

Wärme- und Energieplan Stadt Bad Dübener

1 Wärmewende

Die Wärmewende stellt eine zentrale Herausforderung und zugleich eine bedeutende Chance für Kommunen dar, um die Klimaziele zu erreichen und eine nachhaltige Energieversorgung sicherzustellen. Im Kontext der Kommunalen Wärmeplanung zielt die Wärmewendestrategie darauf ab, den Übergang von fossilen Brennstoffen zu erneuerbaren Energien und effizienten Technologien zu gestalten. Dafür muss der Ausgangszustand bekannt sein. Dieser wurde in der Bestandsanalyse beschrieben. Um von diesem Ausgangszustand die Wärmewendestrategie zu erarbeiten, muss das Ziel definiert sein, was mit der Festlegung des Zielszenarios erfolgt ist. Auf dem Pfad der Wärmewende müssen, um vom Ausgangszustand zum Zielzustand zu gelangen, Maßnahmen umgesetzt werden. Diese Maßnahmen bedienen sich der Potenzialanalyse. Zusätzlich werden die Ergebnisse des Kapitels Quartiere herangezogen, um spezifische Maßnahmen in den Gebieten, vorrangig den Fokusgebieten, zu definieren.

1.1 Fokusgebiete

Im Kapitel Quartiere wurde bereits eine Eingrenzung auf Fokusgebiete vorgenommen. Vorgabe ist die Definition von zwei bis drei Gebieten. Die Quartiere 1, 2 und 3 wurden bereits definiert und ihre Notwendigkeit für die Betrachtung im Zielszenario bestätigt. Der THG-Anteil der Fokusgebiete ist in der folgenden Abbildung dargestellt.

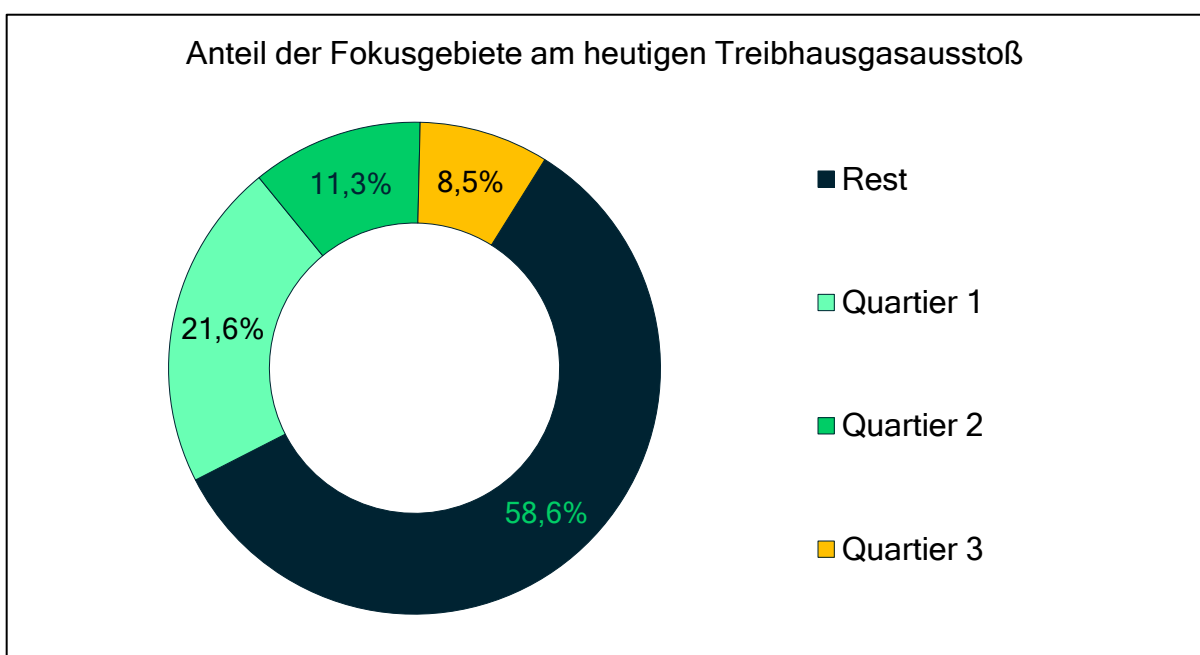


Abbildung: Anteil Fokusgebiete am heutigen Treibhausgasausstoß.

Auf Basis der Analyse, der Extrapolation der erwarteten Versorgungsstruktur, der Sanierungsdynamik sowie der im Projektgebiet prognostizierten Bevölkerungsentwicklung wurden Zielkonstellationen für die Fokusgebiete abgeleitet und in der folgenden Abbildung zusammengefasst.

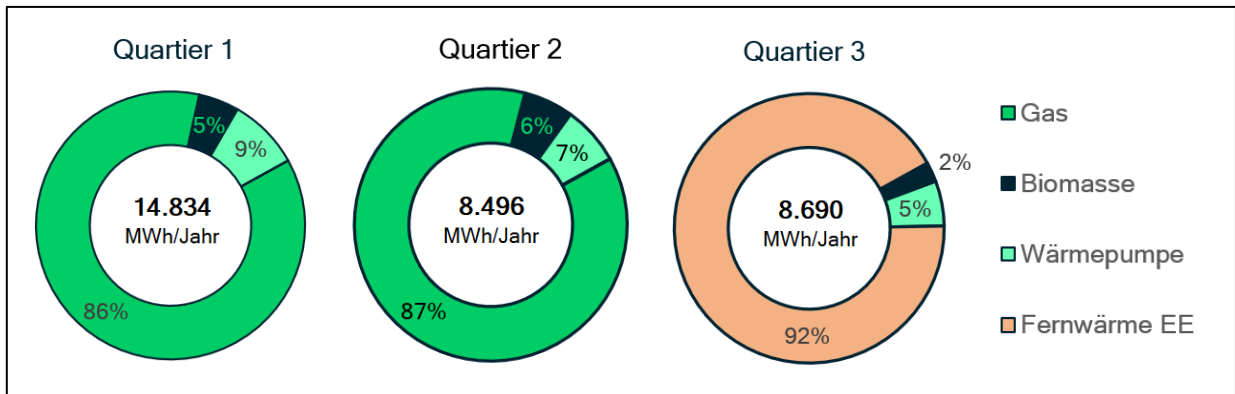


Abbildung: Fokusgebiete und deren Versorgung 2045 (Endenergie, interne Berechnungen)

1.2 Energieplan für das Projektgebiet

Der Energieplan für Bad Dübener soll als strategisches Instrument zur Planung und Optimierung der Energieversorgung und -nutzung innerhalb des Stadtgebietes dienen. Dafür wird die Entwicklung der Endenergie- und Treibhausgasbilanz aufgezeigt und auf die Transformation der leitungsgebundenen Energieversorgung näher eingegangen. In Folge werden die spezifischen Zielgrößen der Quartiere definiert. Die in diesem Kapitel definierten Maßnahmen sind wiederum im Maßnahmenkatalog zur Wärmewendestrategie hinterlegt.

1.2.1 Endenergiebilanz

Zunächst kann festgehalten werden, dass mit Umsetzung des Zielszenarios voraussichtlich folgender Endenergieverbrauch im Jahr 2045 im Vergleich zum heutigen Endenergieverbrauch, dargestellt in den dunklen Balken, eintreten wird.

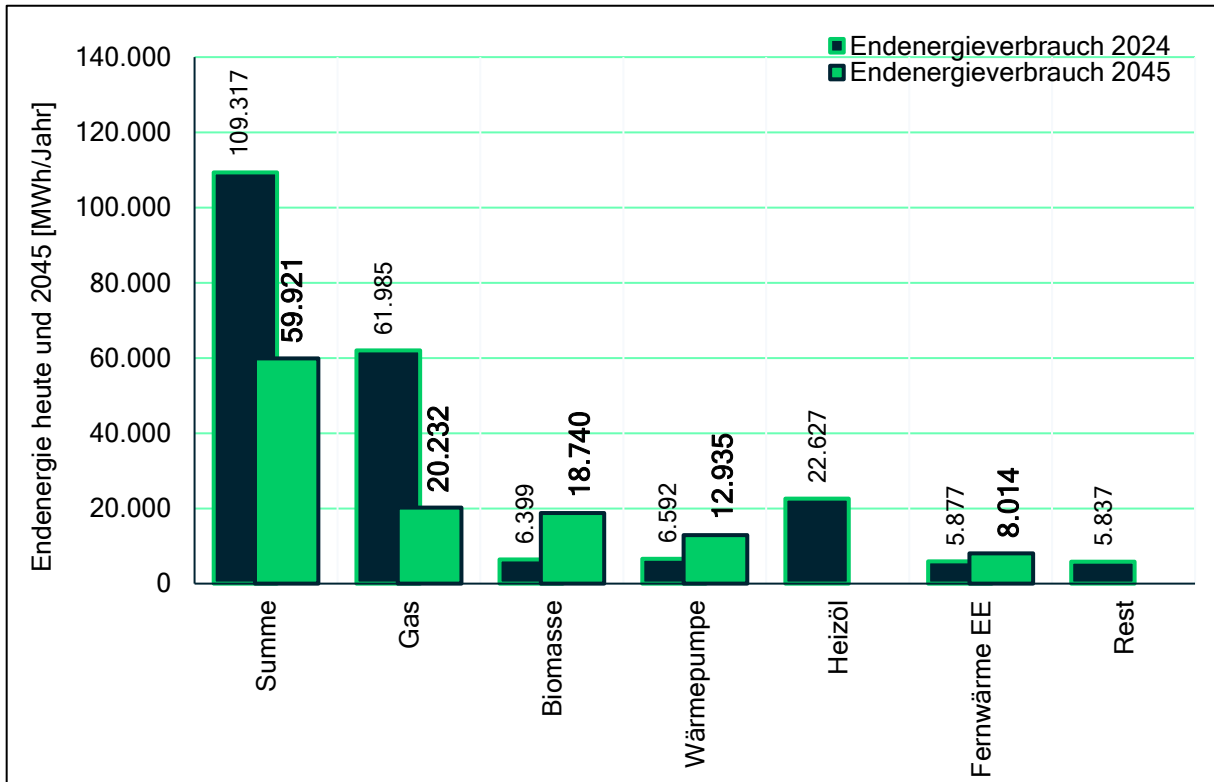


Abbildung: Endenergieverbrauch heute und im Jahr 2045 (interne Berechnungen)

Die Reduzierung von ca. 50,4 GWh/a setzt sich aus zwei Hauptkomponenten zusammen. Zum einen die Sanierungsleistung in Höhe von 28,4 GWh/a zzgl. der Bevölkerungsveränderung und zum anderen der Umstieg auf Wärmepumpe. Durch den COP der Wärmepumpe reduziert sich der Endenergieverbrauch bei gleichbleibender Nutzenergie.

Des Weiteren ist der Anteil Gas als Mischung aus Erdgas und Biomethan zu verstehen, bis Biomethan nach aktuellen Vorgaben und Rahmenbedingungen im Jahr 2045 einen Anteil von 100 % erreichen muss. Der Verlauf der prognostizierten Endenergie ist folgend zusammengefasst.

