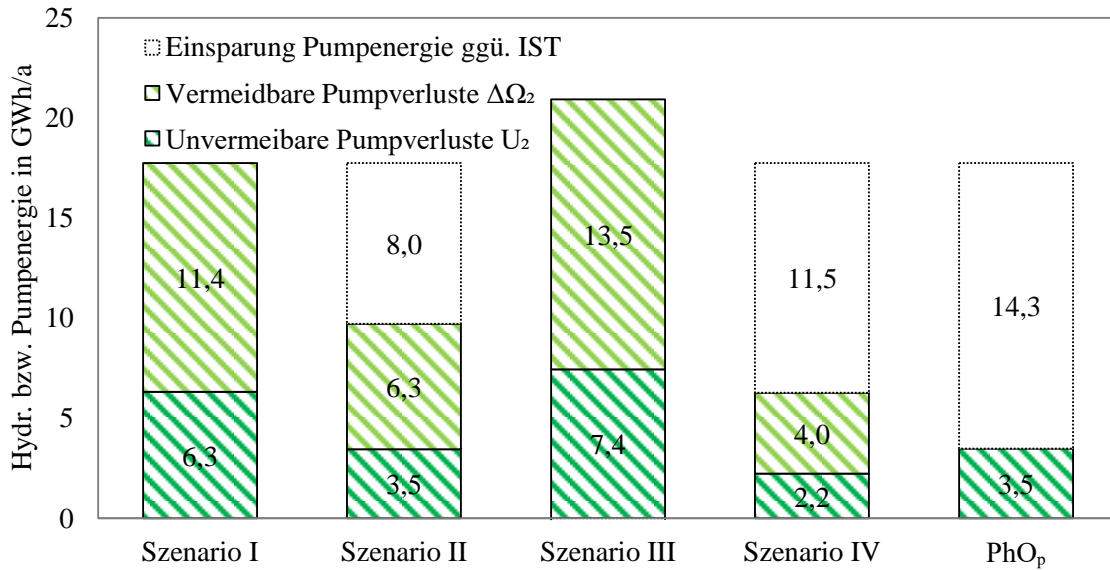
- Verlust für hydraulisch Glatte Rohre, der im PhO sowohl den Bedarf als auch den unvermeidbaren Verlust  $U_2$  darstellt, sowie die beiden vermeidbaren Verlustanteile aus
- der realen Rauheit der Rohre  $\Delta\Omega_{2,R}$  und
- dem Wirkungsgrad der Pumpen  $\Delta\Omega_{2,P}$  aufteilen.

Es ergibt sich Gl 5-35.

$$\Delta\Omega_2 = \Delta\Omega_{2,R} + \Delta\Omega_{2,P}$$

Gl 5-35

Abbildung 5-24 zeigt den Szenarienvergleich für die hydraulischen Verbräuche auf. Da Szenario I und der IST-Zustand sich in Bezug auf die Hydraulik nicht unterscheiden, wurde auf die separate Darstellung verzichtet.



**Abbildung 5-24: Szenarienvergleich Pumpenergie**

Wie ersichtlich überwiegt der Anteil der vermeidbaren Verluste im Basisszenario. Daher ist ein erhebliches Potenzial zu vermuten.

Szenario III weist einen deutlich höheren Bedarf auf, da die Gesamtoptimierung des Energieeinsatzes zu sehr viel höheren Fließgeschwindigkeiten führt.

Der Gesamtwirkungsgrad der Netzpumpen ist nicht bekannt. Auch die tatsächliche Rohrrauheit ist unbekannt, wobei gerade für die älteren Rohre von erhöhten Werten infolge von Korrosion ausgegangen werden kann. Es wird zunächst die Annahme getroffen, dass der Gesamtwirkungsgrad, der den Wirkungsgrad der Pumpen und die erhöhte Rohrrauheit umfasst, im Mittel konstant ist und daher für alle Szenarien den Wert des IST-Zustands als Quotient aus ermittelter hydraulischer Leistung und gemessener Pumpleistung von 36 % aufweist.

Auch für die hydraulische Optimierung gibt es zwei Ansätze:

- Die Reduktion der Fließgeschwindigkeit und
- den Austausch von Rohren bzw. Netzpumpen.

Nur wenn die hydraulischen Verluste gegenüber den Wärmeverlusten gering ausfallen, ist eine Reduktion der Fließgeschwindigkeit nachrangig in Bezug auf die Reduktion der Netztemperaturen.

Das Effizienzpotenzial des Austausches von Leitungen ist gegenüber dem des Austausches der Netzpumpen aufgrund der begrenzten Datenlage nicht korrekt zu differenzieren. Als erster Ansatz wird der mittlere Pumpenwirkungsgrad mit 60 % angenommen. Alle anderen bilanziell auftretenden Verluste werden der Rohrrauigkeit zugeordnet.

$$\Delta\Omega_{2,p} = P_2 \cdot (1 - \eta_p) = (U_2 + \Delta\Omega_2) \cdot (1 - \eta_p)$$

GI 5-36

Abbildung 5-25 greift die Ergebnisse auf.

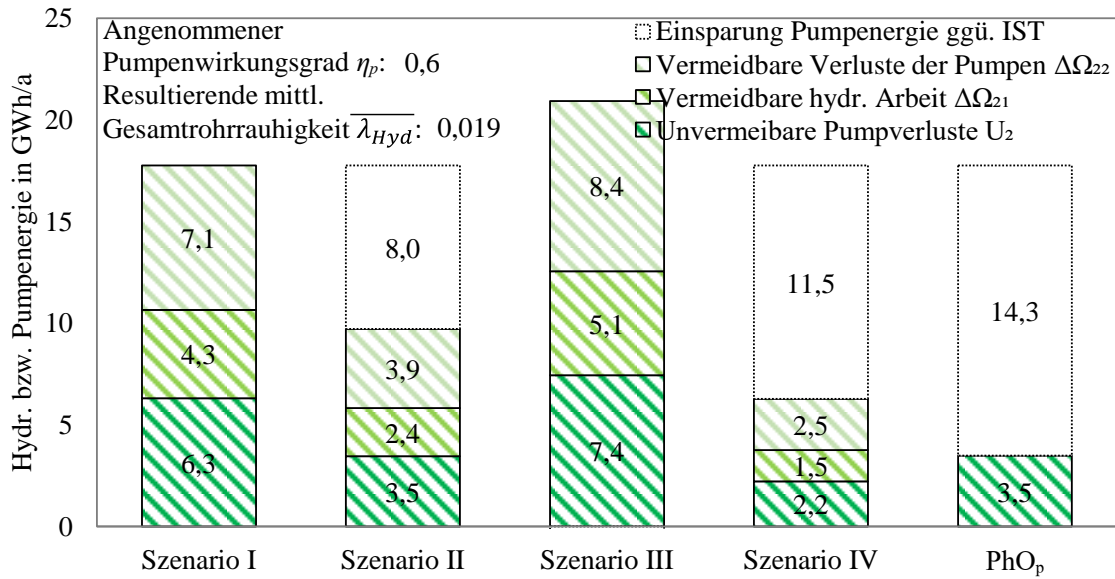


Abbildung 5-25: Szenarienvergleich Pumpenergie, Annahme  $\eta_p = 60\%$

Mithilfe konkreterer Pumpendaten ließe sich ein Pumpenwirkungsgrad ermitteln und so differenzieren, welche Maßnahme zu priorisieren ist. Aus der Abbildung geht hervor, dass die resultierenden optimierbaren hydraulischen Verluste geringer ausfallen als die Verluste an den Pumpen, womit diese den größeren Hebelarm aufweisen würden, allerdings deutlich kostspieliger im Austausch wären.

Die Gesamtverluste (ohne Berücksichtigung der Einspeisung) werden in Abbildung 5-26 anhand ihres Exergieanteils untersucht, wobei der Wärme anhand des Temperaturmittelwertes von VL und RL nach Tabelle 5-7 gegenüber der Erdbodenmitteltemperatur ein Exergieanteil nach Gl 5-37 zugeordnet wird und die Pumpverluste, da diese mit elektrischer Energie versorgt werden, als reine Exergievernichtung aufgefasst werden.

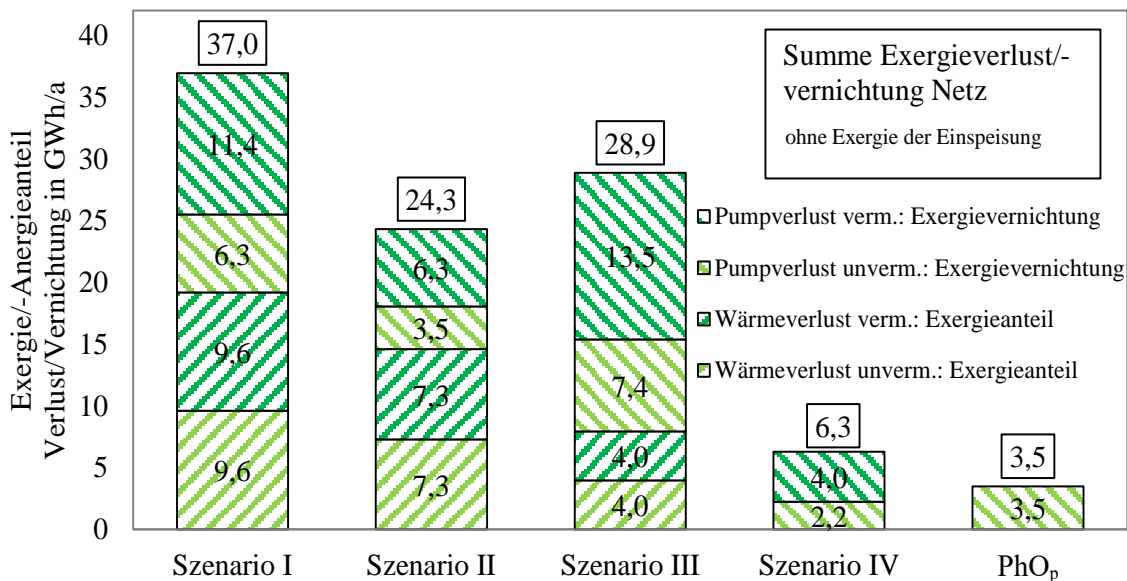


Abbildung 5-26: Szenarienvergleich Exergieverlust/-vernichtung

$$\eta_{Carnot} = 1 - \frac{T_U}{T} = 1 - \frac{\overline{T_{EB}}}{\overline{T_{VL,RL}}}$$

**Tabelle 5-7: Exergieberechnung zu Wärmeverlusten der Szenarien**

	<b>Sz I</b>	<b>Sz II</b>	<b>Sz III</b>	<b>Sz IV</b>	<b>PhO<sub>abs</sub></b>
Mittlere Temperatur von VL und RL in °C	76,20	66,55	52,61	10,41	10,41
Exergieanteil der Wärme	0,188	0,165	0,139	0,000	0,000

Nicht einbezogen wurden die exergetischen Anlagengewinne, die durch die Absenkung der Temperatur erwirkt werden sowie der Gewinn an Flexibilität in Bezug auf den einspeisenden Anlagenpark. Rein aus Sicht des Netzes ist folglich Szenario III nachteilig. Dieser Nachteil muss durch die genannten Effizienzgewinne der Anlagen aufgewogen werden.

Gesamthaft betrachtet ist das Szenario II nur in Bezug auf das Netz insbesondere kurzfristig das zu empfehlende Szenario. Mit im Verhältnis überschaubaren Investitionen kann der Exergieverlust des Netzes deutlich reduziert werden. Die bestehenden Anlagen können sukzessive durch regenerative Anlagen ersetzt werden. In Bezug auf die Erzeugung kann durch das Szenario III vermutlich eine weitere Einsparung, insbesondere im Sommer erzielt werden.

### 5.7.2 Vergleich der CO<sub>2</sub>-Emissionen

Die Berechnung der CO<sub>2</sub>-Emissionen im PhO soll zunächst ohne den Einbezug einer möglichen Optimierung oder Umgestaltung der Versorgungsanlagen nur für das Wärmenetz mit den Werten für 2020<sup>5</sup> für elektrische Energie von aus KWK von 617,85 kgCO<sub>2äq</sub>/MWh (siehe Abschnitt 3.1.2), bzw. 0 kg CO<sub>2äq</sub>/MWh für den regenerativen Fall durchgeführt werden. D.h., dass für alle Szenarien dieselben spezifischen Emissionen angesetzt werden.

In Tabelle 5-8 sowie in Abbildung 5-27 sind die Ergebnisse dargestellt. Die CO<sub>2</sub>-Emissionen treten synchron zur Energiemenge auf, weshalb die Emissionen im selben Verhältnis wie beim Energieverbrauch stehen.

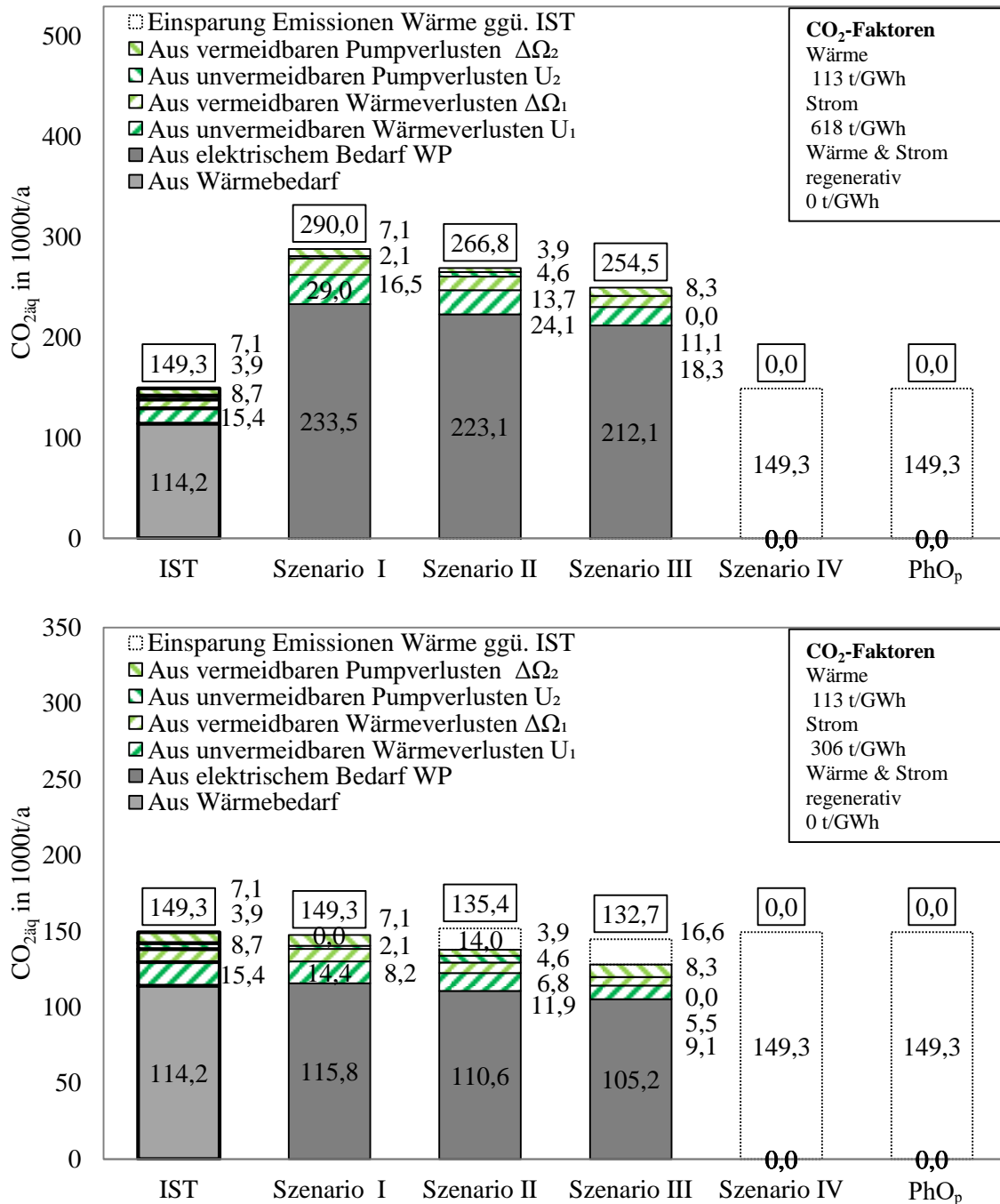
Auch bei den CO<sub>2</sub>-Emissionen muss dieselbe Einspeisetechnologie für alle Szenarien verwendet werden, wenn vergleichbare Ergebnisse erzielt werden sollen. Es dient wieder die Fördewasser-WP als Referenz. Die IST-Situation wird mit dem Emissionsfaktor von 112,58 kg CO<sub>2äq</sub>/MWh der Fernwärme bewertet. In allen anderen Fällen wird davon ausgegangen, dass die Wärmezufuhr regenerativer Natur ist.

<sup>5</sup> Zur besseren Vergleichbarkeit mit den Erzeugungsdaten. 2021 wurde wegen der geopolitischen Situation eine ungewöhnliche Fahrweise gewählt.

Tabelle 5-8: CO<sub>2</sub>äq-Emissionen der Netzszenarien im Vergleich

	IST	Sz I	Sz II	Sz III	Sz IV	PhO <sub>p</sub>
<b>Temperatur in °C</b>	VL: 73 bis 125 RL: 56 bis 67	VL: 73 bis 125 RL: 56 bis 67	VL: 73 bis 95 RL: 45	VL: 23 bis 90 RL: 1 bis 40	VL: 6 bis 34 RL: 1	VL: 6 bis 34 RL: 1
<b>CO<sub>2</sub>äq in 1000 t/a</b>						
<b>Wärme</b>						
Aus Wärmebedarf	114,2	0,0*	0,0*	0,0*	0,0*	0,0*
Aus elektrischem Bedarf WP	0,0	233,5	223,1	212,7	0,0*	0,0*
Aus Einspeisung Wärme real	138,4	0,0*	0,0*	0,0*	0,0*	0,0*
Aus Einspeisung elektrisch real	0,0	279,0	260,8	241,1	0,0*	0,0*
Aus unvermeidbaren Verlusten $U_1$	77,7	29,0	24,1	3,0	0,0*	0,0*
Aus vermeidbaren Verlusten $\Delta Q_1$	60,7	16,5	13,7	25,4	0,0*	0,0*
Einsparung (+)/Überhang (-) ggü. IST	0,0	-26,4	-8,3	11,5	252,6	252,6
<b>Pumpenergie</b>						
Aus Energiezufuhr real	11,0	11,0	6,0	13,0	0,0*	0,0*
Aus unvermeidbaren Verlusten $U_2$	3,9	3,9	2,1	4,6	0,0*	0,0*
Aus vermeidbaren Verlusten $\Delta Q_2$	7,1	7,1	3,9	8,4	0,0*	0,0*
Einsparung (+)/Überhang (-) ggü. IST	0,0	0,0	5,0	-2,0	11,0	11,0
<b>Gesmateinsparung (+)/-überhang (-) ggü. IST</b>	0,0	0,0	23,1	35,9	290,0	290,0
<b>Energieträger</b>	<b>Emissionsfaktor in kg CO<sub>2</sub>äq/MWh</b>					
Elektrische Energie	617,85 (*0 bei regenerativer Einspeisung)					
Wärme	112,58 (*0 bei regenerativer Einspeisung)					

Für Szenario IV und das PhO<sub>p</sub> wird von regenerativem (Wärme-) Pumpenstrom ausgegangen, da es sich um theoretische Vergleichsszenarien handelt. Der Vergleich zeigt auf, dass die Umstellung auf elektrische Versorgung nur dann sinnvoll ist, wenn die elektrische Energie nicht aus fossilen Quellen stammt.



**Abbildung 5-27: Szenarienvergleich CO<sub>2</sub>äq**

Wie ersichtlich, überschreiten in der Gesamtbilanz die CO<sub>2</sub>-Emissionen für alle Szenarien im Betrieb mit dem fossilen Strommix die des IST-Zustands. Für Szenario IV, für das das Rohrleitungssystem vollständig neu ausgelegt werden müssten, entsteht ebenfalls nur dann eine wesentliche Einsparung, wenn anschließend regenerative Energien zur Deckung des Bedarfs genutzt werden. Bei dem aktuellen Strommix der Stadtwerke würden die Emissionen gegenüber dem realen IST-Zustand (KWK-versorgt) sich für Szenario I bis III noch erhöhen.

Ab einem Grenzwert des Strommixes von 306 kg/MWh wären die Emissionen von Szenario I und IST-Zustand äquivalent (unteres Bild). Szenario III ermöglicht durch die erhebliche Vermeidung von Wärmeverlusten eine Einsparung von 16.600 t CO<sub>2</sub>äq/a.

---

2021 lagen die CO<sub>2</sub>-Emissionen im deutschen Strommix bei 420 kg/MWh [184]. 2021 wäre folglich ein Betrieb nach dem dargestellten Modell mit einer Fördewasser-WP unter Bezug des deutschen Strommixes noch deutlich unvorteilhaft gegenüber den der Fernwärme zugeordneten Emissionen gewesen.



## 6 Modell der Energieversorgung

Die nachfolgenden Ergebnisse stammen zu großen Teilen aus der Masterthesis von SCHUMACHER [206].

Die Analyse der möglichen Einsparpotentiale im Netz durch die Identifikation von vermeidbaren Verlusten und Maßnahmen zur Temperaturreduktion hat verdeutlicht, wie durch Effizienzmaßnahmen auf der Abnahme- und Netzseite Einsparungen in Bezug auf Energie und CO<sub>2</sub>-Emissionen erreicht werden können. Gleichzeitig wird deutlich, dass klimaneutrale Fernwärmeversorgung nur möglich ist, wenn auch die Wärmebereitstellung regenerativ oder auf Basis von Abwärmequellen erfolgt.

Der Ratsbeschluss des Flensburger Stadtrats gibt vor, dass die Fernwärmeversorgung bis 2035 vollständig klimaneutral transformiert sein muss. Im folgenden Abschnitt wird daher auf die Dekarbonisierung der Erzeugungsseite des Flensburger Energiesystems bis zum Jahr 2035 eingegangen.

Ein erster Entwurf eines Transformationsplanes, in welchem Maßnahmen definiert werden, wie die Abhängigkeit von fossilen Energieträgern in Flensburg beendet werden kann, wurde gemeinsam mit dem Klimaschutzziel angenommen [161, S. 7]. Problematisch ist jedoch, dass der bisherige Maßnahmenkatalog nicht durch einen ganzheitlichen Optimierungsansatz ermittelt wurde. Stattdessen wurden Technologien, wie zum Beispiel eine Seewasser-Wärmepumpe auf Basis von allgemeinen Kennzahlen und Erfahrungswerten als geeignet eingestuft. Einige Wärmequellen, wie zum Beispiel geothermale Wärme oder Abwärme, werden nicht in die Analyse miteinbezogen [142]. Erste Transformationsschritte werden bereits konkretisiert, während insbesondere die Spitzenlastversorgung erst in den kommenden Jahren näher definiert werden soll [107]. Dieser Ansatz kann zu ungewollten Lock-in-Effekten führen, wenn heute Technologien geplant werden, die durch die später zu ergänzenden Spitzenlasttechnologien verändert eingesetzt werden und damit an Effizienz oder Wirtschaftlichkeit verlieren [152]. Eine mögliche Einsatzplanung der Erzeugungsanlagen wurde nicht vorgestellt. Insbesondere da sich fossil-freie Wärmeerzeuger häufig durch geringere Kapazitäten, fluktuierende Einspeisung und begrenzte Regelbarkeit auszeichnen, kann die Einsatzplanung nicht mehr anhand einer festen Reihenfolge auf Grundlage fixer Wärmegestehungskosten erfolgen [72]. Stattdessen müssen Flexibilitätsoptionen, wie Speicher und Technologien zur Sektorenkopplung, in die Planung einbezogen werden.

Dazu wird ein Energiesystemmodell für den Fernwärmesektor der Stadt erstellt, womit die Erzeugung anhand einer holistischen Einsatz- und Investitionsplanung von vielfältigen Wärmequellen und Erzeugungsanlagen techno-ökonomisch optimiert werden kann. Das Ergebnis der Analyse kann mit dem bisherigen Planungsstand des Transformationsplanes verglichen werden und gibt Aufschluss über die Eignung bisheriger Planungsschritte wie auch Einblicke in alternative Versorgungsstrategien. Es wird aufgezeigt, welcher Mehrwert sich durch eine ganzheitliche Investitions- und Einsatzoptimierung im Gegensatz zu Plänen nach der Best-Practice-Konzeption ergibt. CO<sub>2</sub>-Neutralität in der Nutzungsphase ist eine Rahmenbedingung des Modells, sodass lediglich Wärmequellen, Technologien und Brennstoffe einbezogen werden, die als CO<sub>2</sub>-neutral eingestuft werden. Emissionsfaktoren werden nicht angegeben, da alle berücksichtigten Technologien nach der gewählten Einordnung einen Emissionsfaktor von null aufweisen.

Die Analyse beschränkt sich auf eine Betrachtung der Fernwärmeversorgung der Stadt Flensburg, obwohl die Bereitstellung von Strom gegenwärtig einen großen Anteil der Energiebereitstellung durch die SWFL ausmacht (siehe Abschnitt 3.1). Die meisten regenerativen Wärmeerzeuger stellen jedoch ausschließlich Wärme bereit, sodass sich die SWFL langfristig weg vom Stromproduzenten zum - Konsumenten entwickeln werden [142]. Die regenerative Erzeugung des Stroms wird in dieser Arbeit nicht betrachtet, stattdessen wird der Bezug der nötigen elektrischen Energie über das Stromnetz als

gegeben vorausgesetzt. Es erfolgt keine schrittweise Betrachtung des Zeitraums von heute bis zum Jahr 2035. Es können keine Empfehlungen zu geeigneten Investitionszeitpunkten getroffen werden.

Zunächst werden nötige Eingangsgrößen für das Modell zusammengefasst. Dazu gehören neben den verfügbaren klimaneutralen Energiequellen und Technologien, auch Annahmen zu Marktbedingungen, der Wärmeabnahme und den Temperaturen im Netz. Die Annahmen zum Bedarf weichen dabei von den zuvor dargestellten Bedarfsszenarien ab, da nicht auf das Jahr 2021, sondern auf 2035 Bezug genommen wird. Annahmen zu Temperaturabsenkungen werden jedoch in der späteren Szenarienanalyse mitberücksichtigt.

Rahmenbedingungen und Daten zum Flensburger Fernwärmesektor werden zur Erstellung eines Energiesystemmodells auf Basis der Klassen und üblichen Topologie von oemof solph genutzt. Aufgrund der speziellen Charakteristika des lokalen Wärmesektors und der nötigen Linearisierung ergeben sich Besonderheiten in der Modelltopologie. Es werden zusätzliche, vorgelagerte Berechnungsschritte nötig, die Graphenstruktur wird um zusätzliche Elemente erweitert und es werden Anpassungen an dem ursprünglichen Code im oemof *framework* vorgenommen.

## 6.1 Randbedingungen der Wärmeversorgung 2035

### *Definition der Wärmesenke*

Das Fernwärmenetz wird nicht anhand seiner physikalischen Eigenschaften modelliert. Stattdessen werden Fernwärmenetz und Abnehmende jeweils inkl. zugehöriger Verluste zu einer strukturlosen Wärmesenke zusammengefasst, welche über ein stündliches Last- und Temperaturprofil abgebildet wird.

Bei einer angenommenen Netz- und Gebäudesanierungsquote von ca. 1 % pro Jahr wird nicht davon ausgegangen, dass im Jahr 2035 deutliche Temperaturabsenkungen im Netz gegenüber dem jetzigen Zustand erreichbar sind [187, 163]. Dies ist insbesondere auf die begrenzte Rohrdimensionierung im Netz zurückzuführen, welche den förderbaren Volumenstrom limitiert. Entsprechend muss auch in Zukunft zur Deckung einer hohen Wärmenachfrage eine hohe Temperaturspreizung realisiert werden. Für das Temperaturprofil wurde die Messreihe des Jahres 2021 unverändert übernommen. Aufgrund eines sehr kalten Winters und Frühjahres weist dieses Jahr einen überdurchschnittlich hohen Wärmeabsatz und ausgeprägte Spitzenlasten auf. Durch den Bezug auf diese Zeitreihe kann sichergestellt werden, dass die optimierte Erzeugerstruktur auch meteorologische Extremfälle abdecken kann.

Auch die Zeitreihe zur Wärmelast (Messdaten am Kraftwerksausgang) bezieht sich auf das Jahr 2021. Die gute Datenlage aus dem Bestandsnetz stellt dabei einen großen Vorteil für aufbauende Analysen dar. Allerdings muss beachtet werden, dass der unterstellte Lastgang das Absatzprofil zuzüglich der Verluste im Netz widerspiegelt. Entsprechend der Ergebnisse des Standardszenarios der Studie „Modellrechnung zum Fernwärmeabsatz der STADTWERKE FLENSBURG GMBH bis zum Jahr 2050“ kann von einer Absatzreduktion um den Faktor  $\eta_{red}$  von 13,9 % vom Jahr 2021 bis zum Jahr 2035 ausgegangen werden [67]. Der Trend einer sinkenden Wärmenachfrage wird dabei auf durch Energiepreise bedingte Effizienzsteigerungen der Gebäudehüllen, Bedarfsabsenkungen durch mildere klimatische Bedingungen sowie den geringen Umfang des Ersatzneubaus zurückgeführt [67]. Aufgrund der oben beschriebenen niedrigen Sanierungsquote im Netz, die fortschreitende Alterung des übrigen Netzes und der feststehenden VL-Temperaturen, wird die Höhe der absoluten Verluste als unverändert gegenüber dem Jahr 2021 angenommen.

Die stündliche absolute Verlustleistung  $\dot{Q}_{v,abs}$  im Fernwärmenetz kann über Gl 6-1 überschlägig ermittelt werden. Die nötigen festen Kennwerte für die Übertragungsfähigkeit des Netzes, wurden

entsprechend des in Abschnitt 4.1 beschriebenen Ansatzes näherungsweise für das Jahr 2021 bestimmt und können aufgrund der oben beschriebenen Annahmen für das Jahr 2035 übernommen werden. Stündliche Daten zur Bodentemperatur  $T_{Boden}$  beziehen sich auf die nächstgelegene Temperatur-Messstation im nahegelegenen Ort Leck in 1 m Tiefe [39].

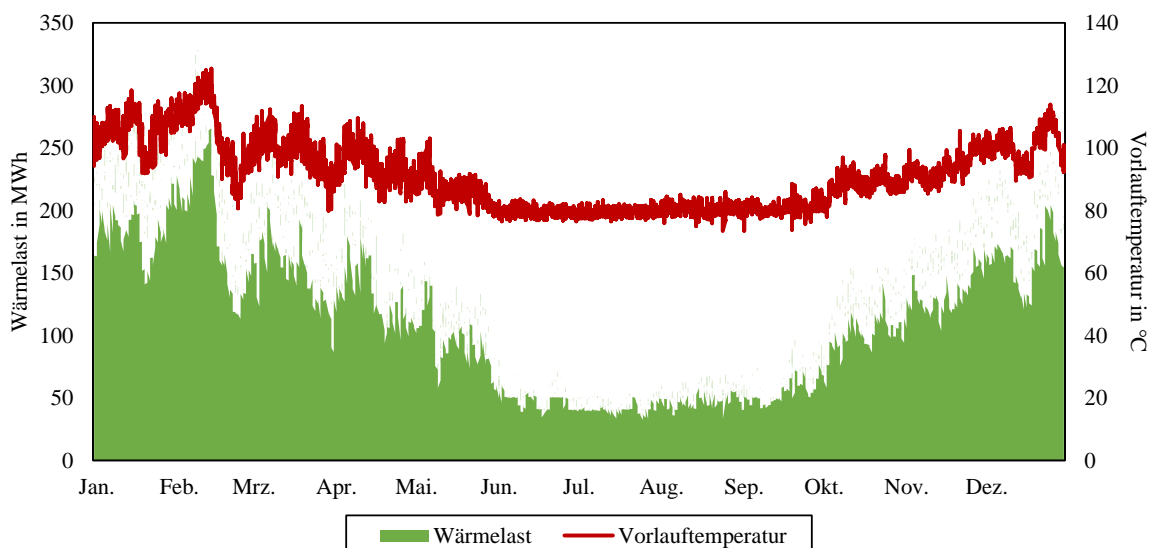
$$\dot{Q}_{V,abs}(\tau) = \left( \frac{T_{VL}(\tau) + T_{RL}(\tau)}{2} - T_{Boden}(\tau) \right) \cdot k \cdot A \quad \text{Gl 6-1}$$

Die stündliche bereitzustellende Wärmemenge  $\dot{Q}_{ges}$  ergibt sich nach Gl 6-2. Es ist zu beachten, dass sich die Absatzreduktion  $\eta_{red}$  lediglich auf den Anteil der Wärmenachfrage, die gesamte Wärmeproduktion  $\dot{Q}_{ges,2021}$  abzüglich der Verluste, und nicht auf die gesamte Wärmeproduktion bezieht.

$$\dot{Q}_{ges}(\tau) = \left( \dot{Q}_{ges,2021}(\tau) - \dot{Q}_{V,abs}(\tau) \right) \cdot \eta_{red} + \dot{Q}_{V,abs}(\tau) \quad \text{Gl 6-2}$$

Die Unsicherheit in Bezug auf die angenommene Bedarfsreduktion wird als groß eingeschätzt, da diese von diversen sozio-ökonomischen Parametern abhängt [67].

Last- und Temperaturprofil sind in Abbildung 6-1 dargestellt.



**Abbildung 6-1: Wärmenachfrage und VL-Temperaturen für das Jahr 2035**

Eine Umstellung der Einspeisung von einem zentralen zu mehreren dezentralen Einspeisepunkten kann dazu führen, dass VL-Temperaturen abgesenkt werden können, da Erzeugung und Verbraucher z.B. näher aneinander liegen und so Übertragungsverluste vermieden werden können. Des Weiteren können durch gezielte Umbau- und Einstellungsmaßnahmen an Hausübergabestationen und an der Gebäudetechnik sowohl die benötigte Vor- als auch RL-Temperatur abgesenkt werden [142, S. 104]. Der Effekt von abgesenkten Vor- und RL-Temperaturen wird in der abschließenden Sensitivitätsanalyse untersucht.

Nicht betrachtet wird die Hydraulik im Netz, die räumliche Einbindung dezentraler Erzeuger und deren Einfluss auf Hydraulik, Temperaturen und Verluste. Gleichmaßen werden auch keine Kunden individuell abgebildet. Dadurch wird die Komplexität des nötigen Modells verringert. Für den Transformationsschritt der Auswahl der optimalen Erzeuger kann das thermische Verhalten des Netzes vernachlässigt werden [66].

## 6.2 Regenerative Wärmequellen

Das Wärmeerzeugungspotential in einem regenerativ versorgten System hängt zentral von der Anzahl der nutzbaren alternativen Wärmequellen und deren Temperatur- und Energiepotential ab [151]. Es sollen im Anschluss nur Wärmequellen berücksichtigt werden, die im Raum Flensburg im hinreichenden Umfang verfügbar sind und deren Nutzung CO<sub>2</sub>-neutral ist. Somit entfällt sowohl eine Berücksichtigung fossiler Energieträger, als auch die Betrachtung lokal nicht vorhandener Wärmequellen, wie z.B. Flusswärme.

Für die Defossilisierung bzw. Dekarbonisierung bietet sich der Einsatz von [110, S. 21]

- Abwärme
- Umgebungswärme
- tiefer und oberflächennaher Geothermie
- Solarthermie
- fester und gasförmiger Biomasse
- Wasserstoff und anderen synthetischen Gasen aus regenerativen Stromquellen an.

Zur Quantifizierung der technischen Potentiale vor Ort werden individuell Höhe und Temperatur der verschiedenen verfügbaren Wärmequellen sowie gegebenenfalls deren zeitlicher Verlauf ermittelt. Zusätzlich wird die Verfügbarkeit treibhausgasneutraler Brennstoffe quantifiziert. Sofern nicht anders angegeben, beziehen sich die verwendeten Daten auf Messwerte aus dem Jahr 2021.

### 6.2.1 Abwärmequellen

Abwärme kann auf verschiedene Art und Weise genutzt werden, ein erster Schritt sollte jedoch immer die Vermeidung oder maximale Reduktion des Auftretens von Abwärme sein. Ist dies nicht möglich, ist eine Wiederverwertung der Wärme im gleichen oder in umliegenden Prozessen mit kurzen räumlichen Distanzen die nächste geeignete Option. Die Einbindung von Abwärme in ein Fern- oder Nahwärmenetz verbleibt somit erst als letzte Nutzungsmöglichkeit. [18]

In dieser Analyse werden nur Abwärmequellen berücksichtigt, die möglichst kontinuierlich und vorhersehbar, auf ausreichend hohem Temperaturniveau und in adäquater Größenordnung vorliegen.

#### *Potentiale in der Abfallentsorgung und Energieumwandlung in Flensburg*

In Flensburg wird aktuell aufbereiteter Abfall in Wirbelschichtkesseln am HWK-Standort mitverbrannt. Entsprechend wird die anfallende Wärme schon vollumfänglich genutzt und es treten keine Abwärmepotentiale auf. Ein Weiterbetrieb dieser Anlagen wäre unter der Maßgabe der zu erzielenden Klimaneutralität nur mit grünen Energieträgern und in deutlich geringerem Umfang denkbar. Entsprechend kann eine mögliche erweiterte Nutzung der Rauchgasabwärme an dieser Stelle nicht quantitativ beurteilt werden. Allgemein ist jedoch eine maximale Auskühlung des Rauchgases erstrebenswert und kann nach Heizvorwärmern zusätzlich durch die Installation von Wärmepumpen im Rauchgaskanal ermöglicht werden. Dieser Ansatz wird für die Gas- und Dampfturbinenanlage 13 bereits mit der Planung einer 4 MW<sub>th</sub> Wärmepumpe umgesetzt [194].

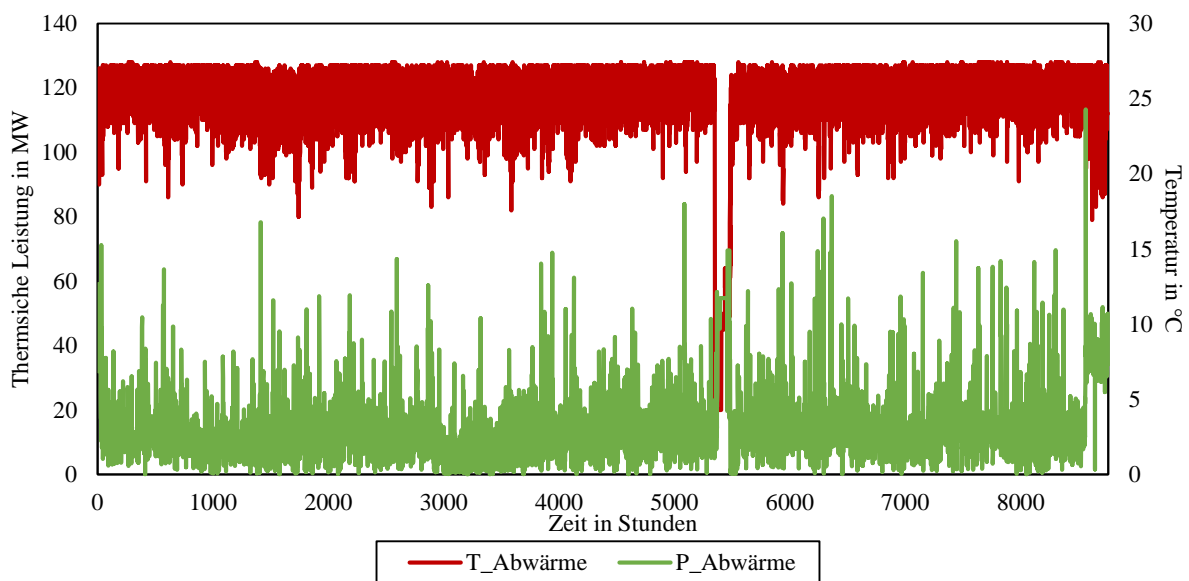
#### *Potentiale in der Produktion in Flensburg*

Aufgrund der geringen Anzahl industrieller Betriebe in Flensburg ist das Potential zur Abwärmenutzung im Produktionssektor beschränkt. Als mögliche Wärmequellen wird eine Papierfabrik identifiziert. Das ansässige Papierwerk betreibt eine eigene Kraftwerksanlage, um Dampf für die Papierfertigung bereitzustellen. Die verbleibende Wärme im Rauchgas wird über einen Economiser prozessintern

genutzt. Dennoch sind auch nach dem Economiser noch durchschnittlich  $115\text{ °C}$  im Rauchgas vorhanden, die sich für die Nutzung zur Fernwärmeerhitzung eignen. [101]

Eine Installation von Einrichtungen zur Abwärmenutzung im Rauchgaskanal ist nur sinnvoll, wenn langfristig mit einem Dauerbetrieb des Werks gerechnet werden kann. Auch wenn im Zeitraum von 2019 bis 2022 die Papierfabrik nur mit eingeschränkter Auslastung betrieben wurde, ist langfristig wieder von einem Volllastbetrieb auszugehen. Das mögliche Abwärmepotential wird anhand von Daten aus dem Jahr 2018 ermittelt, in welchem noch ein regulärer Betrieb der Anlagen stattfand. [101]

Die verfügbare Wärmemenge kann über die Differenz zwischen Gaseinsatz und Strom- bzw. Dampferzeugung bestimmt werden. Die Temperatur im Rauchgas ergibt sich über die Austrittstemperatur des Speisewassers aus dem Economiser zuzüglich einer Grädigkeit von  $20\text{ K}$ , welche in Absprache mit Zuständigen des Papierwerks konservativ definiert wurde. Beide Datenreihen sind in Abbildung 6-2 abgetragen.



**Abbildung 6-2: Abwärmepotential im Rauchgas einer Papierfabrik nach [101]**

Die Temperaturen im Rauchgas variieren zwischen  $85$  und  $130\text{ °C}$ , zu über  $80\%$  des Jahres liegen Temperaturen von über  $110\text{ °C}$  vor, unter  $90\text{ °C}$  fällt die Temperatur nur zu ca.  $4\%$  des Jahres. Die grüne Kurve im Diagramm verdeutlicht, dass das Rauchgas einen Wärmestrom von durchschnittlich  $3,14\text{ MW}$  bereitstellen kann, jedoch deutliche Schwankungen auftreten. Wenn die Anlage in Teillast betrieben wird, verbleibt zeitweise eine Abwärmeleistung von bis zu  $24\text{ MW}$ . Während ca. einem Viertel des Jahres fällt die verfügbare Leistung im Rauchgas unter  $1\text{ MW}$ . Auffällig ist weiterhin eine Wartungsperiode im August, in welcher aufgrund fehlenden Betriebes auch keine Abwärme anfällt. Ansonsten führt die Dauerproduktion zu einer sehr konstanten Verfügbarkeit der Wärme. Im Jahr 2018 waren  $27,5\text{ GWh/a}$  Abwärme verfügbar.

#### *Potentiale im Dienstleistungssektor in Flensburg*

Im gereinigten Abwasser des Flensburger Klärwerks verbleibt Wärme aus der vorherigen Nutzung beim Kunden sowie aus biologischen Reinigungsprozessen. Der Betreiber steht einer Kooperation mit den SWFL offen gegenüber [45]. Die Wärme liegt auf einem Temperaturniveau von  $10$  bis  $24\text{ °C}$  vor [45]. Der Einbau von Wärmeübertragern in die Abwasserkanäle ist möglich, erfordert aber häufig einen nicht zu vernachlässigenden Reinigungsaufwand. Zusätzlich ist eine Koordination von Sanierungsmaßnahmen und dem Einbau von Anlagen zur Wärmeerzeugung zur Kostensenkung nötig.

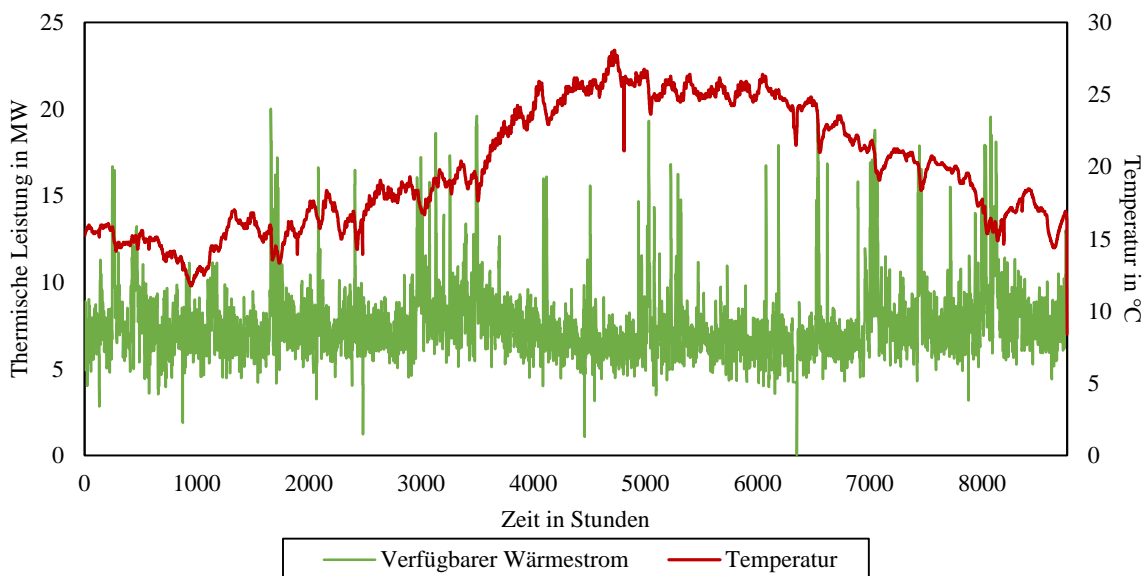
Es wird ein Mindestwärmestrom von 150 kW als Grenzwert für den wirtschaftlichen Betrieb angegeben, der zudem kontinuierlich vorliegen sollte. [42, S. 41]

Über die Datenreihe zum Volumenstrom des Abwassers  $\dot{V}_{AW}$ , einer angenommenen Auskühlung  $\Delta T$  von 7 K im Wärmeübertrager (WÜT) sowie Stoffwerte des Wassers kann der verfügbare Wärmestrom im Abgas  $\dot{Q}_{AW}$  über Gl 6-3 bestimmt werden:

$$\dot{Q}_{AW}(\tau) = \dot{V}_{AW}(\tau) \cdot \rho_{AW}(\tau) \cdot \Delta T \cdot c_{p,AW}(\tau) \quad \text{Gl 6-3}$$

Die Dichte und die spezifische Wärmekapazität des gereinigten Abwassers hängen von der Temperatur ab und werden daher zeitabhängig ermittelt. Die entsprechenden Stoffwerte beziehen sich auf Wasser und sind aus BELL et al. (2014) [11] entnommen.

Der Temperaturverlauf und der über obige Gleichung ermittelte verfügbare Wärmestrom im Abwasser des Klärwerkes sind in Abbildung 6-3 dargestellt.



**Abbildung 6-3: Abwärmepotential Abwasser im Klärwerk nach [45]**

Es wird deutlich, dass das Abwasser im Sommer bis zu 14 °C wärmer ist als im Winter. Der verfügbare Abwärmestrom steigt im Sommer jedoch nicht erkennbar an, sondern fällt im Mittel sogar leicht gegenüber dem Winter ab. Insgesamt schwankt die verfügbare Wärmeleistung in einem Band von 7 MW bis 12 MW und weist teilweise deutliche Abweichungen nach unten und insbesondere oben auf. Dies ist auf den schwankenden Volumenstrom zurückzuführen. Er variiert zwischen 800 und 1.500 m<sup>3</sup>/h, steigt teilweise jedoch auf bis zu 3.000 m<sup>3</sup>/h an. Im Mittel ist eine Wärmeleistung von 9,2 MW verfügbar.

#### *Zukünftiges Abwärmepotential in Flensburg*

Für Flensburg existiert bisher keine Analyse zum weiteren Wärmepotential des Dienstleistungssektors. Potentielle Quellen sind z.B. Rechenzentren, Wäschereien oder Kältemaschinen im Gewerbe. Die Integration von Abwärme ins Fernwärmenetz wird durch die Diskrepanz der Interessen der verschiedenen Akteure in der Wärmepartnerschaft, wie zur Kostenübernahme, Vertragsdauern und dem Amortisationszeitraum, erschwert [110, S. 73]. Da Abwärme im Dienstleistungsbereich nur verteilt in kleinen Mengen und auf geringem Temperaturniveau auftritt, wird eine Nutzung bisher nicht näher analysiert. Ein Niedertemperatur-Fernwärmenetz könnte die Wirtschaftlichkeit der Nutzung deutlich steigern, da dann eine direkte Einbindung der Wärme in das Fernwärmenetz möglich wäre. Die weitere Erfassung von Daten zum vorhandenen Potential im Dienstleistungssektor stellt für eine zukünftige

Evaluation eine unabdingbare Basis dar und sollte schnellstmöglich angestrebt werden, zum Beispiel um Teilnetze zu identifizieren, in welchen Wärme auf geringem Temperaturniveau eingebunden werden könnte [18, S. 21].

Eine weitere Abwärmequelle könnten in Zukunft Elektrolyseure darstellen. Je nach Technologie wird beim Betrieb von Elektrolyseuren 30 bis 40 % der eingesetzten Energie zu Abwärme umgesetzt. Abwärme kann sowohl bei der Kühlung des Stacks als auch bei den austretenden Stoffströmen ausgekoppelt werden und liegt auf einem Temperaturniveau von 50 bis 60 °C vor. Obwohl Elektrolyseure nicht durchgängig, sondern besonders zu Zeiten niedriger Strompreise betrieben werden und somit auch die anfallende Abwärme nicht konstant auftritt, wird das Gesamtpotential der lokal verfügbaren Abwärme sehr groß eingeschätzt. [17]

Die SWFL erwägen, zukünftig als Betreiber von Elektrolyseuren aufzutreten. Entsprechend wird die aktive Investition in diese Technologie zur Bereitstellung von Wasserstoff und Wärme berücksichtigt.

## 6.2.2 Niedertemperatur- und Anergiewärmequellen

Als Umgebungsenergie wird natürlich vorkommende thermische Energie bezeichnet, die in der Umwelt in einem begrenzten Gebiet vorliegen [50]. Für den Raum Flensburg werden das Wärmepotential der Förde und das geothermale Wärme ausgewertet. Die Nutzung der Umgebungsenergien des Grundwassers und der Luft werden aufgrund unzureichender Umsetzbarkeit im benötigten Größenmaßstab nicht betrachtet [152].

### *Seewasser*

Flensburgs geographische Lage ermöglicht die Nutzung der in der Förde gespeicherten Energie. Eine Verwendung von Seewasser unterliegt rechtlichen Beschränkungen, sodass hier die Zuführung des Seewassers über den Einlaufkanal der Kühlturmanlage bei den SWFL betrachtet werden soll. Für diesen Einlaufkanal liegt bereits eine wasserrechtliche Genehmigung vor, sodass eine Umsetzung schnell ermöglicht werden könnte [193]. Üblicherweise erfolgt der Wassereinzug, wenn möglich, jedoch in größeren Tiefen (10 bis 20 m), da hier die Wassertemperatur geringeren jahreszeitlichen Schwankungen unterliegt [174]. Vor- und Nachteile eines alternativen Bezugs sollten an anderer Stelle im Detail geprüft werden.

