

Bericht zum Forschungsprojekt SubWW2

Revision der Wärmenetzkonzepte

Zuwendungsempfänger:	Förderkennzeichen:
Technische Universität Berlin – Institut für Energietechnik – Hermann-Rietschel-Institut (HRI)	03EN3062A
Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW)	03EN3062B
Umweltzentrum Stuhr-Weyhe e.V. (UZSW)	03EN3062C

Vorhabenbezeichnung:	Verbundvorhaben: EnEff:Stadt: SubWW2 – Innovationswärmeleiter für Wärmeenergiequellen in Agglomerationsgürtel am Beispiel von Konversionsprozessen des Bestandsquartieres „Ortskern Leeste“: Phase 2 Umsetzung
----------------------	--

Laufzeit des Vorhabens:	01.08.2022 bis 31.07.2025
-------------------------	---------------------------

Berichtszeitraum:	01.01.2023 bis 30.09.2023
-------------------	---------------------------

Dieses Werk ist lizenziert unter einer Creative Commons Attribution-ShareAlike 4.0 International License (CC BY-SA 4.0), <https://creativecommons.org/licenses/by-sa/4.0/>

Verfügbar über das institutionelle Repository der Technischen Universität Berlin: <https://doi.org/10.14279/depositonce-20626>

Inhaltsverzeichnis

Bericht zur Revision – Jahr 2023..... **Error! Bookmark not defined.**

1 Einleitung 3

2 Randbedingungen..... 3

 2.1 Verfügbare Energiepotentiale und Wärmeerzeuger 3

 2.2 Wärmebedarf 5

 2.3 Förderbedingungen 6

 2.4 Szenarien 7

3 Betrachtung aus Energieerzeugersicht..... 8

 3.1 Ergebnisse 8

 3.1.1 Vergleich Szenario a und b (Einfluss Substitution BM): 8

 3.1.2 Vergleich Szenario a und c (Einfluss Substitution fossile BWK und BHKW):..... 8

 3.1.3 Vergleich Szenario a und d (Einfluss Substitution BM und fossile BWK und BHKW):..... 11

 3.1.4 Vergleich Szenario a und e (Einfluss Substitution BM und BWK und Nutzung möglichst effizienter Technologien): 11

 3.2 Änderungen zu SubWW1 11

4 Betrachtung aus Verbraucher*innensicht 12

 4.1 Änderungen zu SubWW1 12

 4.2 Ergebnisse 13

5 Zusammenfassung und Empfehlung..... 17

1 Einleitung

Im Projekt SubWW1 (Förderphase 1) wurden zwei wesentliche Wärmenetzkonzepte für den Ortskern Leeste erstellt. Das präferierte Konzept basiert auf der ausgelaufenen Wärmenetz 4.0 Förderung, die Rückfalloption auf einem starren CO₂-Reduktionsziel von 80 %. Seit dem Ende von SubWW1 hat sich zum einen die politische Förderlandschaft verändert, zum anderen sind sowohl Energie- als auch Baukosten mitunter stark angestiegen, die Datengrundlage ist angewachsen, aber auch politische Diskussionsaspekte sind aufgekommen, die im Rahmen eines Revisionsprozesses berücksichtigt werden sollten. Zusätzlich wurden seit Beginn der zweiten Projektphase die verwendeten Optimierungstools weiterentwickelt und zusätzliche Aspekte, wie beispielsweise lokale Wetterdaten oder die finale Abbildung der Betriebskostenförderung für den Einsatz von Wärmepumpen in den netzgebundenen Szenarien, berücksichtigt. Startpunkt in die zweite Förderphase (SubWW2) des Projektes ist daher sinnvollerweise die Vorstellung/Revision aktualisierter Wärmenetzkonzepte für die konkrete Umsetzung. Diese ist im Nachfolgendem dokumentiert.

2 Randbedingungen

2.1 Verfügbare Energiepotentiale und Wärmeerzeuger

Die verfügbaren lokalen Energiepotentiale haben sich im Vergleich zur ersten Förderphase nicht grundlegend verändert und sind in Tabelle 1 zusammengefasst. Aufgrund neuer Erkenntnisse wurden die Potenziale allerdings zum Teil stärker eingegrenzt als in SubWW1.

Tabelle 1: Übersicht der erneuerbaren Energiepotentiale

Potential	Anmerkungen/ Beschränkungen
Biomasse (BMK)	Lokales Potential des Grünschnitts: 5,3 GWh/a. Eine ortsnahe Bereitstellung der Energiezentrale mit Anlagen für die Aufbereitung und Lagerung der Hackschnitzel ist notwendig. Hierfür wurden 2 km zusätzliche Leitung einkalkuliert.
Biogas	Distanz zur nächsten Biogasanlage zu hoch. Sinnvollere Nutzung für lokales Quartier. Daher ausgeschlossen.
Abwasser	Konkretisierung durch Rücksprache mit Hersteller und lokalen Wasserbetrieben. Ergebnis: Wärmepumpe aufgrund der räumlichen Begrenzung des Wärmeübertragers limitiert auf 160 kW thermisch. Entnehmbares Wärmepotential 1,5 GWh/a.
Oberflächennahe Geothermie: Erdkollektor	Freie Potentialfläche (Sportplatz): 250 kW thermisch.
Oberflächennahe Geothermie: Erdsonde	Freie Potentialfläche (Sportplatz): 2685 kW thermisch. Limitierung der Entzugsleistung durch Regenerationszeiten auf max. 1800 Vbh.
Luft-Wärmepumpe	Außentemperaturabhängiger COP, Großwärmepumpen für ein Wärmenetz werden in ihren spezifischen Kosten teurer als handelsübliche Luft-WP.
Solarthermie und Photovoltaik	Solarthermie-Potential wird nicht berücksichtigt, da die Nutzung für PV vorgehalten wird. PV wird nicht mit in die Berechnungen einbezogen, da die Vergleichbarkeit der verschiedenen Ausbaustufen sonst erschwert wird.

Die für die Simulation und Optimierung genutzten Wärmeerzeuger werden in Tabelle 2 zusammengefasst. In dieser sind zudem die Investitions- und Betriebskosten der Anlagen für unterschiedliche Leistungsklassen angegeben. Die Betriebskosten umfassen Kosten wie die

Instandhaltung und Wartung, Brennstoffkosten sind in diesen nicht enthalten. Im Zuge der Revision wurden alle Kostendaten einer umfassenden Aktualisierung und Neuerhebung (€₂₀₂₃) unterzogen.

Tabelle 2: Investitions- und Betriebskosten der berücksichtigten Energieerzeuger für die jeweilig installierte Leistungsgröße. Kosten in €₂₀₂₃ (netto). Eigene Berechnungen IÖW.

Energieerzeuger	Investitionskosten in €/kW	Jährliche Betriebskosten in €/kW
Biomassekessel (BMK)	500 kW: 633	500 kW: 48
	1000 kW: 533	1000 kW: 37
	2000 kW: 533	2000 kW: 37
Abwasser (WP-Abw)	100 kW: 3.435	100 kW: 44
	200 kW: 2.701	200 kW: 42
	500 kW: 2.257	500 kW: 41
	1000 kW: 2.086	1000 kW: 40
Erdkollektor (WP-EK)	10 kW: 1.903	10 kW: 40
	20 kW: 1.378	20 kW: 27
	50 kW: 1.018	50 kW: 18
	100 kW: 846	100 kW: 13
Erdsonde (WP-ES)	10 kW: 4.452	10 kW: 40
	20 kW: 3.924	20 kW: 27
	50 kW: 3.564	50 kW: 18
	100 kW: 3.392	100 kW: 13
	200 kW: 3.392	200 kW: 13
Luft-Wärmepumpe (WP-L)	10 kW: 1.591	10 kW: 40
	20 kW: 1.065	20 kW: 27
	50 kW: 706	50 kW: 18
	100 kW: 534	100 kW: 13
	200 kW: 534	200 kW: 13
	500 kW: 1.000	500 kW: 12
	1.000 kW: 1.000	1.000 kW: 12
2.000 kW: 1.000	2.000 kW: 12	
BHKW (Erdgas) ¹	10 kW: 3.614	10 kW: 2.891
	25 kW: 2.416	25 kW: 1931
	50 kW: 1.388	50 kW: 111
	100 kW: 1.237	100 kW: 99
	500 kW: 750	500 kW: 46
	1.000 kW: 590	1.000 kW: 49
Brennwertkessel (BWK Erdgas)	100 kW: 131	100 kW: 4
	1.000 kW: 72	1.000 kW: 2
Elektrodenkessel (Power-To-Heat, P2H)	100 kW: 256	100 kW: 8
	500 kW: 107	500 kW: 3

¹ Für das Bestands-BHKW auf dem Schulcampus werden keine Investitionskosten berücksichtigt.

