



**Gemeinde Hilter
am Teutoburger Wald**

**Zwischenbericht
Kommunale
Wärmeplanung der
Gemeinde Hilter a.T.W.**

Hilter a.T.W., 15. August 2024

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	2
Abbildungsverzeichnis	4
Abkürzungsverzeichnis	6
Glossar	8
0 Einleitung	19
0.1 Motivation, Rechtsrahmen und Aufgabenstellung	19
0.2 Rahmenbedingungen des Projekts	22
0.3 Projektstruktur	22
0.4 Systematik der durchgeführten Wärmeplanung und Struktur dieses Berichts	24
1 Bestandsanalyse	25
1.1 Aufgabenstellung	25
1.2 Datenbasis	26
1.2.1 Datenquellen	26
1.2.2 KEAN-Wärmeatlas	26
1.2.3 Daten von Versorgungsunternehmen und Erzeugungsanlagen	27
1.2.4 Zusatzinformationen und Korrekturen	28
1.2.4.1 Adressdaten	28
1.2.4.2 Verbrauchsdaten	28
1.2.4.3 Weitere Attribute	29
1.2.4.4 Denkmalschutz und Baublöcke	30
1.2.4.5 Schornsteinfegerdaten	30
1.2.4.6 Finale Herleitung	30
1.3 Bestandsanalyse: Status quo der Wärmeversorgung in Hilter a.T.W.	32
1.3.1 Endenergieverbrauch und Treibhausgasemissionen für Wärme	32
1.3.1.1 Absoluter Energieverbrauch und Emissionen	32
1.3.1.2 Anteil grüner Energien am Endenergieverbrauch	34
1.3.1.3 Leitungsgebundene Wärme	34
1.3.1.4 Erneuerbarer Anteil an der leitungsgebundenen Wärme	34
1.3.1.5 Dezentrale Erzeuger	34
1.3.2 Beheizungsstruktur	36
1.3.2.1 Wärmeverbrauchsichten	36
1.3.2.2 Wärmelinienichten	37
1.3.2.3 Endenergieverbrauch nach Energieträgern	38
1.3.2.4 Anzahl dezentraler Erzeuger	39
1.3.3 Gebäudestruktur und Großverbraucher	41
1.3.3.1 Gebäudetypen	41
1.3.3.2 Gebäudealter	42
1.3.3.3 Großverbraucher	43
1.3.4 Infrastruktur und Erzeugung	44

1.3.4.1	Wärmenetze	44
1.3.4.2	Gasnetze	44
1.3.4.3	Abwasserleitungen	45
1.3.4.4	Wärmeerzeuger (zentral)	46
1.3.4.5	Speicher	47
1.3.4.6	Wasserstoff.....	47
1.4	Ergebnisse und weiteres Vorgehen	47
2	Potenzialanalyse	48
2.1	Aufgabenstellung.....	48
2.2	Datenbasis	48
2.3	Analyse.....	49
2.3.1	Potenzial zur Senkung des Wärmebedarfs.....	49
2.3.2	Potenzial zur Deckung des Restbedarfs durch „grüne Wärme“ und Abwärme ..	51
2.3.2.1	Solarthermie	51
2.3.2.2	Geothermie.....	55
2.3.2.3	Biomasse.....	57
2.3.2.4	Umweltwärme.....	58
2.3.2.5	EE-Strom zur Wärmeerzeugung	60
2.3.2.6	Abwärme	63
2.3.3	CO ₂ -neutrale Gase	64
2.4	Ergebnisse	66
3	AP3: Zielszenarien und Entwicklungspfade (noch in der Erstellung)	68
3.1	Aufgabenstellung.....	68
3.2	Wärmebedarfsentwicklung: Bedarfsreduktion und Restwärmebedarf über die Zeit...	68
3.3	Wärmebedarfsdeckung	71
3.3.1	Wirtschaftliche Betrachtung aus Endkundensicht	71
3.3.1.1	Hintergründe, Annahmen und Modellbeschreibung.....	71
3.3.1.2	Ergebnisse.....	76
3.3.2	Zukünftige Wärmenetz- und Gasnetzinfrastruktur	82
3.3.2.1	Wärmenetze	82
3.3.2.2	Gasnetze	82
3.3.3	Entwicklung der Wärmeversorgung	84
4	Anhang	92
4.1	Anteil sonstiger Energieträger am Endenergieverbrauch	92
4.2	Anzahl sonstiger dezentraler Wärmeerzeuger	94
4.3	Detaillierte Darstellungen der Gebäudetypen der KuTeK:.....	96
4.4	Wärmevollkosten je Technologie für verschiedene Gebäudetypen.....	99

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Die Wärmewende als lokale Aufgabe	19
Abbildung 2: Gemeindegebiet Hilter a.T.W. mit den einzelnen Gemarkungen	22
Abbildung 3: Projektstruktur zur Erstellung der kommunalen Wärmeplanung Hilter a.T.W.	23
Abbildung 4: Arbeitsschritte zur Erstellung der kommunalen Wärmeplanung	24
Abbildung 5: Das Wesentliche zur Ausgangslage in Hilter a.T.W.	32
Abbildung 6: Anteile der Energieträger am Endenergieverbrauch für Wärme (links) und an den korrespondierenden Treibhausgasemissionen (rechts) in Hilter a.T.W.	33
Abbildung 7: Anteile der Sektoren am Endenergieverbrauch für Wärme (links) und an den korrespondierenden Treibhausgasemissionen (rechts) in Hilter a.T.W.	33
Abbildung 8: Anteil „grüner“ Energien am Endenergieverbrauch in Hilter a.T.W.	34
Abbildung 9: Anteile der Wärmeerzeugerarten in Hilter a.T.W.	35
Abbildung 10: Wärmeverbrauchsichte in Hilter a.T.W. (auf Baublöcke bezogen)	36
Abbildung 11: Wärmeliniendichten in Hilter a.T.W.	37
Abbildung 12: Anteil Gas am Endenergieverbrauch in Hilter a.T.W. (auf Baublöcke bezogen) .	38
Abbildung 13: Anteil Heizöl am Endenergieverbrauch in Hilter a.T.W. (auf Baublöcke bezogen)	39
Abbildung 14: Anzahl Erdgas Wärmeerzeuger in Hilter a.T.W. (auf Baublöcke bezogen)	40
Abbildung 15: Anzahl Heizöl Wärmeerzeuger in Hilter a.T.W. (auf Baublöcke bezogen)	40
Abbildung 16: Überwiegende Gebäudetypen nach Endenergieverbrauch in Hilter a.T.W. (auf Baublöcke bezogen)	41
Abbildung 17: Überwiegende Baualtersklassen nach Endenergieverbrauch in Hilter a.T.W. (auf Baublöcke bezogen)	42
Abbildung 18: Großverbraucher in Hilter a.T.W.	43
Abbildung 19: Wärmenetze in Hilter a.T.W.	44
Abbildung 20: Darstellung der mit Erdgas versorgten Gebiete in Hilter a.T.W. (auf Baublöcke bezogen)	45
Abbildung 21: Wärmeerzeugungsanlagen der Wärmenetze in Hilter a.T.W.	46
Abbildung 22: Wärmebedarf für Raumwärme und Warmwasser im Status quo und nach Nutzung des gesamten Reduktionspotenzials in Hilter a.T.W.	50
Abbildung 23: Sanierungspotenzial in Hilter a.T.W.	51
Abbildung 24: Exemplarisches Erzeugungs- bzw. Bedarfsprofil für Wärmenetz mit Solarthermie im Jahresverlauf (8.760 Stunden)	52
Abbildung 25: Potenzial Dachflächen-Solarthermie	53
Abbildung 26: Potenzielle Freiflächen für die Wärmeerzeugung in Hilter a.T.W.	54
Abbildung 27: Potenzial dezentraler Sole-Wärmepumpen in Hilter a.T.W.	57
Abbildung 28: Potenzial Luft-Wärmepumpe in Hilter a.T.W.	60
Abbildung 29: Potenzial Dachflächen-Photovoltaik in Hilter a.T.W.	62
Abbildung 30: Abhängigkeit des Gelingens der Wärmewende von individuellen Wirtschaftlichkeitserwägungen	70
Abbildung 31: Absoluter bzw. relativer Wärmebedarfsrückgang in GWh und Prozent für Hilter a.T.W.	71

Abbildung 32: Definition der möglichen Kunden-Technologie-Kombinationen (KuTeK)	73
Abbildung 33: Variable Kosten der Endkunden in ct/kWh	78
Abbildung 34: Wärmevervollkosten je Technologie für ein Einfamilienhaus - D bis F (Typ 2)	78
Abbildung 35: Wärmevervollkosten je Technologie für ein Einfamilienhaus - G bis H (Typ 3).....	79
Abbildung 36: Wärmevervollkosten je Technologie für ein kleines Mehrfamilienhaus - G bis -H (Typ 6).....	79
Abbildung 37: Wärmevervollkosten je Technologie für ein mittleres Mehrfamilienhaus - D bis -F (Typ 5)	80
Abbildung 38: Endenergieverbrauch nach Energieträgern in Hilter a.T.W. über die Zeit (Nr. III. 1, 4 und 6)	88
Abbildung 39: Endenergieverbrauch nach Sektoren in Hilter a.T.W. über die Zeit (Nr. III. 1)	88
Abbildung 40: Treibhausgasemissionen nach Energieträgern in Hilter a.T.W. über die Zeit (Nr. III. 2)	89
Abbildung 41: Treibhausgasemissionen nach Sektoren in Hilter a.T.W. über die Zeit (Nr. III. 2)	89
Abbildung 42: Energieträgereinsatz für Wärmenetze in Hilter a.T.W. (Nr. III. 3)	90
Abbildung 43: Anteil der Energieträger der alleine leitungsgebundenen Wärmeversorgung am Endenergieverbrauch in Hilter a.T.W. über die Zeit (Nr. III. 3).....	90
Abbildung 44: Aufteilung der Anzahl und des Endenergieverbrauchs des synthetischen Methans im Jahr 2045 in Hilter a.T.W.	91
Abbildung 45: Anteil Biomasse am Endenergieverbrauch (auf Baublöcke bezogen)	92
Abbildung 46: Anteil Strom am Endenergieverbrauch (auf Baublöcke bezogen).....	93
Abbildung 47: Anteil Umweltwärme am Endenergieverbrauch (auf Baublöcke bezogen)	93
Abbildung 48: Anteil Flüssiggas am Endenergieverbrauch (auf Baublöcke bezogen)	94
Abbildung 49: Anzahl Biomasse Wärmeerzeuger (auf Baublöcke bezogen)	94
Abbildung 50: Anzahl Wärmepumpen (auf Baublöcke bezogen)	95
Abbildung 51: Anzahl Nachtspeicherheizungen (auf Baublöcke bezogen)	95
Abbildung 52: Anzahl Flüssiggas (auf Baublöcke bezogen)	96
Abbildung 53: Gebäudetyp 1 der KuTeK	96
Abbildung 54: Gebäudetyp 2 der KuTeK	97
Abbildung 55: Gebäudetyp 3 der KuTeK	97
Abbildung 56: Gebäudetyp 4 der KuTeK in klein/mittel/groß	98
Abbildung 57: Gebäudetyp 5 der KuTeK in klein/mittel/groß	98
Abbildung 58: Gebäudetyp 6 der KuTeK in klein/mittel/groß	99
Abbildung 59: Wärmevervollkosten je Technologie für ein Einfamilienhaus A+-C	99
Abbildung 60: Wärmevervollkosten je Technologie für ein kleines Mehrfamilienhaus A+-C.....	100
Abbildung 61: Wärmevervollkosten je Technologie für ein kleines Mehrfamilienhaus D-F	100
Abbildung 62: Wärmevervollkosten je Technologie für ein mittleres Mehrfamilienhaus A+-C	101
Abbildung 63: Wärmevervollkosten je Technologie für ein mittleres Mehrfamilienhaus G-H	101
Abbildung 64: Wärmevervollkosten je Technologie für ein großes Mehrfamilienhaus A+-C.....	102
Abbildung 65: Wärmevervollkosten je Technologie für ein großes Mehrfamilienhaus D-F	102
Abbildung 66: Wärmevervollkosten je Technologie für ein großes Mehrfamilienhaus G-H	103

Abkürzungsverzeichnis

a	Jahr
AP	Arbeitspaket
BDEW	BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
BEG	Bundesförderung effiziente Gebäude
BET	Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH
BEW	Bundesförderung effiziente Wärmenetze
BHKW	Blockheizkraftwerk
BMWK	Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz
COP	Coefficient of Performance (für Wärmepumpen)
DSGVO	Datenschutzgrundverordnung
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EFH	Einfamilienhäuser
EnEfG	Energieeffizienzgesetz
EU	Europäische Union
FFH	Flora Fauna Habitat (-Schutzgebiete)
GEG	Gebäudeenergiegesetz
GHD	Gewerbe, Handel und Dienstleistungen
GIS-Daten	Geografisches-Informationen-System (-Daten)
GMFH	Große Mehrfamilienhäuser
GW	Gigawatt (Leistung)
GWh	Gigawattstunden (Energie)
HDR	Hot-Dry-Rock
JAZ	Jahresarbeitszahlen (für Wärmepumpen)
K	Kelvin (Temperaturdifferenz)
KEA-BW	Klima-Energie-Agentur Baden-Württemberg

KEAN	Klimaschutz- und Energieagentur Niedersachsen
KRL	Kommunalrichtlinie
KuTeK	Kunden-Technologie-Kombinationen (BET-Tool)
kW	Kilowatt (Leistung)
kWh	Kilowattstunden (Energie)
kWP	Kommunale Wärmeplanung
kWp	PV-Leistung, Kilowatt-Peak-Leistung (Spitzenleistung)
LGLN	Landesamt für Geoinformation und Landvermessung Niedersachsen
MW	Megawatt (Leistung)
MWh	Megawattstunden (Energie)
MWp	PV-Leistung, Megawatt-Peak-Leistung (Spitzenleistung)
NaWaRo	nachwachsender Rohstoff
NLBL	Niedersächsisches Landesamt für Bau- und Liegenschaften (u. a. Finanzamt, Amtsgericht)
PV	Photovoltaik
RH	Reihenhäuser
TABULA	Datenanalyse-Tool für Gebäudetypologien
TEN	Teutoburger Energie Netzwerk eG
THG	Treibhausgasemissionen
WPG	Wärmeplanungsgesetz

Glossar

Baublock	Ein Gebäude oder mehrere Gebäude oder Liegenschaften, das oder die von mehreren oder sämtlichen Seiten von Straßen, Schienen oder sonstigen natürlichen oder baulichen Grenzen umschlossen und für die Zwecke der Wärmeplanung als zusammengehörig zu betrachten ist oder sind. (1)
Blockheizkraftwerke/ BHKW	Blockheizkraftwerke, kurz BHKW, nutzen das Prinzip der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK), um Quartiere oder einzelne Gebäude sowohl mit Wärme („heiz“), als auch mit Strom („kraft“) zu versorgen. Die bei der Verbrennung verschiedener Brennstoffe entstehende Abwärme wird nicht ungenutzt abgegeben, sondern in der Umgebung, etwa im Gebäude, zu Heizzwecken genutzt. Beim Einsatz werden damit Wärme und Strom bereitgestellt. BHKW variieren nach Leistungsgrößen, genutzten Brennstoffen und Technologien für die Verbrennungsprozesse sowie Anwendungsfeldern (etwa Bereitstellung von Prozesswärme oder Raumwärme).
COP	Die Leistungszahl COP (vom englischen coefficient of performance) benennt wie die JAZ das Verhältnis von eingesetzter Energie und gewonnener Wärme. Die Leistungszahl stellt aber eine Momentaufnahme dar, während die Jahresarbeitszahl, die sich ändernden Bedingungen im Jahresverlauf berücksichtigt. (6)
Dekarbonisierung	Dekarbonisierung bezeichnet den Prozess, bei dem der Ausstoß von Kohlendioxid (CO ₂) und anderen Treibhausgasen reduziert wird, um die Auswirkungen des Klimawandels zu bekämpfen. Dies geschieht in der Regel durch den Übergang von fossilen Brennstoffen zu erneuerbaren Energiequellen, die weniger oder gar keine CO ₂ -Emissionen verursachen, wie Solar- und Windenergie oder Umweltwärme. Dekarbonisierung umfasst auch Maßnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz und die Entwicklung neuer Technologien, die helfen, CO ₂ aus der Atmosphäre zu entfernen oder zu speichern. Ziel ist es, eine nachhaltige und klimafreundliche Energie- und Wärmeversorgung zu schaffen.
Dezentrale (Wärme-)Versorgung	Ein Gebiet, das (überwiegend) nicht über ein Wärme- oder ein Gasnetz versorgt wird (1) sondern etwa über individuelle Wärmepumpen.

Emissionsfaktor	Emissionsfaktoren dienen dazu, (End-) Energieverbräuche in eine Treibhausgas (THG)-bilanz umzurechnen. Für Kommunen in Deutschland erfolgt dies (für retrospektive Bilanzen) nach dem BSKO-Standard. Denn je nach Wahl der THG-Emissionsfaktoren können THG-Bilanzen um bis zu 20 Prozent variieren. Für ein standardisiertes Vorgehen nach BSKO werden alle Sektoren, die energiebezogenen Vorketten der einzelnen Energieträger (Strom, flüssige und gasförmige Energieträger) sowie neben den reinen CO₂-Emissionen weitere Treibhausgase (unter anderem N₂O und CH₄) in CO₂-Äquivalenten berücksichtigt und mit den Energieverbräuchen multipliziert. (2) Im Wärmeplan werden THG-Emissionen in der Zukunft berechnet. Dies erfolgt unter Zuhilfenahme von zukünftigen Emissionsfaktoren aus dem Leitfaden für die kommunale Wärmeplanung der Landesenergieagentur in Baden-Württemberg, die ebenfalls Vorketten und Äquivalenzen umfassen.
Endenergie	Endenergie bezieht sich auf die Energie, die in einem bestimmten Zustand vorliegt und direkt von den Endverbrauchern genutzt werden kann. Sie ist die Energie, die nach der Umwandlung und Übertragung von Primärenergie (wie fossilen Brennstoffen oder erneuerbaren Energien) und damit einhergehenden Umwandlungs- und Transportverlusten zur Verfügung steht. Beispiele für Endenergie sind elektrische Energie oder Wärmeenergie, die in Haushalten, Industrie oder Verkehr verwendet werden. Endenergie ist also die Form der Energie, die tatsächlich für verschiedene Anwendungen genutzt wird, nachdem sie durch verschiedene Prozesse umgewandelt wurde.
Energieträger	Als Energieträger werden alle Quellen beziehungsweise Stoffe bezeichnet, in denen Energie mechanisch, thermisch, chemisch oder physikalisch gespeichert ist. Aus Energieträgern kann direkt oder durch Umwandlung Energie gewonnen werden. Unterschieden werden Primär- und Sekundärenergieträger. Bei Primärenergieträgern handelt es sich um Energieträger, die keiner Umwandlung unterworfen werden, zum Beispiel Kohle, Erdgas, sowie erneuerbare Energien. Sekundärenergieträger sind Energieträger, die aus Umwandlung von Primärenergieträgern entstehen, wie Mineralölprodukte, Gichtgas, Strom oder Fernwärme. (4)

Erdwärmesonde	Erdwärmesonden werden (neben Erdwärmekollektoren) in der oberflächennahen Geothermie (bis ca. 400 m) eingesetzt. Sie ist ein Erdwärmeüberträger, in dem eine Wärmeträgerflüssigkeit zirkuliert. In der Regel wird das Rohrsystem in ein vertikal oder schräg verlaufendes Bohrloch eingebracht. Das Potenzial ist von der Wärmeleitfähigkeit des Untergrunds sowie der zulässigen Bohrtiefe abhängig. (3)
Erneuerbare Energien	Umfassen laut WPG (1) Wärme aus Geothermie, Umweltwärme, Abwasser, Solarthermie, Biomasse, grünem Methan, Wärmepumpen, Strom (Bundesstrommix, Direktnutzung aus EE-Anlagen), grüner Wasserstoff. Zudem betrachtet die Wärmeplanung unvermeidbare Abwärme als Quelle.
Flüssiggas	Flüssiggas (auch LPG = Liquefied Petroleum Gas) ist ein fossiler Energieträger, der leitungs- bzw. netzunabhängig in Tanks gelagert und für verschiedenen Anwendungen (Heizen, Kältemittel, Industrie) genutzt werden kann. Dazu zählen vor allem Propan und Butan. Daneben gibt es auch aus Biomasse hergestelltes biogenes Flüssiggas.
Fokusgebiet	Entsprechend den Vorgaben der Kommunalrichtlinie sind in geförderten Wärmeplänen zwei bis drei Fokusgebiete auszuweisen, die bezüglich einer klimafreundlichen Wärmeversorgung kurz- und mittelfristig prioritär zu behandeln sind. Für diese Fokusgebiete sind zusätzlich konkrete, räumlich verteilte Umsetzungspläne zu erarbeiten.
Gradtagszahl	Die Gradtagzahl ist eine heiztechnische Kenngröße. Sie stellt den Zusammenhang zwischen der Außenlufttemperatur und der gewünschten Raumtemperatur dar. Die Gradtagzahl ist die Differenz zwischen der Raumtemperatur und der Tagesmitteltemperatur. Sie kann für verschiedene Zeiträume (Monate, Heizperiode, ...) aufsummiert werden. Mit der Gradtagzahl können Energieverbrauch und Heizkostenabrechnung überprüft werden. (5) Im Wärmeplan wird, da die Verbrauchsdaten stark von der Witterung abhängen, eine Witterungsreinigung über Gradtagzahlen durchgeführt. Dadurch werden jahresscharfe Verbräuche vergleichbar gemacht.
Hausumring	Begrenzung eines Gebäudes oder eines Gebäudeteils mit gleicher Nutzung
Jahresarbeitszahl (JAZ)	Je effizienter eine Wärmepumpe arbeitet, desto höher ist ihre sogenannte Jahresarbeitszahl (JAZ). Sie beschreibt, wie viele

Einheiten Wärme eine Heizung im gesamten Jahresschnitt mit einer eingesetzten Einheit Energie gewinnt. Je höher die JAZ ist, desto besser. Die JAZ 4 bedeutet zum Beispiel, dass eine Wärmepumpe pro Kilowattstunde Strom im Schnitt 4 Kilowattstunden Wärme ans Gebäude abgibt. (6)

Kommunalrichtlinie	Die Kommunalrichtlinie ist ein Förderprogramm der Bundesregierung basierend auf der nationalen Klimaschutzinitiative (NKI), das darauf abzielt, Kommunen bei der Umsetzung von Klimaschutz- und Energieeffizienzmaßnahmen zu unterstützen. Sie bietet finanzielle Mittel und Beratung für Projekte, die zur Reduzierung von Treibhausgasemissionen und zur Verbesserung der Energieeffizienz in kommunalen Einrichtungen beitragen. Ziel ist es, die kommunale Infrastruktur nachhaltiger zu gestalten und die Lebensqualität in den Kommunen zu erhöhen. Die kommunale Wärmeplanung wird aus Mitteln der Kommunalrichtlinie gefördert.
Leistungszahl (einer Wärmepumpe, COP bzw. JAZ)	Die Leistungszahl einer Wärmepumpe (Coefficient of Performance oder COP) ist ein Maß für die gegenwärtige Effizienz einer Wärmepumpe, während die Jahresarbeitszahl (JAZ) ein Maß für die Effizienz der Wärmepumpe innerhalb eines ganzen Jahres ist. (s. auch COP und JAZ)
Nachtspeicherheizung	Die Nachtspeicherheizung (auch Nachtspeicherofen genannt) ist ein Heizgerät, das mit elektrischem Strom betrieben wird. Dieser wird in der Nacht aufgenommen und direkt in thermische Energie umgewandelt. Anschließend speichern Nachtspeicheröfen die Wärme, bis sie diese am folgenden Tag an die Räume abgeben. (7)
Potenzial	Die Betrachtung der Potenziale im Wärmeplan dient erstens einer hinreichend genauen Abschätzung der im beplanten Gebiet vorhandenen Potenziale zur Energieeinsparung durch Wärmebedarfsreduktion, sowie zweitens, der Potenziale für Wärmeerzeugung aus Erneuerbaren Energien und unvermeidbarer Abwärme. Unterschieden werden verschiedene Potenzialbegriffe: Das theoretische Potenzial beschreibt jenen Anteil des physikalisch nutzbaren Energieangebots, der durch bekannte Technologien und Bereitstellungsverfahren grundsätzlich erschlossen werden kann. Die Potenziale werden durch technische Restriktionen, die im Rahmen der Potenzialanalyse ermittelt werden, eingeschränkt. Eine weitere Reduzierung erfolgt durch wirtschaftliche oder politische

	Rahmenbedingungen, die in der energiewirtschaftlichen Bewertung vorgenommen werden. Als kleinste Teilmenge berücksichtigen die erschließbaren Potenziale auch nicht ökonomische Barrieren wie beispielsweise Informationsdefizite der möglichen Wärmeabnehmer, rechtliche Hürden sowie Akzeptanzprobleme bei der Erschließung verschiedener Wärmequellen. (3)
Prozesswärme	Neben dem Wärmebedarf für die Nutzungsarten Raumwärme und für Warmwasser wird im Wärmeplan der für Prozesswärme betrachtet, die die Sektoren Industrie sowie Gewerbe, Handel und Dienstleistungen benötigen. Prozesswärme ist für die Herstellung oder Umwandlung von Produkten bzw. die Bereitstellung von Dienstleistungen (etwa Krankenhäuser, Bäder) erforderlich. Dabei sind sehr unterschiedliche (30 bis zu $>1000^{\circ}\text{C}$), in der Regel aber höhere Anforderungen an das Temperaturniveau von Prozesswärme im Vergleich zu den anderen Nutzungsarten zu berücksichtigen. (3)
Sanierung, Sanierungsquote, Sanierungstiefe	Sanierung meint hier die energetische Sanierung von Gebäuden durch Dämmmaßnahmen verschiedener Gebäudeteile und den Austausch von Fenstern/ Türen mit dem Ziel, die Wärmeleitfähigkeit der Gebäudeteile (u-Werte) und damit den Wärmebedarf zu reduzieren. Unterschieden wird dabei die Sanierungsquote und -tiefe. Die Begriffe Sanierungsquote und Sanierungsrate werden in dem Bericht synonym verwendet. Die Sanierungsquote beschreibt die Anzahl der Sanierungen, z. B. in jährlichen Prozentraten. Die Sanierungstiefe gibt an, wie umfassend eine Sanierung durchgeführt wird, d. h., welcher energetische Standard durch die Sanierung erreicht werden konnte.
Sektoren	Unterschieden werden in der Wärmeplanung die Sektoren: private Haushalte bzw. Wohngebäude, Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) und Industrie, teils werden für die THG-Bilanz kommunale Liegenschaften als vierter Sektor separat ausgewiesen. Nicht berücksichtigt wird hier – auch im Unterschied zu kommunalen Endenergie- und THG-Bilanzen - der Sektor Verkehr. Wichtig: wenn von Sektorenkopplung gesprochen wird, meint dies hingegen die Verschränkung der Energienutzung zwischen Strom, Wärme und Mobilität (etwa die Erzeugung von

	Wasserstoff durch Elektrolyse für den ÖPNV mit nutzbarer Abwärme als Nebenprodukt für umliegende Gebäude).
Sole-Wärmepumpe	Heizungstechnologie, bei der eine Wärmepumpe mit einem Wasser-Glykol-Gemisch eingesetzt wird. Dies ist i. d. R. der Fall, wenn Wärmepumpen mit oberflächennaher Geothermienutzung, z. B. Erdsonden oder Erdkollektoren, kombiniert werden.
Synthetische Gase	Hierzu zählt v.a. synthetisches Methan. Es wird aus CO₂-neutralem Wasserstoff mit CO₂ über den Verfahrensschritt der Methanisierung hergestellt. Damit das synthetische Methan CO₂-neutral ist, muss dieses CO₂ entweder biogen Ursprungs, d. h. aus Biomasse, sein oder aus der Atmosphäre (z. B. über Direct Air Capture zur Abscheidung von CO₂ aus der Umgebungsluft) stammen.
treibhausgasneutral	Ziel der Wärmeplanung (s. WPG) ist eine treibhausgasneutrale Wärmeversorgung bis spätestens 2045. Treibhausgasneutralität wird dann erreicht, wenn im nicht mehr Treibhausgase emittiert werden, als auf natürliche oder künstliche Art und Weise gebunden werden können. Das heißt, wenn ein Zustand von Netto-Null der Treibhausgasemissionen erreicht wird. Davon abzugrenzen ist klimaneutral, als Zustand, bei dem menschliche Aktivitäten im Ergebnis keine Nettoeffekte auf das Klimasystem haben. Dies beinhaltet auch durch den Menschen verursachte Aktivitäten, die regionale oder lokale biogeophysische Effekte haben (z.B. Änderung der Oberflächenalbedo). Allerdings ist Klimaneutralität nicht eindeutig bzw. einheitlich definiert. Treibhausgasneutralität ist ein Teil der Klimaneutralität (8).
unvermeidbare Abwärme	Der Begriff der unvermeidbaren Abwärme wird in § 3 WPG definiert. Danach ist unvermeidbare Abwärme Wärme, die als unvermeidbares Nebenprodukt in einer Industrieanlage, Stromerzeugungsanlage, Elektrolyseuren oder im tertiären Sektor anfällt und ohne den Zugang zu einem Wärmenetz ungenutzt in die Luft oder das Wasser abgeleitet werden würde. Abwärme gilt als unvermeidbar, soweit sie aus wirtschaftlichen, sicherheitstechnischen oder sonstigen Gründen im Produktionsprozess nicht nutzbar ist und mit vertretbarem Aufwand nicht verringert werden kann. Darüber hinaus wird gemäß § 3 WPG Wärme aus thermischer Abfallbehandlung im Anwendungsbereich des WPG unvermeidbarer Abwärme

gleichgestellt, wenn sie unter Einhaltung der Vorgaben des Gesetzes zur Förderung der Kreislaufwirtschaft und Sicherung der umweltverträglichen Bewirtschaftung von Abfällen (Kreislaufwirtschaftsgesetz) in der jeweils geltenden Fassung aus der energetischen Verwertung von Abfall gewonnen wird. Darunter fällt auch Wärme aus der thermischen Behandlung von Klärschlamm gemäß der Klärschlammverordnung in der jeweils geltenden Fassung. (3)

Wärmeatlas	Der Wärmeatlas ist ein digitales Instrument, dass georeferenziert die Ergebnisse der Bestands- und Potenzialanalyse abbildet. Das heißt, er umfasst Daten zum lokal verorteten Wärmebedarf bzw. -verbrauch, zur Infrastruktur der Wärmeversorgung, baulichen Strukturen (Baualtersklassen, Gebäudetypen), bildet ermittelte Kennzahlen wie Wärme(-linien-)dichten ab und enthält Informationen zu lokal verortbaren Potenzialen. Aufgrund des Datenschutzes werden die meisten Informationen nach außen nur aggregiert (etwa auf Ebene eines Baublocks) dargestellt
Wärmebedarf	Unter dem Raumwärmebedarf versteht man die rechnerisch ermittelte Wärmemenge, die sich aus der vorgesehenen Innenraumtemperatur, den äußeren klimatischen Bedingungen sowie den Wärmegewinnen und -verlusten des Gebäudes ergibt. Zusätzlich umfasst der Wärmebedarf jenen, der für die Warmwasserbereitung und für die Herstellung oder Umwandlung von Produkten erforderlich ist (Prozesswärme). Auf Basis von Gebäudetypologie bzw. Abnehmerstruktur lässt sich der Wärmebedarf anhand spezifischer Kennwerte abschätzen und bildet somit eine gute Grundlage für eine erste Einordnung bzw. das Schließen von Datenlücken. (3)
Wärmedichte	Dabei wird der Wärmeverbrauch ins Verhältnis zu einer Grundfläche gesetzt. Als geeignete Bezugsgrößen eignen sich oft Flurstücke, Hektarraster oder Baublöcke. Der Indikator wird meist in MWh/(ha a) oder TJ/(km ² a) angegeben. (3)
Wärmeliniendichte (WLD)	Die Kenngröße setzt die in der Bestandsanalyse ermittelte Wärmeverbrauchs- und -bedarfsmenge, die entlang eines Straßenabschnitts anfällt, ins Verhältnis zur Länge des Straßenabschnitts bzw. der für die Wärmeversorgung relevanten Trassenlänge. Der Indikator wird meist in MWh/(m a) angegeben. (3)

Wärmenetz	Ein Wärmenetz ist ein System, das Wärme von einem zentralen Erzeuger über Leitungen zu mehreren Verbrauchern transportiert. Es wird häufig in städtischen Gebieten eingesetzt, um Wohn- und Nichtwohngebäude sowie Gewerbe- und Industriebetriebe, mit Heizwärme zu versorgen. Die Wärme wird in der Regel in Form von heißem Wasser erzeugt, oft durch Blockheizkraftwerke (BHKW) oder Heizkessel, die mit Gasen oder Biomasse betrieben werden. Des Weiteren werden auch Erzeugungsanlagen eingesetzt, die Erneuerbare Wärme direkt nutzen (z. B. Geothermie oder Solarthermie) oder die Umweltwärme mittels Wärmepumpen nutzen. Wärmenetze zählen zur leitungsgebundenen Wärmeversorgung.
Wärmeplan	Das zur Veröffentlichung bestimmte Ergebnis der Wärmeplanung. (1)
Wärmeplanung	Die kommunale Wärmeplanung ist eine rechtlich unverbindliche, strategische Fachplanung, die Möglichkeiten für den Ausbau und die Weiterentwicklung leitungsgebundener Energieinfrastrukturen für die Wärmeversorgung, die Nutzung von Wärme aus erneuerbaren Energien, aus unvermeidbarer Abwärme oder einer Kombination hieraus sowie zur Einsparung von Wärme aufzeigt und die mittel- und langfristige Gestaltung der Wärmeversorgung für das geplante Gebiet beschreibt. (1)
Wärmeplanungsgesetz (WPG)	Das Wärmeplanungsgesetz (WPG), geltend ab 1.1.2024, ist ein rechtlicher Rahmen auf Bundesebene, der noch in die Ländergesetzgebung überführt werden muss. Das WPG regelt insbesondere die Erstellung kommunaler Wärmepläne, aber auch die Transformation und Dekarbonisierung vorhandener Wärmenetze. Dieses Bundesgesetz muss in die Ländergesetzgebung überführt werden. Die Länder übertragen die Verpflichtung zur Erstellung kommunaler Wärmeplanungen i. d. R. auf die Kommunen. Das WPG zielt darauf ab, die Energieeffizienz zu steigern und den Einsatz erneuerbarer Energien sowie der Nutzung unvermeidbarer Abwärme der Wärmeversorgung umzusetzen. Das Gesetz legt fest, dass die Länder dafür Sorge tragen müssen, eine umfassende Wärmeplanung auf ihren Gebieten durchzuführen, um die Wärmeversorgung nachhaltig zu gestalten. Dazu gehört die Analyse des bestehenden Wärmebedarfs, die Identifizierung von Potenzialen für erneuerbare Energien und die Entwicklung von

	Strategien zur Reduzierung von CO ₂ -Emissionen. Durch das Wärmeplanungsgesetz sollen die Weichen für eine klimafreundliche und zukunftssichere Wärmeversorgung gestellt werden, die sowohl ökologischen als auch ökonomischen Anforderungen gerecht wird
Wärmepumpe	Eine Wärmepumpe erschließt Wärme aus der Außenluft (auch Luft-Wasser-Wärmepumpe genannt), dem Grundwasser (auch Wasser-Wasser-Wärmepumpe) oder der Erdwärme (auch Solewärmepumpe oder Sole-Wasser-Wärmepumpe) für die Nutzung in Gebäuden. Dazu ist ein Kältemittel in einem Rohrsystem das Transportmittel. Dieses wird im Kreislauf verdichtet, bei Abgabe der Wärme wird das Mittel wieder entspannt. Für diese Verdichtung braucht eine elektrische Wärmepumpe Strom. Manche Wärmepumpen können im Sommer auch zum Kühlen eingesetzt werden. (6)
Wärmeverbrauch	Beim Wärmeverbrauch handelt es um die tatsächlich verbrauchte (= gemessene) Energiemenge. Bei der Darstellung des Verbrauchs werden daher im Gegensatz zum Bedarf auch die Auswirkungen von Witterung, Nutzerverhalten und Produktionsänderungen abgebildet. Die Verwendung realer Wärmeverbrauchswerte bietet grundsätzlich den Vorteil einer realistischen Momentaufnahme für den entsprechenden Erfassungszeitraum, die Werte sind jedoch auch von verschiedenen Einflussgrößen abhängig, wie dem Einsatz der Wärmeversorgungsanlage, dem individuellen Nutzerverhalten, den Produktionsabläufen sowie den jährlichen Witterungsschwankungen. (3)
(voraussichtliches) Wärmeversorgungsgebiet	Entsprechend dem WPG umfasst ein voraussichtliches Wärmeversorgungsgebiet ein Wärmenetzgebiet, ein Wasserstoffnetzgebiet oder ein Gebiet für die dezentrale Wärmeversorgung oder ein Prüfgebiet. Auf Grundlage der Bestands- und Potenzialanalyse erfolgt eine Einteilung in Teilgebiete mit dem Ziel einer möglichst kosteneffizienten Versorgung des jeweiligen Teilgebiets auf Basis von Wirtschaftlichkeitsvergleichen. Besonders geeignet sind Wärmeversorgungsarten, die im Vergleich zu den anderen in Betracht kommenden Wärmeversorgungsarten geringe Wärmegestehungskosten, geringe Realisierungsrisiken, ein hohes Maß an Versorgungssicherheit und geringe kumulierte Treibhausgasemissionen bis zum Zieljahr aufweisen. (1)

Quellen:

- (1) Bundesamt für Justiz (2023) Gesetz für die Wärmeplanung und zur Dekarbonisierung der Wärmenetze (Wärmeplanungsgesetz - WPG)
- (2) Agentur für kommunalen Klimaschutz am Deutschen Institut für Urbanistik gGmbH (Difu) (2024) BSKO Bilanzierungs-Systematik Kommunal. Methoden und Daten für die kommunale Treibhausgasbilanzierung für den Energie- und Verkehrssektor in Deutschland
- (3) Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) und Bundesministeriums für Wohnen, Stadtentwicklung und Bauwesen (BMWSB) (2024) Leitfaden Wärmeplanung Empfehlungen zur methodischen Vorgehensweise für Kommunen und andere Planungsverantwortliche.
- (4) Destatis (o. J.) Glossar (<https://www.destatis.de/>)
- (5) Deutscher Wetterdienst (o. J.) Wetter- und Klimalexikon (<https://www.dwd.de/DE/service/lexikon/Functions/glossar.html?lv2=102936&lv3=103132>)
- (6) Verbraucherzentrale (2024) <https://www.verbraucherzentrale.de/wissen/energie/heizen-und-warmwasser/waermepumpe-alles-was-sie-wissen-muessen-im-ueberblick-5439>
- (7) <https://www.heizung.de/>
- (8) Umweltbundesamt (2021) Treibhausgasneutralität in Kommunen. (https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/publikationen/2021-03-24_factsheet_treibhausgasneutralitaet_in_kommunen.pdf)

Dieser Bericht wurde durch die Gemeinde Hilter a.T.W. mit Unterstützung der TEN und BET erstellt.



Förderung



Das Vorhaben „Erstellung einer kommunalen Wärmeplanung für die Gemeinde Hilter a.T.W.“ (Laufzeit des Vorhabens: 01.01.2024 – 31.12.2024; Förderkennzeichen: 67K26339) wird durch die Nationale Klimaschutzinitiative des Bundesministeriums für Wirtschaft

und Klimaschutz (BMWK) in Form einer nicht rückzahlbaren Zuwendung von 90 % der zuwendungsfähigen Ausgaben gefördert.

0 Einleitung

Deutschlands Endenergieeinsatz dient zu mehr als der Hälfte der Bereitstellung von Wärme. In Privathaushalten sind es fast drei Viertel. Dies erfolgt aktuell noch überwiegend mit fossilen Energieträgern, insbesondere mit Erdgas und Heizöl.

Die Energiewende zu realisieren, bedeutet daher auch die Wärmewende in die Wege zu leiten. Da die Wärmeversorgung lokal und vergleichsweise „kleinteilig“ erfolgt, sind hier die Kommunen in einer wichtigen Rolle, um den Weg zur Dekarbonisierung zu bereiten.

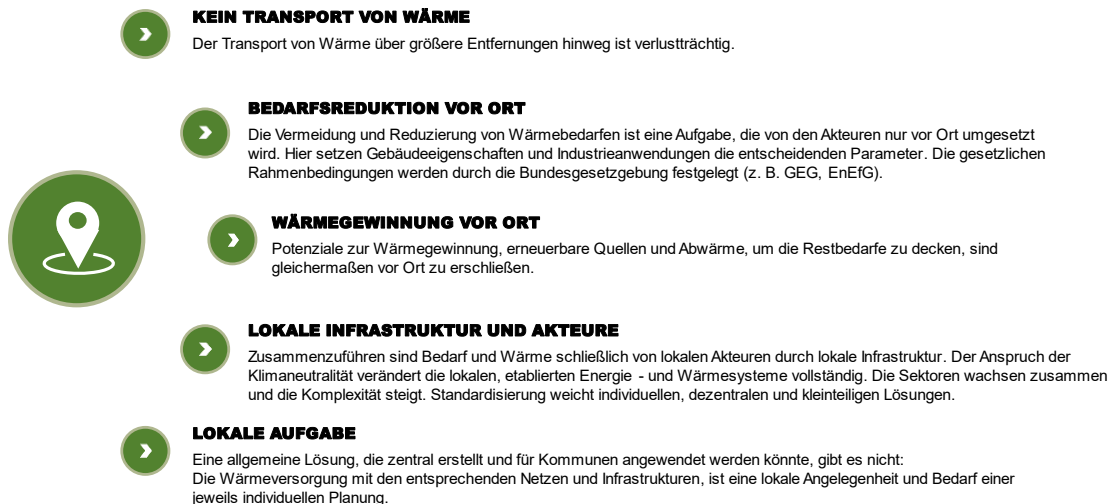


Abbildung 1: Die Wärmewende als lokale Aufgabe

Die Organisation der Wärmewende ist primär eine lokale Aufgabe, die zunächst den Kommunen zufällt, die diese Aufgabe aber insbesondere nur gemeinsam mit den lokalen oder regionalen Energieversorgern und den relevanten Akteuren lösen können.

0.1 Motivation, Rechtsrahmen und Aufgabenstellung

Rechtsrahmen

Mit der Novellierung der **Kommunalrichtlinie** (KRL) vom 18. Oktober 2022 hat der Gesetzgeber auf Bundesebene einen Förderrahmen geschaffen, der insbesondere die Erstellung kommunaler Wärmepläne (kWP) mit i. d. R. 90 % der Kosten bezuschusst, wenn ein Antrag bis zum 31.12.2023 gestellt wurde. Auf Bundesebene wurde am 22. Dezember 2023 das Gesetz für die Wärmeplanung und zur Dekarbonisierung der Wärmenetze (**Wärmeplanungsgesetz** – WPG) durch Veröffentlichung im Bundesanzeiger zum 01.01.2024 in Kraft gesetzt. Dieses WPG muss noch in die Landesgesetzgebung überführt werden. Für Niedersachsen gilt aktuell das Landesgesetz zum Klimaschutz (NKli-maG), das eine Umsetzung der kommunalen Wärmeplanung bis Ende 2026 sowie eine treibhausgasneutrale Wärmeversorgung bis zum Jahr 2045 für Mittel- und Oberzentren und somit nicht für die Gemeinde Hilter a.T.W. vorschreibt. Weitere gesetzliche Anpassungen werden mit der Umsetzung des **WPG auf Landesebene** erwartet.