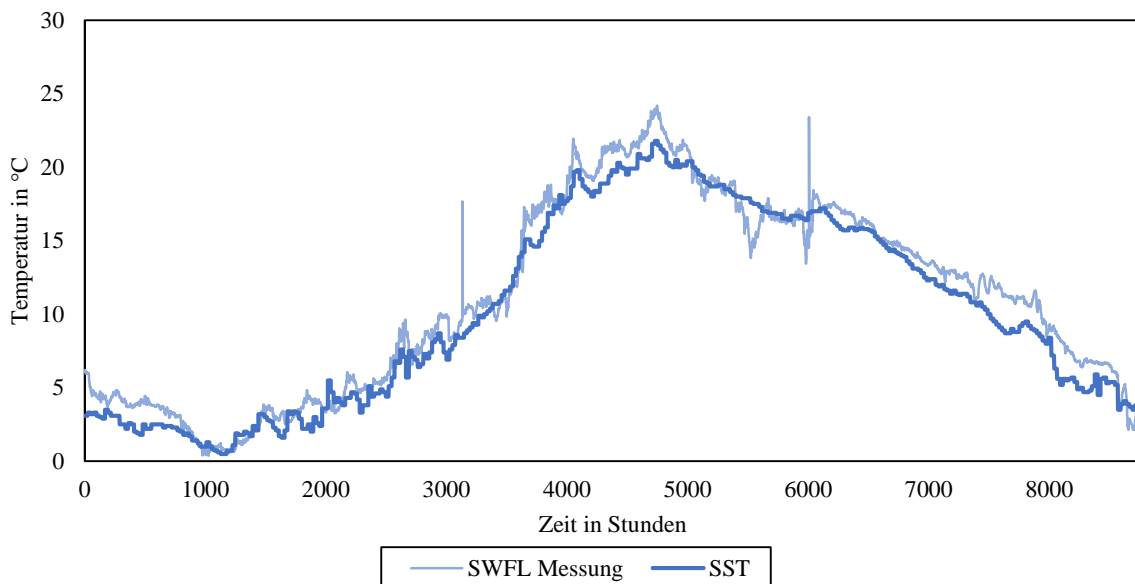
Der Einlaufkanal befindet sich ca. 3 bis 3,5 m unterhalb der Wasseroberfläche und hat einen Durchmesser von 1,5 m. Ein Volumenstrom von 25.000 m<sup>3</sup>/h bzw. 6,94 m<sup>3</sup>/s kann genutzt werden. [193]

Die verfügbare Wärmeleistung  $\dot{Q}_{Förde}$  im angesaugten Wasser der Förde kann über die spezifische Wärmekapazität des salzhaltigen Wassers  $c_{p,Förde}$ , den nutzbaren Volumenstrom  $\dot{V}_{Kanal}$ , die Dichte des Salzwassers  $\rho_{Förde}$  und die Auskühlungsrate  $\Delta T$  ermittelt werden.

$$\dot{Q}_{Förde}(t) = \dot{V}_{Kanal}(t) \cdot \rho_{Förde} \cdot \Delta T \cdot c_{p,Förde}(t) \quad \text{Gl 6-4}$$

Die Auskühlung des Meerwassers wurde, wie in anderen WP-Projekten, auf 3 K festgelegt [82]. Es muss beachtet werden, dass die spezifische Wärmekapazität und Dichte des Salzwassers von der Wassertemperatur und dem Salzgehalt abhängen. Der Salzgehalt der Ostsee variiert. An der nächstgelegenen Messstelle, dem Leuchtturm Kiel, wurde im Jahr 2021 ein Salzgehalt zwischen 12 und 19 g Salz/kg Wasser erfasst [20]. Für diese Analyse wird von einem durchschnittlichen Salzgehalt von 15 g Salz/kg Wasser ausgegangen. Basierend darauf wird die Dichte zu 1020 kg/m<sup>3</sup> angenommen. Unter Berücksichtigung der beiden Hauptmassenanteile Natriumchlorid und Wasser und deren jeweiligen spezifischen Wärmekapazitäten variiert die spezifische Wärmekapazität der Förde zwischen 4,133 kJ/kgK bei 0,5 °C und 4,166 kJ/kgK bei 21,8 °C [11]. Ein Mittelwert von 4,15 kJ/kgK wird für die Ermittlung zugrunde gelegt.

Der Temperaturverlauf des angesaugten Wassers kann nur näherungsweise über das Jahr bestimmt werden. Obwohl eine Temperaturmessung am Einlaufkanal der SWFL durchgeführt wird, sind diese Daten fehlerbehaftet. Der Einlaufkanal des Kühlturms wird aktuell nur sehr unregelmäßig genutzt, sodass sich durch Staueffekte höhere Temperaturen an der Messstelle ergeben, als eigentlich in der Förde vorhanden sind [193]. Zum Vergleich wurden daher Oberflächentemperaturen (*Sea Surface Temperature SST*) der Förde am Standort der SWFL einbezogen. Über das *Operational SSTs and Ice Analysis* (OSTIA) System werden durch Satelliten- und in-situ-Messung auf täglicher Basis Daten zur Oberflächentemperatur der Ozeane in einem  $0,05^\circ \times 0,05^\circ$  Netz bereitgestellt [113]. Auf diese Daten wurde über SeaTemperature.info (2022) zugegriffen [155]. Die Oberflächentemperatur des Meerwassers entspricht nicht zwangsläufig der Temperatur auf Einzugshöhe des Einlaufkanals. In den oberen Meeresschichten haben Einstrahlung, Verdunstung, konvektive Wärmeübertragung und Durchmischung der Wasserschichten aufgrund von Wind Einfluss auf die Temperatur der entsprechenden Wasserschicht [118]. Daten der Messstelle am Leuchtturm Kiel zeigen jedoch, dass sich die Temperaturmessungen nahe der Oberfläche (-0,5 bis -4 m) um maximal 1 K unterscheiden [20]. Entsprechend können die Messdaten zur Oberflächentemperatur auch näherungsweise für die Entnahmetiefe von 3,5 m angenommen werden. In Abbildung 6-4 sind beide Temperaturmessreihen abgetragen.



**Abbildung 6-4: Vergleich Seewassertemperatur im Bereich des HKWs im Jahr 2021 nach [155,193]**

Es fällt auf, dass die Messreihe der SWFL stärkere Schwankungen aufweist. Diese sind auf den wechselnden Betrieb des Kühlkanals und entsprechend wechselnde Phasen unterschiedlicher Durchmischung des Wassers zurückzuführen. Insgesamt liegt der Verlauf der SST-Kurve fast immer unterhalb der SWFL-Messtemperaturen. Insbesondere im Sommer scheint dies ungewöhnlich, da dann aufgrund der starken solaren Einstrahlung höhere Temperaturen an der Oberfläche zu erwarten gewesen wären. Insgesamt weichen die Temperaturen um durchschnittlich 0,54 K voneinander ab. Um ein möglichst konservatives Szenario abzubilden, werden im Folgenden die SST-Messdaten verwendet.

Bei der Nutzung von Seewasser als Wärmequelle einer WP ist zu beachten, dass das Einfrieren des Wassers im WÜT verhindert werden muss. Die Gefriergrenze des Seewassers liegt aufgrund des erhöhten Salzgehalts bei  $-1,7^\circ\text{C}$  [193]. Wird eine Auskühlung des Wassers um 3 K im WÜT zugrunde gelegt, bedeutet dies, dass ab einer Wassertemperatur von  $1,3^\circ\text{C}$  kein Betrieb der Anlage mehr möglich wäre. Bei der Bestimmung des nutzbaren Wärmepotentials werden daher die Stunden, in denen die Wassertemperatur unter  $1,3^\circ\text{C}$  fällt, nicht miteinbezogen. Dies traf im Jahr 2021 auf 312 Stunden zu.



Dieser Umstand wirkt stark einschränkend, da so die Verfügbarkeit der Wärme nicht gegeben ist, wenn gleichzeitig der höchste saisonale Wärmebedarf auftritt.

Werden die über Gl 6-4 ermittelten Wärmeleistungen über das Jahr summiert, ergibt sich ein abgeschätztes Wärmepotenzial von 744,3 GWh/a. Obwohl durch den konstanten Volumenstrombezug ein fast konstanter Wärmestrom von 85 MW nutzbar wird, muss die stark schwankende Eintrittstemperatur entsprechend Abbildung 6-4 berücksichtigt werden.

### *Oberflächennahe Geothermie*

Auch die Umweltwärme des Bodens kann genutzt werden. In den oberen Bodenschichten erfährt der Boden durch Sonneneinstrahlung und Niederschlag einen Wärmeeintrag [98]. Aufgrund der fehlenden Regenerationsenergie in Flensburg und der geringen flächenspezifischen Entzugsleistung wird hier die Nutzung von oberflächennaher Geothermie zur Bereitstellung von Fernwärme nicht weiter berücksichtigt. Langfristig bietet sich diese Technologie zur Versorgung einzelner ausgewählter Teilnetze mit geringerem Temperaturniveau in Form eines kalten Nahwärme-Netzes an [83].

### **6.2.3 Tiefe Geothermie**

Im Gegensatz zur oberflächennahen Geothermie werden bei der tiefen Geothermie Bodenschichten in 400 bis zu 5.000 m Tiefe genutzt. Die Wärme des tieferen Bodens stammt dabei aus dem Erdinneren, wo in Folge der Erdentstehung und radioaktiven Zerfalls sehr hohe Temperaturen herrschen [129, S. 74]. Die Nutzung kann dabei entweder über geschlossene Systeme, wie tiefe Erdwärmesonden oder offene Systeme, petrothermale oder hydrothermale Systeme umgesetzt werden [89, S. 9]. Da aktuell lediglich hydrothermale Systeme in Europa in Betrieb sind und ausreichend hohe Entzugsleistungen bei geringen Umweltauswirkungen aufweisen, soll nur dieser Typ betrachtet werden [129, S. 74 f.]

Beim hydrothermalen Nutzungsprinzip werden mindestens zwei Tiefbohrungen im Abstand von 1 bis 2 km durchgeführt. Die Schächte reichen bis in eine thermalwasserhaltige geologische Schicht, den Speicherhorizont. Aus dieser wird über eine Förderbohrung Thermalwasser zur Nutzung nach oben gefördert und dann abgekühlt über die zweite Bohrung wieder in den Untergrund eingebracht. Die Wärmeübergabe kann in der Regel direkt an das Wärmenetz erfolgen. Theoretisch können auch zwei verschiedene Speicherschichten abgeteuft werden. [84, S. 809 ff.]

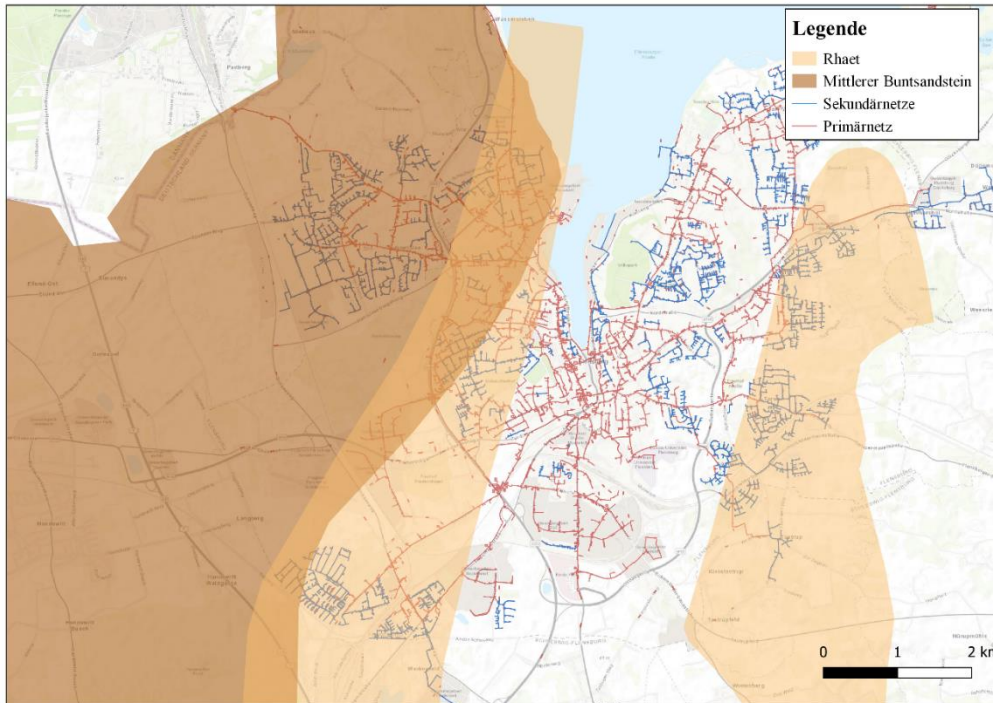
Elementar zur Einschätzung des thermischen Potentials des Untergrunds ist eine umfangreiche Exploration, z. B. durch Schallwellen (Seismik) oder Bohrungen, um verschiedene Gesteinsschichten zu identifizieren sowie deren Temperatur, Porosität und Durchlässigkeit zu bestimmen [84, S. 812]. Damit eine Gesteinsschicht als Reservoirhorizont genutzt werden kann, sollte sie mindestens eine Mächtigkeit von 20 m, 20 % Porosität, 500 mD hydraulische Durchlässigkeit und eine Temperatur von mindestens 30 °C aufweisen [99].

Flensburg liegt im Norddeutschen Becken, einem Sedimentationsgebiet mit hohem hydrothermale Potential. KIRSCH et al. (2015) haben anhand Bohrungsergebnissen, bestehenden Karten und reflexionsseismischer Messungen ein geologisches Modell für die Region Südjütland-Schleswig erstellt [89]. In der Region sind Sandsteinschichten der geologischen Horizonte des Mittleren Buntsandsteins und des Rhäts/Gassums für eine hydrothermale Nutzung geeignet. Flensburg liegt auf der Grenze des Glücksburger Grabens, sodass sich auf geringer Fläche bereits große Abweichungen in Bezug auf die Reservoirtiefen, -dicken und -temperaturen ergeben. [89, S. 57]

Durch das Landesamt für Umwelt Schleswig-Holstein (LfU – SH) wurden die vorhandenen Sandstein-Horizonte zusätzlich auf hinreichende Porosität, Permeabilität und Mächtigkeit hin geprüft. Basierend auf Daten zu bestehenden Bohrungen wurde eine Karte erstellt, die geologische Schichten abbildet, welche für eine hydrothermale Nutzung geeignet sind. Dabei wurden nur Schichten betrachtet, die in

maximal 2.500 m Tiefe liegen, da in tiefergelegenen Schichten aufgrund der steigenden Dichte Permeabilität und Porosität zu weit abnehmen. [99]

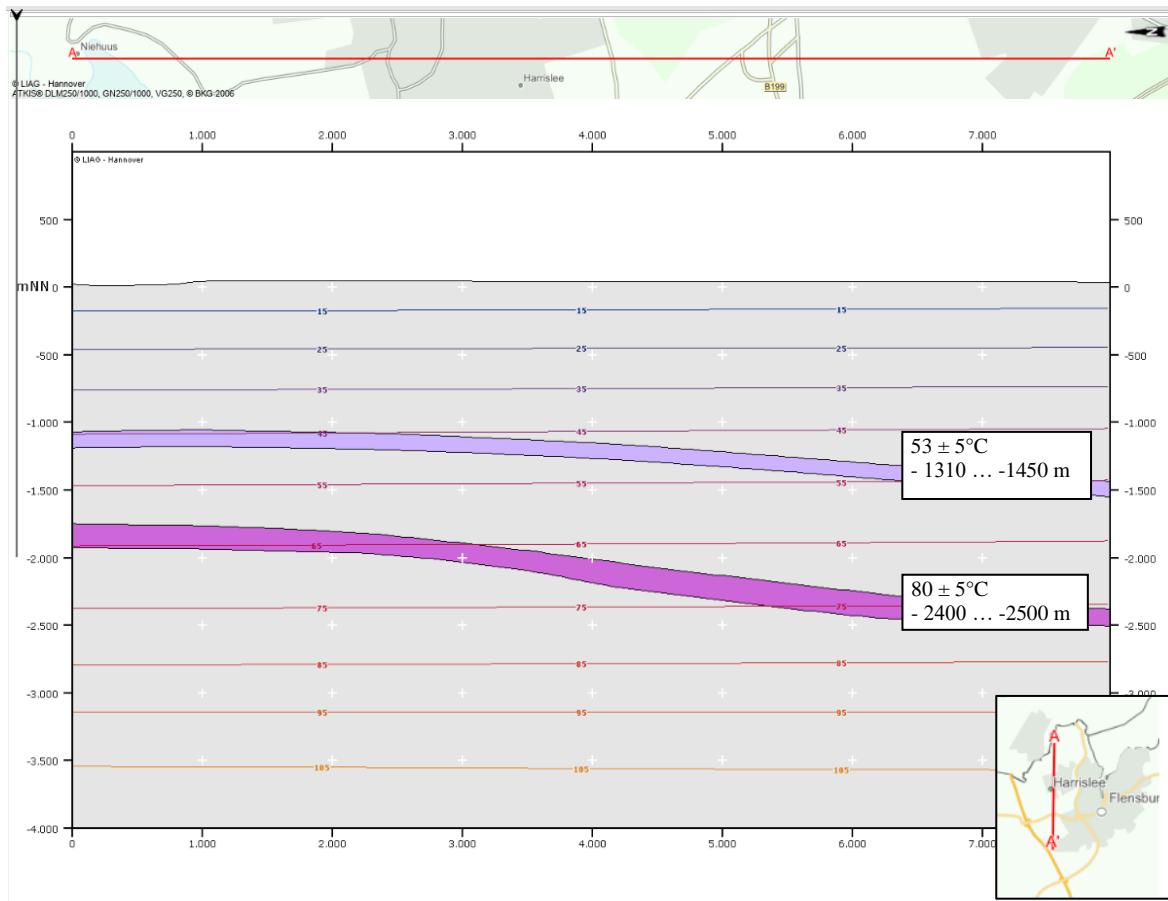
Die im Raum Flensburg vorhandenen Potentiale wurden in Abbildung 6-5 in räumlichen Bezug zum vorhandenen Fernwärmenetz gesetzt.



**Abbildung 6-5: Hydrothermale Nutzhorizonte im Gebiet des Fernwärmenetzes Flensburg nach [99]**

Es wird deutlich, dass sich im äußeren Westen der Stadt eine Nutzung des Mittleren Buntsandsteins anbietet. Sowohl westlich als auch im Osten Flensburgs befinden sich geeignete Bereiche des Rhäts. Der Mittlere Buntsandstein weist in diesem Bereich eine Temperatur von 70 bis 80 °C in einer Tiefe von 2.000 bis 2.500 m und einer Schichtdicke von 100 bis 200 m auf. Im Südwesten können im Horizont des Rhäts in einer Tiefe von 1.500 bis 2.000 m Temperaturen von 50 bis 70 °C und Schichtdicken von 50 bis 100 m erwartet werden. Im Osten kann von 40 bis 70 °C bei 100 bis 150 m Schichtdicke in geringeren Tiefen von 1.000 bis 1.500 m ausgegangen werden. [89]

Innerhalb eines Umkreises von 20 km zeichnen sich bereits deutliche Unterschiede ab. Insgesamt liegen die Gesteinsschichten des Mittleren Buntsandsteins ca. 1 bis 1,5 km tiefer, die Temperaturen jedoch 10 bis 40 °C höher [97]. Flensburg wird unterirdisch von einem Salzstock durchzogen. Dieser Bereich kann nicht für die Wärmegewinnung genutzt werden und angrenzende geologische Schichten weisen eventuell abweichendes Verhalten auf [97]. Besonders im Westen Flensburgs sind an der Oberfläche ausreichend Freiflächen vorhanden, während gleichzeitig eine ausreichende Nähe zum Fernwärmenetz besteht. Wird der Bereich im Westen der Stadt als Vertikalschnitt aufgelöst, ergibt sich eine Darstellung nach Abbildung 6-6.



**Abbildung 6-6: Vertikalschnitt hydrothermaler Nutzhorizonte durch den Westen Flensburgs [97]**

Die höchsten Temperaturen (ca. 80 °C) sind in der maximalen Tiefe von 2.500 m des Mittleren Buntsandsteins im Bereich des Stadtteils Weiche zu erwarten. Hier sind in der Schicht des Rhäts ca. 53 °C nutzbar. Da mit einer niedrigeren Fördertiefe auch geringere Pumpkosten und Bohrkosten einhergehen, muss nicht unbedingt die Nutzung höherer Temperaturen wirtschaftlicher sein [35, S. 335]. Trotz abweichender Temperaturen je nach genauem Ort der Bohrung, wird zunächst für die geothermale Nutzung des Rhäts eine durchschnittliche Temperatur von 53 °C in 1.400 m Tiefe und für den Mittleren Buntsandstein von 80 °C in 2.500 m Tiefe angenommen.

Insgesamt hängt die mögliche Wärmeleistung je Bohrung vor allem vom maximal förderbaren Volumenstrom ab. Dieser basiert auf der Porosität und Mächtigkeit des zugehörigen Aquifers [99]. Der verfügbare Massenstrom kann erst durch weitere Exploration des Untergrundes ermittelt werden. Diese Vorstudie deutet auf ein hohes Potential für geothermale Nutzung im Raum Flensburg hin. Dennoch müssen die getroffenen Annahmen durch seismische Messungen und Probebohrungen im Rahmen einer Machbarkeitsstudie überprüft sowie die Thermalwasserqualität und Bodenbeschaffenheit bzw. Durchlässigkeit des Gesteins weiter evaluiert werden. Alle hier getroffenen Annahmen zur Verfügbarkeit der Wärmequellen sind daher ungesichert.<sup>6</sup>

Für die Förder- und Reinjektionsbohrung sollte jeweils ca. 1 ha Fläche zur Verfügung stehen, nach Abschluss der Bohrungen sinkt der oberirdische Platzbedarf auf ca. 200 m<sup>2</sup> [24, 129]. Zum Ausschluss

<sup>6</sup> Im Sommer 2023 haben die SWFL eine Untersuchung des geothermischen Potentials in Auftrag gegeben. Dabei wurde auf Basis einer Bestandsdatenanalyse die Empfehlung ausgesprochen, eine hydrothermale Nutzung des Untergrundes nicht weiterzuverfolgen, da das vorliegende Potential nicht ausreichend geeignet sei [207]. Details zu Ergebnissen der Untersuchung und die zugrundeliegenden Daten wurden nicht veröffentlicht, sodass unklar ist, welche Rahmenbedingungen zu den abweichenden Potentialeinschätzungen führen.

hydraulischer oder thermischer „Kurzschlüsse“, muss ein Mindestabstand eingehalten werden [172, S. 49]. Flensburg liegt teilweise im Trinkwassergewinnungsgebiet, sodass lokale Restriktionen geprüft werden müssen [24]. Eine Konkurrenz der geothermischen Fernwärmeerzeugung mit einer möglichen Stromerzeugung besteht nicht, da die Stromerzeugung aus geothermaler Wärme erst ab Temperaturen von mindestens 150 °C als wirtschaftlich eingeschätzt wird [141, S. 336]

Um eine sinnvolle Einbindung der geothermalen Wärme zu gewährleisten, werden hier nur potentielle Standorte auf Freiflächen in maximal 2 km Entfernung zum Fernwärmenetz weiter analysiert. Nach grober erster Abschätzung ergibt sich eine unbebaute Fläche von ca. 20 km<sup>2</sup> im westlichen Eignungsgebiet, in welcher Bohrungen zum Mittleren Buntsandstein vorgenommen werden könnten, sowie eine Fläche von ca. 8 km<sup>2</sup> im Osten und 7 km<sup>2</sup> im Südwesten der Stadt, wo geeignete Flächen des Rhäts erreichbar wären. Bei einem Flächenbedarf von ca. 3,14 km<sup>2</sup> je Bohrungsdublette könnten bis zu 11 Bohrungsdubletten bzw. Geothermie-Heizwerke errichtet werden. An dieser Stelle wird zunächst davon ausgegangen, dass je Bohrungsdublette 15 MW bei konstanter zugehöriger Temperatur des Bodens nutzbar gemacht werden können. Bei 11 individuellen Bohrungsdubletten ergibt sich als Leistungsobergrenze eine Kapazität von 165 MW, was näherungsweise der geplanten Leistung der Geothermie-Anlagen in Aarhus gleichkommt [144].

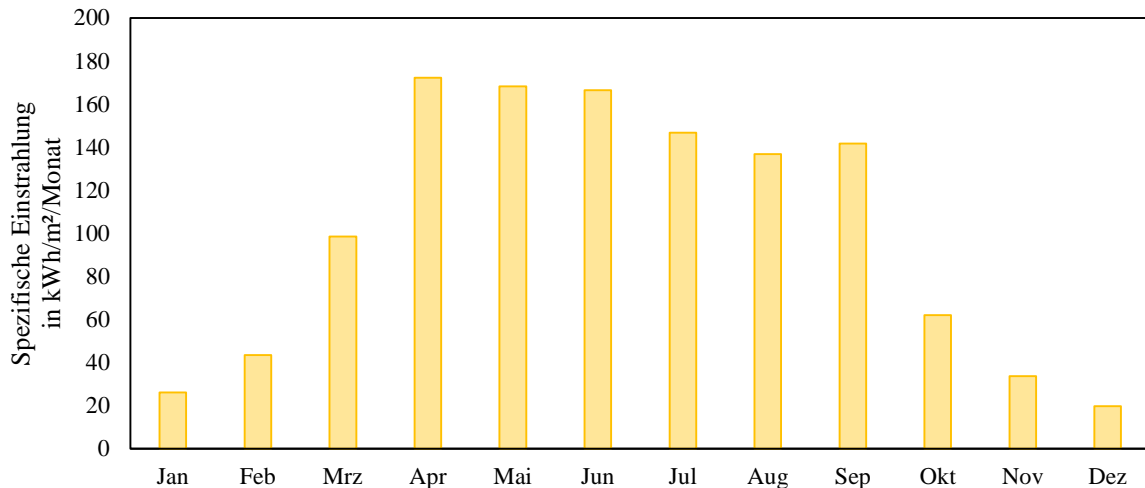
#### 6.2.4 Solarthermische Wärme

Solare Einstrahlung kann durch den Einsatz von Kollektoren als Wärme nutzbar gemacht werden. Das solarthermische Potential in einem Gebiet hängt dabei sowohl von der Einstrahlungsqualität als auch dem verfügbaren Flächenpotential ab. Für den Raum Flensburg werden meteorologische Daten für das sogenannte „typische meteorologische Jahr“<sup>7</sup> ausgewertet [49]. Basierend auf diesen Angaben kann über das in Anhang 11.8 beschriebene Verfahren die globale Einstrahlung auf eine geneigte Fläche ermittelt werden.

Die maximale globale Einstrahlung auf eine horizontale Fläche liegt in Flensburg bei 886 W/m<sup>2</sup>. Der solare Ertrag kann durch Neigung der Kollektoren gesteigert werden. Auf PVGIS kann für den Standort Flensburg (54,8°N, 15°E) ein optimaler Neigungswinkel von 42° ermittelt werden, wodurch sich die maximale globale Einstrahlung um 195 W/m<sup>2</sup> erhöht [49]. Jährlich können dann etwa 1.214 kWh/m<sup>2</sup> genutzt werden. Die monatliche Verteilung der globalen solaren Einstrahlung auf eine um 42° geneigte Fläche ist in Abbildung 6-7 dargestellt. Es wird deutlich, dass im sonnenreichsten Monat, dem April, fast 6-mal so viel solare Einstrahlung nutzbar ist, wie im sonnenärmsten Monat, dem Dezember.

---

<sup>7</sup> Daten für ein typisches meteorologisches Jahr ergeben sich aus der Zusammensetzung ausgewählter Monate aus einem Wetterdatensatz über mehrere Jahre. Dabei wird jeweils der Monat jenes Jahres ausgewählt, welcher besonders typische Charakteristika aufweist. So ergibt sich ein voller Jahresdatensatz, bei welchem die Daten einzelner Monate aus verschiedenen Jahren stammen. [86]



**Abbildung 6-7: Solare Einstrahlung am Standort Flensburg nach [49]**

Die absolute nutzbare solare Einstrahlung kann durch Einbezug der verfügbaren Fläche ermittelt werden. Flächen, die für große solarthermische Anlagen genutzt werden sollen, müssen akzeptanz- und verfahrensbezogene Kriterien sowie örtliche und überörtliche Planvorgaben erfüllen [109]. Im Auftrag der SWFL wurde ein Standortkonzept zum Solarthermie-Potential im Raum Flensburg erstellt [111]. Die angewandten harten und weichen Kriterien können bei MALLACH (2023) nachvollzogen werden [111]. Um eine hydraulische Einbindung der erzeugten solarthermische Wärme sicher und wirtschaftlich gewährleisten zu können, wurde der Abstand zu Fernwärmeübergabestationen auf maximal 1 km festgelegt [111].

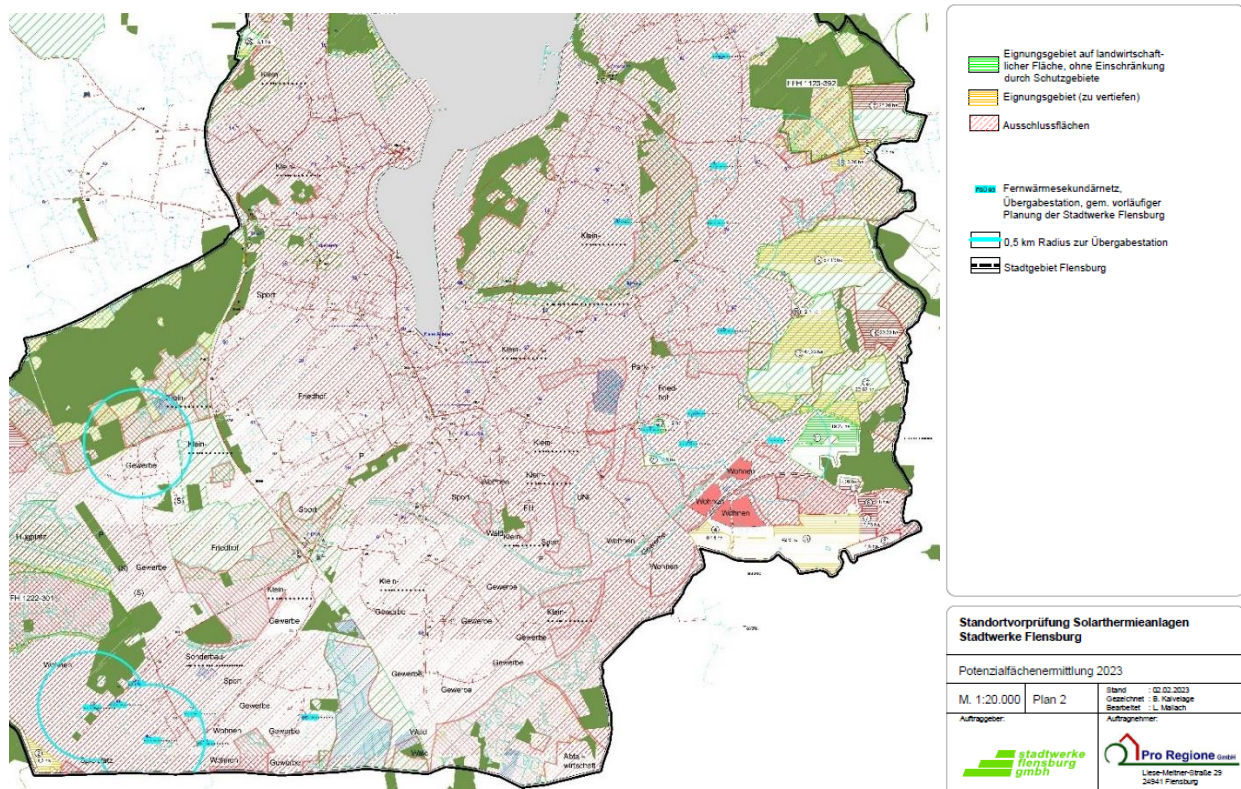
In Tabelle 6-1 werden die als Potentialgebiete identifizierten Flächen zusammengefasst.

**Tabelle 6-1: Potentialgebiete Solarthermie im Raum Flensburg nach [111]**

<b>Kennung</b>	<b>Gebiet</b>	<b>Eignung</b>	<b>Fläche</b>	<b>Distanz zum Fernwärme-Netz</b>
2	Südwestliche Stadtgrenze, südlich Gartenstadt	bedingt	4,2 ha	600 m
4	Südöstlicher Stadtrand, westlich K91	bedingt	8,14 ha	630 m
5	Südöstlicher Stadtrand, westlich K91	bedingt	42,9 ha	650 m
11	Südöstlicher Stadtrand, nördlich L21, östlich Tarup	uneingeschränkt	19,3 ha	500 m
12	Östlicher Stadtrand, nördlich Bahnlinie	bedingt	22,58 ha	500 m
13	Östlicher Stadtrand, nordöstlich Tarup	bedingt	47,2	500 m
15	Östlicher Stadtrand, südlich B199	bedingt	3,26 ha	500 m
16	Östlicher Stadtrand, südlich B199	bedingt	0,8 ha	650 m
18	Östlicher Stadtrand, östlich Engelsby	bedingt	52,1 ha	500 m
20	Südlich Taruper Hauptstraße	uneingeschränkt	1,2 ha	200 m
21	Westlich Tarup	uneingeschränkt	2,6 ha	200 m
25	Nordwesten Wassersleben	bedingt	3,1 ha	500 m
<b>Summe</b>			<b>207,4 ha</b>	

Insgesamt wurden im Stadtgebiet Flensburgs neun Flächen als potentiell geeignet und drei landwirtschaftliche Flächen als uneingeschränkt nutzbar eingestuft. Zusammen ist eine maximale Fläche von 207,41 ha nutzbar [111].

Diese Flächen sind zusätzlich in Abbildung 6-8 visualisiert.



**Abbildung 6-8: Eignungsflächen Solarthermie im Raum Flensburg [111]**

Neben der Einbindung von Freiflächen-Solarthermie-Anlagen ist auch die Nutzung von Dachflächen für Solarthermie-Anlagen im Rahmen der Fernwärmeversorgung theoretisch möglich. Erfahrungswerte haben jedoch gezeigt, dass die Einbindung von Dachflächen-Solarthermie-Anlagen mit größerem Aufwand zur hydraulischen Einbindung und deutlich höheren Kosten verbunden ist [70]. Aufgrund der beschränkten Verfügbarkeit größerer zusammenhängender Dachflächen in Flensburg und der verstärkten Konkurrenz gegenüber PV-Anlagen, wird hier das Potential von großen Dachflächen-Solarthermie-Anlagen nicht weiter berücksichtigt.

In Bezug auf die Wärmeversorgung konkurriert die direkte Wärmenutzung durch Solarthermie mit der indirekten Einbindung von Fotovoltaik zur Nutzung für Power-to-Heat oder WP [42, S. 35]. Elektrische Energie lässt sich im Vergleich allerdings besser transportieren und flexibler, nicht nur zu Wärmeerzeugung, einsetzen [42, S. 35].

### 6.2.5 Biomasse

Zur besseren Einordnung wird Biomasse in Rest- und Abfallstoffen sowie Anbaubiomasse unterschieden [90, S. 62].

Insgesamt ist die Verfügbarkeit nachhaltig angebauter Hölzer regional sehr begrenzt [90]. Gleichzeitig wird aufgrund der sogenannten „Tank gegen Teller“-Debatte sowie wegen zahlreicher Kritikpunkte an ihrer Nachhaltigkeit und Umweltverträglichkeit auch der Anbau von Energiepflanzen sehr kritisch gesehen [90, S. 62 f.]. Insgesamt spricht sich das Umweltbundesamt daher dafür aus, die energetische Nutzung von Biomasse nicht auszuweiten und stattdessen dessen stoffliche Nutzung zu forcieren [186].

Hier sollen nur Brennstoffe einbezogen werden, die laut der BEW-Förderrichtlinie als nachhaltig zugelassen und in der Region Flensburg verfügbar sind. Zu den zugelassenen Brennstoffen gehören unter anderem Landschaftspflegereste, Stroh, Sägereistholz, unbehandelte Resthölzer und Altholz der Kategorie A1-A3 [6].

Die SWFL beziehen zurzeit aus der Region Wald- und Knickrestholz in Form von HHS. Die Verfügbarkeit von Restholz wird nur unzureichend erfasst, sodass auch für das Jahr 2035 keine Potentialdaten für das Land Schleswig-Holstein vorhanden sind. Hier wird zunächst anhand eines stark vereinfachten Ansatzes, die bei JORDAN et al. (2019) zugrunde gelegte Menge von 750 PJ verfügbarer Restholzenergie in Deutschland für das Jahr 2035 auf die Kreise Flensburg und Schleswig-Flensburg bezogen [81, S. 4]. Dies geschieht gemäß des Flächenverhältnisses zwischen den Kreisen Flensburg und Schleswig-Flensburg zu Deutschland von 1:168. Es ergibt sich eine verfügbare Energie von 1.240 GWh/a.

Auch aufgrund einer sich veränderten Nachfragesituation und gestiegener Nachhaltigkeitsauflagen der Lieferanten unterliegt diese Annahme großen Unsicherheiten. Für Altholz kann laut einem Abfallentsorger in Flensburg von 17.000 t pro Jahr ausgegangen werden [146].

Die Höhe des übrigen verfügbaren Potentials von weiteren Rest- und Abfallstoffen hängt von zahlreichen Faktoren, wie der Bevölkerungsdichte (Einfluss auf Abfallvorkommen) oder der landwirtschaftlichen Nutzung ab [160, S. 27]. Es gibt kein einheitliches Verfahren zur Erfassung von Biomassepotentialen [75]. Das Deutsche Biomasseforschungszentrum (DBFZ) hat eine Einschätzung zum verfügbaren technischen Potential von Biomasse in Tonnen Frischmasse auf NUTS 3 Ebene veröffentlicht [38]. Das technische Potential umfasst dabei den Teil des theoretisch verfügbaren Potentials, welcher unter Einbezug der technischen, strukturellen und gesetzlichen Restriktionen nutzbar ist [160, S. 12].

Zu den verfügbaren Rest- und Abfallstoffen im Raum der Stadt Flensburg und des Kreises Schleswig-Flensburg gehören: Garten- und Parkabfälle, Bioabfall, Klärschlamm, Rindermist und -gülle sowie Getreidestroh. Da von den genannten Reststoffen lediglich Getreidestroh einen ausreichend hohen Ligningehalt aufweist, um ohne weitere Verarbeitungsschritte zur Wärmebereitstellung genutzt werden zu können, soll an dieser Stelle nur das energetische Potential von Getreidestroh quantifiziert werden, während auf die übrigen Reststoffe im folgenden Abschnitt 6.2.5.1 eingegangen wird.

Die nutzbare Energie ergibt sich aus dem Produkt des spezifischen mittleren Heizwertes und der verfügbaren Masse. Heizwerte holzartiger Biomasse können aufgrund unterschiedlicher Wassergehalte auch innerhalb einer Brennstoffklasse deutlich variieren. Hier werden für Altholz und HHS Heizwerte zugrunde gelegt, die bei den SWFL über Messungen ermittelt wurden [163]. Der Heizwert des halmartigen Getreidestrohs ist auf den nicht weiter verarbeiteten Rohstoff bezogen.

Basierend auf den beschriebenen Angaben ergibt sich folgende Abschätzung des festen Biomassepotentials nach Tabelle 6-2.

**Tabelle 6-2: Energiepotential ligninreicher Biomasse in Schleswig-Holstein nach [163,160,37]**

	Mittlerer Heizwert in MWh/ t FM	Verfügbare Menge in t FM/a	Nutzbare Energie <sup>8</sup> in GWh/a
Altholz	3,43	17.000	58
Holzhackschnitzel	2,99	414.900	1.240
Getreidestroh	4,83 <sup>9</sup>	87.500 <sup>4</sup>	423

Insgesamt ist demnach biogene Brennstoffenergie in Höhe von ca. 1.721 GWh/a potentiell direkt einsetzbar. Es wird deutlich, dass die verfügbare feste Biomasse in räumlicher Nähe bilanziell den Wärmebedarf Flensburgs decken könnte. Es muss jedoch berücksichtigt werden, dass Getreidestroh nur saisonal begrenzt auftritt und Lagerung und Anlieferung aufgrund der geringen Energiedichte

<sup>8</sup> Bezogen auf den Heizwert

<sup>9</sup> Für Getreidestroh bezogen auf Trockenmasse



herausfordernd sind. Entsprechend liegt das wirtschaftlich nutzbare Potential wahrscheinlich deutlich unterhalb des identifizierten technischen Potentials.

### 6.2.5.1 Grüne Gase

Gasförmige Energieträger, bei deren Verbrennung nicht mehr CO<sub>2</sub> freigesetzt wird, als vorher aufgenommen wurde, werden als „Grüne Gase“ bezeichnet [178, S. 4]. Zu den grünen Gasen zählen Biogas, Biomethan und grüner Wasserstoff sowie andere synthetisierte Kohlenwasserstoffe. Obwohl diese Energieträger keine Primärenergieträger sind, werden aus Gründen der Übersichtlichkeit die Produktions- bzw. Syntheseverfahren der grünen Gase nicht mit im Modell abgebildet.

#### *Biogas und Biomethan*

Biogas entsteht, indem in Fermentern von Biogasanlagen mithilfe von Mikroorganismen organische Masse zersetzt wird und durch Methanogenese zu Rohbiogas und Gärückständen umgesetzt wird [178, S. 6 ff.]. Wird Biogas über Verfahren, wie die Druckwasserwäsche, die Druckwechseladsorption oder die Aminwäsche aufbereitet, um möglichst alle Bestandteile außer dem Methan aus dem Biogas zu entfernen, entsteht Biomethan, welches annähernd dieselbe Methanreinheit wie Erdgas aufweist [178, S. 8].

Während der Einsatz von Biogas zurzeit auf eine ortsnahe Nutzung, z. B. in Blockheizkraftwerken (BHKWs) beschränkt ist, wird der Einsatz von Biomethan auch für die Wärmeversorgung erwogen, da Biomethan höherwertige Brennstoffeigenschaften aufweist [117].

Bisher wird in Biogasanlagen zumeist energiereiche Anbaubiomasse eingesetzt [178, S. 6]. In dieser Studie soll jedoch unter Bezugnahme auf die BEW-Förderrichtlinie nur ein Einsatz nachhaltiger verfügbarer Biomasse berücksichtigt werden [9]. Dazu werden wie bereits für das Getreidestroh, Angaben des DBFZ zum möglichen technischen Potential biogener Reststoffe für das Jahr 2018 genutzt [38]. Da für die Reststoffe Rindergülle und -mist keine Daten zum technischen Potential vorliegen, wurde auf Angaben zum theoretischen Potential zurückgegriffen [38]. Aus den Daten geht nicht hervor, welcher Anteil der lokalen Masse bereits energetisch oder stofflich genutzt wird. Es wird nach der Abschätzung von KALTSCHMITT et al. (2014) davon ausgegangen, dass bereits ein Drittel der identifizierten landwirtschaftlichen Abfall- und Nebenprodukte genutzt werden [84, S. 139]

Die Energie, die nach der Vergärung im entstandenen Biomethan enthalten ist, lässt sich über die verfügbare Biomasse  $m_{Bio,v}$  abzüglich der bereits genutzten Masse  $m_{Bio,nutz}$ , den Methanertrag der Biomasse  $M_{Bio}$  sowie den Heizwert von Biomethan  $H_{i,Bio}$  (35,9 MJ/m<sup>3</sup>) nach Gl 6-5 ermitteln [37]. Da sich je nach Biomasse die vorliegenden Massendaten teilweise auf Frischmasse (FM) oder Trockenmasse (TM) beziehen, müssen auch die entsprechenden Methanertragsfaktoren verwendet werden.

$$E_{Bio} = (m_{Bio,v} - m_{Bio,nutz}) \cdot M_B \cdot H_{i,Bio} \quad \text{Gl 6-5}$$

Die Auswertung des räumlichen Potentials wurde in Tabelle 6-3 zusammengefasst.

**Tabelle 6-3: Reststoffpotential wasserhaltiger, ligninarmer Biomasse im Raum Flensburg nach [37], [38]**

	<b>Methanertrag</b> in l CH <sub>4</sub> /kg FM	<b>Verfügbare Menge</b> in t FM/a	<b>Bereits genutzte Menge</b> in t FM/a	<b>Nutzbare Energie</b> <sup>10</sup> in GWh/a
Garten und Parkabfälle	8,8	4.000	1.300	1,3
Rindergülle	15,5	2.396.000	798.700	246,9
Rindermist	52,8	2.007.500	669.200	704,7
Bioabfall Haushalte	74,4	27.000	9.000	13,4
Klärschlamm	220,54 <sup>11</sup>	3.500 <sup>6</sup>	1.200 <sup>6</sup>	5,1
<b>Summe</b>		<b>4.438.000</b>	<b>1.479.400</b>	<b>971,4</b>

Die ermittelte Gesamtsumme von 971,4 GWh/a übersteigt die zurzeit (Stand 2023) verfügbare Biomethanmenge des Landkreises von 91,84 GWh/a (basierend auf der bestehenden Gaserzeugungsleistung von insgesamt 16.640 kWh/h) bei Weitem [22]. Ein Vergleich mit dem ermittelten Potential nach Ergänzung der bestehenden Biogas- um Methanisierungsanlagen in Höhe von mindestens 1.060 GWh/a nach der Analyse von MERTINS et al. (2022) zeigt hingegen, dass das gesamte biogene Reststoffpotential in den vorhandenen Biogasanlagen in der Region genutzt werden könnte, wenn Aufbereitungsstrukturen nachgerüstet würden [117].

Nicht beachtet wird eine mögliche Nutzungskonkurrenz, zum Beispiel zur Weiternutzung der Biomasse in der Kreislaufwirtschaft oder zur Produktion von Chemikalien [160, S. 1731 ff.]. Zusätzlich wird das tatsächlich ökonomische bzw. realisierbare Potential in Abhängigkeit der gegebenen Kosten und Rahmenbedingungen deutlich geringer ausfallen als die hier gezeigten Grenzwerte des Rohstoffs- und Anlagenpotentials.

Unklar ist, wie die Anlieferung des Biomethans zu den SWFL umgesetzt werden könnte. Grundsätzlich ist eine Einspeisung von Biomethan in das Erdgasnetz uneingeschränkt möglich, da die Gaseigenschaften praktisch gleich sind [178]. Da jedoch für die SWFL nur eine 100 % regenerative Versorgung zugelassen werden soll, wäre eine Beimischung von Biomethan zu Erdgas und eine Nutzung des entsprechenden Gemisches nicht in Einklang mit der Zielsetzung der Treibhausgasneutralität zu bringen.

Es bleibt offen, ob im Zieljahr 2035 Rohrtrassen vollständig auf Biomethan umgestellt werden, sodass ein ausschließlicher Biogasbezug möglich wird. Unter Annahme einer späteren Dominanz von Wasserstoff im Energiesystem ist jedoch nicht von einer Umstellung der Leitung auf Biomethan auszugehen [117, S. 8]. Alternativ wäre der Aufbau neuer Leitungsinfrastruktur oder die Anlieferung per Lkw-Trailer denkbar. Schließlich verbliebe die Option nur bilanziell nachhaltiges Biomethan einzusetzen, während physisch ein Erdgas-Biomethan-Gemisch über das Bestandsnetz bezogen wird.

#### *Wasserstoff*

Wasserstoff kann über zahlreiche Verfahren erzeugt werden, je Erzeugungsart wird dem Wasserstoff eine Farbe zugeordnet. Als CO<sub>2</sub>-neutral und gleichzeitig technisch-ausgereift gilt zurzeit nur grüner Wasserstoff aus Elektrolyse-Verfahren [198, S. 128].

<sup>10</sup> Bezogen auf den Heizwert

<sup>11</sup> Für Klärschlamm bezogen auf Trockenmasse TM

Grüner Wasserstoff wird in Elektrolyse-Verfahren unter Einsatz von erneuerbarer elektrischer Energie hergestellt [198, S. 128]. Power-to-X-Kohlenwasserstoffe auf Basis von Wasserstoff werden aufgrund des zurzeit unzureichenden biogenen CO<sub>2</sub>-Angebots und des geringen Wirkungsgrades der Methanisierung nicht weiter betrachtet [198, S. 130].

Langfristig wird in der nationalen Wasserstoffstrategie der Bundesregierung auch der Wärmesektor als Einsatzfeld für grünen Wasserstoff genannt [198]. Für das Jahr 2050 wird in der Studie „Klimaneutrales Deutschland“ ein Wasserstoffbedarf in Höhe von 156 TWh im Strom- und Wärmesektor abgeschätzt [198, S. 126]. Die Rolle von Wasserstoff im Wärmesektor ist jedoch umstritten, da eine hohe Diskrepanz zwischen dem energetisch hochwertigen Wasserstoff und der geringerwertigen Wärme besteht [62]. Entsprechend wird in den meisten Klimaschutzszenarien der Einsatz von Wasserstoff im Fernwärmesektor nur auf Besicherungsanlagen beschränkt [112, S. 28]

Aktuell liegt der Anteil des klimaneutralen Wasserstoffes bei 7 % des insgesamt in Deutschland eingesetzten Wasserstoffs (55 TWh) [14, S. 6]. Die Höhe der möglichen Eigenproduktion durch Elektrolyseure hängt von der Verfügbarkeit erneuerbarer elektrischer Energie, den erreichbaren Wirkungsgraden und Investitionskosten von Elektrolyseuren, den infrastrukturellen Voraussetzungen und dem Strommarktumfeld ab [112, S. 4-5]. Verschiedene Studien und Szenarien zeigen daher für das Jahr 2040 sehr unterschiedliche Elektrolyseurkapazitäten innerhalb Deutschlands zwischen 0 und 38 GW auf [112, S. 68].

Einigkeit besteht jedoch darin, dass die Elektrolyseurkapazitäten in räumlicher Nähe zu erneuerbaren Energien geschaffen werden sollten, um eine weitere Belastung des Stromnetzes zu vermeiden und geringe Strombezugskosten zu ermöglichen [198, S. 60]. Aktuell stellen in Schleswig-Holstein sieben Elektrolyseure mit einer Kapazität von insgesamt 2,5 MW 1.340 kg H<sub>2</sub> pro Tag bzw. eine Jahresmenge von ca. 16,3 GWh bereit [96]. In einem Gutachten zu Wasserstoffproduktion und -märkten in Schleswig-Holstein wird jedoch bereits für das Jahr 2030 eine mögliche installierte Kapazität von 370 MW beschrieben [121, S. 75]. Unter Annahme eines gegenüber 2022 konsistenten Jahresnutzungsgrades von 74 %, wird von einer in Schleswig-Holstein produzierten Wasserstoffmenge von 2.412 GWh/a ausgegangen. Die zu erwartende Knappheit und hohe Nutzungskonkurrenz um Wasserstoff wird durch entsprechende Preismodelle indirekt abgebildet.

### **6.2.6 Zusammenfassung**

Die dargestellten Potentiale werden abschließend in Tabelle 6-4 zusammengefasst. Die Angaben zur Solarthermie beziehen dabei die Berechnungsergebnisse aus Anhang 11.9 ein, da der solare Ertrag neben der nutzbaren Einstrahlung auch von der Betriebsweise der Solarthermie-Anlagen abhängt. Hier ist der Fall einer Direkteinspeisung auf Zieltemperatur des Netzes dargestellt.

