

**SOLARTHERMISCH GESTÜTZTE NAH-
UND FERNWÄRMEVERSORGUNG ALS
BAUSTEIN DER SEKTORGEKOPPELTEN
WÄRMEWENDE IN
SCHLESWIG-HOLSTEIN (SOLWW-SH)**

Mai 2022

Autoren:

Jonas Freißmann

Malte Fritz

Ilja Tuschy



Zentrum für nachhaltige Energiesysteme Hochschule / Europa-Universität Flensburg

Kanzleistraße 91-93

24943 Flensburg

Internet: www.znes-flensburg.de

In Kooperation mit



Gefördert durch die:



Gesellschaft für
Energie und Klimaschutz
Schleswig-Holstein



Flensburg, Mai 2022

Forschungsergebnisse

ISSN: 2196-7164

Zusammenfassung

Für den Wandel hin zu einer klimaneutralen Gesellschaft ist die grundlegende Umstrukturierung aller Versorgungsstrukturen und damit auch des Wärmesektors notwendig. Dies bedeutet unter anderem die kurz- bis mittelfristige Integration von regenerativen Wärmequellen in bestehende Nah- und Fernwärmenetze. Dazu eignet sich zum Beispiel die Solarthermie, welche die solare Einstrahlung mit Hilfe von Kollektoren absorbiert und somit für die Wärmeversorgung nutzbar macht. Dies findet in skandinavischen Ländern – insbesondere Dänemark und Schweden – bereits Anwendung, meist in Kombination mit saisonalen thermischen Energiespeichern. Um zu untersuchen, wie Solarthermie in bestehende Anlagen in Deutschland integriert werden kann, hat die Hochschule Flensburg, gefördert durch die Gesellschaft für Energie und Klimaschutz Schleswig-Holstein und in Kooperation mit den Stadtwerken Flensburg, ein diesem Bericht zugrunde liegendes Projekt durchgeführt. Ziel der hier dokumentierten Untersuchung ist die ökonomische und ökologische Bewertung der Integration von Solarthermie und saisonaler Speicherkapazität in bestehende Wärmeversorgungssysteme verschiedenster Ausprägung.

Um den Betrieb und die Wahrscheinlichkeit der Umsetzung vorherzusagen, wird die Perspektive eines Betreibers eingenommen, da betriebswirtschaftliche Kriterien in der Regel entscheidend für die Umsetzung dieser Projekte sind. Demzufolge sind die zentralen Bewertungskriterien dieser Untersuchung der Kapitalwert und die Wärmegestehungskosten. Anhand dieser Bewertungskriterien sind die Profitabilität und die Wettbewerbsfähigkeit der zu untersuchenden Versorgungssysteme zu quantifizieren und zu bewerten. Darüber hinaus wird aber auch die Systemdienlichkeit der Wärmeversorgungssysteme beurteilt, indem die bilanziell durch sie hervorgerufenen oder vermiedenen Emissionen berechnet werden. Dabei werden eine Gesamtmix- sowie eine Verdrängungsmixbetrachtung für die Beurteilung der dem Netz der allgemeinen Versorgung zugeführten elektrischen Energie herangezogen und so neben den direkten Emissionen auch die im die Wärmeversorgungsanlage umgebenden Energiesystem verursachten berücksichtigt.

Gegenstand der Untersuchung sind multivalente Wärmeversorgungssysteme, welche sowohl für städtische und als auch für ländliche Versorgungsstrukturen jeweils ein übliches Versorgungstechnologieportfolio aufweisen. Diese werden jeweils in zwei verschiedenen Topologien umgesetzt, wobei eines tendenziell konventionellen Versorgungssystemen entspricht und eines eher progressiv ausgerichtet ist. Die konventionellen Versorgungssysteme sind primär auf die Deckung des Wärmebedarfs durch Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung mit fossilen Brennstoffen ausgelegt. Die progressiven Systeme hinge-

Zusammenfassung

gen besitzen eine Power-to-Heat Technologie als Primärversorger. In die verschiedenen Systeme werden anschließend die Solarthermie und der saisonale Speicher integriert. Dies erfolgt über einen Variantenvergleich über jeweils ein Betrachtungsintervall der Dimensionierung der zu untersuchenden Technologien. Sie werden schrittweise vergrößert und alle Konstellationen aus Solarkollektorfläche und Speicherkapazität analysiert. Für die Belastbarkeit der multikriteriellen Bewertung, sind diese Systeme neben historischen Bedingungen außerdem unter veränderlichen politischen und ökonomischen Randbedingungen zu untersuchen. Darüber hinaus erfolgt eine Untersuchung ausgewählter Systeme mit Investitions- und Betriebskostenförderung progressiver Wärmeversorgungsanlagen auf Basis eines Richtlinienentwurfs des Bundesministerium für Wirtschaft und Energie.

Zentrales Ergebnis dieser Untersuchung ist, dass weder unter den historischen Rahmenbedingungen des Jahres 2016 noch unter den ausgewählten Zukunftsszenarien für das Jahr 2030 aus Betreiberperspektive und unter den Grundsätzen der Gewinnmaximierung die Integration von Solarthermie und saisonalen thermischen Energiespeichern in städtischen und ländlichen Wärmeversorgungssystemen sinnvoll ist. Es ist dabei zu beachten, dass im Jahr 2016 sehr niedrige Brennstoffpreise vorlagen und in den Szenarien für das Jahr 2030 die Brennstoffpreise zwar steigen, aber die Elektrizitätspreise noch eng daran gekoppelt sind. Die hohen zusätzlichen Investitionen können unter diesen Umständen in keinem der untersuchten Systeme durch Kostenminderungen rekuperiert werden, obwohl einige Konstellation ihren Betriebsgewinn mit Erhöhung der Solarkollektorfläche steigern konnten. Jedoch konnten durch Integration der Solarthermie in vielen Fällen bilanziell Emissionen reduziert werden, insbesondere in Zukunftsszenarien mit hohem Integrationsgrad von regenerativen Energiequellen im Strommix. Selbst im fortschrittlichsten Zukunftsszenario treten dabei mit der Verdrängungsmixmethode für alle untersuchten Konstellationen bilanziell negative Emissionen auf, die auf den Einsatz von Kraft-Wärme-Kopplung zurückzuführen sind. Es ist also kurz- bis mittelfristig weiterhin ökologisch sinnvoll, mit solchen Anlagen die Stromerzeugung in konventionellen Kraftwerken zu verdrängen.

Obwohl keine der Konstellationen aus Solarthermie und saisonalem Speicher höhere Kapitalwerte erzielen konnte als das entsprechende System ohne diese, sind auch viele Systeme mit Solarintegration profitabel oder zeigen ein Kostenniveau, das in der zukünftigen Wärmeversorgung konkurrenzfähig sein könnte. Bei zunehmender gesamtgesellschaftlicher Bedeutung ökologischer Kennzahlen ist also auch ein Kompromiss zwischen einer positiven Systemwirkung und reiner Gewinnmaximierung denkbar. Folglich könnten kleinere Konstellationen mit Solarthermie und saisonalem Speicher für Betreiber von Wärmeversorgungssystemen attraktive Zukunftsinvestitionen darstellen.

Neben der allgemeinen Analyse der Integration von Solarthermie und Speicher wurden im Rahmen einer Fallstudie die Fördermechanismen der innerhalb eines Entwurfs vorläufig veröffentlichten „Bundesförderung für effiziente Wärmenetze“ untersucht. Dabei hat sich ergeben, dass in den ausgewählten Systemen eine deutliche Steigerung der Deckungsanteile von alleinstehenden Wärmepumpen erzielt werden

konnte. Die Nutzung der Solarthermie jedoch konnte trotz deren Betriebsförderung ausschließlich dann signifikant gesteigert werden, wenn auch Wärmepumpen, die der Einbindung von Solarfeld und Speicher dienen eine Förderung erfahren. Diese ist aber bislang in der Förderrichtlinie nicht explizit als förderfähig deklariert. In diesem Zuge zeigt sich deutlich, dass ein entsprechendes Umfeld auch betriebswirtschaftlich motivierte Anlagenbetreiber sehr wohl anreizen kann, Solarthermie im Anlagenportfolio stärker zu nutzen.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass zwar die nachträgliche Integration von Solarthermie und saisonalem Speicher in bestehende Systeme in der kurzfristigen Perspektive die Wärmegestehungskosten je nach Umfang der Integration spürbar erhöht. Das liegt daran, dass die Nutzung von Kraft-Wärme-Kopplung sowohl hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit als auch bezüglich der Emissionen sehr attraktiv ist, solange dadurch konventionelle Kraftwerke in der Elektrizitätsversorgung verdrängt werden. Solare Anteile und Power-to-Heat setzen sich aber bei einem insgesamt höheren Kostenniveau durch, das zukünftig auch durchaus zu erwarten ist. Wenn regenerativer Überschuss im elektrischen Netz zum Regelfall wird und sich höhere Brennstoffpreise nicht direkt auf den Elektrizitätsmarkt durchschlagen, entwickelt sich die Kraft-Wärme-Kopplung von der Leittechnologie zum Backup mit deutlich weniger Betriebsstunden. Dann können Power-to-Heat und Solarthermie zum Rückgrat der Wärmeversorgung werden. Darauf sollte man sich in Schleswig-Holstein durchaus vorbereiten, weil genau diese Situation hier schon jetzt häufiger als anderswo auftritt. Auch wenn die hier untersuchte kurzfristige und nachträgliche Integration in bestehende Wärmeversorgungsstrukturen sicher die anspruchsvollste Herausforderung für die Einführung von Solarthermie in die Wärmeversorgung ist, zeigen sich langfristig Perspektiven dafür auf, insbesondere wenn sich bei einem erhöhten Energiepreisniveau Situationen mit einem Überangebot erneuerbarer Energien in der Elektrizitätsversorgung häufen.

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung	III
Abbildungsverzeichnis	IX
Tabellenverzeichnis	XIII
Abkürzungsverzeichnis	XIII
Symbolverzeichnis	XVII
1 Einleitung	1
1.1 Hintergrund	1
1.2 Ziele der Untersuchung	1
1.3 Methodischer Ansatz	2
2 Technologieauswahl	3
2.1 Technologiespektrum	3
2.2 Solarthermie	5
2.3 Anlagendimensionierung	7
3 Bewertungskriterien	9
3.1 Ökonomische Kriterien	9
3.2 Ökologische Kriterien	10
4 Modellierung	13
4.1 Generisches Modell	13
4.2 Kraft-Wärme-Kopplung	16
4.3 Power-to-Heat	19
4.4 Spitzenlastkessel	21
4.5 Solarthermie	22
4.6 Thermische Energiespeicher	23

Inhaltsverzeichnis

5 Rahmenbedingungen	25
5.1 Status Quo	25
5.2 Zukunftsszenarien	31
5.3 Szenario BEW Förderung	33
6 Versorgungssysteme	35
6.1 Städtische Systeme	35
6.2 Ländliche Systeme	41
6.3 Integration von Solarthermie und saisonalen Energiespeichern	46
7 Ergebnisse	49
7.1 Anlageneinsatz	49
7.2 Wirtschaftlichkeit	57
7.3 Systemwirkung	64
8 Diskussion der Ergebnisse	73
8.1 Schlussfolgerungen	73
8.2 Kritische Betrachtung	75
8.3 Ausblick	76
Literaturverzeichnis	XIX
Anhang	XXV
A Mathematische Formulierung des generischen Modells	XXVII
B Technologieabbildung	XXIX
B.1 Parametrisierung der Anlagen	XXIX
B.2 Investitions- und Betriebskosten	XXXVII
B.3 Dreiperiodenbetrachtung	XL
C Deckungsanteile nach Versorgungssystem	XLI
D Ausführliche Analyse	LIII
D.1 Städtische Systeme	LIII
D.2 Ländliche Systeme	LXXXVIII
D.3 BEW Förderung	CXXIII

Abbildungsverzeichnis

2.1	Sektorenkopplung verschiedener Versorgungstechnologien	3
2.2	Schema des Dimensionierungsalgorithmus anhand der Jahresdauerlinie	7
3.1	Täglicher Mittelwert der Emissionsfaktoren des Strommixes 2016	11
4.1	Schema der Struktur des generischen Modells in oemof solph	14
4.2	Temperatur im Vorlauf des Flensburger Fernwärmenetzes	15
4.3	Fließschema des Modells des Gas- und Dampfkraftwerks in TESP _y	17
4.4	Fließschema des Modells des Blockheizkraftwerks in TESP _y	18
4.5	Fließschema der verschiedenen Modelle der Wärmepumpen in TESP _y	20
5.1	Wärmelast des Fernwärmenetzes der Flensburger Stadtwerke aus dem Jahr 2016 . . .	26
5.2	Täglicher arithmetischer Mittelwert des Spotmarkstrompreises des Jahres 2016 . . .	28
5.3	Täglicher Mittelwert des Spotmarkstrompreises der 2030er Szenarien	32
5.4	Täglicher Mittelwert der Emissionsfaktoren der 2030er Szenarien	32
6.1	Topologie des städtischen konventionellen Versorgungssystems	35
6.2	Dimensionierungsalgorithmus für das städtische konventionelle Versorgungssystem .	36
6.3	solph Betriebsfeld des GuD im städtischen konventionellen Versorgungssystem . . .	37
6.4	Topologie des städtischen progressiven Versorgungssystems	38
6.5	Dimensionierungsalgorithmus für das städtische progressive Versorgungssystem . . .	38
6.6	Grenzen der Betriebsgeraden der städtischen HT-Wärmepumpe in solph	40
6.7	solph Betriebsfeld des BHKW im ländlichen progressiven Versorgungssystem	40
6.8	Topologie des ländlichen konventionellen Versorgungssystems	41
6.9	Dimensionierungsalgorithmus für das ländliche konventionelle Versorgungssystem .	42
6.10	solph Betriebsfeld des BHKW im ländlichen konventionellen Versorgungssystem . .	43
6.11	Topologie des ländlichen progressiven Versorgungssystems	44
6.12	Dimensionierungsalgorithmus für das ländliche progressive Versorgungssystem . . .	44
6.13	Grenzen der Betriebsgeraden der ländlichen HT-Wärmepumpe in solph	45
6.14	solph Betriebsfeld des BHKW im ländlichen progressiven Versorgungssystem	46
6.15	Theoretisch erzielbarer solarer Deckungsgrad bei verschiedenen Solarfeldgrößen . .	47

Abbildungsverzeichnis

6.16	Nutzbare solarthermische Gesamtwärme bei verschiedenen Solarfeldgrößen	48
7.1	Vergleich monatliche Gesamtwärmemengen des städtischen konv. Systems 2016 . . .	50
7.2	Vergleich monatliche Gesamtwärmemengen des ländlichen konv. Systems 2016 . . .	52
7.3	Vergleich monatliche Gesamtwärmemengen des ländlichen prog. Systems 2016 . . .	53
7.4	Monatliche Gesamtwärmemengen der ländlichen prog. A0 Q0 Systeme 2030	54
7.5	Monatliche Gesamtwärmemengen der ländlichen prog. A15 Q10 Systeme 2030	55
7.6	Monatliche Gesamtwärmemengen: ländl. prog. A0 Q0 (BEW)	56
7.7	Monatliche Gesamtwärmemengen: ländl. prog. A15 Q10 (BEW)	57
7.8	Kapitalwerte der städtischen Wärmeversorgungssysteme 2016	58
7.9	Vergleich Erlöse und Kosten der Wärmeversorgungssysteme 2016	59
7.10	Wärmegestehungskosten der ländlichen Wärmeversorgungssysteme 2016	60
7.11	Wärmegestehungskosten der ländlichen Wärmeversorgungssysteme 2030	61
7.12	Deckungsanteile ländlichen konv. und prog. Systeme – 2030A P2H Szenario	62
7.13	Gegenüberstellung Wärmegestehungskosten (BEW)	63
7.14	Emissionen der städtischen Wärmeversorgungssysteme im historischen Szenario (2016)	64
7.15	Korrelation der Emissionsfaktoren des Strommixes gegenüber dem Spotmarktpreis . . .	66
7.16	Entwicklung der Emissionen der progressiven ländlichen Wärmeversorgungssysteme . . .	68
7.17	Vergleich Emissionen und Deckungsanteile der progressiven ländlichen Wärmeversor- gungssysteme	71
7.18	Gegenüberstellung Emissionen (BEW)	72
B.1	Gegenüberstellung der Betriebsfelder der GuD in TESP _y und solph	XXX
B.2	Gegenüberstellung der Betriebsfelder der BHKW in TESP _y und solph	XXXI
B.3	Grenzen der COP-Verläufe der HT-Wärmepumpe in solph	XXXIII
B.4	COP der LT-Wärmepumpe in solph bei verschiedenen Vorlauftemperaturen	XXXIV
B.5	Kostendegression von Flachkollektoren	XXXVII
B.6	Verschiedene Speicherprojekte nach spezifischen Investitionskosten	XXXVIII
B.7	Visualisierung der ermittelten Kostendegression der spez. Investitionskosten des STES . . .	XXXIX
B.8	Monatliche Gesamtwärmemengen – Periodische Speichernutzung	XL
B.9	Monatliche Gesamtwärmemengen – Nicht-periodische Speichernutzung	XL
C.1	Deckungsanteile städtischer konv. und prog. Systeme – historisches Szenario	XLII
C.2	Deckungsanteile städtischer konv. und prog. Systeme – 2030A BAU Szenario	XLIII
C.3	Deckungsanteile städtischer konv. und prog. Systeme – 2030A P2H Szenario	XLIV
C.4	Deckungsanteile städtischer konv. und prog. Systeme – 2030C-Climate BAU Szenario	XLV
C.5	Deckungsanteile städtischer konv. und prog. Systeme – 2030C-Climate P2H Szenario	XLVI

C.6	Deckungsanteile ländlichen konv. und prog. Systeme – historisches Szenario	XLVII
C.7	Deckungsanteile ländlichen konv. und prog. Systeme – 2030A BAU Szenario	XLVIII
C.8	Deckungsanteile ländlichen konv. und prog. Systeme – 2030A P2H Szenario	XLIX
C.9	Deckungsanteile ländlichen konv. und prog. Systeme – 2030C-Climate BAU Szenario	L
C.10	Deckungsanteile ländlichen konv. und prog. Systeme – 2030C-Climate P2H Szenario	LI
D.1	Kapitalwerte der städtischen Wärmeversorgungssysteme 2016	LIII
D.2	Wärmegestehungskosten der städtischen Wärmeversorgungssysteme 2016	LIV
D.3	Emissionen (Gesamtmix) der städtischen Wärmeversorgungssysteme 2016	LV
D.4	Emissionen (Verdrängungsmix) der städtischen Wärmeversorgungssysteme 2016	LVI
D.5	Investitionskosten und abgezinste Einnahmeüberschüsse des städtischen Systems 2016	LVIII
D.6	Monatliche Gesamtwärmemengen des städtischen konv. A0 Q0 Systems 2016	LX
D.7	Monatliche Gesamtwärmemengen des städtischen konv. A150 Q50 Systems 2016	LXI
D.8	Monatliche Gesamtwärmemengen des städtischen prog. A0 Q0 Systems 2016	LXIII
D.9	Monatliche Gesamtwärmemengen des städtischen prog. A150 Q50 Systems 2016	LXIV
D.10	Erlöse und Kosten des städtischen Wärmeversorgungssystems 2016	LXV
D.11	Korrelation der Emissionsfaktoren des Strommixes gegenüber dem Spotmarktpreis	LXVII
D.12	Kapitalwerte der städtischen Wärmeversorgungssysteme 2030	LXVIII
D.13	Wärmegestehungskosten der städtischen Wärmeversorgungssysteme 2030	LXX
D.14	Emissionen (Gesamtmix) der städtischen konv. Wärmeversorgungssysteme 2030	LXXI
D.15	Emissionen (Verdrängungsmix) der städtischen konv. Wärmeversorgungssysteme 2030	LXXII
D.16	Emissionen (Gesamtmix) der städtischen prog. Wärmeversorgungssysteme 2030	LXXIII
D.17	Emissionen (Verdrängungsmix) der städtischen prog. Wärmeversorgungssysteme 2030	LXXV
D.18	Investitionskosten und Einnahmeüberschüsse der städtischen konv. Systeme 2030	LXXVII
D.19	Investitionskosten und Einnahmeüberschüsse der städtischen prog. Systeme 2030	LXXVIII
D.20	Monatliche Gesamtwärmemengen der städtischen konv. A0 Q0 Systeme 2030	LXXIX
D.21	Monatliche Gesamtwärmemengen der städtischen konv. A150 Q50 Systeme 2030	LXXXI
D.22	Monatliche Gesamtwärmemengen der städtischen prog. A0 Q0 Systeme 2030	LXXXIII
D.23	Monatliche Gesamtwärmemengen der städtischen prog. A150 Q50 Systeme 2030	LXXXIV
D.24	Erlöse und Kosten des städtischen konventionellen Wärmeversorgungssystem 2030	LXXXVI
D.25	Erlöse und Kosten des städtischen progressiven Wärmeversorgungssystem 2030	LXXXVII
D.26	Kapitalwerte der ländlichen Wärmeversorgungssysteme 2016	LXXXIX
D.27	Wärmegestehungskosten der ländlichen Wärmeversorgungssysteme 2016	XC
D.28	Emissionen (Gesamtmix) der ländlichen Wärmeversorgungssysteme 2016	XCI
D.29	Emissionen (Verdrängungsmix) der ländlichen Wärmeversorgungssysteme 2016	XCII
D.30	Investitionskosten und abgezinste Einnahmeüberschüsse im ländlichen System 2016	XCIII
D.31	Monatliche Gesamtwärmemengen des ländlichen konv. A0 Q0 Systems 2016	XCIV

Abbildungsverzeichnis

D.32	Monatliche Gesamtwärmemengen des ländlichen konv. A15 Q10 Systems 2016	XCIV
D.33	Monatliche Gesamtwärmemengen des ländlichen prog. A0 Q0 Systems 2016	XCVII
D.34	Monatliche Gesamtwärmemengen des ländlichen prog. A15 Q10 Systems 2016	XCVIII
D.35	Erlöse und Kosten des ländlichen Wärmeversorgungssystem 2016	C
D.36	Kapitalwert der ländlichen Wärmeversorgungssysteme 2030	CII
D.37	Wärmegehaltungskosten der ländlichen Wärmeversorgungssysteme 2030	CIII
D.38	Emissionen (Gesamtmix) der ländlichen konv. Wärmeversorgungssysteme 2030	CV
D.39	Emissionen (Verdrängungsmix) der ländlichen konv. Wärmeversorgungssysteme 2030	CVI
D.40	Emissionen (Gesamtmix) der ländlichen prog. Wärmeversorgungssysteme 2030	CVII
D.41	Emissionen (Verdrängungsmix) der ländlichen prog. Wärmeversorgungssysteme 2030	CIX
D.42	Investitionskosten und Einnahmeüberschüsse der ländlichen konv. Systeme 2030 . . .	CXI
D.43	Investitionskosten und Einnahmeüberschüsse der ländlichen prog. Systeme 2030 . . .	CXII
D.44	Monatliche Gesamtwärmemengen der ländlichen konv. A0 Q0 Systeme 2030	CXIII
D.45	Monatliche Gesamtwärmemengen der ländlichen konv. A15 Q10 Systeme 2030	CXV
D.46	Monatliche Gesamtwärmemengen der ländlichen prog. A0 Q0 Systeme 2030	CXVII
D.47	Monatliche Gesamtwärmemengen der ländlichen prog. A15 Q10 Systeme 2030	CXVIII
D.48	Erlöse und Kosten des ländlichen konventionellen Wärmeversorgungssystem 2030 . . .	CXXI
D.49	Erlöse und Kosten des ländlichen progressiven Wärmeversorgungssystem 2030	CXXII
D.50	Monatliche Gesamtwärmemengen: ländl. prog. A0 Q0 (BEW)	CXXIV
D.51	Monatliche Gesamtwärmemengen: ländl. prog. A15 Q10 (BEW, ohne NT-WP)	CXXV
D.52	Monatliche Gesamtwärmemengen: ländl. prog. A15 Q10 (BEW, mit NT-WP)	CXXVI
D.53	Gegenüberstellung Kapitalwerte (BEW)	CXXVII

Tabellenverzeichnis

2.1	Übersicht der untersuchten Wärmeversorgungstechnologien	5
2.2	Anhaltswerte für optischen Wirkungsgrad und Verlustkoeffizienten	7
5.1	Fernwärmeerlöse des Jahres 2016 der AGFW	26
5.2	Strompreisbestandteile nach Bezugsart aus dem Jahr 2016	28
5.3	Höhe des KWK-Zuschlags bei Einspeisung ins NdaV nach Leistungsanteilen	29
5.4	Rahmenparameter der 2030er ANGUS II-Szenarien und des historischen Szenarios	31
5.5	Rahmenparameterszenarien der BAU und P2H Topologie	33
6.1	Nennleistung der Anlagen im städtischen konventionellen Versorgungssystem	37
6.2	Nennleistung der Anlagen im städtischen progressiven Versorgungssystem	39
6.3	Nennleistung der Anlagen im ländlichen konventionellen Versorgungssystem	42
6.4	Nennleistung der Anlagen im ländlichen progressiven Versorgungssystem	45
B.1	Anlagenparameter der GuD-Simulation in TESP _y	XXIX
B.2	Kennzahlen der solph-Abbildung des GuD im Nennpunkt	XXX
B.3	Parametersätze der GenericCHP-Komponente (GuD)	XXX
B.4	Anlagenparameter der BHKW-Simulation in TESP _y	XXXI
B.5	Kennzahlen der solph-Abbildung des BHKW im Nennpunkt	XXXI
B.6	Parametersätze der GenericCHP-Komponente (BHKW)	XXXII
B.7	Anlagenparameter der HT-Wärmepumpensimulation in TESP _y	XXXIII
B.8	Anlagenparameter der NT-Wärmepumpensimulation in TESP _y	XXXIV
B.9	Standortparameter für die Umrechnung der solaren Einstrahlung (Flensburg)	XXXV
B.10	Kollektorparameter des Solarthermiefachkollektors HT-SolarBoost	XXXV
B.11	Parameter der Einsatzoptimierung des STES	XXXV
B.12	Parameter der Einsatzoptimierung des STTES	XXXVI
B.13	Spezifische Investitions- und Betriebskosten der verschiedenen Versorgungsanlagen	XXXVII
B.14	Datengrundlage der Kostendegression der spezifischen Investitionskosten des STES	XXXVIII
D.1	Mittlere Wärmebereitstellungskosten der städtischen konventionellen Systeme 2030	LXXX

Abkürzungsverzeichnis

4GDH	4th Generation District Heating
5GDH	5th Generation District Heating
AbLaV	Verordnung zu abschaltbaren Lasten
AGFW	Arbeitsgemeinschaft Fernwaerme
BAU	Business-As-Usual
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
BEW	Bundesfoerderung fuer effiziente Waermenetze
BHKW	Blockheizkraftwert
BMWi	Bundesministerium fuer Wirtschaft und Energie
BWSF	Barwertsummenfaktor
CAPEX	Investitionsausgaben (engl.: capital expenditures)
COP	Leistungskoeffizient (engl.: coefficient of performance)
CPC	Zusammengesetzter parabolischer Konzentrator (engl.: compound parabolic concentrator)
EEG	Gesetz fuer den Ausbau erneuerbarer Energien
EEX	European Energy Exchange
EGIX	Gaspreisindex (engl: european gas index)
EHK	Elektrodenheizkessel
ENKF	Elektrizitaetsnetzgekoppelte Fernwaermeversorgung
ENW	Elektrizitaetsnetzwerk
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
GDT	Gegendruckturbine
GNW	Gasnetzwerk
GuD	Kombiniertes Gas- und Dampfkraftwerk

Abkürzungsverzeichnis

HT WNW	Hochtemperaturwaermenetz
HT-WP	Hochtemperatur-Waermepumpe
JAZ	Jahresarbeitszahl
Komp	Komponenten
KWK	Kraft-Waerme-Kopplung
KWKG	Kraft-Waerme-Kopplungsgesetz
LCOH	Waermegestehungskosten (engl.: levelized cost of heat)
MILP	Gemischt ganzzahlige lineare Programmierung (engl.: mixed-integer linear programming)
NdaV	Netz der allgemeinen Versorgung
NT WNW	Niedertemperaturwaermenetz
NT-WP	Niedertemperatur-Waermepumpe
oemof	Open Energy Modeling Framework
P2H	Power-to-Heat
PEGAS	Pan-Europaeischen Angebot fuer Gasprodukte
PV	Photovoltaik
PV/T	Photovoltaik und Solarthermie
SLK	Spitzenlastkessel
solph	oemof-solph
ST	Solarthermie
STES	Saisonaler thermischer Energiespeicher
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
STTES	Thermische Kurzzeitspeicher
SysStabV	Systemstabilitaetsverordnung
TEHG	Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz
TYNDP	Zehnjaehriger Netzentwicklungsplan (engl.: ten year network development plan)
vNNE	vermiedene Netznutzungsentgelte
WA	Wasseraequivalent
WP	Waermepumpen

Symbolverzeichnis

Indizes

ab	abgeführt	GM	Gesamtmix	start	Startbezug
aus	ausgespeichert	hor	horizontal	th	thermisch
diff	diffus	K	Kollektor	U	Umgebung
bs	Brennstoff	Kond	Kondensator	V	Verluste
dir	direkt	max	maximal	var	variabel
ein	eingespeichert	min	minimal	VL	Vorlauf
el	elektrisch	rel	relativ	VM	Verdrängungsmix
g	global	RL	Rücklauf	wodh	ohne Wärmeauskopplung
gen	geneigt	RG	Rauchgas	zu	zugeführt

Griechische Symbole

Symbol	Einheit	Beschreibung
α_1	–	Hilfskoeffizient 1
α_2	–	Hilfskoeffizient 2
$\alpha_{K,1}$	$\frac{W}{m^2K}$	Linear thermischer Verlustkoeffizienten
$\alpha_{K,2}$	$\frac{W}{m^2K^2}$	Quadratisch thermischer Verlustkoeffizienten
β	–	Stromverlustkennziffer
η	–	Wirkungsgrad
$\eta_{K,0}$	–	Optischen Kollektorwirkungsgrad

Lateinische Symbole

Symbol	Einheit	Beschreibung
A_K	m^2	Kollektorfläche
c_0	–	Offset
c_1	–	Geradensteigung
e	$\frac{\text{€}}{MWh}$	spezifische Einnahmen
E	€	Einnahmen
\dot{E}	MW	Energiestrom
ef	$\frac{kg}{MWh}$	Emissionsfaktor
Em	kg	Emissionen (CO_2 -Äquivalente)
H	MWh	Enthalpie
\dot{H}	MW	Enthalpiestrom
I_0	€	Investitionsausgaben
k	$\frac{\text{€}}{MWh}$	spezifische Kosten
K	€	Kosten
K_0	€	Kapitalwert
$K_{Q, op}$	$\frac{\text{€}}{MWh}$	Wärmebereitstellungskosten
n	a	Nutzungsdauer
P	MW	Leistung
q	–	Diskontierungsfaktor
Q	MWh	Wärme
\dot{Q}	MW	Wärmestrom
\dot{Q}_{kond}	MW	Kondensatorwärmestrom
\dot{q}_S	$\frac{MW}{m^2}$	spezifische Einstrahlung
$\dot{q}_{V, RG}$	–	relative Rauchgasverluste
$\dot{Q}_{V, RG}$	MW	Rauchgasverluste
t	h	Zeit
Y	–	Binärvariablen

1 Einleitung

1.1 Hintergrund

Um das Ziel einer klimaneutralen Energieversorgung zu erreichen, ist die Integration von erneuerbaren Energien unabdingbar. Dies gilt gleichermaßen für alle Energiesektoren und somit auch für die Wärmeversorgung, welche weiterhin durch den Einsatz von fossilen Brennstoffen dominiert ist [1]. In den skandinavischen Ländern haben sich in der Nah- und Fernwärmeversorgung großflächige Niedertemperatursolarthermieranlagen als regenerative Energiequelle bewährt. Integriert in bestehende Versorgungssysteme, erzielen Anlagen auf Basis von Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) und Power-to-Heat (P2H) signifikante Deckungsanteile. Das teils volatile und bedarfsunabhängige solare Dargebot birgt technische und systemische Herausforderungen und Problemstellungen. Deshalb kommen Solarthermiegroßanlagen häufig in Kombination mit thermischen Energiespeichern zum Einsatz. Da der solarthermische Ertrag innerhalb eines Jahres gegenläufig zum Wärmebedarf aufkommt, handelt es sich meist um saisonale Wärmespeicher. [2, 3]. Um den Einsatz solcher multivalenter Anlagen eingehend und insbesondere unter in Deutschland vorherrschenden Randbedingungen zu untersuchen, wurde an der Hochschule Flensburg ein diesem Bericht zugrunde liegendes Projekt im Programm HWT Energie und Klimaschutz durchgeführt, das in Kooperation mit den Stadtwerken Flensburg von der Gesellschaft für Energie und Klimaschutz Schleswig-Holstein gefördert wurde.

1.2 Ziele der Untersuchung

Ziel der vorliegenden Untersuchungen ist es, die Perspektiven eines solarthermisch gestützten Wärmenetzes als Baustein der sektorgekoppelten Wärmewende zu evaluieren. Dabei wird in erster Linie die Integration von Solarthermie (ST) und saisonalen thermischen Energiespeichern (STES) in bestehende Nah- und Fernwärmenetze, respektive solche, die aktuell geplant und umgesetzt werden, betrachtet. Hierfür wird die Perspektive eines Versorgungssystembetreibers eingenommen, um die Umsetzbarkeit solcher Projekte zu evaluieren. Zentrale Bewertungskriterien sind somit ökonomische Kennzahlen, jedoch wird auch die Systemdienlichkeit anhand ökologischer Kennzahlen beurteilt. Für die Belastbarkeit dieser multikri-

teriellen Bewertung werden unterschiedliche Siedlungs- und Versorgungsstrukturen, Anlagenportfolios sowie politischen und ökonomischen Rahmenbedingungen untersucht.

1.3 Methodischer Ansatz

Für eine möglichst ganzheitliche Analyse der Integration von Solarthermie und STES in bestehende Wärmenetze werden eine Reihe von Betrachtungsebenen herangezogen und variiert. Eine Betrachtungsebene bildet die Siedlungsstruktur. Dabei wird zwischen städtischen und ländlichen Wärmeversorgungssystemen unterschieden. Variiert werden hier der Wärmebedarf und das Technologiespektrum des Versorgungssystems. Die allgemeine Zusammenstellung des Anlagenportfolios nach verschiedenen Prinzipien bildet eine weitere Variationsebene. So werden zum einen konventionelle Topologien, die durch fossil befeuerte KWK dominiert werden, betrachtet. Zum anderen werden progressive Systeme mit primärem Fokus auf P2H-Technologien untersucht. Außerdem wird der Grad der Integration von Solarthermie und STES eine zentrale Betrachtungsebene darstellen.

Um die somit definierten Systeme aus betriebswirtschaftlicher Perspektive beurteilen zu können, wird deren Einsatz über eine Betrachtungsperiode von einem Jahr simuliert. Dies erfolgt bei bereits im Voraus bekanntem Wärmebedarf, sodass mit Hilfe einer Einsatzoptimierung der ökonomisch bestmögliche Einsatz aller Versorgungsanlagen ermittelt werden kann. Aus den Ergebnissen sind Aussagen über die wirtschaftliche Attraktivität einzelner Anlagen und des ganzen Versorgungssystems abzuleiten.

Die Einsatzoptimierung – als Minimierungsproblem mit Nebenbedingungen – wird mittels gemischt ganzzahliger linearer Programmierung (MILP von engl: *mixed-integer linear programming*) optimiert. Dazu wird in dieser Untersuchung ein Softwarepaket in der Programmiersprache *Python* verwendet, welches für die Einsatzoptimierung von Energiesystemen und dessen Modellierung entwickelt wurde. Die einzelnen Versorgungsanlagen werden über verschiedene lineare Modelle abgebildet, die individuell parametrisiert werden können. Dazu muss zunächst das charakteristische Betriebsverhalten der einzelnen Versorgungsanlagen in einer kraftwerkstechnischen Simulation auf Komponentenebene ermittelt und für die Optimierung linearisiert werden. Dies erfolgt ebenfalls mit Hilfe eines *Python*-Softwarepakets.

Da die Versorgungssysteme maßgeblich durch politische Rahmenbedingungen und die Wechselwirkung mit der Marktumgebung beeinflusst werden, erfolgt die Untersuchung in verschiedenen Szenarien. Zur Beurteilung des aktuellen Stands wird die Integration zunächst unter historischen Randbedingungen durchgeführt und analysiert. Anschließend folgt die Untersuchung in verschiedenen Szenarien für das Jahr 2030, wobei zum einen das veränderte Gesamtenergiesystem und dessen Folgen und zum anderen konkrete Veränderungen einzelner energiepolitischer und –wirtschaftlicher Parameter betrachtet werden. So werden politische Instrumente und Randbedingungen isoliert behandelt, die die Integration von Solarthermie in den Wärmesektor begünstigen.

2 Technologieauswahl

2.1 Technologiespektrum

Im Rahmen der Untersuchungen dieses Projekts sind die aussichtsreichsten Technologien zur solarthermisch gestützte Nah- und Fernwärmeversorgung auszuwählen, um auf dieser Basis Anlagenkonfigurationen für Wärmeversorgungssysteme zu definieren. Zu den betrachteten Technologien gehören neben der Solarthermie, auf die im nachfolgenden Kapitel gesondert eingegangen wird, verschiedene KWK-Systeme, Systeme auf Basis von P2H, Spitzenlastkessel (SLK) und thermische Energiespeicher. In Abbildung 2.1 ist ein Zusammenspiel der einzelnen Technologien innerhalb der verschiedenen Sektoren dargestellt.

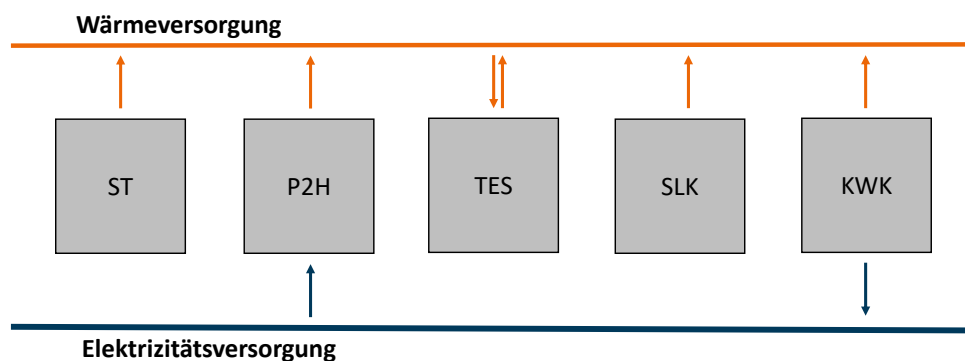


Abb. 2.1: Sektorenkopplung verschiedener Versorgungstechnologien

Bei der Technologiegruppe KWK handelt es sich um eine etablierte Effizienztechnologie zur Wärmebereitstellung. Entsprechende Anlagen wandeln die eingesetzte Energie in thermische und elektrische Energie um und stellen sie jeweils den entsprechenden Versorgungssystemen zur Verfügung [4]. Daraus resultiert in der Regel eine deutlich höhere Effizienz dieser so genannten Heizkraftwerke gegenüber der getrennten Energieerzeugung. Ein weiterer Vorteil ist, dass ein Einsatz in Zeiten mit gleichzeitigem Strom- und Wärmebedarf möglich ist. Beim Ansatz P2H wird elektrische Energie bezogen und diese zur Deckung des Wärmebedarfs in thermische Energie umgewandelt. P2H-Anlagen nutzen idealerweise die aus erneuerbaren Energien erzeugte überschüssige elektrische Energie und vermindern damit die Abregelung entsprechender regenerativer Elektrizitätserzeugung. Dementsprechend kann die durch P2H

2 Technologieauswahl

bereitgestellte Wärme unter entsprechenden Randbedingungen die Wärmebereitstellung mittels fossiler Energieträger substituieren. Was zunächst und vor allem klassischerweise bei der KWK als Flexibilitätsnachteil erscheint, lässt sich jedoch insbesondere mit Hilfe von thermischen Energiespeichern ins Gegenteil wenden. Unter der Voraussetzung, dass bei P2H regenerativ erzeugte elektrische Energie zum Einsatz kommt oder die KWK konventionelle Kraftwerke verdrängt, wird die Sektorenkopplung daher als eines der Schlüsselkonzepte zur Schaffung fortschrittlicher Energiesysteme angesehen [5, 6]. Ergänzend dazu sind ebenfalls Situationen möglich, in welchen die drei Technologien den Wärmebedarf nicht vollständig decken können. Aus diesem Grund wird als weitere Technologiegruppe ein SLK als möglicher Bestandteil in die Anlage zur Wärmeversorgung aufgenommen.

Bei der Auswahl der Versorgungsanlagen ist auf das Technologiespektrum vorangegangener Arbeiten zurückgegriffen worden. In dem Vorgängerprojekt „Elektrizitätsnetzgekoppelte Fernwärmeversorgung 2020“ (ENKF) wurden verschiedene Wärmeversorgungsanlagen verschiedener Technologiegruppen ausführlich analysiert und bewertet [7]. Dort wurden folgenden Technologiegruppen betrachtet:

- Kraft-Wärme-Kopplung
 - KWK mit Verbrennungsmotoren
 - KWK mit Dampfturbinen
 - KWK mit Gasturbinen
 - KWK mit sonstigen Technologien
- Power-to-Heat
 - Kompressionswärmepumpen
 - Elektrische Widerstandsheizung
 - Elektrodenheizkessel
- Thermische Speicher
 - Sensible Wärmespeicherung
 - Latente Wärmespeicherung
 - Thermochemische Wärmespeicherung
- Spitzenlastkessel

Die Vorauswahl der zu betrachtenden Versorgungstechnologien erfolgt hier in Würdigung der in [7] gesammelten Erkenntnisse und mit Blick auf die zu versorgenden Strukturen ad hoc. Dabei liegt bei der Auswahl der verschiedenen Versorgungsanlagen ein besonderer Fokus auf deren Leistungsbereiche respektive Kapazitäten und deren Verfügbarkeit in städtischen und ländlichen Regionen. In Tabelle 2.1 sind die untersuchten Technologien hinsichtlich dieser Bewertungskriterien abgebildet.

Tab. 2.1: Übersicht der untersuchten Wärmeversorgungstechnologien

Technologie	Anlagentyp	Leistungsbereich / Kapazitäten	Verfügbarkeit
KWK	Gas- und Dampfkraftwerk	50 MW - 600 MW	Stadt
	Gegendruckturbine	500 kW - 800 MW	Stadt
	Blockheizkraftwerk	5 kW - 10 MW	Stadt / Land
P2H	Kompressionswärmepumpe	100 kW - 25 MW	Stadt / Land
	Elektrodenheizkessel	1 MW - 90 MW	Stadt / Land
TES	Saisonale Speicher	12h - Monat	Stadt / Land
	Kurzzeitspeicher	ca. 1 Tag	Stadt / Land
SLK	Gasheizkessel	0,5 MW - 20 MW	Stadt / Land

Für die zu untersuchenden Wärmeversorgungssysteme kommen das Kombiniertes Gas- und Dampfkraftwerk (GuD) mit Entnahmekondensation, die Gegendruckturbine (GDT) und das motorisches Blockheizkraftwerk (BHKW) in Frage. Aufgrund von hohen Leistungsbereichen mit bis zu 600 - 800 MW ist ein Einsatz von GuD und GDT nur für urbane Strukturen geeignet. Mit einem deutlich kleineren Leistungsbereich von 5 kW - 10 MW werden BHKW vorrangig in ländlichen Regionen eingesetzt, können aber auch in urbanen Versorgungsstrukturen verwendet werden. In diesem Projekt bilden neben dem einfachen Elektrodenheizkessel (EHK) Wärmepumpen (WP) die zentralen P2H-Technologien, die sowohl in städtischen als auch in ländlichen Versorgungsstrukturen eingesetzt werden können. Für die Konzeptionierung der Anlagen zur Wärmeversorgung werden daher Wärmepumpen eher in der Grundlast eingesetzt und Elektrodenheizkessel typischerweise in der Spitzenlast betrieben. Zur Flexibilisierung der Versorgungsanlagen werden mit Wasser gefüllte Pufferspeicher als thermische Kurzzeitspeicher (STTES) verwendet. Die Integration der Solarthermie werden durch saisonale thermische Energiespeicher begünstigt. Ergänzt wird das Technologiespektrum durch einen gasbetriebenen Heizkessel, welche einen konventionellen Ansatz zur Deckung der Spitzenlasten bietet.

2.2 Solarthermie

In solarthermischen Kollektoren wird ein Arbeitsfluid, welches sich innerhalb eines Absorbers befindet, durch solare Einstrahlung erwärmt. Dieses Prinzip ist technisch durch verschiedene Bauarten umzusetzen. Grundsätzlich wird die Solarthermie nach der Temperatur des erwärmten Arbeitsfluids in Nieder- und Hochtemperaturesolarthermie eingeteilt [8]. Hochtemperaturanlagen werden meist zur Bereitstellung von Wärme innerhalb eines Wärme-Kraft-Prozesses zur Erzeugung von elektrischer Energie eingesetzt.

2 Technologieauswahl

In Nah- und Fernwärmenetzen zur Gebäudeversorgung werden geringere Vorlauftemperaturen benötigt, sodass hier ausschließlich Niedertemperatursolarthermie in Frage kommt [9]. Deshalb werden lediglich diese im Rahmen des Projekts betrachtet.

Gängigerweise werden die verschiedenen Kollektortypen nach der Konzentration der eintreffenden Solarstrahlung kategorisiert. Es wird nach nicht-konzentrierender und konzentrierender Solarthermie und sonstigen Systemen unterschieden. Etablierte Systeme der ersten Kategorie sind die Flach- und die Vakuumröhrenkollektoren. Flachkollektoren sind die am weitesten verbreitete Kollektortechnologie und werden in Dänemark fast ausschließlich eingesetzt [10], so auch bei der weltweit größten Solarthermieanlage in Silkeborg [11]. Sie besitzen eine einfache Bauweise und sind dementsprechend kostengünstig. In der Regel bestehen sie aus einer hinter einer Glasscheibe angebrachten Absorberplatte, an dessen Rückseite sich die Arbeitsfluidrohre befinden. Die simple Bauweise ermöglicht einen hohen optischen Wirkungsgrad, jedoch gehen damit auch höhere thermische Verluste einher (vgl. Tabelle 2.2). Der Gesamtkollektorwirkungsgrad ist oftmals etwas geringer als der anderer Kollektortypen [12, 8].

Die vor allem in Deutschland verbreiteten Vakuumröhrenkollektoren sind die zweit häufigsten eingesetzte Kollektortechnologie und etwas komplexer aufgebaut als die Flachkollektoren. Die Absorber sind in Form von Rohren koaxial innerhalb von evakuierten Glasröhren integriert, um einen möglichst geringen Wärmeübergang an die Umgebung zu ermöglichen. Die Bauweise weist zwar höhere optische Verluste auf (vgl. Tabelle 2.2), aber der Gesamtkollektorwirkungsgrad übersteigt meist den von Flachkollektoren. Dies geht aber mit höheren Kollektorkosten einher [12, 8].

Die einzig relevante Kollektortechnologie der konzentrierenden Niedertemperatursolarthermie sind *Compound Parabolic Concentrator*-Kollektoren (CPC-Kollektoren). Dabei handelt es sich um eine Nischentechnologie, die ähnlich aufgebaut ist wie Vakuumröhrenkollektoren. Ähnlich wie bei Parabolrinnenkollektoren werden aber zusätzlich Parabolspiegel eingesetzt, um die eintreffende Solarstrahlung auf das Absorberrohr zu konzentrieren. Somit lassen sich auch für den Niedertemperaturbereich höhere Vorlauftemperaturen erzielen. CPC-Kollektoren werden nur vereinzelt in Deutschland eingesetzt, jedoch verwendet die größte deutsche Solarthermieanlage in Senftenberg Kollektoren diesen Typs. Die Verluste und der Gesamtwirkungsgrad von CPC-Kollektoren sind denen von Vakuumröhrenkollektoren sehr ähnlich. Die zusätzlichen Parabolspiegel und die meist höheren Arbeitsfluidtemperaturen äußern sich jedoch in höheren Kosten [12, 8].

Eine den sonstigen Systemen zuzuordnende Kollektortechnologie ist der hybride Photovoltaik und Solarthermie Kollektor (PV/T-Kollektor). Dabei handelt es sich um Photovoltaik-Kollektoren (PV-Kollektor) mit aktiver Kühlung, wodurch eine kombinierte Bereitstellung von elektrischer und thermischer Energie möglich ist. Die aufgrund der Kühlung verminderte Kollektortemperatur steigert dabei den elektrischen Wirkungsgrad des PV-Kollektors. Diese Hybridsysteme sind jedoch noch Gegenstand der Forschung. Die erzielbaren Vorlauftemperaturen sind außerdem zu gering für die direkte Nutzung innerhalb von Wärme-

Tab. 2.2: Anhaltswerte für optischen Wirkungsgrad $\eta_{K,0}$, linearen therm. Verlustkoeffizienten α_{K1} und quadratischen therm. Verlustkoeffizienten α_{K2} [8]

Kollektortyp	$\eta_{K,0}$	α_{K1} in $\frac{W}{m^2K}$	α_{K2} in $\frac{W}{m^2K^2}$
Flachkollektor (Einfachverglasung, nicht-selektiver Absorber)	0,86	6,1	0,025
Flachkollektor (Einfachverglasung, selektiver Absorber)	0,81	3,8	0,009
Flachkollektor (Doppelverglasung, selektiver Absorber)	0,73	1,7	0,016
Vakuümrohrenkollektor	0,8	1,1	0,008

versorgungssystemen, weshalb ein großflächiger Einsatz dieser Kollektortechnologie kurz- bis mittelfristig nicht zu erwarten ist. [12]

Aufgrund der hohen Prävalenz der Flachkollektoren, insbesondere in den skandinavischen Ländern, welche insgesamt Vorreiter für die Einbindung von Solarthermiegroßanlagen in die Wärmeversorgung sind, werden diese für die Untersuchungen im Rahmen des Projekts ausgewählt. Sie sind etabliert und weisen die geringsten Investitionskosten auf.

2.3 Anlagendimensionierung

Zur Dimensionierung der einzelnen Anlagen der verschiedenen Wärmeversorgungssysteme wird ein Auslegungsalgorithmus verwendet. Dafür wird zuerst die sortierte Jahresdauerlinie des Wärmebedarfs erstellt. Nun wird nach Priorisierung der Anlagen einzeln die Dimensionierung vorgenommen. Dabei wird anhand der relativen Minimallast der Anlage für jeden möglichen Nennwärmestrom der erzielbare Deckungsgrad berechnet. Der Anwender gibt dazu einen Zielwert vor und der Algorithmus ermittelt den niedrigst möglichen Nennwärmestrom, der diesen erfüllt. So werden die anfallenden Investitionskosten möglichst gering gehalten. Ist die Dimensionierung einer Anlage abgeschlossen, wird der Jahresdauerlinie der dadurch erfüllte Wärmebedarf subtrahiert und die nächste Iteration mit der nachfolgenden Anlage beginnt. Ein Iterationsschritt dieses Verfahrens wird schematisch in Abbildung 2.2 dargestellt.

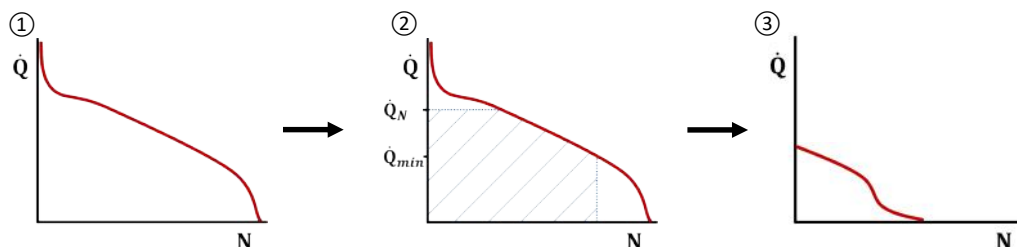


Abb. 2.2: Schema des Dimensionierungsalgorithmus anhand der Jahresdauerlinie

2 Technologieauswahl

3 Bewertungskriterien

3.1 Ökonomische Kriterien

Die ökonomische Bewertung der Wärmeversorgungssysteme hat aus betriebswirtschaftlicher Sicht zu erfolgen. Dazu werden der Kapitalwert und die Wärmegestehungskosten als Bewertungsmetriken herangezogen. Sie sind verbreitete und bewährte energiewirtschaftliche Kenngrößen zur quantitativen Beurteilung und Gegenüberstellung verschiedener Versorgungssysteme (vgl. [13, 14, 7]).

Die Kapitalwertmethode zur Bestimmung des Kapitalwerts (K_0 oder *npv* von engl.: *net present value*) ist ein dynamisches Investitionsrechnungsverfahren. Vereinfacht drückt er quantitativ aus, ob sich eine Investition gegenüber einer einfachen Geldanlage rentiert. Er ist in allgemeiner Form in Gleichung 3.1 dargestellt.

$$K_0 = -I_0 + \sum_{t=1}^{t=n} \frac{(E(t) - K(t))}{q^t} \quad (3.1)$$

Der Kapitalwert ist die Differenz aus den jeweiligen Summen der Barwerte aller Einnahmen $E(t)$ und Ausgaben (Kosten) $K(t)$ innerhalb der Nutzungsdauer n einer Investition, wobei I_0 den Investitionsausgaben (*CAPEX* von engl.: *capital expenditures*) und q dem Diskontierungsfaktor der zu vergleichenden Geldanlage entspricht. Wenn man von einem konstanten jährlichen Einnahmeüberschuss ($E - K$) ausgeht, lässt sich die Gleichung umstellen und mit dem Barwertsummenfaktor (*BWSF*) vereinfachen: [13]

$$K_0 = -I_0 + (E - K) \cdot \frac{q^n - 1}{q^n \cdot (q - 1)} \quad (3.2)$$

$$K_0 = -I_0 + (E - K) \cdot BWSF \quad (3.3)$$

Allgemein ist zu sagen, dass sich eine Investition bei einem positiven Kapitalwert für den Investor rentiert. Bei einem Ergebnis von null wäre es egal, ob das Geld angelegt oder investiert würde. Ist der Kapitalwert negativ, so lohnt sich die Investition aus betriebswirtschaftlicher Sicht nicht. Dies gilt aber nur, unter der Annahme, dass sich die politischen und ökonomischen Randbedingungen im Betrachtungszeitraum nicht ändern, wovon für das jeweils betrachtete Wärmeversorgungssystem vereinfacht ausgegangen wird.

3 Bewertungskriterien

Die Wärmegestehungskosten (*LCOH* von engl.: *levelized cost of heat*) sind ein branchenspezifischer Kennwert zur Beurteilung der Wettbewerbsfähigkeit eines einzelnen Wärmeversorgers, bis hin zu ganzen Versorgungssystemen. Dazu werden alle auftretenden Kosten und Erlöse auf die bereitgestellte Wärme bezogen und diese auf den Betrachtungszeitraum abgezinst. Das ist allgemein in Gleichung 3.4 und für konstanten jährlichen Einnahmenüberschuss in Gleichung 3.5 abgebildet. [13]

$$LCOH = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^{t=n} \frac{A(t) - E(t)}{q^t}}{\sum_{t=1}^{t=n} \frac{Q(t)}{q^t}} \quad (3.4)$$

$$LCOH = \frac{I_0 + BWSF \cdot (K - E)}{BWSF \cdot Q} \quad (3.5)$$

Abschließend werden die Wärmebereitstellungskosten eingeführt. Diese beschreiben – ähnlich wie die *LCOH* – die für die Bereitstellung einer definierten Wärmemenge anfallenden Kosten, jedoch ausschließlich durch den Betrieb (engl.: *operation*, kurz: *op*) der Anlage (vgl. *Grenzkosten*). Es werden also weder Investitionskosten, noch jährliche Verzinsungen in die Kalkulation miteinbezogen. Die Wärmebereitstellungskosten sind für die Einsatzreihenfolge eines Wärmeversorgungssystem mit mehreren Versorgungsanlagen entscheidend. In Gleichung 3.6 ist die Berechnungsvorschrift festgelegt.

$$K_{Q, op}(t) = \frac{K(t) - E(t)}{\dot{Q}(t) \cdot \Delta t} \quad (3.6)$$

3.2 Ökologische Kriterien

Für die ökologische Bewertung der Wärmeversorgungssysteme werden die durch Primär- und Sekundärenergiebezug hervorgerufenen Emissionen berechnet. Diese Kalkulation erfolgt stündlich mit Hilfe von Emissionsfaktoren. Für den Bezug von Brennstoffen in Form von Gas wird für die Untersuchung ein konstanter spezifischer Emissionsfaktor von $201,2 \frac{kg}{MWh}$ angenommen [15]. Für den Emissionsfaktor des Strommixes werden zwei Herangehensweise angewendet:

1. Gesamtmix : Der Gesamtmix der Stromerzeugung wird für die Bewertung der durch Stromproduktion erzeugten Emissionen herangezogen
2. Verdrängungsmix : Lediglich der Verdrängungsmix (fossile Erzeuger) wird für die Bewertung der durch Stromproduktion erzeugten Emissionen herangezogen

Dabei wird die durch die KWK-Anlagen bereitgestellte elektrische Energie und die damit vermiedenen Emissionen in der Stromproduktion den Anlagen gutgeschrieben. Die Argumentation für Verdrängungsmix ist, dass in erster Linie Kraftwerke auf Basis fossiler Brennstoffe und nicht regenerative Energie verdrängt würden und somit der höhere mittlere Emissionsfaktor dieser Kraftwerke angesetzt werden

muss. Die beiden Emissionsfaktoren wurden für das ENKF-Projekt [7] stündlich aus dem realen Strommix [16, 15] berechnet und hier angewendet. Die täglichen Mittelwerte der Emissionsfaktoren des Strommixes sind in Abbildung 3.1 dargestellt. Der mittlere Gesamtmix-Emissionsfaktor liegt bei ca. $537 \frac{\text{kg}}{\text{MWh}}$ (blaue Linie) und der des Verdrängungsmixes bei etwa $739 \frac{\text{kg}}{\text{MWh}}$ (rote Linie). Für den Bezug elektrischer Energie gilt Entsprechendes. Die Berechnungsvorschriften für die bilanziell hervorgerufenen Emission nach beiden Varianten sind in Gleichung 3.7 und Gleichung 3.8 dargestellt.

$$Em_{GM}(t) = H_{\text{Gas}}(t) \cdot ef_{\text{Gas}}(t) + P_{\text{el,Bezug}}(t) \cdot ef_{\text{el,GM}}(t) - P_{\text{el,Prod}}(t) \cdot ef_{\text{el,GM}}(t) \quad (3.7)$$

$$Em_{VM}(t) = H_{\text{Gas}}(t) \cdot ef_{\text{Gas}}(t) + P_{\text{el,Bezug}}(t) \cdot ef_{\text{el,VM}}(t) - P_{\text{el,Prod}}(t) \cdot ef_{\text{el,VM}}(t) \quad (3.8)$$

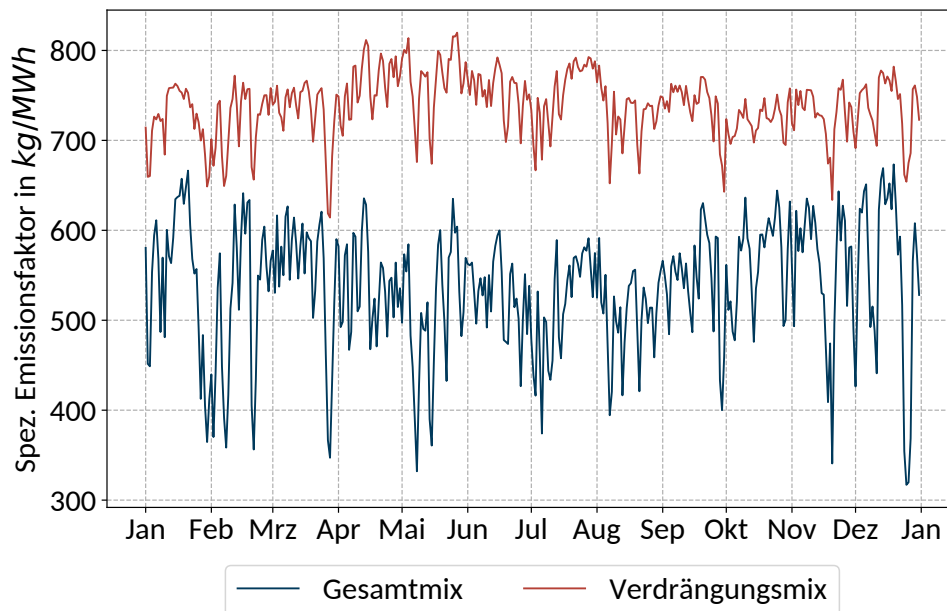


Abb. 3.1: Täglicher Mittelwert der Emissionsfaktoren des Strommixes 2016

3 Bewertungskriterien

4 Modellierung

4.1 Generisches Modell

Zur Durchführung der Untersuchungen wird das in diesem Projekt entwickelte generische Modell zur Abbildung von multivalenten Wärmeversorgungssystemen genutzt. Dieses verwendet zum Erstellen und Lösen der MILP-Probleme das Open Source Python Paket *oemof-solph* (kurz: *solph*), welches das Kernpaket des Open Energy Modeling Framework (*oemof*) ist. *Solph* bietet verschiedene Komponenten zum Modellieren von Versorgungsanlagen, Energiequellen und -senken sowie Speicherkomponenten. Für eine detaillierte Beschreibung der darüber hinaus vorhandenen Funktionen wird an dieser Stelle auf dessen Dokumentation verwiesen [17].

Das durch *solph* generierte Energiesystem wird an das Python Paket *Pyomo* [18] weitergegeben, womit die allgemeine mathematische Formulierung mit einem linearen Gleichungssystem erfolgt. Diese wird an einen sogenannten Löser (engl.: *solver*) übermittelt, mit dem das Problem gelöst wird. In dieser Arbeit wird der kommerzielle Lösungsalgorithmus Gurobi verwendet, welcher kostenlose Lizenzen für akademische Nutzung anbietet [19].

Das generische Modell ist in Abbildung 4.1 schematisch dargestellt. Grundsätzlich tritt Energie über Quellen und Senken (engl.: *Sources & Sinks*) über die Systemgrenzen ein, respektive aus. Diese „fließt“ über Kanten (engl.: *Flows*) zu Knoten (auch *Busse* genannt) oder sogenannte *Transformer*, in denen der Flow verändert wird. Diese Transformer können einfache lineare Transformer oder Transformer mit einem Offset (gemischt-ganzzahlige Komponente) sein. Darüber hinaus gibt es auch komplexere Komponenten, wie die *GenericCHP*, welche verschiedene KWK-Technologien abbilden kann sowie *GenericStorage*, mit denen Energiespeicher modelliert werden.

Kern des sektorkoppelnden Modells sind die Busse. Es gibt ein Elektrizitätsnetzwerk (ENW), ein Gasnetzwerk (GNW) sowie ein Hochtemperatur- und ein Niedertemperaturwärmenetz (HT WNW & NT WNW). Das Hochtemperaturnetzwerk operiert auf der aktuell vorliegenden Vorlauftemperatur des verwendeten historischen Datensatzes (vgl. Abbildung 4.2). Für das Niedertemperaturwärmenetz wird eine konstante Vorlauftemperatur von 70 °C angenommen. Die beiden Netze sind mit einer Wärmepumpe verbunden, welche für den notwendigen Temperaturhub sorgt.

4 Modellierung

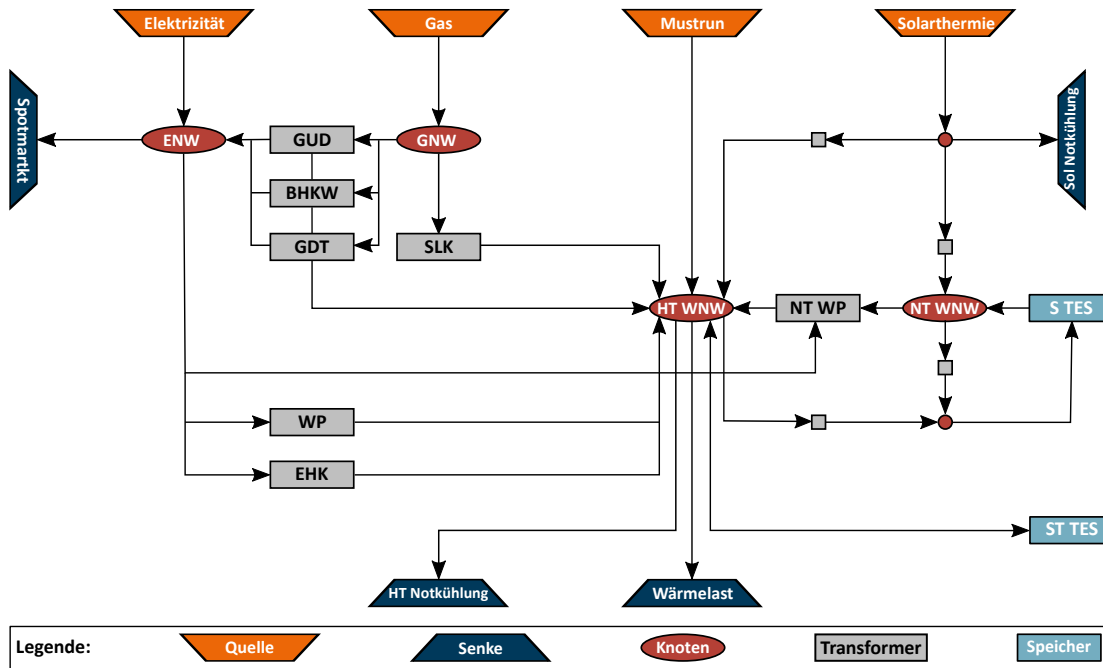


Abb. 4.1: Schema der Struktur des generischen Modells in oemof solph

Zentrale Aufgabe des Versorgungssystems ist die Deckung der Wärmelast. Dazu kann Energie in beliebiger Höhe kostenpflichtig von der Elektrizitäts- und Gasquelle bezogen werden. Die Mustrun-Quelle bildet eine unbeeinflussbar anfallende Wärmequelle ab, wie beispielsweise eine Müllverbrennungsanlage. Des Weiteren gibt es eine Solarthermie-Quelle, dessen Wärme ebenfalls genutzt werden muss. Es kann bei Erstellung des Systems gewählt werden, ob die Solarthermie auf hohem oder niedrigem Temperaturniveau eingesetzt wird. Die genaue Umsetzung dieser Komponente wird in Kapitel 4.5 erläutert.

Mit einem GuD, einem BHKW und einer GDT kann eine Reihe von KWK-Technologien abgebildet werden. Die neben der Wärme bereitgestellte elektrische Energie der KWK-Anlagen kann am Spotmarkt verkauft oder innerhalb des Versorgungssystems genutzt werden. Für P2H-Technologien werden Wärmepumpen sowie EHK modelliert. Im Niedertemperaturnetz kann darüber hinaus ein saisonaler thermischer Energiespeicher eingesetzt werden. Ein deutlich kleiner dimensionierter Puffer-Kurzzeitspeicher ist im Hochtemperaturnetz optional. Um eine mögliche Unlösbarkeit des Problems aufgrund von Wärmeüberschüssen zu vermeiden, gibt es sowohl für die Solarthermie, als auch das Hochtemperaturwärmenetz eine Notkühlung, über die Wärme in beliebiger Höhe aus dem System ausgetragen werden kann.

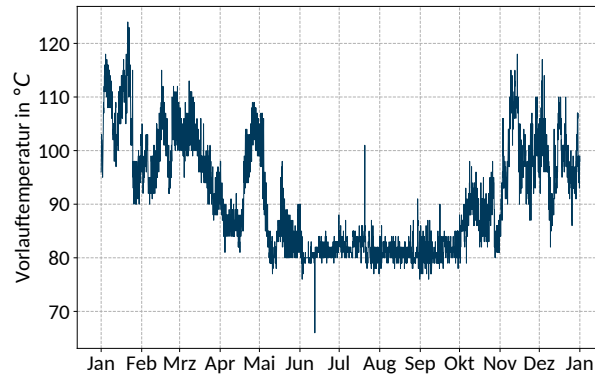


Abb. 4.2: Temperatur im Vorlauf des Flensburger Fernwärmenetzes [20]

Mathematisch ergibt sich die Zielfunktion des generischen Modells in allgemeiner Form wie folgt:

$$\min \left[\sum_t \left(\sum_{\text{Komp}} (K_{\text{Komp}}(t) - E_{\text{Komp}}(t)) \right) \right] \quad (4.1)$$

Dabei werden die durch alle Komponenten (Komp) anfallenden Kosten, sowie erzielten Erlöse für die gesamte Betrachtungsperiode aufsummiert, wobei Kosten positiv und Erlöse negativ bilanziert werden. Wird die Zielfunktion nach Komponentengruppen aufgeschlüsselt, ergibt sich der in Gleichung 4.2 dargestellte Zusammenhang.

$$\begin{aligned} \min \left[\sum_t \left(\sum_{\text{kwk}} (K_{\text{kwk}}(t) - E_{\text{kwk}}(t)) + \sum_{\text{wp}} (K_{\text{wp}}(t) - E_{\text{wp}}(t)) \right. \right. \\ \left. \left. + \sum_{\text{ehk}} (K_{\text{ehk}}(t) - E_{\text{ehk}}(t)) + \sum_{\text{slk}} (K_{\text{slk}}(t) - E_{\text{slk}}(t)) \right. \right. \\ \left. \left. + \sum_{\text{st}} (K_{\text{st}}(t) - E_{\text{st}}(t)) + \sum_{\text{mr}} (K_{\text{mr}}(t) - E_{\text{mr}}(t)) \right. \right. \\ \left. \left. + \sum_{\text{tes}} (K_{\text{tes}}(t) - E_{\text{tes}}(t)) + \sum_{\text{nk}} K_{\text{nk}}(t) \right) \right] \quad (4.2) \end{aligned}$$

Die einzelnen Kosten- und Erlösterme hängen von der Definition der einzelnen Komponenten ab. Vereinfacht sind diese in allgemeiner Form in Gleichung 4.3 und 4.4 dargestellt.

$$K(t) = \dot{E}_{\text{zu}}(t) \cdot \Delta t \cdot (k_{\text{zu}} + k_{\text{var}}) + \dot{E}_{\text{ab}}(t) \cdot \Delta t \cdot k_{\text{var}} + Y_{\text{start}}(t) \cdot k_{\text{start}} \quad (4.3)$$

$$E(t) = P_{\text{ab}}(t) \cdot \Delta t \cdot e_{\text{el}} + \dot{Q}_{\text{ab}}(t) \cdot \Delta t \cdot e_{\text{th}} \quad (4.4)$$

Die durch eine Komponente anfallenden Kosten lassen sich prinzipiell in drei Teilaspekte aufteilen. Zum einen fallen Kosten durch die zugeführte Energie in Form von Elektrizitäts- oder Gaskosten an. Des Weiteren entstehen durch den Betrieb anlagenspezifische variable Kosten. Diese beziehen sich teilweise auf die

abgeführte Wärme oder elektrische Energie, können aber auch auf die zugeführte Energie bezogen sein. Der dritte Kostenfaktor sind die durch Hochfahren der Anlage entstehenden Anfahrts- oder Startkosten, welche mit Hilfe einer Binärvariablen in jedem Zeitschritt entweder anfallen oder eben nicht. Erlöse werden durch die Bereitstellung von Fernwärme erzielt. Darüber hinaus können KWK-Technologie durch die Vermarktung von elektrischer Energie Erlöse am Spotmarkt generieren. Eine genaue Auflistung der Kosten- und Erlösterme der einzelnen Komponenten des generischen Modells ist im Anhang A hinterlegt. Die Annahmen der spezifischen Investitionskosten, sowie der variablen und fixen Betriebskosten aller betrachteten Anlagen sind in Kapitel B.2 im Anhang dargestellt. Die Modellierung der einzelnen Versorgungsanlagen wird in den nachfolgenden Kapiteln ausführlich erläutert.

4.2 Kraft-Wärme-Kopplung

Um die verschiedenen Wärmeversorgungsanlagen in solph abbilden zu können, müssen deren Betriebscharakteristiken bekannt sein und linearisiert werden. Je nachdem welche Komponenten des solph-Baukastens verwendet werden, erfolgt dies auf unterschiedlicher Weise.

Bei den KWK-Technologien werden in solph eine von MOLLENHAUER ET AL. entwickelte Modellierung verschiedener KWK-Anlagentypen verwendet [21]. Diese wurde in Rücksprache mit den Autoren bei der Implementierung in solph von KALDEMEYER ET AL. um drei Nebenbedingungen erweitert (vgl. Gleichung 4.12 bis 4.14), um eine korrekte Abbildung aller möglichen KWK-Technologien zu gewährleisten [7]. Die mathematische Formulierung der *GenericCHP*-Komponente ist nachfolgend dargestellt.

$$\eta_{el, \max, \text{wodh}} = \frac{P_{\max, \text{wodh}}}{\alpha_1 + \alpha_2 \cdot P_{\max, \text{wodh}}} \quad (4.5)$$

$$\eta_{el, \min, \text{wodh}} = \frac{P_{\min, \text{wodh}}}{\alpha_1 + \alpha_2 \cdot P_{\min, \text{wodh}}} \quad (4.6)$$

$$\dot{H}_{bs, \text{kwk}}(t) = Y_{\text{kwk}} \cdot \alpha_1 + \alpha_2 \cdot P_{\text{wodh}}(t) \quad (4.7)$$

$$\dot{H}_{bs, \text{kwk}}(t) = Y_{\text{kwk}} \cdot \alpha_1 + \alpha_2 \cdot (P_{el, \text{kwk}}(t) + \beta \cdot \dot{Q}_{\text{kwk}}(t)) \quad (4.8)$$

$$\dot{H}_{bs, \text{kwk}}(t) \leq Y_{\text{kwk}} \cdot \frac{P_{\max, \text{wodh}}}{\eta_{el, \max, \text{wodh}}} \quad (4.9)$$

$$\dot{H}_{bs, \text{kwk}}(t) \geq Y_{\text{kwk}} \cdot \frac{P_{\min, \text{wodh}}}{\eta_{el, \min, \text{wodh}}} \quad (4.10)$$

$$\dot{H}_{bs, \text{kwk}}(t) \leq P_{el, \text{kwk}}(t) + \dot{Q}_{\text{kwk}}(t) + \dot{Q}_{V, RG, \max}(t) + Y_{\text{kwk}} \cdot \dot{Q}_{\text{kond, min}} \quad (4.11)$$

$$\dot{H}_{bs, \text{kwk}}(t) \geq P_{el, \text{kwk}}(t) + \dot{Q}_{\text{kwk}}(t) + \dot{Q}_{V, RG, \min}(t) + Y_{\text{kwk}} \cdot \dot{Q}_{\text{kond, min}} \quad (4.12)$$

$$\dot{Q}_{V, RG, \max}(t) = \dot{H}_{bs, \text{kwk}}(t) \cdot \dot{q}_{V, RG, \max} \quad (4.13)$$

$$\dot{Q}_{V, RG, \min}(t) = \dot{H}_{bs, \text{kwk}}(t) \cdot \dot{q}_{V, RG, \min} \quad (4.14)$$

Alle als zeitabhängig dargestellten Variablen sind Systemvariablen und somit Zielwerte des Lösungsalgorithmus. Y_{kWK} ist die Status-Binärvariable der Komponente und beschreibt ihren Zustand. Alle anderen Parameter, bis auf die „Alphas“, sind durch den Anwender vorzugeben und ergeben sich aus dem charakteristischen P-Q-Kennfeld der jeweiligen KWK-Technologie.

Zunächst werden mit Gleichung 4.5 und 4.6 die Alpha-Koeffizienten anhand der Betriebspunkte maximaler und minimaler Stromerzeugung bei minimaler Wärmeauskopplung ermittelt. Mit Hilfe dieser Koeffizienten werden in Gleichung 4.7 und 4.8 der allgemeine Zusammenhang zwischen zugeführter Brennstoff-, sowie abgeführter elektrischer und Wärmeleistung beschreiben. Gleichung 4.9 und 4.10 begrenzen den Wertebereich möglicher Lösungen für die Brennstoffzufuhr. Abschließend wird mit Gleichung 4.11 bis 4.14 der Zusammenhang dieser mit auftretenden Rauchgasverlusten und – bei KWK-Technologien mit Dampfprozess – der minimalen Kondensatorleistung beschrieben. Letztere ist im Falle eines BHKW einfach null. [7]

4.2.1 GUD

Eine der wichtigsten konventionellen Versorgungstechnologien, welche auch mittelfristig von hoher Bedeutung für die städtische Wärmeversorgung sein wird, ist das kombinierte Gas- und Dampfkraftwerk [22].

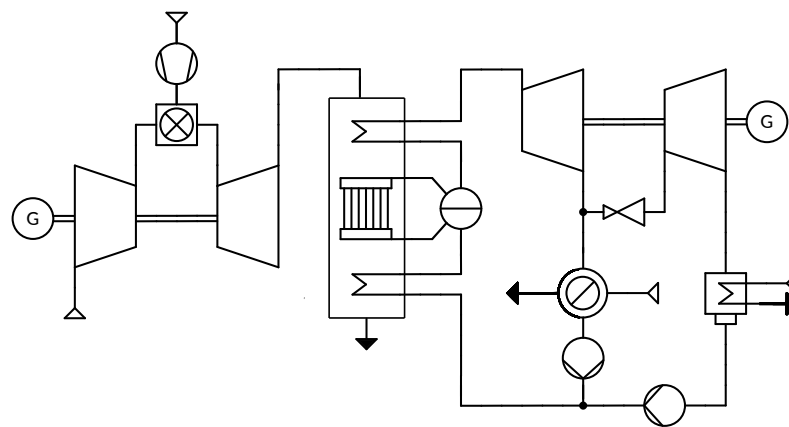


Abb. 4.3: Fließschema des Modells des Gas- und Dampfkraftwerks in TESPpy

Als Grundlage für die benötigten Parameter wird eine Kraftwerkssimulation auf Komponentenebene mit TESPpy herangezogen. Abbildung 4.3 zeigt den schematischen Aufbau des Modells. Eine Voruntersuchung der Modellierung von KWK-Technologien in MILP Problemen und dessen Vorlauf temperaturabhängigkeit wurde von BOYSEN ET AL. durchgeführt [23]. Ergebnis der Analyse ist, dass durch die Abbildung der Temperaturvariabilität lediglich geringfügige Abweichungen in den Ergebnissen der Einsatzoptimierung entstehen. Ein weiteres Ergebnis der Untersuchung ist, dass Änderungen in den regulatorischen Rahmenbedingungen, sowie der Marktumgebung einen deutlich größeren Einfluss auf die Optimierung

4 Modellierung

haben. Dennoch ist eine genauere Abbildung der realen Komponente durch die Implementation der Vorlauf temperaturabhängigkeit zu erwarten, weshalb dies analog zu den Wärmepumpen auch bei der GuD erfolgt. Anhand der gewählten Parameter für die Topologien der GuD auf Komponentenebene werden thermodynamische Kraftwerkssimulationen durchgeführt. Dafür wird ebenfalls ein Open Source Python Paket des oemof Frameworks verwendet. Die Software TESPpy ermöglicht auf Basis numerischer Lösungsverfahren die stationäre Auslegungs- und Teillastsimulation verschiedenster Komponenten [24, 25]. Die Parametrisierung der TESPpy-Modelle ist im Anhang zu finden (vgl. Tabelle B.1).

4.2.2 BHKW

Neben Heizwerken werden in ländlichen Wärmeversorgungssystemen hauptsächlich motorische Blockheizkraftwerke eingesetzt. Es handelt sich um eine weit verbreitete und etablierte Technologie. Als KWK-Technologie sieht die Bundesregierung BHKWs wegen ihrer sektorenkoppelnden und effizienten kombinierten Erzeugung als wichtige Brückentechnologie auf dem Weg zur Klimaneutralität [26]. Das in dieser Arbeit modellierte BHKW setzt Erdgas als Brennstoff ein.

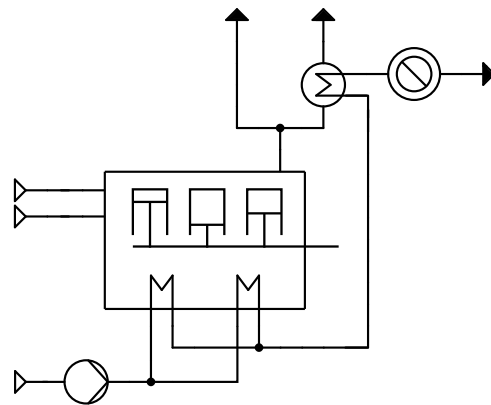


Abb. 4.4: Fließschema des Modells des Blockheizkraftwerks in TESPpy

Als Grundlage für die benötigten Parameter wird erneut eine Kraftwerkssimulation auf Komponentenebene mit TESPpy herangezogen. Abbildung 4.4 zeigt den schematischen Aufbau des Modells. Dabei besitzt TESPpy bereits eine Komponente zur Modellierung eines Verbrennungsmotors, der um eine Rauchgaskühlung mit Bypass erweitert wird. Voruntersuchungen mit dem Modell haben ergeben, dass der Einfluss der veränderlichen Vorlauf temperatur auf die Betriebscharakteristiken des BHKW deutlich geringer ausfällt, als bei den Wärmepumpen. Dennoch ist eine genauere Abbildung der realen Komponente durch die Implementation der Vorlauf temperaturabhängigkeit zu erwarten, weshalb dies analog zu den Wärmepumpen auch beim BHKW erfolgt. Die Parametrisierung erfolgt erneut über die Software TESPpy, dessen Modell im Anhang zu finden ist (vgl. Tabelle B.4).

4.3 Power-to-Heat

Die hier behandelten P2H-Technologien unterscheiden sich in ihren technischen Eigenschaften deutlich voneinander. Daher werden in der Simulation mit solph für die einzelnen Anlagen verschiedene Modellierungsansätze verwendet.