Zentrale Maßgabe für die Aufstellung des kommunalen Wärmeplans ist die Durchführung der im **Technischen Annex** der KRL geforderten Arbeitsschritte. Darüber hinaus werden – soweit möglich – die Vorgaben des, während der Projektlaufzeit verabschiedeten und auf Landesebene noch nicht geltenden, Wärmeplanungsgesetzes berücksichtigt. Dies betrifft insbesondere die **Information der Öffentlichkeit**. Dazu soll auch dieser Zwischenbericht dienen, mit dem der Stand der Bestands- und Potenzialanalyse dokumentiert wird und ein Entwurf des Zielszenarios dargestellt wird. Mögliche Stellungnahmen und Kommentierungen werden genutzt, um den ersten Wärmeplan der Gemeinde Hilter a.T.W. zu finalisieren.

Wärmeplanung in der Gemeinde Hilter a.T.W.

Die kommunale Wärmeplanung der **Gemeinde Hilter a.T.W.** ist ein wichtiger Prozess zu einer treibhausgasneutralen, effizienten Wärmeversorgung. Entsprechend der bundesdeutschen Daten entfällt auch in Hilter a.T.W. mehr als die Hälfte des deutschen Endenergieverbrauchs auf Wärmeanwendungen. Die Gemeinde hat mit dem integrierten Klimaschutzkonzept das Ziel bekräftigt, **bis spätestens 2045 treibhausgasneutral** zu sein. Bislang erfolgt der überwiegende Teil der Wärmeversorgung durch fossile Energieträger: Laut Endenergiebilanz der Gemeinde Hilter a.T.W. für das Jahr 2020 wurde der Wärmebedarf dabei zu 53 % aus Erdgas und zu 39 % aus Heizöl oder Flüssiggas gedeckt.

Die Wärmeplanung gibt der Gemeinde die Möglichkeit, eine Strategie für die **Transformation der Wärmeversorgung** in Form des ersten kommunalen Wärmeplans im Jahr 2024 zu entwickeln. So soll aufgezeigt werden, wie eine treibhausgasneutrale und zukunftsfähige Wärmeversorgung aufgebaut und die Wärmewende aktiv gestaltet werden kann. Durch die frühe Erarbeitung eines Wärmeplans liegen – für alle transparent – wichtige Informationen vor, wie die Zukunft der Wärmeversorgung aussehen kann.

Im Februar 2024 haben die Arbeiten am kommunalen Wärmeplan unterstützt durch die TEN eG und der BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH begonnen. Dazu wurde ein Projektfahrplan ausgearbeitet. In einem ersten Schritt wurden dafür gemeinsam von der TEN und der BET der aktuelle Wärmeverbrauch und die vorhandenen Wärmeinfrastrukturen im Gemeindegebiet detailliert analysiert. Für die Nutzung von Erneuerbaren Energien und von Abwärmequellen sowie für die Reduzierung des Wärmebedarfs wurde eine Potenzialanalyse durchgeführt. Anschließend wird ein Zielszenario erarbeitet, welches einen Pfad zur Treibhausgasneutralität aufzeigt. Daraus wurden Strategien und Maßnahmen zur Senkung des Wärmeverbrauchs und zur treibhausgasneutralen Wärmeversorgung für die einzelnen Gemeindegebiete abgeleitet, die zur Zielerreichung einer treibhausgasneutralen Wärmeversorgung im Jahr 2045 führen.

Der Wärmeplan gibt als strategisches Planungsinstrument noch keine verbindliche Aussage für einzelne Haushalte in Bezug auf eine kurzfristige Heizungsumstellung. Als strategische Leitplanung stellen die Ergebnisse der kommunalen Wärmeplanung auch keine Verbindlichkeit für Energieversorger oder Netzbetreiber dar.

Die Ergebnisse können aber als wichtige Grundlage genutzt werden für die strategische Entwicklung der Wärmeversorgung durch die Gemeinde Hilter a.T.W. sowie durch den örtlichen Versorger im Rahmen der Entwicklung von neuen und Wärmenetzen.

0.2 Rahmenbedingungen des Projekts

Die Gemeinde Hilter a.T.W. am Teutoburger Wald

Hilter a.T.W. ist eine Gemeinde im Südosten des Landkreises Osnabrück und hat etwa 10.500 Einwohnerinnen und Einwohner bei einer Flächenausdehnung von ca. 53 km².

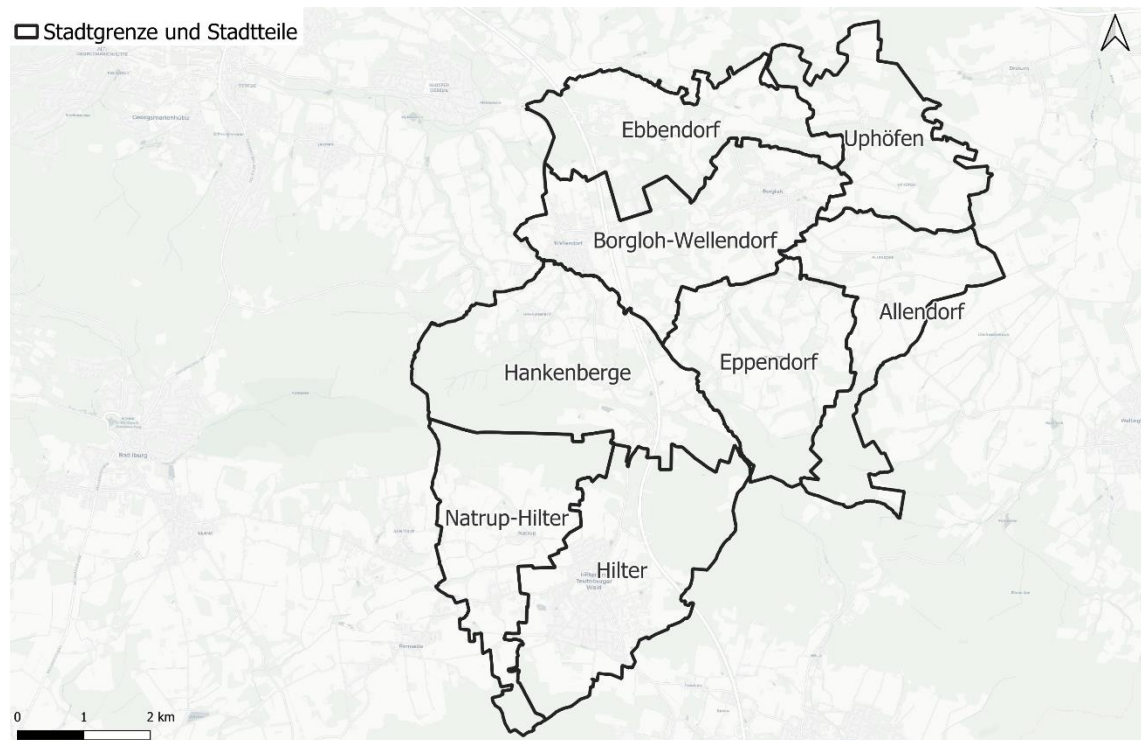


Abbildung 2: Gemeindegebiet Hilter a.T.W. mit den einzelnen Gemarkungen¹

Die Gemeinde Hilter a.T.W. besteht aus den Gemarkungen Ebbendorf, Uphöfen, Borgloh-Wellendorf, Allendorf, Hankenberge, Eppendorf, Natrup-Hilter und Hilter a.T.W. selbst.

Die Gemeinde Hilter a.T.W. ist landwirtschaftlich geprägt. Gewerbeansiedlungen befinden sich insbesondere im und um den Ortskern von Hilter a.T.W..

0.3 Projektstruktur

Die Durchführung des Projekts sowie die Beteiligung der relevanten Akteure und der Öffentlichkeit wird in unterschiedlichen Gruppen organisiert, die in der nachfolgenden Abbildung dargestellt sind. Vertreterinnen und Vertreter von Parteien oder Gremien werden über den Rat der Gemeinde und den Hauptausschuss durch die Verwaltung regelmäßig informiert und eingebunden.

¹ Map tiles by CartoDB, under CC BY 3.0. Data by OpenStreetMap, under ODbL

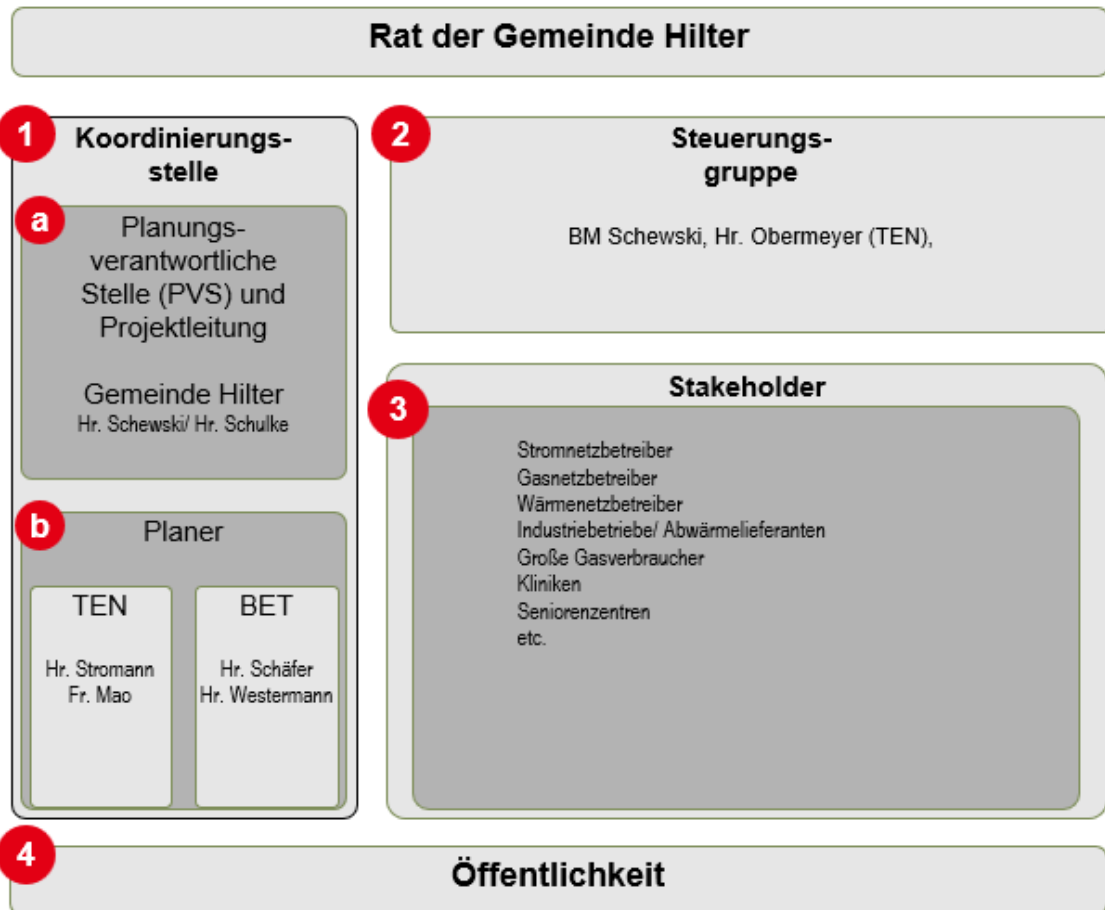


Abbildung 3: Projektstruktur zur Erstellung der kommunalen Wärmeplanung Hilter a.T.W.

Das Projekt wird in einer Projektstruktur durchgeführt, die nachfolgend beschrieben wird:

- Die **Gruppe 1** ist die **zentrale Koordinierungsstelle**. Sie besteht aus der „planungsverantwortlichen Stelle“, also der Gemeinde, und den operativen Planern (TEN und BET).
- Die **Steuerungsgruppe** umfasst als **Gruppe 2** die oberste Verwaltungsebene, also jene, die formal und politisch Verantwortung für die Ergebnisse tragen.
- Die **Gruppe 3** umfasst als wesentliche **Stakeholder** :
Stakeholder, deren Einbindung und Akzeptanz für die Planung erfolgsrelevant sind, und weitere Stakeholder als ebenfalls wichtige Betroffene. Hierbei handelt es sich um alle Betroffenen, Anspruchsgruppen und Beteiligten, die im Rahmen der KWP einbezogen oder zumindest gehört werden sollen.
- Als **Öffentlichkeit** gilt schließlich die **Gruppe 4**; ihr sind alle nicht in den Gruppen 1 bis 3 zugehörigen Personen und Organisationen zugehörig.

0.4 Systematik der durchgeführten Wärmeplanung und Struktur dieses Berichts

Die Arbeitsschritte zur Erstellung der kommunalen Wärmeplanung orientieren sich am Technischen Annex der KRL. Die Wärmeplanung umfasst folgende Arbeitspakete (AP), die die Gliederung dieses Zwischenberichts wie auch des Endberichts bestimmen:

	AP 1: Bestandsanalyse
	AP 2: Potenzialanalyse
	AP3: Zielszenarien und Entwicklungspfade
	AP4: Strategie und Maßnahmenkatalog
	AP5: Partizipationsstrategie
	AP6: Verstetigungsstrategie
	AP7: Controlling-Konzept
	AP8: Kommunikationsstrategie

Abbildung 4: Arbeitsschritte zur Erstellung der kommunalen Wärmeplanung

Der Zwischenbericht beinhaltet die Arbeitspakete 1 und 2 sowie einen Entwurf des Arbeitspaketes 3. Die weiteren Arbeitspakete werden im Endbericht dargestellt.

1 Bestandsanalyse

1.1 Aufgabenstellung

Welche Wärmebedarfe bestehen und wie werden sie derzeit bedient?

Die Bestandsanalyse zeigt im Ergebnis, wie sich die Ausgangssituation der heutigen Wärmeversorgung darstellt. Es ist zu klären, welche **Gebäudetypen** in den Gemarkungsgrenzen der Kommune existieren, wo sie liegen und welchen **Wärmebedarf** sie letztlich – auch unter Berücksichtigung ihres Baualters und Sanierungszustandes – haben. In Verbindung mit der aktuellen **Heiztechnologie** der Gebäude kann ein gutes Abbild der Ausgangslage gezeichnet werden.

Alle Informationen werden digital in einem „**Wärmeatlas**“ zusammengetragen. Der Wärmeatlas ist das zentrale Arbeitsergebnis der Bestandsanalyse. Er ist die Basis für die Potenzialanalyse, die auf diesen Informationen aufbauend bewertet, wie die Primärziele der Wärmewende umsetzbar sind. Das betrifft zum einen die **Wärmebedarfsreduktion** (z. B. durch Sanierungsmaßnahmen der Gebäude) und zum anderen Deckung der verbleibenden **Restwärmebedarfe** mit erneuerbarer Wärme oder unvermeidbarer Abwärme aus Industrie- oder Gewerbebetrieben.

Der Wärmeatlas kann aus öffentlich zugänglichen Daten und auf der Basis einer bereits verfügbaren Grundlage (z. B. Wärmeatlas der KEAN in Niedersachsen) erstellt werden. Zur Plausibilisierung erfolgt ein Abgleich mit den Energieverbrauchsdaten (insbesondere den Gasverbrauchsdaten, aber auch Wärmeverbrauchsdaten aus Wärmenetzen) des örtlichen Energieversorgers sowie, falls verfügbar, den Schornsteinfegerdaten. So wird sichergestellt, dass der Wärmeatlas den Wärmeverbrauch vor Ort korrekt abbildet und auch unbekannte Wärmeverbräuche, z. B. mit Heizöl oder Kohle, gut erfasst sind.

Die Darstellungen im Wärmeatlas erfolgen aggregiert, sodass keine personalisierbaren Rückschlüsse gezogen werden können und damit die Anforderungen an den Datenschutz gemäß Datenschutzgrundverordnung (DSGVO) jederzeit eingehalten werden.

1.2 Datenbasis

1.2.1 Datenquellen

Folgende Daten standen für die Auswertung zur Verfügung:

- Amtliche, öffentliche Daten zu Flurstücken, Adresspunkten und Gebäuden
- Wärmebedarfskarte der Klimaschutz- und Energieagentur Niedersachsen (KEAN)
- Gas- und Wärmeverbrauchsdaten, Gasnetzdaten
- Daten der vorhandenen Wärmenetze (teilweise unvollständig) inkl. Wärmespeicher und Wärmeerzeugungsanlagen
- Daten zu Abwasserkanälen
- Detaillierte Schornsteinfegerdaten

1.2.2 KEAN-Wärmeatlas

Das Datenfundament für die Bestandsanalyse legt die „**Wärmebedarfskarte Niedersachsen**“. Die Klimaschutz- und Energieagentur Niedersachsen (KEAN) stellt kommunenscharf Daten² eigens zum Zwecke der kommunalen Wärmeplanung bereit. Die zentrale Information dieser GIS-Daten sind die **Hausumringe** aller Gebäude in der Kommune. Diese tragen jeweils weitere Informationen („Attribute“), die es ermöglichen, Klassen, Typen, Cluster usw. zu bilden und Analysen zu erstellen. Die wesentlichen Attribute der Hausumringe sind Informationen zum gebäudescharfen **Wärmebedarf**. Konkret handelt es sich u. a. um folgende Attribute:



- Einteilung der Umringe in Wohn- und Nicht-Wohngebäude
- Einteilung der Wohngebäude in Wohngebäudetypen (Einfamilienhäuser (EFH), Reihenhäuser (RH), Mehrfamilienhäuser (MFH), Große Mehrfamilienhäuser (GMFH))
- beheizt (ja oder nein)
- Nutzfläche
- Wärmebedarfe (Raumwärme, Warmwasser und Summe)
- Indikative Energieeffizienzklasse
- Baualter
- Adresse

Dieser KEAN-Wärmeatlas ist absolut fundamental für die Analysen. Die Daten sind jedoch nicht lückenlos oder plausibilisiert. Um eine valide Analyse durchzuführen, werden

² https://www.klimaschutz-niedersachsen.de/zielgruppen/kommunen/KWP-NDS_Waermebedarfskarte.php

diese Basisdaten aus dem KEAN-Wärmeatlas um Zusatzinformationen ergänzt, z. B. den Gasverbrauchsdaten oder den Schornsteinfegerdaten (vgl. Kap. 1.2.3 und 1.2.4). Diese schließen Lücken und bereichern den KEAN-Wärmeatlas um weitere Informationen und Attribute an, erhöhen also Breite, Tiefe und Granularität der Daten.

1.2.3 Daten von Versorgungsunternehmen und Erzeugungsanlagen

Zentral sind außerdem die Daten über **Gebiete mit Gasverteilnetzen** und die **Gasverbrauchsdaten**. Diese stellt der örtliche Gasnetzbetreiber zur Verfügung. Wo keine Gasnetze vorhanden sind, kann das Heizen mit Gas (außer Flüssiggas) ausgeschlossen werden.

Für bestehende **Wärmenetze** (aktuell ein bestehendes kaltes Nahwärmenetz) werden die Daten vom Wärmenetzbetreiber erhoben und in die kartografischen Darstellungen übernommen. Möglicherweise bestehende Wärmenetze werden dort angenommen, wo es wahrscheinlich erscheint: Dies gilt vornehmlich für größere Gebiete unbekannter Beheizung, die meist die gleiche Bebauungsstruktur und oft den gleichen Eigentümer aufweisen. Meist liegt in dem Gebiet ein Gebäude mit sehr hohem Gasverbrauch vor oder in den Schornsteinfegerdaten ist eine Heizung mit verhältnismäßig hoher Leistung in einem Gebäude vorhanden, in welchem in solchen Fällen eine Heizzentrale vermutet wird. Je nach Datenlage sind auch dazu Annahmen zu treffen. Dabei werden beispielsweise Trassenverläufe und die Anzahl der Anschlüsse, falls nicht bekannt, abgeschätzt. Inbetriebnahmejahre und Temperaturen sind dann jedoch unbekannt.

Abwassernetze werden in den Wärmeatlas ebenfalls mit aufgenommen, damit ggf. die Nutzung von Wärme aus Abwässern im Rahmen der Potenzialanalyse untersucht werden kann. Im hier vorliegenden Fall liegen keine Abwasserleitungen mit einem Durchmesser > DN 800 im Bestand vor, ab dem eine Nutzung der Abwasserwärme in Betracht gezogen werden sollte.

Weitere „blinde Flecken“ sind über die Kenntnis von **Wärmeerzeugungsanlagen**, die in Wärmenetze einspeisen, zu eliminieren. Bekannte Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber werden kontaktiert und um Auskunft zu den Versorgungsgegebenheiten gebeten. Bei unbekannten Betreiberinnen und Betreibern kann auf die Schornsteinfegerdaten zurückgegriffen werden, um die wahrscheinliche Versorgungsstruktur abzubilden.

Auch die Informationen zu eventuellen **Wärme- und Gasspeichern** werden bei den bekannten Betreibern von Wärmeerzeugungsanlagen bzw. Gasnetzen angefragt und, falls vorhanden, in die Darstellung übernommen.

Wenn Erzeugungsanlagen von **Wasserstoff** oder **synthetischen Gasen** existieren, ist dies in der Regel bekannt. Auch diese Daten fließen nach Betreiberangaben in die Bestandsanalyse ein, um später entsprechende Potenziale abzubilden.

1.2.4 Zusatzinformationen und Korrekturen

Zur besseren Abbildung der Situation in Hilter a.T.W. wird der Wärmeatlas mit weiteren Informationen angereichert und vorhandene Werte, v. a. der Wärmebedarf, geprüft und bei Bedarf angepasst. Dabei ist der Endenergieverbrauch die eingesetzte Energie, z. B. die kWh Gas oder Heizöl die in einem Wärmeerzeuger eingesetzt wird, also den entsprechenden Wirkungsgrad einer Heizungsanlage berücksichtigt. Der Wärmebedarf hingegen ist die genutzte Wärme, d. h. die Wärme aus dem Heizkörper und das warme Wasser aus dem Wasserhahn.

1.2.4.1 Adressdaten

Mitunter ist einem Hausumring im KEAN-Wärmeatlas keine Adresse zugeordnet oder mehrere Adressen liegen in einem Umring. Zum Schließen dieser Lücken bzw. zur Beseitigung der Unschärfen werden, um schließlich den KEAN-Wärmeatlas vollständig mit Adressen zu befüllen, folgende Daten verwendet:

- **Gebäudereferenzen** vom Land Niedersachsen³
- **Postleitzahlen**⁴

Liegen mehrere Gebäudereferenzen in einem Umring, wird dieser zerteilt. Umringe ohne Adresse bekommen eine Adresse zugeordnet. Dabei greift ein Algorithmus auf folgende Daten zu und entscheidet, welche Adresse zugeordnet wird:

- Gebäude mit eindeutiger Adresse aus dem KEAN-Wärmetlas
- Flurstücke⁵
- Distanz zu bekannten Adressen

Anschließend werden die Umringe mit gleicher Adresse aggregiert.

Das Ergebnis ist ein georeferenzierter, adressscharfer Wärmeatlas.

Darstellungen und Auswertungen erfolgen immer in aggregierter Form DSGVO-konform, i. d. R. baublockscharf.

1.2.4.2 Verbrauchsdaten

Der KEAN-Wärmeatlas basiert auf Abschätzungen und Korrelationen etc.. Ein Abgleich mit tatsächlichen Verbrauchsdaten stellt sicher, dass der Wärmeatlas die Situation und den Gebäudebestand vor Ort auch realitätsnah abbildet. Hierfür werden (sofern vorliegend) Verbrauchsdaten genutzt:

- Gasverbrauchsdaten (2020, 2021, 2022)⁶
- Wärmeverbrauchsdaten für Wärmenetze (2020, 2021, 2022)⁷

³ Versorger

⁴ Quelle: OpenStreetMap

⁵ Versorger/Gemeinde

⁶ Quelle: Versorger

⁷ Quelle: Versorger

- Verbräuche und Energieträger in den kommunalen Liegenschaften von der Kommune (2020, 2021, 2022)
- Stromerzeuger (Stand Mai 2024)⁸
- Standorte und wenn möglich Erzeugungsmengen von Wärmeerzeugungsanlagen, die in ein Wärmenetz einspeisen (aktueller Datenstand)⁹
- Erdwärmesonden mit Wärmenutzung (→ Annahme von Sole-Wärmepumpen, Stand März 2024)

Da die Verbrauchsdaten stark von der Witterung abhängen, wird eine Witterungsbereinigung über Gradtagzahlen¹⁰ durchgeführt. Dadurch werden die Verbräuche, die jahresscharf vorliegen, auf ein Jahr umgerechnet, welches dem langjährigen Mittel entspricht, und so vergleichbar gemacht.

Anschließend erfolgt eine Umrechnung in Wärmeverbräuche über anlagenspezifische Wirkungsgrade. Auf mehrere Adressen aggregierte Daten, z. B. wenn mehrere Gebäude über einen Gasanschluss versorgt werden, werden anhand der Wärmebedarfe im Wärmeatlas zerteilt. Anschließend erfolgt ein adresssscharfer Abgleich

- der Wärmebedarfe aus dem Wärmeatlas
- mit den Wärmeverbräuchen aus den Verbrauchsdaten.

Tatsächlich bekannte Verbräuche fließen natürlich unverändert (lediglich umgerechnet in Wärmeverbräuche) in den Wärmeatlas ein. Für „unbekannte“ Gebäude werden auf Basis des Vergleichs typenscharfe Korrekturfaktoren abgeleitet. Diesbezügliche Auswertungen zeigen z. B., dass der Wärmebedarf eines Mehrfamilienhauses aus den 1980er Jahren in der Regel im KEAN-Wärmeatlas um ca. 10 % überschätzt wird. Entsprechend erfolgt im Wärmeatlas eine Korrektur der dort (zunächst abgeschätzten) Wärmebedarfe dieses Gebäudetyps.

1.2.4.3 Weitere Attribute

Auf Basis der Gebäudenutzungsarten (bereits im KEAN-Wärmeatlas enthalten) oder Informationen zu Industrieunternehmen (über die Ortskenntnis der Gemeinde bzw. der TEN) wird jedem Hausumring ein **Sektor** (Haushalte, Gewerbe, Industrie) zugeordnet. Zusätzlich werden die kommunalen Liegenschaften als solche markiert. Prozesswärme wird bei bestimmten Gebäude-Nutzungsarten angenommen, bei denen die spezifischen Verbräuche oberhalb eines Grenzwertes liegen.

Jeder Hausumring hat durch diesen Schritt weitere **Attribute** (neben den oben bereits beim KEAN-Wärmeatlas genannten) erhalten:

- Sektor
- Ausweisung kommunaler Liegenschaften

⁸ <https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR>

⁹ Anlagenbetreiber

¹⁰ <https://www.iwu.de/publikationen/fachinformationen/energiebilanzen/gradtagzahltool/>

- Bekannte Energieträger
- Auf Basis des Abgleichs neu berechnete Energieeffizienzklassen

Die Gebäude werden ferner einzelnen **Baublöcken** und **Straßenzügen** zugeordnet. Durch diese Kennzeichnung ist es möglich, Wärmelinien dichten (anhand der Wärmebedarfe aus dem konsolidierten Wärmeatlas) zu ermitteln oder baublockscharfe Auswertungen durchzuführen. Dabei wurden Baublöcke, die sehr große unbebaute Flächen umfassen, zugeschnitten, sodass nur die relevanten Flächen dargestellt werden.



Das Ergebnis ist ein konsolidierter, georeferenzierter, adressscharfer Wärmeatlas, der nun auch die Wärmebedarfe vor Ort gut abbildet.

1.2.4.4 Denkmalschutz und Baublöcke



Um die Qualität der Bestandsanalyse weiter zu erhöhen, wird im nächsten Schritt festgestellt, welche Gebäude unter **Denkmalschutz** stehen. Dies ist v. a. für eine realistische Einschätzung von Potenzialen zur Wärmebedarfsreduktion (Sanierung/Dämmung) von Bedeutung. Für diese Gebäude, die mit dem Attribut „Denkmal“ gekennzeichnet sind, sind die Möglichkeiten der Sanierung grundsätzlich eingeschränkt oder besonders kostenintensiv. Bei Prognosen und Potenzialabschätzungen ist jedenfalls eine Einzelfallbetrachtung nahezulegen.

1.2.4.5 Schornsteinfegerdaten



Neben den Primärdatenquellen mit KEAN-Wärmeatlas und Verbrauchsdaten stellen die „Schornsteinfegerdaten“ die wichtigsten Informationen zur realitätsnahen Abbildung der Bedingungen im Modell zur Verfügung. Sie liefern sowohl aggregierte Informationen für den Schornsteinfegerbezirk als auch die Informationen über die tatsächlich in den Gebäuden verwendeten **Heizungstechnologien**.

Diese Informationen sind hilfreich, insbesondere für die Zuordnung des Heizungstyps bei Gebäuden, zu denen keine Verbrauchsdaten vorliegen (z. B. Ölheizungen).

Es erfolgt zunächst wieder eine Zuordnung der durch die Schornsteinfegerinnen und Schornsteinfeger erfassten Wohnhäuser zu den Gebäuden des Wärmeatlas. Das besondere Augenmerk liegt hier auf den Zentralheizungen, da diese den Großteil der Wärme bereitstellen. Dabei werden bekannte Energieträger (wie z. B. Gas aus den Verbrauchsdaten) berücksichtigt.

1.2.4.6 Finale Herleitung

Nach der Verarbeitung der Schornsteinfegerdaten verbleibt weiterhin eine gewisse Anzahl an Gebäuden, denen kein Energieträger zugeordnet werden kann. Dies sind entweder Gebäude, die unbekannterweise über andere Gebäude mitversorgt werden oder

es werden Technologien eingesetzt, die bisher nicht erfasst wurden wie z. B. Wärmepumpen und Nachtspeicherheizungen. Diese werden über die Schornsteinfegerinnen und Schornsteinfeger nicht erfasst. Für Wärmepumpen und Nachtspeicherheizungen werden die bereits verteilten Anteile mit dem Bundeslanddurchschnitt abgeschätzt (Bundeslandstatistik des BDEW¹¹). Restliche Energieträger, die u. U. in der Mitversorgung genutzt werden, werden analog abgeschätzt.

Folgende Beispiele sollen das Vorgehen illustrieren:

- Aus dem KEAN-Wärmeatlas sind die Baujahre der Gebäude – adressscharf – bekannt. Die durch den Abgleich mit den Daten der Schornsteinfegerinnen und Schornsteinfeger ermittelte Anzahl der Wärmepumpen wird auf die Wohngebäude (zufällig) verteilt, die nach dem Jahr 2000 errichtet worden sind. Denn Wärmepumpen sind noch eine verhältnismäßig neue Technologie und wurden bisher eher im Neubau eingesetzt. Aus dieser bekannten Korrelation zwischen Gebäudealter und Eignung für Wärmepumpen kann eine hinreichend genaue Zuordnung dieses Heizungstyps erfolgen.
- Analog sind Nachtspeicherheizungen in aller Regel in Gebäuden aus den 1950ern und 1960ern in Anwendung. Danach wurde dieser Heizungstyp (Ausnahmen bestätigen auch hier die Regel) kaum mehr eingebaut.
- Die restlichen Technologien werden zufällig verteilt, sodass sich die vorher ermittelten Anteile ergeben.

Basierend auf dem Energieträger je Gebäude, dem Wärmebedarf sowie Annahmen zu Wirkungsgraden der Heizungstechnologien wird anschließend der Endenergieverbrauch ermittelt. Basierend auf Emissionsfaktoren¹² werden daraus die Treibhausgasemissionen berechnet. Bei Wärmenetzen wird mit den verfügbaren Informationen jeweils ein Emissionsfaktor abgeleitet. Bei fehlenden Daten werden Annahmen basierend auf vergleichbaren bekannten Netzen getroffen (z. B. Netzverluste, Wirkungsgrade der Erzeugungsanlagen etc.).

Das Ergebnis ist ein konsolidierter, georeferenzierter, adressscharfer Wärmeatlas, der den Hauptenergieträger und Endenergieverbrauch sowie die Emissionen enthält.

¹¹ https://www.bdew.de/media/documents/BDEW_Heizungsmarkt_2023_Regionalbericht_Nordrhein-Westfalen_20231128.pdf)

¹² <https://www.kea-bw.de/waermewende/wissensportal/kommunale-waermeplanung/einfuehrung-in-den-technikkatalog#c7393-content-1>,
https://www.ifeu.de/fileadmin/uploads/BISKO_Methodenpapier_kurz_ifeu_Nov19.pdf

1.3 Bestandsanalyse: Status quo der Wärmeversorgung in Hilter a.T.W.

Mit den in Kapitel 1.2 beschriebenen Datenquellen werden im Folgenden die relevanten Datenauswertungen dargestellt und beschrieben. Die Darstellungen orientieren sich an den geforderten Darstellungen gemäß § 23 WPG und den Ausführungen im Anhang 2, Nr. I zum § 23WPG.

Die folgenden Darstellungen basieren auf den oben genannten Daten. Hervorzuheben ist, dass es sich nicht um ein klar definiertes Jahr handelt, da verschiedene Datenstände kombiniert wurden (z. B. Verbrauchsdaten 2020-2022 mit Schornsteinfegerdaten aus 2024). Des Weiteren sind die Verbrauchsdaten witterungsbereinigt und gemittelt worden. Somit bildet der Status quo alle Bedarfe und Verbräuche basierend auf dem langjährigen Mittel ab. Die Verteilung der Energieträger ist durch die Schornsteinfegerdaten möglichst aktuell.

1.3.1 Endenergieverbrauch und Treibhausgasemissionen für Wärme

1.3.1.1 Absoluter Endenergieverbrauch und Emissionen

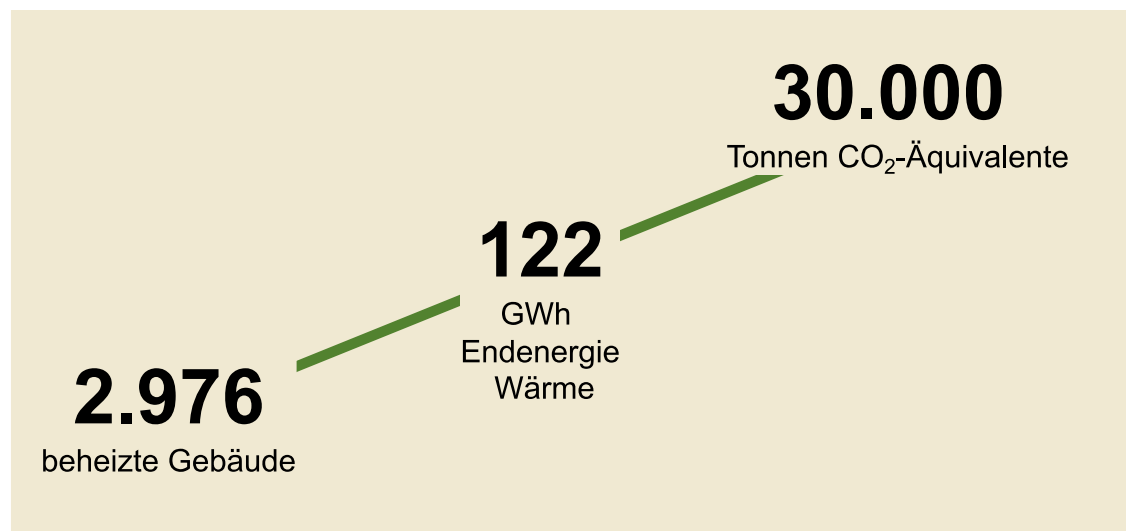


Abbildung 5: Das Wesentliche zur Ausgangslage in Hilter a.T.W.

In Hilter a.T.W. werden heute **2.976 Gebäude** beheizt. Der daraus resultierende, aktuelle, jährliche **Endenergieverbrauch** von Wärme beträgt **122 GWh** (122 Mio. kWh). Die dadurch erzeugten Treibhausgasemissionen betragen jährlich **30.000 Tonnen CO₂-Äquivalente**.

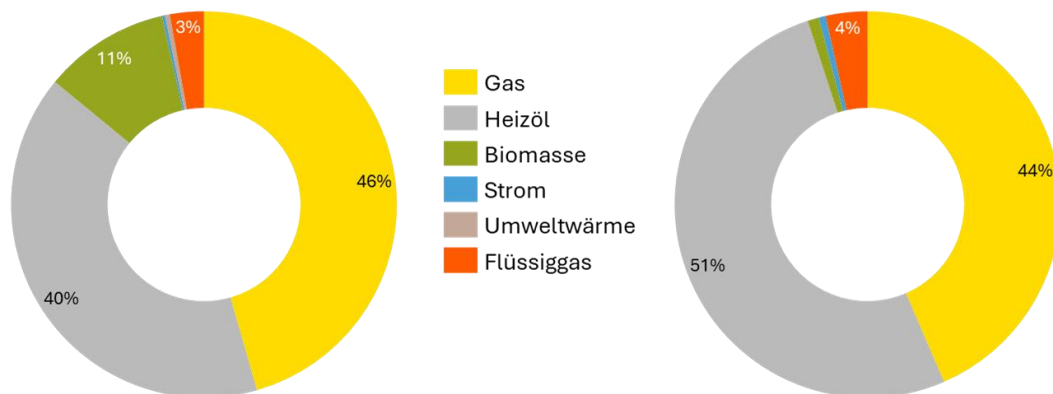


Abbildung 6: Anteile der Energieträger am Endenergieverbrauch für Wärme (links) und an den korrespondierenden Treibhausgasemissionen (rechts) in Hilter a.T.W.

Mehr als 8 von 10 Heizungen werden heute fossil betrieben. Der fossile Anteil teilt sich nahezu gleichmäßig zwischen Gas und Heizöl auf. Dies schlägt sich konsequent in den zurechenbaren Treibhausgasemissionen nieder.

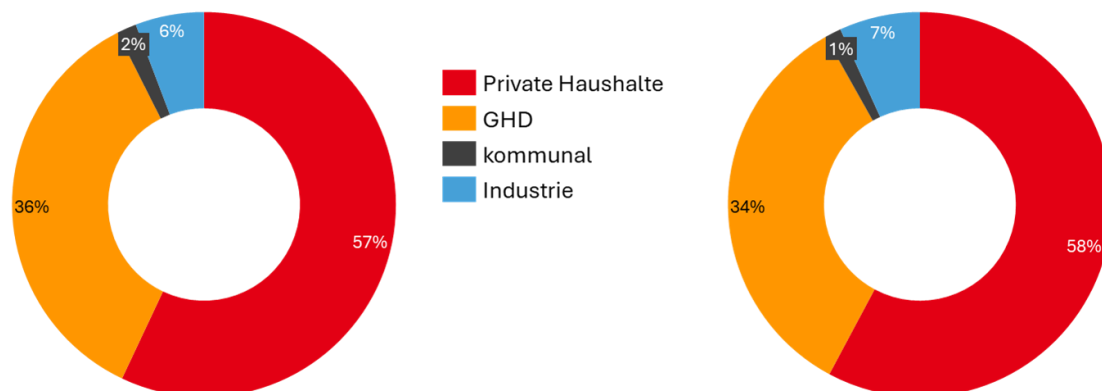


Abbildung 7: Anteile der Sektoren am Endenergieverbrauch für Wärme (links) und an den korrespondierenden Treibhausgasemissionen (rechts) in Hilter a.T.W.

Verursacher („Sektoren“) dieser Verbräuche sind mit **ca. 57 %** hauptsächlich **Privat-haushalte**, mit 36 % der Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) und mit 6 % der Industriesektor. Mit einem Anteil von 2 % ist der Heizenergieverbrauch der Kom-mune moderat. Bei den Anteilen an den Treibhausgasemissionen ergibt sich ein sehr ähnliches Bild.

1.3.1.2 Anteil grüner Energien am Endenergieverbrauch

Der aktuelle Anteil Erneuerbarer Energien und unvermeidbarer Abwärme am jährlichen Endenergieverbrauch von Wärme beträgt aktuell lediglich **11,4 %**. Davon stellt Biomasse den größten Anteil.

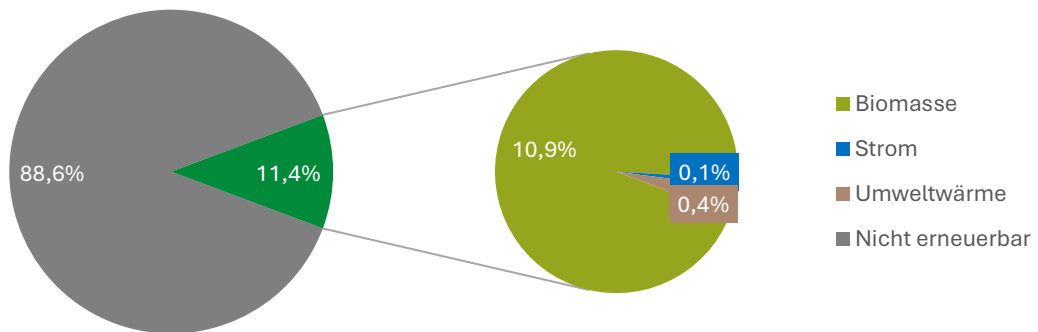


Abbildung 8: Anteil „grüner“ Energien am Endenergieverbrauch in Hilter a.T.W.

1.3.1.3 Leitungsgebundene Wärme

Es liegen zum Stand der Erstellung des Berichts keine detaillierten Informationen zum Endenergieverbrauch leitungsgebundener Wärme vor. Zwar besteht ein kaltes Nahwärmenetz in Hilter a.T.W., dieses ist allerdings erst im Jahr 2023 in Betrieb genommen worden, weshalb noch keine Verbrauchsdaten vorliegen.

Aus diesem Grund ist der Wärmebedarf der durch das kalte Nahwärmenetz versorgten Gebäude nicht Teil der ausgewiesenen Wärmebedarfe. Die mit leitungsgebundener Wärme versorgten Gebiete werden trotzdem im Folgenden ausgewiesen und deren Charakteristika werden dargelegt.

1.3.1.4 Erneuerbarer Anteil an der leitungsgebundenen Wärme

Das kalte Nahwärmenetz wird zu 100% aus zentralen Sole-Wärmepumpen versorgt.