**Tabelle 6-4: Regenerative Wärmequellen im Raum Flensburg**

	<b>Verfügbares Temperaturniveau</b> in °C	<b>Max. Leistung</b> in MW	<b>Ø Leistung</b> in MW	<b>Max. Nutzbare Energie</b> in GWh/a	<b>Nacher- hitzung nötig</b>
Abgasstrom Papierfabrik	80 ... 120	24	3	28	Nein
Abwasserstrom TBZ	10 ... 24	24	9	81	Ja
Förde	0,5 ... 22	88	85	744	Ja
Tiefe Geoth. Rhät	53	165	15 <sup>12</sup>	1.445	Ja
Tiefe Geoth. Mittlerer Buntsandstein	80	165	15 <sup>6</sup>	1.445	Ja
Solarthermie	max. 110	875	64	557	Evtl.
<b>Summe</b>			<b>190,95</b>	<b>4.300</b>	

Es wird deutlich, dass die identifizierten CO<sub>2</sub>-neutralen Wärmequellen bilanziell die Wärmenachfrage Flensburgs ca. vierfach decken könnten. Dabei muss jedoch beachtet werden, dass der Großteil des Energieangebots auf einem Temperaturniveau unterhalb der aktuell nötigen VL-Temperatur liegt. Ein weiterer Exergieinsatz zur Anhebung des Temperaturniveaus ist unumgänglich. Zusätzlich wurde bei mehreren Wärmequellen deutlich, dass Wärmeangebot und Temperatur schwanken und hohe Temperaturen saisonal invers versetzt zur Nachfrage auftreten.

In Tabelle 6-5 werden die verfügbaren Mengen von regenerativen Energieträgern im Raum Flensburg zusammengefasst und die zugehörigen Primärenergiefaktoren angegeben.

Bei der Einordnung der Energieträgerpotentiale ist zu berücksichtigen, dass die Verfügbarkeit der Brennstoffe vom Aufbau der nötigen Erzeugungs- und Verteilinfrastruktur abhängt, welche nicht durch die SWFL selbst umgesetzt werden kann. Die Unsicherheiten in Bezug auf die definierten Obergrenzen sind entsprechend als sehr hoch einzuschätzen.

**Tabelle 6-5: Übersicht über regenerative Energieträger im Raum Flensburg  
Angaben zu Primärenergieträgern nach [154;23]**

	<b>Nutzbare Energie<sup>13</sup></b> in GWh/a	<b>Primärenergiefaktor</b>
Holzhackschnitzel und Altholz	1.298	1,2
Stroh	423	1
Biomethan	971	1,5
Grüner Wasserstoff	2.412	1,05

### 6.3 Marktumfeld

Ebenso wie die technischen Parameter nehmen auch die ökonomischen Eigenschaften Einfluss auf die Optimierung. Hier werden kurz die zugrunde liegenden Kostenannahmen zu Technologien, Brennstoffen und zu Förderungsmöglichkeiten dargestellt.

<sup>12</sup> je Bohrung

<sup>13</sup> heizwertbezogen

### 6.3.1 Technologiekosten

Für diese Ausarbeitung werden nur Kosten berücksichtigt, die durch die Installation und den Betrieb von Wärmeerzeugungsanlagen anfallen. Kosten zu nötigen Planungsverfahren, Anpassungen im Netz o.ä. werden nicht berücksichtigt. Alle Kostenangaben beziehen sich, sofern nicht anders angegeben, auf Daten des Technologiekataloges der Danish Energy Agency für das Jahr 2030 [35]. Dieses Vorgehen deckt sich mit dem der Studie, die zur wirtschaftlichen Unterlage des Klimabehrens durch Ramboll erstellt wurde [142, S. 7]. Da in dieser Ausarbeitung nicht ermittelt wird, welche Technologien in welchem Jahr errichtet werden, wird für alle Anlagen näherungsweise das Bezugsjahr 2030, welches vor dem Betrachtungszeitraum liegt, gewählt.

Die im Technologiekatalog angegebenen Kosten beziehen sich auf den Wert des Geldes im Jahr 2015, zur Anpassung der Kosten an das Jahr 2023 werden alle Kostenangaben um den durchschnittlichen Inflationssatz des zwischenliegenden Zeitraums von 2,03 % inflationsbereinigt (Statistisches Bundesamt). Basierend auf der üblichen Annahme der SWFL wird von einem Kapitalkostensatz von 4 % ausgegangen [193].

Heute existierende Kapazitäten, die auch noch im Jahr 2035 vorhanden sein werden, werden ebenfalls in die Analyse einbezogen. Der Wirbelschicht-Kessel 11 und der bestehende Wärmespeicher sind im Jahr 2035 schon vollständig abgeschrieben, sodass nur noch Betriebskosten (OPEX v. engl. operational expenditure) berücksichtigt werden müssen. Im Gegensatz dazu wird unter Annahme linearer Abschreibungen für die EHK, den zweiten Wärmespeicher und die GuD-Anlagen die Annuitäten der bereits getätigten Investitionen (CAPEX v. engl. capital expenditure) als erzwungene Investitionen in das Modell aufgenommen.

Zu den Kosten der Umstellung der Gasturbine auf Wasserstoff liegen im Technologiekatalog keine Angaben vor [35]. Für die Umstellung des Brennstoffs- und Sicherheitssystem sowie der Brenner und Verbrennungskammer kann von zusätzlichen Kosten in Höhe von 25 % der ursprünglichen Kapitalkosten ausgegangen werden [124, 125, 40]. Eine vollständige Umstellung einer GuD-Anlage auf Wasserstoff wurde jedoch noch nie umgesetzt, sodass die Kosten nur auf Annahmen und nicht auf Erfahrungswerten beruhen [124].

Insbesondere bei hydrothermalen Geothermie-Anlagen, sind die Annahmen zu entstehenden Kosten mit großen Unsicherheiten verbunden, da die Kosten signifikant von den geologischen Bedingungen des Standorts anhängen [35, S. 341]. Um den deutlichen Einfluss der Bohrtiefe  $b$  auf die Kosten abzubilden, wurde auf Basis der für die Tiefen von 1.200 und 2.000 m gegebenen Daten aus dem DEA Technologiekatalog eine lineare Näherungsgleichung zur Bestimmung der spezifischen Investitionskosten abgeleitet [35, S. 348–360]:

$$C_{geo} = 0,000524 \frac{\text{Mio. €}}{\text{MW} \cdot \text{m}} \cdot b + 0,8165 \frac{\text{Mio. €}}{\text{MW}} \quad \text{Gl 6-6}$$

Gleichermaßen wurden auch die festen und variablen Betriebskosten sowie die Hilfsenergie in Abhängigkeit von der Tiefe bestimmt.

Es muss berücksichtigt werden, dass die spezifischen Kosten einer Technologie von der Größe der installierten Einheit abhängen, da nach dem Prinzip der Kosten-Größen-Degression (economics of scale) bei steigender Einheitengröße sinkende Kosten zu erwarten sind. Bei geothermalen Installationen wird dieser Effekt zusätzlich dadurch verstärkt, dass durch die zunehmenden Kenntnisse zu Geologie und Bohrverhalten zusätzliche Dubletten deutlich kostgünstiger gebohrt werden können [35, S. 346]. Dieser Effekt kann hier nicht korrekt abgebildet werden, da die geplante Kapazität einer Technologie Zielvariable der Optimierung ist und im Voraus unbekannt ist. Die Investitionskosten beziehen sich bei WP auf die nominale thermische Ausgangsleistung und ansonsten auf die Feuerungswärmeleistung.

Alle variablen Kosten sowie der elektrische Hilfsenergiebedarf beziehen sich auf die erzeugte Wärme. Die technologiespezifischen Kosten sind in Anhang 11.12 gelistet.

Bei der Analyse von finanziellen Daten zu Projekten mit saisonalen Erdbeckenspeichern wird deutlich, dass ein annähernd logarithmischer Zusammenhang zwischen Speichervolumen und volumenspezifischen Investitionskosten besteht (siehe Abbildung 6-9). Dieser Zusammenhang wird, wie in Abschnitt 6.7 beschrieben, für die Kostenabbildung im Modell stückweise linearisiert, um den Einfluss der economics of scale annähernd einzubeziehen.

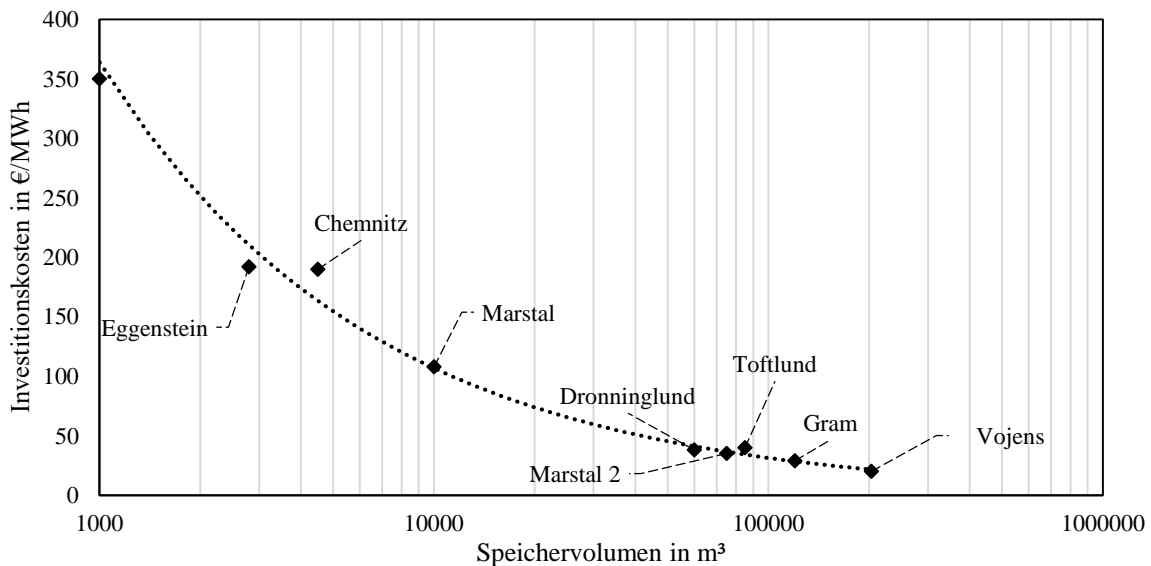


Abbildung 6-9: Investitionskosten von PTES-Projekten nach [131, S. 26]

### 6.3.2 Brennstoffkosten

Im Modell müssen Kosten für HHS aus Holzabfällen, Stroh, Biomethan, Wasserstoff und Strom berücksichtigt werden. Dabei wird von konstanten Preisen ausgegangen, nur beim Strom wird eine Strompreiszeitreihe verwendet. Alle Brennstoffpreise beziehen sich auf die heizwertbezogene Energiemenge.

Für Holzhackschnitzel liegen die Preise aktuell zwischen 15 und 20 €/MWh [85]. Wird eine Preissteigerungsrate von 1,4 %/a berücksichtigt [92, S. 81], folgt ein Holzhackschnitzelpreis von 24 €/MWh.

Eine Analyse der Strohpreise in Schleswig-Holstein der letzten drei Jahre hat gezeigt, dass die Strohpreise zwischen 70 und 118 €/t für Rundballen schwanken [61]. Wird von einem durchschnittlichen Preis von 94 €/t bzw. 19,4 €/MWh für das Jahr 2022 ausgegangen und eine jährliche Preissteigerungsrate von 1 %/a unterstellt [92, S. 81], ergibt sich für das Jahr 2035 ein Preis von 22,1 €/MWh.

Die Kosten von Biomethan hängen vor allem von den Kosten des Gärsubstrats ab [92, S. 24]. Da entsprechend der Potentialübersicht in Tabelle 6-5 vorrangig Gülle und Rindermist für die Nutzung in Biogasanlagen in großem Umfang zur Verfügung stehen, wird der Preis des Biomethans auf die Gewinnung aus Gülle bezogen. Nach Auswertung von KOLB betrug der mittlere Gestehtpreis für Biomethan aus Gülle im Jahr 2018 8,6 ct/kWh [92, S. 24]. Laut DUNKELBERG et al. liegt die jährliche Preisänderungsrate bis zum Jahr 2035 für Biomethan bei 1,9 %/a [42, S. 123], sodass sich für das Jahr 2035 ein Preis inkl. Transportkosten von 118,4 €/MWh für Biomethan ergibt.

Aufgrund des geringen Handelsvolumens gibt es bisher keinen echten Commodity-Markt zum Handel mit grünem Wasserstoff [112, S. 115]. Die zukünftigen Kosten von grünem Wasserstoff lassen sich nur

sehr ungenau abschätzen, da sie von den vorherrschenden Erzeugungs- und Infrastrukturkosten abhängen [112, S. 114–11]. Die Erzeugungskosten basieren ihrerseits auf den Volllaststunden und Strombezugskosten der Elektrolyse-Einheiten [121, S. 7].

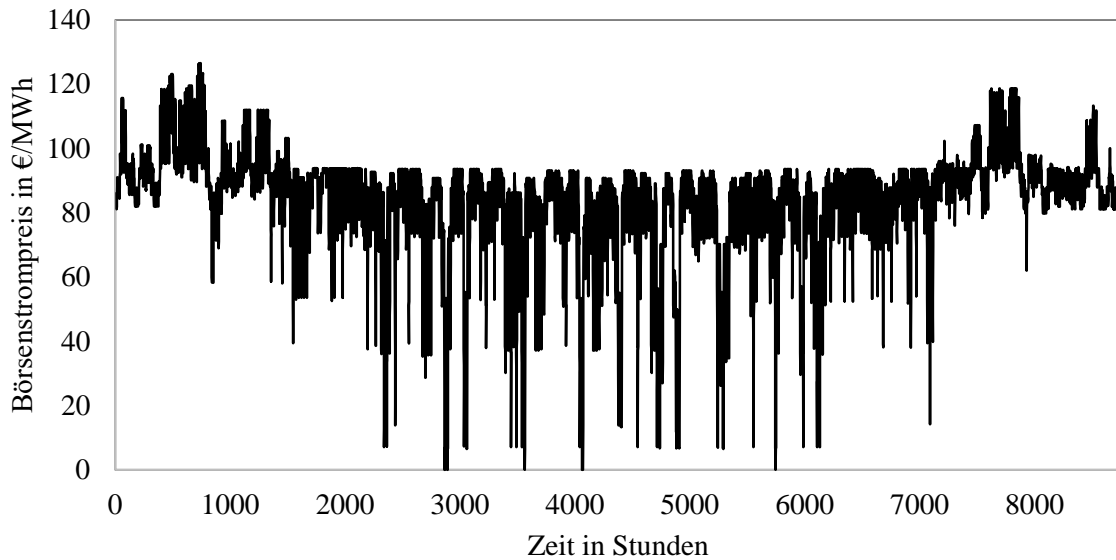
Hier wird entsprechend der fachtechnischen Unterlage für das Klimabegleichen ein Wasserstoffpreis in Höhe von 102 €/MWh angenommen [142, S. 10]. Diese Annahme bezieht sich auf die Kostenuntergrenze des Jahres 2030 der Ausarbeitung zur Potenzialstudie „Wasserstoffwirtschaft für das Land Schleswig-Holstein“ [114] und deckt sich näherungsweise mit dem Gutachten „H<sub>2</sub>-Erzeugung und Märkte Schleswig-Holstein“ [121]. Die Kostenobergrenze, welche in der Ausarbeitung durch MEEREIS et al. (2019) für Wasserstoff in Schleswig-Holstein für das Jahr 2030 identifiziert wurde, beträgt 150 €/MWh [114, S. 26–29]. Die große Spannweite bezüglich der Kostenprognosen verdeutlicht die hohe Unsicherheit in Bezug auf die Festlegung von Wasserstoffkosten.

Zusätzlich müssen die Anlieferungskosten des Wasserstoffs berücksichtigt werden, die je nach Bezugsart und Distanz stark variieren können [112, S. 73]. Zu den Bezugsoptionen zählen eine Beimischung des Wasserstoffs in das Erdgasnetz, eine Umstellung des Erdgasnetzes auf Wasserstoff, die Planung neuer H<sub>2</sub>-Pipelines, eine Anlieferung über Lkw-Trailer sowie eine Eigenproduktion am Ort des Verbrauchs [112, S. 73]. In dieser Analyse soll nicht im Detail auf die wahrscheinlichste Bereitstellungs- und Transportform des benötigten Wasserstoffs eingegangen werden. Zunächst wird von der aktuellen Einschätzung der SWFL ausgegangen, dass im Jahr 2035 die bestehende Gasanschlussleitung auf Wasserstoff umgestellt werden kann, da entsprechend des geplanten H<sub>2</sub>-Startnetzes eine Rohrleitung der Nord-Süd-Verbindung zwischen der dänischen Grenze und Hamburg auf Wasserstoff umgestellt sein [190]. Entsprechend werden Transportkosten für den Pipeline-Transport unter 100 km in Höhe von 0,18 €/kg bzw. 4,6 €/MWh addiert [121, S. 88].

Für den Strompreis wird kein einheitlicher Preis zugrunde gelegt, sondern wie oben beschrieben eine Zeitreihe. Aufgrund der fluktuierenden Stromerzeugung und dem -bedarf bzw. Angebot und Nachfrage unterliegt der Strompreis starken Schwankungen, die unterschiedliche Knappheitsverhältnisse abbilden. Die Höhe des stündlichen Strompreises hat jedoch großen Einfluss auf die Betriebsweise von KWK- und Power-to-Heat Technologien. Eine Prognose für den Verlauf und das Niveau zukünftiger Strompreise zu treffen, ist sehr herausfordernd, da diese von der zukünftigen Marktsituation (z. B. Höhe installierter Erzeugerkapazitäten) als auch von politischen Rahmenbedingungen abhängen.

An dieser Stelle wird für das Jahr 2035 der Mittelwert von zwei modellierten Strompreisreihen für die Jahre 2030 und 2040 aus der Studie ANGUS II gebildet. In der ANGUS II Studie wurde eine 100 %-erneuerbare Energieversorgung Deutschlands bis 2050 zur Abbildung und Bewertung von Untergrundspeichertechnologien innerhalb dieses Systems modelliert. Die modellierten Szenarien basieren auf unterschiedlichen Szenarien anderer Studien und beziehen politische Entscheidungen, aktuelle Rahmenbedingungen und angenommene sozio-ökonomische Entwicklungen mit ein. [74]

Hier wird auf das, von europäischen Übertragungsnetzbetreibern entwickelte, „Distributed Generation (DG)“ Szenario aus dem „Ten Year Network Development Plan“ aus dem Jahr 2018 Bezug genommen [47]. Dieses Szenario bildet eine ambitionierte Entwicklung ab, bei der insbesondere Prosumer mit kleinskaliger Erzeugung und Batterien politisch gefördert werden [47]. Die in ANGUS II bestimmten Marktstrompreise in diesem Szenario liegen im Mittelfeld der verschiedenen betrachteten Szenarien [74]. Es ist zu berücksichtigen, dass sich diese Ausarbeitung auf Annahmen aus dem Jahr 2018 bzw. 2020 bezieht und so z. B. der Einfluss des Angriffskrieges auf die Ukraine und der Gaskrise auf die Strompreise nicht einbezogen werden. Insgesamt ist die Prognose der Strompreise mit sehr hohen Unsicherheiten verknüpft und kann durch disruptive Ereignisse deutlich vom modellierten Verlauf abweichen. Die aus den „DG Szenarien“ der Jahre 2030 und 2040 gemittelte Strompreiszeitreihe für das Jahr 2035 in Deutschland ist in Abbildung 6-10 dargestellt.



**Abbildung 6-10: Strompreiszeitreihe für das Jahr 2035 nach [74]**

In Tabelle 6-6 werden alle Kostenannahmen für die verschiedenen Energieträger zusammengefasst.

**Tabelle 6-6: Annahmen zu Brennstoffpreisen für das Jahr 2035**

<b>Brennstoff</b>	<b>Preis</b> in €/MWh
Holzhackschnitzel	24
Stroh	22,1
Biomethan	118,4
Wasserstoff	106,8
Strom	Mittelwert: 84

### 6.3.3 Energiepolitischer Rahmen

Es werden regulatorische Rahmenbedingungen des deutschen Energiesektors, die für die Entwicklung der Transformationsszenarien von Relevanz sind, zusammengefasst. Es ist zu berücksichtigen, dass der regulatorische Rahmen stetigen Änderungen unterliegt.

Wird elektrische Energie über das Stromnetz bezogen, müssen neben dem Börsenstrompreis zusätzliche Kosten für Stromumlagen und -steuern berücksichtigt werden. Es werden nach Absprache mit den SWFL zusätzliche Kosten durch Netzentgelt, Stromsteuer, Konzessionsabgabe und verschiedene Umlagen in Höhe von insgesamt 62,1 €/MWh<sub>el</sub> für das Jahr 2035 nach Ramboll (2022) zugrunde gelegt [142, S. 12]. Es wird für alle Anlagen davon ausgegangen, dass Strom über das Netz bezogen wird und entsprechend immer Umlagen und Steuern berücksichtigt werden müssen. Eine Ausnahme stellen Elektrolyseure dar, für welche nach § 118 Abs. 6 EnWG die Netzentgeltumlage (Annahme im Jahr 2035: 31,2 €/MWh) entfällt [23].

Zusätzlich wird die Bundesförderung der Richtlinie für effiziente Wärmenetze „BEW“ mit in das Modell einbezogen. Durch Fördermaßnahmen unterschiedlicher Module soll die Richtlinie die Transformation bestehender und neuer Wärmenetze zur Treibhausgasneutralität unterstützen [9]. Die Förderrichtlinie gilt ab dem 15.09.2023 und bleibt voraussichtlich noch 6 Jahre lang in Kraft [7]. Wenn in Flensburg Treibhausgasneutralität für das Jahr 2035 angestrebt wird, ist eine Antragsstellung im Rahmen der nächsten 5,5 Jahre realistisch. Für diesen Anwendungsfall werden Förderungen des Moduls 2 „Systematische Förderung (Investitions- und Betriebskostenförderung)“ sowie des Moduls 4



„Betriebskostenförderung für Solarthermie-Anlagen und Wärmepumpen“ berücksichtigt [7, 8]. Da die SWFL zurzeit einen Transformationsplan erarbeiten, ist die nötige Voraussetzung zur Inanspruchnahme der Förderleistungen gegeben [7].

In die Förderung des Moduls 2 sind alle bisher vorgestellten Technologien mit Ausnahme der bestehenden Verbrennungsanlagen sowie EHK eingeschlossen. Maximal 40 % der förderfähigen Netto-Investitionskosten können als nicht rückzahlbarer Zuschuss gewährt werden. Die Obergrenze der Kapitalkostenförderung beträgt 100 Millionen Euro. [7]

Der Neubau von Feuerungsanlagen zur Verbrennung von Biomasse ist nur förderfähig, wenn diese maximal 2.500 Stunden im Jahr betrieben werden. Brennstoffzellen sind nicht förderungsfähig, der Neubau von Anlagen zur Verbrennung gasförmiger Biomasse ist in Form von Besicherungsanlagen förderungsfähig, welche nur bei Ausfall der besicherten Anlage betrieben werden dürfen. Aufgrund des wachsenden Konkurrenzdrucks, Knappheit und Kostenunsicherheit von fossil-freien Brennstoffen ist in der BEW festgelegt, dass grüne Gase nur für die Spitzenlastdeckung eingesetzt werden dürfen und Biomasse maximal 15 % der Jahreslast decken darf. [9]

Die Betriebskostenförderung nach Modul 4 ist auf einen Maximalwert von 100 Millionen Euro und maximal 10 Jahre begrenzt. Förderfähig sind der Betrieb von Solarthermie-Anlagen und WP, sofern diese Anlagen weniger wirtschaftlich als fossile Erzeugungsanlagen sind [8]. Die Betriebskostenförderung für Solarthermie-Anlagen ist auf maximal 10 Jahre festgelegt und beträgt 1 ct/kWh. Voraussetzung für die Förderung von WP auf hohem Temperaturniveau und mit einer thermischen Leistung größer 400 kW ist ein Gütegrad größer 0,4. Dieser Gütegrad wird entsprechend Gl 6-7 berechnet. [6]

$$\eta_{WP} = \frac{COP_{eff}}{COP_{max}} = \frac{COP_{eff}}{\frac{T_{VL,Senke} + 273,15 K}{T_{VL,Senke} - T_{VL,Quelle}}} \quad \text{Gl 6-7}$$

Die spezifische Förderung  $c_{F,WP}$  von WP zur Nutzung von Umweltwärme kann maximal 9,2 ct/kWh<sub>UW</sub> betragen und wird mit Gl 6-8 mittels der Jahresarbeitszahl (SCOP von engl. *seasonal coefficient of performance*) der WP berechnet [8]. Die Betriebsförderung ist des Weiteren auf 90 % der nachgewiesenen Stromkosten begrenzt [8].

$$c_{F,WP} = \left[ 5,5 \frac{\text{ct}}{\text{kWh}} - \left( 6,8 - \frac{17}{SCOP} \right) \cdot 0,75 \frac{\text{ct}}{\text{kWh}} \right] \cdot \left( \frac{SCOP}{SCOP - 1} \right) \quad \text{Gl 6-8}$$

Der SCOP ergibt sich dabei aus dem Verhältnis der nutzbaren Wärme zur zugeführten Antriebsarbeit über ein Jahr [84, S. 708]

## 6.4 Modelltopologie

Die vorgestellten Komponenten des Energiesystems werden entsprechend der in Abschnitt 2.4.3 dargestellten Graphenstruktur in unterschiedliche Objektklassen eingeteilt und mit den beschriebenen Angaben zu Wirkungsgraden, Kosten, Zeitreihen etc. aus Abschnitt 11.2 initialisiert. Die Knotenpunkte werden dem Energiesystem in oemof solph hinzugefügt. Die Modellstruktur wird für dieses Fallbeispiel in jupyter notebook erstellt, wodurch eine übersichtliche Darstellung von Text und Codeanteilen sowie eine unmittelbare Visualisierung der Ergebnisse ermöglicht wird [52].

Aus Abbildung 6-11 geht hervor, welche Komponenten unter welchen Bezeichnungen initialisiert werden und welche Ein- und Ausgänge jeweils vorliegen. Die Knotenpunktgruppe der *transformer* entspricht dabei den im Abschnitt 4.3 vorgestellten Technologien (dunkelgraue Boxen im Fließschema). Je Technologie wird im Modell genau eine Komponente initialisiert, obwohl die ermittelte Kapazität für

---

mehrere technischen Anlagen in der Realität stehen kann. Wärmepumpen *transformer* mit dem Kennwort „*booster*“ signalisieren, dass diese WP Wärme auf VL-Temperaturniveau bereitstellen.

Die grau schraffierten *transformer* stellen Anlagen dar, die nicht direkt Energie aus der Umgebung oder aus Brennstoffen bereitstellen, sondern verschiedene Wärmesammelschienen auf unterschiedlichem Temperaturniveau miteinander verbinden. Als *sources* werden die in Abschnitt 4.2 beschriebenen CO<sub>2</sub>-neutralen Wärmequellen erfasst (links abgeschnittene Rechtecke).

Neben der Darstellung der objektorientierten Graphenstruktur in Abbildung 6-11, ist in Anhang 11.10 ein vereinfachtes Ersatzschaltbild des Energiesystems mit allen möglichen Komponenten zur übersichtlichen Darstellung der gewählten Einbindungsstruktur dargestellt.

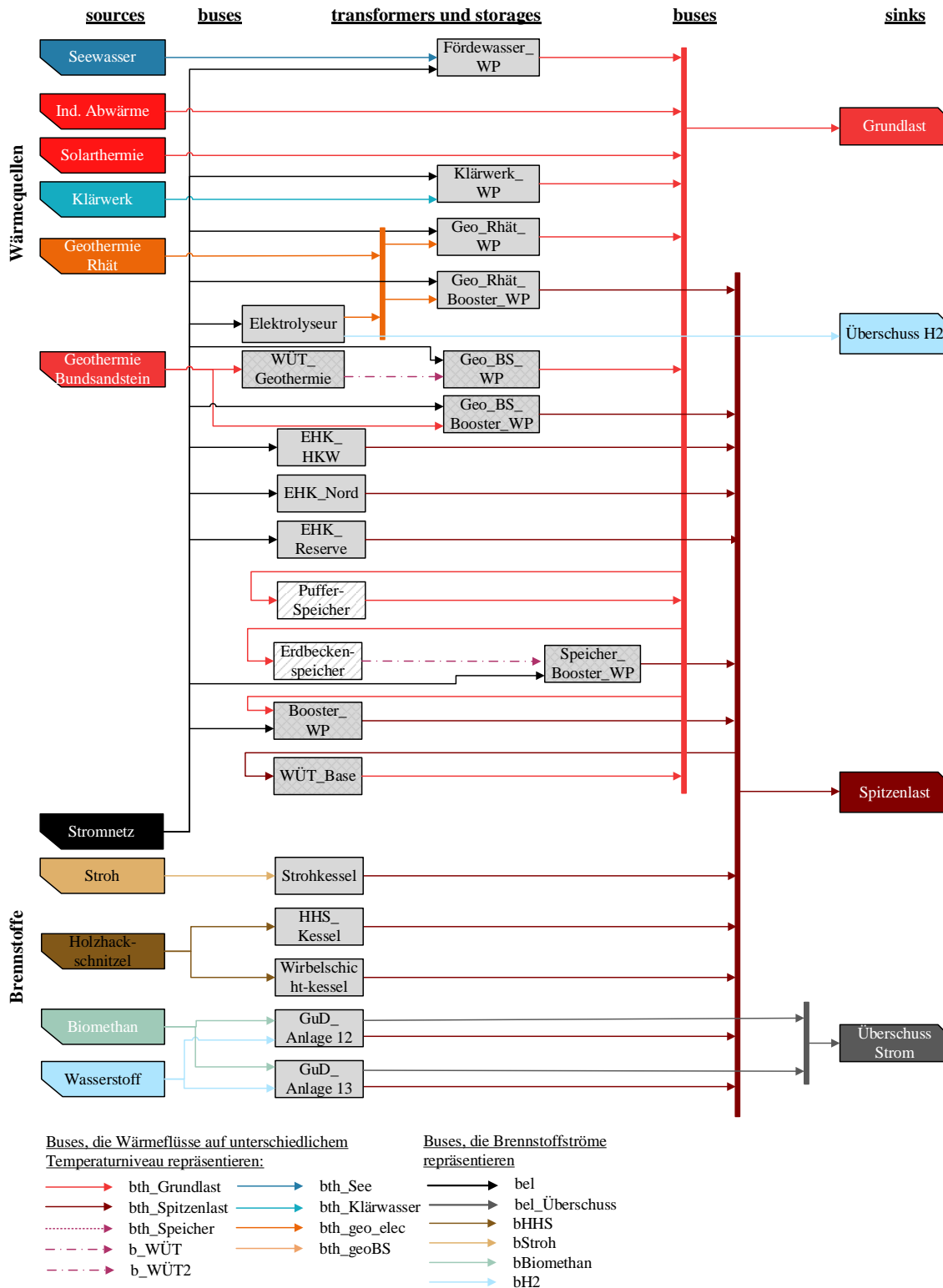


Abbildung 6-11: Graphenstruktur in oemof

Entsprechend oemofs linearem Optimierungsansatz müssen alle Beschränkungen und Zielfunktionen linear formuliert werden. Die zu optimierende Variable der *flows* repräsentiert dabei Energieflüsse. Im Gegensatz zu anderen Energieformen, wie z. B. bei elektrischer Energie, bestimmt bei Wärme flüssen neben der Menge der Energie zusätzliche die Kenngröße der Temperatur die das Exergieniveau des Wärmestroms [153]. Im Modell darf die Temperatur jedoch nicht als Variable, sondern nur als vordefinierter Parameter auftreten, um die Linearität des Systems zu gewährleisten [153]. Auftretende

Wärmeströme werden daher anhand des zugehörigen Temperaturniveaus zu individuellen Energiesammelschienen (*buses*) zusammengefasst. So kann auch ohne die Einführung einer weiteren Variablen (der Temperatur) im System ermöglicht werden, dass Wärme auf unterschiedlichem Temperaturniveau bereitgestellt wird und trotz der identischen Energieform „Wärme“ der Exergiegehalt der *buses* abweichend berücksichtigt wird und auch vom Modell entsprechend behandelt wird. [153]

Neben der Unterscheidung der Energieströme auf der Quellenseite wird auch der Wärmebedarf in zwei getrennte Wärmesenken, die Grundlast  $\dot{Q}_{Base}$  und die Spitzenlast  $\dot{Q}_{Peak}$ , aufgeteilt, die sich über den bekannten Volumenstrom zur Versorgung des Netzes berechnen lassen. Entsprechend Gl 6-9 bezieht sich die Grundlast auf die Anhebung des RL auf eine zuvor definierte Grundlasttemperatur  $T_{Base}$ , während die Spitzenlast den Wärmestrom zur Erhöhung der Temperatur von der Grundlasttemperatur auf die tatsächliche VL-Temperatur umfasst. Liegt die tatsächliche VL-Temperatur unterhalb der definierten Grundlasttemperatur, wird die Spitzenlast zu null und in Gl 6-9 wird die Grundlasttemperatur durch die VL-Temperatur ersetzt.

$$\dot{Q}_{Base}(\tau) = \dot{V}(\tau) \cdot \rho \cdot c_p \cdot (T_{Base} - T_{RL}(\tau)) \quad \text{Gl 6-9}$$

Wie in Abbildung 6-11 gezeigt, werden die Ausgänge der *transformer*, welche eingespeiste Energie repräsentieren, entweder der Grund- oder der Spitzenlast zugeordnet. Über einen intermediären *transformer*  $W\ddot{U}T_{Base}$  wird sichergestellt, dass Energie, die auf dem höherwertigen Exergieniveau der Spitzenlast bereitgestellt wurde, auch zur Deckung der Grundlast eingesetzt werden kann.

Da der Wirkungsgrad zahlreicher Technologien stark von der nötigen Bereitstellungstemperatur abhängt und die maximale Bereitstellungstemperatur in einigen Fällen nach oben begrenzt ist, wurde dieser Ansatz gewählt, um Betriebsvorteile durch geringere Temperaturgradienten für WP und Solarthermie, wie auch den Bedarf nach hochtemperaturfähigen Spitzenlasttechnologien, zu verdeutlichen.

Zunächst wurde die Grundlasttemperatur auf 85 °C festgelegt. In der Analyse von PIEPER et al. (2019) wurde 85 °C als geeignete Zieltemperatur zum effizienten Betrieb von WP bei geringen Wärmequelltemperaturen identifiziert und auch Hersteller von Seewasser-WP haben 85 °C im Austausch mit den SWFL als sinnvolle Obergrenze angegeben [156, 57, 134]. Bei dieser Temperatur ist zudem eine dauerhafte direkte Einbindung der vorhandenen industriellen Abwärme möglich [45]. Nach dieser Aufteilung entfällt etwa ein Drittel der jährlichen Wärmenachfrage auf die Spitzenlast und zwei Drittel können der Grund- und Mittellast zugeordnet werden.

Es ist zu berücksichtigen, dass über den Ansatz der verschiedenen Wärmesammelschienen zwar eine Annäherung an die Realität zur Berücksichtigung des Einflusses verschiedener Temperaturen geschaffen wurde, gleichzeitig jedoch weitere Schwachpunkte beim Übertragen der Realität auf ein lineares Modell verbleiben.

Die Wahl der Grundlasttemperatur und die Zuordnung der einzelnen Anlagen zur Grund- oder Spitzenlast nehmen Einfluss auf die Wirkungsgrade der Erzeugungsanlagen, die nutzbare Wärmemenge je Last und Speicherkapazitäten und somit folglich auf die resultierende Einsatz- und Investitionsplanung. Aktuell sind jeweils alle Spitzen- und alle Grundlasttechnologien parallel zueinander angeordnet (vgl. Graphenstruktur in Abbildung 6-11). Dies hat den Vorteil, dass Ein- und Ausgangstemperaturen jeweils bekannt sind und über die gemeinsamen Ausgangs-Sammelschienen weitere Komponenten, wie die Speicher, eingebunden werden können. Andere Anordnungen sind möglich und könnten ihrerseits Vorteile aufweisen. So wären beispielsweise bei einer Schaltung der WP in Reihe, aufgrund geringerer Temperaturgradienten, höhere Leistungszahlen zu erwarten. Die Aufteilung der Last anhand von zwei Temperaturniveaus führt außerdem dazu, dass nicht alle in der Realität vorliegenden Temperaturen von Wärmequellen auch bis zur maximal verfügbaren Temperatur

ausgenutzt werden können (z. B. Nutzung der industriellen Abwärme aktuell nur bis zur Grundlasttemperatur). In dieser Phase der Systemoptimierung, in welcher der Erzeugungspark selbst Optimierungsgegenstand ist, können jedoch nicht verschiedene Anordnungsformen gegeneinander abgewogen werden.

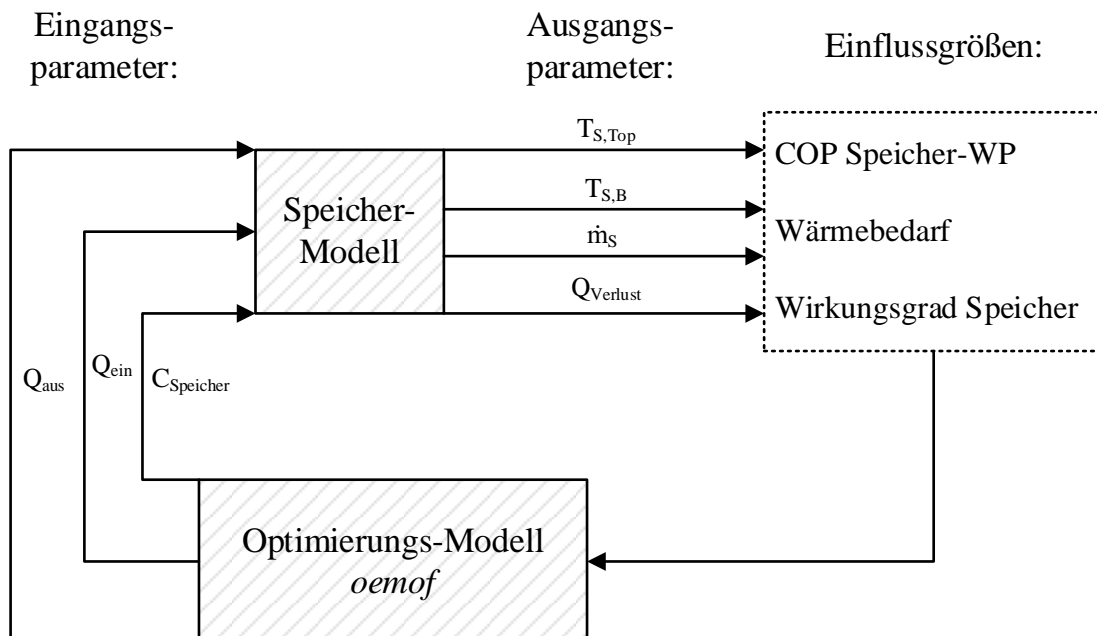
## 6.5 Abbildung temperaturabhängigen Verhaltens

Während in guter Näherung für Feuerungsanlagen, Elektrolyseure, EHK und WÜT von festen Wirkungsgraden ausgegangen werden kann, ist der spezifische erreichbare Ertrag solarthermischer Anlagen und WP variabel. Auch die Verluste und Temperaturen im saisonalen Speicher sind zeitabhängig. Im Folgenden wird beschrieben, wie jeweils anhand von vorgelagerten Simulationen über gegebene Parameter stündliche Zeitreihen zur Effizienz der Anlagen ermittelt werden. Diese werden anstelle fester Wirkungsgrade zur Initialisierung der zugehörigen Modellkomponenten genutzt.

### 6.5.1 Speicherschleife

Im Fall des saisonalen Speichers ist der Einbezug von Temperaturen in das Modell durch vorherige Parametrisierung nicht mehr möglich, da sich die Temperaturen im Speicher und entsprechend die der ausgespeisten Energieströme, basierend auf dem zu optimierenden Ein- und Ausspeiseverhalten, verändern.

In dieser Studie wird ein iterativer Ansatz zur Bestimmung des Speicherverhaltens und deren Auswirkungen auf das gesamte System gewählt. Dafür wird der Erdbeckenspeicher in einem externen Modul simuliert. Ziel dabei ist, das variierende Temperaturniveau der ausgespeisten Massenströme aus dem Speicher, die Massenströme und eine realitätsnahe Verlustzeitreihe an das Hauptmodell zu übergeben. Gleichzeitig soll der Rechenaufwand begrenzt und keine proprietäre Software genutzt werden. Die Vorgehensweise bei der externen Speichersimulation kann in Anhang 0 nachvollzogen werden. Die Iterationsschleife wird in Abbildung 6-12 visualisiert.



**Abbildung 6-12: Iterationsschleife zur Einbindung des saisonalen Speichers**

Über die Speichersimulation können Temperaturzeitreihen im Speicher, Massenströme während Be- und Entladungsprozessen sowie spezifische Wärmeverluste ermittelt werden. Die Temperatur oben im Speicher  $T_{S, \text{Top}}$  kann dazu verwendet werden, den COP der dem Speicher nachgeschalteten WP zu bestimmen.

Die Temperatur unten im Speicher  $T_{S,B}$  nimmt Einfluss auf die Temperatur des Rücklaufs  $T_{RL}$ . Während Beladungsvorgängen wird dem PTES oben ein erhitzter Massenstrom  $\dot{m}_{mres}$  zugeführt. Gleichzeitig wird ein ebenso hoher Massenstrom  $\dot{m}_S$  unten dem Speicher entnommen und dem Rücklauf  $\dot{m}_{RL}$  beigemischt. Durch diesen Vorgang sinkt die Mischtemperatur des Rücklaufs, sodass die Grundlastzeuger zur Anhebung des Rücklaufs eine größere Wärmemenge bereitstellen müssen. Die veränderte Temperatur  $T_{RL,neu}$  folgt nach Gl 6-10:

$$T_{RL,neu}(\tau) = \frac{\dot{m}_S(\tau)}{\dot{m}_S(\tau) + \dot{m}_{RL}(\tau)} \cdot T_{S,B}(\tau) + \frac{\dot{m}_{RL}(\tau)}{\dot{m}_S(\tau) + \dot{m}_{RL}(\tau)} \cdot T_{RL}(\tau) \quad \text{Gl 6-10}$$

Die angepasste RL-Temperatur wird auch zur Bestimmung der Wärmelasten nach Gl 6-9 und zur Berechnung aller temperaturabhängigen Wirkungsgrade genutzt.

Nach der externen Speichersimulation kann das oemof Optimierungsmodell genutzt werden, in welchem der Speicher als reguläre Komponente mit der durch die Simulation bestimmten Verlustzeitreihe initialisiert wird. Der initiale Ladezustand ist Ergebnis der Optimierung, es wird jedoch festgelegt, dass der Ladezustand des letzten Zeitschritts dem des ersten Zeitschritts entsprechen muss. Damit wird sichergestellt, dass die Energiebilanz über den betrachteten Zeitraum hinweg konstant bleibt und der Speicher nicht am Ende des Betrachtungszeitraums eine geringere Ladung aufweist als zu Beginn. Solch eine Betriebsform hätte nachteilige Auswirkungen auf die Folgeperiode, welche nicht in die Optimierung einbezogen werden können.

Aus dem Optimierungsmodell gehen schließlich Daten zum Ein- und Auspeiseverhalten sowie einer optimierten Speicherkapazität  $C_{Speicher}$  hervor. Diese Informationen dienen als Eingang der Speichersimulation, sodass sich eine geschlossene Iterationsschleife ergibt, innerhalb derer ein sinnvolles Betriebsverhalten mit möglichst realistischen Temperaturniveaus ermittelt werden soll.

Der Iterationsansatz stellt dabei die im Umfang dieser Arbeit bestmögliche Annäherung an ein reales Speicherverhalten dar. Gleichzeitig verbleiben zahlreiche Unzulänglichkeiten des Ansatzes. Die Optimierung kann nicht einbeziehen, dass sich durch ein verändertes Betriebsverhalten die Temperaturen im Speicher ändern und somit verknüpfte Wirkungsgrade variieren. Ebenso wenig kann während der Optimierung einbezogen werden, dass eine größer gewählte Speicherkapazität zu einem besseren Oberflächen-Volumen-Verhältnis führt und sich dadurch spezifisch geringere Verluste ergeben. Eine gleichzeitige Optimierung des Erzeugerparks und Dimensionierung des Speichers gelingen entsprechend nur im eingeschränkten Umfang und die gefundenen Ergebnisse können nur als erste Annäherung verstanden werden.

## 6.5.2 Solarthermie

Die solarthermischen Erträge einer Solaranlage hängen von der solaren Einstrahlung, den bereitzustellenden Temperaturen, wie auch von der Temperatur des Rücklaufs zur Solarthermie ab.

Unterschiedliche Betriebsmodi zur Einbindung von Solarthermie sind denkbar. Die Anlage kann zur Erreichung der nötigen VL-Temperaturen im Netz ausgelegt werden. Dann entspricht die Zieltemperatur der Solarthermie-Anlage der aktuellen VL-Temperatur im Netz zuzüglich der Temperaturgradienten in den Wärmeübertragern [116]. In den Angaben des Herstellers zum Kollektor ist jedoch festgelegt, dass die maximale Kollektortemperatur auf 110 °C begrenzt werden muss und die maximale Temperaturdifferenz von Umgebungs- zur Zieltemperatur 80 K entspricht [159]. Da diese Anforderungen für den Flensburger Anwendungsfall nicht erfüllt werden könnten, wird diese Betriebsform ausgeschlossen. Stattdessen werden die Solarthermie-Anlagen zur Vorwärmung des Fernwärmewassers auf die Grundlasttemperatur ausgelegt. Die Kollektor-Rücklaufumtemperatur am

Eingang der Anlagen entspricht der RL-Temperatur des Netzes zuzüglich der Grädigkeit im Pich-Point der WÜT.

Während bei der Regelung auf Netzvorlauftemperaturen keine Nacherhitzung mehr nötig ist und Energie mit höherem Exergieanteil bereitgestellt wird, können durch den Vorwärmbetrieb mehr Betriebsstunden ermöglicht werden.

Auf Grundlage des gewählten Betriebsfalls und der standortspezifischen Wetterdaten erfolgt im Voraus der Optimierung des Energiesystems eine fallspezifische Aufbereitung der Daten zur solaren Einstrahlung. Die Berechnung der solarthermischen Erträge basiert auf dem Vorgehen von MEIßNER et al. (2017) [116]. Das Berechnungsmodell bezieht sowohl optische als auch thermische Verluste an den Kollektoren mit ein. Insbesondere die Aufwärm- und Abkühlprozesse werden dabei berücksichtigt. Das Vorgehen zur Simulation wird in Anhang 11.9 wiedergegeben. Anhand der gegebenen Eingangsdaten wird dabei sowohl die maximale installierbare Nennleistung auf der verfügbaren Fläche, als auch eine Zeitreihe zum leistungsspezifischen Kollektorfeldertrag ermittelt.

### 6.5.3 Wärmepumpen

Wie in Abschnitt 11.4.1 beschrieben, wird die Leistungszahl einer WP üblicherweise über Gütegrade der einzelnen Komponenten, gegebene Temperaturniveaus und die Betriebsbedingungen ermittelt. Da im Modell keine Festlegung auf einen Hersteller erfolgt und verschiedene Betriebsfälle abgebildet werden müssen, wird ein Vergleichsmodell zur Ermittlung von COPs verwendet.

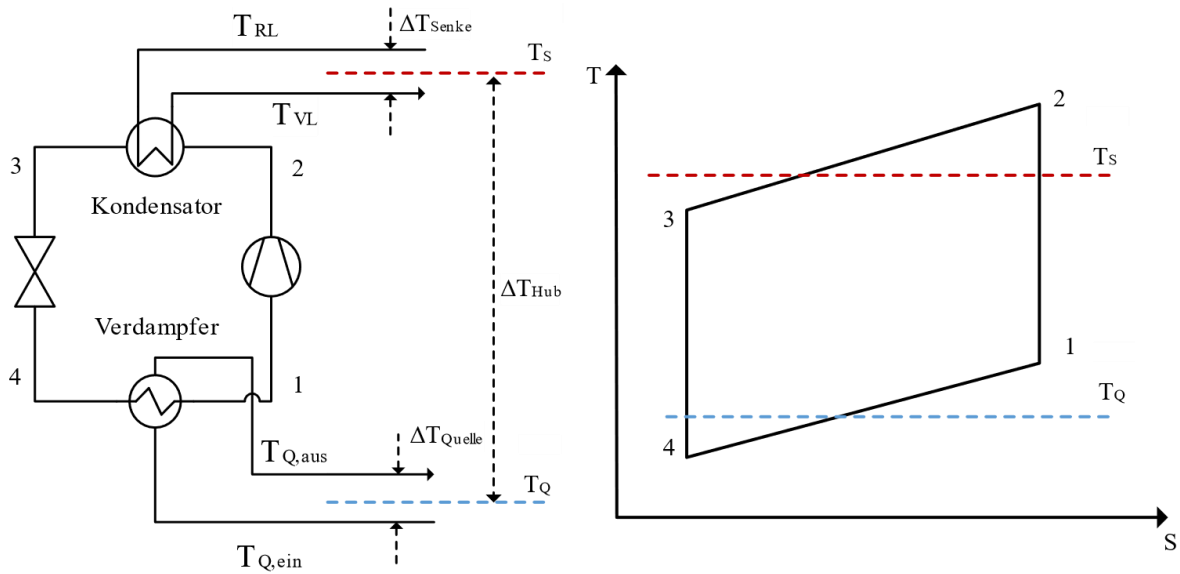
Der linksläufige CARNOT-Kreisprozess mit isothermer Wärmeübertragung und isentroper Entspannung sowie Verdichtung beschreibt ein Vergleichsmodell zur WP mit maximal erreichbarer Effizienz. Die maximale bzw. CARNOT-Leistungszahl  $\varepsilon_C$  kann aus dem Kehrwert des Carnotwirkungsgrades, welcher lediglich von den Temperaturniveaus abhängt, bestimmt werden. [91, S. 13]

Um eine möglichst gute Annäherung an den optimalen CARNOT-Prozess zu erreichen, sollte die Temperaturspreizung bei der Wärmeübertragung ( $\Delta\bar{T}_{Senke}$  und  $\Delta\bar{T}_{Quelle}$  in Abbildung 6-13) möglichst gering ausfallen, um Exergieverluste durch große Temperaturunterschiede bei der Wärmeübertragung zu vermeiden [204]. Gerade bei einem begrenzten Wärmeangebot der Quelle oder hohem Bedarf der Senke, ist dies jedoch nur bedingt einhaltbar, da bei zu geringerer Auskühlung im WÜT zu hohe Massenströme zur Übertragung der Wärmeleistung nötig würden [80].

Auch in diesem Beispiel muss die Temperatur der Wärmesenke um 20 bis 50 K angehoben werden und insbesondere bei der Einbindung der Geothermie wird zusätzlich die Wärmequelle um mehr als 20 K ausgekühlt. Statt des CARNOT-Prozesses wird daher der LORENZ-Prozess als Vergleichsprozess gewählt. Dies wurde zur Modellierung von WP in Fernwärmenetzen beispielweise bei LUND et al. (2017), ØSTERGAARD und ANDERSEN (2016), PIEPER et al. (2019), JENSEN et al. (2015) und (2017) sowie bei OMMEN et al. (2015) umgesetzt [106, 128, 127, 135, 79].

Der LORENZ-Prozess kann durch den Einsatz zeotroper Arbeitsmedien angenähert werden, bei welchen der Phasenwechsel bei variierenden Temperaturen erfolgt [10]. Alternativ wird der LORENZ-Prozess auch durch hybride Absorptions-Kompressions-WP oder die Verschaltung von mehreren WP in Reihe angenähert [79].