4.3.1 Wärmepumpe

Wärmepumpen werden in Zukunft in der Wärmeversorgung immer mehr an Bedeutung gewinnen [27]. So sind sie in der vierten und vor allem der fünften Generation der Fernwärmeversorgung (4GDH & 5GDH) eine Schlüsseltechnologie [28, 29, 30].

Der thermodynamische Kreisprozess, der einer Wärmepumpe zugrunde liegt, wird maßgeblich durch die Temperaturen der Wärmezu- und -abfuhr charakterisiert. Deswegen wurde in einer vorangegangenen Arbeit die Modellierung von Wärmepumpen in MILP Problemen, insbesondere mit Blick auf die Temperaturabhängigkeit, näher untersucht [31]. Zentrales Ergebnis der verschiedenen Modellierungsansätze vergleichenden Arbeit ist, dass die temperaturabhängige, aufwändiger modellierte Variante die genauesten Ergebnisse erzielt - bei lediglich geringfügig höherer Simulationsdauer.

In dieser Arbeit werden zwei verschiedene Wärmepumpen eingesetzt:

1. Eine Hochtemperatur-Wärmepumpe (HT-WP) im Versorgungsnetz
2. Eine Niedertemperatur-Wärmepumpe (NT-WP), die das Wärmenetz auf niedrigerem Temperaturniveau mit dem Hauptnetz verbindet

Die Hochtemperatur-Wärmepumpe wird in solph mit einem sogenannten *Offset-Transformer* abgebildet. Das heißt, es handelt sich um eine Gerade mit einer gewissen Steigung (c_1), die um einen Offset (c_0) von dem Koordinatenursprung verschoben ist. Somit ist dies nicht mit einer rein linearen mathematischen Abbildung möglich, sondern es handelt sich um eine gemischt-ganzzahlig lineare Komponente. Diese lässt sich in ihrem Betrieb durch die drei Nebenbedingungen in Gleichung 4.15 bis 4.17 charakterisieren. Dabei beschreibt Gleichung 4.15 den Zusammenhang zwischen der zugeführten elektrischen Leistung $P_{el,ht-wp}(t)$ und dem bereitstellbaren Wärmestrom $\dot{Q}_{ht-wp}(t)$. Die nachfolgenden Gleichungen begrenzen die Betriebslinie nach oben und unten. Die Binärvariable $Y_{ht-wp}(t)$ sorgt darüber hinaus dafür, dass die Anlage auch nicht betrieben und somit kein Wärmestrom bereitgestellt werden kann.

$$\dot{Q}_{ht-wp}(t) = c_1 \cdot P_{el,ht-wp}(t) + Y_{ht-wp}(t) \cdot c_0 \quad (4.15)$$

$$P_{el,ht-wp}(t) \leq P_{el,max,ht-wp}(t) \cdot Y_{ht-wp}(t) \quad (4.16)$$

$$P_{el,ht-wp}(t) \geq P_{el,min,ht-wp}(t) \cdot Y_{ht-wp}(t) \quad (4.17)$$

4 Modellierung

Bei der Hochtemperatur-Wärmepumpe kann auf die Modellierung des zuzuführenden Wärmestroms verzichtet werden. Dies ist aber bei der Niedertemperatur-Wärmepumpe nicht der Fall, da sie als Verbindungsglied zwischen den beiden Wärmenetzen fungiert. Außerdem wird der mögliche bereitstellbare Wärmestrom nicht begrenzt, sondern lediglich durch seinen COP charakterisiert (vgl. Gleichung 4.18 und 4.19). Dies ist der Fall, da der maximale Wärmestrom bereits durch die maximal zuführbaren Wärmeströme der Solarthermie und des saisonalen Speichers begrenzt ist.

$$\dot{Q}_{\text{ab, nt-wp}}(t) = COP_{\text{nt-wp}} \cdot P_{\text{el, ht-wp}}(t) \quad (4.18)$$

$$\dot{Q}_{\text{ab, nt-wp}}(t) = \frac{COP_{\text{nt-wp}}}{COP_{\text{nt-wp}} - 1} \cdot \dot{Q}_{\text{zu, nt-wp}}(t) \quad (4.19)$$

Für die Modellierung der Temperaturabhängigkeit der Wärmepumpen wird die Tatsache ausgenutzt, dass die Netztemperaturen für die betrachtete Betriebsperiode bereits bekannt sind (vgl. Abbildung 4.2). So können die benötigten Parameter in thermodynamischen Betriebssimulationen für alle auftretenden Temperaturen ermittelt und nach dem Aufkommen sortiert werden, sodass die beschriebenen Nebenbedingungen für jeden Zeitschritt an die entsprechenden Temperaturen angepasst sind. Da im Datensatz der Stadtwerke Flensburg lediglich die Vorlauftemperaturen stundengenau aufgelöst sind, können auch nur diese in die Modellierung aufgenommen werden.

Die Topologien der beiden Wärmepumpen auf Komponentenebene sind in Abbildung 4.5 schematisch dargestellt. Es handelt sich bei beiden um Wasserwärmepumpen, welche Ammoniak (NH_3) als Kältemittel verwenden. Dies wurde gewählt, da sich das Kältemittel auch für größer dimensionierte Anlagen, sowie hohe Vorlauftemperaturen eignet.

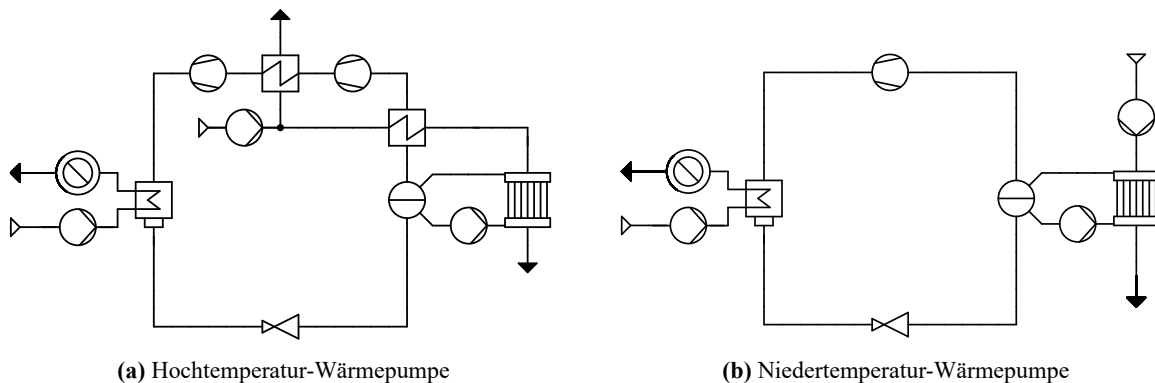


Abb. 4.5: Fließschema der verschiedenen Modelle der Wärmepumpen in TESPpy

Die Hochtemperatur-Wärmepumpe in Abbildung 4.5a besitzt eine etwas komplexere Topologie, als die für das Niedertemperaturnetz in Abbildung 4.5b. Es handelt sich dabei um eine Wärmepumpe mit Überhitzung und zweistufiger, zwischengekühlter Kompression. Als reale Referenzanlage wurde die für das

lokale Fernwärmenetz verwendete Wärmepumpe der Stadtwerke Drammen in Norwegen herangezogen [32]. Als Wärmequelle wird dort Fjordwasser aus einer Tiefe entnommen, bei der die Wassertemperatur über das Jahr relativ konstant bei 8°C verharzt. Dies wird dann vom Kältemedium um 4°C heruntergekühlt. Die Niedertemperatur-Wärmepumpe besitzt lediglich eine einfache Kompression und es findet keine Vorwärmung des Kältemittels statt. Die Temperatur der Wärmezufuhr entspricht der Niedertemperaturnetztemperatur von 70°C . Die Wärmeabgabe erfolgt schließlich bei der in dem Zeitschritt auftretenden Vorlauftemperatur des Fernwärmenetzes.

Anhand der gewählten Parameter für die Topologien der Wärmepumpen auf Komponentenebene werden thermodynamische Kraftwerkssimulationen durchgeführt. Die Parametrisierung der TESPy-Modelle ist im Anhang zu finden (vgl. Tabelle B.7 und Tabelle B.8).

4.3.2 Elektrodenheizkessel

Elektro- oder Elektrodenheizkessel sind weniger verbreitete Technologien und funktionieren über Dissipation elektrischer Energie. Es handelt sich dabei aber um eine technisch deutlich einfachere Anlage als die bisher genannten Versorgungstechnologien. Deshalb wird ein einfacher proportionaler Zusammenhang zwischen zugeführter elektrischer Leistung und bereitstellbarem Wärmestrom angenommen (vgl. Gleichung 4.20 bis 4.22). Dazu eignet sich die *Transformer*-Komponente von solph.

$$\dot{Q}_{\text{ehk}}(t) = P_{\text{el, ehk}}(t) \cdot \eta_{\text{ehk}} \quad (4.20)$$

$$\dot{Q}_{\text{ehk}}(t) \leq \dot{Q}_{\text{max, ehk}}(t) \cdot Y_{\text{ehk}}(t) \quad (4.21)$$

$$\dot{Q}_{\text{ehk}}(t) \geq \dot{Q}_{\text{min, ehk}}(t) \cdot Y_{\text{ehk}}(t) \quad (4.22)$$

4.4 Spitzenlastkessel

Gasbetriebene Spitzlastkessel sind eine weit verbreitete Technologie in der Wärmeversorgung. Genau wie der EHK ist auch der SLK eine vergleichsweise einfache Versorgungsanlage, weshalb sie lediglich mit einem einfachen *Transformer* modelliert wird (vgl. Gleichung 4.23 bis 4.25).

$$\dot{Q}_{\text{slk}}(t) = \dot{H}_{\text{bs, slk}}(t) \cdot \eta_{\text{slk}} \quad (4.23)$$

$$\dot{Q}_{\text{slk}}(t) \leq \dot{Q}_{\text{max, slk}}(t) \cdot Y_{\text{slk}}(t) \quad (4.24)$$

$$\dot{Q}_{\text{slk}}(t) \geq \dot{Q}_{\text{min, slk}}(t) \cdot Y_{\text{slk}}(t) \quad (4.25)$$

4.5 Solarthermie

Die Solarthermie wird im Optimierungsmodell mit einer *source* (Quelle), deren Parameter *fixed* gesetzt ist, abgebildet. So wird die solarthermisch bereitgestellte Wärme dem System immer zugeführt und kann gegebenenfalls über einen Notkühlung wieder entfernt werden. Die Quelle benötigt bereits eine Zeitreihe der Solarthermie, welche folglich in einem Preprocessing zu ermitteln ist.

Als Datengrundlage dafür dient die gemessene horizontale Einstrahlung pro Fläche \dot{q}_S am Standort Schleswig des Deutschen Wetterdiensts [33]. Dieser Datensatz beinhaltet stündliche Werte für die globale und diffuse Einstrahlung. Die Direktstrahlung ist als Differenz der beiden zu berechnen (vgl. Gleichung 4.26).

$$\dot{q}_{S, \text{dir, hor}}(t) = \dot{q}_{S, \text{g, hor}}(t) - \dot{q}_{S, \text{diff, hor}}(t) \quad (4.26)$$

Die horizontale Einstrahlung wird anschließend für den gewünschten Standort unter Berücksichtigung des Sonnenverlaufs auf die geneigte Ebene umgerechnet. Dazu wird der Algorithmus der DIN 5034-2 verwendet [34].

Der Anteil der Kollektoreinstrahlung, der vom Absorber aufgenommen und nicht über Wärmeverluste wieder an die Umgebung abgegeben wird, lässt sich über den Kollektorwirkungsgrad darstellen (vgl. Gleichung 4.27) [8]. Er ergibt sich aus dem Verhältnis des insgesamt nutzbaren Wärmestroms \dot{Q}_K und der auf die geneigte Kollektorfläche A_K auftreffenden Globalstrahlung $\dot{q}_{g, \text{gen}}$.

$$\eta_K = \frac{\dot{Q}_K}{\dot{q}_{S, \text{g, gen}} \cdot A_K} \quad (4.27)$$

Der Wirkungsgrad kann aber auch näherungsweise aus Kollektorkennwerten und der vorherrschenden Betriebs- und Umgebungstemperatur ermittelt werden (vgl. Gleichung 4.28) [8]. Dieser ergibt sich aus dem optischen Kollektorwirkungsgrad $\eta_{K,0}$, welcher lediglich um optische Verluste reduziert ist und idealisiert bei unendlich geringer Temperaturdifferenz zur Umgebung herrscht. Davon subtrahiert werden jeweils ein linearer und ein quadratischer Verlustterm, die die Konvektions- und Strahlungsverluste an die Umgebung annähert.

$$\eta_K = \eta_{K,0} - \alpha_{K1} \cdot \frac{T_K - T_U}{\dot{q}_{S, \text{g, gen}}} - \alpha_{K2} \cdot \frac{(T_K - T_U)^2}{\dot{q}_{S, \text{g, gen}}} \quad (4.28)$$

In Näherung kann die Kolleortemperatur als arithmetischer Mittelwert von Vor- und Rücklaufemperatur angenommen werden (vgl. Gleichung 4.29).

$$T_K \approx \frac{T_{VL} + T_{RL}}{2} \quad (4.29)$$

Bei einer Reihenschaltung von Kollektoren in einem Strang würden rücklaufseitige Kollektoren geringere Kollektortemperaturen und somit höhere Wirkungsgrade aufweisen. Dies gleicht sich aber über die schlechteren vorlaufseitigen Kollektoren über den Strang wieder aus. Für eine bessere Einstrahlungsausbeute, also einen besseren Kollektorwirkungsgrad, wurde sich entschieden die Solarthermieanlage auf einem niedrigeren Temperaturniveau, als das des Hauptnetzes zu betreiben. Dazu wurde die Vorlauf-temperatur von 90 auf 70 °C herabgesetzt und somit die mittlere Kollektortemperatur von 70 auf 60 °C verringert. Mit dem generischen Modell kann aber ebenfalls eine Nutzung der Solarthermie im Hochtemperaturnetz abgebildet werden. Dafür wird dann auch die variierende Vorlauf-temperatur, ähnlich wie bei den Wärmepumpen und dem BHKW, stündlich aufgelöst für die Ermittlung des nutzbaren Wärmestroms herangezogen.

Mit diesen Rahmenparametern und den Kollektorparametern eines gängigen Flachkollektors für Großflächensolarthermieanlagen der Firma Arcon-Sunmark A/S [35] aus der Solar Keymark Datenbank [10] kann nun für jeden Zeitschritt der nutzbare Wärmestrom berechnet werden (vgl. Gleichung 4.30). Für einen Flachkollektor als Kolleorttechnologie wurde sich in dieser Arbeit entschieden, weil sie die deutlich dominierende Technologie weltweit für Großflächensolarthermieanlagen sind [36]. Eine Auflistung der Standort-, sowie der Kollektorparameter ist in Kapitel B.1.3 im Anhang zu finden.

$$\dot{Q}_K(t) = \dot{q}_{S,g,gen}(t) \cdot A_K \cdot \eta_K(t) \quad (4.30)$$

4.6 Thermische Energiespeicher

Um Solarthermie in einem signifikanten Umfang ins Versorgungssystem zu integrieren, muss es eine Möglichkeit der Energiespeicherung geben. Wegen der hohen Saisonalität der solarthermisch bereitstellbaren Wärme, sollte die Speicherung auch über längere Zeiträume möglich sein. Deshalb werden in Großprojekten fast immer große Wasserwärmespeicher mit Solarthermieanlagen kombiniert [36].

Im Optimierungsmodell wird der Speicher mit der *GenericStorage*-Komponente aus *solph* abgebildet. Damit kann in jedem Zeitschritt (wirkungsgradbehafet) Wärme ein- oder ausgespeichert und somit der Speicherstand erhöht oder verringert werden. Außerdem kann über einen relativen Verlustfaktor – bezogen auf den Speicherstand – ein Wärmeverlust an die Umgebung simuliert werden. So ergibt sich der Speicherstand des TES in jedem Zeitschritt wie in Gleichung 4.31 beschrieben. Der minimale und maximale Ein-, sowie Ausspeicherwärmestrom wird ebenfalls in Gleichung 4.32 bis 4.35 festgelegt.

$$Q_{tes}(t) = Q_{tes}(t-1) \cdot (1 - \eta_{rel,tes}) + (\dot{Q}_{ein,tes}(t) \cdot \eta_{ein,tes} - \frac{\dot{Q}_{aus,tes}(t)}{\eta_{aus,tes}}) \cdot \Delta t \quad (4.31)$$

$$\dot{Q}_{ein,tes}(t) \leq \dot{Q}_{ein,max,tes}(t) \cdot Y_{tes}(t) \quad (4.32)$$

$$\dot{Q}_{ein,tes}(t) \geq \dot{Q}_{ein,min,tes}(t) \cdot Y_{tes}(t) \quad (4.33)$$

$$\dot{Q}_{aus,tes}(t) \leq \dot{Q}_{aus,max,tes}(t) \cdot Y_{tes}(t) \quad (4.34)$$

$$\dot{Q}_{aus,tes}(t) \geq \dot{Q}_{aus,min,tes}(t) \cdot Y_{tes}(t) \quad (4.35)$$

Es kann der Initialspeicherstand vorgegeben werden, sowie die Tatsache, ob der Speicherstand am Ende der Betrachtungsperiode wieder den gleichen Wert, wie zu Beginn haben soll. Des Weiteren kann eine minimale Nutzungsdauer vorgegeben werden, sodass auf die Nutzungsart des Speichers Einfluss genommen werden kann. In den hier betrachteten Wärmeversorgungssystemen werden sowohl STES, als auch STTES eingesetzt. Für eine klare Abgrenzung zwischen den beiden Speicherarten wird für den saisonalen Speicher eine Mindestnutzungsdauer von 3 Stunden festgelegt, sodass dieser nicht zum kurzfristigen „Puffern“ von Wärme verwendet wird.

Die Dimensionierung des STES wird in Kapitel 6.3 näher erläutert. Der STTES wird so dimensioniert, dass er für 24 h die Engpassleistung, also den maximal im System anfallenden Wärmebedarf, decken kann. Der Nennwärmestrom des STES ist so definiert, dass er im Sommerquartal mit 8 h Einspeicherung pro Tag vollständig aufgefüllt werden kann. Für den STTES wird ad hoc die Engpassleistung als Nennwärmestrom angenommen.

Für die Speicherverluste wird der oben erwähnte Ansatz der relativen Verluste in Abhängigkeit zum Speicherfüllstand gewählt. Dazu wurden reale Projekte und die dort gemessenen Jahresgesamtverluste herangezogen [37]. Anschließend wurde ein ad hoc angenommener Wert solange angepasst, dass die Jahresgesamtverluste in Relation zur Speicherkapazität in der Größenordnung der realen Anlagen liegen. Ergebnis dieser trial-and-error-Herangehensweise ist ein relativer Wärmeverlust von $0,005 \frac{\%}{h}$. Weitere Parameter der Speicherkomponenten befinden sich für den STES in Tabelle B.11 und für den STTES in Tabelle B.12 im Anhang.

5 Rahmenbedingungen

5.1 Status Quo

Nachfolgend werden die politischen und ökonomischen Randbedingungen der zu untersuchenden Wärmeversorgungssysteme dargelegt. Diese haben maßgeblichen Einfluss auf die Einsatzoptimierung, die Integration der Solarthermie und die des saisonalen thermischen Energiespeichers.

5.1.1 Wärmebedarf

Zentrale Aufgabe von Wärmeversorgungssystemen, wie Nah- und Fernwärmesystemen, ist die Deckung des Wärmebedarfs der Verbraucher. Dieser ist stark durch die Topologie des Versorgungsnetzes geprägt. Die Netztopologie ergibt sich aus der Siedlungsstruktur und der Art der Wärmeabnehmer. Zum Beispiel ergeben sich unterschiedliche Wärmebedarfe bei städtischen im Vergleich zu ländlichen Siedlungsstrukturen. Daraus ergeben sich wiederum unterschiedliche Konstellationen von Versorgungsanlagen, um den jeweiligen Wärmebedarf zu decken.

Als Datengrundlage wird das Flensburger Fernwärmenetz aus dem Jahr 2016 genutzt, wozu Daten über den stündlichen Wärmebedarf, Netztemperaturen, sowie Siedlungsstruktur und Verbraucheranzahl und -art bekannt sind. Dies ist in Abbildung 5.1 dargestellt, wobei Abbildung 5.1a die Zeitreihe des Wärmebedarfs und Abbildung 5.1b das Histogramm der auftretenden Wärmelasten darstellt. [20]

Erfahrungsberichte des Wärmenetzbetreibers haben ergeben, dass sich die Bedarfsstruktur in umliegenden ländlichen Subnetzen, wie beispielsweise in Tarp oder Langballig, nicht deutlich von den Flensburger Daten unterscheiden. Dem entsprechend wird es als zulässig angenommen, den Bedarf anhand der Bevölkerungszahl dieser Orte einfach herunter zu skalieren. Das entspricht einer Reduktion dessen auf 2 % des Bedarfs der Stadt Flensburg.

5.1.2 Fernwärmeerlöse

Die erzielbaren Fernwärmeerlöse berechnen sich typischerweise aus einer Mischkalkulation eines Leistungs- und eines Arbeitspreises und werden jährlich festgelegt. Die Arbeitsgemeinschaft Fernwärme (AGFW)

5 Rahmenbedingungen

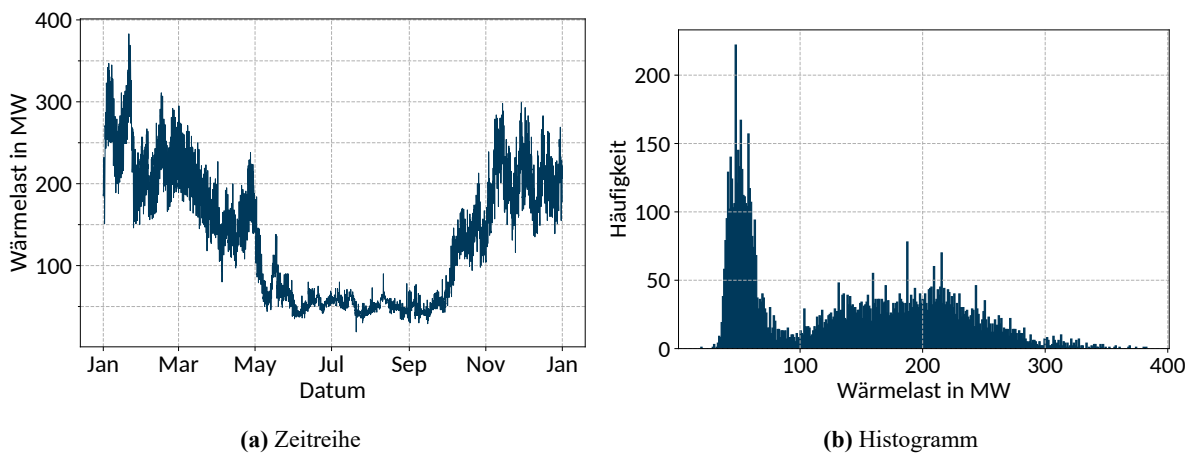


Abb. 5.1: Wärmelast des Fernwärmenetzes der Flensburger Stadtwerke aus dem Jahr 2016 [20]

veröffentlicht die Mischpreise für verschiedene Abnahmefälle für das ganze Bundesgebiet, welche in Tabelle 5.1 für das Jahr 2016 dargestellt sind. Den einzelnen Abnahmefällen liegt eine Jahresnutzungsdauer von $1800 \frac{h}{a}$ zugrunde. Die für das betrachtete Wärmenetz erzielbaren Erlöse können aus einem gewichteten Mittelwert der im Netz auftretenden Abnahmefälle ermittelt werden, aber diese Informationen liegen für das Flensburger Fernwärmenetz nicht vor. Deshalb wird in dieser Ausarbeitung der arithmetischen Mittelwert der Mischpreise verwendet. [38]

Tab. 5.1: Fernwärmeerlöse des Jahres 2016 der AGFW in $\frac{\text{€}}{MWh}$ (Jahresnutzungsdauer je $1800 \frac{h}{a}$) [38]

Abnahmefall	Mischpreis
15 kW	70,92
160 kW	68,68
600 kW	66,16
Arithmetischer Mittelwert	68,59

5.1.3 Strompreise und -erlöse

Preise für den Bezug und die Bereitstellung von elektrischer Energie sind an verschiedenen Stellen der zu untersuchenden Wärmeversorgungssysteme von Bedeutung. Nachfolgend sind die unterschiedlichen Preise und Erlöse in ihren Preisbestandteilen dargelegt.

Strompreise bei Bezug aus dem NdaV

Allgemein bildet sich der Strompreis bei Bezug aus dem Netz der allgemeinen Versorgung (NdaV) aus einem Spotmarktpreis und den anfallenden Abgaben und Umlagen. Diese sind in der Regel individuell

für den Anwendungsfall zu untersuchen, da die Abgaben und Umlagen an spezifische Bedingungen gebunden sind. Da in [5] ein sehr ähnlicher Anwendungsfall vorliegt, ist die Strompreisaufstellung daran angelehnt. Es werden jedoch die für das Jahr 2016 gültigen zugrundeliegenden Gesetzesbestimmungen angewendet. Demnach gilt der Fernwärmeerzeuger bei der Nutzung von elektrischer Energie zur Bereitstellung von Wärme (P2H) als Letztverbraucher. Die anfallenden Abgaben und Umlagen sind in vier Hauptbestandteile einzuordnen:

- EEG-Umlage
- Netzentgelte
- Netzentgeltabhängige Preisbestandteile
- Stromsteuer

Die EEG-Umlage fällt bei Strombezug aus dem NdaV vollständig an und ist in § 61 EEG 2014 definiert. Auch Netzentgelte fallen bei Netznutzung an, wobei eine Reduktion dieser aufgrund von § 19 StromNEV nicht möglich ist. Die netzentgeltabhängigen Preisbestandteile setzen sich aus mehreren Abgaben und Umlagen zusammen, welche nachfolgend aufgelistet sind und ebenfalls in voller Höhe anfallen.

- KWKG-Umlage (§ 9 Abs. 7 KWKG)
- Offshore Haftungsumlage (heute Offshore-Netzumlage) (§ 17f EnWG)
- AbLaV-Umlage (§ 18 Abs. 1 AbLaV)
- StromNEV-Umlage (§ 19 Abs. 2 S. 13-15 StromNEV)
- EinsMan-Kosten (§ 15 Abs. 1 EEG 2014)
- SysStabV-Kosten (§ 10 SysStabV)
- Konzessionsabgaben (§ 48 EnWG, Konzessionsabgabenverordnung)

Als Letztverbraucher fallen bei der Umwandlung von elektrischer in thermischer Energie bei der P2H ebenfalls Stromsteuern an.

Strompreise bei Eigenversorgung ohne Nutzung des NdaV

Bei einer Eigenversorgung mit elektrischer Energie, ohne die Nutzung des NdaV, entfallen sowohl die Netzentgelte als auch die netzentgeltabhängigen Strompreisbestandteile. Da dennoch eine Umwandlung von elektrischer in thermische Energie stattfindet, ist die Stromsteuer auch weiterhin zu entrichten. Die EEG-Umlage entfällt bei Eigenversorgung vollständig, wenn es weder mittelbar noch unmittelbar einen Anschluss ans NdaV gibt. Bei einer Mischung von Eigen- und Fremdbezug ist dies jedoch nicht gegeben, aber es ist unter Voraussetzungen einer Reduktion der Umlage möglich. Diese sind, dass die elektrische Energie von einer nach EU-Richtlinie 2012/27/EU [39] als „hocheffizient“ eingestuften KWK-Anlage mit einem Monats-, bzw. Jahresnutzungsgrad von über 70 % stammt (§ 61c EEG 2014). Ist dies erfüllt, reduziert sich die EEG-Umlage im Jahr 2016 auf 35 %.

5 Rahmenbedingungen

Die Kriterien zur Hocheffizienz, wie zum Beispiel die Fabrikneue der Anlage und Primärenergieersparnisse gegenüber der getrennten Erzeugung von elektrischer Energie und Wärme, werden bei einer Neuanlage als erfüllt angenommen. Voruntersuchungen mit den modellierten KWK-Anlagen haben einen Jahresnutzungsgrad von etwa 80 % ergeben, sodass auch dieses Kriterium höchstwahrscheinlich bei der Einsatzoptimierung erfüllt ist. Dennoch wird dies im Postprocessing der Optimierung überprüft und bei Nichterreichung in voller Höhe angerechnet. Die Strompreisbestandteile bei Fremd- und Eigenbezug sind in Tabelle 5.2 dargestellt.

Tab. 5.2: Strompreisbestandteile nach Bezugsart aus dem Jahr 2016 in $\frac{ct}{kWh}$

Strombestandteile	Fremdbezug	Eigenbezug	Quellen
EEG-Umlage	6,354	2,224	[40, 41, 42]
Netzentgelte	2,06	–	[41]
Netzentgeltabhängige Preisbestandteile	0,26	–	[41]
Stromsteuer	2,05	2,05	[41]
Summe	10,724	4,272	

Stromerlöse

Der Hauptteil der Erlöse für die bereitgestellte elektrische Energie entfällt auf die durch Direktvermarktung erzielten Spotmarkterlöse. Dazu wird eine historische Preiszeitreihe mit stundengenauer Auflösung herangezogen. Es werden die Day-Ahead-Preise der europäischen Strombörse des Jahres 2016 verwendet [16]. Die täglichen Mittelwerte dieser sind in Abbildung 5.2 dargestellt.

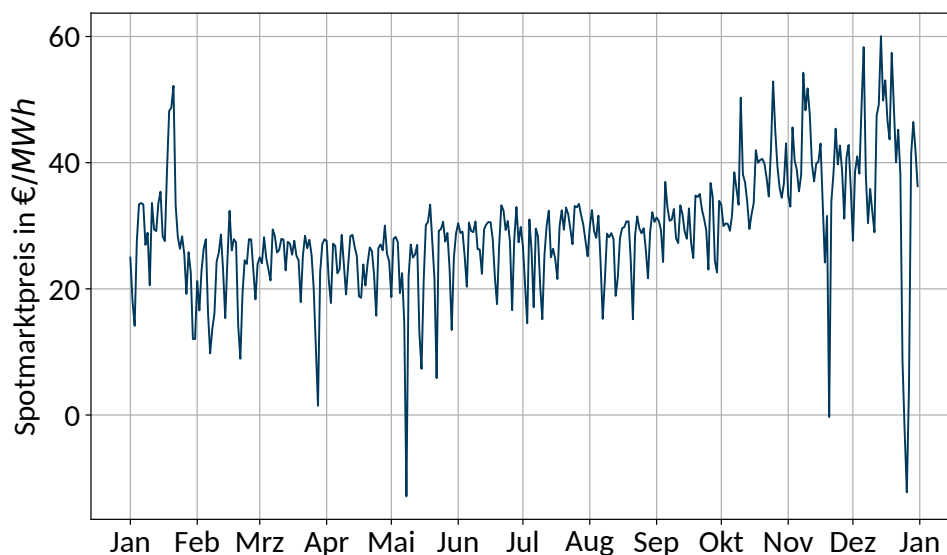


Abb. 5.2: Täglicher arithmetischer Mittelwert des Spotmarkstrompreises des Jahres 2016 [16]

Neben den Spotmarkterlösen kann für Strom aus hocheffizienten KWK-Anlagen zusätzlich ein KWK-Zuschlag ausgezahlt werden. Berechtigte KWK-Anlagen erhalten diesen in Abhängigkeit von ihrer Dimensionierung bei Einspeisung ins NdaV (vgl. § 7 Abs. 1 KWKG 2016). Bei Nichtnutzung des NdaV wird in Ausnahmefällen ebenfalls ein (verminderter) Zuschlag ausgezahlt. Dies ist bei Kleinstanlagen (unter 100 kW el. Leistung), bei Einspeisung in ein geschlossenes Kunden- oder Verteilernetz (bei Entrichtung der vollständigen EEG-Umlage) oder wenn der Betreiber als stromkostenintensives Unternehmen gilt (vgl. § 7 Abs. 2 KWKG 2016). Diese treffen aber auf den betrachteten Anwendungsfall nicht zu.

Die Höhe des KWK-Zuschlags bemisst sich anhand der elektrischen Nennleistung der Anlage über einen gewichteten Mittelwert einzelner Leistungsanteile. Der Zuschlag für verschiedene Leistungsanteile ist in Tabelle 5.3 dargestellt. So vermindert sich der KWK-Bonus mit zunehmender elektrischer Nennleistung zunächst relativ schnell und nähert sich bei großen Anlagen asymptotisch $3,4 \frac{ct}{kWh}$ an. Der KWK-Zuschlag ist auf 30.000 Vollbenutzungsstunden begrenzt. Da für die Ermittlung von ökonomischen Kenngrößen, wie dem Kapitalwert, ein jährlich unveränderter Einsatz angenommen wird, wird der erzielbare Betrachtungsperiode aufgeteilt. Das heißt, dass bei einem Betrachtungszeitraum von 20 Jahren 1.500 Vollbenutzungsstunden pro Jahr mit dem KWK-Bonus vergütet werden können.

Tab. 5.3: Höhe des KWK-Zuschlags bei Einspeisung ins NdaV nach Leistungsanteilen der elektrischen Nennleistung in $\frac{ct}{kWh}$ (§ 7 Abs. 1 KWKG 2016)

Leistungsanteil (kW)	<50	50 - 100	100 - 250	250 - 2.000	> 2.000
KWK-Zuschlag	8	6	5	4,4	3,4

Des Weiteren kann bei Teilnahme am Emissionshandel ein zusätzlicher Zuschlag erzielt werden. Dieser ist aber für die hier betrachteten Wärmeversorgungsanlagen erst ab einer Brennstoffzufuhr von 20 MW bindend (vgl. Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz - kurz: TEHG) und fällt deshalb nicht an. Außerdem ist bei Verdrängung einer Kohle-KWK-Anlage der Kohleersatzbonus möglich, aber auch dafür liegt in dieser Betrachtung keine Berechtigung vor. Abschließend ist der Erhalt einer Zusatzzahlung für vermiedene Netznutzungsentgelte (vNNE) möglich. Diese basiert auf dem Vermeiden von Transformationsverlusten bei Bezug aus Hoch- und Mittelspannungsnetzen durch die lokale Einspeisung ins NdaV und ist nicht zentral festgelegt. Die Höhe des Zuschlags bewegt sich im Bereich von 0,01 bis $1,5 \frac{ct}{kWh}$. Im Sinne der Kontinuität wird in dieser Arbeit auf die im Vorgängerprojekt ENKF getroffene Annahme von $0,7 \frac{ct}{kWh}$ zurückgegriffen [7].

5.1.4 Gaspreise

Ähnlich wie elektrische Energie wird auch Gas an Börsen gehandelt. Wegen der geringeren Volatilität findet dies jedoch nicht in so hoher Frequenz statt. In dieser Ausarbeitung wird der Gaspreisindex (EGIX) vom Pan-Europäischen Angebot für Gasprodukte (PEGAS) der European Energy Exchange (EEX) herangezogen. Dort wird der historische Gaspreis in Deutschland in monatlicher Auflösung abgebildet. Für das zu betrachtende Jahr 2016 ergibt sich der Jahresmittelwert zu $14,13 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$. [43]

5.1.5 Energiesteuer

Beim Einsatz von Kraft- und Brennstoffen fällt die sogenannte Energiesteuer an, was für die Nutzung von gasbefeuerten KWK-Anlagen und Spitzenlastkesseln relevant ist. In § 2 Abs. 3 Ziffer 4 EnergieStG ist festgelegt, dass für Erdgas und gasförmige Kohlenwasserstoffe, die zum Verheizen eingesetzt werden, eine reduzierte Energiesteuer von $5,5 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$ anfällt. Das gilt grundsätzlich sowohl für den SLK, als auch das BHKW. Erfüllt die KWK-Anlage aber die in Kapitel 5.1.3 dargestellten Hocheffizienzkriterien, so liegt ein Steuerentlastungstatbestand vor und die Energiesteuer entfällt vollständig [44].

5.1.6 Handel mit Emissionszertifikaten

Aufgrund der Nutzung von fossilen Energieträgern einiger Wärmeversorgungsanlagen in den zu betrachtenden Systemen kommt grundsätzlich eine Teilnahme am Handel mit Emissionszertifikaten in Frage. So fällt pro eingesetztem fossilen Brennstoff ein zusätzlicher Preis für die Emissionsberechtigungen an. Wie aber bereits zuvor beschrieben, ist eine Teilnahme am Emissionshandel nach TEHG für Wärmeversorgungsanlagen erst ab einer Nennbrennstoffzufuhr von 20 MW bindend. [45]

5.1.7 Förderung für thermische Energiespeicher

Thermische Energiespeicher können im Rahmen der KWK-Förderung des Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) eine Investitionsförderung erhalten. So kann $250 \frac{\text{€}}{\text{m}^3}$ Speichervolumen für maximal 30 % der Gesamtinvestitionshöhe oder 10 Mio. € erzielt werden. Dabei muss es sich aber um einen fabrikneuen Speicher mit einem Volumen über 50 m^3 handeln, der vor dem 31.12.2026 in den Dauerbetrieb genommen wird. Darüber hinaus müssen mindestens 50 % der thermischen Energie aus KWK-Anlagen stammen, wobei sich dieser Wert auf 25 % reduziert, wenn stattdessen Wärme aus erneuerbaren Energien oder industrielle Abwärme genutzt wird. Abschließend ist außerdem das Effizienzkriterium zu erfüllen, dass der Speicher mittlere Wärmeverluste über die Behälteroberfläche von $15 \frac{\text{W}}{\text{m}^2}$ nicht überschreitet. [46, 47]

5.2 Zukunftsszenarien

Neben den historischen werden die Technologien auch unter zukünftigen Rahmenbedingungen eingebunden und bewertet. Aufgrund der inhärent unsicheren Veränderlichkeit der Rahmenbedingungen erfolgt dies szenariohaft. Dabei unterteilen sich die zu untersuchenden Szenarien in zwei verschiedene Arten.

Zum einen sind dies die veränderten Wechselwirkungen mit dem Gesamtenergiesystem aufgrund von klimapolitischen Maßnahmen und einem fortschreitenden Ausbau von erneuerbaren Energien. Konkret geht es um Schattenpreiszeitreihen für den Elektrizitätsmarkt und Brennstoffpreise sowie CO_2 -Preise. Außerdem für die Bewertung von hoher Bedeutung sind die durch den veränderten Energiemix resultierenden Emissionsfaktoren. Eine eigenständige Energiesystemmodellierung wäre zu umfangreich, weshalb auf bestehende Szenarien zurückgegriffen wird. Im Rahmen des vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) geförderten Projekts ANGUS II wurden aufbauend auf dem Netzentwicklungsplan (TYNDP) 2019 und dem TYNDP 2018 Szenarien für die Entwicklung des deutschen und europäischen Energiesystems Szenarien für die Jahre 2030, 2040, und 2050 entwickelt [48]. Für eine kurz- bis mittelfristige Integration sind dafür besonders die 2030er Szenarien von Interesse. Dabei handelt es sich konkret um die Szenarien 2030A, 2030C und 2030C-Climate, welche eine in dieser Reihenfolge aufsteigende Integration von erneuerbaren Energien und höhere Emissionsbepreisung aufweisen. Um die Menge an zu untersuchenden Szenarien überschaubar zu behalten, werden lediglich die beiden Extreme für die Untersuchung herangezogen. Die Rahmenparameter der Szenarien 2030A und 2030C-Climate und zum Vergleich die des historischen Szenarios von 2016 sind in Tabelle 5.4 aufgelistet.

Tab. 5.4: Rahmenparameter der 2030er ANGUS II-Szenarien und des historischen Szenarios

Parameter	Einheit	2030A	2030C-Climate	2016
CO_2 -Preis	$\frac{\text{€}}{t}$	25,00	100,00	4,4
Gaspreis	$\frac{\text{€}}{MWh}$	27,00	26,00	14,14
Mittlerer Strommarktpreis	$\frac{\text{€}}{MWh}$	60,60	121,81	29,98
Mittlerer Emissionsfaktor (GM)	$\frac{t}{MWh}$	0,367	0,224	0,537
Mittlerer Emissionsfaktor (VM)	$\frac{t}{MWh}$	0,679	0,619	0,739

Die Spotmarktpreiszeitreihen als täglicher arithmetischer Mittelwert für die 2030er Szenarien sind in Abbildung 5.3 dargestellt. Dabei werden vereinzelte Ausreißer des 2030C-Climate Szenarios nicht abgebildet, um weiterhin die Lesbarkeit des Diagramms zu gewährleisten. Auch die Tagesmittelwerte der Emissionsfaktoren dieser Szenarien sind abgebildet, wie in Abbildung 5.4 zu erkennen.

Neben den komplexen Wechselwirkungen mit dem Gesamtenergiesystem sind auch konkrete energiepolitische Parameter ein wichtiges Werkzeug zur Steuerung der Entwicklung von Wärmeversorgungs-

5 Rahmenbedingungen

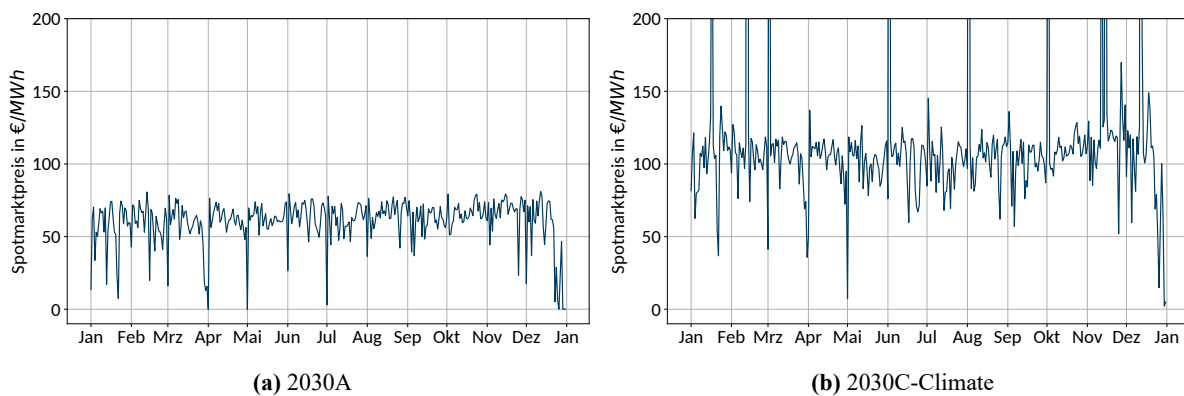


Abb. 5.3: Täglicher Mittelwert des Spotmarktpreises der 2030er Szenarien

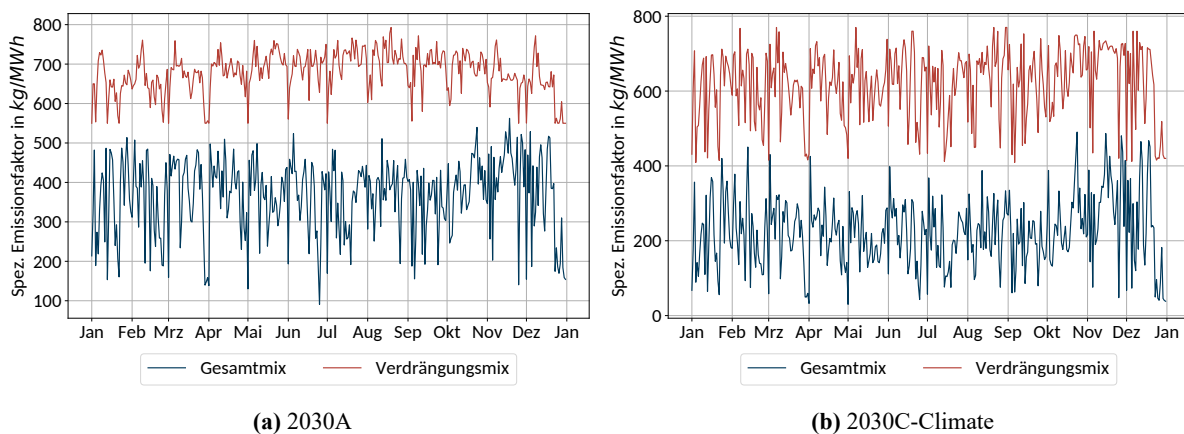


Abb. 5.4: Täglicher Mittelwert der Emissionsfaktoren der 2030er Szenarien

systemen. Durch sie können Anreize geschaffen werden gewisse Versorgungssystem mehr oder weniger einzusetzen. Deswegen wird szenariohaft die Hinzunahme und das Entfallen gewisser Boni und Kosten untersucht. Konkret wird ein eher KWK-zuträgliches Business-As-Usual (BAU) Szenario und ein P2H-förderliches Szenario betrachtet. Im BAU-Szenario bleibt der KWK-Bonus und die zusätzlichen Strompreisbestandteile im Vergleich zum historischen Szenario unverändert. Im P2H-Szenario entfällt hingegen der KWK-Bonus. Des Weiteren entfallen auf den für die Wärmebereitstellung genutzten Strom Abgaben wie die EEG-Umlage und die Stromsteuer, um dies zu fördern, beziehungsweise nicht länger zu pönalisieren. Netzentgelte und netzgeltabhängige Strompreisbestandteile, wie die Konzessionsabgabe, sind bei Strombezug aus dem Netz weiterhin fällig. Bei Einspeisung ins NdaV wird ebenfalls weiterhin der vNNE-Bonus gezahlt. Da die Bundesregierung mit dem Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG) vorsieht, ab 2021 einen nationalen Emissionshandel für alle nicht vom EU-Emissionshandel betroffenen Energiesektoren einzuführen, werden alle betroffenen Versorgungsanlagen in den Zukunftsszenarien in diesen aufgenommen. Dem entsprechend wird im BAU-Szenario in diesen zusätzlich zum leistungsbezo-

genen KWK-Bonus der TEHG-Bonus ausgezahlt (vgl. Kapitel 5.1.3). Eine allgemeine Übersicht zu dem Vorhandensein der Rahmenparameter ist in Tabelle 5.5 dargestellt.

Tab. 5.5: Rahmenparameterszenarien der BAU und P2H Topologie

Parameter	BAU	P2H
KWK-Bonus	ja	nein
TEHG-Bonus	ja	nein
vNNE-Bonus	ja	ja
EEG-Umlage	ja	nein
Stromsteuer	ja	nein
Emissionshandel	ja	ja

Diese Szenarien werden überlagert betrachtet, also immer in Kombination von Energiesystemszenario und Rahmenparameterszenario. Somit ergeben sich zusätzlich zum historischen Szenario vier weitere Zukunftsszenarien. Insgesamt werden also mit den 35 verschiedenen städtischen und 32 ländlichen Anlagenkonstellationen, den zwei Versorgungssystemtopologien und den fünf Szenarien $(35 + 32) \cdot 2 \cdot 5 = 670$ Systeme untersucht.

5.3 Szenario BEW Förderung

Bei stark fortgeschrittener Laufzeit des Projektes wurde bekannt, dass das BMWi eine Richtlinie zur Förderung progressiver Wärmeversorgungssysteme plant. Wegen der hohen Relevanz zum Untersuchungsgegenstand dieses Projekts, werden die dort etablierten politischen Rahmenbedingungen ebenfalls als ein Szenario betrachtet und untersucht. Die „Richtlinie für die Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW)“ wurde am 18.08.2021 im Rahmen eines Entwurfs veröffentlicht und beinhaltet verschiedene Fördermechanismen, die das Ziel haben den Wandel des Wärmesektors hin zur Klimaneutralität zu beschleunigen. Die Förderrichtlinie umfasst mehrere Module, wobei insbesondere das Modul 2 zur „systemischen Förderung“ für die vorliegende Untersuchung von Relevanz ist. Dort werden eine Reihe von Mechanismen zur Investitions- und Betriebskostenförderung verschiedenster Teilkomponenten von Wärmenetzen in Aussicht gestellt. Von besonderer Bedeutung für die Untersuchungen in diesem Projekt sind die in Ziffer 7.1.2 definierten Investitions-, sowie die in Ziffer 7.1.4 beschriebenen Betriebskostenförderungen für Solarthermie und elektrische (Groß-)Wärmepumpen, neben einer Reihe weiterer förderfähigen Anlagen. Für Neubaunetze und die Transformation von Bestandsnetzen können bis maximal 40 % der Investitionskosten (bis zu 50 Mio. € pro Projekt) gefördert werden. Des Weiteren werden Solarthermieanlagen für die ersten zehn Jahre des Betriebs mit $2 \frac{\text{ct}}{\text{kWh}_{\text{th}}}$ gefördert. Für die Festsetzung der Förderhöhe für Betriebs-

5 Rahmenbedingungen

kosten von Wärmepumpen wird eine in Gleichung 5.1 dargestellte Kalkulation herangezogen, welche an dessen Jahresarbeitszahl (JAZ) gekoppelt ist.

$$E_{\text{BEW, wp}} = X - \left(\frac{Y}{2,5} - \frac{Y}{\text{JAZ}} \right) \cdot 0,75 \quad (5.1)$$

Dabei stellen X und Y variable Größen in $\frac{\text{ct}}{\text{kWh}_{\text{th}}}$ dar, die von der EEG-Umlagepflicht abhängen. Bei aktuell geltender EEG-Umlage werden diese auf $X=7$ und $Y=17 \frac{\text{ct}}{\text{kWh}_{\text{th}}}$ festgelegt. Zudem gibt es verschiedene Einschränkungen, wie zum Beispiel die tatsächliche Höhe der Strom-, beziehungsweise Betriebskosten, sowie den Ausschluss von der Förderung der internen Stromnutzung fossiler Kraftwerke. Für die nachfolgende Untersuchung werden ad hoc die mittleren Leistungszahlen über den Bereich der Vorlauftemperaturen als Näherung der JAZ der HT-WP und NT-WP für die Ermittlung der Förderhöhe angenommen. Diese ergeben sich aus der Prozessmodellierung der Anlagen, unabhängig von der im nachfolgenden Kapitel 6 gewählten Dimensionierung. Dabei kommt es voraussichtlich zu einer Überbewertung der Jahresarbeitszahl, da der in Teillast geringer ausfallende COP nicht beachtet wird, was jedoch aufgrund der Berechnungsvorschrift eine Unterschätzung der Betriebskostenförderung nach sich zieht. Somit kommt es nicht zu einer übermäßigen Bevorteilung, aber möglicherweise geringerem Betriebsanreiz.

Für die HT-WP ergäbe sich mit einem mittleren COP von 2,19 eine Betriebskostenförderung von $7,72 \frac{\text{ct}}{\text{kWh}_{\text{th}}}$, welche aber auf die maximalen Förderhöhe von $7 \frac{\text{ct}}{\text{kWh}_{\text{th}}}$ für den vom NdaV bezogenen Strom begrenzt wird. Bei der NT-WP resultiert aus dem mittleren COP von 4,92 eine Betriebskostenförderung von $4,94 \frac{\text{ct}}{\text{kWh}_{\text{th}}}$. Für die jeweiligen Förderungen muss sich mit Machbarkeitsstudien bzw. Transformationsplänen beworben werden, welche den Förderanspruch anhand verschiedener Kriterien beurteilen. Für eine tiefere Auseinandersetzung mit dem Anforderungen wird auf den Entwurf der Richtlinie verwiesen [49].

Auf eine Einordnung wird an dieser Stelle verzichtet, da die nachfolgende Untersuchung lediglich zum Ziel hat, die Wirksamkeit dieser Fördermechanismen zur Integration progressiver Versorgungstechnologien zu beurteilen. Diese Analyse beschränkt sich jedoch auf ausgewählte Versorgungssysteme der vorangegangenen Untersuchungen. Für eine brancheninterne Beurteilung der Förderrichtlinie BEW wird auf die Stellungnahme des Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) verwiesen [50].

Die übrigen politischen und energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen in diesem Szenario entsprechen denen des historischen Szenario (vgl. Kapitel 5.1), da die Implementation der Förderrichtlinie kurzfristig erfolgen soll.

6 Versorgungssysteme

6.1 Städtische Systeme

Bei der Definition der Versorgungssysteme werden zuerst die städtischen Systeme näher betrachtet. Dabei ist eine Auswahl der jeweiligen Topologie für die konventionellen und progressiven Systemen zu treffen. Darauf aufbauend werden anhand des Auslegungsalgorithmus die entsprechenden Dimensionierungen ermittelt. Des Weiteren werden für die komplexen Versorgungsanlagen die jeweiligen Betriebscharakteristiken dargestellt und auf deren Kennzahlen und Parametersätze verwiesen.

6.1.1 Konventionell

Das konventionell zusammengestellte städtische Wärmeversorgungssystem ist in Abbildung 6.1 dargestellt.

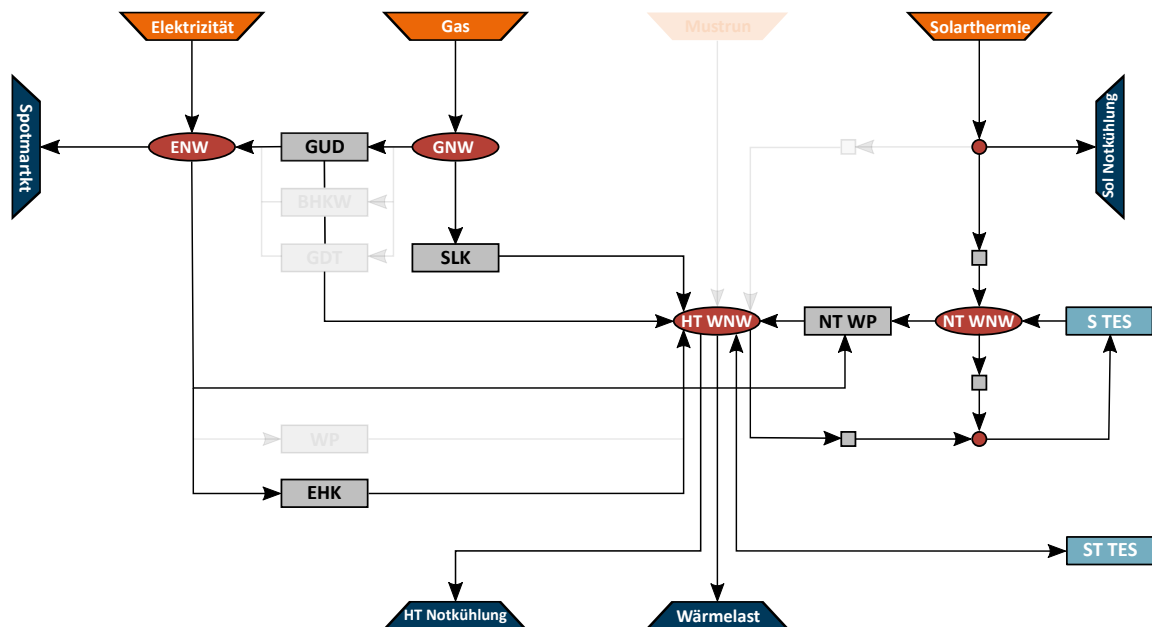


Abb. 6.1: Topologie des städtischen konventionellen Versorgungssystems

Dabei ist es im Vergleich zu vielen Versorgungssystemen bereits recht fortschrittlich, da – neben dem der Redundanz dienenden Spitzenlastgaskessel – lediglich hocheffiziente Gas- und Dampfkraftwerke als fossile Technologien eingesetzt werden. Darüber hinaus besitzt es mit dem Elektrodenheizkessel bereits eine P2H Technologie. Da es hauptsächlich mit fossilen Brennstoffen arbeitet, entspricht es einem modernem konventionellen Wärmenetz.

Für die Dimensionierung der Anlagen wird der Auslegungsalgorithmus aus Kapitel 2.3 eingesetzt. Um eine sinnvolle Dimensionierung zu erhalten, wurden eine Reihe von Kombinationen von Deckungsanteilen der Versorgungsanlagen simuliert. Das Ergebnis dessen ist in Abbildung 6.2 dargestellt.

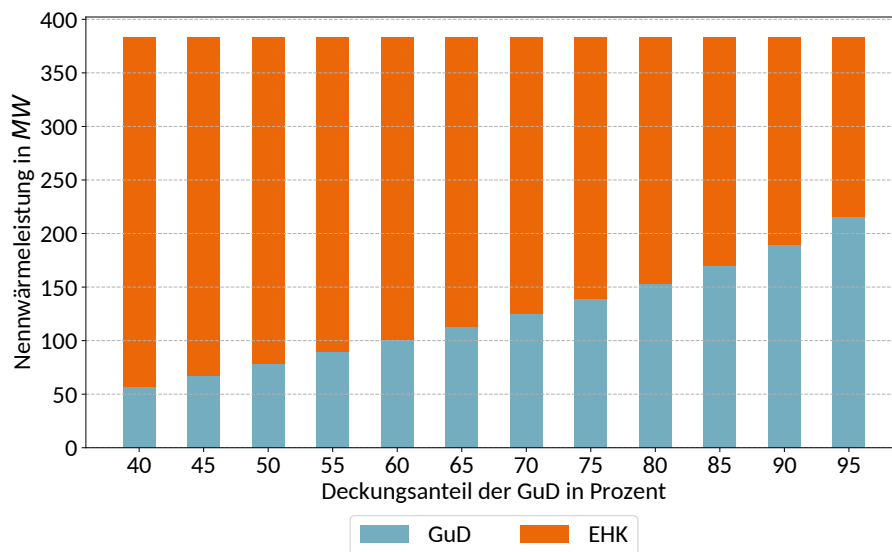


Abb. 6.2: Ergebnisse des Dimensionierungsalgorithmus für das städtische konventionelle Versorgungssystem

Darin ist zu erkennen, dass die GuD-Anlage selbst bei vergleichsweise kleinerer Nennwärmeleistung hohe Deckungsanteile erzielen kann. Dies liegt vor allem an der selten auftretenden, aber hohen Wärmebedarfsspitzen (vgl. Abbildung 5.1). Diese müssen dann vom EHK gedeckt werden können, obwohl sie nur wenige Stunden im Jahr auftreten. Da die Redundanz durch den SLK so groß wird, wie der größte Versorger, wird aus ökonomischen Gründen eine ähnliche Dimensionierung von GuD und EHK gewünscht. Deswegen wird sich für das städtische konventionelle Wärmeversorgungssystem für die Dimensionierung bei einem Deckungsanteilen von 90:10 entschieden. Die Ergebnisse der Dimensionierung sind in Tabelle 6.1 quantifiziert.

Tab. 6.1: Nennleistung der Anlagen im städtischen konventionellen Versorgungssystem (Ergebnis des Dimensionierungsalgorithmus)

Versorgungsanlage	Priorität	Einheit	Wert
Gas- und Dampfkraftwerk	primär	MW	189
Elektrodenheizkessel	sekundär	MW	194
Spitzenlastkessel	Redundanz	MW	194

Aufgrund dieser Dimensionierung wird, wie in Kapitel 4.3 beschrieben, die Kraftwerkssimulation des GuD mit TESPpy für alle Vorlauftemperaturen durchgeführt. Für die Nennvorlauftemperatur von $90\text{ }^{\circ}\text{C}$, sowie die beiden Extremwerte $65\text{ }^{\circ}\text{C}$ und $124\text{ }^{\circ}\text{C}$ sind die Betriebsfelder in Abbildung 6.3 dargestellt. Einige dimensionierungsunabhängige Kennzahlen des GuD sind im Anhang in Tabelle B.2 zu finden. Für $90\text{ }^{\circ}\text{C}$ Vorlauftemperatur ist außerdem exemplarisch ein Parametersatz der *GenericCHP*-Komponente in Tabelle B.3 im Anhang hinterlegt.

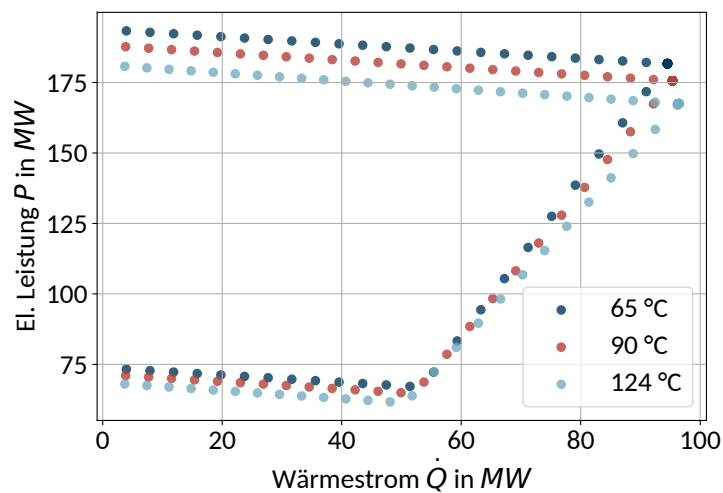


Abb. 6.3: solph Betriebsfeld des GuD im städtischen konventionellen Versorgungssystem bei verschiedenen Vorlauftemperaturen

6.1.2 Progressiv

Im progressiveren Versorgungssystem mit urbaner Siedlungsstruktur wird verstärkt auf P2H-Technologien gesetzt. Dennoch ist, bedingt durch die Größe, in einem städtischen Wärmeversorgungsnetz noch nicht auf die Unterstützung einer GuD-Anlage zu verzichten. Die erarbeitete Topologie des progressiven Systems ist in Abbildung 6.4 schematisch dargestellt. Dabei dient die Wärmepumpe als Primärversorger und wird von der GuD und dem EHK unterstützt, wobei der SLK wieder zur Redundanz dient.

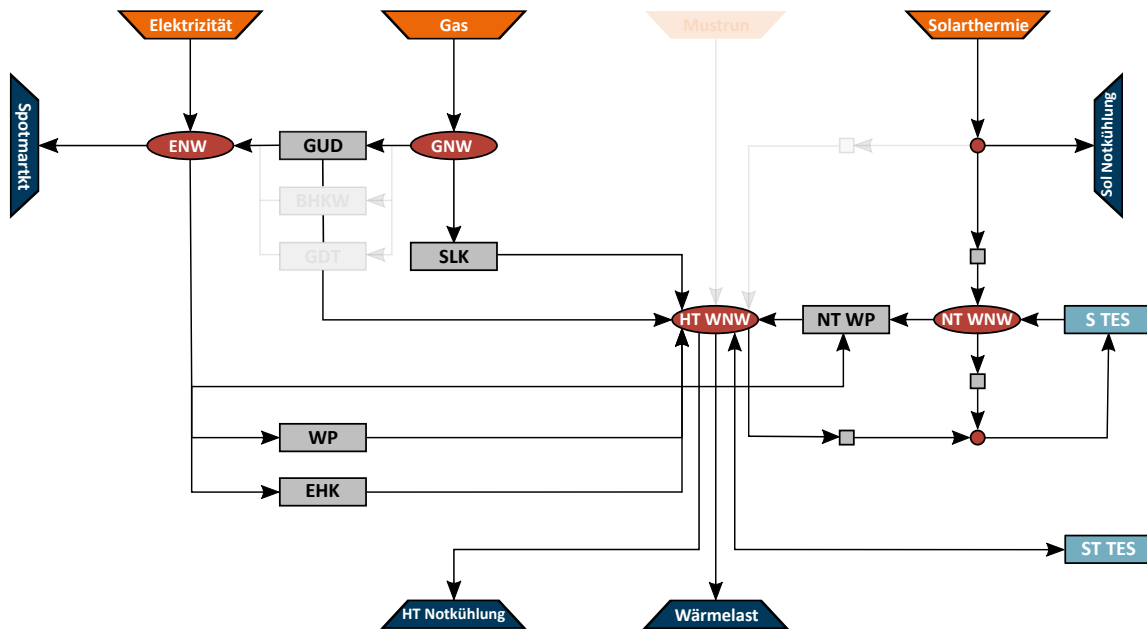


Abb. 6.4: Topologie des städtischen progressiven Versorgungssystems

Erneut wird der im Kapitel 2.3 beschriebene Auslegungsalgorithmus angewendet, woraus die Ergebnisse in Abbildung 6.5 resultieren. Bedingt durch die Erfahrungen aus der vorherigen Dimensionierung, variiert der Deckungsanteil des EHK lediglich von 5 bis 15 %. Für die Wärmepumpe wird das selbe Deckungsanteilintervall betrachtet, wie zuvor im konventionellen System für die GuD. Wegen der minimalen Last von 30 % des Nennwärmestroms konnte aber nur ein Anteil von 80 % erzielt werden.

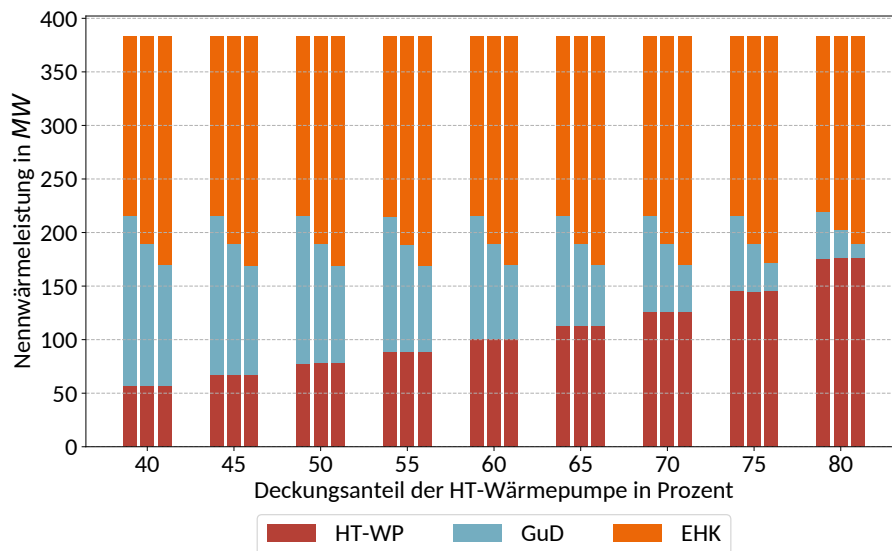


Abb. 6.5: Ergebnisse des Dimensionierungsalgorithmus für das städtische progressive Versorgungssystem

Ergebnis der Analyse ist, dass für dieses System eine Aufteilung von 75:20:5 der Deckungsanteile entschieden worden ist. So ist die Wärmepumpe eindeutig als Primärversorger identifiziert, die GuD bleibt konkurrenzfähig und der EHK wird nicht überdimensioniert. Die Ergebnisse der Dimensionierung sind in Tabelle 6.2 aufgelistet.

Tab. 6.2: Nennleistung der Anlagen im städtischen progressiven Versorgungssystem (Ergebnis des Dimensionierungsalgorithmus)

Versorgungsanlage	Priorität	Einheit	Wert
Wärmepumpe	primär	<i>MW</i>	145
Gas- und Dampfkraftwerk	sekundär	<i>MW</i>	70
Elektrodenheizkessel	sekundär	<i>MW</i>	168
Spitzenlastkessel	Redundanz	<i>MW</i>	168

Auch für die HT-WP werden für alle auftretende Vorlauftemperaturen TESP_y-Simulationen anhand der gewählten Dimensionierung durchgeführt. Ergebnis ist eine Funktionsschar von Offsetgeraden, deren Grenzen in Abbildung 6.6 dargestellt sind. Dabei sinkt der *COP*, da der abgegebene Wärmestrom pro zugeführter elektrischer Leistung mit steigender Vorlauftemperatur sinkt. In Abbildung 6.6 ist ein Knick in den Grenzen des Betriebsfelds zu erkennen. Dies ist darauf zurückzuführen, dass ab einer Vorlauftemperatur von 115 °C die minimale relative Last von 30 % nicht mehr erreicht werden kann und diese von dort aus auf 50 % erhöht wird. Eine Darstellung der *COP* der HT-WP ist in Abbildung B.3 im Anhang zu finden. Auch der *COP* der in beiden Topologien eingesetzte LT-Wärmepumpe ist im Anhang in Abbildung B.4 hinterlegt.

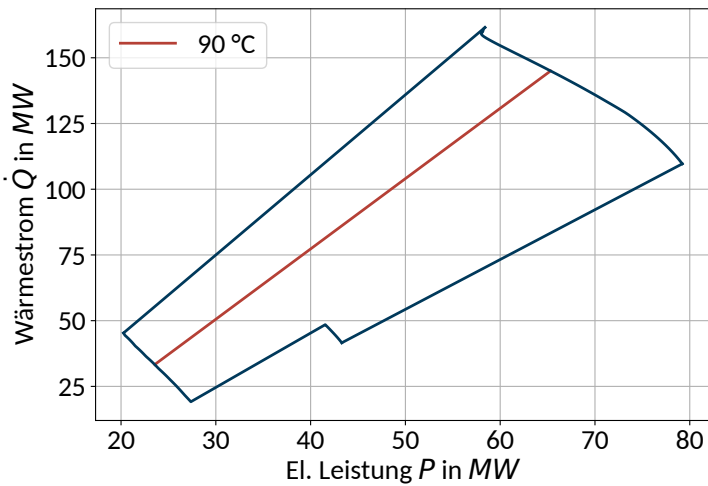


Abb. 6.6: Grenzen der Betriebsgeraden aufgrund der Vorlauftemperaturen und Nenngerade der städtischen HT-Wärmepumpe in solph

Des Weiteren wird erneut die GuD-Anlage für diese Dimensionierung und die Vorlauftemperaturen ausgelegt. Dabei sind die Betriebsfelder wichtiger Vorlauftemperaturen in Abbildung 6.7 dargestellt. Für dimensionierungsunabhängige Kennzahlen der GuD wird wiederum auf Tabelle B.2 im Anhang verwiesen. Außerdem ist auch für diese Dimensionierung ein Parametersatz der solph-Komponente exemplarisch für 90 °C Vorlauftemperatur in Tabelle B.3 im Anhang hinterlegt.

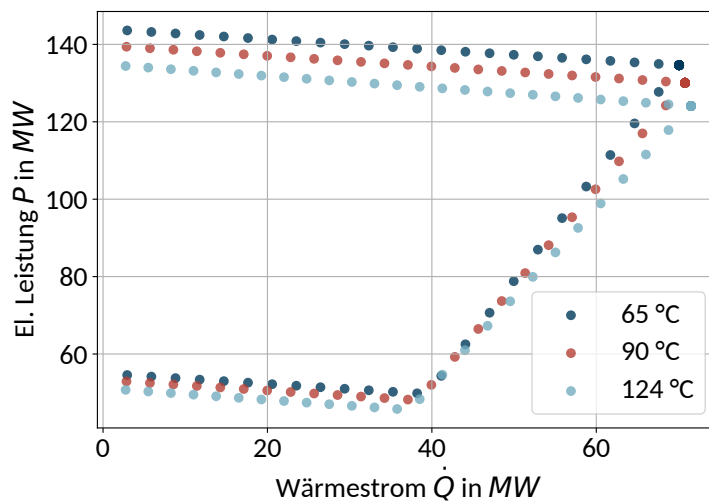


Abb. 6.7: solph Betriebsfeld des BHKW im ländlichen progressiven Versorgungssystem bei verschiedenen Vorlauftemperaturen

6.2 Ländliche Systeme

Im Folgendem werden die ländlichen Versorgungssysteme definiert. Es wird erneut zwischen konventioneller und progressiver Topologie unterschieden und auf die jeweiligen Dimensionierungen eingegangen. Wie in den städtischen Systemen werden die Betriebscharakteristiken der komplexen Versorgungsanlagen dargestellt und es wird auf deren Kennzahlen und Parametersätze eingegangen.

6.2.1 Konventionell

In Abbildung 6.8 ist das konventionell zusammengestellte ländliche Wärmeversorgungssystem dargestellt. Die Hauptversorgungsanlage ist ein motorisches BHKW, wie es in der Regel in ländlicheren Nah- und Fernwärmenetzen der Fall ist. Bereits recht progressiv hingegen ist die Nutzung eines EHK als unterstützende Technologie. Zur Redundanz wird ein einfacher Gaskessel eingesetzt. Da dieses System im Kern auf fossilen Brennstoffen basiert, entspricht es einem modernen konventionellen Wärmenetz.

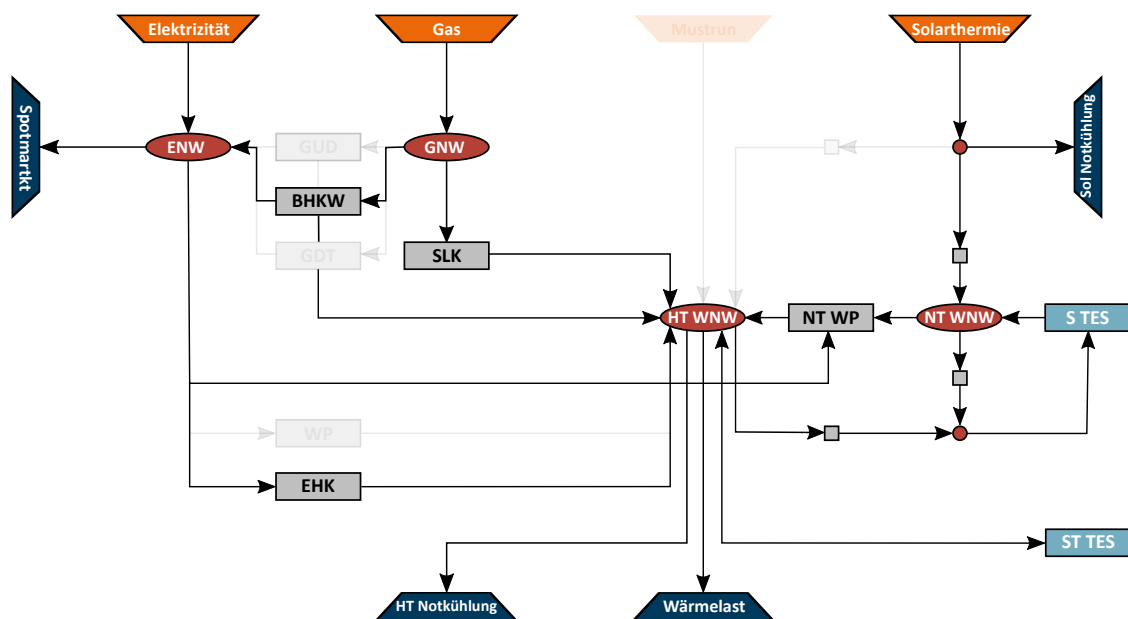


Abb. 6.8: Topologie des ländlichen konventionellen Versorgungssystems

Zur Dimensionierung der einzelnen Anlagen wird erneut der in Kapitel 2.3 beschriebene Algorithmus verwendet. Da eine a priori Festlegung der Deckungsgrade nicht wirklich belastbar zu begründen ist, wurden mit 5 % Schrittweite alle möglichen Konstellationen für das konventionelle System betrachtet. Die Ergebnisse der Dimensionierung sind in Abbildung 6.9 dargestellt. Alle nicht abgebildeten Konstellationen waren nicht lösbar, da Minimallasten der Anlagen dies verhindern.

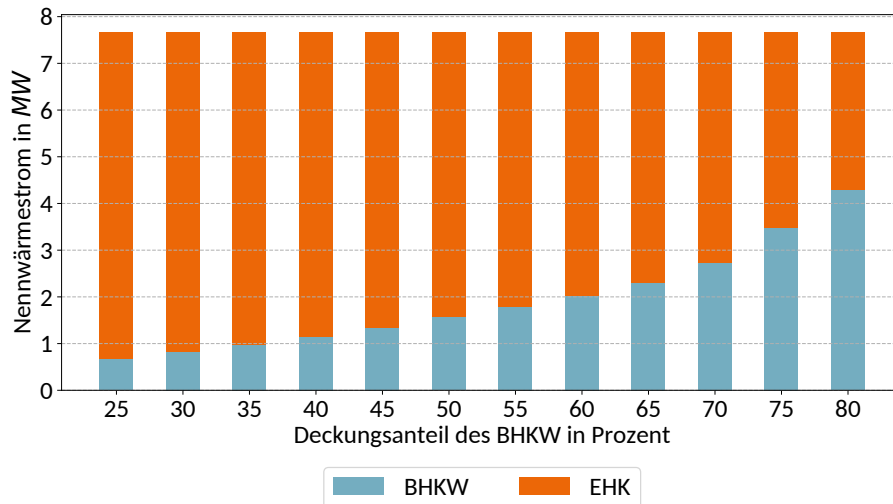


Abb. 6.9: Ergebnisse des Dimensionierungsalgorithmus für das ländliche konventionelle Versorgungssystem

Es ist auch hier zu erkennen, dass das BHKW bereits bei geringer Dimensionierung hohe Deckungsgrade erzielen kann. Dies liegt zum einen an der Grundlast des Wärmenetzes (vgl. Abbildung 5.1b), die einen Großteil des Gesamtbedarfs ausmacht. Darüber hinaus sind die Spitzenlasten aber auch sehr hoch, im Vergleich zum restlichen Bedarf, was einen recht groß dimensionierten Sekundärversorger nötig macht. Um die notwendige Redundanz möglichst gering zu halten, ist es wiederum sinnvoll, die beiden anderen Technologien ähnlich groß zu dimensionieren. Für eine klare Positionierung des BHKW als Primärversorger wird ad hoc die Konstellation mit 80 % Deckungsanteil für das konventionelle System gewählt. Die quantitativen Ergebnisse der Dimensionierung und die daraus resultierende Redundanz sind in Tabelle 6.3 festgehalten.

Tab. 6.3: Nennleistung der Anlagen im ländlichen konventionellen Versorgungssystem (Ergebnis des Dimensionierungsalgorithmus)

Versorgungsanlage	Priorität	Einheit	Wert
Blockheizkraftwert	primär	MW	4,28
Elektrodenheizkessel	sekundär	MW	3,38
Spitzenlastkessel	Redundanz	MW	4,28

Aufgrund dieser Dimensionierung wird, wie in Kapitel 4.2.2 beschrieben, die Kraftwerkssimulation des BHKW mit TESPpy für alle Vorlauftemperaturen durchgeführt. Für die Nennvorlauftemperatur von 90 °C, sowie die beiden Extremwerte 65 °C und 124 °C sind die Betriebsfelder in Abbildung 6.10 dargestellt.

Einige dimensionierungsunabhängige Kennzahlen des BHKW sind in Tabelle B.5 im Anhang zu finden. Für $90\text{ }^{\circ}\text{C}$ Vorlauftemperatur ist außerdem exemplarisch ein Parametersatz der *GenericCHP*-Komponente in Tabelle B.6 im Anhang hinterlegt.

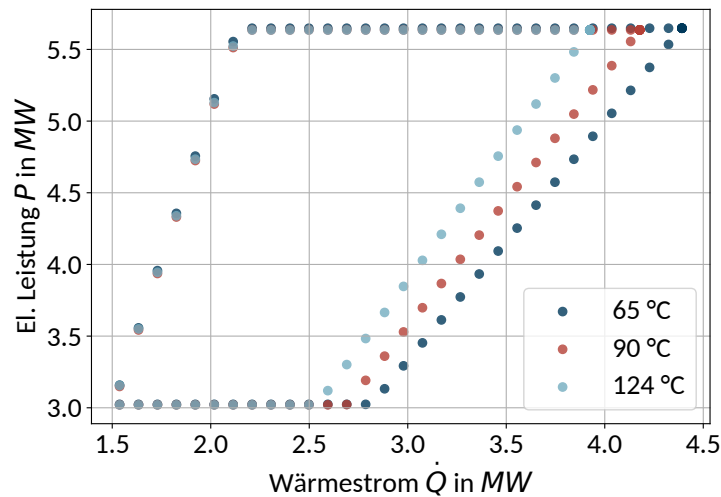


Abb. 6.10: solph Betriebsfeld des BHKW im ländlichen konventionellen Versorgungssystem bei verschiedenen Vorlauftemperaturen

6.2.2 Progressiv

Wie bereits in Kapitel 4.3.1 erwähnt, nehmen Wärmepumpen voraussichtlich in Zukunft eine immer größere Bedeutung in der Wärmeversorgung ein. Folglich ist es sinnvoll, in einem progressiven Versorgungssystem diese als Primärversorger einzusetzen. Dennoch ist kurz- bis mittelfristig nicht zu erwarten, dass BHKWs vollständig aus ländlichen Wärmesystemen verdrängt werden, weshalb eines als Sekundärversorger dienen wird. Da beiden Technologien in ihrer Mindestlast begrenzt sind, ist die Hinzunahme einer dritten Anlage notwendig, um diese Bedarfsfälle abdecken zu können. Da aufgrund der Redundanz in jedem Fall ein SLK eingesetzt wird, übernimmt dieser zusätzlich diesen Anteil. Insgesamt ist das progressive Versorgungssystem aufgebaut, wie in Abbildung 6.11 dargestellt.

Da im progressiven System drei Anlagen gleichzeitig zu dimensionieren sind, ist die Auswertung der Ergebnisse des Algorithmus etwas komplexer. Um nicht übermäßig viele Diagramme zu verwenden, wird in einer Vorauswahl der Deckungsanteil der Wärmepumpe auf 65 % festgelegt. Das ist darin begründet, dass ein Kompromiss aus Positionierung der Wärmepumpe als Hauptversorger, sowie der Konkurrenzfähigkeit des BHKW, getroffen werden kann. Die durch die Vorauswahl reduzierte Ergebnismenge ist in Abbildung 6.12 dargestellt.