In Tabelle 3 sind die für die Berechnungen genutzten Angaben zu den Energiekosten für den Netzbetreiber (netzgebundene Szenarien) und Haushaltskunden (dezentrale Szenarien) angegeben. Bei diesen ergaben sich im Vergleich zu SubWW1 zum Teil sehr starke Veränderungen, welche insbesondere auf den Krieg gegen die Ukraine zurückzuführen sind. Insbesondere die Kosten für fossile Energieträger, aber auch Strom und Biomasse (Haushaltspreis) sind stark angestiegen. Die Kosten für die lokale Biomasse im netzgebundenen Szenario sind dagegen im Vergleich zu SubWW1 zurückgegangen und sind auch im Vergleich zu sonstigen Marktpreisen als niedrig anzusehen. Der Preis ergibt sich aus Gesprächen mit den lokalen Unternehmen vor Ort und konnte gegenüber der ersten Förderphase weiter konkretisiert werden. Müsste die Biomasse am Markt bezogen werden, würde sich der Preis auf 0,0316 €/kWh nahezu verdoppeln, was mitunter starken Einfluss auf die Wärmegestehungskosten (WGK) haben kann. Neben den Energiekosten können der Tabelle die CO₂-Emissionen der Energieträger entnommen werden. Für die Berechnungen der CO₂-Emissionen der Wärmepumpen wurde dabei der aktuelle bundesweite deutsche Strommix genutzt. Hierbei bleibt anzumerken, dass der Kreis Diepholz ca. 109 %² des lokalen Stromverbrauchs aus erneuerbaren Quellen selbst erzeugt (überwiegend Wind).

Tabelle 3: Spezifischen Energieträgerpreise und CO₂-Emissionen
 Kosten in €₂₀₂₃ (netto). Eigene Berechnungen IÖW & HRI.

Energieträger	Preis (Netzbetreiber) in €/kWh	Preis (Haushalte) in ct/kWh	CO ₂ -Emissionen in g/kWh
Biomasse	1,65	7,98	26
WP-Strom ³	23,03	25,04	340
P2H-Strom ⁴	12,57	P2H für Haushalte nicht relevant	340
Erdgas	6,92	12,45	240

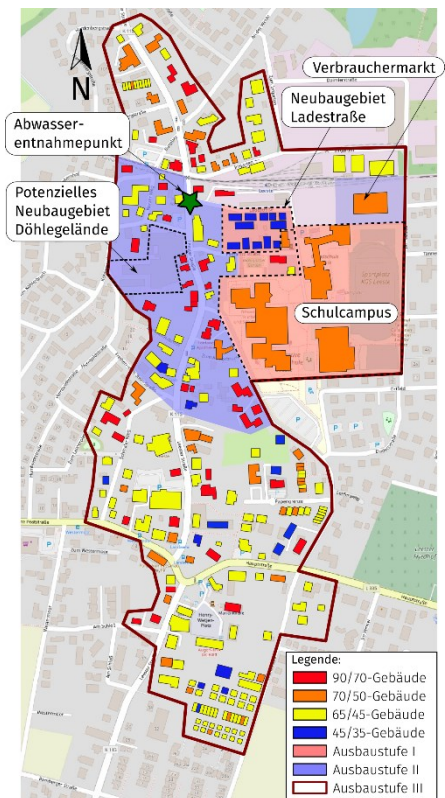
2.2 Wärmebedarf

Das ausgewählte Untersuchungsgebiet, der Ortskern Leeste, ist ein städtebauliches Sanierungsgebiet. Es ist ein typisches Mischgebiet, bestehend aus Wohn- und Nichtwohngebäuden mit Neu- und Bestandsbebauung (vergleiche Abbildung 1). Der Ortskern wurde in drei mögliche Ausbaustufen (ABS) für das Wärmenetz untergliedert. Die Methodik zur Bestimmung des Wärmebedarfs für die verschiedenen Ausbaustufen ist äquivalent zu SubWW1 und kann im Abschlussbericht eingesehen werden. Das Wetterdatenprofil wurde auf die Region Diepholz aktualisiert und ein aktuelles Lastprofil erstellt. Zusätzlich werden die Wärmeverluste des Netzes nun anders als in SubWW1 direkt in den Wärmebedarfen berücksichtigt. Diese steigen mit der Ausbaustufe prozentual von 2,3 auf 5,9 % des Gesamtwärmebedarfs an. Die üblichen Annahmen zum Wärmebedarf sowie die Netzinfrastruktur (insbesondere Nenndurchmesser) sind äquivalent zu SubWW1.

² <http://www.energymap.info/energieregionen/DE/105/116/175/360.html> (Abruf: 28.09.2023)

³ Bei Haushalten wurde ein reduzierter Wärmepumpen-Tarif angenommen. Für Netzbetreiber wurde der reguläre Strompreis für Großabnehmer angenommen. Dieser wird durch die Betriebskostenförderung der BEW in den ersten 10 Jahren allerdings deutlich abgesenkt (abhängig vom COP bis zu 90 % der Stromkosten in diesem Zeitraum).

⁴ Annahme: PtH-Betrieb nur, wenn Strompreis gleich null. Berücksichtigung von Umlagen und Abgaben.



Ausbaustufe	I	II	III
Wärmebedarf Raumwärme in GWh/a	3,59	5,07	12,82
Wärmebedarf Warmwasser in GWh/a	0,12	0,21	1,50
Wärmeverlust Wärmenetz in GWh/a ⁵	0,09	0,22	0,90
Wärmebedarf gesamt in GWh/a	3,80	5,49	15,22

Abbildung 1: Übersicht über das Untersuchungsgebiet, die notwendigen Vor- und Rücklauftemperaturen der Gebäude und die drei gewählten Ausbaustufen (links); Übersicht über den aktualisierten Wärmebedarf (rechts), eigene Darstellung HRI.

2.3 Förderbedingungen

In Bezug auf die Förderbedingungen wurde die neue und abschließend beschlossene Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW) in der Modellierung berücksichtigt. Diese sieht vor, dass bei Neuerrichtung eines Wärmenetzes mindestens 75 Prozent der Wärme aus erneuerbaren Energien erzeugt wird. Da eine Förderung des geplanten Vorhabens über die BEW zur Wahrung sozialverträglicher und wirtschaftlicher Wärmegestehungskosten (WGK) erstrebenswert erscheint, wurden die Förderbedingungen in den untersuchten Szenarien als Randbedingung eingepflegt. Zudem wurde die Aktualisierung der Betriebskostenförderung (welche in SubWW1 nur als Entwurf vorlag) implementiert. Die Tatsache, dass in der BEW eine Förderung der Investitionskosten nicht wie bisher pauschal (mit 40 % der Investitionskosten), sondern nur bis zu einer zu definierenden Wirtschaftlichkeitslücke erfolgt, konnte in den Berechnungen nicht umgesetzt wurde, da die Methodik zur Bestimmung der Wirtschaftlichkeitslücke in der Praxis nicht bekannt ist. Neben der BEW wurden die Vergütungen der untersuchten BHKWs bei lokaler Nutzung des erzeugten Stroms sowie bei Netzeinspeisung, sowie die maximalen Volllaststunden entsprechend aktueller Regularien angepasst.