Beim LORENZ-Prozess folgt das Temperaturniveau des Arbeitsmediums dem Temperaturverlauf der Wärmequelle bzw. -senke [79]. Der Lorenz-Prozess stellt also einen CARNOT-Prozess mit unendlich vielen Stufen dar und erlaubt dadurch eine bessere Ausnutzung des sensiblen Wärmeangebots [4]. Der ideale Lorenz-Prozess ist in Abbildung 6-13 rechts im T-S-Diagramm dargestellt. Das zugehörige Fließdiagramm einer Wärmepumpe ist linksseitig dargestellt.



**Abbildung 6-13: Fließschema Wärmepumpen-Prozess und Lorenz-Prozess im T-S-Diagramm nach [26]**

Die LORENZ-Leistungszahl berechnet sich nach Gl 6-11 mit den thermodynamischen Mitteltemperaturen von Wärmequelle und -senke [128], welche durch die gestrichelten Linien im Diagramm visualisiert werden und über die logarithmische Temperaturdifferenz bestimmt werden.

$$\varepsilon_{Lorenz}(\tau) = \frac{\bar{T}_{Senke}(\tau)}{\bar{T}_{Senke}(\tau) - \bar{T}_{Quelle}(\tau)} \tag{Gl 6-11}$$

Da der LORENZ-Prozess ein idealisierter Vergleichsprozess ist, liegt die tatsächliche Leistungszahl einer WP immer niedriger als die LORENZ-Leistungszahl. Der Gütegrad  $\eta_{WP}$  der WP setzt die Leistungszahl der WP ins Verhältnis zur LORENZ-Leistungszahl [28, S. 286].

$$\varepsilon(\tau) = \eta_{WP}(\tau) \cdot \varepsilon_{Lorenz}(\tau) \tag{Gl 6-12}$$

Der Gütegrad bildet dabei alle Verluste im Verdichter und im Kältekreis ab und wird üblicherweise durch empirische Messungen realer COPs in unterschiedlichen Betriebspunkten durch die Hersteller ermittelt [91, S. 13]. Ohne Herstellerangaben muss auch der Gütegrad systematisch bestimmt werden.

PIEPER et al. (2020) haben gezeigt, dass die Annäherung des thermodynamischen Prozesses über den LORENZ-Prozess bei feststehendem Gütegrad deutliche Abweichungen zum realen COP aufweist, wenn der Temperaturhub der WP unter den Auslegungspunkt, der zur Bestimmung des Gütegrades genutzt wurde, fällt [136]. Des Weiteren wurde deutlich, dass bei geringeren Wärmequellentemperaturen höhere Gütegrade erreichbar sind. Um diese Unterschiede abzubilden, wird in der Simulation ein *look-up-table* genutzt. Stundenspezifisch wird anhand des zu leistenden Temperaturhubes von Wärmequelle zu -senke und der thermodynamischen Mitteltemperatur im Verdampfer der zugehörige Gütegrad entsprechend Tabelle 6-7 ausgewählt.



**Tabelle 6-7: Gütegrade in Abhängigkeit von Temperaturhub und Wärmequellentemperatur  
eigene Annahmen nach [136; 156; 57]**

Verdampfertemperatur <sup>14</sup> Temperaturhub	1 ... 10 °C	11 ... 25 °C	26 ... 45 °C	46 ... 70 °C
20 ... 40 K	0,51	0,49	0,47	0,45
41 ... 60 K	0,55	0,52	0,50	0,48
61 ... 80 K	0,58	0,56	0,54	0,52

Für jeden Wärmepumpentyp und jeden Zeitschritt wird der COP anhand des entsprechenden Gütegrades und der LORENZ-Leistungszahl nach Gl 6-11 bestimmt. Die ermittelten Zeitreihen ersetzen somit die festen Wirkungsgrade bei der Initialisierung der Komponenten im Modell. Die LORENZ-Leistungszahl bzw. die zugrunde liegenden thermodynamischen Mitteltemperaturen, hängen von der gewählten Einbindungsvariante der WP ab. Es sind verschiedene Schaltungsvarianten denkbar, die jeweils individuelle Vorteile aufweisen [10, 91].

Hier wird für WP zur Nutzung von Niedertemperatur-Wärmequellen kondensatorseitig eine Entnahme aus dem Fernwärmerücklauf und Einspeisung in den Fernwärmeverlauf betrachtet, eine Konfiguration, die in der Vergangenheit von Fernwärmenetz-Betreibern bevorzugt wurde [91, S. 35].

Um den nötigen Temperaturhub zu begrenzen und damit die Effizienz der WP zu erhöhen, wird für alle Umgebungs-WP unter 50 °C lediglich ein Anheben des Fernwärmerücklaufs auf das vordefinierte Temperaturniveau der Grundlast in Höhe von 85 °C berücksichtigt. Die thermodynamische Mitteltemperatur der Wärmesenke ergibt sich nach Gl 6-13:

$$\bar{T}_{Senke}(\tau) = \frac{T_{RL}(\tau) - T_{Base}}{\ln\left(\frac{T_{RL}(\tau)}{T_{Base}}\right)} \quad \text{Gl 6-13}$$

Die Auskühlung des Wärmequellfluides im Verdampfer wird im Voraus auf die Temperaturdifferenz  $\Delta T_{WP}$  festgelegt. Eine geringe Spreizung führt zu einem höheren durchschnittlichen Temperaturniveau und damit zu höheren COP, gleichzeitig sinkt jedoch die nutzbare Wärmemenge je Massenstrom. Die Temperaturspreizungen werden daher in Abhängigkeit des verfügbaren Volumenstroms individuell je Wärmequelle nach Tabelle 6-8 festgelegt:

<sup>14</sup> der Wärmequelle

**Tabelle 6-8: Temperaturspreizung im Verdampfer in Abhängigkeit von der Wärmequelle**

Wärmequelle	Temperatur- spreizung im Verdampfer in K	Referenz
Seewasser	3	[82]
Klärwerk	6	[45]
Geothermie	30	[78]
Speicher	20	[181]

Die thermodynamische Mitteltemperatur der Wärmequelle  $\bar{T}_{Quelle}$  wird nach Gl 6-14 bestimmt.

$$\bar{T}_{Quelle}(\tau) = \frac{\Delta T_{WP}}{\ln\left(\frac{T_{Quelle,ein}(\tau)}{T_{Quelle,ein}(\tau) - \Delta T_{WP}}\right)} \quad \text{Gl 6-14}$$

Wenn die Temperatur der Wärmequelle oberhalb der RL-Temperatur liegt, wird berücksichtigt, dass ein Anteil der Wärme direkt in einem WÜT genutzt werden könnte und die verbleibende Temperatur der Quelle entsprechend um  $\Delta T_{WÜT}$  reduziert. Die mittlere Temperatur der Quelle folgt dann nach Anpassung von Gl 6-15:

$$\bar{T}_{Quelle}(\tau) = \frac{\Delta T_{WP}}{\ln\left(\frac{T_{RL}(\tau) + \Delta T_{WÜT}}{T_{RL}(\tau) + \Delta T_{WÜT} - \Delta T_{WP}}\right)} \quad \text{Gl 6-15}$$

Bei Annahme einer konstanten Wärmekapazität des Fluides wird der Anteil der Wärme  $p_{direkt}$ , welcher direkt ausgekoppelt werden kann, nach Gl 6-16 bestimmt.

$$p_{direkt}(\tau) = \frac{T_{Quelle,ein}(\tau) - (T_{RL} + \Delta T_{WÜT})}{T_{Quelle,ein}(\tau) - (T_{RL}(\tau) + \Delta T_{WÜT} - \Delta T_{WP})} \quad \text{Gl 6-16}$$

Für externe Wärmequellen auf hohem Temperaturniveau ist auch eine Deckung der Spitzenlast denkbar. In Gl 6-13 wird  $T_{RL}$  dann durch die Grundlasttemperatur und  $T_{Base}$  durch die VL-Temperatur  $T_{VL}$  ersetzt. Gl 6-13 kann entsprechend angepasst werden:

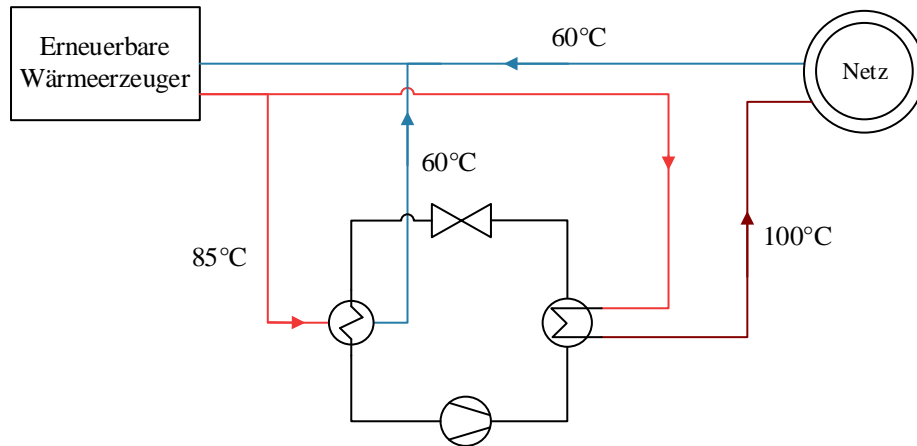
$$\bar{T}_{Senke}(\tau) = \frac{T_{VL}(\tau) - T_{Base}}{\ln\left(\frac{T_{VL}(\tau)}{T_{Base}}\right)} \quad \text{Gl 6-17}$$

Neben der Einbindung von externen Wärmequellen können WP auch innerhalb des Fernwärmenetzes implementiert werden, wodurch das Temperaturniveau im Netz gezielt angepasst werden kann [91]. Hier wird sowohl die Option berücksichtigt, Wärme von der Grundlast- auf die VL-Temperatur anzuheben, als auch den Wärmespeicher über eine WP zu entladen.

Die Konfiguration der hydraulischen Schaltung zur Anhebung des Vorlaufs vom Grundlasttemperaturniveau auf die benötigte Temperatur, wird hier dem bei ROH et al. (2017) vorgestellten Prinzip nachempfunden, welches im Vergleich den höchstmöglichen COP aufgewiesen hat [145]. In Abbildung 6-14 ist dargestellt, wie das Temperaturniveau des FW-Vorlaufs von 85 °C im Kondensator angehoben wird und der FW-Vorlauf mit Grundlasttemperatur gleichzeitig dem Verdampfer als Wärmequelle dient.

Die Berechnung der thermodynamischen Mitteltemperaturen entspricht Gl 5-6 und Gl 5-9.

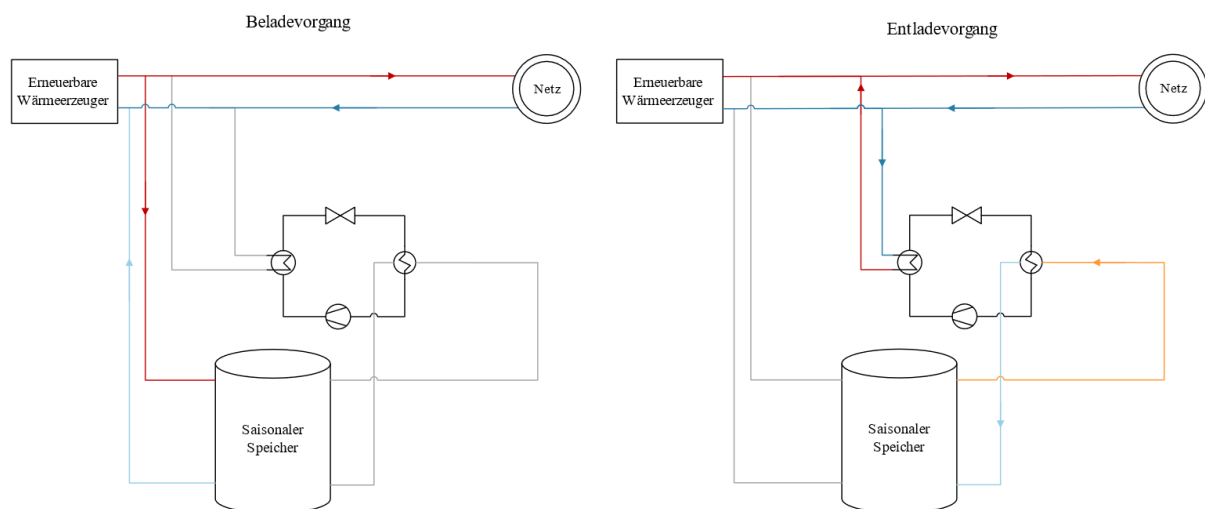
Eine Anhebung der Temperatur über eine WP ist nur möglich, wenn der Temperaturhub zwischen Verdampfer und Kondensator mindestens 10 K beträgt, was die bisherige Betriebsuntergrenze in konventionell realisierten WP darstellt [115; 80].



**Abbildung 6-14: Schematische Darstellung Einbindung Booster-WP**

Die Einbindung des Speichers kann entweder direkt oder indirekt erfolgen. Während bei einer direkten Einbindung im Speicher dieselben Temperaturen vorliegen wie im Fernwärmenetz, wird bei der indirekten Einbindung Wärme im Speicher auf einem geringeren Temperaturniveau gehalten und bei Bedarf über eine WP nutzbar gemacht [65]. Für die Einbindung der WP hinter dem Speicher sind verschiedene Schaltungsoptionen denkbar [10]. Hier wird eine Konfiguration entsprechend TOSATTO et al. (2023) angenommen, bei welcher der Verdampfer Wärme aus dem Speicher bezieht und das ausgekühlte Fluid nach dem Verdampfer wieder zurück in den Speicher geführt wird. Dabei ist die Spreizung im Verdampfer auf der Seite der Wärmequelle festgelegt [181].

Der saisonale Speicher wird über erneuerbare Wärmequellen gespeist, die Wärme auf dem definierten Grundlasttemperaturniveau bereitstellen. Der Beladungsvorgang des Speichers ist in Abbildung 6-15 links dargestellt.



**Abbildung 6-15: Ersatzschaltbild Einbindung des saisonalen Wärmespeichers**

Da der Entladevorgang eines saisonalen Speichers vorrangig im Herbst und Winter stattfindet, reicht die Temperatur oben im Speicher in der Regel nicht aus, um Wärme auf dem VL-Temperaturniveau bereitzustellen. Stattdessen wird von einer Entladung über eine Booster-WP ausgegangen (rechts in

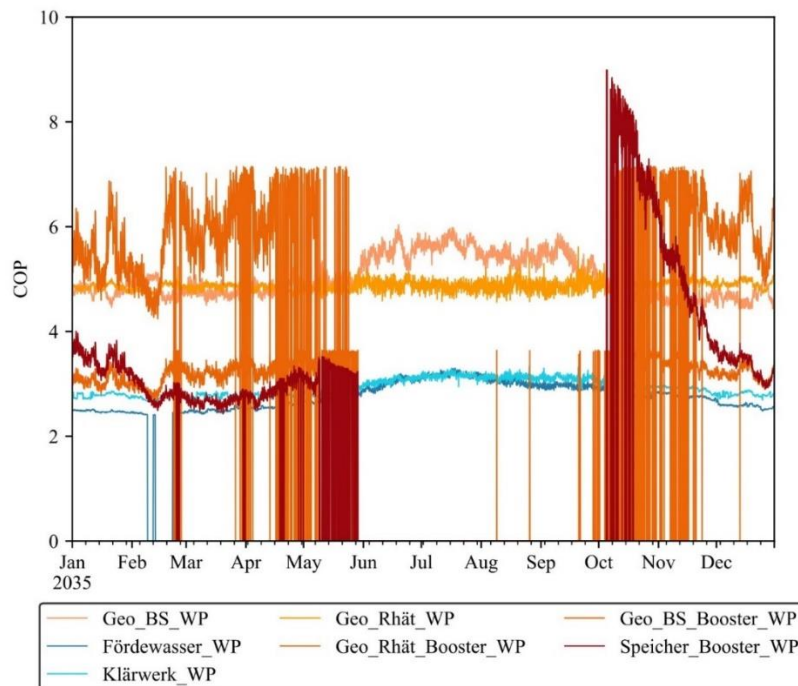
Abbildung 6-15). Der Speicher dient als Wärmequelle für den Verdampfer. Es wird von einer Auskühlung im Verdampfer von 20 K ausgegangen. Die thermodynamische Mitteltemperatur der Senke ergibt sich nach der angepassten Gl 6-13. Die thermodynamische Mitteltemperatur der Quelle folgt nach Anpassung von Gl 6-14 mithilfe der Temperatur oben im Speicher  $T_{S,Top}$  zu Gl 6-18:

$$\bar{T}_{Quelle}(\tau) = \frac{\Delta T_{WP}}{\ln\left(\frac{T_{S,Top}(\tau)}{T_{S,Top}(\tau) - \Delta T_{WP}}\right)} \quad \text{Gl 6-18}$$

Wenn die Speichertemperatur die RL-Temperatur überschreitet, wäre es theoretisch auch möglich, Wärme zunächst direkt in einem WÜT auszukoppeln und anschließend die WP nachzuschalten. Da dieser Fall in der Entladephase des Speichers im Herbst und Winter nur sehr selten auftreten würde, wird diese Schaltung aus Gründen der Übersichtlichkeit nicht dargestellt.

Ebenso sind Betriebsweisen denkbar, bei welchen der Speicher aus der unteren Schicht entladen wird oder aber Spitzenlast-Erzeuger dem Speicher Wärme bei höherer Temperatur zuführen können. Ein weiteres Optimierungsmodell speziell für zur Einbindung des saisonalen Speichers könnte Vor- und Nachteile der verschiedenen denkbaren Schaltungen im Nachgang aufzeigen. In dieser Arbeit wird lediglich eine Einbindung nach Abbildung 6-15 berücksichtigt.

Nach Auskühlung des Speicherfluides im Verdampfer der WP wird dieses bei abgesenkter Temperatur (je nach Spreizung im Verdampfer) wieder unten dem Speicher zugeführt. Dadurch kann die Temperatur unten im Speicher weit unter die RL-Temperatur sinken, sodass sowohl das Schichtungsverhalten des Speichers gefördert, als auch die Wärmekapazität bei gleichem Volumen erhöht und Wärmeverluste reduziert werden. [181]



**Abbildung 6-16: Stündliche COPs für verschiedene Wärmepumpensysteme**

Wird der beschriebene Ansatz genutzt, um die COPs der verschiedenen Wärmepumpensysteme innerhalb der gewählten Rahmenbedingungen zu simulieren, ergeben sich die in Abbildung 6-16 gezeigten Verläufe.

Einige Linien sind nicht durchgängig. Dies weist bei den Booster-WP darauf hin, dass der Temperaturhub unterhalb von 10 K sinkt oder die Spitzenlast im Sommer nicht mehr vorhanden ist und somit keine WP betrieben werden müssen. Bei der Seewasser-WP tritt die Stillstandszeit im Februar während zu geringer Seewasser-Temperaturen hervor. Besonders bei Betrachtung der roten Kurve zur Speicher-Booster-WP wird deutlich, wie groß der Einfluss der Wärmequelltemperaturen auf die Leistungszahl ist und wie sich durch eine saisonale Variation dieser stark schwankende COPs ergeben können.

## 6.6 Berücksichtigung ökonomischer Kenngrößen

### Bestimmung der Annuitäten

Um die Investitionskosten für den Betrachtungszeitraum von einem Jahr mit den variablen Kosten vergleichbar zu machen, wird je Technologie  $TE$  der Barwert der anfallenden kapitalgebundenen Kosten gleichmäßig über ihre Lebensdauer  $n$  verteilt und zu einer jährlichen Kostenannuität zusammengefasst. Dabei wird der heutige Zeitwert von Kapitalkosten, die in der Zukunft auftreten, durch den Einbezug des gewichteten durchschnittlichen Kapitalkostensatzes  $r$  repräsentiert. [122, S. 39-40]

Die Kapitalkosten  $c_{capex,T}$  sind dabei spezifisch je installierter Kapazität angegeben. Mit einbezogen in die Annuität werden des Weiteren spezifische fixe Betriebs- und Wartungskosten  $c_{opex,fix}$ , die nicht vom Betrieb der Anlage, sondern nur von der installierten Kapazität abhängen.

$$C_{Annuität,TE} = c_{capex,TE} \cdot \frac{r \cdot (1+r)^n}{(1+r)^n - 1} + c_{opex,fix} \quad \text{Gl 6-19}$$

### Wärmekosten

Während der Auswertung der Ergebnisse werden Wärmekosten (LCOH von engl. *levelized cost of heat*) ermittelt. Deren Bestimmung folgt nicht exakt nach dem in der VDI-Richtlinie 2067 beschriebenen Ansatz zur Ermittlung von Wärmegestehungskosten. Es wird kein Nutzungszeitraum definiert (für Betrieb eines Fernwärmenetzes voraussichtlich unbegrenzt) und somit werden keine Kosten für Ersatzinvestitionen einbezogen [189]. Auch weitere Kosten, die sich auf die Nutzung und den Bau des Netzes und der Übergabestationen beziehen, werden nicht berücksichtigt.

Die jährlichen Gesamtkosten  $C_{ges}$  je Technologie  $TE$  setzen sich nach Gl 6-20 aus den Kostengruppen der absoluten kapitalgebundenen  $C_{capex,TE}$ , betriebsgebundenen  $C_{Betrieb,TE}$  und bedarfsgebundenen Kosten  $C_{Bedarf,TE}$  zusammen. Einkünfte  $C_{Ertrag,TE}$  durch die Erzeugung der Nebenprodukte Strom und Wasserstoff  $C_{Ertrag,TE}$  sowie staatliche Förderungen  $C_{capex_F}$  und  $C_{opex_F}$  werden abgezogen.

$$C_{ges,TE} = C_{capex,TE} + C_{Betrieb,TE} + C_{Bedarf,TE} - C_{Ertrag,TE} - C_{capex_F} - C_{opex_F} \quad \text{Gl 6-20}$$

Die kapitalgebundenen Kosten nach Gl 6-21 entsprechen hier ausschließlich den Investitions- und festen Wartungs- und Betriebskosten einer Technologie und folgen aus der zu optimierten Kapazität  $K_T$  sowie der eingangs ermittelten Kostenannuität  $C_{Annuität}$ .

$$C_{capex,TE} = C_{Annuität,TE} \cdot K_{TE} \quad \text{Gl 6-21}$$

Die betriebsgebundenen Kosten ergeben sich aus den variablen Betriebskosten  $c_{var}$ , welche in Abhängigkeit der erzeugten Wärme  $Q_{Nutz}$  angegeben werden. Da sich die Wärmekosten speziell auf das Jahr 2035 und nicht den Durchschnitt eines Betrachtungszeitraumes beziehen und betriebs- und bedarfsgebundene Kosten für das Jahr 2035 definiert wurden, wird für diese Kostengruppe keine

Annuität wie in der VDI 2067 bestimmt. Stattdessen werden die variablen Kosten direkt in die Gesamtkosten einbezogen [189].

$$C_{\text{Betrieb},TE} = c_{\text{var},TE} \cdot \sum_{\tau=1}^{8760} Q_{\text{Nutz},TE}(\tau) \quad \text{Gl 6-22}$$

Die bedarfsgebundenen Kosten werden anhand des benötigten Brennstofftyps  $B_{st}$  und dessen spezifischen Kosten  $c_{B_{st},TE}$  bestimmt. Zusätzlich werden die Kosten für elektrische Hilfsenergie, berechnet über den nötigen Hilfsenergieanteil  $p_{aux,T}$  an der erzeugten thermischen Energie  $Q_{ab,T}$  und dem Strompreis  $c_{el}$  ergänzt. Die Berechnung ist in Gl 6-23 aufgeführt.

$$C_{\text{Bedarf},TE} = \sum_{\tau=1}^{8760} Q_{in,TE}(\tau) \cdot c_{B_{st},T}(\tau) + \sum_{\tau=1}^{8760} Q_{\text{Nutz},TE}(\tau) \cdot p_{aux,TE} \cdot c_{el}(\tau) \quad \text{Gl 6-23}$$

Zur Bestimmung der Erträge wird in Gl 6-23 der Wärmebezug  $Q_{in,TE}$  durch die Energieproduktion  $Q_{ab,TE}$  und den respektiven Preis des Energieträgers ersetzt sowie der Hilfsenergieterm zu null gesetzt.

Die absolute CAPEX-Förderung  $C_{\text{capex}_F,TE}$  ergibt sich über die Höhe der geförderten Kapazität  $K_{F,TE}$  und die Höhe der maximalen Förderung  $c_F$ .

$$C_{\text{capex}_F,TE} = c_{F,T} \cdot K_{F,TE} \quad \text{Gl 6-24}$$

Die OPEX-Förderung  $C_{\text{opex}_F,TE}$  wird mit der Eintrittsenergie  $Q_{in,TE_H}$  der im Anhang 6.7 beschriebenen Hilfs-Transformer  $TE_H$  und der spezifischen maximalen Förderhöhe  $c_{\text{opex},TE}$  je förderfähiger Technologie bestimmt:

$$C_{\text{opex}_F,TE} = \sum_{\tau=1}^{8760} Q_{in,TE_H}(\tau) \cdot c_{\text{opex},TE} \quad \text{Gl 6-25}$$

Der Kostenanteil einer Technologie an den gesamten spezifischen Wärmekosten  $a_{LCOH,TE}$  kann ausgewiesen werden, indem die Gesamtkosten dieser Technologie  $C_{ges,TE}$  ins Verhältnis zur Jahreswärmemenge  $Q_{ges}$  gesetzt werden.

$$a_{LCOH,TE} = \frac{C_{ges,TE}}{Q_{ges}} \quad \text{Gl 6-26}$$

Die gesamten spezifischen Wärmekosten  $c_{LCOH}$  ergeben sich aus der Summe aller technologiespezifischen Gesamtkosten  $C_{ges,TE}$  bezogen auf die bereitgestellte Jahresmenge thermischer Energie  $Q_{ges}$ .

$$c_{LCOH} = \frac{(\sum_T^n C_{ges,TE})}{Q_{ges}} \quad \text{Gl 6-27}$$

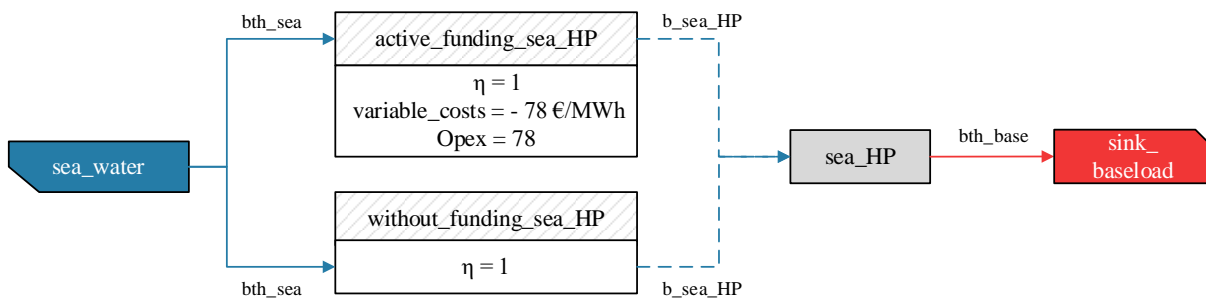
## 6.7 Besonderheiten der Modellstruktur

Bei der Implementation der Modellstruktur zur Initialisierung der einzelnen Komponenten wurden einige Besonderheiten umgesetzt, die vom gängigen Verfahren der Modellierung mit oemof abweichen.

### 1. Betriebskostenbezogene Förderung

Wie in Abschnitt 6.3.3 beschrieben, kann im Rahmen der BEW Förderrichtlinie für Wärmepumpentechnologien und Solarthermie eine Förderung der Betriebskosten gewährt werden. Allerdings ist diese Förderung durch eine Obergrenze begrenzt und kann entsprechend nicht durchgängig in maximaler Höhe für alle Technologien bezogen werden. Die Bestimmung der geeignetsten technologischen und zeitlichen Allokation der Förderung soll nicht vorher festgelegt, sondern im Rahmen der Optimierung bestimmt werden.

Im Voraus der Optimierung wird daher die Höhe der OPEX-Förderung anhand des bestimmten SCOP für jede WP in €/eingesetzter MWh Umgebungswärme ermittelt. Ist im Modell die Option der Betriebskostenförderung aktiv, werden automatisch für alle Wärmepumpentechnologien, die Umgebungswärme einsetzen, zwei zusätzliche *transformer*-Klassen und ein Hilfs-*bus* erzeugt. Diese zusätzlichen *transformer* sind dem ursprünglichen jeweiligen *transformer* vorgeschaltet, beide leiten ohne Verluste den *bus* der Umgebungswärme an den ursprünglichen *transformer* weiter. Einer der beiden *transformer* repräsentiert die Zeit, in der die variablen Kosten der WP um die betriebsgebundene Förderung reduziert werden. Dem austretenden Fluss dieser *transformer class* wird das zusätzliche Attribut „*opex*“ in Höhe der vordefinierten Förderung zugeordnet. Die andere zusätzliche *transformer* Klasse erhält keinerlei weitere Eigenschaften und stellt entsprechend den Anteil des Betriebs dar, in welchem keine Förderung aktiv ist. Das Prinzip der zusätzlichen *transformer* ist beispielhaft für die Seewasser-WP in Abbildung 6-17 dargestellt.



**Abbildung 6-17: Zusätzliche *transformer* zum Einbezug von betriebskostengebundener Förderung**

Die in oemof enthaltene Nebenbedingung *generic\_integral\_limit* wird nun für alle *transformer* mit dem „*opex*“ Attribut aktiviert. Sie stellt sicher, dass die Gesamthöhe aller *flows* der gekennzeichneten *transformer* eine definierte Obergrenze von 10 Mio. € (die maximale Betriebskostenförderung pro Jahr) nicht überschreiten. Über die beiden Hilfs-*transformer* kann sichergestellt werden, dass die Betriebskostenförderung nicht pauschal für alle Betriebsstunden der WP und Solarthermie aktiv ist, sondern nur so viele Betriebsstunden gefördert werden, sodass die Obergrenze von 10 Mio. € nicht überschritten wird. Würde die Beschränkung hingegen direkt auf die ursprünglichen *transformer* angewendet werden, müsste das Modell zur Einhaltung der Förderobergrenze den Betrieb von WP zeitweise vollständig beenden, womit das Betriebsverhalten stark verfälscht würde.

Auch für den *transformer* der Solarthermie-Anlagen werden Hilfs-*transformer* ergänzt, die jedoch dem ursprünglichen *transformer* nach- und nicht vorgeordnet werden, da die Betriebskosten hier auf Basis der erzeugten Wärme und nicht der zugeführten Umgebungswärme ermittelt werden.

## 2. Erzeugungsobergrenze aus Biomasse

Schließlich wird eine weitere Bedingung eingeführt, die nach den Vorgaben des BEW sicherstellt, dass die Wärmeproduktion aus Biomasse nur 15 % der gesamten Wärmeversorgung ausmachen darf. Dafür wird bei Anlagen, die Biomasse als Brennstoff einsetzen, ein gemeinsames Attribut in der *investment class* (*\_options sheet*) ergänzt. Die bestehende Beschränkung des *generic\_integral\_limit* wird dann für alle austretenden Flüsse aus Komponenten mit diesem Attribut aktiviert.

### Änderungen im oemof framework Code

Um Spezifikationen des Flensburger Praxisfalls besser abbilden zu können, wurden Anpassungen an den aufzurufenden Klassen und Objekten aus dem oemof *framework* vorgenommen.

#### 1. Verschiedene Betriebsformen gleicher Komponenten

In oemof müssen zur Gewährleistung der Linearität Ein- und Ausgänge der Komponenten im Voraus fest definiert werden. In der Realität lassen sich einige Anlagen jedoch auf verschiedene Art und Weise betreiben, z. B. ist für Kessel 12 und 13 jeweils ein Betrieb mit Wasserstoff oder Biomethan sowie mit Dampfturbine oder ohne (höhere Wärmeausbeute) denkbar. Da die unterschiedlichen Betriebsweisen gleichzeitig zu veränderten Wirkungsgraden führen, werden mehrere *transformer classes* für dieselbe Komponente initialisiert, die jeweils für eine Betriebsform der Anlage stehen. Gleiche Anlagen werden über dasselbe Kennwort gekennzeichnet, welches als zusätzliches Attribut der *investment class* (*\_options sheet*) eingeführt wurde. In der *InvestmentFlowBlock class* werden zusätzliche Variablen und Nebenbedingungen eingeführt, die sicherstellen, dass entweder beide Anlagen mit Biomethan oder beide mit Wasserstoff betrieben werden (keine zwei Zuleitungen zu SWFL möglich) und dass genau eine Option derselben Anlage geplant wird (Sicherstellung, dass getätigte Kosten für die GuDs korrekt einbezogen werden). Über diesen Ansatz kann optimiert werden, welcher Brennstoff die höhere Eignung für diesen Anwendungsfall aufweist und ob die zusätzliche Stromproduktion über die Dampfturbine sinnvoll ist oder nicht.

#### 2. Absolute Obergrenze verfügbarer Energie

Bisher besteht in oemof keine Option, eine Zeitreihe zur absolut verfügbaren Energie zu definieren. Hierfür wurde ein neues Attribut in der *flow* Klasse angelegt und für Flüsse mit diesem Attribut wurde eine neue Nebenbedingung in der *flow* Klasse definiert. Diese Option ist für die nutzbare industrielle Abwärmemenge relevant, die unabhängig von der Höhe der installierten WÜT-Kapazität in Abhängigkeit des jeweiligen industriellen Prozesses ein zeitabhängiges stündliches Maximum aufweist.

#### 3. Kapitalkostenbezogene Förderung

Im Modell kann im Voraus definiert werden, ob die CAPEX- und/oder OPEX-Förderung einbezogen werden soll und bei welchen Technologien Förderung nach der Richtlinie zulässig ist. Die absolute Höhe sowie die Annuität der maximalen kapitalkostenbezogenen Förderung werden als zusätzliche Attribute der *investment class* (*\_options sheet*) initialisiert. Für jede Technologie, für die Förderung einbezogen werden soll, wird eine zusätzliche Variable in der *InvestmentFlowBlock class* erstellt, welche den Anteil der Kapazität festlegt, für welche Förderung gewährt werden kann. Eine Nebenbedingung garantiert, dass diese die geplante Kapazität nicht überschreiten kann. Die Gesamtinvestitionskosten werden um das Produkt aus geförderter Kapazität und Förderungsannuität verringert. Eine neu erstellte Nebenbedingung (*funding\_limit*) garantiert, dass die Gesamthöhe der absoluten Förderungen 100 Mio. € (siehe Abschnitt 6.3.3) nicht überschreitet.

#### 4. Größenabhängige Kosten saisonaler Speicher

Um den deutlichen Einfluss der *economics of scale* bei saisonalen Speichern zu verdeutlichen, ohne die Maßgabe der Linearität zu verletzen, wird der relevante Bereich zulässiger Speichergrößen von 25.000 m<sup>3</sup> [6, S. 24] bis 500.000 m<sup>3</sup> für PTES [46, S. 42] in drei Bereiche unterteilt, für welche jeweils mit dem Mittelwert der Kostenfunktion ein fester volumenspezifischer Preis ermittelt wird (siehe Abbildung 6-18).

Um diese Abhängigkeit mit in die Optimierung mit einzubeziehen, wurde ein Duplikat der Speicherklasse *\_generic\_storage* namens *\_seasonal\_storage* erstellt und Anpassungen in den Nebenbedingungen und der Zielfunktion vorgenommen. Die Zielfunktion, welche die



Investitionskosten wiedergibt, setzt sich nun aus drei Termen zusammen, die jeweils Kosten innerhalb eines Größenbereiches repräsentieren. Über die Nebenbedingungen und zusätzliche binäre Variablen wird ermittelt, welcher Term in Abhängigkeit von der Zielvariable der Speicherkapazität aktiv ist. Die nötigen zusätzlichen Attribute wurden der *investment class* hinzugefügt.

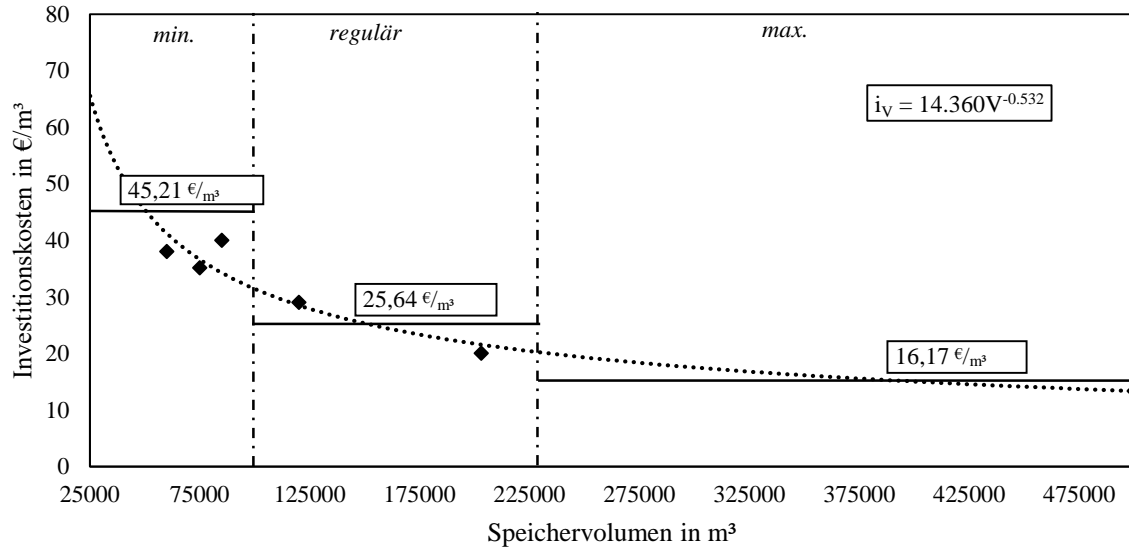


Abbildung 6-18: Linearisierte Kostenfunktion im Bereich relevanter Speichergrößen

## 7 Szenarioanalyse der Wärmeerzeugung

Mithilfe des vorgestellten Modells werden für alle Szenarien treibhausgasneutrale Wärmeversorgungssysteme optimiert. Es gelten die in Abschnitt 6 beschriebenen Angaben zu technischen und ökonomischen Parametern, dazu gehört auch der Einbezug der BEW Förderung und der Bezug auf eine Grundlasttemperatur von 85 °C. Wie bereits dargestellt, wird durch die Optimierung die absolute Summe der erforderlichen Kapazitäten ermittelt. Zur Vereinfachung wird im Folgenden für jede Technologie der Singular verwendet, wobei die Kapazitäten in der Realität auch als mehrere, parallel geschaltete Anlagen implementiert werden können.

### 7.1 Szenarien

Um den Einfluss elementarer Annahmen auf die Modellierungsergebnisse zu bestimmen, werden verschiedene Szenarien definiert, die aufzeigen, welchen Einfluss die gewählten Umstände auf die Form der Wärmebereitstellung und den verknüpften Wärmepreis nehmen. Die Szenarien wurden in Kooperation mit den SWFL erstellt und sind nicht deckungsgleich mit denen in Abschnitt 5 formulierten Bedarfsszenarien.

Bis auf das Szenario V und die finalen drei Szenarien beziehen sich alle Szenarien auf die Temperaturkurve des Jahres 2021 und entsprechen diesbezüglich dem Bedarfsszenario I – reale Temperaturniveaus. Durch die Betrachtung der Erzeugungsseite werden jedoch weitere Rahmenbedingungen wichtig, die sich zwischen den einzelnen Szenarien unterscheiden.

Es werden drei Erzeugungsszenarien ausführlich betrachtet:

#### **I. Szenario TrafoPlan: Definierte Kapazitäten nach Entwurf des Transformationsplanes**

Im ersten Szenario wird ein statischer Modellierungsansatz gewählt, bei welchem die Auslegung der Anlagen anhand des letzten Standes des Transformationsplanes der SWFL aus dem Dezember 2022 im Voraus definiert wird und nur die Einsatzplanung mithilfe des Modells optimiert wird.

#### **II. Szenario NoGeo: Geothermie nicht verfügbar**

Das Szenario NoGeo ermittelt anhand einer gleichzeitigen Einsatz- und Investitionsplanung zusätzlich optimierte Kapazitäten des Erzeugerparks. Dabei wird jedoch das in der Potentialanalyse mit Unsicherheit erfasste geothermale Wärmevorkommen nicht mit einbezogen. In diesem Szenario wird davon ausgegangen, dass das in Abschnitt 6.2.3 beschriebene Geothermie Reservoir nicht durch Explorationen bestätigt werden kann oder andere Gründe die Nutzbarmachung geothermaler Wärme verwehren. Entsprechend steht die Option aller geothermalen Nutzungspfade im Modell nicht zur Verfügung.

#### **III. Szenario MaxRES: Volles regeneratives Potential**

Im finalen Szenario werden alle ermittelten Wärmepotentiale (inkl. der Geothermie) einbezogen und darauf aufbauend die Investitions- und Einsatzplanung durchgeführt.

#### **IV.– X. Weitere Szenarien:**

Des Weiteren wurden in Absprache mit den SWFL weitere sieben Szenarien modelliert. Diese werden neben den bereits definierten Szenarien in Tabelle Tabelle 7-1 beschrieben.

**Tabelle 7-1: Beschreibung weiterer Erzeugungs-Szenarien**

<b>Nummer</b>	<b>Kurzbezeichnung</b>	<b>Beschreibung</b>
I	TrafoPlan	Definierte Kapazitäten nach TrafoPlans von 2022 (Vorgabe SWFL)
II	NoGeo	Freie Einsatz- und Investitionsplanung ohne Geothermie
III	MaxRES	Freie Einsatz- und Investitionsplanung
IV	LimGeo	Freie Einsatz- und Investitionsplanung mit Obergrenze der Geothermienutzung in Rhät-Horizont bei 40 MW, keine Verfügbarkeit der geothermalen Ressourcen der Bundsandstein-Schicht
V	2020based	Freie Einsatz- und Investitionsplanung, basiert auf Daten-Zeitreihen aus 2020 (anstelle von 2021) (veränderte Seewasser-, Boden-, Umgebungs-, VL-, RL-Temperaturen; Wärmelastprofil)
VI	TrafoPlan2023	Definierte Kapazitäten nach TrafoPlan von 2023, ohne Einbezug von Geothermie (Vorgabe SWFL)
VII	TrafoPlanGeo	Definierte Kapazitäten nach TrafoPlan von 2023, inkl. Einbezug von Geothermie (Vorgabe SWFL)
VIII	TempRedA	Freie Einsatz- und Investitionsplanung nach Temperaturreduktion im Netz, die ohne Änderungen der Netzstruktur durch Ausreizung der Volumenströme auf 5.500 m <sup>3</sup> /h erreicht wird
IX	TempRedE	Freie Einsatz- und Investitionsplanung nach Temperaturreduktion im Netz nach Anpassungen der Netzstruktur, wodurch maximale Volumenströme von bis zu 6.600 m <sup>3</sup> /h erreicht werden können
X	TempRedFixed	Freie Einsatz- und Investitionsplanung nach Temperaturreduktion im Vor- und Rücklauf ohne Anpassungen der Netzstruktur, nach dem in dieser Arbeit selbst ausgearbeitetem Bedarfszenario II

Die Szenarien V und VI basieren wie das Szenario I auf statischen Planungsansätzen der SWFL. Während sich alle übrigen Szenarien auf Datenprofile des Jahres 2021 beziehen, wird im Szenario IV auf abweichende Zeitreihen aus dem Jahr 2020 Bezug genommen. Durch die unterschiedliche Wahl des Bezugsjahres wird der Einfluss abweichender meteorologischer Daten hervorgehoben. Im Jahr 2020 lagen im Gegensatz zum Jahr 2021 weniger extrem tiefe Wintertemperaturen vor und die Jahresdurchschnittstemperatur lag ca. 1 °C über dem Jahresdurchschnitt von 2020. Der Bezug auf dieses Jahr visualisiert daher, wie sich mildere klimatische Bedingungen auf den Wärmebedarf und die Wärmebereitstellung auswirken.

Auch die Szenarien VIII, IX und X unterscheiden sich nur durch abweichende, zugrundeliegende Zeitreihen von den Ausgangsbedingungen im Szenario MaxRES. Im Auftrag der SWFL wurde durch die Gradyent GmbH ein digitaler Zwilling des Netzes erstellt, mithilfe dessen VL-Temperaturabsenkungspotentiale im Netz identifiziert wurden [149]. Auch die Modellierung bei Gradyent fand in Form einer Szenarioanalyse statt, welche sich im Gegensatz zu dieser Ausarbeitung jedoch direkt auf das Jahr 2021 bezieht. Anhand der gegebenen Wärmelast und verschiedenen Annahmen zur Fahrweise wie auch baulichen Veränderungen im Netz und an den Pumpstationen wurden Zeitreihen zur VL-Temperatur und Massenströmen im Netz ermittelt [149]. Hier werden die Ergebnisse zweier Szenarien zunächst entsprechend des im Anhang 11.14 dargestellten Vorgehens auf das Jahr 2035 bezogen und dann als Grundlage für die Modellierung der Wärmeversorgung verwendet. Szenario VIII „TempRedA“ bezieht sich auf das Szenario A Gradyents, in dem das Netz ohne bauliche Veränderung simuliert wurde und der maximale Volumenstrom daher auf 5.500 m<sup>3</sup>/h begrenzt bleibt [149]. Durch eine zielgerichtetere Fahrweise konnte dennoch die maximale VL-Temperatur gegenüber dem realen Spitzenwert um 10 °C abgesenkt werden [149]. Das hier optimierte Szenario IX basiert auf Daten zu VL-Temperaturen und Volumenströmen des Szenario E bei Gradyent, in welchem durch eine

Anpassung der Pumpstationen und Rohrdurchmesser der maximale Volumenstrom erhöht und somit der Anteil der Gesamtwärme über 95 °C auf 0,97 % reduziert werden konnte [149].

Während die Simulationen bei Gradient von konstanten RL-Temperaturen ausgegangen sind, wird im Szenario X „TempRedII“ von einer gleichzeitigen Reduktion der Vor- und RL-Temperaturen bei konstanten Volumenströmen ausgegangen. Dieses Szenario basiert damit direkt auf Simulationsergebnissen des Bedarfsszenarios II (siehe Abschnitt 5.3).

Zusätzlich wird das Szenario *WP\_PhO* in Anhang X beschrieben. Dabei wird die Technologie der Wärmepumpe im physikalischen Optimum abgebildet, indem ein Gütegrad von 1, der CARNOT-Wirkungsgrad und Grädigkeiten von 0 K zugrunde gelegt werden. Es wird keine Investitionsoptimierung durchgeführt, thermische Kapazitäten werden entsprechend den Ergebnissen des Szenarios MaxRES vorgegeben. Über diesen Ansatz können entsprechend Potentiale durch die technische Weiterentwicklung der WP zum physikalischen Optimum unter Einbezug einer realistischen Größenauslegung der Anlagen aufgezeigt werden. Die Einsatzoptimierung des Energiesystems erfolgt dann äquivalent wie bei den übrigen Szenarien.

## 7.2 Szenario I *TrafoPlan*

Wie im vorherigen Abschnitt beschrieben, werden die Kapazitäten im *TrafoPlan* Szenario im Voraus definiert. Die in Tabelle 7-2 angegebenen Kapazitäten basieren auf dem Wissensstand zu regenerativen Potentialen aus dem Jahr 2022 und dienen als Grundlage für den durch die Ratsversammlung beschlossenen Transformationspfad. Die vorgegebene Planung wurde um 14 MW WP Kapazität ergänzt, welche die Einbindung der 55 °C Elektrolyseur-Abwärme in das Fernwärmenetz ermöglicht. Es wird die thermische und nicht die Feuerungsnennleistung angegeben.

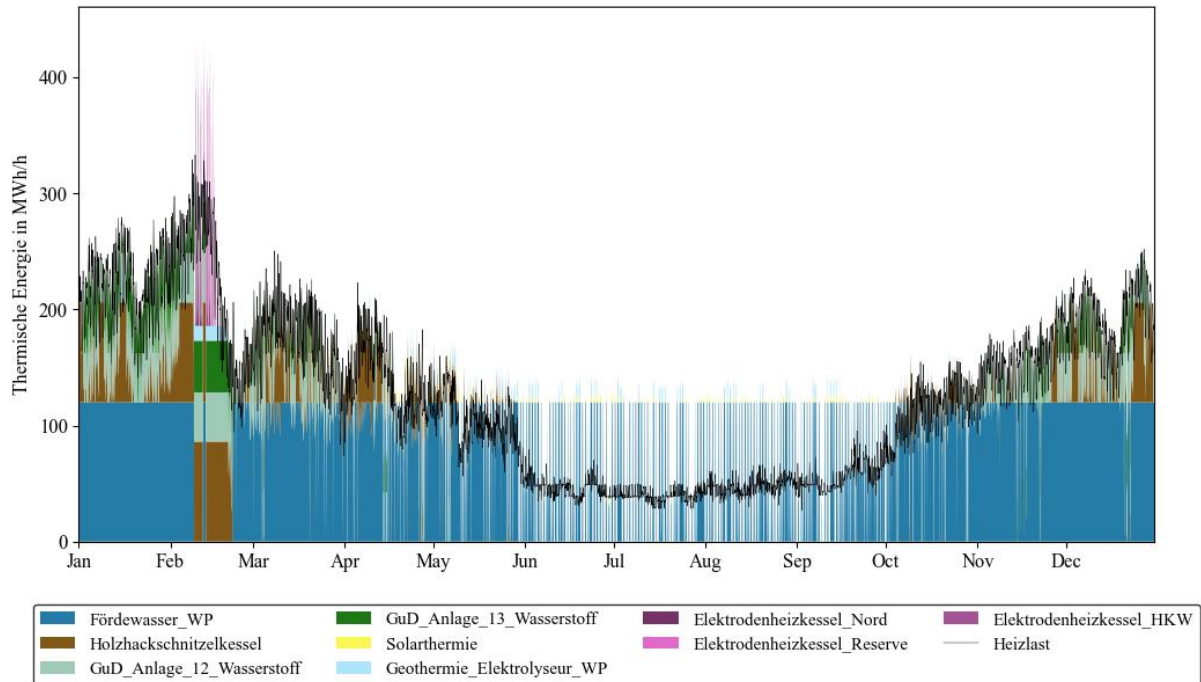
Die in Tabelle 7-2 dargestellten Wärmemengen und Volllaststunden sind Ergebnis der Einsatzoptimierung.

**Tabelle 7-2: Ergebnisse im Szenario *TrafoPlan*  
Kapazitäten nach [183]**

Technologie	Thermische Nennleistung in MW	Thermische Energie in GWh/a	Volllaststunden in h/a
GuD-Anlage K12	42	113	2.700
GuD-Anlage K13	44	64	1.474
EHK HKW	70	1	22
EHK Nord	80	4	58
EHK RHW	123	7	54
Seewasser-WP	120	733	6.081
Holzackschnitzelkessel	86	152	1.758
Solarthermie	10	5	561
Abwärme Elektrolyseur	10	9	856
Abwärme Elektrolyseur -WP	14	11	856
Pufferspeicher	2.980	<i>113</i>	1.130
<b>Gesamt (ohne Speicher)</b>	<b>588</b>	<b>1.094</b>	

Wärmeströme, deren Temperaturniveau unterhalb der Grundlast- bzw. VL-Temperatur liegt, werden ebenso wie die Entladeenergie des Speichers in Tabelle 7-2 durch kursive Schrift kenntlich gemacht und

nicht in die Summe der erzeugten Wärme einbezogen. Es ergibt sich eine Einsatzplanung entsprechend Abbildung 7-1.