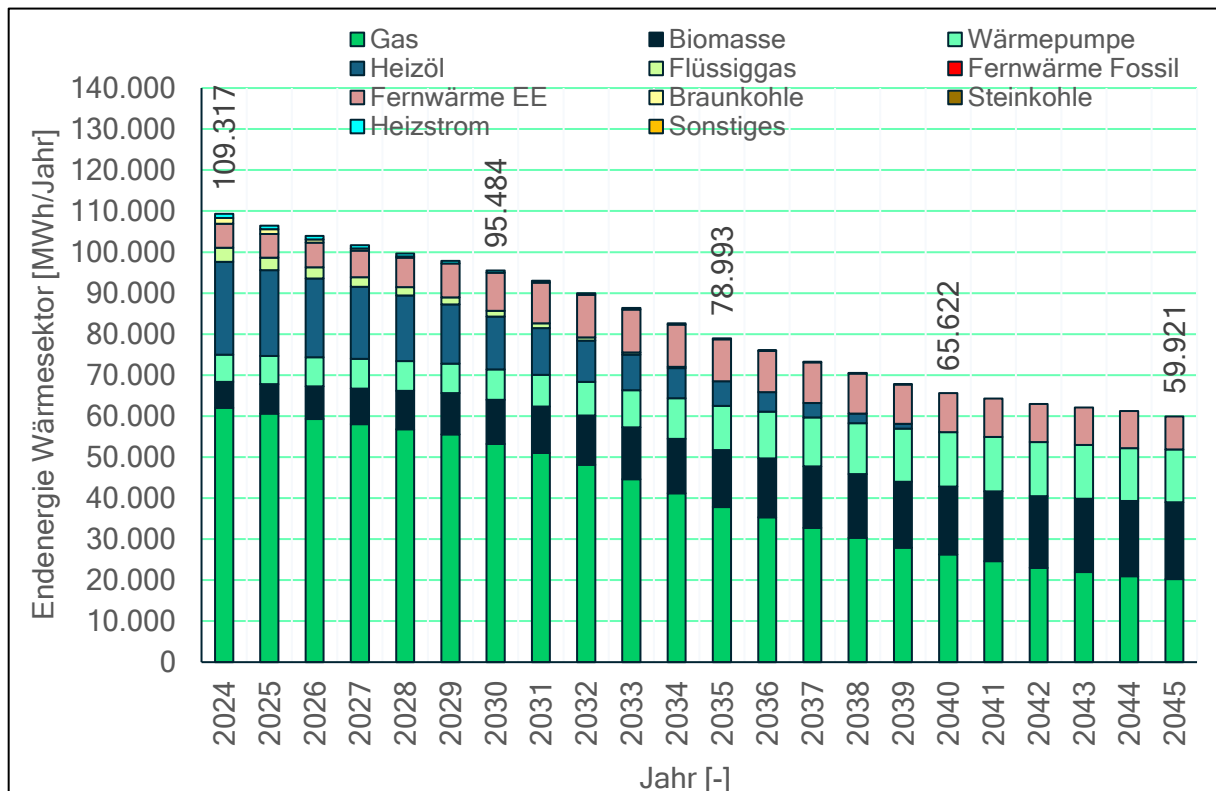


Abbildung: Entwicklung Endenergieverbrauch absolut bis 2045 (interne Berechnungen)

Zur Realisierung des Verlaufes und der Anteile der Energieträger sind unterschiedliche Maßnahmen notwendig, darunter zählen:

- Realisierung der Sanierungsleistung von kumuliert 28,4 GWh/a bis 2045
- Kontinuierlicher Ausstieg aus den Energieträgern: Heizöl, Flüssiggas, Braun- und Steinkohle
- Kontinuierlicher und vollständiger Umstieg auf Wärmepumpe oder Biomasse in allen dezentral versorgten Quartieren
- Kontinuierlicher Ausstieg aus dem Energieträger Gas in allen Quartieren mit Ausnahme der Quartiere 1 und 2
- Kontinuierlicher Umstieg von Erdgas auf 100% Biomethan in den Quartieren 1 und 2 bis 2045
- Weiterführung der Transformation des bestehenden Wärmenetzes im Quartier 3 von 62% erneuerbaren Energieanteil in 2023 auf 100% in 2045
- Anschluss weitere Wärmenetzkunden im Quartier 3, um den Anteil Nutzenergie im Quartier von 43,6 % in 2024 auf 82% in 2045 zu erhöhen

Bei Darstellung der Anteile der Energieträger im Verhältnis zum gesamten Endenergieverbrauch wird deutlich, dass die zukünftige Energieversorgung in Bad Dübener auf vier Säulen beruht: Gas (Biomethan), Biomasse, Wärmepumpe und erneuerbare Fernwärme. Da alle Energieträger, wie in den folgenden Unterkapiteln noch erläutert wird, aus einer lokalen oder regionalen Quelle stammen und sich die Verteilung relativ gleichmäßig über die Energieträger zeigt, wird eine gewisse Resilienz in der Wärmeversorgungsstruktur sichergestellt.

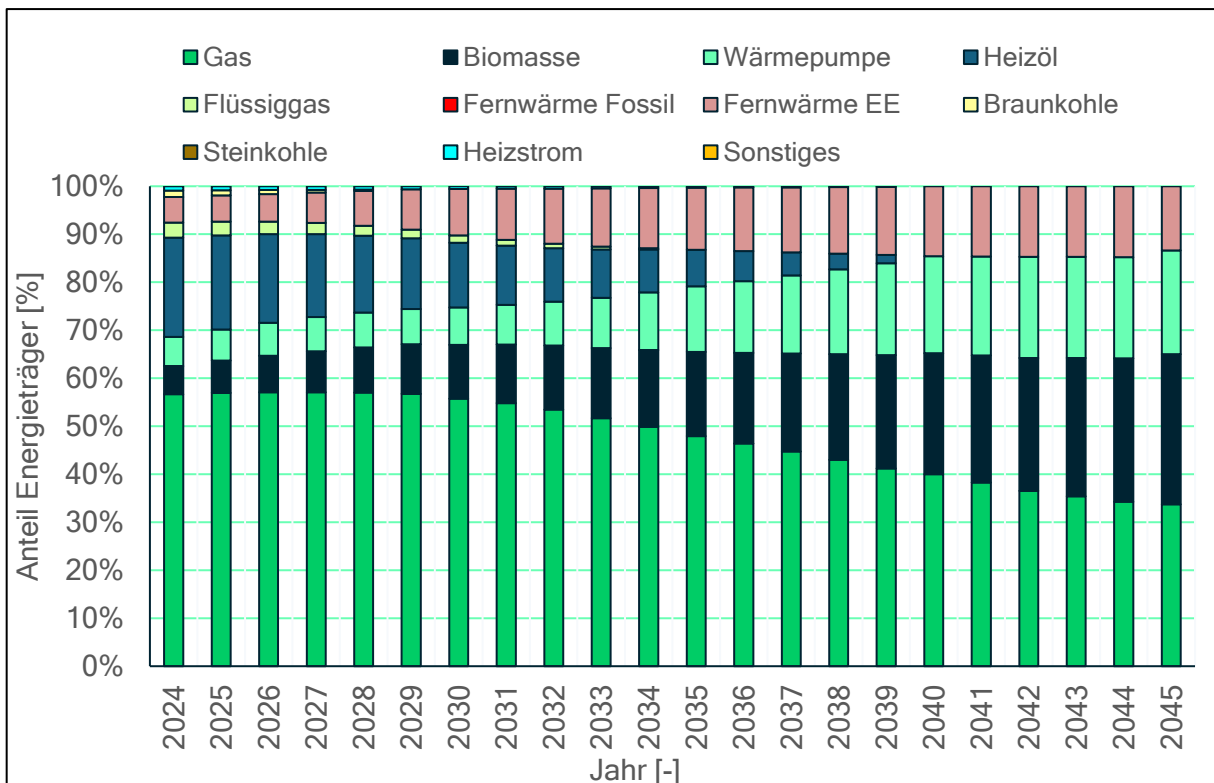


Abbildung: Entwicklung Endenergieverbrauch prozentual bis 2045 (interne Berechnungen)

Zusammenfassend kann dargelegt werden, dass sich die Anteile der zukünftigen Versorgung im Projektgebiet in Prozent Endenergieanteil wie folgt entwickeln wird:

- 56,7 % in 2024 (Erdgas und Biomethan) auf 33,7 % (Biomethan) Anteil Gas in 2045
- 6,0 % in 2024 auf 21,6 % (entspricht 49% Nutzenergie) Anteil Wärmepumpe in 2045
- 5,9 % in 2024 auf 31,3 % Anteil Biomasse in 2045
- 5,4 % in 2024 auf 13,4 % Anteil Fernwärme EE in 2045

Die Auswirkung der benötigten Endenergie mit der Transformation der Versorgungsstruktur, Sanierungsleistung und Bevölkerungsentwicklung wird in der Treibhausgasbilanz im folgenden Unterkapitel aufgezeigt.

1.2.2 Treibhausgasbilanz

Die Treibhausgasbilanz folgt dem Endenergieverbrauch und den Emissionsfaktoren in g CO₂-Äquivalent pro kWh Endenergie. Folgende Emissionsfaktoren wurden zugrunde gelegt:

Emissionsfaktoren					
Energieträger / Umwandlungsanlage	2024	2030	2035	2040	2045
[-]	[g CO ₂ -Äquivalent pro kWh Endenergie]				
Gas	207	188	163	141	19
Biomasse	20	20	20	20	20
Wärmepumpe	295	47	0	0	0
Heizöl	310	310	310	310	310
Flüssiggas	270	270	270	270	270
Fernwärme Fossil	300	300	300	300	300
Fernwärme EE	138	68	37	37	37
Braunkohle	430	430	430	430	430
Steinkohle	400	400	400	400	400
Heizstrom	295	47	0	0	0

Tabelle: Emissionsfaktoren (interne Berechnungen, BUNDESMINISTER DER JUSTIZ 2020; STATISTA 2024; UK GOVERNMENT DEPARTMENTS 2024; AGFW 2021; PROGNOSE, ÖKO-INSTITUT & WUPPERTAL- INSTITUT 2021; AGORO, PROGNOSE & CONSENTEC 2022)

Infolgedessen ergibt sich der Verlauf der Treibhausgasemissionen nach folgender Abbildung.