Für die Berechnung der dezentralen Versorgungsszenarien wurden die aktuell gültigen Fördersätze der Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG – Stand September 2023) zugrunde gelegt. Die geplanten Änderungen der BEG im Jahr 2024, insbesondere der geplante Einkommensbonus könnten

⁵ Prozentsätze der Wärmeverluste gemäß den Simulationsergebnissen des Netzwerks in SubWW1.

die Ergebnisse für das dezentral optimierte Szenario – je nach Einkommenssituation der Gebäudeeigentümer*innen im Versorgungsgebiet – verbessern. Dies würde zu geringeren WGK des dezentral optimierten Szenarios führen. Allerdings sind die Investitionskosten nur für einen begrenzten Anteil der WGK verantwortlich, weshalb Abweichungen der WGK im dezentral optimierten Szenario in Größenordnungen > 1 ct/kWh für das gesamte Versorgungsgebiet durch die Anpassungen der BEG eher nicht zu erwarten sind.

2.4 Szenarien

Zur Evaluierung eines möglichst ökonomischen und ökologischen Wärmenetzes unter Berücksichtigung der Anforderungen der BEW (siehe Abschnitt 2.3) wurden fünf charakteristische Szenarien ausgewählt (siehe Tabelle 4), welche im Folgenden kurz dargestellt werden.

Tabelle 4: Beschreibung der gewählten Szenarien

Szenario	Beschreibung
a - Alle Technologien, wirtschaftlich optimiert	Der Optimierer darf alle Technologien im Rahmen der Beschränkungen und Förderkriterien für effiziente Wärmenetze verwenden. Ziel ist, die Wärme möglichst ökonomisch zur Verfügung zu stellen.
b - Ohne Biomasse (BM), wirtschaftlich optimiert	Dieses Szenario entspricht a mit der zusätzlichen Einschränkung, dass keine Biomasse verwendet werden darf. Begründet wird der Verzicht durch massive Vorbehalte gegenüber Biomasse als Brennstoff, insbesondere von den politischen Parteien des Gemeinderates sowie der Bevölkerung.
c - 100 % EE, mit BM, wirtschaftlich optimiert	Der Optimierer darf nur noch Energieerzeuger verwenden, die erneuerbare Energiepotentiale verwenden. Das heißt, dass gasgefeuerte Kessel nicht mehr verwendet werden dürfen. Das Szenario ist somit kompatibel zum Ziel der Gemeinde Weyhe, bis 2035 klimaneutral zu sein.
d - 100 % EE, ohne BM, wirtschaftlich optimiert	Dieses Szenario entspricht dem Szenario c mit der zusätzlichen Einschränkung, dass wie in Szenario b keine Biomasse verwendet werden darf.
e - 100 % EE, ohne BM, COP optimiert	Dieses Szenario entspricht dem Szenario d mit der zusätzlichen Einschränkung, dass die Leistung der Luftwärmepumpe so weit wie möglich reduziert und Elektrodenkessel vermieden werden sollen. Diese sollen durch Technologien mit möglichst hohem COP (Abwasser oder erdgekoppelte Wärmepumpen) ersetzt werden.

3 Betrachtung aus Energieerzeugersicht

3.1 Ergebnisse

Der Abbildung 2 kann für das jeweilige Szenario und Ausbaustufe auf der linken Seite die Zusammenstellung des Erzeugerparcs mit der jeweiligen installierten Leistung in kW abgelesen werden. Ergänzend dazu zeigt die rechte Seite der Abbildung 2 die tatsächlich erzeugte Wärmemenge mit dem jeweiligen Energieerzeuger und die anfallenden Gesamtkosten. In Abbildung 3 sind die spezifischen Wärmegestehungskosten in ct/kWh und CO₂-Emissionen in g/kWh dargestellt. Alle Szenarien erreichen eine unmittelbare CO₂-Reduktion von über 50 % (unter Verwendung des deutschen Strommix, vgl. Abschnitt 2.1). Den Bezeichnungen der Szenarien sind die verbleibenden CO₂-Emissionen im Vergleich zum Status quo hinter dem Bindestrich angehängt, sodass dem jeweiligen Szenario dieser Wert entnommen werden kann. Die prozentuale Reduktion entspricht 100 % minus dem angegebenen Wert. Eine CO₂-Reduktion von 80 % oder mehr kann unmittelbar nur durch die Nutzung von Biomasse erreicht werden. Für größere ABS (II und III) würde der Bedarf dabei deutlich über dem lokalen Grünschnittpotential (und damit dem unmittelbaren lokalen Potenzial) liegen. Mittelfristig kann davon ausgegangen werden, dass der Strommix durch den Ausbau der erneuerbaren Stromerzeuger und sinkender Kohleverstromung seinen CO₂-Anteil deutlich reduzieren wird. Dann sind auch mit den Szenarien b, d und e ohne Biomasse höhere CO₂-Reduktionen möglich. Eine Bewertung dieses Effektes erfolgt in Tabelle 5.

Mit Ausnahme der Biomasseszenarien in Ausbaustufe I und II wird der größte Anteil der benötigten Wärme mit Wärmepumpen erzeugt. Der Unterschied in den Kosten relativiert sich dann zur größeren Ausbaustufe. Das lokale Biomassepotential bezieht sich auf die gesamte Gemeinde und kann daher in dieser nur einmal eingesetzt werden. Die gesamte Gemeinde soll aber im Zuge der kommunalen Wärmeplanung klimaneutral heizen. Entsprechend sollte mit Blick auf die Wärmeplanung in der Gemeinde der Einfluss der Biomasse auf die Kosten nicht überbewertet werden. Aus diesem Grunde wird für die folgende detailliertere Betrachtung der Szenarienergebnisse vor allem auf die ABS III eingegangen, in welcher die Biomasse einen geringeren Anteil an der Wärmeerzeugung hat als in den ABS I und II.

3.1.1 Vergleich Szenario a und b (Einfluss Substitution BM):

Durch den Verzicht auf Biomasse steigen die Kosten und Emissionen gegenüber Szenario a. Die Biomasse wird insbesondere durch den verstärkten Einsatz von Luft-WP aufgefangen. Die spezifischen WGK steigen um 13 % und die CO₂-Emissionen um 27 % für ABS III. Für die kleineren ABS I und II ist der Effekt größer, da das lokale Biomassepotential höhere Anteile des Gesamtbedarfs decken kann.

3.1.2 Vergleich Szenario a und c (Einfluss Substitution fossile BWK und BHKW):

Durch den Verzicht auf Brennwertkessel mit Erdgas können die CO₂-Emissionen weiter gesenkt werden und die Kosten steigen moderat. Da die fossilen Anlagen bereits in Szenario a nur relativ geringe Anteile ausmachen, steigen die Kosten in ABS III durch die Substitution lediglich um 3 %, die Emissionen sinken um 7 % gegenüber Szenario a. Die wegfallenden Wärmemengen werden wie in Szenario b durch Luft-WP ersetzt. Spitzenlasten werden durch zusätzliche Biomasse-Kapazitäten sowie durch Elektrodenkessel (P2H) gepuffert.