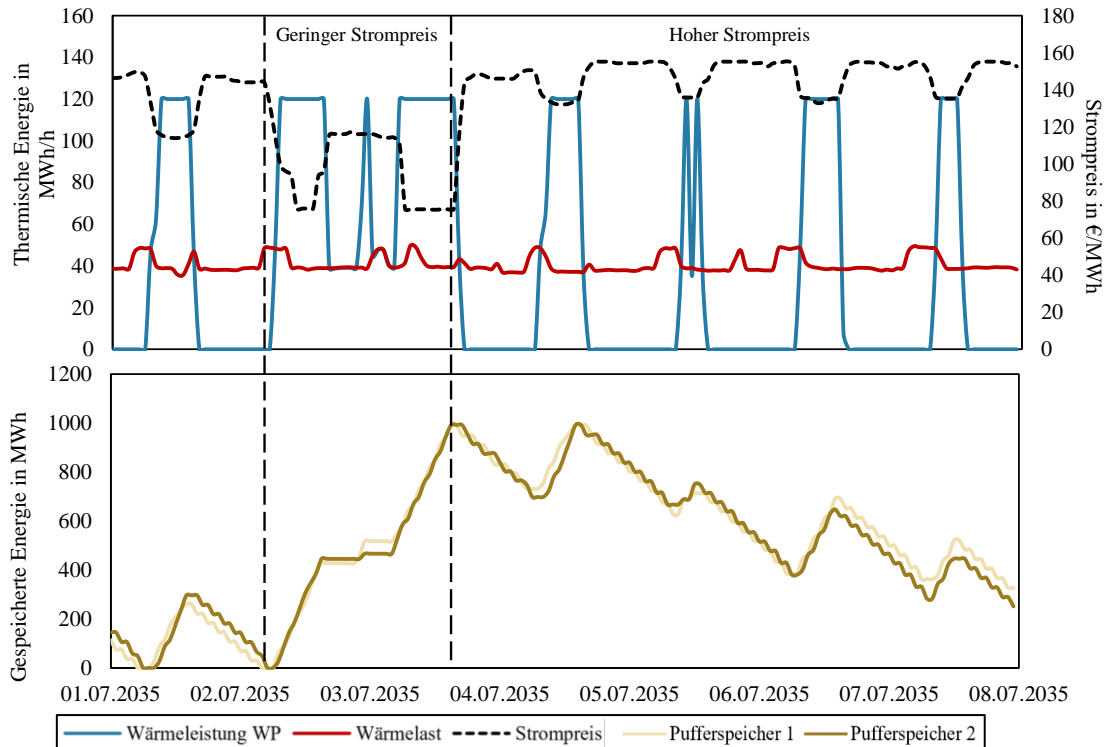


**Abbildung 7-1: Szenario TrafoPlan - Heizleistungskurve**

Es wird deutlich, dass zwei Drittel der Last über die Wärmepumpentechnologie gedeckt werden, obwohl die Seewasser-WP nur 16 % der installierten Kapazität ausmacht. Die Seewasser-WP weist mit 6.081 Volllaststunden den höchsten Jahresnutzungsgrad von 69 % auf. Die Einsatzreihenfolge ordnet den Holzhackschnittelkessel vor den GuD-Anlagen und den EHK ein. Der HHS-Kessel hat die zweithöchste Betriebszeit im System und weist 3.480 Betriebsstunden und 1.758 Volllaststunden auf. K12 und K13 stellen zusammen 16,5 % der nötigen Wärmemenge bereit. Die Jahresnutzungsgrade liegen bei 31 bzw. 17 %. Die EHK werden nur während weniger als 1 % des Jahres zur Wärmebereitstellung genutzt.

Auffällig ist ein Zeitraum von 10 Tagen im Februar, in welchem die Temperatur der Förde unterhalb 1,3 °C fällt und die WP nicht betrieben werden kann. Da diese Woche gleichzeitig die höchste Spitzenlast und fast keine solare Einstrahlung aufweist, müssen alle übrigen Einspeiser inklusive der EHK betrieben werden.

In den Sommermonaten ist ein taktender Betrieb der WP erkennbar. Dieses Verhalten ist auf den strompreisgeführten Betrieb zur Minimierung der Betriebskosten zurückzuführen, welches in Abbildung 7-2 über den Verlauf einer Woche im Juli noch deutlicher hervortritt.



**Abbildung 7-2: Strompreisgeführtes Einsatzverhalten der WP und Wärmespeicher**

Im gekennzeichneten Abschnitt vom 02.07. bis zum 04.07. wird eine typische Betriebsweise bei geringen Strompreisen deutlich. Die WP werden fast durchgängig in Volllast betrieben, sodass mehr Wärme bereitgestellt wird, als über das Fernwärmenetz abgenommen werden kann (die blaue Wärmeleistungskurve liegt oberhalb der roten Heizlastkurve im Diagramm). Die überschüssige Energie wird in den Pufferspeichern eingespeichert, deren thermisches Füllstandsniveau steigt, was im unteren Teil der Darstellung anhand des Anstiegs der beige-gelben Kurven erkennbar ist. In Phasen der gezeigten Woche mit höheren Strompreisen bzw. in den übrigen Abschnitten im Diagramm werden die Speicher schrittweise entladen und die Kapazität der WP wird nur im geringen Umfang genutzt, wenn die Strompreise kurzfristig leicht abfallen.

In diesem Szenario werden 435 GWh Wasserstoff benötigt, was der 27-fachen Menge des im Jahr 2022 in Schleswig-Holstein produzierten Wasserstoffes entspricht [96]. Die Elektrolyseur-Kapazität, die durch die SWFL geplant wird, stellt ihrerseits bei 871 Betriebsstunden ca. 31,1 GWh Wasserstoff und 8,7 GWh Abwärme bereit. Werden die Elektrolyseurbetriebsstunden und der Strompreis direkt miteinander verglichen, wird deutlich, dass der Elektrolyseurbetrieb (mit Ausnahme der 10 Tage im Februar) nur in Stunden mit Strompreisen unterhalb von 56 €/MWh<sub>el</sub> erfolgt und so der resultierende Jahresnutzungsgrad bei nur 10 % liegt. Die SWFL wären entsprechend ein Nettoabnehmender von Wasserstoff.

### 7.3 Szenario II NoGeo

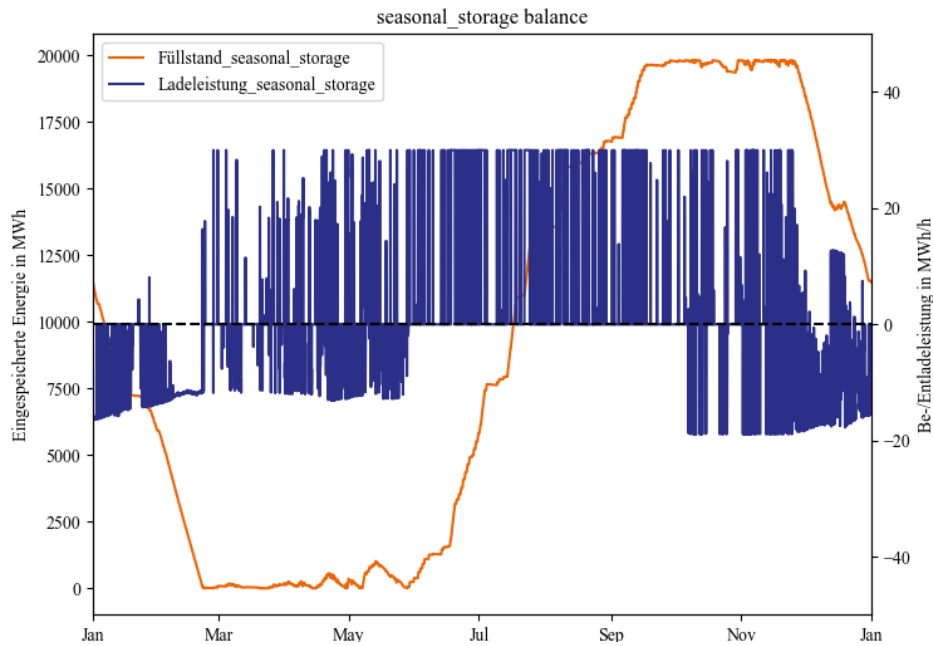
Die Komposition des Erzeugerparcs und Anteile an der bereitgestellten Wärmemenge des Szenario *NoGeo* sind in Tabelle 7-3 zusammengefasst. Für die Booster- und Speicher-WP, welche nicht Umgebungswärme, sondern bereits eingespeiste Wärme aufwerten, wird nicht der gesamte Wärmeertrag, sondern lediglich der zusätzliche Anteil der Wärme, der auf den Einsatz elektrischer Energie zurückzuführen ist, dargestellt.

Tabelle 7-3: Ergebnisse im Szenario *NoGeo*

Technologie	Thermische Nennleistung in MW	Thermische Energie in GWh/a	Volllaststunden in h/a
GuD-Anlage K12	42	14	300
GuD-Anlage K13 (ohne DT)	56	12	206
EHK HKW	70	1	20
Booster-WP	17	6	260
Speicher-Booster-WP	34	13	2.050
Seewasser-WP	137	615	4.990
Abwasser-WP	14	83	5.940
Holzhackschnitzel-Kessel	77	163	1.790
Solarthermie	408	176	432
WÜT Industrielle Abwärme	8	26	3.210
Pufferspeicher	1.985	164	1.550
Erdbeckenspeicher	20.223	53	1.850
<b>Gesamt (ohne Speicher)</b>	<b>994</b>	<b>1.103</b>	

Das Modell hat hier für K13 einen Betriebsfall ohne Dampfturbine und mit entsprechend höherer thermischer und niedrigerer elektrischer Kapazität ausgewählt. Neben den Technologien, deren Kapazitäten und Kosten vom Modell zwangsläufig berücksichtigt werden müssen, da die Investitionen in der Realität schon getätigt wurden (GuD-Anlagen, Pufferspeicher und EHK), werden Biomasse-Kessel und Seewasser-WP in sehr ähnlicher Kapazität ausgelegt, wie im Szenario *TrafoPlan*. Allerdings werden zusätzlich die Abwärmepotentiale im Klärwerk und der Industrie genutzt. Des Weiteren wird Solarthermie in deutlich größerem Umfang von 408 MW eingebunden. Für diese Anlage wäre eine Fläche von 57 ha notwendig. Der solare Deckungsgrad liegt in diesem Szenario bei 16,6 %.

Zusätzlich geht aus Tabelle 7-3 hervor, dass das Energiesystem um einen saisonalen Erdbeckenspeicher mit nachgeschalteter WP ergänzt wird. Dieser wird durch die Optimierung auf eine Kapazität von 20,2 GWh ausgelegt, was einem Volumen von 225.000 m<sup>3</sup> bzw. 3,7-mal der Speichergröße in Dronninglund, entspricht. Der Erdbeckenspeicher würde bei einer Tiefe von 20 m veranschaulicht die Fläche von drei Fußballfeldern einnehmen. Die Speicher-Booster-WP zeigt einen Jahresnutzungsgrad von 16 %. Der Be- und Entladezyklus des Erdbeckenspeichers und der resultierende Ladestand sind in Abbildung 7-3 dargestellt.

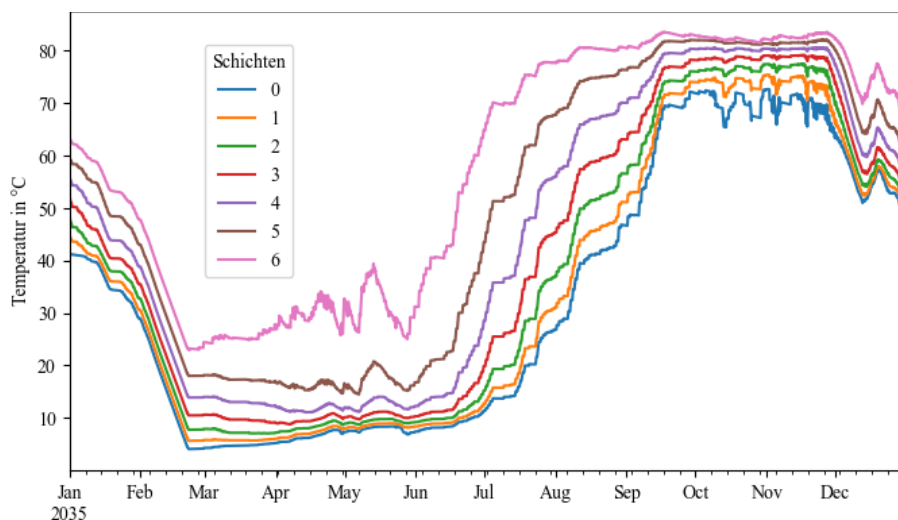


**Abbildung 7-3: Be- und Entladeleistung und eingespeicherte Energie im saisonalen Speicher**

Die Kurve zur eingespeicherten Energie (orange Kurve im Diagramm) zeugt von klar saisonalem Verhalten. Der thermisch Füllstand sinkt bis Ende Februar auf fast null ab. Der Speicher wird anschließend bis zum September wieder vollständig beladen. Negative Leistungen der Be- und Entladekurve bedeuten Entladevorgänge, positive Beladevorgänge. Wie beschrieben, ist zu berücksichtigen, dass laut Modellierungsbeschränkung der finale Füllstand des Speichers dem initialen Füllstand entsprechen muss.

Es wird deutlich, dass der PTES im Frühjahr von April bis Juni sowie von Oktober bis Ende Dezember auch im Pufferbetrieb genutzt wird bzw. Be- und Entladevorgänge abwechselnd erkennbar sind. Die eingespeicherte Energie resultiert dabei aus dem strompreisgeführten Betrieb der WP sowie solarthermischer Wärme.

Die Temperaturen im Erdbeckenspeicher, welche den erreichbaren COP der WP bestimmen, sind das Ergebnis der Speichersimulation nach 6-facher Iteration (siehe Abschnitt 5.2.1) und in Abbildung 7-4 dargestellt.

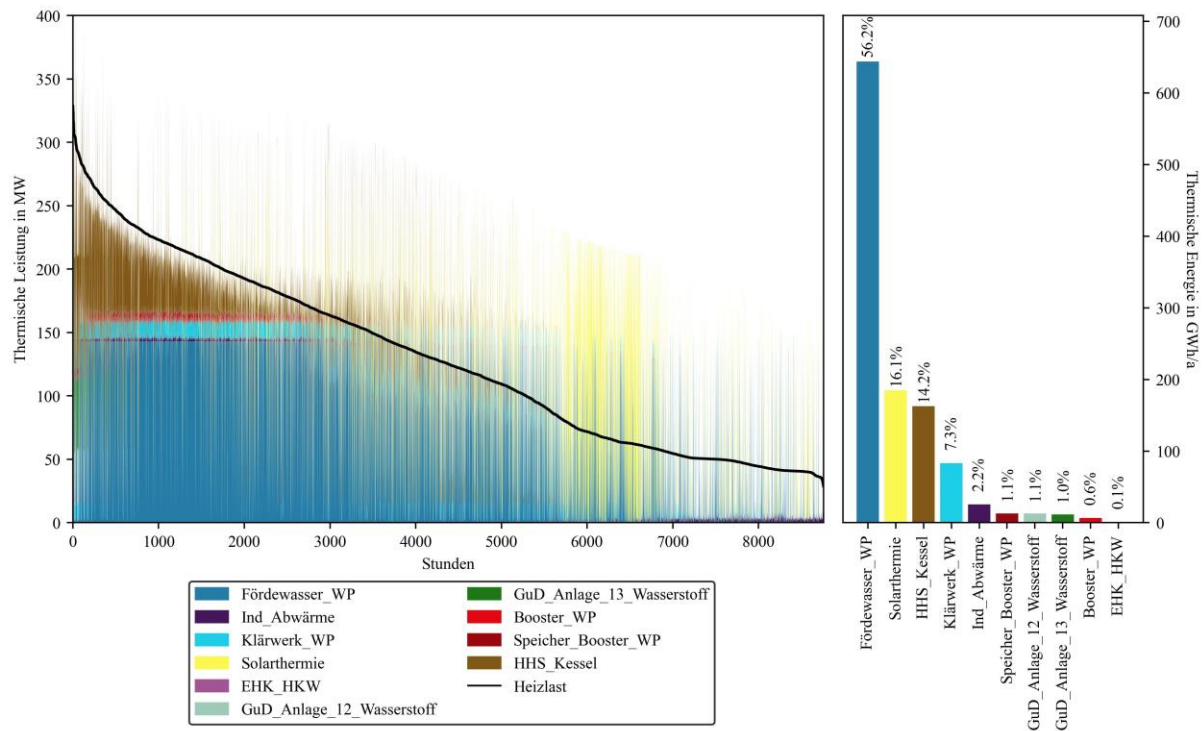


**Abbildung 7-4: Temperaturverteilung im Erdbeckenspeicher**



Der Einfluss der starken Auskühlung des Speichermediums im Verdampfer der WP während Phasen der Entladung führt gemeinsam mit einer konstanten Auskühlung aufgrund von Wärmeverlusten an das Erdreich und die Luft zu einer deutlichen Absenkung der Temperaturen im Speicher. Trotz des großen Speichervolumens werden nur 3,1 % der Jahreslast zwischengespeichert.

Die Einsatzzeiten und bereitgestellten Energiemengen je Technologie können der geordneten Jahresdauerlinie in Abbildung 7-5 entnommen werden.



**Abbildung 7-5: Szenario NoGeo – Geordnete Jahresdauerlinie**

Den höchsten Jahresnutzungsgrad von 70 % zeigt die Abwasser-WP im Klärwerk. Die meisten Betriebsstunden treten bei der Einbindung von industrieller Abwärme mit 8.558 h/a auf.

Es wird deutlich, dass die beiden Abwärmequellen in der Industrie und im Klärwerk zwar zu über 6.475 Stunden einbezogen werden, aber dennoch aufgrund der geringen verfügbaren Leistung gemeinsam nur 7,5 % der Wärmelast decken. Die Seewasser-WP ist hingegen in der Lage, über die Hälfte des Jahreswärmebedarfs bereitzustellen und weist einen Jahresnutzungsgrad von 52 % auf. Die auskoppelbare Leistung der Solarthermie-Anlage liegt aufgrund der begrenzten solaren Einstrahlung und nötigen Aufheizprozesse fast dauerhaft unterhalb der Nennleistung, wodurch sich bei 1.200 Betriebsstunden lediglich 427 Volllaststunden ergeben.

Die Deckung der Spitzenlast erfolgt über den Biomasse-Kessel, die Booster-WP sowie die dem Erdbeckenspeicher nachgeschaltete WP. Für die Periode geringer Seewassertemperaturen und der daraus resultierenden fehlenden Verfügbarkeit der Seewasser-WP im Februar werden auch in diesem Szenario die GuD-Anlagen und der EHK eingesetzt. Die Volllaststunden dieser Technologien liegen bei jeweils weniger als 300 h/a. Aus der geordneten Jahresdauerlinie geht hervor, dass die fehlende Verfügbarkeit der Seewasser-WP zeitlich mit dem maximalen Wärmebedarf korreliert.

Die höchsten solaren Erträge treten zu Stunden mit geringer Heizlast bzw. im Sommer auf. Wenn ein hoher Anteil solarthermischer Wärme verfügbar ist, wird deutlich, dass lediglich die WP im Klärwerk und industrielle Abwärme weiter eingebunden werden. Die andere Anlage zur Deckung der Grund- und Mittellast, die Seewasser-WP, ist im Gegensatz dazu nie gleichzeitig mit der Solarthermie-Anlage aktiv.

Die stundenweise deutlich hervortretende Differenz zwischen kumulierter erzeugter Leistung und dem zugehörigen stündlichen Wärmebedarf (siehe schwarze Linie im Diagramm) kann über die Einbindung der Speicher ausgeglichen werden.

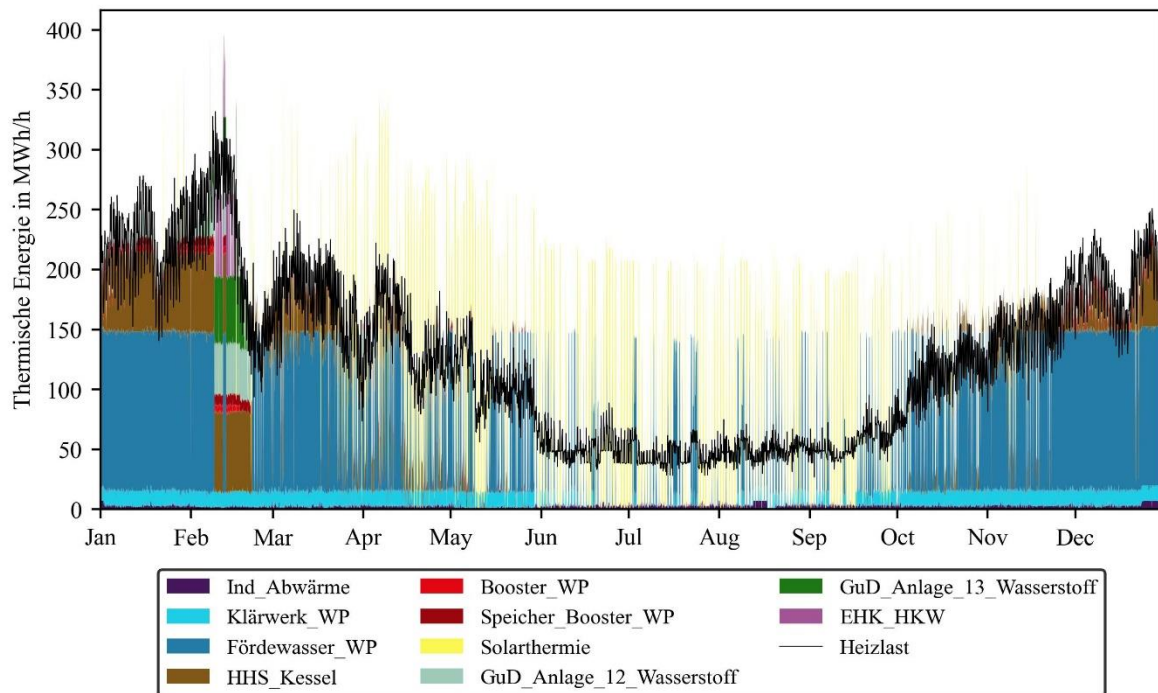


Abbildung 7-6: Szenario NoGeo - Heizleistungskurve

## 7.4 Szenario III MaxRES

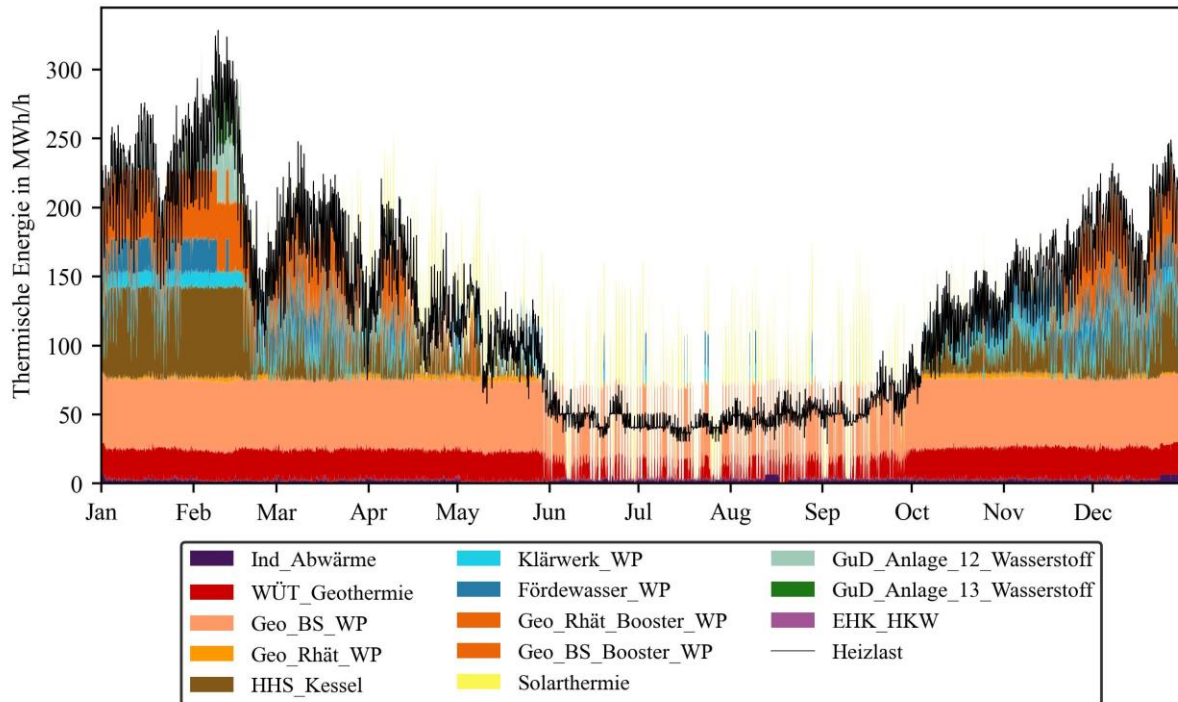
Werden alle analysierten Wärmequellpotentiale, Brennstoffe und mögliche Technologien für die Optimierung zugelassen, ergibt sich die Form der Wärmebereitstellung nach Tabelle 7-4:

Tabelle 7-4: Ergebnisse im Szenario *MaxRES*

Technologie	Thermische Nennleistung in MW	Thermische Energie in GWh	Volllaststunden in h/a
K12	42	12	293
K13	44	6	124
EHK HKW	70	0,3	4
Buntsandstein Geothermie-Anlage	63	457	7.292
Buntsandstein Geothermie-WÜT	63	160	6.298
Buntsandstein Geothermie-WP	51	370	7.292
Buntsandstein Geo.-Booster-WP	1	3	2.685
Rhät Geothermie-Anlage	44	142	3.636
Rhät Geothermie-WP	4	13	3.636
Rhät Geothermie-Booster-WP	50	151	3.051
Seewasser-WP	25	91	3.755
Abwasser-WP	11	53	4.864
Biomasse-Kessel	58	164	2.500
Solarthermie	93	44	561
WÜT Industrielle Abwärme	7	26	3.966
Wärmespeicher	1985	79	810
<b>Gesamt (ohne Einbezug Speicher)</b>	<b>637</b>	<b>1.094</b>	

Der größte Anteil der installierten Kapazität entfällt mit 63 MW auf die Anlage zur Nutzung der geothermalen Wärme der Buntsandsteinschicht. Zusätzlich wird hier auch weitere Kapazität zur Nutzung des Speicherhorizonts des Rhäts mit einer Leistung von 44 MW implementiert.

Es zeigt sich, dass 64 % der Fernwärme über geothermale Wärme bereitgestellt wird. Insgesamt können 23 % dieser Energie direkt über WÜT an das Fernwärmenetz übergeben werden, die übrige Wärmemenge wird über WP eingebunden. Aufgrund der durchgängigen Verfügbarkeit der geothermalen Wärme bei hohen Temperaturen, wird kein saisonaler Speicher benötigt. Der solare Deckungsgrad liegt in diesem Szenario bei 4,0 %. Zu Zeiten hoher solarer Einstrahlung werden die WP nicht betrieben. Diese Betriebsform geht auch deutlich aus Abbildung 7-7 hervor. In den Sommermonaten von Juni bis September werden die WP im Klärwerk und in der Förde nicht mehr genutzt und die geothermalen WP werden nur taktend betrieben.



**Abbildung 7-7: Szenario MaxRES – Heizleistungskurve**

Die schwarze Linie, welche die Heizleistungskurve überlagert, stellt den Wärmebedarf dar. Weicht die Höhe der summierten erzeugten Wärme von der Bedarfskurve ab, signalisiert dies den Einbezug der Speicher.

Die Reihenfolge der gestapelten Erzeugungstechnologien in Abbildung 7-7 verdeutlicht die Einsatzreihenfolge. Die Einbindung der industriellen Abwärme aus der Papierfabrik erfolgt ganzjährig, der Jahresnutzungsgrad liegt aufgrund der schwankenden verfügbaren Wärme im Rauchgas bei 43 %. Die Kombination aus direkt eingebundener geothermaler Wärme und Nacherhitzung auf Grundlastniveau zeigt einen Jahresnutzungsgrad von 83 %.

In Abbildung 7-7 ist zudem erkennbar, dass Kessel 12 nur während 503 Stunden des Jahres und K13 in 124 Stunden zur Spitzenlastversorgung eingesetzt werden, sodass Wasserstoff nur 1,6 % des gesamten Energiebedarfs deckt. Die GuD-Anlagen weisen einen Jahresnutzungsgrad von 3,3 bzw. 1,0 % auf.

Die Anteile der jeweiligen Technologien an der Wärmeproduktion sind in Abbildung 7-8 rechts dargestellt. Auch die Zuordnung der verschiedenen Erzeugungstechnologien zu Grund-, Mittel- und Spitzenlastniveau kann mithilfe von Abbildung 7-8 nachvollzogen werden. Auffällig ist, dass die Obergrenze zum Einsatz von Biomasse von 15 % der Gesamtlast vollumfänglich ausgereizt wird. Dadurch ergeben sich mehr Betriebsstunden als bei der Seewasser-WP.

Die Nutzung der tiefen geothermalen Energie des Buntsandsteinhorizonts über WÜT und WP deckt gemeinsam mit der Einbindung industrieller Abwärme den Grundlastbedarf. Seewasser-, Klärwerk- und geothermale Booster-WP sind der Mittellastversorgung zuzuordnen. Die Spitzenlastdeckung erfolgt über den HHS-Kessel. Die GuD-Anlagen und der EHK werden nur eingesetzt, wenn die Seewasser-WP nicht verfügbar ist und die Spitzenlast über 240 MW steigt.

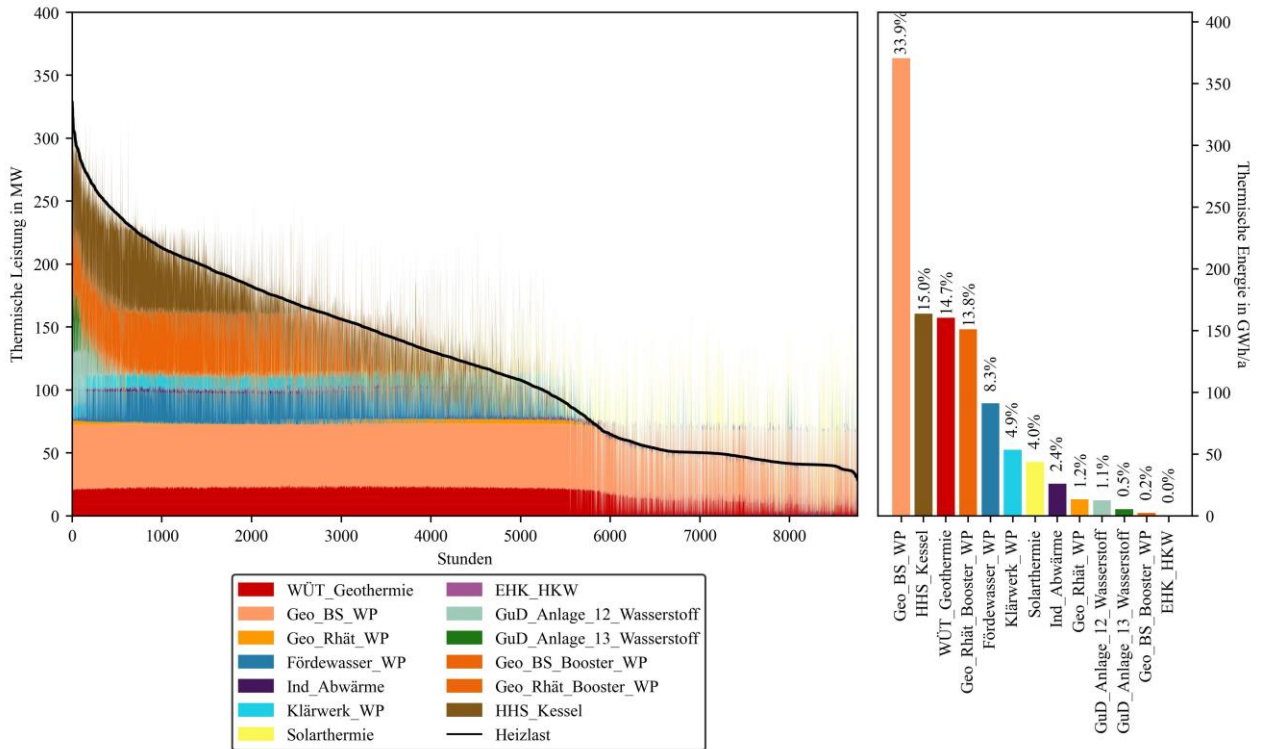


Abbildung 7-8: Szenario *MaxRES* – Geordnete Jahresdauerlinie

### 7.5 Gegenüberstellung aller Szenarien

Zum Vergleich der Szenarien wird zunächst die Bereitstellung der Wärmeenergie technologiespezifisch in Abbildung 7-9 dargestellt.

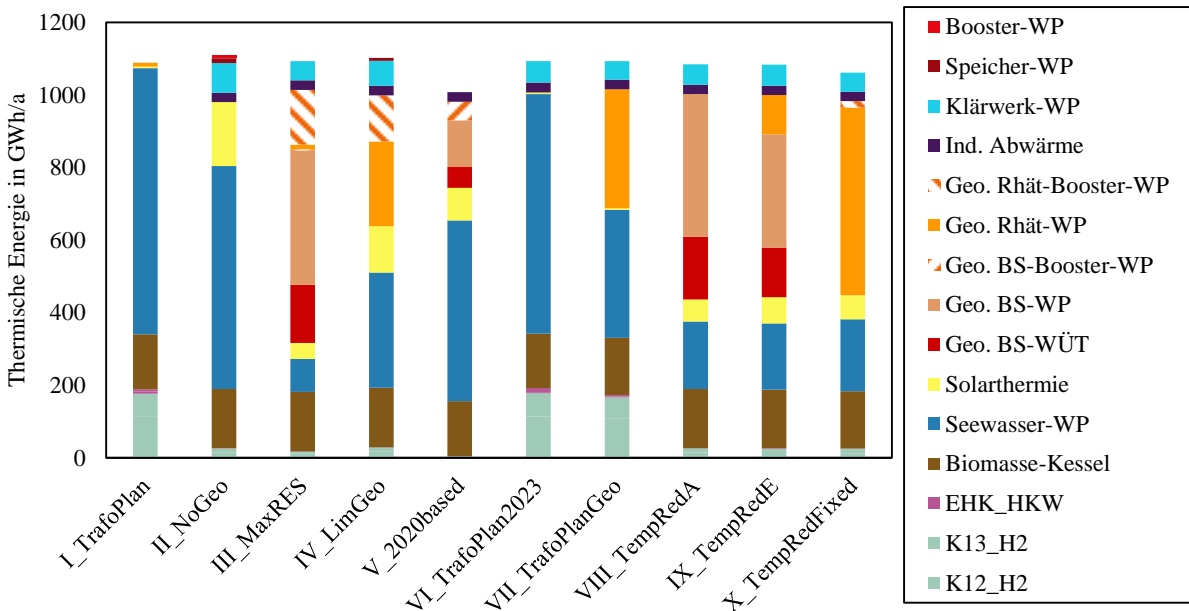


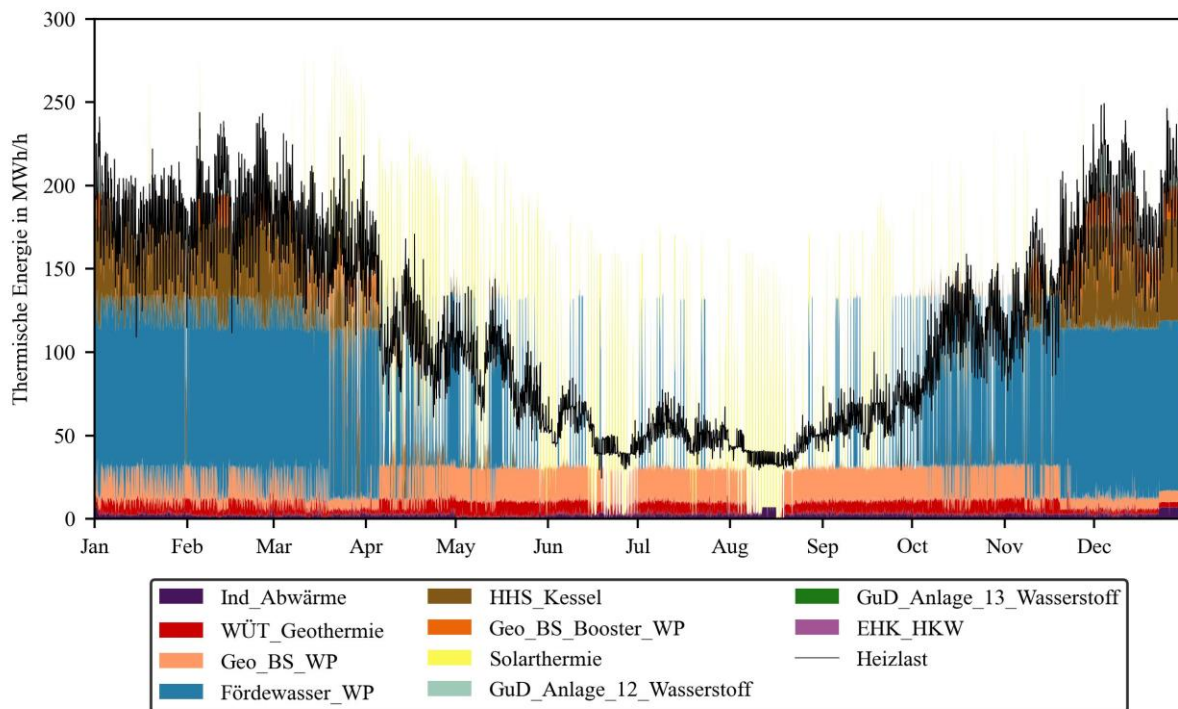
Abbildung 7-9: Erzeugte thermische Energie je Szenario

Es wird deutlich, dass in allen Szenarien die in der Nebenbedingung festgelegte Obergrenze zum Einsatz von Biomasse ausgereizt wird. In allen Szenarien, in denen Geothermie als Erzeugungsoption zugelassen wird, erfolgen ca. 2/3 der Energiebereitstellung über die verschiedenen Geothermie-Nutzungspfade.

In den drei Szenarien, die sich auf verschiedene Stände des Transformationsplanes beziehen (I, VI und VII), wird jeweils ca. 15 % der benötigten thermischen Energie durch Wasserstoffeinsatz in den bestehenden GuDs bereitgestellt, wohingegen in den übrigen Szenarien die GuDs nur ca. 3 % der gesamten Wärmemenge generieren.

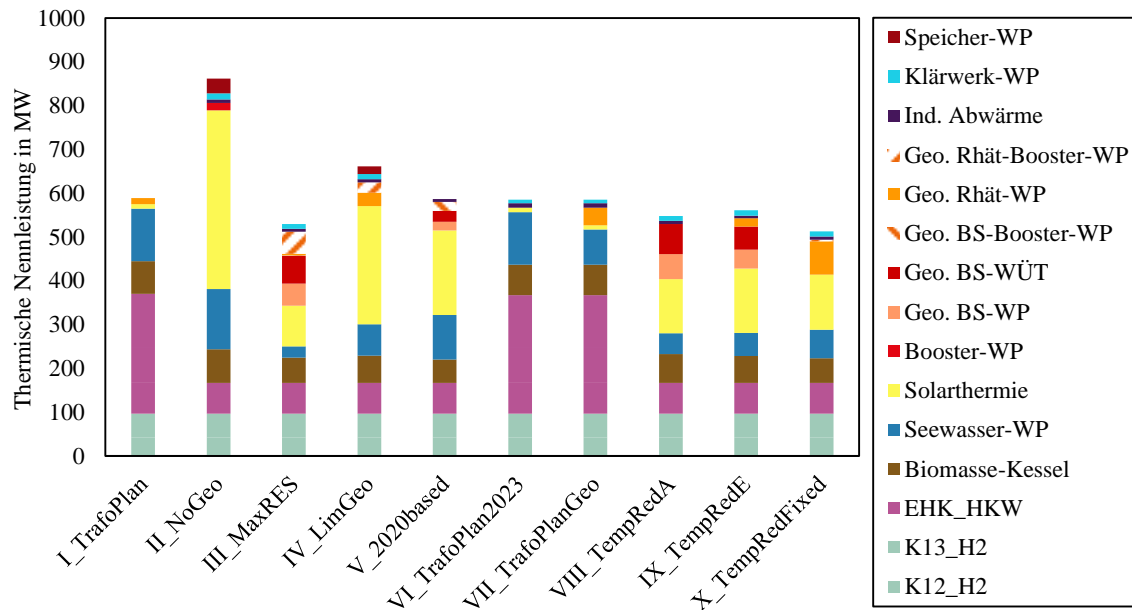
Die drei finalen Szenarien weisen eine leicht verminderte kumulierte Summe thermischer Energie auf, da hier aufgrund des geringeren Temperaturniveaus im Netz Wärmeverluste reduziert werden können und entsprechend die gesamte bereitzustellende Energiemenge geringer ist. Es fällt auf, dass die Reduktion der maximalen VL-Temperaturen um 10 bis 30 K gegenüber dem Szenario *MaxRES* bereits den Anteil der Spitzenlast deutlich reduziert. Entsprechend ist auch die Energiemenge, die über die Booster-WP bereitgestellt werden muss, deutlich geringer. Zusätzlich steigt der Anteil der Energie, welcher über Solarthermie und Seewasser-WP erzeugt wird, gegenüber dem *MaxRES* Szenario an. Das letzte Szenario verdeutlicht, dass wenn nicht nur die VL- sondern auch die RL-Temperatur abgesenkt wird, die Geothermie-Bohrung in die weniger tiefe Schicht des Rhäts zur Bereitstellung der Wärme ausreicht und die Rhät Geothermie-WP die Bundsandstein Geothermie-WP ersetzt.

Das fünfte Szenario weist im Gegensatz zu den übrigen Szenarien ohne Limitationen der Geothermie-Nutzung einen deutlich geringeren Anteil an geothermischer Wärme auf. Stattdessen wird die Hälfte der Energiemenge über die Seewasser-WP bereitgestellt, die in diesem Szenario ganzjährig verfügbar ist. Zum besseren Verständnis der abweichenden Wärmeversorgung ist in Abbildung 7-10 die Heizleistungskurve dargestellt.



**Abbildung 7-10: Szenario 2020based – Heizleistungskurve**

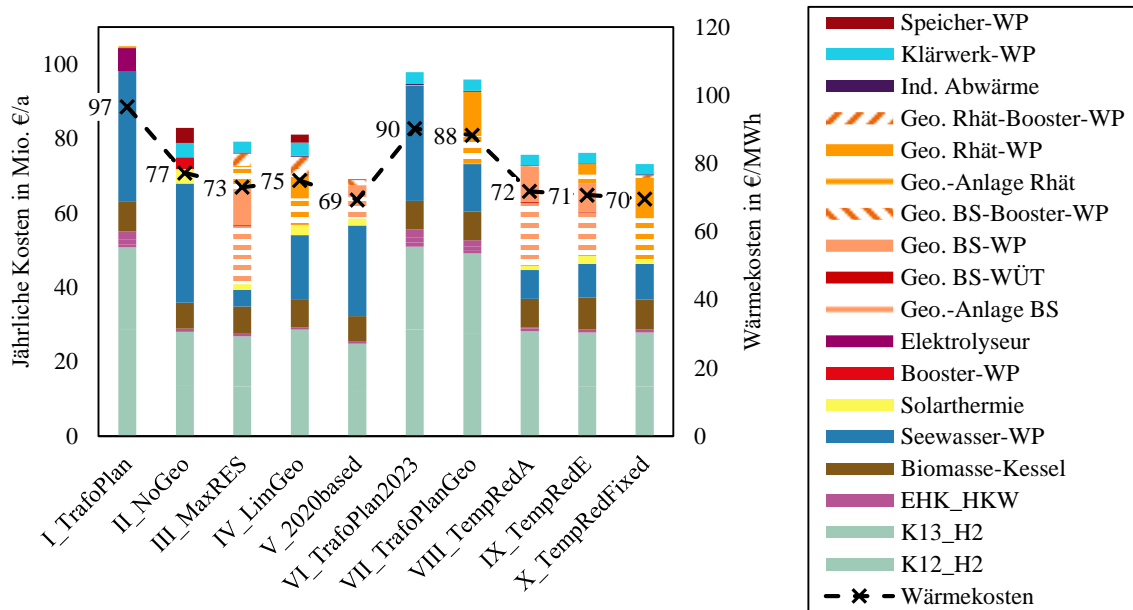
Anders als bei den übrigen Szenarien wird eine andere Zeitreihe verwendet, bei der die Last im Februar deutlich vermindert ausfällt (siehe schwarze Linie), während gleichzeitig die Seewasser-WP verfügbar ist. Durch diese geänderten Rahmenbedingungen kann der Einsatz der GuDs im V. Szenario auch in den lastintensivsten Wochen im Februar vermieden werden.



**Abbildung 7-11: Thermische Nennleistung je Szenario**

Abbildung 7-11 visualisiert die installierte thermische Kapazität je Szenario. Die unteren Anteile der Säulen sind auf die vordefinierten Leistungen des bestehenden Anlagenparks bei der SWFL zurückzuführen. Insbesondere das zweite und vierte Szenario weisen aufgrund der höheren solaren Leistung in Kombination mit der Kapazität des saisonalen Wärmespeichers eine deutlich höhere installierte kumulierte Leistung auf. Dabei muss beachtet werden, dass sich die angegebene Leistung auf die maximale Leistung unter optimalen Einstrahlungsbedingungen bezieht. Die jährliche Ertragsmenge der Solarthermie-Anlage liegt bei 472,5 MWh/MW.

Die Option Elektrolyseurabwärme einzubinden und gleichzeitig Wasserstoff zu vermarkten, wird lediglich durch statische Festlegung in Szenario *TrafoPlan* implementiert. In den frei optimierten Szenarien erfährt der Erzeugerpark durch diese Option offensichtlich keinen Vorteil. Stattdessen werden die kontinuierlich verfügbare industrielle Abwärme sowie die Niedertemperaturwärme im Klärwerk in allen Szenarien einbezogen. Dabei wird in allen Szenarien das verfügbare Potenzial ausgeschöpft, sodass die installierten Leistungen in Bezug auf diese Erzeugungsoptionen gleich ausfallen. Alle Szenarien weisen des Weiteren eine ähnliche Kapazität an Biomasse-Kesseln auf.



**Abbildung 7-12: Kostenannuität und spezifische Wärmekosten je Szenario**

Zwischen den verschiedenen Szenarien sind deutliche Unterschiede zwischen den assoziierten Kosten der Wärmeerzeugung festzustellen. Wie in Abbildung 7-12 gezeigt, liegt die Kostenannuität zwischen 70 und 106 Mio. € pro Jahr. Deutlich fällt auf, dass die Annuitäten der bestehenden GuDs in allen Szenarien für mindestens ein Drittel der anfallenden Kosten verantwortlich sind. Dahingegen werden jedoch, mit Ausnahme der *TrafoPlan* Szenarien, nur weniger als 2,5 % der Wärmelast über die Verbrennung von Wasserstoff bereitgestellt (vgl. Abbildung 7-9).

Alle Spitzenlasttechnologien weisen höhere Kosten auf als Grundlasttechnologien. Dies gilt neben den Feuerungsanlagen auch für EHK, Booster- und Speicher-WP. Im Gegensatz dazu verursacht die dominierende Grundlasttechnologie ca. 40 % der Kosten, stellt jedoch ca. 60 % der thermischen Energie bereit. Die geringsten spezifischen Wärmekosten treten bei der Einbindung von industrieller Abwärme und der direkten Wärmeübertragung geothermaler Wärme auf. Alle Technologien zur Einbindung von Niedertemperatur- und solarthermischer Wärme tragen anteilig mehr zur Wärmebereitstellung bei, als ihrem Anteil an den Gesamtkosten entspräche. Zusätzlich fällt auf, dass im Szenario *NoGeo* der Erdbeckenspeicher bei absoluten Investitionskosten von 3,6 Mio. € nur 0,2 % zu der Gesamtkostenannuität beiträgt.

Die Wärmekosten der verschiedenen Szenarien, visualisiert durch die schwarz gestrichelte Linie im Diagramm, weichen nicht im gleichen Umfang voneinander ab, wie jährlichen Kosten. Dies ist auf die veränderte Bezugswärmemenge der Szenarien V, VIII, IX und X zurückzuführen. Insgesamt liegen die Wärmekosten der *TrafoPlan*-Szenarien im Schnitt ca. 20 % höher als bei den Szenarien, in denen im Modell auch die Investitionsoptimierung umgesetzt wurde. Die Szenarien, bei denen eine Temperaturreduktion im Netz vorausgesetzt wurde, führen zu 2 bis 5 % geringeren Wärmekosten bzw. einer um 3 bis 8 % verringerten Kostenannuität.

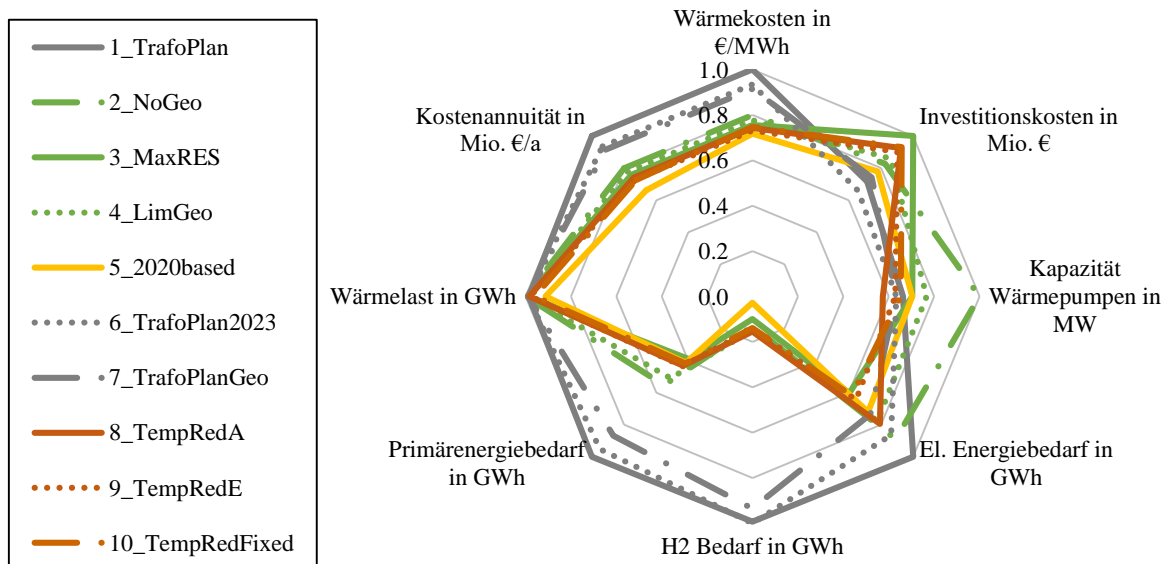
Die höheren Kosten der *TrafoPlan*-Szenarien sind auf die höhere Auslastung der GuDs zurückzuführen. Vorrangig die hohen Brennstoffkosten des Wasserstoffs tragen zu der Steigerung der Kosten bei. In Tabelle 7-5 sind aus Gründen der Übersichtlichkeit die Kosten der ersten drei Szenarien nach Kostengruppen aufgeschlüsselt. Die Kostenannuität bezieht sowohl Kosten als auch Erträge mit ein.