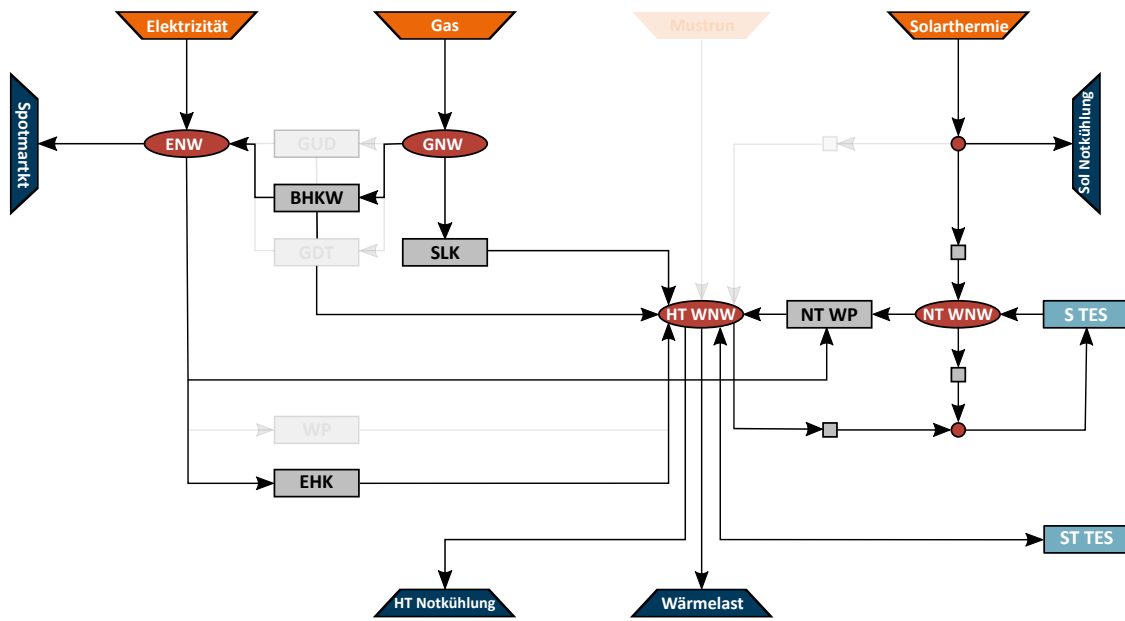


Abb. 6.11: Topologie des ländlichen progressiven Versorgungssystems

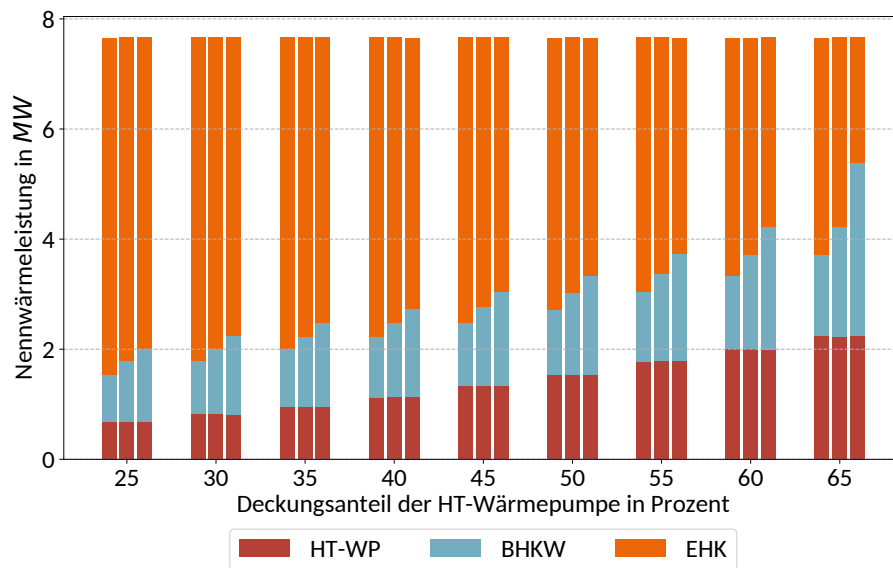


Abb. 6.12: Ergebnisse des Dimensionierungsalgorithmus für das ländliche progressive Versorgungssystem

Die größtmögliche noch lösbare Dimensionierung des BHKW im progressiven System ist 30%. Wie zuvor bei dem konventionellen Versorgungssystem, ist auch hier eine Vermeidung hoher Redundanz und somit hoher Investitionskosten sinnvoll. Bei der Konstellation 65% WP 30% BHKW 5% SLK ist die Dimensionierung relativ ausgeglichen. Alle anderen Konstellationen würden mit größeren SLK und damit

aufgrund des $n-1$ -Kriteriums größerer Redundanz einher gehen. Deshalb wird sich ad hoc für dieses System entschieden. Die daraus resultierende Dimensionierung ist in Tabelle 6.4 quantifiziert.

Tab. 6.4: Nennleistung der Anlagen im ländlichen progressiven Versorgungssystem (Ergebnis des Dimensionierungsalgorithmus)

Versorgungsanlage	Priorität	Einheit	Wert
HT-Wärmepumpe	primär	MW	2,24
Blockheizkraftwerk	sekundär	MW	2,26
Spitzenlastkessel	sekundär & Redundanz	MW	6,32 (2x 3,16)

Anhand der Dimensionierung der HT-Wärmepumpe werden wiederum TESP_y-Simulationen für alle auftretenden Vorlauftemperaturen durchgeführt. Ergebnis ist auch hier eine Funktionsschar von Offsetgeraden, deren Grenzen analog zum städtischen System in Abbildung 6.13 dargestellt sind. Dabei sinkt der abgegebene Wärmestrom pro zugeführter elektrischer Leistung mit steigender Vorlauftemperatur – der COP sinkt. Da ab einer Vorlauftemperatur von 115 °C die minimale relative Last von 30 % nicht mehr erreicht werden kann, wurde diese von dort aus auf 50 % erhöht. Dies ist an dem Knick in den Grenzen des Betriebsfelds in Abbildung 6.13 zu erkennen. Eine Darstellung der COP der HT-WP ist in Abbildung B.3 im Anhang zu finden. Auch der COP der in beiden Topologien eingesetzte LT-Wärmepumpe ist im Anhang in Abbildung B.4 abgebildet.

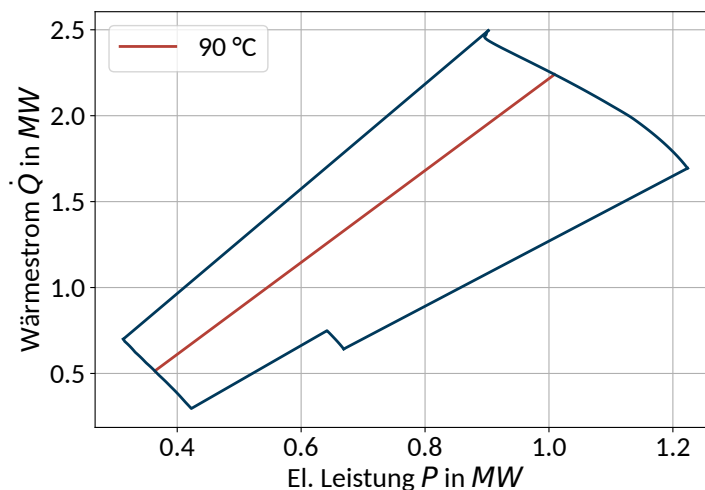


Abb. 6.13: Grenzen der Betriebsgeraden aufgrund der Vorlauftemperaturen und Nenngerade der ländlichen HT-Wärmepumpe in solph

Des Weiteren wird erneut das BHKW für diese Dimensionierung und die Vorlauftemperaturen ausgelegt. Dabei sind wieder die Betriebsfelder wichtiger Vorlaufemperaturwerte in Abbildung 6.14 dargestellt. Für dimensionierungsunabhängige Kennzahlen des BHKW wird erneut auf Tabelle B.5 im Anhang verwiesen. Außerdem ist auch für diese Dimensionierung ein Parametersatz der solph-Komponente exemplarisch für 90 °C Vorlauftemperatur in Tabelle B.6 im Anhang hinterlegt.

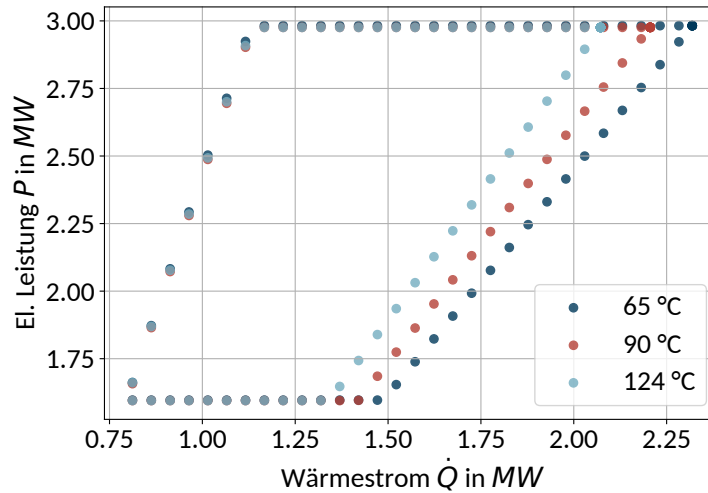


Abb. 6.14: solph Betriebsfeld des BHKW im ländlichen progressiven Versorgungssystem bei verschiedenen Vorlauftemperaturen

6.3 Integration von Solarthermie und saisonalen Energiespeichern

Das Ziel dieser Arbeit ist die Untersuchung der Integration von Solarthermie und saisonalen thermischen Energiespeichern. Diese systematische Untersuchung dient der Analyse der Einflüsse dieser Technologien auf und die Wechselwirkungen mit dem bestehenden Wärmeversorgungssystem und den energiepolitischen und -wirtschaftlichen Rahmenbedingungen. Da es sich in dieser Untersuchung nicht um eine Auslegungsoptimierung handelt, muss dies mit einer angemessenen „Auflösung“ erfolgen, um gegebenenfalls auftretende lokale Extrema der Bewertungskriterien zu erfassen. Dem entgegen steht der stark ansteigende Rechenaufwand bei zunehmender Anzahl an zu untersuchenden Systemen. Es ist ein sinnvoller Kompromiss der konfliktären Zielgrößen der Ergebnisgenauigkeit und des Rechenaufwands zu ermitteln.

Zuerst wird das Untersuchungsintervall der Solarfeldgröße festgelegt, da die Solarthermie Hauptaugenmerk dieser Arbeit ist. Grundsätzlich ist es sinnvoll einen Referenzfall ohne Solarfeld zu untersuchen, um Aussagen über den Erfolg der Integration dieser treffen zu können. Danach wird die Solarfeldgröße

bis zu einem bestimmten Wert schrittweise erhöht. In Abbildung 6.15 sind die theoretisch erzielbaren solaren Deckungsgrade bei verschiedenen Solarfeldgrößen dargestellt.

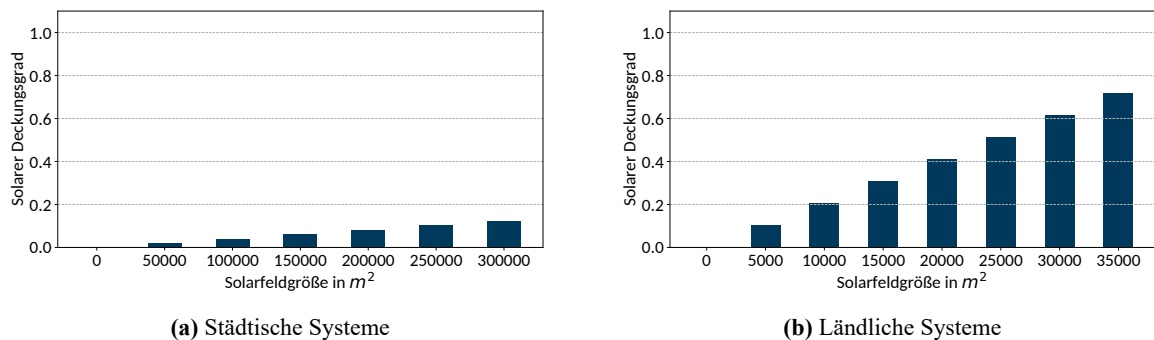


Abb. 6.15: Theoretisch erzielbarer solarer Deckungsgrad bei verschiedenen Solarfeldgrößen

Für die urbanen Versorgungssysteme ist es das Ziel, die obere Intervallgrenze des Untersuchungsrahmens mindestens so groß zu wählen wie die größte reale Solarthermieanlage der Welt. Diese ist die mit ca. $157.000 m^2$ Kollektorfläche die Solarthermiegroßanlage des Fernwärmeunternehmens der Stadt Silkeborg in Dänemark [11, 36]. Darüber hinaus sind aber auch noch größere Anlagen denkbar, weshalb die obere Betrachtungsgrenze ad hoc mit $300.000 m^2$ auf etwa die doppelte Größe der Silkeborger Anlage festgelegt wird. Daraus resultiert das Untersuchungsintervall 0 bis $300.000 m^2$ mit einer Schrittweite von $50.000 m^2$. Damit ergeben sich theoretisch bei vollständiger Nutzung realisierbare solare Deckungsgrade, die in Abbildung 6.15a dargestellt sind.

Dem gegenüber wird sich für den Endpunkt der ländlichen Systeme an dem realen Projekt in Marstal ($33.000 m^2$) orientiert [51]. So ist das Untersuchungsintervall von 0 bis $35.000 m^2$ einzugrenzen, mit einer Schrittweite von $5.000 m^2$. Zur Validierung wird der daraus theoretisch realisierbare solare Deckungsgrad betrachtet, welcher in Abbildung 6.15b dargestellt ist.

Da der saisonale Speicher als unterstützende Technologie für die Solarthermie fungiert, muss für dessen Dimensionierung die solarthermische bereitzustellende Wärme herangezogen werden. Dazu ist in Abbildung 6.16 die nutzbare Gesamtwärme der verschiedenen Solarfelder dargestellt.

In Abbildung 6.16a wird für urbane Versorgungssysteme dargestellt, dass von der Solarthermie bis zu $150 GWh$ Wärme bereitgestellt werden kann. Trotz alledem wird die obere Grenze des Intervalls auf $100 GWh$ Speicherkapazität festgelegt. Wie bei der Solarthermie ist ein Baseline-Szenario ohne Speicher zu untersuchen. Wegen der geringeren Bedeutung des STES ist die „Auflösung“ niedriger gewählt. Somit können mit einem Wert von $25 GWh$ fünf verschiedene Speicherdimensionierung betrachtet werden.

Für die ländlichen Systeme ist aus der Abbildung 6.16b zu entnehmen, dass bis über $15 GWh$ Wärme solarthermisch bereitgestellt werden kann. Deshalb wird das obere Limit des Intervalls auf $15 GWh$ Speicherkapazität festgelegt. Auch hier wird ein Baseline-Szenario ohne Speicher untersucht und eine größere

6 Versorgungssysteme

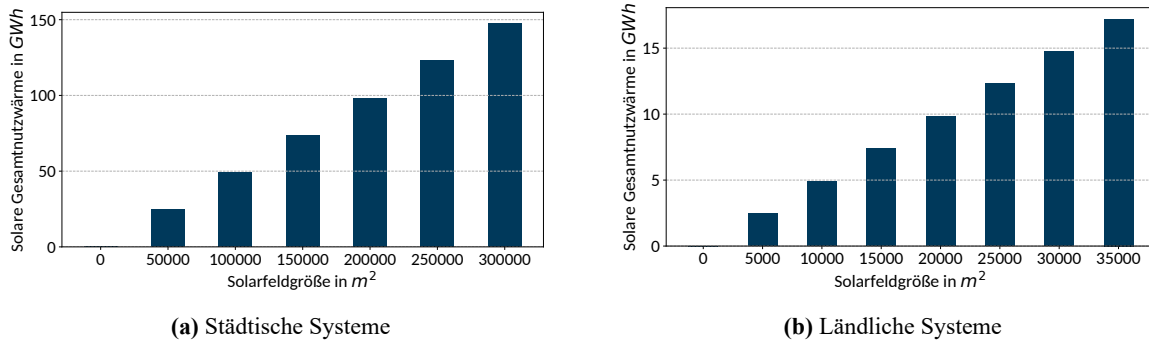


Abb. 6.16: Nutzbare solarthermische Gesamtwärme bei verschiedenen Solarfeldgrößen

Schrittweite des STES gewählt. So werden mit einem Wert von 5 GWh vier verschiedene Speicherdimensionierungen betrachtet, was im Rahmen der Zielsetzung für ländliche Versorgungssysteme als ausreichend angenommen wird.

Insgesamt sind also pro Szenario 35 städtische und 32 ländliche Systeme zu untersuchen. Zur eindeutigen und verkürzten Identifizierung der Konstellationen, wird an dieser Stelle nachfolgende Form eingeführt:

$$\mathbf{A}\{\text{Kollektorfläche in Tausend } m^3\}\mathbf{Q}\{\text{Speicherkapazität in GWh}\}$$

Das Ausgangssystem ohne Solarthermie und STES hätte somit die Kennung „A0 Q0“

Um die abgegebene Wärmeströme der Solarthermie und des STES zu nutzen, ist in den städtischen und ländlichen Systemen der Ansatz gewählt worden, diese über das NT-WNW mithilfe der NT-WP in das Wärmeversorgungssystem zu integrieren. Demzufolge ist dessen Dimensionierung von der Größe der Kollektorfläche respektive der Kapazität des STES gemäß Kapitel 4.6 abhängig. Um einer Überdimensionierung entgegenzuwirken, wird die Nennleistung der NT-WP nicht auf die Summe der abgegebenen Wärmeströme der beiden Technologien festgelegt. Stattdessen wird die jeweils größere Nennleistung zur Dimensionierung der NT-WP herangezogen.

7 Ergebnisse

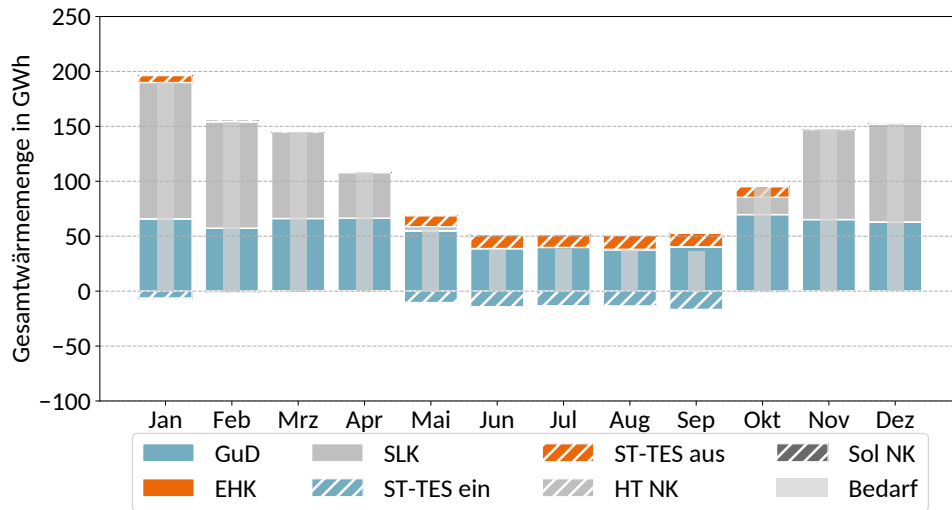
Im folgenden Kapitel werden die wichtigsten Ergebnisse der simulationsbasierten Untersuchungen dargestellt. Dazu werden aus der Vielzahl der untersuchten Fälle gezielt einzelne Konstellationen hervorgehoben, um anhand derer zu beschreiben, wie sich Anlageneinsatz, Wirtschaftlichkeit und Systemwirkung grundsätzlich entwickeln. Die hier getroffene Auswahl dient dem Zweck, die gewonnenen Erkenntnisse kompakt und am konkreten Beispiel nachvollziehbar zu beschreiben. Im Anhang D findet sich eine vollständige und dementsprechend deutlich umfangreichere Analyse der Ergebnisse der durchgeführten Simulationen.

7.1 Anlageneinsatz

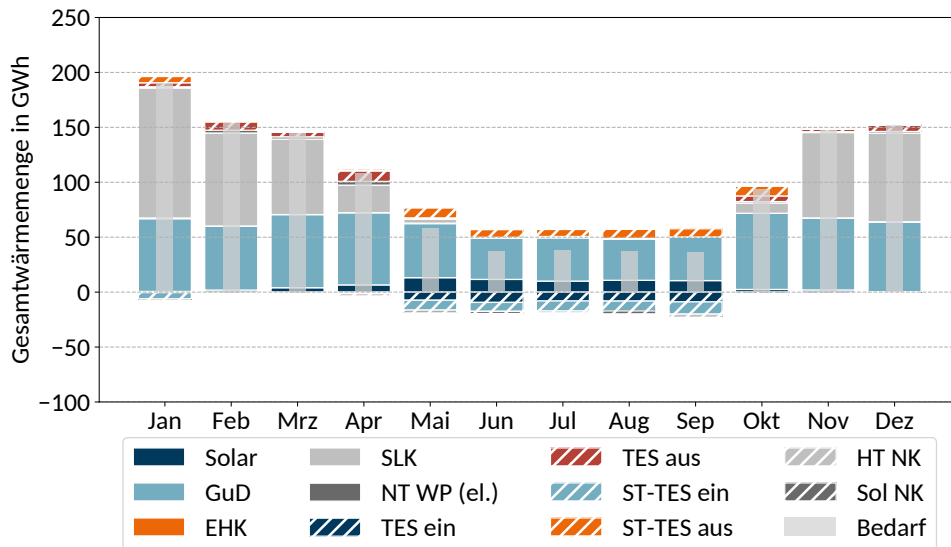
Was den Einsatz der Anlagen betrifft, stellt sich die Frage, welche Technologien der durchgehend multivalenten Versorgungssysteme als Ergebnis der wirtschaftlichen Einsatzoptimierung bevorzugt eingesetzt werden und inwiefern sich der Einsatz der Anlagen durch die Hinzunahme von solarthermischer Wärmegewinnung und saisonalem Speicher verändern. Um diese Frage zu beantworten, wird zunächst das konventionelle städtische System gemäß Abschnitt 6.1.1 unter den in Abschnitt 5.1 beschriebenen historischen Randbedingungen betrachtet.

Aus Abbildung 7.1 wird zunächst deutlich, dass das GuD-Heizkraftwerk erwartungsgemäß die im multivalenten Versorgungssystem bevorzugt eingesetzte Erzeugungstechnologie ist. Insbesondere ist in Abbildung 7.1a, der den Einsatz für eine Konstellation ohne Solarfeld und STES darstellt, zu erkennen, dass in den Sommermonaten vollständig auf den Einsatz des SLK verzichtet, aber der ST-TES genutzt wird, wenn die Heizlast sich aus Teillastgründen nicht über die KWK-Anlage decken lässt oder um für den Betrieb der KWK-Anlage wirtschaftlich besonders attraktive Zeitpunkte auszuwählen. Der SLK wird nur in der Heizperiode, wenn die Kapazität des GuD-Heizkraftwerks zur Deckung der Heizlast nicht ausreicht, eingesetzt. Der EHK kommt nicht signifikant zum Einsatz.

Daran ändert sich auch durch die Hinzunahme des Solarfelds mit einem entsprechenden STES nichts, wie in Abbildung 7.1b zu erkennen ist. Der EHK ist weiter die wirtschaftlich unattraktivste Option und wird nicht signifikant eingesetzt, vor allem aber bleiben der Betrieb von KWK-Anlage und ST-TES nahezu unberührt. Das bedeutet insbesondere, dass im Sommer weiter im größtmöglichen Umfang die GuD-



(a) A0 Q0



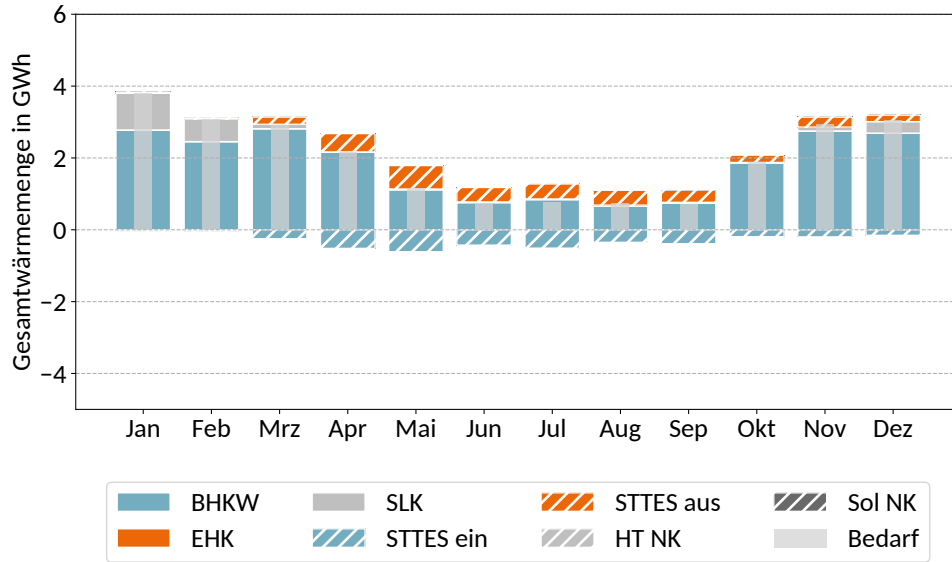
(b) A150 Q50

Abb. 7.1: Monatliche Gesamtwärmemengen nach Versorgungsanlage des städtischen konventionellen Systems a) ohne und b) mit solarthermischer Unterstützung im historischen Szenario

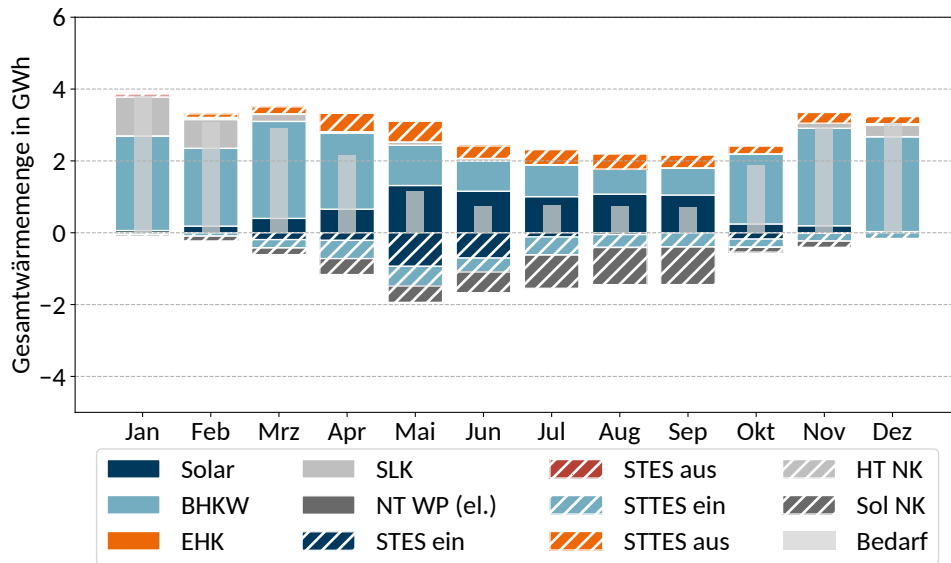
Anlage eingesetzt und diese nicht etwa von der solarthermisch bereitgestellten Wärme verdrängt wird. Die Solarthermie verdrängt vielmehr unter Zuhilfenahme des STES die Nutzung des Spitzenlastkessels in den Wintermonaten. Das bedeutet, dass der Betrieb der KWK-Anlage mit Verkauf der elektrischen Energie offensichtlich in der Regel attraktiver ist, als die Nutzung der Solarthermie, die allerdings aufgrund der Kopplung an die NT-WP auch nicht vollständig ohne Betriebskosten auskommt. Diese stellen sich aber offenbar in ausreichend vielen Fällen immer noch günstiger dar als die Wärmegestehungskosten des Spitzenlastkessels, insbesondere in der Übergangszeit.

Allerdings ist die städtische Konstellation insgesamt durch einen im Vergleich zur Heizlast eher geringen Umfang des solarthermischen Angebots gekennzeichnet. Daher wird im nächsten Schritt zur Analyse des Anlageneinsatzes das konventionelle ländliche Versorgungssystem betrachtet. Dies unterscheidet sich von dem städtischen, indem erstens der theoretische solare Anteil größer ist und zweitens die dort verwendete KWK-Technologie eine im Verhältnis zur maximalen Heizlast höhere Kapazität aufweist. Letzteres geht unmittelbar aus der Abbildung 7.2a hervor. Darin ist zu erkennen, dass das BHKW in Kombination mit dem ST-TES intensiv genutzt wird, was für eine hohe Attraktivität des KWK-Betriebs spricht. Diese ist so durchschlagend, dass wiederum bei Hinzunahme von Solarfeld und STES der KWK-Betrieb nahezu unberührt bleibt, wie in Abbildung 7.2b zu sehen ist. Dadurch bleiben nur wenige Situationen, in denen überhaupt eine andere Technologie von solarthermischer Wärme verdrängt werden könnte. In der Folge wird der STES quasi überhaupt nicht entladen. Vielmehr wird die solar gewonnene Wärme ausschließlich zum Ausgleich der Standverluste des STES genutzt und ansonsten über die solare Notkühlung verworfen. In dieser Konstellation ist die Solarthermie keinerlei Nutzen, weil in den wenigen Stunden, in denen der SLK überhaupt im Einsatz ist, die Kosten für elektrische Energie so hoch sind, dass sich der Betrieb der NT-WP nicht lohnt.

Wenn die KWK-Technologie dagegen kleiner dimensioniert ist, wie im progressiven ländlichen System, deckt der SLK nicht nur einen größeren Teil der Energie, die zum Heizen benötigt wird. Er ist häufiger und damit auch in Situationen im Einsatz, in denen vergleichsweise geringe Preise für elektrische Energie vorliegen. Daher besteht auch in dieser Konstellation die Möglichkeit, dass die Entladung des STES den SLK verdrängt, wie in Abbildung 7.3 zu erkennen ist. Aber auch hier wird ein Großteil der solarthermisch zu gewinnenden Wärme nicht genutzt. Es ist außerdem darauf hinzuweisen, dass die eigentlich als Leittechnologie vorgesehene HT-WP im historischen Szenario nicht signifikant zum Einsatz kommt. Dies unterstreicht den schweren Stand, den P2H-Technologien unter historischen Randbedingungen hatten, und der sich im übrigen auch in deren bis heute geringer Verbreitung in deutschen Wärmenetzen niederschlägt. Gleichwohl ist das ländliche progressive System offensichtlich am besten geeignet, die verschiedenen Effekte des Anlageneinsatzes zu diskutieren, weshalb es auch für die folgenden Untersuchungen zu sich verändernden Rahmenbedingungen herangezogen wird.

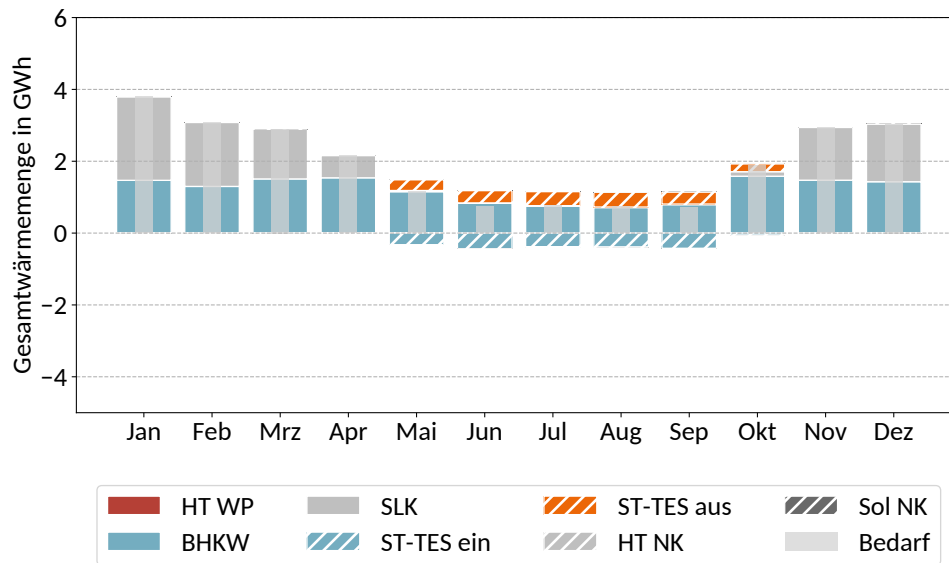


(a) A0 Q0

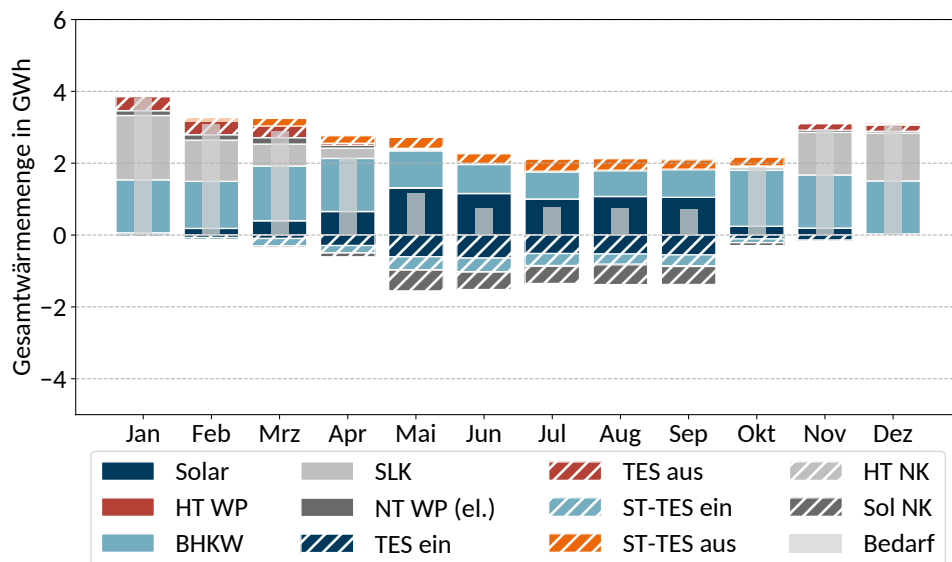


(b) A15 Q10

Abb. 7.2: Monatliche Gesamtwärmemengen nach Versorgungsanlage des ländlichen konventionellen Systems a) ohne und b) mit solarthermischer Unterstützung im historischen Szenario



(a) A0 Q0



(b) A15 Q10

Abb. 7.3: Monatliche Gesamtwärmemengen nach Versorgungsanlage des ländlichen progressiven Systems a) ohne und b) mit solarthermischer Unterstützung im historischen Szenario

Abbildung 7.4 zeigt zunächst, wie sich verschiedene Randbedingungen auf die ländliche progressive Versorgungsstruktur ohne solarthermische Unterstützung auswirken. Darin ist zu erkennen, dass über alle betrachteten Szenarien die KWK-Technologie das dominante Element der Versorgung bleibt. Im Vergleich der energiewirtschaftlichen Szenarien 2030A und 2030C-Climate zeigt sich, dass höhere Preise für Erdgas und Emissionen nicht etwa zu geringerem, sondern sogar zu erhöhtem Einsatz des BHKW

7 Ergebnisse

führen, solange sich die veränderten Brennstoffkosten auch auf den Elektrizitätsmarkt niederschlagen. Dies ist im energiewirtschaftlichen Szenario 2030C-Climate der Fall, wo das höhere Niveau der Strompreise auch zu einer verbesserten Einnahmesituation von KWK-Technologien führt. Die Wärmepumpe, die in der progressiven Struktur als Kernelement der Versorgung dimensioniert wurde, kommt dagegen nur dann zum Einsatz, wenn entsprechend förderliche legislative Randbedingungen vorliegen, wie sich im Vergleich der Szenarien BAU und P2H zeigt. Besonders günstige Randbedingungen für Wärmepumpen liegen demnach in der Kombination 2030A-P2H vor, aber auch hier bleibt das BHKW die führende Technologie, wie sich insbesondere in den Sommermonaten zeigt.

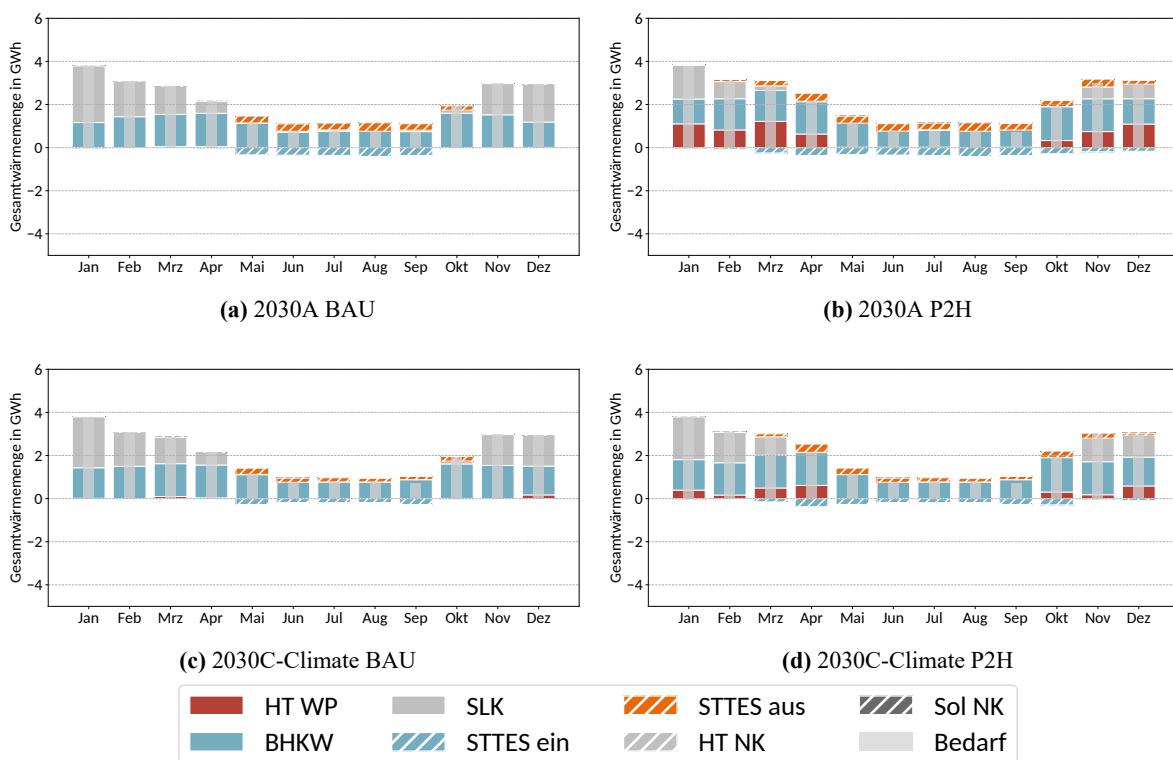


Abb. 7.4: Monatliche Gesamtwärmemengen nach Versorgungsanlage der ländlichen progressiven Systeme in den 2030er Szenarien (A0 Q0)

Wie sich in den verschiedenen Szenarien die Zunahme solarthermischer Erzeugungskapazität und eines entsprechenden STES auf den Einsatz der Anlagen auswirkt, ist in Abbildung 7.5 zu erkennen. Über alle Szenarien hinweg zeigt sich eine intensive Nutzung der solarthermisch gewonnenen Wärme, die mit Hilfe des STES saisonal verschoben wird. Dabei wird die Wärmebereitstellung durch den SLK in erheblichem Umfang und die mit der allein stehenden HT-WP, wo vorhanden, vollständig verdrängt, indem in den Wintermonaten der saisonale Speicher über die NT-WP entladen wird. Dieser Effekt prägt sich am wenigsten im Szenario 2030C-Climate BAU aus, wo der Wärmepumpenbetrieb aufgrund der

hohen Strompreise weniger attraktiv ist und sogar in bestimmten Situationen hinter den SLK zurückfällt. Die stärkste Nutzung von Solarthermie, STES und HT-WP weist dagegen das Szenario 2030A P2H auf. Doch selbst hier wird die KWK-Technologie, wie insbesondere im Sommer zu erkennen ist, intensiv und vorrangig genutzt.

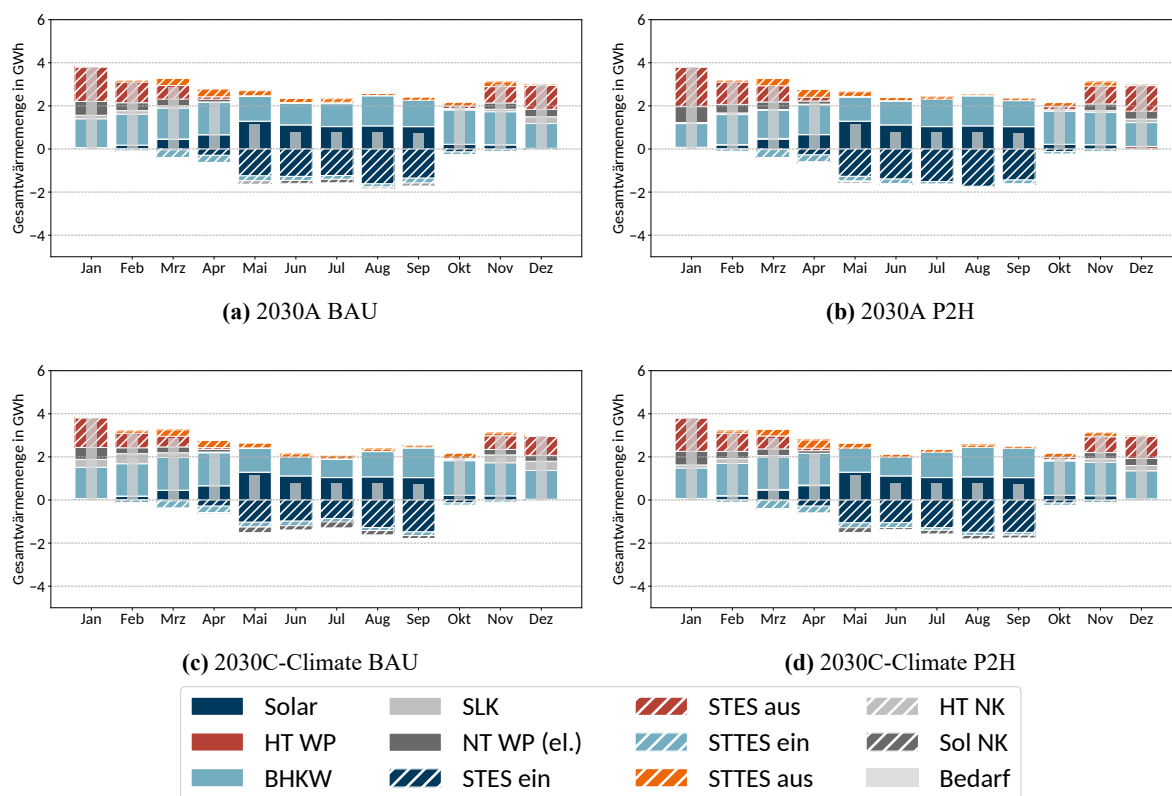


Abb. 7.5: Monatliche Gesamtwärmemengen nach Versorgungsanlage der ländlichen progressiven Systeme in den 2030er Szenarien (A15 Q10)

Nachdem deutlich wird, dass sich energiewirtschaftliche und legislative Randbedingungen wesentlich auf den Einsatz multivalenter Wärmeversorgungssysteme auswirken, soll anhand des während der Projektlaufzeit diskutierten BEW-Förderprogramms (vgl. Kapitel 5.3) untersucht werden, ob dies auch schon in historischem Marktumfeld der Fall wäre. Anhand von Abbildung 7.6 ist zu erkennen, dass eine gezielte Förderung tatsächlich sogar dafür sorgen kann, Wärmepumpen im Gegensatz zu allen zuvor dargestellten Fällen zur Leittechnologie eines multivalenten Versorgungssystems zu machen. Es ist aber auch immer noch zu sehen, dass sich Preissignale auf die Auswahl der Erzeugungstechnologie zwischen KWK und P2H niederschlagen. Der SLK wird denen gegenüber nachrangig eingesetzt.

7 Ergebnisse

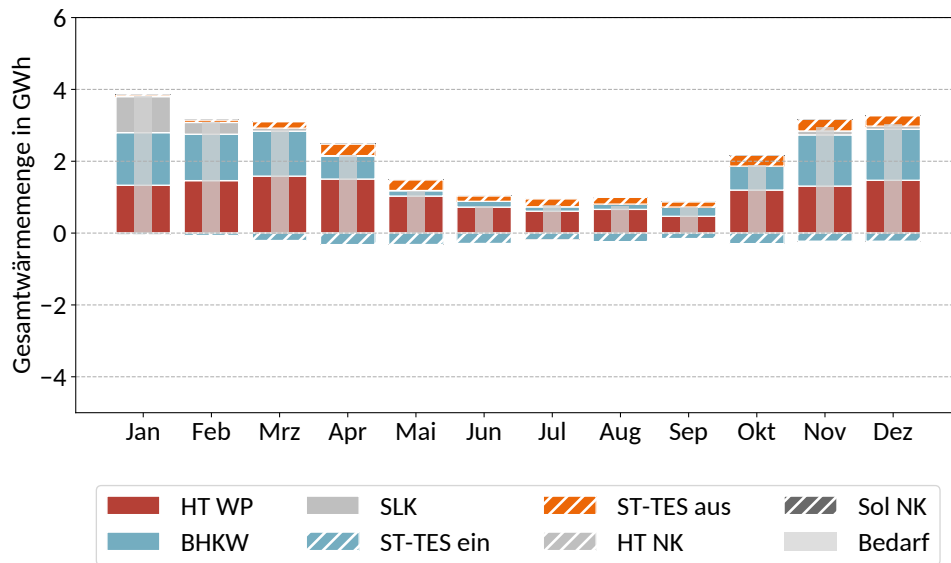
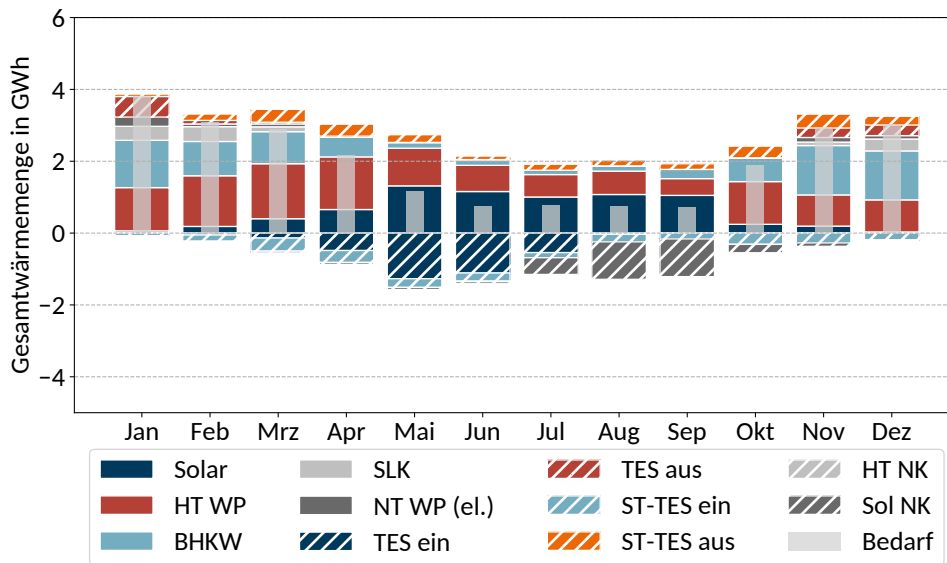
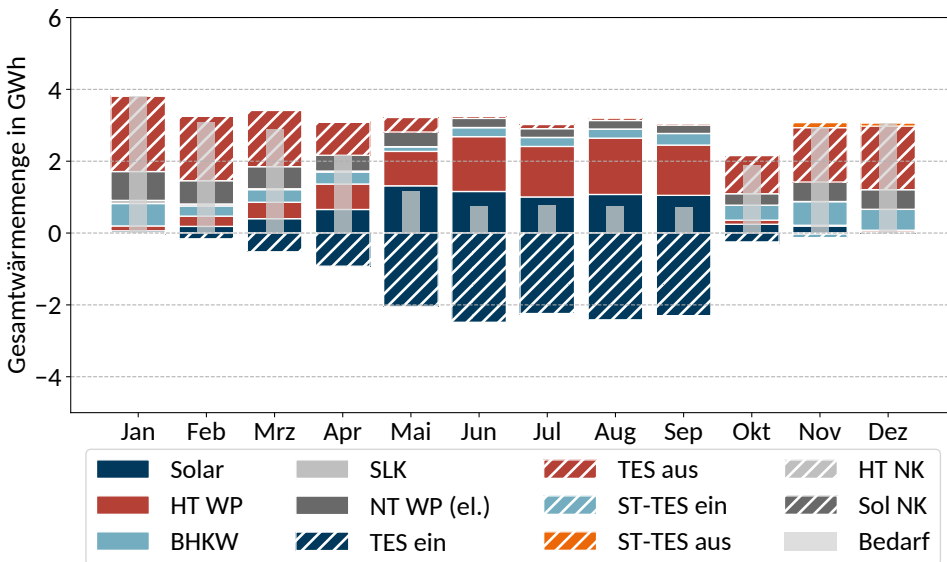


Abb. 7.6: Monatliche Gesamtwärmemengen nach Versorgungsanlage des ländlichen progressiven A0 Q0 Systems im historischen Szenario mit BEW Förderung

Wie sich in einer solchen Ausgangsposition die Hinzunahme von solarthermischen Erzeugungsanlagen mit entsprechender saisonaler Speicherkapazität auswirkt, lässt sich anhand von Abbildung 7.7 nachvollziehen. Entscheidend für den Umfang der Einbindung und auch für den Betrieb der übrigen Erzeugungsanlagen ist offensichtlich die Frage, ob auch die Wärmepumpe, die den STES entlädt, gefördert wird. Sollte dies nicht der Fall sein, fällt die Nutzung der solaren Ressource gering aus und der Betrieb der übrigen Anlagen wird nur wenig beeinflusst, wie in Abbildung 7.7a zu sehen ist. Wird jedoch auch der Einsatz der NT-WP gefördert, ergibt sich, wie in Abbildung 7.7b zu erkennen ist, ein deutlich anderes Bild: In diesem Fall wird der STES nicht nur eingesetzt, um im Sommer solar gewonnene Wärme in die Heizperiode zu verschieben. Vielmehr ist darüber hinaus auch eine Umlastung des Betriebs der HT-WP aus dem Winter in den Sommer hinein festzustellen. Dabei wird in den kälteren Monaten sehr dominant die NT-WP zur Speicherentladung betrieben, wobei SLK vollständig und auch BHKW erheblich verdrängt werden. Aber auch im Sommer ist ein Betrieb der NT-WP in Kombination mit der solaren Wärmequelle zu verzeichnen. Hinsichtlich des Einsatzes der Anlagen zeigt sich hier am ehesten das Bild, das von einer fortschrittlichen multivalenten Wärmeversorgungsstruktur ad hoc erwartet wird. Dieses Szenario wird allerdings bei betriebswirtschaftlich optimiertem Anlagenbetrieb, wie sich hier zeigt, erst durch einen erheblichen regulatorischen Eingriff erreicht.



(a) ohne Förderung NT-WP



(b) mit Förderung NT-WP

Abb. 7.7: Monatliche Gesamtwärmemengen nach Versorgungsanlage des ländlichen progressiven A15 Q10 Systems im historischen Szenario mit BEW Förderung

7.2 Wirtschaftlichkeit

Auch wenn es sich bei den zuvor dargestellten Ergebnissen zum Anlageneinsatz jeweils um wirtschaftlich optimierte Betriebsweisen handelt, ist alleine daraus noch keine Aussage über die ökonomische Attraktivität der betrachteten Konstellationen abzuleiten. Daher erfolgt in diesem Abschnitt eine Analyse der

7 Ergebnisse

Wirtschaftlichkeit aus Sicht potenzieller Anlagenbetreiber. Zu diesem Zweck wird zunächst wieder das städtische System gemäß Abschnitt 6.1 unter den in Abschnitt 5.1 beschriebenen historischen Randbedingungen herangezogen.

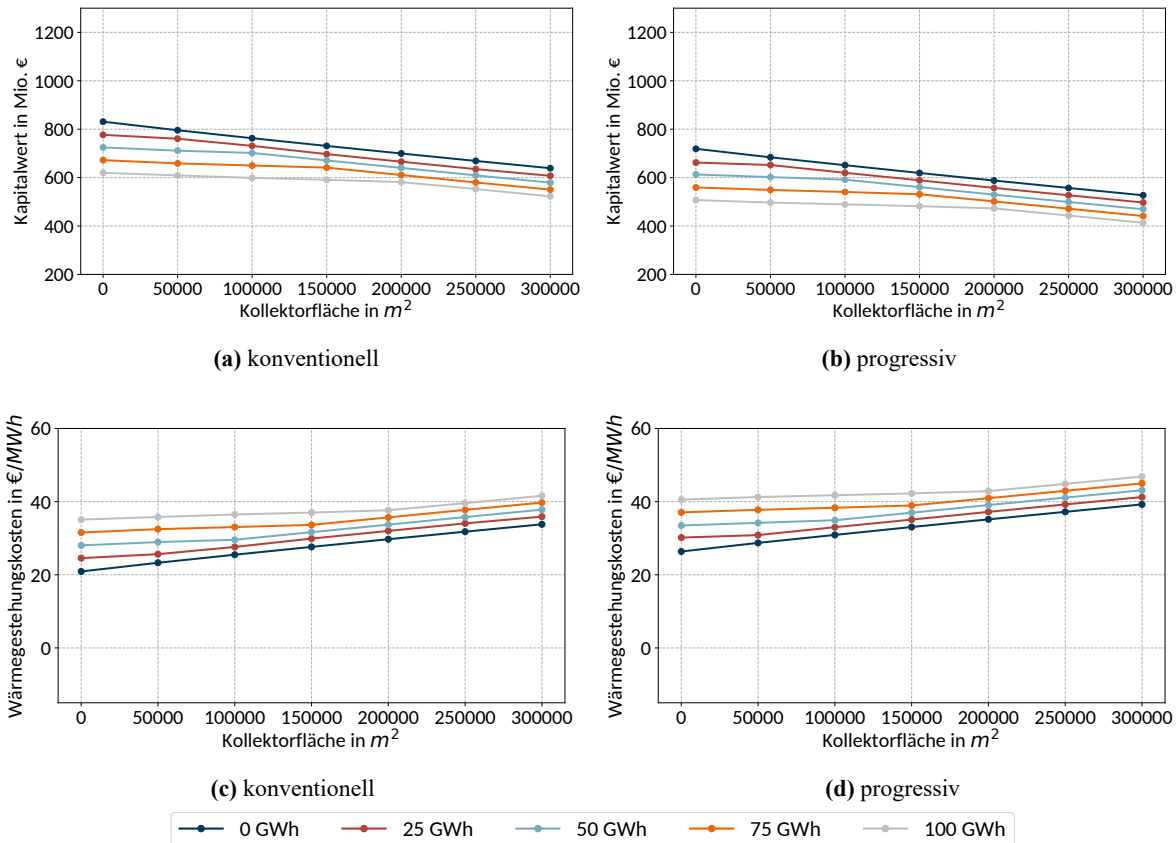


Abb. 7.8: Kapitalwerte und Wärmegestehungskosten der städtischen Wärmeversorgungssysteme im historischen Szenario (2016)

In Abbildung 7.8 sind die hier verwendeten Kriterien zur Bewertung der ökonomischen Attraktivität, nämlich Kapitalwert und Wärmegestehungskosten für verschiedene Solarfeldgrößen und STES-Kapazitäten dargestellt. Die hinsichtlich des Anlageneinsatz betrachteten Konstellationen A0 Q0 ohne Solarfeld und Speicher sind darin jeweils ein Punkt, nämlich der am weitesten links liegende Punkt der dunkelblauen Linie. Dementsprechend liegen die beispielhaft für den Betrieb nach Einbindung solarer Kapazitäten und STES betrachteten Konstellationen A150 Q50 jeweils mittig auf den hellblauen Linien.

Es ist leicht zu erkennen, dass die zuvor betrachteten Konstellationen A150 Q50 sowohl im konventionellen als auch im progressiven Versorgungssystem einen geringeren Kapitalwert und höhere Wärmegestehungskosten aufweisen als die jeweiligen Systeme vor der Integration von Solarthermie. Das bedeutet, dass die Konstellationen ohne Einbindung aus Sicht eines Anlagenbetreibers wirtschaftlich eindeutig at-

traktiver sind. Anhand von Abbildung 7.8 ist sogar festzustellen, dass die Attraktivität sowohl mit der Solarfeldgröße als auch mit der Speicherkapazität stetig abnimmt. Eine ausschließlich betriebswirtschaftlich motivierte Investitionsentscheidung müsste demnach immer zugunsten eines Systems ohne Solarfeld und ohne STES fallen. Darüber hinaus ist auch festzustellen, dass das konventionelle System im Vergleich zum progressiven wirtschaftlich attraktiver ist.

Weder das Solarfeld noch der STES kann demnach die erhöhten Investitionskosten durch einen erheblich günstigeren Betrieb ausgleichen. Aus Abbildung 7.9 geht sogar hervor, dass sich auch das Betriebsergebnis durch die Einbindung der Solarthermie verschlechtert: Während der Einfluss auf die Stromerlöse kaum zu erkennen ist, nehmen die Betriebskosten durch den Betrieb von Solarfeld, der dazugehöriger Wärmepumpe und insbesondere des STES stärker zu, als die Gaskosten aufgrund des verminderten Betriebs des SLK abnehmen. Abgesehen davon, fallen die Unterschiede zwischen konventionellen und progressiven Strukturen ins Auge. Dabei sind die höheren Stromerlöse in den konventionellen Systemen besonders hervorzuheben.

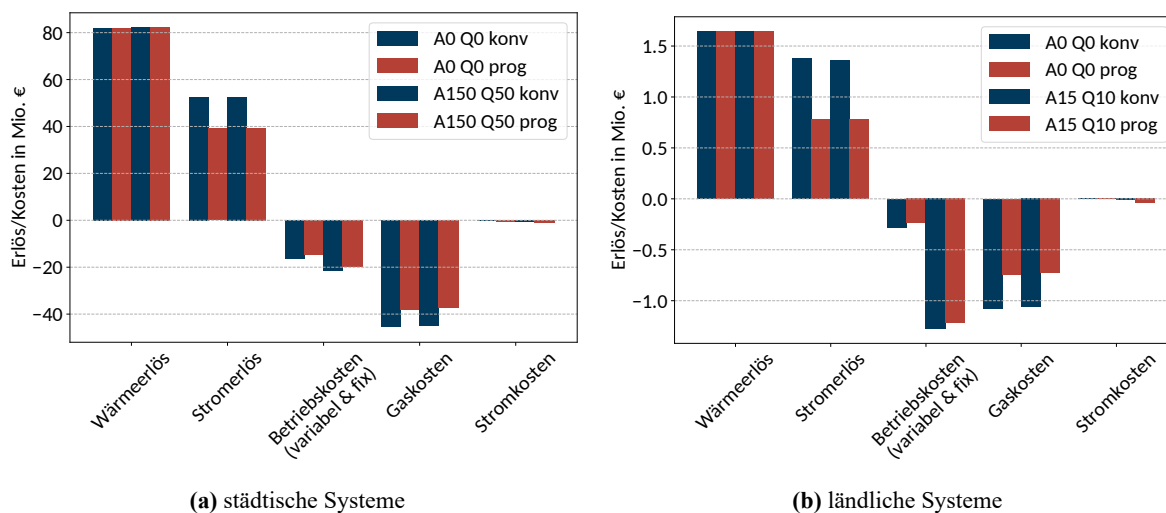


Abb. 7.9: Erlöse und Kosten für ausgewählte Konstellationen der städtischen und ländlichen Wärmeversorgungssysteme im historischen Szenario

Besonders deutlich sind diese Effekte bei den ländlichen Systemen abzulesen. Das ist insbesondere auf den größeren Anteil von solarer Erzeugungskapazität an der insgesamt installierten Leistung zurückzuführen. Ebenfalls zu erkennen ist, dass sich die absoluten Zahlen weniger gut vergleichen lassen als die Relationen. Daher wird im Folgenden bei der Diskussion der wirtschaftlichen Attraktivität auf die Wärmegehungskosten als spezifische und damit weniger von der Systemgröße abhängige Bewertungskennzahl zurückgegriffen. Abbildung 7.10 zeigt diese für die ländlichen Versorgungsstrukturen im historischen Szenario. Es ist zu erkennen, dass die Verläufe denen der städtischen Strukturen ähneln, aber aufgrund des höheren Gewichts von Solarfeld und STES auch Gesteungskosten erreicht werden, die deutlich über

7 Ergebnisse

den in Tabelle 5.1 in Abschnitt 5.1.2 dargestellten Fernwärmeerlösen liegen. Das gilt besonders für die oben betrachtete Konstellation A15 Q10. Demzufolge kann damit zwar technisch ein spürbarer Anteil von Solarthermie in die Wärmeversorgung eingebunden werden, aber nur mit zumindest historisch nicht konkurrenzfähigen Wärmegestehungskosten.

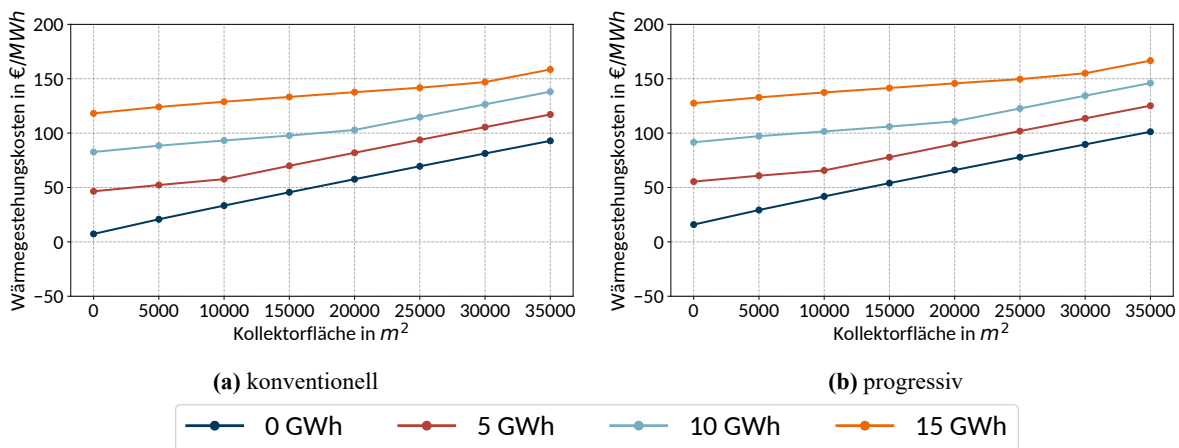


Abb. 7.10: Wärmegestehungskosten der ländlichen Wärmeversorgungssysteme im historischen Szenario (2016)

Die Entwicklung der wirtschaftlichen Attraktivität der nachträglichen Einbindung von Solarthermie in bestehende Versorgungssysteme mit sich wandelnden Rahmenbedingungen wird ebenfalls am Beispiel des ländlichen Systems untersucht. Abbildung 7.11 zeigt die Wärmegestehungskosten für die verschiedenen Szenarien hinsichtlich energiewirtschaftlicher und regulatorischer Randbedingungen im Projektionsjahr 2030. Dem ist zu entnehmen, dass durchgehend die Konstellation ohne Solarfeld und Speicher die wirtschaftlich attraktivste bleibt. Der Grund dafür ist, dass die KWK schon dort sehr profitabel arbeitet. Besonders gut ist das im Szenario 2030C-Climate BAU zu erkennen, in dem sogar negative Wärmegestehungskosten ausgewiesen werden. Diese kommen durch die hohen Erlöse durch die Einspeisung elektrischer Energie ins NdaV zustande. Wegen der hohen Einnahmen der KWK, können dort im konventionellen System durchaus auch Konstellationen wie beispielsweise A20 Q10 selbst an historischen Preisen gemessen noch profitabel dargestellt werden. Wie dem Anhang C zu entnehmen ist, läge dort ein solarer Deckungsanteil von etwa 10% vor.

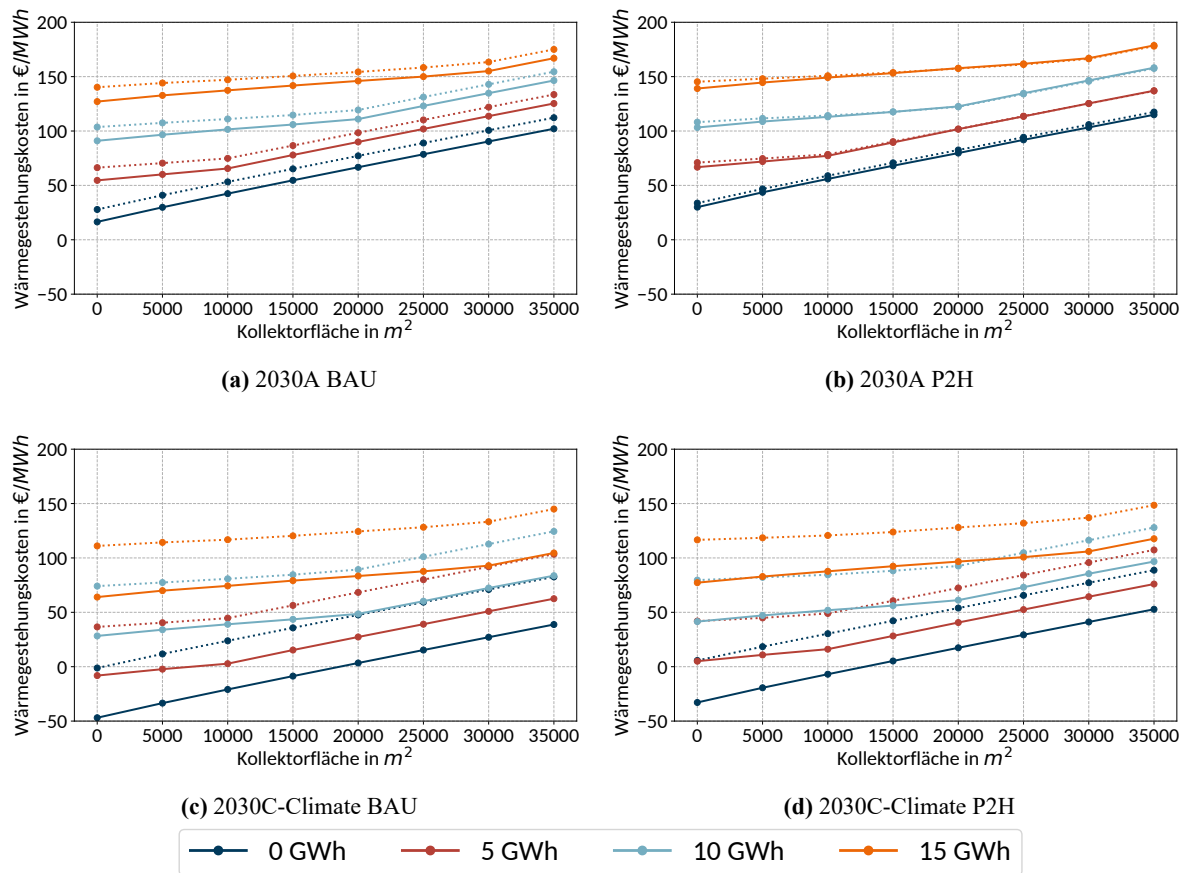


Abb. 7.11: Wärmegestehungskosten der ländlichen Wärmeversorgungssysteme in den 2030er Szenarien (Linien: durchgezogen = konventionell, gepunktet = progressiv)

Konventionelle Versorgungssysteme stellen sich in den allermeisten Fällen als wirtschaftlich attraktiver dar als die entsprechenden progressiven. Lediglich im Szenario 2030A-P2H liegen progressive und konventionelle Systeme etwa gleichauf, allerdings bei höheren Wärmegestehungskosten als im zuvor diskutierten Szenario. Das liegt an den verhältnismäßig niedrigen Strompreisen und den damit weniger guten Erlösmöglichkeiten für KWK-Anlagen sowie den gleichzeitig eher günstigen Bedingungen für P2H. Anhand dieses Szenarios wird beispielhaft das Wechselspiel von Wärmegestehungskosten und solarem Deckungsanteil, der hier besonders hohe Werte annimmt, diskutiert.

7 Ergebnisse

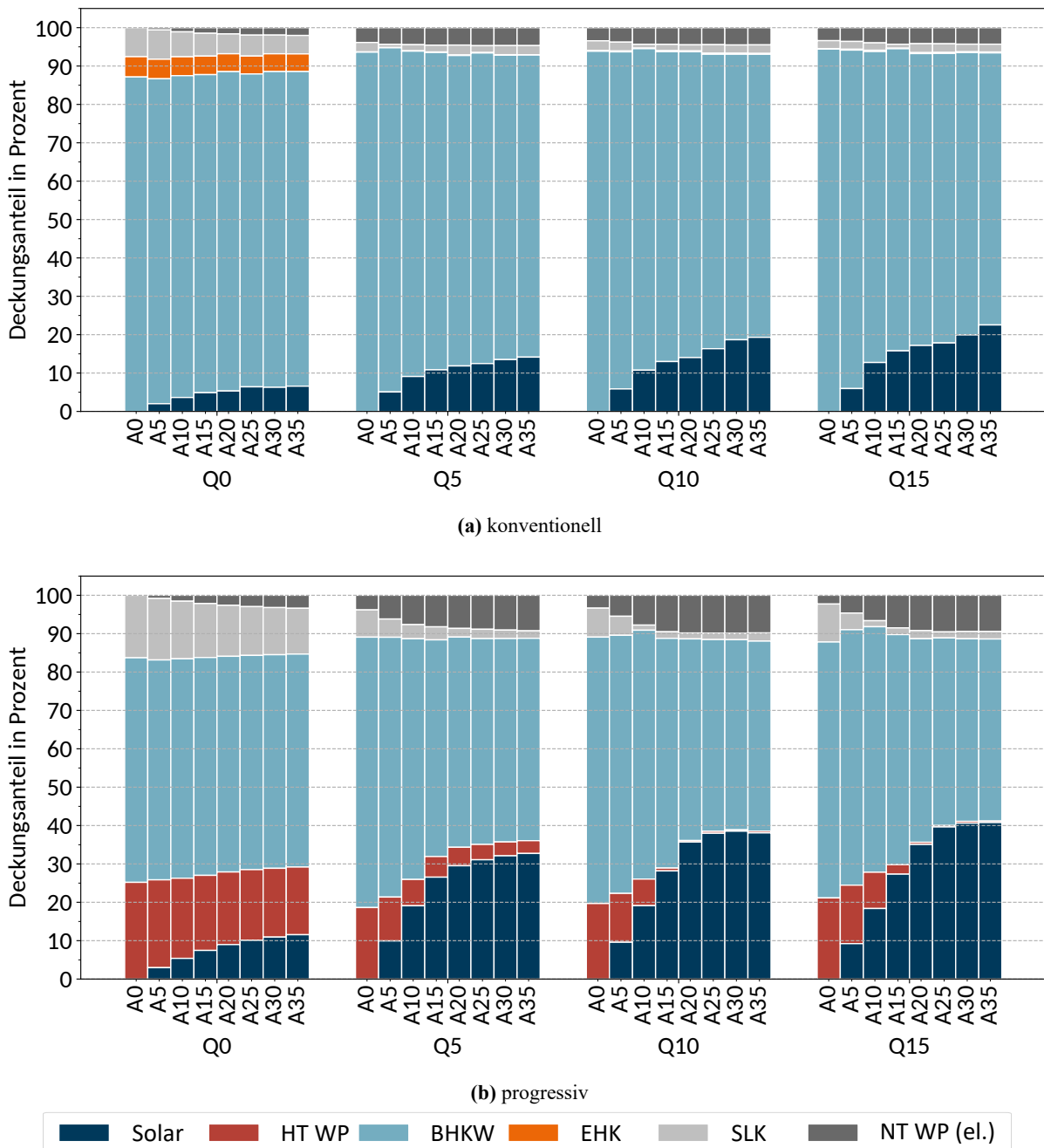


Abb. 7.12: Deckungsanteile nach Versorgungsanlagen für die ländlichen konventionellen und progressiven Versorgungssysteme für das 2030A P2H Szenario

Aus Abbildung 7.12 geht hervor, dass deutlich unterschiedliche Deckungsanteile mit vergleichbaren Wärmegestehungskosten erreicht werden können. Die Konstellation A15 Q10 erreicht konventionell ca. 15 %, progressiv aber knapp 30 %, was fast dem theoretischen Maximum bei der vorliegenden Solarfeldgröße entspricht und schon nah an die hier maximal abgebildeten 40 % heranreicht. Bemerkenswert ist dabei

unter anderem, dass auch in der progressiven Versorgungsstruktur die HT-WP fast nicht mehr zum Einsatz kommt. Vielmehr ist anscheinend die geringere Dimensionierung des BHKW von Bedeutung. Weil die Wärmegestehungskosten in diesem Fall aber nahezu identisch bei etwa $120 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$ liegen, heißt das aber auch, dass sich hier ein flaches Optimum bei der Betriebsoptimierung findet. Das bedeutet, dass bei einem insgesamt höheren Niveau der Wärmekosten und ungünstigen Erlösmöglichkeiten für KWK die Wirtschaftlichkeit zugunsten der Solarthermie kippt. Solche Verhältnisse lägen vor, wenn Brennstoffpreise deutlich anziehen, ohne dass sich dies auf den Elektrizitätsmarkt niederschlägt.

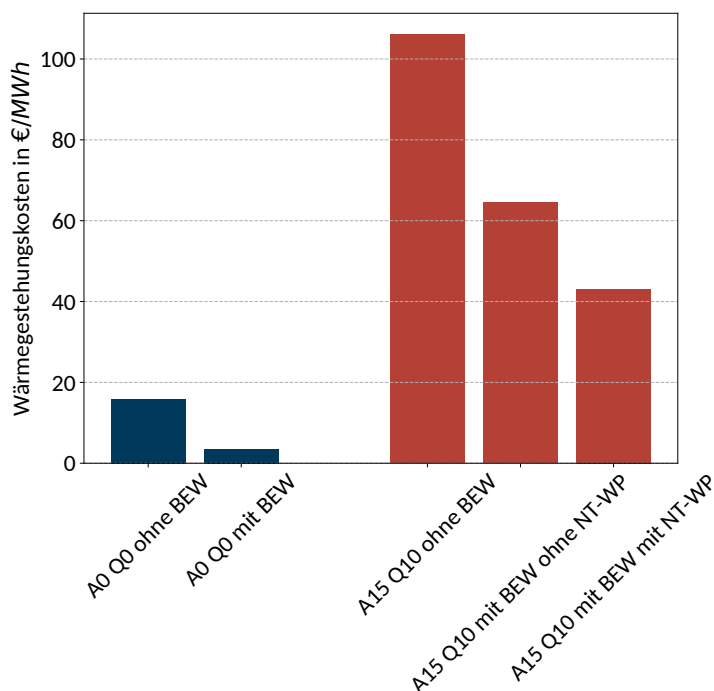


Abb. 7.13: Gegenüberstellung der Wärmegestehungskosten des progressiven ländlichen Systems zur Beurteilung der BEW-Förderung

In Analogie zum Abschnitt 7.1 wird abschließend noch die Wirksamkeit der BEW-Förderung hinsichtlich der Wärmegestehungskosten betrachtet. Abbildung 7.13 zeigt, dass das progressive ländliche System in der Konstellation A15 Q10 mit Hilfe der Förderung durchaus profitable Wärmegestehungskosten erreichen kann. Besonders gilt das, wenn auch der Betrieb der NT-WP gefördert wird. Wie im Abschnitt 7.1 dargestellt wurde, übernimmt die Solarthermie dann einen erheblichen Deckungsanteil und die gesamte Struktur arbeitet größtenteils als P2H-Anlage. Es ist aber dennoch zu erkennen, dass das entsprechende Versorgungssystem ohne solare Unterstützung und entsprechenden STES wirtschaftlich weiterhin attraktiver bleibt. Jedoch findet sich hier eine Konstellation, die einen Markteintritt bei reduzierten Gewinnerwartungen ermöglicht und tatsächlich einen zukunftsorientierten Betrieb abbildet. Es ist aber darauf hinzuweisen, dass dies hier in einem spürbar subventionierten Umfeld geschähe.

7.3 Systemwirkung

Schließlich wird dargelegt, wie sich die Systemwirkung der verschiedenen Konstellationen, gemessen an den durch den Betrieb verursachten Emissionen, darstellt. Bevor im Folgenden die Ergebnisse beschrieben und erläutert werden, sei noch einmal darauf hingewiesen, dass dabei gemäß Gleichung 3.7 und Gleichung 3.8 nicht allein die Emissionen am Anlagenstandort betrachtet werden, sondern auch die durch Lieferung und Bezug elektrischer Energie vermiedenen beziehungsweise ausgelösten Emissionen von betroffenen Kraftwerken im NdaV. Durch sich überlagernde Effekte kommen, wie sich anhand der folgenden Ergebnisse nachvollziehen lässt, zum Teil deutlich erklärungsbedürftige, aber nichts desto weniger bemerkenswerte Resultate zustande.

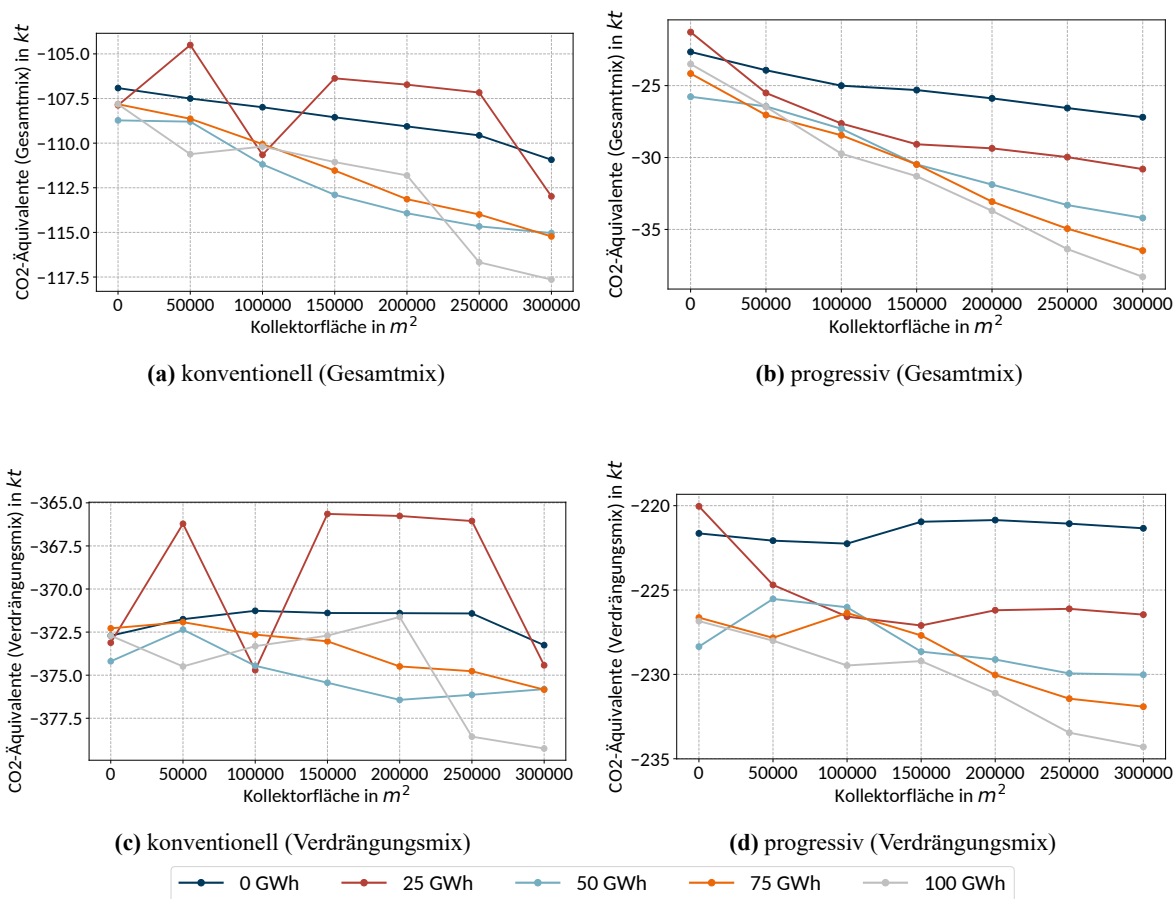


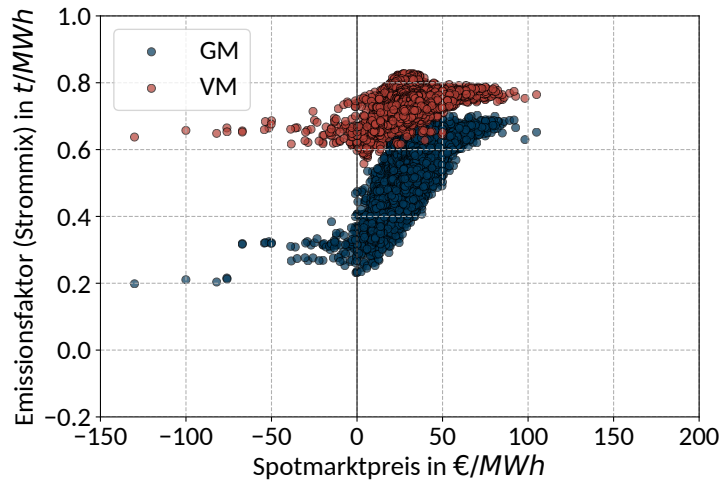
Abb. 7.14: Emissionen der städtischen Wärmeversorgungssysteme im historischen Szenario (2016)

Abbildung 7.14 zeigt für die städtischen Versorgungssysteme und die historischen politischen und energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen, wie sich die Emissionen durch Hinzunahme von Solarthermie und STES im betriebswirtschaftlich optimierten Anlageneinsatz entwickeln. Dabei ist zunächst festzuhal-

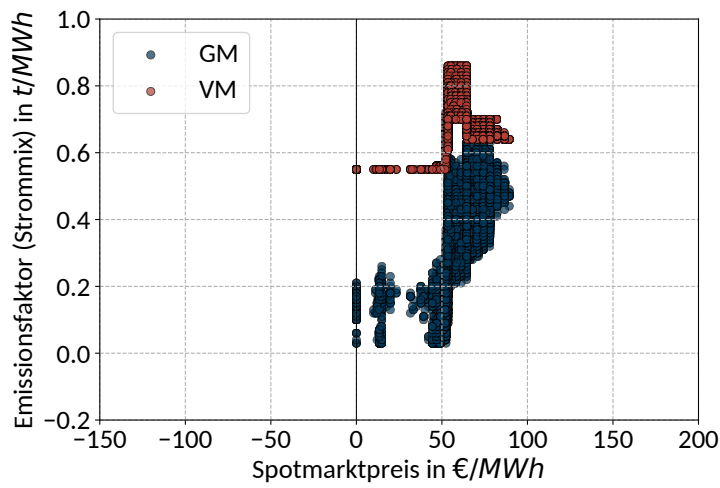
ten, dass alle dargestellten Konstellationen, auch die ohne Solarfeld und Speicher, negative Emissionen aufweisen. Der Grund dafür ist, dass die in KWK produzierte elektrische Energie eine Gutschrift auslöst, weil dafür im NdaV der Betrieb konventioneller Kraftwerke reduziert werden kann und so dort Emissionen vermieden werden. Diese Emissionsvermeidung fällt offensichtlich durchweg größer aus als die lokal durch den Betrieb des GuD-Heizkraftwerks verursachten Emissionen. Durch Gegenüberstellung der der Abbildungen 7.14a und 7.14b sowie 7.14c und 7.14d können konventionelle, d.h. stärker KWK-geprägte, mit progressiven, in denen KWK eine geringere Rolle spielt, verglichen werden. Weil die konventionellen System in größerem Umfang KWK einsetzen als die progressiven, findet im konventionellen System eine umfangreichere Gutschrift statt, womit auch die bilanziellen Emissionsminderung stärker ausfällt.