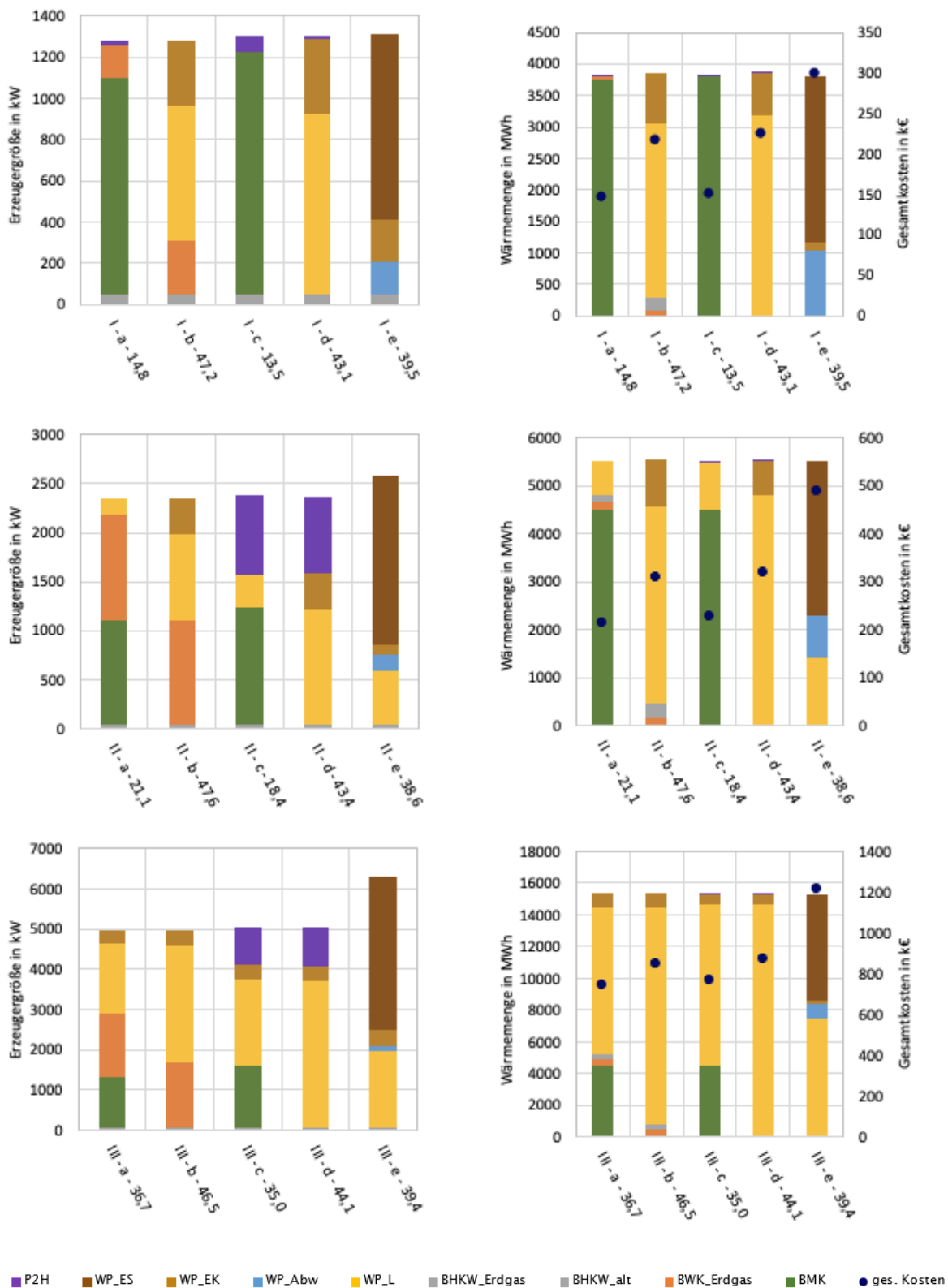


Abbildung 2: Zusammensetzung des Energieerzeugerparcs nach Erzeugergröße, produzierte Wärmemenge und Gesamtkosten für die jeweiligen Szenarien: a - Alle Technologien, wirtschaftlich optimiert, b - Ohne BM, c - 100 % EE, mit BM, d - 100 % EE, ohne BM, e - Alternative WP (den Bezeichnungen der Szenarien ist die prozentuale CO₂-Emission zum Status Quo hinterm Bindestrich angehängt)

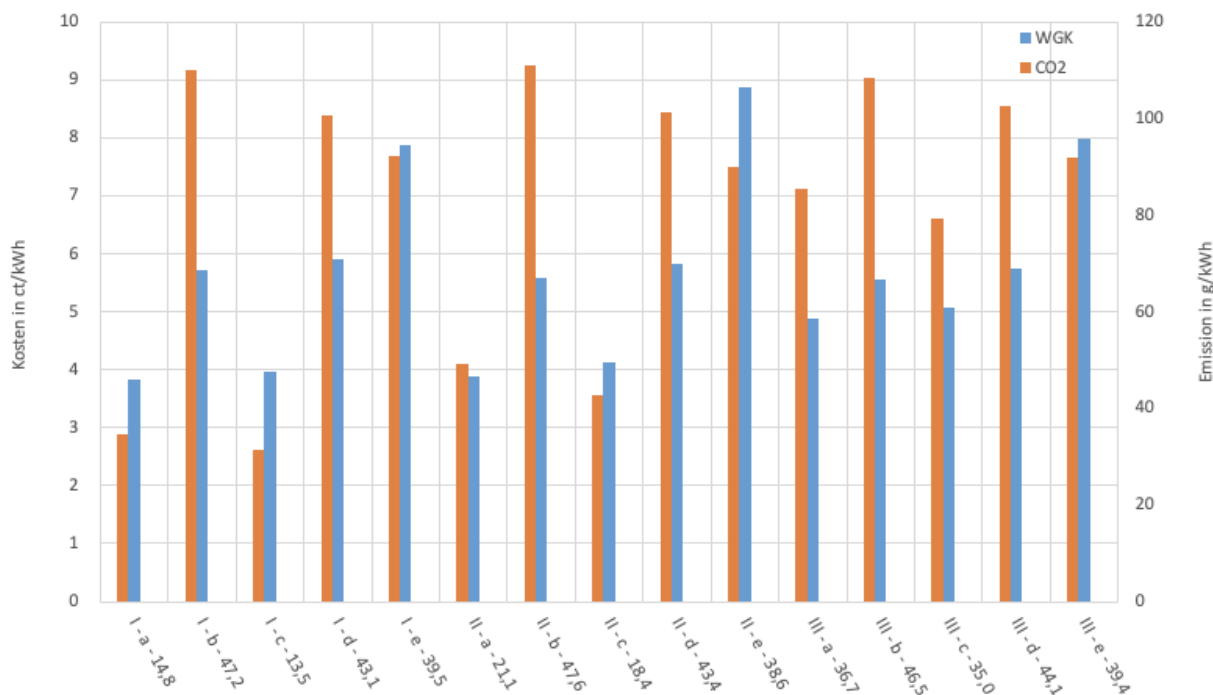


Abbildung 3: Die spezifischen Kosten und die spezifischen Emissionen der jeweiligen Szenarien: a - Alle Technologien, wirtschaftlich optimiert, b - Ohne BM, c - 100 % EE, mit BM, d - 100 % EE, ohne BM, e - Alternative WP (den Bezeichnungen der Szenarien ist die prozentuale CO₂-Emission im Vergleich zum Status quo hinterm Bindestrich angehängt)

Tabelle 5: Abschätzung der spezifischen CO₂-Emissionen für das jeweilige Szenario in g/kWh für eine Adaption des Stromnetzes zu geringeren CO₂-Anteilen, eigene Berechnungen HRI.

Szenario	Spezifische CO ₂ -Emissionen des Strommix in g/kWhel			
	340 (100 %)	170 (50 %)	85 (25 %)	34 (10%)
I - a - 14,8	34,62	34,62	34,62	34,62
I - b - 47,2	110,18	69,75	49,54	37,41
I - c - 13,5	30,95	30,54	30,34	30,22
I - d - 43,1	100,63	50,31	25,16	10,06
I - e - 39,5	92,18	46,19	23,19	9,40
II - a - 21,1	49,31	46,21	44,66	43,73
II - b - 47,6	110,96	71,49	51,75	39,91
II - c - 18,4	39,32	31,18	27,11	24,66
II - d - 43,4	101,24	50,62	25,31	10,12
II - e - 38,6	90,11	45,06	22,53	9,01
III - a - 36,7	85,60	55,72	40,78	31,82
III - b - 46,5	108,37	61,71	38,39	24,39
III - c - 35,0	72,26	40,26	24,26	14,66
III - d - 44,1	102,79	51,39	25,70	10,28
III - e - 39,4	91,97	45,99	22,99	9,20

3.1.3 Vergleich Szenario a und d (Einfluss Substitution BM und fossile BWK und BHKW):

Beschränkt man die Erzeugerauswahl stärker und verzichtet auf BM und fossile Anlagen, steigen die WGK in ABS III um 17 % und die Emissionen um 20 % gegenüber Szenario a. Auch in diesem Fall werden zusätzliche Wärmemengen insbesondere durch Luft-WP erzeugt. Kostengünstige Kapazitäten an Elektrodenkesseln (P2H) werden für die Spitzenlasten eingesetzt.