**Tabelle 7-5: Gegenüberstellung kostenbezogener Szenarien-Ergebnisse der Szenarien I bis III**

	Szenario <i>TrafoPlan</i>	Szenario <i>NoGeo</i>	Szenario <i>MaxRES</i>
Annuität der kapitalgebundenen Kosten in Mio. €	44,0	46,44	56,3
Betriebsgebundene Kosten in Mio. €	2,5	1,8	3,2
Annuität der CAPEX-Förderung in Mio. €	3,5	6,41	6,4
OPEX-Förderung in Mio. €	10,0	10,0	10,0
Bedarfsgebundene Kosten in Mio. €	98,1	54,9	38,8
Erträge durch Strom-/H <sub>2</sub> -Produktion in Mio. €	24,3	2,4	2,1
Ges. Annuität aller Kosten in Mio. €	105,6	84,4	79,8
<b>Wärmekosten in €/MWh</b>	<b>96,6</b>	<b>77,2</b>	<b>73,0</b>

Die Gegenüberstellung verdeutlicht, dass das Szenario *MaxRES* gegenüber dem Referenzszenario auf Basis des statischen Ansatzes einen Kostenvorteil von 23,6 €/MWh aufweist. Der Kostenvorteil wird vorrangig durch die deutlich reduzierten Brennstoffkosten erreicht. Stellt sich heraus, dass in Flensburg keine geothermalen Potentiale vorliegen, kann durch die optimierte Investitionsplanung dennoch ein Kostenvorteil von 20 % je MWh gegenüber dem Szenario *TrafoPlan* erreicht werden, indem Abwärmepotentiale, ein saisonaler Speicher und Booster-WP eingebunden werden und somit der Brennstoffbedarf reduziert werden kann. Es fällt auf, dass in den frei optimierten Szenarien trotz höherer Eingangsinvestitionen die Annuität der Gesamtkosten geringer ausfällt als im Szenario *TrafoPlan*. Erneut tritt zudem der Einfluss der Brennstoffkosten (in der Gruppe der bedarfsgebundenen Kosten) hervor. Im Szenario *TrafoPlan* liegt der Anteil der Brennstoffkosten an der Kostenannuität bei 90 %.

**Abbildung 7-13: Netzdiagramm zu normierten Zielparametern der Szenarien**

Abschließend werden in Abbildung 7-13 die wichtigsten Zielparameter im Netzdiagramm in übersichtlicher Form einander gegenübergestellt. Neben den bereits betrachteten Kostenparametern treten hier auch deutliche Unterschiede in Bezug auf die eingesetzten Energieträger hervor. In den hier in grau dargestellten *TrafoPlan*-Szenarien liegt mehr als der 10-fache Wasserstoffbedarf der übrigen Szenarien vor. Durch den hohen Primärenergiefaktor des Wasserstoffs ergibt sich auch ein deutlich

höherer Primärenergiebedarf. Auffällig sind zudem Abweichungen in Bezug auf den elektrischen Energiebedarf und die Wärmepumpenkapazität innerhalb der Szenarien. Die Szenarien, in welchen eine Temperaturreduktion vorausgesetzt wurde, weisen aufgrund der geringeren Spitzenlast auch geringere benötigte WP-Kapazitäten auf. Die Analyse des Szenarios *2020based* (gelbe Linie im Diagramm) verdeutlicht den starken Einfluss der zugrundeliegenden Parameter und Zeitreihen zur Wärmelast und klimatischen Bedingungen auf die Modellierungsergebnisse. Klimatisch mildere Ausgangsbedingungen führen zu verringerten Gesamtkosten, geringerem Primärenergieeinsatz und einem abweichenden Erzeugerpark.

## 7.6 Sensitivitätsanalyse

Ziel der Sensitivitätsanalyse ist zu prüfen, wie robust die im vorherigen Abschnitt identifizierten Ergebnisse gegenüber Änderungen der Eingangsparameter sind. So kann auch festgestellt werden, welche Annahmen und zugrunde gelegten Entwicklungen besonders relevant in Bezug auf die Zusammensetzung des optimierten Erzeugerparks und die resultierenden Wärmekosten sind.

### 7.6.1 Methodischer Ansatz

Insgesamt werden 156 verschiedene Fälle abgebildet, deren jeweilige Parameter und Wertebereiche in Tabelle 7-6 zusammengefasst sind.

**Tabelle 7-6: Übersicht über analysierte Sensitivitäten**

Eigenschaft	Anwendungsbereich	Anzahl	Min. Wert	Standard-Wert	Max. Wert	Schrittweite
Zinssatz	Zinssatz	6	3,4 %	4 %	4,6 %	5 %
Investitionskosten	je Technologie und Wärmequelle <sup>15</sup>	72	85 %	100 %	115 %	5 %
Brennstoffkosten	je Brennstoff	24	85 %	100 %	115 %	5 %
Wärmequellenverfügbarkeit	je Wärmequelle und HHS	35	0 %	100 %	100 %	20 %
Temperaturniveau Netz	Vor- und Rücklauf-temperatur	8	75 %	100 %	115 %	5 %
Wärmebedarf	Wärmelast	8	75 %	100 %	115 %	5 %
Grundlasttemperatur	Grundlasttemperatur	3	72,25 °C	85 °C	85 °C	5 %

Der Ausgangspunkt für die Sensitivitätsanalyse ist das Szenario *MaxRES*, welches in der Szenarioanalyse die geringsten Wärmekosten aufgewiesen hat. Um die Rechenzeit zu begrenzen, werden maximal drei Iterationen der nacheinander ablaufenden Speichersimulation und Modelloptimierung zum Einbezug des saisonalen Speicherhaltens durchgeführt.

Die betrachteten Sensitivitäten lassen sich den Einflussfeldern „Kosten“, „Verfügbarkeit“, „Abnahme“ und „Extremfälle“ zuordnen, welche individuell ausgewertet werden sollen. Der Großteil der in Tabelle 7-6 genannten Sensitivitäten dient vorrangig zur Einordnung von daten- und annahmebezogenen Unsicherheiten. Abschnitt 7.6.5 berücksichtigt Extremfälle, die den Einfluss feststehender Gegebenheiten und struktureller Unsicherheit auf die Übertragbarkeit der Ergebnisse aufzeigen sollen.

Es wird jeweils auf die Zielparameter der Wärme- und Investitionskosten sowie in relevanten Fällen auf den Wasserstoff- und elektrischen Energiebedarf eingegangen. Führt die angenommene

<sup>15</sup> für Wärmequellen, mit welchen Investitionskosten assoziiert werden, z. B. Geothermie-Dubletten

Parametervariation zu einer deutlichen Abweichung in der optimierten Auslegung, wird zusätzlich die Zusammenstellung des Erzeugerparcs betrachtet.

### 7.6.2 Kosten

Anhand von Abbildung 7-14 kann der Einfluss einer Variation der Brennstoffkosten auf die Wärmekosten und die Investitionskosten eingeordnet werden.

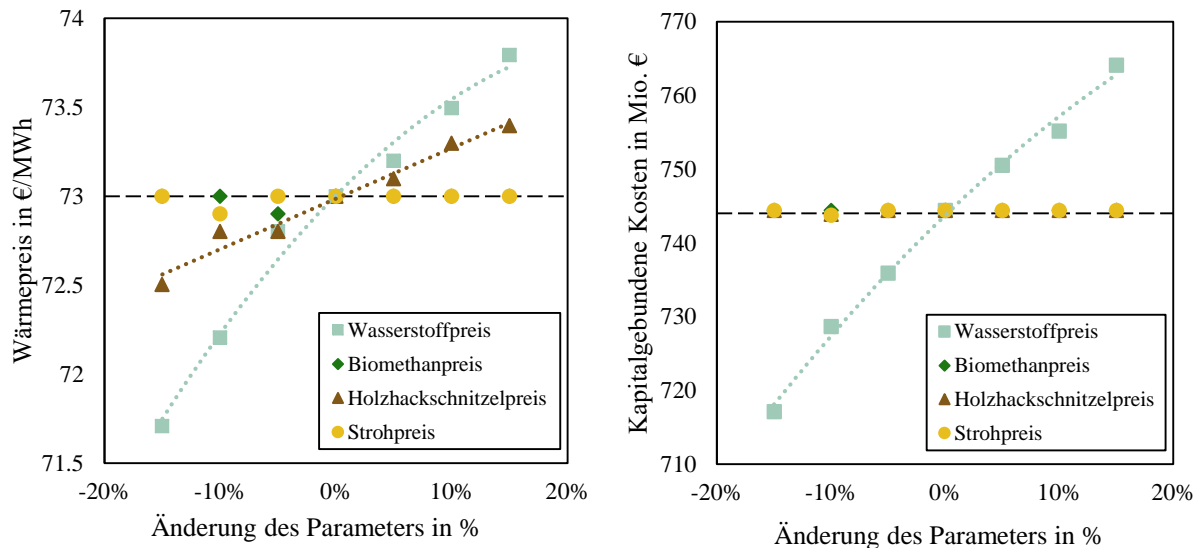


Abbildung 7-14: Einfluss der Brennstoffkosten auf die Wärme- und kapitalgeb. Kosten

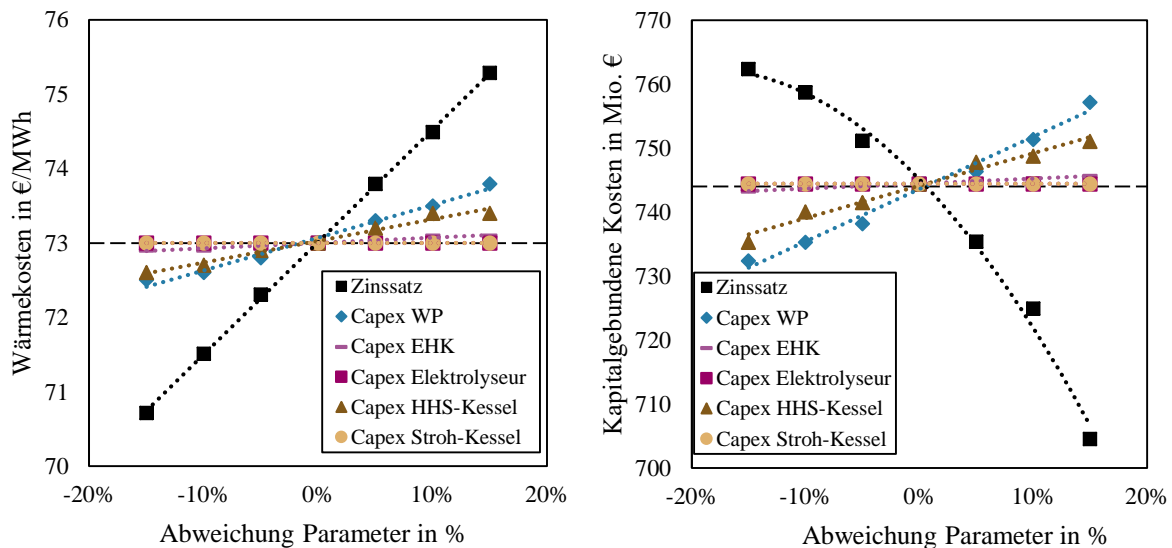
Es wird deutlich, dass die Variation des Biomethan- und Strohpreises von +/- 15 %, was bei Biomethan dem Rahmen von 100 bis 136 €/MWh und bei Stroh von 18,7 bis 25,4 €/MWh entspricht, nicht ausreicht, damit diese Brennstoffe abweichend zum Ausgangsszenario *MaxRES* implementiert würden. Entsprechend haben Änderungen innerhalb dieser Kostengruppen keinen Einfluss auf die Wärmekosten oder Komposition der Erzeugung. Eine Verringerung der Kosten der Holzhackschnittel hingegen führt zu einer geringfügigen, linearen Verringerung der Wärmekosten. Eine Reduktion des Brennstoffpreises um 15 % auf 20,4 statt 24 €/MWh führt zu einer möglichen Senkung der Kosten um 1 %. Die Zielgröße der Wärmekosten reagiert entsprechend auch wenig sensibel auf eine Änderung dieser Kosten. Die kapitalgebundenen Kosten erfahren bei einer Änderung der HHS-Kosten keine Abweichung. Dies lässt erkennen, dass sich die geplanten Kapazitäten durch eine Änderung des HHS-Preises nicht verändern.

Bei einer Variation des Wasserstoffpreises ergeben sich im Gegensatz dazu Auswirkungen auf die Wärme-, wie auch auf die kapitalgebundenen Kosten. Eine Reduktion des Wasserstoffpreises um 15 % auf 90,8 €/MWh führt zu einer Verringerung des Wärmepreises um 2 % und zu einer Minderung der Investitionskosten um 4 %. Ein linearer Zusammenhang ist jeweils erkennbar. Die Änderungen bei den Investitionskosten weisen darauf hin, dass bei reduzierten Wasserstoffpreisen die GuDs stärker ausgelastet werden und weniger zusätzliche Spitzenlastkessel benötigt werden. Eine Reduktion des Wasserstoffpreises um 15 % erhöht den Einsatz von Wasserstoff um 70 % von 62,1 GWh/a auf 74,0 GWh/a. Sollte ein höherer Preis als ursprünglich angenommen auftreten, ist ein gegenteiliges Verhalten zu beobachten. Um den Wasserstoffeinsatz weiter zu minimieren, wird ab einem Wasserstoffpreis von 122,8 €/MWh (Steigerung um 15 % gegenüber ursprünglicher Annahme) der Erzeugerpark um einen saisonalen Speicher mit einer Kapazität von 19,8 GWh ergänzt. Dieser ermöglicht eine Reduktion des Wasserstoffeinsatzes auf 26,5 GWh/a. Teile der Spitzenlast im Februar, die zuvor über die GuDs versorgt wurden, können dann über die dem Speicher nachgeschaltete WP gedeckt werden.

Dennoch kann festgestellt werden, dass die Änderungen der finanziellen Zielparameter deutlich geringerer ausfallen als die initiale Änderung der Brennstoffkosten. Da nur ein geringer Anteil Wasserstoff im modellierten Fall benötigt wird, reagiert die Optimierung wenig sensibel auf diese Parametervariation.

Zudem wird der Einfluss abweichender Investitionskosten evaluiert. Zum Erhalt der Übersichtlichkeit im Diagramm wird die Analyse dabei in zwei Auswertungsgruppen zerlegt.

In Abbildung 7-15 ist der Einfluss einer Abweichung der Investitionskosten für WP, EHK, Elektrolyseur, HHS- und Stroh-Kessel sowie des angenommenen Zinssatzes gezeigt.



**Abbildung 7-15: Einfluss der Investitionskosten auf die Wärme- und kapitalgeb. Kosten I**

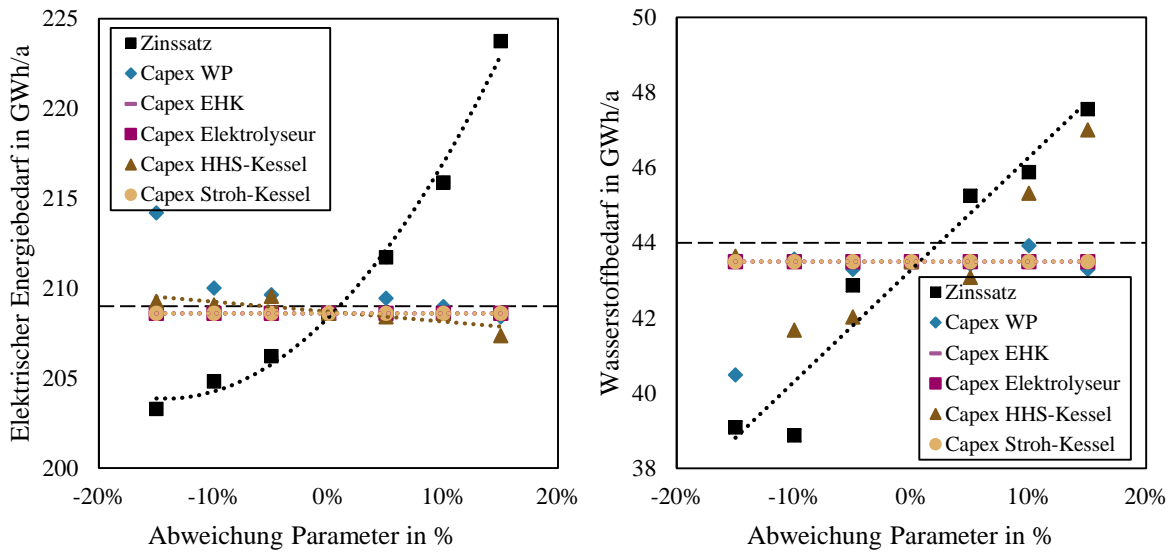
Eine Verringerung der Investitionskosten um maximal 15 % ist dabei für den Elektrolyseur wie auch für den Stroh-Kessel unzureichend, um die Wirtschaftlichkeit in einem Umfang zu steigern, welcher zu einer Implementation dieser Optionen als Abwärme- bzw. Erzeugungstechnologie im Modell führen würde. Entsprechend bleiben beide Optionen inaktiv und nehmen keinen Einfluss auf Wärme- und kapitalgebundene Kosten. Für alle übrigen Varianten ist ein linearer Zusammenhang zwischen der Parametervariation und den Wärmekosten ersichtlich.

Gleichzeitig fällt die zu beobachtende Änderung in Abhängigkeit der Parametervariation mit einer Änderung von maximal 1,2 % bei den Wärmekosten und maximal 1,8 % bei den kapitalgebundenen Kosten unerheblich aus. Den stärksten Einfluss nimmt eine Modifikation der Investitionskosten der verschiedenen WP-Typen, da diese Technologie auch den größten Kapazitätsanteil umfasst. Eine Erhöhung der Investitionskosten um 15 % führt dabei zu einer Steigerung der Investitionskosten um 1,1 %. Eine Analyse des zugehörigen Erzeugerportfolios für diese Sensitivität zeigt, dass die Steigerung der Kosten um bis zu 15 % noch zu keiner Veränderung der Technologiezusammenstellung gegenüber dem Szenario *MaxRES* führt. Ab einer Reduktion der WP-Investitionskosten um 15 % wird der saisonale Erdbeckenspeicher im System eingeführt und die Kapazitäten der Seewasser-WP, der Solarthermie-Anlage sowie der Klärwerk-WP steigen, während die Kapazität der geothermalen Bohrungsdubletten gegenüber dem Referenzszenario leicht abfällt.

Die Wärmekosten und kapitalgebundenen Kosten reagieren stärker auf eine Änderung des zugrundeliegenden Zinssatzes. Eine Änderung des Zinssatzes um 15 % führt zu einer Erhöhung der Wärmekosten um 3,1 %. Die Auswirkungen auf die kapitalgebundenen Kosten fallen noch stärker aus. Hier kann der Zusammenhang zwischen Parameteränderung und den kapitalgebundenen Kosten über

eine negative Funktion zweiten Grades angenähert werden. Der höhere Zinssatz führt zu einer Verlagerung der Kosten von den kapital- zu den bedarfsgebundenen Kosten. Die Summe der installierten Kapazität sinkt, während die Auslastung der gewählten Technologien steigt. Eine Betrachtung des zugehörigen Erzeugerparks zeigt vorrangig, dass mit steigendem Zinssatz Solarthermie nur in geringerem Umfang implementiert wird, was vor allem durch höhere Betriebsstunden der Seewasser-WP ausgeglichen wird.

Aus Abbildung 7-16 geht weiter hervor, welche Sensitivitäten zu abweichendem Betriebsverhalten und damit zu veränderlichen Energiebedarfen führen.



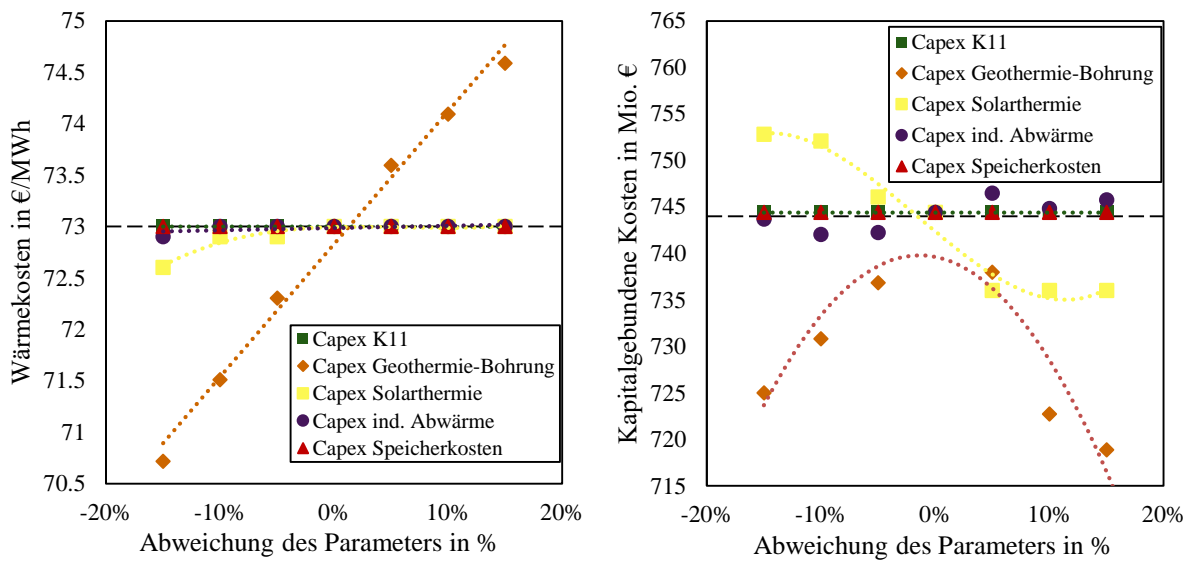
**Abbildung 7-16: Einfluss der Investitionskosten auf den Wasserstoff- und el. Energiebedarf I**

Während Variationen der Investitionskosten von Stroh-Kessel, EHK und Elektrolyseur keinerlei Auswirkungen haben, zeigt sich für geringe Investitionskosten der WP und HHS-Kessel, dass tendenziell weniger Wasserstoff eingesetzt wird und stattdessen der Strombedarf um bis zu 2,7 % gegenüber dem Referenzszenario steigt. Es lassen sich jedoch keine klaren linearen Zusammenhänge ableiten.

Der Einfluss des Zinssatzes auf den elektrischen Energiebedarf lässt sich über ein Polynom zweiten Grades approximieren. Mit steigendem Zinssatz steigt der Strombedarf überproportional an, wobei auf die gesteigerte installierte WP-Kapazität verwiesen werden kann. Bei einem Zinssatz von 3,4 % steigt der Strombedarf von 208,6 GWh/a auf 223,8 GWh/a. Der Wasserstoffbedarf verhält sich annähernd linear zum Zinssatz. Während bei einer Reduktion des Zinssatzes um 15 % auf 3,4 % die Wasserstoffnachfrage um 10,1 % sinkt, steigt diese nach einer Steigerung des Zinssatzes um 15 % um 9,3 %.

Abbildung 7-17 stellt den Einfluss einer Variation der Investitionskosten der zweiten Parametergruppe (Kessel 11, Geothermie-Bohrungen, Solarthermie, Einbindung industrieller Abwärme und PTES) dar.

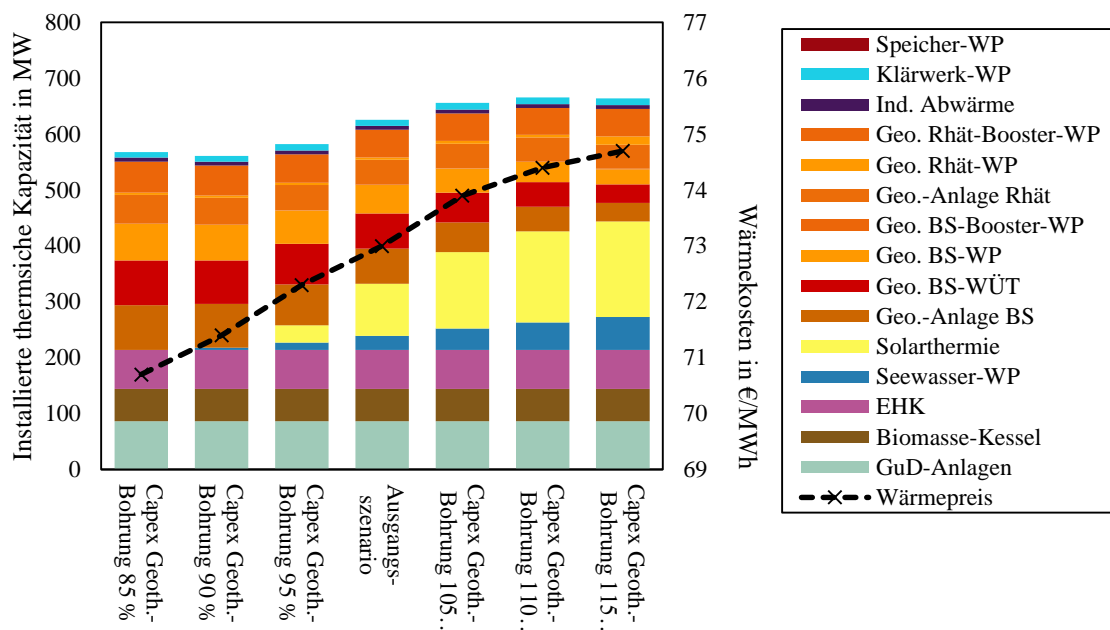
Wie im vorigen Fall reichen die Kostenänderungen von bisher nicht implementierten Technologien nicht aus, um deren Implementation im Modell zu ergeben. Entsprechend führen die Parametervariationen bei den Investitionskosten des saisonalen Speichers und der Umrüstung des Kessel 11 zu keinerlei Kostenänderungen.



**Abbildung 7-17: Einfluss der Investitionskosten auf die Wärme- und kapitalgeb. Kosten II**

Die Wärmekosten reagieren nur im geringen Umfang auf alle Parameteränderungen. Für die Bohrungskosten der Geothermie zeigt sich der stärkste lineare Zusammenhang. Eine Steigerung der Bohrungskosten um 15 % führt zu einer Erhöhung um 2,2 % auf Wärmekosten von 74,6 €/MWh.

Auch die Auswirkungen auf die kapitalgebundenen Kosten liegen bei einer Parametervariation von +/- 15 % im randständigen Bereich von -2,6 bis +3,4 %. Die Komposition des Erzeugerparcs weicht zwischen den Sensitivitäten leicht ab, sodass sich keine klaren linearen Beziehungen zeigen. Auffällig ist der Zusammenhang zwischen der Summe der kapitalgebundenen Kosten und dem CAPEX der Geothermie, welcher über eine Funktion zweiten Grades angenähert werden kann. Zur Einordnung dieses Verhaltens werden die der Sensitivität zugehörigen Erzeugerportfolios in Abbildung 7-18 abgetragen. Für jede Parametervariation der Investitionskosten der Geothermie-Bohrung werden die benötigten thermischen Kapazitäten dargestellt.



**Abbildung 7-18: Wärmeerzeugung und Wärmekosten der Sensitivität „Capex Geothermie-Bohrung“**

Es tritt deutlich hervor, dass bereits eine Verringerung der Geothermie-Kosten um 5 % zu einer Steigerung der installierten Kapazität der Geothermie-Anlagen im Buntsandstein um 11 MW (+9 %) führt. Gleichzeitig verlieren die Solarthermie-Anlage sowie die Seewasser-WP schrittweise an

Bedeutung. Gegensätzliches Verhalten ist für steigende CAPEX der Geothermie-Anlage zu beobachten. Insgesamt steigt die Höhe der installierten thermischen Nennleistung bei steigendem CAPEX der Geothermie-Bohrungen. Da sich jedoch eine Umverteilung auf Technologien mit geringeren initialen Kosten (vorrangig Solarthermie) ergibt, sinken die gesamten kapitalgebundenen Kosten, wie in Abbildung 7-17 gezeigt, bei steigenden Geothermie-Kosten ab.

### 7.6.3 Verfügbarkeit

Wie in Abschnitt 6.2 dargestellt, ist die Verfügbarkeit einiger regenerativer und Abwärme-Wärmequellen sowie Brennstoffe von deutlichen Unsicherheiten geprägt. Entsprechend wird hier dargestellt, wie sich eine Beschränkung der Potentiale auf die Komposition des gesamten Erzeugungssystems auswirken würde.

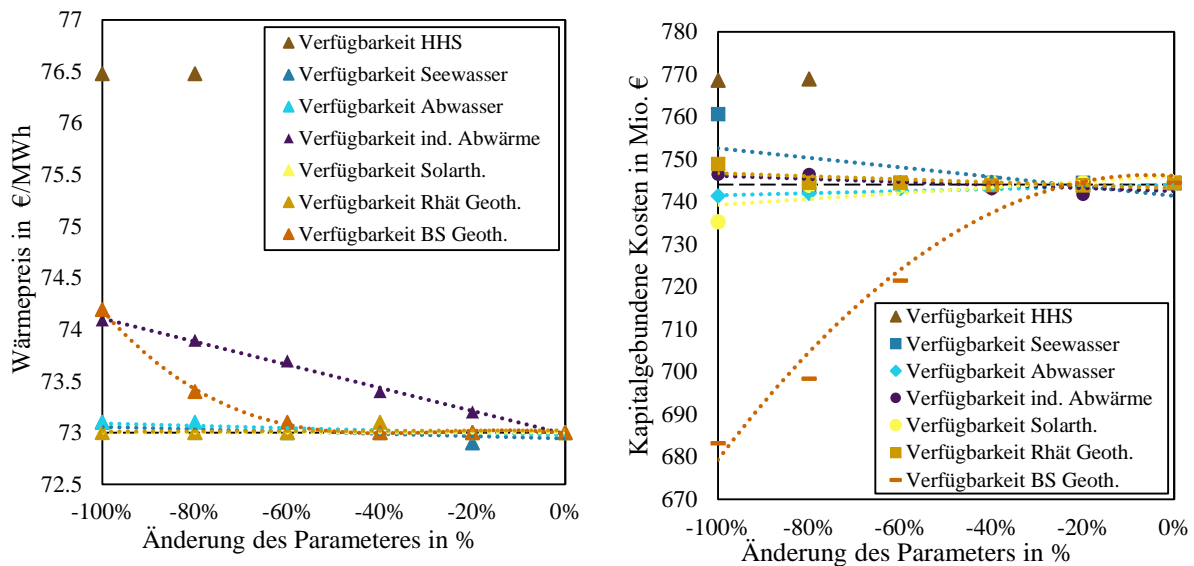


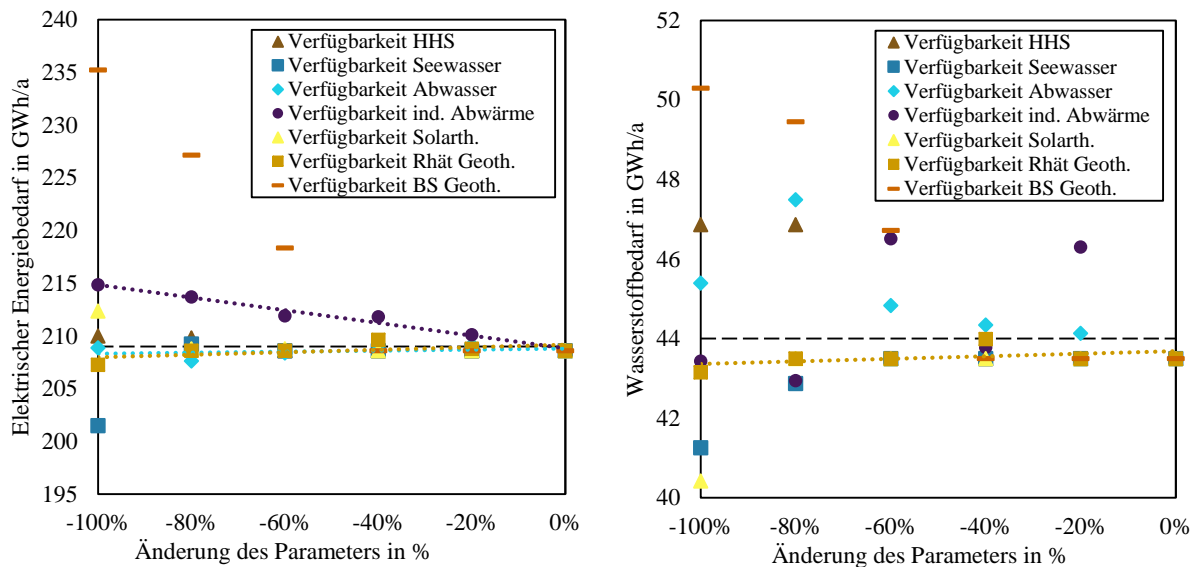
Abbildung 7-19: Einfluss beschränkter Verfügbarkeiten auf die Wärme- und kapitalgeb. Kosten

Abbildung 7-19 verdeutlicht den Einfluss begrenzter Verfügbarkeiten auf finanzielle Parameter der optimierten Lösung. Bei einer Limitierung der verfügbaren Fläche für Solarthermie sowie des geothermalen Reservoirs des Rhäts ergeben sich keinerlei Änderungen der Wärmekosten.

Auch Limitationen der nutzbaren Wärme im Klärwerk und der Förde führen zu Abweichungen der Wärmekosten von weniger als einem Prozent. Das Optimierungsergebnis ist entsprechend gegenüber einer Beschränkung der Verfügbarkeit dieser Technologien sehr robust.

Für die Verfügbarkeit der industriellen Abwärme zeigt sich ein linearer Zusammenhang zwischen der Begrenzung der Verfügbarkeit und dem zugehörigen Kostenanstieg. Veränderungen sind dabei über alle Variationsschritte hinweg zu beobachten, was darauf hinweist, dass im Bezugsszenario die volle verfügbare Kapazität eingebunden wurde und so bereits eine geringe Verringerung Einfluss auf die Optimierung nimmt. Im Gegensatz dazu kann bei der Verfügbarkeit der HHS beobachtet werden, dass ab einer Reduktion von unter 60 % keinerlei Einfluss mehr festgestellt werden kann. Dies weist darauf hin, dass die im optimierten Fall eingesetzte Energiemenge ohnehin weniger als 60 % der verfügbaren Energie ausgemacht hat. Bei der Begrenzung von nutzbarer Energie aus dem Speicherhorizont des Buntsandsteins liegt diese Grenze bei 40 %.

Wenn die Einbindung von industrieller Abwärme vollständig ausgeschlossen wird, steigen die Wärmekosten um 1,5 % an. Die Begrenzung von geothermaler Wärme der Buntsandsteinschicht führt zu einer maximalen Kostensteigerung von 1,6 %. Die Abweichungen durch Limitation der geothermalen und der Abwärme führen entsprechend zu ähnlichen Auswirkungen auf die Wärmekosten, obwohl die Kapazität der geothermalen Bohrungsdublette die des Wärmeübertragers zur Einbindung industrieller Abwärme im Ausgangsszenario um das 8-fache übersteigt. Den größten Einfluss auf die Wärmekosten nimmt die fehlende Verfügbarkeit von HHS, wodurch die kapitalgebundenen Kosten um 3,4 % und die Wärmekosten um 4,8 % ansteigen.



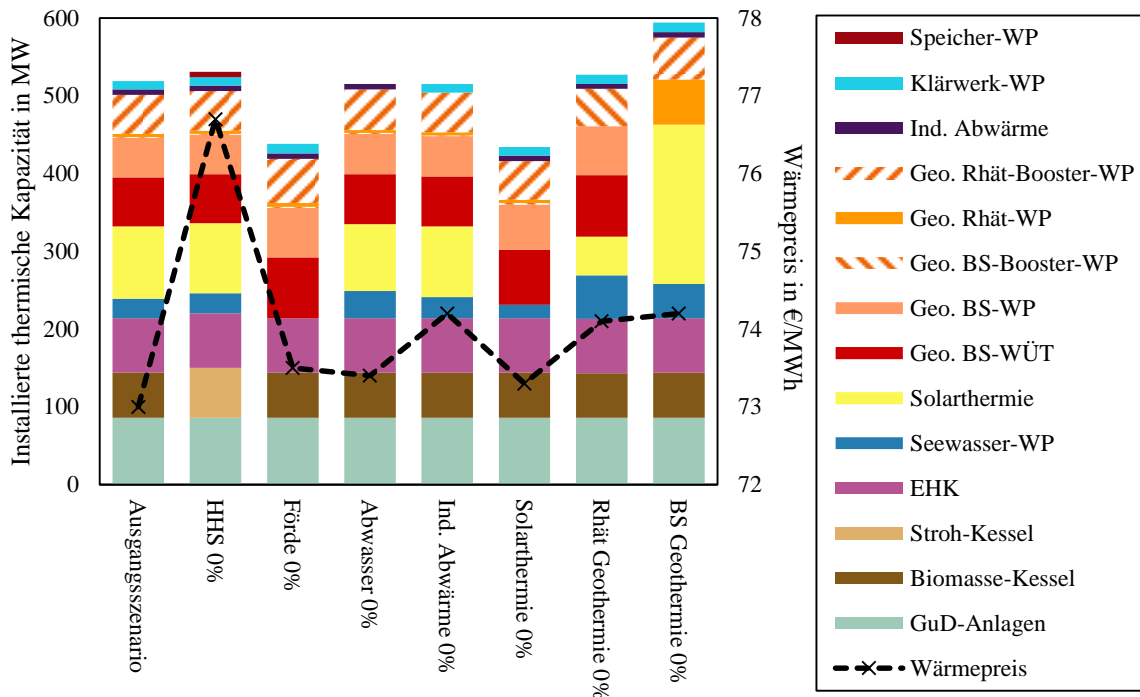
**Abbildung 7-20: Einfluss begrenzter Verfügbarkeiten auf den Wasserstoff- und el. Energiebedarf**

Abbildung 7-20 visualisiert den Einfluss der limitierten Verfügbarkeiten auf den Wasserstoff- und Energiebedarf. Meist gehen geringere Verfügbarkeiten regenerativer Wärmepotentiale mit einem höheren Energieeinsatz einher. In Bezug auf den elektrischen Energiebedarf liegen die Auswirkungen von Limitierungen einzelner Parameter jedoch im Bereich unter 3 %.

Den größten Einfluss nimmt die Verfügbarkeit des Buntsandstein-Horizonts. Kann dieser Speicherhorizont nicht genutzt werden, steigt der Wasserstoffbedarf um 15,6 % und der elektrische Energiebedarf um 12,8 % an. Vor allem in Bezug auf den Wasserstoffeinsatz sind jedoch kaum lineare Zusammenhänge erkennbar, was sich auf die abweichenden Erzeugerportfolios für die verschiedenen Sensitivitäten zurückführen lässt. Auffällig ist, dass Wasserstoff- und Strombedarf sogar gegenläufig sinken, sofern die Förde nicht als Wärmequelle genutzt werden kann.

Zum verbesserten Verständnis der gezeigten Zielgrößen sind in Abbildung 7-21 die Erzeugerportfolios für eine Parametervariation auf 0 % der Verfügbarkeit der Wärmequellen im Vergleich mit dem Bezugsszenario (Szenario *MaxRES*) dargestellt.





**Abbildung 7-21: Wärmeerzeugung und Wärmekosten für ausgewählte Sensitivitäten der Verfügbarkeit**

Es wird deutlich, dass die entfallene Erzeugerkapazität (aufgrund der definierten eingeschränkten Verfügbarkeit) zumeist durch leichte Variation in den Erzeugerkapazitäten der übrigen Technologien ausgeglichen werden kann. Die ausgewählten Technologien unterscheiden sich dabei nicht vom Referenzszenario. Die Änderungen der Wärmekosten gegenüber dem Referenzszenario liegen in den meisten Fällen bei unter 2 %. Sind keine HHS verfügbar, wird der HHS-Kessel durch einen Stroh-Kessel und die Einbindung eines Erdbeckenspeichers mit nachgeschalteter WP substituiert. Dies verursacht eine Kostensteigerung von 4,8 %.

Auffällig ist jedoch, dass im Szenario ohne Seewasser-Verfügbarkeit keine Solarthermie mehr eingebunden wird. Ebenso sinkt auch die Kapazität der Seewasser-WP bei der Sensitivität „Solarthermie 0 %“ deutlich ab. Die Wirtschaftlichkeit des Einsatzes dieser Erzeugungsoptionen scheint miteinander in Verbindung zu stehen.

#### 7.6.4 Abnahme

Die getroffenen Annahmen zur Absatzmenge beziehen sich auf eine Studie des Pestel-Instituts (2016), in welcher bereits hervorgehoben wurde, dass aufgrund der zahlreichen Einflussparameter, Annahmen zur Entwicklung des Wärmeabsatzes mit hohen Unsicherheiten verknüpft sind [67].

Hier wird daher dargestellt, welchen Einfluss eine verstärkte Absenkung des Bedarfs durch Effizienz- und Suffizienzmaßnahmen bei Abnehmenden auf die Wärmeerzeugung hätte. In dieser Betrachtung wird davon ausgegangen, dass die verringerte Nachfrage zu reduzierten Volumenströmen und nicht zu Temperaturabsenkungen führt, obwohl diese durch eine geringere Auslastung der vorhandenen Netzstruktur bei verringerter Abnahme wahrscheinlich möglich würden. Aufgrund der feststehenden Temperaturen bleibt in diesem Modell die Höhe der absoluten Verluste konstant und nur der Anteil des Wärmeabsatzes verringert sich.

Der Effekt einer Temperaturabsenkung wird unabhängig von einer Abnahmeabsenkung betrachtet. Dabei wird die VL-Temperatur um einen festgelegten Wert  $T_{VL,neu}$  reduziert. Gleichzeitig wird davon ausgegangen, dass die nachgefragte Wärmemenge  $\dot{Q}_{Nutz}$  konstant bleibt. Die tatsächliche Nutzenergie

lässt sich daher über die Netztemperaturen des Bezugsjahres 2021 für jeden Zeitschritt nach Gl 7-1 bestimmen.

$$\dot{Q}_{Nutz}(\tau) = (\dot{Q}_{ges,2021}(\tau) - k \cdot A \cdot (T_{VL,2021}(\tau) - T_{RL,2021}(\tau))) \cdot \eta_{Red} \quad \text{Gl 7-1}$$

Der Massenstrom  $\dot{m}_{Nutz}$ , welcher mit der Nutzenergie assoziiert wird, bleibt ebenso gegenüber dem Bezugszustand konstant.

$$\dot{m}_{Nutz}(\tau) = \frac{\dot{Q}_{Nutz}(\tau)}{c_p \cdot (T_{VL,2021}(\tau) - T_{RL,2021}(\tau))} \quad \text{Gl 7-2}$$

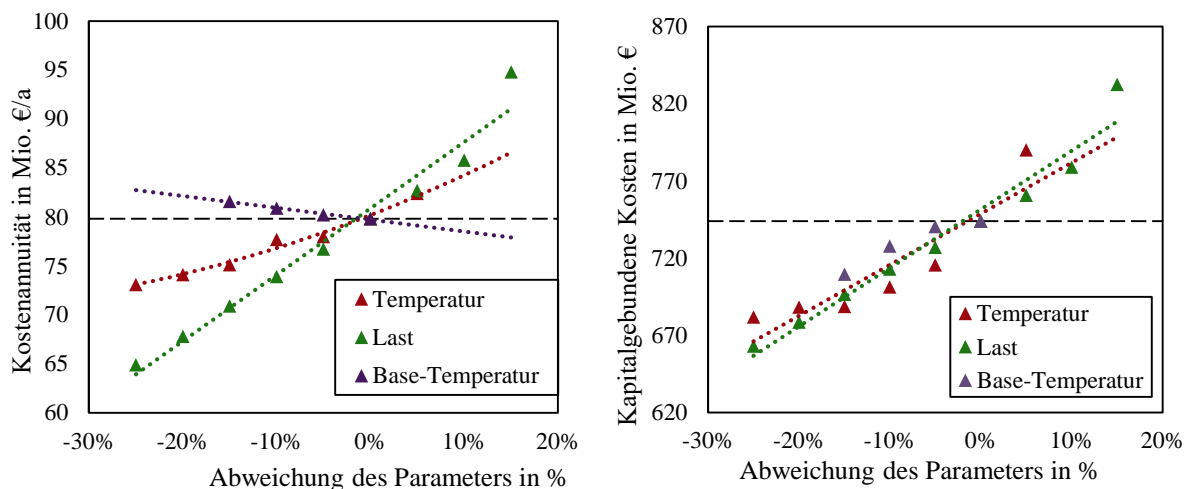
Mithilfe des Massenstroms ergibt sich dann die veränderte RL-Temperatur nach der VL-Temperaturabsenkung.

$$T_{RL,neu} = T_{VL,neu}(\tau) - \frac{\dot{Q}_{Nutz}(\tau)}{\dot{m}_{Nutz}(\tau) \cdot c_p} \quad \text{Gl 7-3}$$

Aufgrund der Temperaturabsenkung reduziert sich auch die gesamte benötigte Wärmemenge um den Anteil der Verlusteinsparungen, welche durch die geringere treibende Temperaturdifferenz ermöglicht werden.

Zusätzlich zum Einfluss der Temperatur- und Wärmeabnahmevariation wird berücksichtigt, welchen Einfluss eine Anpassung der Grundlasttemperatur auf die Ergebnisse hätte. Diese Variation bildet dabei eine strukturelle Unsicherheit ab, die sich aus den gewählten Modellierungsbedingungen ergibt. Die Modifikation der gewählten Grundlasttemperatur beeinflusst, welcher Anteil der benötigten Wärme der Grund- und welcher der Spitzenlast zugeordnet wird. Bei einer verminderten Grundlasttemperatur ergeben sich höhere COPs der zugeordneten WP und Solarthermie-Anlage. Der Anteil der gesamten Wärmelast, welcher der Grundlast zugeordnet wird, sinkt.

Die direkte oder durch Variation der Temperatur bedingte Änderung der Wärmelast, führt dazu, dass die spezifischen Wärmekosten an Aussagekraft verlieren, da die Bezugsgröße (die bereitgestellte Energiemenge) variiert. Stattdessen werden daher in Abbildung 7-22 die Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse in Bezug auf die Zielgrößen der Kostenannuität und kapitalgebundenen Kosten gezeigt.



**Abbildung 7-22: Einfluss abnahmebezogener Parameter auf Kostenannuität und kapitalgeb. Kosten**

Die Auswertung der dargestellten Base-Temperatur-Variation zeigt einen näherungsweise linearen Zusammenhang zwischen gewählter Grundlasttemperatur und resultierenden Wärmekosten. Eine

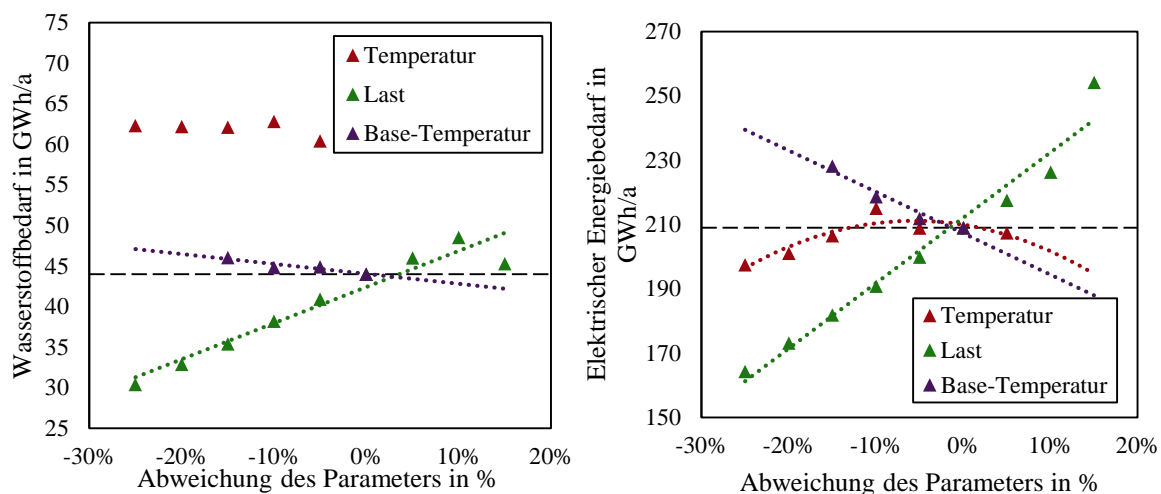
geringer gewählte Temperatur führt zu steigenden jährlichen Kosten. Der Einfluss ist dabei jedoch gering. Eine Änderung des Eingangsparameters um 15 % auf 72,25 °C führt zu einer Steigerung des Wärmepreises um 2,18 %. Die Ergebnisse sind daher in Bezug auf diese strukturelle Unsicherheit als robust einzuordnen.

Abbildung 7-22 zeigt, dass bei einer Verminderung der Wärmelast um 25 % die Kostenannuität um 18,7 % geringer ausfällt als im Ausgangsszenario. Der Zusammenhang zwischen jährlichen Kosten sowie kapitalgebundenen Kosten und der Wärmelastreduktion ist näherungsweise linear.

Gleichzeitig ist die oben benannte Abhängigkeit der spezifischen Wärmekosten von der Wärmemenge zu berücksichtigen. Wird nicht die Kostenannuität sondern die Wärmekosten betrachtet, zeigen sich gegenteilige Ergebnisse. Da die Reduktion der Kosten nicht im gleichen Umfang wie die Verringerung der Energiemenge erfolgt, steigen bei einer Verminderung der Last um 25 % die Wärmekosten sogar um 1,5 % an. Dies ist darauf zurückzuführen, dass feste absolute Kosten (vor allem für Spitzenlastanlagen) auf eine geringere Produktionsmenge verteilt werden und so höhere spezifische Kosten entstehen, obwohl auch betriebs- und bedarfsgebundene Kosten zurückgehen. Aufgrund der Kosten der bestehenden Anlageninfrastruktur sind daher infolge von Bedarfsabsenkungen keine finanziellen Vorteile für die individuellen Wärmeabnehmenden zu erwarten.

Im Gegensatz dazu führt eine Reduktion der Temperatur sowohl zu einer Verminderung der absoluten jährlichen wie auch der spezifischen Wärmekosten. Eine Reduktion der VL-Temperaturen um 25 % führt zu einer Reduktion der Kostenannuität um 8,4 % bzw. der Wärmekosten um 1,6 %. Durch die verminderte bereitzustellende Verlust- und damit gesamte Wärmemenge fällt auch hier der Effekt in Bezug auf die Wärmekosten geringer aus, als in Bezug auf die Kostenannuität. Bei den kapitalgebundenen Kosten ist ebenfalls grundlegend ein linearer Trend zur Reduktion der Kosten bei Reduktion der Temperaturen zu beobachten. Die Verminderung der Temperaturen führt zu einer sinkenden Spitzenlast, sodass die kostgünstigen Grundlasttechnologien zusätzliche Betriebsstunden aufweisen und Brennstoffkosten für Kesselanlagen reduziert werden können.

Abbildung 7-23 zeigt den Einfluss der Parametervariation auf ausgewählte Energieträger.