1.3.1.5 Dezentrale Erzeuger

Die Anzahl der Wärmeerzeuger wird v. a. über die Schornsteinfegerdaten bzw. die Gas- und Wärmeverbrauchsdaten ermittelt, da daraus z. B. Etagenheizungen ersichtlich sind. Überall, wo Gebäude mitversorgt werden (Gebäudenetze o. ä.), ist kein eigener Wärmeerzeuger vorhanden. Gebäude, die an Wärmenetze angeschlossen sind, haben eine Übergabestation, gehen also damit in diese Statistik ein. In allen anderen Fällen wird von einem Wärmeerzeuger ausgegangen (Wärmepumpen, Nachtspeicherheizungen

etc.). Insgesamt handelt es sich um 3.275 **Wärmeerzeuger** mit folgenden Anteilen der jeweiligen Typen:

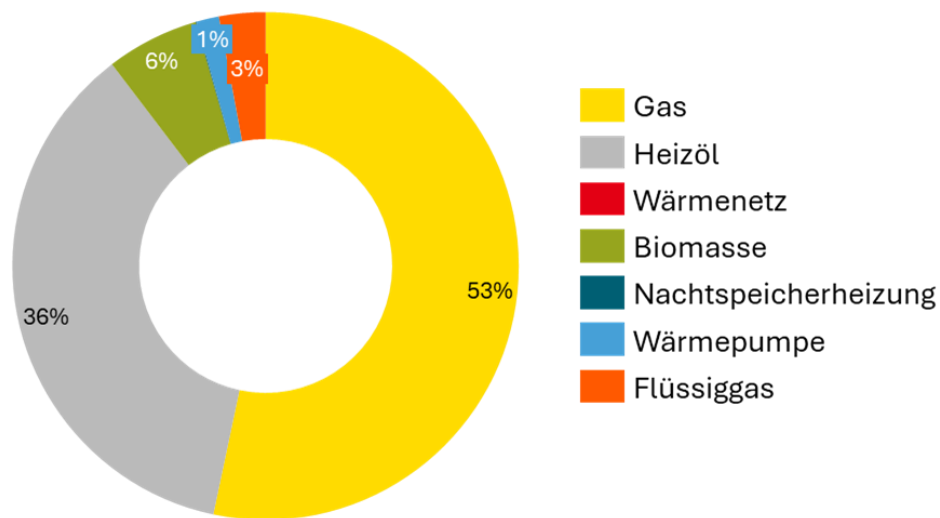


Abbildung 9: Anteile der Wärmeerzeugerarten in Hilter a.T.W.

Dabei liegt die Anzahl aufgrund von Etagenheizungen oder Backup-Lösungen oberhalb der Gesamtanzahl der Gebäude (Wohn- und Nichtwohngebäude). 53 % der Wärmeerzeuger werden mit Gas befeuert, weitere 39 % mit Heizöl oder Flüssiggas. Somit werden etwa 90 % der Wärmeerzeuger mit fossilen Energieträgern betrieben.

1.3.2 Beheizungsstruktur

1.3.2.1 Wärmeverbrauchsichten

Die Darstellungen zur Beheizungsstruktur zeigen lokale Konzentrationen auf. Die **Wärmeverbrauchsichte** bildet den Wärmebedarf pro Fläche ab. Je dunkler die Färbung des jeweiligen Baublocks¹³, desto höher ist der spezifische Verbrauch.

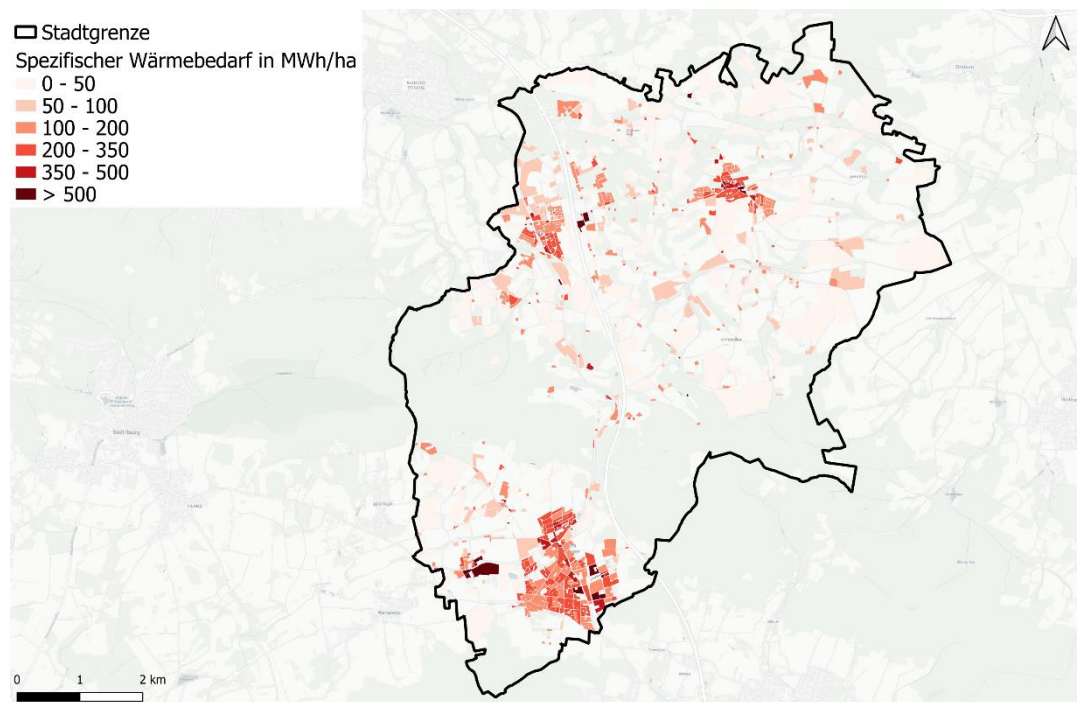


Abbildung 10: Wärmeverbrauchsichte in Hilter a.T.W. (auf Baublöcke bezogen)¹

Es ist gut zu erkennen, dass der Wärmeverbrauch im **Gewerbegebiet und entlang der Hauptstraße der Ortschaft Hilter a.T.W.** stark konzentriert ist. Dies liegt insbesondere an den Gewerbeunternehmen im östlichen, aber auch an dem Wohngebiet im westlichen Bereich. Dort liegt die höchste Konzentration in der Wohnbebauung vor, demnach auch der Energieverbrauch pro Fläche für die Beheizung der Gebäude. Einige weitere Quartiere mit hohen spezifischen Wärmebedarfen sind auf der Karte gut zu erkennen. Insbesondere in Borgloh sowie Wellendorf sind Baublöcke mit sehr hoher Wärmeverbrauchsichte ermittelt worden. Hierbei handelt es sich z. T. um Gewerbeunternehmen, aber auch um eine dichte Wohnbebauung, die teils eine hohe Wärmeverbrauchsichte von über 500 MWh/ha aufweisen. Im Rahmen der Potenzialanalyse und der Stakeholderbeteiligung wurden die Gewerbe- und Industriegebiete auf eine mögliche Bereitstellung von Abwärme näher untersucht. Die restlichen Gebiete sind entweder keine Siedlungsgebiete oder Waldflächen.

¹³ Die ursprünglichen Baublöcke wurden angepasst und um Flächen ohne beheizte Gebäude oder reine Waldflächen bereinigt.

1.3.2.2 Wärmeliniendichten

Eine weitere Form der Darstellung von Verbrauchsdichten sind die **Wärmeliniendichten**. Hierbei wird der Wärmebedarf nicht wie oben auf die Flächen, sondern auf die Straßenmeter bezogen. Dies bildet die Sicht eines Versorgers ab, der aus den Wärmeliniendichten erkennen kann, wie viel Wärme pro Meter Versorgungsleitung (nach heutigem Verbrauchsverhalten) bei einer gedachten leitungsgebundenen Wärmeversorgung hier zu erwarten wäre. Es handelt sich also um einen Indikator für eine spezifische Absatzzahl, der anzeigt, in welcher Straße oder in welchen Quartieren eine leitungsgebundene Versorgung geprüft werden könnte.

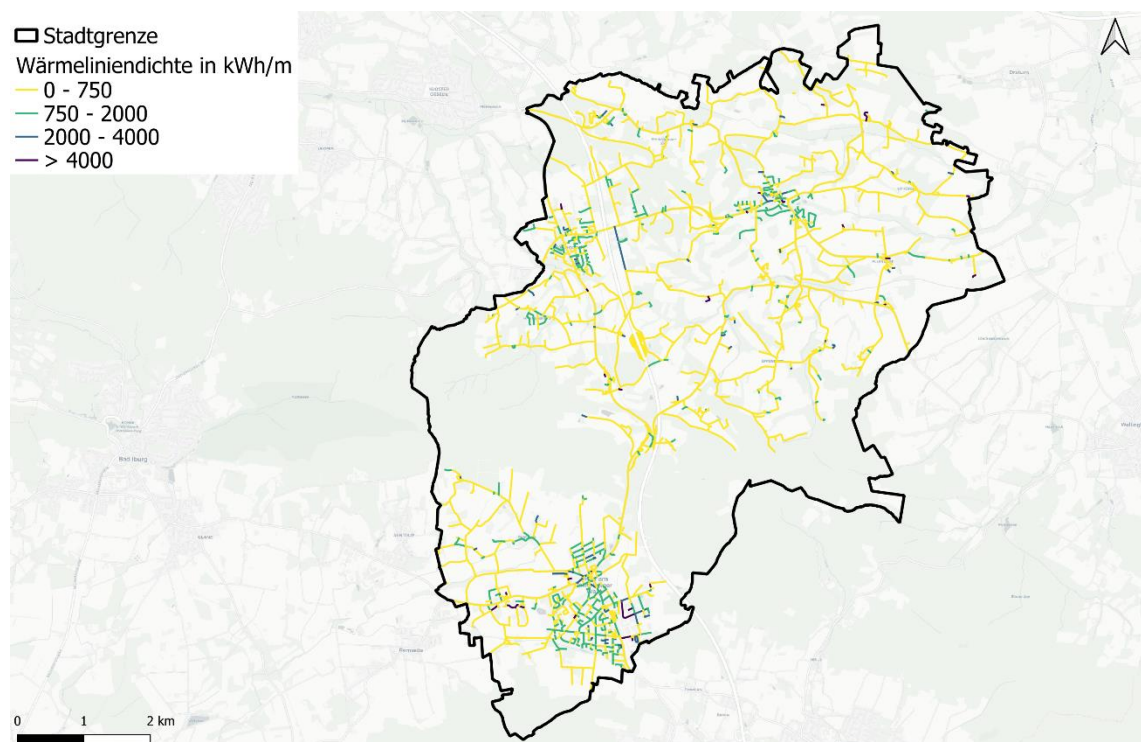


Abbildung 11: Wärmeliniendichten in Hilter a.T.W.¹

Insgesamt sind die **Strukturen**, wie sie bei der Betrachtung der Wärmeverbrauchsdichte ersichtlich waren, auch hier **wiederzuerkennen**.

Eine lokale Bedarfskonzentration für Wärme ist noch nicht notwendigerweise pauschal die Rechtfertigung für eine leitungsgebundene Infrastruktur, konkret eine Errichtung eines Wärmenetzes. Ob sich ein solches Wärmenetz technisch-wirtschaftlich darstellen lässt, hängt ganz wesentlich von der Entfernung zu einer möglichen Wärmequelle mit ausreichender Leistung und Kapazität, dem Anschlussgrad der anzuschließenden Wärmeverbraucher und den örtlichen Errichtungskosten ab. Grundsätzlich ist es sinnvoll, wenn die Wärmeliniendichte auf der ganzen Versorgungsleitung hoch ist, nicht nur im Zielgebiet. Lange Zuleitungen oder lange Anschlussleitungen verschlechtern diese Kennzahl. Die Anzahl bzw. die Länge der identifizierten Straßenabschnitte mit attraktiven Wärmeliniendichten > 3.000 kWh/m sind eher gering.

1.3.2.3 Endenergieverbrauch nach Energieträgern

Nachfolgend werden die **Endenergieverbräuche baublockbezogen** nach dem Anteil des jeweiligen **Endenergieträgers** dargestellt. Hieraus lässt sich nicht direkt ableiten, welcher Heizungstyp in welchen Quartieren vorherrschend ist, sondern wo der jeweilige Heizungstyp mehr und weniger konzentriert („überhaupt“) auftritt.

Nachfolgend finden sich Grafiken für die Energieträger: Gas (gelb), Wärmenetz (rot), Heizöl (hellgrau), Biomasse (grün), Strom (blau), Umweltwärme (hellbraun) und Flüssiggas (orange). Die Einfärbung folgt immer der Logik: Je stärker der Farbton, desto höher der Anteil.

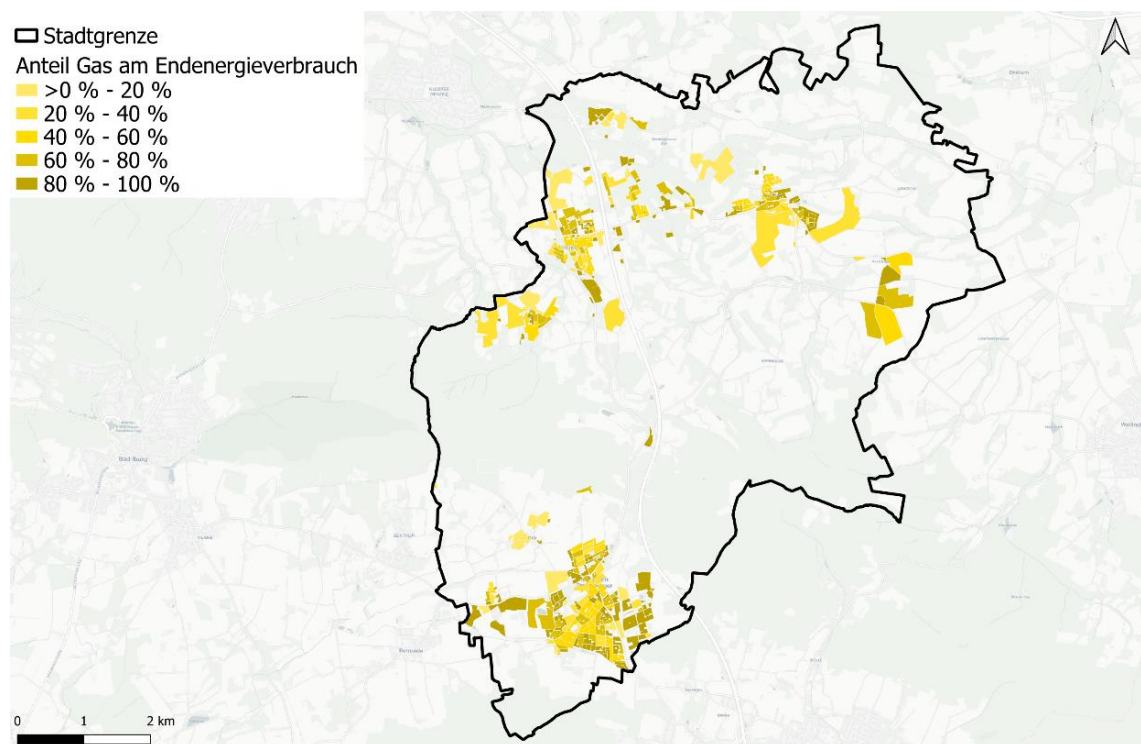


Abbildung 12: Anteil Gas am Endenergieverbrauch in Hilter a.T.W. (auf Baublöcke bezogen)¹

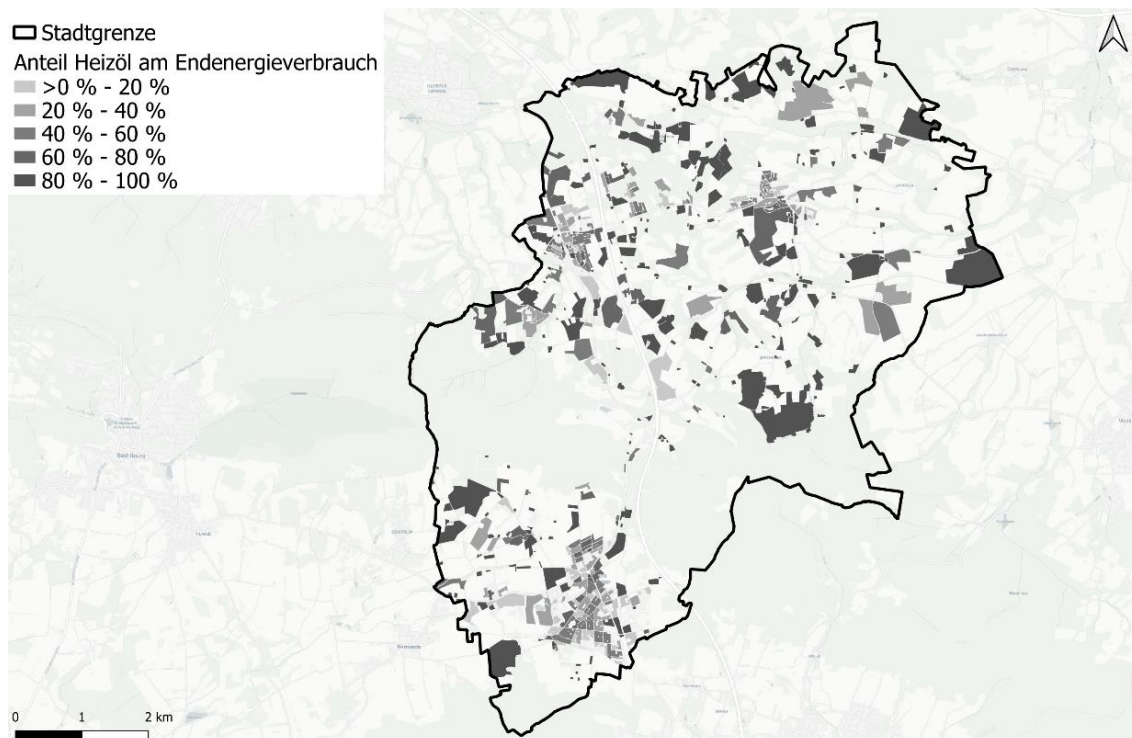


Abbildung 13: Anteil Heizöl am Endenergieverbrauch in Hilter a.T.W. (auf Baublöcke bezogen)¹

Die Darstellungen der Energieträger Biomasse, Strom, Umweltwärme und Flüssiggas sind im Anhang zu finden (Abschnitt 5.1).

Gas weist eine Verteilung auf, die sich stärker auf die Hauptortschaften Hilter a.T.W., Wellendorf, Borgloh und Allendorf konzentriert. Heizöl wird zwar auch in diesen Hauptortschaften genutzt, ist jedoch stärker in den kleinen Siedlungen im ländlicheren Bereich vertreten. Während der Endenergieverbrauch auf Basis von Strom, Umweltwärme und Flüssiggas nur geringfügig über das gesamte Betrachtungsgebiet stattfindet, weist Biomasse erhöhte Anteile speziell in den ländlicheren Bereichen der Gemeinde Hilter a.T.W. auf (vgl. Abbildung 45 im Anhang).

1.3.2.4 Anzahl dezentraler Erzeuger

Zum Vorstehenden grenzt sich die nachfolgende Darstellung insofern ab, als sie – ebenfalls baublockbezogen und die Endenergieträger (formal die „Art der Wärmeerzeuger“) in den Blick nehmend – nicht auf den Endenergieverbrauch, sondern auf die **Anzahl der dezentralen Wärmeerzeuger** abstellt. Die Ergebnisse ähneln sich insofern erwartungsgemäß. Es gibt aber zum einen den Unterschied, dass hier die absoluten Anzahlen an Wärmeerzeugern und keine Anteile dargestellt werden. Somit stehen hier vor allem Baublöcke mit vielen Gebäuden, aber auch solche mit vielen Etagenheizungen (meist eine Heizung je Etage statt einer Zentralheizung) heraus. Zum anderen sind nicht Strom oder Umweltwärme als Energieträger, sondern Nachtspeicherheizungen oder Wärmepumpen als Wärmeerzeuger dargestellt.

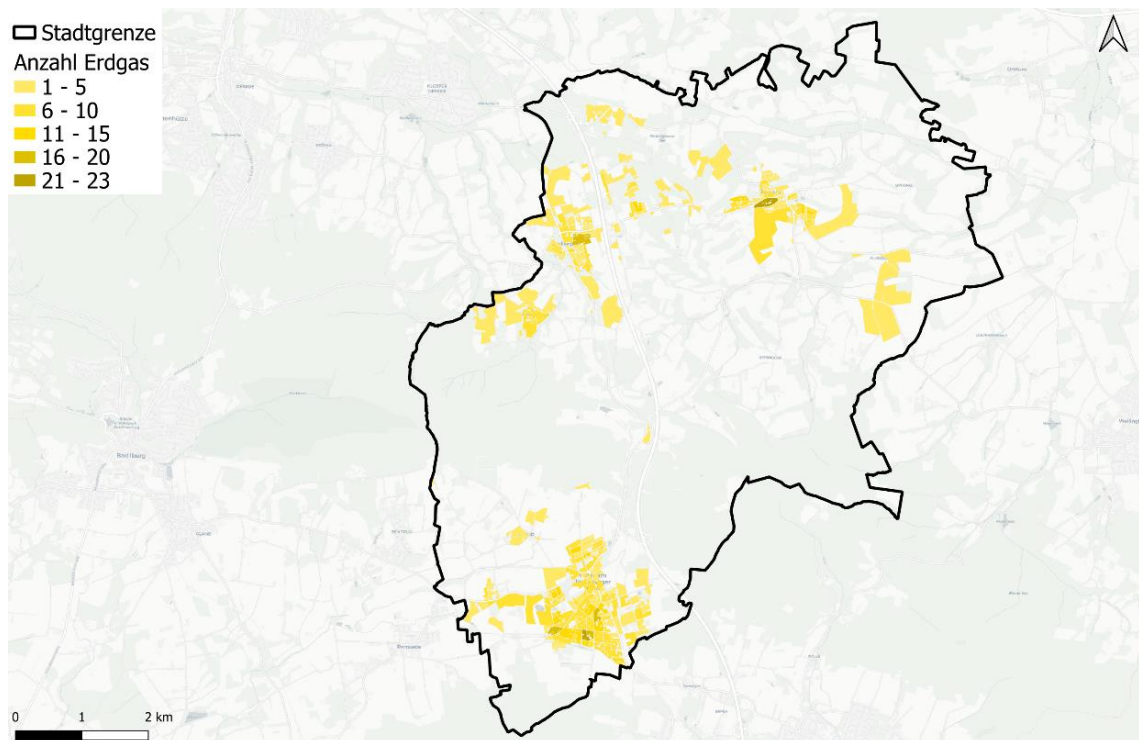


Abbildung 14: Anzahl Erdgas Wärmeerzeuger in Hilter a.T.W. (auf Baublöcke bezogen)¹

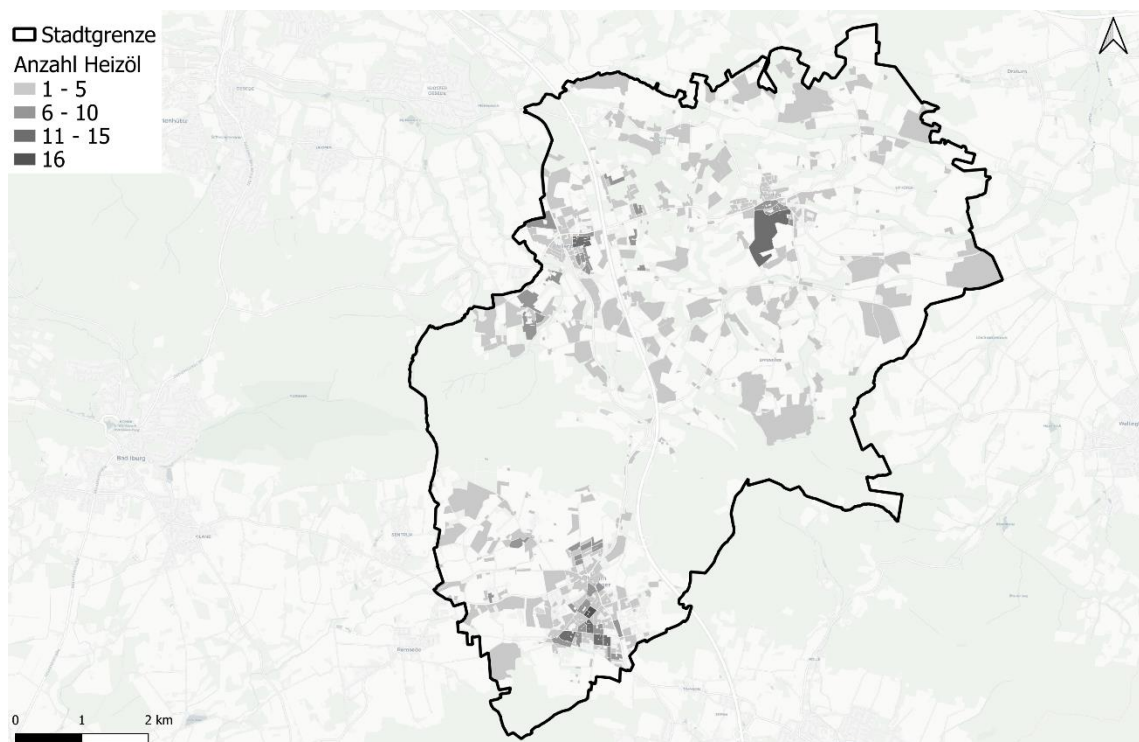


Abbildung 15: Anzahl Heizöl Wärmeerzeuger in Hilter a.T.W. (auf Baublöcke bezogen)¹

Die Darstellungen der Wärmeerzeuger Biomasse, Wärmepumpen, Nachtspeicherheizungen und Flüssiggas sind im Anhang zu finden (Abschnitt 4.2). Insgesamt lässt sich ableiten, dass die beiden dominierenden Erzeugerarten der erdgas- und heizölbasierte Kessel sind, gefolgt von der Biomasse jedoch in deutlich geringer Anzahl.

1.3.3 Gebäudestruktur und Großverbraucher

1.3.3.1 Gebäudetypen¹⁴

Die Darstellung der überwiegenden Gebäudetypen ist intuitiv interpretierbar.

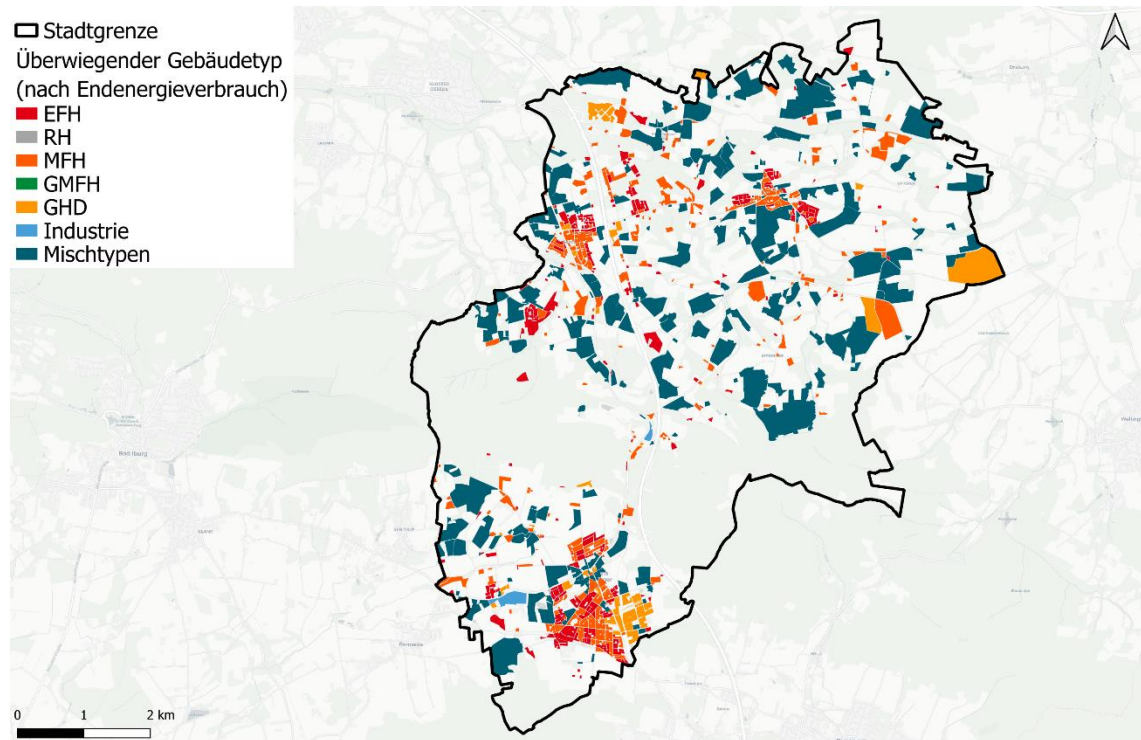


Abbildung 16: **Überwiegende** Gebäudetypen nach Endenergieverbrauch in Hiltner a.T.W. (auf Baublöcke bezogen)¹

Diese Darstellung zeigt insbesondere die Lage von Gebäuden aus den Sektoren Gewerbe-Handel-Dienstleistungen (GHD) und von Industrie-Bereichen im Verhältnis zu Wohnbereichen. Wichtig ist aber zu bemerken, dass sich aus dem überwiegenden Anteil eines Gebäudetyps nicht zwangsläufig eine starke Dominanz dieses Gebäudetyps begründen lässt. Beispielsweise zeigt der überwiegende Anteil roter Bereiche auch Baublöcke an, in denen es auch nennenswerte Anteile von Mehrfamilienhäusern gibt (orange). Mischtypen sind definiert als Bereiche, in denen Gebäude mit gemeinsamer Wohn- und Gewerbenutzung überwiegen.

¹⁴ EFH: Einfamilienhaus; RH: Reihenhaushaus; MFH: Mehrfamilienhaus; GMFH: Großes Mehrfamilienhaus; GHD: Gewerbe, Handel, Dienstleistungen

1.3.3.2 Gebäudealter

Für die Potenzialanalyse von höchster Relevanz – konkret für die Möglichkeiten der Energiebedarfsreduktion durch Sanierungsmaßnahmen (insbesondere Dämmmaßnahmen) – sind die überwiegenden **Altersstrukturen der Gebäude**. Insbesondere Wohnhäuser älterer Baujahre haben i. d. R. sehr niedrige Dämmstandards und entsprechend hohe Wärmeverluste, die ein Heizen unter Einsatz hoher Temperaturen erforderlich machen. Jedoch können einige der Gebäude bereits saniert sein, was in dieser Darstellung nicht enthalten ist. Dieser Punkt wird bei der Potenzialanalyse nochmals aufgegriffen.

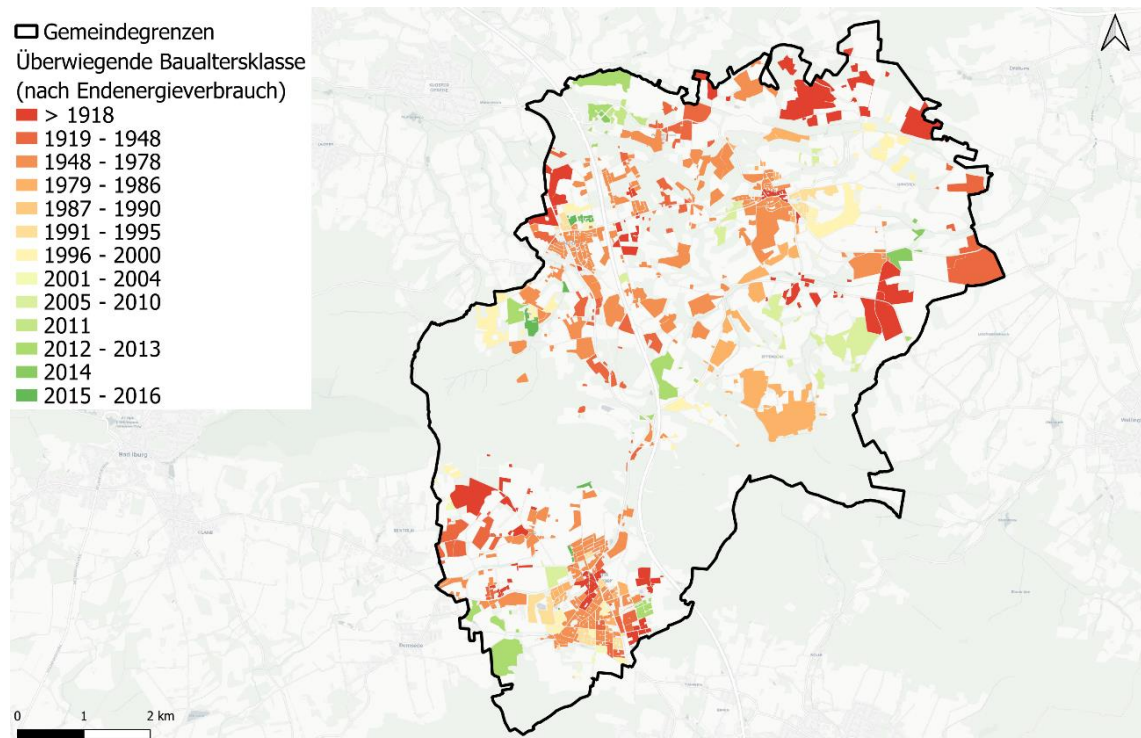


Abbildung 17: **Überwiegende** Baualtersklassen nach Endenergieverbrauch in Hilter a.T.W. (auf Baublöcke bezogen)¹

Die Karte zeigt auf den ersten Blick, dass die Gebäude in Hilter a.T.W. ganz überwiegend aus frühen Baujahren stammen. Ein „sattes Grün“, also Gebäude, die innerhalb der letzten rund 20 Jahre errichtet wurden, findet sich nur punktuell. Dabei handelt es sich um einzelne Wohnbauten und vereinzelte Neubaugebiete sowie jüngere Ansiedlungen von Gewerbe. Insgesamt ist daher von einem hohen Potenzial bei der Energiebedarfsreduktion auszugehen.

1.3.3.3 Großverbraucher

Das Wärmeplanungsgesetz fordert auch die Darstellung:

- bestehender oder potenzieller **Großverbraucher** von **Wärme** oder **Gas** oder
- potenzielle **Großverbraucher grüner Gase** für die stoffliche Nutzung.

Die (potenziellen) Großverbraucher von Wärme und Gas definieren sich in diesem Wärmeplan in Anlehnung an das Energieeffizienzgesetz (EnEfG) durch einen Verbrauch (Endenergie) von mehr als 2,5 GWh/a¹⁵.

Zukünftige Großverbraucher grüner Gase sind nach dem WPG potenzielle Nutzer von grünem, blauem, orangem oder türkisem Wasserstoff sowie Biogas, Biomethan oder Grubengas zu stofflichen Zwecken.

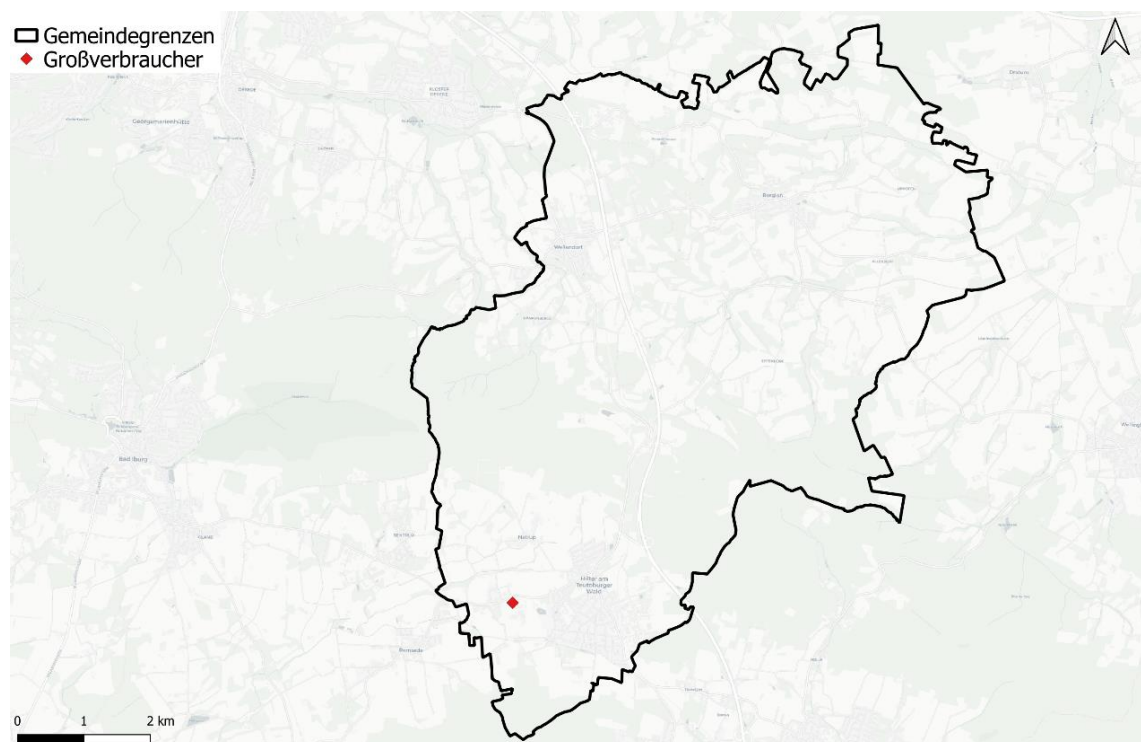


Abbildung 18: Großverbraucher in Hilter a.T.W.¹

Es sind nach den vorstehenden Definitionen nur ein Großverbraucher auszuweisen. Eine Plausibilisierung erfolgt noch im Rahmen der Stakeholderprozesse.

¹⁵ Große industrielle und gewerbliche Energieverbraucher haben erst zum 31.12.2024 Daten vorzulegen zu nutzbaren Abwärmepotenzialen, hier ist zu gegebener Zeit eine Überprüfung der Daten durchzuführen.

1.3.4 Infrastruktur und Erzeugung

Zur Ermittlung der nachfolgend dargestellten Daten wurden alle bekannten bzw. ermittelbaren Netzbetreiber kontaktiert. Die Veröffentlichung des Zwischenberichts dient u. a. dazu, diese Daten zu vervollständigen.

1.3.4.1 Wärmenetze

In der folgenden Grafik ist das kalte Nahwärmenetz in Hilter a.T.W. dargestellt. Das Wärmenetz wurde im Jahr 2023 in Betrieb genommen, weshalb noch keine Verbrauchsdaten vorliegen. Das Wärmenetz wird durch eine Sole-Wärmepumpe versorgt. Nähere Informationen dazu sind in Abschnitt 1.3.4.4 zu finden.

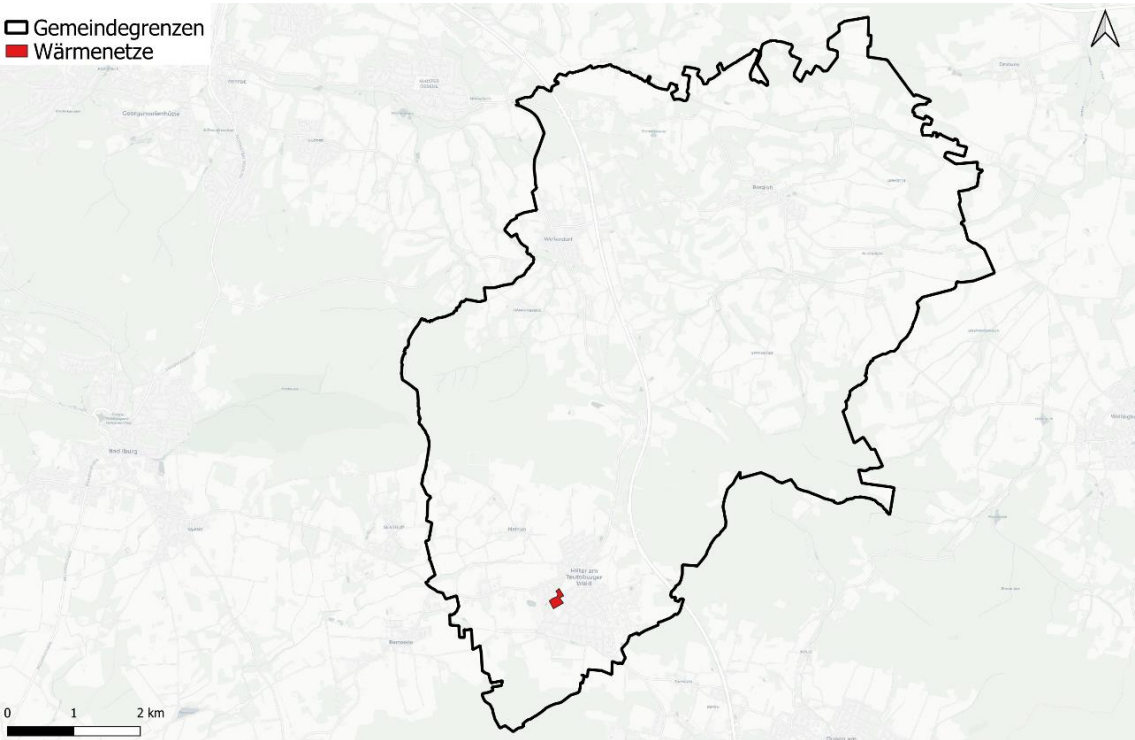


Abbildung 19: Wärmenetze in Hilter a.T.W.¹

Nr.	Art (Wasser oder Dampf)	Jahr der Inbetriebnahme	Temperatur in °C	Gesamte Trassenlänge in km	Gesamtanzahl der Anschlüsse
1	Wasser	2023	nicht bekannt	1,8	43

Tabelle 1: Kenndaten vorhandener Wärmenetze

1.3.4.2 Gasnetze

Die Gasverteilnetze innerhalb der Gemarkungsgrenzen sind bekannt, die Lage wird gemäß WPG auf Baublockebene und nicht leitungsbezogen dargestellt:

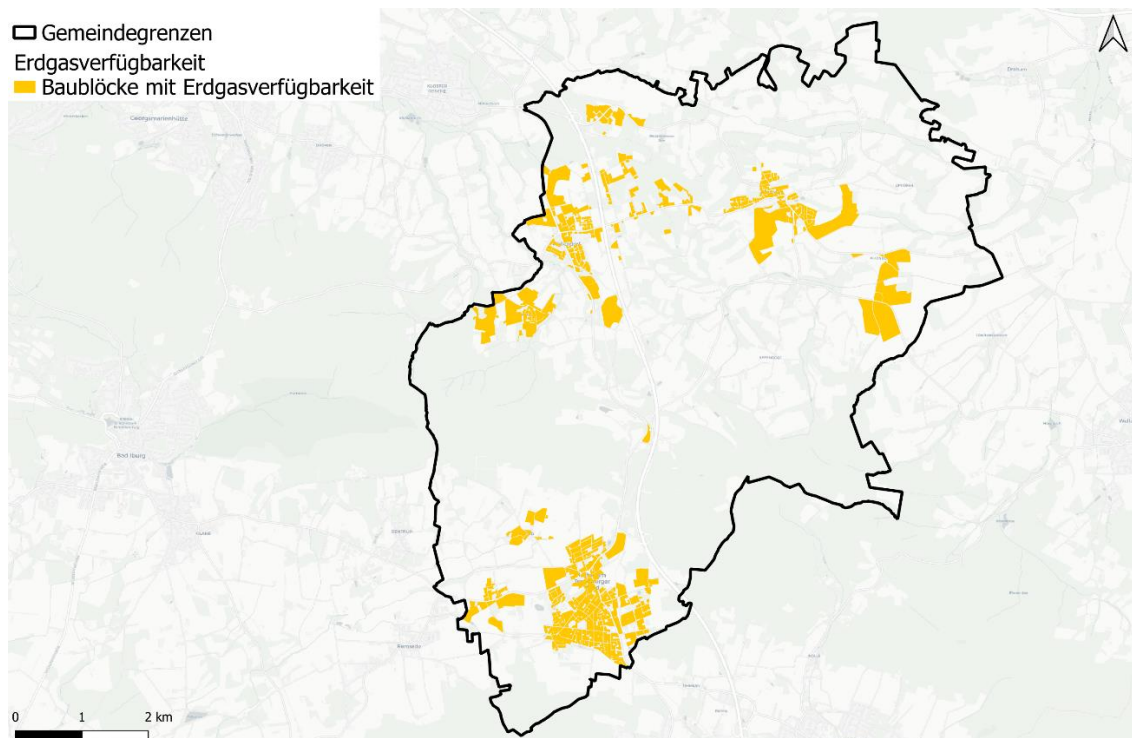


Abbildung 20: Darstellung der mit Erdgas versorgten Gebiete in Hilter a.T.W. (auf Baublöcke bezogen)¹

Das Gasnetz hat eine Gesamtlänge von 89,7 km und der älteste Teil stammt aus 1978. Auf Basis der aktuell mit Gas versorgten Gebäude ergeben sich 1.621 Anschlüsse.