Weiter ist im Vergleich von dem Gesamt- mit der Verdrängungsmix zu erkennen, dass die Höhe der Gutschrift das absolute Ergebnis erheblich beeinflusst. Davon ausgegangen, dass der Betrieb der KWK nicht den Durchschnitt aller Kraftwerke im NdaV verdrängt, sondern nur konventionelle, so fällt die Emissionsbewertung noch deutlicher aus. Die in 7.14c und 7.14d abgebildete Emissionsberechnung auf Basis des Verdrängungsmix führt sowohl bei allen konventionellen als auch bei allen progressiven Konstellationen zu einer noch stärkeren Emissionsminderung als die jeweils darüber dargestellten Ergebnisse, bei denen für die elektrische Energie die Emissionen des Gesamtmix angesetzt wurden.

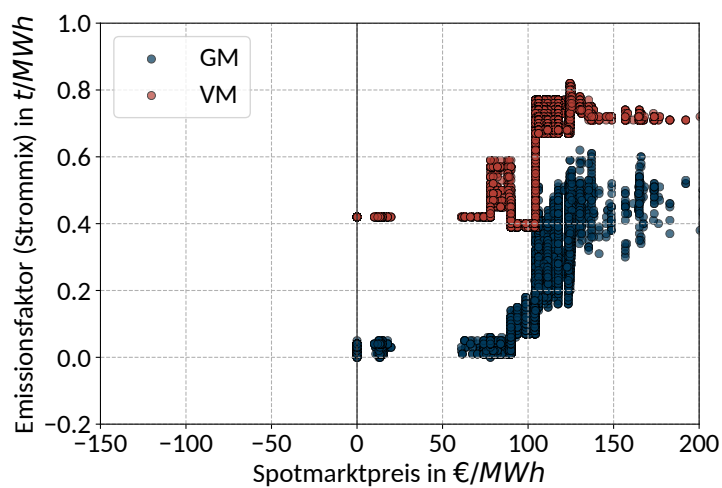
Bezüglich des Einflusses von Solarthermie und STES ergibt sich ein etwas unregelmäßiges Bild. Zwar lassen sich durch Speichereinsatz und Solarunterstützung die Emissionen verringern, aber der Effekt kann im historischen Szenarion kaum als durchschlagend bezeichnet werden. Allerdings ist darauf hinzuweisen, dass die hier berechneten Emissionen Ergebnis von betriebswirtschaftlich optimiertem Anlagenbetrieb sind. Es hat also keine explizite Emissionsoptimierung stattgefunden. Außerdem kann aufgrund der Volatilität der Emissionsfaktoren bereits ein geringfügig veränderter Betrieb zu einem deutlich anderen Ergebnis der Emissionsbewertung führen. Solange sich aber durch den Betrieb von KWK-Anlagen negative Emissionen erreichen lassen, wären diese Anlagen allerdings auch dann, selbst im Vergleich zu emissionsfreien Alternativen, bevorzugt worden.



(a) Historisch (2016)



(b) 2030A



(c) 2030C-Climate

Abb. 7.15: Korrelation der Emissionsfaktoren des Strommixes gegenüber dem Spotmarktpreis (Im Szenario 2030C-Climate sind einzelne Ausreißer nicht abgebildet.)

Mit Hilfe von Abbildung 7.15 lässt sich nachvollziehen, dass ein wirtschaftlich optimierter KWK-Einsatz gleichzeitig zu deutlichen Emissionsminderungen führen kann. Es ist zu erkennen, dass hohe spezifische Emissionen von elektrischer Energie im NdaV mit hohen Spotmarktpreisen korreliert und umgekehrt. Aufgrund der wirtschaftlichen Einsatzoptimierung wird KWK insbesondere dann eingesetzt, wenn die Spotmarktpreise und damit die Emissionen hoch sind. Es ist außerdem abzulesen, dass in allen Szenarien nur selten Nullemissionen auftreten, selbst in den Zukunftsszenarien. Das bedeutet, dass die beschriebenen Mechanismen bestehen bleiben, selbst wenn sich Preise für elektrische Energie zum Teil deutlich ändern. Dennoch ist festzustellen, dass vom historischen, über das 2030A-Szenario hin zum 2030C-Climate-Szenario die Emissionen der elektrischen Energie sinken. Außerdem ist noch einmal illustriert, dass die Primärenergiefaktoren des Verdrängungsmix deutlich über denen des Gesamtmix liegen, und zwar umso mehr, je größer der Anteil erneuerbarer Energien im Erzeugungsmix der Elektrizitätsversorgung wird. Das gilt allerdings nur, solange Situationen mit Nullemissionen selten sind.

Wiederum anhand des ländlichen progressiven Versorgungssystems soll beschrieben werden, wie sich Veränderungen der Randbedingungen auf die Systemwirkung der multivalenten Wärmeversorgungssysteme niederschlagen. Dazu wird das historische Szenario mit dem Szenario 2030A P2H und dem Szenario 2030C-Climate BAU verglichen. Es liegen hier zum einen unterschiedliche Preis- und Emissionsniveaus im Bereich der Elektrizitätsversorgung vor, zum anderen aber auch Unterschiede hinsichtlich der legislativen Unterstützung von KWK und P2H. Dem Anhang ist zu entnehmen, dass die Unterschiede zwischen BAU und P2H bezüglich der Emissionen eher gering ausfallen, weshalb hier auf eine gesonderte Betrachtung dazu verzichtet wird. Es soll aber noch einmal herausgearbeitet werden, welche Schlussfolgerungen aus den unterschiedlichen Emissionsberechnungen mit Gesamt- und Verdrängungsmix ergeben.

7 Ergebnisse

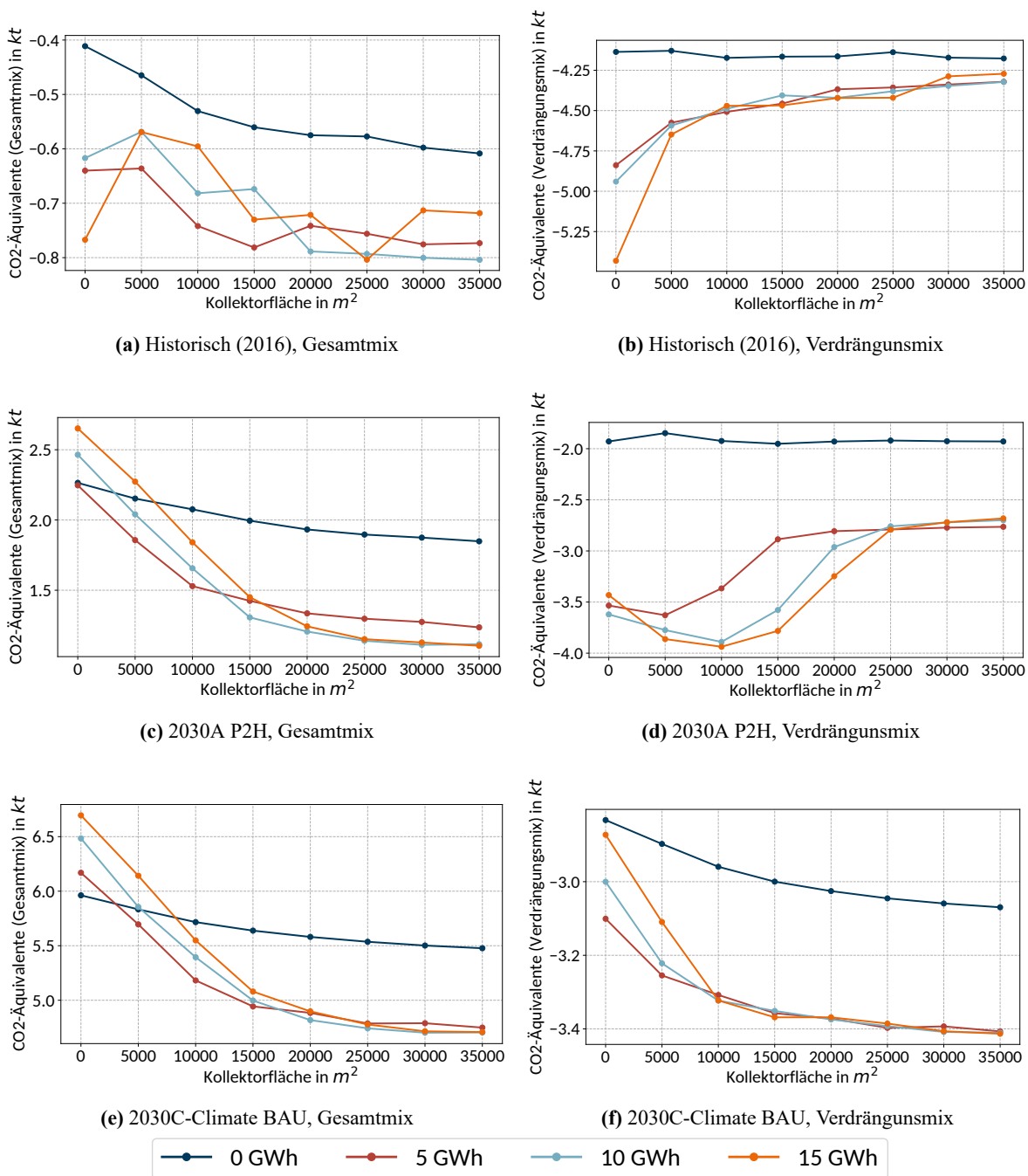


Abb. 7.16: Entwicklung der Emissionen der progressiven ländlichen Wärmeversorgungssysteme in verschiedenen Szenarien

In den Abbildung 7.16a, 7.16c und 7.16e ist die Entwicklung der vom Anlagenbetrieb direkt und indirekt verursachten Emissionen dargestellt, wenn für die gelieferte beziehungsweise bezogene elektrische Energie der Gesamtmix angesetzt wird. Es ergibt sich dann ein Bild, dass vor allem zwei auffällige Tendenzen

aufweist. Zum einen verstärkt sich die Tendenz, dass mit steigendem solaren Wärmeangebot die Emissionen zurückgehen. Zum anderen entsteht der Eindruck, dass mit einem wachsenden Anteil erneuerbarer Energien in der Elektrizitätsversorgung der Vorteil der negativen Emissionen der KWK sehr schnell verloren geht, so dass in beiden Zukunftsszenarien vom Betrieb der Anlage bilanziell auch nach Gutschrift der vermiedenen Emissionen noch eine ungünstige Systemwirkung ausgeht.

Dieses Bild relativiert sich allerdings deutlich, wenn dem die Bewertung mit dem Verdrängungsmix gegenübergestellt wird, wie es in Abbildung 7.16b, 7.16d und 7.16f zu sehen ist. Hier wird zum einen erneut deutlich, dass die multivalenten Anlagen weiter negative Emissionen liefern, sofern sie konventionelle Kraftwerke verdrängen. Außerdem unterscheidet sich die Höhe des entsprechenden Beitrags zur Emissionsminderung zwischen den beiden Zukunftsszenarien nicht sehr stark. Zum anderen gibt es die eindeutige Tendenz, dass mit steigendem solaren Angebot auch die Emissionen der Wärmebereitstellung sinken, nur nicht im Szenario 2030A P2H. Hier ist offensichtlich eine genauere Betrachtung nötig, um die Gründe zu identifizieren.

Davon unabhängig kann aber schon hier festgehalten werden, dass die Systemwirkung der betrachteten sektorenkoppelnden Systeme ganz offensichtlich entscheidend davon abhängt, welche Emissionen mit der Wärmeerzeugung verbundenen Elektrizitätsnetz verdrängt beziehungsweise ausgelöst werden. Das liegt daran, dass der Betrieb der KWK-Anlagen sowohl das betriebswirtschaftliche Ergebnis als auch die Emissionsbewertung dominiert. In einem Umfeld, in dem die BHKW mit teurer konventioneller Stromerzeugung konkurrieren, ist der KWK-Betrieb als ökonomisch wie ökologisch vorteilhaft zu bewerten. Konkurrieren sie dagegen mit günstigen erneuerbaren Energien in der Stromerzeugung, gehen beide Vorteile verloren. Dies ist allerdings erst der Fall, wenn der Anteil der erneuerbaren Stromerzeugung nicht nur hoch ist, sondern insbesondere durch ein häufiges Überangebot regenerativer Erzeugungskapazität gekennzeichnet ist.

Um aber noch einmal genauer auf die komplexen Verhältnisse einzugehen, die sich ergeben, solange die Grenzkraftwerke in der Elektrizitätsversorgung konventionell sind, werden in Abbildung 7.17 die Emissionen auf Basis des Verdrängungsmix den Deckungsanteilen der verschiedenen Anlagenteile im multivalenten Versorgungssystem gegenübergestellt. Unter historischen Randbedingungen, in den Abbildungen 7.17a und 7.17b, ergibt sich dabei ohne Speicher nahezu kein Effekt, weil zwar bei Hinzunahme solarer Kapazität ein wenig Wärmebereitstellung des SLK verdrängt werden kann, aber gleichzeitig der P2H-Betrieb der NT-WP Emissionen im NdaV auslöst. Der KWK-Betrieb bleibt in diesem Fall ohne Speicher fast unverändert. Große Effekte ergeben sich dagegen ohne Solarfeld durch das Einfügen des STES. Es ist zu erkennen, dass damit der SLK zugunsten des BHKW zurückgedrängt werden kann. Wegen der hohen Emissionsgutschrift führt das zu einer positiven Systemwirkung. Dieser Beitrag verliert sich allerdings mit steigendem Solaranteil aufgrund der oben beschriebenen Effekte wieder, insbesondere weil hier mit solarem Angebot auch der KWK-Betrieb wieder zurückgeht.

7 Ergebnisse

In den Abbildungen 7.17c und 7.17d sind die Verhältnisse im Szenario 2030A P2H dargestellt, das bei einem gestiegenen Anteil erneuerbarer Energien günstige legislative Randbedingungen für Wärmepumpen enthält. Auch hier führt eine Hinzunahme von STES-Kapazitäten ohne Solarfeld zu einem erhöhtem KWK-Einsatz und entsprechend günstiger Systemwirkung. Kommt zusätzlich solare Kapazität hinzu, so wird zunächst mit entsprechend positiver Systemwirkung der SLK verdrängt und P2H von der HT-WP zur energetisch günstigeren NT-WP verlagert. Steigt das solare Angebot noch weiter, wird aber auch der KWK-Betrieb zurückgedrängt, womit die positiv zu bewertende Emissionsgutschrift entfällt. Es bildet sich dementsprechend ein Optimum aus, das im konkreten Fall bei A10 Q10 liegt.

Im Szenario 2030C-Climate BAU, das in den Abbildungen 7.17e und 7.17f dargestellt ist, ergibt sich schließlich durch Hinzunahme von solarer Kapazität grundsätzlich eine günstige Systemwirkung. Diese ist durch die starke Verdrängung des SLK bei nur geringem Verlust von KWK-Gutschrift begründet. Die Kombination mit einem STES erweist sich als zuträglich im Sinne der Emissionsbewertung. Dabei ist deutlich zu erkennen, dass der STES dabei noch nicht einmal besonders groß dimensioniert werden muss. Die Systemwirkung erreicht hier zwar nicht ganz das für das Szenario 2030A P2H beschriebene Optimum, liegt aber in dessen Größenordnung. Der Betrieb der HT-WP spielt dabei so gut wie keine Rolle. Es sei an dieser Stelle darauf verwiesen, dass das konventionelle System, wie im Anhang ausführlicher dargestellt ist, wegen der KWK-Gutschrift eine sogar noch bessere Systemwirkung erreicht.

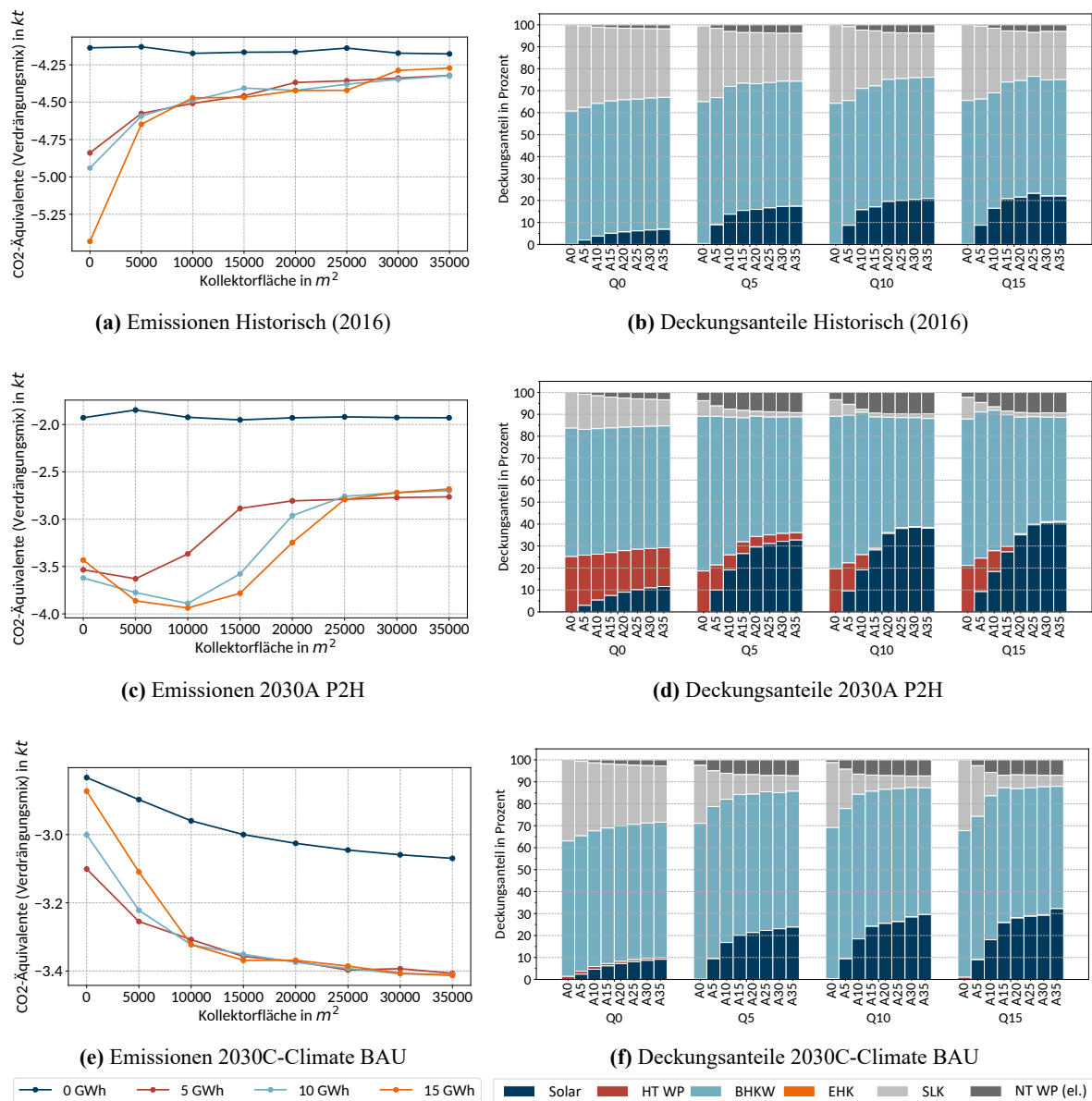


Abb. 7.17: Vergleich von Emissionen und Deckungsanteilen der progressiven ländlichen Wärmeversorgungssysteme in verschiedenen Szenarien

Abschließend soll zur Systemwirkung noch beschrieben werden, wie die Emissionen durch eine Förderung nach dem BEW-Schema bei ansonsten historischen Randbedingungen entwickeln würden. Dazu sind in Abbildung 7.18 die auf dem Verdrängungsmix beruhenden Emissionen für ausgewählte Systeme mit und ohne BEW-Förderung analog zu Abbildung 7.13 dargestellt. Es zeigt sich, dass die Förderung den P2H- und Solaranteil steigert, aber auch die KWK-Gutschrift verdrängt. Daher ergeben sich keine positiven Systemeffekte, solange konventionelle Kraftwerke die Stromerzeugung bestimmen.

7 Ergebnisse

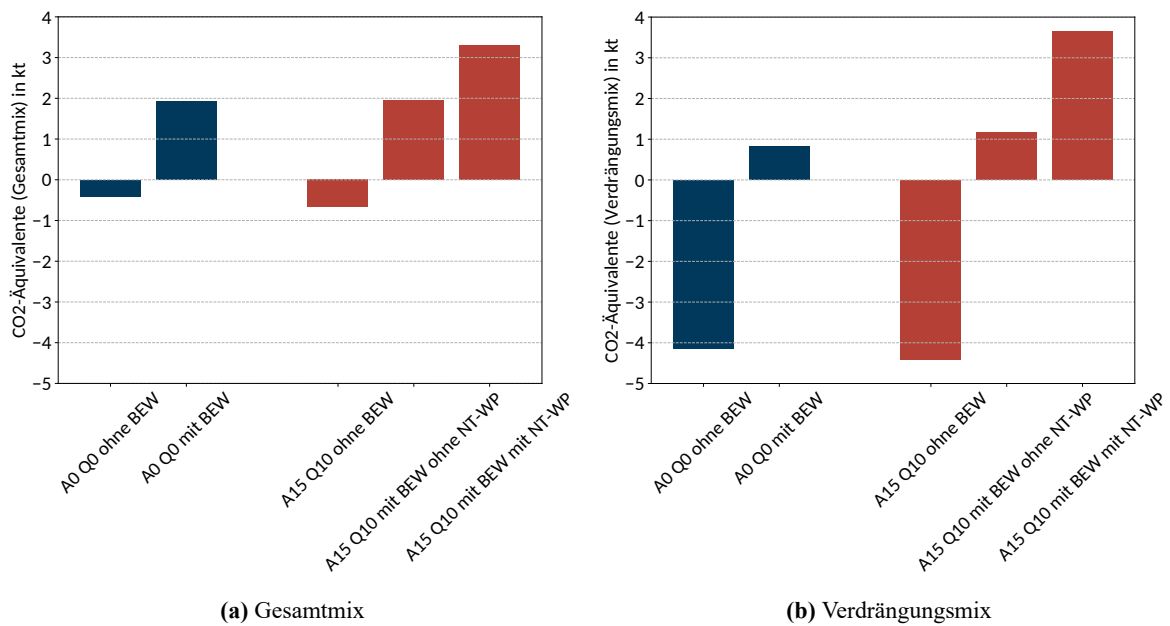


Abb. 7.18: Gegenüberstellung der Emissionen des progressiven ländlichen Systems zur Beurteilung der BEW-Förderung

Gerade in Kombination mit den zuvor anhand der kurzfristigen Zukunftsszenarien beschriebenen Effekten zeigt sich deutlich, dass bei der Hinzunahme solarer Kapazität und entsprechender Speicher in bestehende KWK-dominierte Versorgungsanlagen eine genaue Betrachtung des Voranschreitens der Energiewende vonnöten ist. Es kommt offensichtlich darauf an, dass zum Zeitpunkt des Umstiegs von KWK auf Solar mit P2H tatsächlich Versorgungssysteme mit einem Überschuss von erneuerbaren Energien in der Elektrizitätsversorgung vorliegen. In Schleswig-Holstein ist das sowohl lokal als auch temporär schon häufiger der Fall, deshalb bietet sich diese Region für die Errichtung und Förderung von Pilotanlagen an. Ohne diese Voraussetzung ist die Förderung nicht durch die Systemwirkung, sondern eher als Instrument der Markteinführung zu rechtfertigen.

8 Diskussion der Ergebnisse

8.1 Schlussfolgerungen

Zentrales Ergebnis dieser Untersuchung ist, dass weder unter den historischen Rahmenbedingungen des Jahres 2016, noch unter den ausgewählten Zukunftsszenarien für das Jahr 2030, aus Betreiberperspektive und unter den Grundsätzen der Gewinnmaximierung die Integration von Solarthermie und saisonalen thermischen Energiespeichern in städtischen und ländlichen Wärmeversorgungssystemen sinnvoll ist. Systeme ohne Solarfeld, ohne saisonalen Speicher und insbesondere mit hohem KWK-Anteil zeigen durchweg eine im direkten Vergleich bessere Wirtschaftlichkeit. Die Aussagekraft dieses Ergebnisses beschränkt sich allerdings auf die untersuchten konventionellen und progressiven Wärmeversorgungssysteme und die spezifischen Annahmen über die politischen und energiewirtschaftlichen Rahmenparameter. Diese bilden angesichts der niedrigen Gaspreise und attraktiven Vergütungen für elektrische Energie aus KWK tatsächlich eine besonders große Herausforderung für die Integration von Solarwärme. Zumindest die Ergebnisse des historischen Szenarios sind jedoch durch den derzeitigen Stand des Ausbaus der Solarthermie in Wärmeversorgungssystemen in Deutschland validierbar. Dieser bezieht sich auf eine Handvoll kleinerer Pilotprojekte. Dies ist entsprechend der Ergebnisse der historischen Betrachtung für das Jahr 2016 zu erwarten.

Dennoch weisen auch einige der untersuchten Systeme mit integrierter Solarthermie und saisonalem thermischem Energiespeicher positive Kapitalwerte auf und sind dementsprechend grundsätzlich als profitabel anzusehen. Bei den ländlichen Wärmeversorgungssystemen erzielt nur ein Teil der untersuchten Konstellationen positive Kapitalwerte, wohingegen sogar alle Konstellationen des städtischen Wärmeversorgungssystems als profitabel einzustufen sind. Aufgrund der geringeren Dimensionierung der Solarkollektorfläche in Relation zur Gesamtwärmelast fällt jedoch der Einfluss der Integration auf das bestehende System in den Untersuchungen der Stadt gering aus. Die Effekte treten also in den ländlichen Systemen sehr viel deutlicher zutage. So können einerseits die höchsten solaren Deckungsgrade in ländlichen Versorgungssystemen erzielt werden, wobei andererseits bei ungünstigen Rahmenbedingungen in eben diesen auch die anfallenden solaren Wärme am häufigsten notgekühlt werden muss und die Systeme aufgrund der hohen Wärmegestehungskosten wirtschaftlich unattraktiv werden.

In beiden Versorgungsstrukturen sowie den beiden Topologien hat die Integration von Solarthermie und STES Einfluss auf den Betrieb der Versorgungssysteme genommen. Dies war insbesondere unter günstigen Rahmenbedingungen in gewissen Zukunftsszenarien, aber auch in der historischen Betrachtung festzustellen. So konnten sich die untersuchten Technologien unter gewissen Umständen als im Betrieb wettbewerbsfähig mit Spitzenlast- und Elektrodenheizkesseln sowie Wärmepumpen erweisen und haben dann auch zur Reduktion der Emissionen des Versorgungssystems beigetragen. Es konnte zwar keine der Konstellationen unter den untersuchten Rahmenbedingungen die zusätzlich anfallenden Investitionskosten für die Integration ins bestehende Versorgungssystem vollständig verdienen. Jedoch ist es denkbar, dass bei einer kompletten Neuauslegung und folglich ohnehin notwendiger Investition aufgrund des konkurrenzfähigen Betriebs die Solarthermie anderen Nicht-KWK-Anlagen vorgezogen würde.

Von allen untersuchten Energiesystemszenarien werden in den 2030C-Climate Szenarien die höchsten Kapitalrenditen erzielt. Die des historischen Szenarios fallen ebenfalls höher als die der 2030A Szenarien aus. Zentraler Faktor dafür sind die am Stromspotmarkt erzielten Erlöse der KWK-Anlagen der jeweiligen Wärmeversorgungssysteme. Die besonders hohe CO_2 -Pönalisierung in den 2030C-Climate Szenarien genügt dabei nicht, um die Wirtschaftlichkeit der KWK-Anlagen signifikant zu vermindern. Die ebenfalls KWK-förderlichen BAU Rahmenparameterszenarien erzielen demnach auch höhere Kapitalwerte, als sich in den P2H Szenarien ergeben. Insgesamt schneidet folglich das Szenario 2030C-Climate BAU unter ökonomischen Aspekten am besten ab. Demgegenüber begünstigt aber das Power-to-Heat freundliche 2030A P2H Szenario die Integration der Solarthermie am meisten und ist dementsprechend das Zukunftsszenario mit den höchsten Solaranteilen. Das historische Szenario unterbietet die Gesamtemissionen der Zukunftsszenarien aufgrund der hohen Gutschriften für die Verdrängung des Strommixes bei Einspeisung ins NdaV aber noch einmal deutlich. Das bedeutet, dass für die ökologische Systemwirkung von großer Bedeutung ist, ob durch KWK-Betrieb Emissionen verdrängt werden, was in den untersuchten Fällen durchgehend der Fall war. Solange die Solarthermie den Einsatz des Spitzenlastkessels verdrängt, ist ihre ökologische Systemwirkung aber unter allen Umständen positiv.

Der Beschluss der Richtlinie zur Bundesförderung für effiziente Wärmenetz würde eine erhebliche Reduzierung der Investitions- und Betriebskosten der untersuchten Wärmeversorgungssysteme bedeuten. In den zwei beispielhaft betrachteten ländlichen Systemen mit progressiver Topologie, A0 Q0 (ohne Solarthermie und Speicher) und A15 Q10 (mit spürbarer Solarfeldgröße und für saisonale Verschiebung geeignetem Speicher) erhöhen sich jeweils die Kapitalrenditen erheblich. Des Weiteren verändern sich die Einsatzzeitreihen der einzelnen Versorgungsanlage, sodass die HT-WP zum ersten Mal als Primärversorger eingesetzt wird. Jedoch kommt es ohne eine Förderung des Betriebs der NT-WP, die für die Speichereinladung benötigt wird, trotz Solarförderung nicht zu einer signifikant gestiegenen Einbindung. Vielmehr verschiebt sich die Solarnutzung, sodass eine möglichst große Wärmemenge zur Deckung der Speicherverluste verwendet werden kann, um die Betriebsförderung der Solarthermie zu erhalten. Der STES wird mit möglichst hoch auftretenden Verlusten betrieben, was der Zielsetzung der BEW Förderung

widerspricht. Bei Förderung des NT-WP-Betriebs kommt es jedoch zu einer vollständigen Einbindung der Solarthermie und zur bislang ausgeprägtesten Nutzung des STES. Nichtsdestotrotz erzielt das System A15 Q10 selbst mit zusätzlicher NT-WP Betriebskostenförderung aufgrund des weiterhin hohen Investitionsaufwands geringere Kapitalwerte als das Status-Quo System A0 Q0. Demzufolge genügt die BEW Förderung unter den gewählten Annahmen dieser Untersuchung nicht vollständig zur wirtschaftlichen Integration von Solarthermie in bestehende Wärmeversorgungssysteme. Jedoch steigt deren Attraktivität deutlich, sodass regenerative Wärmequellen bei einer notwendigen Neuanschaffung konkurrenzfähiger mit konventionellen Versorgungsanlagen werden könnten. Dies gilt voraussichtlich umso mehr, je teurer Brennstoffe werden und je weniger diese sich im Elektrizitätsmarkt bemerkbar machen.

8.2 Kritische Betrachtung

Unter der in dieser Untersuchung verwendeten Betrachtungsweise fallen auch bei Nichtnutzung einer Anlage weiterhin die hohen Investitionskosten an, was die ökonomischen Kennzahlen verschlechtert. Eine zusätzliche Auslegungsoptimierung der Systeme hätte jedoch den Umfang der Arbeit deutlich überstiegen. Das gilt auch für eine kombinierte Einsatzoptimierung nach ökonomischen und ökologischen Kennzahlen, welche den Systemen mit hohem Grad der Integration von Solarthermie und STES vermutlich zugutekäme oder zumindest zeigen könnte, wie ein emissionsoptimales System aussähe. Die hier ausgewiesenen Emissionen beziehen sich immer nur auf den wirtschaftlich optimierten Betrieb. Es ist jedoch zu beachten, dass ein emissionsoptimierter Betrieb vermutlich zu einem mindestens ebenso hohen Einsatz von KWK und kaum einem höheren von Solarthermie käme, solange mit der KWK fossile Stromerzeugung verdrängt werden kann. Wie sich an der Gegenüberstellung von Emissionen und Strompreisen zeigt, sind die Zielkonflikte zwischen ökonomischer und ökologischer Optimierung vermutlich geringer als gemeinhin angenommen werden könnte.

Als eine zentrale Hürde für den Einsatz der Solarthermie und des STES haben sich die Kosten der elektrischen Energie, die zur Einbindung der Solarwärme über Wärmepumpen nötig ist, herausgestellt. Oftmals wird die kostengünstige solarthermische Wärme nicht genutzt, weil dazu der Einsatz der NT-WP nötig wäre und diese entweder Strom teuer vom Netz oder direkt von der KWK-Anlage beziehen müsste. Im letzteren Fall würde dies Opportunitätskosten bedeuten, da der Strom nicht am Spotmarkt verkauft werden könnte. Die Wahl dieser Topologie mit Hoch- und Niedertemperaturnetz ist zwar sinnvoll aus Kollektor- und Speichereffizienzgründen, jedoch für Integration dieser Technologien zumindest kritisch zu hinterfragen. Allerdings würde bei saisonaler Verschiebung der solarthermisch gewonnenen Wärme voraussichtlich auch bei geringerem Temperaturniveau weiter eine Technologie zur Temperaturerhebung der aus dem STES entnommenen Energie benötigt. Auch hier ist nicht allein die Frage nach der ökonomischen Attraktivität ausschlaggebend. Wenn für den Betrieb der Wärmepumpen Strom aus konventionellen Kraftwerken bezogen wird, ist der Einsatz oft auch ökologisch weniger sinnvoll als der von KWK-

Anlagen, die Emissionen verdrängen. Die Limitation des verwendeten Modells liegt hier darin, keine lokalen Überschussituationen abzubilden, die auf den Strompreis nahezu keine Auswirkung haben. Dafür müsste genauer aufgelöst werden, ob sich auch in Situationen, in denen andernorts noch fossile Kraftwerke betrieben werden, an bestimmten Standorten schon emissionsfreie Kraftwerke, wie beispielsweise Windkraftanlagen im Zuge des Einspeisemanagements, abgeschaltet werden.

Wie bereits erwähnt sind die Ergebnisse – insbesondere die der Zukunftsszenarien – nur innerhalb genau der angenommenen Rahmenbedingungen gültig. Demnach ist auch die Wahl dieser Rahmenparameter kritisch zu betrachten. Da keine umfassende Sensitivitätsanalyse für die einzelnen energiepolitischen Rahmenparameter durchgeführt worden ist, ist deren Einfluss und Lenkkraft nicht bekannt. Demnach ist nicht klar, ob eine andere Parameterwahl die Integration mehr begünstigt hätte. Davon ist insbesondere dann auszugehen, wenn die KWK ihre sehr gute Wettbewerbsposition verliert. Hierzu ist allerdings anzumerken, dass dies, wie die Untersuchungen zum Szenario 2030-C Climate zeigen, nicht allein dadurch geschieht, dass die CO_2 -Pönalisierung steigt. Erst wenn die Brennstoffkosten steigen, ohne dass auch die Erlöse am Strommarkt entsprechend mitwachsen, verschlechtert sich die wirtschaftliche Attraktivität der KWK entscheidend. Was die Emissionen betrifft, gilt das oben Beschriebene.

Daran anschließend ist es ebenso die Annahme einer in den Zukunftsszenarien unveränderten Wärmelast zu hinterfragen. Einerseits ist davon auszugehen, dass die Bedeutung der Fernwärme zunimmt und daraus folgend der Wärmebedarf ansteigen könnte. Demgegenüber ist ebenfalls zu erwarten, dass im Rahmen von Maßnahmen des Klimaschutzes eine erhöhte Gebäudeeffizienz notwendig ist. Dementsprechend könnte der Wärmebedarf andererseits aufgrund von verbesserter Wärmedämmung sinken. In beiden Fällen ist mit einer veränderten Last eine andere Deckung durch die konkurrierenden Versorgungsanlagen zu erwarten, was wiederum einen hohen Einfluss auf die Integration von Solarthermie und STES hat.

Bei einer Betriebskostenförderung der NT-WP durch die BEW hätte dessen Betrieb positive Auswirkungen auf wirtschaftlichen Ergebnisse, welche die Wahl der Topologie mit Hoch- und Niedertemperaturnetz in diesem bestimmten Fall befürworten würde. Dabei handelt es sich aber nur um einen Entwurf, welcher in der Form noch nicht als Gesetzentwurf beschlossen wurde. Außerdem ist nicht untersucht worden, wie sich die BEW Förderung auf das Wärmeversorgungssystem auswirken würde, wenn die Solarthermie und der Speicher direkt ins Hochtemperaturnetz integriert wären.

8.3 Ausblick

Die KWK-Anlagen sind in den Szenarien für das Jahr 2030, die unter anderem auf dem NEP 2019 und dem TYNDP 2018 basieren, weiterhin die Schlüsseltechnologie, selbst wenn multivalente Wärmeversorgungsanlagen nicht auf diese ausgelegt sind und selbst wenn hohe Brennstoffkosten und -abgaben anfallen. Ist politisch aber eine Abwendung von fossil befeuerter KWK gewünscht, dann ist die Untersu-

chung von Anreizen zur Unterstützung konkurrierender Versorgungstechnologien sinnvoll. Zum Beispiel ist von der BMWi ein Entwurf zur Investitions- und Betriebskostenförderung der Solarthermie und Wärmepumpen (BEW) erstellt worden, um einen höheren Anteil an erneuerbaren Energien in Wärme- und Kältenetzsystemen zu erreichen. Da dieser aber nur auf zwei ausgewählte Systeme der vorliegenden Untersuchung angewandt worden ist, wäre für eine vollständige Analyse, dies auf alle System zu erweitern. Darauf aufbauend wäre die Durchführung einer Sensitivitätsanalyse zur Ermittlung der Höhe einer solchen Förderung von Interesse, um den ökonomischen und ökologischen Einfluss auf die untersuchten Systeme zu analysieren.

Wie bereits oben kritisch angemerkt, wirkt sich die Niedertemperaturtopologie der Solarthermie und des STES nicht nur positiv aus. Deshalb wäre auch eine Untersuchung anderer Topologien von Interesse. Zum einen könnte man die beiden Technologien direkt ins Hochtemperaturnetz einbinden und etwaige Effizienzverluste in Kauf nehmen. Andererseits ist im Sinne der 4GDH mittelfristig eine Absenkung der Netztemperaturen gewünscht, wodurch die effizientere Niedertemperatursolarthermie auch auf eine Wärmepumpe verzichten könnte. Insgesamt ist anhand der dargestellten Ergebnisse für beide Varianten eine bessere Einbindung der beiden Technologien zu erwarten. Mit den so generierten Ergebnissen wäre darüber hinaus auch eine Neubewertung und gegebenenfalls Anpassung der Zukunftsszenarien möglich. Unterstützend dafür wäre eine umfangliche Sensitivitätsanalyse geeignet. Somit könnten gezielt solche Rahmenparameter identifiziert werden, die für die Wärmewende besonders nützlich sind.

Um die Untersuchung der Integration von Solarthermie und STES und die Bewertungsperspektive zu erweitern, ist eine multikriterielle Einsatzoptimierung nach ökonomischen und ökologischen Bewertungskriterien von besonderem Interesse. Da Kunden und deshalb auch Unternehmen immer mehr Gewichtung auf die ökologische Bilanz ihrer Güter und Dienstleistungen setzen, ist eine ganzheitliche Analyse in beiden Dimensionen der nächste logische Schritt. Außerdem sinnvoll für eine fundiertere Bewertung der Investition und dessen Rentabilität ist eine kombinierte Einsatz- und Auslegungsoptimierung. Damit würde die Überdimensionierung einzelner Versorgungsanlagen und damit den negativen Einfluss dieser auf die ökonomischen Kennzahlen vermieden.

Abgesehen von Ansatzpunkten für wissenschaftliche Anschlussarbeiten, kann festgehalten werden, dass KWK ökologisch und ökonomisch in der kurz- und mittelfristigen Perspektive weiter nützlich ist. Das ändert sich im Zuge der Energiewende erst dann, wenn KWK keine mit fossilen Brennstoffen befeuerten Kraftwerke mehr aus der Elektrizitätsversorgung verdrängt. Die Wärmewende hängt, was Wirtschaftlichkeit und Emissionsvermeidung betrifft, also entscheidend von der Entwicklung auf dem Stromsektor ab. Für Schleswig-Holstein bedeutet dies, dass Solarthermie und P2H über Wärmepumpen hier vermutlich im Vergleich zum übrigen Bundesgebiet früher einen Beitrag zur nachhaltigen Wärmeversorgung leisten können, weil davon auszugehen ist, dass hier zuerst in der gebotenen Häufigkeit Situationen auftreten, in denen auf erneuerbaren Energien basierende Stromerzeugung vorherrscht. Mit dieser Begründung sollten

8 Diskussion der Ergebnisse

Pilotprojekte für Wärmeversorgungssysteme mit einem erheblichen Anteil solarthermischer Wärmege-
winnung bevorzugt hier angesiedelt werden. Dabei wäre in Erwägung zu ziehen, ob geförderte Pilotanla-
gen mit niedrigen Vorlauftemperaturen sogar vollständig auf KWK verzichten, um die Investitionskosten
zu reduzieren und einen Betrieb, der auf Solarthermie und P2H basiert, gezielt zu forcieren.

Literaturverzeichnis

- [1] H.-M. Henning, A. Palzer, C. Pape, F. Borggreffe, Jachmann, Henning, und M. Fishedick, „Phasen der Transformation des Energiesystems,” *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 2015.
- [2] E. Carpaneto, P. Lazzeroni, und M. Repetto, „Optimal integration of solar energy in a district heating network,” *Renewable Energy*, Vol. 75, S. 714 – 721, 2015. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S096014811400682X>
- [3] C. Winterscheid, J.-O. Dalenbäck, und S. Holler, „Integration of solar thermal systems in existing district heating systems,” *Energy*, Vol. 137, S. 579 – 585, 2017. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544217307363>
- [4] Verein Deutscher Ingenieure, „VDI 4608: Energiesysteme - Kraft-Wärme-Kopplung - Begriffe, Definitionen, Beispiele,” 2005.
- [5] Agora Energiewende, „Power-to-Heat zur Integration von ansonsten abgeregeltem Strom aus Erneuerbaren Energien,” Juni 2014. [Online]. Available: https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2013/power-to-heat/Agora_PtH_Langfassung_WEB.pdf
- [6] M. Sterner und I. Stadler, *Energiespeicher - Bedarf, Technologien, Integration*, 2. Aufl. Berlin Heidelberg New York: Springer-Verlag, 2017.
- [7] C. Kaldemayer, C. Boysen, und I. Tuschy, *Elektrizitätsnetzgekoppelte Fernwärmeversorgung 2020*. Flensburg: Zentrum für nachhaltige Energiesysteme (ZNES), Mai 2019.
- [8] V. Quaschnig, *Regenerative Energiesysteme - Technologie - Berechnung - Simulation*, 11. Aufl. Carl Hanser Verlag GmbH Co KG, 2015.
- [9] D. Bauer, R. Marx, J. Nußbicker-Lux, F. Ochs, W. Heidemann, und H. Müller-Steinhagen, „German central solar heating plants with seasonal heat storage,” *Solar Energy*, Vol. 84, Nr. 4, S. 612 – 623, 2010, International Conference CISBAT 2007. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0038092X09001224>
- [10] Solar Keymark, „Solar Keymark Datenbank,” Zertifizierungsprogramm von Solarthermiekollektoren. [Online]. Available: <http://www.solarkeymark.nl/DBF/>

- [11] Arcon Sunmark A/C, „Solarthermiegroßanlage Fernwärme Silkeborg, Dänemark.” [Online]. Available: <http://arcon-sunmark.com/cases/fjernvarme-silkeborg-danmark>
- [12] L. Kumar, M. Hasanuzzaman, und N. Rahim, „Global advancement of solar thermal energy technologies for industrial process heat and its future prospects: A review,” *Energy Conversion and Management*, Vol. 195, S. 885–908, sep 2019.
- [13] P. Konstantin, *Praxisbuch Energiewirtschaft - Energieumwandlung, -transport und -beschaffung im liberalisierten Markt*, 3. Aufl. Berlin Heidelberg New York: Springer-Verlag, 2013.
- [14] M. Brandt, „Untersuchung zum Einsatz von Solerthermie in multivalenten Wärmeversorgungsnetzen,” Master’s thesis, Hochschule Flensburg, 2019, (unveröffentlicht).
- [15] K. Juhrich, *CO2-Emissionsfaktoren für fossile Brennstoffe*. Umweltbundesamt, 2016.
- [16] Agora Energiewende, „Agorameter: German Net Power Generation, Consumption and Commercial Exports 2016,” Stand: 04.07.2017.
- [17] Oemof Developer Group, „oemof.solph Documentaion,” 2020. [Online]. Available: <https://oemof-solph.readthedocs.io/en/latest/>
- [18] W. E. Hart, C. D. Laird, J.-P. Watson, D. L. Woodruff, und G. A. Hackebeil, *Pyomo – Optimization Modeling in Python*. Springer-Verlag GmbH, 2017, Vol. 67. [Online]. Available: https://www.ebook.de/de/product/33462170/william_e_hart_carl_d_laird_jean_paul_watson_david_l_woodruff_gabriel_a_hackebeil_pyomo_optimization_modeling_in_python.html
- [19] Gurobi Optimization, LLC, „Gurobi Optimizer Reference Manual,” 2019. [Online]. Available: <http://www.gurobi.com>
- [20] Stadtwerke Flensburg GmbH, „District heating network data for the city of Flensburg from 2014 to 2016,” 2019. [Online]. Available: <https://zenodo.org/record/2553968#.YpX-01TP1aQ>
- [21] E. Mollenhauer, A. Christidis, und G. Tsatsaronis, „Evaluation of an energy- and exergy-based generic modeling approach of combined heat and power plants,” *International Journal of Energy and Environmental Engineering*, Vol. 7, Nr. 2, S. 167–176, feb 2016.
- [22] K. W. Schmitz und G. Schaumann, *Kraft-Wärme-Kopplung*, 4. Aufl. Berlin Heidelberg New York: Springer-Verlag, 2009.
- [23] J. Freißmann, „Integration von Solarthermie und saisonalen thermischen Energiespeichern in multivalenten städtischen Wärmeversorgungssystemen – Masterprojektarbeit,” (unveröffentlicht), 2020.
- [24] F. Witte, „Thermal Engineering Systems in Python,” 2019. [Online]. Available: <https://tespy.readthedocs.io/en/master/introduction.html>

- [25] F. Witte und I. Tuschy, „TESPy: Thermal Engineering Systems in Python,” *Journal of Open Source Software*, Vol. 5, Nr. 49, S. 2178, may 2020.
- [26] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), „Kraft-Wärme-Kopplung.” [Online]. Available: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Artikel/Energie/moderne-kraftwerkstechnologien.html>
- [27] H.-M. Henning und A. Palzer, „Energiesystem Deutschland 2050,” Fraunhofer ISE, Tech. Rep., 2013. [Online]. Available: https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Fraunhofer-ISE_Energiesystem-Deutschland-2050.pdf
- [28] S. Buffa, M. Cozzini, M. D’Antoni, M. Baratieri, und R. Fedrizzi, „5th generation district heating and cooling systems: A review of existing cases in Europe,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 104, S. 504 – 522, 2019. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032118308608>
- [29] H. Lund, S. Werner, R. Wiltshire, S. Svendsen, J. E. Thorsen, F. Hvelplund, und B. V. Mathiesen, „4th Generation District Heating (4GDH): Integrating smart thermal grids into future sustainable energy systems,” *Energy*, Vol. 68, S. 1 – 11, 2014. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544214002369>
- [30] H. Lund, P. A. Østergaard, M. Chang, S. Werner, S. Svendsen, P. Sorknæs, J. E. Thorsen, F. Hvelplund, B. O. G. Mortensen, B. V. Mathiesen, C. Bojesen, N. Duic, X. Zhang, und B. Möller, „The status of 4th generation district heating: Research and results,” *Energy*, Vol. 164, S. 147 – 159, 2018. [Online]. Available: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544218317420>
- [31] J. Freißmann, „Modellierung von Wärmepumpen in gemischt-ganzzahligen linearen Optimierungsproblemen – Masterprojektarbeit,” (*unveröffentlicht*), 2020.
- [32] european heat pump association, „Large scale heat pumps in Europe – 16 examples realized and successful projects,” Brochüre, 2017. [Online]. Available: https://www.ehpa.org/fileadmin/red/03_Media/03.02_Studies_and_reports/Large_heat_pumps_in_Europe_MDN_II_final4_small.pdf
- [33] Deutscher Wetterdienst, „Regenerative Energien - Globalstrahlung: Summe aus direkter und diffuser Sonnenstrahlung,” <https://www.dwd.de/DE/leistungen/solarenergie/solarenergie.html>.
- [34] Deutsches Institut für Normung, „DIN 5034-2:1985-02, Tageslicht in Innenräumen; Grundlagen.”
- [35] SPF Institut für Solartechnik, *Solar Keymark Certificate – Arcon-Sunmark A/S HT-SolarBoost 35/10*, Sep. 2018. [Online]. Available: http://www.solarkeymark.nl/DBF/PDF_Downloads/DS_579.pdf
- [36] Solar District Heating, „Plant Database.” [Online]. Available: <https://www.solar-district-heating.eu/en/plant-database/>

- [37] Energinet.dk, „Technology Data for Energy storage,” 2018. [Online]. Available: <https://ens.dk/en/our-services/projections-and-models/technology-data/technology-data-energy-storage>
- [38] Arbeitsgemeinschaft Fernwärme (AGFW), „Fernwärme - Preisübersicht (Stichtag 01.10.2020),” 2020. [Online]. Available: https://www.fernwaerme-info.com/fileadmin/Redakteure/fernwaerme-info/Förderung_und_Kosten/Kosten_und_Preise/Preisübersicht_Webexemplar.pdf
- [39] Das Europäische Parlament und der Rat der Europäischen Union, „Richtlinie 2012/27/EU zur Energieeffizienz, zur Änderung der Richtlinien 2009/125/EG und 2010/30/EU und zur Aufhebung der Richtlinien 2004/8/EG und 2006/32/EG,” Okt. 2012. [Online]. Available: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32012L0027&from=GA>
- [40] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V., „BDEW-Strompreisanalyse Januar 2021,” Jan. 2021. [Online]. Available: https://www.bdew.de/media/documents/BDEW-Strompreisanalyse_no_halbjaehrlich_Ba_online_28012021.pdf
- [41] Bundesnetzagentur, „Monitoringbericht 2016,” 2016. [Online]. Available: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/Monitoringbericht2016.pdf?__blob=publicationFile&v=2
- [42] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, „Erneuerbare-Energien-Gesetz – Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien,” 2014, Stand 29.08.2016. [Online]. Available: https://www.clearingstelle-eeg-kwkg.de/sites/default/files/EEG_2014_160829.pdf
- [43] European Energy Exchange (EEX), „EGIX Erdgaspreisindex der PEGAS,” 2010 - 2020. [Online]. Available: <https://www.hansewerk-natur.com/de/service/downloads/preisindizes.html>
- [44] Zoll online, „Steuerentlastungstatbestand,” 2021, Abgerufen: 14.04.2021. [Online]. Available: https://www.zoll.de/DE/Fachthemen/Steuern/Verbrauchssteuern/Energie/Steuerbeguenstigung/Steuerentlastung/KWK-Anlagen/Vollstaendige-Steuerentlastung/Steuerentlastungstatbestand/steuerentlastungstatbestand_node.html
- [45] Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz, „Gesetz über den Handel mit Berechtigungen zur Emission von Treibhausgasen,” 2011.
- [46] Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle, „Zulassung von Wärme- und Kältespeichern,” 2011.
- [47] „KWKG - Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz - 2016,” 2015.
- [48] S. Hilpert, M. Söthe, und C. Wingenbach, „ANGUSII Scenarios: German Energy System 2030.” [Online]. Available: <https://doi.org/10.5281/zenodo.3346905>

- [49] B. für Wirtschaft und Energie, „Richtlinie für die Bundesförderung für effiziente Wärmenetze,” 18.08.2021.
- [50] B. B. der Energie-und Wasserwirtschaft e.V., „Stellungnahme zur Richtlinie für die Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW),” 23.07.2021.
- [51] H. Busch, „Marstal Fjernvarme – a solar district heating plant on the island of Ærø, Denmark,” 2019. [Online]. Available: <http://co2mmunity.eu/wp-content/uploads/2019/03/Factsheet-Aerö-Marstal.pdf>
- [52] Energinet.dk - Danish Energy Agency, „Technology Data – Energy Plants for Electricity and District heating generation,” 2016 (Update April 2020). [Online]. Available: https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Statistik/technology_data_catalogue_for_el_and_dh_-_0009.pdf
- [53] H. Wirth, „Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland,” *Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme*, 2019. [Online]. Available: <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/aktuelle-fakten-zur-photovoltaik-in-deutschland.pdf>
- [54] M. Pehnt, M. Nast, C. Götz, S. Blömer, A. Barckhausen, D. Schröder, R. Miljes, C. Pottbäcker, H. Breier, C. Nabe, S. Lindner, und B. Dannemann, *Wärmenetzsysteme 4.0: Endbericht - Kurzstudie zur Umsetzung der Maßnahme: Modellvorhaben erneuerbare Energien in hocheffizienten Niedertemperaturwärmenetzen*, 2017. [Online]. Available: <https://www.ifeu.de/wp-content/uploads/W%C3%A4rmenetze-4.0-Endbericht-final.pdf>
- [55] P. Virtanen, , R. Gommers, T. E. Oliphant, M. Haberland, T. Reddy, D. Cournapeau, E. Burovski, P. Peterson, W. Weckesser, J. Bright, S. J. van der Walt, M. Brett, J. Wilson, K. J. Millman, N. Mayorov, A. R. J. Nelson, E. Jones, R. Kern, E. Larson, C. J. Carey, Í. Polat, Y. Feng, E. W. Moore, J. VanderPlas, D. Laxalde, J. Perktold, R. Cimrman, I. Henriksen, E. A. Quintero, C. R. Harris, A. M. Archibald, A. H. Ribeiro, F. Pedregosa, und P. van Mulbregt, „SciPy 1.0: fundamental algorithms for scientific computing in Python,” *Nature Methods*, Vol. 17, Nr. 3, S. 261–272, feb 2020.

Anhang

A Mathematische Formulierung des generischen Modells

Kostenterme

$$K_{\text{gud}}(t) = \sum_{i=1}^n \left[\Delta t \cdot (\dot{H}_{\text{gud},i}(t) \cdot k_{\text{gas}} + \dot{Q}_{\text{gud},i}(t) \cdot k_{\text{var,gud}}) + Y_{\text{start,gud},i}(t) \cdot k_{\text{start,gud}} \right] \quad (\text{A.1})$$

$$K_{\text{bhkw}}(t) = \sum_{i=1}^n \left[\Delta t \cdot (\dot{H}_{\text{bhkw},i}(t) \cdot k_{\text{gas}} + \dot{Q}_{\text{bhkw},i}(t) \cdot k_{\text{var,bhkw}}) + Y_{\text{start,bhkw},i}(t) \cdot k_{\text{start,bhkw}} \right] \quad (\text{A.2})$$

$$K_{\text{gdt}}(t) = \sum_{i=1}^n \left[\Delta t \cdot (\dot{H}_{\text{gdt},i}(t) \cdot k_{\text{gas}} + \dot{Q}_{\text{gdt},i}(t) \cdot k_{\text{var,gdt}}) + Y_{\text{start,gdt},i}(t) \cdot k_{\text{start,gdt}} \right] \quad (\text{A.3})$$

$$K_{\text{ht-wp}}(t) = \sum_{i=1}^n \left[\Delta t \cdot P_{\text{el,ht-wp},i}(t) \cdot (k_{\text{el}} + k_{\text{var,ht-wp}}) + Y_{\text{start,ht-wp},i}(t) \cdot k_{\text{start,ht-wp}} \right] \quad (\text{A.4})$$

$$K_{\text{nt-wp}}(t) = \sum_{i=1}^n \left[\Delta t \cdot P_{\text{el,nt-wp},i}(t) \cdot (k_{\text{el}} + k_{\text{var,nt-wp}}) + Y_{\text{start,nt-wp},i}(t) \cdot k_{\text{start,nt-wp}} \right] \quad (\text{A.5})$$

$$K_{\text{ehk}}(t) = \sum_{i=1}^n \left[\Delta t \cdot (P_{\text{el,ehk},i}(t) \cdot k_{\text{el}} + \dot{Q}_{\text{ehk},i}(t) \cdot k_{\text{var,ehk}}) + Y_{\text{start,ehk},i}(t) \cdot k_{\text{start,ehk}} \right] \quad (\text{A.6})$$

$$K_{\text{slk}}(t) = \sum_{i=1}^n \left[\Delta t \cdot (\dot{H}_{\text{slk},i}(t) \cdot k_{\text{gas}} + \dot{Q}_{\text{slk},i}(t) \cdot k_{\text{var,slk}}) + Y_{\text{start,slk},i}(t) \cdot k_{\text{start,slk}} \right] \quad (\text{A.7})$$

$$K_{\text{mr}}(t) = \sum_{i=1}^n \left[\Delta t \cdot \dot{Q}_{\text{mr},i}(t) \cdot k_{\text{var,mr}} \right] \quad (\text{A.8})$$

$$K_{\text{sol}}(t) = \sum_{i=1}^n \left[\Delta t \cdot \dot{Q}_{\text{sol},i}(t) \cdot k_{\text{var,sol}} \right] \quad (\text{A.9})$$

$$K_{\text{stes}}(t) = \sum_{i=1}^n \left[\Delta t \cdot (\dot{Q}_{\text{stes,ein},i}(t) + \dot{Q}_{\text{stes,aus},i}(t)) \cdot k_{\text{var,stes}} \right] \quad (\text{A.10})$$

$$K_{\text{sttes}}(t) = \sum_{i=1}^n \left[\Delta t \cdot (\dot{Q}_{\text{sttes,ein},i}(t) + \dot{Q}_{\text{sttes,aus},i}(t)) \cdot k_{\text{var,sttes}} \right] \quad (\text{A.11})$$

Erlösterme

$$E_{\text{gud}}(t) = \sum_{i=1}^n [\Delta t \cdot (P_{\text{el,gud},i}(t) \cdot (e_{\text{sm}} + e_{\text{kwk-bonus}}) + \dot{Q}_{\text{gud},i}(t) \cdot e_{\text{fw}})] \quad (\text{A.12})$$

$$E_{\text{bhkw}}(t) = \sum_{i=1}^n [\Delta t \cdot (P_{\text{el,bhkw},i}(t) \cdot (e_{\text{sm}} + e_{\text{kwk-bonus}}) + \dot{Q}_{\text{bhkw},i}(t) \cdot e_{\text{fw}})] \quad (\text{A.13})$$

$$E_{\text{gdt}}(t) = \sum_{i=1}^n [\Delta t \cdot (P_{\text{el,gdt},i}(t) \cdot (e_{\text{sm}} + e_{\text{kwk-bonus}}) + \dot{Q}_{\text{gdt},i}(t) \cdot e_{\text{fw}})] \quad (\text{A.14})$$

$$E_{\text{ht-wp}}(t) = \sum_{i=1}^n [\Delta t \cdot \dot{Q}_{\text{ht-wp},i}(t) \cdot e_{\text{fw}}] \quad (\text{A.15})$$

$$E_{\text{nt-wp}}(t) = \sum_{i=1}^n [\Delta t \cdot P_{\text{el,nt-wp},i}(t) \cdot e_{\text{fw}}] \quad (\text{A.16})$$

$$E_{\text{chk}}(t) = \sum_{i=1}^n [\Delta t \cdot \dot{Q}_{\text{chk},i}(t) \cdot e_{\text{fw}}] \quad (\text{A.17})$$

$$E_{\text{slk}}(t) = \sum_{i=1}^n [\Delta t \cdot \dot{Q}_{\text{slk},i}(t) \cdot e_{\text{fw}}] \quad (\text{A.18})$$

$$E_{\text{mr}}(t) = \sum_{i=1}^n [\Delta t \cdot \dot{Q}_{\text{mr},i}(t) \cdot e_{\text{fw}}] \quad (\text{A.19})$$

$$E_{\text{sol}}(t) = \sum_{i=1}^n [\Delta t \cdot \dot{Q}_{\text{sol},i}(t) \cdot e_{\text{fw}}] \quad (\text{A.20})$$

$$E_{\text{stes}}(t) = \sum_{i=1}^n [\Delta t \cdot \dot{Q}_{\text{stes,aus},i}(t) \cdot e_{\text{fw}}] \quad (\text{A.21})$$

$$E_{\text{sttes}}(t) = \sum_{i=1}^n [\Delta t \cdot \dot{Q}_{\text{sttes,aus},i}(t) \cdot e_{\text{fw}}] \quad (\text{A.22})$$

B Technologieabbildung

B.1 Parametrisierung der Anlagen

In diesem Kapitel werden unter anderem ausgewählte Auslegungsparameter der TESP_y-Simulationen dargestellt. Dessen Teillastverhalten wird mit Kennlinien aus Beispielen der TESP_y-Dokumentation [24] abgebildet und ist bei Bedarf den Pythonskripten im elektronischen Anhang zu entnehmen.

B.1.1 KWK-Anlagen

Gas- und Dampfkraftwerk

Tab. B.1: Anlangenparameter der GuD-Simulation in TESP_y

Parameter	Einheit	Wert
Liefergrad	–	2,5
Temperatur Luf & Brennstoff	°C	20
Luftdruck	bar	1
Temperatur Fernwärmenetz	°C	90 / 50
Betriebsdruck Fernwärmenetz	bar	10
Minimale Teillast (Gasturbine)	%	30
Isentropenwirkungsgrad (Zuluftkompressor)	%	85
Isentropenwirkungsgrad (Brennstoffkompressor)	%	85
Isentropenwirkungsgrad (Gasturbine)	%	90
Isentropenwirkungsgrad (Dampfturbinen)	%	88
Isentropenwirkungsgrad (Pumpen)	%	80
Temperaturen Kühlwasser	°C	30 / 15
Grädigkeit (Fernwärmekondensator)	°C	5
Grädigkeit (Kühlkondensator)	°C	5

Tab. B.2: Kennzahlen der solph-Abbildung des Gas- und Dampfkraftwerk im Nennpunkt

Parameter	T_{VL}	Einheit	Wert
Max. Brennstoffnutzungsgrad	min.	%	80,4
Max. Stromausbeute	min.	%	52,9
Max. Wärmeausbeute	max.	%	28,1
Min. Brennstoffnutzungsgrad	max.	%	76,8
Min. Stromausbeute	max.	%	48,7
Min. Wärmeausbeute	min.	%	27,5

Tab. B.3: Parametersätze der GenericCHP-Komponente (GuD) bei 90 °C Vorlauftemperatur

Parameter	Einheit	Konventionell	Progressiv
$P_{\max, \text{wodh}}$	MW	188,4	140,0
$\eta_{\text{el, max, wodh}}$	%	54,83	54,98
$P_{\min, \text{wodh}}$	MW	71,63	53,37
$\eta_{\text{el, min, wodh}}$	%	45,33	45,60
$\dot{H}_{\text{bs, kwk}}$	MW	343,6	254,5
$\dot{q}_{V, \text{RG, max}}$	%	16,92	16,71
$\dot{q}_{V, \text{RG, min}}$	%	–	–
β	%	13,17	13,68
$\dot{Q}_{\text{kond, min}}$	MW	14,29	10,96

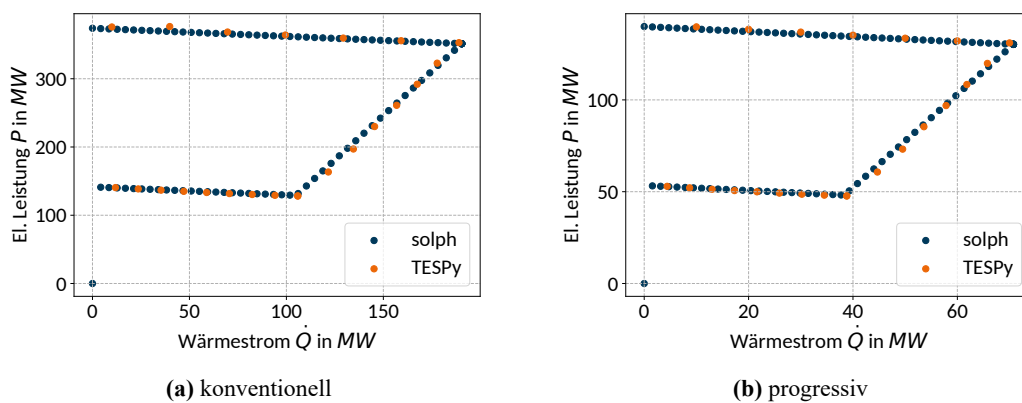


Abb. B.1: Gegenüberstellung der Betriebsfelder der GuD in TESPy und solph bei 90 °C Vorlauftemperatur im konventionellen und progressiven Wärmeversorgungssystem

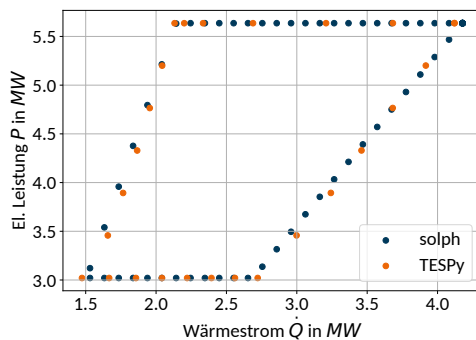
Blockheizkraftwerk

Tab. B.4: Anlangenparameter der BHKW-Simulation in TESP_y

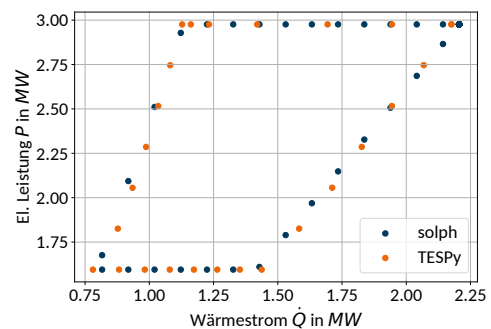
Parameter	Einheit	Wert
Liefergrad	–	1,0
Temperatur Luf & Brennstoff	°C	20
Luftdruck	bar	1,05
Temperatur Fernwärmenetz	°C	90 / 50
Betriebsdruck Fernwärmenetz	bar	10
Rauchgastemperatur	°C	150
Druckverhältnis über Motor	%	98
Druckverhältnis über WÜT	%	99

Tab. B.5: Kennzahlen der solph-Abbildung des BHKW im Nennpunkt (dimensionierungsunabhängig)

Parameter	T_{VL}	Einheit	Wert
Max. Brennstoffnutzungsgrad	min.	%	80,5
Max. Stromausbeute	min.	%	46,2
Max. Wärmeausbeute	min.	%	34,3
Min. Brennstoffnutzungsgrad	max.	%	64,4
Min. Stromausbeute	max.	%	42,6
Min. Wärmeausbeute	max.	%	21,8



(a) konventionell



(b) progressiv

Abb. B.2: Gegenüberstellung der Betriebsfelder der BHKW in TESP_y und solph bei 90 °C Vorlauftemperatur im konventionellen und progressiven Wärmeversorgungssystem

Tab. B.6: Parametersätze der GenericCHP-Komponente (BHKW) bei 90 °C Vorlauftemperatur

Parameter	Einheit	Konventionell	Progressiv
$P_{\max, \text{wodh}}$	<i>MW</i>	5,636	2,976
$\eta_{\text{el, max, wodh}}$	%	46,22	46,22
$P_{\min, \text{wodh}}$	<i>MW</i>	3,021	1,595
$\eta_{\text{el, min, wodh}}$	%	42,57	42,57
$\dot{H}_{\text{bs, kwk}}$	<i>MW</i>	12,96	6,842
$\dot{q}_{\text{V, RG, max}}$	%	19,53	19,53
$\dot{q}_{\text{V, RG, min}}$	%	36,20	36,17
β	%	0	0
$\dot{Q}_{\text{kond, min}}$	<i>MW</i>	0	0

B.1.2 Wärmepumpe

HT-Wärmepumpe

Tab. B.7: Anlangenparameter der HT-Wärmepumpensimulation in TESPy

Parameter	Einheit	Wert
Temperaturen Wärmequelle	°C	8 / 4
Temperaturen Wärmesenke	°C	90 / 50
Minimaler Teilmassenstrom	%	30
Isentropenwirkungsgrad (Kompressoren)	%	90
Isentropenwirkungsgrad (Pumpen)	%	80
Betriebsdruck Fernwärmenetz	bar	10
Druckverhältnis über WÜT	%	99
Grädigkeit (Verdampfer/Verflüssiger)	°C	5
Grädigkeit (Überhitzer)	°C	2

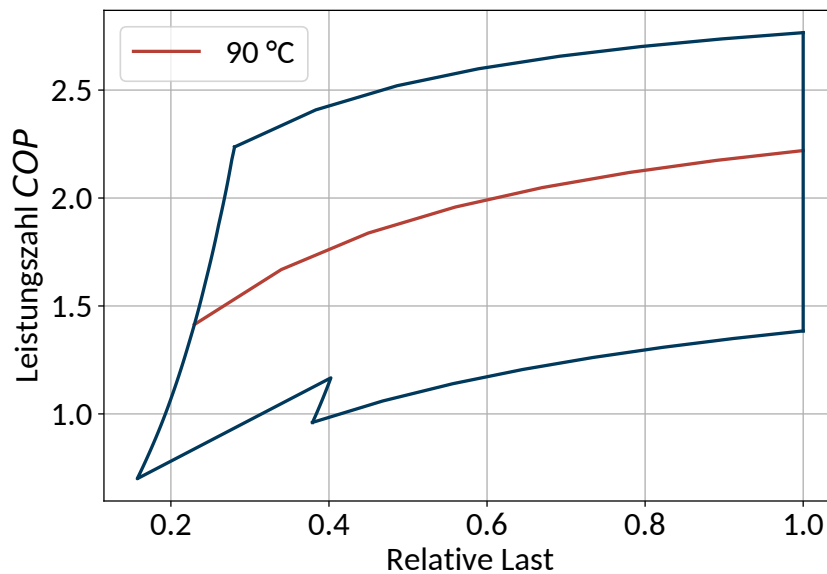


Abb. B.3: Grenzen der COP-Verläufe aufgrund der Vorlauftemperaturen der HT-Wärmepumpe in solph

NT-Wärmepumpe

Tab. B.8: Anlagenparameter der NT-Wärmepumpensimulation in TESP

Parameter	Einheit	Wert
Temperaturen Wärmequelle	°C	70 / 50
Temperaturen Wärmesenke	°C	90 / 50
Minimaler Teilmassenstrom	%	30
Isentropenwirkungsgrad (Kompressoren)	%	90
Isentropenwirkungsgrad (Pumpen)	%	80
Betriebsdruck Fernwärmenetz	bar	10
Druckverhältnis über WÜT	%	99
Grädigkeit (Verdampfer/Verflüssiger)	°C	5

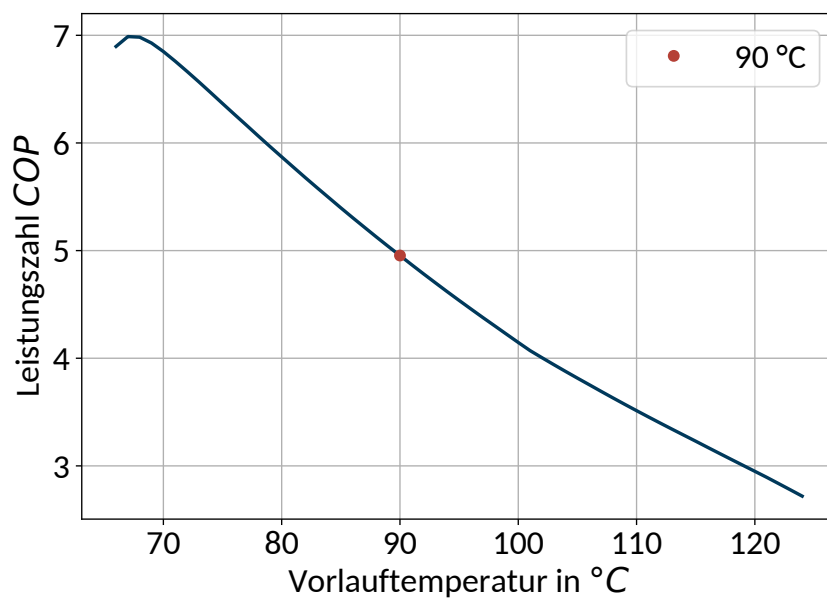


Abb. B.4: COP der LT-Wärmepumpe in solph bei verschiedenen Vorlauftemperaturen

B.1.3 Solarthermie

Tab. B.9: Standortparameter für die Umrechnung der solaren Einstrahlung (Flensburg)

Parameter	Einheit	Wert
Breitengrad	$^{\circ} N$	54,78
Längengrad	$^{\circ} O$	9,43
Kollektorneigungswinkel	$^{\circ}$	30
Kollektorausrichtung (Süden)	$^{\circ}$	0
Albedowert der Umgebung	–	0,2

Tab. B.10: Kollektorparameter des Solarthermieflachkollektors HT-SolarBoost 35/10 der Firma Arcon/Sunmark A/C [35]

Parameter	Einheit	Wert
Optischer Kollektorwirkungsgrad	%	77,3
Lineare Wärmeverlustkonstante	$\frac{W}{m^2 K}$	2,27
Quadratische Wärmeverlustkonstante	$\frac{W}{m^2 K}$	0,018
Vorlauftemperatur	$^{\circ} C$	70
Rücklauftemperatur	$^{\circ} C$	50

B.1.4 Thermische Energiespeicher

Saisonaler Thermischer Energiespeicher

Tab. B.11: Parameter der Einsatzoptimierung des STES

Parameter	Einheit	Wert
Nennwärmestrom (ein/aus)	MW	$\frac{Q_{stes}}{(30+31+31) \cdot 8}$
Minimale rel. Teillast (ein/aus)	%	2
Rel. Wärmeverluste	$\frac{\%}{h}$	0,005
Rel. Initialspeicherstand	%	50
„Balanced“-Parameter	–	ja

Thermischer Kurzzeitspeicher

Tab. B.12: Parameter der Einsatzoptimierung des STTES

Parameter	Einheit	Wert
Nennwärmestrom (ein/aus)	MW	$\frac{\dot{Q}_{\text{Engpass}}}{24}$
Minimale rel. Teillast (ein/aus)	%	2
Rel. Wärmeverluste	$\frac{\%}{h}$	0,005
Rel. Initialspeicherstand	%	0
„Balanced“-Parameter	–	ja

B.2 Investitions- und Betriebskosten

B.2.1 Allgemein

Startkosten, respektive Startenergien werden in dieser Untersuchung nicht berücksichtigt.

Tab. B.13: Spezifische Investitions- und Betriebskosten der verschiedenen Versorgungsanlagen

Parameter	$K_{\text{inv}} \left(\frac{\text{€}}{\text{MW}} \right)$	$K_{\text{op, fix}} \left(\frac{\text{€}}{\text{MW}} \right)$	$K_{\text{op, var}} \left(\frac{\text{€}}{\text{MWh}} \right)$	bezogen auf	Quelle
GuD	880.000	29.300	4,40	P_{gud}	[52]
BHKW	950.000	9.750	5,40	P_{bhkw}	[52]
WP	480.000	4.000	1,20	\dot{Q}_{hp}	[52]
EHK	150.000	1.070	0,90	\dot{Q}_{ehk}	[52]
SLK	60.000	1.950	1,10	\dot{Q}_{slk}	[52]
Solar	Kap. B.2.2	88	$1\% \cdot K_{\text{inv}}$	A_{sol}	[14, 53]
TES	Kap. B.2.3	–	0,66	V_{tes}	[54, 7]
Kühlung	–	–	0,66	\dot{Q}_{nk}	Annahme

B.2.2 Solarthermie

Für die Kostendegression der spezifischen Investitionskosten der Solarthermie wurde die in [14] durch Regression ermittelte Funktion verwendet. Diese basiert auf einzelnen Datenpunkten aus [54].

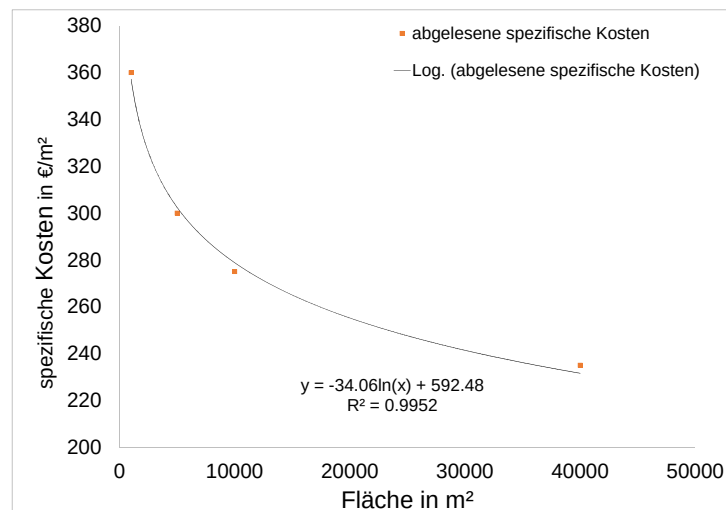


Abb. B.5: Kostendegression von Flachkollektoren [14]

B.2.3 Thermische Energiespeicher

Es gibt deutschland-, bzw. europaweit viele kleinere saisonale thermische Energiespeicher ($< 10.000 m^3$), wie in Abbildung B.6 dargestellt. Dazu sind mittlerweile typische Anhaltswerte für die spezifischen Investitionskosten bekannt. Um aber auch für größere STES valide Aussagen zur Kostendegression treffen zu können, müssen diese einbezogen werden. Das ist aber noch nicht über Anhaltswerte (Stand der Technik), sondern über vereinzelte Großprojekte möglich. Die somit ermittelte Datengrundlagen für die Investitionskostendegression ist in Tabelle B.14 dargestellt. Dabei entspricht der letzte Wert den auf das Speichervolumen bezogenen realen Investitionskosten des STES in Dronninglund (Dänemark), welcher der aktuell weltweit größte STES ist [54].

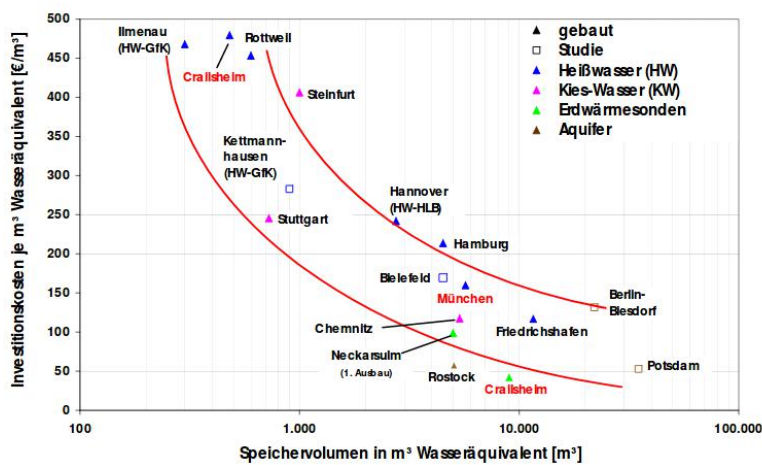


Abb. B.6: Verschiedene Speicherprojekte nach spezifischen Investitionskosten (Primärquelle nicht bekannt)

Tab. B.14: Datengrundlage der Kostendegression der spezifischen Investitionskosten des STES (WA = Wasseräquivalent) [54]

Speichergröße in m^3	spez. Investitionskosten in $\frac{\text{€}}{m^3}$ WA
$V < 1.000$	320,00
$1.000 < V < 10.000$	110,00
62.000	38,06

Mit diesem Datensatz wird nun eine allgemeine Funktion für die Kostendegression der spezifischen Investitionskosten von STES ermittelt. Dazu wird die Funktion *curve_fit* des Python Data Science Pakets *SciPy* verwendet [55]. Diese ermöglicht es dem Anwender eine beliebige mathematische Funktion zum Annähern eines Datensatzes zu benutzen. Für die spezifischen Investitionskosten wird sich für eine po-

tentielle Regression der Form $a \cdot x^b$ entschieden. Mit dem Datensatz aus Tabelle B.14 ergibt sich die Potenzfunktion wie folgt:

$$C_{\text{Inv},V} = 5453,35 \cdot V^{-0,456451} \quad (\text{B.1})$$

Die Kostendegression ist in Abbildung B.7 visualisiert.