3.1.4 Vergleich Szenario a und e (Einfluss Substitution BM und BWK und Nutzung möglichst effizienter Technologien):

Die Nutzung von Wärmepumpentechnologien mit höheren Effizienzen gegenüber den Luft-WP und Elektrodenkesseln (insbesondere im Winter) führt zu einem hohen zusätzlichen Investitionsbedarf und damit zu steigenden WGK. Die Wärmemengen werden in Szenario e nun auch zu erheblichen Anteilen durch Erdsonden-WP sowie durch die installierte Abwasser-WP erzeugt. Für ABS III steigen die WGK um 63 % und die Emissionen um 7 %.

3.2 Änderungen zu SubWW1

Im Forschungsprojekt SubWW1 wurden zwei Wärmenetzkonzepte erarbeitet. Ein Szenario mit einer festen CO₂-Reduktionsvorgabe von 80 % „Red80“ und eines mit der Wärmenetz 4.0-Förderung „WN4.0“. Die spezifischen CO₂-Emissionen für **Red80** liegen zwischen 39,7 - 50,6 g/kWh. Die Wärmegestehungskosten für die Wärmeproduktion liegen erzeugerseitig in einem Bereich von 3,69 - 4,80 ct/kWh. Dieses Szenario verwendet überwiegend Biomasse für die Wärmeerzeugung. Für das **WN4.0** liegen die spezifischen Kenngrößen zwischen 5,24 - 5,40 ct/kWh und 57,68 - 73,41 g/kWh. In SubWW1 wurde deutlich mehr BM eingesetzt. Selbst für ABS III mit WN 4.0 sind es immer noch 40% der produzierten Wärmemenge. Das liegt über dem lokalen Potential (von ca. 25 %). Gegenüber SubWW1 wurden die Brennstoffkosten von lokalem Grünschnitt (LPM) mittels Recherchen aktualisiert. Zudem wurden genauere Kosten für auf LPM spezialisierte Heizkessel ergänzt. Während die Brennstoffkosten von lokalem LPM deutlich unter den Marktpreisen für Holzhackschnitzel liegen, liegen die Investitions- und Betriebskosten der Kessel über den durchschnittlichen Kosten eines Hackschnitzelkessels. Dies liegt unter anderem an einem erhöhtem Wartungsaufwand für mit LPM betriebenen Kesseln.

Im wirtschaftlich optimiertem Szenario a liegen die WGK für ABS III bei 4,9 ct/kWh und die spezifischen Emissionen bei 85,6 g/kWh. In Szenario b sind es 5,56 ct/kWh und 108,37 g/kWh. Damit sind die neu berechneten Wärmenetze etwas teurer. In SubWW1 wurde aber ein PV-Feld für 6600 m² Schuldach berücksichtigt, welches 1,2 GWh Strom pro Jahr erzeugt. Dadurch wurde der Netzstrombedarf reduziert und Einspeiseerlöse generiert. Der Einfluss auf die spezifischen Kosten und Emissionen wurde in Tabelle 6 abgeschätzt. Werden die Werte entsprechend korrigiert sind die Neuberechneten WGK der Szenarien a und b (insbesondere in Betracht des geringeren, bzw. vollständig vermiedenen Biomasseanteils) als günstiger als in SubWW1 zu bewerten.

In SubWW1 wurden die Netzverluste nicht direkt mitbetrachtet, sondern erst im Nachgang aufgeschlagen. Zusätzlich wurde das Wetterprofil auf die Region Diepholz angepasst. Damit steigt der Wärmebedarf für ABS III von 14,2 auf 15,22 GWh/a. Das macht einen Mehrbedarf von 6,7 % der ebenfalls in den Kosten und Emissionen zu berücksichtigen ist.

Tabelle 6: Abschätzungen des Einflusses der PV-Anlage auf die WGK und Emissionen im Projekt SubWW1

	Max. spez. CO2 Red.	min. - /max. spez. Kosten-Red.
	in g/kWh	in ct/kWh
ABS I	50,00	2,95-3,33
ABS II	32,08	1,89-2,85
ABS III	11,97	0,71-2,13

4 Betrachtung aus Verbraucher*innensicht

Konsistent zu SubWW1 wurden zur Revision der Erzeugerszenarien die netzgebundenen Szenarien auch aus Sicht der Verbraucher*innen bewertet. Diese Bewertung führt zu einer genaueren Abschätzung der resultierenden WGK, da zusätzliche Aspekte berücksichtigt werden sowie Berechnungen für beispielsweise Förderinstrumente mit höherem Detailgrad erfolgen können.

Zentrale Unterschiede im Vergleich zu den bereits dargestellten Ergebnissen aus Erzeugersicht sind insbesondere:

- Die Berücksichtigung der Investitions- und Betriebskosten für die Netzinfrastrukturen
- Die Berücksichtigung der Refinanzierungsstruktur des Wärmenetzbetreibers (unter Einbezug einer Gewinnmarge), insbesondere die Verteilung der Kosten auf einzelne Gebäude in Form eines Leistungs- und Arbeitspreises
- Detaillierte Betrachtung von Förderinstrumenten, insbesondere der Betriebskostenförderung für Wärmepumpen in der BEW

Die zusätzlich berücksichtigten Aspekte sowie der höhere Detailgrad ermöglichen insbesondere den Vergleich zum Status quo der Wärmeversorgung in den Ausbaustufen sowie zu alternativen, dezentralen Versorgungslösungen.

4.1 Änderungen zu SubWW1

Grundsätzlich konnte bei der Bewertung aus Verbraucher*innensicht auf die in der ersten Förderphase aufgebaute und bewährte Schnittstellen-Struktur mit den Output-Daten der Optimierung durch das HRI aufgebaut werden. Die Output-Daten werden in das IÖW-Modell zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit und Berechnung der WGK eingespeist. Im Folgenden wird kurz auf die zentralen Änderungen eingegangen. Wenn nicht explizit aufgeführt, kann in Bezug auf das methodische Vorgehen ansonsten auf die Darstellungen im Abschlussbericht von SubWW1 verwiesen werden.

Wie bereits in Abschnitt 2 erläutert, wurden alle **ökonomischen Parameter** (Investitions- und Betriebskosten der wärmeerzeugenden Anlagen, Energiepreise sowie Förderbedingungen (BEW und BEG) einer umfassenden Aktualisierung und Neuerfassung unterzogen. Diese führen mitunter zu sehr starken Veränderungen im Vergleich zur Förderphase 1. Zudem wurden Anpassungen des HRI, wie die Veränderung der Wärmebedarfe durch das neue Wetterprofil, soweit möglich berücksichtigt.

Einen zentralen zusätzlichen Aspekt in der Betrachtung aus Verbraucher*innen-Sicht stellt die Berücksichtigung der **Investitions- und Betriebskosten der Wärmenetzinfrastruktur** dar. Das IÖW verfügt hierbei über weitgehende Kompetenzen, in SubWW1 wurden die Netzkosten detailliert auf

Basis von unterschiedlichen Kostenquellen modelliert und quantifiziert. Eine zentrale Quelle stellte dabei das Richtpreisverzeichnis der STEAG Fernwärme GmbH dar, welche eine detaillierte Aufteilung für unterschiedliche Nenndurchmesser und Kostenpositionen ermöglichte. Eine Aktualisierung der Daten ist bis heute nicht erfolgt, somit liegt keine vergleichbare Quelle auf ähnlichem Detailgrad vor, um eine vollständige Aktualisierung der Kostendaten der Netzinfrastruktur in Konsistenz zu den Ergebnissen auf SubWW1 zu ermöglichen. Um dennoch den insbesondere in den letzten Jahren starken Preisanstiegen bei der Errichtung neuer Wärmenetze Rechnung zu tragen, wurde sich dafür entschieden, die Kostendaten mit dem Baupreisindex zentraler Kostenpositionen (insbesondere Tiefbaukosten) fortzuschreiben.