Die Gemeinde Hilter a.T.W. ist in den Ortschaften sehr weitgehend mit dem Gasnetz erschlossen. Mehr als die Hälfte aller Heizungen sind gasbetrieben. Die übrigen Heizungen basieren zum Großteil auf Heizöl. Entsprechend hoch sind die Dekarbonisierungspotenziale. Durch den perspektivisch erwarteten Anstieg der Gaspreise für Endkundinnen und -kunden (also inkl. steigender CO₂-Preise, Gasnetznutzungsentgelte etc.) geht eine entsprechend hohe Erwartungshaltung an alternative Versorgungslösungen einher. Diese richtet sich an Politik und Versorgungswirtschaft dahingehend, für die Bereitstellung dieser alternativen Lösungen in der Breite zu angemessenen Kosten zu sorgen.

1.3.4.3 Abwasserleitungen

Aus der Restwärme von Abwässern in der Kanalisation kann mit dem Einsatz von Wärmepumpen Wärme für Wärmenetze bereitgestellt werden. Generell liegt die erforderliche Mindestnenngröße der Kanäle für eine Abwärmegewinnung bei mindestens DN 800. Ab dieser Nennweite kann eine Potenzialanalyse durchgeführt werden. In der Gemeinde Hilter a.T.W. weisen alle Kanalabschnitte einen Nennweite unterhalb von DN 800 auf, so dass das Potenzial hier nicht weiter untersucht wurde.

1.3.4.4 Wärmeerzeuger (zentral)

Für eine erfolgreiche kommunale Wärmeplanung genügt es nicht, Energiebedarfe zu reduzieren und die verbrauchsseitigen Potenziale für Wärmenetze, etwa über Wärmeli- niendichten, zu betrachten. Ohne geeignete Wärmequellen kann keine passende Lö- sung gefunden werden. Somit sind die **Standorte von bestehenden, bereits geplanten oder genehmigten zentralen Wärmeerzeugungsanlagen**, die in Wärmenetze einspei- sen, von wesentlicher Bedeutung für die Analysen. In der Gemeinde Hilter a.T.W. exis- tiert ein kaltes Nahwärmenetz, welches von einem Erzeuger gespeist wird. Hierbei han- delt es sich um eine Wärmepumpe, die oberflächennahe Geothermie nutzt.

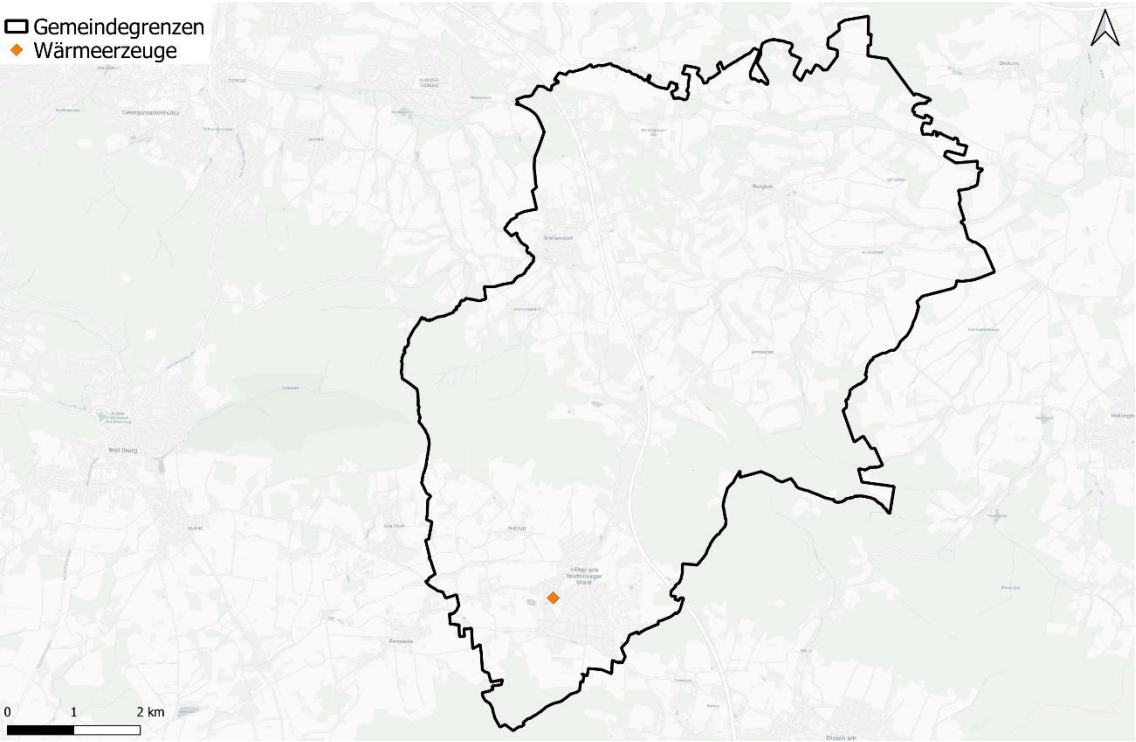


Abbildung 21: Wärmeerzeugungsanlagen der Wärmenetze in Hilter a.T.W.¹

Nr.	Anlage	Thermische Nenn- leistung in kW	Jahr der Inbetrieb- nahme	Energieträger
1	Sole-Wärmepumpe	236	2023	Strom

Tabelle 2: Daten der Erzeugungsanlagen der Wärmenetze in Hilter a.T.W. (2024)

1.3.4.5 Speicher

Wärmespeicher(standorte) sind wichtige Komponenten für die Wärmeerzeugung. Sie können im Einzelfall für die Flexibilität sorgen, die den Erzeugungsbetrieb vom prohibitiven in den technisch-wirtschaftlich darstellbaren Bereich verhelfen. Für Hilter a.T.W. konnten keine Wärmespeicher identifiziert werden.

Aus den verfügbaren Daten konnten im Untersuchungsgebiet auch keine Standorte für Gasspeicher ermittelt werden.

1.3.4.6 Wasserstoff

Es sind keine Wasserstofferzeugungsanlagen bekannt oder in Planung. Das Wasserstoffkernnetz wird nach derzeitiger Planung der FNB bis zum Stahlwerk Georgsmarienhütte geführt.

1.4 Ergebnisse und weiteres Vorgehen

Im Rahmen der Bestandsanalyse wurde die Ausgangssituation der heutigen Wärmeversorgung in Hilter a.T.W. untersucht und dokumentiert: Die Gebäudetypen mit ihrem jeweiligen Baualter und Sanierungszustand generieren einen konkreten Wärmebedarf, der mit unterschiedlichen Heiztechnologien bedient wird. Die Informationen sind in einem Wärmeatlas für Hilter a.T.W. zusammengetragen worden.

In Hilter a.T.W. wurden 2.976 beheizte Gebäude mit einem Endenergieverbrauch von 122 Mio. kWh bzw. einem Wärmebedarf von 90 Mio. kWh erfasst. Dabei ist der Endenergieverbrauch die eingesetzte Energie des jeweiligen Energieträgers, z. B. die kWh Gas oder Heizöl, wohingegen der Wärmebedarf die genutzte Wärme, d. h. die Raumwärme und das warme Wasser, ist. Die für die Beheizung erforderlichen 3.275 Wärmeerzeuger werden zu etwa 90 % fossil (53 % Gas und 36 % Öl) betrieben und führen zu aktuellen jährlichen Treibhausgasemissionen von 30.000 t CO₂-Äquivalenten. Eine Konzentration befindet sich in den jeweiligen Ortschaften, wobei hier die Ortschaft Hilter a.T.W. hervorzuheben ist.

Die Auswertungen dienen als Grundlage für die Potenzialanalyse, d. h. die Ermittlung der Potenziale für Reduktion der Wärmebedarfe sowie für Erneuerbare Wärmequellen und insbesondere für unvermeidbare Abwärme.

Zur Vorbereitung der Potenzialanalyse erfolgte bereits eine erste Stakeholder-Konsultation in Form von Fragebögen, Workshops und bilateralen Gesprächen.

2 Potenzialanalyse



Aufgabenstellung: Was ist möglich?



Ziel: Verbrauch und Verschwendung erkennen, EE-Potenzial des Restbedarfs, konkret:

- Kenntnis der Potenziale zur Senkung des Wärmebedarfs von Gebäuden (Wohn- und Nichtwohngebäude)
- Kenntnis der Potenziale zur Senkung des Prozesswärmebedarfs von Gewerbe und Industrie
- Potenziale zum Einsatz Erneuerbarer Wärmequellen (Umweltwärme, Geothermie, Solarthermie, Biomasse, ggf. EE-Stromerzeugung) und Nutzung von Abwärme



Ergebnis: Wärmeatlas mit erweiterten Informationen je Gebäude, konkret:

- Perspektivischer Referenz-Verbrauch unter Berücksichtigung äußerer Einflussgrößen
- absehbare Anpassungen im Wärmebedarf nach Durchführung möglicher und sinnvoller Effizienzmaßnahmen
- Potentiale durch Erneuerbare und Abwärmenutzung
- Mögliche Quellen: i.d.R. Aufstellung eigener Szenarien mit Entwicklung von Einschätzungen zu möglichen Bedarfsanpassungen durch Effizienz sowie der möglichen Nutzung von Energieträgern und Erzeugungs- bzw. Speicher-Technologien

2.1 Aufgabenstellung

Die Potenzialanalyse untersucht zunächst, wo der heutige Wärmebedarf durch geeignete Maßnahmen reduziert werden kann. Eine Reduzierung des Wärmebedarfs zählt auf die Reduzierung der THG-Emissionen ein und erleichtert die Aufgabe zur Dekarbonisierung der Wärmeerzeugung. Es wird aber auch nach diesen Bedarfsreduktionen weiterhin die Notwendigkeit bestehen, Raumwärme, Wärme für die Warmwasserbereitung und Prozesswärme in großem Umfang bereitzustellen. Wie dies durch grüne und regenerative Technologien¹⁶, die im WPG definiert sind, möglich ist, wird im zweiten Teil der Potenzialanalyse beleuchtet.

Wie kann der Wärmebedarf in der Kommune reduziert werden und wie kann der Restbedarf treibhausgasneutral, kosteneffizient und nachhaltig gedeckt werden?

2.2 Datenbasis

Für die Potenzialanalyse wurden diverse Datenquellen untersucht, die wesentlichen sind nachfolgend aufgeführt:

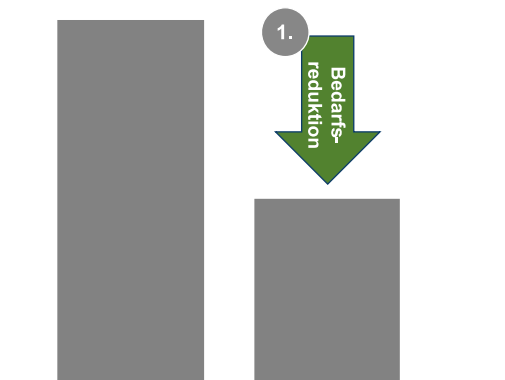
- Informationen der Gemeinde Hilter a.T.W.
- Klimaschutz- und Energieagentur Niedersachsen (KEAN) - Wärmebedarfskarte
- Informationen des Landkreises Osnabrück (z. B. Solarkataster)
- Daten der TEN
- Landesamt für Geoinformation und Landesvermessung Niedersachsen (LGLN)
- Ermittlungen und Berechnungen BET
- Informationen aus den Stakeholderprozessen

¹⁶ Definition: § 3 WPG Absatz 1 Nr. 15 „Wärme aus erneuerbaren Energien“

2.3 Analyse

2.3.1 Potenzial zur Senkung des Wärmebedarfs

Die beste Kilowattstunde ist im Sinne des Klimaschutzes stets diejenige, welche nicht benötigt wird. **Das größte Potenzial zum Schutz des Klimas im Wärmesektor liegt in der Reduzierung des Wärmebedarfs.** Somit liegt es auf der Hand, dass der **Senkung des Wärmebedarfs die primäre Aufmerksamkeit** zukommen muss.



Die „Senkung des Wärmebedarfs im Gebäudewärmebereich“ bedeutet im Kern die **Sanierung und Dämmung** der Gebäudehüllen.

Zur Ermittlung des Reduktionspotenzials für den Wärmebedarf wird folgende Systematik angewendet:

Die im Wärmeetlas hinterlegten Gebäude werden entsprechend der TABULA-Typologie eingeteilt. Die TABULA-Typologie¹⁷ basiert auf einem Forschungsprojekt, in dem der EU-weite Gebäudebestand betrachtet wurde und Typgebäude unterschiedlicher Größe (Einfamilienhaus, Reihenhaushaus, Mehrfamilienhaus, Großes Mehrfamilienhaus) und unterschiedlichen Alters (vor 1860 bis heutiger Neubau) kombiniert und analysiert wurden. Dabei wurde auch der Einfluss von Sanierung auf den Endenergieverbrauch untersucht. Da Nicht-Wohngebäude oder gemischt genutzte Gebäude in der Typologie nicht enthalten sind, werden diese wie Mehrfamilienhäuser behandelt. Die Berechnung des spezifischen Wärmebedarfs nach Sanierung erfolgt gemäß der im Modernisierungspaket 2 der TABULA-Typologie hinterlegten Klassifizierung als „zukunftsweisend“ je Typgebäude (entspricht in etwa einer Sanierung auf Energieeffizienzklasse B bis C) und wird für die Bestimmung des Sanierungspotenzials verwendet. Denkmalgeschützte Gebäude werden abhängig von der Art des Denkmalschutzes betrachtet.

- Bei Einzeldenkmälern, die sowohl innen als auch außen geschützt sind, werden lediglich 20 % der möglichen Sanierungstiefe angenommen.
- In Denkmälzonen, bei denen lediglich die Außenhaut der Gebäude geschützt ist, wird eine Sanierungstiefe von 40 % der Vollsanierung angenommen.

Die nachfolgenden Grafiken zeigen als aggregierte Ergebnisse das theoretische Reduktionspotenzial unter Betrachtung der Gesamtzahl der Gebäude. Dabei wird hier nur der Wärmebedarf für Raumwärme und Warmwasser betrachtet, da für die Bewertung des Reduktionspotenzials von Prozesswärme keine ausreichenden Daten vorliegen. Statt des Endenergieverbrauchs wird hier der Wärmebedarf verwendet, da die Wärmebedarfsreduktion unabhängig vom Energieträger bzw. Heizungstyps ist.

¹⁷ <https://www.iwu.de/forschung/gebaeudebestand/tabula/>

Das theoretische Potenzial zur Reduktion vom Raumwärme- und Warmwasserbedarf beträgt 42 GWh/a, entsprechend knapp 45 % des aktuellen Wärmebedarfs. Die Realisierung dieses theoretischen Potenzials entspricht bei einer Umsetzung bis zum Jahr 2045 einer theoretischen Sanierungsquote von 5 % jährlich bezogen auf alle Gebäude. Diese Quote liegt weit oberhalb des heutigen Wertes von jährlich ca. 1 % und auch deutlich höher als gängige Annahmen für zukünftig steigende Sanierungsquoten. Die realistisch angesetzten Sanierungsquoten werden im Kapitel 3.2 im Rahmen der zukünftigen Wärmebedarfsentwicklung näher betrachtet.

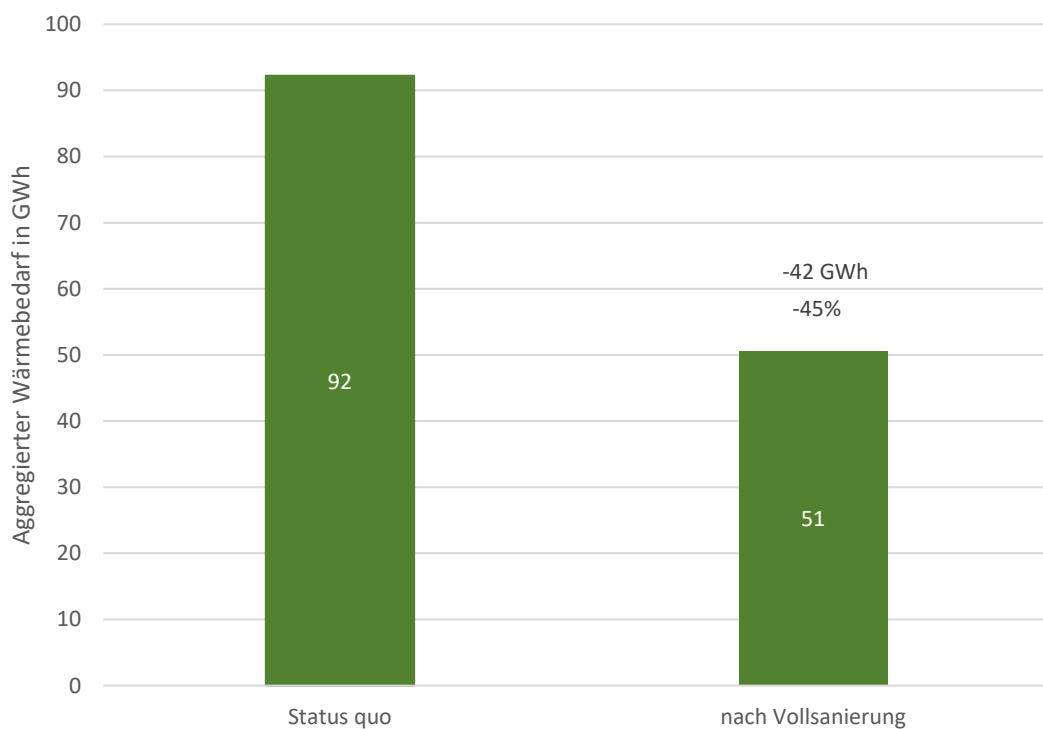


Abbildung 22: Wärmebedarf für Raumwärme und Warmwasser im Status quo und nach Nutzung des gesamten Reduktionspotenzials in Hilter a.T.W.

Die kartografische Darstellung zeigt die lokale Verortung der Sanierungspotenziale.

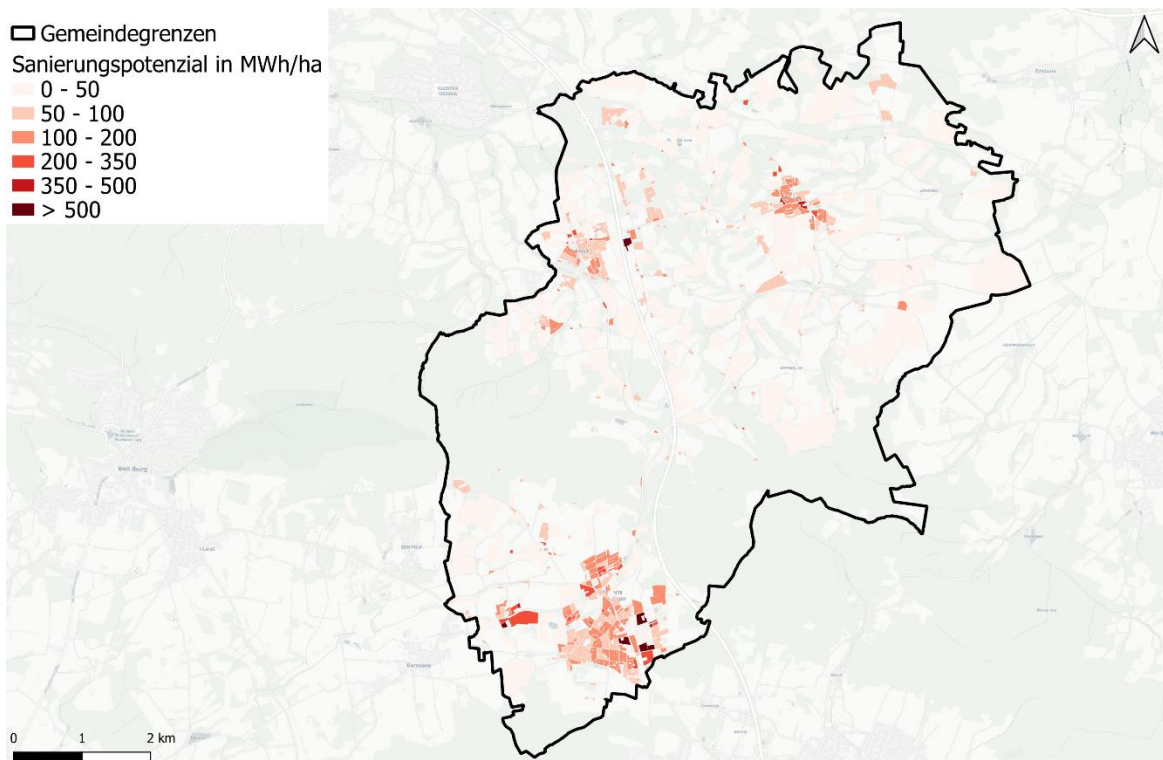


Abbildung 23: Sanierungspotenzial in Hilter a.T.W.¹

2.3.2 Potenzial zur Deckung des Restbedarfs durch „grüne Wärme“ und Abwärme

2.3.2.1 Solarthermie

Solarthermie ist als **fast emissionsfreier Energieträger** eine gute Option zur Dekarbonisierung der im Sommer anfallenden Wärmebedarfe (insbesondere für den Warmwasserbedarf). Im Betrieb fallen Emissionen ausschließlich für Pumpstrom an, solange dieser nicht vollständig erneuerbar ist. Der Energieträger verursacht selbst keine Betriebskosten



und steht – bei ausreichend vorhandener Fläche – unbegrenzt zur Verfügung. Dem gegenüber steht der **hohe Flächenbedarf**, der vor allem im innerstädtischen Bereich in der Nähe von Fernwärmenetzen nur in Ausnahmefällen zur Verfügung steht. Erschwerend kommt hinzu, dass eine **starke saisonale Abhängigkeit** besteht, die konträr zum Wärmebedarf verläuft. Vor diesem Hintergrund kann die Solarthermie nur ein Teilelement bei der Dekarbonisierung sein. Dennoch wurde eine Potenzialanalyse für Solarthermie vorgenommen, um mögliche Flächen zu bewerten.

Im Folgenden wird einerseits die Dachflächen-Solarthermie und andererseits die Freiflächen-Solarthermie untersucht.

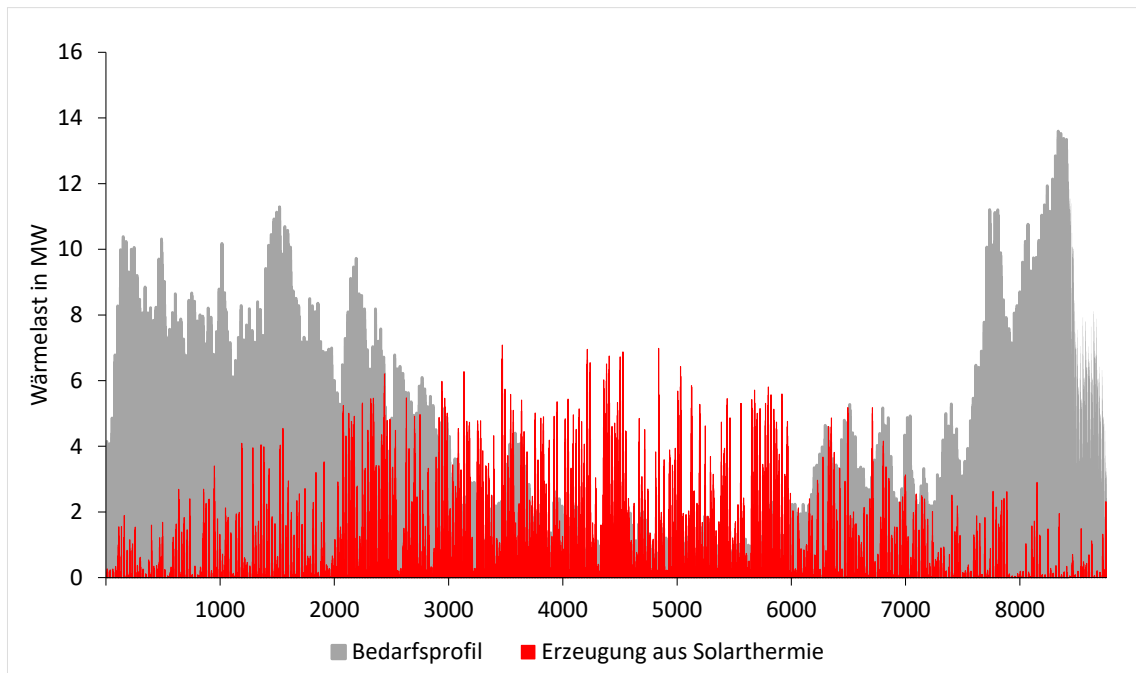


Abbildung 24: Exemplarisches Erzeugungs- bzw. Bedarfsprofil für Wärmenetz mit Solarthermie im Jahresverlauf (8.760 Stunden)

2.3.2.1.1 Dachflächen-Solarthermie

Für die Solarthermienutzung wird zunächst das dezentrale Potenzial zur Erzeugung von solarer Wärme auf Dachflächen betrachtet. Als Datengrundlage dient das Solarkataster des Landkreises Osnabrück auf Gebäudeebene. Das Solardachkataster weist die auf allen geeigneten Dachseiten des Gebäudes installierbare Leistung für PV in kWp aus und wird hier für die Bewertung der potenziellen thermischen Leistung herangezogen. Hier besteht eine Nutzungskonkurrenz zwischen PV und thermischer Solarnutzung. Als weitere Datengrundlage dient der adressscharfe Wärmeatlas mit dem Wärme- sowie Warmwasserbedarf je Adresse.

Die Auswertung erfolgt, indem die installierbare Leistung auf Gebäudeebene aggregiert wird. Die möglichen zu erzeugenden Solarthermie-Energiemengen werden über eine Aggregation der installierbaren PV-Leistung auf Adressebene und einen Umrechnungsfaktor für PV zu Solarthermie bestimmt. Um die Plausibilität der Ergebnisse zu erhöhen, wird das Solarthermiepotenzial auf 50 % des Warmwasserbedarfs des adressscharfen Wärmeatlas gedeckelt.

Als Ergebnis wird ein Potenzial von in Summe: 2,6 GWh/a ermittelt. Dabei wird durch die oben genannte Deckelung das Potenzial sehr stark beschränkt. Ohne diese Deckelung läge das theoretische Potenzial bei 294 GWh/a.

Zusätzlich ist bei der Nutzung der Dachflächen für Solarthermie die Nutzungskonkurrenz zu PV-Anlagen zu berücksichtigen. PV-Anlagen in Kombination mit Wärmepumpen stellen i. d. R. die kostengünstigere Versorgungsoption dar.

Die nachfolgende Grafik zeigt die baublockbezogene kartografische Darstellung in MWh/ha.

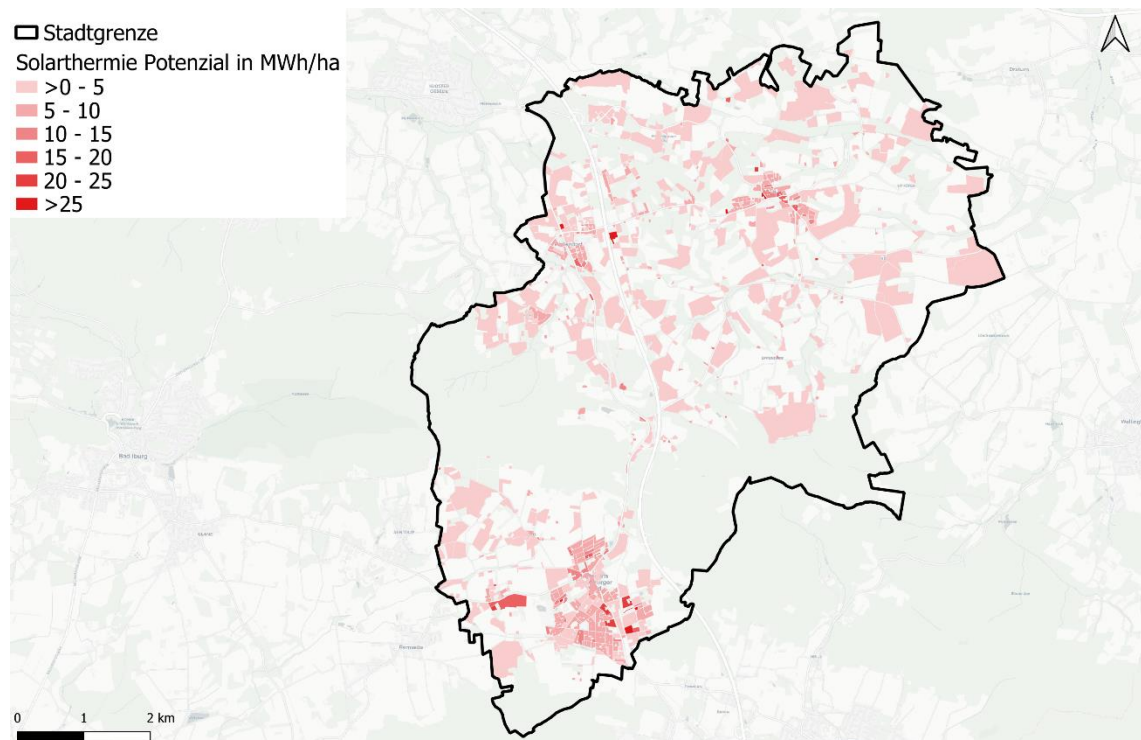


Abbildung 25: Potenzial Dachflächen-Solarthermie¹

2.3.2.1.2 Freiflächen-Solarthermie und Saisonalspeicher

Grundsätzlich ergab eine GIS-Analyse der Flächen anhand ihrer Nutzungsart im Gemeindegebiet von Hilter a.T.W. viele Flächen, die theoretisch für eine solarthermische Anlage in Frage kommen könnten. Dabei wurden die Typen Ackerland, Grünland, Unland/Vegetationslose Flächen und Verkehrsbegleitflächen in Betracht gezogen. Diese liegen jedoch meist in größerer Entfernung zu bebauten und für Wärmenetze geeigneten Gebieten. Für die Potenzialanalyse wurde angenommen, dass Gebiete für den Aufbau eines Wärmenetzes in Frage kommen, wenn sie in maximal 500 Metern Entfernung zu Straßenzügen mit einer Wärmeliniedichte von mindestens 3.000 kWh/m und einem Wärmebedarf von mindestens 300 MWh/a liegen. Zusätzlich wurde angenommen, dass eine geeignete Freifläche mindestens 1 Hektar (entsprechend 10.000 m²) groß sein sollte. Um geometrisch ungeeignete Flächen auszuschließen, wird angenommen, dass zum Aufbau einer Freiflächenanlage mindestens ein Quadrat mit einer Seitenlänge von 50 m in die Fläche hineinpassen muss. Des Weiteren wurden Flächen in Naturschutzgebieten und FFH-Gebieten ausgeschlossen. Auf dieser Basis wurden in einer GIS-Auswertung 1.160 ha (11,6 Mio. m²) an Flächen identifiziert, dargestellt in Abbildung 26. Unter der Annahme, dass hiervon 20 % tatsächlich genutzt werden können, ergibt sich ein Flächenpotenzial von 230 ha (2,3 Mio. m²) und daraus mit dem spezifischen solaren

Ertrag je Kollektorfläche (Röhrenkollektor)¹⁸ für Hilter a.T.W. ein theoretisches Wärmepotenzial von 541 MW thermischer Leistung bzw. 363 GWh/a nutzbarer solarer Wärme.

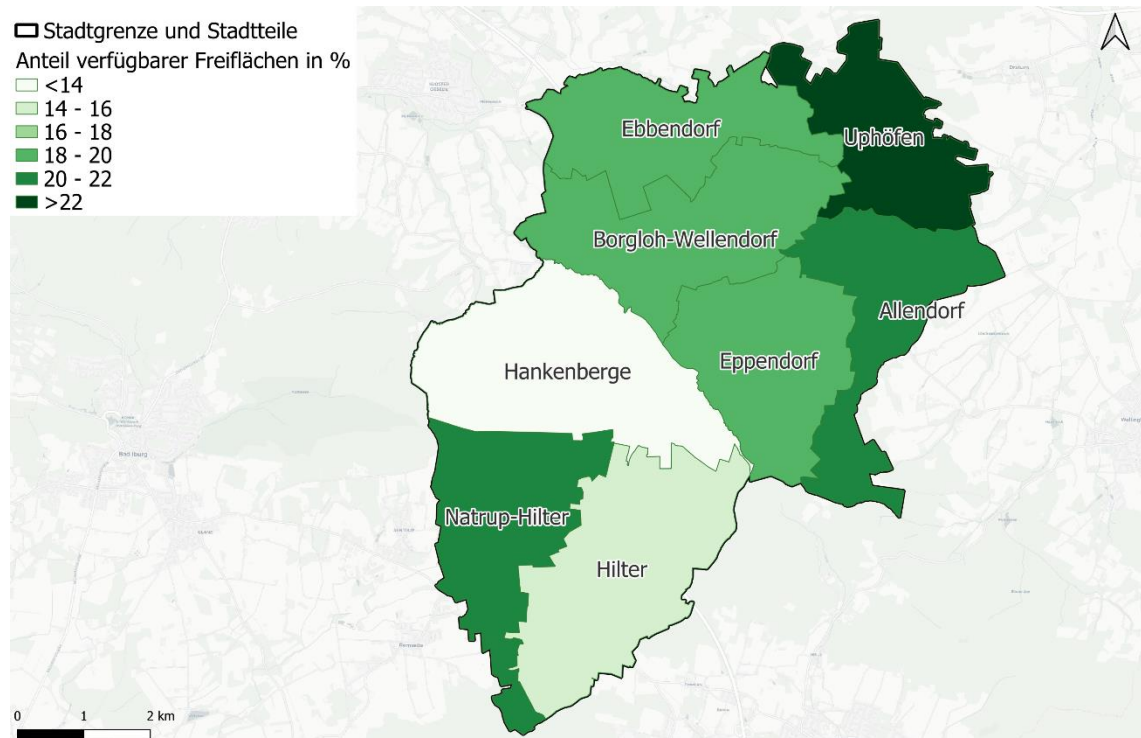


Abbildung 26: Potenzielle Freiflächen für die Wärmeerzeugung in Hilter a.T.W.¹

Wieviel dieses Flächenpotenzials davon unter Berücksichtigung des sommerlichen Wärmebedarfs eines potenziell mit einer Solarthermieanlage versorgten Gebiets tatsächlich sinnvoll genutzt werden kann, wird in einem nachfolgenden Arbeitsschritt detailliert untersucht. Bislang sind im Flächennutzungsplan keine Flächen für Solarthermie-Freiflächenanlagen gesichert. Im weiteren Prüfverlauf potenziell geeigneter Flächen werden dann insbesondere die Umweltaspekte im Detail geprüft und mit dem überragenden öffentlichen Interesse am Ausbau der Erneuerbaren Energien abgewogen.

Unter der Annahme einer Versorgung aller Gebiete mit einer Wärmelinienichte > 3.000 kWh/m (Wärmebedarf von 28 GWh) und einer 10-prozentigen Deckung dieses Bedarfs aus zentraler Solarthermie (üblicher Erfahrungswert) ist maximal eine Leistung von 4,1 MW und damit weniger als einem Prozent des oben ermittelten Flächenpotenzials nutzbar. Hierbei wurde bereits vorausgesetzt, dass Kurzzeitwärmespeicher eingesetzt werden, um solare Wärme von den Mittags- in die Abend- und Morgenstunden zu verlagern oder ein bis zwei Tage ohne Sonneneinstrahlung überbrücken zu können.

Um Solarthermie nicht nur zur Warmwasserbereitung, sondern auch für größere Anteile an der Gebäudeheizung einsetzen zu können, sind saisonale Wärmespeicher erforderlich. Diese speichern die überschüssige Wärme im Sommer ein, um sie in der kalten Jahreszeit zu nutzen. Diese Technologie benötigt jedoch weitere Flächen.

¹⁸ Datenbasis: AGFW-Leitfaden Solarthermie, 2021

Außerdem arbeiten Langzeitwärmespeicher erheblich effizienter, wenn sie in Kombination mit niedrigen Netztemperaturen betrieben werden, was wiederum gut wärmege-dämmte Gebäude zur Voraussetzung hat. Aufgrund der Wärmeverluste sinkt die Spei-chertemperatur im Zeitverlauf. Eine effiziente Lösung ist die Kombination mit einer Wär-mepumpe, um die Speichertemperaturen relativ niedrig halten und die Verluste verrin-gern zu können.

Bei einem Einsatz von saisonalen Wärmespeichern wird zusätzliche Fläche für den Spei-cher benötigt, wodurch die pro Fläche erzeugbare Wärmemenge sinkt.

Mit saisonalen Wärmespeichern kann i. d. R. ein erheblich höherer Anteil des grundsätz-lich meist großen solarthermischen Wärmepotenzials auch wirklich genutzt werden.

Unter der Annahme, dass 30 % der Fläche für den Wärmespeicher benötigt wird und 20 % Wärmeverluste entstehen, verbleibt vom o. g. Potenzial 379 MW und eine nutzbare Wärmemenge von 203 GWh/a.

Aufgrund ihrer hohen Kosten ist Freiflächen-Solarthermie derzeit i. d. R. nicht wirtschaft-lich umsetzbar.

2.3.2.2 Geothermie

Geothermie ist die Nutzung der natürlichen Wärme aus dem Erdinneren, die abhängig vom Temperaturniveau der Wärme entweder direkt genutzt werden kann oder mithilfe von Wärmepumpen auf ein höheres Temperaturniveau angehoben wird. Abhängig von der Bohrtiefe wird i. d. R. nach oberflächennaher Geothermie (bis ca. 400 Meter) und mitteltiefer und tiefer Geothermie (mehr als 400, bis zu 5.000 Metern Tiefe) unter-schieden.

2.3.2.2.1 Oberflächennahe Geothermie

Bei der oberflächennahen Geothermie wird die relativ konstante Temperatur des Bodens oder des Grundwassers in geringer Tiefe (bis ca. 400 Meter) genutzt. Die Temperaturen liegen meist zwischen 10 und 20 °C, so dass immer eine Wärmepumpe erforderlich ist, um das für Heizzwecke notwendige Temperaturniveau (i. d. R. 50 bis 70 °C im Vorlauf) zu erreichen. Vorteil ist die ganzjährig weitgehend konstante Temperatur. Dadurch wer-den deutlich höhere Jahresarbeitszahlen (JAZ) der Wärmepumpe erreicht als bei au-Bentemperaturabhängigen Wärmequellen wie Luft oder Flusswasser.

Erdsonden-Wärmepumpen

Die Wärme wird i. d. R. mit Erdwärmesonden gewonnen. Diese bestehen aus vertikalen Bohrungen, in die Rohre eingeführt werden. Ein geschlossener Wasserkreislauf nimmt die Wärme aus dem Boden auf, um sie der Wärmepumpe zuzuführen.

Eine einzelne Erdsonde liefert nur ca. 5 kW Heizwärme (mit unten genannten Annah-men) und kann somit i. d. R. nur ein einzelnes Haus versorgen. Für die Einspeisung in ein Wärmenetz ist ein Feld von vielen Sonden erforderlich. Diese sollten einen Abstand

von mindestens 10 Metern haben. Somit besteht ein **hoher Flächenbedarf**. Im Ortskern mit dichter Bebauung sind Erdsonden-Wärmepumpen daher kaum einsetzbar.

Zentrale Nutzung von oberflächennaher Geothermie:

Für die Potenzialabschätzung **zentraler Nutzung oberflächennaher Geothermie** wurden folgende Annahmen getroffen:

- Bohrtiefe 100 Meter mit einer mittleren Temperatur von 11,5 °C
- Jahresarbeitszahl der Wärmepumpe bei 70 °C mittlerer Vorlauftemperatur: 2,93
- 2.000 Vollbenutzungsstunden
- Mittlere Wärmeleitfähigkeit: 2,1 W/mK

Unter der Annahme, dass für die Einspeisung in ein Wärmenetz dieselben Flächen genutzt werden können, die auch für die Solarthermie nutzbar sind, ergibt sich ein Potenzial von 385 MW bzw. 771 GWh/a.

Hierbei ist zu beachten, dass die Flächen nur i. d. R. **entweder für Solarthermie oder für Erdsonden** genutzt werden können, die Potenziale daher nicht additiv zu sehen sind. In beschränktem Maße ist je nach örtlichen Voraussetzungen auch eine Doppelnutzung der Flächen möglich. Des Weiteren können Erdsonden auch für Kühlzwecke genutzt werden.

Dezentrale Nutzung von oberflächennaher Geothermie:

Für die Potenzialabschätzung **dezentraler Nutzung¹⁹ oberflächennaher Geothermie** wurden folgende Annahmen getroffen:

- Bohrtiefe 100 Meter
- Jahresarbeitszahl der Wärmepumpe: 3,5
- 2.000 Vollbenutzungsstunden
- Entzugsleistung: 40 W/m

Unter der Annahme, dass der Wärmebedarf mit Geothermie bereit zu stellen ist, ergibt sich ein Potenzial von 45,5 MW bzw. 91 GWh/a, dies entspricht 97,7 % des Wärmebedarfs in Hilter a.T.W.. Die kartografische Darstellung der Potenziale ist in Abbildung 27 dargestellt. Auch in diesem Anwendungsfall können Erdsonden für Kühlzwecke genutzt werden.

Insbesondere in den Bereichen mit hohen spezifischen Wärmedichten zeigen sich auch hohe Potenziale für oberflächennahe Geothermie. Dies gilt besonders dort, wo es eine gute gebäudenähe Flächenverfügbarkeit gibt.

Allerdings sind die Kosten für eine oberflächennahe Geothermieanlage insbesondere aufgrund der Bohrkosten relativ zu anderen Heizungstechnologien hoch. Daher ist die Installation dezentraler Sole-Wärmepumpen im Vergleich zu anderen treibhausgasneutralen Heizungstechnologien i. d. R. nicht wirtschaftlich (vgl. Kap. 3.3.1

¹⁹ Von dezentraler Nutzung wird im Allgemeinen bei Wärmeversorgungslösungen von Einzelgebäuden gesprochen.