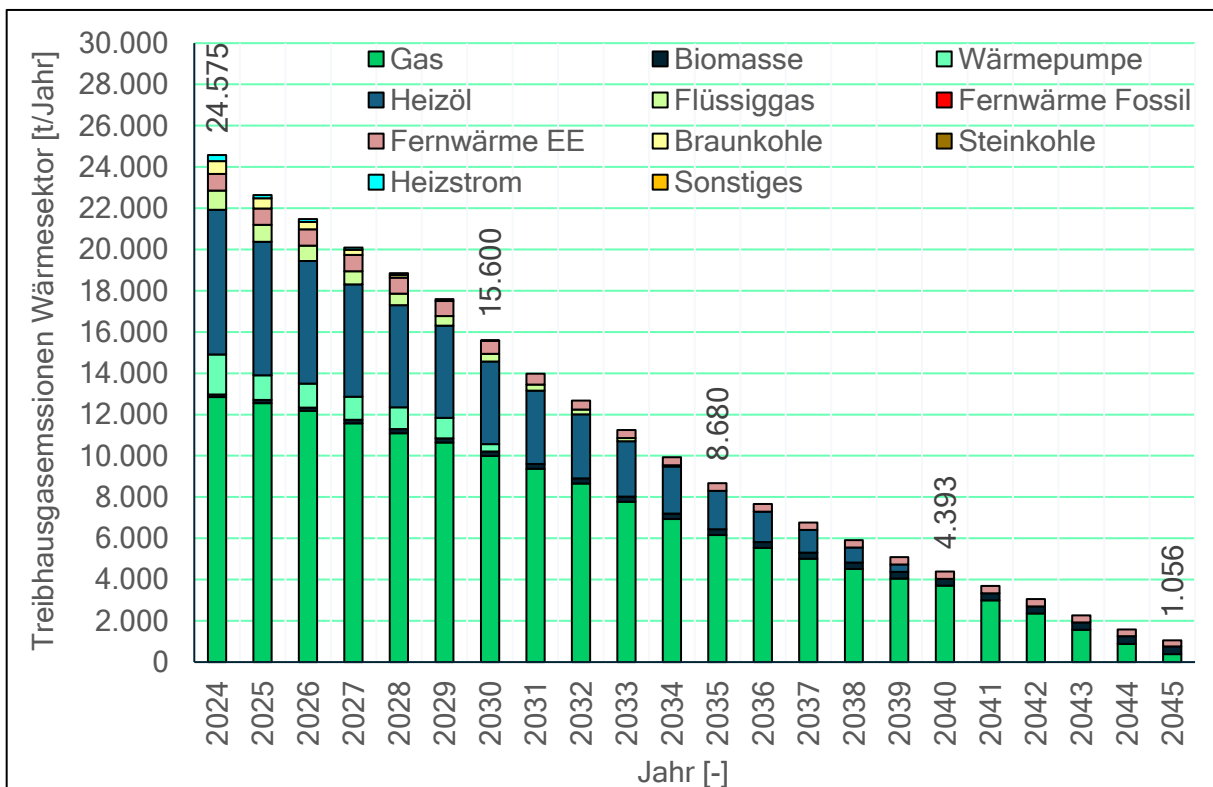


Abbildung: Entwicklung Treibhausgasemissionen bis 2045 (interne Berechnungen)

1.2.3 Netze

Die Netzinfrastrukturen bilden das Rückgrat des Energiesystems und sind entscheidend für eine sichere, effiziente und klimazielfkonforme Energieversorgung. Mit dem fortschreitenden Umbau des Energiesystems verändern sich die Anforderungen an die bestehenden Netze grundlegend. Dabei rücken sowohl technische Anpassungen als auch strategische und räumliche Fragestellungen in den Vordergrund. Vor diesem Hintergrund wird in diesem Kapitel die zukünftige Entwicklung der Gasnetze, Stromnetze und Wärmenetze betrachtet.

Die Stromnetze gewinnen im Zuge der zunehmenden Elektrifizierung von Erzeugung, Wärmeversorgung und Mobilität weiter an Bedeutung. Gleichzeitig stehen sie vor der Herausforderung, steigende Lasten, eine zunehmend dezentrale Einspeisung sowie erhöhte Anforderungen an Flexibilität und Netzstabilität zu bewältigen. Die Kommunale Wärmeplanung bildet in diesem Zusammenhang lediglich einen Teilaspekt der Stromnetzbetrachtung ab. Darüber hinaus ist eine Analyse der Stromnetze in den jeweiligen Teilnetzgebieten erforderlich, die über das Projektgebiet hinausgeht. Diese umfassendere Betrachtung, einschließlich der Einbindung der Entwicklungen im Verkehrssektor, ist jedoch nicht Gegenstand dieser Planung und bleibt einer vertiefenden Stromnetzanalyse vorbehalten.

Wärmenetze nehmen insbesondere in verdichteten Siedlungsstrukturen eine zentrale Rolle ein, da sie eine gebündelte, effiziente und langfristig planbare Wärmeversorgung ermöglichen. Ihre Planung und Weiterentwicklung ist eng an lokale Rahmenbedingungen, die bauliche Struktur sowie langfristige Entwicklungsziele gekoppelt. Die Gasnetze befinden sich hingegen in einem umfassenden Transformationsprozess, bei dem Fragen der zukünftigen Nutzung, der Umnutzung bestehender Infrastrukturen sowie möglicher Rückbauoptionen zunehmend an Bedeutung gewinnen.

Um die Entwicklung von Wärme- und Gasnetzen gezielt und fundiert verwaltungsintern begleiten zu können, erfolgt die Betrachtung dieser Netze konzentriert in den definierten Quartieren. Diese Quartiere wurden daher als Fokusgebiete festgelegt, in denen die planerischen, organisatorischen und strategischen Fragestellungen zu Wärme- und Gasnetzen vertieft untersucht werden.

Die nachfolgenden Unterkapitel zu Gasnetzen, Wärmenetzen und Stromnetzen vertiefen diese Aspekte und stellen dar, wie die jeweiligen Netze zur Zielerreichung beitragen können.

1.2.3.1 Gasnetze

Die Gasnetze befinden sich auf dem Weg zum Jahr 2045 in einem grundlegenden Transformationsprozess. Getrieben durch die Klimaziele und den Umbau des Energiesystems verändert sich ihre Rolle deutlich gegenüber der bisherigen, stark auf fossile Energieträger ausgerichteten Nutzung. Während die Nachfrage nach konventionellem Gas kontinuierlich zurückgeht, steigt gleichzeitig der Anspruch, bestehende Infrastrukturen zukunftsfähig weiterzuentwickeln oder gezielt zurückzubauen. Damit rückt weniger die einzelne Technologie in den Mittelpunkt, sondern vielmehr die Frage nach der langfristigen Funktion und dem Mehrwert der Netze im Gesamtsystem. Ein zentraler Wandel besteht in der zunehmenden Differenzierung der Gasnetze. Künftig wird es keine einheitliche Entwicklung für alle Regionen geben. Vielmehr hängen Perspektiven und Nutzungsmöglichkeiten stark von lokalen Rahmenbedingungen ab, etwa von der Siedlungsstruktur, der industriellen Prägung oder vorhandenen alternativen Versorgungsoptionen. In einigen Gebieten verlieren Gasnetze an Bedeutung, während sie andernorts weiterhin eine wichtige Rolle für Versorgungssicherheit, Flexibilität und Resilienz des Energiesystems einnehmen können.

Mit diesem Wandel sind erhebliche Herausforderungen verbunden. Eine der größten besteht darin, den richtigen Zeitpunkt und Umfang von Investitionen zu bestimmen. Netze müssen so angepasst werden, dass sie zukünftigen Anforderungen gerecht werden, ohne dabei langfristig nicht mehr benötigte Strukturen zu verfestigen. Gleichzeitig stellt der Rückgang der Auslastung bestehender Netze die Wirtschaftlichkeit infrage und erfordert neue Konzepte für Finanzierung, Regulierung und Kostenverteilung. Darüber hinaus ist der Transformationsprozess mit organisatorischen und planerischen Unsicherheiten verbunden. Langfristige Prognosen zur Nachfrageentwicklung sind mit hohen Unsicherheiten behaftet, was strategische Entscheidungen erschwert. Die Koordination mit anderen Infrastrukturen, insbesondere im Wärme- und Strombereich, gewinnt daher zunehmend an Bedeutung. Gasnetze müssen stärker als Teil eines integrierten Energiesystems gedacht und geplant werden.

Wie aus den Emissionsfaktoren ersichtlich wurde, verändern sich diese bei erneuerbarer Fernwärme, Gas und für Strom über die Jahre. Für Gas ist dies mit dem sich ändernden Anteil an Biomethan, gepaart mit dem abnehmenden Gasverbrauch zu erklären. Es ist jedoch davon auszugehen, dass die absolute Menge an eingespeisten Biomethan begrenzt bleibt und für das Zieljahr 2045 nur eine begrenzte Versorgung eingeplant werden kann. Im Rahmen des Monitorings müssen Aktivitäten bezüglich der Gasnetze, sowohl für Biomethan als auch für Wasserstoff, regelmäßig überprüft werden. Um die Netzentgelte langfristig positiv zu beeinflussen, wurden gezielt Gebiete mit einem hohen Anschlussgrad, einer dichten Bebauungsstruktur sowie eingeschränkten alternativen Versorgungsmöglichkeiten identifiziert. Diese Gebiete liegen räumlich nahe beieinander, sodass auch künftig ein vergleichsweise dichtes Netz beibehalten werden kann, wenn auch in räumlich begrenztem Umfang.

Für die übrigen Netzbereiche ist aus heutiger Sicht im Zieljahr 2045 keine weitere Nutzung vorgesehen. Eine perspektivische Versorgung mit Biomethan ist ausschließlich für die Quartiere 1 und 2 geplant und in der folgenden Abbildung dargestellt.

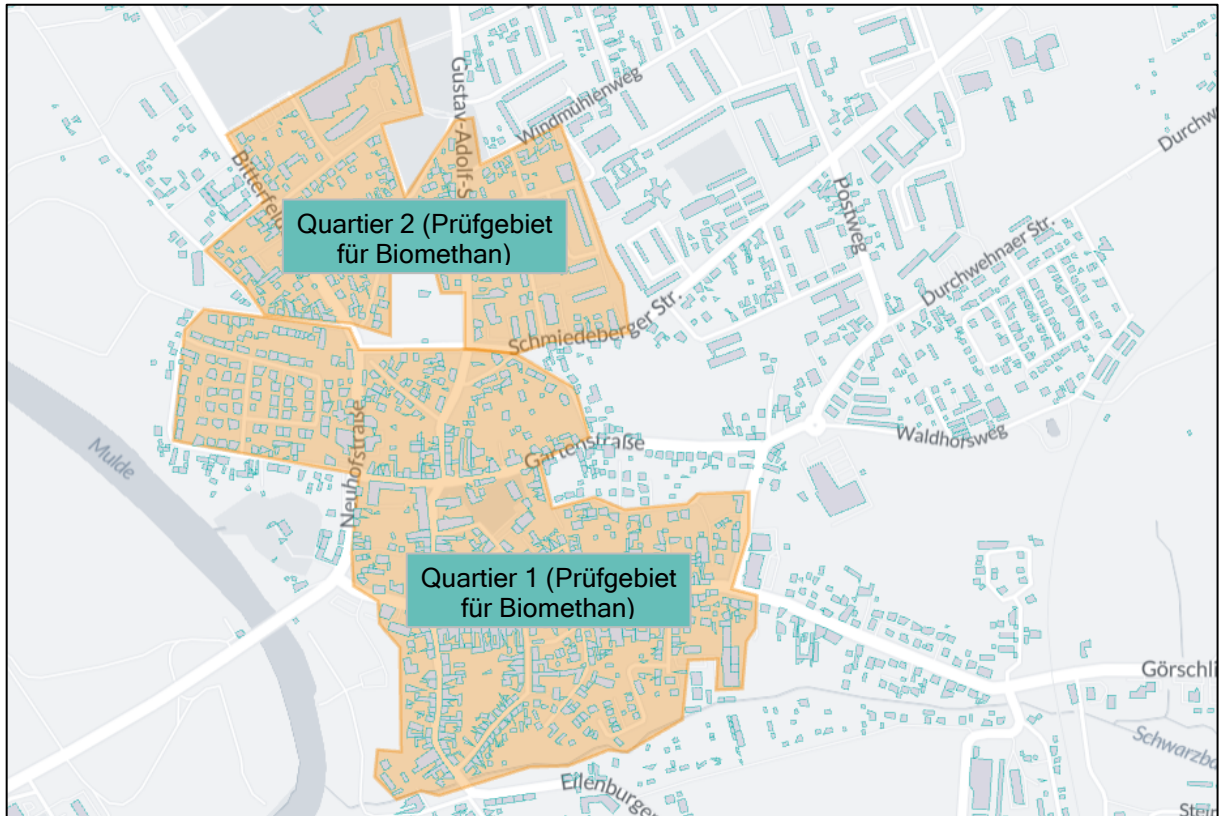


Abbildung: Verortung der Prüfgebiete für Biomethan 2045 (MAPBOX 2024 & OPENSTREETMAP 2024)

Gleichzeitig bestehen auch für diesen begrenzten Nutzungsabschnitt Unsicherheiten hinsichtlich der langfristigen Verfügbarkeit, der Nachfrageentwicklung sowie der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen. Vor diesem Hintergrund müssen auch Optionen einer separaten Netzabspaltung betrachtet werden, sofern eine erneuerbare Versorgung über das Gesamtnetz nicht oder nicht wirtschaftlich darstellbar ist. In solchen Fällen kann eine räumlich abgegrenzte Netzlösung eine Möglichkeit darstellen, um die Versorgung der verbleibenden angeschlossenen Abnehmer sicherzustellen.