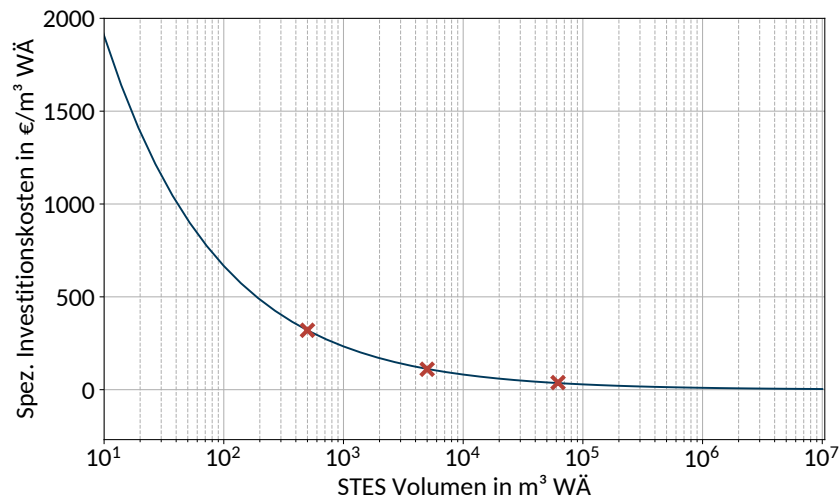


Abb. B.7: Visualisierung der ermittelten Kostendegression der spezifischen Investitionskosten des STES (WA = Wasseräquivalent)

B.3 Dreiperiodenbetrachtung

Um belegen zu können, dass einige Systeme den STES ausschließlich zum Erfüllen der *balanced*-Bedingungen und somit zum Decken der Wärmeverluste des Speichers belädt, wurde ein System über mehrere Jahre optimiert. Dafür wird lediglich eine Betrachtungsperiode des 2030A und 2030C-Climate Szenarios dreimal infolge aneinandergelagert. Anschließend wird das selbe System unter veränderlichen Rahmenbedingungen simuliert, wodurch sich verschiedene Einsatzreihenfolgen ergeben. Somit hat sich, wie in Abbildung B.8 zu erkennen, unter den richtigen Rahmenbedingung tatsächlich eine periodische, saisonale Speichernutzung ergeben. Sind die Randbedingungen jedoch nicht förderlich für die Nutzung des STES, kommt es nur in der letzten Betrachtungsperiode zur Beladung dessen (vgl. Abbildung B.9).

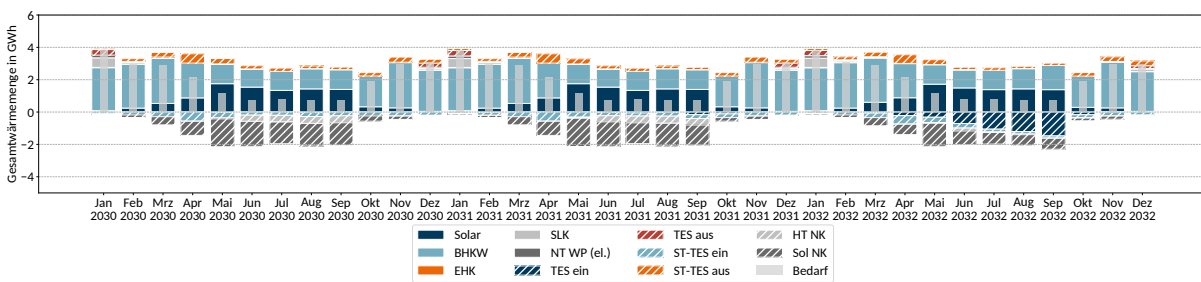


Abb. B.8: Monatliche Gesamtwärmemengen nach Versorgungsanlage über drei identische Betrachtungsperioden (Periodische Speichernutzung)

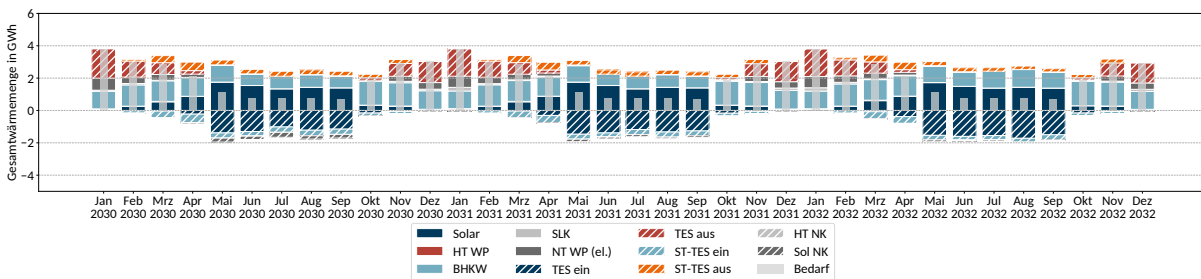


Abb. B.9: Monatliche Gesamtwärmemengen nach Versorgungsanlage über drei identische Betrachtungsperioden (Nicht-periodische Speichernutzung)

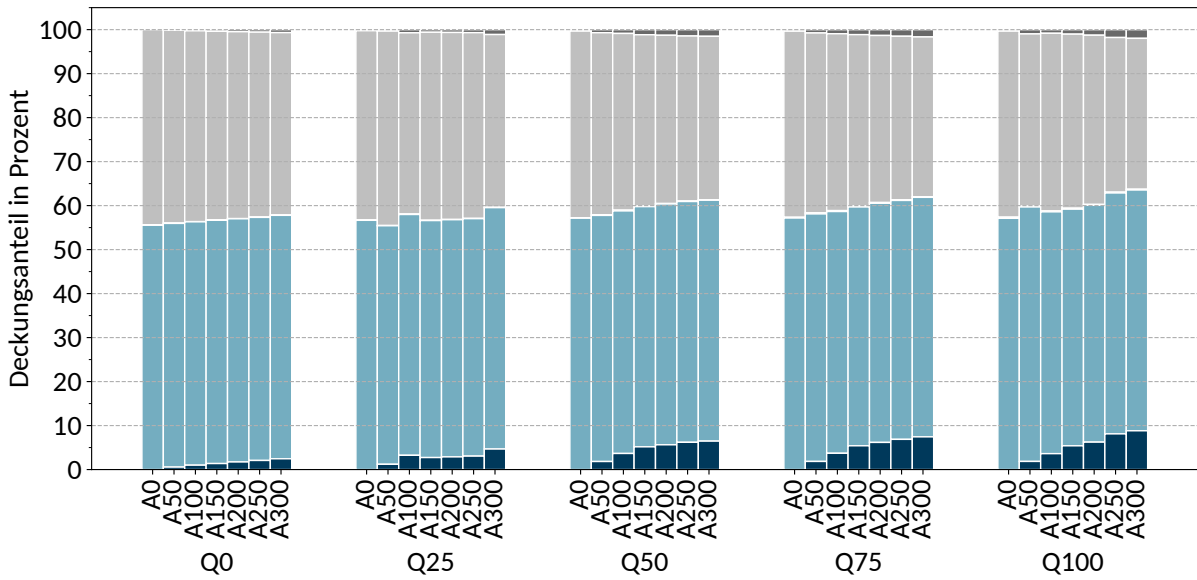
C Deckungsanteile nach Versorgungssystem

Abschließend werden sämtliche Deckungsanteile nach Versorgungsanlagen für die konventionellen und progressiven Versorgungssysteme dargestellt. Dabei werden zunächst die Deckungsanteile der urbanen Systeme für das historische und die 2030er Szenarien visualisiert. Daran anschließend werden die Deckungsanteile für die ländlichen Systemen abgebildet.

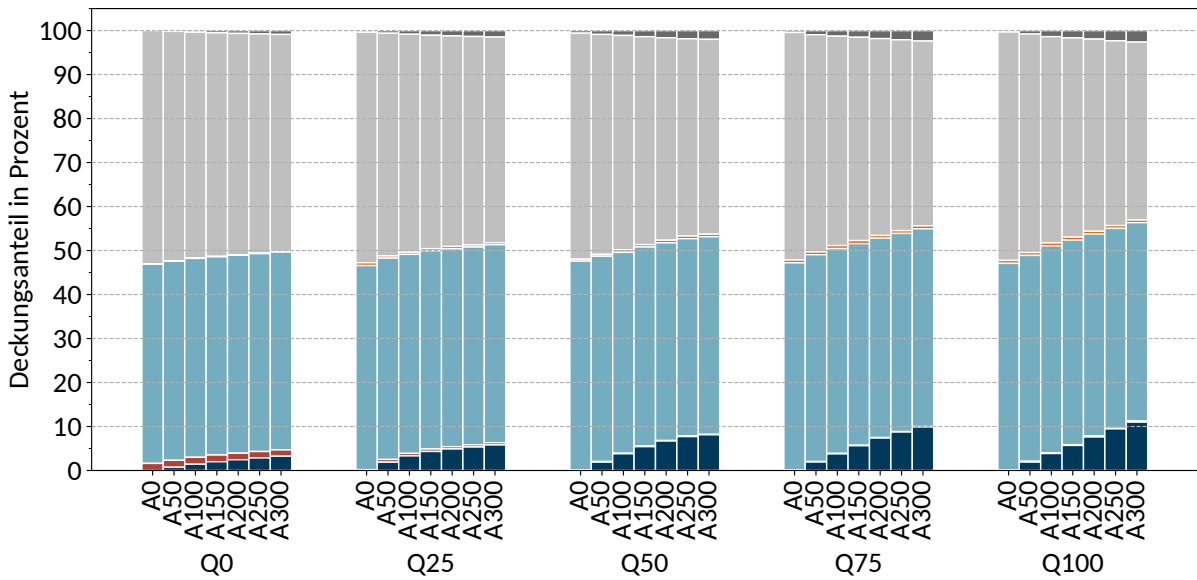
Auf Grund der balanced-Bedingung ist der saisonale Speicher eine besondere Komponente. Da dieser thermische Energie zu anderen Zeiten zur Verfügung stellt, wird dieser nicht aktiv in die Bedarfsdeckung einbezogen. Des Weiteren erzeugt der STES wegen seiner Verluste an die Umgebung eine Art weiteren Bedarf der zusätzlich gedeckt werden muss. Um die Deckungsanteile der Solarthermie korrekt zu erfassen, wird von der theoretisch nutzbaren Wärme die notkühlte Wärme der solaren Notkühlung abgezogen. Daraus resultiert der tatsächliche Deckungsanteil der Solarthermie im jeweiligen Versorgungssystem. Die Verluste der HT-Notkühlung sind hingegen nicht direkt einer Versorgungsanlage zuzuordnen, wenn mehrere Anlagen in diesem Zeitschritt eingesetzt werden. Je nach Höhe des Wärmestroms der eingesetzten Versorgungsanlagen wird ein gewichteter Anteil der notgekühlten Wärme für die Ermittlung der Deckungsanteile subtrahiert. Um die aus dem Niedertemperatur-Wärmenetzwerk stammende Wärme nicht doppelt in die Bilanz aufzunehmen, wird ausschließlich der elektrische Anteil für die NT-WP betrachtet (vgl. monatliche Gesamtwärmemengen).

Mit Hilfe der an der Bedarfsdeckung teilnehmenden Versorgungsanlagen werden für die jeweiligen Versorgungssysteme die Deckungsanteile berechnet. Ein besondere Fokus ist dabei auf die Deckungsanteile der Solarthermie zu legen. Die erzielten Deckungsanteile geben die Systemdienlichkeit der Solarthermie in den verschiedenen Systemen und Szenarien an.

Stadt – 2016



(a) konventionell

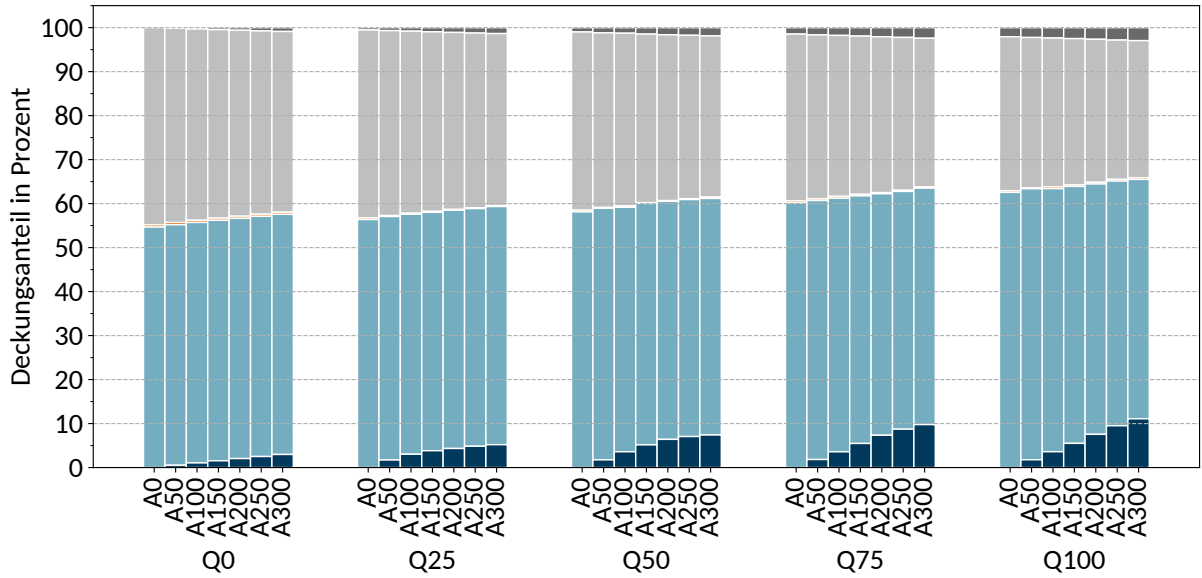


(b) progressiv

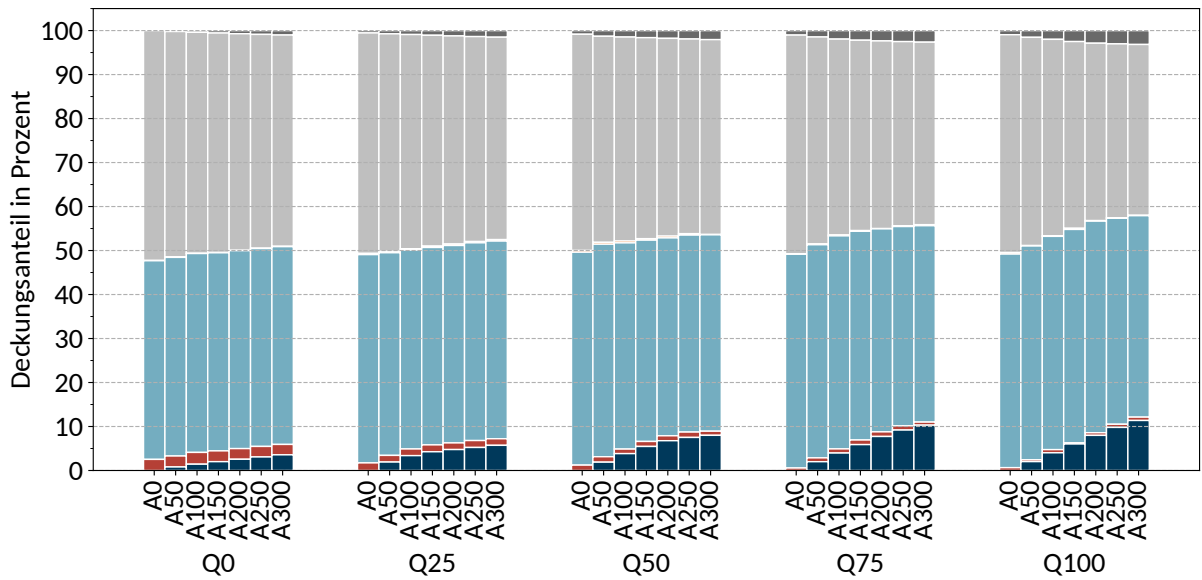


Abb. C.1: Deckungsanteile nach Versorgungsanlagen für die städtischen konventionellen und progressiven Versorgungssysteme für das historische Szenario (2016)

Stadt – 2030A BAU



(a) konventionell



(b) progressiv



Abb. C.2: Deckungsanteile nach Versorgungsanlagen für die städtischen konventionellen und progressiven Versorgungssysteme für das 2030A BAU Szenario

Stadt – 2030A P2H

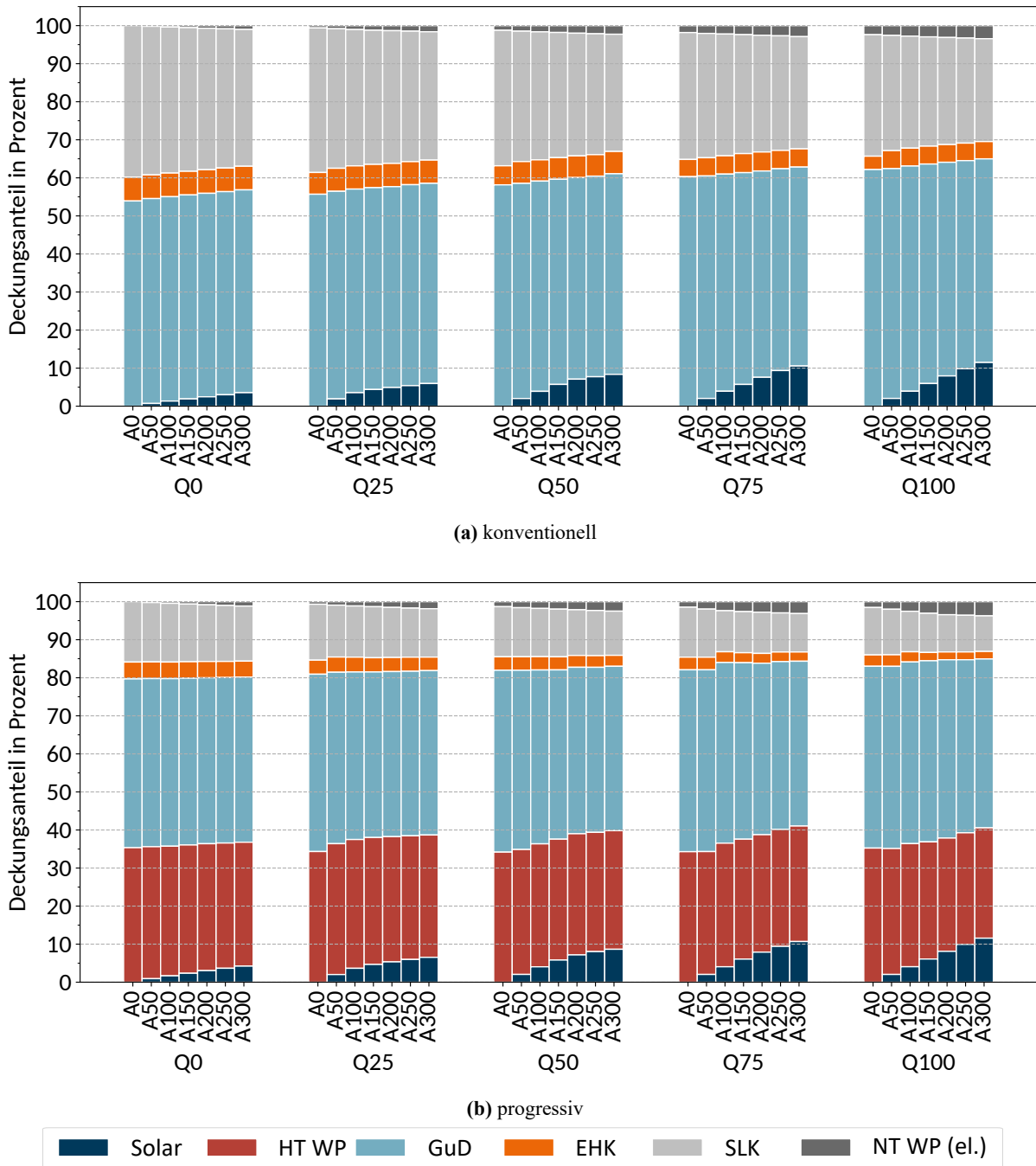


Abb. C.3: Deckungsanteile nach Versorgungsanlagen für die städtischen konventionellen und progressiven Versorgungssysteme für das 2030A P2H Szenario

Stadt – 2030C-Climate BAU

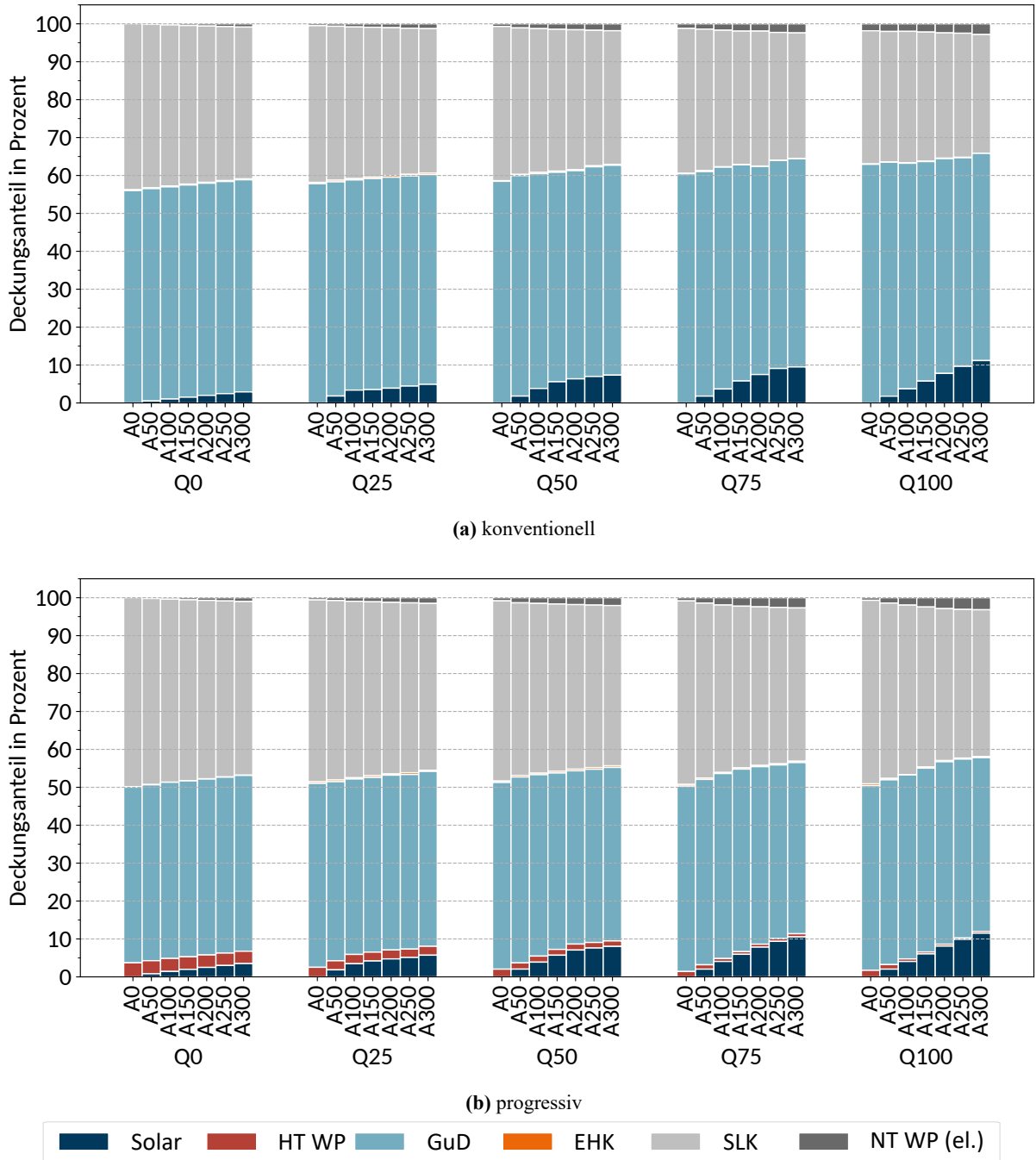


Abb. C.4: Deckungsanteile nach Versorgungsanlagen für die städtischen konventionellen und progressiven Versorgungssysteme für das 2030C-Climate BAU Szenario

Stadt – 2030C-Climate P2H

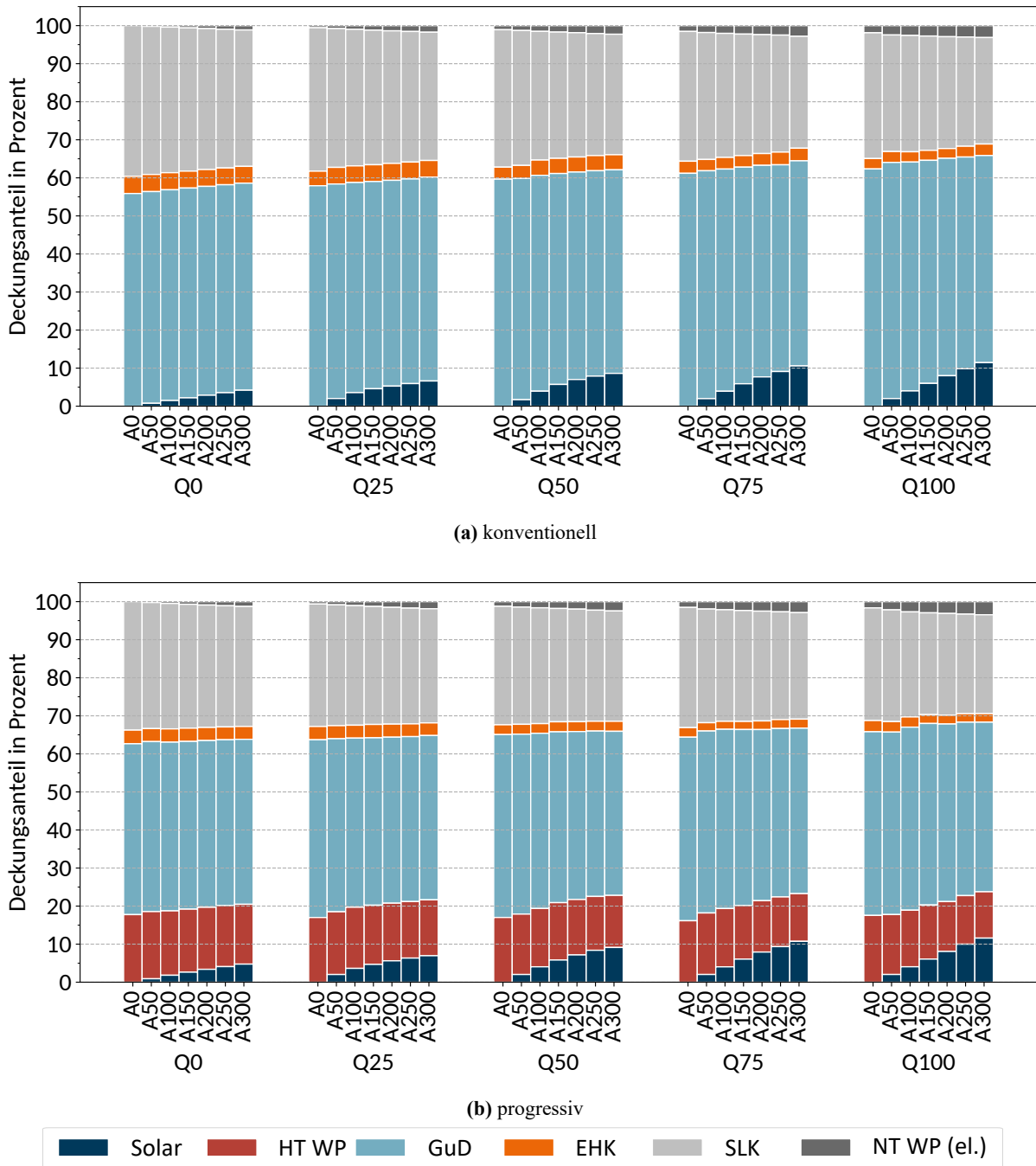


Abb. C.5: Deckungsanteile nach Versorgungsanlagen für die städtischen konventionellen und progressiven Versorgungssysteme für das 2030C-Climate P2H Szenario

Land – 2016

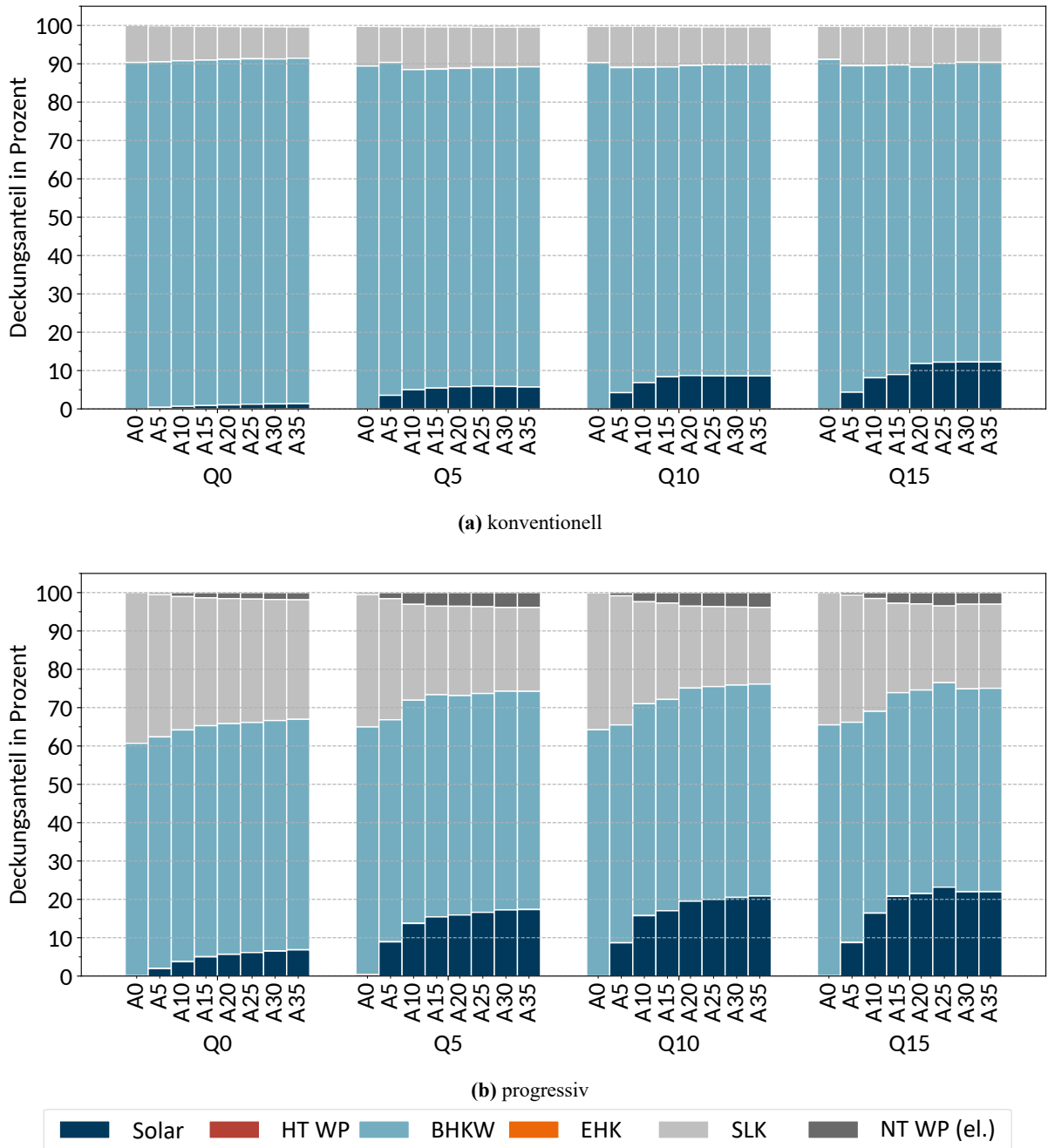
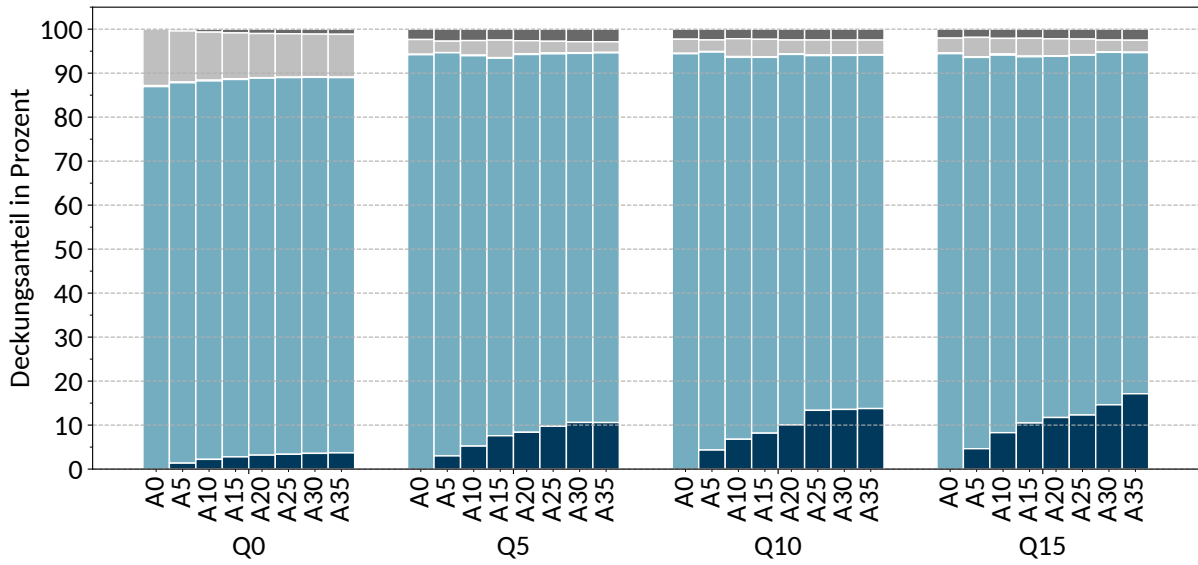
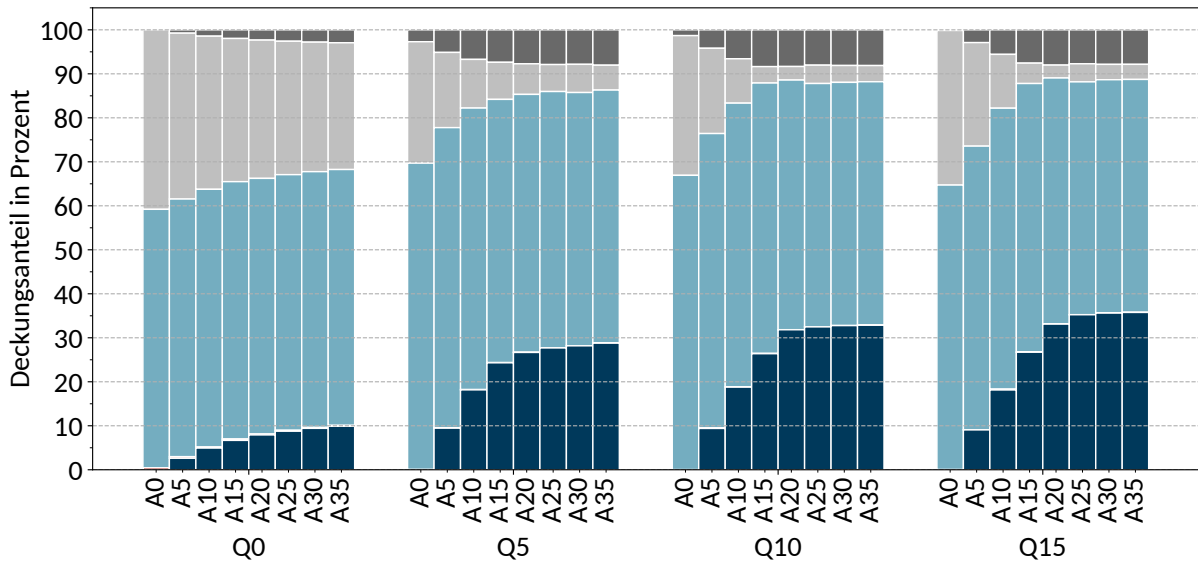


Abb. C.6: Deckungsanteile nach Versorgungsanlagen für die ländlichen konventionellen und progressiven Versorgungssysteme für das historische Szenario (2016)

Land – 2030A BAU



(a) konventionell



(b) progressiv



Abb. C.7: Deckungsanteile nach Versorgungsanlagen für die ländlichen konventionellen und progressiven Versorgungssysteme für das 2030A BAU Szenario

Land – 2030A P2H

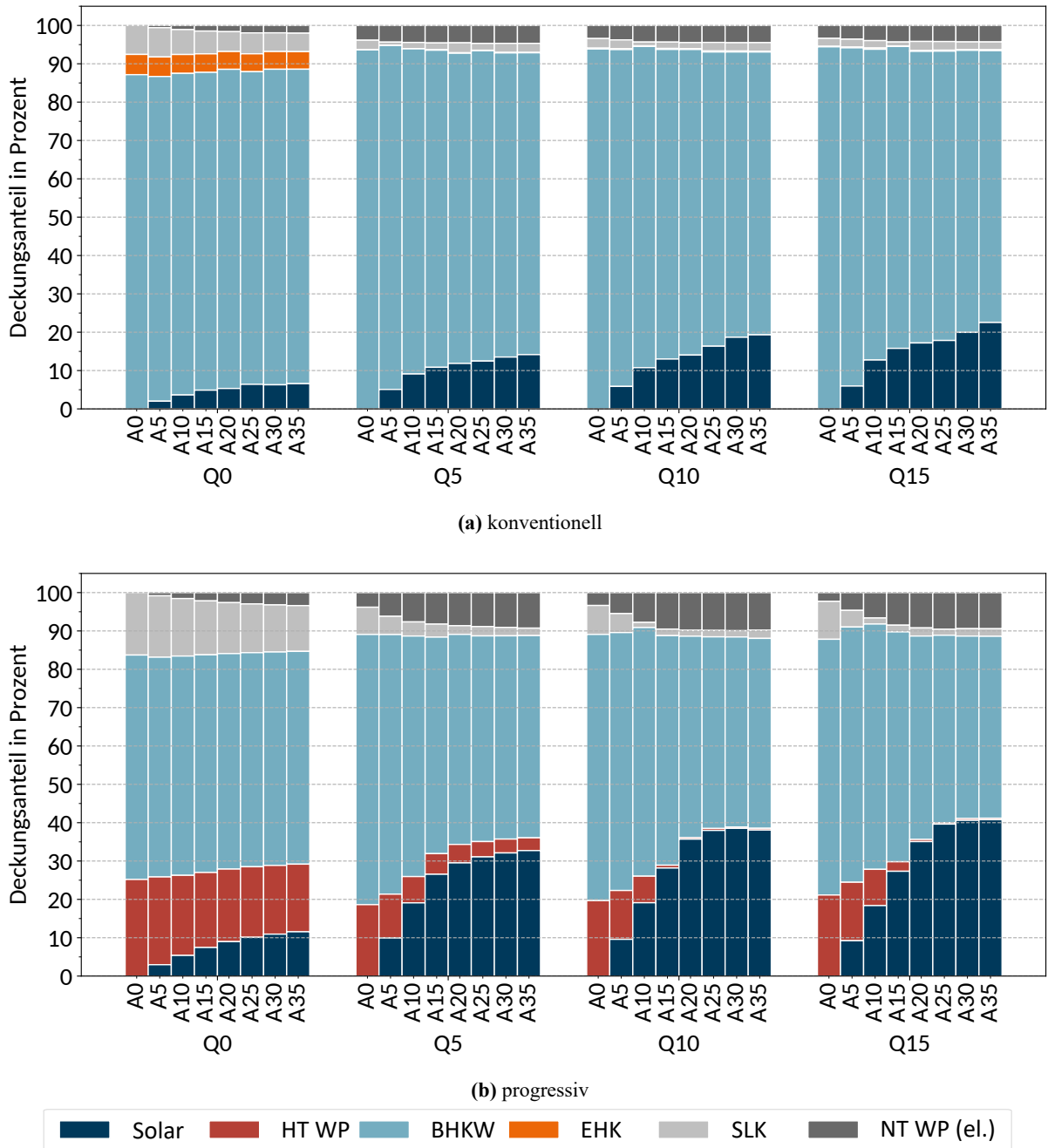


Abb. C.8: Deckungsanteile nach Versorgungsanlagen für die ländlichen konventionellen und progressiven Versorgungssysteme für das 2030A P2H Szenario

Land – 2030C-Climate BAU

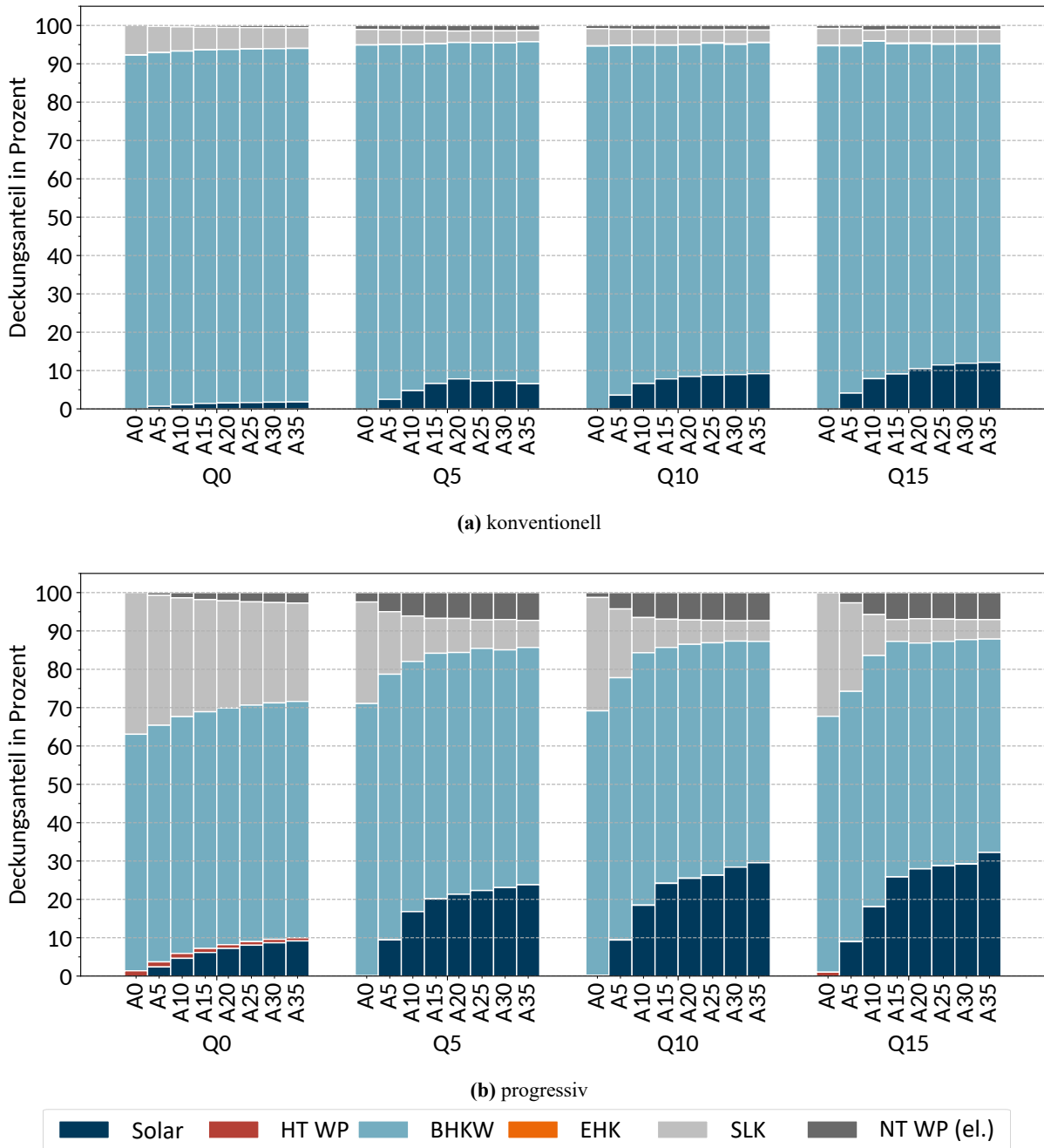


Abb. C.9: Deckungsanteile nach Versorgungsanlagen für die ländlichen konventionellen und progressiven Versorgungssysteme für das 2030C-Climate BAU Szenario

Land – 2030C-Climate P2H

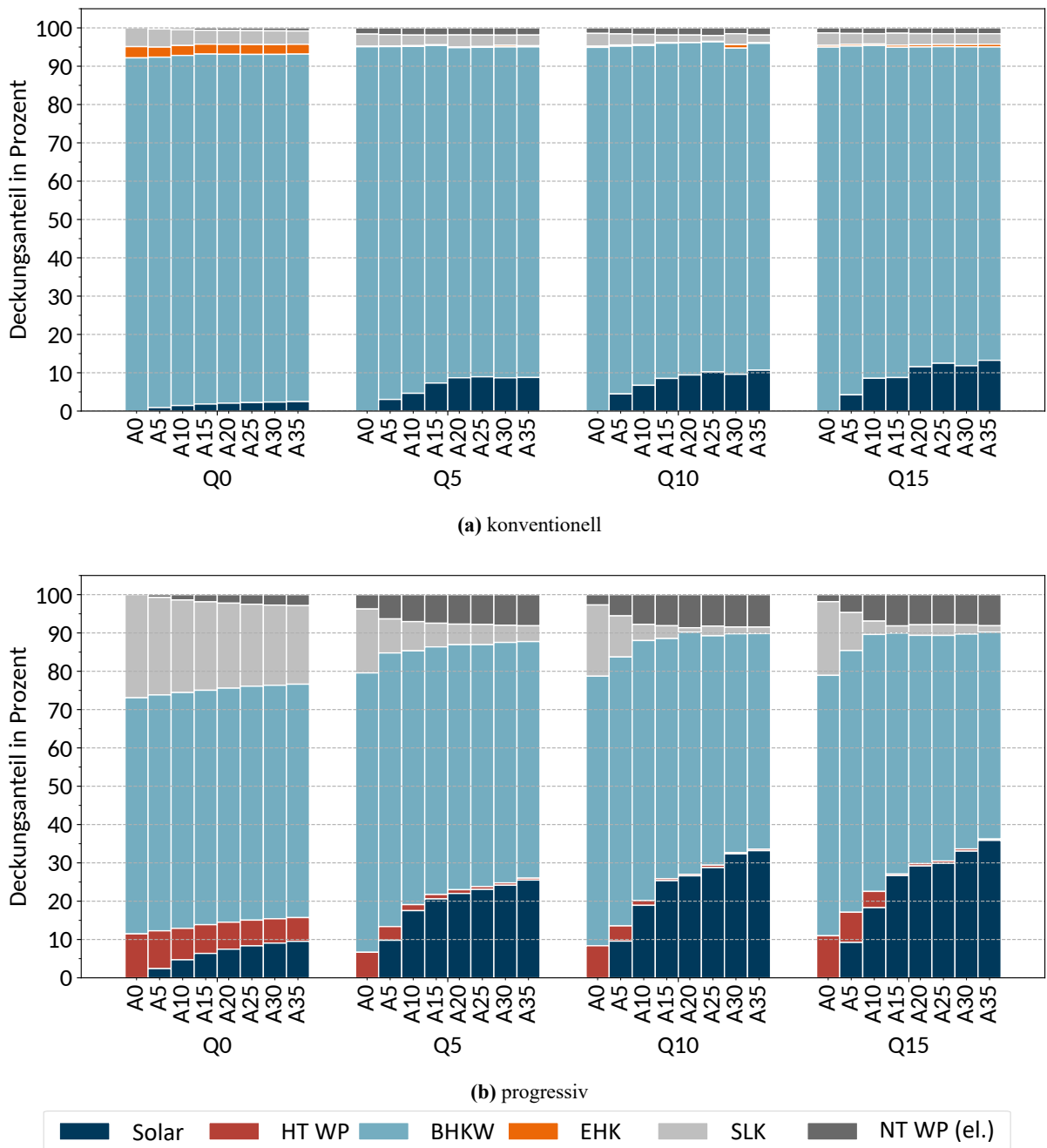


Abb. C.10: Deckungsanteile nach Versorgungsanlagen für die ländlichen konventionellen und progressiven Versorgungssysteme für das 2030C-Climate P2H Szenario

C Deckungsanteile nach Versorgungssystem

D Ausführliche Analyse

D.1 Städtische Systeme

Zunächst werden die beschriebenen Versorgungssysteme und die Integration der Solarthermie und des STES unter historischen Randbedingungen untersucht, um einen Überblick über den Status-Quo zu erlangen. Dabei werden zuerst die Ergebnisse der städtischen Systeme betrachtet.

D.1.1 Historisch

Allgemeine Ergebnisse

Zentrale Bewertungskriterien der Untersuchung sind die in Kapitel 3.1 und Kapitel 3.2 erläuterten ökonomischen und ökologischen Kennzahlen. Da die Bewertung der Systeme aus Perspektive eines Betreibers erfolgt, ist der Kapitalwert einer der wichtigsten Metriken. Dieser quantifiziert die Rentabilität einer Investition. Die Ergebnisse der Kapitalwertmethode sind für das konventionelle und progressive Versorgungssystem in Abbildung D.1 dargestellt. Dabei entspricht jeder Punkt einer Konstellation aus Solarfeld und STES.

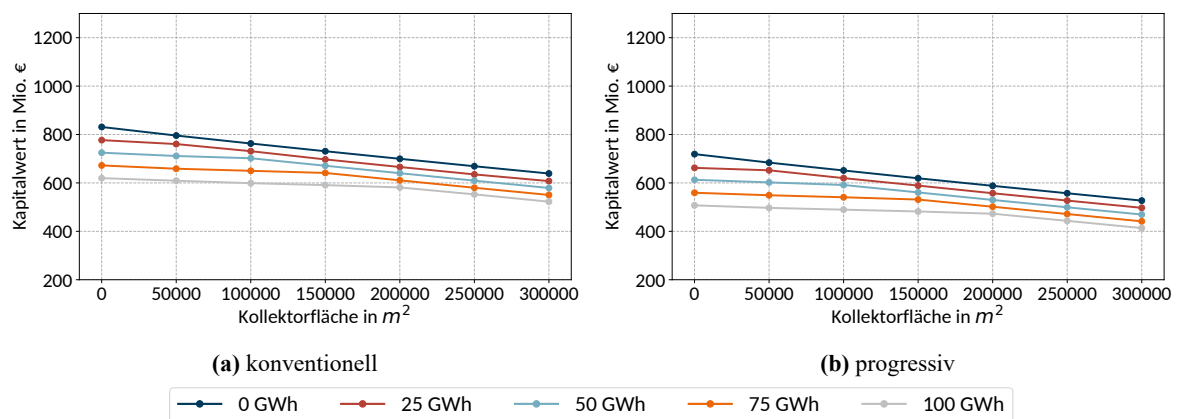


Abb. D.1: Kapitalwerte der städtischen Wärmeversorgungssysteme im historischen Szenario (2016)

D Ausführliche Analyse

Der Kapitalwert der konventionellen Versorgungssysteme bewegt sich im Bereich zwischen 523 bis 831 Mio. € und der der progressiven zwischen 413 und 719 Mio. €. In beiden Versorgungssystemtopologien erzielt jeweils das Setup ohne Solarfeld und ohne saisonalen Speicher den höchsten Kapitalwert. Das bedeutet, dass es ökonomisch immer weniger rentabel ist, in ein System mit Solarthermie und STES zu investieren, als eine Versorgungsanlage, die auch ohne Solarthermie ihre Aufgaben erfüllt, einfach weiter so zu betreiben. Die zusätzlichen Investitions- sowie Betriebskosten für diese Anlagen übersteigen demnach den potentiellen wirtschaftlichen Mehrgewinn, den sie erzeugen. Der Verlauf des Kapitalwerts der Systeme ohne saisonalen Speicher weist einen annähernd konstanten Abfall auf. Der Kapitalwert der Systeme mit STES sinkt jedoch zunächst bei Anstieg der Solarkollektorfläche weniger stark, bis zu einem Kippunkt, nach welchem er dieselbe Steigung der Systeme ohne Speicher annimmt. Dieser Kippunkt ist abhängig von der Speicherkapazität und erfolgt bei größerer Kollektorfläche, wenn diese ebenfalls höher ist. Da bereits die Systeme ohne Solarthermie bei Hinzunahme eines STES einen deutlich niedrigeren Kapitalwert aufweisen, als sich bei vollständig parallelen Verläufen ergeben, resultiert die zunächst geringere negative Steigung nicht in einer erhöhten Wirtschaftlichkeit in diesem Bereich. Außerdem sind die Kapitalwerte der progressiven Versorgungssysteme in jeder Konstellation niedriger als die der konventionellen. Dennoch weisen alle dargestellte Wärmesysteme noch einen positiven Kapitalwert auf und sind somit als Investitionsmöglichkeit geeignet.

Eng verknüpft mit dem Kapitalwert sind die Wärmegestehungskosten. Diese quantifizieren den pro bereitgestellter Wärme zu erzielenden Erlös, um die anfallenden Betriebs- und Investitionskosten abzüglich anderweitiger Erlöse zu decken. Die errechneten Werte für die Wärmegestehungskosten aller möglichen Konstellationen sind in Abbildung D.2 abgebildet.

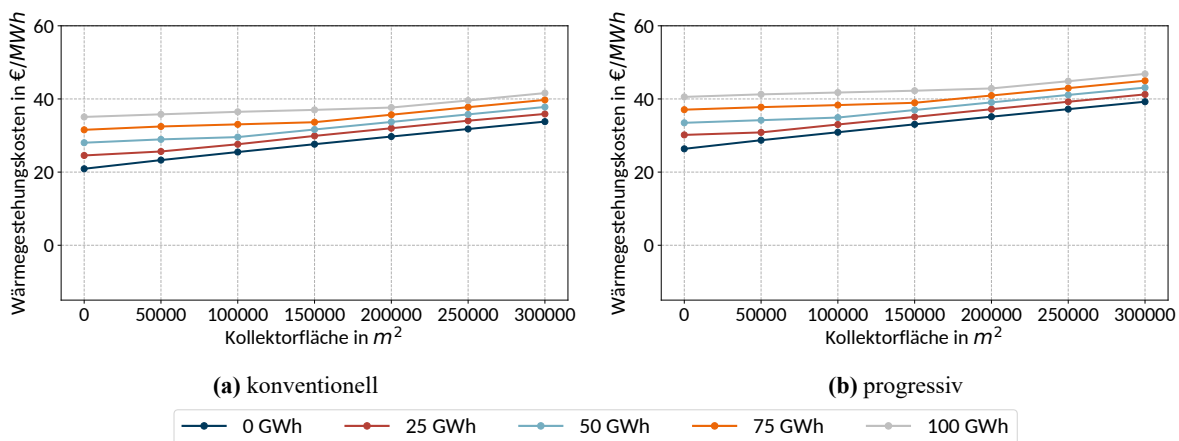


Abb. D.2: Wärmegestehungskosten der städtischen Wärmeversorgungssysteme im historischen Szenario (2016)

Die Wärmegestehungskosten der konventionellen Systeme liegen in einem Intervall von 20,91 bis 41,60 $\frac{\text{€}}{\text{MWh}}$ und die der progressiven von 26,36 bis 46,85 $\frac{\text{€}}{\text{MWh}}$. Es ist festzustellen, dass sich diese Ergebnisse nahezu identisch mit denen des Kapitalwerts verhalten, aber lediglich invers sind. Dies entspricht auch den Erwartungen, da die Wärmegestehungskosten mathematisch eng mit dem Kapitalwert verknüpft sind. Es handelt sich in diesem Fall jedoch um Kosten, welche ihr ökonomisches Optimum in Minima und nicht Maxima besitzen, woraus die Inversion der Verläufe resultiert..

Der Referenzwert zur Beurteilung der Wirtschaftlichkeit der Versorgungssysteme ist in diesem Fall der angenommene Fernwärmeerlös (68,59 $\frac{\text{€}}{\text{MWh}}$, vgl. Kapitel 5.1.2), denn Systeme mit Wärmegestehungskosten unter diesem Wert könnten die nachgefragte Wärme für einen Preis gleicher oder geringerer Höhe anbieten. Auch nach dieser Beurteilungsmethode sind alle Systeme als profitabel einzustufen, wie bereits bei den Kapitalwerten. Dennoch sind die Wärmegestehungskosten von besonderem Interesse, da diese die Konkurrenzfähigkeit der Versorgungssysteme greifbarer beschreibt.

Aus der absoluten Höhe des Kapitalwertes des konventionellen A0 Q0 lässt sich beispielsweise nicht ablesen, dass dieses System Wärme zu Kosten bereitstellen kann, die nur ein Drittel des für die Einnahmen angesetzten Referenzwerts betragen. Selbst das progressive System A300 Q100 mit den höchsten Wärmegestehungskosten liegt damit immer noch um 30 % unter dem Referenzwert. Dennoch ist bezüglich der Integration von Solarthermie und STES festzustellen, dass diese betriebswirtschaftlich unter diesen Randbedingungen als nachteilig gegenüber den Ausgangssystemen einzustufen ist.

Neben der ökonomischen Bewertung der Wärmeversorgungssysteme wird auch deren ökologischer Einfluss beurteilt. Zunächst werden dafür die mit Hilfe des Gesamtmixes berechneten Emissionen der beiden Topologien verglichen, welche in Abbildung D.3 für alle Konstellationen dargestellt sind.

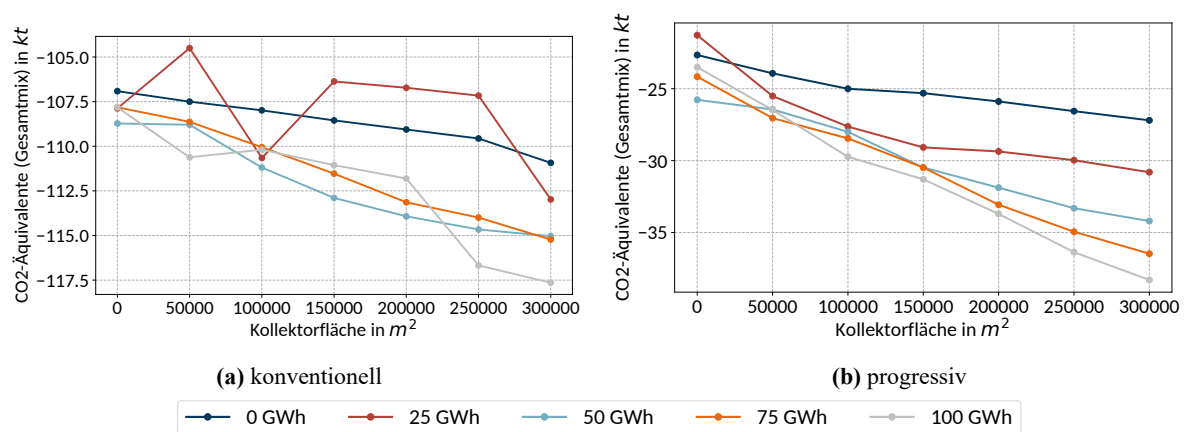


Abb. D.3: Emissionen (Gesamtmix) der städtischen Wärmeversorgungssysteme im historischen Szenario (2016)

D Ausführliche Analyse

Im konventionellen Wärmeversorgungssystem liegen die Emissionen nach Gesamtmix zwischen $-117,6 \text{ kt}$ und $-104,5 \text{ kt CO}_2$ -Äquivalenten. Negative Emissionen können bei der in dieser Arbeit verwendeten Berechnungsvorschrift aufgrund der Gutschrift für die im Gesamtenergiesystem verdrängten Emissionen auftreten (vgl. Kapitel 3.2). Das Ergebnisintervall im progressiven System ist von $-38,3 \text{ kt}$ bis $-21,3 \text{ kt CO}_2$ -Äquivalenten begrenzt. Es ergeben sich in diesem Szenario für alle Konstellationen negative Emissionen in der Gesamtmixbetrachtung.

Des Weiteren weisen in beiden Topologien die Systeme ohne saisonalen Speicher – mit Ausnahme des 25 GWh Ausreißers im konventionellen System – durchweg die höchsten Emissionen auf. Im direkten Vergleich der beiden Topologien schneiden die konventionellen Systeme jedoch aufgrund der deutlich niedrigeren Emissionen besser ab. Insgesamt ist kein klarer Zusammenhang zwischen Speichergröße und Emissionen auszumachen.

Neben der Herangehensweise der Gesamtmixemissionen werden außerdem die Ergebnisse der Verdrängungsmixmethode betrachtet. Dabei wird bei der Gutschrift der verdrängten Emissionen bei Einspeisung ins NdaV davon ausgegangen, dass ausschließlich fossil bereitgestellte elektrische Energie verdrängt würde und deshalb ihre Emissionen gutgeschrieben werden (vgl. Kapitel 3.2). Die Ergebnisse dieser Berechnungsvorschrift sind in Abbildung D.4 dargestellt.

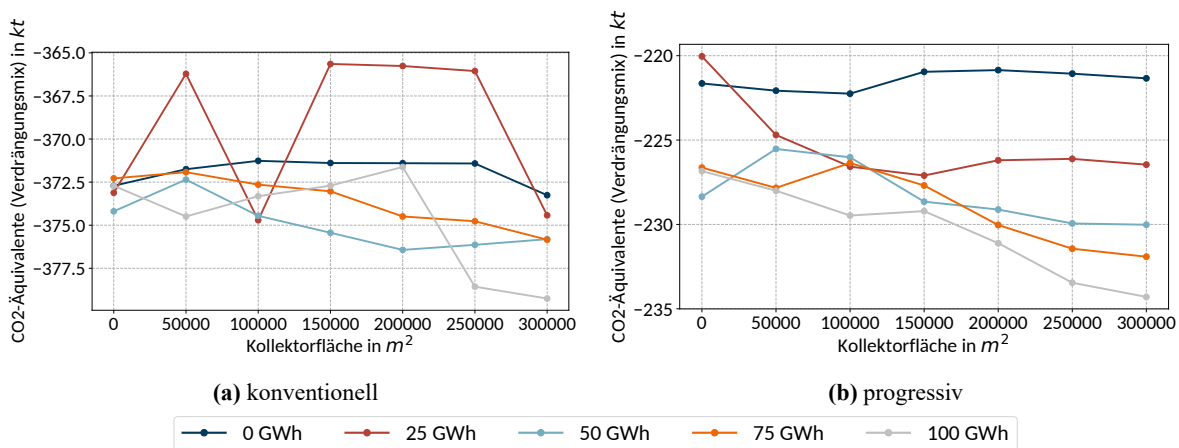


Abb. D.4: Emissionen (Verdrängungsmix) der städtischen Wärmeversorgungssysteme im historischen Szenario (2016)

Die Gesamtemissionen nach Verdrängungsmixmethode bewegen sich zwischen $-379,3 \text{ kt}$ und $-365,6 \text{ kt CO}_2$ -Äquivalenten im konventionellen und zwischen $-234,3 \text{ kt}$ und -220 kt CO_2 -Äquivalenten im progressiven System. Sie fallen gegenüber denen der Gesamtmixbetrachtung deutlich niedriger aus, was auf die veränderte Berechnungsvorschrift zurückzuführen ist.

Entgegen der Emissionen des Gesamtmixes zeigen die Verläufe der Emissionen des Verdrängungsmixes einen anderen Trend. Bei den konventionellen Systemen ist bei zunehmender Kollektorfläche eine Stagnation der Emissionen zu erkennen. Wie bei dem Gesamtmix bilden ebenfalls die Systeme mit 25 *GWh* und das mit 100 *GWh* Speichergröße Ausnahmen, die ähnlich verlaufen wie zuvor beschrieben. In den Systemen progressiver Topologie hat sich bei zunehmender Kollektorfläche der Trend der Emissionsreduktion bestätigt, wobei Schwankungen innerhalb der einzelnen Schritte auftreten. Ausgenommen davon ist allerdings das System ohne saisonalen Speicher, welches einen geringen Anstieg verzeichnet. In der Tendenz lässt sich demnach festhalten, dass sich die Emissionen durch Hinzunahme eines Speichers etwas verringern.

Detailanalyse

Für eine bessere Erläuterung des Zustandekommens der bisher präsentierten Ergebnisse des historischen Szenarios ist eine tiefer greifende Analyse notwendig. Zuerst werden Investitionskosten und abgezinste Einnahmeüberschüsse dargestellt um das Zustandekommen des Kapitalwertes zu erläutern. Daran anschließend werden monatliche Gesamtwärmemengen für die Einsätze der Anlagen in ausgewählten Konstellationen dargestellt. Um die Einsätze genauer erklären zu können, werden zusätzlich die jeweiligen Kosten- und Erlösterme herangezogen.

Die Investitionskosten quantifizieren die bei der Anschaffung der Versorgungsanlagen zu tätigen Ausgaben. Hingegen setzt sich der abgezinste Einnahmeüberschuss aus der Differenz der Barwerte der Einnahmen und Ausgaben über die Nutzungsdauer zusammen und kann als Kennzahl für die Wirtschaftlichkeit des Betriebs der Wärmeversorgungssysteme herangezogen werden. Diese sind zur Beurteilung des Kapitalwerts in Abbildung D.5 für die konventionellen und progressiven Szenarien für das Jahr 2016 dargestellt.

D Ausführliche Analyse

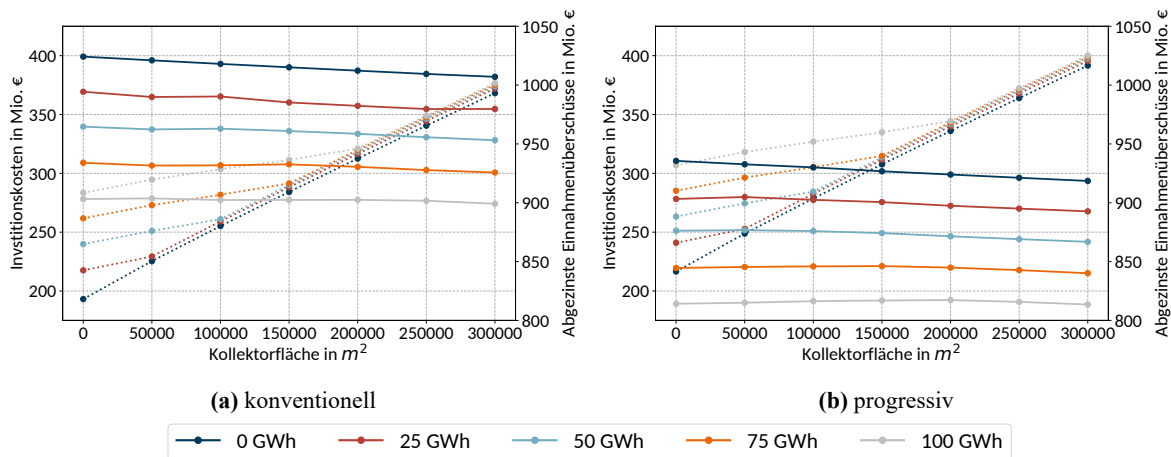


Abb. D.5: Investitionskosten und abgezinste Einnahmeüberschüsse des städtischen Wärmeversorgungssystems im historischen Szenario (Linien: durchgezogen = Abgezinste Einnahmeüberschüsse, gepunktet = Investitionskosten)

Die abgebildeten Investitionskosten zeigen eine gegenläufige Tendenz zu den Kapitalwerten (vgl. Abbildung D.1). Dies ist darin begründet, dass die Investitionskosten in dieser Abbildung positiv und die beim Kapitalwert (vgl. Gleichung 3.1) als Kostenfaktor negativ in den Berechnungen berücksichtigt werden. Der Verlauf ohne saisonalen Speicher weist einen annähernd konstanten Anstieg auf, welches bei steigender Kollektorfläche auf die zusätzlichen Investitionskosten der Solarthermie und der NT-Wärmepumpe zurückzuführen sind. Die Systeme ohne Solarthermie weisen bei steigenden Speicherkapazitäten ebenfalls steigenden Investitionskosten auf. Dies ist durch die sich erhöhenden Investitionskosten des STES und der NT-WP zu erklären. Auf Grund der festgelegten Dimensionierung der NT-WP in Abhängigkeit der Kollektorfläche und Speicherkapazität, sind unterschiedliche Steigungen in den Verläufen zu erkennen. Da der größere maximale Wärmestrom der beiden Anlagen für die Dimensionierung der NT-WP entscheidend ist, kann, solange der Speicher den Ausschlag gibt, bei Vergrößerung der Kollektorfläche auf eine Vergrößerung der NT-WP verzichtet werden. Wenn der maximale Wärmestrom des Speichers die NT-WP bestimmt, erhöht sich die Gesamtinvestitionskosten lediglich um die der Solarthermie. Ab einem gewissen Punkt übersteigt die Höhe des maximalen Wärmestroms der Solarthermie den des Speichers und eine weitere Erhöhung der Kollektorfläche hat zur Folge, dass auch die NT-WP größer dimensioniert wird. Daraus resultiert, dass sich die Gesamtinvestitionskosten durch die Investitionskosten der Solarthermie und der NT-WP erhöhen.

Die Höhe der Einnahmeüberschüsse beider Topologien unterscheiden sich primär aufgrund der Speicherkapazität. Sie korrelieren negativ, es kommt dementsprechend zu einer Verminderung der Einnahmeüberschüsse bei Erhöhung der Speicherkapazität. Bei fester Kapazität ist grundsätzlich ein negativer Trend bei Anstieg der Solarkollektorfläche zu erkennen. Jedoch sind punktuell auch lokale Maxima auszumachen,

welche mit zunehmender Speicherkapazität bei höherer Kollektorfläche auftreten. Diese sind auf Synergien der beiden Technologien für die vorliegende Versorgungsaufgabe zurückzuführen. In den konventionellen Systemen liegen die Maxima jeweils in den Konstellationen ohne Solarthermie vor. Insgesamt ist also festzustellen, dass der Betrieb von Solarthermie und Speicher in wenigen bestimmten Konstellationen als wirtschaftlich vertretbar betrachtet werden kann, aber meistens sowohl die Hinzunahme des STES als auch die von Solarthermie zu einer Verringerung des Betriebsergebnisses führt. Demgegenüber dominieren aber die erhöhten Investitionskosten, weshalb sich selbst die wenigen Maxima nicht signifikant bei den Verläufen des Kapitalwerts widerspiegeln.

Zwischen den konventionellen und progressiven Systemen sind jeweils in der Höhe verschobene Verläufe der Investitionskosten und Einnahmenüberschüsse auszumachen. Die Investitionskosten aller Konstellationen progressiver Topologie fallen höher aus, als die der konventionellen Systeme. Im Gegensatz dazu erzielen letztere deutlich höhere abgezinste Einnahmeüberschüsse, womit sich die höheren Kapitalwerte der Systeme konventioneller Topologie in Abbildung D.1 erklären lassen.

Darauf aufbauend werden nun unterschiedliche Einsatzzeitreihen für die verschiedene Topologien untersucht. Da die Einsatzoptimierung für alle Versorgungsanlagen Einsatzzeitreihen in stündlicher Auflösung generiert, liegt eine sehr große Datenmenge vor. Um diese auf ein überschaubares Maß zu reduzieren, werden monatliche Gesamtwärmemengen herangezogen, um den Einsatz der Anlagen zu beurteilen. Darüber hinaus werden nur die Konstellationen A0 Q0 und A150 Q50 betrachtet, welche als möglichst repräsentativ für die Integration von Solarthermie und STES identifiziert und deshalb ausgewählt worden sind. Die nachfolgende Analyse der monatliche Gesamtwärmemengen erfolgt zuerst für die konventionelle Topologie und anschließend für die progressive.

Um den Status-Quo der konventionellen Variante zu ermitteln, wird zunächst das A0 Q0 System ohne Solarthermie und STES untersucht. Die monatlichen Gesamtwärmemengen nach Versorgungsanlage dieses Systems sind in Abbildung D.6 dargestellt, wobei bereitgestellte Wärmemengen positiv und eingespeicherte oder weggekühlte Wärmemengen negativ gezählt werden. Ein schmaler Balken in der Mitte bildet den Wärmebedarf des jeweiligen Monats ab.

D Ausführliche Analyse

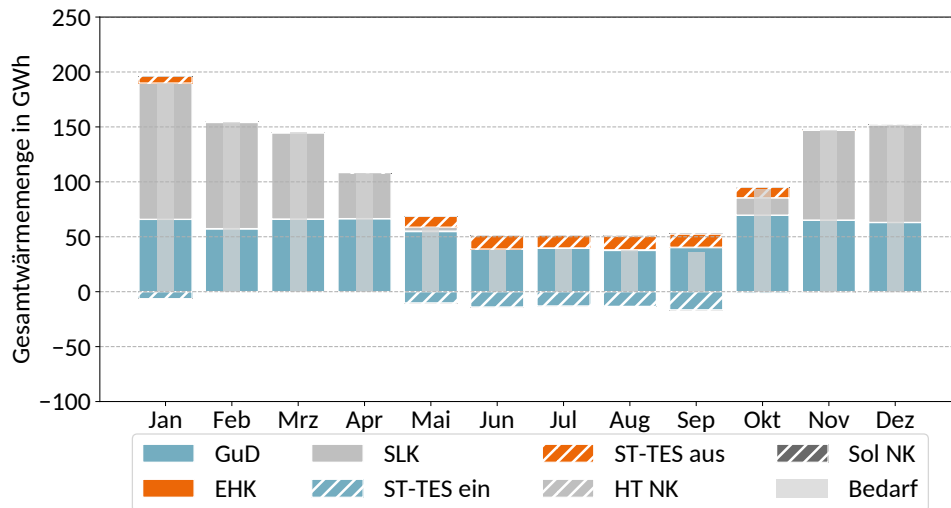


Abb. D.6: Monatliche Gesamtwärmmengen nach Versorgungsanlage des städtischen konventionellen A0 Q0 Systems im historischen Szenario

Zunächst einmal ist zu erkennen, dass das GuD die dominierende Technologie ist und über das gesamte Jahr als Primärversorger eingesetzt wird. Zusätzlich wird der SLK eingesetzt, wenn der Gesamtbedarf die maximal bereitzustellende Wärmemenge des GuD überschreitet. Der EHK jedoch, welcher als Sekundärversorger vorgesehen war, wird überhaupt nicht eingesetzt. Der Kurzzeitspeicher wird im Januar und vom Mai bis Oktober eingesetzt. Dieser wird nur kurzfristig eingesetzt, was sich in gleich hohen ein- und ausgespeicherten Wärmemengen äußert. Die Status-Quo Konstellation zeigt außerdem, dass ein Einsatz der Notkühlungen nicht signifikant vorhanden ist.

Anhand der Einsatzreihenfolge ist die Struktur der Wärmebereitstellungskosten der einzelnen Technologien abzuleiten. Mit den zusätzlichen Erlösen am Spotmarkt weist das GuD die niedrigsten Wärmebereitstellungskosten auf. Besonders in Kombination mit dem Kurzzeitspeicher kann es so betrieben werden, dass in Zeiten mit hohen Spotmarktpreisen überproduziert wird und der Speicher in Niedrigpreiszeiträumen den Bedarf bedient. Teilweise ist der kombinierte Einsatz des GuD und des STTES aber auch notwendig, wenn der Wärmebedarf die minimale Teillast des GuD unterschreitet. Die nächstteurere Versorgungsanlage ist der SLK. Kann das GuD selbst in Vollast nicht den Bedarf decken, so wird dieser hinzugezogen. Die Wärmebereitstellungskosten des EHK übersteigen die des SLK, weshalb er gar nicht eingesetzt wird.

Darauf aufbauend wird nun das konventionelle System mit Solarthermie und saisonalem Speicher betrachtet. Die monatlichen Gesamtwärmmengen des A150 Q50 Systems sind in Abbildung D.7 abgebildet.

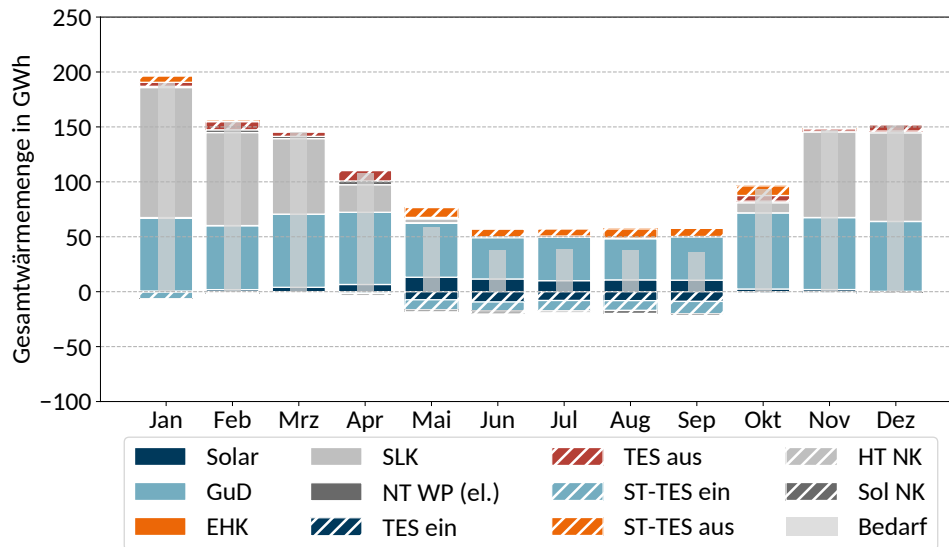


Abb. D.7: Monatliche Gesamtwärmmengen nach Versorgungsanlage des städtischen konventionellen A150 Q50 Systems im historischen Szenario

Die grundsätzliche Versorgungsstruktur ändert sich durch die Hinzunahme der beiden Technologien nur minimal. Weiterhin sind das GuD und der SLK die dominierenden Technologien. Die solarthermisch bereitgestellte Wärmemenge wird von Mai bis September in den STES eingepieicht. In den anderen Monaten wird dieser geringfügig zur Deckung des Wärmebedarf eingesetzt. Die in den Sommermonaten eingespichert Wärme wird in den Monaten mit hohen Wärmebedarf und geringer solarer Einstrahlung ausgespeichert und verdrängt dort den SLK.

Da die Solarthermie in den Sommermonaten nicht direkt genutzt wird, muss sie im Betrieb wirtschaftlich unattraktiver sein als das GuD, obwohl für sie keine Brennstoffkosten anfallen. Da die Solarthermie aber aus Effizienzgründen auf einem niedrigeren Temperaturniveau bereitgestellt wird, ist eine Erhöhung der Vorlauftemperatur mit Hilfe der Niedertemperaturwärmepumpe notwendig. Diese benötigt dafür elektrische Energie, welche wegen der hohen Abgabenlast mit Spotmarktpreis und Abgaben in Höhe von etwa $107 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$ bei Fremdbezug (vgl. Kapitel 5.1.3) sehr kostenintensiv ist. Das heißt, dass die tatsächlichen Wärmebereitstellungskosten der Solarthermie selbst bei hohem *COP* der NT-WP höher ausfallen als die des GuD. Alternativ ist aber auch ein kombinierter Einsatz von GuD und Solarthermie denkbar, wo die bereitgestellte elektrische Energie zumindest in Teilen zum Betrieb der NT-WP verwendet wird. Dabei fallen jedoch Opportunitätskosten für den nicht am Spotmarkt erzielten Erlös an. Der kombinierte Einsatz ist demnach auch weniger wirtschaftlich attraktiv, als die einzelne Nutzung des GuD.

Wie bei der Solarthermie wird die Nutzung des STES ebenfalls durch den Betrieb im Niedertemperatur-Wärmenetz beeinflusst. Auch dieser muss zusätzlich über die NT-WP auf ein höheres Temperaturniveau gehoben werden, was mit zusätzlichen Stromkosten einher geht. Von Januar bis April und Oktober bis

D Ausführliche Analyse

Dezember kommt es zum Ausspeichern des STES, da anscheinend zeitweise die Spotmarktpreise niedrig genug sind, dass trotz Opportunitätskosten des Nichteinspeisens die Speicherwärme den SLK verdrängt. Die Wärmebereitstellungskosten des Ausspeicherns sind demzufolge zumindest zeitweise niedriger, als die des SLK. Da der Speicher am Ende der Betrachtungsperiode den selben „Füllstand“, wie im initialen Zeitschritt aufweisen muss, wird die ausgespeicherte Wärmemenge und die auftretenden Speicherverluste durch die annähernd kostenlose solare Wärme im Sommer wieder aufgefüllt. Somit zeigt der Speicher eine periodisch saisonale Speichernutzung. Um dies zu belegen, wurde in einer separaten Untersuchung die Betrachtungsperiode auf drei Jahre erweitert und überprüft, ob der Speicher saisonal betrieben wird oder ausschließlich in der letzten Periode beladen wird, was in Anhang in Kapitel B.3 ausführlicher dargestellt und erläutert ist.

Auf Grund des hohen Wärmebedarf der städtischen Versorgungsstruktur kann selbst ein 150.000 m^2 großer Solarthermiefläche nur einen geringen Einfluss auf die Versorgungsstruktur nehmen. Somit hat die Integration von Solarthermie und STES im konventionellen Versorgungssystem unter den historischen Randbedingungen nur einen minimalen Einfluss auf die Systeme. Aus ökonomischer Sicht reicht die Verdrängung des SLK nicht aus um die hohen Investitionskosten der Solarthermie und des STES aufzufangen. So ist der kontinuierliche Abfall des Kapitalwerts und der Anstieg der Wärmegestehungskosten zu erklären. Durch den veränderten Einsatz der Versorgungsanlagen verbessern sich aber die ökologischen Ergebnisse der Gesamtemissionen. Da die Emissionsfaktoren aber zum Teil stark fluktuieren (vgl. Abbildung 3.1), kann ein nur leicht veränderter Einsatz bereits einen signifikanten Unterschied in den ökologischen Ergebnissen ausmachen.

Auch im progressiven Wärmeversorgungssystem wird zunächst der Status-Quo-Fall ohne Solarthermie und STES betrachtet, wie in Abbildung D.8 zu erkennen. Erneut sind die monatlichen Gesamtwärmemengen nach Versorgungsanlagen für das System A0 Q0 dargestellt.