Wärmevollkostenrechnung der Heizungstechnologien). Eine Ausnahme bilden Sole-Wärmepumpen, die in Wärmenetze einspeisen und aktuell bis zu 90 % der Betriebskosten nach BEW gefördert bekommen.

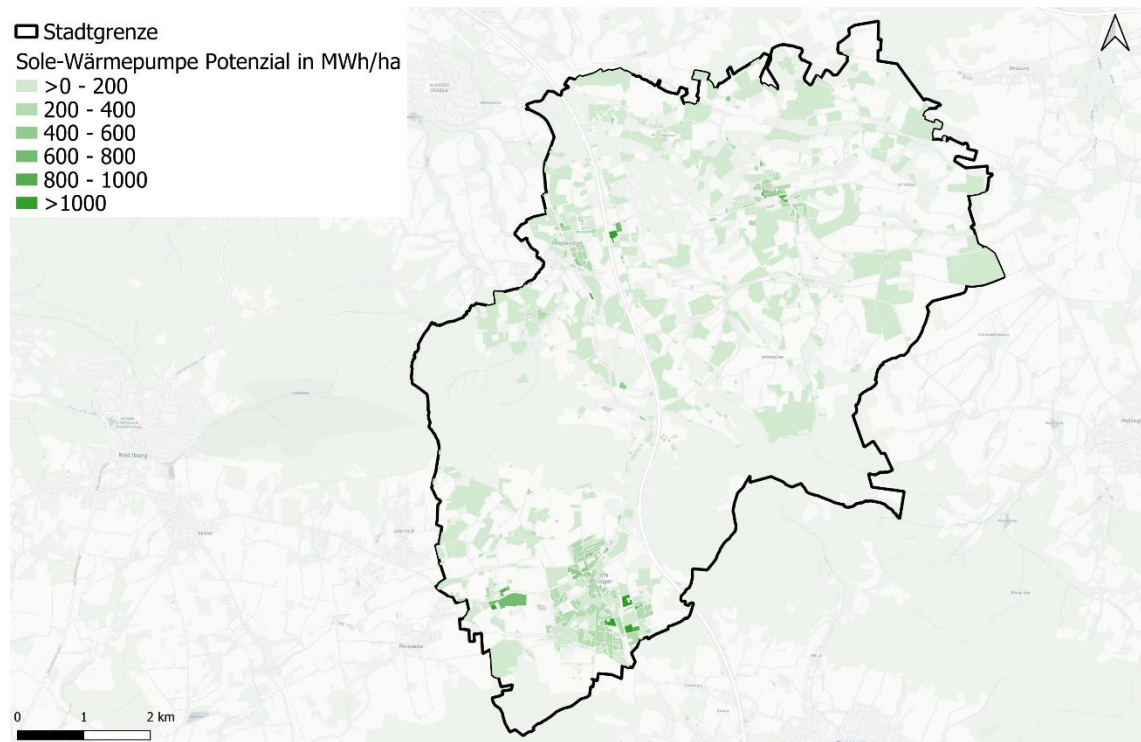


Abbildung 27: Potenzial dezentraler Sole-Wärmepumpen in Hilter a.T.W.¹

2.3.2.2.2 Tiefe und mitteltiefe Geothermie (in Bearbeitung)

Die tiefe und mitteltiefe Geothermie umfasst Systeme, bei denen die geothermische Energie über Tiefbohrungen mit Tiefen von 400 bis zu 5.000 Metern erschlossen wird und deren Energie entweder direkt (d. h. ohne Niveauanhebung der Temperatur) oder unter Einsatz von Wärmepumpen genutzt werden kann. Das Wärmepotenzial ist i. d. R. sehr groß und ganzjährig mit gleichmäßiger Temperatur verfügbar. Die Erschließung ist jedoch sehr aufwändig. Insbesondere kann das Potenzial erst nach Durchführung von Tiefbohrungen genauer bestimmt werden. Diese Bohrungen kosten bereits mehrere Millionen Euro. Bisher wurden keine derartigen Untersuchungen oder auch Voruntersuchungen durchgeführt. Daher kann keine Aussage zum Potenzial für Tiefengeothermie getroffen werden. Zudem wird die Erschließung dieser Wärmequelle aus wirtschaftlichen Gründen nicht von der Kommune angestrebt.

2.3.2.3 Biomasse

Biomasse steht grundsätzlich in verschiedenen Formen zur Verfügung. Feste Biomasse wie Waldrestholz, Altholz oder auch Energiehölzer können in Kesseln verbrannt werden, um Wärme zu erzeugen. Gase aus Biomasse wie Biogas, Biomethan oder Klärgas werden meist in KWK-Anlagen zur Wärme- und Strombereitstellung genutzt. In beiden Fällen wird, beispielsweise in Abgrenzung zu Solarthermie, Wärme auf einem hohen

Temperaturniveau zur Verfügung gestellt. Zudem kann Biomasse gelagert werden und bedarfsweise für die Wärmebereitstellung genutzt zu werden. Diese Eigenschaften machen Biomasse zu einem attraktiven Energieträger. Gleichzeitig ist das Potenzial trotz der regenerativen Eigenschaft regional begrenzt, da die Wälder Regenerationszeiten benötigen oder auch die landwirtschaftlichen Flächen nur in begrenztem Umfang zur Verfügung stehen. Dabei ist darauf zu achten, dass die biologische Masse nur in dem Maße dem Ökosystem entnommen wird, wie es für Fauna und Flora verträglich ist.

Das Potenzial für feste Biomasse wurde bereits im Klimaschutzkonzept der Gemeinde Hilter a.T.W. untersucht. Hierfür wurden Waldpflegehölzer berücksichtigt. Als Ergebnis wurde eine potenziell erzeugbare Wärmemenge von 2,7 GWh/a ausgewiesen. Auch lässt sich aus der Studie schließen, dass 47% dieser Wärmemenge bereits erzeugt werden. Damit liegt ein noch erschließbares Potenzial von 1,4 GWh vor.

Das Potenzial für gasförmige Biomasse wird ebenfalls im Klimaschutzkonzept der Gemeinde Hilter a.T.W. ausgewiesen. Aus Gülle und Substraten von Ackerflächen können insgesamt 3,79 Mio. m³ Biogas gewonnen werden. Biogas wird gängigerweise in BHKWs verbrannt, die Wärme und Strom gleichzeitig zur Verfügung stellen. Nach Aussage des Klimaschutzkonzepts lässt sich aus der Biogasmenge thermische Energie in Höhe von bis zu 9,3 GWh gewinnen. Weiter zeigen die Ergebnisse, dass bereits 58% davon in einer vorhandenen Biogasanlage erzeugt werden. Folglich ergibt sich ein noch erschließbares Potenzial von 3,9 GWh.

Die vorgenannten Ergebnisse wurden aus dem Klimaschutzkonzept der Gemeinde Hilter a.T.W. abgeleitet. Eine weitere Verifizierung sollte mit den örtlichen Stakeholdern stattfinden.

2.3.2.4 Umweltwärme

2.3.2.4.1 Fluss-/Bachwasser (in Bearbeitung)

2.3.2.4.2 Luft

Eine Luft-Wärmepumpe nutzt die Umgebungsluft als Wärmequelle. Da Luft überall verfügbar ist, können Luft-Wärmepumpen unabhängig von anderen Wärmequellen wie Geothermie, Fluss, Abwärme fast überall errichtet werden. Sie sind i. d. R. einfacher und mit geringeren Investitionskosten zu installieren als andere Arten von Wärmepumpen, da sie keine Erdbohrungen oder den Zugang zu geothermischen Ressourcen erfordern. Der Flächenbedarf für das Außengerät ist im Vergleich zu Erdsonden-Wärmepumpen oder Solarthermie sehr gering. Luft-Wärmepumpen können sowohl für die Beheizung einzelner Gebäude eingesetzt werden als auch als Großanlagen in Fern- und Nahwärmenetzen.

Hauptnachteil ist der Effekt, dass der Wärmeertrag von der Außentemperatur abhängt und daher im Winter am niedrigsten und im Sommer am höchsten ist. Die Wärmebedarfskurve ist genau gegenläufig. Gerade bei extremen Minustemperaturen nutzt die Wärmepumpe kaum noch Umweltwärme, so dass dann zusätzlich andere

Wärmeerzeuger, z. B. Stromdirektheizungen, eingesetzt werden müssen. Dennoch können mit Luft-Wärmepumpen in unseren Breiten hohe Jahresarbeitszahlen erreicht werden, insbesondere wenn die geforderten Vorlauftemperaturen für die dezentrale Heizung oder für ein Wärmenetz niedrig sind.

Aufgrund des geringen Flächenbedarfs und der quasi unendlich verfügbaren Wärmequelle Luft ist das im Prinzip unendliche theoretische Potenzial nur durch individuelle lokale Restriktionen begrenzt, z. B. begrenzter Platz für die Aufstellung der Anlagen oder hohe Lärmschutzanforderungen. Diese Einschränkungen wirken allerdings gerade im urbanen Raum stark.

Wirtschaftlich interessant sind **zentrale** Luftwärmepumpen vor allem für die Versorgung von Wärmenetzen, wenn sie mittels des Förderprogramms Bundesförderung energieeffiziente Wärmenetze (BEW) gefördert werden (bis zu 90% der Betriebskosten in den ersten 10 Jahren). Die Potenziale sind nicht durch Restriktionen der Gebäude begrenzt und Lärmemissionen können durch geeignete Flächenauswahl bzw. Sekundärmaßnahmen zum Schallschutz reduziert werden. Das Potenzial für zentrale Luftwärmepumpen orientiert sich daher an dem Bedarf und Lage der leitungsgebundenen Wärmeversorgung. Ein Potenzial wird daher an dieser Stelle nicht ausgewiesen. Im Rahmen von Machbarkeitsstudien sollte u. a. eine detaillierte Flächenanalyse durchgeführt werden.

Zur Ermittlung des Potenzials der **dezentralen** Nutzung von Umweltwärme aus der Luft wurde folgendes Vorgehen gewählt:

In einer GIS-Analyse wird die Umgebung der Gebäude untersucht. Mögliche Restriktionen sind vor allem mögliche Aufstellorte für die Außeneinheit, die auch die Abstandsbeschränkungen und Lärmemissions-Grenzwerte einhalten (In Niedersachsen gibt es zwar keinen Mindestabstand, hier wird jedoch auch 3 m Abstand zur Grundstücksgrenze angesetzt, um Grenzwerte der Geräuschemissionen und die Rücksicht auf den Nachbarn zu antizipieren).

Im Weiteren erfolgt eine statistische Analyse, wo wahrscheinlich ein Außengerät aufstellbar ist. Dies ermöglicht keine verlässliche Aussage je Gebäude, da die genauen Bedingungen vor Ort nicht bekannt sind, aber auf viele Gebäude aggregiert (Straßenzug oder Baublock) sind valide Aussagen möglich.

Als aggregiertes Ergebnis zeigt sich ein Potenzial in Summe von 84 GWh/a. Dies entspricht etwa 90 % des gesamten Wärmebedarfs im Status quo.

Die nachfolgende Grafik zeigt die baublockbezogene Darstellung in MWh/ha.

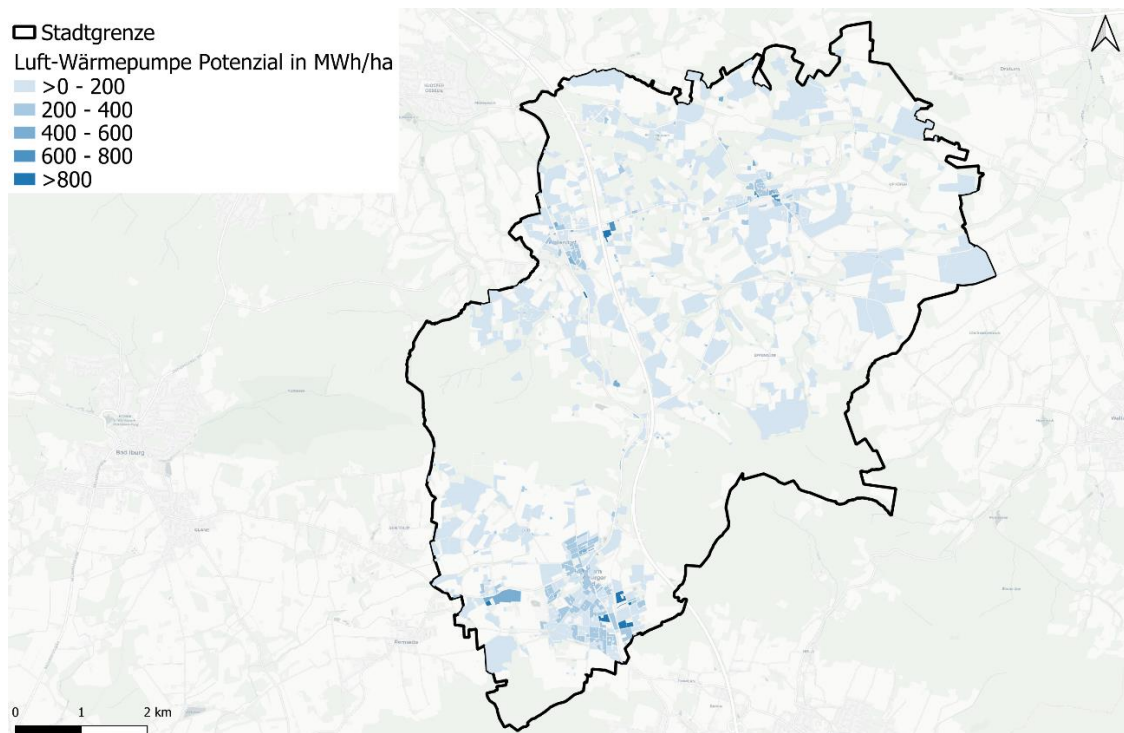


Abbildung 28: Potenzial Luft-Wärmepumpe in Hilter a.T.W.¹

Dabei zeigt sich ein hohes Potenzial v. a. dort, wo auch der Wärmebedarf hoch ist, aber die Bebauung nicht zu dicht ist.

2.3.2.5 EE-Strom zur Wärmeerzeugung

Die meisten Wärmequellen aus Erneuerbaren Energien liefern keine ausreichenden Temperaturen, um sie direkt zu nutzen. Mittels Wärmepumpen muss das Temperaturniveau durch Stromeinsatz angehoben werden. Damit die Wärmeerzeugung vollständig treibhausgasneutral ist, muss auch der eingesetzte Strom vollständig aus Erneuerbaren Energien erzeugt werden. Der Strommix in Deutschland wird derzeit bereits zu mehr als 50 % aus Erneuerbaren Energien erzeugt²⁰. Dieser Anteil soll gemäß den im EEG 2023 formulierten Zielen weiter ansteigen auf 80 % in 2030 und 100 % in 2040. Somit wird der Strom im Zeitverlauf immer grüner und langfristig vollständig treibhausgasneutral.

Dasselbe gilt für Strom, der in Elektrokesseln oder in strombetriebenen Wärmeerzeugern direkt elektrisch in Wärme umgewandelt wird. Hierbei entsteht jedoch ein höherer Stromverbrauch als bei Wärmepumpen, da Strom die alleinige Energiequelle ist und keine Umwelt- oder Abwärme genutzt wird. Elektrokessel können jedoch, insbesondere in Kombination mit Wärmespeichern, für die Spitzenlast und in Stunden mit überschüssiger Energie aus Erneuerbaren Energien sinnvoll sein.

Durch den Einkauf von Grünstrom für strombetriebene Wärmeerzeuger kann bereits heute Wärme erzeugt werden, die als „treibhausgasneutral“ deklariert werden kann. Für

²⁰ 2023: 56 % lt. Stat. Bundesamt

die Energiewende insgesamt ist dies jedoch ohne Bedeutung. Hierfür ist allein entscheidend, dass EE-Anlagen gebaut werden.

Als lokale Energiequelle für Strom, der zur Wärmeerzeugung eingesetzt werden könnte, kommt praktisch nur Windenergie und aufgrund der gegenläufigen Profile (Wärmebedarf v. a. im Winter vs. Stromerzeugung v. a. im Sommer) eingeschränkt Solarenergie (Photovoltaik, PV) in Frage. Im Gemeindegebiet Hilter a.T.W. ist gemäß Flächenpotenzialanalyse für Windenergie an Land in Niedersachsen (WINNIEPOT) Windenergiepotenzial vorhanden²¹. Im Rahmen der Potenzialstudie wurde das Windenergiepotenzial in Konfliktisikoklassen eingeteilt. Die Studie weist Flächen in Niedersachsen gewisse Konfliktisikowerte zwischen 1 (100 % nutzbarer Flächenanteil) und 6 (0 % nutzbarer Fläche) zu. Das auf dieser Basis ermittelte Flächenpotenzial stellt die Grundlage für die Zuweisung der Teilflächenziele auf die Träger der Regionalplanung (Landkreise bzw. Planungsregionen) dar. Aus den Konfliktisikowerten ergibt sich für Hilter a.T.W. ein nutzbares Flächenwindpotenzial von 15.386 m². Auf dieser Fläche könnte abgeschätzt eine elektrische Gesamtleistung von 7,7 MW errichtet werden. Bei 3.000 Vollbenutzungsstunden ergibt sich daraus ein Stromerzeugungspotenzial von 23,1 GWh/a. Dabei handelt es sich um ein theoretisches Potential, das im Rahmen der Finalisierung des aktuell nur im Entwurf vorliegenden Regionalen Raumordnungsprogramms überprüft werden muss.

Im Rahmen dieser Studie wird eine grobe Abschätzung lokaler PV-Potenziale für Freiflächen vorgenommen. Hierbei wurde eine GIS-Analyse der in Frage kommenden Flächen durchgeführt. Die bereits für Solarthermie identifizierten Flächen (Nähe zu potenziellen Wärmenetzen, siehe Kapitel 3) wurden abgezogen. Es verbleibt ein theoretisches Flächenpotenzial von 1.250 ha (12,5 Mio. m²), auf dem prinzipiell PV-Anlagen errichtet werden könnten. Auch dieses theoretische Potenzial, ist unter genehmigungstechnischen und damit insbesondere auch umweltrelevanten Restriktionen zu prüfen. Natur-, FFH- sowie Landschaftsschutzgebiete wurden bei der Flächenanalyse ausgeschlossen.

Unter der Annahme, dass tatsächlich 20 % dieser Flächen nutzbar sind, ergibt sich ein Potenzial von 251 ha (2,51 Mio. m²), auf denen theoretisch eine PV-Leistung von 251 MW errichtet werden könnte. Damit könnten mit der mittleren Solareinstrahlung von Deutschland (Mitte) 276 GWh/a Strom erzeugt werden.

Diese sind aber für die Wärmeerzeugung in Hilter a.T.W. nur in geringem Maße nutzbar, da die Lastgänge von Erzeugung und Bedarf jahreszeitlich gegenläufig sind. Darüber hinaus wird der PV-Strom aus Freiflächenanlagen wegen der wirtschaftlichen Gesichtspunkte i. d. R. in das Stromnetz eingespeist, um die Förderung nach EEG zu erhalten. Dann steht er für die Wärmeversorgung nicht direkt zur Verfügung. Für eine treibhausgasneutrale Wärmeversorgung spielt lokal erzeugter PV-Strom praktisch keine Rolle.

Für Strom aus Windkraft gilt dasselbe, auch wenn ein größerer Anteil des Windstroms zu Zeiten erzeugt wird, zu denen auch ein Wärmebedarf besteht. Aber es ergibt keinen Sinn, hierfür teure Direktleitungen zu bauen, um diesen Strom physikalisch zu den

²¹ Flächenpotenzialanalyse für Windenergie an Land in Niedersachsen (Oktober 2023)

Verbrauchern in Hilter a.T.W. zu transportieren. Erzeugungsprofil und Bedarfsprofil passen auch hier nicht zusammen. Somit muss mit Überschuss- und Fehlmengen gehandelt werden. Der Gesamtbedarf an Strom kann nicht allein durch Windenergie gedeckt werden. Wird der Strom aus Windkraft und PV in das Stromnetz eingespeist, sorgt er dafür, dass der Netzstrom in ganz Deutschland grüner wird.

Dachflächen PV

Neben dem Potenzial für Freiflächen-PV wird auch das dezentrale Potenzial zur Erzeugung von Solarstrom ermittelt. Als Datengrundlage dient das Solarkataster des Landkreises Osnabrück auf Gebäudeebene. Das Solardachkataster weist die auf allen geeigneten Dachseiten des Gebäudes installierbare Leistung in kWp aus. Als weitere Datengrundlage dient der adresssscharfe Wärmeatlas.

Die Auswertung erfolgt, indem die installierbare Leistung auf Gebäudeebene aggregiert wird. Die möglichen zu erzeugenden PV-Energiemengen werden über eine Aggregation der installierbaren PV-Leistung auf Adressebene bestimmt.

Als Ergebnis wird ein Potenzial von in Summe 98 GWh/a bzw. 89,1 MWp ermittelt.

Das Potenzial ist als theoretisches Potenzial zu interpretieren da im Vergleich zum Stromverbrauch der Gebäude stark überdimensionierte Anlagen angenommen werden können. Eine im Einzelfall zu bewertende sinnvolle technische Auslegung würde das Potenzial deutlich absenken. Außerdem steht dieses Potenzial in Nutzungskonkurrenz zur thermischen Solarenergienutzung auf Dachflächen.

Die nachfolgende Grafik zeigt die baublockbezogene kartografische Darstellung in MWh/ha.

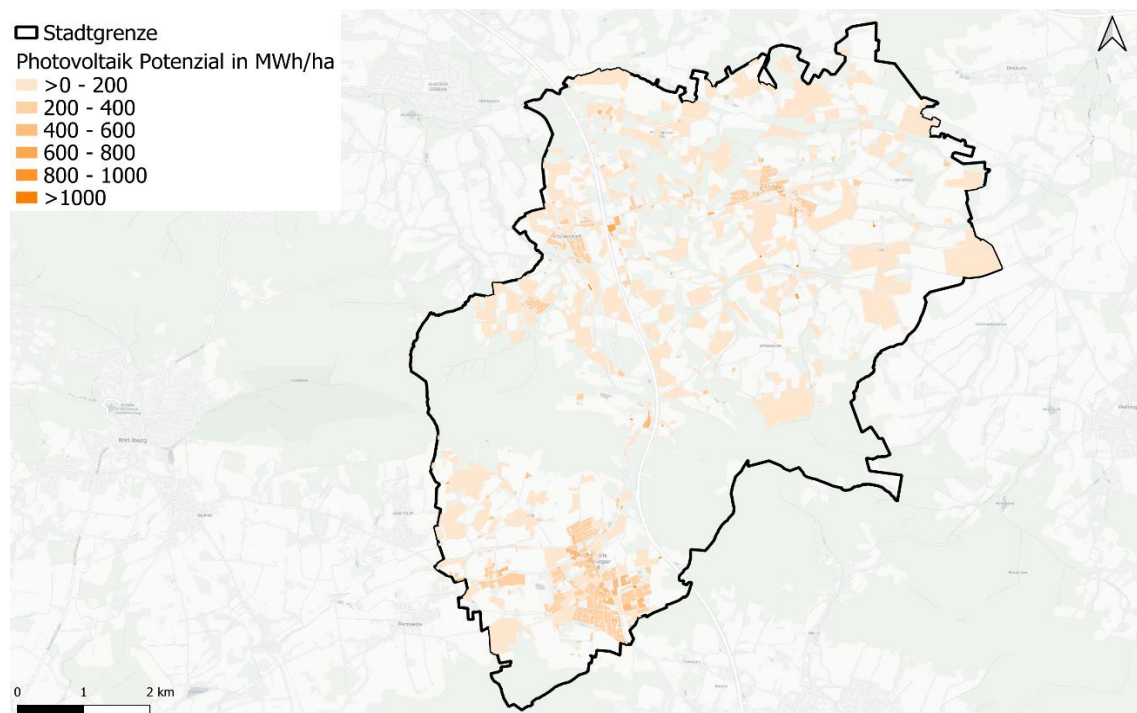


Abbildung 29: Potenzial Dachflächen-Photovoltaik in Hilter a.T.W.¹

2.3.2.6 Abwärme

2.3.2.6.1 Unvermeidbare industrielle Abwärme

Bezüglich des Anfalls und möglichen Energieangebots aus unvermeidbarer Abwärme wurde eine Befragung der bedeutendsten Unternehmen in Hilter a.T.W. durchgeführt. Von den im Rahmen des Stakeholder-Workshops versandten Fragebögen wurden 6 mehr oder weniger vollständig beantwortet.

Zwei Unternehmen geben an, dass Abwärme mit weniger als 50 °C vorhanden sei, liefern jedoch keine Mengenangaben. Unter der Annahme, dass 20 % der eingesetzten Brennstoffmengen als Abwärme nutzbar gemacht werden können, würde sich bei Anhebung des Temperaturniveaus auf 70 °C in Summe über diese Unternehmen ein Wärmepotenzial von 2,5 GWh/a ergeben.

Die restlichen Unternehmen verfügen laut eigener Aussage über keine relevanten Abwärmequellen.

Insgesamt ergibt sich damit, dass, falls die genannten Quellen alle erschlossen würden, insgesamt ein Wärmepotenzial aus industrieller Abwärme von ca. 2,5 GWh/a für Wärmenetze nutzbar gemacht werden könnte. Es ist jedoch sehr unsicher, ob dieses Potenzial tatsächlich erschlossen werden kann. Es ist für die Nutzung jeder potenziellen Quelle eine Einzelfallprüfung durchzuführen.

2.3.2.6.2 Abwärme aus Abwasser

Eine Abwasser-Wärmepumpe nutzt die Wärmeenergie aus Abwasserquellen wie Abwasserkanälen, Abwasserleitungen, Kläranlagen oder industriellen Abwässern.

Der wesentliche Vorteil von Abwasser als Wärmequelle ist die relativ konstante Temperatur, die ganzjährig zur Verfügung steht. Die Wärmepumpe erreicht daher auch im Winter, ähnlich wie bei oberflächennaher Geothermie, relativ hohe Leistungszahlen.

Die Nutzung von Abwasserwärme kommt in **bestehenden** Kanälen erst ab einer Nennweiten der Kanäle größer DN 800 in Frage. Derart dimensionierte Kanäle liegen jedoch in den Ortschaften der Gemeinde Hilter a.T.W. nicht vor.

Eine weitere Möglichkeit des Entzugs von Wärme aus Abwasserkanälen besteht bei der Kläranlage Remseder Straße. Hier stehen Abwassermengen in gereinigter Form konzentriert auf eine Wärmequelle zur Verfügung. Bei Nutzung des Ablaufes der Kläranlage wird der Klärprozess nicht negativ beeinflusst und die Reinigung ist mit deutlich geringerem Aufwand verbunden als bei der Nutzung ungereinigter Abwässer. Bei Nutzung des Ablaufes der Kläranlage wird der Klärprozess nicht negativ beeinflusst und die Reinigung ist mit deutlich geringerem Aufwand verbunden als bei der Nutzung ungereinigter Abwässer.

Das Wärmepotenzials aus dem Abwasser wurde anhand der durchschnittlichen Abwasserzuflüsse der Monate über das Jahr bestimmt. Dabei wurde eine Auskühlung des

Abwasser um 5 K und ein Zieltemperaturniveau für die erzeugte Wärme von 70 °C angenommen. Die Wärmepumpe würde üblicherweise nicht auf die maximal möglich thermische Leistung ausgelegt werden, weil sie diese Leistung nur vereinzelt in wenigen Stunden liefern könnte, sondern auf einen deutlich niedrigeren Wert, um ausreichend hohe Vollbenutzungsstunden und somit eine höhere Wirtschaftlichkeit zu erreichen. Eine sinnvolle Auslegung würde bei 750 bis maximal 1150 kW liegen. Bei 1000 kW thermischer Leistung ergeben sich über das genutzte Dargebotsprofil ca. 6.700 Vollbenutzungsstunden, vorausgesetzt, die Wärme kann im Sommer auch vollständig genutzt werden. Somit ergibt sich ein **Wärmepotenzial von 6,7 GWh/a**. Diese Menge kann jedoch voraussichtlich nicht komplett in Wärmenetzen genutzt werden. Diese Wärmemenge steht auch nur in räumlicher Nähe zur Kläranlage zur Verfügung.

2.3.2.6.3 Thermische Abfallbehandlung

Abfälle fallen kontinuierlich in Städten und Gemeinden an und müssen entsorgt werden. Eine Form der Entsorgung ist die Verbrennung des Abfalls. Bei Verbrennung von Abfällen kann thermische Energie gewonnen werden. Die dabei entstehende Wärme hat ein hohes Temperaturniveau, welches sich für die Einspeisung in ein Wärmenetz gut eignet. Zudem muss der Abfall ganzjährig entsorgt werden, wodurch eine recht hohe Verfügbarkeit der Wärmequelle gegeben ist.

In der Gemeinde Hilter a.T.W. existiert keine Abfallverbrennungsanlage. Daher ist das Potenzial aus thermischer Abfallbehandlung nicht ausweisbar.

2.3.3 CO₂-neutrale Gase

Im Bereich der Nutzung von Gasen können CO₂-neutrale Gase bzw. für eine Übergangszeit auch eine Mischung von Gasen betrachtet werden.

Die CO₂-neutralen Gase werden in diesem Bericht wie folgt definiert (für die gesetzlichen Definitionen sei auf das Wärmeplanungsgesetz und das Gebäudeenergiegesetz verwiesen):

- **Biogas:** Biogas wird durch die Fermentierung von biogenen Stoffen, wie Maissilage, Gülle o. ä. in einer Biogasanlage produziert. Es besteht zu annähernd gleichen Anteilen aus Methan und CO₂ und kann, in Biogas-BHKWs eingesetzt, direkt für die Strom- und Wärmeerzeugung genutzt werden. Da das enthaltene CO₂ ursprünglich aus der Atmosphäre stammt und in der Biomasse gespeichert wurde, ist das Biogas CO₂-neutral. Wichtig ist jedoch, dass bei Leckagen CO₂ und auch Methan (mit wesentlich stärkerem Treibhauseffekt als CO₂) frei werden kann und somit das Gas i. d. R. nicht treibhausgasneutral ist.
- **Klärgas:** Analog zu Biogas entsteht Klärgas bei der Klärung von Abwasser und kann in BHKWs genutzt werden.

- Deponiegas: Analog zu Biogas wird Deponiegas in Mülldeponien frei. Wird es konzentriert aufgefangen, kann es auch energetisch genutzt werden.
- Biomethan: Wird das CO₂, welches im Biogas enthalten ist, abgetrennt und das Gas so auf Erdgasqualität gebracht, spricht man von Biomethan. Dieses kann, bei Einhalten der notwendigen Grenzwerte, auch in das Erdgasnetz eingespeist und so von allen Endkunden genutzt werden. Für die Freisetzung von Methan gelten die Vorschriften und Grenzwerte der GasNZV, des EEG sowie der TA-Luft.
- Wasserstoff: Wasserstoff muss immer durch einen chemischen Prozess erzeugt werden, da er nicht in dieser Form natürlich vorkommt. Dabei gibt es unterschiedliche Farben, die den Herstellungsprozess aufzeigen. Für die kommunale Wärmeplanung ist v. a. der grüne Wasserstoff relevant: Grüner Wasserstoff wird per Elektrolyse aus Wasser mithilfe von erneuerbarem Strom erzeugt. Des Weiteren gibt es noch blauen (aus Dampfreformierung von Erdgas mit CO₂-Abscheidung und -Speicherung), türkisen (aus Pyrolyse von Erdgas) und orangenen (hergestellt aus Biomasse oder per Elektrolyse mit Strom aus Abfallverwertung).
- Synthetisches Methan: Synthetisches Methan wird aus CO₂-neutralem Wasserstoff mit CO₂ über den Verfahrensschritt der Methanisierung hergestellt. Damit das synthetische Methan CO₂-neutral ist, muss dieses CO₂ entweder biogen Ursprungs, d. h. aus Biomasse, sein oder aus der Atmosphäre (z. B. über Direct Air Capture zur Abscheidung von CO₂ aus der Umgebungsluft) stammen.
- Grünes Methan: Dieser Begriff fasst Biomethan und synthetisches Methan zusammen.
- Grünes Gas: Dieser Terminus ist ein Sammelbegriff für jegliche CO₂-neutralen Gase.

Zusätzlich wird in späteren Abschnitt zum Teil von Mischgasen gesprochen. Diese umfassen verschiedene Mischungen, v. a. von Erdgas mit mindestens einem CO₂-neutralen Gas, um z. B. die Anforderungen des GEG zu erfüllen.

Die Potenziale CO₂-neutraler Gase werden an dieser Stelle nicht quantifiziert. Eine Leitung des geplanten deutschen Wasserstoff-Kernnetzes liegt 8 bis 15 km von den jeweiligen Ortschaften der Gemeinde Hilter a.T.W. entfernt. Die Nutzbarkeit hierdurch gelieferten Wasserstoffmengen hängt von der Einbindung in ein ggf. vorhandenes Verteilnetz und priorisierten Nutzung für bestimmte die Verbrauchergruppe Industrie ab. So besteht hier ein wesentlicher Unsicherheitsfaktor, ob Wasserstoff überhaupt lokal verfügbar gemacht wird. Biomethan ist aktuell nur bilanziell und in geringen Mengen verfügbar und es gibt in Hilter a.T.W. keine kurzfristig absehbaren Potenziale. Die in der kommunalen Wärmeplanung berücksichtigten Biomethanmengen müssen auf Landesebene aggregiert werden und ab 2030 in einem landesweiten Mengenabgleich plausibilisiert werden.

Synthetisches Gas steht somit aktuell nicht zur Verfügung und ist für die Zukunft mit Unsicherheiten behaftet. Um die mittelfristige Verfügbarkeit abzubilden, wird daher in Kap. 3 modellbasiert der zukünftige Preis für synthetisches grünes Gas sowie eines Mischgases aus Erdgas und synthetischem Gas abgebildet.

Es wird empfohlen, die grundlegenden Annahmen fortlaufend zu prüfen, spätestens alle 5 Jahre im Rahmen der Fortschreibung des kommunalen Wärmeplans.

2.4 Ergebnisse

Praktisch sind die Potenziale hinsichtlich des zeitlichen Verlaufs den potenziellen Bedarfen möglicher Wärmenetze gegenüberzustellen, um den nutzbaren Anteil des Potenzials zu ermitteln.

Die folgende Tabelle zeigt eine Übersicht der ermittelten theoretischen Potenziale zur treibhausgasneutralen Wärmeherzeugung. Bei den dargestellten Potenzialen wurden bereits technische Einschränkungen unterstellt.

Theoretisches Wärmepotenzial (unter Berücksichtigung technischer Restriktionen)	MW	GWh/a
Zentrale Potenziale:		
Solarthermie (Freifläche)	541	363
Wind	7,7	23,1
Geothermie (Erdsonden) zentral + Wärmepumpe; <u>alternativ</u> zu Solarthermie	385	771
Feste Biomasse	-	1,4
Biogas	-	3,9
Umweltwärme (Fließgewässer) + Wärmepumpe (in Bearbeitung)		
Umweltwärme (Luft) zentral + Wärmepumpe	überall verfügbar, Restriktionen einzelfallabhängig, Wärmeangebot und -bedarf gegenläufig	
Abwärme (Unvermeidbare industrielle Abwärme) + Wärmepumpe	-	2,5
EE-Strom aus PV	251	276
EE-Strom aus Wind	7,7	23,1
Abwärme (aus Abwasser) + Wärmepumpe (in Bearbeitung)	1	6,7
Dezentrale Potenziale:		

Solarthermie (Dach)	5,3	3,6
EE-Strom aus PV (Dach)	89,1	98
Geothermie (Erdsonden) dezentral + Wärmepumpe	46	91
Umweltwärme (Luft) dezentral + Wärmepumpe	28	84

Tabelle 3: Übersicht der Potenziale Erneuerbarer Wärme

Die Potenziale werden unterschieden in zentrale und dezentrale Potenziale.

Zentrale Potenziale dienen zur Deckung des Wärmebedarfs mittels leitungsgebundener Wärmeversorgung. Insbesondere Wärmepumpen-basierte Technologien werden aktuell stark gefördert und dienen daher als Benchmark für die Erzeugungstechnologien. Die Realisierung der Potenziale muss sich dabei immer an der Nähe der Erzeugung zu den Verbrauchssenen orientieren, damit die Zuleitungen der Wärmenetze nicht zu lang und damit unwirtschaftlich werden. Eine detailliertere Bewertung der technischen und wirtschaftlichen Realisierungsmöglichkeiten erfordert Machbarkeitsstudien, die nach dem BEW gefördert werden.

Dezentrale Potenziale bestehen ebenfalls insbesondere im Bereich der Luft-Wärmepumpen, aber auch im Bereich der Biomassenutzung. Luft-Wärmepumpen können einen Großteil des dezentralen Wärmebedarfs abdecken und sind lediglich eingeschränkt durch Lärmrestriktionen oder in geringem Maße durch fehlende Aufstellflächen.

Insgesamt ergibt die Potenzialanalyse ausreichende Potenziale treibhausgasneutraler Wärmequellen für die Deckung des Wärmebedarfs in Hilter a.T.W..

3 AP3: Zielszenarien und Entwicklungspfade (noch in der Erstellung)



Aufgabenstellung: Auf welchem Weg gelingt das?



Ziel: Entwicklung Szenario zur Erreichung der Treibhausgasneutralität im Jahr 2045, konkret:

- Planung des Weges zur Treibhausgasneutralität 2045 mit „Meilensteinen“ für 2030, 2035 und 2040
- Zonierung des Betrachtungsgebietes (z.B. nach Art der Bebauung, Quartieren, Stadtvierteln oder anderen geeignete homogenisierende Clusterungskriterien mit Blick auf die Wärmeversorgung): Ausweisung der Gebiete für die entweder eine leitungsgebundene oder eine dezentrale Versorgung besonders geeignet ist.
- Zuordnung möglicher Erzeugungstechnologien



Ergebnis: Szenario zur Deckung des zukünftigen Wärmebedarfs mit EE, konkret:

- Entwicklung eines Szenarios zur Deckung des zukünftigen Wärmebedarfs mit erneuerbaren Energien zur Erreichung einer treibhausgasneutralen Wärmeversorgung.
- Identifikation und Ausweisung von Gebieten, die sich für die leitungsgebundene Wärmeversorgung anbieten und solchen, die sich für eine dezentrale Versorgung eignen. Zusätzlich Ausweisung von „Übergangsgebiete“, für die beide Versorgungsarten in Betracht kommen.
- Durchführung bzw. Abgleich mit vorhandenen Erzeugungs- und Zielnetzplanungen
- Erstellung von „Meilensteinen“ auf dem Weg nach 2045 („Weg“)
- Ermittlung wirtschaftlicher Kennwerte als Zielgrößen (z.B. Preis/kWh für die Wärmebereitstellung) in Form von Wärmevollkostenvergleichen für eine Anzahl typischer Versorgungsfälle, die die Versorgung in der Kommune umfassend abbilden.

3.1 Aufgabenstellung

Die Ausgangslage ist geklärt (Bestandsanalyse) und die Möglichkeiten zur Zielerreichung wurden identifiziert (Potenzialanalyse). Nun ist ein Weg aufzuzeigen, der vom Status quo zum Ziel führt, wofür ein Zielszenario zu entwickeln ist und die Entwicklung zu diesem Zielszenario aufzuzeigen ist.

In welchen Gebieten können welche der identifizierten Potenziale für eine treibhausgasneutrale Wärmeversorgung genutzt werden?

3.2 Wärmebedarfsentwicklung: Bedarfsreduktion und Restwärmebedarf über die Zeit

Ohne jeden Zweifel ist einer der größten Hebel für die Dekarbonisierung der Wärmeversorgung die **Bedarfsreduktion**. Jede Kilowattstunde, deren Erzeugung von vorneherein nicht erforderlich ist, hilft. Somit ist ein zentraler Baustein der gesamten Wärmeplanung, welche sich hier in den Zielszenarien und Entwicklungspfaden konkretisiert, die Identifizierung von Möglichkeiten, die Wärmebedarfe im Einzelnen und somit in Summe absolut zu minimieren. Die „Vergrünung“ des dann verbleibenden Restwärmebedarfs muss konsequent als Sekundärziel verstanden werden.

Raumwärme und Warmwasser

Mit Blick auf die Raumwärme, „das Heizen“, ist der Ansatzpunkt für diesen Hebel natürlich die Gebäudedämmung bzw. etwas weiter gefasst die **Sanierung von Gebäuden**. Hinzu kommt die Effizienzsteigerung für die Warmwasserbereitung durch z. B.

Dämmung der Verteilleitungen. Dieses Potenzial für den Gebäudebestand in Hilter a.T.W. zu bestimmen und ein Zielszenario wie auch einen Entwicklungspfad zu diesem Ziel aufzuzeigen, ist Gegenstand dieses Kapitels.

Hierfür wurde ein **Modell** entwickelt, welches auf den **Wärmeatlas** aufbaut. Auf die Zukunft ausgerichtet wird der „statische“ Wärmeatlas, der aus der Bestandsanalyse resultiert und den Status quo abbildet, sodann durch den Einbezug **weiterer Parameter** fortgeschrieben.

Diese Einflussparameter sind für die Raumwärme und Warmwasser:

- Sanierungspotenzial
- Realisierungschance
- Sanierungsrate
- Klimaeffekt

Das **Sanierungspotenzial** wird in der Potenzialanalyse ermittelt. Die **Realisierungschance** wird aus den KEAN-Daten entnommen²². Beide Parameter werden jeweils normiert und gewichtet. Dadurch werden die Gebäude mit dem höchsten Potenzial (v. a. alte und unsanierte Gebäude) in Bereichen mit hoher Kaufkraft als erstes saniert. Neuere Gebäude mit wenig Potenzial werden eher später oder gar nicht saniert.

Ein Zufallsalgorithmus trägt der Unsicherheit Rechnung, dass jede Gebäudeeigentümerin und jeder Gebäudeeigentümer über Maßnahmen selbst entscheidet, sich demnach also nicht sicher voraussagen lässt, welches Gebäude wann saniert wird. Daraus ergibt sich mit den oben genannten Parametern die „Sanierungsaffinität“. Die **Sanierungsaffinität** wird für 5-Jahres-Zeiträume ermittelt (erster Zeitraum 2025-2030).

Jene Gebäude mit der höchsten unterstellten Sanierungsaffinität werden schließlich ausgewählt, um im Modell die jeweils angesetzte **Sanierungsrate** zu erreichen. Die Rate selbst wird linear steigend von heute **1 % auf 2 %** im Jahr 2045 im Modell abgebildet, vgl. auch die am 28.5.2024 in Kraft getretene Europäische Richtlinie zur Gesamteffizienz von Gebäuden²³. Dies berücksichtigt zum einen, dass der Handlungsdruck auf Gebäudeeigentümerinnen und Gebäudeeigentümer (bzw. allgemeiner: die Bereitschaft zu sanieren) über die Zeit ansteigen wird: Wo CO₂-Preise heute noch keinen Anreiz für die Reduktion des Energieverbrauchs geben, wird aufgrund steigender CO₂-Preise der Druck erhöht. Demnach ist es realistisch, von einer Steigerung der Sanierungsrate in der Zukunft auszugehen. Zum anderen ist die Sanierungsrate nach oben realiter begrenzt, da nicht beliebig Ressourcen für die Sanierung, konkret insbesondere Kapazitäten im Handwerk, zur Verfügung stehen.