Das **dezentral optimierte Szenario** dient als Referenzszenario für die netzgebundenen Szenarien. Für das Szenario wird je Gebäudetyp ein aus Verbraucher*innen-Sicht kostenoptimaler Wärmeerzeuger bestimmt (Erzeugermatrix). Anschließend erfolgt eine Verteilung der resultierenden Wärmeerzeuger auf die Gebäude in der jeweiligen Ausbaustufe. Anschließend werden für die gesamte Ausbaustufe die resultierenden WGK ermittelt. Eine detailliertere Beschreibung findet sich im Schlussbericht von SubWW1. Bei der Aktualisierung der Erzeugermatrix zeigte sich, dass die hohen Steigerungen bei den Strompreisen (trotz Berücksichtigung eines reduzierten Wärmepumpen-Tarifs) sowie bei der in SubWW1 zum Teil eingesetzten Biomasse dazu führten, dass für alle Gebäudetypen eine Sole-Wasser-Wärmepumpe (Kollektor) die kostenoptimale Technologie darstellt. Aus diesem Grund entspricht das dezentral optimierte Szenario in den folgenden Ergebnissen der vollständigen Versorgung der Gebäude mit dezentralen Erdkollektor-Wärmepumpen. An dieser Stelle sei darauf hingewiesen, dass diese Erzeugerlösung mitunter für einzelne Gebäude aufgrund hoher Vorlauftemperaturen (Veränderung COP ist berücksichtigt) oder fehlender Flächen für die Auslegung der Kollektoren nicht möglich erscheint. In diesem Fall muss auf eine andere Technologie zurückgegriffen werden. Das Szenario muss somit als Benchmark verstanden werden, welche den günstigsten Versorgungsfall mit dezentralen klimaneutralen Wärmeerzeugern beschreibt. Eine Abweichung von den erdgekoppelten Wärmepumpen führt stets zu höheren WGK des Szenarios.

In Bezug auf das dezentrale Szenario, welches den **Status quo** beschreibt, wurden keine Veränderungen der Heizungstechnologien angenommen. Auch möglicherweise inzwischen erfolgte Sanierungen konnten nicht berücksichtigt werden, dürften aber ohnehin im Bereich der ohnehin vorhandenen Fehlertoleranzen liegen.

4.2 Ergebnisse

In Abbildung 4 sind die resultierenden WGK der fünf untersuchten netzgebundenen Szenarien dargestellt. Die Kosten sind netto (also ohne 19 % MwSt. für Verbraucher*innen) angegeben.

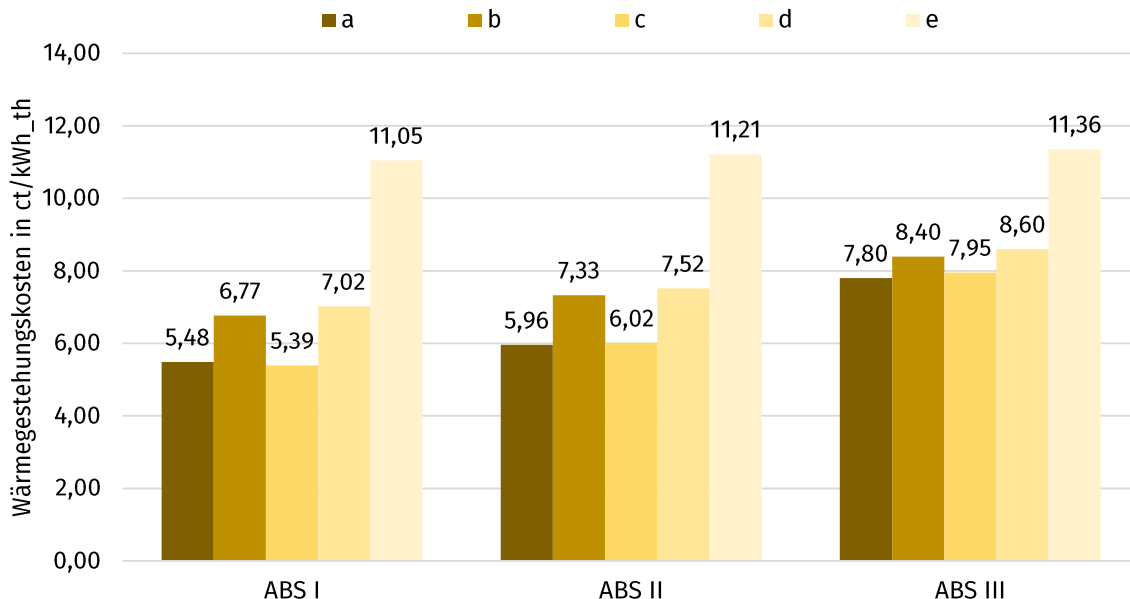


Abbildung 4: WGK (netto) der Netzszenarien aus Sicht der Verbraucher*innen, eigene Berechnungen IÖW.

Wie in Abbildung 5 deutlich wird, folgen die Ergebnisse in den einzelnen Ausbaustufen und Szenarien dem grundsätzlichen Verlauf der Berechnungen des HRI (aus Erzeugersicht, vgl. Abschnitt 3). Insgesamt liegen die Kosten allerdings höher als bei den Ergebnissen aus Erzeugersicht. Dies ist insbesondere auf die Berücksichtigung der Netzinvestitionskosten zurückzuführen, wobei die Abweichungen mit höherer Ausbaustufe ansteigen. Dies liegt darin begründet, dass mit der Ausbaustufe auch die Wärmeabnahmedichte sinkt. Die Netzkosten wirken sich somit stärker auf die WGK aus. In ABS I liegen die WGK aus Verbraucher*innensicht durchschnittlich 31 % über den WGK aus Erzeugersicht, in ABS II steigt der Wert auf 37 %, in ABS III liegt er mit 52 % nochmals deutlich höher.

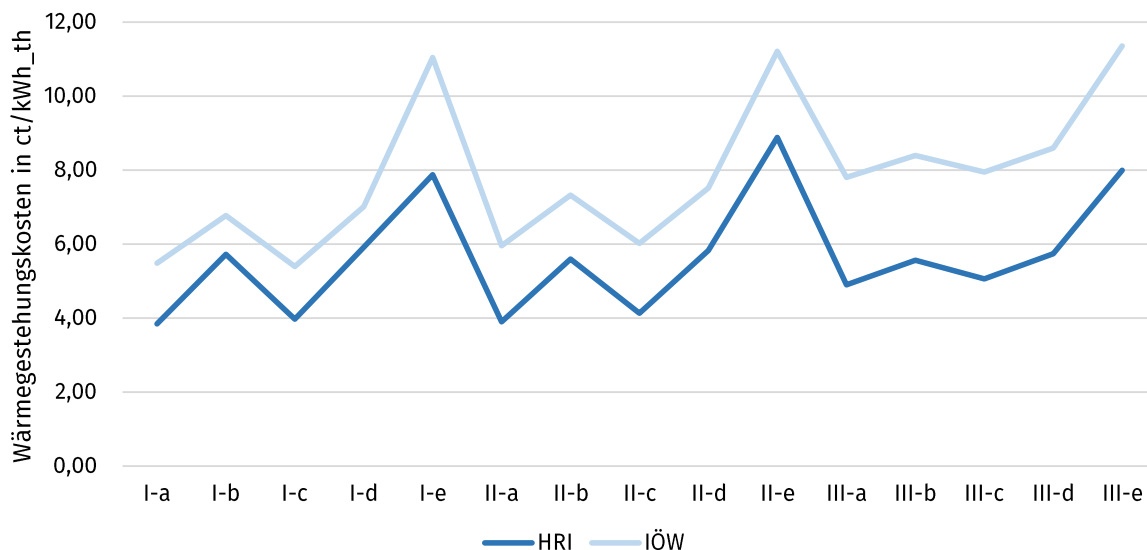


Abbildung 5: Vergleich der WGK (netto) aus Erzeugersicht (HRI) und Verbraucher*innensicht (IÖW), eigene Berechnungen HRI und IÖW.