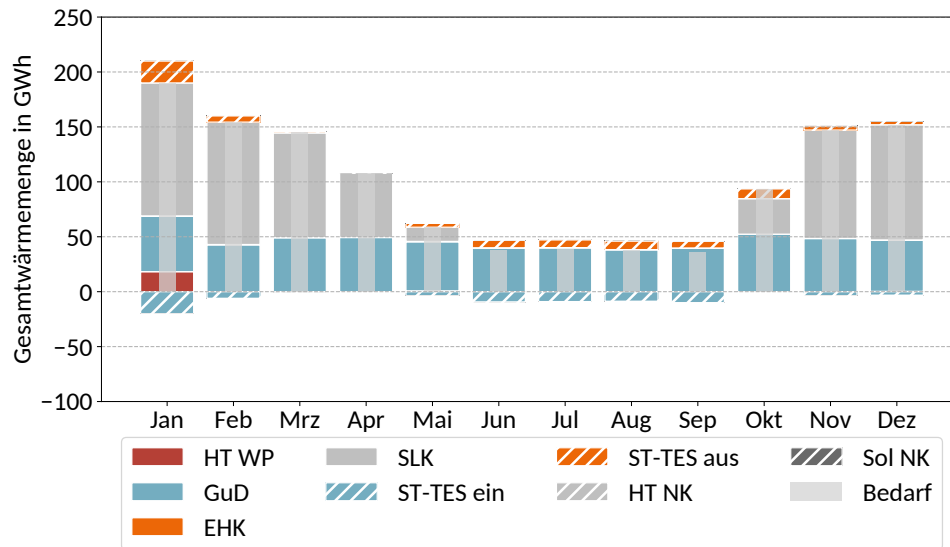


Abb. D.8: Monatliche Gesamtwärmemengen nach Versorgungsanlage des städtischen progressiven A0 Q0 Systems im historischen Szenario

Für das als progressive Topologie ausgelegte Wärmeversorgungssystem ergibt sich ein sehr ähnliches Bild, wie bei dem konventionellen System. Die als Primärversorger angedachte Hochtemperaturwärmepumpe wird lediglich im Januar eingesetzt. Dafür wird erneut das GuD in Kombination mit dem Kurzzeitspeicher so häufig wie möglich verwendet. Des Weiteren wird der EHK erneut nicht gebraucht um den restlichen Bedarf zu decken. Wie bei dem konventionellen System erfüllt dies der SLK.

Die geringe Nutzung der als Primärversorger angedachten HT-WP ist ähnlich begründet, wie die der NT-WP für die Integration von Solarthermie und STES in den konventionellen Systemen. Denn die HT-WP besitzt wegen des deutlich höheren Temperaturhubs im Vergleich zur NT-WP einen schlechteren *COP* und selbst diese war bei nahezu kostenloser zugeführter Wärme aus Solarthermie und STES nicht konkurrenzfähig. Bei einem etwa halb so großen *COP* ergeben sich, unter Vernachlässigung der variablen Betriebskosten der Solarthermie oder des STES, etwa doppelt so hohe Wärmebereitstellungskosten für die HT-WP. Sie wird nur eingesetzt, wenn auch der SLK bereits vollständig ausgelastet ist, welches in diesem System nur im Januar der Fall ist.

Im Anschluss an die Analyse des Status-Quos wird nun durch Hinzunahme von Solarthermie und STES das System A150 Q50 exemplarisch für progressive Wärmeversorgungssysteme betrachtet. Dessen Ergebnis ist in Abbildung D.9 zu finden.

D Ausführliche Analyse

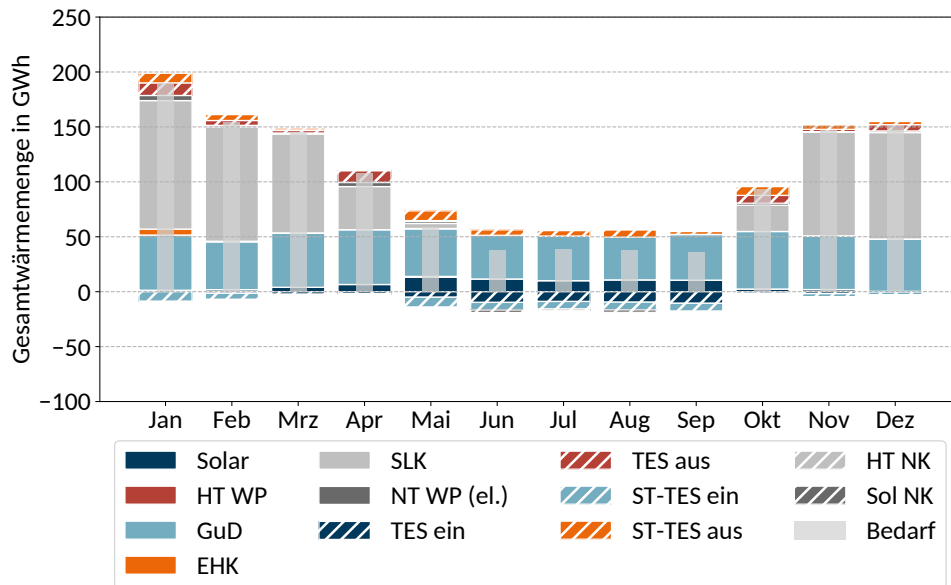


Abb. D.9: Monatliche Gesamtwärmemengen nach Versorgungsanlage des städtischen progressiven A150 Q50 Systems im historischen Szenario

Es ist ein ähnlicher Einsatz der Versorgungsanlagen wie bei dem Satus-Quo System zu erkennen. Erneut ist das GuD die dominierende Anlage, welche in Kombination mit dem Kurzzeitspeicher primär eingesetzt wird um zusätzliche Erlöse am Spotmarkt zu generieren. Wie zuvor wird weiterhin der SLK eingesetzt um den restlichen Wärmebedarf zu decken. Dabei fällt auf, dass die HT-WP in diesem System gar nicht mehr eingesetzt wird. Stattdessen wird zum ersten mal vereinzelt der EHK verwendet.

Bei der Nutzung der Solarthermie und des saisonalen Speichers ist erneut ein saisonaler Einsatz – wie bei dem konventionellem A150 Q50 System – zu erkennen. In den Sommermonaten wird solare Wärme eingespeichert, die in den Wintermonaten bei hohem Wärmebedarf ausgespeichert werden. Wenn der Spotmarktpreis niedrig genug ist, wird ein Teil der bereitgestellten elektrischen Energie verwendet, um mit der NT-WP den saisonalen Speicher zu entladen. Aus diesem Grund wird auch in diesem System die HT-WP mit dem höheren *COP* nicht mehr eingesetzt. Da im Januar das GuD in Kombination mit dem Kurzzeitspeicher, dem SLK und der STES den Wärmebedarf nicht decken können, wird der EHK eingesetzt. Dieser wird trotz des gegenüber der HT-WP schlechteren Wirkungsgrad genutzt, da die HT-WP die geringen Lasten aufgrund ihrer Teillastbegrenzung nicht decken kann.

Insgesamt unterscheiden sich die Versorgungssysteme progressiver Topologie in ihrer Betriebsweise nicht erheblich von den konventionellen Systemen. Die als Primärversorger angedachte HT-WP wird lediglich in den Systemen ohne Solarthermie eingesetzt, sodass es ebenfalls hauptsächlich zu einer Deckung des Wärmebedarfs durch das GuD (in Kombination mit dem STTES), sowie den SLK kommt. So ist es nicht verwunderlich, dass auch hier analog zum konventionellen Fall die Kapitalwerte proportional zum

Integrationsgrad der Solarthermie und des STES sinken, bzw. die Wärmegestehungskosten steigen. Die zusätzliche saisonale Speichernutzung der progressiven Systeme äußert sich nicht signifikant in einer höheren Wirtschaftlichkeit.

Darauf aufbauend werden die betriebswirtschaftlichen Auswirkungen des Einsatzes der Versorgungsanlagen anhand der im Betrieb erzielten Erlöse und entstandenen Kosten betrachtet. Diese sind für die eben dargestellten Konstellationen und in konventioneller und progressiver Topologie in Abbildung D.35 dargestellt.

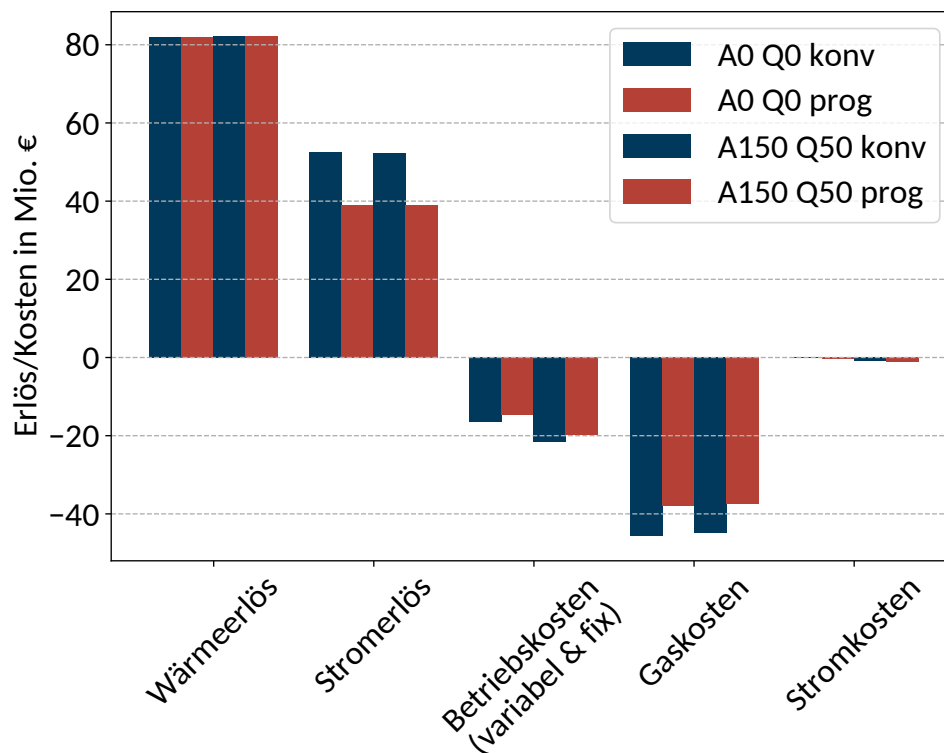


Abb. D.10: Erlöse und Kosten der Konstellationen A0 Q0 und A150 Q50 des städtischen Wärmeversorgungssystems im historischen Szenario

Da sich die Versorgungsaufgabe der Systeme nicht unterscheidet, erzielen alle Systeme den selben Wärmeerlös. Bei den Stromerlösen am Spotmarkt sind aber Unterschiede zwischen den konventionellen und progressiven Systemen zu erkennen. Auf Grund der kleineren Dimensionierung und den somit geringeren Deckungsanteil des GuD in den progressiven Systemen können nicht die gleichen Stromerlöse erzielt werden. In beiden Systemen reduziert sich der Stromerlös jedoch bei Hinzunahme von Solarthermie und STES minimal. Dies ist durch die zuvor identifizierte kombinierte Nutzung von GuD und NT-WP zum Entladen des Speichers bei geringeren Strompreisen begründet. Der kombinierte Einsatz ist außerdem durch die quasi nicht vorhandenen Stromkosten belegbar. Die variablen und fixen Betriebskosten weisen

D Ausführliche Analyse

geringe Unterschiede zwischen den Topologien auf, wobei jeweils die der progressiven Systeme etwas niedriger ausfallen. Durch die Integration von Solarthermie und STES kommt es zu einer signifikanten Zunahme der Betriebskosten, welche durch keine der anderen Terme kompensiert wird. Die Zunahme ist dabei maßgeblich auf den saisonalen Speicher zurückzuführen. Wie bei den Stromerlösen, sind die unterschiedlich hohen Gaskosten zwischen den verschiedenen Topologien hauptsächlich durch die Dimensionierung des GuD zu begründen. Zwar wird der verminderte Deckungsanteil des GuD mit dem SLK ebenfalls durch ein gasbefeuertes System gedeckt. Jedoch besitzt dieser eine deutlich höhere Wärmeausbeute als das GuD, weshalb für die gleiche Versorgungsaufgabe weniger Brennstoff benötigt wird. Da sich die Gaskosten weniger stark verringern, als es die Stromerlöse tun, ist dies ein entscheidender Grund für die geringere Profitabilität der progressiven Systeme. Eine signifikante Veränderung durch die Integration von Solarthermie und STES innerhalb einer Topologie ist nicht zu erkennen.

Dass die progressiven Systeme grundsätzlich schlechtere ökonomische Kennzahlen aufweisen, ist darauf zurückzuführen, dass mit dem GuD der profitabelste Versorger kleiner dimensioniert ist und somit deutlich weniger Erlöse erzielen kann. Auch die höheren Werte für die Gesamtemissionen liegen darin begründet, da mit der geringeren Einspeisung des Stroms auch weniger des Strommixes verdrängt und somit weniger Emissionsgutschriften erzielt werden.

In den einzelnen Systemen verringern sich die Emissionen in der Regel durch die Integration von Solarthermie und STES. Dies ist auf die Verdrängung des SLK in den Wintermonaten durch die ausgespeicherte Solarwärme zurückzuführen. Das Entladen des Speichers erfolgt durch eine kombinierte Nutzung der NT-WP und den durch das GuD erzeugten Strom. Die verkettete Wärmebereitstellung durch GuD und NT-WP aus Gas, rufen aufgrund des hohen *COP* der NT-WP geringere Emissionen hervor, als die direkte Nutzung im SLK. Dabei entfallen jedoch die durch die Einspeisung des GuD Stroms erzielbaren Emissionsgutschriften. Um zu ergründen, warum dies nicht zu einer Erhöhung der Emissionen führt, wird das Aufkommen der Emissionsfaktoren des Strommixes näher betrachtet. In Abbildung D.11 ist die Korrelation der Emissionsfaktoren des Strommixes gegenüber dem Strompreis des Spotmarkts aufgetragen.

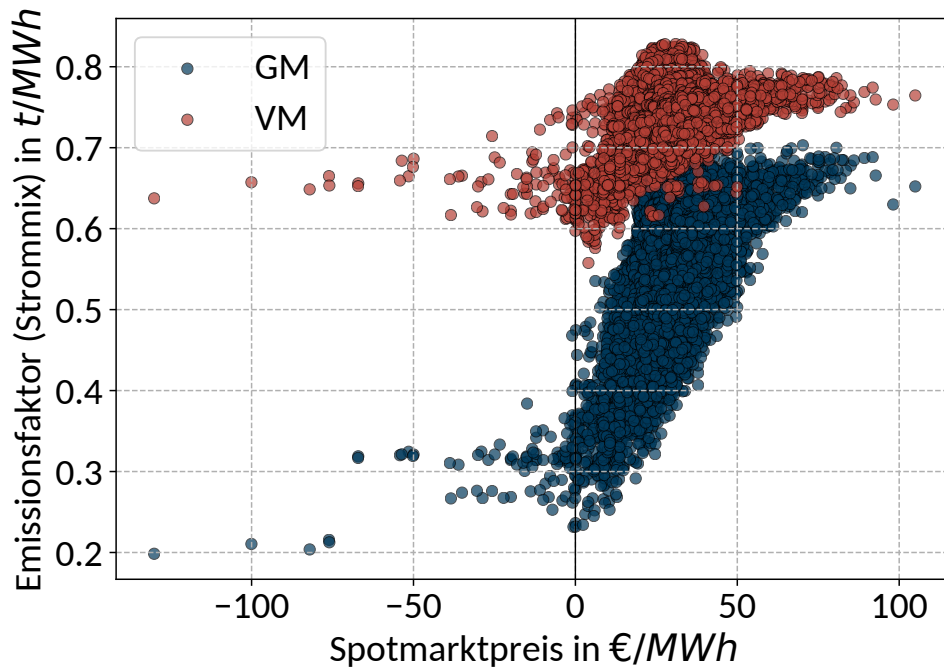


Abb. D.11: Korrelation der Emissionsfaktoren des Strommixes gegenüber dem Spotmarktpreis (2016)

Anhand der Abbildung ist zu erkennen, dass die Emissionsfaktoren des Strommixes zu einem gewissen Grad positiv mit dem Spotmarktpreis korrelieren. Das heißt, dass niedrige Emissionsfaktoren mit niedrigen Strompreisen auftreten und umgekehrt. Dies ist auf den Anteil erneuerbarer Energien im Strommix zurückzuführen, da ein Überangebot dieser mit einem sinkenden Preis und geringeren Emissionen einhergeht. Das ist für die berechneten Gesamtemissionen insofern relevant, da der STES den SLK in beiden Topologien dann verdrängt, wenn die Spotmarktpreise und somit die Emissionsfaktoren eher niedrig sind. Somit fallen die Opportunitätskosten der nicht erzielten Emissionsgutschriften ebenfalls gering aus, sodass sie den positiven Effekt durch die Verdrängung des SLK nicht übersteigen.

D.1.2 Zukunftsszenarien

Im diesem Abschnitt wird die Integration der Solarthermie und des STES unter zukünftigen Randbedingungen in den urbanen Systemen untersucht. Wie auch beim historischen Szenario werden zunächst allgemeinen Ergebnisse analysiert, um abschließend eine Detailanalyse der 2030er Szenarien durchzuführen.

Allgemeine Ergebnisse

Erneut werden zuerst die erzielten Kapitalwerte betrachtet, um die Profitabilität der verschiedenen Systeme beurteilen zu können. Diese sind für alle Zukunftsszenarien in Abbildung D.12 dargestellt. Zur Reduktion der Anzahl der benötigten Diagramme werden jeweils die Ergebnisse der konventionellen und progressiven Topologien in einer Darstellung zusammengefasst. Dabei sind die konventionellen Systeme mit einer durchgezogenen und die progressiven mit einer gepunkteten Linie aufgetragen. Im Folgenden zeigt das Unterabbildung (a) die Ergebnisse des 2030A BAU Szenarios und das Unterabbildung (b) die des 2030A P2H Szenarios. Dem gegenüber stellt das Unterabbildung (c) die Ergebnisse des 2030C-Climate BAU Szenarios und das Unterabbildung (d) die des 2030C-Climate P2H Szenarios dar.

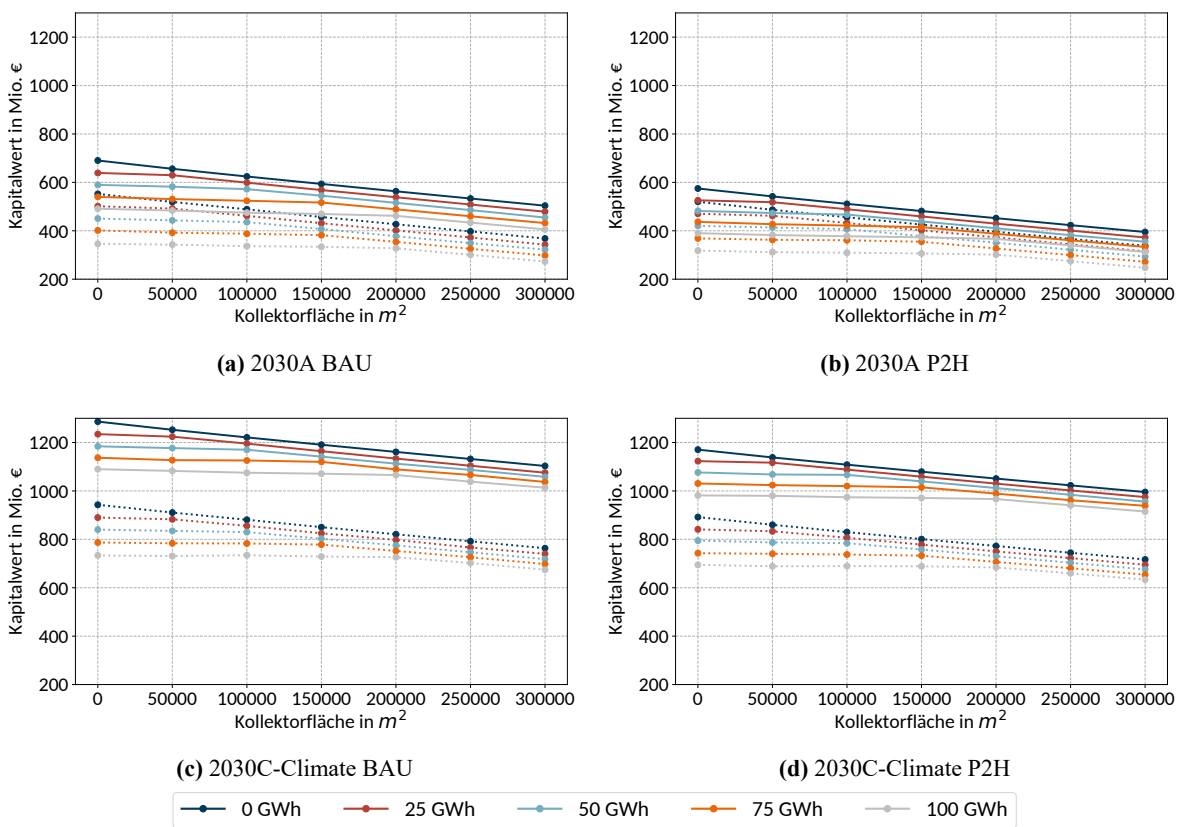


Abb. D.12: Kapitalwerte der städtischen Wärmeversorgungssysteme in den 2030er Szenarien
(Linien: durchgezogen = konventionell, gepunktet = progressiv)

Die Kapitalwertverläufe der Zukunftsszenarien sehen denen des historischen Szenarios sehr ähnlich. Wie zuvor haben alle Systeme ohne Speicher eine nahezu konstante negative Steigung. Weiterhin ist bei allen anderen Systemen zuerst eine flache negative Steigung bis zu einem gewissen Punkt zu beobachten. Ab diesem Punkt stellt sich dann die gleiche Steigung wie bei den Systemen ohne Speicher ein. Die Kapi-

talwerte der 2030A Szenarien verlaufen in einem Intervall von 247 bis 690 Mio. € und die der 2030C-Climate von 633 bis 1.286 Mio. €. Dem entsprechend weisen alle Systeme positive Kapitalwerte auf.

Weiterhin ist festzustellen, dass die 2030C-Climate Systeme deutlich profitabler sind als die jeweils technisch gleichen Systeme unter den Rahmenbedingungen des Szenarios 2030A. Der Unterschied der Kapitalwerte zwischen konventionellen und progressiven Versorgungssystemen fällt bei 2030A geringer aus, als es bei 2030C-Climate der Fall ist. Es fallen aber in jeder Konstellation die Kapitalwerte der Systeme progressiver Topologie geringer aus. Innerhalb der einzelnen Szenarien weisen die jeweiligen BAU Varianten immer höhere Kapitalwerte auf als deren Pandants in den P2H Szenarien. Wie schon im historischen Szenario sinkt der Kapitalwert sowohl mit zunehmender Solarfläche als auch mit zunehmender Speichergröße. Daraus folgend sind die Systeme ohne Solarfeld und ohne thermischen Speicher aus wirtschaftlicher Sicht die besten Investitionsmöglichkeiten.

Zur besseren Beurteilung der Konkurrenzfähigkeit der Wärmeversorgungssysteme unter den Randbedingungen der Zukunftsszenarien werden erneut deren Wärmegestehungskosten herangezogen. Abbildung D.13 zeigt die erzielten Ergebnisse, wobei analog zur Betrachtung des Kapitalwerts konventionelle und progressive Systeme innerhalb eines gemeinsamen Diagrammes abgebildet sind.

D Ausführliche Analyse

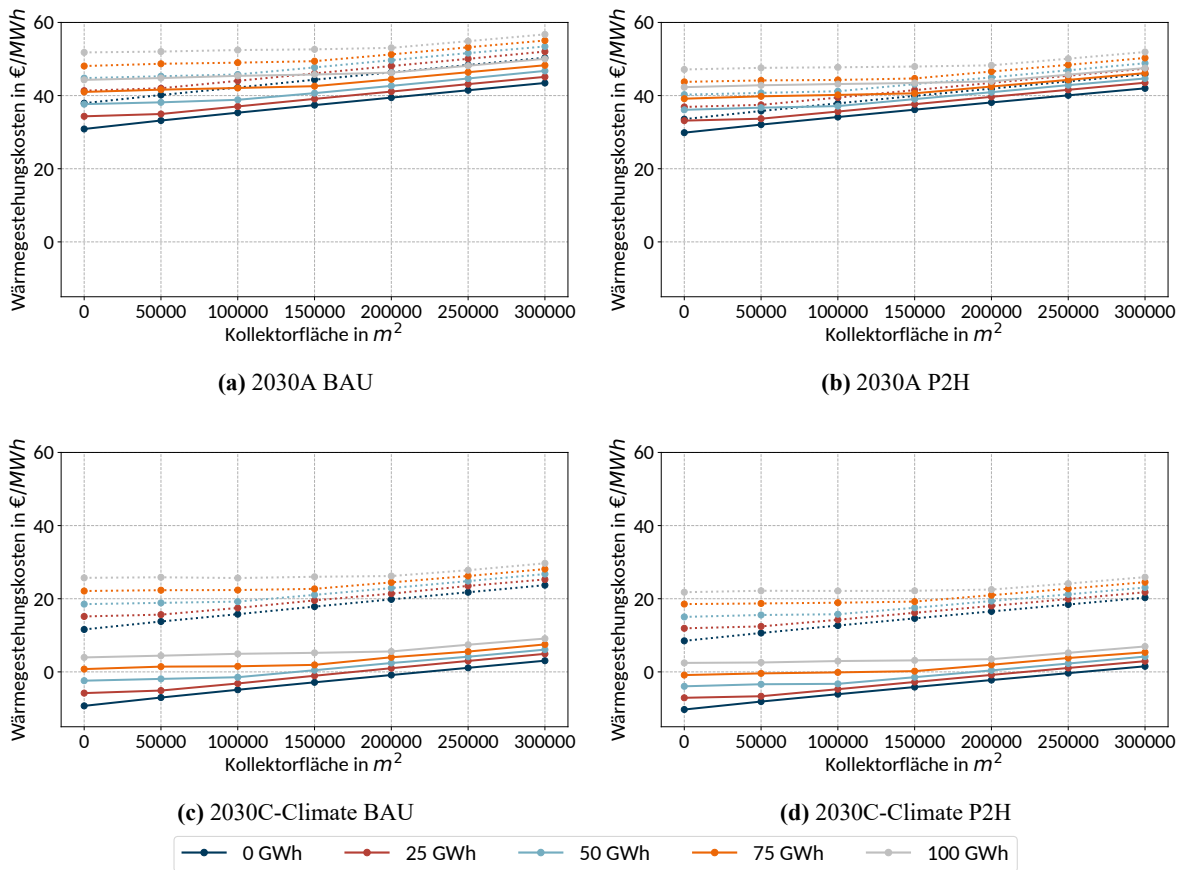


Abb. D.13: Wärmegestehungskosten der städtischen Wärmeversorgungssysteme in den 2030er Szenarien (Linien: durchgezogen = konventionell, gepunktet = progressiv)

Erwartungsgemäß weisen die die Ergebnisse der Wärmegestehungskosten der untersuchten Systeme ein inverses Verhalten zu den Kapitalwerten auf. In den 2030A Szenarien befinden sie sich in einem Intervall von $29,86$ bis $56,73 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$ und in den 2030C-Climate Szenarien von $-10,29$ bis $29,68 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$. Damit besitzen erstmalig einzelne Wärmeversorgungssysteme negative Wärmegestehungskosten, wären also selbst dann profitabel, wenn dafür gezahlt würde sie abzugeben. Dies sind aber ausschließlich konventionelle Systeme in beiden 2030C-Climate Szenarien.

Innerhalb der einzelnen Szenarien ist festzustellen, dass der Unterschied zwischen den konventionellen und progressiven System in den 2030A Szenarien nicht so hoch ist wie in denen der 2030C-Climate Szenarien. Wie zuträglich das Szenario 2030C-Climate insbesondere für konventionelle Systeme ist, lässt sich im direkten Vergleich konkreter Systeme des gleichen Rahmenparameterszenarios (BAU, P2H) erkennen. Die konventionellen 2030C-Climate Systeme weisen dabei etwa um $40 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$ günstigere Wärmegestehungskosten auf als die 2030A Systeme des jeweiligen Rahmenparameterszenarios. Die progressiven Systeme sind zwar deutlich weniger profitabel, aber auch diese erzielen etwa um $27 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$ niedrigere Kos-

ten im Vergleich zwischen 2030C-Climat und 2030A. Insgesamt ist also das Szenario 2030C-Climat als besonders förderlich für die betrachteten Wärmeversorgungssysteme auszumachen. Dies gilt auch im direkten Vergleich mit den Ergebnissen des historischen Szenarios (vgl. Kapitel D.1.1).

Für die ökologische Bewertung der 2030er Szenarien werden die Gesamtmix- und Verdrängungsmixmethode für eine systematische Untersuchung der Emissionen verwendet. Um die Leserlichkeit der Abbildungen zu gewährleisten, wird auf die kombinierte Darstellung der konventionellen und progressiven Systeme innerhalb einer Abbildung verzichtet. Zuerst sind die Ergebnisse der Emissionen des Gesamtmixes für die konventionellen Systeme in Abbildung D.14 dargestellt.

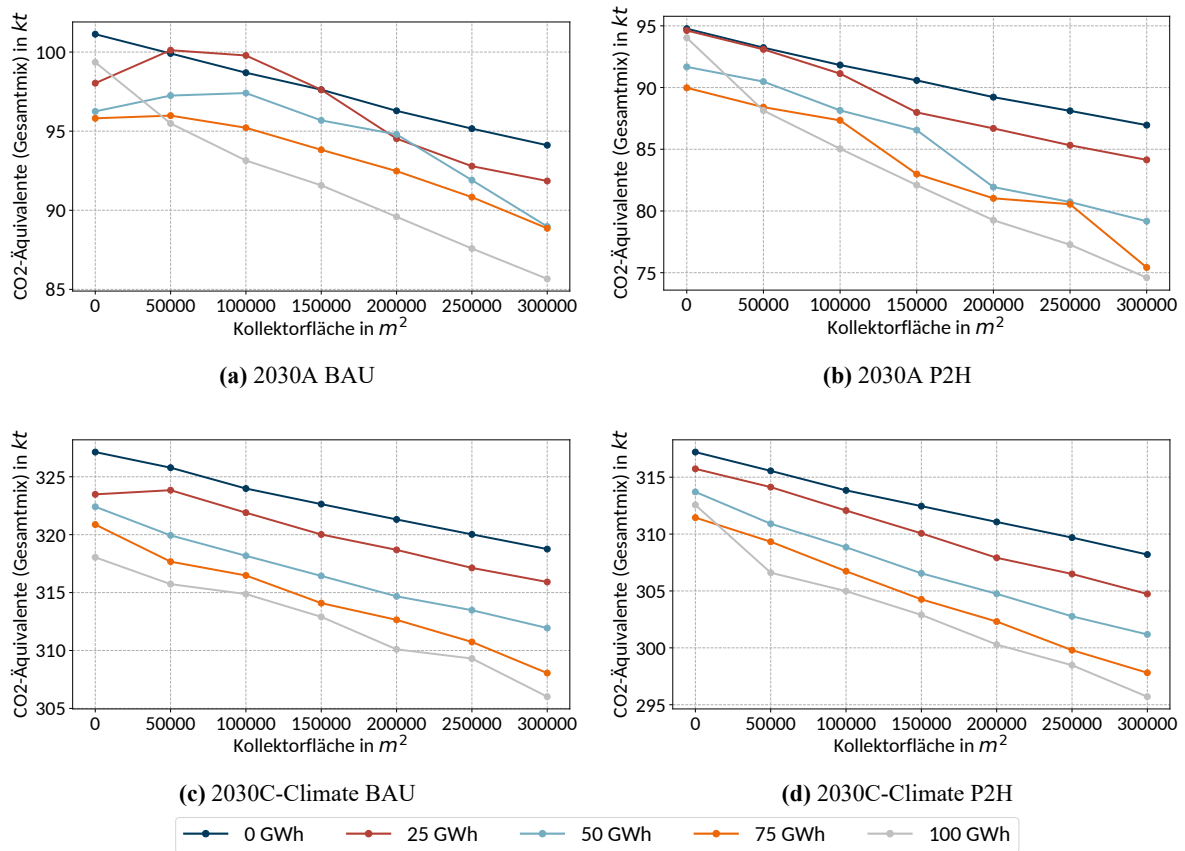


Abb. D.14: Emissionen (Gesamtmix) der städtischen konventionellen Wärmeversorgungssysteme (2030er Szenarien)

Die Emissionen nach Gesamtmixmethode der Szenarien von 2030A der konventionellen Systeme befinden sich in einem Bereich von 74,6 bis 101,1 kt CO₂-Äquivalenten und die der Szenarien von 2030C-Climat von 295 bis 327,1 kt CO₂-Äquivalenten. Somit sind – im Gegensatz zum historischen Szenario – erstmalig alle bilanziellen Emissionsergebnisse positiv. Außerdem ist festzustellen, dass die Emissionen der 2030C-Climat Systeme etwa um den Faktor drei höher ausfallen, als in den anderen beiden Szenarien.

D Ausführliche Analyse

rien. Des Weiteren weisen jeweils die P2H Szenarien geringere Emissionswerte auf, als es bei den BAU Varianten der Fall ist.

Grundsätzlich ist bei allen Varianten der Trend festzustellen, dass mit der Vergrößerung der Solarkollektorfläche eine Reduktion der Emissionen einher geht. Außerdem erzielen die Systeme mit einem STES signifikant niedrigere Gesamtemissionen. Dabei weist in der Regel das System mit der größten Speicherkapazität die niedrigsten Werte auf. Es sind in allen Varianten eine gewisse Volatilität in den Verläufen zu erkennen, was zu erwarten ist, da es sich um eine rein ökonomische und nicht ökologische Einsatzoptimierung handelt.

Neben den Emissionen des Gesamtmixes werden die Emissionen der Verdrängungsmixmethode bei den konventionellen Systemen betrachtet. Die Ergebnisse dieser Berechnungsvorschrift unter den zukünftigen Rahmenbedingungen sind in Abbildung D.15 dargestellt.

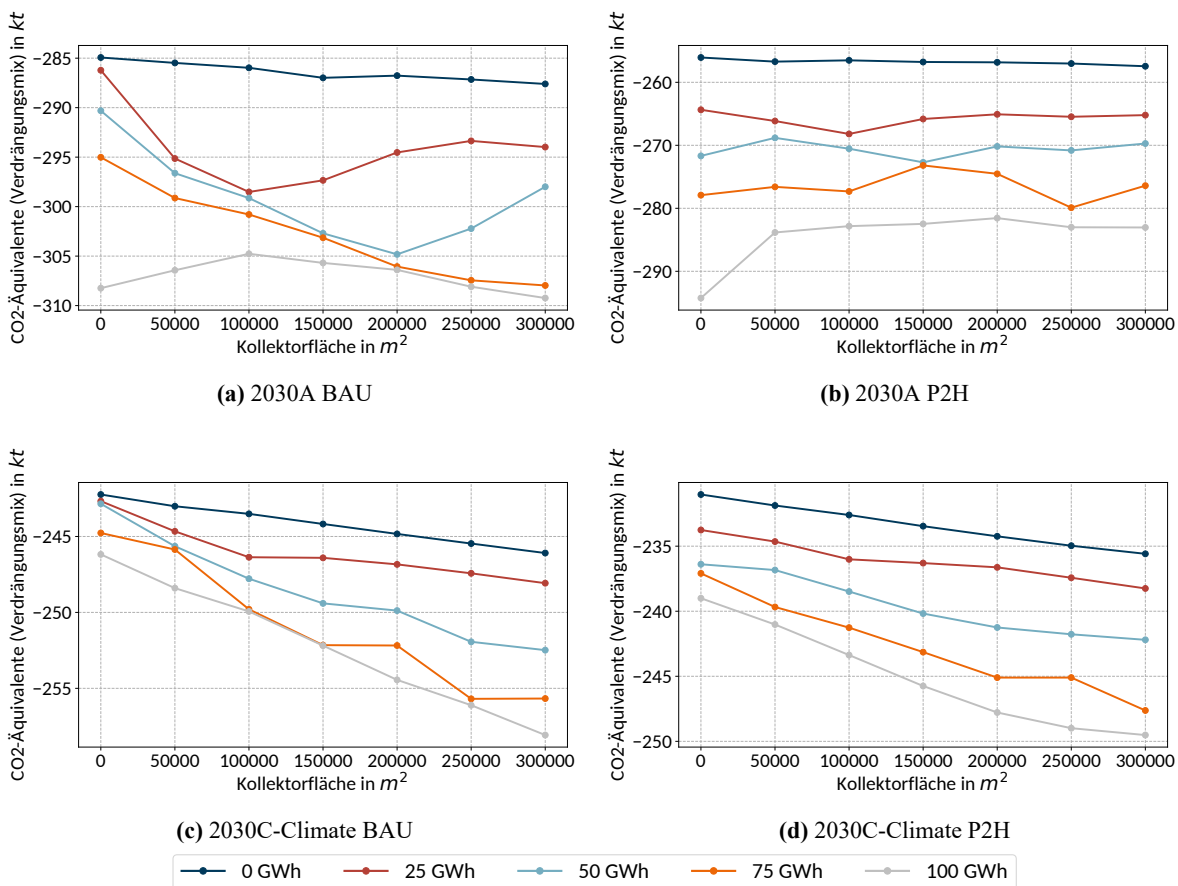


Abb. D.15: Emissionen (Verdrängungsmix) der städtischen konventionellen Wärmeversorgungssysteme (2030er Szenarien)

Die Verdrängungsmixmethoden ergeben für die 2030A Szenarien der konventionellen, urbanen Versorgungssystemen Emissionen von $-256,1$ bis $-309,2$ kt CO_2 -Äquivalenten. Demgegenüber befinden sich die Emissionen nach Verdrängungsmixmethode der 2030C-Climate Szenarien in einem Bereich von -231 bis $-258,1$ kt CO_2 -Äquivalenten. Aufgrund der veränderten Berechnungsvorschrift fallen alle Emissionen gegenüber denen der Gesamtmixbetrachtung deutlich niedriger aus und weisen – wie im historischen Szenario – negative Werte auf.

Die Emissionen des Verdrängungsmixes der 2030C-Climate Szenarien zeigen ähnliche Verläufe wie die des Gesamtmixes. Bei steigender Kollektorfläche sinken die Emissionen. Entgegen der Emissionen des Gesamtmixes zeigen die Verläufe der Emissionen des Verdrängungsmixes der 2030A Szenarien einen anderen Trend. Besonders die 2030A P2H Topologie fällt durch einen stagnierenden Verlauf auf.

Nach den konventionellen Versorgungssystemen werden nun die Ergebnisse der Emissionsrechnung des Gesamtmixes der progressiven Varianten beurteilt. Die ermittelten Summen der bilanziell emittierten CO_2 -Äquivalenten sind in Abbildung D.16 für alle Konstellationen und Zukunftsszenarien dargestellt.

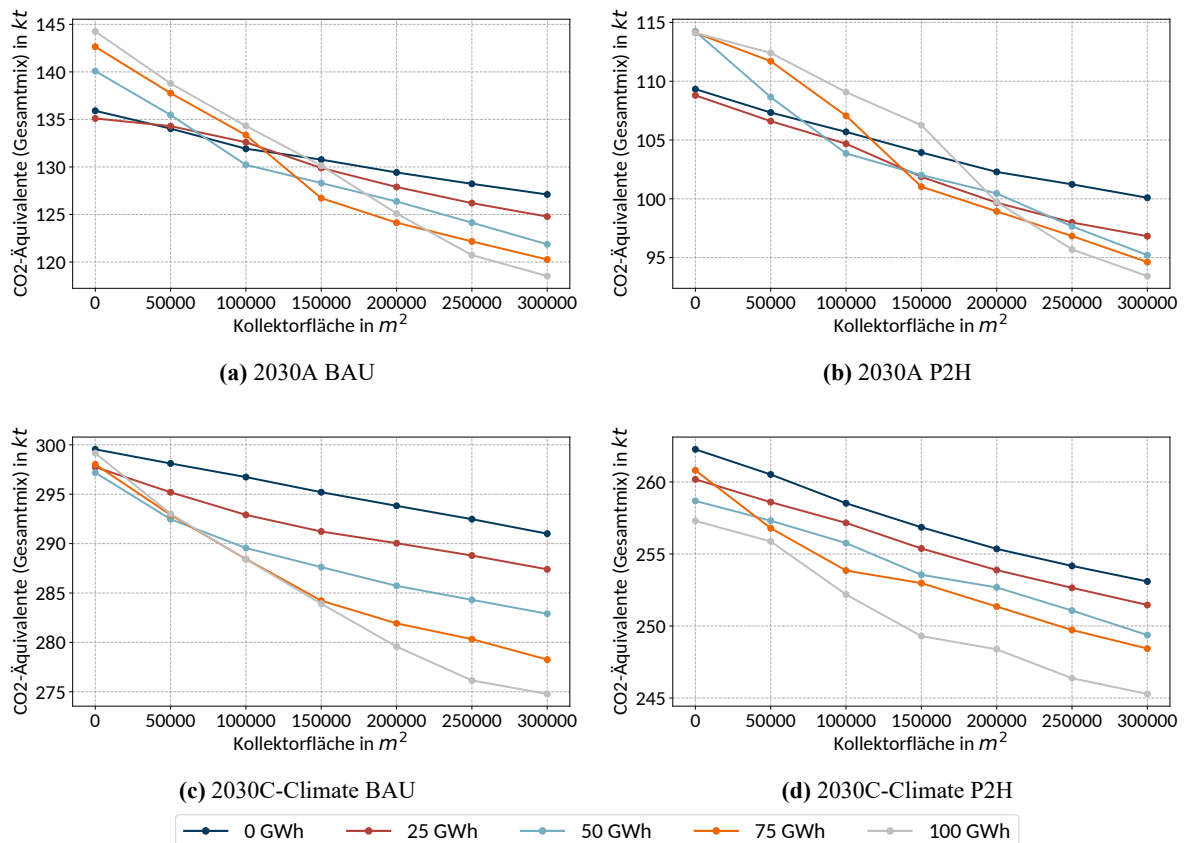


Abb. D.16: Emissionen (Gesamtmix) der städtischen progressiven Wärmeversorgungssysteme (2030er Szenarien)

D Ausführliche Analyse

Die Emissionen der Gesamtmixmethode der Szenarien von 2030A der progressiven Systeme befinden sich in einem Intervall von 93,4 bis 135,9 $kt CO_2$ -Äquivalenten und die der Szenarien von 2030C-Climate von 245,3 bis 299,5 $kt CO_2$ -Äquivalenten. Die progressiven Versorgungssysteme weisen ebenfalls ausschließlich positive Emissionswerte auf. Im Vergleich zu den konventionellen Systemen fallen die Emissionen in den progressiven Systemen sowohl in den 2030A als auch in den 2030C-Climate Varianten höher aus.

Ähnlich wie bei den konventionellen Systemen ist ebenfalls mit ansteigender Kollektorfläche eine Reduktion der Emissionen festzustellen. Anders als zuvor weisen die Systeme in den 2030A Varianten ohne STES mit niedriger Solarfeldgrößen nicht die höchsten Emissionen auf. Ab einer Kollektorfläche von etwa 100.000 - 150.000 m^2 beginnen die größeren Speicher diese aber zu unterbieten. Es ist also in den progressiven Systemen bei hohem Grad solarer Integration eine Verschiebung der aus ökologischer Sicht sinnvollerer Auslegung des STES zu größeren Speicherkapazitäten festzustellen.

Abschließend werden die Ergebnisse der Emissionen des Verdrängungsmixes der progressiven Systemen untersucht. Diese sind in Abbildung D.17 für die unterschiedlichen Zukunftsszenarien dargestellt.

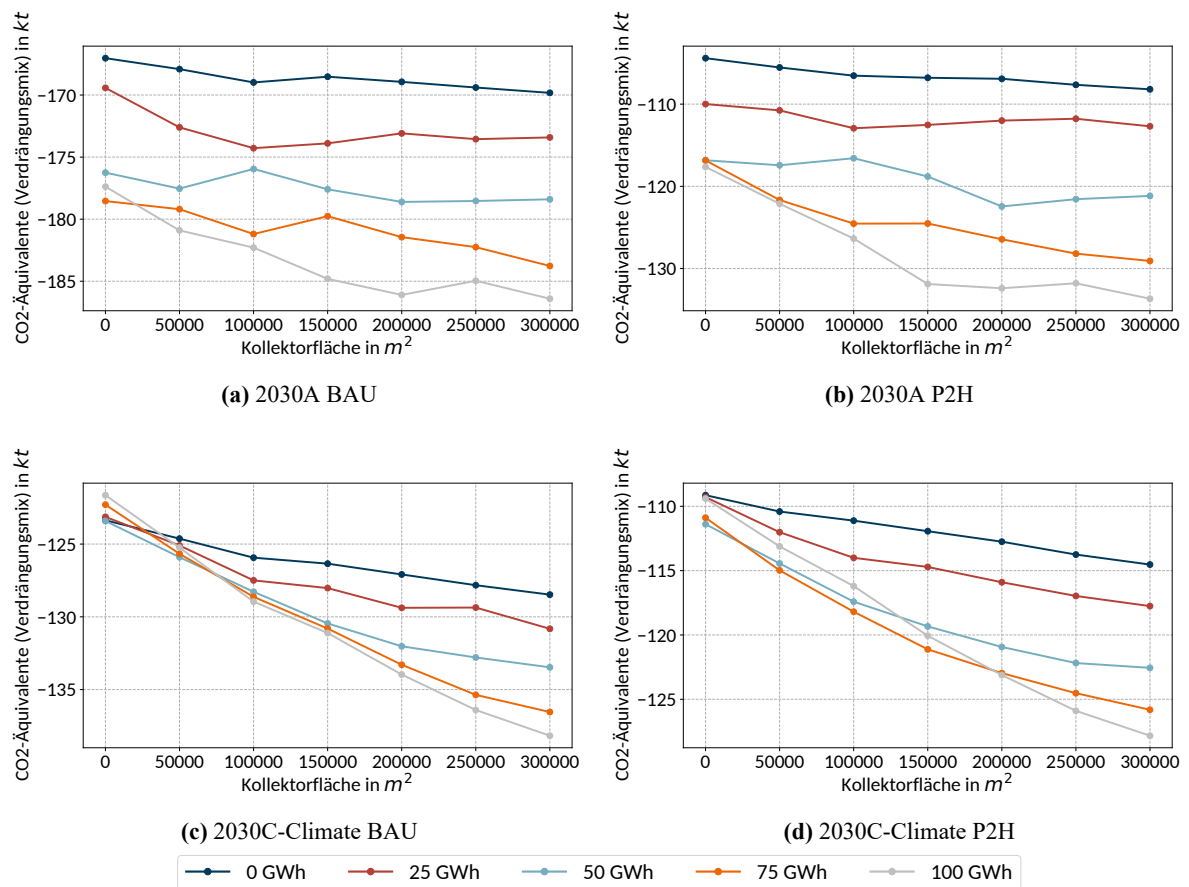


Abb. D.17: Emissionen (Verdrängungsmix) der städtischen progressiven Wärmeversorgungssysteme (2030er Szenarien)

Die Gesamtemissionen des Verdrängungsmixes bewegen sich für die progressiven 2030A Szenarien in einem Bereich von $-186,4$ bis $-104,4$ kt CO_2 -Äquivalenten und die der progressiven Szenarien von 2030C-Climate von $-138,2$ bis $-109,1$ kt CO_2 -Äquivalenten. Es ergeben sich wie zuvor ausschließlich negative Gesamtemissionen, wobei sie höher ausfallen, als in den Systemen konventioneller Topologie. Entgegen der Emissionen des Gesamtmixes haben die 2030A Szenarien mit niedrigen bis mittleren Speicherkapazitäten einen stagnierenden Verlauf, wogegen bei denen mit hohen Speicherkapazitäten eine Abnahme der Emissionen bei Hinzunahme von Solarkollektorfläche zu erkennen ist. Demgegenüber verlaufen die Emissionen nach Verdrängungsmixmethode der 2030C-Climate Szenarien ähnlich zu denen des Gesamtmixes und weisen somit bei steigender Solarthermiefläche eine Abnahme der Emissionen auf. Zusammenfassend ist festzustellen, dass aus betriebswirtschaftlicher Perspektive auch unter den speziellen Rahmenbedingungen der ausgewählten Zukunftsszenarien eine Integration von Solarthermie und saisonalen thermischen Energiespeichern in bestehende urbanen Versorgungsstrukturen nicht sinnvoll ist. Dies gilt aber nur, wenn ausschließlich die Gewinnmaximierung als Entscheidungskriterium heran-

D Ausführliche Analyse

gezogen wird. Wenn ökologischen Kennzahlen aufgrund von aktuellen gesellschaftspolitischen Entwicklungen einen höheren Stellenwert erlangen, sind Kompromisslösungen sinnvoll. Denn viele Systeme mit höherem Integrationsgrad der betrachteten Technologien konnten sich unter den gewählten Rahmenbedingungen ebenfalls als höchst profitabel erweisen. Insgesamt lässt sich zu einem gewissen Grad eine inverse Beziehung der ökonomischen und ökologischen Kennzahlen im Bezug zum Integrationsgrad ausmachen. Es ist demzufolge ein Zielkonflikt zwischen ökonomisch und ökologisch sinnvollen Systemkonstellationen festzustellen. Um die Ursache dessen zu ermitteln und das Zustandekommen dieser Ergebnisse zu begründen, erfolgt erneut eine detailliertere Analyse der Ergebnisse der Einsatzoptimierung der Wärmeversorgungssysteme.

Detailanalyse

In der Detailanalyse der Zukunftsszenarien werden Investitionskosten und abgezinste Einnahmeüberschüsse, monatliche Gesamtwärmemengen nach Versorgungstechnologien sowie Kosten- und Erlösterme betrachtet. Da es sich pro zu betrachtender Systemkonstellation um die vierfache Menge an Ergebnissen handelt, werden in diesem Kapitel keine Einzelbetrachtungen vorgenommen, sondern eine direkte Gegenüberstellung für alle Szenarien durchgeführt. Dabei findet erneut eine getrennte Untersuchung der konventionellen und progressiven Systeme statt.

Wie im historischen Szenario beschrieben, setzen sich die Kapitalwerte der jeweiligen Versorgungssysteme aus den Investitionskosten und den über die Abschreibedauer abgezinste Einnahmeüberschüssen zusammen. Zunächst werden diese Größen in Abbildung D.18 für die konventionellen Systeme der Zukunftsszenarien dargestellt. Damit wird näher ergründet, wie die Ergebnisse der Kapitalwertmethode zustande gekommen sind. Erneut sind die Investitionskosten mit gepunkteten und die Einnahmeüberschüsse mit durchgezogenen Linien abgebildet.

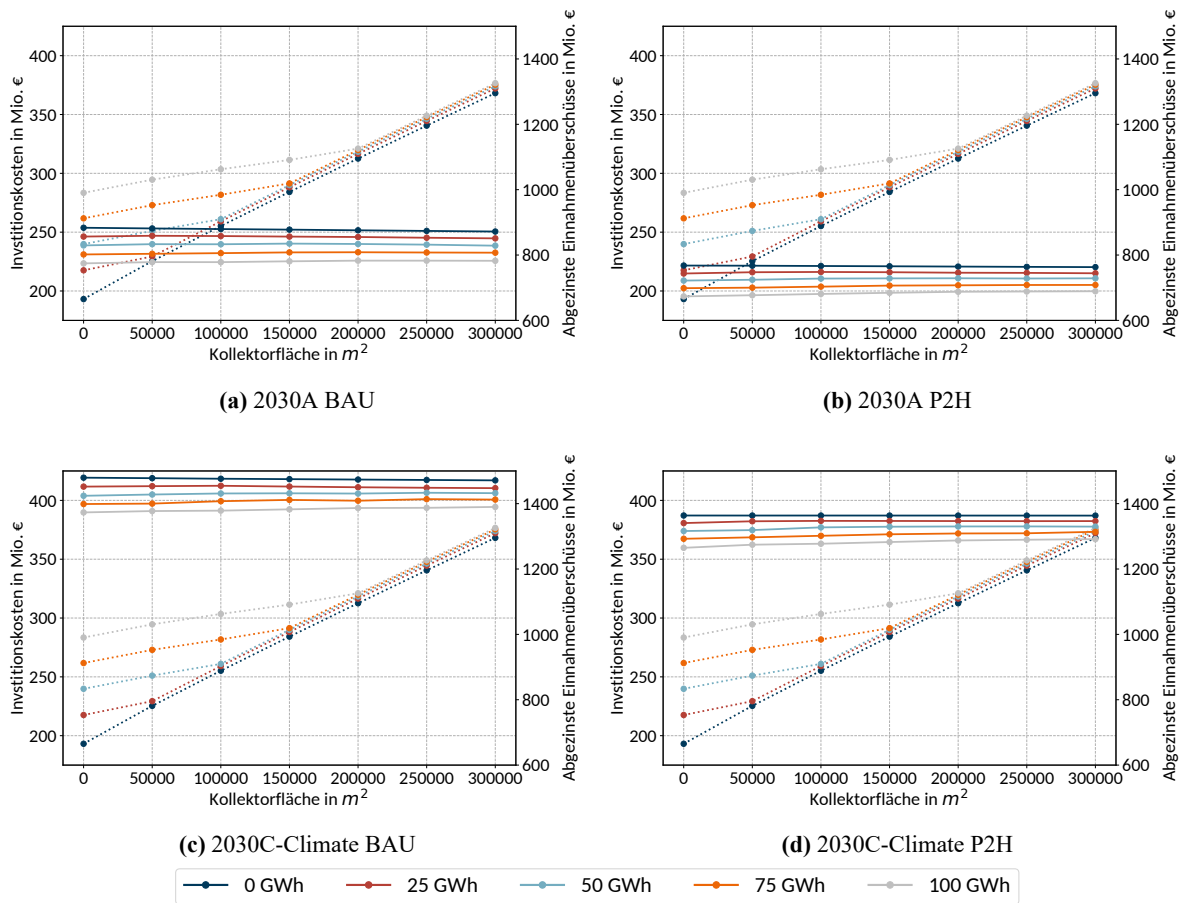


Abb. D.18: Investitionskosten und abgezinste Einnahmeüberschüsse der städtischen konventionellen Wärmeversorgungssysteme (2030er Szenarien)

Auf den ersten Blick fällt auf, dass bei allen Zukunftsszenarien die Verläufe der Investitionskosten unverändert bleiben. Dies begründet sich durch die gleichbleibende Zusammensetzung der Versorgungsanlagen innerhalb der einzelnen Systeme. Hingegen sind bei den Verläufen der abgezinste Einnahmeüberschüsse signifikante Unterschiede zu erkennen. Im Vergleich der einzelnen Szenarien ist zu erkennen, dass zum einen die 2030C-Climate Szenarien profitabler sind als die der 2030A-Szenarien und dass zum anderem jeweils die BAU Topologie profitabler ist als deren P2H Pendant. Folglich erzielen die konventionellen Versorgungssysteme unter den Randbedingungen des 2030C-Climate BAU Szenarios die höchsten Einnahmeüberschüsse. Es handelt sich dabei um das profitabelste Szenario, was sich bereits in den Kapitalwerten der Systeme widerspiegelt hat. Das Szenario mit den wirtschaftlich unprofitabelsten Randbedingungen ist demnach 2030A P2H.

Daran anschließend werden in Abbildung D.19 die Verläufe der Investitionskosten und abgezinste Einnahmeüberschüsse der progressiven Systeme betrachtet. Wie zuvor bei den konventionellen Systemen

D Ausführliche Analyse

wird der Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit der einzelnen Szenarien analysiert und darauf aufbauend ein Vergleich zwischen den Topologie gezogen.

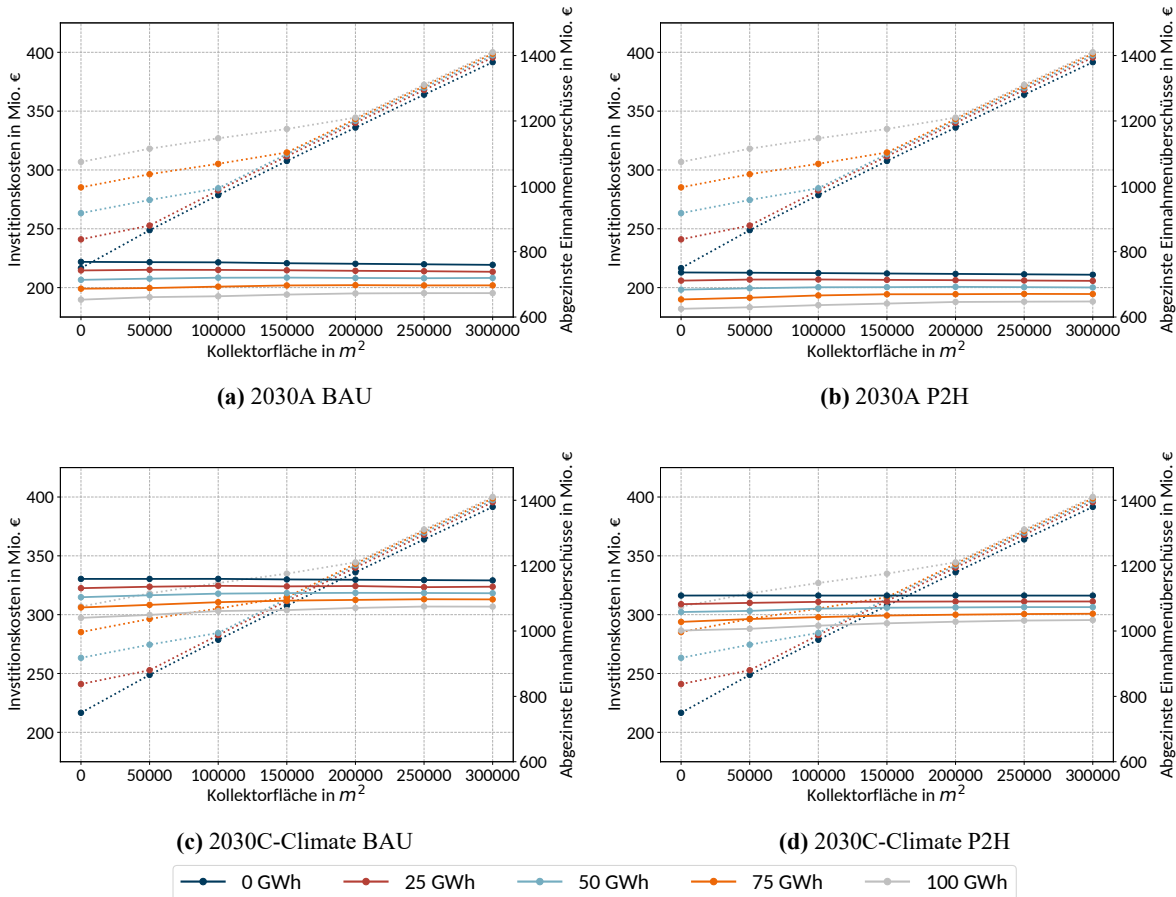


Abb. D.19: Investitionskosten und abgezinste Einnahmeüberschüsse der städtischen progressiven Wärmeversorgungssysteme (2030er Szenarien)

Wie zuvor bei den konventionellen Systemen verändert sich wegen der gleichen Versorgungsanlagenzusammensetzung die Verläufe der Investitionskosten nicht, die der Einnahmeüberschüsse hingegen deutlich. Dabei ist erneut zu erkennen, dass in den 2030C-Climate Szenarien höhere Einnahmeüberschüsse erzielt werden als in den der 2030A Szenarien. Außerdem bestätigt sich auch für die Systeme progressiver Topologie, dass die BAU Randbedingungen eine höhere Profitabilität begünstigen als die P2H. Anders als bei den konventionellen Systemen fällt der Unterschied in den Einnahmeüberschüssen in letzterer Betrachtungsebene weniger hoch aus. Demzufolge sind auch bei den urbanen progressiven Wärmeversorgungssystemen die 2030C-Climate BAU Systeme die profitabelsten und die der 2030A P2H die unwirtschaftlichsten Systeme.

Wie die bereits dargestellten Kapitalwerte der Zukunftsszenarien (vgl. Abbildung D.12) unterstreichen Abbildung D.18 und D.19 die Erkenntnis, dass die konventionellen Systeme wirtschaftlich attraktiver sind als die progressiven Systeme. In den konventionellen Systemen sind die Investitionskosten durchschnittlich 23,5 Mio. € niedriger als die der progressiven Systeme. Trotz der geringeren Investitionskosten erzielen die konventionellen Systeme in jedem Szenario höhere Einnahmeüberschüsse und sind somit aus ökonomischer Sicht die bessere Investition.

Nachfolgend werden die monatlichen Gesamtwärmemengen nach Versorgungsanlagen der Systeme A0 Q0 und A150 Q50 für die konventionelle und progressive Topologie dargestellt. Dabei wird zunächst mit den monatlichen Gesamtwärmemengen der Status-Quo-Konstellation in konventioneller Topologie begonnen. Die Ergebnisse der Einsatzoptimierungen dieses Systems sind für alle 2030er Szenarien in Abbildung D.20 dargestellt.

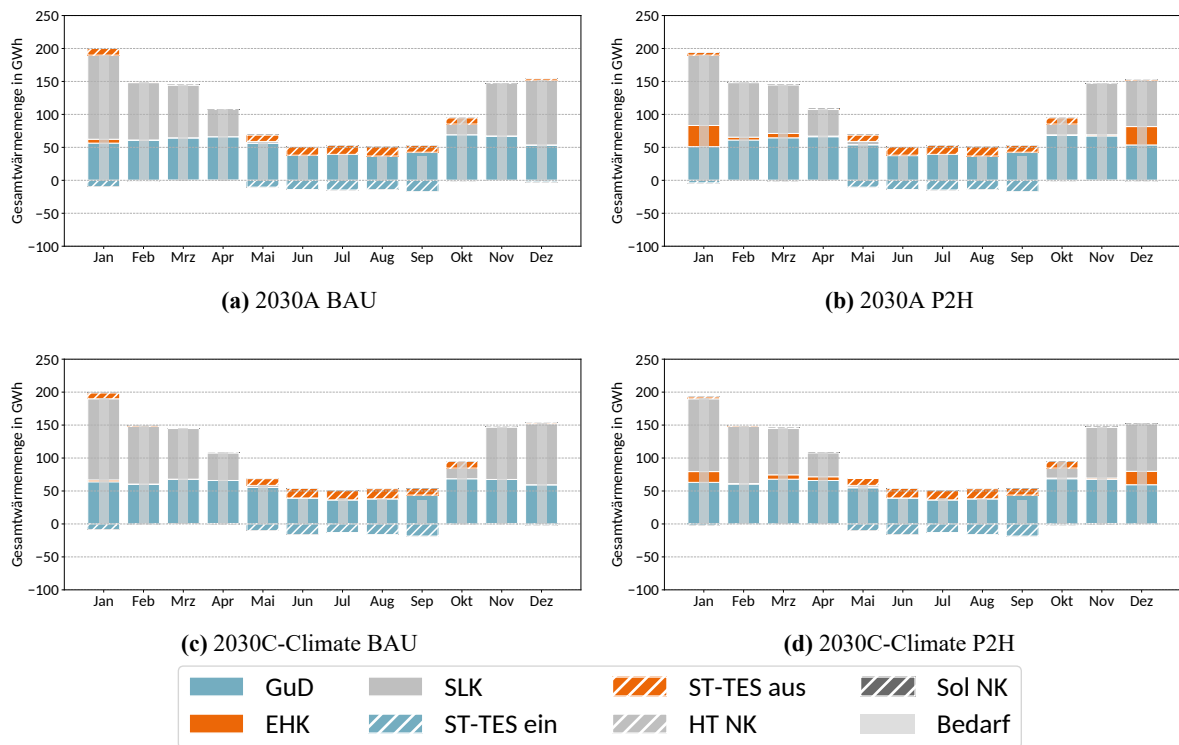


Abb. D.20: Monatliche Gesamtwärmemengen nach Versorgungsanlage der städtischen konventionellen Systeme in den 2030er Szenarien (A0 Q0)

Auf den ersten Blick ist zu erkennen, dass sich die Ergebnisse der verschiedenen Szenarien untereinander ähneln. In allen Szenarien sind weiterhin das GuD und der SLK die dominierende Technologien. Zusätzlich findet in den Sommermonaten ein kombinierter Einsatz aus GuD und Kurzzeitspeicher statt. Im Gegensatz zum historischen Szenario wird erstmalig der EHK verwendet, der vermehrt in den P2H

D Ausführliche Analyse

Szenarien und minimal im 2030A BAU Szenario zum Einsatz kommt. Dieser verdrängt vor allem den SLK im Januar und Dezember. Es kommt, wie in den zuvor betrachteten Systemen, nicht zu einer signifikanten Nutzung der Notkühlung.

Auf Grund der höheren finanziellen Belastung der fossilen Brennstoffe ist die anhaltende Dominanz des GuD in allen Zukunftsszenarien zunächst kontraintuitiv. Parallel zu den Abgaben steigen aber auch die am Spotmarkt generierbaren Erlöse. Dementsprechend bleibt das GuD somit weiterhin profitabel, weil die zusätzlichen Spotmarkterlöse die angestiegenen Kosten kompensieren oder sogar stark übersteigen. Um die Einsatzreihenfolge für die verschiedenen Szenarien besser beurteilen zu können, sind in Tabelle D.1 die mittleren Wärmebereitstellungskosten des GuD und SLK über die Betrachtungsperiode berechnet.

Tab. D.1: Mittlere Wärmebereitstellungskosten in $\frac{\text{€}}{\text{MWh}}$ der städtischen konventionellen Systeme in den 2030er Szenarien

Anlage	2030A BAU	2030A P2H	2030C-Climate BAU	2030C-Climate P2H
GuD	-27,69	-12,69	-109,42	-94,42
SLK	34,82	34,82	49,65	49,65

Alle mittlere Wärmebereitstellungskosten der GuD sind negativ und liegen somit weit unter dem Fernwärmepreis. Daraus folgend ist der Einsatz des GuD in allen Szenarien als profitabel zu bewerten. Im Vergleich zu den 2030er Energiesystemszenarien, ist der Einfluss der Rahmenparameterszenarien als gering einzuschätzen. Der hauptsächlich durch den KWK-Bonus begründete Unterschied beläuft sich auf etwa $15 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$ zwischen BAU und P2H Szenario. Deshalb ist dessen politische Lenkungs kraft als eher gering einzustufen..

Im Gegensatz zum GuD werden die gestiegenen Abgaben für den Betrieb des SLK nicht durch anderwertig gestiegene Erlöse kompensiert. Demnach steigen die Wärmebereitstellungskosten proportional zu den zusätzlichen Belastungen des Brennstoffes und die Attraktivität des SLK sinkt. Die Kosten belaufen sich dabei auf $39,12 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$ in den 2030A und $53,95 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$ in den 2030C-Climate Szenarien. Damit ist auch der SLK weiterhin profitabel, jedoch deutlich teurer als das GuD und somit nur im Einsatz, wenn der Wärmebedarf den maximal bereitstellbaren Wärmestrom des GuD überschreitet.

Die Wärmebereitstellungskosten des EHK sind abhängig vom Bezug der elektrischen Energie vom Netz, aber auch von intern genutzter Energie des GuD und den daraus resultierenden Opportunitätskosten. Dementsprechend ist die Quantifizierung der Wärmebereitstellungskosten des EHK nicht trivial. Sie müssen aber zeitweise die des SLK im 2030A BAU Szenario unterschreiten, weil es ansonsten gar nicht zu einem Einsatz käme. Die meiste Zeit übersteigen die Strom- oder Opportunitätskosten, sowie die fälligen Stromabgaben die Wärmebereitstellungskosten des SLK. In den P2H Szenarien entfallen jedoch bei

Fremdbezug ein Großteil und bei Eigennutzung sogar alle zusätzlichen Abgaben. Gleichzeitig bleiben für den EHK lediglich CO_2 -Zertifikats- und variable Betriebskosten, sowie Netzentgelte und die netzentgeltabhängigen Strompreisbestandteile. Somit kommt es häufiger dazu, dass günstige Verhältnissen am Strommarkt einen bevorzugten Einsatz des EHK vor dem SLK erlauben.

Anschließend wird nun die Integration von Solarthermie und STES für die verschiedenen Szenarien näher untersucht. Wie bereits erwähnt, wird dafür die Konstellation A150 Q50 als repräsentativ herangezogen, dessen monatlichen Gesamtwärmemengen in Abbildung D.21 zu erkennen sind.

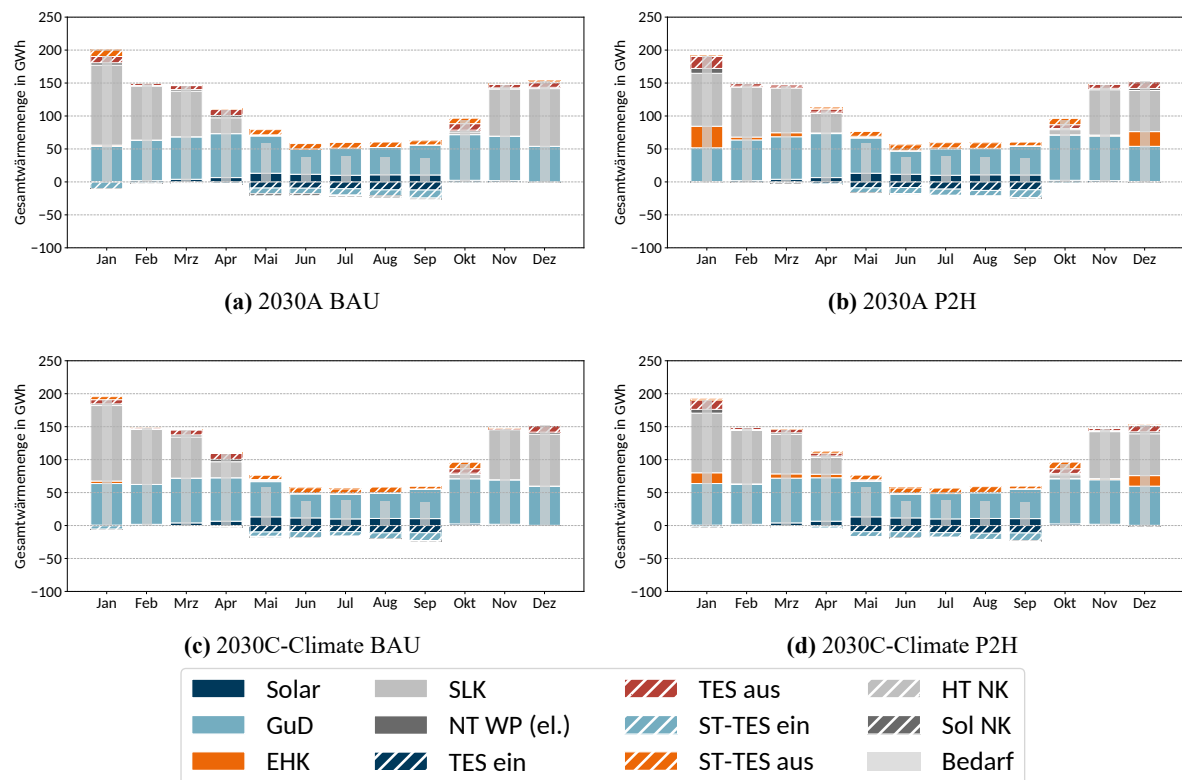


Abb. D.21: Monatliche Gesamtwärmemengen nach Versorgungsanlage der städtischen konventionellen Systeme in den 2030er Szenarien (A150 Q50)

Wie im historischen Szenario wird die Solarthermie in den Sommermonaten größtenteils eingespeichert, aber auch zu einem geringen Teil direkt genutzt. Die gespeicherte solare Wärme wird – neben der bereits erwähnten Deckung der Speicherverluste – im Winterhalbjahr eingesetzt und verdrängt dort primär den SLK. In den P2H Szenarien kommt es darüber hinaus zu einer geringfügigen Verdrängung des EHK. Aufgrund der vereinzelt Direktnutzung der Solarthermie ist eine geringere kombinierte Nutzung des GuD und des Kurzzeitspeichers gegenüber den A0 Q0 Systeme zu erkennen. Trotzdem bleibt das GuD die dominierende Technologie, die hauptsächlich durch den Einsatz des SLK unterstützt wird.

D Ausführliche Analyse

Bei Nutzung der Solarthermie fallen keine Brennstoff- und lediglich geringe Betriebskosten von $3,79 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$ an. Um diese aber zur Deckung der Wärmelast einsetzen zu können, muss die Solarthermie über die NT-WP ins HT-WNW integriert werden, wodurch zusätzliche Kosten entstehen. Das sind neben den Betriebskosten der NT-WP insbesondere die Kosten für die elektrische Energie, welche in Höhe von $\frac{1}{(\text{COP}-1)}$ pro abgegebener Wärme bereitgestellt werden muss (im Mittel $0,255 \frac{\text{MWh}_{el}}{\text{MWh}_{th}}$). Diese Kosten unterscheiden sich noch einmal maßgeblich bei Netzbezug oder Nutzung intern bereitgestellter elektrischer Energie. Damit ist die Solarthermie nur in bestimmten Ausnahmen konkurrenzfähig mit dem GuD und wird meistens saisonal gespeichert.

Die Verdrängung des SLK und des EHK durch den STES ist auf einen ähnlichen Mechanismus wie bei der Solarthermie zurückzuführen, nur mit dem Unterschied, dass die Entladung des STES nicht zeitgebunden ist. Die Betriebskosten des Speichers sind mit $0,66 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$ sehr gering und die Bezugsenergiekosten können bei günstigen Verhältnissen am Strommarkt wegen des COP ebenfalls deutlich geringer ausfallen, als bei den anderen beiden Technologien. Die Einsatzpunkte erfolgen hier, ähnlich wie bei der letzten Konstellation beim EHK, bei besonders niedrigen Spotmarktpreisen. Da in den P2H Varianten ein Großteil der Abgabenlast für den Strom entfällt, wird der STES hier jeweils häufiger eingesetzt und erzielt somit in diesen Szenarien den größten Deckungsanteil.

Nachdem die konventionellen Systeme untersucht worden sind, werden nun in Abbildung D.46 die monatlichen Gesamtwärmemengen des progressiven A0 Q0 Systems für die verschiedenen Zukunftsszenarien dargestellt .

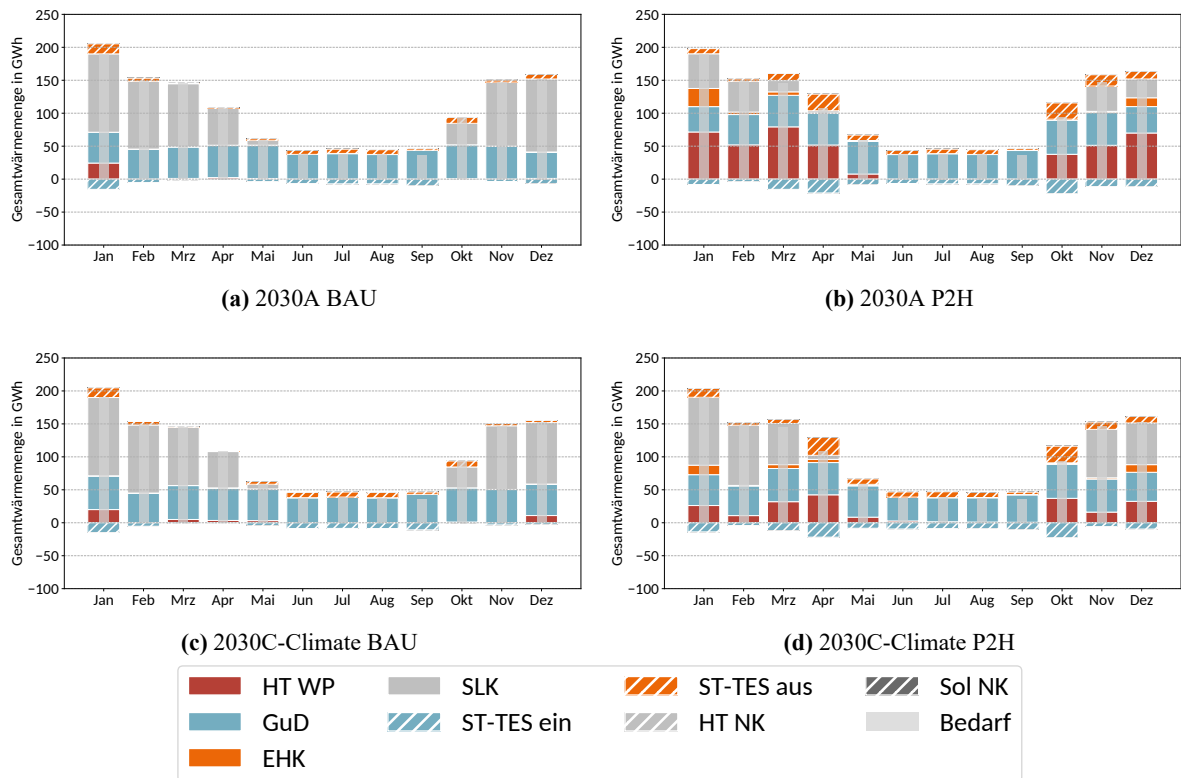


Abb. D.22: Monatliche Gesamtwärmemengen nach Versorgungsanlage der städtischen progressiven Systeme in den 2030er Szenarien (A0 Q0)

Beim Vergleich mit dem historischen Szenario fällt auf, dass sich dessen monatlichen Gesamtwärmemengen mit denen des 2030A BAU Szenarios sehr ähneln. Bei dem 2030C-Climate BAU Szenario ist zusätzlich ein minimaler Einsatz der HT-WP im Dezember zu erkennen. Im Gegensatz dazu ist in den P2H Szenarien erstmalig ein umfangreicher Einsatz der HT-WP festzustellen. Dabei wird in dem 2030A P2H Szenario die HT-WP häufiger eingesetzt als im 2030C-Climate Szenario. In allen progressiven Systemen ist weiterhin das GuD die dominierenden Technologie und bleibt priorisiert in der Einsatzreihenfolge. In den BAU Szenarien wird diese weiterhin hauptsächlich durch den SLK unterstützt. In den P2H Szenarien wird hingegen vermehrt die HT-WP, der STTES und der EHK eingesetzt, wodurch sich der Deckungsanteil des SLK deutlich reduziert. Der STTES wird in den BAU Varianten ausschließlich im Sommer und in den P2H Varianten sogar ganzjährig eingesetzt.

In den P2H Varianten kommt es zu einem symbiotischen Einsatz von GuD und HT-WP. Das GuD wird nahezu durchgängig betrieben und verkauft den vollständigen Strom am Spotmarkt, solange der Preis eine gewisse Höhe nicht unterschreitet. Ist dies doch der Fall, so wird zumindest ein Teil der elektrischen Energie genutzt, um über interne Nutzung die HT-WP zu betreiben. Dieser kombinierte Einsatz erzielt bilanziell wegen des *COP* der HT-WP im Vergleich zum SLK eine sehr hohe Wärmeausbeute pro zu-

D Ausführliche Analyse

geführter MWh Erdgas. Somit kommt es primär zu einer Verdrängung des SLK durch den zusätzlichen Einsatz der HT-WP. Dies erfolgt in den BAU Szenarien nicht, da die Abgabenlast auf Eigennutzung der elektrischen Energie zu hoch ist und außerdem der KWK-Bonus für 1.500 Volllaststunden ausschließlich bei Einspeisung ins NdaV ausgezahlt wird. Es kommt insgesamt aber auch in den P2H Szenarien nicht zu einer vollständigen Auslastung der HT-WP, da dessen Einsatz immer abhängig von der Höhe des Spotmarktpreises ist. Da das 2030C-Climate Szenario als besonders profitabel für KWK-Technologien identifiziert wurde, entfällt dort folglich auch ein geringerer Deckungsanteil auf die HT-WP.

Anhand der studengenaue Einsatzzeitreihen ist zu erkennen, dass der STTES weiterhin zum kurzfristigen Puffern der vom GuD bereitgestellten Wärme genutzt wird. Diese wird zum Decken des Bedarfs verwendet, wenn die Spotmarktpreise zu gering ausfallen und das GuD nicht wirtschaftlich attraktiv ist.

Nach den Status-Quo Systemen werden nun bei Hinzunahme von Solarthermie und STES die Ergebnisse der progressiven System in den 2030er Szenarien untersucht. Diese sind für die Konstellation A150 Q50 in Abbildung D.23 dargestellt.

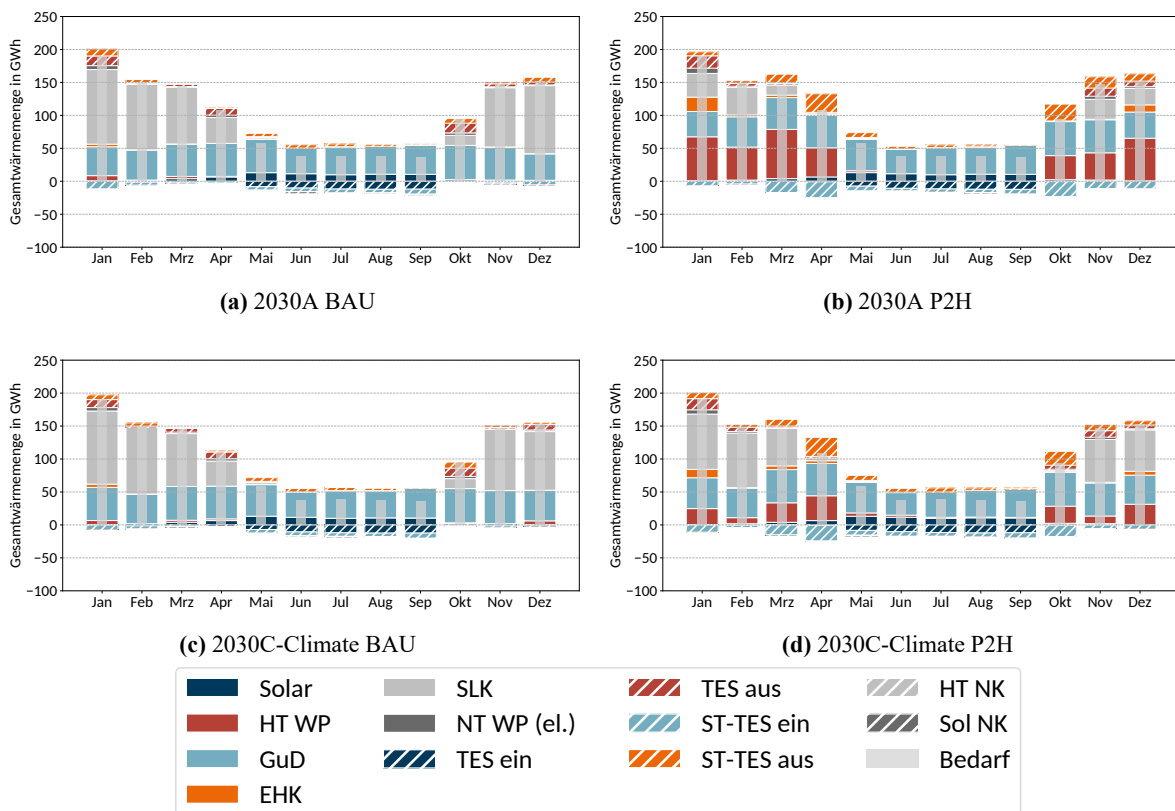


Abb. D.23: Monatliche Gesamtwärmemengen nach Versorgungsanlage der städtischen progressiven Systeme in den 2030er Szenarien (A150 Q50)

Wie zuvor bei den konventionellen Systemen hat die Integration von Solarthermie und STES eine Verdrängung der anderen Technologien – in den Monaten mit geringer solarer Einstrahlung – zur Folge. Dementsprechend wird die überschüssige solare Wärme des Sommers saisonal gespeichert und in den Wintermonaten bei höherem Wärmebedarf genutzt. Dabei wird in den BAU Szenarien hauptsächlich der in den A0 Q0 vorhandene Einsatz der HT-WP und zu Teilen der Einsatz des SLK verdrängt. In den P2H Szenarien wird umgekehrt primär der SLK und sekundär die HT-WP durch den STES verdrängt. Bei der Nutzung des STTES ist keine signifikante Veränderung im Vergleich zur Konstellation A0 Q0 zu erkennen. Der Einsatz des GuD als dominierende Versorgungsanlage bleibt unverändert.