²² https://www.opengeodata.nrw.de/produkte/umwelt_klima/klima/kwp/

²³ https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=OJ:L_202401275



Abbildung 30: Abhängigkeit des Gelingens der Wärmewende von individuellen Wirtschaftlichkeitserwägungen

Erneut ist es für das Grundverständnis wichtig, dass auch hier *keine Detail-„Planung“ auf Ebene einzelner Gebäude* erfolgt. Auf überlagerter Ebene – konkret für die vorherrschenden Gebäudetypen und in der Granularität der definierten Baublöcke – werden die relevanten Einflussparameter abgebildet. Die Ergebnisse werden zwar in der Bottom-up-Analyse auf einzelne Gebäude angewandt, die Zuordnung erfolgt jedoch stochastisch-probabilistisch, d. h. quasi zufällig. Der Einfluss der Zufallszahlen wurde jedoch so gewählt, dass weiterhin die relevanten Einflussparameter die Verteilung der Sanierung im Gemeindegebiet definieren.

Schließlich wird im Modell ergänzend berücksichtigt, dass der Klimawandel Wirkung entfaltet und die mittleren Jahrestemperaturen steigen. Dieser **„Klimaeffekt“** wird über die Gradtagzahlen, eine in der Gaswirtschaft gebräuchliche Kennzahl etwa zur Prognose von Mengenbedarfen, operationalisiert. Es wird somit unterstellt, dass durch steigende Temperaturen, also wärmere Winter, künftig weniger geheizt werden wird. Konkret stehen die Szenarien unter der Annahme, dass allein dadurch bis 2045 der Raumwärmebedarf um 10 % zurückgeht.

Prozesswärme

Die für die Industrie erforderliche Prozesswärme findet ebenfalls Berücksichtigung. Die grundsätzliche Annahme, dass Produktionsprozesse einem Effizienzfortschritt unterliegen, wird im Modell durch eine Reduktion des Prozesswärmebedarfs von 10 % bis ins Jahr 2045 unterstellt.

Neubaugebiete

Die bisherige Beschreibung umfasst den aktuellen Gebäudebestand. Größere Entwicklungen, die ganze Quartiere umfassen und schon heute bekannt sind, werden ebenso berücksichtigt werden, da sie den zukünftigen Wärmebedarf beeinflussen. Neubaugebiete werden in die Untersuchungen eingeschlossen, bei denen aus heutiger Sicht realistisch ist, dass diese bis 2045 erschlossen werden. Dabei werden Annahmen zu den Wärmebedarfen der Gebäude mit entsprechend hohem Effizienzstandard angenommen.

Die Ergebnisse der Wärmebedarfsentwicklung sind in Abbildung 31 dargestellt. Auch hier wird als dargestellte Größe nicht der Endenergieverbrauch (also die eingesetzten Energieträgermengen) sondern der Wärmebedarf verwendet. Bis 2045 reduziert sich der Wärmebedarf von heute 93,3 GWh auf 69,4 GWh, also um 23,9 GWh bzw. 26 %. Dabei nimmt der Wärmebedarf v. a. aufgrund von Sanierung um 25,7 % ab und durch geplante Neubauten langfristig um 0,3 % zu.

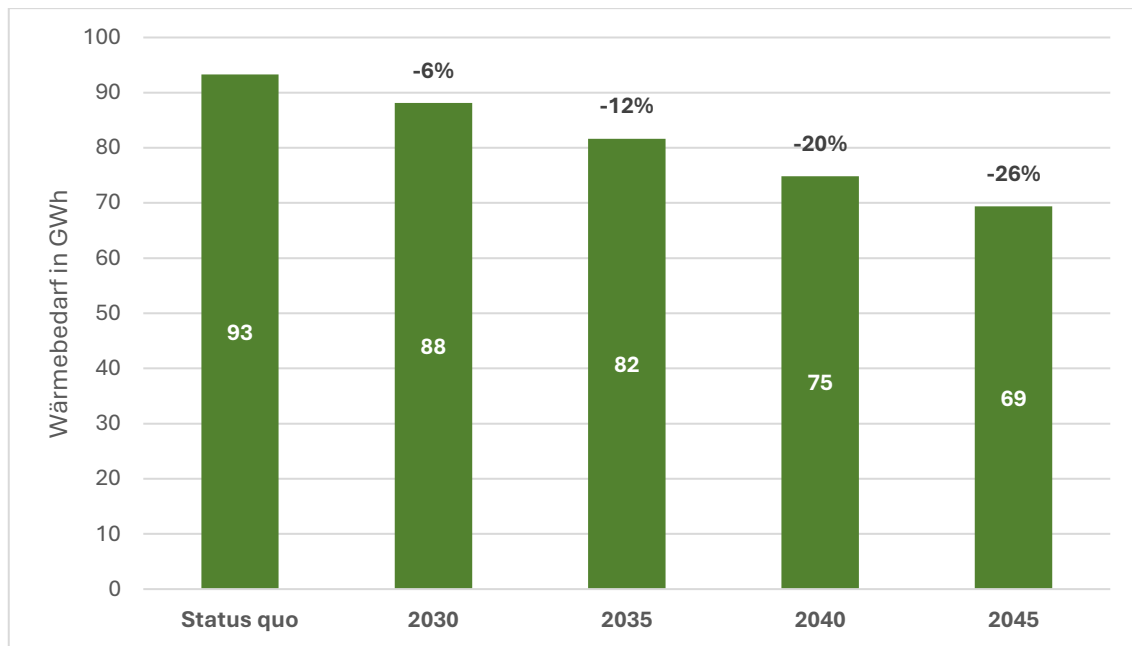


Abbildung 31: Absoluter bzw. relativer Wärmebedarfsrückgang in GWh und Prozent für Hilter a.T.W.

Im Ergebnis liegen nach der Simulation zur Fortschreibung des Wärmebedarfs mit dem Modell nicht nur die aggregierten Werte für das Untersuchungsgebiet, sondern auch die Verteilung auf Gebäude- bzw. Baublockebene vor.

3.3 Wärmebedarfsdeckung

3.3.1 Wirtschaftliche Betrachtung aus Endkundensicht

3.3.1.1 Hintergründe, Annahmen und Modellbeschreibung

Mit dem im vorigen Kapitel abgeleiteten Wärmebedarfsrückgang von 26 % auf Basis der festgelegten Sanierungsraten geht der prognostizierte Wärmebedarf auf 74 % im Jahr 2045 zurück, bezogen auf den heutigen Wärmebedarf. Zur Deckung dieses Bedarfs muss die Wärmeversorgung und damit der Großteil der heutigen Heizungen gegen grüne Technologien getauscht werden. Diese individuelle Bereitschaft der Gebäudeeigentümerinnen und -eigentümer ist somit ganz wesentlich für das Gelingen der Wärmewende. Und hierfür sind – neben gesetzlichen Vorgaben z. B. über das Gebäudeenergiegesetz – wirtschaftliche Überlegungen mit ausschlaggebend. Denn die Investitionen sind beträchtlich und deswegen wird die Entscheidungsfindung der handelnden Personen nicht allein von Einsicht und Überzeugung zum Klimaschutz getrieben.

Eine Wärmeplanung, die also diese Wirtschaftlichkeitserwägungen außer Acht lässt, plant systematisch unrealistisch. Somit ist eine Untersuchung der Wirtschaftlichkeit unterschiedlicher Technologien aus Endkundensicht erforderlich. Diese bilden wir in sogenannten Kunden-Technologie-Kombinationen (KuTeK) ab.

Technisch handelt es sich bei der Analyse um eine Vollkostenbetrachtung in Anlehnung an **VDI 2067**. Hierbei werden drei Kostendimensionen in den Blick genommen:

1. Kapitalgebundene Kosten (Investition, Installation, Förderung)
2. Bedarfsgebundene Kosten (Kosten für Energieverbrauch)
3. Betriebsgebundene Kosten (Wartung und Instandhaltung)

Die **kapitalgebundenen Kosten** umfassen

- die Investition in ein neues Heizungssystem²⁴,
- seine Installation bzw. den Umbau des Heizungssystems (Tausch von Ventilen und unter Umständen auch von Heizkörpern sowie hydraulischer Abgleich des Systems)
- Fördermöglichkeiten unter Berücksichtigung der Bundesförderung effiziente Gebäude (BEG) bzw. der Bundesförderung effiziente Wärmenetze (BEW)

Unter den **bedarfsgebundenen Kosten** sind die Kosten für Erzeugung der Wärme im engeren Sinne, also Brennstoff oder Strom inkl. aller Abgaben und Umlagen, zu verstehen.

Die **betriebsgebundenen Kosten** schließlich beinhalten die Kosten für Wartung und Instandhaltung der Anlagen.

Alle drei Kostenarten müssen Gebäudeeigentümerinnen und -eigentümer berücksichtigen, wenn sie im Rahmen einer Kalkulation abwägen, ob sie sich für eine neue Heizungstechnologie entscheiden möchten. Diese Kosten werden dann in Relation zu den erwarteten Kosten des Weiterbetriebs des bisherigen Heizungssystems gesetzt, sofern dies natürlich eine Option darstellt. Auch und insbesondere für die Auswahl aus den sich bietenden Alternativen wird sie oder er einen solchen Kostenvergleich anstellen. Dabei ist es wichtig, nicht nur die heutige Preisstruktur (v. a. der verbrauchsgebundenen Kosten) zu berücksichtigen, sondern auch zukünftige Entwicklungen wie z. B. die zu erwartenden CO₂-Preis-Steigerungen oder die Erhöhung von Netznutzungsentgelten zu antizipieren (siehe Exkurs zu BET-Energiemarktszenarien unten).

In der „KuTeK-Logik“ wird „die Kundin“ bzw. „der Kunde“ durch einen Gebäudetyp repräsentiert. Im Wesentlichen handelt es sich um je drei Typen von **Einfamilien-** oder **Mehrfamilienhäusern** unterschiedlichen Alters und damit Dämmstandards.

Theoretisch – und unter Berücksichtigung des Gebäudeenergiegesetzes – stehen der Kundin bzw. dem Kunden stets mehrere Heizungstechnologien zur Verfügung. Dies sind die beiden gängigen Technologien der **Wärmepumpen (Luft- und Sole-Wärmepumpen)** und die beiden **Verbrennungsheizungen** mit **Pellets** (als nachwachsender Rohstoff (NaWaRo)) und mit **Gas**, heute i. d. R. Erdgas, zukünftig auch mit grünem Gas. Bei der Luft-Wärmepumpe wird auch eine Hybridtechnologie untersucht, welche eine Luft-Wärmepumpe mit einem Gaskessel kombiniert. Somit kann die Wärmepumpe kleiner

²⁴ Die Investitionskosten wurden mit den Kostenansätzen des lokalen Handwerks in Hilter abgestimmt. Dies beinhaltet wohlgerne nicht die Kosten für etwaige Gebäudedämmung.

dimensioniert werden und der Gaskessel kann bei Bedarf die Bedarfsspitzen auch mit hohen Vorlauftemperaturen decken. Dabei wird sichergestellt, dass das Hybridgerät GEG-konform ist und somit der Gaskessel nur einen kleinen Anteil der Wärmebereitstellung übernimmt. In den untersuchten Fällen entspricht dies ca. 10 %. Zusätzlich wird hier von einem steigenden Anteil von grünem Gas ausgegangen, der eingesetzt wird (angelehnt an die Werte aus GEG § 71 Absatz 9).

Für den Gaskessel werden zwei Varianten betrachtet: Nach GEG darf vor der Frist der kommunalen Wärmeplanung (für Hilter a.T.W. 30.06.2028) weiterhin ein Gaskessel neu eingebaut werden, der steigende Grün gasanteile nach GEG § 71 Absatz 9 einhält. Dieser Gaskessel wird im Folgenden „**Gaskessel vor kWP**“ genannt und gilt als heutige Referenz.

Nach der Frist der kommunalen Wärmeplanung (für Hilter a.T.W. 30.06.2028) muss die 65 %-Regel nach GEG § 71 Absatz 1 eingehalten werden (für die Übergangsregelungen und weitere Details sei auf das Gesetz selbst und die entsprechenden Paragraphen verwiesen). Dabei muss langfristig eine Anpassung des GEG erfolgen, damit 2045 100 % grünes Gas genutzt werden kann. Hier wird eine Anhebung der Grün gasquote auf 80 % ab 2040 und 100 % ab 2045 angenommen. Dieser Gaskessel wird im Folgenden „**Gaskessel nach kWP**“ genannt.

Tatsächlich eignet sich nicht jeder Heizungstyp in gleichem Maße für jeden Gebäudetyp, so dass sich dieser „theoretische Lösungsraum“ für die Praxis in Abhängigkeit vom jeweiligen Gebäudetyp verengt. In der nachfolgenden Matrix werden die Kunden-Technologie-Kombinationen dargestellt, die für die sich anschließenden Analysen zur kommunalen Wärmeplanung zugrunde gelegt werden:

					
Typ 1: Einfamilienhaus, Neu-Bestand (EFH A+ - C)					
Typ 2: Einfamilienhaus, Bestand (EFH D - F)					
Typ 3: Einfamilienhaus, Alt-Bestand (EFH G - H)					
Typ 4: Mehrfamilienhaus, Neu-Bestand (klein/mittel/groß) (MFH A+ - C)					
Typ 5: Mehrfamilienhaus, Bestand (klein/mittel/groß) (MFH D - F)					
Typ 6: Mehrfamilienhaus, Alt-Bestand (klein/mittel/groß) (MFH G - H)					

Abbildung 32: Definition der möglichen Kunden-Technologie-Kombinationen (KuTeK)

Im Anhang finden sich die detaillierten Kennwerte für die einzelnen Gebäudetypen.

Für Pelletheizungen und Gaskessel werden für die Modellierung typische Wirkungsgrade verwendet. Die Annahmen zur Auslegung von Wärmepumpensystemen (Luft-Wärmepumpe, Sole-Wärmepumpe, Hybridgerät) verdienen dagegen erhöhte

Aufmerksamkeit. Je nach Gebäudetyp und Sanierungsstand sind Vorlauftemperaturen und Wirkungsgrade von hoher Bedeutung für die Bewertung der Effizienz und Wirtschaftlichkeit. Die Auslegung der Systeme auf die Gebäudetypen der KuTeK orientiert sich an der Jahresarbeitszahl und dem Anteil der Gaskessel (bei Hybridsystemen). Die Ermittlung von Jahresarbeitszahlen wiederum erfolgt über Simulationen mit exemplarischen Lastgängen und Kennlinien gängiger Wärmepumpen-Hersteller für Wärmepumpen unterschiedlicher Größen.

Exkurs: BET-Energiemarktszenarien zur Entwicklung des deutschen Energiesystems

Es müssen – auch im Rahmen der kommunalen Wärmeplanung – sehr grundlegende Annahmen für die Entwicklung des zukünftigen Energiesystems getroffen werden. Ohne sich auf eine solche Grundeinschätzung festzulegen, fährt sich die Planung an einem gewissen Punkt fest. Die Parameter dieser „Energiewelten“ und die Zusammenhänge sind komplex. Um diese Ungewissheit ein Stück weit fassbar zu machen, hat BET mehrere fundamentale Energiemarktszenarien entwickelt, welche jeweils einem Narrativ folgen und Annahmen über die Verwendung und Veränderung der Energieträger im Energiesystem enthalten und ebenso daraus abgeleitete relevante Preise sowie Abgaben und Umlagen auf Strom etc. umfassen. Zwei dieser Szenarien stellen auf die Erreichung der Klimaneutralität in 2045 ab, wenngleich diese auf unterschiedlichem Weg erreicht wird:

Elektronenszenario: Klimaneutralität 2045 Elektronen (KN 45-E)

Das Szenario KN 45-E nimmt den heutigen politischen Willen als Richtschnur. Die Klimaziele werden für das Jahr 2045 erreicht. Auch die Zwischenziele, insbesondere zum EE-Ausbau für die Jahre 2030 und 2035 und das Ziel von 15 Millionen E-PKW bis 2030, werden erreicht. Gleichzeitig wird ein vorgezogener Kohleausstieg im Jahr 2030 angenommen. Infolge des Ukraine-Kriegs ist die Bedeutung einer stärkeren energetischen Unabhängigkeit gewachsen. Energieimporte sollen stärker diversifiziert und durch einen forcierten Ausbau Erneuerbarer Energien und die weitere Einsparung von Energie („Effizienz“) mittel- bis langfristig reduziert werden. Dies beinhaltet, dass große Fortschritte in vielen Bereichen, z. B. Ausbau von Strom- und Fernwärmenetzen, Ausbau EE, Ausbau Ladeinfrastruktur, Effizienzgewinne, Gebäudedämmung, Nutzerverhalten, Errichtung von Backupkapazitäten, Anpassung des normativen Rahmens antizipiert werden. Gasverteilnetze werden im Endsystem nur für die Versorgung der Industrie und Energiewirtschaft benötigt. Die Gasnetznutzungsentgelte steigen sehr stark an. Der Einsatz von Wasserstoff in der Gebäudewärme erfolgt nur indirekt über die Fernwärme.

Molekülszenario: Klimaneutralität 2045 Moleküle (KN 45-M)

Die Annahme des Gelingens im Elektronenszenario ist ambitioniert – insbesondere die Effizienz (inklusive Sanierung der Gebäude) und der Ausbau der EE (Akzeptanz /

Flächen), aber auch der Ausbau von Strom- und Fernwärmenetzen sowie der Hochlauf der Elektromobilität stellen immense Herausforderungen dar.

Im Szenario KN 45-M wird diesen potenziellen Schwierigkeiten stärker Rechnung getragen und angenommen, dass u. a. die Elektrifizierung der Endverbraucherinnen und Endverbraucher im Gebäude-Bereich nicht vollständig gelingt. Wasserstoff und synthetische Gase verbleiben teilweise in der Raumwärme und damit auch der Bedarf für ein reduziertes Gasverteilnetzgerüst. Die Gasnetznutzungsentgelte steigen moderat an. Der etwas langsamere Ausbau der EE führt dazu, dass die absoluten EE-Ausbauziele für 2030 verfehlt werden.

Gleichzeitig erfolgt die Elektrifizierung in den Endverbrauchssektoren langsamer. Allerdings wird Klimaneutralität in 2045 auch hier erreicht. Das Ziel einer stärkeren Importunabhängigkeit ist in dieser Welt weniger stark gewichtet und (ggü. dem Status quo stärker diversifizierte) Energieimporte spielen mittel- bis langfristig eine größere Rolle als im Elektronenszenario. Dieses Szenario bildet nicht nur einen anderen Pfad ab, sondern auch einen etwas anderen Endpunkt des technischen Systems. Allerdings ist festzuhalten, dass auch dieses Szenario eine starke Elektrifizierung und eine hohe Energieeinsparung beinhaltet.

In Abstimmung mit den Stakeholdern wurde für die Verwendung bei kommunaler Wärmeplanung in Hilter a.T.W. das **Molekülszenario als bundesweites Energiemarktszenario** ausgewählt. Das bedeutet, die Welt der Zukunft wird nicht „rein elektrisch“ sein, sondern es wird weiterhin (grünes) Gas eine Rolle spielen. Dies hat eine Reihe Konsequenzen für die Zielformulierung und die Entwicklungspfade dort hin:

- Es rückt beispielsweise aus den KuTeK der **Gaskessel** als eine der vier Basistechnologien weiter in den Vordergrund, als dies im Elektronenszenario der Fall gewesen wäre.
- **Grüne Gase** spielen in diesem Szenario demnach bundesweit in der Raumwärme eine bedeutende Rolle, die aber mit zunehmender Zeit abnimmt. In der logischen Konsequenz behalten **Gasfernleitungsnetze** und **Gasverteilnetze** für Erdgas bzw. grünes Methan und Wasserstoff weiterhin eine Bedeutung für die Versorgung.
- Auch im Molekülszenario wird ein Anstieg Erneuerbarer, elektrischer Energien angenommen: Der bundesweite Ausbau von **Photovoltaik** und **Windkraft** schreitet stetig voran.
- Der Wärmemarkt im engeren Sinne ist gekennzeichnet durch eine relative Zunahme des Marktanteils von **Wärmenetzen** um zwei Drittel bis zum Jahr 2045 und einem gleichzeitig starken Zuwachs an Wärmepumpen (Steigerung des Marktanteils auf 33 %). Im Vergleich zum Elektronen-Szenario, welches auf eine stärkere Elektrifizierung setzt und damit auch auf einen stärkeren Ausbau der

Wärmenetze, ist also der im Moleküle-Szenario ausgewiesene Ausbau an Wärmenetzen als no-regret-Maßnahmen zu betrachten.

3.3.1.2 Ergebnisse

Die Ergebnisse der wirtschaftlichen Betrachtung aus Sicht der Endkundinnen und Endkunden zeigen die folgenden Darstellungen. Es sei zur Interpretation der Darstellungen angemerkt, dass die Preise nicht inflationiert sind, sondern dass es sich um „reale“ Beträge, also Werte in der Zukunft vergleichbar mit den heutigen Preisen, handelt.

Für die grünen Gase in Hilter a.T.W. wird zunächst angenommen, dass ein Teil der überregionalen Erdgasinfrastruktur für grüne Gase (grünes Methan) zur Verfügung steht.

Wasserstoff wird absehbar in Hilter a.T.W. nicht zur Verfügung stehen und würde auch aufgrund des Aufwands für die Umrüstung der Verbrauchsgeräte und den Umbau des bestehenden Gasnetzes keine Alternative darstellen. Stattdessen wird perspektivisch eine Methanisierung angenommen, die den Wasserstoff in synthetisches Methan umwandelt (weitere Ausführungen in 3.3.3).

Preislich wird dies wie folgt berücksichtigt: Bis zur Fertigstellung des H₂-Backbones und entsprechender Methanisierungsanlagen wird Biomethan als grünes Gas für die Erfüllung der Anforderungen des GEG verwendet. Während eines Übergangszeitraums wird das Biomethan sukzessive durch synthetisches Methan ersetzt. Der Großhandels-Preis für dieses Gas setzt sich dabei durch den Wasserstoff-Import-Preis und einen Aufschlag für die Herstellung und Speicherung des synthetischen Methans inkl. Preis für das benötigte CO₂ zusammen.

Da die Verfügbarkeit und der Preis grünen Gases aus aktueller Sicht nur mit groben Annahmen ermittelt werden können, sind diese Annahmen im Rahmen der Verstetigungs- und Controllingprozesse zu validieren und die Szenarien ggf. anzupassen.

Die nachfolgende Abbildung zeigt zunächst die Preisverläufe für die unterschiedlichen Energieträger, die in den betrachteten Versorgungslösungen zum Einsatz kommen. Die Preisverläufe basieren auf dem Energiemarktszenario KN 45-M. Sie beinhalten neben dem (Großhandels)-Marktpreis des Energieträgers zusätzliche Preiskomponenten wie z. B. Netzentgelte, Steuern und Abgaben, die für die lokale Nutzung des Energieträgers im Gebäude anfallen. **Die Gasnetzgentgeltentwicklung wurde aus einer recht starken Reduktion der Gasmengen abgeleitet (die konsistent ist zu den Ergebnissen aus Abschnitt 3.3), wodurch sich die Netzentgelte real in etwa vervierfachen.**

Außerdem ist zu berücksichtigen, dass die Energieträger in unterschiedlichem Umfang für die Wärmeerzeugung benötigt werden. Für die Bereitstellung einer MWh Wärme über eine Wärmepumpe ist ein geringerer Energieeinsatz (Stromeinsatz) erforderlich als bei Gasen oder Pellets in den jeweiligen Versorgungslösungen. Auch wenn diese Preise im Zeitverlauf Schwankungen unterliegen, so zeigt sich, dass die effektiven Veränderungen im Vergleich zu den heutigen Preisen im Rahmen bleiben. Es ergibt sich über die nächsten 20 Jahre keine Änderung der Reihenfolge der Preise: Die teureren Technologien, allen voran die Strom-basierten, bleiben die teuersten, die günstigsten, hier die Pellet-

Technologien, bleiben die günstigsten. Die größte Preissteigerung erfahren die unterschiedlichen Gase:

- Erdgas (gelb gepunktet) sieht von 2025 bis 2045 eine Steigerung von 85 %, v. a. aufgrund steigender Gasnetzentgelte infolge des sinkenden Absatzes insgesamt und der steigenden CO₂-Preise.
- Der „Mischgaspreis (vor kWP, inkl. CO₂)“ (gelb gestrichelt) bildet die Anforderungen des GEG § 71 Absatz 9 ab, die für Gaskessel gelten, die nach dem 01.01.2024 und **vor** Frist der kommunalen Wärmeplanung in Hilter a.T.W. (30.06.2028) eingebaut wurden. Gut sichtbar sind die Stufen zu den Jahren 2029, 2035, 2040 und 2045 zu denen Steigerungen des Anteils grüner Gase vorgeschrieben sind. Hier ist durch den hohen Preis für grünes Methan und die steigenden Gasnetznutzungsentgelte eine Steigerung um 195 % im Vergleich zu 2025 erkennbar.
- Der „Mischgaspreis (nach kWP, inkl. CO₂)“ (gelb durchgezogen) repräsentiert den Endkunden-Gaspreis, der nach GEG § 71 Absatz 1 für neue Gasheizungen gilt, die **nach** Frist der kommunalen Wärmeplanung in Hilter a.T.W. gilt (30.06.2028). 2025 läge dieser Preis bereits 2,6 ct/kWh oberhalb des Erdgaspreises. Da 2045 auch 100 % grünes Gas (bzw. nach den oben getroffenen Annahmen in Hilter a.T.W. grünes Methan) verfeuert werden müssen, ist langfristig der gleiche Preis wie beim Mischgas (vor kWP) zu erkennen.

Holzpellets erfahren eine Preissteigerung von 22 %. Die Preise für Strom, ob als Haushaltsstrom oder für Wärmepumpen, pendeln in naher Zukunft nach unten durch, erholen sich dann jedoch ab etwa 2040 auf etwa heutigem Niveau bzw. leicht darüber.

Hervorzuheben ist, dass in 2045 der Strom für Wärmepumpen in etwa so günstig ist wie grünes Methan. Dabei ist eine Wärmepumpe viel effizienter als ein Gaskessel, wodurch die bedarfsgebundenen Kosten (für Brennstoff/Strom) für die Wärmepumpe wesentlich niedriger sein werden. Dieser Aspekt wird in den folgenden Grafiken noch ersichtlich.

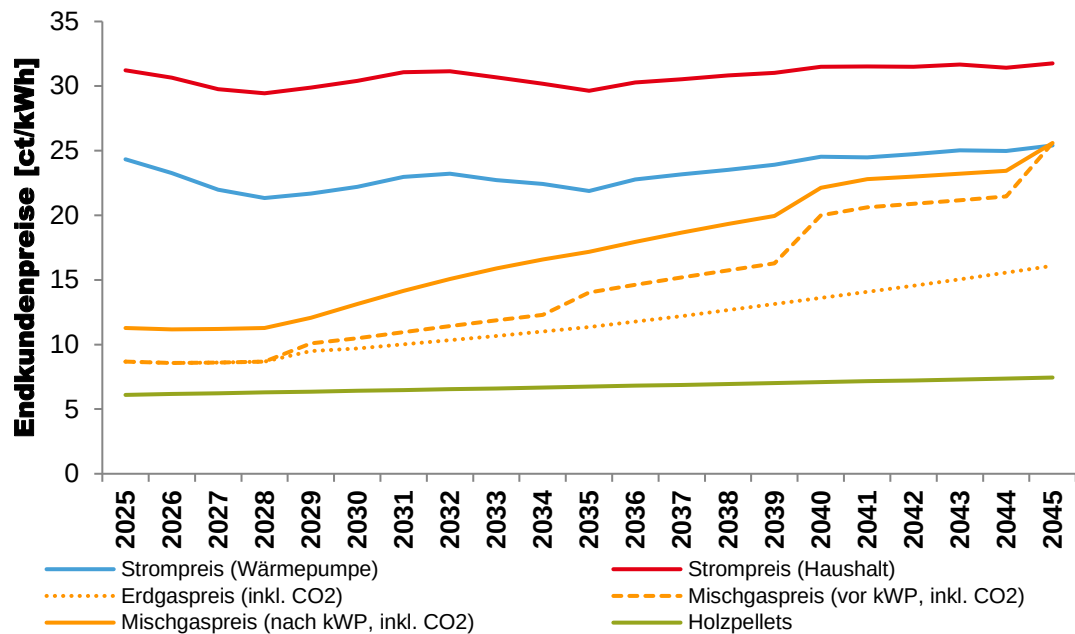


Abbildung 33: Variable Kosten der Endkunden in ct/kWh

In den folgenden Abbildungen werden für ausgewählte Gebäudetypen die **Wärmevollkosten** dargestellt, d. h. diejenigen Kosten, die unter Berücksichtigung aller Kostenbestandteile für die Bereitstellung einer MWh Wärme durch die betrachtete Versorgungslösung entstehen. Dabei sind zunächst die vier in Hilter a.T.W. am häufigsten vertretenen Gebäudetypen dargestellt: Einfamilienhaus - D bis F, Einfamilienhaus - G bis H, kleines Mehrfamilienhaus - G bis H und Mehrfamilienhaus - D bis F. Die Darstellung der Wärmevollkosten der restlichen Typgebäude sind im Anhang in Abschnitt 4.4 zu finden.

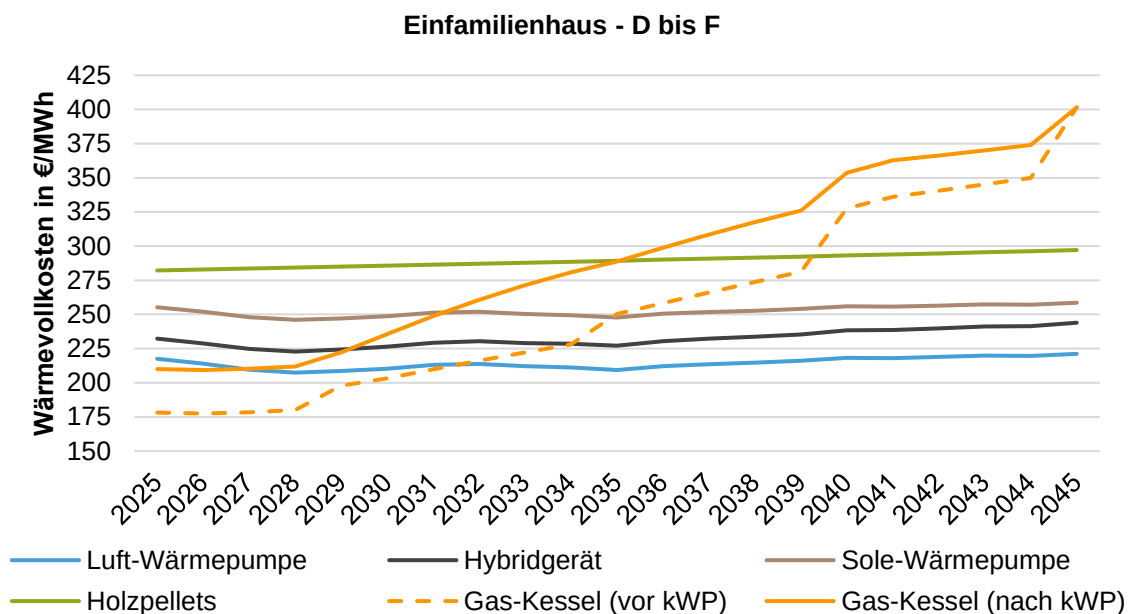


Abbildung 34: Wärmevollkosten je Technologie für ein Einfamilienhaus - D bis F (Typ 2)

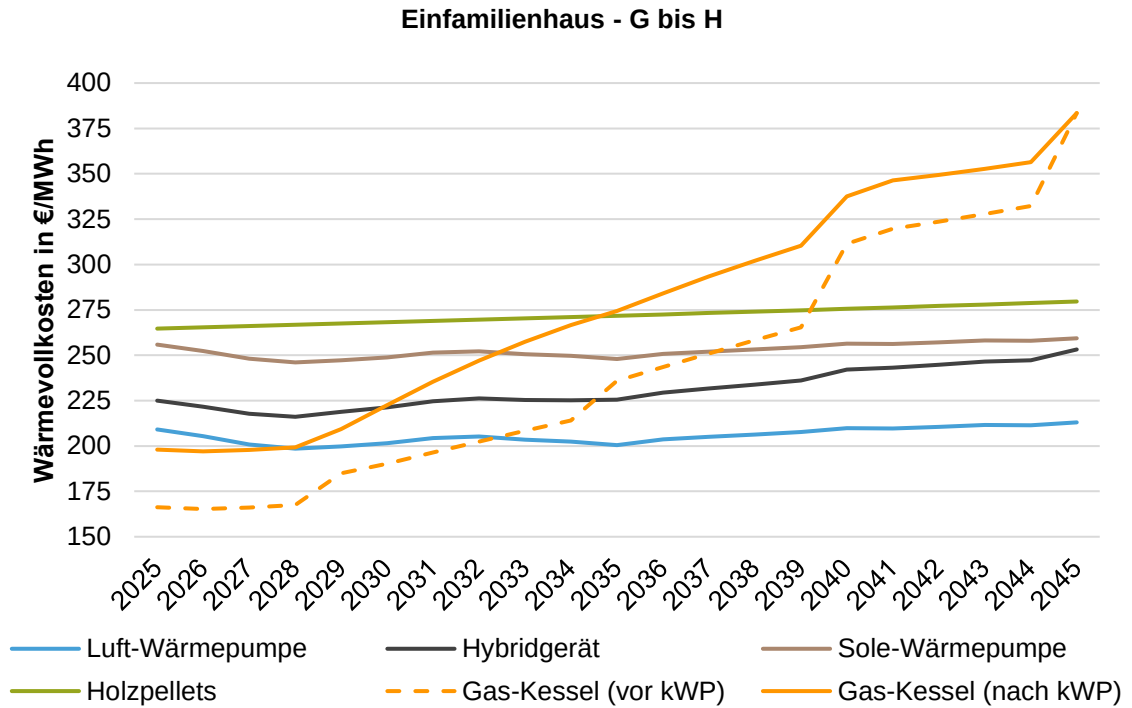


Abbildung 35: Wärmevervollkosten je Technologie für ein Einfamilienhaus - G bis H (Typ 3)

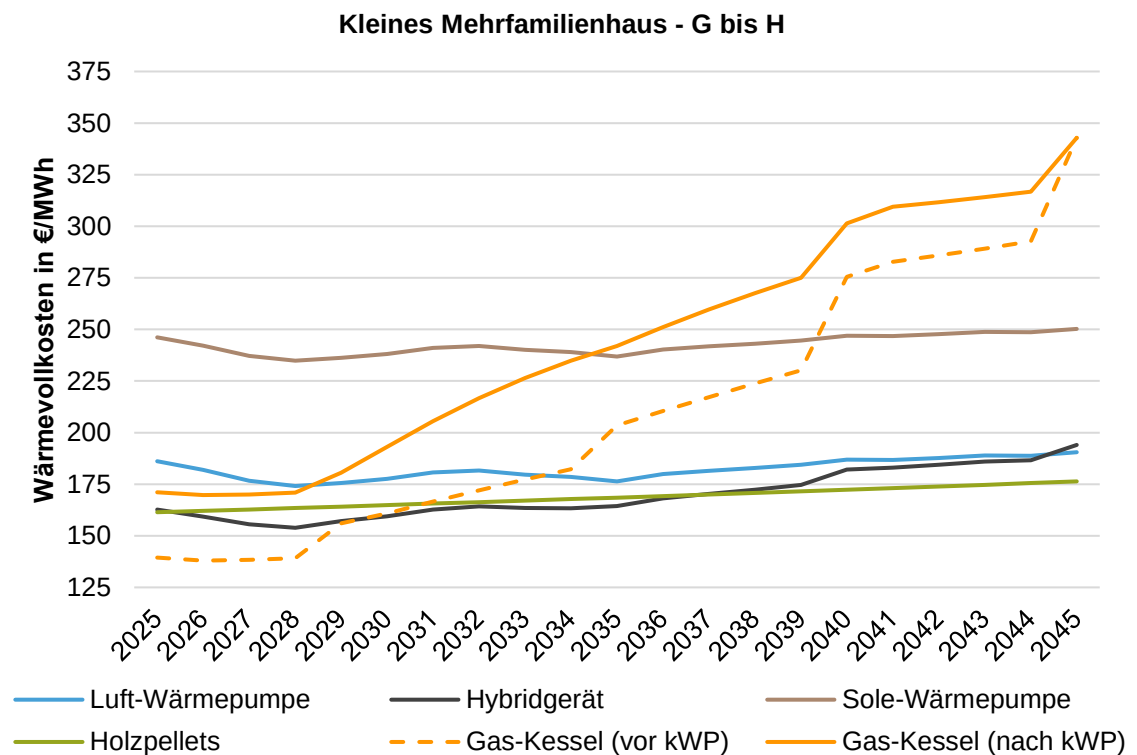


Abbildung 36: Wärmevervollkosten je Technologie für ein kleines Mehrfamilienhaus - G bis H (Typ 6)

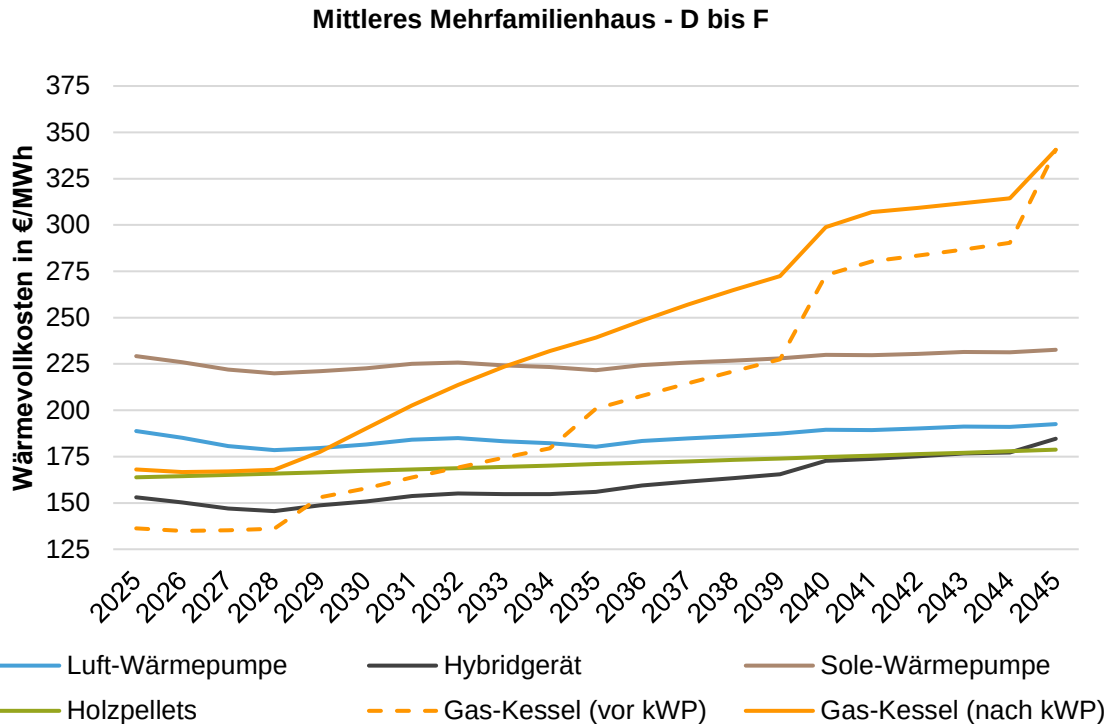


Abbildung 37: Wärmevollkosten je Technologie für ein mittleres Mehrfamilienhaus - D bis -F (Typ 5)

Zunächst ist erkennbar, dass die Größenordnung der Wärmevollkosten vom Typgebäude abhängen. Das liegt daran, dass große Wärmeerzeuger pro kW günstiger sind als kleine. Dieser Effekt schlägt sich v. a. bei den kapitalintensiven Technologien Sole-Wärmepumpe und Holzpelletkessel, aber auch etwas abgeschwächt bei den Luft-Wärmepumpen nieder. Dort ist der Anteil der kapitalgebundenen Kosten am größten, wohingegen beim Gaskessel (unabhängig vom eingesetzten Gas) die Brennstoffkosten überwiegen.

Insgesamt zeigt sich, dass die Wärmevollkosten der betrachteten Technologien, analog zu den Energiepreisen, bis 2045 real moderat steigen. Ausnahmen sind hier die Gaskessel, bei denen die Kosten aufgrund der steigenden Anteile von grünem Methan stärker steigen.

In vielen Gebäudetypen ist der „Gaskessel vor kWP“ zu Beginn noch die günstigste Technologie, wobei dieser nach Gelten dieser kommunalen Wärmeplanung so nicht mehr neu eingebaut werden darf. Alternativ ist der „Gaskessel nach kWP“ möglich, wobei dieser nur in Ausnahmen zu Beginn die günstigste Technologie ist. Zu beachten ist, dass dieser Gaskessel aufgrund des steigenden Anteils grünen Methans immense Kostensteigerungen mit sich bringt, was dazu führt, dass langfristig meist alle anderen Technologien günstiger sind.

Nach diesem Gaskessel bzw. langfristig ist meist die Luft-Wärmepumpe oder das Hybridgerät günstiger. Das Hybridgerät ist v. a. bei größeren Gebäuden bzw. bei

schlechterer Energieeffizienzklasse interessant, da dort die Einsparung in den Kosten aufgrund der kleiner dimensionierbaren Wärmepumpe stärker sichtbar sind.

Der Pelletkessel ist meist sehr teuer. Nur bei Gebäuden mit hohem Wärmebedarf zeigt sich der Skaleneffekt in den Investitionskosten, wodurch der Pelletkessel wirtschaftlich interessanter wird. Allerdings ist auch der größere Platzbedarf für die Pelletlagerung zu berücksichtigen.

Die Nutzung eines neuen Gaskessels ist, aufgrund der ab 2028 erwartbaren Kostensteigerungen (abhängig vom Gebäudetyp), spätestens ab 2035 im Vergleich zu Wärmepumpen teurer.

Die Sole-Wärmepumpe kann sich aufgrund der hohen Investitionskosten und nur leicht besseren Effizienz kaum durchsetzen. Hinzu kommt, dass aufgrund der hohen Kosten schnell die aktuell gültige Deckelung der BEG-Förderung greift und so die Förderung stärker begrenzt ist.

Somit lässt sich zusammenfassen, dass in vielen Typgebäuden mittel- und langfristig Wärmepumpenlösungen, v. a. Luft-Wärmepumpen mit und ohne Gaskessel wirtschaftlich am interessantesten sind. Selbst wenn kein Gasnetz verfügbar sein sollte, wäre bei Verzicht auf den Gaskessel nur mit begrenzten Mehrkosten zu rechnen.

Je nach Gebäudetyp kann auch die Nutzung eines Pelletkessels günstiger sein. Hierbei ist jedoch auch langfristig die Verfügbarkeit der Pellets notwendig, wobei auch hier analog zur Nutzungskonkurrenz bei grünen Gasen die zukünftigen Preise unsicher sind. Pellets sind nicht regional oder lokal verfügbar. Zusätzlich ist die Prüfung der Verfügbarkeit von Flächen für die Aufstellung eines Pelletbehälters erforderlich.