In der **Detailbetrachtung** wird deutlich, dass die unterschiedlichen Detailgrade bei der Optimierung durch das HRI und der ex-post ökonomischen Bewertung durch das IÖW zu leicht unterschiedlichen

Bewertungen führen. Dies wird beispielsweise im Vergleich der Szenarien a und c in der ABS I deutlich. Während das Szenario a laut Optimierung des HRI das kostenoptimale Szenario darstellt, ist es bei den IÖW-Ergebnissen leicht teurer als das Szenario c. Diese Abweichungen lassen sich aufgrund der notwendigen Vereinfachung einzelner ökonomischer Parameter für die Optimierung nicht vollständig vermeiden und liegen insgesamt im Bereich der Fehlertoleranzen. Für die Interpretation der Ergebnisse ist daher wichtig, aus derart kleinen Abweichungen der WGK keine absolute Vorteilhaftigkeit eines Szenarios gegenüber einem anderen anzunehmen.

Die **Ergebnisse aus Verbraucher*innensicht** stützen somit grundsätzlich die Erkenntnisse der Berechnungen aus Erzeugersicht. Wie schon in SubWW1 zeigt sich, dass die WGK in ABS III aufgrund der abnehmenden Wärmeabnahmedichte deutlich ansteigen. Eine Versorgung mit 100 % erneuerbaren Energien (Szenario c) erscheint aus Kostensicht schon heute wirtschaftlich gegenüber einer teilweise fossilen Versorgung. Ein Verzicht auf Biomasse (Szenario b und d) führt zu einer Erhöhung der WGK in einer Größenordnung von (je nach ABS) etwa 50 ct/kWh_{th} bis 1,50 €/kWh_{th} gegenüber den Szenarien a und c und hat somit durchaus einen merklichen Einfluss auf die Kosten der angeschlossenen Haushalte. Während die Abweichungen zwischen den Szenarien a und d (insbesondere in ABS III) moderat erscheinen, erscheint Szenario e, insbesondere vor dem Hintergrund hoher Heizkostenbelastungen der Haushalte, ein der Bevölkerung nur schwer zu vermittelndes Szenario darzustellen, welches daher mit hohen Akzeptanzproblemen und damit einhergehend einer reduzierten Anschlussbereitschaft zu kämpfen haben könnte. Interessant ist an dieser Stelle allerdings zu erwähnen, dass beim Szenario e als einzigem Szenario mit höherer ABS die WGK nur geringfügig ansteigen. Dies könnte auf die hohe Anzahl an Randbedingungen zurückzuführen sein, welche mit dem Szenario einhergehen (vgl. Abschnitt 2.4).

Zentral für die Bewertung der netzgebundenen Versorgungslösungen ist der **Vergleich mit dem Status quo sowie dem dezentral optimierten Versorgungskonzept**. In Abbildung 6 sind die WGK aus Sicht der Verbraucher*innen für die Netzszenarien den beiden dezentralen Szenarien gegenübergestellt.

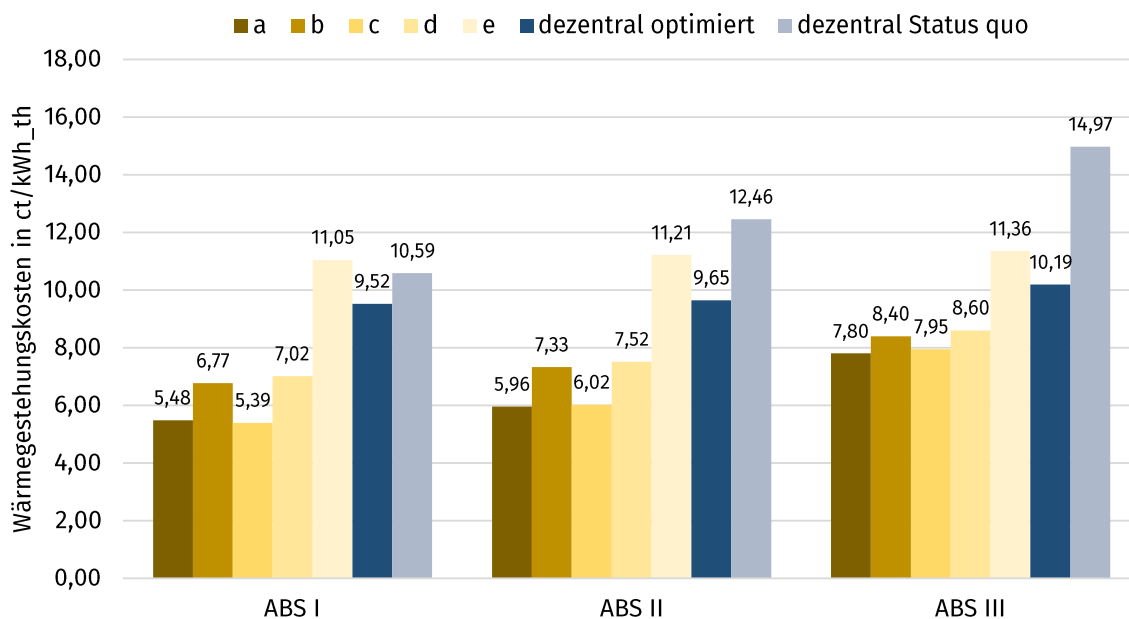


Abbildung 6: WGK (netto) der dezentralen und Netzszenarien aus Sicht der Verbraucher*innen, eigene Berechnungen IÖW.

Die Ergebnisse in Abbildung 6 zeigen, dass die Netzszenarien a-e in allen ABS kostenseitige Vorteile gegenüber dem überwiegend fossilen Status quo bieten⁶. Dies gilt insbesondere für die ABS III, in welcher die WGK im Status quo mitunter fast doppelt so hoch liegen wie in den netzgebundenen Versorgungskonzepten. Auch gegenüber dem dezentral optimierten Szenario weisen die Netzkonzepte (zumindest in den Szenarien a-d) deutliche Kostenvorteile für die Verbraucher*innen auf. Eine Vorteilhaftigkeit der Netzszenarien gegenüber einer dezentralen Versorgungslösung kann somit bei ausreichend hoher Anschlussdichte kann somit für alle drei ABS unter den aktuell geltenden Rahmenbedingungen angenommen werden.

Damit weichen die Ergebnisse zum Teil auch deutlich von den Erkenntnissen aus der ersten Förderphase ab. In Abbildung 7 ist die entsprechende Grafik (mit den damaligen Netzszenarien WN40 und Red80) aus dem Schlussbericht von SubWW1 dargestellt.

Während sowohl das dezentrale optimierte Szenario als auch insbesondere der Status quo aufgrund der hohen Energiepreissteigerungen deutlich teurer geworden sind, kann bei den Netzszenarien im Gegenteil eine Kosten**reduktion** festgestellt werden. Dies dürfte insbesondere auf die Betriebskostenförderung für Wärmepumpen zurückzuführen sein, was sich auch in dem (im Vergleich zu SubWW1) deutlich höheren Anteil von Wärmepumpen an der Wärmeerzeugung ablesen lässt. Gleichzeitig konnte durch Gespräche mit den lokalen Stakeholdern der Biomassepreis für die lokal vorhandenen Potenziale an Grünschnitt konkretisiert wurde, welcher ebenfalls niedriger lag als in SubWW1 angenommen.