Eine solche Ablösung vom bestehenden Gasnetz hätte zur Folge, dass an die Stelle der bisherigen Netzinfrastruktur lokale Versorgungsanlagen und Speicher treten, die die Versorgung eigenständig sicherstellen müssen. Mit dem Aufbau dieser neuen Versorgungsstrukturen geht ein erhöhter Investitionsbedarf einher, der in der Regel nicht durch den bestehenden Netzbetreiber allein getragen werden kann. Stattdessen rücken neue Akteure in den Fokus, etwa private oder institutionelle Investoren, Projektentwickler oder lokale Betreibermodelle. Deren Beteiligung ist entscheidend für die Finanzierung, Umsetzung und den langfristigen Betrieb der Anlagen, bringt jedoch zugleich neue Anforderungen an Koordination, Vertragsgestaltung und Risikoallokation mit sich.

1.2.3.2 Wärmenetze

Wärmenetze nehmen im Zuge der Energiewende eine zunehmend zentrale Rolle bei der Transformation der Wärmeversorgung ein. Insbesondere in dicht besiedelten Gebieten bieten sie die Möglichkeit, Wärme effizient, gebündelt und langfristig planbar bereitzustellen. Durch die gemeinsame Nutzung von Erzeugungs-, Speicher- und Verteilinfrastruktur können Skaleneffekte realisiert und individuelle Lösungen auf Gebäudeebene reduziert werden. Damit eröffnen Wärmenetze erhebliche Chancen für eine nachhaltige, resiliente und wirtschaftliche Wärmeversorgung, stellen Kommunen, Betreiber und Nutzer jedoch zugleich vor vielfältige Herausforderungen.

Zu den wesentlichen Chancen von Wärmenetzen zählt die hohe Flexibilität hinsichtlich der eingesetzten Energiequellen. Diese ermöglichen es, unterschiedliche Wärmequellen miteinander zu kombinieren und schrittweise an veränderte Rahmenbedingungen anzupassen. Gleichzeitig können Wärmenetze einen wichtigen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten, da diese Lastspitzen ausgleichen und durch zentrale Steuerung effizient betrieben werden können. Besonders in Quartieren mit hoher Wärmedichte lassen sich durch den Einsatz von Wärmenetzen Emissionen reduzieren und Flächenbedarfe für dezentrale Anlagen minimieren. Darüber hinaus bieten sie Kommunen die Möglichkeit, aktiv Einfluss auf die Ausgestaltung der Wärmeversorgung zu nehmen und langfristige Klimaziele strategisch zu verfolgen.

Demgegenüber stehen jedoch erhebliche Herausforderungen. Der Aufbau von Wärmenetzen ist mit hohen Investitionskosten verbunden, insbesondere für die Erschließung der Verteilnetze sowie für Erzeugungs- und Speicheranlagen. Diese Investitionen müssen langfristig abgesichert werden, was eine verlässliche Anschluss- und Abnahmequote voraussetzt. Insbesondere in Bestandsquartieren kann die Gewinnung ausreichender Anschlussnehmer anspruchsvoll sein, da individuelle Alternativen konkurrieren und Sanierungszyklen der Gebäude nicht synchron verlaufen. Hinzu kommen planerische und genehmigungsrechtliche Anforderungen, die eine enge Abstimmung zwischen Verwaltung, Netzbetreibern und weiteren Akteuren erfordern.

Ein weiterer zentraler Aspekt ist die Wirtschaftlichkeit von Wärmenetzen über ihre gesamte Lebensdauer. Sinkende Wärmebedarfe infolge energetischer Sanierungen können die Auslastung der Netze beeinflussen und erfordern eine vorausschauende Dimensionierung. Gleichzeitig müssen Wärmenetze flexibel genug gestaltet werden, um auf technologische Entwicklungen und veränderte Rahmenbedingungen reagieren zu können. Die Integration von Speichern und die Anpassung von Temperatur- und Betriebsregimen spielen dabei eine wichtige Rolle.

Die Finanzierung von Wärmenetzen stellt eine eigenständige Herausforderung dar. In der Praxis kommen unterschiedliche Finanzierungsmodelle zum Einsatz, häufig in Kombination. Öffentliche Fördermittel können einen wichtigen Beitrag leisten, insbesondere in der frühen Projektphase. Ergänzend kommen Eigen- und Fremdkapitalfinanzierungen in Betracht, etwa durch kommunale Unternehmen, Zweckverbände oder private Investoren. Auch Modelle der Beteiligung von Grundstückseigentümern oder Anschlussnehmern können zur Finanzierung beitragen, setzen jedoch klare vertragliche Regelungen und transparente Kostenstrukturen voraus. Entscheidend ist in allen Fällen eine langfristige Wirtschaftlichkeitsbetrachtung, die Investitions-, Betriebs- und Instandhaltungskosten berücksichtigt.

Eng mit der Finanzierung verknüpft sind die möglichen Betreibermodelle von Wärmenetzen. Kommunale Eigengesellschaften ermöglichen eine starke Steuerung und Ausrichtung an kommunalen Zielen, gehen jedoch mit einem höheren finanziellen Risiko für die öffentliche Hand einher. Kooperationsmodelle, etwa zwischen Kommunen und privaten Unternehmen, können Risiken verteilen und zusätzliche Expertise einbinden. Private Betreibermodelle bieten häufig eine hohe Umsetzungs- und Investitionskraft, erfordern jedoch eine sorgfältige vertragliche Ausgestaltung, um langfristige Versorgungssicherheit und angemessene Preisstrukturen zu gewährleisten. Auch genossenschaftliche oder quartiersbezogene Modelle gewinnen an Bedeutung, insbesondere dort, wo lokale Akteure aktiv in Planung und Betrieb eingebunden werden sollen.

Insgesamt bieten Wärmenetze erhebliche Potenziale für eine zukunftsfähige Wärmeversorgung, insbesondere in urbanen und verdichteten Räumen. Ihr Erfolg hängt jedoch maßgeblich von einer frühzeitigen und integrierten Planung, einer realistischen Einschätzung der Nachfrageentwicklung sowie von geeigneten Finanzierungs- und Betreibermodellen ab. Nur wenn technische, wirtschaftliche und organisatorische Aspekte gemeinsam betrachtet werden, können Wärmenetze langfristig einen stabilen und tragfähigen Beitrag zur Transformation des Wärmesektors leisten.

Das bestehende Wärmenetz weist eine Trassenlänge von etwa 2,6 km auf und wird derzeit mit einer Vorlauftemperatur von rund 80 °C betrieben. Die Wärmeerzeugung erfolgt über ein Blockheizkraftwerk mit einer thermischen Leistung von 0,6 MW sowie zwei Heizkessel mit jeweils 2,2 MW thermischer Leistung. Im Jahr 2023 wurde ein erneuerbarer Energieanteil von 62 % erreicht, wobei Biomethan und Erdgas als eingesetzte Energieträger fungieren.

Da bislang kein Transformationsplan für das Wärmenetz vorliegt und erst im Jahr 2013 Investitionen in die Anlagentechnik erfolgt sind, stellt die schrittweise Erhöhung des Biomethananteils kurzfristig die technisch und wirtschaftlich naheliegendste Transformationsoption dar. In diesem Zusammenhang muss der bestehende Gasnetzanschluss in die Überlegungen aus dem Kapitel Gasnetze bezüglich der benachbarten Quartiere 1 und 2 einbezogen werden.

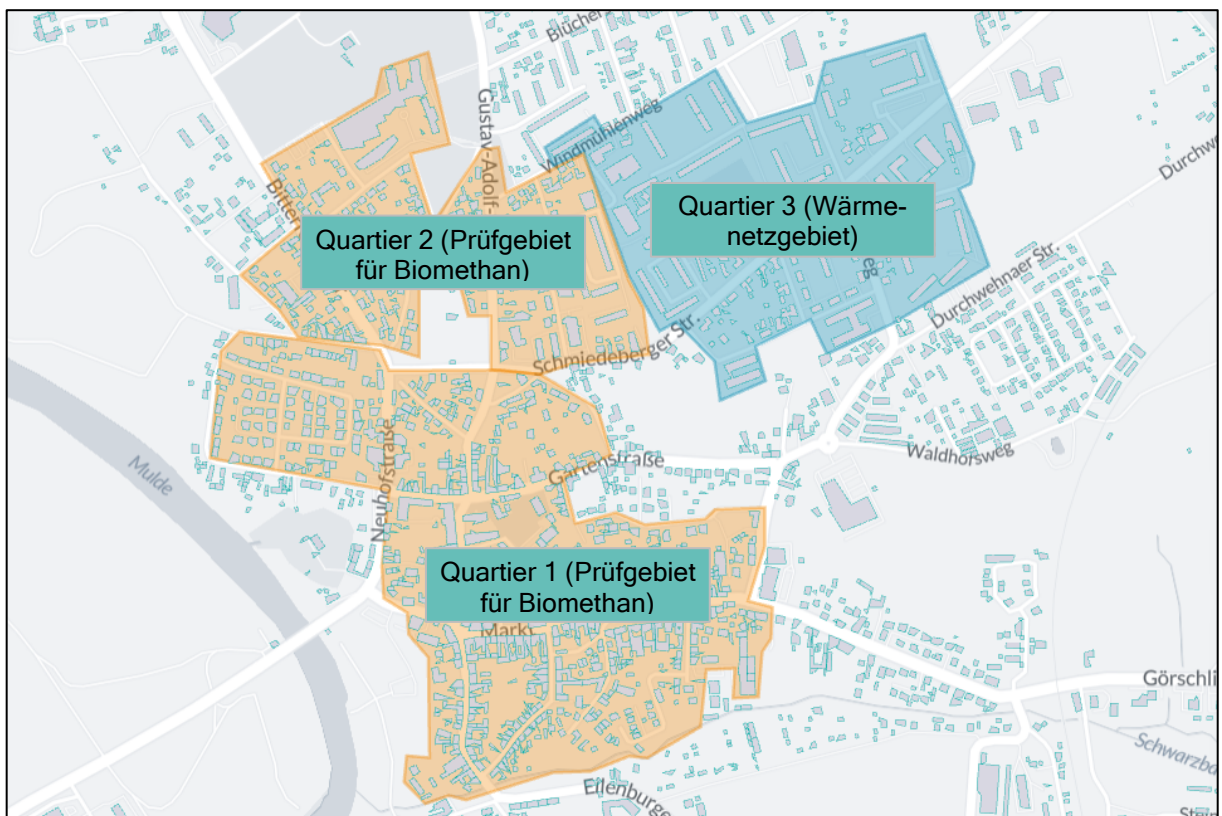


Abbildung: Verortung der Fokusgebiete 2045 (MAPBOX 2024 & OPENSTREETMAP 2024)

Diese Annahmen erfolgen vorbehaltlich der Ergebnisse des noch zu erstellenden Transformationsplans für das Wärmenetz. Im Zuge einer rollierenden Planung sind die daraus resultierenden Erkenntnisse in die Fortschreibung der Kommunalen Wärmeplanung zu integrieren.