Die Attraktivität der Technologien wird weiter als Input für die Modellierung des Heizungswechsels in Abschnitt 3.3.3 verwendet.

3.3.2 Zukünftige Wärmenetz- und Gasnetzinfrastruktur

3.3.2.1 Wärmenetze

3.3.2.1.1 Methodik

Die Untersuchung möglicher, zukünftiger Wärmenetze erfolgt aus zwei Richtungen:



Im Rahmen der **Wärmebedarfsermittlung** werden zunächst Wärmenetze skizziert (d. h. planerisch grob entworfen), die sich auf Basis der Wärmeliniendichten besonders für eine Wärmeversorgung eignen. Dort, wo Wärmeliniendichten von über 3.000 kWh/m (vgl. KEAN, eigene Berechnungen) ermittelt wurden und relativ „zusammenhängend“ auftreten, sind Wärmenetze grundsätzlich technisch-wirtschaftlich denkbar.

Aus der **Potenzialanalyse** haben sich zudem Erzeugungspotenziale ergeben, die eine Errichtung dieser denkbaren Netzinfrastruktur mittragen können, da langfristig eine treibhausgasneutrale und wirtschaftliche Wärmeerzeugung gegeben sein muss.

Diese beiden Analyseergebnisse werden miteinander verschnitten und es ergeben sich mögliche (Fern-)Wärmenetzgebiete.

Sodann wird eine nähere **Bewertung der skizzierten Wärmenetze** vorgenommen. Dies umfasst

- die Kostenbetrachtung der **Wärmenetze** selbst (also v. a. die Kosten für die Errichtung) einschließlich der
- Bewertung der korrespondierenden **Erzeugung** (unter Vollkostengesichtspunkten) sowie
- die Beachtung von „Nebenbedingungen“ aus dem Wissen um die konkreten **Gegebenheiten vor Ort**.

Im Ergebnis werden Wärmenetze abgeleitet, die realistisch erschließbar sind. Die eventuellen Herausforderungen und Hemmnisse für den Ausbau der Infrastruktur werden in dem Zuge jeweils benannt.

3.3.2.1.2 Ergebnisse (in Bearbeitung)

3.3.2.2 Gasnetze

Wie bereits oben beschrieben, wird in dem Zielszenario davon ausgegangen, dass Gase auch langfristig noch eine gewisse Rolle in der dezentralen Wärmeversorgung spielen, auch wenn aus heutiger Sicht keine Klarheit über deren Verfügbarkeit (v. a. ab wann) und deren Preise besteht. Hinzu kommt deren Nutzung für Prozesswärme in der

Industrie und für die Erzeugung von Residualwärme in (größeren) Wärmenetzen, sodass eine Nutzung von grünen Gasen in dezentralen Versorgungslösungen möglich sein wird.

Eine Umwidmung des bestehenden Erdgasnetzes auf Wasserstoff wird nicht in Betracht gezogen, aufgrund des Aufwands und der damit verbundenen Kosten – z. T. müssten Komponenten ausgetauscht werden, aber auch Parallelleitungen errichtet werden. Ein direkter Bedarf aus dem Sektor Industrie oder Gewerbe konnte nicht identifiziert werden.

Stattdessen wird perspektivisch eine Methanisierung angenommen, die den Wasserstoff in synthetisches Methan umwandelt. Damit steht für die geringen verbleibenden Gas-mengen grünes Methan zur Verfügung. Wird sichergestellt, dass bilanziell kein CO₂ oder Methan in die Atmosphäre gelangt, ist dieses synthetische Methan treibhausgasneutral. Zudem ist es bei ausreichender Qualität direkt austauschbar mit Erdgas, was bedeutet, dass die bestehende Gasnetzinfrastruktur in Hilter a.T.W. weiter genutzt werden könnte.

Somit wird ein Weiterbetrieb des Gasnetzes im Zielszenario berücksichtigt. Hierbei sind folgende Punkte zu beachten: Aufgrund der unsicheren Verfügbarkeit und Preislage sind Prognosen schwer möglich und wurden aus heutiger Sicht bestmöglich getroffen. Dies betrifft sowohl die Preisentwicklung des Gases selbst als auch die Netzentgelte. Eine dezidierte Wirtschaftlichkeitsbetrachtung des Gasnetzbetriebs ist nicht durchgeführt worden. Es kann sich bei zukünftiger, detaillierter Betrachtung ergeben, dass bestimmte Netzbereiche zukünftig sehr niedrige Absatzdichten aufweisen und aufgrund von wirtschaftlichen Gesichtspunkten möglicherweise nicht weiter betrieben werden können. Diese Untersuchungen sprengen jedoch den Rahmen der kommunalen Wärmeplanung, weshalb hier zunächst davon ausgegangen wird, dass das Gasnetz bei Bedarf in entsprechenden Gebieten weiter betrieben werden kann.

3.3.3 Entwicklung der Wärmeversorgung

Transformationsmodell

Das Herzstück der kommunalen Wärmeplanung ist die – sich aus den Vorbetrachtungen zusammenfassend ergebende – Entwicklung der Wärmeversorgung. Hier wird modellhaft die Frage beantwortet, wann welches Gebäude zu welcher Technologie wechselt. Auch hier gilt: Es handelt sich nicht um Empfehlungen, Entscheidungen, Vorfestlegungen oder gar Vorschriften für einzelne Gebäude, sondern (technisch gesprochen) um eine Simulation, die auf dem Gebäudebestand der Gemeinde aufsetzt, ohne die tatsächliche, individuelle Zukunft eines einzelnen Gebäudes bestimmen zu wollen oder zu können. Wichtig ist auch hier, dass die Verteilung der Präferenzen der Endkunden bzw. Gebäude modellhaft abgebildet wird wie Eignung einer Technologie für das Gebäude oder wirtschaftliche Attraktivität für den Endkunden. Dies ist mit dem anschließend beschriebenen Modell sichergestellt.

Das Modell fußt erneut auf dem Wärmeatlas und zieht weitere Parameter für die Simulation Abbildung der „individuellen“ Technologiewechsel hinzu. Diese Parameter sind:

- Heizungsalter
- Vorhandensein von Etagenheizungen
- Realisierungschance (vom KEAN, darin enthalten ist z. B. die statistische Kaufkraft der Baublöcke, welche indikativ Aufschluss über die „Investitionsbereitschaft“ der Bewohnerinnen und Bewohner bzw. Eigentümerinnen und Eigentümer gibt)
- Lage des Gebäudes in einem Wärmenetzgebiet
- Heizungswechselrate (hier wird angenommen, dass bis 2045 alle Heizungen gewechselt werden)
- Mindestalter für Heizung, damit ein Wechsel überhaupt berücksichtigt wird: 20 Jahre
- Durchschnittliches Alter für den Heizungswechsel: 30 Jahre
- Einhaltung der Vorgaben des GEG bei einem Technologiewechsel

Aus dem Wärmeatlas werden zunächst alle gebäudespezifischen Parameter zusammengetragen: Das jeweilige **Alter** der vorhandenen Heizungsanlage, die Frage, ob **Etagenheizungen** im Gebäude vorhanden sind oder nicht und die **Realisierungschance** ergeben eine individuelle Ausprägung jedes Gebäudes mit seinen jeweiligen Eigenschaften. In Kombination mit der jeweiligen Lage des Gebäudes mit Blick auf die Frage, ob es in einem **Wärmenetzneu- oder -ausbaugebiet** bis 2045 liegt, sind alle relevanten Gebäudeparameter erfasst. Die Parameter werden jeweils normiert und gewichtet. Auch hier wird über einen Zufallsalgorithmus die Unsicherheit simuliert, dass Gebäudeeigentümerinnen und Gebäudeeigentümer selbst entscheiden und sich nicht rational voraussagen lässt, welches Gebäude wann die Heizung wechseln wird. Daraus ergibt sich die

„**Heizungswechselaffinität**“. Abhängig von der Anzahl der Gebäude, welche in dem Zeitintervall (z. B. 2025-2030) ihre Heizung wechseln, werden die Gebäude mit der höchsten Heizungswechselaffinität ausgewählt.

Für die Entscheidung, zu welcher **Heizungstechnologie** gewechselt wird, werden folgende Parameter berücksichtigt:

- Eignung für Luft-Wärmepumpen (aus der Potenzialanalyse)
- Eignung für Hybridgeräte (analog zu Luft-Wärmepumpe nur mit kleinerem Außengerät)
- Eignung für Sole-Wärmepumpen (aus der Potenzialanalyse)
- Wärmenetzgebiete und dazugehörige, angenommene Baujahre
- Pelletkessel werden aufgrund des hohen Platzbedarfs für den Pelletbehälter nur dort eingebaut, wo heute bereits Heizöl verwendet wird.
- Neue Gaskessel und Hybridgeräte dürfen nur dort eingesetzt werden, wo heute schon Gas verwendet wird, damit keine neuen Gasanschlüsse verlegt werden müssen.
- Überall dort, wo industrielle Prozesswärme benötigt wird, wird von einer Umstellung auf grünes Methan im Jahr 2040 ausgegangen.
- Wechselraten basierend auf den Preiszeitreihen der KuTeK: Dabei wird davon ausgegangen, dass die Endkundinnen und -kunden v. a. zur günstigsten Technologie wechseln, jedoch auch gewisse Mehrkosten tolerieren und sich subjektiv eher für die zweit- oder drittgünstigste Technologie entscheiden. Je günstiger die Technologie, desto höher ist die Wechselrate zu dieser.
Dabei wird aufgrund der verpflichtenden Energieberatung vor dem Einbau einer neuen Gasheizung davon ausgegangen, dass eine gewisse Vorausschau der Endkunden geschieht, d. h. es werden die preislichen Veränderungen der nächsten fünf Jahre bereits in die Heizungswahl einbezogen.

All diese Parameter, Faktoren und Bedingungen werden kombiniert und mit Zufallszahlen überlagert, um die „individuelle Entscheidung“ für eine Technologie zu treffen.

Treibhausgasemissionen

Der Pfad der technischen Entwicklung der Wärmeversorgung ist damit abgebildet. Die Wirkung der Transformation auf die **Treibhausgasemissionen** ist noch zu beschreiben (Anpassung an den Leitfaden des BMWK). Hierfür wird (analog zur Bestandsanalyse) eine Umrechnung des Wärmebedarfs in Endenergieverbrauch mit technologiespezifischen Wirkungsgraden vorgenommen. Daraus werden sodann unter Zuhilfenahme von zukünftigen Emissionsfaktoren (aus dem KEA-BW-Leitfaden für die kommunale Wärmeplanung in Baden-Württemberg) die Treibhausgas-Emissionen berechnet.

Die Emissionsfaktoren für 2045 werden entsprechend der Vorgaben aus dem Leitfaden des BMWK angesetzt. Die Werte für 2035 wurden aus 2030 und 2040 gemittelt, da sie nicht in dem Leitfaden enthalten sind.

Für die Treibhausgasemissionen der Wärmenetze wird zwischen Bestandsnetzen und neuen bzw. erweiterten Netzen unterschieden:

Treibhausgasemissionen in Abhängigkeit vom Errichtungszeitpunkt



Da bei den **Bestandsnetzen** nicht klar ist, wann diese dekarbonisiert werden, wird dort ein linearer Umbau des Erzeugungsparks angenommen. Die Potenziale in der Nähe der Bestandsnetze, welche nicht erweitert werden, sind begrenzt. Somit wird hier zunächst eine Umstellung auf Luft-Wärmepumpen und Gaskessel angenommen. Letztere werden sukzessive mit zunehmend grünem Methan betrieben.²⁵

Für die **neuen bzw. erweiterten Netze** wird der oben beschriebene Erzeugungsmix angesetzt.

Die Emissionen werden (analog zu den Emissionen der dezentralen Wärmeerzeuger) mit den oben genannten Emissionsfaktoren bewertet.

Ergebnisse

Diese Analysen dienen dem Zweck, die Anforderungen aus § 17 Abs. 1 WPG zu erfüllen:

„Im Zielszenario beschreibt die planungsverantwortliche Stelle **für das beplante Gebiet als Ganzes** anhand der Indikatoren nach Anlage 2 Abschnitt III die **langfristige Entwicklung der Wärmeversorgung**, die im Einklang mit der Einteilung des beplanten Gebiets in voraussichtliche Wärmeversorgungsgebiete nach § 18, der Darstellung der Wärmeversorgungsarten für das Zieljahr nach § 19 und mit den Zielen dieses Gesetzes stehen muss.“

²⁵ Für Betreiber von Wärmenetzen gelten die Verpflichtungen nach WPG § 32.

Anlage 2 Abschnitt III:

III. Zielszenario nach § 17

Das Zielszenario nach § 17 beschreibt anhand der nachfolgenden Indikatoren, wie das Ziel einer auf erneuerbaren Energien oder der Nutzung von unvermeidbarer Abwärme basierenden Wärmeversorgung erreicht werden soll. Die Indikatoren sind, soweit nicht im Folgenden etwas anderes bestimmt wird, für das geplante Gebiet als Ganzes und jeweils für die Jahre 2030, 2035, 2040 und 2045 anzugeben. Die Indikatoren sind:

1. der jährliche Endenergieverbrauch der gesamten Wärmeversorgung in Kilowattstunden pro Jahr, differenziert nach Endenergiesektoren und Energieträgern,
2. die jährliche Emission von Treibhausgasen im Sinne von § 2 Nummer 1 des Bundes-Klimaschutzgesetzes der gesamten Wärmeversorgung des geplanten Gebiets in Tonnen Kohlendioxid-Äquivalent,
3. der jährliche Endenergieverbrauch der leitungsgebundenen Wärmeversorgung nach Energieträgern in Kilowattstunden pro Jahr und der Anteil der Energieträger am gesamten Endenergieverbrauch der leitungsgebundenen Wärmeversorgung in Prozent,
4. der Anteil der leitungsgebundenen Wärmeversorgung am gesamten Endenergieverbrauch der Wärmeversorgung in Prozent,
5. die Anzahl der Gebäude mit Anschluss an ein Wärmenetz und deren Anteil an der Gesamtheit der Gebäude im geplanten Gebiet in Prozent,
6. der jährliche Endenergieverbrauch aus Gasnetzen nach Energieträgern in Kilowattstunden pro Jahr und der Anteil der Energieträger am gesamten Endenergieverbrauch der gasförmigen Energieträger in Prozent,
7. die Anzahl der Gebäude mit Anschluss an ein Gasnetz und deren Anteil an der Gesamtheit der Gebäude im geplanten Gebiet in Prozent.

Durch die Bemühungen im Rahmen der Bedarfsreduktion und Effizienzsteigerung durch Heizungswechsel geht der **absolute Endenergieverbrauch für Wärme** in Hilter a.T.W. von heute ca. 122 GWh um ca. 41 % auf 72 TWh im Jahr 2045 zurück, siehe Abbildung 38.

Neben dieser absoluten Bedarfsreduktion ändert sich der **relative Energieträgereinsatz** radikal: Stammen heute noch fast 90 % der Wärmeenergie aus fossilen Quellen, so sind diese bis zum Zieljahr 2045 vollständig durch Erneuerbare Energieträger substituiert.

Umweltwärme wird die wichtigste Quelle für die Rest-Wärmebedarfsdeckung sein. Weitere relevante Teile stellen auf Strom (21 %) und Biomasse (18 %) zu etwa gleichen Teilen dar. Da Strom und Umweltwärme zusammen die Wärmepumpen repräsentieren, lässt sich daraus schließen, dass diese fast die Hälfte des Wärmebedarfs decken. Einen eher geringeren Anteil nehmen Wärmenetze (7 %) und synthetisches Methan (7 %) ein. Oberflächennahe Geothermie ist zu vernachlässigen und könnte ggf. eine Rolle bei der Versorgung von Wärmenetzen spielen.

Außerdem fällt auf, dass sich die Entwicklung von Wärmebedarf (Abbildung 31) und Endenergieverbrauch annähern: Im Status quo ist der Endenergieverbrauch aufgrund der Wirkungsgradverluste, v. a. in den Gas- und Heizölkesseln, um 30 % höher als der Wärmebedarf. Langfristig nähern sich die beiden Werte an, da v. a. Wärmepumpen sehr effizient arbeiten und auch die Wirkungsgrade der neuen Gaskessel über denen heutiger Bestandskessel liegen.

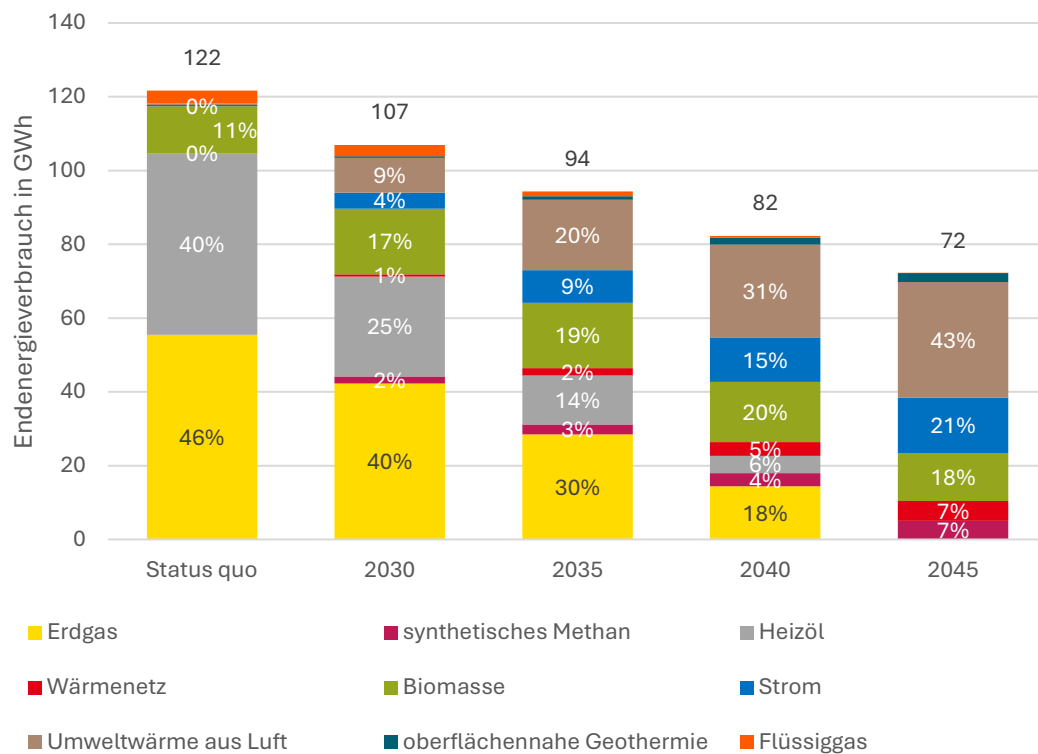


Abbildung 38: Endenergieverbrauch nach Energieträgern in Hilter a.T.W. über die Zeit (Nr. III. 1, 4 und 6)

Bei der Betrachtung der Entwicklung des Endenergiebedarfs in den einzelnen Sektoren findet eine Verlagerung nur marginal statt:

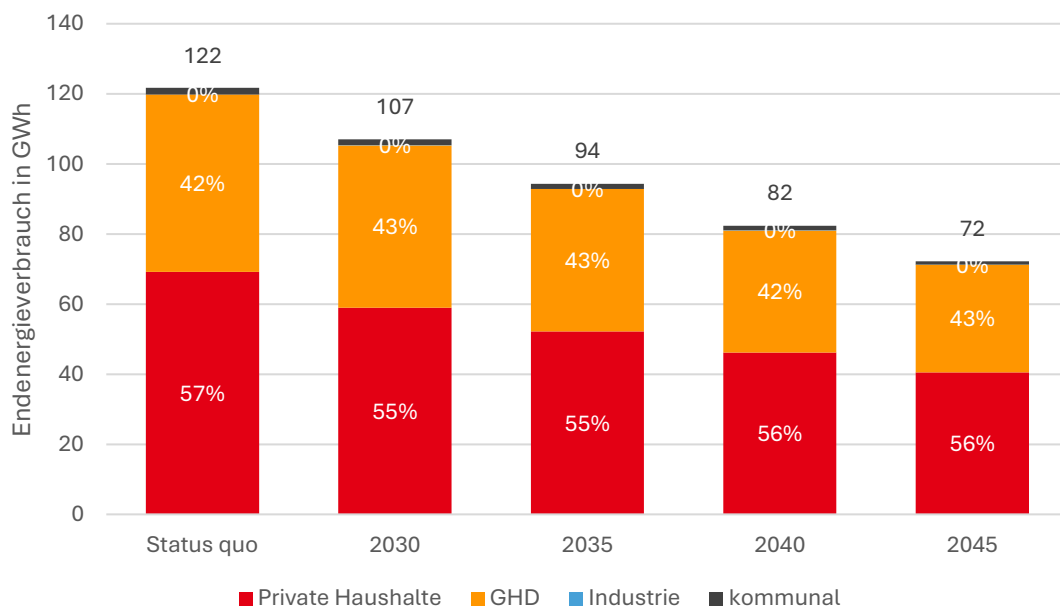


Abbildung 39: Endenergieverbrauch nach Sektoren in Hilter a.T.W. über die Zeit (Nr. III. 1)

Die korrespondierenden Treibhausgasemissionen sind durch die starke Dominanz von Gas und Öl in Hilter a.T.W. im Wesentlichen ein 1:1-Abbild des Ausstiegs aus diesen beiden Technologien.

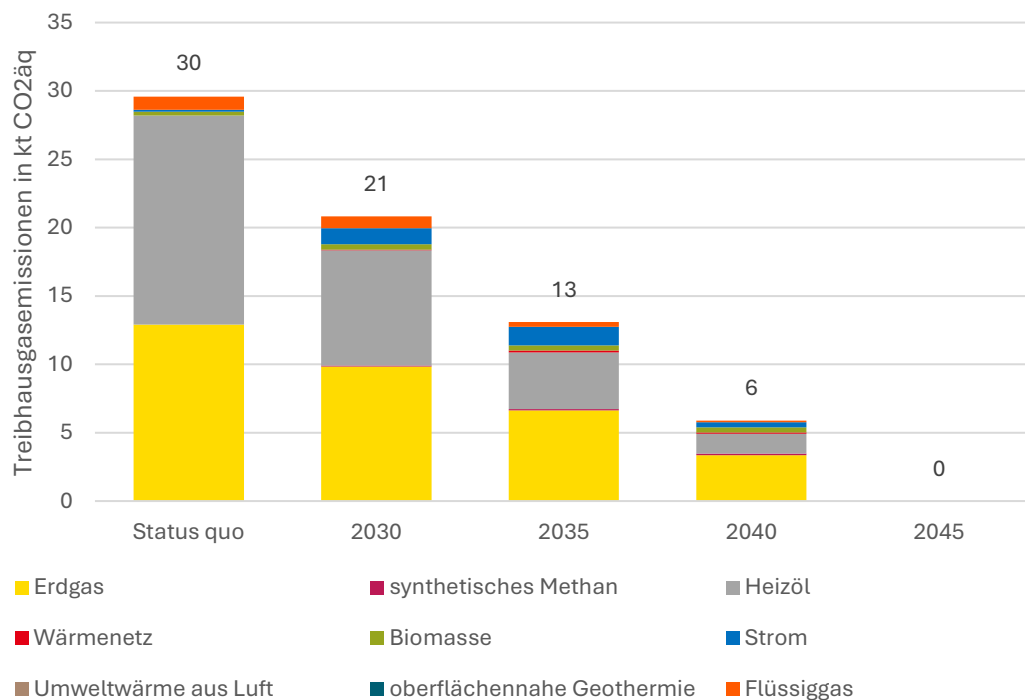


Abbildung 40: Treibhausgasemissionen nach Energieträgern in Hilter a.T.W. über die Zeit (Nr. III. 2)

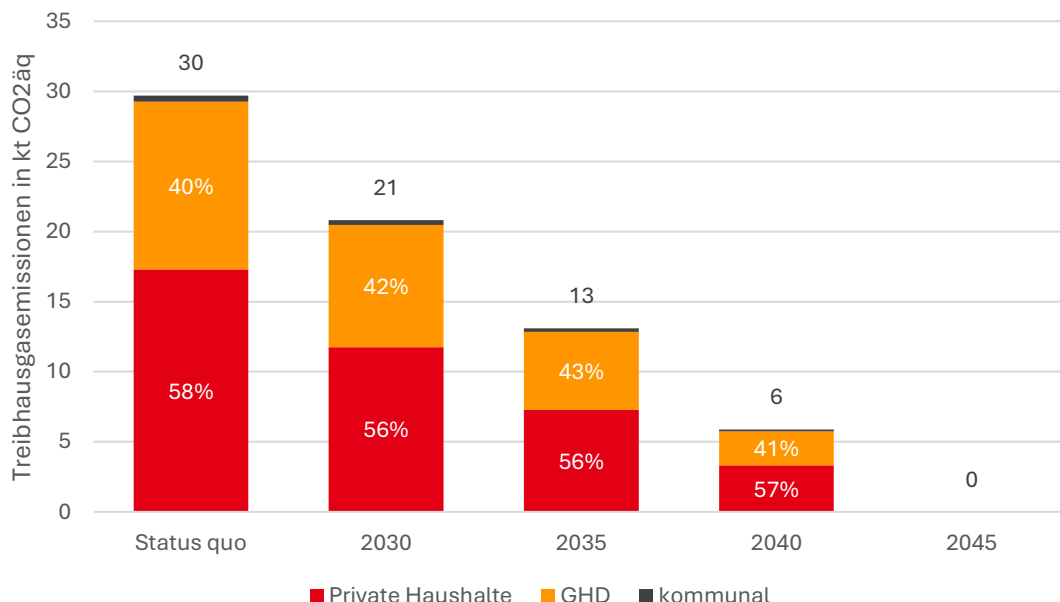


Abbildung 41: Treibhausgasemissionen nach Sektoren in Hilter a.T.W. über die Zeit (Nr. III. 2)

Durch den Ausbau von Wärmenetzen wird der Endenergieverbrauch in Wärmenetzen ansteigen. Im Status quo gibt es ein kaltes Nahwärmenetz, zu welchem keine

Verbrauchsdaten vorliegen. In den kommenden Jahren steigt der Endenergieverbrauch in Wärmenetzen auf bis zu 6 GWh an, siehe Abbildung 42.

Abbildung 42 zeigt für die identifizierten Wärmenetze die ermittelten Energieträger, mit denen diese Netze versorgt werden, v. a. aus Strom, Umweltwärme aus Luft sowie Erdgas bzw. zukünftig synthetisches Methan.

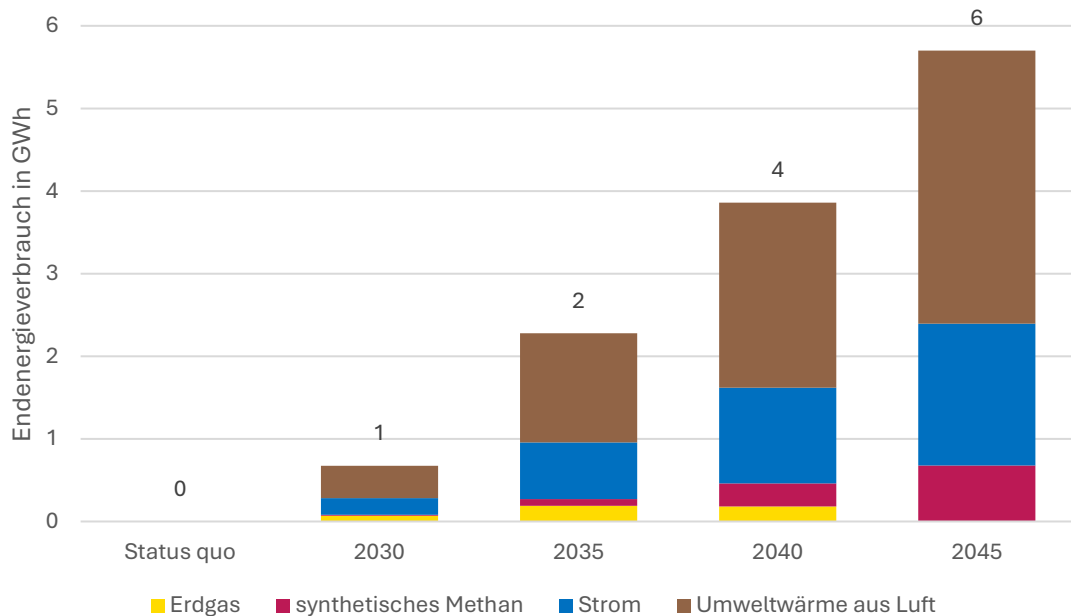


Abbildung 42: Energieträgereinsatz für Wärmenetze in Hilter a.T.W. (Nr. III. 3)

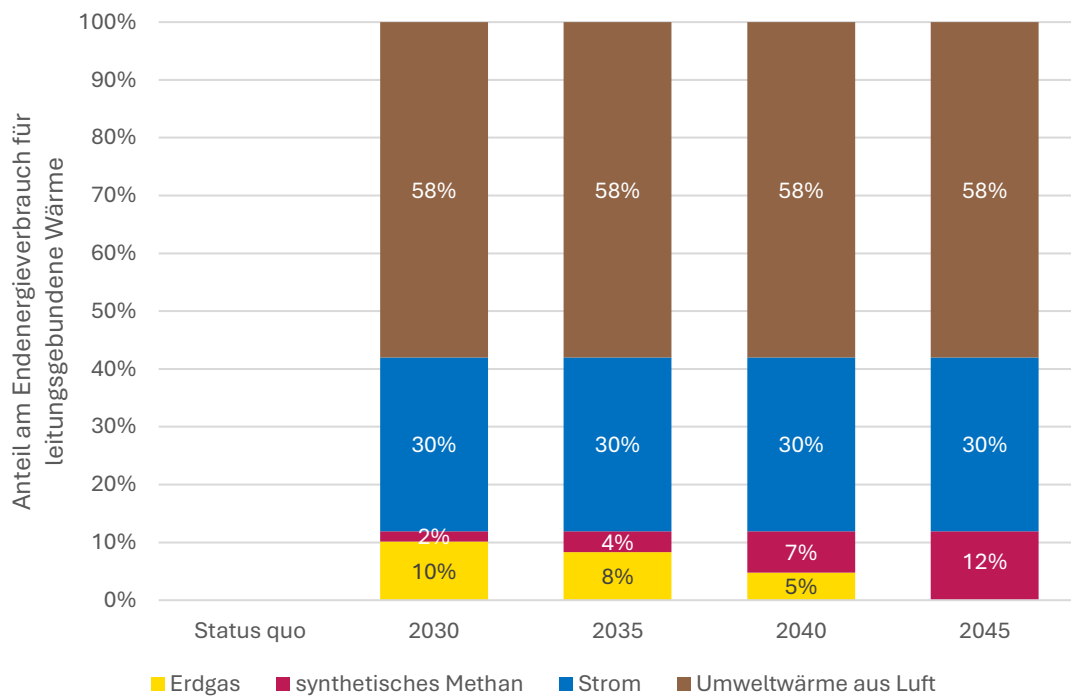


Abbildung 43: Anteil der Energieträger der alleine leitungsgesgebene Wärmeversorgung am Endenergieverbrauch in Hilter a.T.W. über die Zeit (Nr. III. 3)

Heute sind über 1.500 Gebäude an das (Erd-)Gasnetz angeschlossen. Dies entspricht ca. 50 % der gesamten Gebäude im Gemeindegebiet. Der Wert wird der Berechnung nach bis 2045 auf unter 350 Anschlüsse– bzw. unter ein Viertel im Vergleich zu heute – zurückgehen. Diese Verbraucher müssen dann statt mit Erdgas mit synthetischem grünes Gas oder Biomethan beliefert werden. Dabei ist der Anteil der Anschlüsse im Vergleich zum Endenergieverbrauch recht hoch. Das lässt sich dadurch begründen, dass sehr viele Gebäude mit Hybridgeräten beheizt werden, wo dann nur ca. 10 % der Wärmemenge über Gas gedeckt werden.

Zusätzlich ist in Abbildung 44 dargestellt, wie sich die Anzahl der Gaskunden bzw. der Endenergieverbrauch synthetisches Methan im Jahr 2045 in, Hybridgeräte und dezentrale Gaskessel aufteilt. Daraus ist ersichtlich, dass der Großteil des Gasverbrauchs durch dezentrale Gaskessel verursacht wird. Im Gegensatz dazu verbrauchen 50 % der Kunden mit Hybridtechnologien lediglich 22 % des synthetischen Methans.

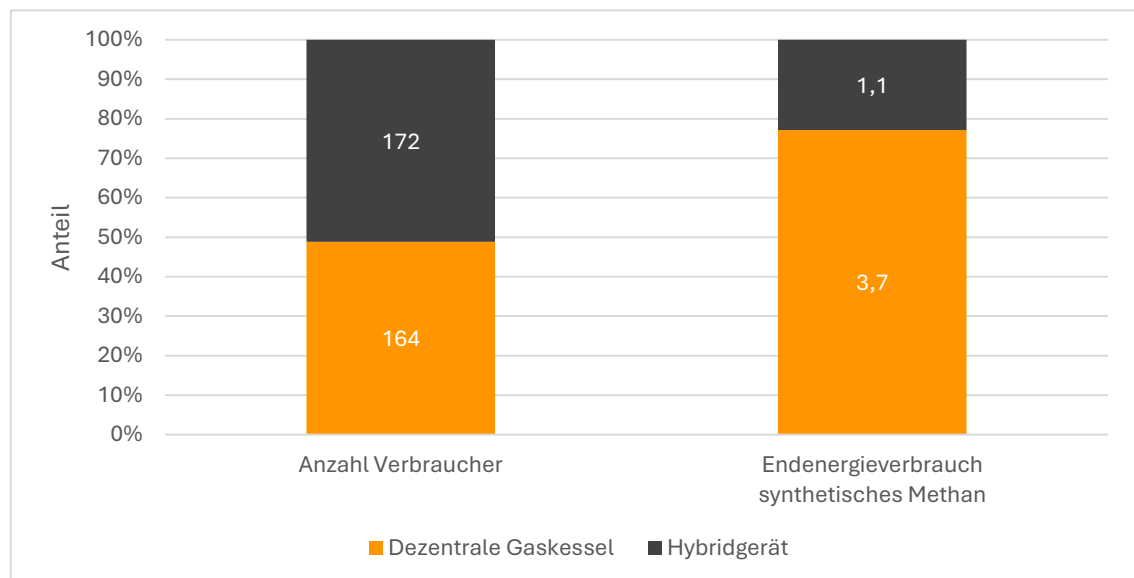


Abbildung 44: Aufteilung der Anzahl und des Endenergieverbrauchs des synthetischen Methans im Jahr 2045 in Hilter a.T.W.