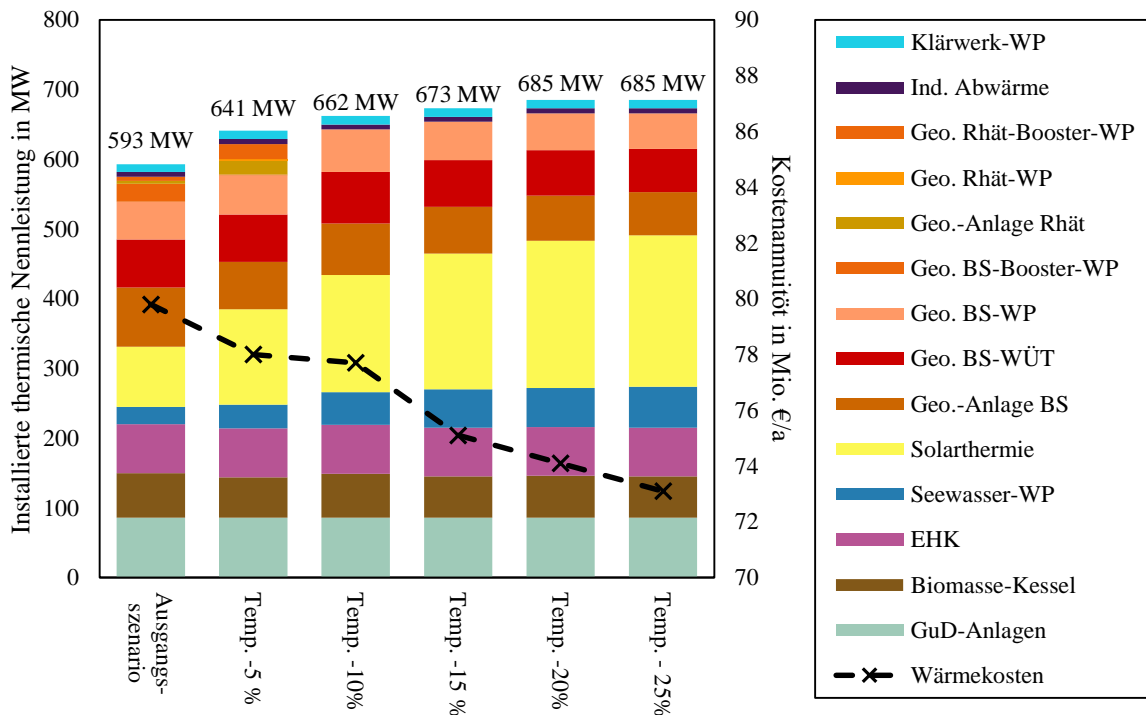
**Abbildung 7-23: Einfluss abnahmebezogener Parameter auf den Wasserstoff- und el. Energiebedarf**

Eine Verringerung der angenommenen Grundlasttemperatur führt dabei sowohl zu einem erhöhten Wasserstoff- wie auch Strombedarf. Eine Änderung um 15 % führt zu einer Erhöhung um 4,5 bzw. 9 %.

Im Gegensatz dazu sind durch eine Änderung der Last nahezu proportionale Zusammenhänge identifizierbar. Die Reduktion des Wärmebedarfs um 25 % erlaubt eine Minderung des

Wasserstoffbedarfs um 30,9 % und des elektrischen Energiebedarfs um 21,4 %. Es können also deutliche Vorteile in Bezug auf die Energieeffizienz und -autarkie erreicht werden.

Die Variation der VL-Temperaturen führt zu einer Steigerung des Wasserstoffeinsatzes. Der Strombedarf kann hingegen durch eine Reduktion der Temperaturen leicht um bis zu 5,5 % vermindert werden. Dennoch zeigt sich auch hier kein klarer linearer Zusammenhang, da sich die Zusammensetzung des Erzeugerparcs zwischen den gezeigten Fällen unterscheidet.



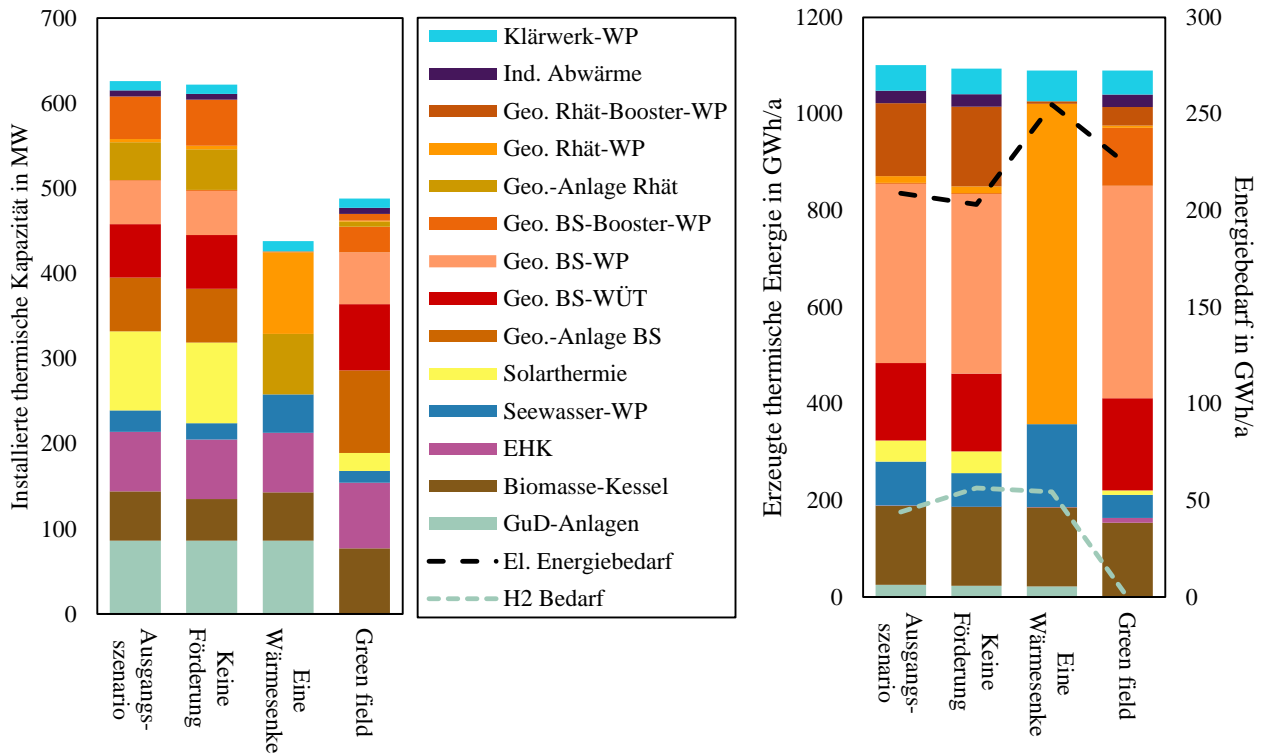
**Abbildung 7-24: Erzeugerportfolios und jährliche Kosten für die Sensitivität „Temperaturabsenkung“**

Abbildung 7-24 visualisiert die installierte thermische Nennleistung für verschiedene Stufen der Sensitivität der Temperaturabsenkung. Es wird deutlich, dass bei sinkenden VL-Temperaturen Solarthermie und Seewasser-WP in steigendem Umfang implementiert werden. Gleichzeitig fällt auf, dass ab einer Temperaturreduktion von 10 % der Nutzungspfad der Rhät-Geothermie nicht mehr genutzt wird. Auch die Kapazität der Geothermie-Anlage der Bundsandsteinschicht nimmt gegenüber dem Ausgangsszenario um 27 % ab. Der steigende Wasserstoffbedarf in den Szenarien mit abgesenkter Temperatur ist auf die geringere bzw. nicht vorhandene Kapazität von Booster-WP zurückzuführen, die Wärme auf dem Niveau der VL-Temperatur bereitstellen können. Deren Betriebszeit fiel in den Szenarien mit abgesenkter Temperatur aufgrund des verminderten Spitzenlastbedarfs zu gering aus, sodass stattdessen die Nutzung der bestehenden Verbrennungsanlagen durch die Optimierung als kostgünstigere Spitzenlastversorgung angewandt wird.

Die Einbindung industrieller Abwärme und der Abwärme im Klärwerk bleibt für alle Sensitivitäten gegenüber dem Ausgangsfall unverändert. In keiner der analysierten Sensitivitäten wird ein saisonaler Speicher einbezogen.

### 7.6.5 Extremfälle

Zuletzt werden Sonderfälle betrachtet, welche einerseits eine strukturelle Unsicherheit in Bezug auf die Modellarchitektur und andererseits den Einfluss gegebener Rahmenbedingungen auf die Ergebnisse verdeutlichen sollen. Abbildung 7-25 zeigt links die optimierten Erzeugerportfolios mit den thermischen Nennleistungen der respektiven Technologien.



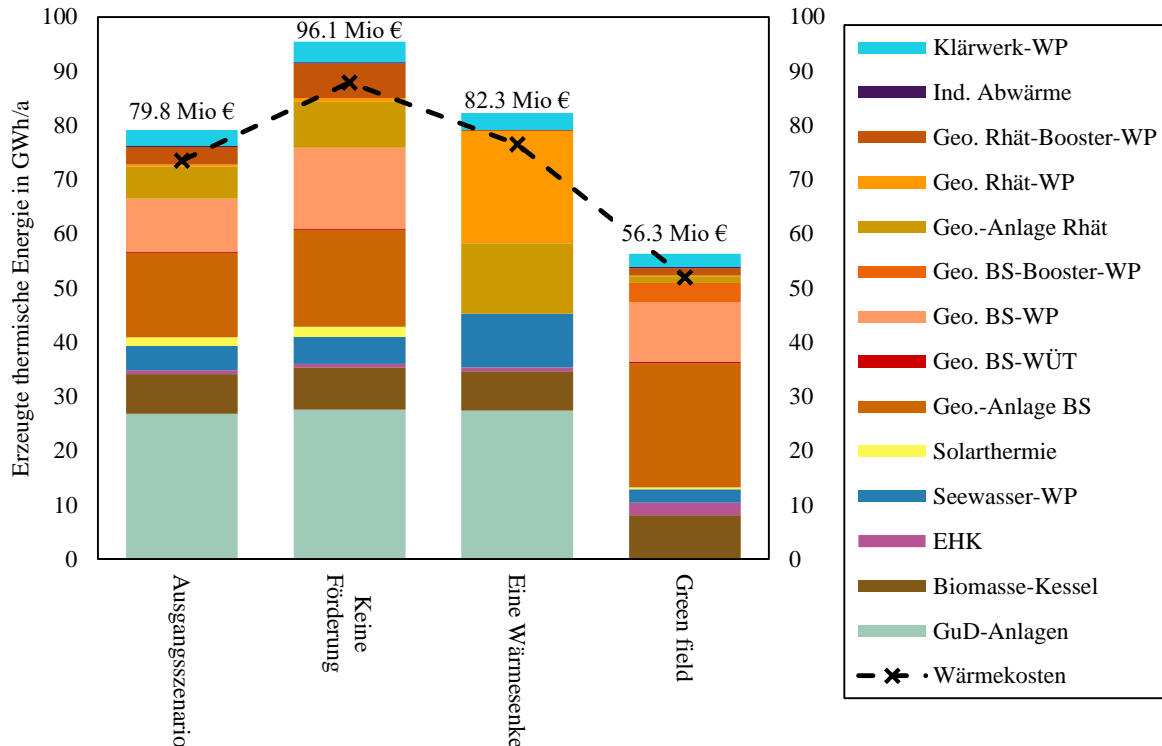
**Abbildung 7-25: Thermische Nennleistungen und Energiemengen der Extremfallbetrachtung**

Es wird deutlich, dass sich im Extremfall *Keine Förderung* nur minimale Abweichungen gegenüber dem Ausgangsszenario ergeben. Auch ohne Förderung bildet die stark geothermiebasierte Auslegung den größten techno-ökonomischen Vorteil ab. Im Gegensatz dazu zeigt sich für den *Eine Wärmesenke*-Extremfall eine andere Zusammenstellung des Erzeugerparks. Die Einbindung industrieller Abwärme ist nicht mehr möglich, da damit nicht die nötigen Temperaturen generiert werden können. Die spezifische jährlich verfügbare Energiemenge der Solarthermie-Kollektoren sinkt von 460,8 kWh/m<sup>2</sup> auf 349,1 kWh/m<sup>2</sup>, wenn höhere Temperaturen erreicht werden müssen. Diese verringerte Effizienz der Anlagen führt dazu, dass Solarthermie-Anlagen keinerlei Anwendung im Gesamtkonzept finden. Des Weiteren entfällt die Geothermie-Anlage in der Buntsandsteinschicht und wird durch eine vergrößerte Kapazität mit zugehöriger WP im Speicherhorizont des Rhäts ersetzt. Die gesamte installierte thermische Kapazität in diesem Szenario liegt 26 % niedriger als im Ausgangsszenario.

Eine weitere Absenkung der installierten Kapazität wird für den *Green field*-Extremfall möglich. In diesem Fall entfällt die Investition in GuD-Anlagen. Stattdessen wird die Höhe der installierten EHK- wie auch Biomasse-Kessel-Nennleistung erhöht. Seewasser-WP und Solarthermie verbleiben im reduzierten Umfang im Erzeugerpark, während geothermale Technologien gegenüber dem Bezugsszenario leicht verstärkt werden.

Im rechten Teil der Abbildung sind die jeweiligen thermischen Energiemengen abgetragen. Zwischen dem Extremfall ohne Förderung und dem Ausgangsszenario treten nur geringe Abweichungen in Bezug auf die Auslastung der WP auf. Im Szenario mit einer Wärmesenke entfallen über 60 % der Wärmebereitstellung auf die Rhät-WP. Durch die höheren Zieltemperaturen und entsprechend

geringeren COP steigt der elektrische Energiebedarf gegenüber dem Bezugsszenario um 16 % (schwarz gestrichelte Linie). Im *Green field*-Extremfall wird weniger Energie aus Solarthermie sowie der Seewasser-WP und keine aus den GuD-Anlagen bereitgestellt. Diese Mengen werden durch eine stärkere Auslastung des EHK und der geothermalen WP ausgeglichen. In diesem Extremfall wird keinerlei Wasserstoff mehr benötigt.



**Abbildung 7-26: Kostenannuität und Wärmekosten der Extremfallbetrachtung**

Aus Abbildung 7-26 gehen die größten Unterschiede zwischen den Extremfällen hervor. Durch das Entfallen der staatlichen Beihilfen steigt die Kostenannuität der nahezu identischen Erzeugungsstruktur um 20 % auf 96,1 Mio. € an. Entsprechend verhalten sich die Wärmekosten, welche um 14,4 €/MWh höher als im Ausgangsszenario liegen.

Wird bei der Modellierung keine Aufteilung der Wärmelast in zwei Senken vorgenommen, zeigt sich trotz deutlich abweichender Erzeugungsstruktur nur ein geringfügiger Anstieg der Wärmekosten und Kostenannuität um 3 %. Den größten Kostenanteil machen in beiden Extremfällen neben der Geothermie-Anlage die GuD-Anlagen aus. Im letzten Extremfall entfallen diese festen Kosten. Die zusätzlichen Aufwendungen für die Ausweitung der Spitzenlasttechnologien in Form des Biomasse-Kessels und der EHK sind um ein Vielfaches geringer als die Investitionskosten der GuD-Anlagen. Damit liegen die Wärmekosten 29 % geringer als im Ausgangsszenario bei 52,0 €/MWh. Die Kostenannuität läge in diesem Extremfall bei 56,3 Mio. €.

## 8 Auswertung

Abschließend werden die durchgeführten Analysen zum Fernwärmenetz und der -versorgung methodisch und inhaltlich ausgewertet.

### 8.1 Diskussion der PhO-Methode in Bezug auf das Fernwärmenetz

Der Mehrwert des PhOs besteht gegenüber der Energieanalyse nach dem ersten Hauptsatz der Thermodynamik und der Exergieanalyse nach dem zweiten Hauptsatz der Thermodynamik in der Unterscheidung von vermeidbaren und unvermeidbaren Verlusten für einen spezifischen, prozessabhängigen Anwendungsfall.

Für das Fernwärmenetz im PhO werden in Bezug auf die Wärmeverluste die Werte der besten verfügbaren Technik bzw. für die hydraulische Betrachtung die physikalisch optimalen Rohrparameter verwendet. Für die Wärmeverluste wird von Rohren im Werkzustand mit konstanter thermischer Leitfähigkeit  $\lambda$  ausgegangen. Es handelt sich dabei dennoch um eine Idealisierung, da weder Biegungen noch Armaturen oder Wärmeübertrager betrachtet werden. Die verbleibenden Verluste könnten in der Praxis auch unter maximalem Ressourceneinsatz nicht eliminiert werden, womit sie unvermeidbar sind. Für die hydraulischen Verluste wird von glatten Rohren unter gleichmäßiger hydraulischer Belastung ausgegangen. Auch dieser Zustand ist in der Praxis nicht erreichbar und stellt damit die unvermeidbaren Verluste bei gegebenem Netz dar.

Die Methodik ist mit einer geringen Anzahl an Messparametern auf andere Netze übertragbar. Erfasst werden müssen dafür in äquivalenten Abständen, wobei die Genauigkeit des Ergebnisses mit der Messfrequenz steigt:

- Die VL-Temperatur und RL-Temperatur im Netz
- Die Außentemperatur
- Der abgegebene Wärmestrom
- Die zugeführte Pumpleistung

Weiterhin muss die Isolierwirkung der besten verfügbaren Technik bekannt sein, sowie die tatsächlich verlegten Rohrlängen und -dimensionen.

Durch eine größere Anzahl an Messstellen ließe sich mit Sicherheit das Modell verfeinern und so beispielsweise der Einfluss der Temperaturabnahme über die Rohrlänge oder der Wärmeübertragung in den Sekundärstationen und damit die Sekundärnetze selber berücksichtigen.

Berechnet wird der Rohreibbeiwert  $\lambda_{hyd}$  sowie die Strömungsgeschwindigkeit  $w$ , um die hydraulische Leistung zu berechnen. Dabei wurden Anhaltswerte verwendet. Auch hier bietet sich ein Potenzial zur Verbesserung des Modells durch Messwerte aus dem Netz, beispielsweise wenn der hydraulische und thermische Schlechtpunkt bekannt ist.

Aus den Darstellungen wird ersichtlich, dass nach dem ersten Hauptsatz im Idealfall eine Energieerhaltung vorliegen sollte, also ein adiabates Fernwärmenetz, bei dem die hydraulischen Verluste Teil des Nutzens wären. Nach dem zweiten Hauptsatz, der mithilfe der Exergie auch die Unterscheidung der Wertigkeit von Energie vornimmt und somit die hydraulischen Verluste als Exergievernichtung und die Wärmeverluste als Exergieverlust charakterisiert, müsste das reversible Fernwärmenetz nicht nur adiabatisch, sondern auch unendlich kurz sein, um die hydraulischen Verluste zu vermeiden und so Exergieerhaltung zu gewährleisten. Die Aussage ist gesamthaft, dass eine Vermeidung des Fernwärmenetzes den Idealzustand darstellt. Diese Information bietet keinen Mehrwert in Hinblick auf die Fragestellung in der Praxis vermeidbarer Verluste eines bestehenden Fernwärmenetzes. Sie liefern lediglich einen absoluten Grenzwert. Daher ist die Methode des PhOs für die Praxis die sinnvollere Herangehensweise.

Wie gezeigt werden konnte, eignet sich die Methodik des PhOs für die Bewertung des Fernwärmenetzes. Der Vorteil des gegenüber der Best-Practice idealisierten, aber dennoch praxisnahen Grenzwertes besteht in der Unterscheidung von vermeidbaren und unvermeidbaren Verlusten.

## 8.2 Mehrwert der PhO-Methode in Bezug auf das Fernwärmenetz Flensburg

Es konnte ermittelt werden, dass die Temperaturabsenkung wesentlichlicher als die Netzsanierung zur Reduktion der Verluste beiträgt. Zur Optimierung der Isolation des Netzes müssten durch erheblichen Aufwand die Rohrleitungen ausgetauscht werden, um eine Einsparung der Wärmeverluste zu erzielen. In Bezug auf die Wärmeverluste des Netzes zeigt sich, dass allein die Nachisolation des Netzes nicht den gewünschten Nutzen bringt.

In Flensburg treten gerade außerhalb der Heizperiode sehr hohe anteilige Verluste auf, die zum großen Anteil unvermeidbar sind. Als wesentliche Erkenntnis kann daraus abgeleitet werden, dass im Sommer (hauptsächlich zur Versorgung mit TWW) die Aussage der beiden Hauptsätze der Thermodynamik valide ist: Allein durch die Vermeidung des Netzes können auch die (für das existierende Netz vorhandenen) unvermeidbaren Verluste vermieden werden. Zumindest für diesen Ansatz ist folglich die energetische und exergetische Analyse der Methode des PhOs gleichwertig.

Für die hydraulischen Verluste ist ebenfalls erheblich, ob die Rohrreibung, beeinflusst sowohl durch die Rohrrauigkeit, als auch maßgeblich durch die Fließgeschwindigkeit, oder die eingesetzten Pumpen der sinnvollere Ansatzpunkt ist. Dies konnte aufgrund fehlender Messwerte nicht abschließend geklärt werden. Die Frage tritt allerdings gegenüber der zusätzlich vorhandenen Beschränkung durch vorhandene Durchmesser ohnehin in den Hintergrund.

Anhand der Anwendung des PhOs auf das Fernwärmenetz konnte gezeigt werden, wie der Anteil des Netzes an den Verlusten vom Anteil der Versorgungsanlagen (Wärmeeinspeisung und Netzpumpen) getrennt werden kann.

Hemmend für die Transformation des Wärmenetzes ist vor allem der Umstand, dass die Rohrleitungen neu ausgelegt werden müssten, um einen höheren Volumenstrom befördern zu können. Die Netztransformation zur Steigerung der Effizienz muss folglich auf zwei Ebenen erfolgen:

- Die gemeinsame Absenkung von VL- und RL-Temperatur zur Einsparung von Netzverlusten.
- Die integrale Planung von Sanierungsmaßnahmen, um die Rohrleitungsdimensionen schrittweise und zunächst an den begrenzenden Schlechtpunkten zu optimieren oder die Abtrennung von Sekundärnetzen, um den Gesamtwärmebedarf und damit den Durchfluss zu senken.

Die Umstellung auf regenerative Einspeiser hat letztendlich den größten Einfluss. Diese muss aber durch die Netztransformation ermöglicht werden.

## 8.3 Diskussion der Ergebnisse der erzeugerseitigen Energiesystemmodellierung

Die in Abschnitt 7 dargestellten Ergebnisse sind unter Berücksichtigung der gesetzten Rahmenbedingungen und Parameter zu beurteilen. Die gezeigte Sensitivitätsanalyse reicht nicht aus, um den Einfluss aller denkbaren Parametervariationen oder kombinierter Veränderungen zu beurteilen. Eine Parametervariation im Rahmen von +/- 15 % führt für alle Kosten-Sensitivitäten mit Ausnahme der Last zu einer Änderung der Wärmekosten um weniger als 3 %. Auch bei Variationen der Verfügbarkeiten oder Abnahmeeigenschaften weichen die resultierenden Wärmekosten um weniger als 5 % vom *MaxRES*-Szenario ab. Der Einfluss der Unsicherheiten in Bezug auf getroffene Annahmen und zugrunde liegende Daten kann als gering eingeordnet werden.



Ein quantitativer Vergleich mit anderen Studien zur Validierung der Ergebnisse ist aufgrund der abweichenden zugrunde liegenden Annahmen nur eingeschränkt möglich. Die bei PIEPER et al. (2019) gezeigten WP-Wärmegestehungskosten in Höhe von durchschnittlich 35 €/MWh liegen im Bereich der spezifischen Wärmekosten der WP im *MaxRES* Szenario, die je nach Wärmequelle zwischen 24 und 50 €/MWh liegen [134].

Der aktuelle Arbeitspreis für Wärme im Primärnetz der SWFL liegt bei 80,64 €/MWh [205], was leicht über den optimierten Wärmekosten im *MaxRES* Szenario liegt. Der reale Wärmepreis bezieht sich im Gegensatz zum optimierten Szenario auf das Jahr 2023 anstelle von 2035, sodass entsprechend unterschiedliche Preise zugrunde liegen. Des Weiteren sind im realen Wärmepreis auch Kosten für die Netzinfrastruktur sowie die oben beschriebenen, mit dem Betriebsverhalten in Teillast assoziierten Kosten inkludiert.

Die Ramboll-Studie zur „fachtechnischen/ wirtschaftlichen Unterlage“ des Klimabegehrens hat dahingegen Wärmekosten in Höhe von 140 bis 150 €/MWh für das Jahr 2035 ermittelt [142, S. 32]. Der analysierte Erzeugungspark ähnelt dabei dem Erzeugerportfolio im Szenario *TrafoPlan*, für welches Wärmekosten von 96,6 €/MWh bestimmt wurden. Werden hier ebenso wie in der Ramboll-Studie mögliche Einsparungen durch staatliche Förderungen exkludiert, ergäben sich Kosten in Höhe von 110 €/MWh. Da in der Studie jedoch nicht klar offengelegt wird, wie beispielsweise variierende Stromkosten oder Einsatzweisen simuliert werden, kann nicht genau nachvollzogen werden, wodurch verbleibende Kostenunterschiede zu dieser Analyse hervorgerufen werden [142].

Bei der Interpretation der Ergebnisse muss die dem Modell zugrunde liegende Linearität berücksichtigt werden. Diese führt dazu, dass reales Betriebsverhalten von Anlagen vereinfacht simuliert werden muss. Durch die Annahme von konstanten Wirkungsgraden, auch in Teillast, wird beispielsweise der Brennstoffbedarf unterschätzt, da in der Realität Wirkungsgrade außerhalb des Auslegungspunktes geringer ausfallen. Da An- und Abfahrprozesse nicht ausgewiesen werden, können eine stärkere Abnutzung der Anlagen oder zusätzliche Kosten nicht abgebildet werden. Weil der identifizierte Erzeugerpark jedoch stark auf WP basiert und für diese Technologie die genannten Effekte unerheblich ausfallen, wird die generelle Anwendbarkeit der Ergebnisse durch diese linearen Vereinfachungen nicht beeinträchtigt.

Zur Reduktion der Rechenzeit wurde zudem auf die Abbildung von technologiespezifischen zulässigen Regelungsbereichen verzichtet. Eine nachträgliche Analyse der Lastgänge im Szenario *MaxRES* zeigt, dass auch ohne aktive Limitation des Einsatzes weniger als 10 % der Betriebsstunden der implementierten WP außerhalb des real zulässigen Regelungsbereiches lägen. Im Gegensatz dazu würden ca. 40 % der Betriebsstunden der GuDs, 50 % der Betriebsstunden des HHS-Kessels und zwei Drittel der Betriebszeit der EHK auf unzulässig niedrige Teillastbetriebspunkte entfallen. Da diese Anlagen ohnehin deutlich geringere Betriebsstunden als die WP oder WÜT aufweisen und nur aus Gründen der Wirtschaftlichkeit im bisherigen Lastgang abgeregelt werden und nicht, weil die absolute Wärmelast die Lastuntergrenze der Anlagen unterschreitet, wird der Effekt der Vernachlässigung des Betriebskennfeldes auf die Anwendbarkeit der bisherigen Ergebnisse als gering eingestuft. Dennoch werden durch die fehlende Berücksichtigung des begrenzten Teillastverhaltens die Wärmekosten unterschätzt.

Schließlich können auch keine Kostenfunktionen, sondern nur feste nennleistungsspezifische Kosten verwendet werden. Dadurch kann das wichtige Konzept der *economics of scale* nicht wiedergegeben werden. Insbesondere für geothermische oder auch solarthermische Anlagen, fällt der Effekt der nennleistungsspezifischen Kostenreduktion durch gesteigerte installierte Leistung jedoch sehr stark aus. Es wird deutlich, dass die ermittelten Ergebnisse nicht uneingeschränkt anwendbar sind, sondern in

einem zweiten Planungsschritt reale Gegebenheiten und Zusammenhänge außerhalb mathematischer Modelle zu erwägen sind.

Im Falle des saisonalen Speichers wurde der Versuch unternommen, über eine Anpassung des *framework*-Codes die Kostenfunktion über eine Unterteilung in drei Bereiche stückweise anzunähern. Dies führt jedoch dazu, dass die Auslegung des Speichers in allen Szenarien und Sensitivitäten, in welchen ein Speicher implementiert wird, stets auf die gewählte Untergrenze der größten Speicherklasse (225.000 m<sup>3</sup> bzw. 19,8 GWh) hin erfolgt. Der deutliche Kostenvorteil gegenüber der mittleren Speicherklasse scheint Nachteile durch eine leichte Überdimensionierung, erkennbar an geringerer Speichernutzung gegenüber der installierten Kapazität, aufzuwiegen. In Bezug auf den saisonalen Speicher besteht außerdem die Herausforderungen, dass der initiale und finale Speicherfüllstand zur Energieerhaltung über den Betrachtungszeitraum gleichgesetzt wurde. Dadurch wird möglicherweise ein suboptimales Speicherverhalten in der Modellierung erzwungen, da der maximale Speicherzyklus auf ein Jahr beschränkt wurde.

Gleichermaßen beeinflusst die nötige vorgelagerte Festlegung der Graphenstruktur in oemof die Optimierung. Alle Ergebnisse beziehen sich auf die vordefinierte Schaltungsform von Grund- und Spitzenlast in Reihe und auf die parallele Zuordnung der jeweiligen Erzeugungstechnologien. Der Extremfall einer Wärmesenke hat gezeigt, dass die Zusammenstellung des Erzeugerportfolios gegenüber dem sonstigen Optimierungsergebnis deutlich abweicht, wenn diese Aufteilung nicht vorgenommen wird. Die höheren Kosten und der gestiegene Energiebedarf dieses Falls verdeutlichen gleichzeitig die Sinnhaftigkeit der gewählten Aufteilung. Das Beispiel zeigt außerdem, dass durch eine detaillierte Analyse und Prüfung verschiedener Schaltungsvarianten weitere Vorteile durch zugehörige Wirkungsgradverbesserungen und Vermeidung von Redundanzen generiert werden könnten.

Ebenso muss die zugrunde liegende Modellrestriktion der perfekten Voraussicht bei der Einordnung der Resultate beachtet werden. Insbesondere bezüglich des strompreisgeführten Betriebes von WP und Speichern wird im Modell ein optimaler Ausnutzungsgrad erreicht, welcher durch die fehlende Voraussicht im Hinblick auf die Strompreisentwicklung in der Realität nicht erreichbar wäre. Auch durch diese Abweichung von der Realität werden voraussichtlich Bedarfskosten unterschätzt.

Die Ergebnisse ersetzen keine fallspezifische Anlagenauslegung und beschreiben keine allgemeingültige Betriebsfahrweise. Stattdessen können sie als Ausgangspunkt für weitere Analysen und zur Verbesserung des Verständnisses der wichtigsten Zusammenhänge dienen. Insgesamt werden durch die nötige Linearisierung Kosten unterschätzt.

#### **8.4 Mehrwert der erzeugerseitigen Energiesystemmodellierung**

Im vorherigen Abschnitt wurde verdeutlicht, welche Grenzen sich aus der nötigen Vereinfachung der Realität in ein mathematisches Modell ergeben. Gleichzeitig basiert die Konzipierung eines zukünftigen Energiesystems auf so großen Datenmengen und mit Unsicherheiten verknüpften Annahmen, dass sich ein energiewirtschaftliches Modell am besten dazu eignet, komplexe Zusammenhänge zu analysieren und Trends zu identifizieren.

Mithilfe der vorangestellten Potentialanalyse wurden die wichtigsten, bis zum Jahr 2035 im Raum Flensburg verfügbaren, regenerativen und (Ab-)wärmeequellen quantifiziert. Für die Stadt Flensburg konnten auf Basis der Optimierung in oemof vollständig CO<sub>2</sub>-neutrale Erzeugerportfolios entwickelt und den bisherigen statischen Planungsansätzen der SWFL gegenübergestellt werden. Durch den Einbezug alternativer Wärmequellen, einer optimierten Auslegung einzelner Kapazitäten und einer verstärkten Ausnutzung von Förderprogrammen konnte gegenüber dem Planungsstand von 2022 ein Kostenreduktionspotential von bis zu 24 % ermittelt werden.

Insbesondere gegenüber dem statischen Planungsansatz, der in Bezug auf die lokale Wärmeplanung zurzeit die vorherrschende Methode (auch bei den SWFL) ist und auf einer Vorauswahl von Technologien, Kapazitäten und festen Wärmegestehungskosten auf Basis von Erfahrungswerte beruht, ergeben sich Vorteile durch die gewählte Form der Modellierung. Die gleichzeitige Dimensionierung des Erzeugerparcs und der Einsatzplanung könnten nicht manuell umgesetzt werden. Durch die ausgeführte Optimierung konnten hingegen bereits während der Konzeptionsplanung bedarfsgebundenen Kosten und Volllaststunden einbezogen werden, welche elementar die Rentabilität von Technologien definieren und entsprechend zu deren Implementation führen. In Bezug auf die gewählte Modellregion wurde beispielsweise deutlich, dass sich die Nutzung von Elektrolyseurabwärme aufgrund zu geringer Betriebsstunden nicht rentiert, während die Nutzung industrieller Abwärme trotz des fluktuierenden Wärmepotentials einen deutlichen Mehrwert für das Energiesystem bietet, da die bedarfsgebundenen Kosten dauerhaft sehr niedrig sind. Solche Zusammenhänge lassen sich manuell nur unzureichend identifizieren, insbesondere da vorhandene Wärmequellen, Preisentwicklungen oder Netztemperaturen lokal höchst individuell sind und sich daher nur begrenzt aus bestehenden Transformationsplänen anderer Planungen ableiten lassen.

Einen Mehrwert bietet auch die große Technologieoffenheit des Modells. Für das Flensburger Wärmenetz wurde unter anderem ein hohes Potential solarthermischer Nutzung festgestellt, welches über den bisherigen Planungsansatz nur in sehr viel geringerem Umfang einbezogen wurde.

Der Stand der Forschung wurde im Hinblick auf die Abbildung von thermischem Verhalten in einem linearen Energiesystemmodell erweitert. In vielen energiewirtschaftlichen Modelle wird Wärme nur in Bezug auf die Energie als Variable erfasst, obwohl die Temperatur des Wärmestroms Effizienzen und Eignungen der Versorger definiert. Wird auch das Temperaturniveau der Wärme einbezogen, erfolgt in der Literatur keine gleichzeitige Anlagenauslegung, sondern lediglich eine Einsatzplanungsoptimierung, um die Anzahl der Variablen zu begrenzen. In dieser Ausarbeitung wurde der Einfluss der Temperatur auf nachgeschaltete Anlagen durch vorgeordnete Simulationen einbezogen. Dadurch konnte die Temperatur als Parameter in die Optimierung eingehen und die Linearität des Modells blieb erhalten. Zusätzlich wurde die Wärme anhand der Temperatur in verschiedene „Typen“ eingeteilt, wodurch eine Unterscheidung von Spitzen- und Grundlasterzeugern möglich wurde und so der Exergiegehalt der Wärme dargestellt werden konnte.

Die COPs von Wärmepumpen wurden mit besonders hohem Detailgrad in Abhängigkeit der Wärmequell- und Senkentemperaturen sowie individuellen Gütegraden simuliert. Auch das Betriebsverhalten von Solarthermie-Anlagen wurde bezüglich Aufwärm- und Abkühlverhalten für ein Investitionsoptimierungsmodell ungewöhnlich detailliert erfasst. Gleichmaßen stellt der iterative Ansatz zum gleichzeitigen Einbezug des saisonalen Speichers ohne proprietäre Software eine Besonderheit dar. Obgleich hier weiterhin kein gleichzeitiger Einbezug von Auslegungs- und Einsatzoptimierung, variierendem Verlust- und Ausspeiseverhalten gegeben ist, erlaubt die Iterationsschleife dennoch eine Annäherung an die komplexen Auswirkungen eines saisonalen Speichers auf das zugehörige Fernwärmenetz.

Zusätzlich ermöglicht ein überdurchschnittliches Maß an Transparenz bei der Erstellung des Tools (*open-source* und *open-data*) ein maximales Maß an Nachverfolg- und Reproduzierbarkeit. Auch die SWFL können das Modell-Tool im Anschluss an dieses Projekt nutzen und so den Transformationsplan in Abhängigkeit von veränderlichen gegebenen Potentialen und Rahmenbedingungen weiterentwickeln. Eine Übertragbarkeit der Ergebnisse auf andere Anwendungsfälle kann nur bei Vorhandensein von ähnlichen Rahmenbedingungen und Prämissen wie im gegebenen Praxisfall erfolgen.

## 9 Handlungsempfehlungen

Aus den Analysen der Netzszenarien geht hervor, dass ein Hauptfokus auf die Verstärkung der Maßnahmen zur Temperaturabsenkung im Netz gelegt werden sollte. Eine Nachisolation des Netzes wird nicht denselben Effekt erzielen. Dabei müssen hydraulische Engpässe identifiziert und beseitigt werden. Die Ergebnisse zur Hydraulik legen die Dringlichkeit dieser Maßnahmen nahe. In Bezug auf die Verfügbarkeit von Messwerten wird die Intensivierung des Detailgrads der Messungen in den Pumpstationen empfohlen. In einer von den SWFL in Auftrag gegebenen Potenzialstudie wurde durch Verwendung eines digitalen Zwillings bereits mit der Ermittlung von Engpässen in Netz und potentiellen betrieblichen und baulichen Maßnahmen zur Absenkung der Vorlauftemperatur begonnen.

Gerade in den Sommermonaten haben sich anteilig sehr hohe Verluste gezeigt. Wenn diese reduziert werden sollen, bieten sich letztendlich nur Abtrennungen bestimmter Netzabschnitte an, bzw. Dezentralisierung der Versorgung, um die räumliche Distanz von Abnehmenden und Einspeisung zu verringern. Die Absenkung der Temperatur wird für diese Zeit auch aus hygienischen Gründen nicht uneingeschränkt möglich sein.

Weiterhin kann die Erstellung eines Netzmodells empfohlen werden, das die Überwachung der Knotenpunkte ermöglicht. Zurzeit wird das Netz gesteuert, nicht geregelt bzw. im Handbetrieb geregelt. Es ergeben sich möglicherweise Potenziale aus der detaillierteren Simulation, wenn dadurch Sicherheitsreserven reduziert werden können, die zum jetzigen Zeitpunkt aus Erfahrung eingehalten werden. Die ohnehin nötige Digitalisierung des Netzes öffnet die Tür für die Anwendung von Optimierungsverfahren wie dem Reinforcement-Learning, dass durch Versuch und Irrtum am Modell des Netzes die optimale Betriebsweise lernt. Das Modell, dass in dieser Arbeit erstellt wurde, kann zwar die Schwachstellen grob aufzeigen, reicht aber für solche Optimierungsanwendungen nicht aus.

Aus der Szenarioanalyse geht hervor, dass durch die Integration von geothermaler Wärme zur Deckung der Grund-, ebenso wie von Teilen der Spitzenlast, die größten Vorteile zur Umsetzung der Transformation der Wärmeversorgung erzielt werden können. Die höheren kapitalbezogenen Kosten werden durch deutlich geringere verbrauchsgebundene Kosten, unter anderem auch aufgrund sehr hoher COPs von geothermalen WP, ausgeglichen bzw. überkompensiert. Die SWFL haben innerhalb der Laufzeit dieses Projektes eine Studie zum geothermalen Potenzial im Raum Flensburg in Auftrag gegeben, deren Ergebnisse nicht die vermuteten Vorkommen der hier verwendeten Literaturquellen bestätigen. Diese veränderten Rahmenbedingungen führen dazu, dass die Szenarien in denen eine Geothermienutzung zugelassen ist, für den vorliegenden Anwendungsfall nicht realisierbar sind und stattdessen die Empfehlungen des Szenario II *NoGeo* zu verfolgen sind. Die Erkenntnisse der Szenarien inklusive geothermaler Nutzungspfade sind jedoch für andere Regionen unter abweichenden lokalen Gegebenheiten anwendbar. Die SWFL prüfen zurzeit zusätzlich alternative Nutzungsformen von geothermalen Ressourcen über sogenannte *closed-loop*-Verfahren in der Region Flensburg.

Wärmepumpen zur Nutzung verschiedener Wärmevorkommen stellen in allen Szenarien den Großteil der Grund- und Mittellastversorgung bereit und werden damit zum elementaren Bestandteil des dekarbonisierten Energiesystems. Im Gegensatz dazu wurden Stroh, Biomethan, EHK und Elektrolyseure auch nach Variation der assoziierten Kosten in keinem Szenario und keiner Sensitivität gewählt. Für dieses Praxisbeispiel wurde gezeigt, dass unter Einbezug des definierten Wasserstoffpreises, auch bei vollständiger Auskopplung von Abwärme, der Betrieb von Elektrolyseuren nur zu Zeiten von Börsen-Strompreisen unter 58 €/MWh wirtschaftlich ist.

Die Sensitivitätsanalyse zu stark limitierten Verfügbarkeiten von regenerativen Potentialen und Brennstoffen hat ergeben, dass nur bei einer Limitation von HHS- oder Geothermievorkommen deutliche Abweichungen in Bezug auf die Wärmekosten und Wärmeerzeugung auftreten. Der ermittelte HHS-Bedarf übersteigt die aktuelle Nachfrage der SWFL um das 15-fache, bzw. den maximalen Bezug

der SWFL im Jahr 2017 um das 7-fache. Hier sollten früh Nutzungskonkurrenzen geprüft und nachhaltige Bezugswege etabliert werden.

Die Spitzenlastversorgung hat den größten Einfluss auf die Kosten. Entsprechend ist gerade bei fehlender Verfügbarkeit von geothermalen Ressourcen der Einsatz von Booster-WP in Kombination mit Solarthermie und saisonalen Speichern zu prüfen, um den Bedarf nach grünen Brennstoffen zu reduzieren. Gleichzeitig muss beachtet werden, dass saisonale Speicher im Rahmen linearer Investitionsoptimierung nicht hinreichend detailliert abgebildet werden können. Sofern das übrige Erzeugerportfolio differenziert festgelegt wurde, sollte der Erdbeckenspeicher sowie die hydraulische und thermische Einbindung von nachgelagerten Technologien erneut und tiefgreifender modelliert werden. Zur Auslegung einer optimalen Größe ist dann auch eine detailliertere Kostenfunktion relevant, sodass sich durch Sprünge in der Kostenfunktion nicht wie bisher eine automatische Grenzfallauswahl ergibt.

Besonders deutlich wird, dass, trotz der bestehenden GuD-Infrastruktur, Wasserstoff außerhalb der *TrafoPlan*-Szenarien nur weniger als 2,5 % des Wärmebedarfs deckt. Damit wurde klar belegt, dass der Einsatz von Wasserstoff in der Fernwärmeversorgung nicht wirtschaftlich ist. Stattdessen tragen vorrangig Biomasse und auch Booster-WP zur Deckung hoher Spitzenlasten bei. Mögliche weitere energiepolitische Subventionsmaßnahmen könnten in Zukunft die Rolle von H<sub>2</sub> im Energiesystem jedoch maßgeblich fördern.

Generell wurde dargelegt, dass eine 100 % CO<sub>2</sub>-neutrale Versorgung auch für ein Bestandsnetz mit VL-Temperaturen von bis zu 125 °C darstellbar ist. Eine Begrenzung der maximalen Temperaturen auf 95 °C generiert eine Reduktion der Kostenannuität um 8 %. Trotz der reduzierten Wärmelast aufgrund verminderter Verluste und dem geringeren Bedarf nach exergetisch hochwertiger Wärme, ergibt sich für Verbraucher in Bezug auf die spezifischen Wärmekosten nur ein geringer Mehrwert. Dieser Umstand ist auf den unveränderlichen Kostenfaktor der GuDs zurückzuführen. Da GuDs aufgrund der deutlich höheren Brennstoffkosten von Wasserstoff gegenüber Erdgas nicht mehr zur Grund-, sondern nur noch zur Spitzenlastdeckung eingesetzt werden, ist die installierte Nennleistung für die zukünftige Fernwärmeversorgung überdimensioniert. Mindestens 30 % der Gesamtannuität des Versorgungssystems kann den GuDs zugeordnet werden. Mithilfe einer Extremfallbetrachtung wurde gezeigt, dass die Wärmekosten gegenüber dem *MaxRES* Szenario um 35 % niedriger bei 52 €/MWh liegen könnten, wenn die bestehenden Anlagen und assoziierten Kosten nicht berücksichtigt würden.

Die hohe Implementationsrate von WP verdeutlicht, dass sich die SWFL vom Stromerzeuger zum Stromabnehmende entwickeln. Die Prüfung bzw. der Aufbau der nötigen elektrischen erneuerbaren Erzeugungs- und Netzinfrastruktur zum Bezug der szenariospezifischen 350 bis 210 GWh/a elektrischer Energie müssen dringend holistisch mitentwickelt werden. Die sektorale Beschränkung dieses Modells bezieht diese Fragestellung unzureichend mit ein. Weitere Analysen sind nötig, um zu prüfen, inwiefern der Stromnetzausbau verbessert oder die Eigenproduktion von erneuerbarem Strom weiter vorangetrieben werden sollte. Dies könnte beispielsweise über den Einbezug des Stromsektors in das bestehende Modell in oemof umgesetzt werden.

Aufgrund der undefinierten Bezugswege für erneuerbaren Strom kann kein Autarkiegrad für die gesamte Wärmeversorgung ausgewiesen werden. Dennoch zeigt sich insgesamt, dass gegenüber der heute in Flensburg vorhandenen, vollständigen Abhängigkeit von Brennstoffen aus dem Ausland das CO<sub>2</sub>-neutrale Versorgungssystem deutlich resilienter strukturiert ist. Vor allem durch die Integration lokaler Niedertemperaturwärmequellen, Solarthermie und Abwärme kann eine zuverlässige und lokale Versorgung erreicht werden. Die vorliegende Optimierung bezieht den Autarkiegrad allerdings nicht als Kriterium mit ein. Sollte die Unabhängigkeit von externen Energielieferanten neben techno-ökonomischen Kriterien an Bedeutung gewinnen, könnte dies eventuell zu einer veränderten

Zusammenstellung des Erzeugerparcs führen. Neben der Versorgungssicherheit wurden auch weitere Eigenschaften von Erzeugungstechnologien, Brennstoffen und Wärmequellen in diesem Modell nicht bei der Optimierung einbezogen. Dazu gehören beispielsweise die Umweltverträglichkeit, vorgelagerte CO<sub>2</sub>-Emissionen oder die Regelbarkeit. Langfristig könnte die Optimierung um diese Kriterien erweitert werden, um andere Dimensionen der Nachhaltigkeit und praktischen Anwendbarkeit einzubeziehen.

Zur Weiterentwicklung der Transformation kann im nächsten Schritt für den hier optimierten Erzeugerpark die technische Realisierbarkeit in Hinblick auf geeignete Einbindungspunkte, hydraulische Umsetzbarkeit oder Dimensionierung einzelner Einheiten geprüft werden.

## 10 Literaturverzeichnis

- [1] ADDED VALUES: Fascinating Heat Pumps in Esbjerg. Vejle, 2022, online: <https://addedvalues.eu/c/nyheder/derfor-er-havvandsvarmepumperne-saa-fascinerende>, abgerufen am: 22.9.2022.
- [2] ADDED VALUES: Seawater-based heat pump becomes the heart of the future district heating supply in Esbjerg. Vejle, 2022, online: <https://addedvalues.eu/c/nyheder/havvandsbaseret-varmepumpe-bliver-hjertet-i-fremtidens-fjernvarmeforsyning-i-esbjerg>, 2022, abgerufen am: 22.9.2022.
- [3] ANGHILANTE, R./COLOMAR, D./BRISSE, A./MARRONY, M.: Bottom-up cost evaluation of SOEC systems in the range of 10–100 MW. *International Journal of Hydrogen Energy*, Jg. 43 (2018), DOI: 10.1016/j.ijhydene.2018.08.161.
- [4] ARPAGAU, C./BLESS, F./UHLMANN, M./SCHIFFMANN, J./BERTSCH, S.: High temperature heat pumps: Market overview, state of the art, research status, refrigerants, and application potentials. *Energy*, Jg. 152 (2018), DOI: 10.1016/j.energy.2018.03.166.
- [5] BAEHR, H. D./STEPHAN, K.: Wärme- und Stoffübertragung. 9. Auflage, Springer Vieweg, Springer Verlag Berlin Heidelberg, 2016.
- [6] BAFA: Bundesförderung für effiziente Wärmenetze. Technische Anforderungen der Module 1 bis 4. Auflage 1.1, Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle, Berlin, 2023.
- [7] BAFA: Modul 2: Antragsstellung und Verwendungsnachweise. Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW). Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle, Berlin, 2023.
- [8] BAFA: Modul 4: Antragsstellung und Verwendungsnachweise. Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW). Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle, Berlin, 2023.
- [9] BAFA: Richtlinie für die Bundesförderung für effiziente Wärmenetze „BEW“. Berlin, 2022.
- [10] BARCO-BURGOS, J./BRUNO, J. C./EICKER, U./SALDAÑA-ROBLES, A. L./ALCÁNTAR-CAMARENA, V.: Review on the integration of high-temperature heat pumps in district heating and cooling networks. *Energy*, Jg. 239 (2022), DOI: 10.1016/j.energy.2021.122378.
- [11] BELL, I. H./WRONSKI, J./QUOILIN, S./LEMORT, V.: Pure and Pseudo-pure Fluid Thermophysical Property Evaluation and the Open-Source Thermophysical Property Industrial & Engineering Chemistry Research, Jg. 53 (2014), DOI: <https://doi.org/10.1021/ie4033999>.
- [12] BELL, I.: Coolprop. online: <http://www.coolprop.org/>, Copyright 2010–2019.
- [13] BILLERBECK, A./GEORGE, J. F./MÜLLER, V. P./WINKLER, J./TIMOFEEVA, E./WEIDINGER, L./GREITZER, M./HANßKE, A./NOLDEN, C./JENTSCH, A./SERCAN-ÇALIŞMAZ, K.: Analyse aktueller Ökonomischer Rahmenbedingungen für Großwärmepumpen. Fraunhofer ISI, Fraunhofer IEG, AGFW, Karlsruhe, 2023.
- [14] BMWi: Die nationale Wasserstoffstrategie. BMWi, Berlin, 2020.