Alternativ zur Nutzung von Biomethan, die, wie bereits beschrieben, mit planerischen Unsicherheiten verbunden ist, kann die im Folgenden beschriebene Versorgungsvariante umgesetzt werden. Für eine Zielkonstellation mit einem erneuerbaren Energieanteil von 100 % sowie einer Abdeckung von 82 % der Quartierswärmebedarfe durch das Wärmenetz ergibt sich ein kalkulatorischer Leistungsbedarf von rund 4,2 MW sowie ein erforderliches Pufferspeichervolumen von etwa 6,2 MWh. Diese Kennwerte unterliegen netz- und lastabhängigen Schwankungen und können daher im Rahmen einer detaillierten Auslegung variieren. In diesem Szenario kann das bestehende, vergleichsweise junge BHKW mit einer thermischen Leistung von 0,6 MW weiterhin genutzt und durch Wärmepumpen mit einer zusätzlichen thermischen Leistung von etwa 3,6 MW ergänzt werden. Als Quellenenergie kann der Einsatz von Solarthermie auf einer Fläche von rund 1,8 ha vorgesehen werden, kombiniert mit einem saisonalen Wärmespeicher zur zeitlichen Entkopplung von Wärmeerzeugung und -verbrauch.

1.2.3.3 Stromnetze

Die zunehmende Integration erneuerbarer Energien führt zu einer grundlegenden Transformation des Energiesystems und verändert die elektrische Energieversorgung tiefgreifend. In Deutschland ist das Stromsystem zunehmend durch dezentrale Erzeugungsstrukturen, volatile Einspeisungen und neue Verbrauchsschwerpunkte geprägt. Parallel steigt der Anteil elektrischer Anwendungen in den Bereichen Wärme und Mobilität, vor allem durch den Einsatz von Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen, die zentrale Bausteine einer klimaneutralen Energieversorgung darstellen. Diese Elektrifizierung vormals fossiler Energieverbräuche bewirkt eine signifikante Verschiebung der Lastprofile und einen steigenden Leistungsbedarf in den unteren Netzebenen. Daraus ergeben sich komplexe Anforderungen an Planung, Betrieb und Weiterentwicklung der elektrischen Infrastruktur, die insbesondere für kommunale Akteure im Rahmen der Wärmeplanung relevant sind (DEUTSCHE ENERGIE-AGENTUR 2020).

Die elektrische Energieversorgung in Deutschland basiert traditionell auf einer hierarchischen Netzstruktur, die unterschiedliche Spannungsebenen für Stabilisierung, Energieübertragung und regionale Verteilung vorsieht. Übertragungsnetzebenen (220 kV und 380 kV) dienen primär dem überregionalen Energietransport, während Mittel- und Niederspannungsnetze nach HEUCK, EUCK, DETTMANN & SCHULZ 2010 die Versorgung von Haushalten, Gewerbe und dezentralen Erzeugungsanlagen gewährleisten. Diese Verteilnetzebenen übernehmen zunehmend Aufgaben, die früher höher angesiedelt waren, wie die Integration fluktuierender Einspeiser und die netzorientierte Steuerung dynamischer Lasten. Das führt laut der NETZGESELLSCHAFT BERLIN-BRANDENBURG 2020 zu einer Verschiebung des Systemfokus hin zu dezentralen, messtechnisch durchdrungenen Netzbereichen mit bidirektionalen Leistungsflüssen und komplexen Stabilitätsanforderungen. Das effiziente Zusammenspiel zahlreicher Akteure ist dafür Voraussetzung. Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber, Stromlieferanten, Bilanzkreisverantwortliche, Messstellenbetreiber und Energiehandelsunternehmen koordinieren sich, um Versorgungssicherheit und Systemstabilität zu gewährleisten (ADESSO 2025). Die Digitalisierung und Einführung intelligenter Messsysteme schaffen neue technische und marktliche Rollen, die Datenbereitstellung, Netztransparenz, Verbrauchsflexibilisierung und Steuerungsprozesse unterstützen (BSI 2025). Datenbasierte Netzführung erhöht laut DIGITECH.NETZ 2024 die strategische Beobachtbarkeit und regelbasierte Steuerbarkeit, insbesondere im Niederspannungsnetz.

Herausforderungen des Netzbetriebs entstehen vor allem durch volatile Einspeisungen und wachsende Lasten durch elektrifizierte Anwendungen. Die klassische hierarchische Versorgung wird durch multidirektionale Lastflüsse ersetzt, bei denen lokal erzeugte Energie auch rückgespeist wird. Engpassmanagement, Redispatch-Maßnahmen und Systemdienstleistungen werden dadurch komplexer, während Lastflexibilisierung und netzdienliche Steuerungsmechanismen an Bedeutung gewinnen (WETTINGFELD ET AL. 2023; DUFTER ET AL. 2017).

Gleichzeitig müssen Spitzenlasten kontrolliert werden, da traditionelle Gleichzeitkeitsfaktoren bei zunehmender Flexibilität an Aussagekraft verlieren (HABLE 2024).

Die Kommunale Wärmeplanung spielt in diesem Kontext eine zentrale Rolle. Wärmeversorgung wird zunehmend elektrifiziert und eng mit Stromnetzen verknüpft, sodass eine rein wärmetechnische Betrachtung nicht ausreicht. Weiterführende und sektorübergreifende Planungen, die elektrische und thermische Infrastrukturen koppeln und integrieren, sind notwendig.

Modellprojekte wie das in Wittichenau zeigen, dass Wärmepumpen und Ladeinfrastruktur signifikant zur Netzauslastung beitragen und lokale Engpässe erzeugen, die nur durch digitale Steuerung, Speicherlösungen und gezielten Netzausbau bewältigt werden können (SACHSENNETZE 2024). Standardlastprofile reichen für die zukünftige Planung nicht mehr aus. Synthetische, zeit- und nutzungsabhängige Lastprofile werden zunehmend notwendig, um belastbare Netzsimulationen durchzuführen, Infrastrukturengpässe frühzeitig zu erkennen und Investitionen effizient zu steuern (BDEW 2025; NPRO.ENERGY 2025). Dies entspricht dem energiepolitischen Leitmotiv einer „All-Electric-Society“, in der Strom als zentrale Energieform alle Sektoren systemisch integriert (DEUTSCHE ENERGIE-AGENTUR 2020).

Insgesamt zeigt sich, dass Netzplanung und Energieversorgungsstrategien nicht isoliert betrachtet werden dürfen. Der Ausbau erneuerbarer Energien, elektrischer Wärmeerzeuger und die Transformation des Verkehrssektors erfordern multidimensionale Lösungsansätze, unterstützt durch Digitalisierung, Flexibilitätsmechanismen, Speicherkonzepte und vorausschauende Netzausbauplanung. Der Übergang zu einem dezentralisierten Energiesystem stellt Kommunen vor Herausforderungen, bietet jedoch Chancen für resiliente, effiziente und nachhaltig integrierte Energie- und Wärmeversorgungssysteme (DIGITECH.NETZ 2024; ZELLSYS 2024).

1.2.3.3.1 Netzbelastung durch elektrifizierte Wärmeversorgung

Da das Wärmenetz in der aktuellen Planung mit erneuerbaren Verbrennungsprodukten betrieben wird, entsteht auf der Mittelspannungsebene keine zusätzliche Belastung.

Auf der Niederspannungsebene werden die dezentralen Wärmepumpensysteme angeschlossen, deren Leistungsbedarf in erheblichem Maße von der tages- und jahreszeitlichen Nutzung abhängt. In der folgenden Abbildung ist in Abhängigkeit von der typischen Außenlufttemperatur, aufgelöst auf Stundenbasis für ein Kalenderjahr, dargestellt, welche zusätzlichen Leistungsanforderungen durch den Ausbau der elektrischen Wärmeversorgung entstehen werden. Die Darstellung ist demnach als Differenzabbildung zwischen der Zielstruktur 2045 und den heutigen Lasten zu verstehen.

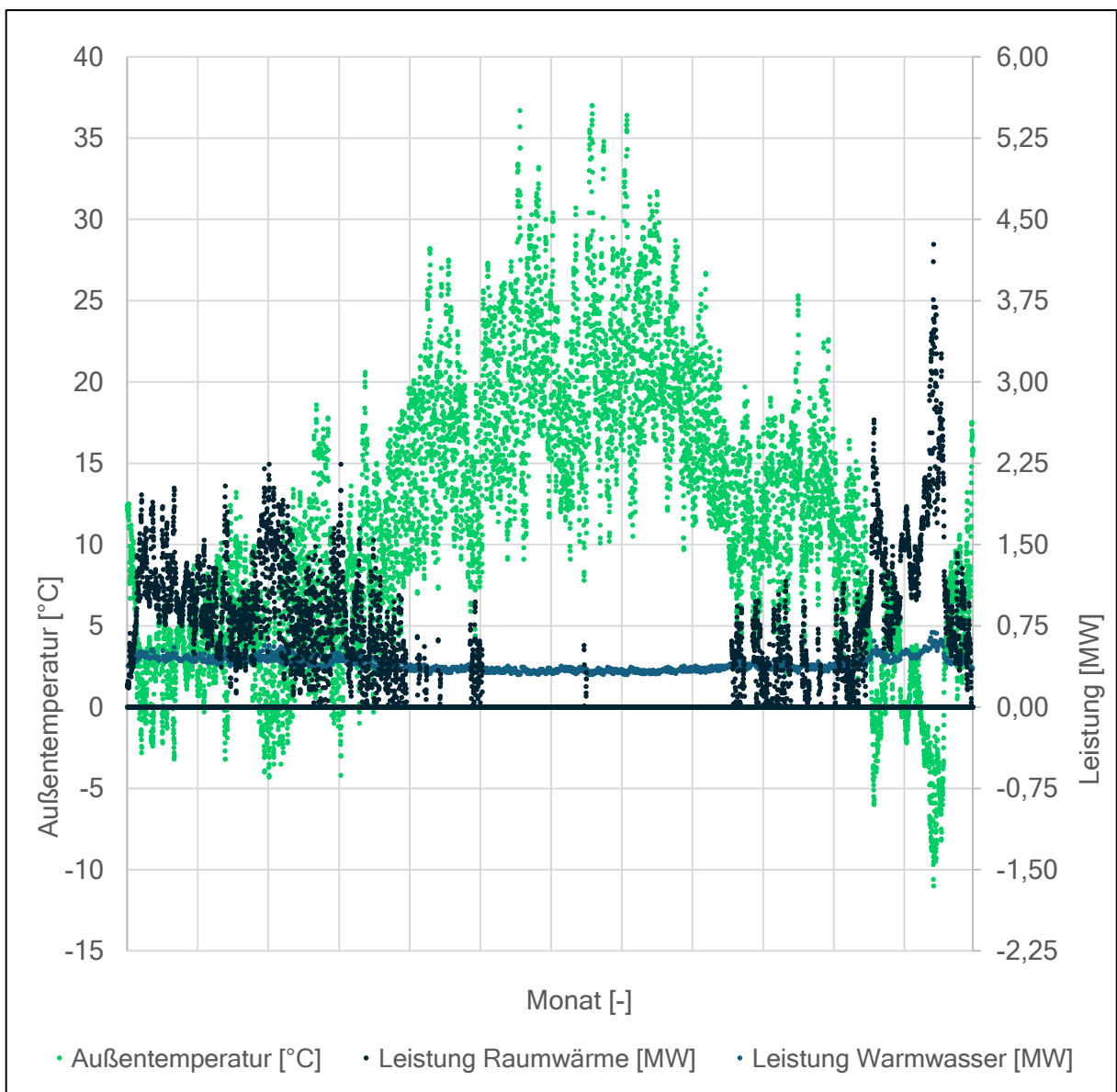


Abbildung: Zusätzlicher Leistungsbedarf und Außentemperatur (interne Berechnungen)

Unter Berücksichtigung der Lastverteilung ergibt sich, zunächst ohne Gleichzeitigkeitsfaktor, ein maximaler Leistungsbedarf von 4,54 MW auf der Niederspannungsebene. Diese Leistungsanforderung ist als zusätzliche Leistung zu den bestehenden Anforderungen zu verstehen. Die zeitliche Auflösung nach Nutzungsanteilen verdeutlicht eine ausgeprägte Leistungsvarianz, die im Rahmen weiterer Netzanalysen detailliert zu berücksichtigen ist.