4 Anhang

4.1 Anteil sonstiger Energieträger am Endenergieverbrauch

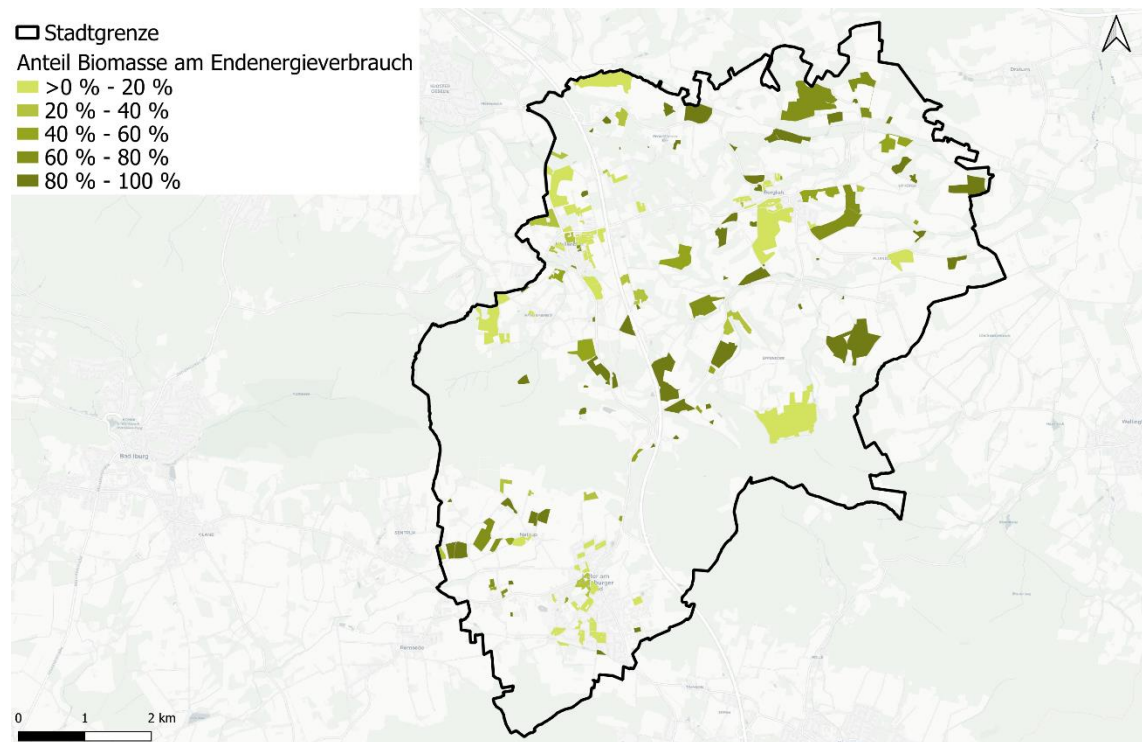


Abbildung 45: Anteil Biomasse am Endenergieverbrauch (auf Baublöcke bezogen)¹

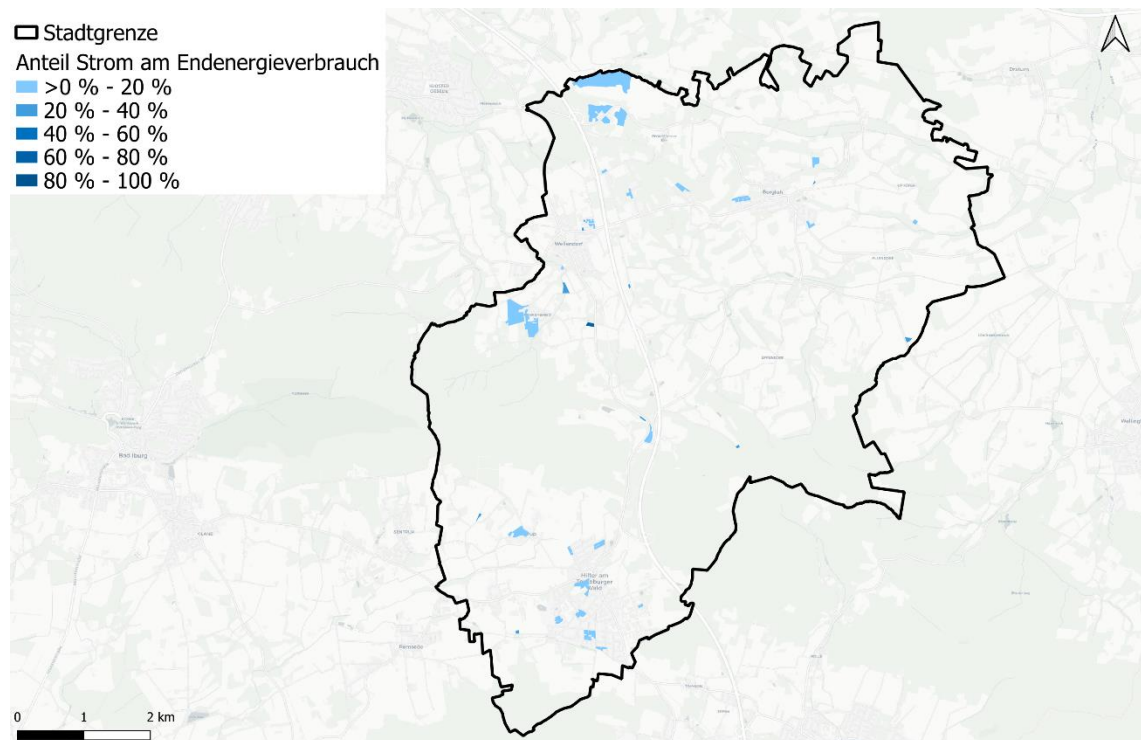


Abbildung 46: Anteil Strom am Endenergieverbrauch (auf Baublöcke bezogen)¹

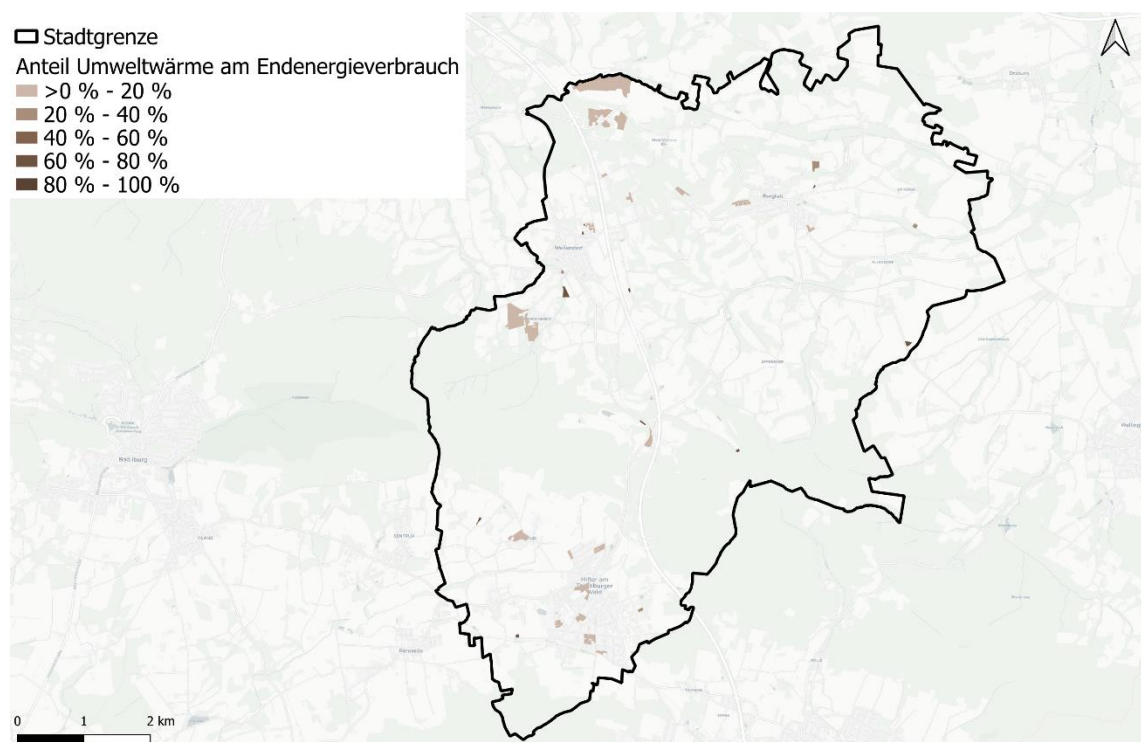


Abbildung 47: Anteil Umweltwärme am Endenergieverbrauch (auf Baublöcke bezogen)¹

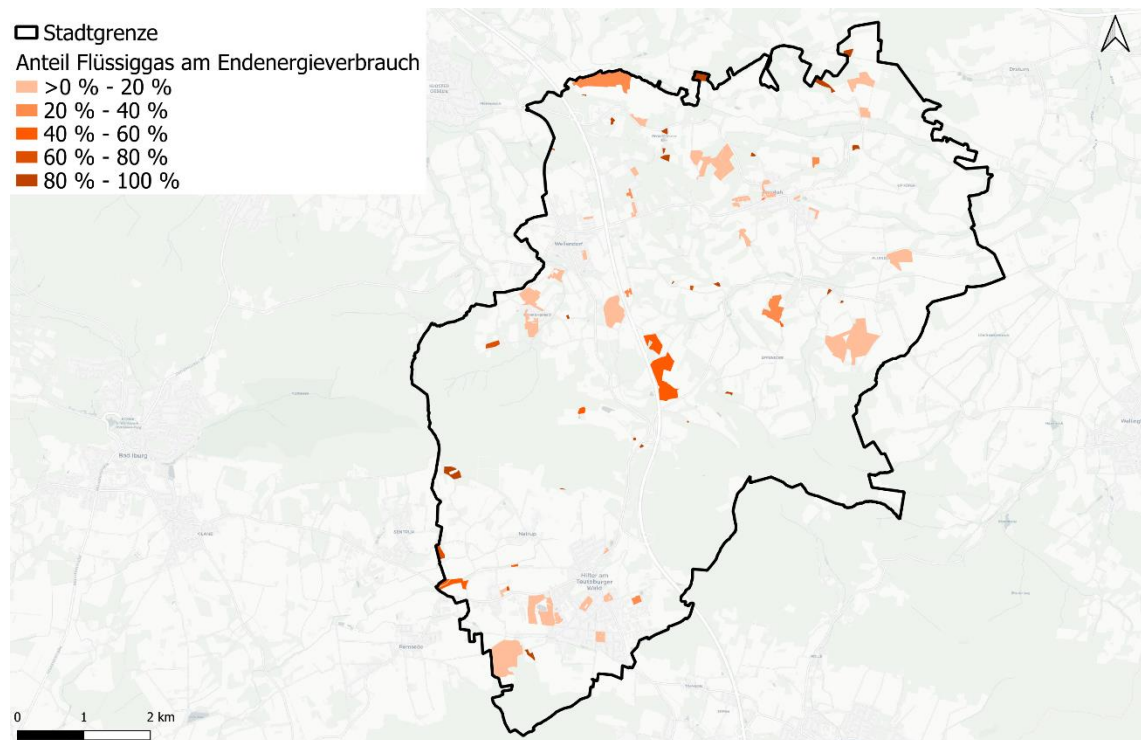


Abbildung 48: Anteil Flüssiggas am Endenergieverbrauch (auf Baublöcke bezogen)¹

4.2 Anzahl sonstiger dezentraler Wärmeerzeuger

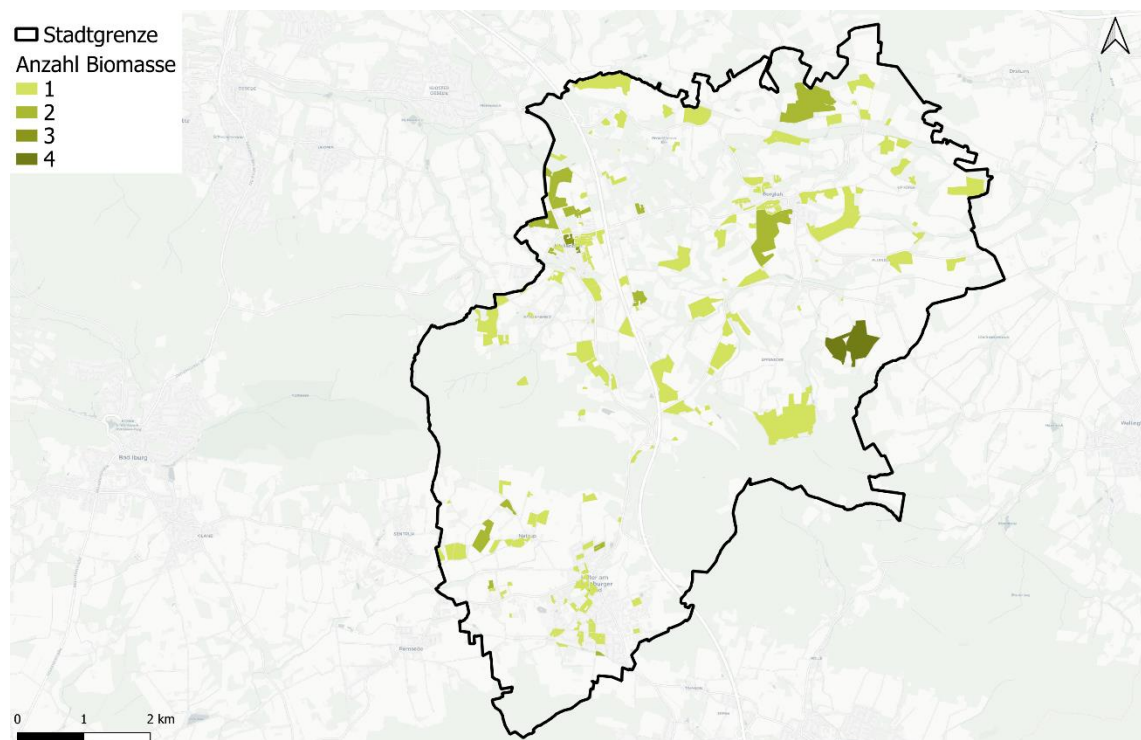


Abbildung 49: Anzahl Biomasse Wärmeerzeuger (auf Baublöcke bezogen)¹

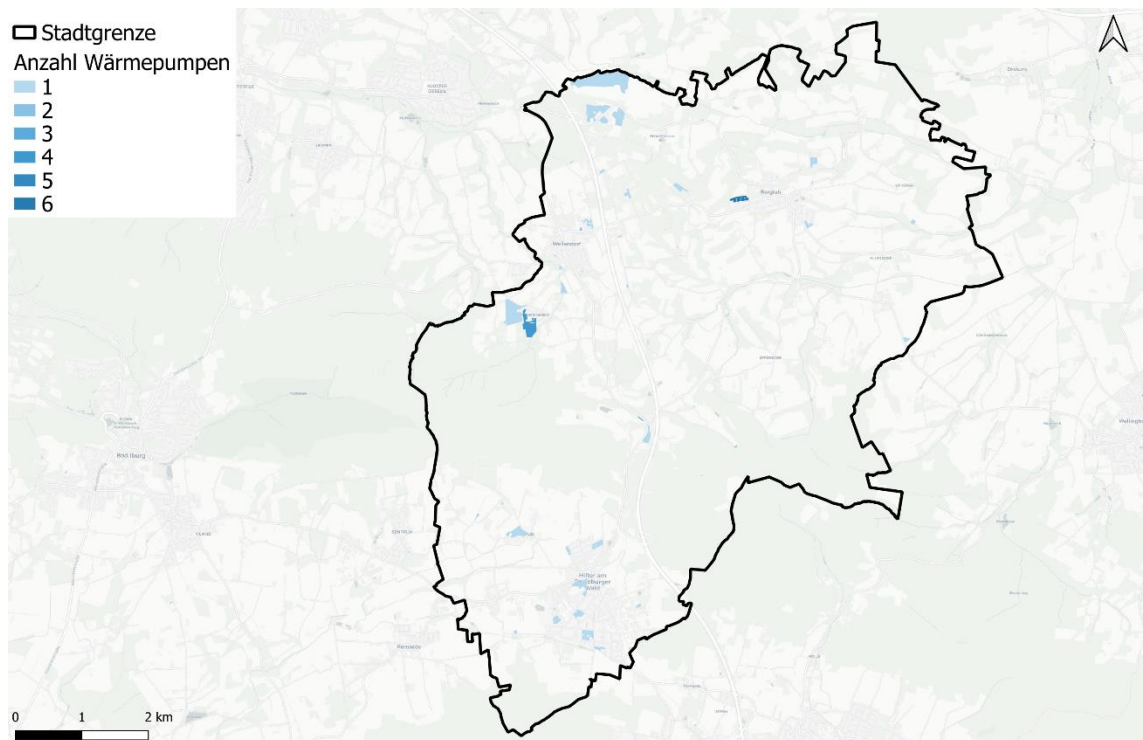


Abbildung 50: Anzahl Wärmepumpen (auf Baublöcke bezogen)¹

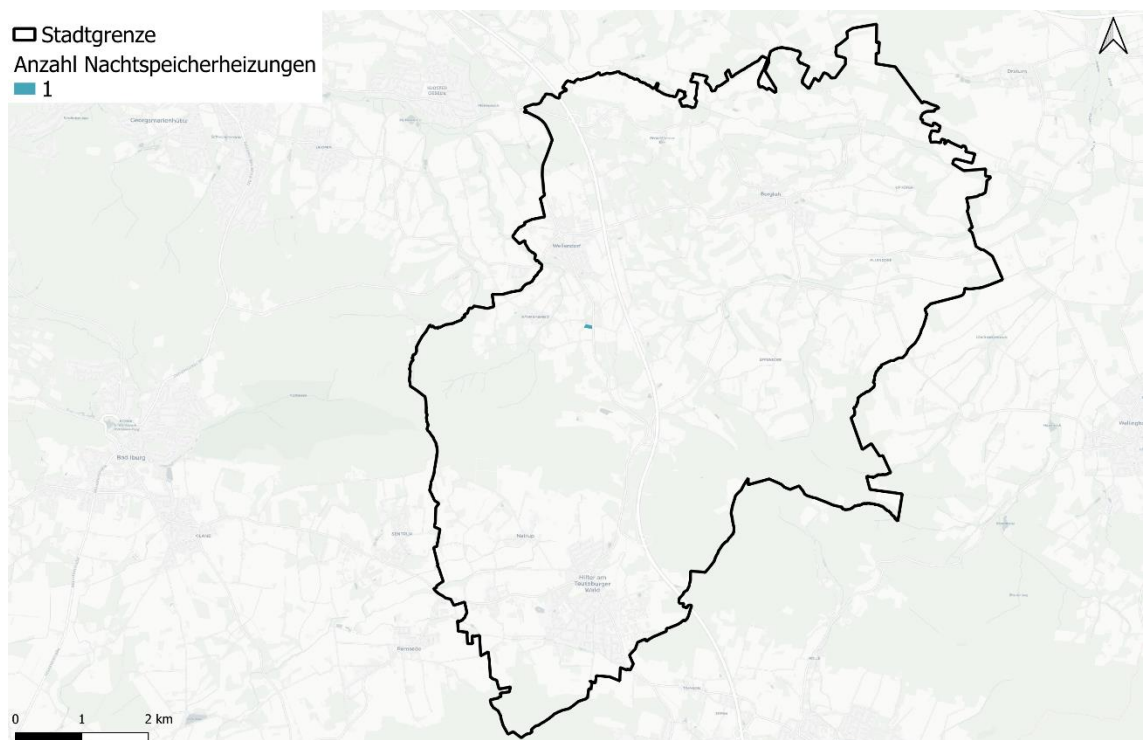


Abbildung 51: Anzahl Nachtspeicherheizungen (auf Baublöcke bezogen)¹

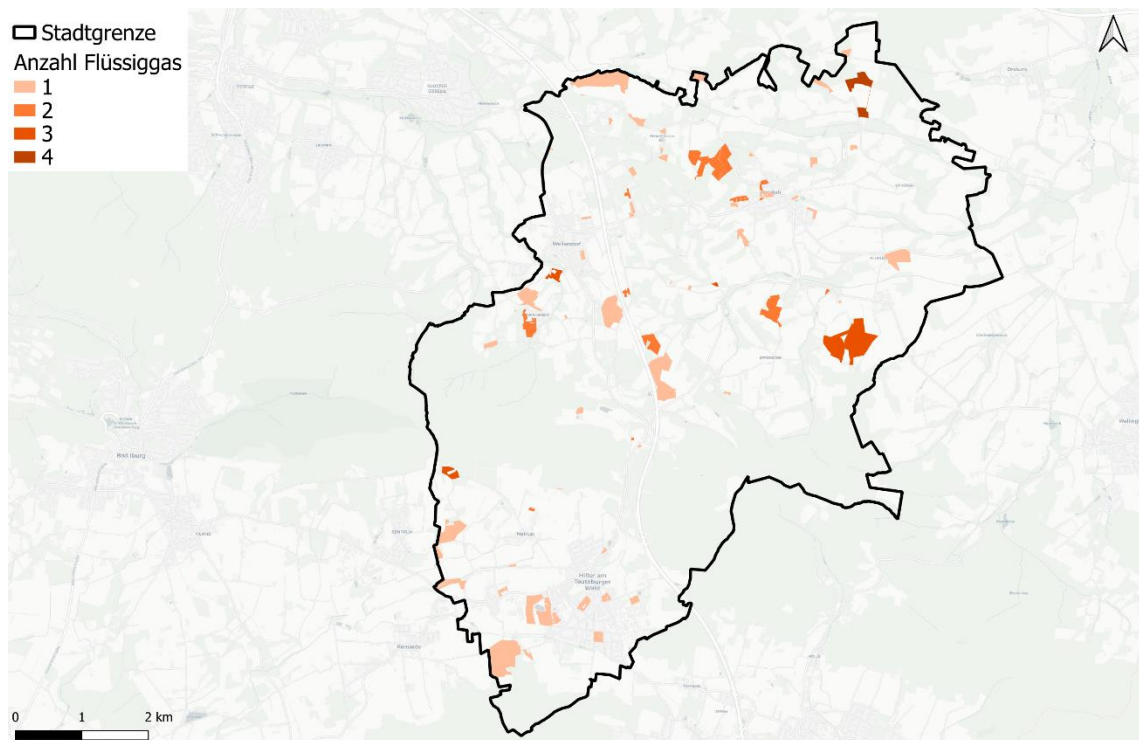


Abbildung 52: Anzahl Flüssiggas (auf Baublöcke bezogen)¹

4.3 Detaillierte Darstellungen der Gebäudetypen der KuTeK:



Typ 1: Einfamilienhaus Neu-Bestand (EFH A+ - C)

Baualter: i.d.R. ab 2000

Allgemein

- Freistehend oder als Reihenhäuser, teilweise unterkellert
- Oft Satteldach, seltener Flachdach, helle, glatte Fassade, teilweise aber auch verkleidet
- Deckenhöhe beträgt in der Regel etwa 2,30 m.
- Gebäude erfüllen jeweilige WärmeschutzV oder EnEV (2-/3-Verglasung, Dämmung 5-10 cm)

Gebäudeparameter

- Beheizte Fläche: **175 m²**

Wärmebedarf

- Spezifisch Heizung [kWh/(m²a)]: **40**
- Gesamt Heizung [MWh/a]: **7,0**
- Spezifisch Warmwasser [kWh/(m²a)]: **6,75**
- Gesamt Warmwasser [MWh/a]: **1,18**
- Gesamtwärmebedarf [MWh/a]: **8,18**

Abbildung 53: Gebäudetyp 1 der KuTeK



Typ 2: Einfamilienhaus Bestand, teilmodernisiert (EFH D - F)

Baualter: i.d.R. 1970-2000

Allgemein

- Meist freistehend, teilweise unterkellert (unbeheizt)
- Überwiegend gedämmtes Mauerwerk, wenig ungedämmtes Mauerwerk, verlinkert
- Deckenhöhe beträgt in der Regel etwa 2,5 m.
- Im Bestand teilweise schon saniert (Fenster, Heizungsanlage), meist Fassade in Originalzustand

Gebäudeparameter

- Gesamtwohnfläche: **147 m²**

Wärmebedarf

- Spezifisch Heizung [kWh/(m²a)]: **86**
- Gesamt Heizung [MWh/a]: **12,54**
- Spezifisch Warmwasser [kWh/(m²a)]: **8,8**
- Gesamt Warmwasser [MWh/a]: **1,29**
- Gesamtwärmebedarf [MWh/a]: **13,83**

Abbildung 54: Gebäudetyp 2 der KuTeK



Typ 3: Einfamilienhaus Alt-Bestand, wenig modern. (EFH G - H)

Baualter: i.d.R. vor 1970

Allgemein

- Teils Originalverglasung
- Deckenhöhe beträgt in der Regel etwa 2,30 m.
- Im Bestand nur wenig saniert (tw. Fenster, Heizungsanlage). Sanierungsoptionen aufgrund des Baualters aufwendig und/oder eingeschränkt

Gebäudeparameter

- Beheizte Fläche: **147 m²**

Wärmebedarf

- Spezifisch Heizung [kWh/(m²a)]: **153**
- Gesamt Heizung [MWh/a]: **22,5**
- Spezifisch Warmwasser [kWh/(m²a)]: **11,58**
- Gesamt Warmwasser [MWh/a]: **1,7**
- Gesamtwärmebedarf [MWh/a]: **24,2**

Abbildung 55: Gebäudetyp 3 der KuTeK



Typ 4: Mehrfamilienhaus Neu-Bestand (MFH A+ - C)

Baualter: i.d.R. ab 2000

Allgemein

- Freistehend oder als Reihenhaushaus, teilweise unterkellert
- Oft Satteldach, seltener Flachdach, helle, glatte Fassade, teilweise aber auch verklankert
- Deckenhöhe beträgt in der Regel etwa 2,30 m.
- Gebäude erfüllen jeweilige WärmeschutzV oder EnEV (2-/3-Verglasung, Dämmung 5-10 cm)

Gebäudeparameter

- Gesamtwohnfläche: **349/744/2.430 m² (klein/mittel/groß)**

Wärmebedarf

- Spezifisch Heizung [kWh/(m²a)]: **39/37/40**
- Gesamt Heizung [MWh/a]: **13,8/27,4/98**
- Spezifisch Warmwasser [kWh/(m²a)]: **6,75**
- Gesamt Warmwasser [MWh/a]: **2,4/5/16,4**
- Gesamtwärmebedarf [MWh/a]: **16,2/32,4/114,4**

Abbildung 56: Gebäudetyp 4 der KuTeK in klein/mittel/groß



Typ 5: Mehrfamilienhaus Bestand, teilmodernisiert (MFH D - F)

Baualter: i.d.R. 1970-2000

Allgemein

- In der Regel schlichte Fassaden, aber oft Balkone
- Deckenhöhe im Inneren meist weniger als 3 m.
- Im Bestand teilweise schon saniert (Fenster, Fassade, Heizungsanlage)

Gebäudeparameter

- Gesamtwohnfläche: **345/704/2.057 m² (klein/mittel/groß)**

Wärmebedarf

- Spezifisch Heizung [kWh/(m²a)]: **83/82/76**
- Gesamt Heizung [MWh/a]: **28,7/57,5/157**
- Spezifisch Warmwasser [kWh/(m²a)]: **9,73**
- Gesamt Warmwasser [MWh/a]: **3,4/6,9/20**
- Gesamtwärmebedarf [MWh/a]: **32,1/64,3/177**

Abbildung 57: Gebäudetyp 5 der KuTeK in klein/mittel/groß



Typ 6: Mehrfamilienhaus Alt-Bestand, wenig modern. (MFH G - H)

Baualter: i.d.R. vor 1970

Allgemein

- Teils Originalverglasung
- Deckenhöhe beträgt in der Regel etwa 2,30 m.
- Im Bestand nur wenig saniert (tw. Fenster, Heizungsanlage). Sanierungsoptionen aufgrund des Baualters aufwendig und/oder eingeschränkt

Gebäudeparameter

- Gesamtwohnfläche: **332/663/2.203m²** (klein/mittel/groß)

Wärmebedarf

- Spezifisch Heizung [kWh/(m²a)]: **155,8/180/220,6**
- Gesamt Heizung [MWh/a]: **51,7/119,6/486,3**
- Spezifisch Warmwasser [kWh/(m²a)]: **17,76**
- Gesamt Warmwasser [MWh/a]: **5,9/11,8/39,1**
- Gesamtwärmebedarf [MWh/a]: **57,6/131,4/525,4**

Abbildung 58: Gebäudetyp 6 der KuTeK in klein/mittel/groß

4.4 Wärmevervollkosten je Technologie für verschiedene Gebäudetypen

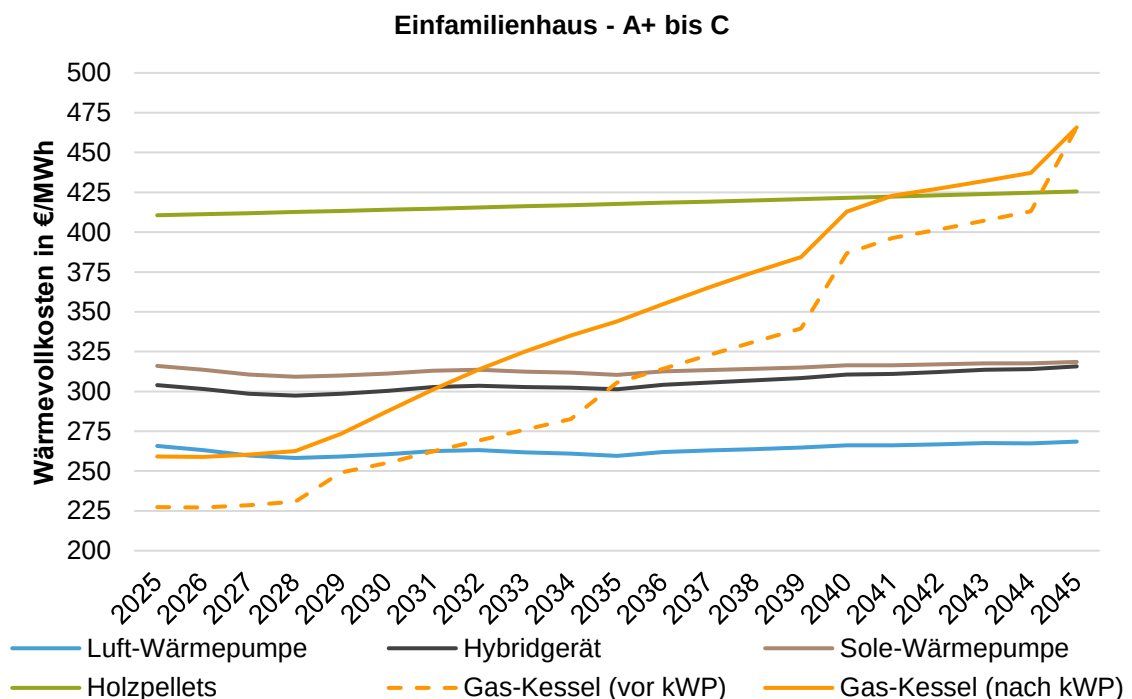


Abbildung 59: Wärmevervollkosten je Technologie für ein Einfamilienhaus A+-C

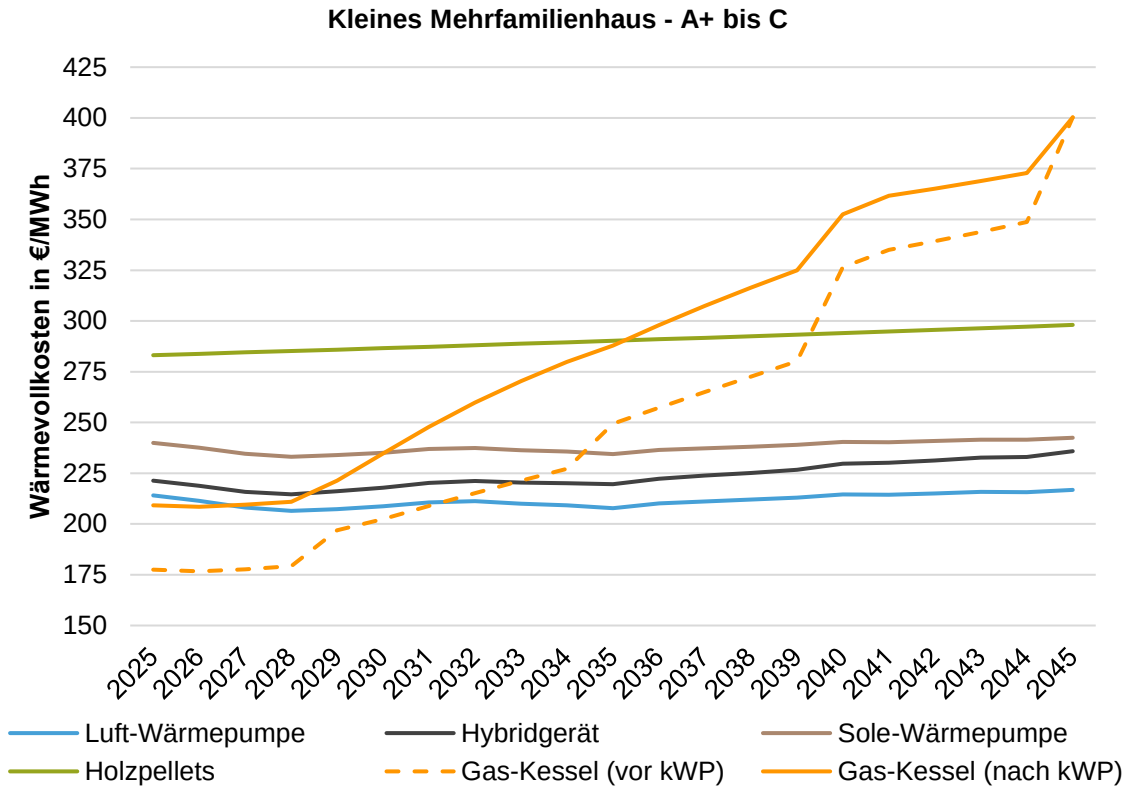


Abbildung 60: Wärmevervollkosten je Technologie für ein kleines Mehrfamilienhaus A+-C

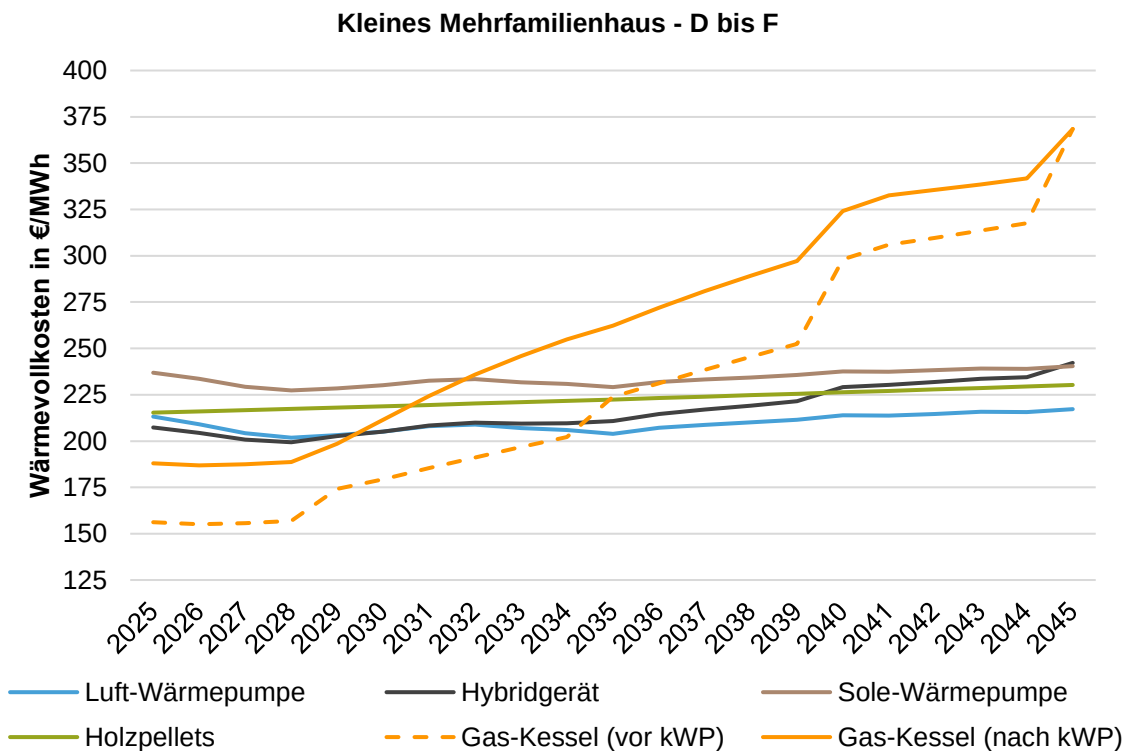


Abbildung 61: Wärmevervollkosten je Technologie für ein kleines Mehrfamilienhaus D-F

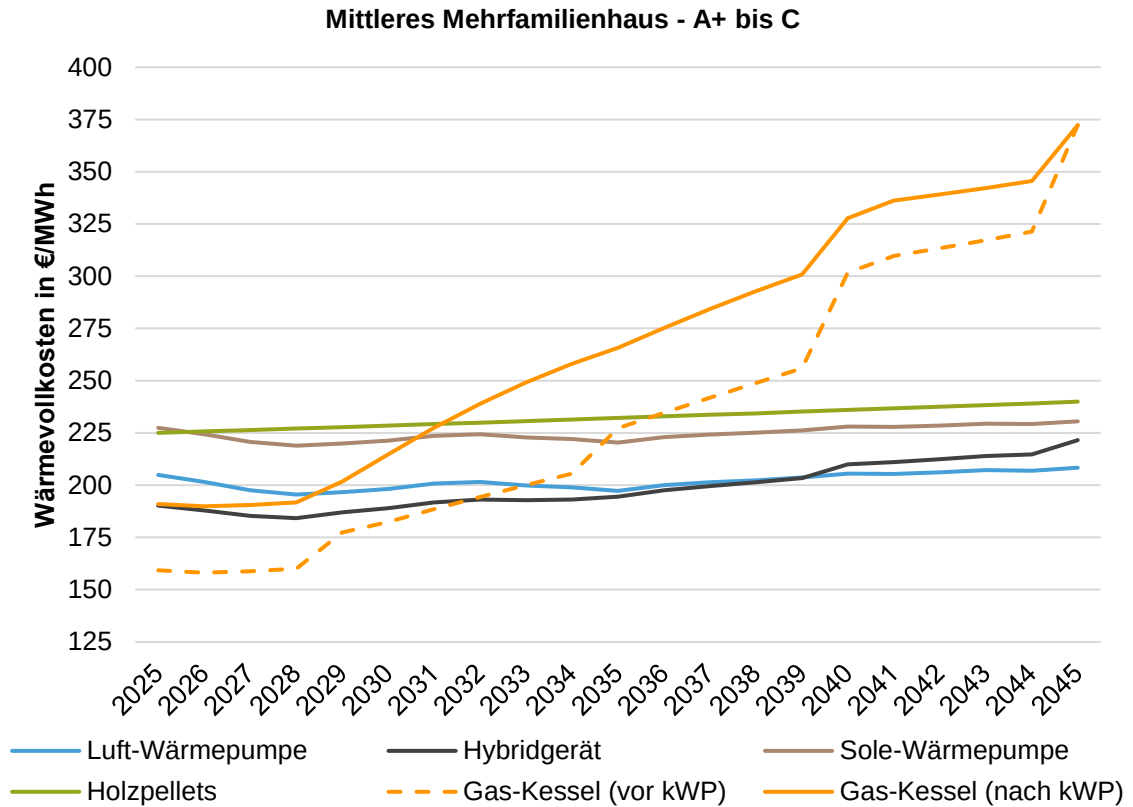


Abbildung 62: Wärmevollkosten je Technologie für ein mittleres Mehrfamilienhaus A+-C

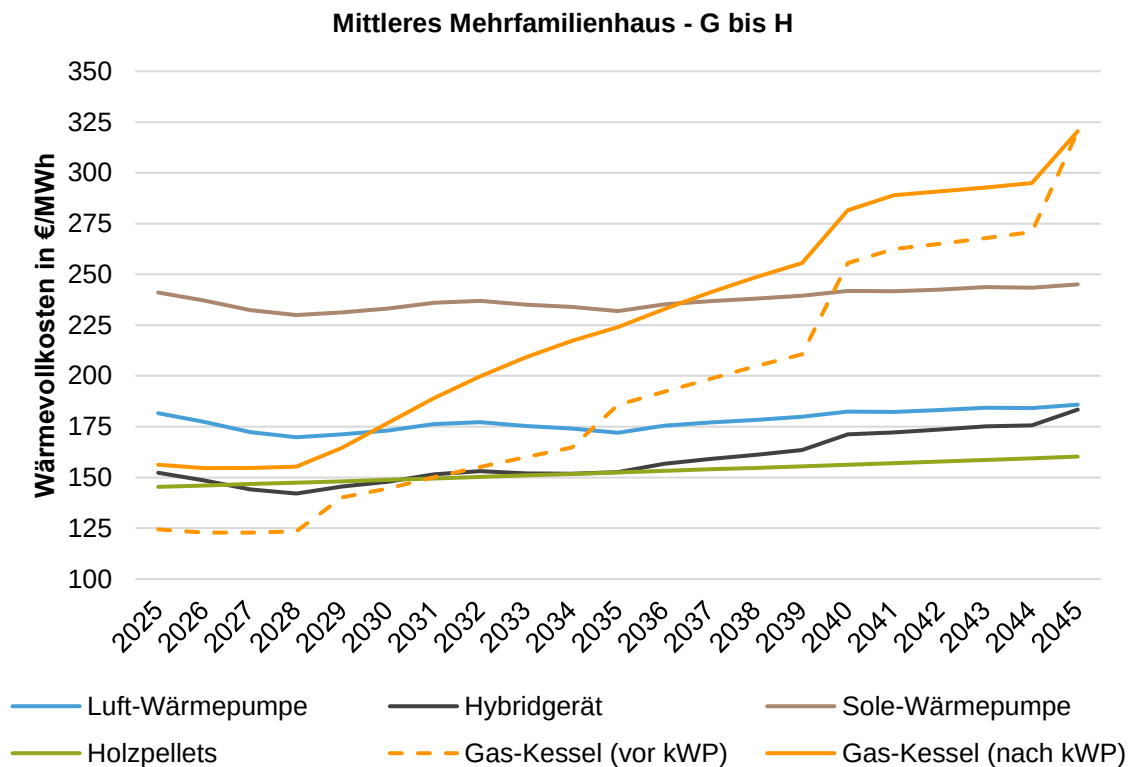


Abbildung 63: Wärmevollkosten je Technologie für ein mittleres Mehrfamilienhaus G-H

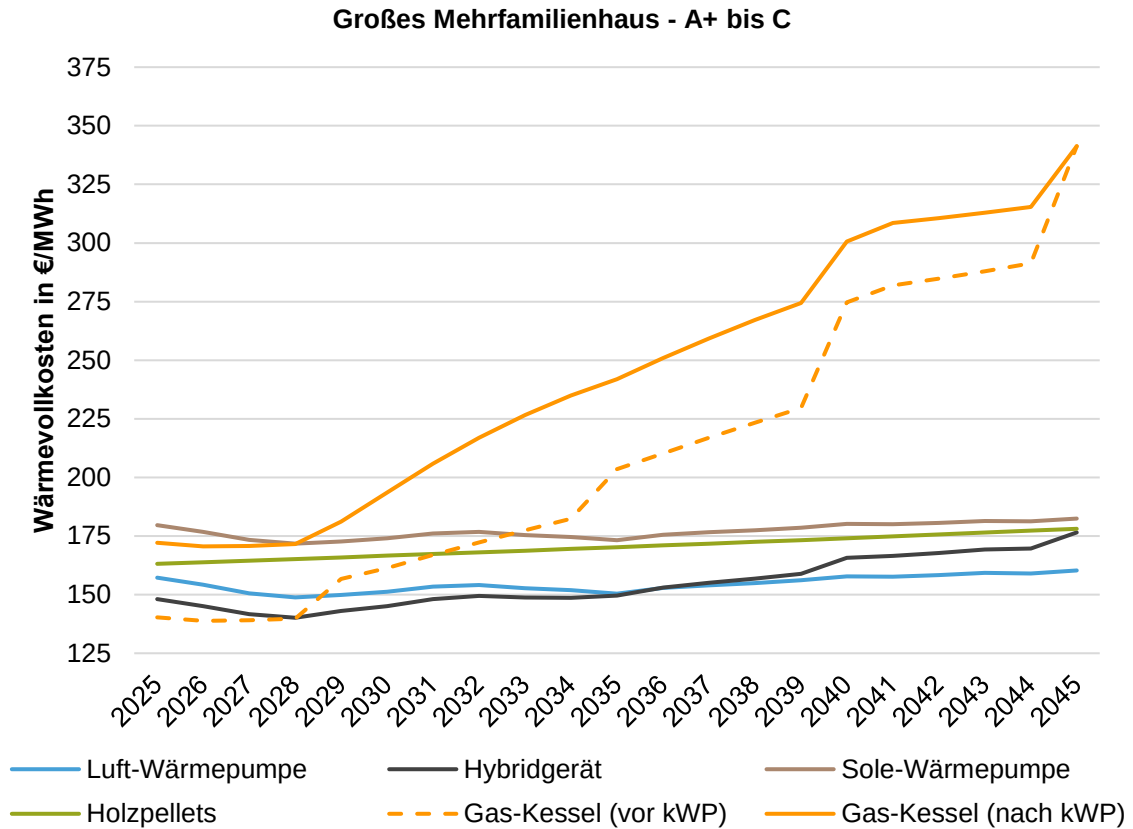


Abbildung 64:Wärmevollkosten je Technologie für ein großes Mehrfamilienhaus A+-C

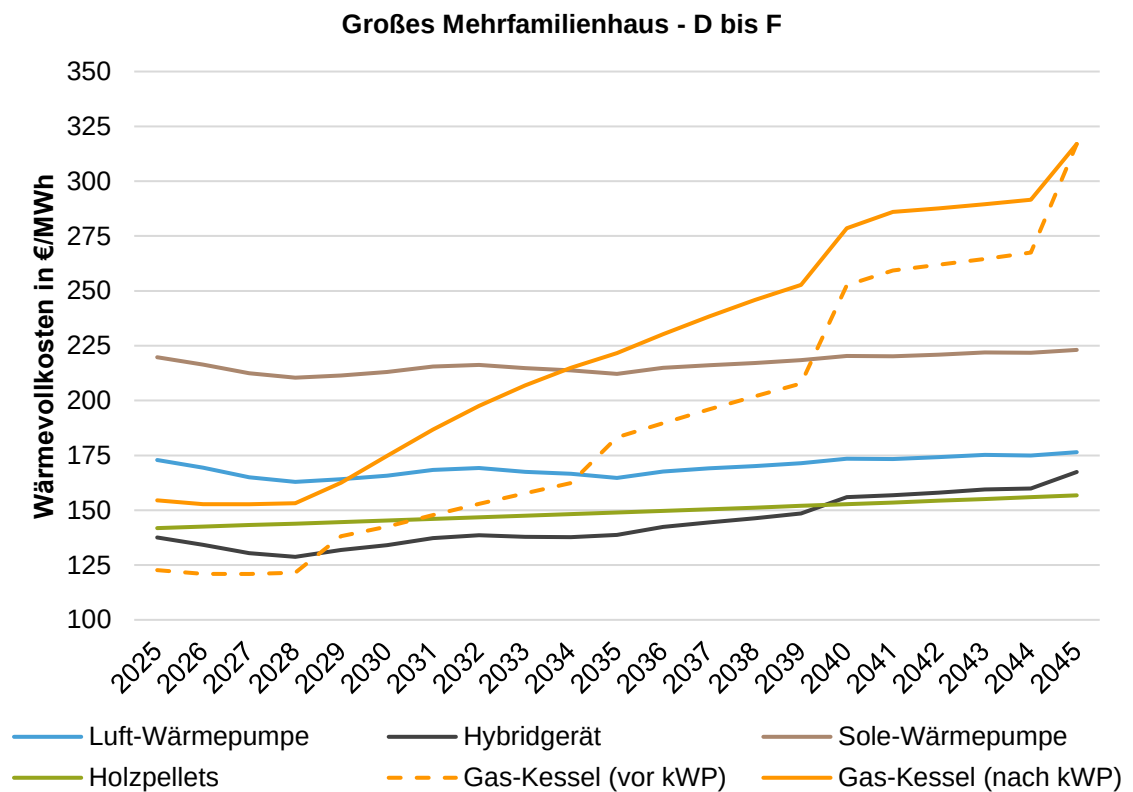


Abbildung 65: Wärmevollkosten je Technologie für ein großes Mehrfamilienhaus D-F

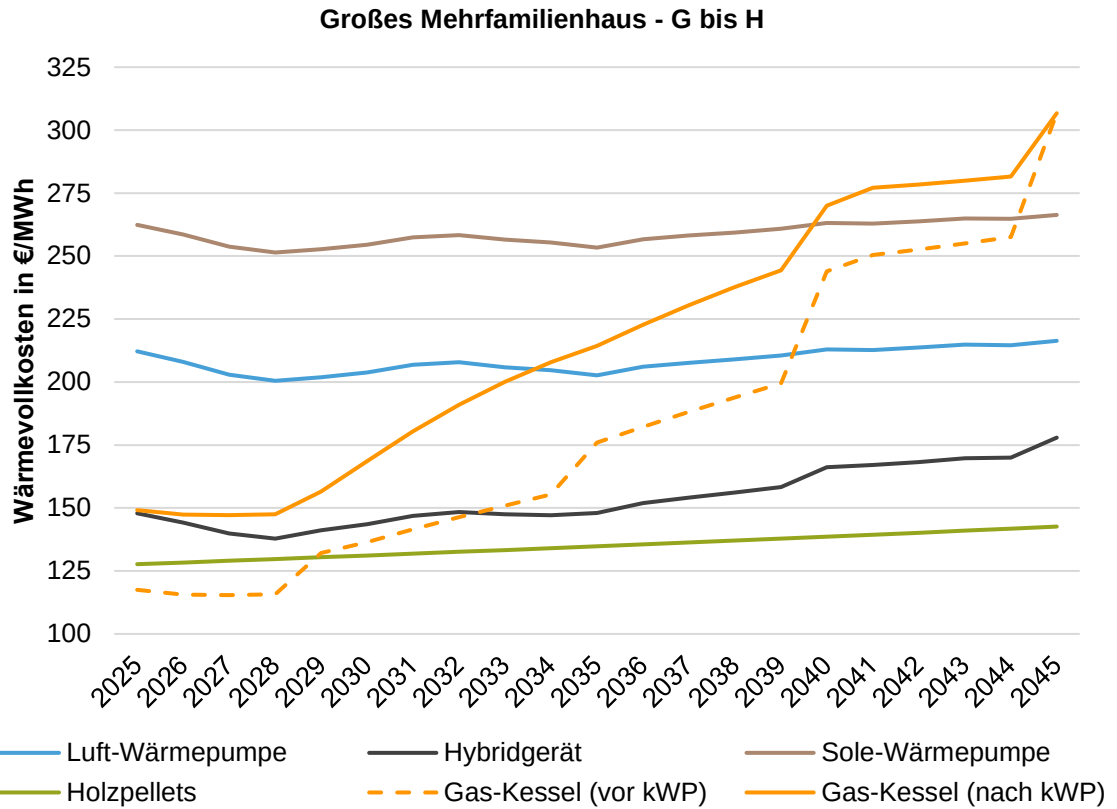


Abbildung 66: Wärmevollkosten je Technologie für ein großes Mehrfamilienhaus G-H