- 
- [15] BOCK, W./LITWINN, A.: Intelligente Fernwärme- und Fernkältenetze - Aufbruch in die Wärmewende!. Webinar, Verband Deutscher Ingenieure (VDI), Kategorie Energie und Umwelt, 16:30 - 17:30 Uhr, 22.02.2022.
- [16] BOGDANOV, D./OYEWO, A. S./BREYER, C.: Hierarchical approach to energy system modelling: Complexity reduction with minor changes in results. *Energy*, Jg. 273 (2023), DOI: 10.1016/j.energy.2023.127213.
- [17] BÖHM, H./MOSER, S./PUSCHNIGG, S./ZAUNER, A.: Power-to-hydrogen & district heating: Technology-based and infrastructure-oriented analysis of (future) sector coupling potentials. *International Journal of Hydrogen Energy*, Jg. 46 (2021), DOI: 10.1016/j.ijhydene.2021.06.233.
- [18] BOSAK, G.: Nutzung von Abwärme /Überschusswärme – Möglichkeiten, Hindernisse & Potenziale für die Reduzierung von Treibhausgas-Emissionen. AGFW-Project GmbH, Frankfurt am Main, 2021.
- [19] BROCKLEBANK, I.: A simple model for District Heating Feasibility. Dissertation, Sheffield, 2019.
- [20] BSH: Meeresumweltschutz. Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie, Hamburg, 2022, online: [https://www.bsh.de/DE/DATEN/Klima-und-Meer/Meeresumweltschutz/Jahreszeitreihen/jahreszeitreihen\\_node.html?sessionid=B79158AE8F95005D96F564D2AA7E07D6.live21303](https://www.bsh.de/DE/DATEN/Klima-und-Meer/Meeresumweltschutz/Jahreszeitreihen/jahreszeitreihen_node.html?sessionid=B79158AE8F95005D96F564D2AA7E07D6.live21303), abgerufen am: 16.11.2022.
- [21] BUNDESAMT FÜR WIRTSCHAFT UND AUSFUHRKONTROLLE: Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW) - technische Anforderungen der Module 1 bis 4. Auflage 1.1, Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle, 15.09.2022.
- [22] BUNDESNETZAGENTUR: Marktstammdatenregister. Aktuelle Einheitenübersicht. Bundesnetzagentur, Bonn, 2023, online: <https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR/Einheit/Einheiten/OeffentlicheEinheitenubersicht#gaserzeugung>, abgerufen am: 06.03.2023.
- [23] BUNDESTAG: Gesetz zur Finanzierung der Energiewende im Stromsektor durch Zahlungen des Bundes und Erhebung von Umlagen (EnWG). Berlin, 20.07.2022.
- [24] BUNDESVERBAND GEOTHERMIE: FAQ Tiefe Geothermie. Bundesverband Geothermie, Berlin, 2022.
- [25] CAO, K.-K. /CEBULLA, F. /GÓMEZ VILCHEZ, J./MOUSAVI, B./PREHOFER, S.: Raising awareness in model-based energy scenario studies—a transparency checklist. *Energy Sustain Soc*, Jg. 6 (2016), DOI: 10.1186/s13705-016-0090-z.
- [26] CAO, X./ZHANG, C.L./ZHANG, Z.Y.: Stepped pressure cycle – A new approach to Lorenz cycle. *International Journal of Refrigeration*, Jg. 74 (2017), DOI: 10.1016/j.ijrefrig.2016.10.017.
- [27] CERBE, G. ET AL.: Grundlagen der Gastechnik. Gasbeschaffung, Gasverteilung, Gasverwendung. 7. Auflage, Hasner, München, 2008.
- [28] CERBE, G./WILHELMS, G.: Technische Thermodynamik – Theoretische Grundlagen und praktische Anwendungen. Carl Hanser Verlag, München, 2017.



- [29] CHICHERIN, S./MAŠATIN, V./SIIRDE, A./VOLKOVA, A.: Method for Assessing Heat Loss in A District Heating Network with A Focus on the State of Insulation and Actual Demand for Useful Energy. *Energies*, Jg. 13 (2020), DOI: <https://doi.org/10.3390/en13174505>.
- [30] CHRISTIDIS, A./MOLLENHAUER, E./TSATSARONIS, G./SCHUCHARDT, G. K./HOLLER, S./BÖTTGER, D./BRÜCKNER, T. C.: *EnEff:Wärme - Einsatz von Wärmespeichern und Power-to-Heat-Anlagen in der Fernwärmeerzeugung*. AGFW, Frankfurt am Main, 2017.
- [31] ÇOMAKLI, K./YÜKSEL, B./ÇOMAKLI, Ö.: Evaluation of energy and exergy losses in district heating network. *Applied Thermal Engineering*, Jg. 24 (2004), DOI: <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2003.11.014>.
- [32] CONNOLLY, D./LUND, H./MATHIESEN, B. V./LEAHY, M.: A review of computer tools for analysing the integration of renewable energy into various energy systems. *Applied Energy*, Jg. 87 (2010), DOI: [10.1016/j.apenergy.2009.09.026](https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2009.09.026).
- [33] CROSS, H.: Analysis of flow in networks of conduits or conductors. *University of Illinois Bulletin*, vol. XXXIV, no. 22, pp. 7–28, 1936.
- [34] DAHASH, A./OCHS, F./TOSATTO, A./STREICHER, W.: Toward efficient numerical modeling and analysis of large-scale thermal energy storage for renewable district heating. *Applied Energy*, Jg. 279 (2020), DOI: [10.1016/j.apenergy.2020.115840](https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.115840).
- [35] DANISH ENERGY AGENCY: *Technology Data - Energy Plants for Electricity and District heating generation*. Danish Energy Agency, Energinet, Copenhagen, 2022.
- [36] DAVIS, D./BREAR, M. J.: Decarbonising Australia's National Electricity Market and the role of firm, low-carbon technologies. *Journal of Cleaner Production*, Jg. 373 (2022), DOI: [10.1016/j.jclepro.2022.133757](https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2022.133757).
- [37] DBFZ: *3\_Zielprodukte\_Basisdaten.xlsx*. DBFZ, Leipzig, 2020.
- [38] DBFZ: *Datentabelle\_DBFZ-Dashboard\_NUTS-3*. DBFZ, Leipzig, 2020.
- [39] DEUTSCHER WETTERDIENST (DWD): *Bodentemperaturen (soil temperature) der Station Leck (Stationsnummer 02907)*. 2022, online: [https://opendata.dwd.de/climate\\_environment/CDC/observations\\_germany/climate/hourly/soil\\_temperature/recent/](https://opendata.dwd.de/climate_environment/CDC/observations_germany/climate/hourly/soil_temperature/recent/), abgerufen am 05.01.2023.
- [40] DÍAZ-HERRERA, P. R./ASCANIO, G./ROMERO-MARTÍNEZ, A./ALCARAZ-CALDERÓN, A. M./GONZÁLEZ-DÍAZ, A.: Theoretical comparison between post-combustion carbon capture technology and the use of blue and green H<sub>2</sub> in existing natural gas combined cycles as CO<sub>2</sub> mitigation strategies: A study under the context of mexican clean energy regulation. *International Journal of Hydrogen Energy*, Jg. 46 (2021), DOI: [10.1016/j.ijhydene.2020.10.076](https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.10.076).
- [41] DINFORSYNING VARME A/S: *New Crown*. Esbjerg, 2022, online: <https://fremtidensjernvarme.dk/da-dk/projekt-p%C3%A5-havnen/ny-krone>, abgerufen am: 22.9.2022.
- [42] DUNKELBERG, E./DEISBÖCK, A./HERRMANN, B./HIRSCHL, B./MITZINGER, T./RÖDER, J./SALECKI, S./THIER, P./WASSERMANN, T.: *Fernwärme klimaneutral transformieren - Eine Bewertung der Handlungsoptionen am Beispiel Berlin Nord-Neukölln*. Schriftenreihe des IÖW 218/20, Berlin, 2020.

- [43] DURÃO, B./JOYCE, A./MENDES, J.-F.: Optimization of a seasonal storage solar system using Genetic Algorithms. *Solar Energy*, Jg. 101 (2014), DOI: 10.1016/j.solener.2013.12.031.
- [44] EE.SH, EEK.SH (VERANSTALTER): Wärmewende: Impulse für SH. Konferenz vom 15.03.-17.03.2022.
- [45] EGGERS, J./SCHUMACHER, K.: Email zur Abwärmenutzung im Klärwerk. Flensburg, 08.09.2022.
- [46] ENERGISTYRELSEN: Technology data – Energy storage. Danish Energy Agency, Energinet, Kopenhagen, 2020.
- [47] ENTSO-E AISBL: Connecting Europe: Electricity: 2025 - 2030 - 2040 Final version after consultation and ACER opinion - October 2019. ENTSO-E AISBL, Brüssel, 2019.
- [48] ESCH, T./TAUBENBÖCK, H./GEIß, C./SCHILLINGS, C./NAST, M./METZ, A./HELDENS, W./KEIL, M.: Endbericht zum Vorhaben: Potenzialanalyse zum Aufbau von Wärmenetzen unter Auswertung siedlungsstruktureller Merkmale. Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. (DLR), Deutsches Fernerkundungsdatenzentrum (DFD), Abteilung Landoberfläche (LA), Oberpfaffenhofen, 2011.
- [49] EUROPÄISCHE KOMMISSION: PVGIS. CSV, 2022, online: [https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg\\_tools/de/#PVP](https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/de/#PVP), abgerufen am: 16.02.2022.
- [50] EUROPÄISCHE KOMMISSION; EUROPÄISCHES PARLAMENT: RICHTLINIE (EU) 2018/2001 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES - vom 11. Dezember 2018 - zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen. Brüssel, 2018.
- [51] EUROPÄISCHE KOMMISSION; JOINT RESEARCH CENTRE.; ILF CONSULTING ENGINEERS AUSTRIA GMBH.; AIT AUSTRIAN INSTITUTE OF TECHNOLOGY GMBH: Long term (2050) projections of techno-economic performance of large-scale heating and cooling in the EU. Europäische Kommission, Luceembourg, 2017, DOI: 10.2760/24422.
- [52] EXECUTABLE BOOKS COMMUNITY: Jupyter Book. Zenodo, 2020, DOI: 10.5281/zenodo.2561065
- [53] FANG, T./LAHDELMA, R.: State estimation of district heating network based on customer measurements. *Applied Thermal Engineering*, Jg 73 (2014), <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2014.09.003>.
- [54] FINDLAY, C.: Straight to zero-emissions heating: ETES heat pump. MAN Energy Solutions, Zürich, 2021, online: <https://www.man-es.com/discover/etes-heat-pump>, Zürich, 2021, abgerufen am: 24.8.2022.
- [55] FLEITER, T./MANZ, P./NEUWIRTH, M./MILDNER, F./PERSSON, U./KERMELI, K./CRIJNS-GRAUS, W./RUTTEN, C.: Excess heat potentials of industrial sites in Europe - Documentation on excess heat potentials of industrial sites including open data file with selected potentials. Quantification of Synergies between Energy Efficiency First Principle and Renewable Energy Systems sEEnergies, D5.1, Horizon 2020, Aalborg, 2020.
- [56] FNR: Bioenergiepotenzial 2050 – Was kann Bioenergie leisten?. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR), 2016, online: <https://mediathek.fnr.de/grafiken/pressegrafiken/bioenergiepotenzial-2050-was-kann-bioenergie-leisten.html>, abgerufen am: 27.10.2022.

- 
- [57] FRIOTHERM AG: Stadtwerke Flensburg AG – Meerwasser Grosswärmepumpe. Technische Ergänzung zu Richtpreisofferte Nr. 221031. Friotherm AG; Frauenfeld, 2021.
- [58] GAUL, T.: Voraussetzungen für H<sub>2</sub>-Hoffnung. VDI Nachrichten, Nr. 11/2022, S. 12, 3.06.2022.
- [59] GAUTSCHI, T.: Anergienetze in Betrieb. Amstein+Walthert, Frankfurt, 20.4.2016.
- [60] GERHARDT, N./GANAL, I./JENTSCH, M./RODRIGUEZ, J./STROH, K./BUCHMANN, E.: Entwicklung der Gebäudewärme und Rückkopplung mit dem Energiesystem in -95 % THG Klimazielszenarien. Teilbericht im Rahmen des Projektes: Transformationspfade im Wärmesektor – Betriebs- und volkswirtschaftliche Betrachtung der Sektorkopplung mit dem Fokus Fernwärme mit hohen Anteilen konventioneller KWK-Erzeugung und Rückkopplung zum Gesamtenergieversorgungssystem. Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik (Fraunhofer IEE), Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2019.
- [61] GREIFENBERG, O.: Aktuelle Strohpreise für Schleswig-Holstein. Am Mellensee, 2023, online: <https://www.strohpreis.de/strohpreise-in-schleswig-holstein#eintragen>, abgerufen am: 03.03.2023.
- [62] GUDMUNDSSON, O./THORSEN, J. E.: Source-to-sink efficiency of blue and green district heating and hydrogen-based heat supply systems. Smart Energy, Jg. 6 (2022), DOI: 10.1016/j.segy.2022.100071.
- [63] GUELEPA, E.: Impact of network modelling in the analysis of district heating systems. Energy, Jg. 213 (2020), DOI: 10.1016/j.energy.2020.118393.
- [64] GUELPA, E./VERDA, V.: Thermal energy storage in district heating and cooling systems: A review. Applied Energy, Jg. 252 (2019), DOI: 10.1016/j.apenergy.2019.113474.
- [65] GUELPA, E./VERDA, V.: Thermal energy storage in district heating and cooling systems: A review. Applied Energy, Jg. 252 (2019), DOI: 10.1016/j.apenergy.2019.113474.
- [66] GUELPA, E.: Impact of network modelling in the analysis of district heating systems. Energy, Jg. 213 (2020), DOI: 10.1016/j.energy.2020.118393.
- [67] GÜNTHER, M./JANSSEN, K.: Modellrechnungen zum Fernwärmeabsatz der Stadtwerke Flensburg GmbH bis zum Jahr 2050 - Untersuchung im Auftrag der Stadtwerke Flensburg GmbH II. Pestel Institut, Hannover, 2016.
- [68] HAINSCH, K.B.: European and German low-carbon energy transition. Dissertation, Berlin, 2022.
- [69] HEISLER, K. M./METZ, J./LANG, W./AUER, T./NEMETH, I.: Potenziale von Niedrigtemperaturnetzen zur Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien in Quartieren. München, 2017.
- [70] HERKEL, S./MAUTHNER, F.: Technology and Demonstrations. Technical Report Subtask C – Part C1: Classification and benchmarking of solar thermal systems in urban environments. Solar Heating & Cooling Programme International Energy Agency, Gleisdorf, 31.01.2016.
- [71] HESARAKI, A./HALILOVIC, A./HOLMBERG, S.: Low-temperature heat emission combined with seasonal thermal storage and heat pump. Solar Energy, Jg. 119 (2015), DOI: 10.1016/j.solener.2015.06.046.

- [72] HILPERT, S./GÜNTHER, S./ KALDEMEYER, C./KRIEN, U./PLESSMANN, G./WIESE, F. WINGENBACH, C.: Addressing Energy System Modelling Challenges: The Contribution of the Open Energy Modelling Framework (oemof). Europa-Universität Flensburg, Flensburg, 2017.
- [73] HILPERT, S./KALDEMEYER, C./KRIEN, U./GÜNTHER, S./WINGENBACH, C./PLESSMANN, G.: The Open Energy Modelling Framework (oemof) - A new approach to facilitate open science in energy system modelling. *Energy Stratgy Reviews*, Jg. 22 (2018), DOI: 10.1016/j.esr.2018.07.001.
- [74] HILPERT, S./WINGENBACH, C.: ANGUS II Scenario Description. ZNES, Flensburg, 2020.
- [75] HOFFMANN, G./WÜNSCH, C./SCHNAPKE, A./SCHINGNITZ, D./BAUMANN, J./BRUNN, L./GÜNTHER, M./WAGNER, J./BILITEWSKI, B.: Nutzung der Potenziale des biogenen Anteils im Abfall zur Energieerzeugung. Umweltbundesamt, Dessau-Roßlau, 2011.
- [76] ISOPLUS AG: Kunststoffmantelrohr Isoplus (Schweiz) AG. Online: <https://isoplus.ch/kunststoffmantelrohr/>, abgerufen am 07.07.2022.
- [77] JAKUBEK, D./OĆŁOŃ, P./NOWAK-OĆŁOŃ, M./SUŁOWICZ, M./VARBANOV, P. S./KLEMEŠ, J. J.: Mathematical modelling and model validation of the heat losses in district heating networks. *Energy*, Jg. 267 (2023), DOI: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2022.126460>.
- [78] JENSEN, J. K./OMMEN, T./MARKUSSEN, W. B./ELMEGAARD, B.: Design of serially connected district heating heat pumps utilising a geothermal heat source. *Energy*, Jg. 137 (2017), Doi: 10.1016/j.energy.2017.03.164.
- [79] JENSEN, J. K./OMMEN, T./MARKUSSEN, W. B./REINHOLDT, L./ELMEGAARD, B.: Technical and economic working domains of industrial heat pumps: Part 2 – Ammonia-water hybrid absorption-compression heat pumps. *International Journal of Refrigeration*, Jg. 55 (2015), DOI: 10.1016/j.ijrefrig.2015.02.011.
- [80] JESPER, M./SCHLOSSER, F./PAG, F./WALMSLEY, T. G./SCHMITT, B./VAJEN, K.: Large-scale heat pumps: Uptake and performance modelling of market-available devices. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Jg. 137 (2021), DOI: 10.1016/j.rser.2020.110646.
- [81] JORDAN, M./LENZ, V./MILLINGER, M./OEHMICHEN, K./THRÄN, D.: Future competitive bioenergy technologies in the German heat sector: Findings from an economic optimization approach, *Energy*, Jg. 189 (2019), DOI: 10.1016/j.energy.2019.116194.
- [82] JORGENSEN, K.: Fremtides Fjernvarme District Heating for the Future. DINForsyning Varme A/S, Esbjerg, 2021.
- [83] JÜRGENSEN, J.: Vortrag – Nutzung von „Kalter Nahwärme“ am Bsp. Schleswig. Workshop „Geothermie als Teil der Wärmewende in Schleswig-Holstein“, Bundesverband Geothermie, Neumünster, 23.01.2023.
- [84] KALTSCHMITT, M.: Erneuerbare Energien. 5. Auflage, Springer, Berlin, 2014.
- [85] KALZ, A./SCHUMACHER, K.: Gespräch zu Holzhackschnitzeln bei den SWFL. Flensburg, 22.11.2022.
- [86] KEISSL, J.: SOLAR ENERGY FORECASTING AND RESOURCE ASSESSMENT. ACEDEMIC PRESS, 2013.
- [87] KERSTEN, M./BACHMANN, M./GUO, T./KRIEGEL, M.: Methodology to design district heating systems with respect to local energy potentials, CO<sub>2</sub>-emission restrictions, and federal

- subsidies using oemof. *International Journal of Sustainable Energy Planning and Management*, Jg. 31 (2021), DOI: 10.5278/IJSEPM.6323.
- [88] KINZE, L.: MAN Energy Solutions liefert erstes sektorübergreifendes ETES Wärmepumpensystem, MAN Energy Solutions, Zürich, 2021.
- [89] KIRSCH, R./BALLING, N./FUCHS, S./HESE, F./HJULER, M./KRISTENSEN, L./MATHIESEN, A./OFFERMANN, P./RABEL, W./POULSEN, N.E./MØLLER NIELSEN, C./ NIELSEN, L.H.: Geopower – Erdwärme für die Region Südjütland – Schleswig. Danmarks og Grønlands Geologiske Undersøgelse, Flintbek, 2015.
- [90] KLEINERTZ, B./VON ROON, S. VON/DJAMALI, A./FERSTL, J./FREIBERGER, L./GREIF, S./HARPER, R./PORTUNE, M./SCHMIDT, T.: Klimaneutrale Wärmeversorgung in München 2035. Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH; Öko-Institut e.V., München, 2021, online: [https://www.ffe.de/wp-content/uploads/2020/05/280921\\_Klimaneutrale-Waerme-Muenchen-1.pdf](https://www.ffe.de/wp-content/uploads/2020/05/280921_Klimaneutrale-Waerme-Muenchen-1.pdf).
- [91] KÖFINGER, M./GEYER, R./BASCIOTTI, D.: Task 5.2 Methoden zur Auswahl, Auslegung und Integration von Wärmepumpen. Austrian Institute of Technology, Wien, 09.10.2017.
- [92] KOLB, S.: Szenarien für die Integration erneuerbarer Gase in den deutschen Gasmarkt bis 2050: Eine modellgestützte Analyse. Dissertation, Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg (FAU), Erlangen, 2022.
- [93] KOROGODSKI, V./RIECK-BLANKENBURG, U./OESTERLE, V.: Gespräch. Abteilungsleiter Netzplanung NP bei der Stadtwerke Flensburg GmbH, 06.04.2022.
- [94] KOROGODSKI, V.: Gespräch. Abteilungsleiter Netzplanung NP bei der Stadtwerke Flensburg GmbH, 06.04.2022.
- [95] KRIEN, U./SCHÖNFELDT, P./LAUNER, J./HILPERT, S./KALDEMAYER, C./PLEBMAN, G.: oemof.solph—A model generator for linear and mixed-integer linear optimisation of energy systems. *Software Impacts*, Jg. 6 (2020), DOI: 10.1016/j.simpa.2020.100028.
- [96] LANDESKOORDINIERUNGSSTELLE WASSERSTOFF WIRTSCHAFT SH: Wasserstoffprojekte in Schleswig-Holstein. WTSH, Kiel, 2022, online: <https://wasserstoffwirtschaft.sh/de/projektkarte>, abgerufen am: 03.11.2022.
- [97] LEIBNIZ-INSTITUT FÜR ANGEWANDTE GEOPHYSIK: GeotIS Geothermisches Informationssystem für Deutschland. Leibniz-Institut für Angewandte Geophysik, Hannover, 2023, online: <https://www.geotis.de/geotisapp/geotis.php>, abgerufen am: 20.01.2023.
- [98] LFU-SH: Geothermie in Schleswig-Holstein – Leitfaden für oberflächennahe Erdwärmeanlagen. Landesamt für Natur und Umwelt, Flintbek, 2006.
- [99] LFU-SH: Hydrothermale Nutzhorizonte des tieferen Untergrunds von Schleswig-Holstein. Landesamt für Natur und Umwelt, Flintbek, 2014, online: <https://umweltportal.schleswig-holstein.de/trefferanzeige?docuuid=05970959-5935-4d80-9c82-ce2b19ad2ac9>, abgerufen am: 24.01.2023.
- [100] LI, X./WANG, Z./LI, J./YANG, M./YUAN, G./BAI, Y./CHEN, L./XU, T./GILMANOVA, A.: Comparison of control strategies for a solar heating system with underground pit seasonal storage in the non-heating season. *Journal of Energy Storage*, Jg. 26 (2019), DOI: 10.1016/j.est.2019.100963.

- 
- [101] LINDEMANN, A./SCHUMACHER, K.: Email zum Abwärmepotential bei Mitsubishi Paper, Flensburg, 2022.
- [102] LUMBRERAS, M./GARAY-MARTINEZ, R./ARREGI, B./MARTIN-ESCUADERO, K./DIARCE, G./RAUD, M./HAGU, I.: Data driven model for heat load prediction in Buildings connected to District Heating by using smart heat meters. *Energy*, Jg. 239 (2022), DOI: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.122318>.
- [103] LUND, H./ØSTERGAARD, P.A./NIELSEN, T. B./WERNER, S.; THORSEN, J.E./GUDMUNDSSON, O./ARABKOOHSAR, A./MATHIESEN, B. V.: Perspectives on fourth and fifth generation district heating. *Energy*, Jg. 227 (2021), DOI: [10.1016/j.energy.2021.120520](https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.120520).
- [104] LUND, H./WERNER, S./WILTSHIRE, R./SVENDSEN, S./THORSEN, J. E./HVELPLUND, F./MATHIESEN, B. V.: 4th Generation District Heating (4GDH): Integrating smart thermal grids into future sustainable energy systems. *Energy*, Jg. 68 (2014), DOI: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2014.02.089>.
- [105] LUND, R./ØSTERGAARD, D. S./YANG, X./MATHIESEN, B. V.: Comparison of Low-temperature District Heating Concepts in a Long-Term Energy System Perspective. 5-18 Pages, *International Journal of Sustainable Energy Planning and Management*, Jg. 12, 2017, DOI: [10.5278/IJSEPM.2017.12.2](https://doi.org/10.5278/IJSEPM.2017.12.2).
- [106] LUND, R./ØSTERGAARD, D. S./YANG, X./MATHIESEN, B. V.: Comparison of Low-temperature District Heating Concepts in a Long-Term Energy System Perspective. *International Journal of Sustainable Energy Planning and Management*, Jg. 12 (2017), DOI: [10.5278/IJSEPM.2017.12.2](https://doi.org/10.5278/IJSEPM.2017.12.2).
- [107] STADTWERKE FLENSBURG GMBH: Abschlussdokument Transformationspfad Flensburg zur Vorlage RV-123/2022. Flensburg, 24.11.2022.
- [108] LYDEN, A.; BROWN, C. S.; KOLO, I.; FALCONE, G.; FRIEDRICH, D.: Seasonal thermal energy storage in smart energy systems: District-level applications and modelling approaches. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Jg. 167 (2022), DOI: [10.1016/j.rser.2022.112760](https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112760).
- [109] MAAB, C./SANDROCK, M.: Planungs- und Genehmigungsleitfaden für Freiflächen-Solarthermie in Baden-Württemberg. HIR Hamburg Institut Research gGmbH, Hamburg, 2016.
- [110] MAAB, C./MÖHRING, P./PURKUS, A./SANDROCK, M./FREIBERGER, L./KLEINERTZ, B.: Grüne Fernwärme für Deutschland - Potenziale, Kosten, Umsetzung. BDEW - Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., Kurzstudie, HIC Hamburg Institut Consulting GmbH, Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH, Hamburg, München, 2021.
- [111] MALLACH, L.: Standortkonzept Solarthermie Flensburg. Pro Regione GmbH, Flensburg, 2023.
- [112] MATTHES, F. C./BRAUNGARDT, S./BÜRGER, V./GÖCKELER, K./HEINEMANN, C./HERMANN, H./KASTEN, P./MENDELEVITCH, R./MOTTSCHALL, M./SEEBACH, D./COOK, V.: Die Wasserstoffstrategie 2.0 für Deutschland. Öko-Institut e.V., Berlin, 2021.
- [113] MCLAREN, A./FIEDLER, E./ROBERTS-JONES, J./MARTIN, M./MAO, C./GOOD, S.: Global Ocean OSTIA Near Real Time Level 4 Sea Surface Temperature Product. Copernicus

- Marine Service, 11.07.2022, online:  
<https://catalogue.marine.copernicus.eu/documents/QUID/CMEMS-SST-QUID-010-001.pdf>, abgerufen am: 16.11.2022.
- [114] MEEREIS, J./SITNER, A./LUTZ-KULAWIK, T./RICKERT, M./DITTERBNER, E./MEEREIS, H.: POTENZIALSTUDIE WASSERSTOFFWIRTSCHAFT. EE.SH Netzwerkagentur Erneuerbare Energien, Kiel, 2019.
- [115] MEGGERS, F./MAST, M./LEIBUNDGUT, H.: The missing link for low exergy buildings: Low temperature-lift, ultra-high COP heat pumps. ETH Zürich, Zürich, 2010.
- [116] MEIBNER, R./NEYRINCK, J./WILLIGE, M./BERBERICH, M./DESCHAINTE, L./MANGOLD, D.: SCFW - SCENOCALC FERNWÄRME : Simulations- und Ertragsvorhersagetool für Solarthermie-Anlagen in Wärmenetzen auf der Grundlage des Solar-Keymark-Output-Calculators (ScenoCalc) : Abschlussbericht zum Verbund-Forschungsvorhaben : Förderzeitraum: Dezember 2014 bis November 2016. Solites, Stuttgart, 2017, DOI: 10.2314/GBV:897250540.
- [117] MERTINS, A./HEIKER, M./STROINK, A./ROSENBERGER, S./WAWER, T.: Nutzungskonkurrenz zwischen Biomethan und Wasserstoff im zukünftigen deutschen Energiesystem, Hochschule Osnabrück, Graz, 2022.
- [118] MINNETT, P./KAISER-WEISS, A.: Near-surface oceanic temperature gradients. Group for High Resolution Sea Surface Temperature (GHRSSST), Kopenhagen, 12.01.20212.
- [119] MÜLLER-JANßEN, C.: Gespräch. Geschäftsbereichsleiter Anlagen und Projekte A bei der Stadtwerke Flensburg GmbH, Flensburg, 09.05.2022.
- [120] NAGLER, J.: Design criteria for GCHP-systems with seasonal storage (Anergienetze). Dissertation, TU Wien, Wien, 2018, DOI: 10.34726/hss.2018.43613.
- [121] NEUHAUSER, T./SCHIRNEK, F./HEIMANN, M./CORNEILLE, M./KUHN, J./MAIER, L./SCHMEDING, T./WEGE, J.-H. VON/ROTTMANN, F./SIEGLER, D./BUTSCH, H./STOLTEN, D./ROBINIUS, M./GRUBE, T.: H2-Erzeugung und Märkte Schleswig-Holstein. Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt, Natur und Digitalisierung des Landes Schleswig-Holstein, Kiel, 2020.
- [122] NOOSTEN, D.: Investitionsrechnung. Eine Einführung für Architekten und Bauingenieure. Springer Vieweg, Wiesbaden, 2018.
- [123] NUSSBAUMER, T./THALMANN, S.: Dimensionierung von Fernwärmenetzen. BWK Energie, VDI Fachmedien, online:  
<https://www.ingenieur.de/fachmedien/bwk/energieversorgung/dimensionierung-von-fernwaermenetzen/>, abgerufen am 07.07.2022.
- [124] ÖBERG, S./ODENBERGER, M./JOHNSSON, F.: Exploring the competitiveness of hydrogen-fueled gas turbines in future energy systems. International Journal of Hydrogen Energy, Jg. 47 (2022), DOI: 10.1016/j.ijhydene.2021.10.035.
- [125] ÖBERG, S./ODENBERGER, M./JOHNSSON, F.: The value of flexible fuel mixing in hydrogen-fueled gas turbines – A techno-economic study. International Journal of Hydrogen Energy, Jg. 47 (2022), DOI: 10.1016/j.ijhydene.2022.07.075.

- [126] OEMOF DEVELOPER GROUP: Oemof.solph. Release 0.4.4. oemof developer group, 2021, online: [https://oemof-solph.readthedocs.io/\\_/downloads/en/v0.4.4/pdf/](https://oemof-solph.readthedocs.io/_/downloads/en/v0.4.4/pdf/), abgerufen am 21.10.2022.
- [127] OMMEN, T./JENSEN, J. K./BRIX MARKUSSEN, W./ELMEGAARD, B.: Enhanced technical and economic working domains of industrial heat pumps operated in series. DTU; Kopenhagen, 2015.
- [128] ØSTERGAARD, P. A./ANDERSEN, A. N.: Booster heat pumps and central heat pumps in district heating. *Applied Energy*, Jg. 184 (2016), DOI: 10.1016/j.apenergy.2016.02.144.
- [129] PAAR, A./HERBERT, F./PEHNT, M./OCHSE, S./RICHTER, S./MAIER, S./KLEY, M./HUTHER, H./KÜHNE, J./WEIDLICH, I.: Transformationsstrategien von fossiler zentraler Fernwärmeversorgung zu Netzen mit höheren Anteilen erneuerbarer Energie. *Transformationsstrategie Fernwärme*, Jg. 24 (2013).
- [130] PAN, X./XIANG, Y./GAO, M./FAN, J./FURBO, S./WANG, D./XU, C.: Long-term thermal performance analysis of a large-scale water pit thermal energy storage. *Journal of Energy Storage*, Jg. 52 (2022), DOI: 10.1016/j.est.2022.105001.
- [131] PAUSCHINGER, T./SCHMIDT, T./SOERENSEN, P. A./SNIJDERS, A./DJEJBAR, R./THORNTON, J.: Design Aspects for Large-Scale Aquifer and Pit Thermal Energy Storage for District Heating and Cooling. IEA DHC, Steinbeis Research Institute Solites, Stuttgart, 2018.
- [132] PETERSSON, U.: Description of ScenoCalc (Solar Collector Energy Output Calculator), a program for calculation of annual collector energy output. Solar Heat Europe, Brüssel, 2019.
- [133] PIEPER, C./UNZ, S./BECKMANN, M.: Betrieb von Power-to-Heat-Anlagen und Möglichkeiten zur Vermarktung. In: *Energie aus Abfall*, Nueruppin, 2018.
- [134] PIEPER, H./MAŠATIN, V./VOLKOVA, A./OMMEN, T./ELMEGAARD, B./BRIX MARKUSSEN, W.: Modelling framework for integration of large-scale heat pumps in district heating using low-temperature heat sources. *International Journal of Sustainable Energy Planning and Management*, Jg. 20 (2019), DOI: 10.5278/IJSEPM.2019.20.6.
- [135] PIEPER, H./OMMEN, T./ELMEGAARD, B./BRIX MARKUSSEN, W.: Assessment of a combination of three heat sources for heat pumps to supply district heating. *Energy*, Jg. 176 (2019), DOI: 10.1016/j.energy.2019.03.165.
- [136] PIEPER, H./OMMEN, T./KJÆR JENSEN, J./ELMEGAARD, B./MARKUSSEN, W. B.: Comparison of COP estimation methods for large-scale heat pumps used in energy planning. *Energy*, Jg. 205 (2020), DOI: 10.1016/j.energy.2020.117994.
- [137] PIROUTI, M.: Modelling and Analysis of a District Heating Network. Dissertation, Cardiff University, Cardiff, 2013.
- [138] PRINA, M. G./CASALICCHIO, V./KALDEMAYER, C./MANZOLINI, G./MOSER, D./WANITSCHKE, A./SPARBER, W.: Multi-objective investment optimization for energy system models in high temporal and spatial resolution. *Applied Energy*, Jg. 264 (2020), DOI: 10.1016/j.apenergy.2020.114728.
- [139] PRINA, M.G./MANZOLINI, G./MOSER, D./NASTASI, B./SPARBER, W.: Energy Classification and challenges of bottom-up energy system models - A review. *Renewable and Sustainable Energy Review*, Jg. 129 (2020), DOI: 10.1016/j.rser.2020.109917.



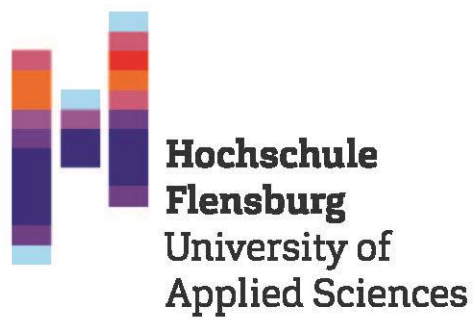
- [140] PYTHON SOFTWARE FOUNDATION: Python 3.9.16 documentation. Python Software Foundation, Delaware, 2023, online: <https://docs.python.org/3.9/tutorial/classes.html>, abgerufen unter: 18.03.2023.
- [141] QUASCHNING, V.: Regenerative Energiesysteme. 11. Auflage, Hanser, München, 2022.
- [142] RAMBOLL DEUTSCHLAND GMBH: Klimabegehren - Erstellung einer fachtechnisch/wirtschaftlichen Unterlage. Hamburg, 2022.
- [143] RÄTHER, T.: Gespräch. Geschäftsbereichsleiter Netze N bei der Stadtwerke Flensburg GmbH, Flensburg, 24.01.2022.
- [144] RICHTER, A.: Nutzung der Erdwärme in Dänemark. Workshop „Geothermie als Teil der Wärmewende in Schleswig-Holstein“, Bundesverband Geothermie, Neumünster, 23.01.2023.
- [145] ROH, C. W./LEE, G./BAIK, Y-J./KIM, M./SHIN, H./LEE, B./CHO, J.: Thermodynamic performance and economic feasibility of booster heat pumps in low-temperature district heating. 12th IEA Heat Pump Conference 2017, Seoul, 2017.
- [146] ROSCHEK, D./SCHUMACHER, K.: Verfügbare Altholzmenge. Email, Flensburg, 03.02.2023.
- [147] SANDROCK, M./MAAB, C./WEISLEDER, S./WESTHOLM, H./WOLFGANG SCHULZ, W./LÖSCHAN, G./BAISCH, C./KREUTER, H./REYER, D./MANGOLD, D./RIEGGER, M./KÖHLER, C.: Kommunaler Klimaschutz durch Verbesserung der Effizienz in der Fernwärmeversorgung mittels Nutzung von Niedertemperaturwärmequellen am Beispiel tiefergeothermischer Ressourcen. Umweltforschungsplan des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit Forschungskennzahl 3715 41 112 0 FB000442, Climate Change 31/2020, HIC Hamburg Institut Consulting GmbH, Hamburg, GeoThermal Engineering GmbH, Karlsruhe, Solites Steinbeis Forschungsinstitut für solare und zukunftsfähige thermische Energiesysteme, Stuttgart, 2020.
- [148] SAHLING, UDO (HRSG.): Klimaschutz und Energiewende in Deutschland- Herausforderungen – Lösungsbeiträge – Zukunftsperspektiven. 1. Auflage, Springer Spektrum Berlin, Heidelberg, Springer-Verlag GmbH Deutschland, ein Teil von Springer Nature 2022, 2022.
- [149] SCHIRBER, S.: Digitaler Zwillings Primärnetz BEW - Potential zum Absenken der Vorlauftemperatur. Gradyent Holding BV., Flensburg, 01.08.2023.
- [150] SCHMIDT, D./KALLERT, A./BLESLE, M./SVENDSEN, S./LI, H./NORD, N./SIPIÄ, K.: Low Temperature District Heating for Future Energy Systems. Energy Procedia, Jg.116 (2017), DOI: <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.05.052> .
- [151] SCHMIDT, R./ROBBI, S./HOFMANN, R./KOLLER, M./GEYER, R./BASCIOTTI, D.: Entwicklung von zukunftsfähigen Versorgungsstrategien für Fernwärmenetze – Tools und Methoden –. AIT Austrian Institute of Technology GmbH/TU Wien/Institut für Energietechnik und Thermodynamik, Wien, 2018.
- [152] SCHMIDT, R./ROBBI, S./HOFMANN, R./KOLLER, M./GEYER, R./BASCIOTTI, D.: Entwicklung von zukunftsfähigen Versorgungsstrategien für Fernwärmenetze – Tools und Methoden –. AIT Austrian Institute of Technology GmbH; TU Wien/Institut für Energietechnik und Thermodynamik, Wien, 2018.
- [153] SCHÖNFELDT, P./GRIMM, A./NEUPANE, B./; TORIO, H./DURANP, P./KLEMENT, P./HANKE, B./MAYDELL, K./AGERT, C.: Simultaneous optimization of temperature and energy in linear

- energy system models. 2022 Open Source Modelling 2022, DOI: 10.1109/OSMSES54027.2022.9768967.
- [154] SCHULTE, F. L.: Grundlagenpapier Primärenergiefaktoren. Fakten und Argumente. BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., Berlin, 2022.
- [155] SEATEMPERATURE.INFO: Wassertemperatur Flensburg. 2022, online: <https://seatemperature.info/de/flensburg-wassertemperatur.html>, abgerufen am: 17.11.2022.
- [156] SIEMENS ENERGY AG: Performance & Technical Information 2xSHP-C600. Siemens Energy AG, 2021.
- [157] SIFNAIOS, I./GAUTHIER, G./TRIER, D./FAN, J./JENSEN, A. R.: Dronninglund water pit thermal energy storage dataset. Solar Energy, Jg. 251 (2023), DOI: 10.1016/j.solener.2022.12.046.
- [158] SOLAR HEAT EUROPE: Solar heating system monitoring at solarheatdata.eu. Solar Heat Europe, Brüssel, 2021.
- [159] SP TECHNICAL RESEARCH INSTITUTE OF SWEDEN: Solar Keymark Certificate No. SP SC0843-14. Borås, 2016.
- [160] SPLIETHOFF, H./KALTSCHMITT, M./MORY, A.: Energie aus Biomasse: Grundlagen, Techniken und Verfahren. Springer Verlag, 2016.
- [161] STADT FLENSBURG: Niederschrift über die 42. Sitzung der Ratsversammlung am Donnerstag, dem 01.12.2022, 16:05 Uhr. Stadt Flensburg, Flensburg, 20.12.2022.
- [162] STADTWERKE FLENSBURG GMBH: Abgegrenzter Kundenverbrauch im Verbundnetz Flensburg für die Jahre 2020 und 2021, Flensburg, 2021.
- [163] STADTWERKE FLENSBURG GMBH: Datendatei 2021. Stadtwerke Flensburg GmbH, Flensburg, 2022.
- [164] STADTWERKE FLENSBURG GMBH: Primär- und Sekundärnetze in Flensburg aus der Datenerfassung in Lovion. Flensburg, Stand 13.04.2022.
- [165] STADTWERKE FLENSBURG GMBH: Technische Anschlussbedingungen an die Fernwärmenetze der Stadtwerke-Flensburg -Verbundnetz Flensburg Flensburg, Glücksburg, Harrislee, Tastrup, Wees. Flensburg, 14.04.2021, online: [https://www.stadtwerke-flensburg.de/fileadmin/user\\_upload/PDFs/1.2\\_Service/1.2.7\\_Downloads/Fernwaerme/2109\\_28\\_TAB\\_FW\\_Flensburg\\_2021.pdf](https://www.stadtwerke-flensburg.de/fileadmin/user_upload/PDFs/1.2_Service/1.2.7_Downloads/Fernwaerme/2109_28_TAB_FW_Flensburg_2021.pdf), abgerufen am 02.02.2023.
- [166] STADTWERKE FLENSBURG GMBH: Technische Anschlussbedingungen für den Anschluss and das Fernwärmenetz Tarp der Stadtwerke Flensburg GmbH. Flensburg, 14.11.2011, online: [https://www.stadtwerke-flensburg.de/fileadmin/user\\_upload/PDFs/1.2\\_Service/1.2.7\\_Downloads/Fernwaerme/06\\_-\\_Technische\\_Anschlussbedingungen.pdf](https://www.stadtwerke-flensburg.de/fileadmin/user_upload/PDFs/1.2_Service/1.2.7_Downloads/Fernwaerme/06_-_Technische_Anschlussbedingungen.pdf), abgerufen am 26.09.2023.
- [167] STADTWERKE FLENSBURG GMBH: Übersicht KWK Anlage SWFL. Stadtwerke Flensburg GmbH, Flensburg, 2005.
- [168] STADTWERKE FLENSBURG GMBH: Veröffentlichungen gemäß § 8 Abs. 3 EWGK. Stadtwerke Flensburg GmbH, Flensburg, 2023, online: [https://www.stadtwerke-flensburg.de/fileadmin/user\\_upload/PDFs/1.2\\_Service/1.2.7\\_Downloads/Fernwaerme/EWKG-Angaben-Flensburg.pdf](https://www.stadtwerke-flensburg.de/fileadmin/user_upload/PDFs/1.2_Service/1.2.7_Downloads/Fernwaerme/EWKG-Angaben-Flensburg.pdf), abgerufen am 23.05.2023.

- [169] STADTWERKE FLENSBURG: Nachhaltigkeit | Stadtwerke Flensburg. Flensburg, online: <https://www.stadtwerke-flensburg.de/unternehmen/nachhaltigkeit>, abgerufen am 16.05.2022.
- [170] STATISTISCHES BUNDESAMT: Inflationsrate in Deutschland von 1950 bis 2022. Statista, 2023.
- [171] STATISTISCHES BUNDESAMT: Wohnungen nach Energieart der Beheizung - Energieart der Beheizung bewohnter Wohnungen nach Baujahr des Wohngebäudes 2018. Stand 26.05.2020, online: <https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Wohnen/Tabellen/wohneinheiten-energieart-beheizung.html?view=main> [Print], abgerufen am 21.02.2022.
- [172] STOBER, I./BUCHER, K.: Geothermie. 3. Auflage, Springer Berlin Heidelberg, Berlin, Heidelberg, 2020.
- [173] STRANDQVIST, Y.: Modelling of District Heating Grid. Dissertation, Göteborg, 2022.
- [174] SU, C./MADANI, H./LIU, H./WANG, R./PALM, B.: Seawater heat pumps in China, a spatial analysis. *Energy Conversion and Management*, Jg. 203 (2020), DOI: 10.1016/j.enconman.2019.112240.
- [175] SUHL, L./MELLOULI, T.: Optimierungssysteme. Springer Gabler, 3. Auflage, Berlin/Heidelberg, 2013, DOI: 10.1007/978-3-642-38937-5.
- [176] SULZER, M./MENTI U.: Multi-Energy-Grid: Möglichkeiten der thermischen Vernetzung. *Aqua & Gas*, Jg. 7 (2015), online: [https://www.researchgate.net/publication/279852612\\_MULTI-ENERGY-GRID\\_Moglichkeiten\\_der\\_thermischen\\_Vernetzung](https://www.researchgate.net/publication/279852612_MULTI-ENERGY-GRID_Moglichkeiten_der_thermischen_Vernetzung).
- [177] SULZER, M./MENTI, U.-P. /LÜTHI, D.: Energieversorgung für ein Areal – Beispiel V-ZUG AG, Luzern, 13.9.2012.
- [178] TEAM CONSULT G.P.E. GMBH: Kompendium Grünes Gas. BDEW, 2019.
- [179] THOMSEN, H.: Neue Strategie der Stadtwerke Flensburg - Grün und digital. *Förde News*, Flensburg, 21.08.2021, online: <https://www.foerde.news/news/neue-strategie-der-stadtwerke-flensburg-gruen-und-digital.html>, abgerufen am 13.05.2022.
- [180] TOBELER, FRANK: Gespräch. Baubesichtigung im Geschäftsbereich Netze N bei der Stadtwerke Flensburg GmbH, Flensburg, 19.04.2022.
- [181] TOSATTO, A./DAHASH, A./OCHS, F.: Simulation-based performance evaluation of large-scale thermal energy storage coupled with heat pump in district heating systems. *Journal of Energy Storage*, Jg. 61 (2023), DOI: 10.1016/j.est.2023.106721.
- [182] TRITTIN, T./SCHUMACHER, K.: Aquifer-Speicher. Gespräch. Flensburg, 20.02.2023.
- [183] TRITTIN, T.: Versorgungstechnologien Transformationsplan. Email. Flensburg, 28.04.2023.
- [184] UMWELTBUNDESAMT: CO<sub>2</sub>-Emissionen pro Kilowattstunde Strom steigen 2021 wieder an. Dessau-Roßlau, 21.04.2022, online: <https://www.umweltbundesamt.de/themen/co2-emissionen-pro-kilowattstunde-strom-steigen> erschienen 21.04.2022, abgerufen am 07.02.2023.
- [185] UMWELTBUNDESAMT: Entwicklung der Anteile erneuerbarer Energien. Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat), Dessau-Roßlau, 17.03.2023, online:

- <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/erneuerbare-energien-in-zahlen#uberblick>, abgerufen am 24.08.2023.
- [186] UMWELTBUNDESAMT: Globale Landflächen und Biomasse - nachhaltig und ressourcenschonend nutzen. Umweltbundesamt, Dessau-Roßlau, 2021.
- [187] UMWELTBUNDESAMT: Wie ist der Stand der energetischen Gebäudesanierung in Deutschland?. Umweltbundesamt, Berlin, 2020, online: <https://www.umweltbundesamt.de/umweltatlas/bauen-wohnen/verursacher/energetischer-gebaeudezustand/wie-ist-der-stand-der-energetischen>, abgerufen am: 15.05.2023.
- [188] VDI (HRSG.): VDI-Richtlinie: VDI 4663 Blatt 1, Bewertung von Energie- und Stoffeffizienz - Methodische Anwendung des Physikalischen Optimums, (Mitglieder des Ausschusses: Sankol, B./Keichel, C./Volta, D./Pauksztat, A./Kohn, D./Kretschmer, L./Meyer, S./Girbig, P./Kastner, H.-J.), 2019.
- [189] VEREIN DEUTSCHER INGENIEURE: Wirtschaftlichkeitgebäudetechnischer Anlagen. VDI 2067, Beuth Verlag GmbH, Berlin, 2012.
- [190] VEREINIGUNG DER FERNLEITUNGSNETZBETREIBER GAS E.V.: H2-Startnetz 2030. Berlin, 2020, online: [https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2021/09/h2-startnetz\\_2030\\_mit\\_erlaeuterung.pdf](https://fnb-gas.de/wp-content/uploads/2021/09/h2-startnetz_2030_mit_erlaeuterung.pdf), abgerufen am: 02.11.2022.
- [191] VOLTA, D.: Thermische Energietechnik. Hochschule Flensburg, Flensburg, 2018.
- [192] VORSPEL, L./BÜCKER, J.: District-Heating-Grid Simulation in Python: DiGriPy. Computation, Jg. 9 (2021), DOI: 10.3390/computation9060072.
- [193] VOSS, T./TRITTIN, T.: Gespräch. Wärmepumpenvorhaben bei den SWFL. Online, 11.20.2022.
- [194] WEBER, S./ROSCHEK, D./RÄTHER, T.: Gespräch. Richtungsgespräch I. Flensburg, 2022.
- [195] WEBER, T.: Gespräch. Abteilungsleiter Netzdienstleistungen E, W, FW, NT bei der Stadtwerke Flensburg GmbH, Flensburg, 25.03.2022.
- [196] WOLF, J./KÖHLER, S./LAUNER, J./PELS LEUSDEN, C.: Optimization of Extended CHP Plants with Energy Storages — an Open-Source Approach. Atlantis Highlights in Engineering, Jg. 4 (2019), online: <https://www.atlantis-press.com/article/12592332>.
- [197] WULFF, K.L./SCHUMACHER, K.: Kennwerte K13 Wasserstoff. Email. Flensburg, 01.03.2023.
- [198] WUPPERTAL INSTITUT: Klimaneutrales Deutschland. Wuppertal Institut/Agora Verkehrswende/Stiftung Klimaneutralität, Berlin, 2020.
- [199] XIANG, Y./XIE, Z./FURBO, S./WANG, D./GAO, M./FAN, J.: A comprehensive review on pit thermal energy storage: Technical elements, numerical approaches and recent applications. Journal of Energy Storage, Jg. 55 (2022), DOI: 10.1016/j.est.2022.105716.
- [200] XIE, Z./XIANG, Y./WANG, D./KUSYY, O./KONG, W./FURBO, S./FAN, J.: Numerical investigations of long-term thermal performance of a large water pit heat storage. Solar Energy, Jg. 224 (2021), DOI: 10.1016/j.solener.2021.06.027.
- [201] YANG, T./LIU, W./KRAMER, G. J./SUN, Q.: Seasonal thermal energy storage: A techno-economic literature review. Renewable and Sustainable Energy Reviews, Jg. 139 (2021), DOI: 10.1016/j.rser.2021.110732.

- 
- [202] ZIEMELE, J./KALNINS, R./VIGANTS, G./VIGANTS, E./VEIDENBERGS, I.: Evaluation of the industrial waste heat potential for its recovery and integration into a fourth generation district heating system. *Energy Procedia*, Jg. 147 (2018), DOI: 10.1016/j.egypro.2018.07.098.
- [203] ZINGANELL, C.: Ökonomische Analyse von unterschiedlichen solarthermischen Systemen für eine Einbindung in das bestehende Fernwärmenetz der Fernwärme Wien. Diplomarbeit. Universität für Bodenkultur Wien, Wien, 2013.
- [204] ZÜHLSDORF, B./JENSEN, J. K./CIGNITTI, S./MADSEN, C./ELMEGAARD, B.: Analysis of temperature glide matching of heat pumps with zeotropic working fluid mixtures for different temperature glides. *Energy*, Jg. 153 (2018), DOI: 10.1016/j.energy.2018.04.048.
- [205] STADTWERKE FLENSBURG GMBH.: Allgemeiner Tarif für die Versorgung mit Fernwärme. Flensburg, 2023, online: [https://www.stadtwerke-flensburg.de/fileadmin/user\\_upload/PDFs/1.2\\_Service/1.2.7\\_Downloads/Fernwaerme/A1A1lgemeinerWaermetari\\_Flensburg\\_211101.pdf](https://www.stadtwerke-flensburg.de/fileadmin/user_upload/PDFs/1.2_Service/1.2.7_Downloads/Fernwaerme/A1A1lgemeinerWaermetari_Flensburg_211101.pdf), abgerufen am 01.07.2023.
- [206] SCHUMACHER, K.: Kostenoptimierte Modellierung einer dekarbonisierten Fernwärmeversorgung. Hochschule Flensburg, Masterthesis, 27.07.2023.
- [207] INNARGI: Stadtwerke Flensburg and Innargi have evaluated Flensburg's geothermal potential in Flensburg. Lyngby, 2023, online: <https://innargi.com/evaluating-flensburgs-geothermal-potential/>, abgerufen am 28.11.2023.



**Hochschule Flensburg**

University of Applied Sciences

Kanzleistraße 91-93

24943 Flensburg

**In Kooperation mit der Stadtwerke Flensburg GmbH**

**Gefördert durch die Gesellschaft für Energie und Klimaschutz Schleswig-Holstein GmbH**