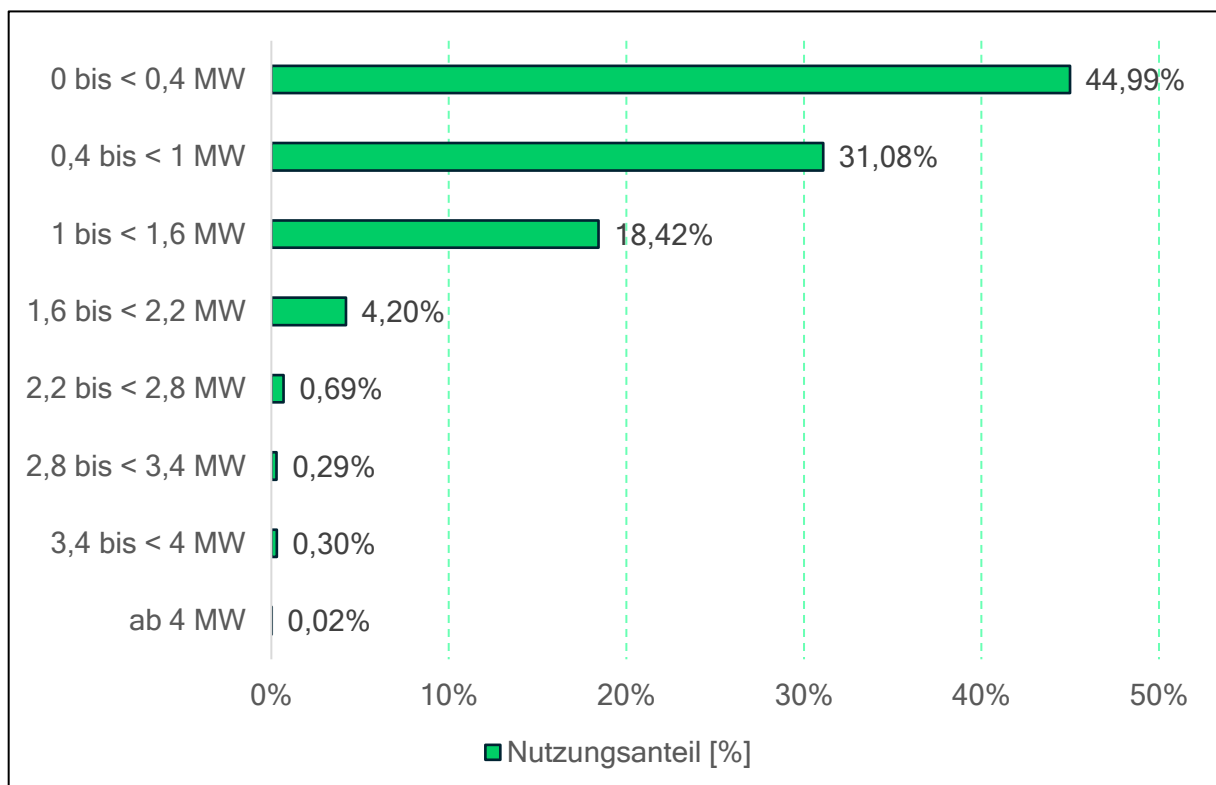


Abbildung: Nutzungsanteile der zusätzlich benötigten Anschlussleistung im Wärmesektor des gesamten Projektgebietes ohne Wärmenetze (Niederspannungsebene, interne Berechnungen)

Zur Abdeckung der Spitzenleistung wären bei einer Teilnetzbelastung von 850 kVA voraussichtlich 6 neue Teilnetze einschließlich Netzausbau, Verlegung von Hausanschlüssen sowie der Errichtung entsprechender Trafostationen erforderlich, sofern die bestehenden Netzstrukturen nicht weiter belastet werden können. Alternativ können zeitlich begrenzte Lastspitzen durch geeignete Maßnahmen des Lastmanagements, beispielsweise durch steuerbare Verbraucher oder netzdienliche Betriebsweisen, begrenzt werden. Dies hat Einschränkungen auf der Kundenseite zur Folge, ist jedoch gemäß den bundesgesetzlichen Regelungen zu steuerbaren Verbrauchseinrichtungen (u. a. § 14a EnWG) rechtlich vorgesehen und trägt zur Begrenzung der Investitionskosten sowie zu niedrigeren Netzentgelten bei. Im Vergleich würden ohne Beibehaltung des Gasnetzes in den Quartieren 1 und 2 insgesamt 7,23 MW Spitzenleistung erforderlich werden. Auf der Investitionskosten Seite ergeben die Berechnungen um 35 % erhöhte Netzausbaukosten im Vergleich zum Zielszenario, was ein zusätzlicher Faktor für die Empfehlung der begrenzten Beibehaltung der Gasnetze in den Quartieren 1 und 2 war.

1.2.3.3.2 Netzbelastung durch Einspeisung

Auf der Netzbelastungsseite durch Einspeisung auf der Niederspannungsebene werden primär dezentrale Anlagen, insbesondere Dachflächen-Photovoltaik-Anlagen, untersucht. Die auf Mittelspannungsebene anzuschließenden Großspeiser werden im Rahmen der Projektierung dieser Anlagen berücksichtigt und sind Teil der Umsetzung im Zusammenspiel zwischen Projektierer und Netzbetreiber. Hingegen erfolgt der Dach-PV-Ausbau dezentral. Die Steuerungsmöglichkeiten der Netzbetreiber sind derzeit noch begrenzt, werden jedoch zunehmend durch Smart-Grid-Technologien, Fernsteuerung der Wechselrichter und Einspeisemanagementsysteme erweitert.

Zur Berechnung der Netzbelastung wurde zunächst eine stündliche Auflösung der Globalstrahlung herangezogen und mit der Berechnung des stündlichen Wirkungsgrades von Photovoltaik-Dachmodulen kombiniert. Diese Berechnung basiert auf einer detaillierten Modellierung der Sonneneinstrahlung unter Berücksichtigung der geographischen Lage, der Tages- und Jahreszeit sowie der Ausrichtung und Neigung der Module. Ausgangspunkt ist der nominale Wirkungsgrad der eingesetzten Module, der typische Systemverluste wie Wechselrichter- und Leitungsverluste berücksichtigt. Auf dieser Basis wird ein temperaturabhängiger Wirkungsgradeinfluss und die geometrische Ausrichtung zur Sonne angewendet, die sowohl die lokale Breite als auch die Sonnenposition im Jahresverlauf einbezieht. Die Sonnenposition wird durch Deklination, Sonnenhöhenwinkel und Stundenwinkel beschrieben, wodurch der Einfallswinkel der Strahlung auf die Module präzise erfasst wird. Durch die Kombination dieser Parameter lässt sich der stündliche Anteil der einfallenden Strahlung bestimmen, der in elektrische Energie umgewandelt werden kann.

Da in der Praxis nicht alle Dachflächen ideal nach Süden ausgerichtet sind und die Neigungen der Dächer variieren, wird die Verteilung der Module nach Ausrichtung und Neigung statistisch berücksichtigt. Basierend auf der Auswertung von REUTHER & KOST 2024 werden typische Anteile für Südausrichtung, Süd-Ost und Süd-West sowie für weitere Richtungen angenommen. Ebenso werden für die Neigung der Dächer charakteristische Bereiche definiert, die den überwiegenden Teil der Gebäude in der Kommune repräsentieren. Für jede Kombination von Neigung und Ausrichtung wird der spezifische geometrische Wirkungsgrad berechnet und anschließend gewichtet. Auf diese Weise entsteht ein mittlerer, stündlicher Wirkungsgrad für die gesamten Photovoltaik-Dachanlagen, der die reale Verteilung der Module realistisch abbildet. Die dabei auftretende Maximalleistung ist 15,34 MW. Die dabei auftretenden Nutzungsanteile werden wie folgt dargestellt.

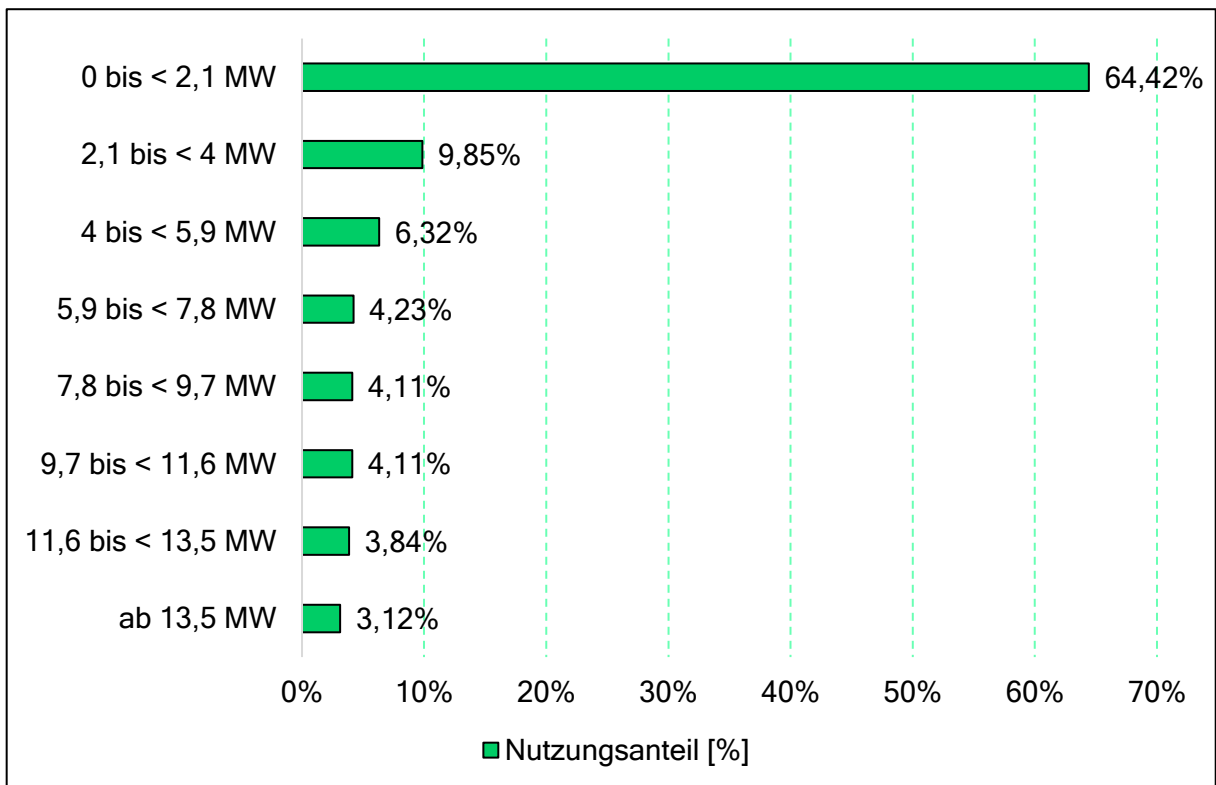


Abbildung: Nutzungsanteile der zusätzlich benötigten Anschlussleistung für Photovoltaik auf Dächern im gesamten Projektgebiete (Niederspannungsebene, interne Berechnungen)

Die dargestellte Berechnung repräsentiert die voraussichtlich erzeugte elektrische Leistung von Dachflächen-Solarmodulen und erlaubt noch keine direkte Ableitung der Belastung des Niederspannungsnetzes. Die tatsächliche Netzbelastung hängt von einer Vielzahl dynamischer und miteinander interagierender Faktoren ab. Dazu zählen unter anderem zeitlich variable Lastprofile der angeschlossenen Verbraucher, die Kapazität und der Ladezustand lokaler Batteriespeicher, die Nutzung von Elektrofahrzeugen, die verfügbare Ladeinfrastruktur, die aktuelle Auslastung und Lage der Niederspannungsnetze, die Steuerung über lokale Energiemanagementsysteme uvm. Diese Einflussgrößen unterliegen sowohl kurzfristigen Schwankungen, beispielsweise durch wetterbedingte Leistungsschwankungen der PV-Anlagen oder tägliche Verbrauchsspitzen, als auch langfristigen Veränderungen, wie etwa dem Ausbau dezentraler Speicherkapazitäten, der zunehmenden Elektrifizierung des Verkehrssektors oder der Einführung intelligenter Steuerungssysteme.