Zentraler Unterschied in den Ergebnissen der Einsatzoptimierung der verschiedenen Zukunftsszenarien ist der Wettbewerb um die nicht vom GuD gedeckte Wärmelast – primär zwischen dem SLK und der HT-WP. Der Vorteil der HT-WP gegenüber dem SLK ist der (mittlere) *COP* von 2,196. Dies hat zur Folge, dass die Bezugsenergiekosten – unter Vernachlässigung der etwas höheren variablen Betriebskosten der HT-WP und der geringen Umwandlungsverluste des SLK – bis zu diesem Faktor höher sein können, bis der SLK profitabler wäre. Da die NT-WP im Mittel sogar einen *COP* von 4,924 aufweist, ist der Einsatz in Kombination mit der ausgespeicherten Wärme des STES wirtschaftlich attraktiver als der Einsatz der HT-WP. Außerdem müssten die Strombezugskosten der NT-WP über 4,924 mal höher sein als der Gasbezug des SLK, damit dieser dem kombinierten Einsatz des STES und NT-WP vorgezogen würde. Aufgrund der Abgabenlast und der hohen Spotmarktpreise findet dies noch am häufigsten in dem Szenario 2030C-Climate BAU statt. Demgegenüber ist das Szenario 2030A P2H für P2H Technologien am förderlichsten, weshalb hier der höchste Deckungsanteil des STES, des EHK und der HT-WP vorzufinden ist. Die Entladung des STES durch die NT-WP erfolgt, genau wie zuvor in A0 Q0 der Einsatz der HT-WP, durch einen symbiotischen Einsatz mit dem GUD. Sind die Spotmarktpreise zu gering, wird das GuD ausgeschaltet und der Strom wird aus dem NdaV bezogen.

Aus den bisherigen Ergebnissen ergibt sich, dass trotz der 150.000 m^2 Solarkollektorfläche und des relativ großen Speichers diese in den urbanen Versorgungssystemen nur einen geringen Deckungsanteil einnehmen. Sämtliche Deckungsanteile nach Versorgungsanlagen für die konventionellen und progressiven Versorgungssysteme sind im Anhang C zu finden. Bei der A150 Q50 Konstellation ist insgesamt festzustellen, dass die Dimensionierung der Solarkollektorfläche und des STES gut zueinander gewählt ist, da in den dargestellten Systemen so gut wie keine Wärme notgekühlt werden muss.

Um die betriebswirtschaftlichen Auswirkungen des Einsatzes der Versorgungsanlagen beurteilen zu können, werden nun die im Betrieb erzielten Erlöse und entstandenen Kosten der 2030er Szenarien betrachtet. Zuerst werden die Ergebnisse der städtischen A0 Q0 (ausgefüllte Balken) und A150 Q50 (schraffierte Balken) Versorgungssysteme der konventionellen Topologie in Abbildung D.24 dargestellt.

D Ausführliche Analyse

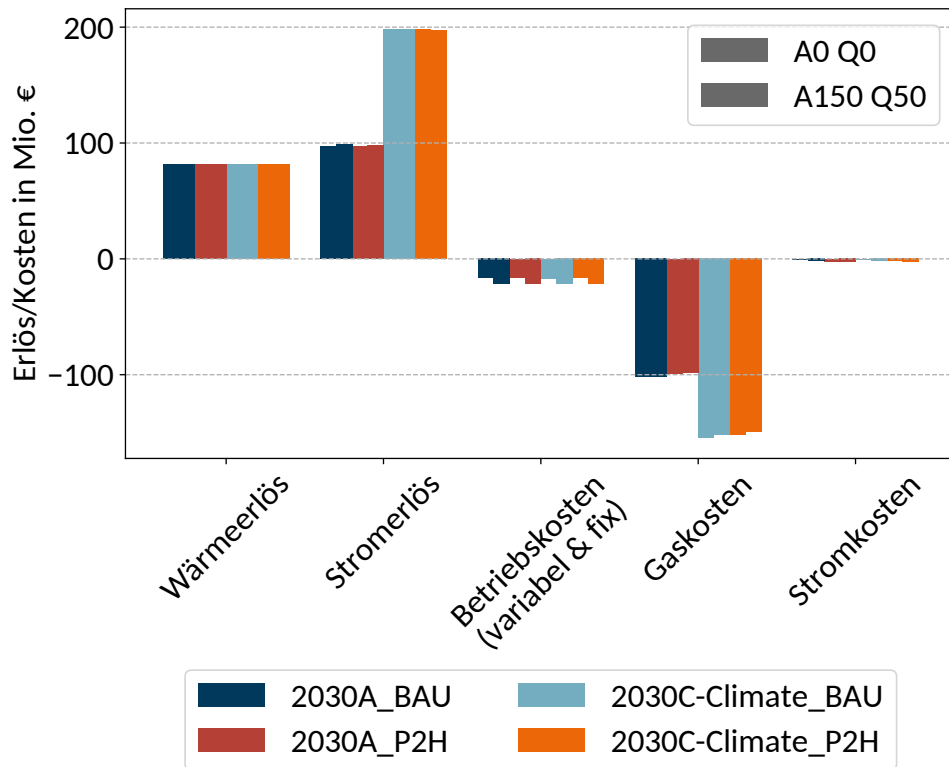


Abb. D.24: Erlöse und Kosten der Konstellationen A0 Q0 und A150 Q50 des städtischen konventionellen Wärmeversorgungssystem in den 2030er Szenarien

In allen Zukunftsszenarien werden aufgrund der gleichbleibende Versorgungsaufgabe die selben Wärmeerlöse erzielt. Demgegenüber generieren die 2030C-Climate Szenarien ca. doppelt so hohe Stromerlöse, wie die der 2030A Systeme. Diese Differenz ist wegen der sich nicht verändernden Dimensionierung des GuD durch die unterschiedlichen Preiszeitreihen am jeweiligen Spotmarkt zu erklären. Durch Hinzunahme von Solarthermie und STES sind minimale Unterschiede zwischen den einzelnen Konstellationen zu erkennen. Dies durch eine kombinierte Nutzung des GuD und der NT-WP zur Nutzung der Solarthermie bzw. zum Entladen des Speichers zu begründen. Des Weiteren ist dieser Einsatz durch die quasi nicht vorhandenen Stromkosten zu belegen. Wie bei den Stromerlösen, sind die unterschiedlich hohen Gaskosten zwischen den verschiedenen Szenarien durch die unterschiedlichen Rahmenbedingungen der Szenarien und die unterschiedliche CO_2 -Preise zu begründen. Dabei fallen bei den 2030C-Climate Szenarien ca. 50 Mio. € höher Gaskosten als bei den 2030A Szenarien an. Die variablen und fixen Betriebskosten sind sowohl zwischen den einzelnen A0 Q0, als auch zwischen den einzelnen A150 Q50 Systemen nahezu konstant. Im Vergleich zwischen den A0 Q0 und A150 Q50 Systemen sind allerdings unterschiedlich hohe Betriebskosten zu erkennen. Dies ist aufgrund der Hinzunahme der Solarthermie und des STES zu erklären. Allerdings sind die im Betrieb entstehenden Kosten gegenüber denen der Gaskosten und verschiedenen Erlösen gering. Dennoch sind die unterschiedlichen Betriebskosten dafür verantwortlich, dass

die Kapitalwerte bei Hinzunahme von Solarthermie und STES abnehmen, da diese nicht durch zusätzliche Erlöse oder anderweitig reduzierte Kosten kompensiert werden.

In Abbildung D.25 werden nun die Erlöse und Kosten der städtischen progressiven Wärmeversorgungssysteme dargestellt. Wie bei den konventionellen Systemen werden die A0 Q0 (ausgefüllte Balken) und A150 Q50 Systeme (schraffierte Balken) betrachtet.

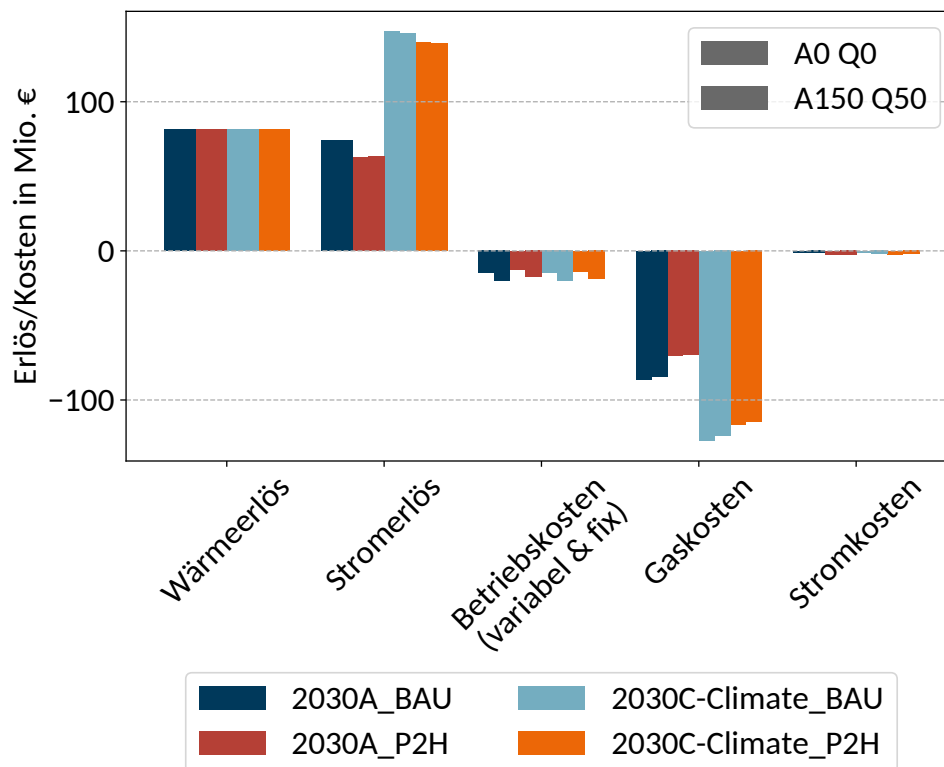


Abb. D.25: Erlöse und Kosten der Konstellationen A0 Q0 und A150 Q50 des städtischen progressiven Wärmeversorgungssystem in den 2030er Szenarien

In den progressiven Systemen verhalten sich die Erlöse und Kosten ähnlich zueinander wie die bei den konventionellen. Der Unterschied ist aber vor allem in der Höhe der Stromerlöse und Gaskosten zu erkennen. Dies ist auf die kleinere Dimensionierung des GuD und somit geringeren Interaktion am Spotmarkt bzw. geringeren Bezug an Gas zurückzuführen. Gegenüber den konventionellen Systemen werden in den progressiven Systemen ca. 10 bis 50 Mio. € weniger Stromerlöse erzielt. Dabei fallen gleichzeitig geringere Gaskosten von ca. 10 bis 30 Mio. € an. Demgegenüber stehen die Wärmeerlöse, Betriebskosten und Stromkosten, die im Vergleich zu den konventionellen Systemen nahezu unverändert sind. Da sich die Stromerlöse stärker verringern als die dabei anfallenden Gaskosten, ergeben sich bei andernfalls stagnierenden Kosten- und Erlöstermen reduzierte Kapitalwerte und somit verminderte wirtschaftliche Attraktivität.

D Ausführliche Analyse

Aufgrund des höheren Anteils an erneuerbaren Energien sinken die Emissionsfaktoren des Strommixes im Vergleich zum historischen Szenario. Dies hat für die Emissionskalkulation zur Folge, dass elektrisch betriebene Versorger einen geringeren CO_2 -Ausstoß hervorrufen. Weiterhin erhalten die Versorgungssysteme zusätzlich geringere Gutschriften für das Bereitstellen von elektrischer Energie im NdaV. In den 2030C-Climate Szenarien wirken diese Effekte jeweils stärker, da von einer fortgeschritteneren Integration regenerativer Energien im Elektrizitätsnetz ausgegangen wird. Mit zunehmender Solarfeldgröße ist die Abnahme der Emissionen hauptsächlich auf die Verdrängung des SLK bzw. der HT-WP zurückzuführen. Aus dem selben Grund erfolgt dies auch in der Regel bei Hinzunahme eines STES – unabhängig von dessen Dimensionierung. Insgesamt ist die Höhe der Emissionen maßgeblich von der Topologie, Dimensionierung und Einsatz der Versorgungsanlage abhängig. Die Einbindung von Solarthermie und der STES haben in den Zukunftsszenarien der städtischen Systemen einen positiven Einfluss auf die Gesamtemissionen. Insgesamt bleiben die Effekte aber gering, weil selbst bei im Vergleich zu heute in Dänemark existierenden Anlagen großen Installationen von Solarthermie nur ein verhältnismäßig kleiner Anteil der Wärmebereitstellung von dieser übernommen wird.

D.2 Ländliche Systeme

D.2.1 Historisch

Wie bei den städtischen Systemen werden bei den ländlichen Versorgungssysteme zunächst die Integration der Solarthermie und des STES unter historischen Randbedingungen untersucht. Dabei werden ebenfalls die ökonomischen und ökologischen Bewertungskriterien verwendet.

Allgemeine Ergebnisse

Die Ergebnisse der Kapitalwertmethode sind für das konventionelle und progressive Versorgungssystem in Abbildung D.26 dargestellt. Dabei entspricht jeder Punkt einer Konstellation aus Solarfeld und STES.

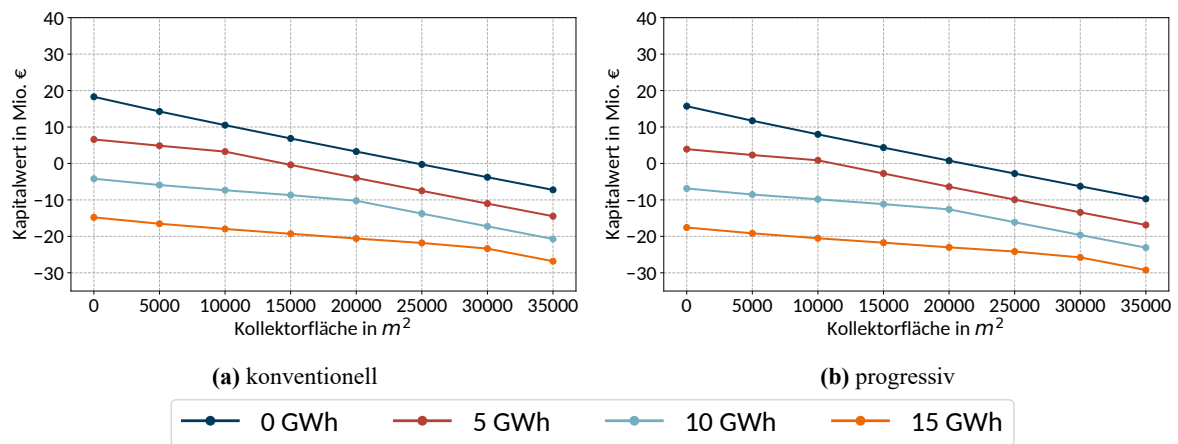


Abb. D.26: Kapitalwerte der ländlichen Wärmeversorgungssysteme im historischen Szenario (2016)

Der Kapitalwert des konventionellen Versorgungssystems bewegt sich im Bereich zwischen $-26,8$ bis $18,3$ Mio. € und der des progressiven zwischen $-29,2$ und $15,7$ Mio. €. Die Verläufe ähneln stark denen der städtischen Versorgungssysteme, mit einer zunächst geringeren negativen Steigung, welche nach einem Kippunkt zunimmt. In beiden Versorgungssystemtopologien erzielt jeweils das Setup ohne Solarfeld und ohne saisonalen Speicher den höchsten Kapitalwert. Es ist auch in den ländlichen Versorgungssystemen unter historischen Randbedingungen wirtschaftlich nicht attraktiv, die untersuchten Technologien zu integrieren. Die zusätzlichen Investitions- sowie Betriebskosten für diese Anlagen übersteigen demnach den potentiellen wirtschaftlichen Mehrgewinn, den sie erzeugen. Außerdem sind die Kapitalwerte des progressiven Versorgungssystems erneut in jeder Konstellation niedriger als die des entsprechenden konventionellen. Dabei weisen bei den konventionellen und progressiven Wärmesystemen jeweils 8 von 32 einen positiven Kapitalwert auf und sind somit als Investitionsmöglichkeit grundsätzlich geeignet. Anders als im städtischen Versorgungssystem sind ein Großteil der untersuchten Konstellationen nicht rentabel.

Eng verknüpft mit dem Kapitalwert sind die Wärmegestehungskosten. Die errechneten Werte für die Wärmegestehungskosten aller möglichen Konstellationen sind in Abbildung D.27 abgebildet.

D Ausführliche Analyse

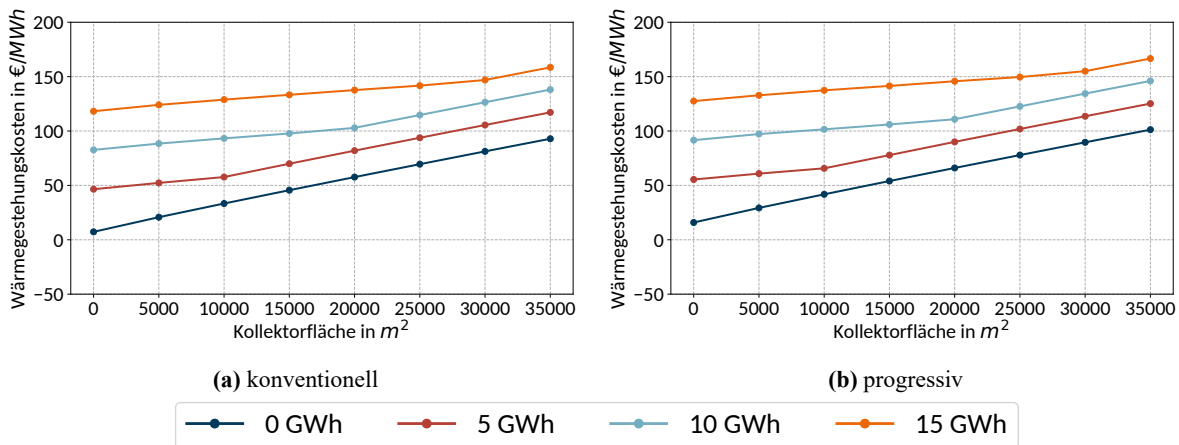


Abb. D.27: Wärmegestehungskosten der ländlichen Wärmeversorgungssysteme im historischen Szenario (2016)

Die Wärmegestehungskosten des konventionellen Systems liegen in einem Intervall von $7,29 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$ bis $158,51 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$ und die des progressiven von $15,9 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$ bis $166,63 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$. Weiterhin ist für die Beurteilung der Wärmegestehungskosten der Fernwärmeerlös in Höhe $68,59 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$ als Referenz heranzuziehen. Aufgrund der mathematischen Verknüpfung zum Kapitalwert erzielen ebenfalls nur 8 von 32 Konstellationen Wärmegestehungskosten unter diesem Wert. Jedoch ist an dieser Stelle festzuhalten, dass einige dieser Systeme stark profitabel agieren können. So liegen die Wärmegestehungskosten der Konstellation A0 Q0 in konventioneller Topologie bei weniger als einem Neuntel des Referenzwerts für die erzielbaren Erlöse. Einige Konstellationen geringen Integrationsgrades von Solarthermie und STES weisen ebenfalls hohe Profitmargen auf – sowohl in konventioneller, als auch in progressiver Topologie. Dennoch ist auch hier festzustellen, dass sie betriebswirtschaftlich unter diesen Randbedingungen als gegenüber den Ausgangssystemen einzustufen nachteilig sind.

Neben der ökonomischen Bewertung der Wärmeversorgungssysteme, wird auch deren ökologischer Einfluss beurteilt. Zunächst werden dafür die mit Hilfe der Gesamtmixmethode berechneten Emissionen der beiden Topologien verglichen, welche in Abbildung D.28 für alle Konstellationen dargestellt sind.

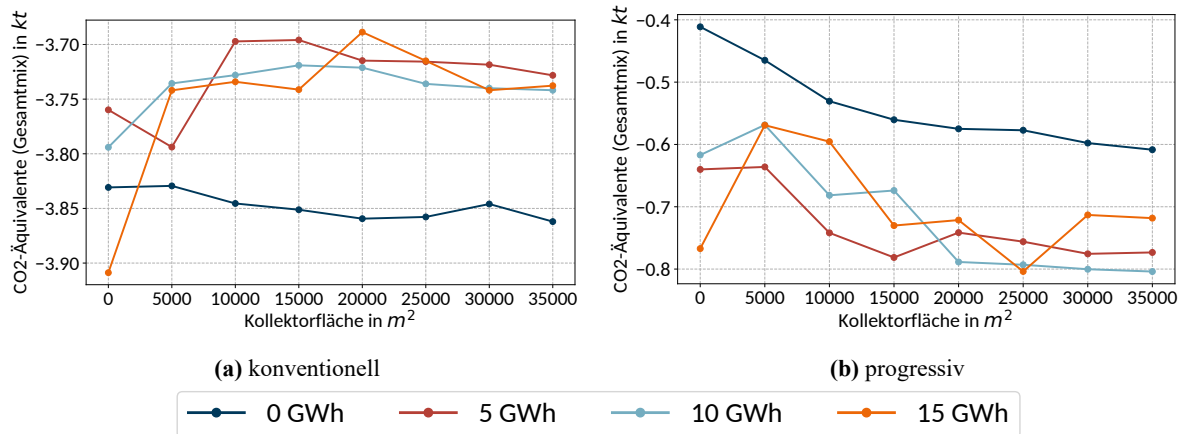


Abb. D.28: Emissionen (Gesamtmix) der ländlichen Wärmeversorgungssysteme im historischen Szenario (2016)

Im konventionellen Wärmeversorgungssystem liegen die Emissionen der Gesamtmixmethode zwischen $-3,91 \text{ kt}$ und $-3,69 \text{ kt CO}_2$ -Äquivalenten. Das Ergebnisintervall im progressiven System ist von $-0,804 \text{ kt}$ und $-0,411 \text{ kt CO}_2$ -Äquivalenten begrenzt. Es ergeben sich in diesem Szenario also für alle Konstellationen negative Emissionen in der Gesamtmixbetrachtung.

Im Gegensatz zu den ökonomischen Bewertungskriterien ist für die Emissionen der verschiedenen Systeme kein klarer Trend abzuleiten, wie es bereits bei den städtischen Versorgungssystemen der Fall war. Grundsätzlich kommt es bei den Varianten mit STES bei Hinzunahme von Solarthermie zunächst zu einem Anstieg der Emissionen. Ab einer Kollektorfläche von etwa 5.000 bis 15.000 m^2 kommt es zum stagnieren, bzw. leichten Absinken bis zum Ende des Betrachtungsintervalls. In den Konstellationen ohne STES erfolgt die Verringerung der Emissionen ohne sprunghafte Änderungen. Des Weiteren sind zwischen den beiden Topologien größere Unterschiede auszumachen, als in der Wirtschaftlichkeit. So weisen die Systeme ohne saisonalen Speicher im konventionellen System – mit Ausnahme des Systems ohne Solarthermie – durchweg die niedrigsten Emissionen auf. Im Gegensatz dazu erzielen eben diese Systeme in der progressiven Variante die höchsten Emissionswerte. Außerdem sinken die Emissionen in den progressiven Systemen mit zunehmender Kollektorfläche schneller. Im Vergleich schneiden die konventionellen Systeme jedoch aufgrund der deutlich niedrigeren Emissionen besser ab. Insgesamt ist kein klarer Zusammenhang zwischen Speichergröße und Emissionen auszumachen.

Neben der Herangehensweise der Gesamtmixemissionen werden außerdem die Ergebnisse der Verdrängungsmixmethode betrachtet. Die Ergebnisse dieser Berechnungsvorschrift sind in Abbildung D.29 dargestellt.

D Ausführliche Analyse

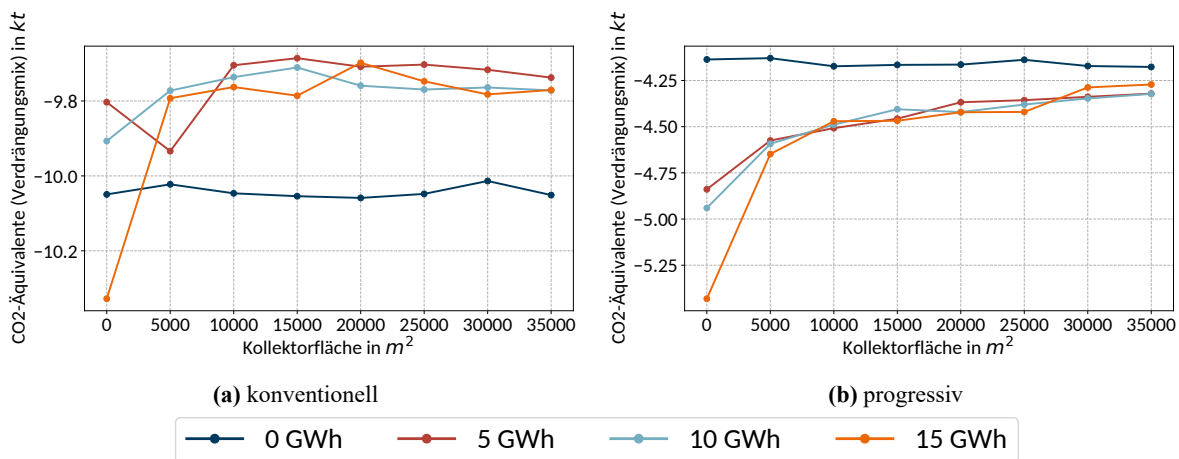


Abb. D.29: Emissionen (Verdrängungsmix) der ländlichen Wärmeversorgungssysteme im historischen Szenario (2016)

Die Gesamtemissionen nach Verdrängungsmixmethode bewegen sich zwischen $-10,3 \text{ kt}$ und $-9,69 \text{ kt}$ CO_2 -Äquivalenten im konventionellen und zwischen $-5,43 \text{ kt}$ und $-4,13 \text{ kt}$ CO_2 -Äquivalenten im progressiven System. Die Emissionen fallen gegenüber denen der Gesamtmixbetrachtung deutlich niedriger aus, was auf die veränderte Berechnungsvorschrift zurückzuführen ist.

Die Emissionen des konventionellen Versorgungssystems scheinen größtenteils unverändert zu verlaufen und lediglich in ihrer Höhe reduziert. Aus dem leichten Absenken der Emissionen bei zunehmender Kollektorfläche wird im Verdrängungsmix jedoch eher eine Stagnation. In den Systemen progressiver Topologie hat sich der Trend der Emissionsreduktion mit zunehmender Solarfeldgröße umgekehrt und es ist eine Zunahme dieser festzustellen. Ausgenommen davon sind ausschließlich die Systeme ohne saisonalen Speicher.

Detailanalyse

Um das Zustandekommen der bisher präsentierten Ergebnisse besser erläutern zu können, ist eine tiefgreifende Analyse notwendig. Wie in den städtischen Systemen werden zunächst Investitionskosten und abgezinste Einnahmeüberschüsse dargestellt um das Zustandekommen des Kapitalwertes zu erläutern. Des Weiteren werden monatliche Gesamtwärmemengen für die Einsätze der Anlagen in ausgewählten Systemen betrachtet. Darauf aufbauend werden die Kosten- und Erlösterme dieser Konstellationen analysiert.

In Abbildung D.42 werden die Investitionskosten und die abgezinste Einnahmeüberschüsse zur Beurteilung des Kapitalwertes der konventionellen und progressiven Topologien dargestellt.

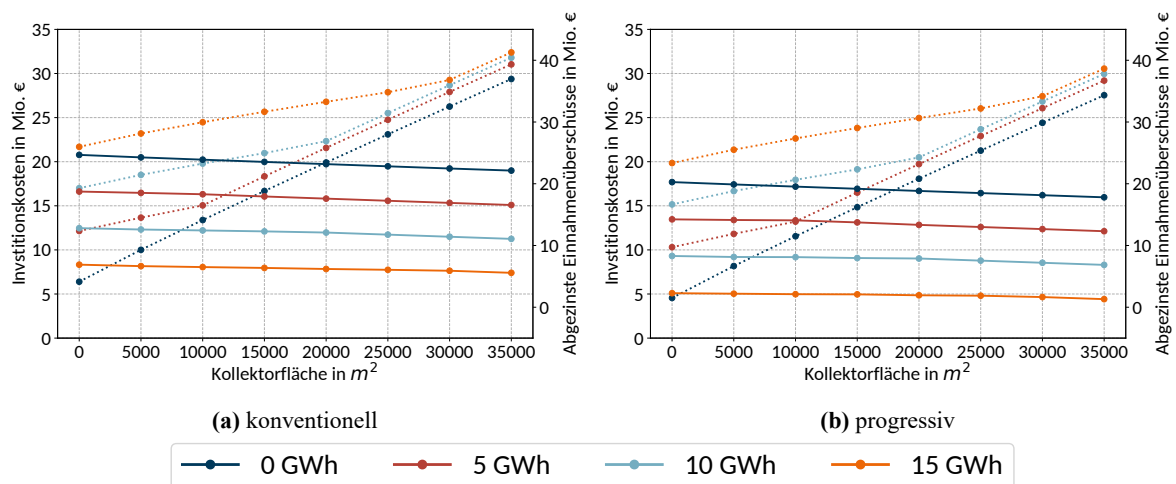


Abb. D.30: Investitionskosten und abgezinste Einnahmeüberschüsse des ländlichen Wärmeversorgungssystems im historischen Szenario (Linien: durchgezogen = Abgezinste Einnahmeüberschüsse, gepunktet = Investitionskosten)

Wie bei den städtischen Systemen zeigen die abgebildeten Investitionskosten gespiegelte Verläufe zu denen der Kapitalwerte (vgl. Abbildung D.26). Die Verläufe der Investitionskosten ähneln dementsprechend stark denen der städtischen Versorgungssysteme, nur dass die Kippunkte, von denen an die Investitionskosten verstärkt zunehmen, später im Untersuchungsintervall der Solarkollektorfläche auftreten. Das liegt an der Wahl des Untersuchungsrahmens und der Schrittweite der Dimensionierungsvariablen. Des Weiteren ist zu erkennen, dass die Verläufe der abgezinste Einnahmeüberschüsse jeweils einen leichten Abfall bei steigender Kollektorfläche verzeichnen. Die Erhöhung der Speicherkapazität sorgt jedoch für eine deutliche Reduktion der Einnahmeüberschüsse, weshalb die Verläufe jeweils um einen Offset verschoben sind. Dies begründet sich durch zusätzliche entstehende Kosten des Speichers, welche dessen zusätzlichen Einnahmen übersteigen.

Die Verläufe der beiden betrachteten Größen ähneln sich zwischen den konventionellen und progressiven Topologien stark und unterscheiden sich hauptsächlich in der Höhe. Demzufolge erzielen die Systeme progressiver Topologie trotz geringfügig niedrigerer Investitionskosten aufgrund der geringeren Einnahmeüberschüsse niedrigere Kapitalwerte.

Für eine detailliertere Analyse der Ergebnisse der Einsatzoptimierung werden nachfolgend erneut die monatlichen Gesamtwärmemengen nach Versorgungsanlagen ausgewählter Konstellationen betrachtet. Für beide Topologien werden dazu wieder das System A0 Q0, sowie das System A15 Q10 analysiert.

Zunächst wird zur Beurteilung des Status-Quo das System ohne Solarthermie und saisonalen Speicher der konventionellen Variante untersucht. Die monatlichen Gesamtwärmemengen nach Versorgungsanlage dieses Systems sind in Abbildung D.31 dargestellt.

D Ausführliche Analyse

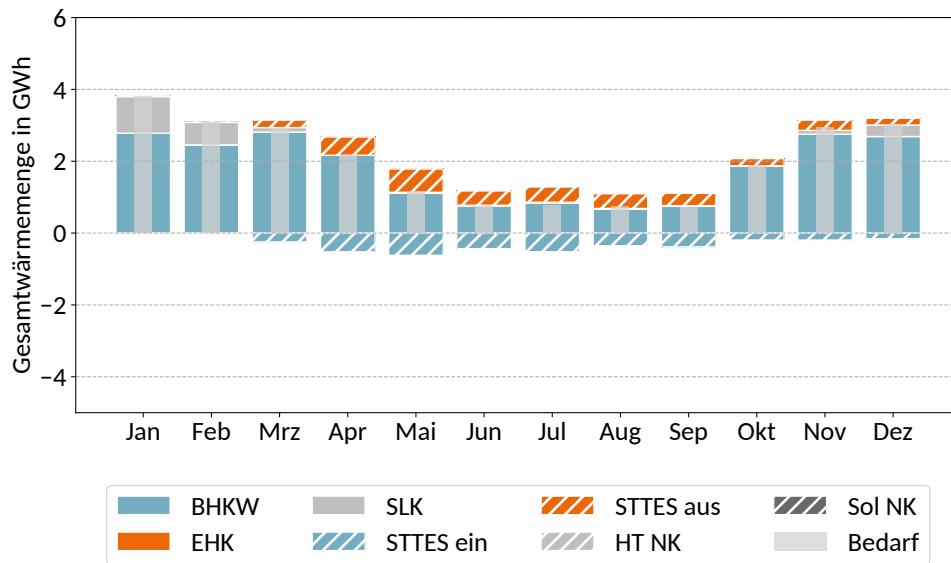


Abb. D.31: Monatliche Gesamtwärmemengen nach Versorgungsanlage des ländlichen konventionellen A0 Q0 Systems im historischen Szenario

Auf den ersten Blick ist zu erkennen, dass das BHKW die mit Abstand dominierende Technologie ist. Lediglich in den Wintermonaten, wo der Gesamtbedarf die maximal bereitzustellende Wärmemenge des BHKW überschreitet, kommt noch der SLK zum Einsatz. Der EHK jedoch, welcher als Sekundärversorger vorgesehen war, wird überhaupt nicht eingesetzt. Der Kurzzeitspeicher wird aber, bis auf den Januar und Februar, das ganze Jahr über in Kombination mit dem BHKW eingesetzt. Dabei wird er ausschließlich kurzfristig eingesetzt, was sich in gleich hohen ein- und ausgespeicherten Wärmemengen äußert. Die Notkühlungen werden nicht eingesetzt. Es ist ein nahezu identisches Betriebsverhalten wie in den städtischen Systemen zu erkennen, nur dass statt des GuD das BHKW eingesetzt wird. KWK-Technologien dominieren also in beiden betrachteten Versorgungsstrukturen die Wärmeversorgung.

Anhand der Einsatzreihenfolge ist die Struktur der Wärmebereitstellungskosten der einzelnen Technologien abzuleiten. Mit den zusätzlichen Erlösen am Spotmarkt weist das BHKW die niedrigsten Wärmebereitstellungskosten auf. Besonders in Kombination mit dem Kurzzeitspeicher kann es so betrieben werden, dass in Zeiten mit hohen Spotmarktpreisen überproduziert wird und der Speicher in Niedrigpreiszeiträumen den Bedarf bedient. Teilweise ist der kombinierte Einsatz des BHKW und des STTES aber auch notwendig, wenn der Wärmebedarf die minimale Teillast des BHKW unterschreitet. Die nächststeuere Versorgungsanlage ist offenbar der SLK. Kann das BHKW selbst in Vollast nicht den Bedarf decken, wie es in den Wintermonaten der Fall ist, so wird dieser hinzugenommen. Die Wärmebereitstellungskosten des EHK übersteigen die des SLK, weshalb er gar nicht eingesetzt wird.

Als nächstes wird das konventionelle System mit Solarthermie und saisonalen Speicher betrachtet. In Abbildung D.32 sind die monatlichen Gesamtwärmemengen des Systems A15 Q10 abgebildet.

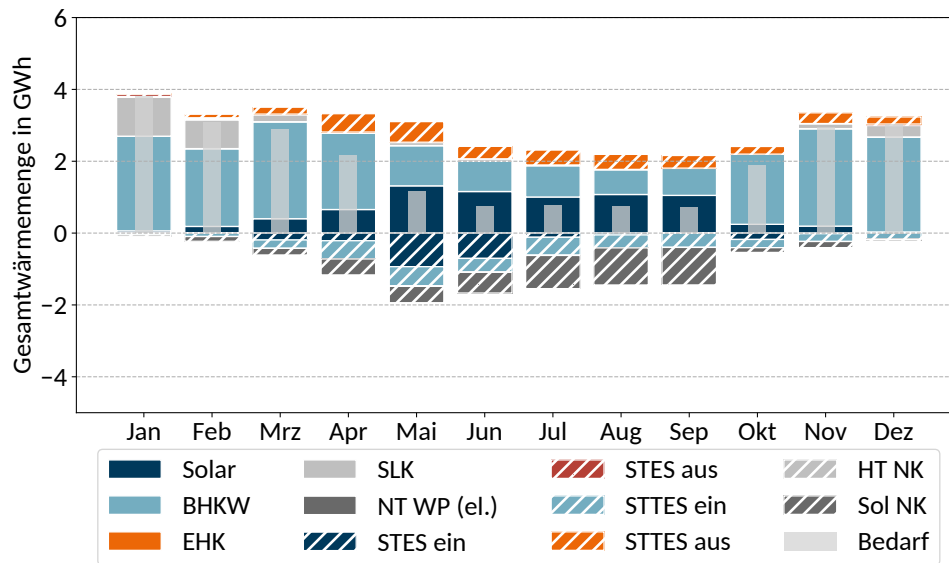


Abb. D.32: Monatliche Gesamtwärmemengen nach Versorgungsanlage des ländlichen konventionellen A15 Q10 Systems im historischen Szenario

Die grundsätzliche Versorgungsstruktur ändert sich durch die Hinzunahme der beiden Technologien nicht. Die solarthermisch bereitgestellte Wärmemenge deckt sich weitestgehend mit der dem System über die solare Notkühlung entzogenen Wärme, mit Ausnahme in den Monaten Mai und Juni, in denen ein Teil der Solarwärme in den STES eingespeichert wird. Im Januar wird eine sehr kleine Wärmemenge aus dem STES ausgespeichert. Das BHKW wird das ganze Jahr über unverändert gegenüber dem System A0 Q0 eingesetzt, obwohl gerade im Sommer ausreichend solare Wärme anfällt, um den Bedarf zu decken.

Da die Solarthermie nicht genutzt wird, muss sie im Betrieb wirtschaftlich unattraktiver sein, als das BHKW, obwohl für sie keine Brennstoffkosten anfallen. Da die Solarthermie aber aus Effizienzgründen auf einem niedrigeren Temperaturniveau bereitgestellt wird, ist eine Erhöhung der Vorlauftemperatur mit Hilfe der Niedertemperaturwärmepumpe notwendig. Diese benötigt dafür elektrische Energie, welche wegen der hohen Abgabenlast mit Spotmarktpreis und Abgaben in Höhe von etwa $107 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$ bei Fremdbezug (vgl. Kapitel 5.1.3) sehr teuer ist. Das heißt, dass die tatsächlichen Wärmebereitstellungskosten der Solarthermie selbst bei hohem *COP* der NT-WP höher ausfallen, als die des BHKW. Alternativ ist aber auch ein kombinierter Einsatz von BHKW und Solarthermie denkbar, wo die bereitgestellte elektrische Energie zumindest in Teilen zum Betrieb der NT-WP verwendet wird. Dabei fallen jedoch Opportunitätskosten für den nicht am Spotmarkt erzielten Erlös an. Der kombinierte Einsatz ist anscheinend aber insgesamt weniger wirtschaftlich attraktiv als die herkömmliche Nutzung des BHKW.

Die Nutzung des STES wird durch ähnliche Hindernisse beschränkt, da dieser ebenfalls im Niedertemperatur-Wärmenetz betrieben wird. Auch er weist lediglich geringe Betriebskosten auf, muss jedoch über die NT-WP auf ein höheres Temperaturniveau gehoben werden, was mit zusätzlichen Stromkosten einher

D Ausführliche Analyse

geht. Im Januar kommt es zum vereinzelt Einsatz des zu dem Zeitpunkt per Definition halb gefüllten STES, da anscheinend zeitweise die Spotmarktpreise niedrig genug sind, dass trotz Opportunitätskosten des Nichteinspeisens die Speicherwärme den SLK verdrängt. Die Wärmebereitstellungskosten des Auspeicherns sind vereinzelt niedriger als die des SLK. Ansonsten wird der STES im Mai und Juni befüllt und darüber hinaus nicht weiter eingesetzt. Das ist auf die Bedingung zurückzuführen, dass der Speicher am Ende der Betrachtungsperiode den selben Füllstand, wie im initialen Zeitschritt aufweisen muss. Es werden also lediglich die auftretenden Speicherverluste und der geringe Einsatz im Januar wieder gedeckt. Um dies zu belegen, wurde in einer separaten Untersuchung die Betrachtungsperiode auf drei Jahre erweitert und überprüft, ob der Speicher ausschließlich in der letzten Periode beladen wird. Das ist tatsächlich der Fall, was in Kapitel B.3 ausführlicher dargestellt und erläutert ist. Dass die Speicherbeladung im Frühsommer und nicht am Ende der Betrachtungsperiode erfolgt, liegt daran, dass im NT-WNW Solarwärme annähernd kostenlos eingespeichert werden kann, während im November/Dezember der Einsatz des SLK notwendig wäre. Das ist unwirtschaftlicher, obwohl bei früherem Erreichen des Zielfüllstands über die Gesamtdauer höhere Verlustmengen anfallen.

Insgesamt ist festzustellen, dass eine Integration von Solarthermie und STES im konventionellen Versorgungssystem unter den historischen Randbedingungen des Jahres 2016 nicht sinnvoll ist. Das deckt sich mit den Ergebnissen der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung. Da die Solarthermie fast nicht genutzt wird und der STES nur minimal zur Wärmeversorgung beiträgt, ist auch keine Rendite für die zusätzlichen Investitionskosten zu erwarten, was sich in dem kontinuierlichen Abfall des Kapitalwerts und dem Anstieg der Wärmegestehungskosten der System widerspiegelt. Da die Integration keinen großen Einfluss auf den Einsatz der Versorgungsanlagen hat, ist kein großer Unterschied in den Gesamtemissionen zu erwarten. Da die Emissionsfaktoren aber zum Teil stark fluktuieren (vgl. Abbildung 3.1), kann ein nur leicht veränderter Einsatz bereits einen signifikanten Unterschied in der Gesamtsumme ausmachen.

Wie auch im konventionellen, wird im progressiven Wärmeversorgungssystem zunächst der Status-Quo-Fall ohne Solarthermie und STES betrachtet, wie in Abbildung D.33 zu erkennen. Erneut sind die monatlichen Gesamtwärmemengen nach Versorgungsanlagen für das System A0 Q0 dargestellt.

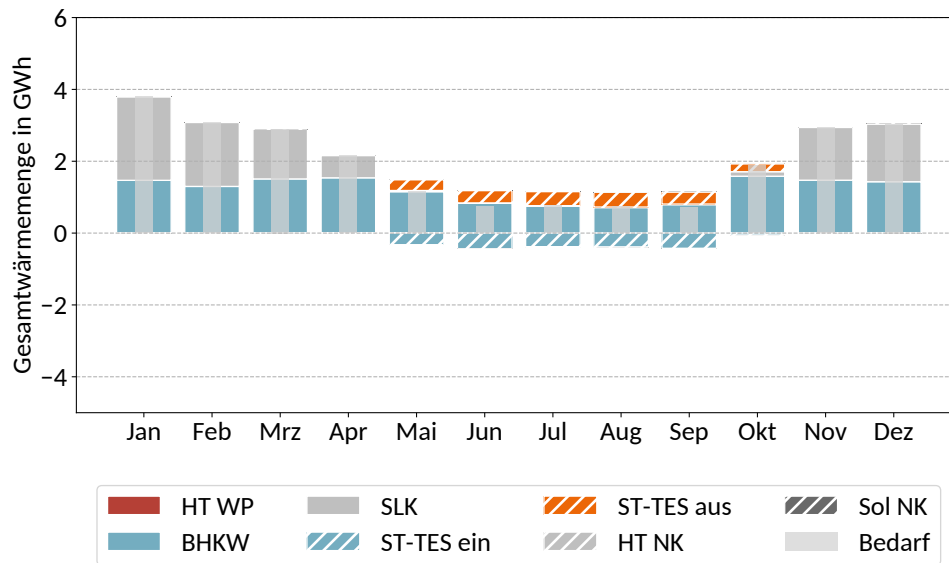


Abb. D.33: Monatliche Gesamtwärmemengen nach Versorgungsanlage des ländlichen progressiven A0 Q0 Systems im historischen Szenario

Für das als progressive Topologie ausgelegte Wärmeversorgungssystem ergibt sich ein sehr ähnliches Bild, wie bei dem konventionellen System aus Abbildung D.31. Die als Primärversorger angedachte Hochtemperaturwärmepumpe wird überhaupt nicht eingesetzt, wie es auch in den progressiven städtischen Systemen im historischen Szenario der Fall war. Im Gegensatz dazu wird das BHKW so häufig wie möglich – in der Sommerjahreshälfte erneut in Kombination mit dem Kurzzeitspeicher – betrieben. Den Rest des Bedarfes erfüllt, wie zuvor im konventionellen System, der SLK. Einzig die Gesamtwärmemengen verschieben sich zugunsten des SLK, da das BHKW im progressiven System nur etwas mehr als halb so groß dimensioniert ist.

Der vollständige Verzicht der Nutzung der als Primärversorger angedachten HT-WP ist auf den ersten Blick überraschend, aber mit Bedacht auf die bisherigen Ergebnisse sogar zu erwarten. Denn die HT-WP besitzt aufgrund des deutlich höheren Temperaturhubs im Vergleich zur NT-WP einen schlechteren *COP* und selbst diese war bei nahezu kostenloser zugeführter Wärme aus Solarthermie und STES nicht konkurrenzfähig. Bei einem etwa halb so großen *COP* ergeben sich, unter Vernachlässigung der variablen Betriebskosten der Solarthermie oder des STES, etwa doppelt so hohe Wärmebereitstellungskosten für die HT-WP. Sie würde nur eingesetzt, wenn auch der SLK bereits vollständig ausgelastet wäre, aber dazu kommt es in dem betrachteten Szenario nicht.

Nach der Analyse der Ausgangskonstellation ist nun die Hinzunahme von Solarthermie und STES zu untersuchen. Die Ergebnisse dazu sind in Abbildung D.34 zu finden. Erneut wird das System A15 Q10 exemplarisch für progressiven Wärmeversorgungssystem betrachtet.

D Ausführliche Analyse

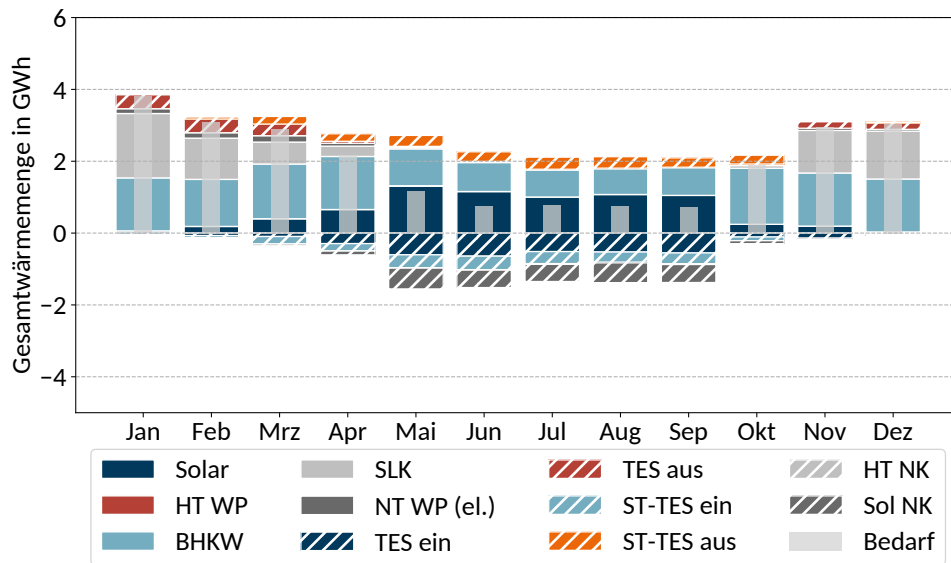


Abb. D.34: Monatliche Gesamtwärmemengen nach Versorgungsanlage des ländlichen progressiven A15 Q10 Systems im historischen Szenario

Im Vergleich zum Status-Quo-System ist in dieser Variante ein größerer Unterschied im Einsatz der Versorgungsanlagen zum konventionellen Pendant zu erkennen. Die Dominanz des BHKW bleibt erhalten, jedoch wird um den übrigen zu deckenden Bedarf stärker konkurriert. Wenn der Spotmarktpreis niedrig genug ist, wird ein Teil der bereitgestellten elektrischen Energie verwendet, um mit der NT-WP den saisonalen Speicher zu entladen. Dabei müssen die Stromerlöse dennoch hoch genug sein, dass es wirtschaftlich attraktiver ist, das BHKW einzusetzen als den SLK. Es gibt demnach ein gewisses Intervall, in dem die Opportunitätskosten, einen Teil der elektrischen Energie nicht zu verkaufen, sondern damit den Speicher zu entladen, geringer sind, als die Wärmebereitstellungskosten des SLK. Übersteigt oder unterschreitet der Spotmarktpreis dieses Intervall, so wird der SLK vorgezogen, wobei im ersten Fall das BHKW priorisiert eingesetzt wird.

Dass der saisonale Speicher primär im Frühjahr und vereinzelt im November und Dezember genutzt wird, hat zwei Gründe. Zum einen benötigt es einen so hohen Wärmebedarf, sodass das BHKW diesen selbst unter Volllast nicht decken kann und regelmäßig von einer Sekundärtechnologie unterstützt werden muss. Darüber hinaus ist der mittlere Spotmarktpreis besonders im Frühjahr häufiger in dem für den STES kritischen Intervall (vgl. Abbildung 5.2). Grundsätzlich wäre zu erwarten, dass eine Entladung des Speichers früh in der Betrachtungsperiode sinnvoll ist, um Speicherverluste und damit notwendige Beladung später im Jahr zu minimieren. Das kann aber nicht die Begründung sein, da weiterhin solarthermisch bereitgestellte Wärme notgekühlt wird, die zur Beladung des Speichers verwendet werden könnte. Da die variablen Betriebskosten der Notkühlungen so gewählt wurden, dass sie denen der TES entspricht

(vgl. Tabelle B.13), wäre das demnach eine betriebswirtschaftlich äquivalente Lösung. Dementsprechend müssen es ursächlich die zuvor genannten Gründe sein, die die Einsatzzeitpunkte begründen.

Zum Einsatz der Solarthermie ist festzustellen, dass sie auch in dieser Konstellation das BHKW nicht verdrängen kann und somit immer noch in erheblichem Maße verworfen wird. Im Vergleich zu den bisher betrachteten Systemen ist der genutzte Anteil der bereitgestellten Wärme jedoch am höchsten.

Insgesamt unterscheiden sich die Versorgungssysteme progressiver Topologie in ihrer Betriebsweise nicht großartig von den konventionellen Systemen. Die als Primärversorger angedachte HT-WP wird überhaupt nicht eingesetzt, sodass erneut hauptsächlich zu einer Bedarfsdeckung des BHKW in Kombination mit dem STTES, sowie des SLK kommt. So ist es nicht verwunderlich, dass auch hier analog zum konventionellen Fall die Kapitalwerte proportional zum Integrationsgrad der Solarthermie und des STES sinken, bzw. die Wärmegestehungskosten steigen. Die zusätzliche saisonale Speichernutzung der progressiven Systeme äußert sich nicht signifikant in einer höheren Wirtschaftlichkeit. Dies ist auch darin auszumachen, dass die Verläufe des Kapitalwerts oder der Wärmegestehungskosten etwa um den selben Offset pro Speichergröße verschoben sind, wie die konventionellen Systeme. Würde der Einsatz des STTES signifikante wirtschaftliche Attraktivitätssteigerungen mit sich bringen, wäre der Abstand dieser Verläufe geringer.

Weiterhin werden die betriebswirtschaftlichen Auswirkungen des Einsatzes der Versorgungsanlagen anhand der im Betrieb erzielten Erlöse und entstandenen Kosten betrachtet. Diese sind für die ausgewählten Konstellationen und jeweils in konventioneller und progressiver Topologie in Abbildung D.35 dargestellt.

D Ausführliche Analyse

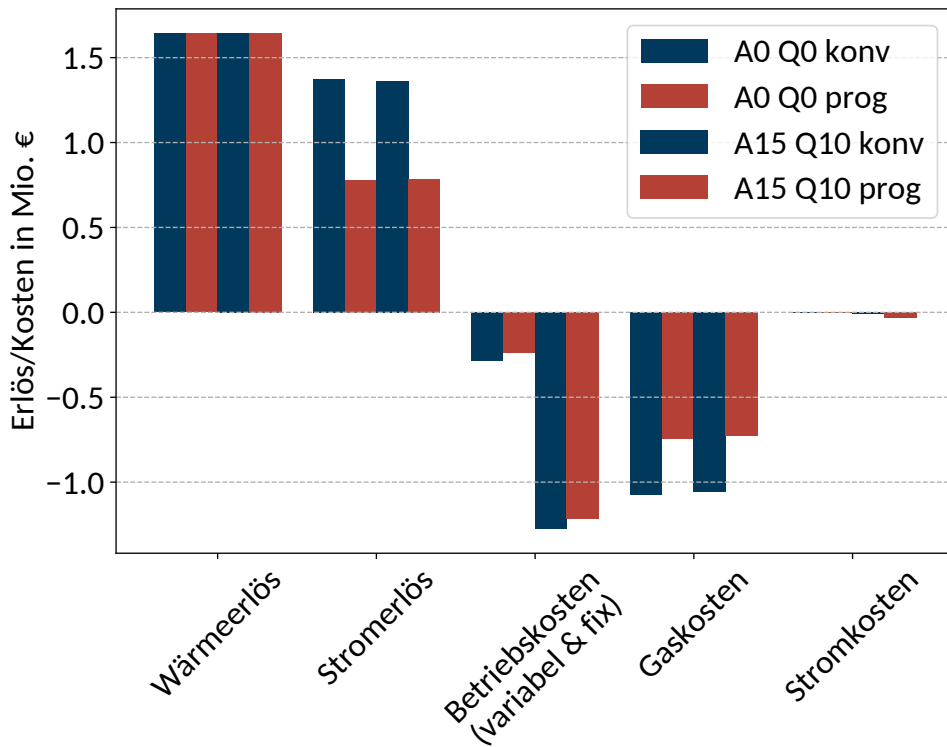


Abb. D.35: Erlöse und Kosten der Konstellationen A0 Q0 und A15 Q10 des ländlichen Wärmeversorgungssystem im historischen Szenario (2016)

Alle Systeme erzielen den selben Wärmeerlös. Dies ist auch notwendigerweise so, da sich die Versorgungsaufgabe der Systeme nicht voneinander unterscheidet. Im Erlös am Spotmarkt ist jedoch eine klare Differenz zu erkennen, insbesondere zwischen konventioneller und progressiver Topologie. Dies ist auf die kleinere Dimensionierung und den somit geringeren Deckungsanteil des BHKW zurück zu führen. In den konventionellen Systemen reduziert sich der Stromerlös jedoch bei Hinzunahme von Solarthermie und STES auch ein wenig. Dies ist durch die im letzten Abschnitt identifizierte kombinierte Nutzung von BHKW und NT-WP zum Entladen des Speichers bei geringeren Strompreisen begründet. Der kombinierte Einsatz lässt sich außerdem durch die quasi nicht vorhandenen Stromkosten belegen. Die variablen und fixen Betriebskosten weisen die größte Diskrepanz zwischen den Systemen auf. Die Integration der neuen Anlagen sorgt , unabhängig von der Topologie, etwa für eine Verfünffachung, wobei die Betriebskosten der progressiven Systeme jeweils etwas geringer ausfallen. Wie bereits die Stromerlöse, sind die unterschiedlich hohen Gaskosten zwischen den verschiedenen Topologien hauptsächlich durch die Dimensionierung des BHKW zu begründen. Da sich die Gaskosten weniger stark verringern, als es die Stromerlöse tun, ist dies ein entscheidender Grund für die geringere Profitabilität der progressiven Systeme. Eine signifikante Veränderung durch die Integration von Solarthermie und STES innerhalb einer

Topologie ist nicht zu erkennen. Die hohen Betriebskosten sind folglich als maßgeblich für die Verminderung des Einnahmeüberschusses – insbesondere in Systemen mit STES – auszumachen.

Wie bereits in den städtischen Systemen weisen die ökonomischen und ökologischen Kennzahlen der progressiven Systeme grundsätzlich schlechtere Werte auf. Dies ist erneut auf die unterschiedliche Dimensionierungen der KWK-Anlage – im ländlichen System die des BHKW – zurückzuführen. Wie im städtischen System weisen die progressiven Systeme wegen der Integration von Solarthermie und STES geringere Emissionen auf, da diese den Einsatz des SLK vermindert. Dies ist in den konventionellen Systemen nicht der Fall, da die entfallenen Emissionsgutschriften des BHKW, aufgrund der internen Stromnutzung, die verdrängten SLK Emissionen überwiegen.

Zusammenfassend ist zur Integration von Solarthermie und STES unter den historischen Randbedingungen festzustellen, dass sie aus betriebswirtschaftlicher Perspektive in beiden Topologien nicht sinnvoll ist. Dieses Ergebnis ist durch die Realität in Deutschland validierbar, denn bis auf einzelne Pilotprojekte existieren keine nennenswerten Großprojekte dieser Art. Da die Betreiber von Wärmeversorgungssystemen der Gewinnmaximierung unterliegen, gibt es auch keinen Anreiz zur Integration. Lediglich die progressiven Systeme konnten durch Hinzunahme der Solarthermie und des STES Emissionsminderungen vorweisen, jedoch sind diese nur relativ zu deren Status-Quo-System vorhanden. Die konventionellen Systeme erzielten wegen des größer dimensionierten BHKW durchweg geringere Emissionswerte. Somit ist abschließend festzuhalten, dass die betrachteten historischen Rahmenbedingungen der Integration nicht förderlich sind.

D.2.2 Zukunftsszenarien

Im nachfolgenden Kapitel gilt es die Integration der Solarthermie und des STES in ländlichen Wärmeversorgungssystemen unter zukünftigen Randbedingungen zu untersuchen. Wie zuvor beim historischen Szenario, werden zunächst die allgemeinen Ergebnisse der Einsatzoptimierung der Zukunftsszenarien betrachtet, bevor in einer detaillierten Analyse deren Zustandekommen erörtert wird.

Allgemeine Ergebnisse

Zunächst werden die erzielten Kapitalwerte der verschiedenen Systeme betrachtet, um eine erste Einordnung der Profitabilität vorzunehmen. Diese sind für alle Zukunftsszenarien in Abbildung D.36 dargestellt. Zur Reduktion der Anzahl der benötigten Diagramme werden jeweils die Ergebnisse der konventionellen und progressiven Topologien in einer Darstellung zusammengefasst. Dabei sind die konventionellen Systeme mit einer durchgezogenen und die progressiven mit einer gepunkteten Linie aufgetragen. Die Unterabbildungen (a) und (b) zeigen im Folgenden immer die Ergebnisse des 2030A Szenarios und die Unterabbildungen (c) und (d) von 2030C-Climate, wie ebenfalls den Beschriftungen zu entnehmen ist.

D Ausführliche Analyse

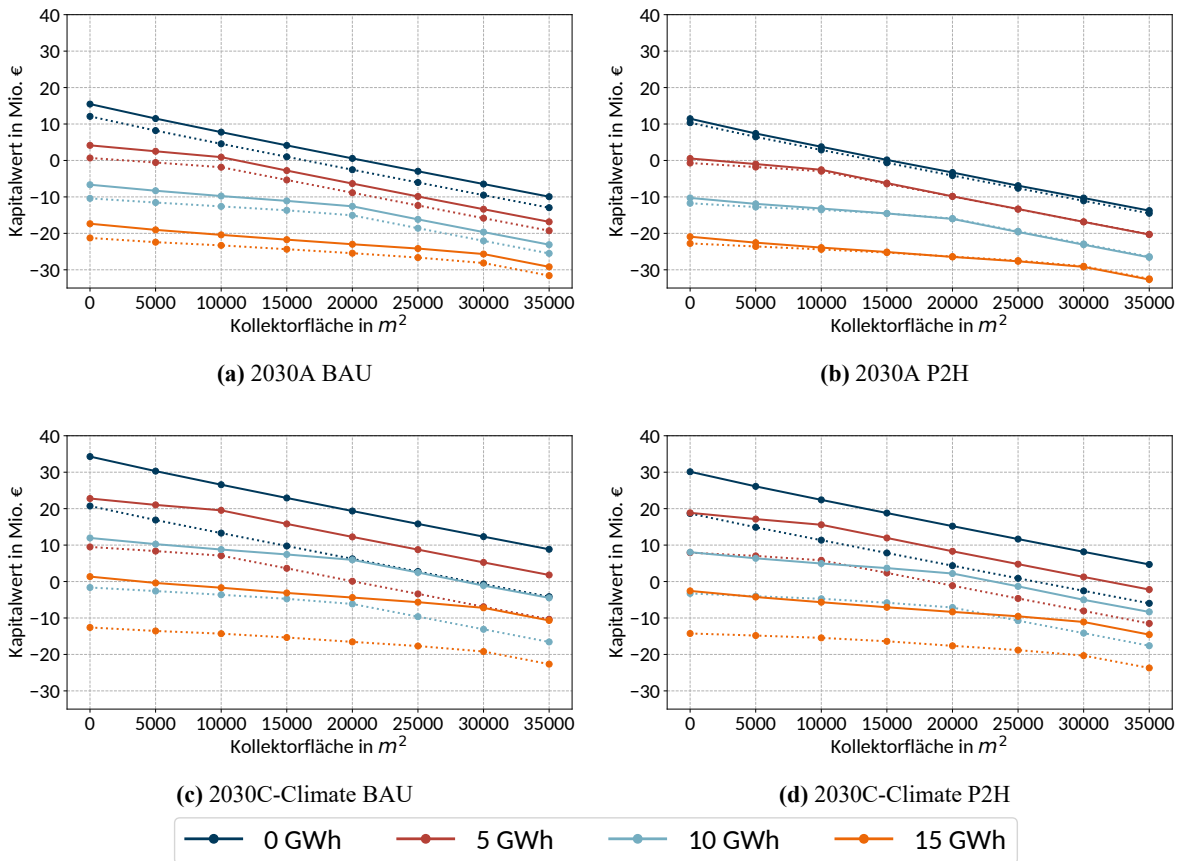


Abb. D.36: Kapitalwert der ländlichen Wärmeversorgungssysteme in den 2030er Szenarien
(Linien: durchgezogen = konventionell, gepunktet = progressiv)

Die Kapitalwertverläufe der Zukunftsszenarien sehen denen des historischen Szenarios sehr ähnlich. Wie im historischen Szenario haben alle A0 Q0 Systeme eine nahezu konstante negative Steigung. Weiterhin ist bei allen anderen Systemen zuerst eine flache negative Steigung bis zu einem gewissen Kippunkt zu beobachten. Ab diesem Punkt stellt sich dann die gleiche Steigung wie bei den A0 Q0 Systemen ein. Dabei befinden sich die Kapitalwerte der 2030A Szenarien in einem Bereich von $-32,7$ bis $15,5$ Mio. € und die von 2030C-Climature von $-23,7$ bis $34,3$ Mio. €. Es ist festzustellen, dass die Systeme unter den Rahmenbedingungen des Szenarios 2030C-Climature deutlich profitabler sind, als unter denen des Szenarios 2030A.

Der Unterschied der Kapitalwerte zwischen konventionellen und progressiven Versorgungssystemen fällt bei 2030A geringer aus, als es bei 2030C-Climature der Fall ist. In der Variante mit P2H-freundlicheren Rahmenparametern können in 2030A sogar erstmals progressive Systeme bessere Kapitalwerte als das konventionelle Pendant erzielen. Einen positiven Kapitalwert erzielen in den 2030A Szenarien allerdings lediglich einige wenige Systeme ohne STES und einige kleine Solarfeldvarianten mit 5 GWh Speicher-

kapazität. Nur diese Systeme sind somit grundsätzlich als sinnvolle Investitionen zu betrachten. Des Weiteren ist zu erkennen, dass die Systeme im P2H Szenario jeweils geringere Kapitalwerte aufweisen als im BAU Szenario.

Im Gegensatz dazu sind im Szenario 2030C-Climat die meisten konventionellen Systeme profitabel – weisen also einen positiven Kapitalwert auf. Dafür ist die Diskrepanz zwischen konventionellen und progressiven Systemen für jede Konstellation deutlich größer. Dabei sind einige progressive Systeme mit hohem Integrationsgrad von Solarthermie und STES aufgrund ihres negativen Kapitalwerts auch nicht als sinnvolle Investition zu betrachten, solange sich die Erlössituation nicht ändert.

Zur besseren Beurteilung der Konkurrenzfähigkeit der Wärmeversorgungssysteme unter den Randbedingungen der Zukunftsszenarien werden erneut die Wärmegestehungskosten dieser herangezogen. Abbildung D.37 zeigt die erzielten Ergebnisse, wobei analog zur Betrachtung des Kapitalwerts konventionelle und progressive Systeme auf einem gemeinsamen Diagramm abgebildet sind.

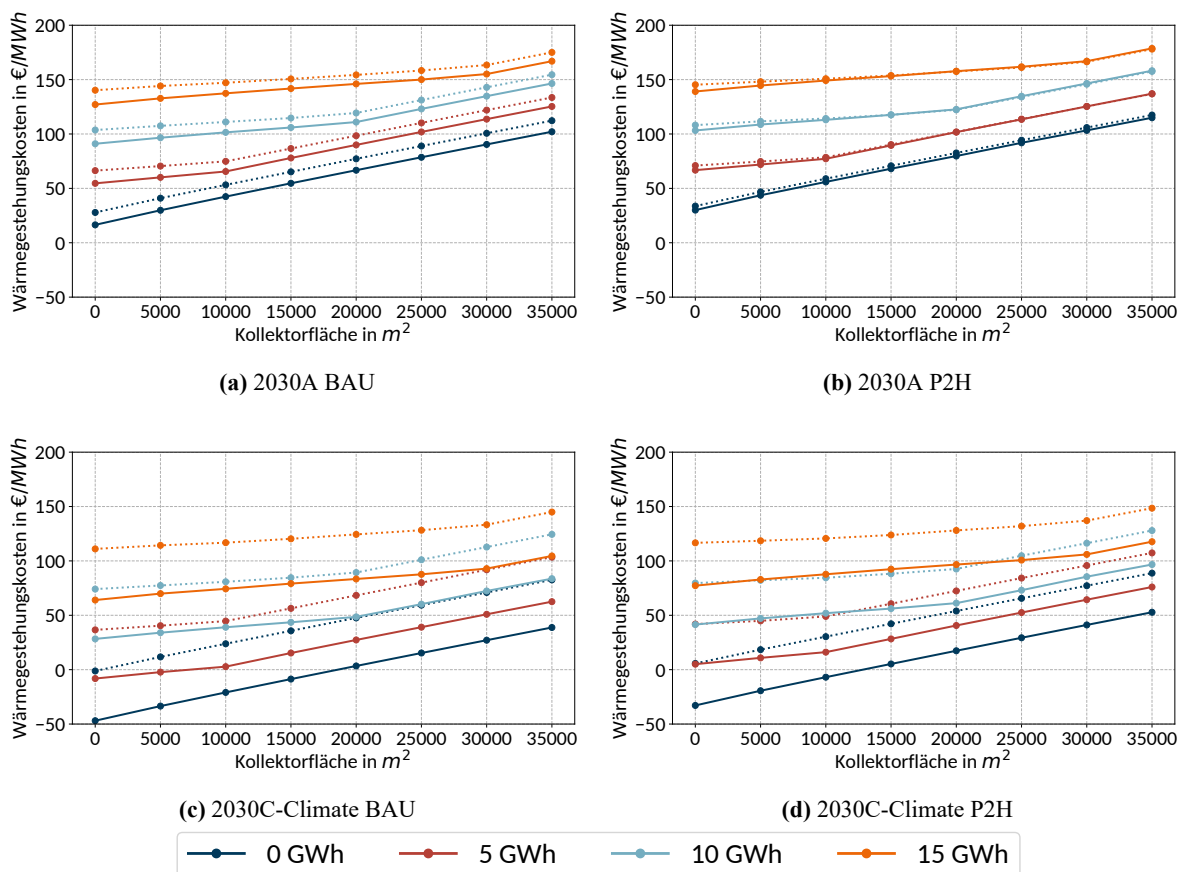


Abb. D.37: Wärmegestehungskosten der ländlichen Wärmeversorgungssysteme in den 2030er Szenarien (Linien: durchgezogen = konventionell, gepunktet = progressiv)

D Ausführliche Analyse

Die Ergebnisse der Wärmegestehungskosten der untersuchten Systeme weisen erwartungsgemäß ein inverses Verhalten zu den Kapitalwerten auf. Sie befinden sich in den 2030A Szenarien in einem Intervall von 16,5 bis $178,7 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$ und in den 2030C-Climate Szenarien von $-46,9$ bis $148,5 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$. Damit besitzen erstmalig einzelne ländliche Wärmeversorgungssysteme negative Wärmegestehungskosten und wären selbst dann profitabel, wenn dafür gezahlt würde, Wärmeabzugeben. Dies sind aber ausschließlich konventionelle Systeme in beiden 2030C-Climate Szenarien. Dieser Effekt ist auf die Erlöse aus dem Verkauf elektrischer Energie bei der KWK zurückzuführen.

Wie zuträglich das Szenario 2030C-Climate insbesondere für konventionelle Systeme ist, lässt sich im direkten Vergleich konkreter Systeme des gleichen Rahmenparameterszenarios (BAU, P2H) erkennen. Die konventionellen 2030C-Climate Systeme weisen dabei etwa 60 bis $65 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$ günstigere Wärmegestehungskosten auf, als die 2030A Systeme des jeweiligen Rahmenparameterszenarios. Dies entspricht fast der Höhe des Fernwärmeerlöses. Die progressiven Systeme sind zwar deutlich weniger profitabel, aber auch diese erzielen etwa 30 bis $35 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$ niedrigere Kosten, im Vergleich zwischen 2030C-Climate und 2030A. Insgesamt ist also das Szenario 2030C-Climate als besonders förderlich für die betrachteten Wärmeversorgungssysteme auszumachen. Dies gilt auch im direkten Vergleich mit den Ergebnissen des historischen Szenarios (vgl. Kapitel D.2.1).

Für die ökologische Bewertung der 2030er Szenarien werden die Gesamtmix- und Verdrängungsmixmethode für eine systematische Untersuchung der Emissionen verwendet. Um die Leserlichkeit der Abbildungen zu gewährleisten, wird auf die kombinierte Darstellung der konventionellen und progressiven Systeme innerhalb einer Abbildung verzichtet. Zuerst sind die Ergebnisse der Emissionen des Gesamt-mixes für die konventionellen Systeme in Abbildung D.38 dargestellt.

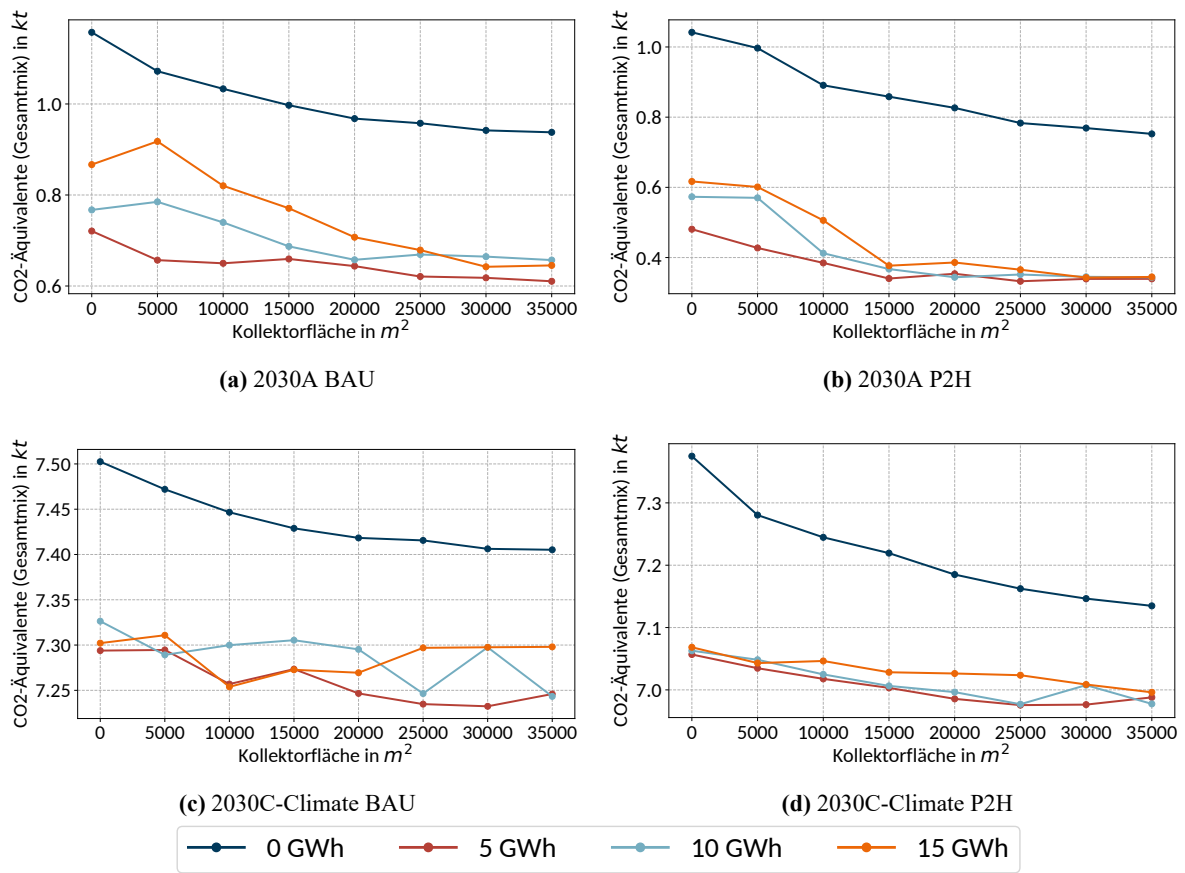


Abb. D.38: Emissionen (Gesamtmix) der ländlichen konventionellen Wärmeversorgungssysteme (2030er Szenarien)

Die Gesamtemissionen der Szenarien von 2030A der konventionellen Systeme befinden sich in einem Bereich von 0,33 bis 1,16 $kt CO_2$ -Äquivalenten und die der Szenarien von 2030C-Climate von 6,98 bis 7,51 $kt CO_2$ -Äquivalenten. Somit sind – im Gegensatz zum historischen Szenario – erstmalig alle bilanziellen Emissionsergebnisse der ländlichen Wärmeversorgungssysteme positiv. Außerdem ist festzustellen, dass die Emissionen der 2030C-Climate Szenarien etwa um den Faktor 7 höher ausfallen, als in den anderen beiden Szenarien. Des Weiteren weisen jeweils die P2H Szenarien etwas geringere Emissionswerte auf, als es bei den BAU Varianten der Fall ist.

Grundsätzlich ist bei allen Varianten der Trend festzustellen, dass mit der Vergrößerung der Solarkollektorfläche eine Reduktion der Emissionen einher geht. Außerdem erzielen die Systeme mit einem STES signifikant niedrigere Gesamtemissionen. Dabei weist in der Regel das System mit 5 GWh Speicherkapazität die niedrigsten Werte auf. Dennoch sind die Ergebnisse bei den Varianten mit STES recht volatil, weshalb an dieser Stelle noch keine eindeutige Interpretation erfolgen kann. Es ist aber erneut anzumer-

D Ausführliche Analyse

ken, dass es sich um eine rein ökonomische und nicht ökologische Einsatzoptimierung handelt, was eine gewisse Volatilität in dieser Bewertungsdimension begründet.

Des Weiteren werden die Ergebnisse der Emissionen mit Verdrängungsmixmethode bei den konventionellen Systemen unter den zukünftigen Rahmenparameten in Abbildung D.39 betrachtet.

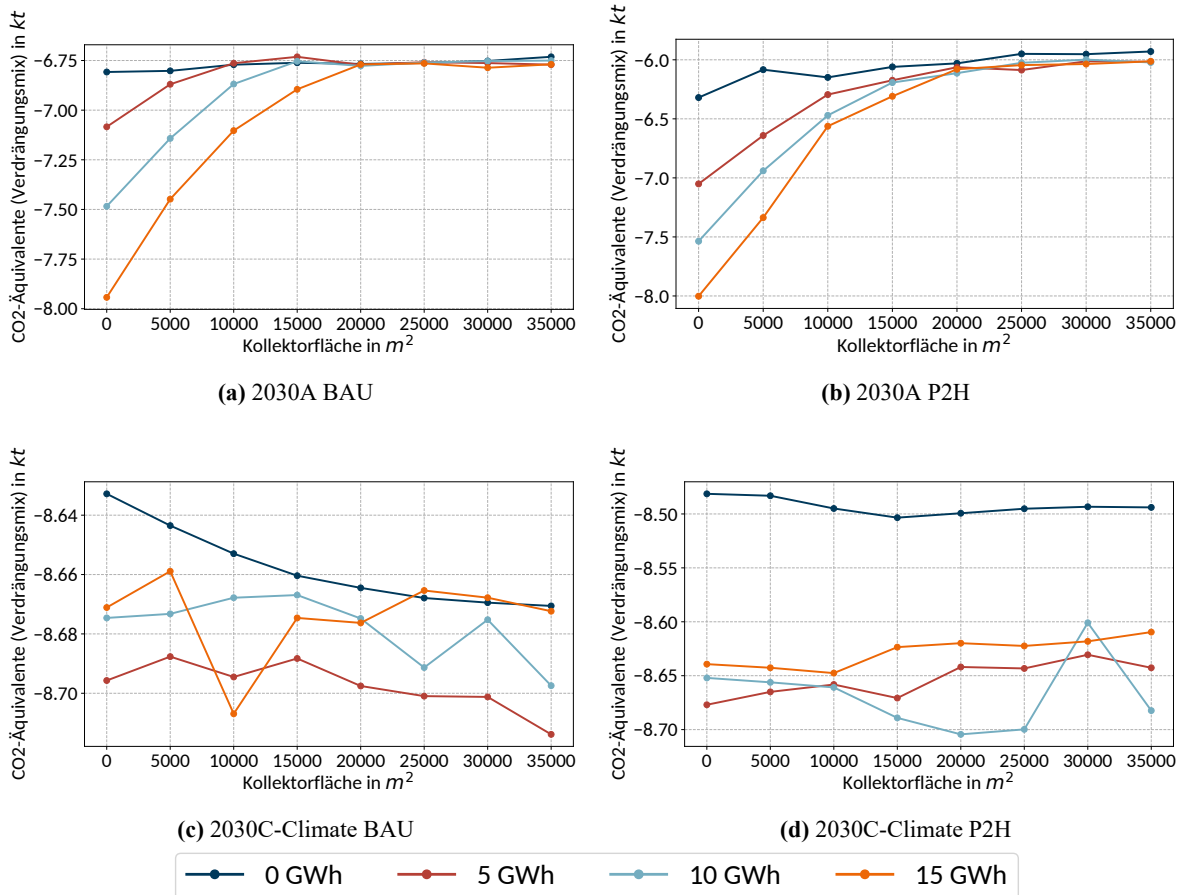


Abb. D.39: Emissionen (Verdrängungsmix) der ländlichen konventionellen Wärmeversorgungssysteme (2030er Szenarien)

Die Emissionen der Verdrängungsmixmethode verlaufen für die 2030A Szenarien der ländlichen konventionellen Versorgungssystemen in einem Bereich von $-7,94$ bis $-5,93$ kt CO_2 -Äquivalenten. Demgegenüber befinden sich die Verdrängungsmixemissionen der 2030C-Climate Szenarien in einem Bereich von $-8,71$ bis $-8,48$ kt CO_2 -Äquivalenten. Aufgrund der veränderten Berechnungsvorschrift fallen die Emissionen gegenüber denen der Gesamtmixbetrachtung deutlich niedriger aus und weisen – wie im historischen Szenario – alle negative Werte auf.