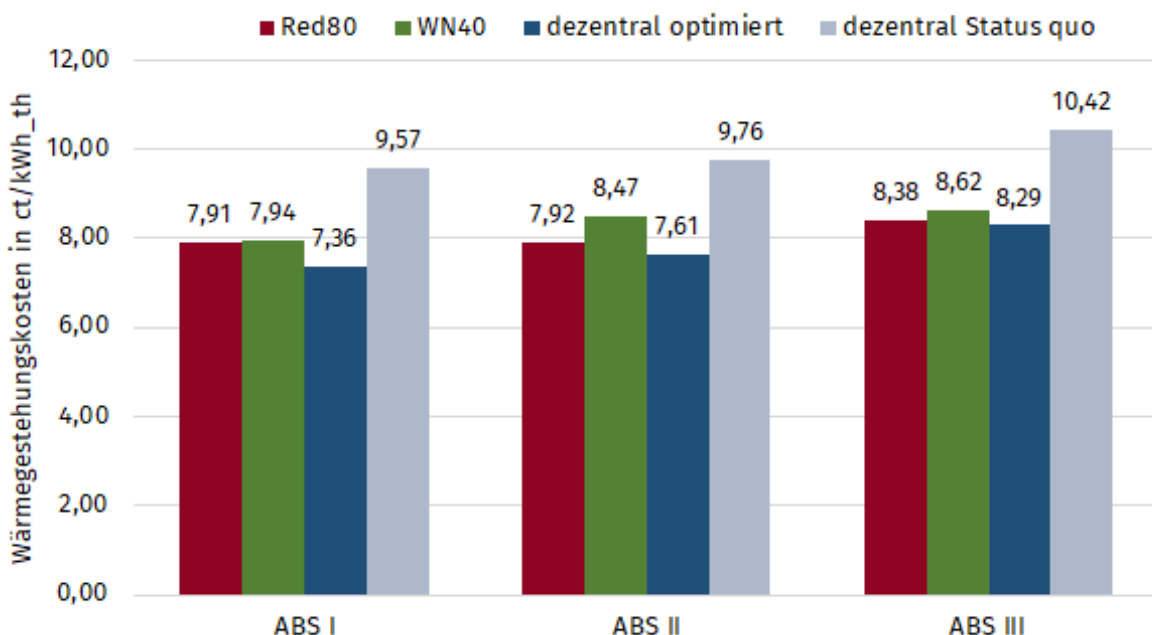


Abbildung 7: SubWW1 - WGK (netto) der dezentralen und Netzszenarien aus Sicht der Verbraucher*innen, eigene Berechnungen IÖW 2022.

⁶ An dieser Stelle sei darauf hingewiesen, dass zur Bewertung der WGK im Status quo zur besseren Vergleichbarkeit auch die Investitionskosten der Heizungsanlagen berücksichtigt wurden. Eine gebäudeindividuelle Bewertung muss somit stets zusätzlich das Alter der eingebauten Heizungsanlage berücksichtigen.

Zusammenfassend lässt sich damit konstatieren, dass die Veränderungen der äußeren Rahmenbedingungen die Wirtschaftlichkeit der netzgebundenen Versorgungskonzepte im Untersuchungsgebiet gegenüber dezentralen Lösungen deutlich gesteigert haben. Wie bereits benannt, können auch in den Netzszenarien Veränderungen in den Rahmenbedingungen (wie die Notwendigkeit eines Biomassebezuges zu Marktpreisen oder eine reduzierte Anschlussbereitschaft, vgl. SubWW1) zu höheren WGK führen, insgesamt erscheinen die netzgebundenen Versorgungslösungen allerdings für alle drei ABS (insbesondere ABS I und II) gegenüber einer dezentralen Versorgung vorteilhaft zu sein.

5 Zusammenfassung und Empfehlung

Alle im Zuge der Revision betrachteten Szenarien unterliegen den aktuellen Förderkriterien der Bundesförderung für effiziente Wärmenetze und reduzieren die CO₂-Emissionen im Vergleich zum Status quo um mindestens 52 %. Die dominanten Technologien in Bezug auf die erzeugten Wärmemengen stellen je nach Randbedingungen Luft-WP und Biomasse dar. Brennwertkessel sollten aufgrund ihrer unvermeidbaren CO₂-Emissionen sowie der aktuell hohen und aller Voraussicht nach in Zukunft weiter steigenden Preise für Erdgas und Biomethan nur soweit notwendig eingesetzt werden. Fossile Erzeugertechnologien produzieren ohnehin in den Szenarien, in welchen ihr Einsatz grundsätzlich erlaubt wurde, nur einen kleinen Teil der Wärme und arbeiten somit lediglich im Spitzenlastbereich. Durch den Verzicht auf erdgasgefeuerte Brennwertkessel können weitere CO₂-Emissionen vermieden werden. Die Kosten steigen dabei nur moderat an, Spitzenlasten werden durch P2H Anlagen aufgefangen. Da der Emissionsbeurteilung der aktuelle deutsche Strommix mit zu Grunde liegt, führen insbesondere die Szenarien, in welchen große Anteile der Wärmemengen durch Biomasse genutzt werden, zu stark sinkenden CO₂-Emissionen.

Der Einsatz der Biomasse wurde aufgrund der lokal vorherrschenden, kritischen Wahrnehmung gegenüber Biomasse zur Nutzung im Wärmesektor auf den lokal anfallenden Grünschnitt begrenzt. Dadurch besteht kein Risiko eines unkalkulierbaren Kostensprungs. Die Biomasse kann insbesondere in der kalten Jahreszeit effizient eingesetzt werden und die Wärmeversorgung absichern. Sollten die Biomassekapazitäten weiter erhöht werden, so müsste die Biomasse am Markt eingekauft werden und verliert den Preisvorteil gegenüber den alternativen regenerativen Energien. Ein Verzicht auf Biomasse führt bei höherem Einsatz von Luft-WP zu steigenden WGK im Bereich von 0,5-1,5 ct/kWh je nach Szenario und Ausbaustufe. Steigt der Anteil erneuerbarer Energien im deutschen Strommix wie erwartet in den kommenden Jahren an, kann auch in den Szenarien, welche stark durch den Einsatz von Wärmepumpen (und in Teilen P2H) geprägt werden, mittelfristig von deutlich sinkenden CO₂-Emissionen ausgegangen werden (mit einem Vorteil für die Szenarien ohne BWK und mit effizienteren Technologien).

Die Szenarien a und c liegen in Bezug auf die WGK in einer ähnlichen Größenordnung, was auf den ohnehin geringen Anteil an fossilen Energieträgern an der Wärmeversorgung im technologieoffenen Szenario a zurückzuführen ist. Die Abweichungen zwischen den beiden Szenarien liegen im Bereich der Fehlertoleranzen. Auch mit Blick auf das Ziel der Gemeinde, bis 2035 klimaneutral zu sein, könnte Szenario c damit trotz leicht höherer Kosten in den Berechnungsergebnissen, priorisiert werden. Der Einsatz des ohnehin vorhandenen fossilen Erdgas-BHKWs bis zu dessen Nutzungsende könnten aber eventuell sinnvoll sein.

Ein Verzicht auf den Einsatz von Biomasse zur Wärmeversorgung, führt zu einem moderaten Anstieg der WGK. Mit Blick auf die deutlich höheren Kosten der dezentralen Szenarien (sowohl dezentral

optimiert, sowie insbesondere dem Status quo) erscheinen die Szenarien b und d ebenfalls akzeptabel, zumal bei einem zukünftig mitunter notwendigen Bezug der Biomasse zu Marktpreisen die Kostenvorteile der Szenarien a und c absinken würden.

Das Szenario e führt unter aktuellen Bedingungen der BEW (welche die Stromkosten für WP stark reduziert) zu deutlich höheren WGK (teilweise höher als der Status quo). In diesem muss daher von einer reduzierten Anschlussdichte ausgegangen werden, da sich Gebäudeeigentümer*innen für die kostengünstigere dezentrale Versorgung des Gebäudes entschließen könnten. Das Szenario ist daher Stand heute nicht zu empfehlen. Langfristig erhöht das Szenario aufgrund der hohen Effizienz allerdings die Preisstabilität (insbesondere, wenn die Betriebskostenförderung nach 10 Jahren endet).

Zusammenfassend lässt sich mit Blick auf die Ergebnisse in SubWW1 zeigen, dass die veränderten Rahmenbedingungen die Wirtschaftlichkeit der Netzszenarien deutlich erhöht haben, während sowohl der Status quo als auch klimaneutrale dezentrale Versorgungslösungen deutlich teurer geworden sind. Aus diesem Grund kann mit Blick auf die Ergebnisse der Bau eines Wärmenetzes im Versorgungsgebiet nach aktuellem Stand auch aus Kostensicht empfohlen werden.

Technische Universität Berlin

Ort, Datum

Prof. Dr.-Ing. Martin Kriegel

Fachgebietsleiter und Projektleiter