Vor diesem Hintergrund stellen die berechneten PV-Leistungen eine methodisch belastbare Grundlage für weitergehende Analysen dar. Sie können beispielsweise als Ausgangspunkt für simulationsbasierte Netzplanungen dienen. Die Berechnungen ermöglichen damit eine sachliche und nachvollziehbare Basis für weiterführende Analysen, ohne dass zum jetzigen Zeitpunkt quantitative Aussagen über die tatsächliche Netzeinspeisung getroffen werden können.

1.2.3.4 Bilanzielle Gesamtdarstellung

Im Rahmen der bilanziellen Gesamtdarstellung werden die Effekte der vorgesehenen Maßnahmen auf die Stromversorgung des Projektgebiets zusammengeführt und über die Entwicklung der jährlichen Stromproduktion und -verbrauchs analysiert. Betrachtet wird der aggregierte Stromverbrauch des Gebäudesektors, bestehend aus Haushaltsstrom und dem elektrifizierten Wärmesektor. Der Verkehrssektor bleibt in dieser Analyse unberücksichtigt. Dem jährlichen Stromverbrauch wird die im Projektgebiet erzeugte erneuerbare Strommenge gegenübergestellt.

Die folgende Abbildung zeigt die bilanzielle Entwicklung der erneuerbaren Stromproduktion auf Jahresbasis. Die Zunahme der Stromerzeugung ist unmittelbar auf die im nächsten Unterkapitel beschriebenen Maßnahmen zurückzuführen, insbesondere auf den sukzessiven Ausbau von Anlagentechnik zur erneuerbaren Stromproduktion. Die Darstellung macht deutlich, in welchem Umfang die lokale Stromerzeugung im Betrachtungszeitraum gesteigert werden kann.

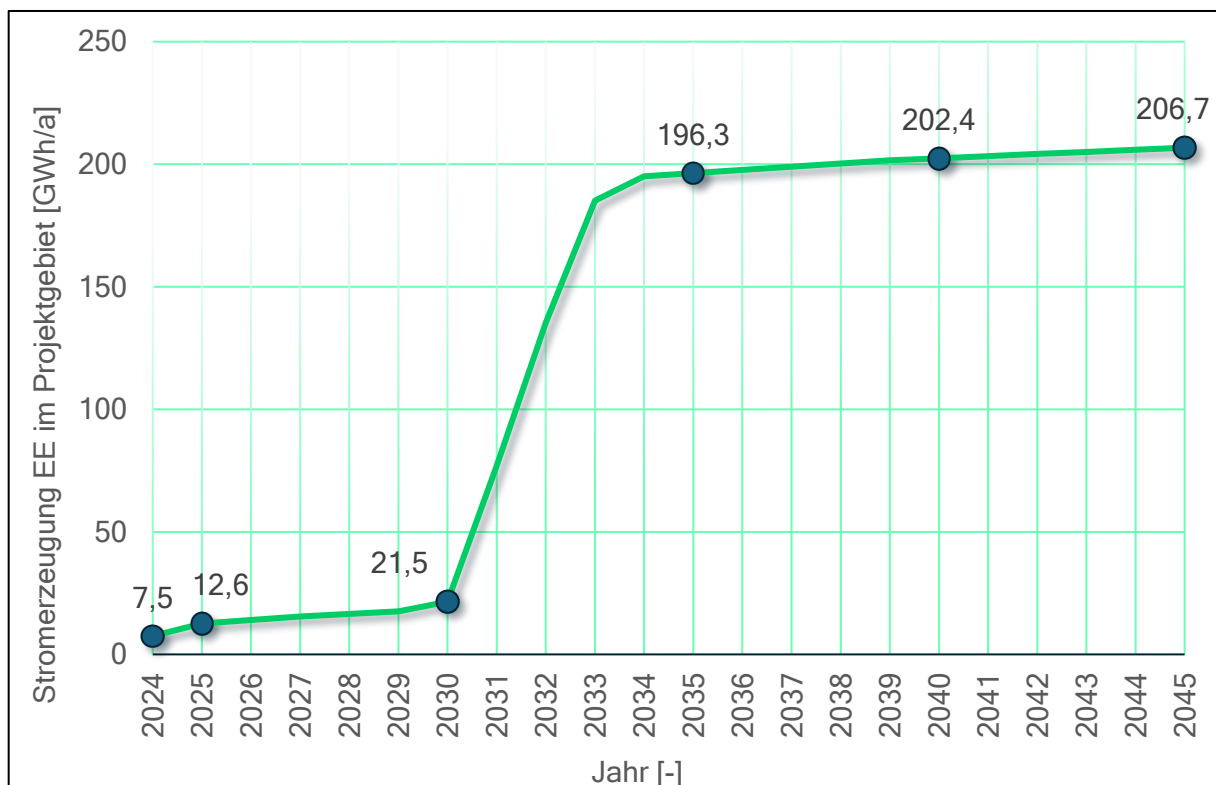


Abbildung: Stromerzeugung im Projektgebiet (interne Berechnungen)

Ergänzend dazu wird in einer weiteren Abbildung der jährliche Eigenversorgungsanteil aufgezeigt. Dieser ergibt sich aus dem Verhältnis der erneuerbaren Stromproduktion zum Stromverbrauch des Gebäudesektors und dient als zentrale bilanzielle Kenngröße zur Bewertung der energetischen Selbstversorgung. Erreicht dieser einen Wert von 100 %, wird die Kommune bilanziell über das Gesamtjahr hinweg vollständig mit selbst erzeugtem Strom versorgt. Diese Betrachtung erfolgt ebenfalls ohne Berücksichtigung des Verkehrssektors. Die Entwicklung des Eigenversorgungsanteils verdeutlicht darüber hinaus, in welchem Maß der zusätzliche Strombedarf des Wärmesektors durch den Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung kompensiert werden kann.

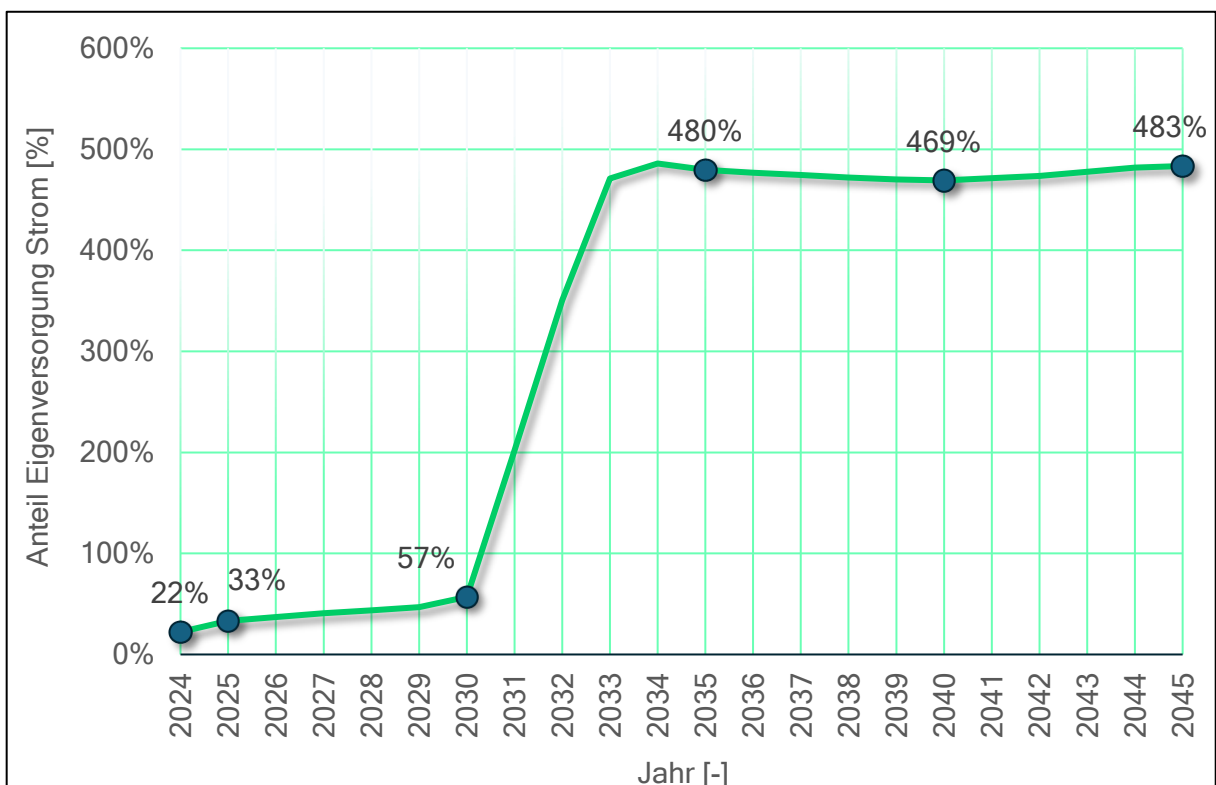


Abbildung: Eigenanteil der Stromerzeugung im Verhältnis zum Stromverbrauch (interne Berechnungen)

Die dargestellten bilanziellen Ergebnisse geben einen Überblick über die voraussichtliche Entwicklung der Stromproduktion und des Eigenversorgungsanteils. Im Anschluss werden diese Ergebnisse durch die Beschreibung der angesetzten Handlungsfelder erläutert und in einen fachlichen Zusammenhang eingeordnet.