Die Emissionen des Verdrängungsmixes der 2030C-Climate Szenarien zeigen im großen und ganzen abnehmende Verläufe mit einigen volatilen Elementen. Demgegenüber verlaufen die Emissionen der 2030A

Szenarien komplett anders. Bei steigender Kollektorfläche steigen die Emissionen des Verdrängungsmixes erstmalig an. Die Ausnahme bilden jeweils die A0 Q0 Szenarien, bei denen eine Stagnation des Emissionsverlauf zu erkennen ist. Weiterhin ist zu sehen, dass sich die Verläufe der Emissionen mit Speicherkapazitäten denen ohne STES annähern. Daraus resultiert, dass ein steigender Anteil an Solarthermie – entgegen den Erwartungen – einen negativen ökologischen Einfluss hat.

Nach den konventionellen Versorgungssystemen werden nun die Ergebnisse der Emissionsrechnung der progressiven Topologie beurteilt. Die ermittelten Summen der bilanziell emittierten CO_2 -Äquivalente sind in Abbildung D.40 für alle Konstellationen und Zukunftsszenarien dargestellt.

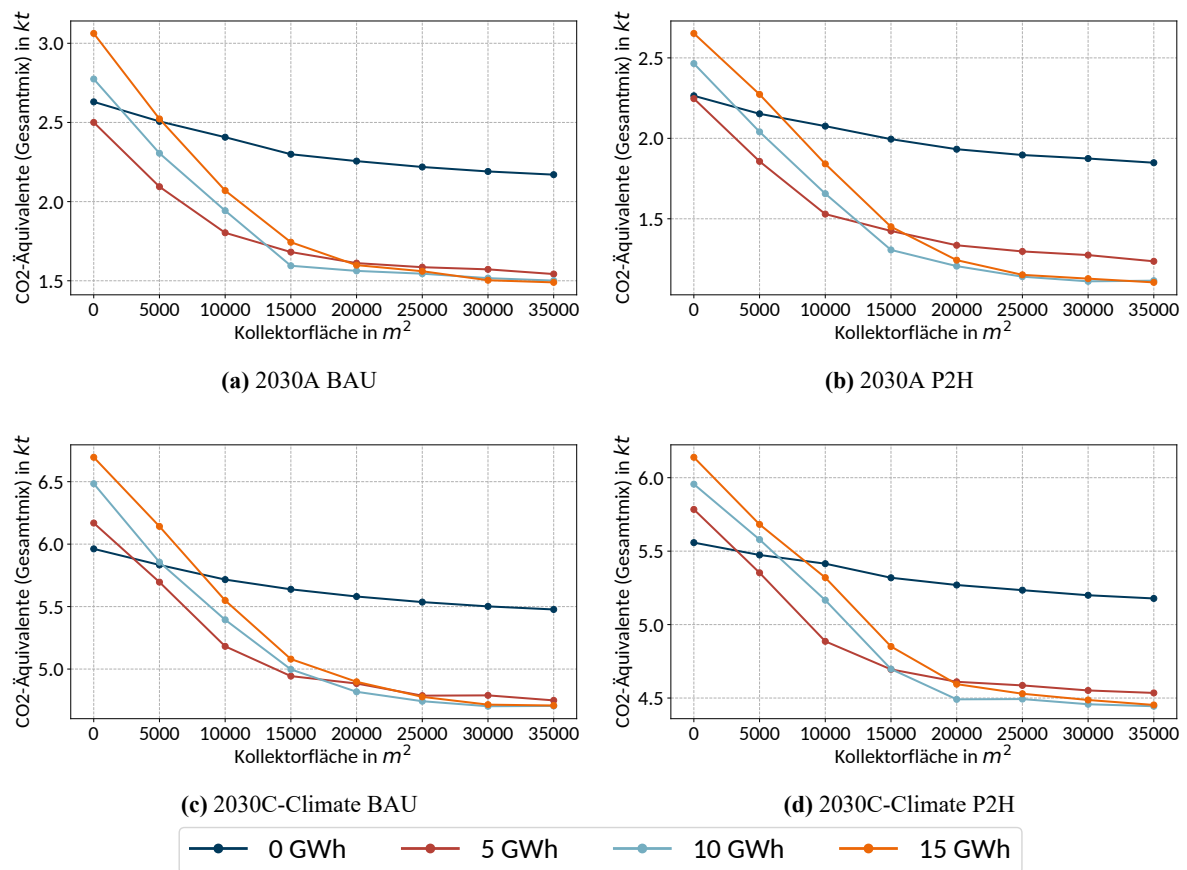


Abb. D.40: Emissionen (Gesamtmix) der ländlichen progressiven Wärmeversorgungssysteme (2030er Szenarien)

Die Gesamtemissionen der Szenarien von 2030A der progressiven Systeme befinden sich in einem Intervall von $-1,1$ bis $3,06 \text{ kt } CO_2$ -Äquivalenten und die der Szenarien von 2030C-Climate von $-4,44$ bis $6,7 \text{ kt } CO_2$ -Äquivalenten. Die progressiven Versorgungssysteme weisen ebenfalls ausschließlich positive Emissionswerte auf. Im Vergleich zu den konventionellen Systemen fallen die Emissionen in den progressiven Systemen in den 2030A Varianten höher aus. Dem gegenüber stehen die 2030C-Climate Va-

D Ausführliche Analyse

rianten, die niedrigere Emissionswerte aufweisen als die konventionellen Systemen. Insgesamt bleiben die Emissionen im direkten Vergleich in den 2030A Varianten weiterhin mit einem Faktor von etwa 2 bis 3 deutlich unter denen von 2030C-Climate bei progressiver Topologie.

Ähnlich wie bei den konventionellen Systemen ist ebenfalls mit ansteigender Kollektorfläche eine Reduktion der Emissionen festzustellen. Diese fällt aber bei den Varianten mit STES zunächst deutlich stärker aus als im konventionellen Gegenstück. Ab einer Solarfeldgröße von etwa 20.000 bis 25.000 m^2 ist ein asymptotischer Verlauf zu verzeichnen. Anders als zuvor weisen die Systeme ohne STES nicht durchweg die höchsten Emissionen auf. Ist keine Solarthermie oder nur 5.000 m^2 Kollektorfläche im System vorhanden, erzielt die Variante ohne saisonalen Speicher bessere Emissionswerte, als einige der Vergleichssysteme mit STES. Wie zuvor bei konventioneller Topologie, erzielen die Systeme mit 5 *GWh* Speicherkapazität bei kleineren Solarfeldgrößen sehr geringe oder die niedrigsten Gesamtemissionen. Ab einer Kollektorfläche von etwa 15.000 m^2 beginnen die größeren Speicher diese aber zu unterbieten. Es ist also in den progressiven Systemen bei hohem Grad solarer Integration eine Verschiebung der aus ökologischer Sicht sinnvollerer Auslegung des STES zu größeren Speicherkapazitäten festzustellen.

Abschließend werden die Emissionen des Verdrängungsmixes bei progressiven Systemen untersucht. Diese sind in Abbildung D.41 für die unterschiedlichen Zukunftsszenarien dargestellt.

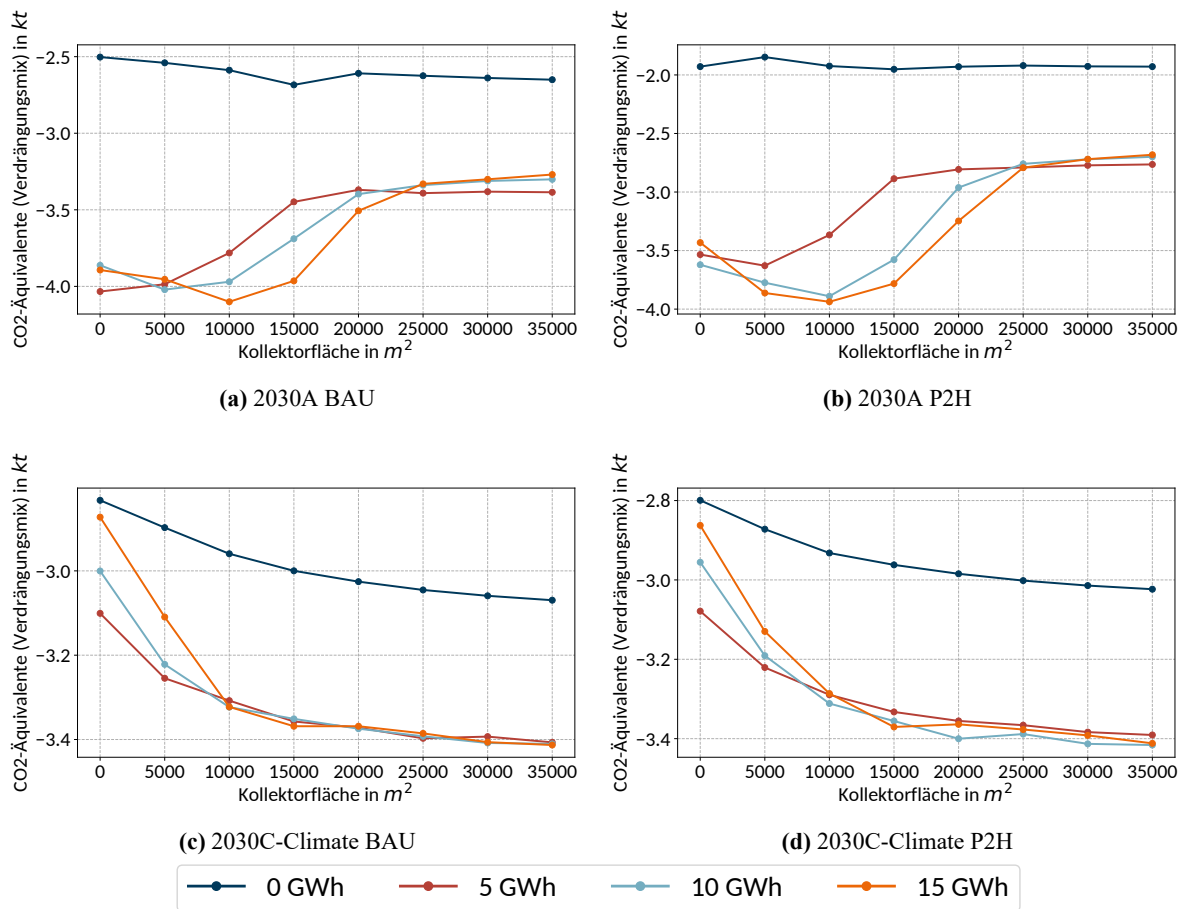


Abb. D.41: Emissionen (Verdrängungsmix) der ländlichen progressiven Wärmeversorgungssysteme (2030er Szenarien)

Die Gesamtemissionen des Verdrängungsmixes bewegen sich für die progressiven 2030A Szenarien in einem Bereich von $-1,88$ bis $-4,11$ kt CO_2 -Äquivalenten und die der 2030C-Climature Szenarien von $-2,8$ bis $-3,44$ kt CO_2 -Äquivalenten. Die Emissionen des Verdrängungsmixes der 2030A Szenarien weisen für die A0 Q0 Varianten jeweils einen stagnierenden Verlauf auf, wogegen die Verläufe mit thermischen Speichern zuerst ansteigen um anschließend zu stagnieren. Demgegenüber verlaufen die Verdrängungsmixemissionen der 2030C-Climature Szenarien ähnlich zu denen des Gesamtmixes und weisen somit bei steigender Solarthermiefläche eine Abnahme der Emissionen auf. Dabei ist zu erkennen, dass die Konstellationen ohne Speicher jeweils eine flachere negative Steigung haben als die anderen Konstellationen. Daraus folgt, dass die Emissionen des Verdrängungsmixes mit zunehmender Solarthermiefläche abnehmen und somit als ökologisch förderlich zu betrachten sind.

Zusammenfassend ist festzustellen, dass aus betriebswirtschaftlicher Perspektive auch unter den speziellen Rahmenbedingungen der ausgewählten Zukunftsszenarien eine Integration von Solarthermie und

D Ausführliche Analyse

saisonalen thermischen Energiespeichern nicht sinnvoll ist. Dies gilt aber nur, wenn ausschließlich die Gewinnmaximierung als Entscheidungskriterium herangezogen wird. Wenn ökologischen Kennzahlen aufgrund von aktuellen gesellschaftspolitischen Entwicklungen einen höheren Stellenwert erlangen, sind Kompromisslösungen sinnvoll. Denn viele Systeme mit höherem Integrationsgrad der betrachteten Technologien konnten sich unter den gewählten Rahmenbedingungen als höchst profitabel erweisen. Insgesamt lässt sich zu einem gewissen Grad eine inverse Beziehung der ökonomischen und ökologischen Kennzahlen im Bezug zum Integrationsgrad ausmachen. Innerhalb dieser Arbeit ist demzufolge ein Zielkonflikt zwischen ökonomisch und ökologisch sinnvollen Systemkonstellationen festzustellen. Um die Ursache dessen zu ermitteln und das Zustandekommen dieser Ergebnisse zu begründen, erfolgt erneut eine detailliertere Analyse der Einsatzoptimierung der Wärmeversorgungssysteme.

Detailanalyse

Wie bereits im historischen Szenario werden in der Detailanalyse der Zukunftsszenarien Investitionskosten und abgezinsten Einnahmeüberschüsse, monatliche Gesamtwärmemengen nach Versorgungstechnologien und abschließend die Kosten- und Erlösterme betrachtet. Da es sich pro zu betrachtender Systemkonstellation um die vierfache Menge an Ergebnissen handelt, werden in diesem Kapitel keine Einzelbetrachtungen der Zukunftsszenarien vorgenommen, sondern eine direkte Gegenüberstellung für alle Szenarien gleichzeitig durchgeführt. Dabei findet erneut eine getrennte Untersuchung der konventionellen und progressiven Systeme statt.

Wie bereits im Kapitel 6.1 beschrieben, bestimmen die Verläufe der Investitionskosten und der abgezinsten Einnahmeüberschüsse die Kapitalwerte der jeweiligen Versorgungssysteme. Diese werden nachfolgend zunächst für die Versorgungssysteme konventioneller Topologie untersucht, welche in Abbildung D.42 für alle Zukunftsszenarien dargestellt sind.

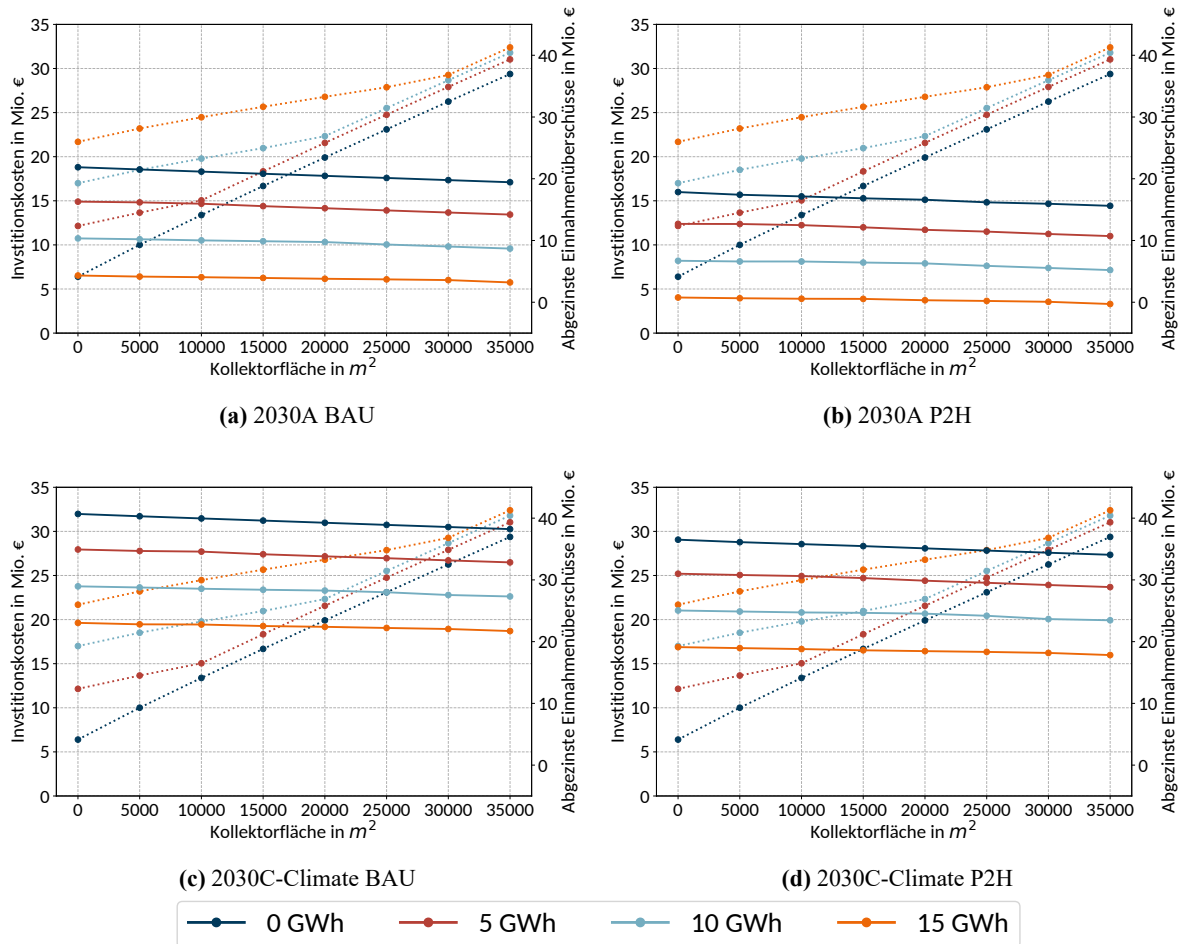


Abb. D.42: Investitionskosten und abgezinste Einnahmeüberschüsse der ländlichen konventionellen Wärmeversorgungssysteme (2030er Szenarien)

Da sich die Zusammensetzung der Versorgungsanlagen innerhalb der konventionellen Systemen nicht verändert, sind die Verläufe der Investitionskosten der verschiedenen Zukunftsszenarien gleich. Demgegenüber stehen die abgezinste Einnahmeüberschüsse, welche sich nicht sonderlich in ihren Verläufen, jedoch deutlich in der Höhe unterscheiden. Sie sind bei den 2030C-Climat Szenarien fast doppelt so hoch wie die bei den 2030A Szenarien. Des Weiteren ist zu erkennen, dass die konventionellen Versorgungssysteme jeweils unter den BAU Rahmenbedingungen profitabler sind, als in den P2H Szenarien. In diesen Systemen weist das 2030C-Climat BAU Szenario den höchsten Einnahmeüberschuss auf und hat demzufolge den höchsten Kapitalwert.

Wie bei den konventionellen Systemen werden in Abbildung D.43 die Verläufe der Investitionskosten und abgezinste Einnahmeüberschüsse der progressiven Systeme beschrieben.

D Ausführliche Analyse

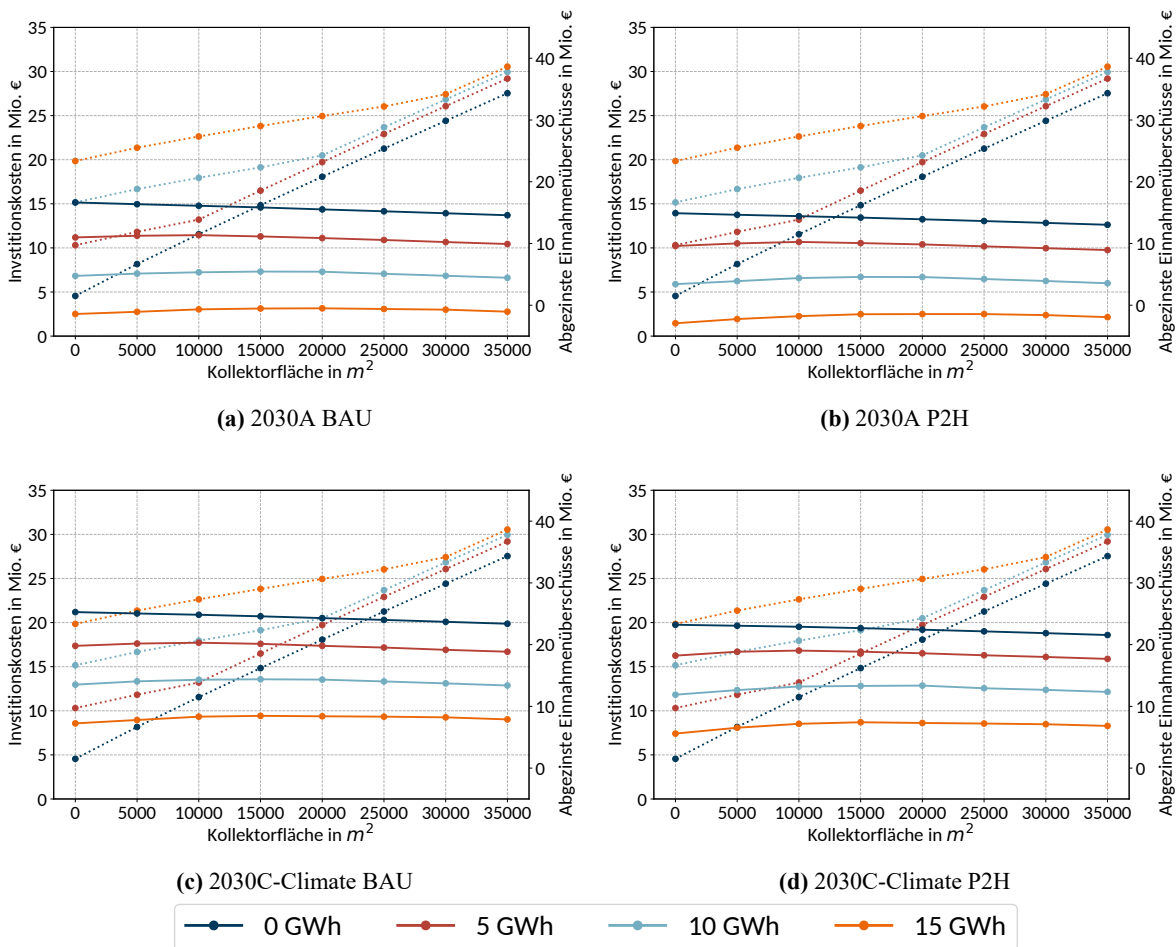


Abb. D.43: Investitionskosten und abgezinste Einnahmeüberschüsse der ländlichen progressiven Wärmerversorgungssysteme (2030er Szenarien)

Auch in dieser Abbildung sind auf Grund gleichen Zusammensetzung der Versorgungsanlagen innerhalb der progressiven Systeme die Investitionskosten in den unterschiedlichen Szenarien konstant. Wie im konventionellen System weisen bei den progressiven Systemen die 2030C-Climate Szenarien höhere Einnahmeüberschüsse auf, als die der 2030A Szenarien. Außerdem erzielen auch die progressiven Systeme in den BAU Szenarien höhere Einnahmeüberschüsse, als in den P2H Szenarien. Entgegen der vorherigen Ergebnisse sind bei den Systemen mit Speicherkapazität und zunehmender Kollektorfläche keine konstante Abnahme der abgezinste Einnahmeüberschüsse zu erkennen. Stattdessen steigen die Überschüsse zuerst an, erreichen bei 15.000 bis 20.000 m² Kollektorfläche ein Maximum und sinken bei weiterer Erhöhung der Kollektorfläche wieder ab. Es ist also durch die Integration der Solarthermie ein profitablerer Betrieb möglich, jedoch übersteigen die ebenfalls anfallenden Betriebskosten (insbesondere die Fixkosten) des STES die Gewinnmaximierung. Die Einnahmeüberschüsse fallen somit doch geringer, als die Ausgangskonstellation A0 Q0 aus. Darüber hinaus steigen die Investitionskosten bei zunehmen-

der Integration von Solarthermie und STES schneller als die Einnahmeüberschüsse, weshalb auch die Kapitalwerte durchgängig sinken.

Darauf aufbauend werden die durch Einsatzoptimierung generierten monatlichen Gesamtwärmemengen nach Versorgungsanlagen für die konventionelle und progressive Topologie dargestellt. Dabei wird zunächst mit den monatliche Gesamtwärmemengen der Status-Quo-Konstellation A0 Q0 in konventioneller Topologie begonnen. Die Ergebnisse dieses Systems sind für alle 2030er Szenarien in Abbildung D.44 dargestellt.

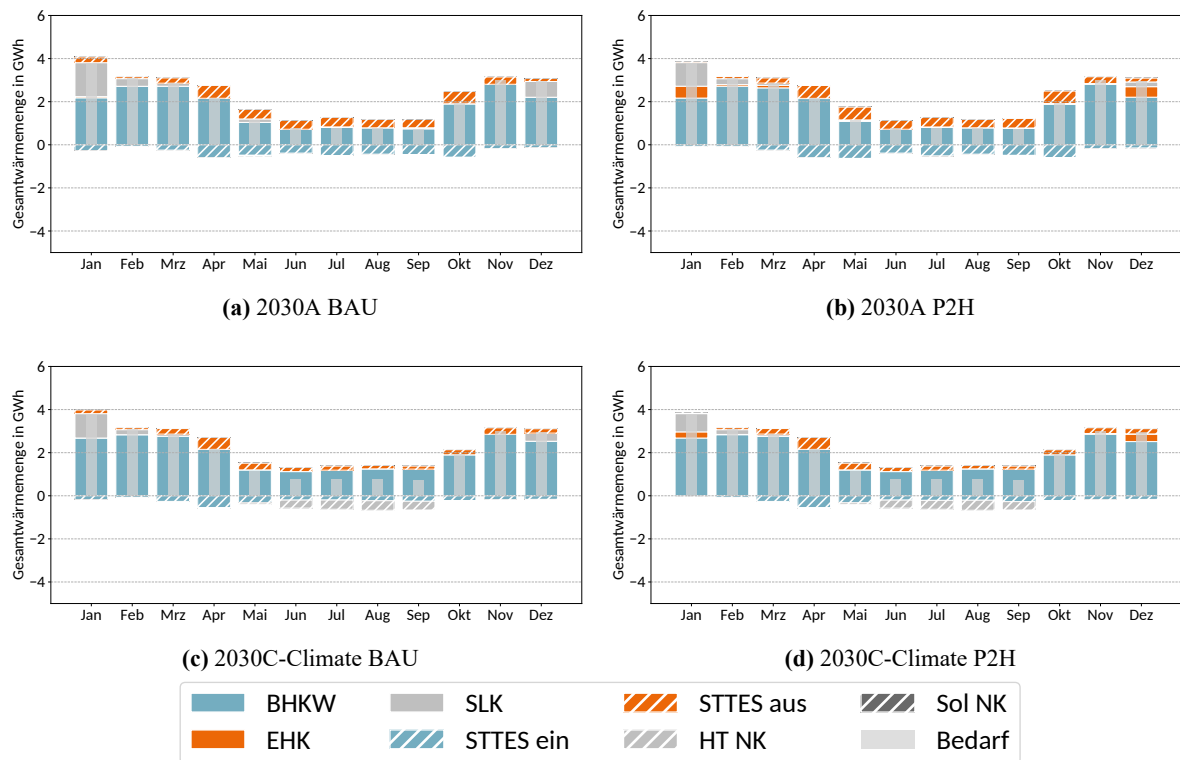


Abb. D.44: Monatliche Gesamtwärmemengen nach Versorgungsanlage der ländlichen konventionellen Systeme in den 2030er Szenarien (A0 Q0)

Auf den ersten Blick ähneln sich die Ergebnisse der unterschiedlichen Szenarien sehr. Das BHKW ist weiterhin der dominierende Versorger und der SLK deckt in den Wintermonaten die Spitzenlasten. In den P2H Szenarien kommt es jedoch erstmalig zu einer signifikanten Nutzung des EHK. Im Januar werden etwa 10 bis 15 % des Bedarfs gedeckt und im Dezember verdrängt der EHK fast vollständig den SLK. Insgesamt ist in den 2030C-Climate Szenarien eine etwas höhere BHKW Nutzung festzustellen. Dafür wird der STTES in den 2030A Varianten häufiger verwendet. Erstmals wird für die A0 Q0 Konstellation im Sommer in den 2030C-Climate Varianten die Notkühlung eingesetzt und zwar in relativ hohem Aus-

D Ausführliche Analyse

maß. Das fand bisher nur bei einem Überangebot solarer Wärme statt und wurde nicht strategisch durch das BHKW verwendet, wie es hier den Anschein macht.

Bei erster Betrachtung ist die anhaltende Dominanz des BHKW in allen Zukunftsszenarien möglicherweise kontraintuitiv, da diese und insbesondere die Varianten 2030C-Climate durch die höhere finanzielle Belastung der fossilen Brennstoffe geprägt sind. Mit den Abgaben sind aber parallel auch die am Spotmarkt generierbaren Erlöse gestiegen. Bilanzuell bleibt das BHKW damit profitabel, was für eine bessere Beurteilung nun quantifiziert wird. Dazu werden die mittleren Wärmebereitstellungskosten über die Betrachtungsperiode berechnet. Für das Szenario 2030A ergeben sich in der BAU Variante mittlere Wärmebereitstellungskosten des BHKW von $-16,18 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$ und für das P2H Szenario $0,34 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$. Die jeweiligen Varianten des 2030C-Climate Szenarios erzielen Werte von $-76,68$ und $-62,06 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$. Alle Ergebnisse liegen weit unter dem Fernwärmepreis und sind somit profitabel. Trotz des deutlich höheren CO_2 -Preises sind die Wärmebereitstellungskosten in den 2030C-Climate Szenarien sogar stark negativ, was auf die hohen Spotmarktpreise zurückzuführen ist. Damit ist auch die Überproduktion im Sommer in den 2030C-Climate Szenarien zu erklären. Selbst die mit Kosten verbundene Kühlung der erzeugten Wärme ist profitabel, da die am Spotmarkt erzielbaren Erlöse so hoch sind. Grundsätzlich wird das Kühlen dadurch hervorgerufen, dass der Wärmebedarf die minimale Teillast des BHKW unterschreitet. Im Vergleich zu den 2030er Energiesystemszenarien, ist der Einfluss der Rahmenparameterszenarien als gering einzuschätzen. Der hauptsächlich durch den KWK-Bonus begründete Unterschied beläuft sich auf etwa $15 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$ zwischen BAU und P2H Szenario. Aus diesem Grund ist dessen politische Lenkungs-kraft deutlich gesunken.

Die ebenfalls gestiegenen Abgaben für den Betrieb des SLK werden jedoch nicht durch anderweitig gestiegene Erlöse kompensiert. Demnach steigen die Wärmebereitstellungskosten proportional zu den zusätzlichen Belastungen des Brennstoffes und die Attraktivität des SLK sinkt. Die Kosten belaufen sich dabei auf $39,12 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$ in den 2030A und $53,95 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$ in den 2030C-Climate Szenarien. Damit ist auch der SLK weiterhin profitabel, jedoch deutlich teurer als das BHKW und somit nur im Einsatz, wenn der Wärmebedarf den maximal bereitstellbaren Wärmestrom des BHKW überschreitet.

Die Wärmebereitstellungskosten des EHK unterbieten die des SLK in den BAU Szenarien offenbar nicht. Das ist aber auch zu erwarten, da alleine die zusätzlich fälligen Stromabgaben die Wärmebereitstellungskosten des SLK übersteigen. Dazu kommen entweder die Spotmarktpreise oder die Opportunitätskosten der Nichtvermarktung des BHKW-Stroms. In den P2H Szenarien entfallen jedoch bei Fremdbezug ein Großteil und bei Eigennutzung sogar alle zusätzlichen Abgaben. Sind die Spotmarktpreise niedrig genug oder sogar $0 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$ unterbieten die anderen beiden Versorger aufgrund ihrer höheren Wärmeausbeute das BHKW. Gleichzeitig bleiben für den EHK lediglich CO_2 -Zertifikats- und variable Betriebskosten, sowie Netzentgelte und die netzentgeltabhängigen Strompreisbestandteile. Somit unterbietet in diesen Betriebsfällen der EHK den SLK, da für diesen darüber hinaus auch Brennstoffkosten anfallen. Im 2030A Sze-

nario P2H kommen vergleichbar niedrige Spotmarktpreise häufiger vor, als im Szenario 2030C-Climate P2H, weshalb der EHK dort häufiger zum Einsatz kommt. Oftmals ist der Spotmarktpreis aber zu hoch für diese Einsatzkonstellation, weshalb der SLK auch in den P2H Szenarien einen etwas größeren Deckungsanteil am Gesamtbedarf aufweist.

Nachdem die Status-Quo Konstellation A0 Q0 mit konventioneller Topologie in den ausgewählten Zukunftsszenarien umfassend analysiert wurde, wird nun die Integration von Solarthermie und STES näher untersucht. Wie bereits erwähnt, wird dafür die Konstellation A15 Q10 als repräsentativ herangezogen. Die Ergebnisse dessen sind erneut in monatlichen Gesamtwärmemengen in Abbildung D.45 zu erkennen.

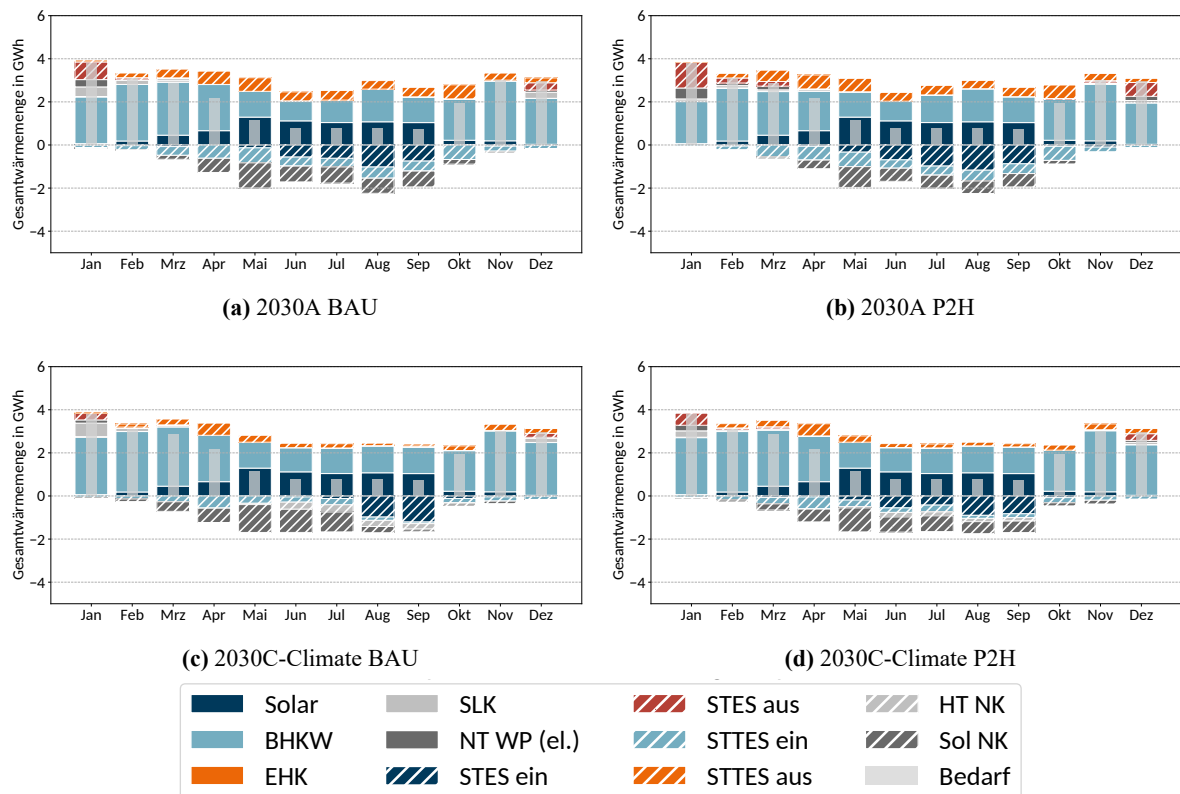


Abb. D.45: Monatliche Gesamtwärmemengen nach Versorgungsanlage der ländlichen konventionellen Systeme in den 2030er Szenarien (A15 Q10)

Wie bereits im historischen Szenario kommt es auch in den konventionellen Systemen in den Zukunftsszenarien nicht zu einer Verdrängung des BHKW durch die Solarthermie im Sommer. Dementsprechend wird erneut ein Großteil der solarthermisch bereitgestellten Wärme nicht genutzt. Der STES hingegen wird insbesondere im Januar und Dezember in allen Szenarien eingesetzt und verdrängt dort den SLK, bzw. in den P2H Varianten auch den EHK. Die Speicherbeladung erfolgt größtenteils im Spätsommer – in Teilen durch Solarthermie, aber auch durch das BHKW. Der Kurzzeitspeicher wird nicht signifikant

D Ausführliche Analyse

anders betrieben als in der A0 Q0 Konstellation und auch die Hochtemperaturnotkühlung wird in den 2030C-Climate Szenarien wieder den Sommer über genutzt.

Die Wärmebereitstellungskosten des BHKW bleiben unverändert niedrig und werden weiterhin von keiner anderen Versorgungstechnologie unterboten. Für die Solarwärme fallen keine Brennstoffkosten und nur geringe Betriebskosten an, sodass sich Wärmebereitstellungskosten von $5,39 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$ ergeben. Die sogar negativen Kosten des BHKW liegen aber dennoch darunter. Hinzu kommt, dass pro MWh Solarwärme, die zur Deckung der Wärmelast verwendet wird, um den Faktor $\frac{1}{(COP-1)}$ elektrische Energie (im Mittel $0,255 \text{ MWh}$) bereitgestellt werden muss, für die wiederum je nach Bezugsart Kosten anfallen. Damit ist die Solarthermie nicht konkurrenzfähig mit dem BHKW und kann höchstens saisonal gespeichert und bei Überbedarf verwendet werden. Wegen der großen Menge an nicht genutzter Wärme ist das Solarfeld auf jeden Fall als überdimensioniert für dieses Versorgungssystem unter den konkreten Rahmenbedingungen zu erklären.

Die Verdrängung des SLK und des EHK durch den STES sind wiederum auf den hohen COP der NT-WP zurückzuführen. Die Betriebskosten des Speichers sind mit $0,66 \frac{\text{€}}{\text{MWh}}$ gering und die Bezugsenergiekosten fallen wegen des COP ebenfalls deutlich geringer aus als bei den anderen beiden Technologien. Die Einsatzpunkte erfolgen hier, ähnlich wie bei der letzten Konstellation beim EHK, bei besonders niedrigen Spotmarktpreisen. Weil diese deutlich seltener in den 2030C-Climate Szenarien auftreten, ist auch die Speichernutzung dort geringer. Da in den P2H Varianten ein Großteil der Abgabenlast für den Strom entfällt, wird der STES hier jeweils häufiger eingesetzt. Als Konsequenz dieser beiden Mechanismen erzielt der saisonale Speicher im Szenario 2030A P2H den größten Deckungsanteil.

Nachdem die Konstellationen A0 Q0 und A15 Q10 mit konventioneller Topologie umfänglich besprochen und analysiert wurden, gilt es nun die progressiven Varianten zu untersuchen. Begonnen wird erneut mit den monatlichen Gesamtwärmemengen der Baselinekonstellation A0 Q0, die in Abbildung D.46 dargestellt sind.

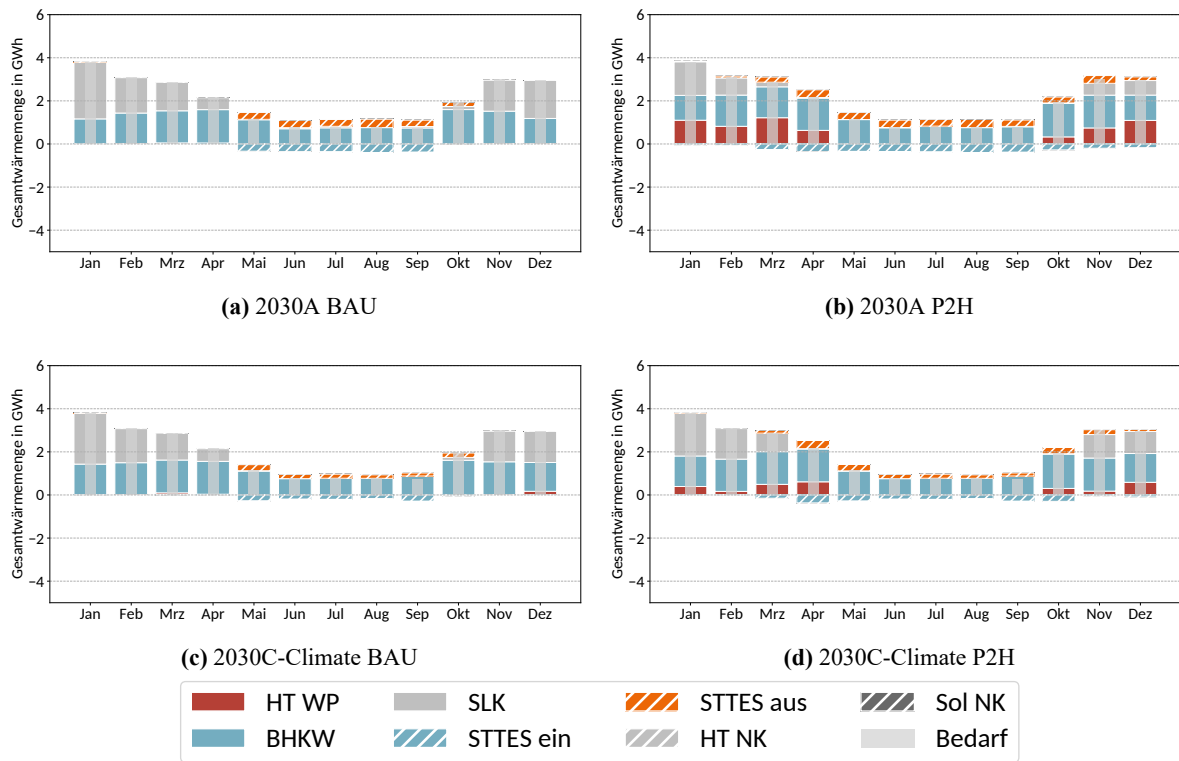


Abb. D.46: Monatliche Gesamtwärmemengen nach Versorgungsanlage der ländlichen progressiven Systeme in den 2030er Szenarien (A0 Q0)

Die Ergebnisse der progressiven A0 Q0 Konstellation in den BAU Szenarien ähneln stark denen des historischen Szenarios (vgl. Abbildung D.33). Im Gegensatz dazu ist in den P2H Szenarien erstmalig ein umfangreicher Einsatz der HT-WP festzustellen. Minimale Einsatzzeit ist auch in dem Szenario 2030C-Climate BAU zu erkennen. Der Einsatz des BHKW bleibt im Vergleich zu den historischen Ergebnissen im Grunde unverändert. Wie bei den konventionellen Systemen ist auch hier der Deckungsanteil des BHKW in den 2030C-Climate Szenarien geringfügig höher, als in 2030A. Der STTES wird in den BAU Varianten ausschließlich im Sommer und in den P2H Varianten beinahe ganzjährig eingesetzt. Im Gegensatz zu dem konventionellen A0 Q0 Szenario, wird die Notkühlung nicht in signifikanten Mengen genutzt.

Wie bereits in allen anderen Ergebnissen wird das BHKW immer eingesetzt, außer die Spotmarktpreise fallen unter einen kritischen Wert. Da dies im 2030A Szenario häufiger vorkommt, als in 2030C-Climate Szenario, fällt dessen Deckungsanteil im letzteren nochmals ein wenig höher aus. In den P2H Varianten kommt es zu einem symbiotischen Einsatz von BHKW und HT-WP. Das BHKW wird nahezu durchgängig betrieben und verkauft den vollständigen Strom am Spotmarkt, solange der Preis eine gewisse Höhe nicht unterschreitet. Ist dies doch der Fall, so wird zumindest ein Teil der elektrischen Energie genutzt,

D Ausführliche Analyse

um über interne Nutzung die HT-WP zu betreiben. Dieser kombinierte Einsatz erzielt bilanziell wegen des *COP* der HT-WP im Vergleich zum SLK eine sehr hohe Wärmeausbeute pro zugeführter *MWh* Erdgas. Somit kommt es primär zu einer Verdrängung des SLK durch den zusätzlichen Einsatz der HT-WP. Dies erfolgt in den BAU Szenarien nicht, da die Abgabenlast auf Eigennutzung der elektrischen Energie zu hoch ist und außerdem der KWK-Bonus für 1.500 Volllaststunden ausschließlich bei Einspeisung ins NdaV ausgezahlt wird. Es kommt insgesamt aber auch in den P2H Szenarien nicht zu einer vollständigen Auslastung der HT-WP, da deren Einsatz immer abhängig von der Höhe des Spotmarktpreises ist.

Den stundengenauen Einsatzzeitreihen ist zu entnehmen, dass der Kurzzeitspeicher auch hier weiterhin zum kurzfristigen Puffern der vom BHKW bereitgestellten Wärme genutzt wird. Diese wird zum Decken des Bedarfs verwendet, wenn die Spotmarktpreise zu gering ausfallen und das BHKW nicht wirtschaftlich attraktiv ist. Dass die Notkühlung im Gegensatz zu den konventionellen Systemen nicht signifikant genutzt wird, ist darin begründet, dass die kleinere Dimensionierung des BHKW die direkte Deckung des Bedarfs auch in niedrigen Lastfällen im Sommer erlaubt.

Abschließend werden die Ergebnisse bei Hinzunahme von Solarthermie und STES im progressiven System untersucht. In Abbildung D.47 sind diese für die Konstellation A15 Q10 abgebildet.

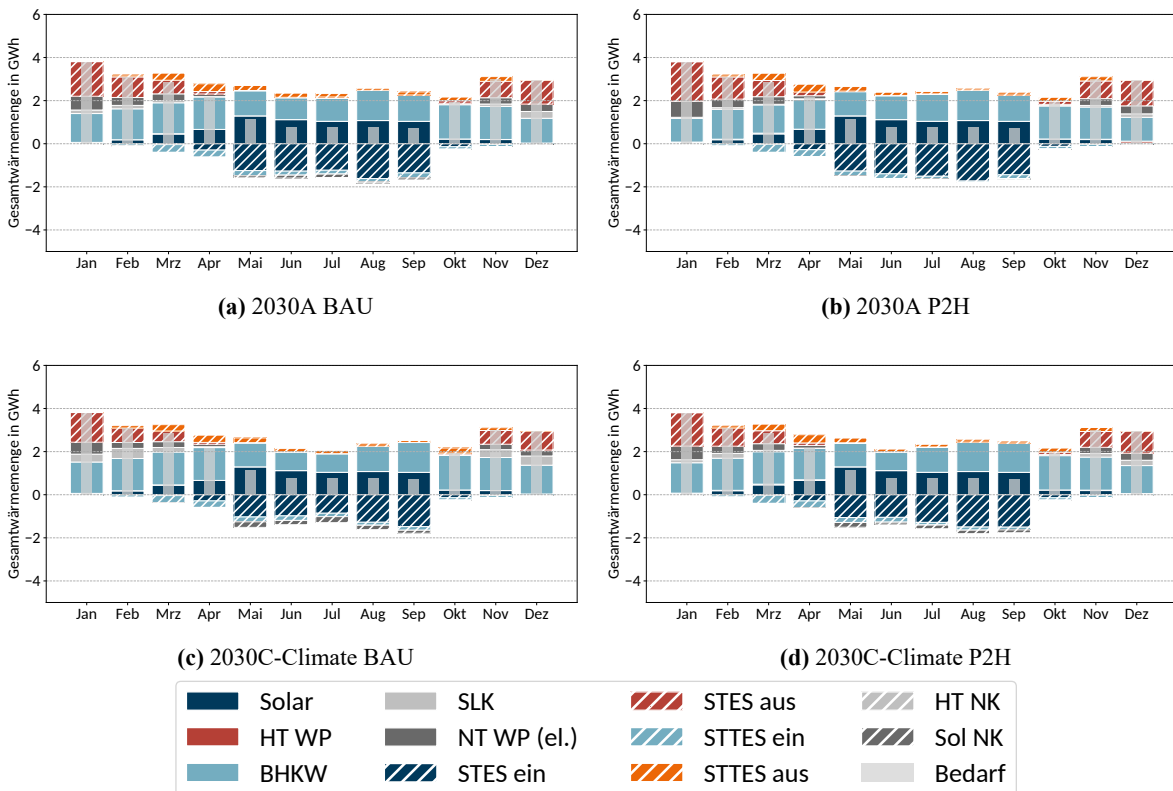


Abb. D.47: Monatliche Gesamtwärmemengen nach Versorgungsanlage der ländlichen progressiven Systeme in den 2030er Szenarien (A15 Q10)

Auf den ersten Blick fällt bei den Ergebnissen der Konstellation A15 Q10 in allen Szenarien auf, dass der STES sehr hohe Deckungsanteile aufweist. In allen Szenarien wird der SLK größtenteils verdrängt und in den P2H Szenarien wird die HT-WP nicht mehr in signifikanter Höhe eingesetzt. Im Gegensatz zu den bisher betrachteten Ergebnissen, wird in dieser Konstellation die solarthermisch bereitgestellte Wärme erstmalig größtenteils genutzt. Der kombinierte Einsatz der Solarthermie und des STES funktioniert wie angedacht. Die überschüssige solare Wärme des Sommers wird saisonal gespeichert und in den Wintermonaten bei höherem Wärmebedarf genutzt, um fossile Spitzenlastanlagen zu verdrängen. Der Kurzzeitspeicher wird auch weiterhin genutzt, jedoch ist die Nutzung ein wenig rückläufig, im Vergleich zur Baselinekonstellation. Der Einsatz des BHKW bleibt als dominierende Versorgungsanlage unverändert.

Wegen der kleineren Dimensionierung des BHKW ist besonders im Winterhalbjahr ein größerer Anteil des Wärmebedarfs durch die anderen Versorgungsanlagen zu decken. Je nachdem, welche Rahmenbedingungen herrschen, übernimmt dies in der Konstellation A15 Q10 der SLK oder die HT-WP. Der Vorteil der HT-WP gegenüber dem SLK ist der mittlere *COP* von 2,196. Die Bezugsenergiekosten können – unter Vernachlässigung der etwas höheren variablen Betriebskosten der HT-WP – bis zu diesem Faktor höher sein, bis der SLK profitabler wäre. Beide Technologien werden jedoch von der Wärme des STES unterboten, denn die dafür notwendige NT-WP besitzt im Mittel einen *COP* von 4,924. Deshalb ist es wirtschaftlich immer attraktiver, die NT-WP der HT-WP vorzuziehen. Des Weiteren müssten die Strombezugskosten über 4,924 mal so hoch sein, wie die für den Bezug von Gas, damit der SLK vorgezogen würde. Aufgrund der Abgabenlast und der Spotmarktpreise findet dies noch am häufigsten in dem Szenario 2030C-Climate BAU statt. Wie bereits erläutert, ist das Szenario 2030A P2H am förderlichsten für P2H Technologien, weshalb hier der höchste Deckungsanteil des STES vorzufinden ist. Die Entladung des STES durch die NT-WP erfolgt, genau wie zuvor in A0 Q0 der Einsatz der HT-WP, durch einen symbiotischen Einsatz mit dem BHKW. Sind die Spotmarktpreise zu gering, wird das BHKW ausgeschaltet und der Strom wird aus dem NdaV bezogen.

Insgesamt ist für die Konstellation A15 Q10 festzustellen, dass die Dimensionierung der Solarkollektorfläche und des STES sehr gut zueinander und zu dem bestehenden System passen. Die Solarwärme wird größtenteils zur Speicherbeladung genutzt und der STES verdrängt maximal viel Wärme anderen Versorgungsanlagen. Eine größere Dimensionierung des STES sorgt nicht für eine weitere Verdrängung anderer Versorgungsanlagen und eine größere Kollektorfläche würde nur in mehr verworfener Solarthermie resultieren, wie in den Abbildungen der Deckungsanteil nach Versorgungsanlagen im Anhang C zu entnehmen ist.

Auch in den ausgewählten Zukunftsszenarien ist die Integration von Solarthermie und STES aus betriebswirtschaftlicher Sicht nicht die bestmögliche Investition, da weiterhin das Status-Quo System die höchste Kapitalrendite aufweist. Das liegt darin begründet, dass trotz der veränderten Rahmenbedingungen wei-

D Ausführliche Analyse

terhin das BHKW die profitabelste Versorgungstechnologie ist. Die gestiegenen Brennstoff- und CO_2 -Preise werden beim BHKW durch die ebenfalls gestiegenen Stromerlöse kompensiert, selbst ohne einen KWK-Bonus in den P2H Szenarien. Allgemein ist dessen Einfluss auf die Einsatzoptimierung in den Zukunftsszenarien als gering einzuschätzen. Da der SLK ausschließlich zur Wärmebereitstellung eingesetzt werden kann, kann dieser nicht von den höheren Stromerlösen profitieren und sinkt deshalb in seiner wirtschaftlichen Attraktivität. Erst dadurch und mit begünstigten Rahmenbedingungen im P2H-Szenario werden die HT-WP und der EHK überhaupt eingesetzt. Ansonsten sind diese progressiveren Versorgungstechnologien in der Untersuchung nicht mit den fossil befeuerten Versorgungsanlagen konkurrenzfähig. Da das BHKW in den progressiven Systemen nur etwa halb so groß dimensioniert ist, wie in den konventionellen, sind diese deutlich stärker durch die Pönalisierung des Einsatzes fossiler Brennstoffe betroffen. Dies trifft wegen des hohen CO_2 -Preises besonders auf die Szenarien 2030C-Climate zu, weshalb dort die Diskrepanz der ökonomischen Bewertungskennzahlen zwischen konventionellen und progressiven Systemen so groß ist. Die Integration von Solarthermie und STES funktioniert indes in den progressiven Systemen besser, jedoch konnte dies ausschließlich im Szenario 2030A P2H auch wirtschaftlich besser als die konventionellen Pendanten abschneiden. Dies ist der hohen Zutraglichkeit dieses Szenarios gegenüber P2H-Technologien zuzuschreiben. Insgesamt sind die Spotmarkterlöse des BHKW der zentrale Faktor für die Profitabilität. Systeme und Rahmenbedingungen, die dem zuträglich sind, erzielen auch die höchsten Kapitalwerte und niedrigsten Wärmegehaltungskosten.

Darauf aufbauend werden die im Betrieb erzielten Erlöse und entstandenen Kosten betrachtet. Zunächst werden diese für die A0 Q0 (ausgefüllte Balken) und A15 Q10 Konstellationen (schraffierte Balken) für die konventionellen Systeme in Abbildung D.48 dargestellt.

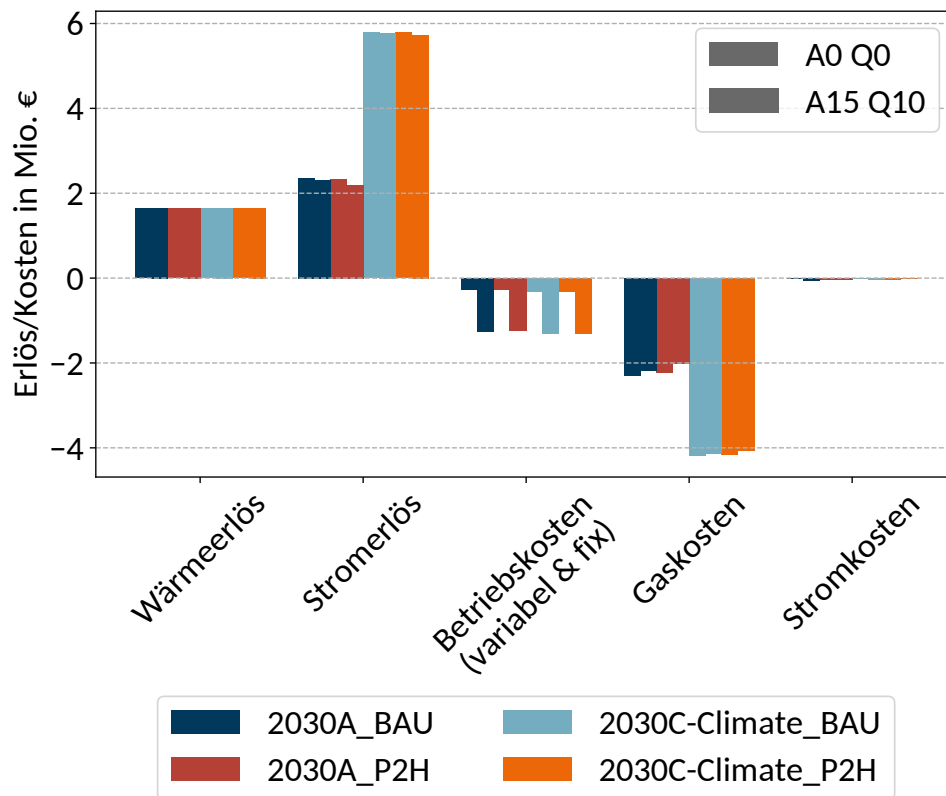


Abb. D.48: Erlöse und Kosten der Konstellationen A0 Q0 und A15 Q10 des ländlichen konventionellen Wärmeversorgungssystem in den 2030er Szenarien

Aufgrund der gleichbleibenden Versorgungsaufgabe erzielen alle Systeme den selben Wärmeerlös. Die Erlösen am Spotmarkt der 2030A Szenarien unterscheiden sich deutlich gegenüber denen der 2030C-Climite Szenarien. Diese Differenz ist durch die unterschiedlichen Strompreiszeitreihen zu erklären. Zwischen den einzelnen A0 Q0 und A15 Q10 Konstellationen sind allerdings nur geringe Unterschiede bei den Stromerlösen zu erkennen. Dies ist durch eine kombinierte Nutzung des BHKW und der NT-WP zur Nutzung der solaren Wärme bzw. zum Entladen des Speichers bei geringeren Strompreisen begründet, erneut ebenfalls durch die geringen Stromkosten belegbar. Die variablen und fixen Betriebskosten weisen kaum Unterschiede zwischen den einzelnen Szenarien auf, wogegen eine deutliche Diskrepanz zwischen den jeweiligen Konstellationen mit und ohne Solarintegration zu erkennen ist. Die Integration der Solarthermie und des Speichers sorgt etwa für eine Verfünfachung der Betriebskosten. Wie bei den Stromerlösen, sind die unterschiedlich hohen Gaskosten zwischen den verschiedenen Szenarien durch die unterschiedlichen Rahmenbedingungen der Szenarien und die unterschiedliche Nutzung des BHKW zu begründen. Da die dargestellten Kosten geringer sind als die aufgeführten Erlöse, ist dies der entscheidende Grund für den zuvor dargestellten Einnahmenüberschuss. Eine signifikante Veränderung durch die

D Ausführliche Analyse

Integration von Solarthermie und STES innerhalb einer Topologie ist nicht zu erkennen. Die hohen Betriebskosten sind folglich als maßgeblich für die Verminderung des Einnahmeüberschusses auszumachen.

In Abbildung D.49 werden nun die Erlöse und Kosten der ländlichen progressiven Wärmeversorgungssysteme dargestellt. Wie bei den konventionellen Systemen werden die A0 Q0 (ausgefüllte Balken) und A15 Q10 Konstellationen (schraffierte Balken) betrachtet.

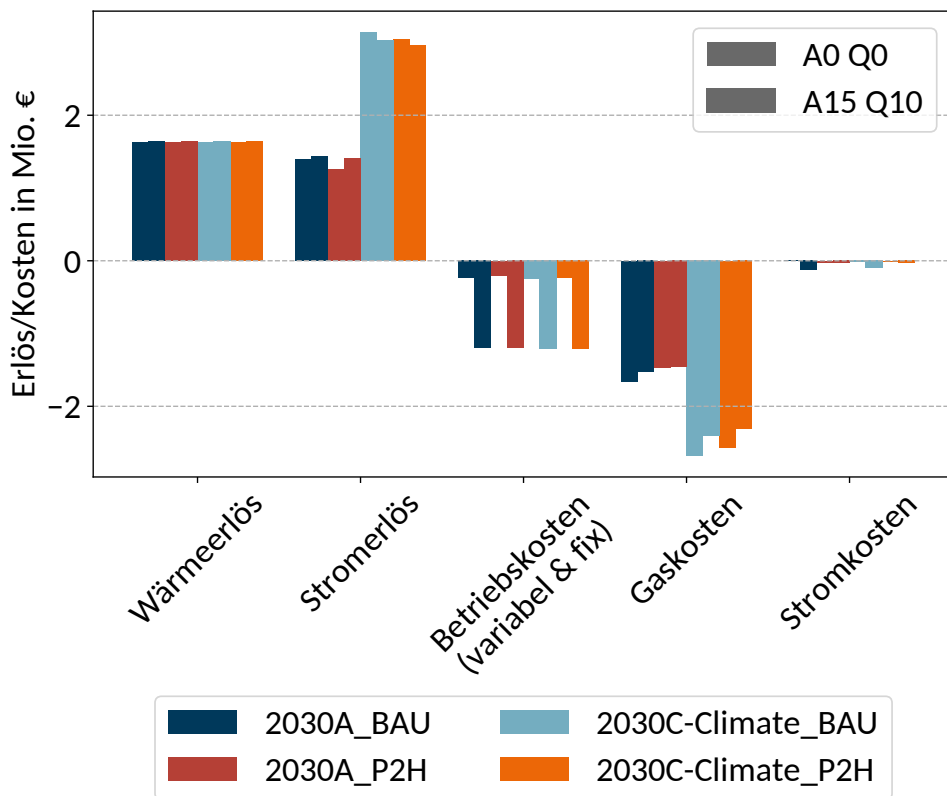


Abb. D.49: Erlöse und Kosten der Konstellationen A0 Q0 und A15 Q10 des ländlichen progressiven Wärmeversorgungssystem in den 2030er Szenarien

Die Erlöse und Kosten der progressiven Systeme ähneln denen der konventionellen Systeme qualitativ stark. Erneut bleiben die Wärmeerlöse konstant. Aufgrund der unterschiedlichen Dimensionierung zu den konventionellen Systemen – insbesondere die des BHKW – ist allerdings zu erkennen, dass sowohl die Stromerlöse als auch die Betriebs- und Gaskosten jeweils geringer ausfallen. Da sich das Verhältnis dieser im Vergleich der Topologien zu den Kosten verschiebt, ergeben sich insgesamt geringere Einnahmeüberschüsse.

Die Emissionsfaktoren des Strommixes sind im Vergleich zum historischen Szenario in den Zukunftsszenarien, wegen des höheren Anteils an erneuerbaren Energien, gesunken. Das bedeutet für die Emissionskalkulation, dass elektrisch betriebene Versorger einen geringeren CO_2 -Ausstoß hervorrufen. Darüber

hinaus erhält das Versorgungssystem aber auch geringere Gutschriften für das Bereitstellen von elektrischer Energie im NdaV. Diese beiden Effekte fallen jeweils im 2030C-Climate höher aus, da dort geringere Emissionsfaktoren des Gesamtmixes vorliegen. Da das BHKW die zentrale Versorgungsanlage für die wirtschaftliche Optimierung ist, sind dessen Emissionen auch von hoher Bedeutung für die ökologische Bewertung der betrachteten Systeme. Die Verdrängung des Strommixes ist insbesondere im 2030C-Climate nicht länger positiv, sondern sorgt im Gegenteil zu einer weiteren Belastung, da Strom niedrigerer spezifischer Emissionen verdrängt wird. Mit zunehmender Solarfeldgröße ist die Abnahme der Gesamtemissionen hauptsächlich auf die Verdrängung des SLK zurückzuführen. Aus dem selben Grund erfolgt dies auch in der Regel bei Hinzunahme eines STES – unabhängig von dessen Dimensionierung. Die Ausnahmen bilden die Konstellationen A0 Q0 und A5 Q0 in den progressiven Systemen, da dort aufgrund der kleineren Dimensionierung des BHKW bei der Speicherbeladung durch diesen noch nicht zu einer nennenswerten Speicherentladung in den Wintermonaten kommt. Somit findet trotz erhöhtem Einsatz des BHKW keine signifikante Verdrängung des SLK und dessen Emissionen statt. Insgesamt ist die Höhe der Emissionen maßgeblich von der Dimensionierung der Kollektorfläche und des STES abhängig und wie gut die Dimensionierungen zusammenwirken. Ab einer gewissen Solarfeld- und Speichergröße werden die Emissionen jedoch nicht weiter reduziert, da das BHKW aufgrund der ökonomischen Vorzüge nicht verdrängt wird und somit die anfallende Solarwärme weggekühlt würde.

D.3 BEW Förderung

Die nachfolgende Analyse der Implementation der in der BEW-Richtlinie beschriebenen Fördermechanismen (vgl. Kapitel 5.3) wird sich auf ländliche Systeme beschränken, da aufgrund der hohen Dimensionierung der Solarthermieanlage in Relation zur Wärmelast größere Effekte zu erwarten sind. Des Weiteren wird lediglich die progressive Topologie betrachtet, da diese Systeme eine HT-Wärmepumpe beinhalten. Erneut wird der Vergleich zwischen dem Versorgungssystem ohne Solarthermie und STES und der Konstellation A15 Q10 herangezogen, um die Vergleichbarkeit zur vorherigen Untersuchungen zu gewährleisten. In der Förderrichtlinie ist die Solarthermie als Wärmequelle für Wärmepumpen nicht explizit als förderfähig genannt. Obwohl eine Förderung dieser im Sinne der Richtlinie sein müsste, ist die Frage der Betriebsförderfähigkeit der NT-WP nicht eindeutig zu klären. Um in jedem Fall aussagekräftige Ergebnisse zu erzielen, wird die Konstellation A15 Q10 jeweils mit und ohne Betriebsförderung dieser simuliert. Die Investitionskostenförderung der NT-WP wird jedoch als unstrittig angenommen, da dafür geringere Einschränkungen gelten.

Um den Einfluss der Betriebsförderungen beurteilen zu können, werden erneut monatliche Gesamtwärmemengen nach Versorgungsanlagen für die Analyse herangezogen. Zunächst wird das Status-Quo System betrachtet, welches unter ansonsten dem historischen Szenario entsprechenden Rahmenbedingungen in Abbildung D.50 dargestellt ist.

D Ausführliche Analyse

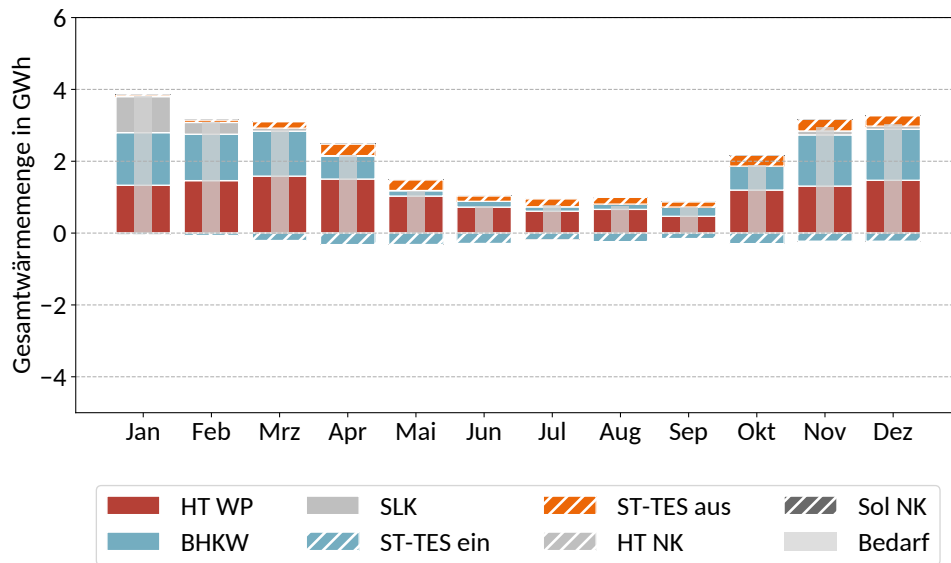


Abb. D.50: Monatliche Gesamtwärmemengen nach Versorgungsanlage des ländlichen progressiven A0 Q0 Systems im historischen Szenario mit BEW Förderung

Die Ergebnisse der Einsatzoptimierung mit der BEW-Förderung zeigen, insbesondere im Vergleich zum System ohne Förderung (vgl. Abbildung D.33), erstmalig die HT-WP als Primärversorger, wie es in der Systemdefinition angedacht war. Folglich wird erstmalig im Sommer die KWK-Anlage beinahe vollständig verdrängt. Im Winterhalbjahr kommt es fast zu einer vollständigen Auslastung der HT-WP, bis das BHKW hinzugezogen wird. Dieses wird aber wegen der in den vorangegangenen Kapiteln erläuterten hohen Profitabilität dem SLK vorgezogen, weshalb dieser fast vollständig verdrängt wird. Der SLK kommt nur noch in den Monaten mit größter Wärmelast zum Einsatz und deckt dort auftretenden Spitzenlasten. Im Januar weist er die höchsten Deckungsanteile auf, da in diesem Monat zum einen die höchste Last zu decken ist und zum anderen für eine längere Periode hohe Strompreise auftreten (vgl. Abbildung 5.2) und daraus folgend die HT-WP weniger eingesetzt wird. Insbesondere im Sommer, aber auch allgemein in der zweiten Jahreshälfte wird dieser zum kurzfristigen Puffern verwendet. Dieser Einsatz korreliert mit den Strompreisen (vgl. Abbildung 5.2) und ist folglich darauf zurückzuführen, dass die Einsätze der HT-WP und des BHKW optimiert werden.

Als nächstes wird die Konstellation A15 Q10 sowohl ohne, als auch mit Betriebsförderung für die zur Einbindung der Solarthermie und des STES eingesetzten Niedertemperaturwärmepumpe, betrachtet. Die Ergebnisse deren Einsatzoptimierung werden ebenfalls anhand der monatlichen Gesamtwärmemengen erläutert. Abbildung D.51 zeigt diese für das System A15 Q10 ohne eine Betriebsförderung für die NT-WP.

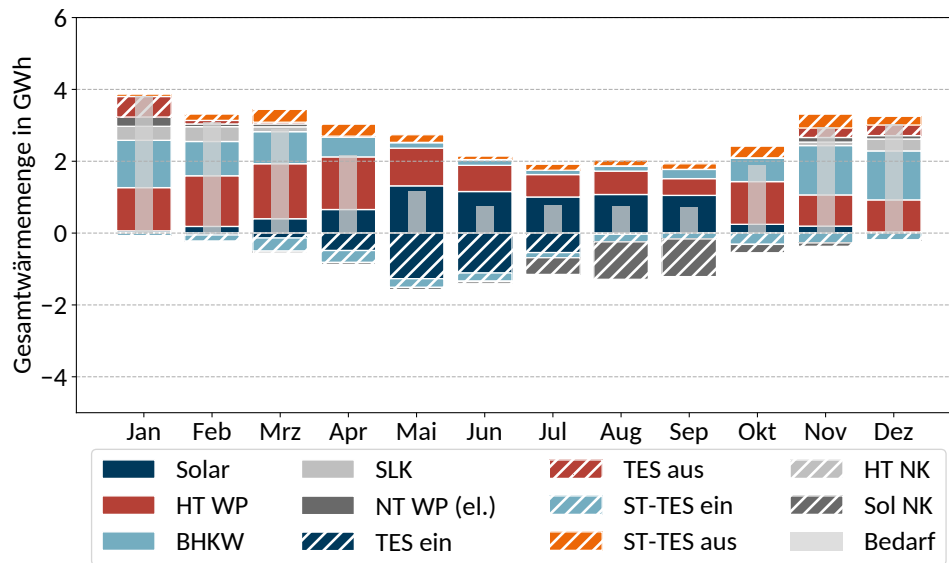


Abb. D.51: Monatliche Gesamtwärmemengen nach Versorgungsanlage des ländlichen progressiven A15 Q10 Systems im historischen Szenario mit BEW Förderung (NT-WP-Betrieb nicht gefördert)

Auch in dieser Konstellation und ohne eine Betriebsförderung der NT-WP ändert sich der Einsatz der Versorgungsanlagen im Vergleich zum System ohne Förderung (vgl. Abbildung D.34) deutlich. Wie bereits im Status-Quo System wird die HT-WP als Primärversorger eingesetzt und verdrängt BHKW und SLK. Außerdem bleibt der Betrieb des Kurzzeitspeichers ähnlich hoch. Jedoch fällt im Vergleich mit dem System ohne Förderung auf, dass es zu einer Verschiebung des Einsatzes des STES kommt. Dieser erhöht sich von November bis Januar bei gleichzeitiger Reduzierung im Februar und März. Außerdem bleibt weiterhin ein großer Teil der solarthermisch bereitgestellten Wärme ungenutzt. Dies erfolgt aber nicht gleichmäßig über die gesamte solare Nutzungsperiode, wie es im System ohne Förderung der Fall ist. Es wird stattdessen zunächst die gesamte solarthermische Wärme im saisonalen Speicher eingespeichert und im Verlauf des Sommers zu immer größeren Teilen verworfen. Ab August wird sie dann gar nicht mehr genutzt. Da der Wärmebedarf im Sommer weiterhin durch andere Versorgungstechnologien gedeckt wird und es nicht zu einer ausgeprägten Nutzung des STES kommt, wird die Solarthermie weitestgehend zur Deckung der Speicherverluste verwendet. Ist es der Optimierung förderlich, die Gesamtspeicherverluste zu minimieren, wird die Speicherbeladung über das Jahr gering gehalten und möglichst spät zurück zum Ausgangsfüllstand gebracht. Hier passiert aber das Gegenteil, da es aufgrund des Bonus auf die genutzte Solarthermie im Sinne der Optimierung ist, möglichst viel davon zu verwenden. Da der tatsächliche Einsatz zur Wärmelastdeckung aufgrund der hohen Kosten bei Nutzung der NT-WP aber nicht konkurrenzfähig mit den anderen Versorgungsanlagen ist, werden damit lediglich die Verluste des STES gedeckt. Je früher der Speicher dabei beladen wird, desto höher sind die Gesamtspeicherverluste und desto mehr

D Ausführliche Analyse

solarthermische Wärme wird eingebunden und vergütet. Eine tatsächliche Integration der Solarthermie in die Versorgungsaufgabe erfolgt also trotz Betriebsförderung nicht.

Zum Abschluss der Analyse des Betriebs der BEW-geförderten Wärmeversorgungssysteme wird die Konstellation A15 Q10 erneut herangezogen, jedoch nun mit einer Betriebsförderung für die NT-WP. Abbildung D.52 zeigt die Ergebnisse der Einsatzoptimierung dieses Systems.

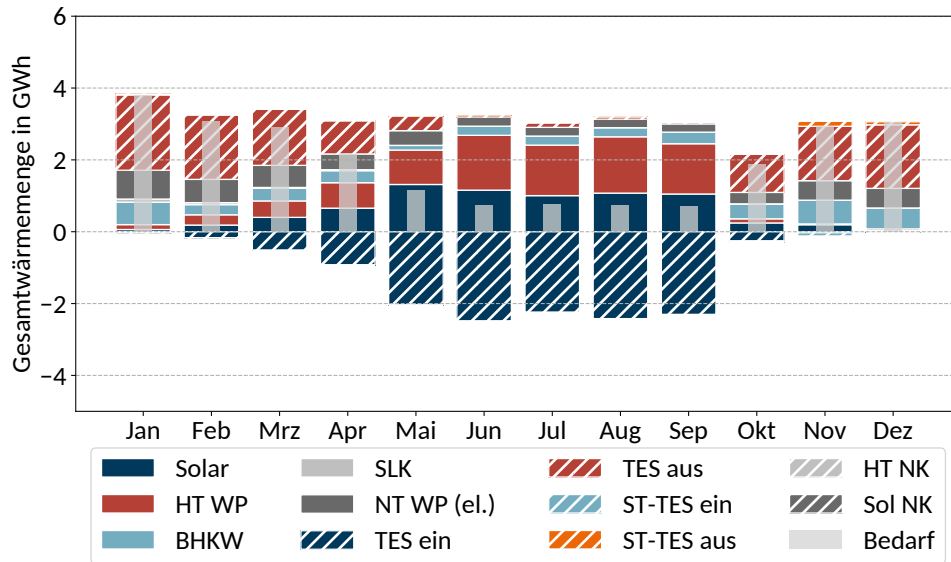


Abb. D.52: Monatliche Gesamtwärmemengen nach Versorgungsanlage des ländlichen progressiven A15 Q10 Systems im historischen Szenario mit BEW Förderung (NT-WP-Betrieb gefördert)

Die Ergebnisse mit der Betriebsförderung für die NT-WP unterscheiden sich stark von den zuletzt betrachteten. Der STES wird gegenüber den bisher gezeigten Ergebnissen so häufig wie nie zuvor verwendet. Dieser wird saisonal genutzt, mit der Speicherbeladung im Sommerhalbjahr und der Entladung über die Heizperiode, mit einer leichten Überschneidung in den Grenzmonaten. Entsprechend der hohen Speichernutzung wird die solarthermisch bereitgestellte Wärme nicht länger notgekühlt. Im Sommer ist eine ausgeprägte Nutzung der HT-WP, welche vereinzelt durch das BHKW unterstützt wird, zu erkennen. Im Winter verdrängt der STES in Kombination mit der NT-WP fast vollständig den SLK und die HT-WP und in Teilen auch das BHKW. Dort bleiben der KWK-Anlage jedoch in Relation zum restlichen Jahr die größten Deckungsanteile. Dass der STES so stark genutzt wird, ist erneut im hohen *COP* der NT-WP begründet. Denn bei gleichen variablen Betriebskosten und trotz geringerer Förderung durch die BEW fallen bei der NT-WP deutlich niedrigere Primärenergiekosten an, als bei der HT-WP. Die vorgelagerten Kosten der Solarthermie und des STES sind ebenfalls äußerst gering, insbesondere mit der Betriebsförderung der Solarthermie. Da der STES jedoch in großen Teilen durch die HT-WP beladen wird, weist diese im Sommer negative Wärmebereitstellungskosten auf, da ansonsten eine direkte Deckung der Wär-

melast in der Heizperiode durch die HT-WP günstiger wäre, als über den Weg der Zwischenspeicherung und die NT-WP zu gehen. Da sich nach der Richtlinie zur BEW Förderung jedoch lediglich maximal 90% der Stromkosten und die tatsächlich anfallenden Betriebskosten fördern lassen, ist an dieser Stelle eine vermutlich zu positive Implementation der Fördermechanismen zu vermerken.

Zusammenfassend ist festzustellen, dass die im Rahmen dieser Untersuchung gewählte Implementation der BEW-Förderung den Betrieb von P2H-Anlagen wirtschaftlich attraktiv macht. Zur umfänglichen Integration von Solarthermie und STES ist jedoch auch die Förderung des Betriebs der NT-WP nötig. Inwiefern dies die Wirtschaftlichkeit der untersuchten Systeme beeinflusst, wird anhand der Gegenüberstellung der erzielten Kapitalwerte dieser bewertet. Diese sind in Abbildung D.53 dargestellt.

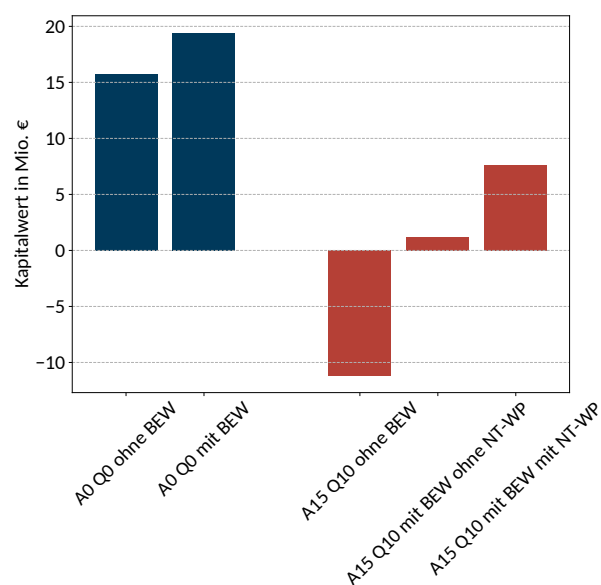


Abb. D.53: Gegenüberstellung der Kapitalwerte der ausgewählten Systeme zur Beurteilung der BEW-Förderung

Zunächst ist festzustellen, dass die Kapitalwerte aufgrund der Betriebskosten-, aber insbesondere auch wegen der Investitionsförderung innerhalb einer Konstellation ansteigen. So ist das System A15 Q10 unter historischen Rahmenbedingungen und ohne BEW Förderung massiv unwirtschaftlich. Bei Nicht-Förderung der NT-WP erhöht sich der Kapitalwert des Systems von -11,2 auf 1,24 Mio. €. Kommt nun auch noch die Betriebskostenförderung für die NT-WP hinzu, weist das System sogar einen deutlich positiven Kapitalwert von 7,60 Mio. € auf. Analog dazu ergibt sich auch für die Status-Quo Konstellation ein Anstieg des Kapitalwerts bei Hinzunahme der Fördermechanismen von 15,7 auf 19,4 Mio. €. Insgesamt ist jedoch weiterhin festzustellen, dass das System mit Integration von Solarthermie und STES trotz der BEW-Förderung einen geringeren Kapitalwert erzielt, als ohne diese Versorgungsanlagen. Selbst bei 40% Förderung der Investitionskosten fallen diese zu schwer ins Gewicht, um durch die erhöhte Wirtschaftlich-

D Ausführliche Analyse

keit im Betrieb kompensiert zu werden. Wie bereits im vorangegangenen Kapitel erläutert, übersteigen die hohen Investitionskosten der Solarthermie und des STES, aber auch insbesondere der NT-WP die positiven Effekte, die sie im Betrieb erzielen. Dennoch steigert die Förderung die Wirtschaftlichkeit dieser Systeme erheblich. Handelt es sich nicht um die Hinzunahme in ein bestehendes Versorgungssystem, sondern als Option zur Deckung einer zusätzlichen Wärmelast, wird es für Betreiber deutlich attraktiver in ein progressives Wärmenetz zu investieren. Ist aber der Ausbau von Solarthermie und saisonalen Wärmespeicher gewollt, so müssen diese auch explizit als förderfähige Wärmequellen aufgenommen werden, wie diese Untersuchung identifiziert hat.



Zentrum für nachhaltige Energiesysteme Hochschule / Europa-Universität Flensburg

Kanzleistraße 91-93

24943 Flensburg

Internet: www.znes-flensburg.de

In Kooperation mit Stadtwerke Flensburg GmbH, Flensburg

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

Flensburg, Mai 2022

Forschungsergebnisse

ISSN: 2196-7164