1.2.4 Zusammenfassung Energieplan

Zur Erreichung der definierten Klimaziele und zur nachhaltigen Transformation der Wärme- und Stromversorgung sind gezielt Tätigkeiten in verschiedenen Handlungsfeldern notwendig. Diese umfassen sowohl die Reduktion fossiler Energieträger als auch die umfassende Nutzung erneuerbarer Energien. Ziel ist es, den Energiebedarf im Gebäudesektor effizient zu decken, den Anteil erneuerbarer Energien kontinuierlich zu erhöhen und langfristig eine weitgehend CO₂-neutrale Versorgung zu gewährleisten. Dafür sind folgende Transformations-schritte notwendig:

- Realisierung der Sanierungsleistung von kumuliert 28,4 GWh/a bis 2045
- Kontinuierlicher Ausstieg aus den Energieträgern: Heizöl, Flüssiggas, Braun- und Steinkohle
- Kontinuierlicher und vollständiger Umstieg auf Wärmepumpe oder Biomasse in allen dezentral versorgten Quartieren
- Kontinuierlicher Ausstieg aus dem Energieträger Gas (dezentrale Versorgung) in allen Quartieren mit Ausnahme von Quartier 1 und 2
- Kontinuierlicher Umstieg von Erdgas auf 100% Biomethan in den Quartieren 1 und 2 bis 2045
- Weiterführung der Transformation des bestehenden Wärmenetzes im Quartier 3 von 62% erneuerbaren Energieanteil in 2023 auf 100% in 2045 mit Hilfe von Biomethan
- Anschluss weitere Wärmenetzkunden im Quartier 3, um den Anteil Nutzenergie im Quartier von 43,6 % in 2024 auf 82% in 2045 zu erhöhen
- Versorgung mit Biomethan in Höhe von 28,25 GWh/a in 2045 für die Quartiere 1 - 3
- Ausbau Dachflächenphotovoltaik nach Berechnung aus dem Kapitel Potenziale
- Anschluss von 1 Windkraftanlage im November 2030
- Anschluss von 2 Windkraftanlagen im Juni 2031
- Anschluss von 2 Windkraftanlagen im Juni 2032
- Anschluss von 1 Windkraftanlage im August 2033

Insgesamt bilden die beschriebenen Transformationsschritte einen umfassenden Handlungsrahmen zur Dekarbonisierung und Modernisierung der Energieversorgung in allen Quartieren. Sie kombinieren Effizienzsteigerungen im Gebäudebereich mit einem gezielten Ausbau erneuerbarer Strom- und Wärmezeugung. Damit wird sowohl eine signifikante Reduktion fossiler Energieträger als auch eine nachhaltige Erhöhung der erneuerbaren Anteile gewährleistet, wodurch die langfristigen Ziele bis 2045 erreicht werden können.

1.3 Maßnahmen

Die Maßnahmen konzentrieren sich insbesondere auf die Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien im Wärmesektor. Der geplante Ausbau ist in der folgenden Abbildung zusammenfassend dargestellt.

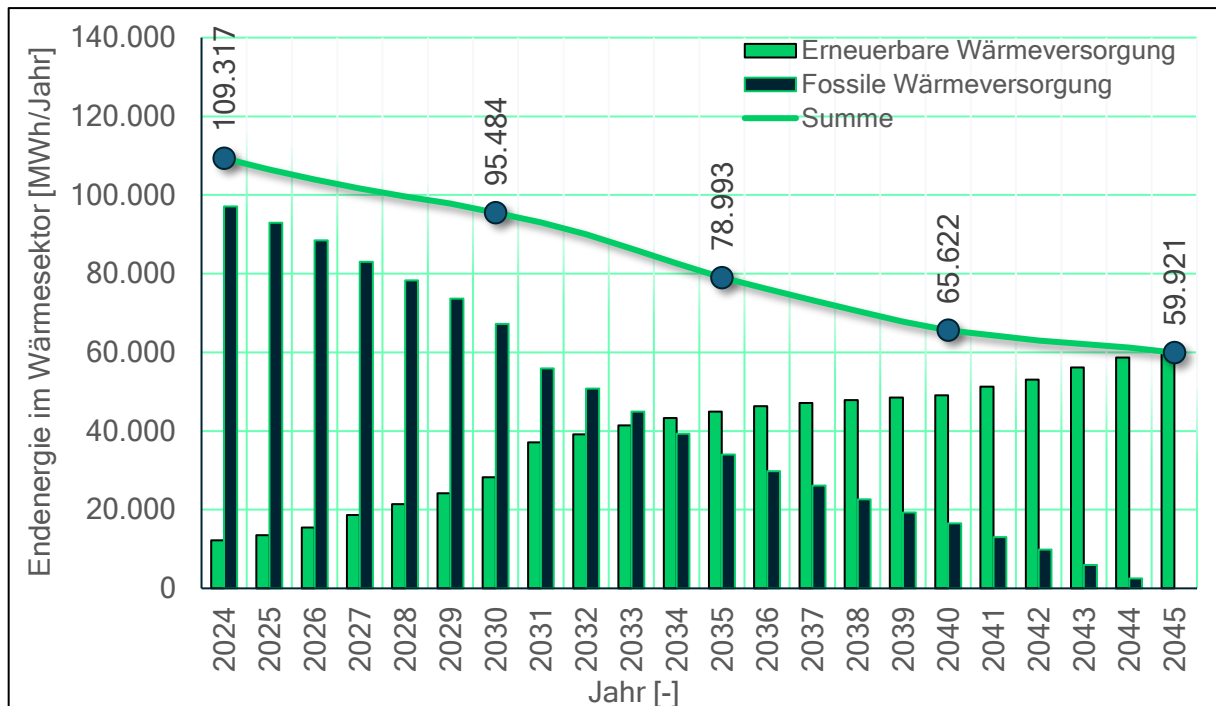


Abbildung: Fossile und erneuerbare Anteile am Endenergieverbrauch bis 2045 (interne Berechnungen)

Zur besseren Strukturierung sind die Maßnahmen thematisch in vier Cluster gegliedert.

- Cluster: Versorgungsstruktur
- Cluster: Informieren und Weiterbilden
- Cluster: Energiebedarf reduzieren
- Cluster: Prozesse und Weiteres

Das Cluster Versorgungsstruktur umfasst Maßnahmen zur Weiterentwicklung und Umstellung der Wärmeversorgung. Im Cluster Informieren und Weiterbilden sind Maßnahmen zur Sensibilisierung, Beratung und Qualifizierung relevanter Akteure gebündelt. Das Cluster Energiebedarf reduzieren beinhaltet Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz und zur Senkung des Wärmebedarfs. Ergänzend fasst das Cluster Prozesse und Weiteres übergreifende, organisatorische und unterstützende Maßnahmen zusammen. Aus den insgesamt 18 Maßnahmen werden im Folgenden die zentralen Inhalte zusammengefasst. Die detaillierten Maßnahmensteckbriefe wurden der kommunalen Verwaltung übergeben. Da sie interne Bewertungen, sensible Projektdaten sowie vorläufige Planungsstände enthalten, sind sie nicht zur Veröffentlichung vorgesehen. Dies dient sowohl dem Schutz laufender Abstimmungsprozesse als auch der Sicherstellung einer sorgfältigen fachlichen Weiterbearbeitung.

1.3.1 Maßnahmencluster Versorgungsstruktur

Dieses Cluster umfasst Maßnahmen zur strategischen Weiterentwicklung und Optimierung der kommunalen Energieversorgungsinfrastruktur. Im Mittelpunkt stehen der Aufbau resilienter, erneuerbarer und effizienter Wärme- und Stromversorgungssysteme sowie die koordinierte Planung von Erzeugungsanlagen, Netzinfrastrukturen und Speichertechnologien. Ziel ist es, eine langfristig sichere, wirtschaftliche und klimaneutrale Energieversorgung zu gewährleisten.

Maßnahmenübersicht			
Nr.	Benennung	Maßnahme	Priorität
Cluster: Versorgungsstruktur			
01	Versorgung 01	Projektierung des Wärmenetzes im Quartier 3	Hoch
02	Versorgung 02	Analyse der Umsetzbarkeit tiefer Geothermie für Neubaugebiete	Niedrig
03	Versorgung 03	Verbau effizienter Heizungsanlagen in kommunalen Gebäuden nach Gebietsausweisung	Mittel
04	Versorgung 04	Eignungsprüfung von Photovoltaikanlagen auf kommunalen Gebäuden	Hoch
05	Versorgung 05	Ausbau von Photovoltaik mit verbindlicher Raumplanung	Hoch
06	Versorgung 06	Ausbau von Windkraftanlagen mit verbindlicher Raumplanung	Hoch

Tabelle: Maßnahmenübersicht aus dem Cluster Versorgungsstruktur

1.3.2 Maßnahmencluster Informieren und Weiterbilden

Im Fokus dieses Clusters stehen Maßnahmen zur Stärkung der Informationsbasis und der Kompetenzen relevanter Akteure. Durch zielgerichtete Informationsangebote und Beratungsformate soll das Bewusstsein für energie- und wärmetechnische Zusammenhänge vertieft und die Umsetzung von Klimaschutz- und Transformationsmaßnahmen erleichtert werden.

Maßnahmenübersicht			
Nr.	Benennung	Maßnahme	Priorität
Cluster: Informieren und Weiterbilden			
07	Informieren 01	Bevölkerungsinformation: Heizungen der Bürger/innen	Mittel
08	Informieren 02	Fortlaufende Erstellung eines FAQ auf der Internetseite der Kommune bzgl. der Wärmewende	Niedrig
09	Informieren 03	Informationsveranstaltung zur Klimakrise und deren Folgen	Mittel

Tabelle: Maßnahmenübersicht aus dem Cluster Informieren und Weiterbilden

1.3.3 Maßnahmencluster Energiebedarf reduzieren

Dieses Cluster beinhaltet Maßnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz und zur Reduzierung des Endenergiebedarfs in Gebäuden, Betrieben und kommunalen Einrichtungen. Dazu zählen insbesondere Sanierungsmaßnahmen, Effizienzsteigerungen bei technischen Anlagen und die Förderung eines ressourcenschonenden Energieverbrauchs. Ziel ist es, die energetische Gesamtbelastung zu senken und die Grundlage für eine wirtschaftliche Transformation des Energiesystems zu schaffen.

Maßnahmenübersicht			
Nr.	Benennung	Maßnahme	Priorität
Cluster: Energiebedarf reduzieren			
10	Energiebedarf 01	Erarbeitung eines Sanierungsfahrplans der kommunalen Liegenschaften	Mittel
11	Energiebedarf 02	Durchführung einer proaktiven Sanierungsberatung für Gebäudeeigentümer	Mittel

Tabelle: Maßnahmenübersicht aus dem Cluster Energiebedarf reduzieren

1.3.4 Maßnahmencluster Prozesse und Weiteres

Dieses Cluster umfasst Maßnahmen zur Optimierung verwaltungsinterner Abläufe, zur Verbesserung der interkommunalen Zusammenarbeit sowie zur Schaffung geeigneter regulatorischer und organisatorischer Rahmenbedingungen. Darüber hinaus beinhaltet es unterstützende Querschnittsmaßnahmen, die den Transformationsprozess strukturell flankieren und eine effiziente Umsetzung der Kommunalen Wärmeplanung sicherstellen.

Maßnahmenübersicht			
Nr.	Benennung	Maßnahme	Priorität
Cluster: Prozesse und Weiteres			
12	Weiteres 01	Wärmeplan beschließen und Gebietsausweisung planen	Hoch
13	Weiteres 02	Organisation und Fortschreibung der Wärmeplanung	Mittel
14	Weiteres 03	Maßnahmenidentifizierung zusammen mit Industrie, Gewerbe und Landwirtschaft	Mittel
15	Weiteres 04	Zukunftsfähige Wärmeversorgung von Neubaugebieten im Planverfahren berücksichtigen	Mittel
16	Weiteres 05	Systematische Aufforstung von Waldgebieten	Niedrig
17	Weiteres 06	Abschluss von Öko-Tarifen für Gas und Strom	Mittel
18	Weiteres 07	Systematische übergreifende Abstimmung mit Nachbarkommunen	Niedrig

Tabelle: Maßnahmenübersicht aus dem Cluster Prozesse und Weiteres